

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN EL BLOQUE 27

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

TATIANA MARIBEL AGILA MEJÍA

tatiana_agm@yahoo.es

MARITZA ANABELA CEVALLOS BEDÓN

jesanbel_684@hotmail.com

DIRECTOR: ING. GERARDO BARROS

decano.geologia@epn.edu.ec

Quito, Abril 2010

DECLARACIÓN

Nosotras, Tatiana Maribel Agila Mejía y Maritza Anabela Cevallos Bedón, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación personal; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros 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 normatividad institucional vigente.

TATIANA AGILA MEJÍA

ANABELA CEVALLOS BEDÓN

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Tatiana Maribel Agila Mejía y Maritza Anabela Cevallos Bedón bajo mi supervisión.

Ing. Gerardo Barros
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A mi padre Dios que es mi guía y mi fortaleza, quien conduce mi camino, a quien le debo mi vida y mis logros, mis infinitas alegrías y gracias a quien valoro las verdaderas enseñanzas de mis errores. Gracias por todas las bendiciones presentes en mi vida.

A mis padres Consuelito y Segundo y a mi hermanita Cris, por ser el pilar fundamental y la razón de mi vida, por su apoyo incondicional, por su incansable esfuerzo, por su infinita comprensión, por todos sus consejos y a quienes me faltará vida para agradecerles todo lo que han hecho por mí.

A mis tíos y primitos quienes siempre han estado conmigo y me han demostrado su afecto y cariño solidario.

A la Escuela Politécnica Nacional y de manera especial a la Facultad de Ingeniería en Petróleos, a sus maestros quienes en las aulas y fuera de ellas nos inculcan en el camino del conocimiento, la responsabilidad, el respeto y la libertad.

A todos mis pollitos, mis hermanos chiquitos con quienes he compartido incontables momentos llenos de anécdotas, alegrías y tristezas, quienes se convirtieron en mi segunda familia durante todos estos años. Un agradecimiento especial a Anabela Cevallos, con quien pude alcanzar esta nueva meta; a Lutita Barba y Paito Martínez mis poderosas por siempre, a Andrés Caicedo por su apoyo sincero y a todos y cada uno de mis amig@s que han sabido perdonar mi ingratitud y siempre han estado conmigo ya sea con una palabra de aliento o un mensaje frecuente.

Al ingeniero Gerardo Barros, Raúl Valencia, Miguel Criollo, Miguel Ángel Orozco y José Ochoa quienes nos supieron orientar e inculcar sabios consejos y conocimientos y gracias a quienes pudimos culminar este proyecto.

AGRADECIMIENTO

A Dios por siempre guiarme por el buen camino, y por haber puesto todas las pruebas difíciles en mi camino haciendo que aprenda a conocerme y a ser mejor cada día.

A mis padres Celia y Anibal que me dieron la vida y gracias a sus enseñanzas soy una persona grande y fuerte, llena de valores y principios.

A mis hermanos Santiago y Katya que siempre han estado conmigo y que me han apoyado en todo.

A mi esposo Santiago que gracias él estoy culminando mi carrera y gracias por todas las cosas que me ha enseñado, con él he aprendido a conocerme y a ser mejor cada día, a mejorar con cada caída y a levantarme siempre.

A Taty mi adorada compañera de tesis que siempre estuvo apoyándome en las buenas y malas siempre estará en mi corazón ocupando un lugar muy especial porque sin ella no estaría culminando una etapa más de mi vida.

A la Escuela Politécnica Nacional y de manera especial a la Facultad de Ingeniería en Petróleos, a sus maestros quienes en las aulas y fuera de ellas nos inculcan en el camino del conocimiento, la responsabilidad, el respeto y la libertad.

A todos mis amigos, porque ellos de una u otra manera siempre han estado apoyándome a cada instante de mi vida, a todos los que fueron mis pilares cuando tuve alguna caída, siempre estarán en mi corazón mis POLLOS, Mónica, Mayrita, Caro y todos mis amores no les nombro porque cada una sabe quien es soy de las personas que se expresa siempre por lo que cada uno sabe lo mucho que los y las quiero.

Al ingeniero Gerardo Barros, Raúl Valencia, Miguel Criollo, Miguel Ángel Orozco y José Ochoa quienes nos supieron orientar e inculcar sabios consejos y conocimientos y gracias a quienes pudimos culminar este proyecto.

DEDICATORIA

A Dios por mostrarme todos los días que la vida es un verdadero milagro y por darme la oportunidad, el ánimo y la fuerza para vivir todos los días de mi vida ese milagro intensamente.

A mi mami Consuelito, quien es mi ejemplo de amor, esfuerzo, perseverancia, fortaleza y sacrificio, que a pesar de la distancia siempre esta junto a mí y que sin ella no habría podido llegar culminar esta meta.

A mi papi Segundo, quien me a brindado su total apoyo, su confianza, su ayuda, su comprensión y sobre todo su infinita paciencia.

A mi ñañita bella Cris que a pesar de los mil y un dolores de cabeza que gracias a mi ha tenido, siempre ha estado conmigo y más que mi hermana a sido mi amiga en las buenas y en las no tan buenas.

TAM

*“Has solo lo que amas y serás feliz,
el que hace lo que ama esta infinitamente
condenado al éxito, que llegará cuando deba llegar,
porque lo que debe ser será y llegará naturalmente”.*

Facundo Cabral

DEDICATORIA

A mis padres y mis hermanos que son una familia que cualquiera desearía pero yo tengo la suerte de que sea mía. Ellos que siempre han estado conmigo y me han apoyado toda mi vida, los AMO. De ellos he aprendido a ser una persona ejemplar y ellos son un ejemplo de amor y comprensión.

A mi esposo Santiago quien me enseñó a conocerme en todos los sentidos, a aprender de mí y a ser mejor cada día, quien estuvo y estará siempre a mi lado y quien es parte de mi corazón y de todo mi ser.

A mis tíos Beatriz y Hernán, que siempre han sido parte de mi vida y que de ellos he aprendido mucho, enseñándome cada día el valor del trabajo duro.

A mi abuelito Juan Francisco Cevallos que a pesar de que ya no está en este mundo sé que siempre está conmigo cuidándome y protegiéndome de los males, le prometí que algún día sería una profesional y hoy lo he cumplido.

“El amor siempre será el motor de la humanidad y siempre estará presente por más que digamos que no lo necesitamos”

ÍNDICE

ÍNDICE	9
ÍNDICE DE TABLAS	13
ÍNDICE DE GRÁFICOS	16
RESUMEN	21
PRESENTACIÓN	22
CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS Y CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENAS PRODUCTORAS	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 UBICACIÓN.....	2
1.3 GEOLOGÍA.....	5
1.3.1 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL	5
1.3.2 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS YACIMIENTOS	6
1.3.3 INTERPRETACIÓN ESTRATIGRÁFICA.....	10
1.4 CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS	12
1.4.1 PROPIEDADES DE LA ROCA.....	12
1.4.1.1 Porosidad (Φ)	12
1.4.1.2 Permeabilidad (k).....	12
1.4.1.3 Resistividad (R)	12
1.4.1.4 Resistividad del Agua de Formación (R_w).....	12
1.4.1.5 Saturación de Agua (S_w).....	12
1.4.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO	13
1.4.2.1 Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)	13
1.4.2.2 Factor Volumétrico del Gas (β_g).....	13
1.4.2.3 Gas en Solución	13
1.4.2.4 Viscosidad (μ).....	13
1.4.2.4.1 Viscosidad del Petróleo (μ_o)	13
1.4.2.4.2 Viscosidad del Agua (μ_g).....	14
1.4.2.5 Solubilidad del Gas (R_s).....	14

1.4.2.6 Compresibilidad (c).....	15
1.4.2.6.1 Compresibilidad del Petróleo (c_o).....	15
1.4.2.6.2 Compresibilidad del Agua (c_w).....	16
1.4.3 RESULTADOS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL ANÁLISIS DE NÚCLEOS DE LOS CAMPOS	16
1.4.4 RESULTADOS DE LAS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LOS CAMPOS.....	17
1.4.5 RESULTADOS DE LAS CARACTERÍSTICAS PVT DE LOS CAMPOS	19
1.4.6 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS	21
1.4.6.1 Determinación de la Porosidad.....	21
1.4.6.2 Determinación del Volumen de Arcilla	23
1.4.6.3 Determinación de la porosidad efectiva (θ_e)	24
1.4.6.4 Resistividad del Agua de Formación (R_w).....	24
1.4.6.5 Determinación de la Saturación de Agua (S_w)	26
Método Indonesia	26
1.4.6.6 Determinación del contenido de hidrocarburos.....	26
CAPÍTULO 2	29
ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS DEL BLOQUE 27	29
2.1 CAMPO TIPISHCA – HUAICO	29
2.1.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	29
2.1.2 PRESIONES	30
2.1.3 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	30
2.1.3.1 Estado de los Pozos	30
2.1.4 COMPLETACIÓN DE POZOS	35
2.1.5 HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.....	35
2.2 CAMPO BLANCA	35
2.2.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	35
2.2.2 PRESIONES	36
2.2.3 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	36
2.2.3.1 Estado De Los Pozos	36

2.2.4 COMPLETACIÓN DE POZOS	38
2.2.5 HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	38
2.3 CAMPO VINITA	39
2.3.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	39
2.3.2 PRESIONES	39
2.3.3 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	40
2.3.3.1 Estado de los Pozos	40
2.3.4 COMPLETACIÓN DE POZOS	41
2.3.5 HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	41
2.4 ESTADO ACTUAL DEL BLOQUE 27	42
2.4.1 PRODUCCIÓN	42
2.4.2 PETRÓLEO CRUDO FISCALIZADO	42
2.4.3 REINYECCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN	42
2.4.4 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	43
2.4.5 GENERACIÓN ELÉCTRICA	44
CAPÍTULO 3	45
CÁLCULO DE RESERVAS	45
3.1 RESERVAS DE LOS RESERVORIOS	45
3.2 RESERVAS	45
3.2.1 RESERVAS PROBADAS	45
3.2.2 RESERVAS PROBABLES	46
3.2.3 RESERVAS POSIBLES	46
3.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	46
3.4 CÁLCULO DE RESERVAS	52
3.4.1 MÉTODO DE CURVAS DE DECLINACIÓN	52
3.4.2 MÉTODO DE BALANCE DE MATERIALES	52
3.4.3 MÉTODO VOLUMÉTRICO	54
CAPÍTULO 4	61
PROPUESTA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN LOS CAMPOS....	61

4.1 CAMPO TIPISHCA-HUAICO	61
4.2 CAMPO BLANCA	94
4.3 CAMPO VINITA	103
4.4 RESUMEN DEL ANÁLISIS TÉCNICO.....	109
4.5 ESTADO DE LOS POZOS REINYECTORES	111
CAPÍTULO 5	112
EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	112
5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO	112
5.1.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)	112
5.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	113
5.1.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN.....	113
5.1.4 INGRESOS	115
5.1.5 EGRESOS	116
5.2 CRONOGRAMA DE TRABAJOS	116
5.2.1 HIPÓTESIS EN LOS QUE SE BASA EL ANALISIS ECONÓMICO ...	117
5.2.2 DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN, VALOR ACTUAL NETO Y LA TASA INTERNA DE RETORNO	117
5.2.2.1 Primer Caso.....	118
5.2.2.2 Segundo Caso.....	118
5.2.2.3 Tercer Caso.....	118
CAPÍTULO 6	123
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	123
6.1 CONCLUSIONES GENERALES	123
6.2 CONCLUSIONES ESPECÍFICAS	124
6.3 RECOMENDACIONES.....	125
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	127
ANEXOS	128

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

Tabla 1.1	Profundidades de las Arenas del Campo Vinita.....	17
Tabla 1.2	Resultado del Análisis de Núcleos del Pozo Vinita-01.....	17
Tabla 1.3	Petrofísica Campo Tipishca - Huaico.....	18
Tabla 1.4	Propiedades del Petróleo a Condiciones Iniciales y de Burbuja del Campo Tipishca - Huaico.....	20
Tabla 1.5	Propiedades del Petróleo a Condiciones Iniciales y de Burbuja del Campo Blanca.....	20
Tabla 1.6	Propiedades del Petróleo a Condiciones Iniciales y de Burbuja del Campo Vinita	21

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1	Estado de los Pozos del Campo Tipishca – Huaico.....	30
Tabla 2.2	Estado de los Pozos del Campo Blanca.....	36
Tabla 2.3	Estado de los Pozos del Campo Vinita.....	40

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1	Producción Acumulada de Petróleo del Bloque 27 (a diciembre del 2009).....	46
Tabla 3.2	Producción Diaria de Fluidos del Bloque 27 (del 30 de diciembre del 2009).....	48
Tabla 3.3	Reservas de los Pozos del Campo Tipishca - Huaico.....	57
Tabla 3.4	Reservas de los Pozos del Campo Blanca.....	59
Tabla 3.5	Reservas de los Pozos del Campo Vinita.....	60

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Huaico-01 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	62
Tabla 4.2 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-01 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	65
Tabla 4.3 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-02 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	68
Tabla 4.4 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-03 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	70
Tabla 4.5 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-06 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	73
Tabla 4.6 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-07 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	75
Tabla 4.7 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-08 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	78
Tabla 4.8 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-09 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	81
Tabla 4.9 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-11 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	84
Tabla 4.10 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-12 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	87
Tabla 4.11 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-13 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	90
Tabla 4.12 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-14 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	92
Tabla 4.13 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Blanca-01 desde Agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	95
Tabla 4.14 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Blanca-02 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	98
Tabla 4.15 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Blanca-05 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	101

Tabla 4.16 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Vinita-01 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	104
Tabla 4.17 Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Vinita-02 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	107
Tabla 4.18 Resumen Del Análisis Técnico de Cada Pozo del Bloque 27.....	109

CAPÍTULO 5

Tabla 5.1 Costos De Producción Pozo Por Pozo Del Bloque 27.....	114
Tabla 5.2 Costos De Trabajos.....	114
Tabla 5.3 Resultados Del Análisis Económico.....	116
Tabla 5.4 Resultados Finales Primer Caso.....	118
Tabla 5.5 Resultados Finales Segundo Caso.....	118
Tabla 5.6 Resultados Finales Tercer Caso.....	119
Tabla 5.7 Resultados Primer Caso.....	120
Tabla 5.8 Resultados Segundo Caso.....	121
Tabla 5.9 Resultados Tercer Caso.....	122

ÍNDICE DE GRÁFICOS

CAPÍTULO 1

Gráfico 1.1 Mapa de Ubicación del Bloque 27.....	3
Gráfico 1.2 Mapa de Ubicación de los Campos del Bloque 27.....	4
Gráfico 1.3 Columna Estratigráfica del Bloque 27.....	11
Gráfico 1.4 Viscosidad del Petróleo en Función de la Presión a Temperatura Constante.....	14
Gráfico 1.5 Comportamiento de la Razón Gas Petróleo en Solución.....	15
Gráfico 1.6 Carta GEN 9. Resistividad de Soluciones Salinas.....	25

CAPÍTULO 3

Gráfico 3.1 Porcentaje de Producción Acumulada de Petróleo del Bloque 27 (a diciembre del 2009).....	47
Gráfico 3.2: Producción Diaria de Petróleo del Bloque 27 (del 30 de diciembre del 2009).....	48
Gráfico 3.3 Producción Diaria de Agua del Bloque 27 (del 30 de diciembre de 2009).....	49
Gráfico 3.4 Mapa de Grillas (Grid Map) del Bloque 27.....	50
Gráfico 3.5 Mapa de Grillas (Grid Map) del Campo Tipishca - Huaico.....	50
Gráfico 3.6 Mapa de Grillas (Grid Map) del Campo Blanca.....	51
Gráfico 3.7 Mapa de Grillas (Grid Map) del Campo Vinita.....	51

CAPÍTULO 4

Gráfico 4.1: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Huaico-01 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	63
Gráfico 4.2: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-01 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	66

Gráfico 4.3: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-02 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	69
Gráfico 4.4: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-03 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	71
Gráfico 4.5: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-06 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	74
Gráfico 4.6: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-07 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	76
Gráfico 4.7: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-08 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	79
Gráfico 4.8: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-09 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	82
Gráfico 4.9: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-11 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	85
Gráfico 4.10: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-12 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	88
Gráfico 4.11: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-13 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	91
Gráfico 4.12: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Tipishca-14 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	93
Gráfico 4.13: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Blanca-01 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	96
Gráfico 4.14: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Blanca-02 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	99
Gráfico 4.15: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Blanca-05 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	102
Gráfico 4.16: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Vinita-01 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	105
Gráfico 4.17: Producción Promedio Diaria por Mes de Fluidos del Pozo Vinita-02 desde agosto del 2008 a diciembre del 2009.....	108

ÍNDICE DE ANEXOS

CAPÍTULO I

ANEXO 1.1: Corte Estructural Estratigráfico Campo Tipishca-Huaico.....	129
ANEXO 1.2: Corte Estructural Estratigráfico Campo Blanca.....	131
ANEXO 1.3: Corte Estructural Estratigráfico Campo Vinita.....	133
ANEXO 1.4: Registro Eléctrico Pozo Tipishca-02.....	135

CAPÍTULO 2

ANEXO 2.1 Plataformas Bloque 27.....	137
ANEXO 2.2 Pruebas Iniciales De Producción De Los Campos Tipishca – Huaico Blanca Vinita.....	139
ANEXO 2.3 Resumen de las medidas de presión realizadas durante el Año 2008.....	145
ANEXO 2.4 Completaciones De Pozos De Los Campos Tipishca – Huaico Blanca Vinita.....	148
ANEXO 2.5 Historia de Completaciones y Reacondicionamientos del Bloque 27.....	164
ANEXO 2.6 Líneas de Transporte de Crudo.....	168

SIMBOLOGÍA

Símbolo	Definición
ANSI:	American National Standards Institute
API:	American Petroleum Institute
BAPD:	Barriles de agua por día
Bca:	Blanca
BES:	Bombeo eléctrico sumergible
BF:	Barriles fiscales
BFPD:	Barriles de fluido por día
BH-JET:	Bombeo hidráulico tipo jet
BIPD:	Barriles inyectados por día
Bls:	Barriles
BN:	Barriles normales
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BSW:	Basic sediments and water
C:	Compresibilidad
Co:	Compresibilidad del petróleo
Cw:	Compresibilidad del agua
F _{nc} :	Flujo neto de caja
Fr:	Factor de recobro
Ft:	Pies
Ho:	Espesor de petróleo
K:	Permeabilidad
Km:	Kilómetros
md:	Milidarcy
MD:	Profundidad medida
MMBF:	Millones de barriles fiscales
MMBP:	Millones de barriles por día
N:	Petróleo inicial en el yacimiento
Ni:	Reservas iniciales
Np:	Reservas producidas

Pb:	Presión de burbuja
PCN:	Pies cúbicos normales
Pi:	Presión inicial
POES:	Petróleo original en sitio
PVT:	Presión, volumen y temperatura
R:	Resistividad
Rp:	Razón gas-petróleo acumulativa
Rs:	Solubilidad del gas
Rw:	Resistividad del agua de formación
Sg:	Saturación de gas
So:	Saturación de petróleo
Sw:	Saturación de agua
TIR:	Tasa interna de retorno
TIRm:	Tasa interna de retorno mensual
Tps:	Tipishca
TVD:	Profundidad vertical verdadera
USD:	Dólares
UTM:	Universal Transverse Mercator
VAN:	Valor actual neto
Vin:	Vinita
We:	Intrusión de agua
Wp:	Producción de agua
Ø:	Porosidad
β_o :	Factor volumétrico de petróleo
β_{ob} :	Factor volumétrico de petróleo a la presión de burbuja
β_g :	Factor volumétrico de gas
β_w :	Factor volumétrico de agua
μ :	Viscosidad
μ_o :	Viscosidad del petróleo
μ_{ob} :	Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja
μ_w :	Viscosidad del agua

RESUMEN

El presente proyecto está dirigido a incrementar la producción de petróleo en el Bloque 27, para lo cual se realiza un estudio detallado pozo por pozo de los Campos Tipishca-Huaico, Blanca y Vinita que conforman el Bloque 27, de acuerdo a la situación actual de los pozos, pruebas iniciales y resultado de cálculo de reservas.

Para poder conocer la situación actual en la que se encuentran los pozos se realizó un análisis considerando el historial de producción, arenas productoras, porosidades, saturaciones, presiones, tipo de pozos, historial de reacondicionamientos, completaciones y tipo de levantamiento.

En base a los datos con los que se dispuso, se realizó el cálculo de reservas por el método volumétrico, con lo que se estimó el POES y las reservas remanentes para las diferentes formaciones productoras.

Posteriormente con los resultados de los cálculos obtenidos y las pruebas iniciales se presentó una propuesta técnica para cada pozo que permitirá incrementar la producción de acuerdo a las condiciones en las que se encuentran.

Realizamos una evaluación económica que incluye los trabajos propuestos y los costos para realizar dichos trabajos, además de los costos de producción, ingresos y egresos, valores que nos permitieron calcular el valor actual neto y la tasa interna de retorno, con lo que se puede determinar la factibilidad y rentabilidad del proyecto.

Se presentan finalmente las conclusiones y recomendaciones de acuerdo a la propuesta técnica planteada para cada pozo en base al estudio realizado.

PRESENTACIÓN

Petroproducción ha visto la necesidad de realizar un estudio detallado del Bloque 27 que permita incrementar la producción de petróleo, por lo que es necesario realizar un análisis para presentar propuestas técnicas factibles y económicamente rentables de ser realizadas en los pozos de los Campos Tipishca-Huaico, Blanca y Vinita.

El presente proyecto tiene como finalidad presentar una propuesta técnica para incrementar la producción del Bloque 27 de acuerdo a las condiciones actuales, analizando los parámetros petrofísicos, el estado de los pozos, la historia de producción, pruebas iniciales, reservas y los tipos de levantamiento de cada pozo.

La propuesta técnica se realiza para cada uno de los pozos tomando en cuenta principalmente las condiciones actuales en las que se encuentran además de los resultados de los cálculos de reservas y de pruebas iniciales.

La rentabilidad económica del proyecto se determina con la estimación del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR). Para determinar estos valores se considera los pozos en los cuales se tiene un mayor incremento en la producción y los costos de los trabajos propuestos.

Los resultados del presente estudio y las propuestas planteadas para los pozos del Bloque 27 se muestran en las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS Y CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

1.1 ANTECEDENTES

El primer pozo perforado del Bloque 27 fue el pozo exploratorio Vinita-01 en noviembre de 1971, la perforación se realizó por parte de la compañía Cóndor INC., este pozo llegó a la profundidad de 6.300 pies y marcó el inicio de la producción de petróleo del Bloque.

El 29 de marzo de 1995, City Oriente Limited firmó el contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 27 de la Región Amazónica Ecuatoriana, el mismo que fue inscrito en el registro de Hidrocarburos el 28 de abril del mismo año.

En 1998 la interpretación de registros sísmicos dieron como resultado la ubicación de tres pozos en el Bloque: Tasé-01, Patricia-01 y Tipishca-01. El descubrimiento de petróleo en el pozo Tipishca-01, conllevó a ampliar el programa de exploración y desarrollo. Hasta el año 2001 se perforaron 6 pozos de desarrollo en el Campo Tipishca, permitiendo definir el tamaño del yacimiento.

A finales del 2008 el Bloque pasó a ser dirigido y desarrollado por Petroproducción tras un acuerdo con el Estado.

El Bloque 27 está conformado por tres Campos principales: Tipishca–Huaico, Blanca y Vinita, los cuales serán considerados para el presente estudio.

Adicionalmente también se encuentran en el Bloque los Campos Calumeña, Tasé, Margaret, Consuelo y Aleluya.

Hasta diciembre del 2009 el Bloque cuenta con 17 pozos productores, 12 en el Campo Tipisha-Huaico, 3 en el Campo Blanca y 2 en el Campo Vinita.

El potencial de explotación del Bloque 27 en los principales prospectos preliminarmente mapeados se estima en 26 MM Bls.

1.2 UBICACIÓN

El Bloque 27 está ubicado superficialmente en las coordenadas UTM 74.452.074 m E y 10.015.752.934 m N. Localizado al Noreste de la Cuenca Amazónica, en la provincia de Sucumbíos. Forma parte del sistema prolífico, de las cuencas del cabo de la región Sub Andina de América del Sur, el cual se extiende desde Venezuela hasta Argentina. La extensión del Bloque 27 es de 1.882,24 Km² (Gráfico 1.1).

CAMPO TIPISHCA - HUAICO

El Campo Tipishca - Huaico está localizado en el Bloque 27, en el Cantón Putumayo de la Provincia de Sucumbíos de la Región Amazónica Ecuatoriana, al este del eje de la Cuenca Napo. (Gráfico 1.2).

CAMPO BLANCA

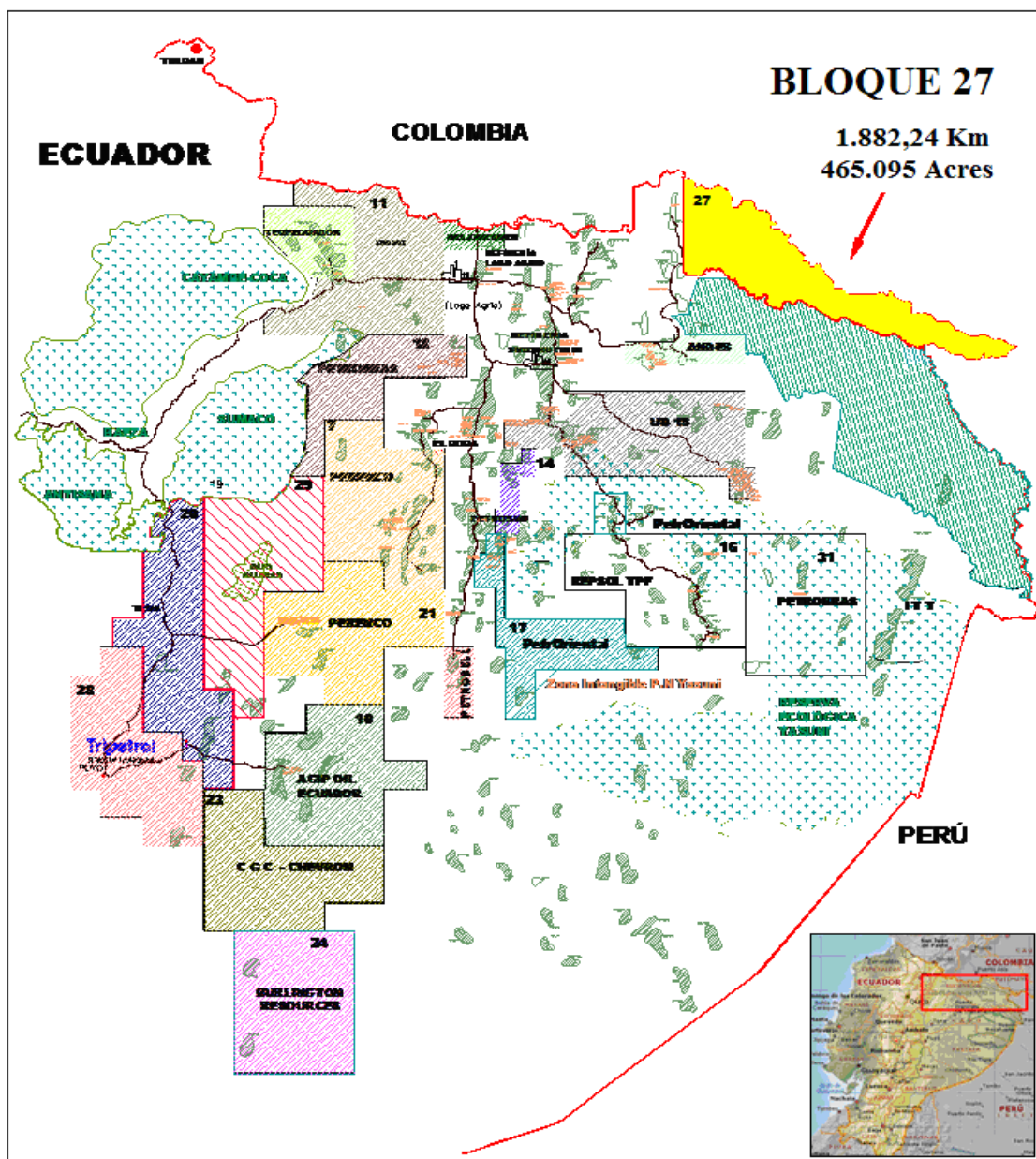
El campo Blanca se encuentra ubicado en la parte noroccidental del Bloque 27 entre los Ríos San Miguel y Putumayo aproximadamente a 20 Km al norte del campo Tipishca-Huaico en el cantón Putumayo en la provincia del Sucumbíos de la Región Amazónica Ecuatoriana. (Gráfico 1.2).

CAMPO VINITA

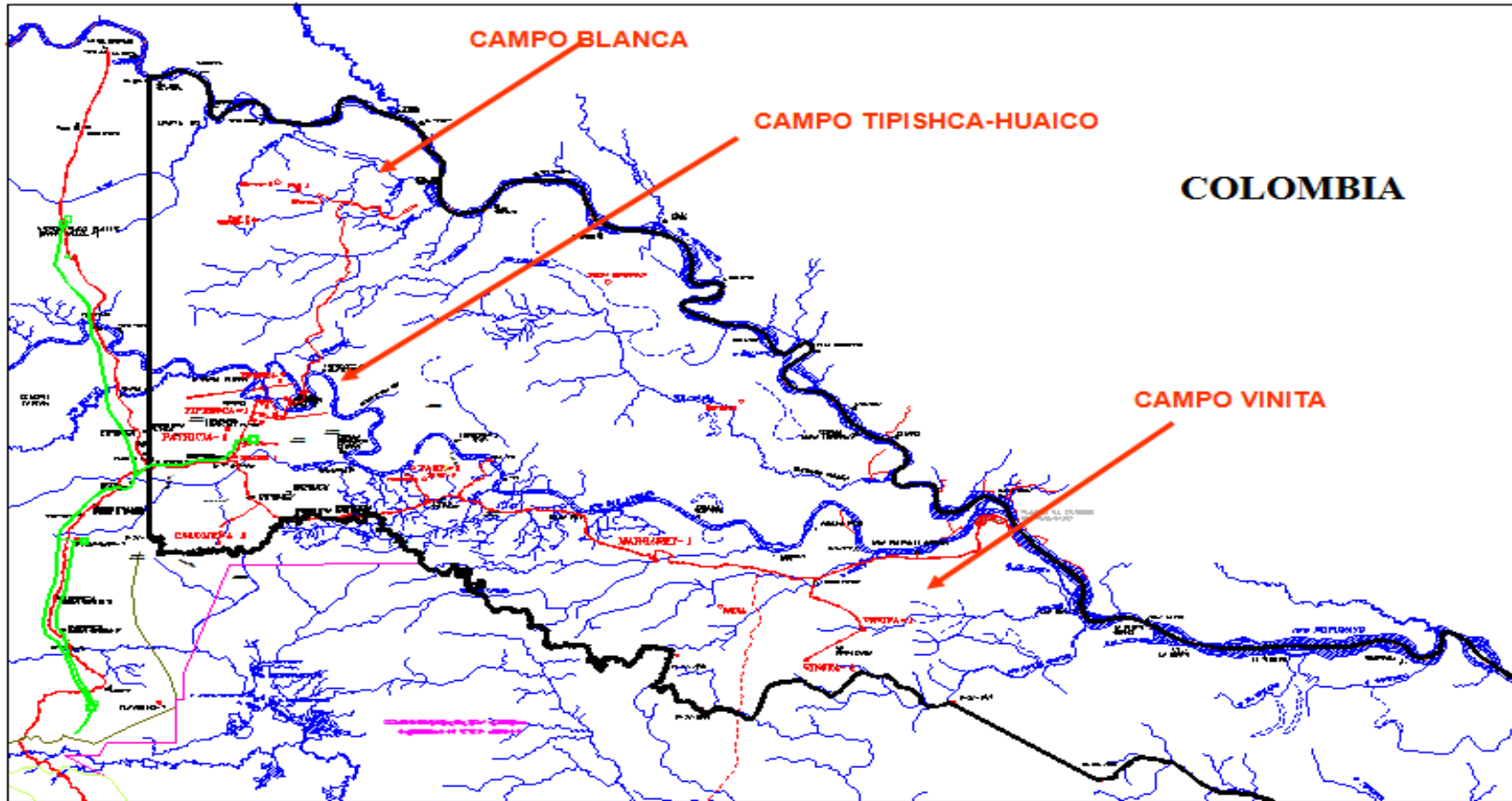
El Campo Vinita está localizado en la parte central del Bloque 27, aproximadamente a 45 Km al sureste del Campo Tipishca–Huaico en el Cantón Putumayo de la Provincia de Sucumbíos de la Región Amazónica Ecuatoriana (Gráfico 1.2).

GRÁFICO 1.1

MAPA DE UBICACIÓN DEL BLOQUE 27



Fuente: Archivo Técnico. PPR.
Elaboración: Petroproducción.

GRÁFICO 1.2**MAPA DE UBICACIÓN DE LOS CAMPOS DEL BLOQUE 27**

Fuente: Archivo Técnico. PPR.
Elaboración: Petroproducción.

1.3 GEOLOGÍA

1.3.1 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL

Los cierres estructurales presentes a lo largo del Bloque 27 parecen haberse desarrollado posteriores al cretáceo terciario y por lo tanto involucran a todos los potenciales sellamientos del yacimiento. El sector oeste del Bloque tiene potencial para desarrollar yacimientos adicionales cerrados, porque las secciones superiores de cada unidad se hacen más marinas (cambian de facie). Al este los sellamientos se comprimen en forma creciente y el número de zonas de pago de gran espesor decrece.

Los cierres estructurales son de relieve relativamente bajo (10-50 pies de cierre vertical), por lo que la explotación de estos cierres estructurales es moderadamente arriesgada.

CAMPO TIPISHCA - HUAICO

La estructura de los Campos Tipishca-Huaico, determinada a través de sísmica 2D y 3D, corresponde a una "Nariz Estructural" de dirección preferencial suroeste-noreste, la misma que limita en su flanco occidental con una falla inversa de igual dirección. Sobre esta estructura se asientan los principales reservorios del campo, areniscas: M-1; M-2; U Superior; U Inferior y T Superior.

Hacia el noreste del campo, las curvas estructurales tienden a abrirse hacia una zona estructuralmente más alta, lo que probablemente aumentaría su prospectividad en estos horizontes.

CAMPO BLANCA

La estructura del Campo Blanca corresponde tanto en tiempo como en profundidad a un monoclinial de dirección predominante norte-sur, buzando hacia el este y limitada en su flanco oriental por una falla inversa de igual dirección.

CAMPO VINITA

En el área este de Vinita, a nivel estructural se define que la sección de Napo se acuña hacia el este y pasa de ambiente marino a continental, las areniscas inferiores se acuñan hasta truncarse contra el basamento del monoclinal que sube hacia el este.

1.3.2 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS YACIMIENTOS

En el Bloque 27 los yacimientos productivos se presentan en las areniscas M- 1, M-2, U y T principalmente, con probabilidad de entramparse hacia la parte este que es la más alta estructuralmente.

CAMPO TIPISHCA-HUAICO

Arenisca M-1

En rasgos generales, la arenisca M-1 aumenta de espesor de este a oeste, variando entre los 80 y 91 pies. Está conformado predominantemente de arenisca con intercalaciones de lutita, caliza y ocasionalmente limolita.

La arenisca es cuarzosa, transparente, de grano fino a medio, de regular porosidad.

La lutita es generalmente de color gris oscuro, moderadamente firme a firme.

La caliza es crema, firme a moderadamente firme.

Arenisca M-2

La arenisca M-2 presenta un espesor entre los 58 y 86 ft, mostrando su menor espesor en la parte central del área y yace directamente sobre la caliza A.

Está conformada predominantemente de arenisca con intercalaciones de lutita y en menor proporción con caliza.

La arenisca es cuarzosa, de grano fino a medio, porosidad regular, con inclusiones de glauconita.

La lutita es de color gris a gris oscuro, moderadamente firme, no calcárea.

La caliza es de color gris clara, moderadamente dura, sin porosidad visible.

Arenisca T

La formación T está compuesta de dos cuerpos, superior e inferior separados por una lutita, la cual se presenta en todos los pozos del área.

T Superior

La principal litología de esta formación es arenisca con intercalaciones de lutita y su espesor varía de 38 a 60 pies.

La arenisca es cuarzosa, transparente, de grano fino a medio, de porosidad regular, asociada con glauconita, con manchas irregulares de petróleo café oscuras.

La lutita es de color gris oscura a negra, moderadamente firme, no calcárea.

T Inferior

Esta formación se caracteriza por la presencia predominante de arenisca con intercalaciones de lutita y caliza.

Presenta un espesor que varía entre los 31 y 37 pies en Tipishca. En Huaico se presenta con 65 pies.

La arenisca es blanca, transparente, de grano fino a medio, de porosidad regular, sin muestras de petróleo.

La lutita es de color negro, a gris oscuro, firme a moderadamente firme, no calcárea.

La caliza es de color gris claro, cremosa.

CAMPO BLANCA

Arenisca M-1

Esta unidad consiste de arenisca intercalada con lutita y en la parte superior escasa limolita.

Arenisca cuarzosa de color blanco transparente, el tamaño de grano es fino y porosidad regular con pobre saturación de hidrocarburos en parches y puntos de color café claro sin fluorescencia natural.

Lutita de color gris obscuro ocasionalmente negro, moderadamente firme a suave y a veces quebradiza.

Limolita de color gris claro moderadamente firme y no calcárea.

Arenisca M-2

Se observa arenisca intercalada con caliza y lutita.

La arenisca se encuentra asociada con abundante glauconita, tiene regular saturación de hidrocarburos en forma de parches de color negro.

La caliza es de color gris claro asociada con glauconita y pirita.

Lutita gris oscura levemente calcárea.

Arenisca U Inferior

Se observa principalmente arenisca intercalada con lutita, kaolinita y ocasionalmente con caliza.

Arenisca cuarzosa de color café claro de clasificación regular.

Kaolinita con regular saturación de hidrocarburo, moderadamente firme.

Lutita de color negro ocasionalmente astillosa quebradiza no calcárea.

Caliza color crema moderadamente firme asociada con glauconita.

Arenisca Tena

El Pozo Blanca-01 es el primer pozo de la Región Amazónica ecuatoriana que descubre la presencia de arenisca Tena de la formación Tena con contenido de petróleo con gravedad de 27 °API en cantidades comerciales.

Es una arenisca cuarzosa, de color café claro, con tamaño de grano medio a grueso, con regular saturación de hidrocarburos en forma de puntos y parches de color café oscuro.

Formación Tena

Esta formación consiste principalmente de arcillolita intercalada con limonita una capa de arenisca con saturación de hidrocarburo cerca del tope de la formación y capas delgadas de arenisca en la parte inferior.

Arcillolita predominantemente café rojiza, moderadamente firme, ocasionalmente dura, no calcárea.

Formación Hollín

Se observa principalmente arenisca que esta intercalada con kaolinita y lutita.

Arenisca cuarzosa de color blanco predominantemente de grano grueso, ocasionalmente con puntos negros de hidrocarburo pesado.

Kaolinita de color crema firme, no calcárea.

Lutita de color negro moderadamente firme, quebradiza y no calcárea.

CAMPO VINITA

Arenisca M-1

Aumenta de espesor de noreste a suroeste y está conformada predominantemente de arenisca con intercalaciones de lutita, caliza y ocasionalmente con limolita.

La arenisca es cuarzosa, blanca, de grano medio a fino, ocasionalmente de grano grueso.

La lutita generalmente es de color gris oscuro, no calcárea.

La caliza es crema y firme a moderadamente firme.

Arenisca M-2

Está conformada predominantemente de arenisca con intercalaciones de lutita y en menor proporción con caliza.

La arenisca es cuarzosa, de grano fino a medio, suelta, porosidad visible regular, con inclusiones de glauconita.

La lutita es de color gris a gris oscuro, moderadamente firme, no calcárea.

La caliza es de color gris clara a crema, moderadamente dura, sin porosidad visible.

Arenisca U

La principal litología de esta formación es arenisca con intercalaciones de lutita.

La arenisca es cuarzosa, transparente, de grano fino a medio, de porosidad regular, asociada con glauconita.

La lutita es de color gris obscura a negra, moderadamente firme, no calcárea.

Arenisca T

Esta formación se caracteriza por la presencia predominante de arenisca con intercalaciones de lutita y caliza.

La arenisca es blanca, transparente, de grano fino a medio, de porosidad regular, en partes asociada con glauconita.

La lutita es de color negro a gris oscuro; la caliza es de color gris claro.

1.3.3 INTERPRETACIÓN ESTRATIGRÁFICA

CAMPO TIPISHCA – HUAICO

La arenisca M-1 se presenta con espesor casi uniforme en todos los pozos existentes en el área de estudio, los pozos Tipishca-02, 03 y Huaico-01 presentan un cambio lateral de facies.

Hasta el tope de la arenisca M-2 el pozo Tipishca-02 se presenta como el más bajo en el área y a partir de la base de la M-2 el pozo más bajo presente en el área es el Huaico-01.

La Napo U, al igual que la T, presentan ligeras variaciones de espesor en el área teniendo su máximo desarrollo en el pozo Huaico-01. (Anexo 1.1).

CAMPO BLANCA

La estructura Blanca corresponde a un monoclinal con hidrocarburos comercialmente explotables en los yacimientos Tena y M-1 de la formación Napo.

Existen entrampamientos estructurales y estratigráficos de las areniscas de la formación Napo cuya extensión se proyecta hacia el oeste, este y sur de la ubicación de los pozos Blanca. (Anexo 1.2).

CAMPO VINITA

En el área este de Vinita, a nivel estratigráfico se evidencia la continuidad de la arenisca M-1. El Anexo 1.3 presenta un corte estructural-estratigráfico que une en línea recta, de suroeste a noreste a los pozos Vinita-02 y Vinita-01.

GRÁFICO 1.3

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL BLOQUE 27

	CRONO-ESTRATIGRAFIA	FORMACION	LITOLOGIA	UNIDAD	PROFUNDIDAD (PIES)	
					MD	TVD
PALEOGENO	OLIGOCENO	ORTEGUAZA		LUTITA	5382	4446
				ARENISCA		
	EOCENO	TIYUYACU		TIYUYACU	6404	5178
PALEOCENO	TENA		TENA	8307	6576	
			ARENISCA BASAL TENA			
CRETACICO	TARDIO	TENA BASAL				
		NAPO	NAPO	8690	6869	
			ARENISCA "M-1"			
			CALIZA "M-1"	8903	7034	
			CALIZA "M-2"	9040	7151	
	ARENISCA "M-2"		9087	7190		
	TEMPRANO	NAPO	CALIZA "A"	9170	7261	
			ARENISCA "U"	9208	7294	
			CALIZA "B"	9320	7388	
			ARENISCA "T"	9359	7421	
CALIZA "C"						
		ARENISCA HOLLIN	9424	7476		
		PROFUND TOTAL	9537	7575		
		HOLLIN				

Fuente: Archivo Técnico. PPR.

Elaboración: Petroproducción.

1.4 CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS

1.4.1 PROPIEDADES DE LA ROCA

Las formaciones presentes en los diferentes Bloques y Campos son únicas y numerosas, por lo que en el presente estudio se considerará solamente aquellas que pueden medirse y sean útiles para ser consideradas.

Elas son:

1.4.1.1 Porosidad (Φ)

Es el espacio poroso por unidad de volumen de roca, en otras palabras, es la fracción del volumen total de una muestra que se encuentra ocupada por espacios vacíos.

1.4.1.2 Permeabilidad (k)

La permeabilidad de una roca de acumulación puede definirse como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados.

1.4.1.3 Resistividad (R)

Es la resistencia a la corriente eléctrica presentado por un volumen unitario de roca.

1.4.1.4 Resistividad del Agua de Formación (R_w)

Es la resistencia eléctrica del agua que llena el espacio del poro en la roca.

El valor de R_w varía con la salinidad del agua y la temperatura.

1.4.1.5 Saturación de Agua (S_w)

Es el porcentaje del espacio poroso lleno de agua.

1.4.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO

Los parámetros del fluido como: factores volumétricos de gas y de petróleo, viscosidad, compresibilidad y solubilidad, se han medido a través de las pruebas de producción, pruebas de restauración de presión y de los análisis PVT.

1.4.2.1 Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)

El factor volumétrico del petróleo consiste en la relación que existe entre el volumen de petróleo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento y el volumen de petróleo que existe a condiciones de presión y temperatura normales.

1.4.2.2 Factor Volumétrico del Gas (β_g)

El factor volumétrico del gas consiste principalmente en la relación que existe entre el volumen que ocupa un gas a condiciones de presión y temperatura de yacimiento y el volumen que ocupa un gas a condiciones de presión y temperatura normales.

1.4.2.3 Gas en Solución

Son hidrocarburos gaseosos que existen en solución con petróleo crudo, bajo condiciones iniciales en un yacimiento.

1.4.2.4 Viscosidad (μ)

Es la resistencia interna de los líquidos a fluir y es afectada por tres factores principalmente:

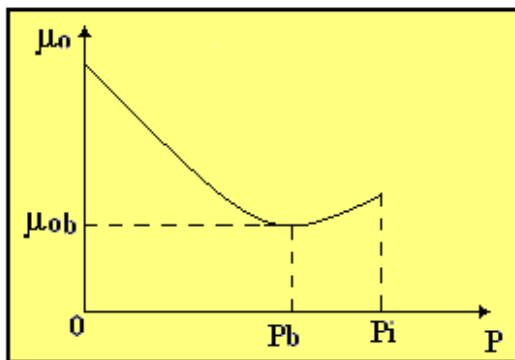
- Temperatura
- Presión
- Gas que contenga en solución

1.4.2.4.1 Viscosidad del Petróleo (μ_o)

Es obtenida como parte del análisis PVT de una muestra de fluido del yacimiento.

GRÁFICO 1.4

VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN A TEMPERATURA CONSTANTE



μ_o en función de la presión (T constante)

Fuente: Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Craft y Hawkins.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

Del gráfico anterior se observa que la viscosidad disminuye hasta el valor mínimo en el punto de presión burbuja (P_b), aunque debajo del punto de burbuja la viscosidad se incrementa.

1.4.2.4.2 Viscosidad del Agua (μ_g)

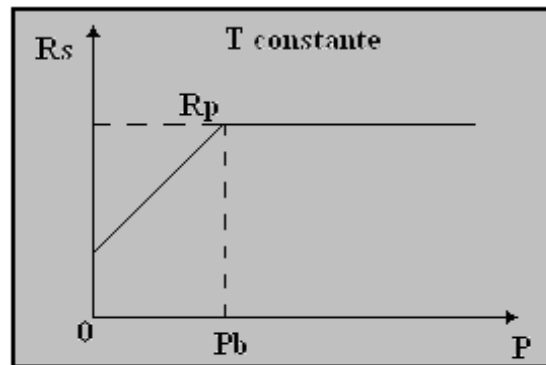
La viscosidad del agua se encuentra en función de la temperatura, presión y composición química (contenido de sales). Esta viscosidad aumenta con la disminución de la temperatura y por lo general, con el aumento de presión y salinidad.

1.4.2.5 Solubilidad del Gas (R_s)

Es la cantidad de gas que se encuentra en solución en un petróleo crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura.

$$R_s = \frac{\text{Pies cúbicos de gas disuelto a Condiciones Normales}}{\text{Barril de petróleo a Condiciones Normales}} = \frac{PCN}{BN} \quad (\text{Ec. 1.1})$$

La solubilidad de gas en petróleo crudo depende de la presión, temperatura y las composiciones del gas y del petróleo.

GRÁFICO 1.5**COMPORTAMIENTO DE LA RAZÓN GAS PETRÓLEO EN SOLUCIÓN**

Comportamiento de la razón Gas Petróleo en solución

Fuente: Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Craft y Hawkins.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

1.4.2.6 Compresibilidad (c)

La compresibilidad es una propiedad debida a la cual los fluidos disminuyen su volumen al ser sometidos a una presión o compresión determinada manteniendo constantes otros parámetros.

1.4.2.6.1 Compresibilidad del Petróleo (c_o)

Se define como el cambio de la variación del volumen en cada unidad volumétrica por cambio unitario en presión, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$c_o = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

Donde:

c_o = Compresibilidad del petróleo

$\frac{dV}{dp}$ = Pendiente negativa, el signo negativo convierte la compresibilidad en un número positivo.

1.4.2.6.2 Compresibilidad del Agua (c_w)

La compresibilidad de agua de formación contribuye en algunos casos a la producción de yacimientos volumétricos por encima del punto de burbuja, además, contribuye a la intrusión de agua en yacimientos de empuje hidrostático.

1.4.3 RESULTADOS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL ANÁLISIS DE NÚCLEOS DE LOS CAMPOS

CAMPO TIPISHCA – HUAICO

En el pozo Tipishca-02, en la arena T Inferior, se cortó un núcleo, a la profundidad de 7.564 a 7.594 pies TVD.

Existe una muy buena correlación entre los datos del núcleo y los registros eléctricos.

Los datos de los registros eléctricos se presentan en el Anexo 1.4.

CAMPO BLANCA

Para el análisis de núcleos del campo Blanca se tomaron correlaciones de pozos de los campos vecinos tales como Tipishca-Huaico y Vinita.

CAMPO VINITA

En el pozo Vinita-01 se tomaron seis núcleos.

En el pozo Vinita-02 se tomaron 11 núcleos, desde los 5.380 pies a los 6.680 pies, con profundidades que corresponden a M-1, M-2, U y T.

Conforme al resultado del análisis de los núcleos, se puede observar que los yacimientos M-1 y M-2, que se probaron, contienen petróleo.

TABLA 1.1**PROFUNDIDADES DE LAS ARENAS DEL CAMPO VINITA**

Profundidad (pies) TVD	Arenas
5.399´ - 5.490´	Arenisca M-1
5.491´ - 5.628	No recuperado
5.629´ - 5.789´	100% Arcilla
5.790´ - 5.850´	Arenisca M-2
5.850´ - 5.930´	Arenisca M-2 y Arenisca U
5.950´ - 5.992´	Arenisca T

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

TABLA 1.2**RESULTADO DEL ANÁLISIS DE NÚCLEOS DEL POZO VINITA-01**

Parámetros	Napo M-1	Napo M-2	Napo U	Napo T
Ho, Espesor (pies)	39,5	40,5	20,5	9,5
Porosidad Efectiva (%)	20,9	21,3	21,0	22,9
Saturación de Petróleo (%)	75,1	65,6	55,0	55,0

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

1.4.4 RESULTADOS DE LAS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LOS CAMPOS

CAMPO TIPISHCA – HUAICO

De los resultados de la reinterpretación y reevaluación de los registros, análisis de rípos y análisis de núcleos se presentan los valores promedios de espesor neto de petróleo, porosidad efectiva y saturación de petróleo en la siguiente tabla.

TABLA 1.3
PETROFÍSICA CAMPO TIPISHCA-HUAICO

Parámetros	Napo M-1	Napo M-2	Napo U Sup.	Napo U Inf.	Napo T
Ho, Espesor (pies)	10,2	18,0	28,0	20,0	11,3
Porosidad Efectiva (%)	20,1	15,5	15,0	19,3	15,6
Saturación de Petróleo (%)	70,0	10,5	70	72,1	55

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

Los resultados se obtuvieron utilizando limitantes (cut offs) como volumen de arcilla del 35%, porosidad efectiva de 8% y el 60% para la saturación de agua, además se reinterpretaban y reevaluaban los registros eléctricos, radioactivos y sísmicos de cada pozo del campo definiendo a las Areniscas Napo M-1, M-2, U Superior, U inferior y T, como yacimientos de petróleo comercial.

Para todos los reservorios se utilizaron los siguientes valores: $a=0,81$, $m=2$, $n=2$ y para las lutitas: una densidad de 2,45; porosidad neutrónica de 37% y una resistividad de 1,28 Ω -metros; a excepción de la Napo T con un valor de 6 Ω -metros.

CAMPO BLANCA

Los resultados de los parámetros petrofísicos y de fluidos definieron a las areniscas Tena y Napo M-1 como yacimientos de petróleo comercialmente explotables y por la evidencia al encontrar presencia de petróleo en los rípidos de los pozos Blanca-01 y 02 en las areniscas M-2, U Superior U Inferior y T, se los consideró como yacimientos con probable contenido de hidrocarburos, entrampados contra la falla hacia la parte alta de la estructura.

Para obtener los resultados de los parámetros petrofísicos del área se utilizó valores de $a=0,81$, $m=2$, $n=2$ y en forma general para la lutitas una densidad de 2,43; porosidad neutrónica de 37% y una resistividad de 1,2 Ω -metro y como

limitantes se utilizó un volumen de arcilla de 35%, porosidad efectiva de 7% y el 55% para la saturación de agua.

Los resultados en los yacimientos evaluados presentan una alta saturación de agua debido a la presencia de glauconita, que afecta la resistividad y enmascara los resultados de la evaluación.

CAMPO VINITA

Los resultados de la reinterpretación y reevaluación de los registros eléctricos, radioactivos y sónicos realizadas en los pozos existentes en el campo, determinaron a las areniscas Napo M-1 y M-2, como yacimientos de petróleo comercialmente explotables.

Para la determinación de los parámetros petrofísicos del área se utilizó valores de $a=0,81$, $m=2$, $n=2$ y para las lutitas una densidad de 2,45; porosidad neutrónica de 37% y una resistividad de 1,28 Ω -metro, a excepción de la Napo T con un valor de 6 Ω -metro.

Como limitantes (cut offs) se utilizó un volumen de arcilla del 35%, porosidad efectiva de 10% y el 55% para la saturación de agua.

1.4.5 RESULTADOS DE LAS CARACTERÍSTICAS PVT DE LOS CAMPOS

CAMPO TIPISHCA – HUAICO

En los yacimientos probados positivamente en los pozos Tipishca-01 y Huaico-01, se tomaron muestras de fluido de fondo para análisis de laboratorio.

Las propiedades del petróleo a condiciones iniciales y de burbuja obtenidas de los resultados de los análisis PVT de estas muestras, se resumen a continuación.

TABLA 1.4

PROPIEDADES DEL PETRÓLEO A CONDICIONES INICIALES Y DE BURBUJA DEL CAMPO TIPISHCA-HUAICO

Yacimiento	Pi Presión Inicial [PSI]	Boi Factor Volumétrico Inicial [By/Bn]	μ_{oi} Viscosidad del Petróleo Inicial [cp]	Pb Presión de Burbuja [PSI]	Rs Relación Gas Petróleo [Pcs/bn]	Bob Factor Volumétrico a la Presión de Burbuja [By/Bn]	μ_{ob} Viscosidad del Petróleo a la Presión de Burbuja [cp]
NapoM-1	2.903	1,099	107,37	520	124	1,115	61,62
Napo M-2	2.634	1,159	5,24	627	147	1,167	4,52
Napo U Sup.	3.057	1,143	6,80	681	172	1,155	5,23
Napo U Inf.	3.057	1,144	4,48	409	161	1,165	3,30
Napo T	3.150	1,155	1,96	600	211	1,181	1,60

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

CAMPO BLANCA

Las propiedades de petróleo a condiciones iniciales y de burbuja se obtuvieron de los análisis PVT de los pozos de los campos vecinos Tipishca–Huaico y Vinita.

TABLA 1.5

PROPIEDADES DEL PETRÓLEO A CONDICIONES INICIALES Y DE BURBUJA DEL CAMPO BLANCA

Yacimiento	Pi Presión Inicial [PSI]	Boi Factor Volumétrico Inicial [By/Bn]	μ_{oi} Viscosidad del Petróleo Inicial [cp]	Pb Presión de Burbuja [PSI]	Rs Relación Gas Petróleo [Pcs/bn]	Bob Factor Volumétrico a la Presión de Burbuja [By/Bn]	μ_{ob} Viscosidad del Petróleo a la Presión de Burbuja [cp]
Tena	3.057	1,139	2,0	409	160	1,158	1,6
Napo M-1	2.384	1,100	97,4	520	124	1,115	61,6
Napo M-2	2.384	1,120	97,4	520	124	1,135	61,6
Napo U	2.800	1,117	9,3	600	160	1,131	6,9
Napo T	3.000	1,165	2,2	600	200	1,187	1,8

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

CAMPO VINITA

En los yacimientos probados en los pozos Vinita-01 y 02, se tomaron muestras de fluido de fondo para análisis de laboratorio.

Las propiedades del petróleo a condiciones iniciales y de burbuja obtenidas de los resultados de los análisis PVT de estas muestras, se resumen a continuación:

TABLA 1.6

PROPIEDADES DEL PETRÓLEO A CONDICIONES INICIALES Y DE BURBUJA DEL CAMPO VINITA

Yacimiento	Pi Presión Inicial [PSI]	Boi Factor Volumétrico Inicial [By/Bn]	μ_{oi} Viscosidad del Petróleo Inicial [cp]	Pb Presión de Burbuja [PSI]	Rs Relación Gas Petróleo [Pcs/bn]	Bob Factor Volumétrico a la Presión de Burbuja [By/Bn]	μ_{ob} Viscosidad del Petróleo a la Presión de Burbuja [cp]
Napo M-1	2.339	1,065	710,6	345	43	1,08	280,9
Napo M-2	2.384	1,125	97,4	520	124	1,143	61,6
Napo U	2.800	1,117	9,3	680	160	1,131	6,9
Napo T	3.000	1,164	2,2	600	200	1,187	1,8

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

1.4.6 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS

1.4.6.1 Determinación de la Porosidad

A partir de los registros sísmico, neutrónico y de densidad se puede calcular la porosidad.

La porosidad a partir del registro sísmico se presenta a continuación:

$$\theta_s = \frac{\Delta t_b - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (\text{Ec. 1.3})$$

Donde:

θ_S = Porosidad sónica

Δt_b = Tiempo de tránsito del registro

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito de la matriz arenisca

Δt_f = Tiempo de tránsito del fluido

Porosidad a partir del perfil Neutrónico

$$\theta_{NC} = \frac{\theta_N + 4}{100} \quad (\text{Ec. 1.4})$$

Donde:

θ_{NC} = Porosidad neutrónica corregida por caliza

θ_N = Porosidad neutrónica de registro

La porosidad a partir del registro de densidad se define como:

$$\theta_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (\text{Ec. 1.5})$$

Donde:

θ_D = Porosidad de densidad

ρ_{ma} = Densidad de la matriz arenisca

ρ_b = Densidad de registros

ρ_f = Densidad del fluido

1.4.6.2 Determinación del Volumen de Arcilla

La determinación de arcillosidad se realiza con el objetivo de indicar cualitativamente si una formación es limpia o arcillosa, su utilidad es mayor cuando puede proporcionar un estimado cuantitativo de la fracción de arcilla en una formación ya que haría posible la corrección por efecto de arcillosidad de las diferentes lecturas de los registros.

La determinación de la proporción de arcilla existente en una formación se realiza mediante el uso de registros de pozos o combinación de ellos a los cuales se denomina "Indicadores de arcilla". Dentro de ellos tenemos:

Registro de Gamma Ray (GR)

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{lim\ pi a}}{GR_{arcilla} - GR_{lim\ pi a}} \quad (\text{Ec. 1.6})$$

Donde:

- V_{sh} = Volumen de arcilla
- GRL = Lectura del perfil frente al nivel o arena en estudio
- GR limpia = Lectura del perfil frente a una formación considerada limpia
- GR arcilla = Lectura del perfil frente a una arcilla o lutita vecina

Curva del Potencial Espontáneo (SP)

$$V_{sh} = 1 - \frac{PSP}{SSP} \quad (\text{Ec. 1.7})$$

Donde:

- PSP = Potencial espontáneo pseudo estático (del registro)
- SSP = Potencial espontáneo ideal; es la desviación del SP en una formación de gran espesor y totalmente limpia

1.4.6.3 Determinación de la porosidad efectiva (θ_e)

La Porosidad Efectiva (θ_e) es la porción de la porosidad de la formación que contiene y produce fluidos.

El cálculo directo (aproximado) de la porosidad efectiva se puede determinar con las siguientes ecuaciones:

$$\theta_e = \frac{\theta_N - \theta_D}{2} * (1 - V_{Sh}) \quad (\text{Ec. 1.8})$$

$$\theta_e = \theta_N - \theta_{Nsh} * V_{Sh} \quad (\text{Ec. 1.9})$$

Donde:

θ_e = Porosidad efectiva

θ_N = Porosidad neutrónica

θ_D = Porosidad del registro de densidad

V_{Sh} = Volumen de arcilla

θ_{Nsh} = Índice de porosidad

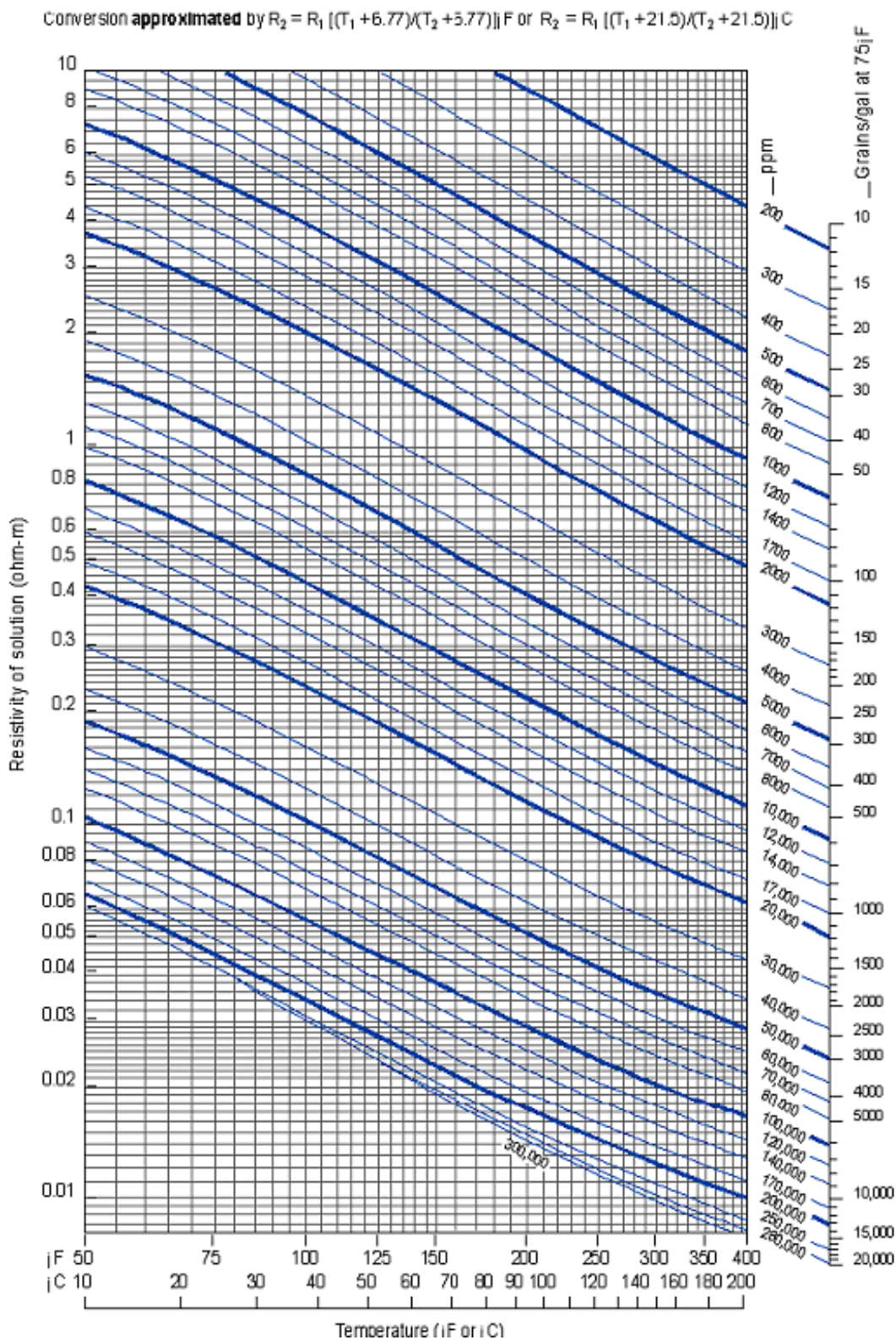
La ecuación 1.9 se utiliza sólo cuando se tiene el perfil neutrónico.

1.4.6.4 Resistividad del Agua de Formación (R_w)

La resistividad del agua de formación se determina a partir de las concentraciones salinas aplicando la Carta Gen-9. (Gráfico 1.6).

GRÁFICO 1.6.

CARTA GEN 9. RESISTIVIDAD DE SOLUCIONES SALINAS



Fuente: Schlumberger, Log Interpretation Charts

Elaboración: Schlumberger, Log Interpretation Charts

1.4.6.5 Determinación de la Saturación de Agua (S_w)

La fórmula propuesta por Archie (Ec. 1.11) puede aplicarse al sistema “Roca-Fluido”, donde se considera que dicho sistema es limpio y que la roca tiene una conductividad eléctrica despreciable. Posteriormente se demostró que la roca puede ser considerada como conductiva debido a la presencia de arcilla en la matriz.

Método Indonesia

El método Indonesia fue reconocido para parámetros severos que afectan a la resistividad verdadera (R_t), porosidad efectiva total (θ_e), resistividad de agua connata (R_w), saturación de agua (S_w), Volumen de arcilla (V_{sh}) y resistividad de la zona de arcilla (R_{sh}).

Los primeros estudios de laboratorio de investigaciones separadas han mostrado que la relación (R_t - S_w) fueron afectados por la contribución de arcillosidad.

$$S_w = \left(\frac{1}{\frac{\theta_e^{m/2}}{\sqrt{aR_w}} + \frac{V_{sh}^{(1-V_{sh}/2)}}{\sqrt{R_{sh}}}} * \frac{1}{R_t} \right)^{2/n} \quad (\text{Ec. 1.10})$$

La influencia de conducción de la arcilla no afecta solamente a V_{sh} y R_{sh} , sino también al S_w . En la ecuación de saturación, el ingreso exacto de los valores Φ , V_{sh} , R_{sh} , R_t , R_w , a , m y n están dentro de la tolerancia de la ecuación.

1.4.6.6 Determinación del contenido de hidrocarburos

Existen ciertos métodos semi-cuantitativos, de apreciación rápida, que permiten la detección de zonas con contenido de hidrocarburos y el descarte de zonas

acuíferas. Son de gran utilidad en arenas donde existen un gran número de capas o lentes que requieren ser investigados.

El método de resistividad de agua aparente (R_{wa}) requiere por lo mínimo de los siguientes perfiles:

- Perfil de resistividad
- Perfil de porosidad

De la ecuación de Archie de saturación se tiene:

$$S_w = \sqrt{F \frac{R_w}{R_T}} \quad (\text{Ec. 1.11})$$

$$R_w = S_w^2 \frac{R_T}{F} \quad (\text{Ec. 1.12})$$

En una zona 100% acuífera se tiene:

$$R_T = R_o \quad (\text{Ec. 1.13})$$

$$R_w = \frac{R_o}{F} \quad (\text{Ec. 1.14})$$

Por lo anterior se define a R_{wa} como la siguiente relación:

$$R_{wa} = \frac{R_o}{F} \quad (\text{Ec. 1.15})$$

Siempre y cuando S_w sea menor a 100%.

Por consiguiente:

$$R_w = S_w^2 \frac{R_T}{F} = S_w^2 R_{wa} \quad (\text{Ec. 1.16})$$

Y

$$R_{wa} = \frac{1}{S_w^2} * R_w \quad (\text{Ec. 1.17})$$

Por lo general, si $S_w < 50\%$, la formación analizada contiene hidrocarburos, luego:

$$R_{wa} = \frac{1}{(0.5)^2} * R_w = \frac{1}{(0.25)} R_w = 4R_w \quad (\text{Ec. 1.18})$$

Por lo tanto, debe cumplirse que si:

$R_{wa} > 4 R_w \Rightarrow$ Hidrocarburo

$R_{wa} < 4 R_w \Rightarrow$ Acuífero

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS DEL BLOQUE 27

2.1 CAMPO TIPISHCA – HUAICO

2.1.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El campo Tipishca - Huaico, se encuentra localizado en un área reservada para la explotación de 10.000 hectáreas, en el Bloque 27, al Noreste de la Cuenca Oriente. El campo fue descubierto y puesto en producción en el año 1998.

Entre 1998 y el 2001 se perforaron 8 pozos direccionales, desde dos Plataformas. Los pozos Tipishca-01, 02, Huaico-01 y Patricia-01 (pozo reinyector), desde la Plataforma donde se encuentran las Facilidades de Producción (Plataforma Tipishca 1) y Tipishca-03, 04, 07 y 05 (pozo reinyector) desde la Plataforma Norte (Anexo 2.1).

Las pruebas iniciales de producción realizadas en los pozos Tipishca-01, Huaico-01 y Tipishca-07, permitieron descubrir la existencia de petróleo en cantidades comerciales en las areniscas Napo T, U, M-2 y M-1. (Anexo 2.2)

La producción inició en forma irregular y de diferente yacimiento, debido a que todos los pozos no presentan el mismo potencial en todas las arenas, como para que haya una operación continua de cada una de ellas y además fueron incorporándose el resto de pozos a la producción conforme se fue desarrollando el Campo y con las arenas más prospectivas, como la U Inferior, U Superior y T.

Durante los últimos cinco meses del año 2008 (agosto – diciembre) la producción de petróleo se calcula en 268.148 Bls aproximadamente.

Desde enero hasta diciembre del 2009 la producción de petróleo alcanzó los 566.942 Bls de petróleo aproximadamente. Es decir durante el período de agosto del 2008 hasta diciembre del 2009 la producción de petróleo se estima en 835.090 barriles de petróleo aproximadamente.

2.1.2 PRESIONES

Debido a la irregularidad y a la corta historia de producción correlacionada con la limitada historia de presiones estáticas de fondo en el Campo Tipishca - Huaico, no es posible definir un comportamiento real del reservorio, por lo que la declinación no es propia de la caracterización del mismo. El Anexo 2.3 presenta un resumen de las medidas de presión realizadas durante el año 2008.

2.1.3 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

2.1.3.1 Estado de los Pozos

Hasta diciembre del 2009 se ha perforado un total de dieciséis (16) pozos, de los cuales 12 están en producción, 1 es inyector y 3 están abandonados.

La producción de crudo proviene de cinco reservorios de las formaciones Napo: U-Inferior, U-Superior; T Superior, M-1 y M-2.

TABLA 2.1

ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO TIPISHCA – HUAICO

CAMPO	POZO No.	ARENA	TIPO DE LEVANTAMIENTO
TIPISHCA HUAICO	HUAICO-01	U-INFERIOR	BES
	TIPISHCA-01	U- SUPERIOR	BH – JET
	TIPISHCA-02	U-INFERIOR	BES
	TIPISHCA-03	U-SUPERIOR	BES

TABLA 2.1

ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO TIPISHCA–HUAICO (CONTINUACIÓN)

CAMPO	POZO No.	ARENA	TIPO DE LEVANTAMIENTO
TIPISHCA HUAICO	TIPIHCA-04	ABANDONADO	
	TIPIHCA-05	TIYUYACU	REINYECTOR
	TIPIHCA-06	U-SUPERIOR	BH – JET
	TIPIHCA-07	U-SUPERIOR	BES
	TIPIHCA-08	U-INFERIOR	BES
	TIPIHCA-09	M-1	BES
	TIPIHCA-10	ABANDONADO	
	TIPIHCA-11	U-INFERIOR	BES
	TIPIHCA-12	T-SUPERIOR	BH – JET
	TIPIHCA-13	U-INFERIOR	BES
	TIPIHCA-14	M-2	BES
	TIPIHCA-15	ABANDONADO	

Fuente: Departamento Yacimientos. PPR.**Elaboración:** Tatiana Agila, Anabela Cevallos.**HUAICO-01**

El pozo Huaico-01 inicia su producción en el año 2000. Fue perforado como pozo exploratorio, está ubicado aproximadamente a 2 Km al sur del Campo Tipishca - Huaico. Tiene una porosidad de 19,0 % y una saturación inicial de petróleo de 72,1 %. El pozo produce de la arena U Inferior perteneciente a la formación Napo. El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible.

TIPISHCA-01

El pozo Tipishca-01 inicia su producción en el año 1998. Fue perforado como pozo direccional, ubicado en el Campo Tipishca - Huaico en la parte sureste. Tiene una porosidad de 16,1 % y una saturación inicial de petróleo de 70,0 %. El pozo produce de la arena U Superior perteneciente a la formación Napo. El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Hidráulico tipo Jet.

TIPIHCA-02

El pozo Tipishca-02 inicia su producción en el año 1998. Fue perforado como pozo de avanzada, ubicado en el Campo Tipishca - Huaico en la parte sureste. Tiene una porosidad de 16,5 % y una saturación inicial de petróleo de 72,1 %. El pozo produce de la arena U Inferior.

El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible.

TIPIHCA-03

El pozo Tipishca-03 inicia su producción en el año 1999. Fue perforado como pozo de desarrollo, ubicado en el Campo Tipishca - Huaico en la parte sureste. Tiene una porosidad de 17,3 % y una saturación inicial de petróleo de 70,0 %. El pozo produce de la arena U Superior.

El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible.

TIPIHCA-04

El pozo se encuentra actualmente abandonado.

TIPIHCA-05

El pozo Tipishca-05 fue perforado y completado en el año 1999 en la arena U Inferior.

En enero del 2001 se convierte en reinector para la eliminación de agua de producción en la formación Tiyuyacu. El promedio diario de reinyección de agua es de 7.850 BIPD.

TIPIHCA-06

El pozo Tipishca-06 inicia su producción en el año 2004. Fue perforado como pozo de desarrollo, ubicado en el Campo Tipishca - Huaico. Tiene una porosidad

de 15,0 % y una saturación inicial de petróleo de 70,0 %. El pozo produce de la arena U Superior.

El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Hidráulico tipo Jet.

TIPISHCA-07

El pozo Tipishca-07 inicia su producción en el año 2001. Fue perforado como pozo direccional de desarrollo, ubicado en el Campo Tipishca - Huaico en la parte noreste. Tiene una porosidad de 14,0 % y una saturación inicial de petróleo de 70,0 %. El pozo produce de la arena U Superior.

El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible.

TIPISHCA-08

El pozo Tipishca-08 inicia su producción en el año 2004. Fue perforado como pozo de desarrollo, ubicado en el Campo Tipishca - Huaico. Tiene una porosidad de 16,8 % y una saturación inicial de petróleo de 72,1 %. El pozo produce de la arena U Inferior.

El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible.

TIPISHCA-09

El pozo Tipishca-09 inicia su producción en el año 2004. Fue perforado como pozo de desarrollo, ubicado en el Campo Tipishca - Huaico. Tiene una porosidad de 20,0 % y una saturación inicial de petróleo de 70,0 %. El pozo produce de la arena M-1.

El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible.

TIPISHCA-10

El pozo se encuentra actualmente abandonado.

TIPIHCA-11

El pozo Tipishca-11 inicia su producción en el año 2004. Fue perforado como pozo direccional de desarrollo, ubicado en el Campo Tipishca - Huaico. Tiene una porosidad de 17,5 % y una saturación inicial de petróleo de 72,1 %. El pozo produce de la arena U Inferior.

El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible.

TIPIHCA-12

El pozo Tipishca-12 inicia su producción en el año 2004. Fue perforado como pozo direccional de desarrollo, ubicado en el Campo Tipishca - Huaico. Tiene una porosidad de 15,0 % y una saturación inicial de petróleo de 55,0 %. El pozo produce de la arena T Superior.

El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Hidráulico tipo Jet.

TIPIHCA-13

El pozo Tipishca-13 inicia su producción en el año 2005. Fue perforado como pozo direccional de desarrollo, ubicado en el Campo Tipishca - Huaico. Tiene una porosidad de 16,0 % y una saturación inicial de petróleo de 72,1 %. El pozo produce de la arena U Inferior. El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible. Es el pozo de mayor producción del Campo Tipishca - Huaico.

TIPIHCA-14

El pozo Tipishca-14 inicia su producción en el año 2005. Fue perforado como pozo direccional de desarrollo, ubicado en el Campo Tipishca - Huaico. Tiene una porosidad de 15,5 % y una saturación inicial de petróleo de 65,6 %. El pozo produce de la arena M-2.

El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible.

TIPISHCA-15

El pozo se encuentra actualmente abandonado.

2.1.4 COMPLETACIÓN DE POZOS

En general los pozos del campo Tipishca – Huaico fueron perforados hasta una profundidad aproximada de 7.750 pies (TVD), completados con tubería de revestimiento superficial de 13 3/8", tubería de revestimiento media de 9 5/8", liner de producción de 7" y tubería de producción de 3 1/2".

Los pozos se encuentran completados para producir con levantamiento artificial para Bombeo Eléctrico Sumergible (BES), excepto los pozos Tipishca-01, 06 y 12 completados con bombeo hidráulico tipo jet (BH - JET). En el Anexo 2.4 se presenta los diagramas de completación de los pozos.

2.1.5 HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

Los historiales de reacondicionamiento permiten conocer el comportamiento de los pozos de petróleo desde su inicio de explotación, comenzando con la completación de los mismos hasta su tratamiento para restaurar e incrementar la producción a través de diferentes trabajos de reacondicionamiento, entre los cuales se conocen: estimulación, repunzonamientos, fracturamientos, squeeze, cambio del sistema de producción, cambio de arenas productoras, entre otros.

En el Anexo 2.5 se presenta un resumen de los trabajos de reacondicionamiento realizados.

2.2 CAMPO BLANCA

2.2.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El Campo Blanca ubicado en la parte noroccidental del Bloque presenta entrampamientos estructurales y estratigráficos en las areniscas de la formación Napo en los yacimientos Tena y M-1. Está conformado por cinco pozos, los

cuales se encuentran ubicados en las Plataformas Blanca A, Blanca B, Blanca C y Blanca Oeste A dentro del Bloque 27. (Anexo 2.1).

Durante los últimos cinco meses del año 2008 (agosto – diciembre) la producción de petróleo se calcula en 60.452 Bls aproximadamente.

Desde enero hasta diciembre del 2009 la producción de petróleo alcanzó los 146.631 Bls de petróleo aproximadamente. Es decir durante el período de agosto del 2008 hasta diciembre del 2009 la producción de petróleo se estima en 207.083 barriles de petróleo aproximadamente.

2.2.2 PRESIONES

El Campo Blanca presenta valores de presiones de 2.482 PSI (Blanca-01) para la arenisca Tena, valores de 2.098 PSI (Blanca-02) y 2.786 PSI (Blanca-05) para la arenisca M-1 durante el año 2008.

El Anexo 2.3 presenta un resumen de las medidas de presión realizadas durante el año 2008.

2.2.3 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

2.2.3.1 Estado De Los Pozos

Hasta diciembre del 2009 se ha perforado un total de seis (6) pozos, de los cuales 3 están en producción, 1 está seco, 1 está abandonado y 1 está cerrado. (Tabla 2.2.). La producción de crudo proviene principalmente de las arenas Tena y M – 1.

TABLA 2.2

ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO BLANCA

CAMPO	POZO No.	ARENA	TIPO DE LEVANTAMIENTO
BLANCA	BLANCA-01	TENA	BES
	BLANCA-02	M-1	BES
	BLANCA-03	SECO	
	BLANCA-04	M-1	CERRADO

TABLA 2.2**ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO BLANCA (CONTINUACIÓN)**

CAMPO	POZO No.	ARENA	TIPO DE LEVANTAMIENTO
BLANCA	BLANCA-05	M-1	BES
	BLANCA OESTE-01	ABANDONADO	

Fuente: Departamento Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

BLANCA-01

El pozo Blanca-01 inicia su producción en el año 2004. Fue perforado como pozo exploratorio tipo direccional, ubicado en el Campo Blanca. Tiene una porosidad de 16,8 % y una saturación inicial de petróleo de 77,0 %. El pozo produce de la arena Basal Tena.

El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible. Es el pozo de mayor producción del Campo.

BLANCA-02

El pozo Blanca-02 inicia su producción en el año 2004. Fue perforado como pozo de desarrollo, ubicado en el Campo Blanca. Tiene una porosidad de 17,8 % y una saturación inicial de petróleo de 70,0 %. El pozo produce de la arena M-1.

El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible.

BLANCA-03

El pozo está seco.

BLANCA-04

El pozo se encuentra cerrado.

BLANCA-05

El pozo Blanca-05 inicia su producción en el año 2005. Fue perforado como pozo de desarrollo, ubicado en el Campo Blanca. Tiene una porosidad de 16,4 % y una saturación inicial de petróleo de 70,0 %. El pozo produce de la arena M-1. El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible.

BLANCA OESTE-01

El pozo se encuentra actualmente abandonado.

2.2.4 COMPLETACIÓN DE POZOS

En general los pozos del campo Blanca fueron perforados hasta una profundidad aproximada de 7.500 pies (TVD), completados con tubería de revestimiento superficial de 10 3/4" y liner de producción de 7".

Los pozos se encuentran completados para producir con levantamiento artificial para Bombeo Eléctrico Sumergible (BES). En el Anexo 2.4 se presenta los diagramas de completación de los pozos.

2.2.5 HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

Los datos obtenidos de los trabajos realizados en los pozos permiten restaurar e incrementar la producción a través de diferentes trabajos como estimulación, repunzonamientos, fracturamientos, squeeze, cambio del sistema de producción, cambio de arenas productoras, entre otros.

En el Anexo 2.5 se presenta un resumen de los trabajos de reacondicionamiento realizados.

2.3 CAMPO VINITA

2.3.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

Considerando las pruebas iniciales de producción de los pozos Vinita-01 y 02, realizadas entre agosto y septiembre de 1998, donde se descubrió petróleo en cantidades comerciales en los yacimientos M-1 y M-2, se efectuaron nuevas interpretaciones, geofísicas, geológicas y petrofísicas, que comprobaron la existencia de las estructuras en los yacimientos mencionados y justificaron su incorporación a la producción. (Anexo 2.2)

El Campo consta de tres pozos, el pozo Vinita-01 y Vinita-02 y el pozo Patricia que es reinector.

Para mejorar la calidad del crudo producido del Campo Vinita, debido a que posee hidrocarburo pesado (14 °API) previamente se mezcla con el crudo liviano del Campo Blanca (26 °API), el mismo que es transportado mediante autotanques hacia la estación de proceso para su tratamiento.

Durante los últimos cinco meses del año 2008 (agosto –diciembre) la producción de petróleo se calcula en 107.820 Bls aproximadamente.

Desde enero hasta diciembre del 2009 la producción de petróleo alcanzó los 265.464 Bls de petróleo aproximadamente. Es decir durante el período de agosto del 2008 hasta diciembre del 2009 la producción de petróleo se estima en 373.284 barriles de petróleo aproximadamente.

2.3.2 PRESIONES

Los modelos aplicados en la evaluación e interpretación de presiones se ajustan a un comportamiento de yacimientos con empuje de agua parcial, lateral (principalmente) y de fondo.

El anexo 2.3 presenta un resumen de las medidas de presión realizadas durante el año 2008.

2.3.3 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

2.3.3.1 Estado de los Pozos

En el Campo Vinita se encuentran los pozos Vinita-01 y Vinita-02, además se perforó el pozo Patricia-01 que es un pozo reinyector. Por lo que se tienen un total de tres (3) pozos, de los cuales 2 están en producción y 1 es reinyector. (Tabla 2.3).

Los pozos Vinita producen de la arena M-1 mientras que el pozo Patricia-01 utiliza la arena Tiyuyacu para la reinyección.

TABLA 2.3

ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO VINITA

CAMPO	POZO No.	ARENA	TIPO DE LEVANTAMIENTO
VINITA	VINITA-01	M-1	BES
	VINITA-02	M-1	BES
	PATRICIA-01	TIYUYACU	REINYECTOR

Fuente: Departamento Yacimientos PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

VINITA-01

El pozo Vinita-01 fue perforado en noviembre de 1971 por la compañía Cóndor INC., y empieza a producir en manos de Petroproducción desde el año 2004. Fue perforado como pozo exploratorio, ubicado en el Campo Vinita. Tiene una porosidad de 20,0 % y una saturación inicial de petróleo de 75,1 %. El pozo produce de la arena M-1.

El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible.

VINITA-02

El pozo Vinita-02 fue perforado en noviembre de 1974, y empieza a producir en manos de Petroproducción desde el año 2004. Fue perforado como pozo exploratorio, ubicado en el Campo Vinita a 5 Km al suroeste del pozo Vinita-01. Tiene una porosidad de 20,9 % y una saturación inicial de petróleo de 75,1 %. El pozo produce de la arena M-1.

El tipo de levantamiento que maneja es Bombeo Eléctrico Sumergible. Es el pozo de mayor producción del Campo Vinita.

PATRICIA-01

Este pozo es reinyector en la formación Tiyuyacu con una capacidad de reinyección de agua aproximada de 6.193 BIPD.

2.3.4 COMPLETACIÓN DE POZOS

Los pozos Vinita-01 y 02 fueron revestidos con tubería de 9 5/8" hasta los 1.000 pies y con tubería de 5 1/2" desde superficie hasta el fondo de los pozos, fueron probados y abandonados temporalmente.

Los pozos fueron completados para producir con levantamiento artificial para bombeo eléctrico sumergible (BES).

En el Anexo 2.4 se presenta los diagramas de completación de los pozos.

2.3.5 HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

Como ya se mencionó los historiales de reacondicionamiento nos permiten conocer el comportamiento de los pozos comenzando con la completación de los mismos hasta su tratamiento para restaurar e incrementar la producción a través de diferentes trabajos de reacondicionamiento. Un resumen de los reacondicionamientos realizados se presenta en el anexo 2.5.

2.4 ESTADO ACTUAL DEL BLOQUE 27

2.4.1 PRODUCCIÓN

La producción de petróleo del Bloque 27 desde agosto hasta diciembre del 2008 se estimó en 436.420 barriles de petróleo siendo 268.148 Bls producidos del Campo Tipishca - Huaico, 60.452 Bls del Campo Blanca y 107.820 Bls del Campo Vinita.

Desde enero hasta diciembre del 2009 la producción de petróleo se estimó en 979.037 barriles de petróleo siendo 566.942 Bls producidos del Campo Tipishca - Huaico, 146.631 Bls del Campo Blanca y 265.464 Bls del Campo Vinita.

Durante el período de agosto del 2008 a diciembre del 2009 el Bloque 27 tiene una producción de petróleo de 1.415.457 barriles de petróleo. El Campo con mayor aporte de producción de petróleo es el Campo Tipishca - Huaico seguido del Campo Vinita y el Campo Blanca.

2.4.2 PETRÓLEO CRUDO FISCALIZADO

El petróleo producido por los Campos del Bloque 27 se fiscaliza en la Estación de Producción del Campo Tipishca - Huaico, desde donde se bombea el crudo hasta empatar con el Oleoducto Secundario Víctor Hugo Ruales – Cuyabeno - Lago Agrio; y va por el SOTE hasta Balao en Esmeraldas. (Anexo 2.6)

2.4.3 REINYECCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN

Toda el agua de formación producida por los pozos de los campos del Bloque 27 fue totalmente reinyectada a la formación Tiyuyacu a través de los pozos reinyectores Tipishca-05 y Patricia-01.

El volumen de agua de formación reinyectado por el pozo Patricia-01 es de 6.193 BIPD aproximadamente mientras que el pozo Tipishca-05 tiene una capacidad

aproximada de reinyección de 7.850 BIPD con una presión de inyección de 1.160 psi.

2.4.4 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

El Bloque 27 al momento cuenta con facilidades de producción para una capacidad de procesamiento de 18.500 barriles de fluido por día y 1,5 MMSCFD de gas.

Las instalaciones de producción se componen de las siguientes partes:

- Un manifold de distribución ANSI 300 para cuatro pozos, ubicado en la Plataforma Norte del Campo Tipishca - Huaico.
- Dos líneas de flujo, una de 3" y otra de 4", provisionales desde la Plataforma de Tipishca Norte hasta la Estación de Producción.
- Un manifold de entrada ANSI 600 para ocho pozos, ubicado en la Estación de Producción.
- Un separador horizontal trifásico de prueba V-110, de 5.000 BFPD.
- Un separador horizontal trifásico de producción V-100, de 20.000 BFPD.
- Cinco tanques de proceso y separación, con capacidad de 400 barriles cada uno.
- Un tanque de bombeo de crudo con capacidad de 400 barriles.
- Un tanque de almacenamiento de agua, con capacidad de 400 barriles.
- Una Bota de Gas.
- Un tanque de alivio con capacidad de 200 barriles.
- Un tanque de almacenamiento de diesel, con capacidad para 400 barriles.
- Un tanque de almacenamiento de gasolina, con capacidad para 200 barriles.
- Bomba de Recirculación.
- Un Mechero.
- Un oleoducto secundario de 4" desde la Estación de Producción en Tipishca hasta empatar con el oleoducto VHR – Cuyabeno.
- Sistema de fiscalización y entrega de crudo, que consiste en:
 - Unidad de medición LACT con probador y muestreador.

- Sistema de bombeo de Crudo que consiste en:
 - Bomba booster y bomba de transferencia de crudo con capacidad de 10.000 barriles de petróleo por día.
- Sistema de inyección de agua, compuesto por: una bomba booster, una bomba horizontal y una bomba para cargar tanqueros.
- Una línea de 8" para transporte del agua de formación desde la Estación de Producción hasta el pozo Tipishca-05.

2.4.5 GENERACIÓN ELÉCTRICA

El requerimiento de energía eléctrica está suministrada por cinco generadores a diesel, dos ubicados en la Plataforma Tipishca Norte, dos en la Estación de Producción y uno en el Campamento Central, con una capacidad total de 2,5 MW.

CAPÍTULO 3

CÁLCULO DE RESERVAS

3.1 RESERVAS DE LOS RESERVORIOS

Reserva es el volumen de hidrocarburo que se puede extraer de un yacimiento que se considera pueda ser recuperado comercial y técnicamente en función de la tecnología disponible.

Los métodos para calcular el POES (Petróleo Original en Sitio) de los yacimientos son: el Método Volumétrico, Balance de Materiales, Curvas de Declinación, entre otros.

3.2 RESERVAS

Las reservas pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

- Probadas
- Probables
- Posibles

3.2.1 RESERVAS PROBADAS

Constituyen los volúmenes de hidrocarburos que existen en los yacimientos, factibles de ser recuperados y económicamente rentables, determinados con toda

seguridad mediante los resultados obtenidos especialmente con la perforación de pozos y pruebas de producción desarrolladas.

3.2.2 RESERVAS PROBABLES

Son las reservas que en el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas.

3.2.3 RESERVAS POSIBLES

Son las reservas no probadas que en el análisis de los datos de ingeniería y geología sugieren que son menos posibles a ser recuperadas que las reservas probables.

3.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

La producción acumulada de petróleo del Bloque 27 se calcula en 8,321 MM BF; siendo 3,235 MM BF del Campo Tipishca – Huaico; 1,273 MM BF del Campo Blanca y 3,813 MM BF del Campo Vinita. Los valores y porcentajes de producción en relación a la producción total se muestran a continuación.

TABLA 3.1

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO DEL BLOQUE 27 (A DICIEMBRE DEL 2009)

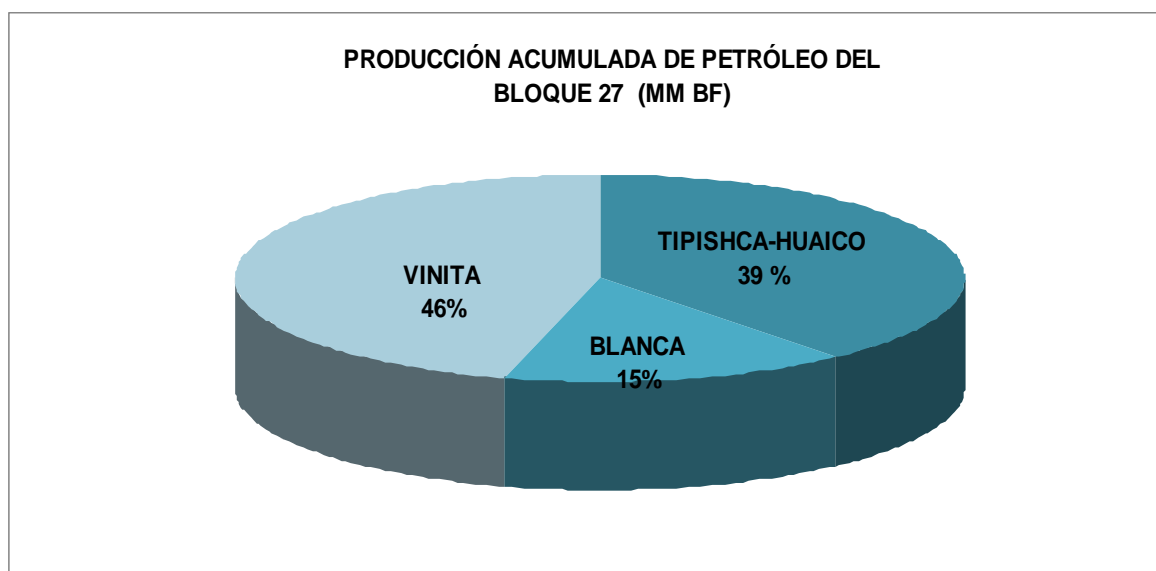
Campo	Producción Acumulada de Petróleo MM(BF)
Tipishca-Huaico	3,235
Blanca	1,273
Vinita	3,813
Total	8,321

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 3.1

PORCENTAJE DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO DEL BLOQUE 27 (A DICIEMBRE DEL 2009)



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

A continuación se presenta la producción del Bloque 27 del 30 de diciembre del 2009 para observar la producción de agua con respecto a la producción de petróleo, en base a lo cual se puede determinar que la relación agua-petróleo se mantendrá con la misma tendencia de producción para el tiempo de proyección realizado en el presente estudio.

La producción de petróleo diaria del Bloque 27 del 30 de diciembre de 2009 es de 2.901 BPPD mientras que la producción de agua diaria es de 11.788 BAPD.

El campo con mayor aporte de producción de petróleo es el Campo Tipishca - Huaico con 1.751 BPPD seguido del Campo Vinita con 729 BPPD y finalmente el Campo Blanca con 421 BPPD. Estos valores se resumen en la tabla 3.2 y en el gráfico 3.2.

TABLA 3.2

PRODUCCIÓN DIARIA DE FLUIDOS DEL BLOQUE 27 (DEL 30 DE DICIEMBRE DEL 2009)

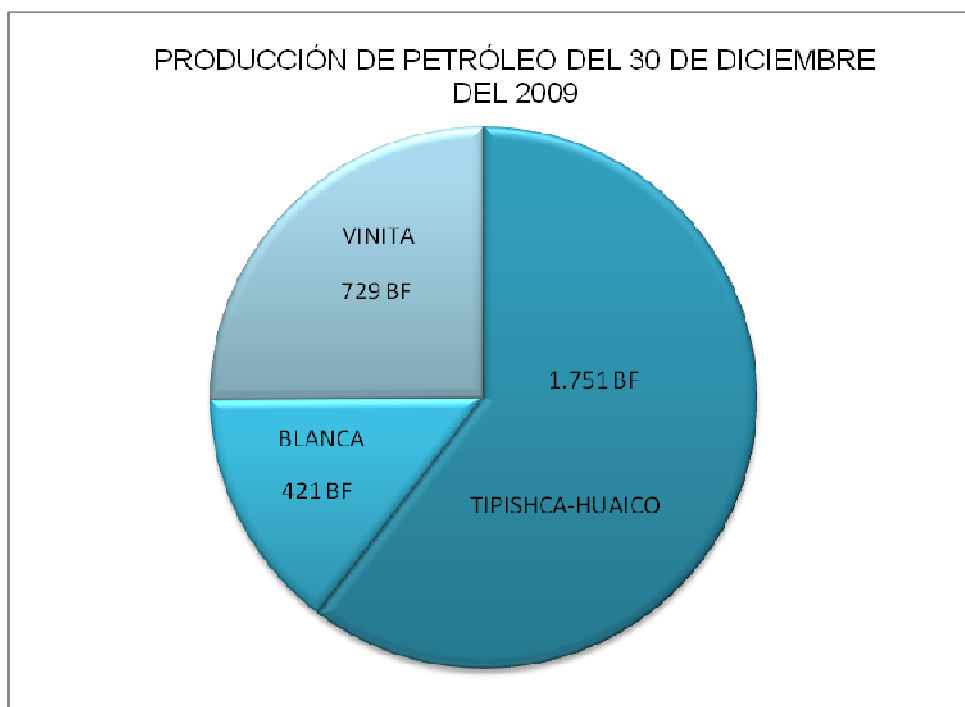
BLOQUE 27		
Campo	Petróleo (BPPD)	Agua (BAPD)
Tipishca-Huaico	1.751	10.196
Blanca	421	760
Vinita	729	832
Total	2.901	11.788

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 3.2

PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO DEL BLOQUE 27 (DEL 30 DE DICIEMBRE DEL 2009)



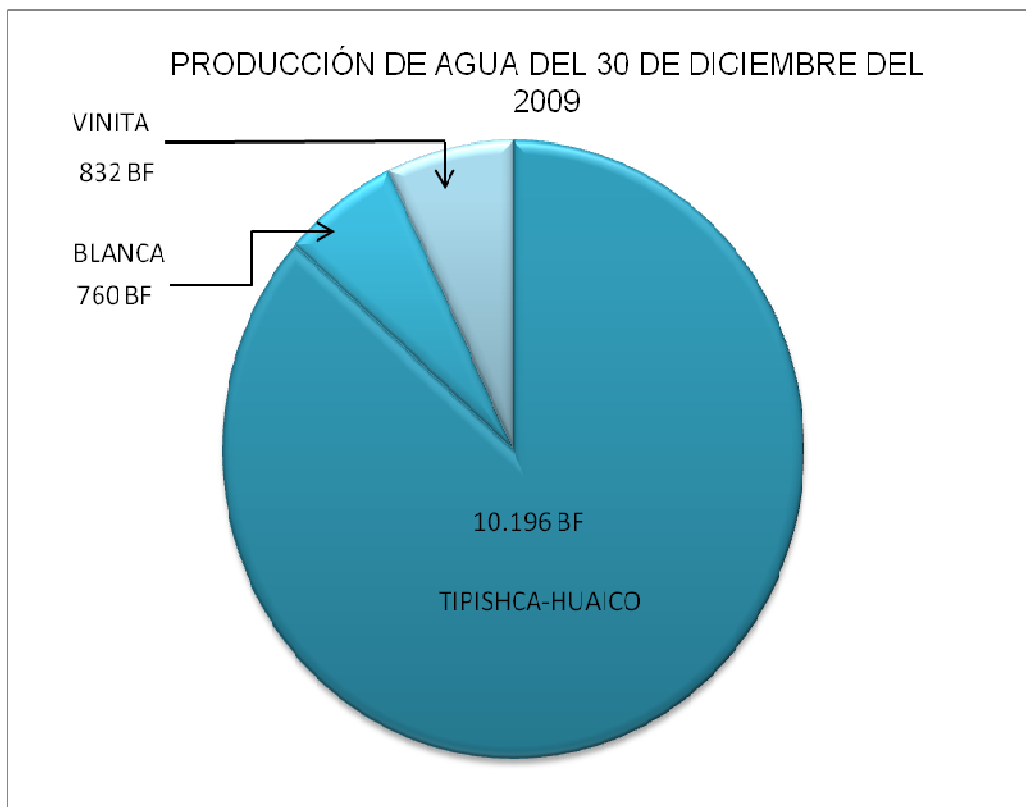
Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

La producción diaria de agua del Bloque del 30 de diciembre del 2009 se presenta en el siguiente gráfico.

GRÁFICO 3.3

PRODUCCIÓN DIARIA DE AGUA DEL BLOQUE 27 (DEL 30 DE DICIEMBRE DE 2009)



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

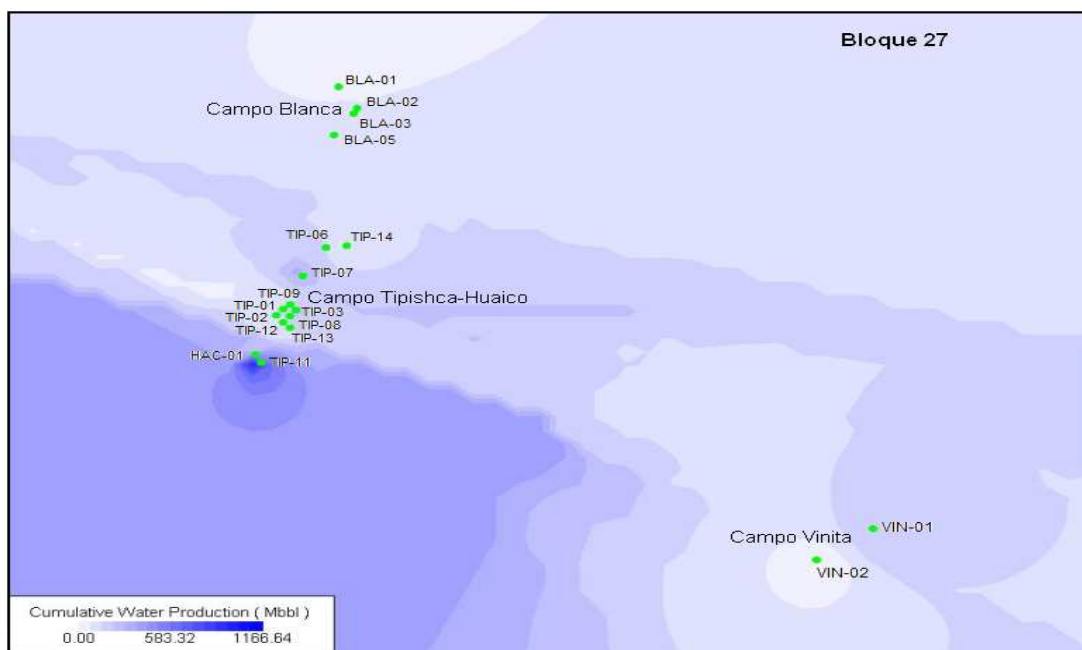
En los gráficos presentados a continuación es posible visualizar las áreas del Bloque con mayor avance de agua mediante el Mapa de Grillas (Grid Map denominado así en el Software Oil Field Manager (O.F.M)), el cual de una manera práctica representa el avance de agua basándose en una tendencia estadística de la tasa de producción diaria de los fluidos para cada arena.

Se presenta el mapa en primer lugar para todo el Bloque y posteriormente para cada uno de los Campos que conforman el mismo.

Se puede observar que los pozos del Campo Tipishca-Huaico son los más afectados por el agua a diferencia de los pozos del Campo Blanca y Vinita.

GRÁFICO 3.4

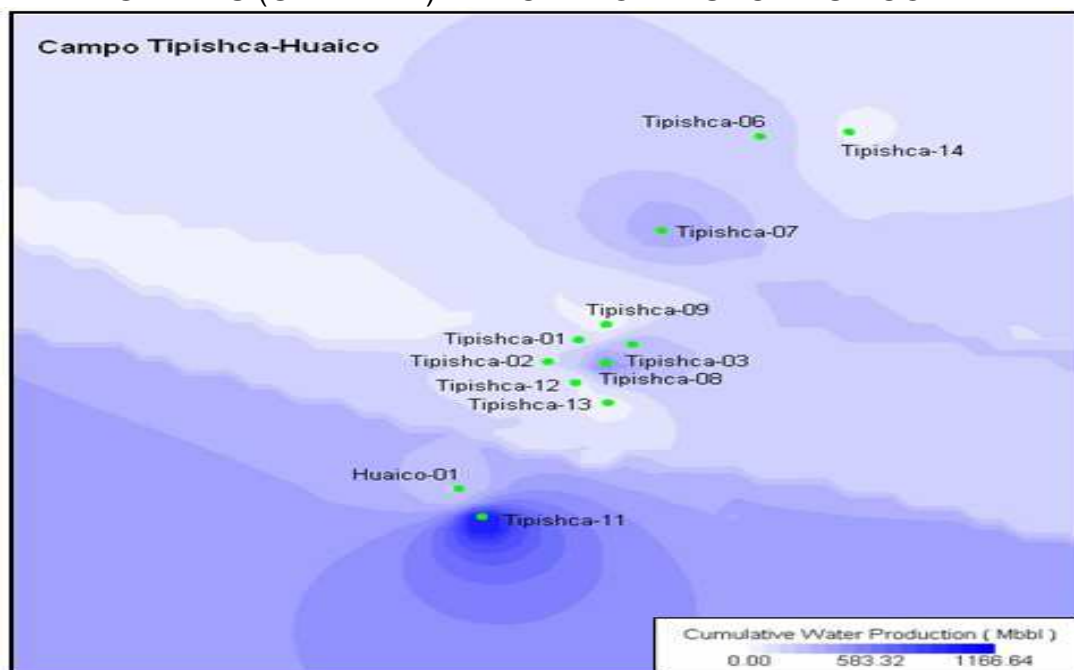
MAPA DE GRILLAS (GRID MAP) DEL BLOQUE 27



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

GRÁFICO 3.5

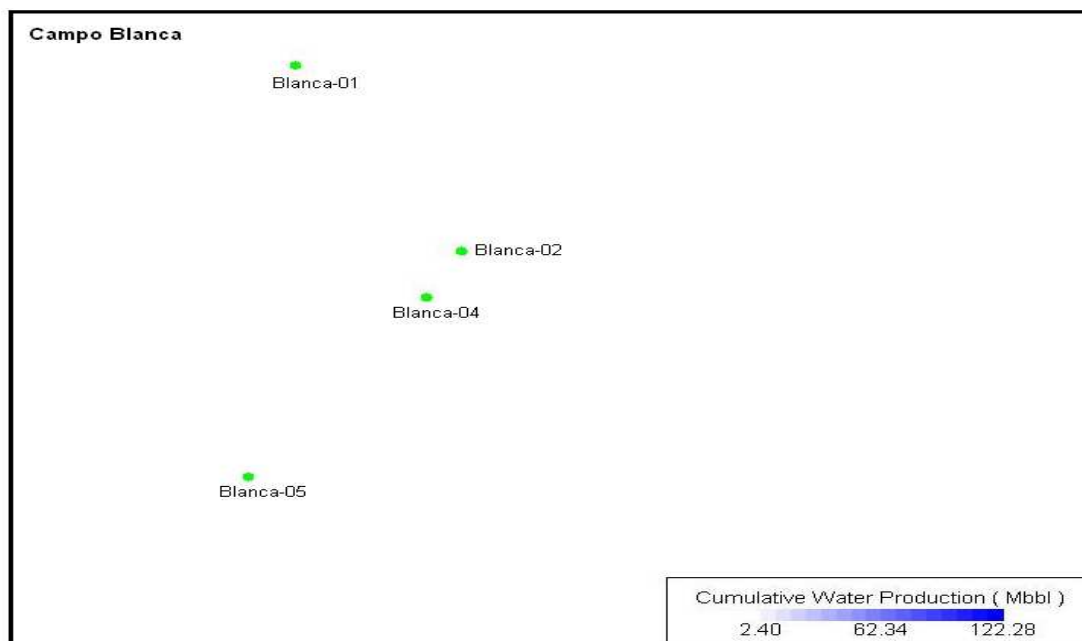
MAPA DE GRILLAS (GRID MAP) DEL CAMPO TIPISHCA-HUAICO



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

GRÁFICO 3.6

MAPA DE GRILLAS (GRID MAP) DEL CAMPO BLANCA

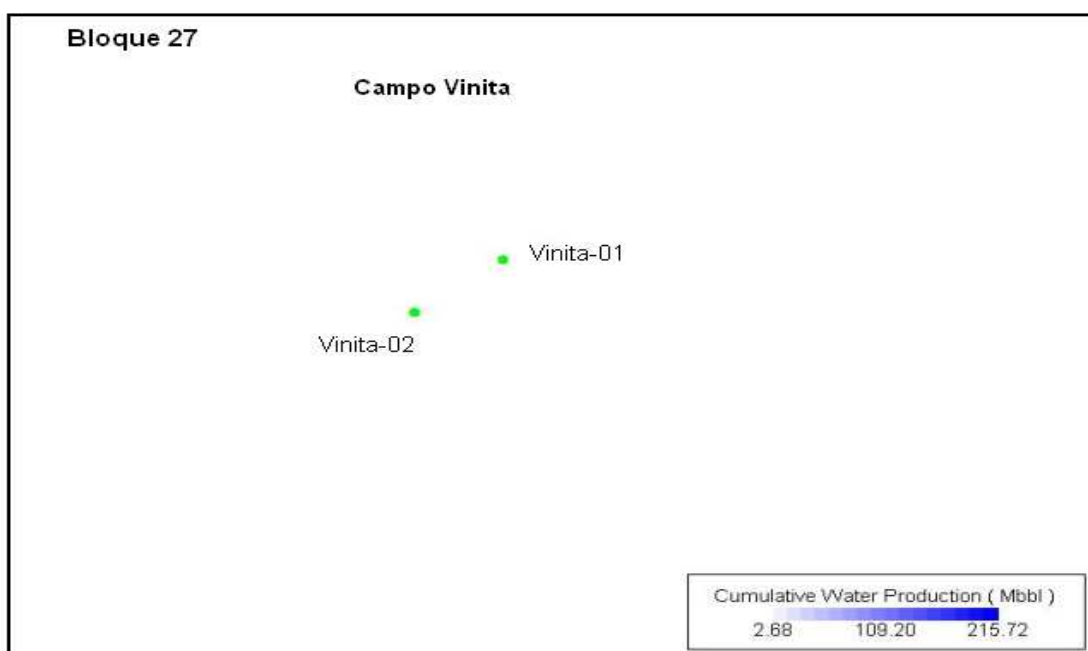


Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

GRÁFICO 3.7

MAPA DE GRILLAS (GRID MAP) DEL CAMPO VINITA



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

3.4 CÁLCULO DE RESERVAS

3.4.1 MÉTODO DE CURVAS DE DECLINACIÓN

Las curvas de declinación de producción representan un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento. Su naturaleza dinámica proviene del hecho que utilizan la historia de producción de los fluidos por pozo o por yacimiento, para la estimación de las reservas recuperables.

El análisis de declinación se realiza, generalmente, mediante curvas, las cuales, provienen de graficar la tasa de producción en función del tiempo o la tasa de producción en función de la producción acumulada. La suposición de estas curvas es la siguiente: "Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado lo seguirán afectando en el futuro".

Debido al corto historial de producción que se maneja en el presente estudio correlacionado con la limitada historia de presiones estáticas de fondo, no es posible definir un comportamiento real del reservorio, por lo que la declinación no es propia de la caracterización del mismo, por lo que el Método de Curvas de Declinación no sería aplicable para la determinación de reservas del Bloque.

3.4.2 MÉTODO DE BALANCE DE MATERIALES

Para yacimientos de petróleo con empujes simultáneos, es decir: Gas en Solución, Capa de Gas e Hidrostático aplicamos la siguiente ecuación:

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_e - B_w W_p)}{B_t - B_{ti} + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

N = Petróleo inicial en el yacimiento (BF)

N_p = Producción acumulativa de petróleo (BF)

B_t = Factor volumétrico total (gas y petróleo) (Bls/BF)

R_p = Razón gas-petróleo acumulativa (PCS/BN)

R_{si} = Razón gas disuelto-petróleo inicial (PCS/BN)

B_g = Factor volumétrico del gas (Bls/BF)

W_e = Intrusión de agua (Bls)

B_w = Factor volumétrico del agua (Bls/BF)

W_p = Producción de agua (Bls)

B_{ti} = Factor volumétrico total inicial (gas y petróleo) (Bls/BF)

m = razón del volumen inicial de la capa de gas al volumen inicial de la zona de petróleo

B_{gi} = Factor volumétrico del gas inicial (Bls/BF)

Cuando tenemos capa de gas pero no existe empuje hidrostático, $W_c = 0$, la ecuación 3.1 se convierte en:

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] + B_w W_p}{B_t - B_{ti} + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi})} \quad \text{(Ec. 3.2)}$$

Cuando no existe empuje hidrostático el producto de $B_w W_p$ es insignificante, por lo que la ecuación 3.2 se reduce a:

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g]}{B_t - B_{ti} + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi})} \quad \text{(Ec. 3.3)}$$

Cuando tenemos empuje hidrostático pero no existe gas libre inicial, $m = 0$, la ecuación 3.1 se reduce a:

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_c - B_w W_p)}{B_t - B_{ti}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Cuando no existe capa inicial de gas ni empuje hidrostático y $W_p = 0$, la ecuación 3.1 se reduce a:

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g]}{B_t - B_{ti}} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

En el Bloque 27 se tiene yacimientos subsaturados y con empuje hidrostático, no se puede realizar el cálculo de petróleo inicial para los yacimientos del Bloque 27 por el método de Balance de Materiales ya que no se cuenta con un buen historial de producción, presión, factores volumétricos, etc, con respecto al tiempo y además porque el método de balance de materiales tiene ciertas limitaciones para este tipo de yacimientos más aún si no se dispone de datos confiables para poder realizar el presente estudio que nos permita obtener resultados confiables.

3.4.3 MÉTODO VOLUMÉTRICO

El tipo de yacimiento que estamos analizando es un yacimiento con empuje hidráulico.

Este método se utiliza para calcular el volumen de petróleo presente en el yacimiento y se basa en:

- La información obtenida de registros eléctricos y análisis de núcleos donde se determina el volumen total, porosidad y saturación de los fluidos presentes en el yacimiento.
- Análisis del fluido donde se determina el factor volumétrico del petróleo.

Método Volumétrico

- **Área**

$$\text{Área (Acres)} = \left(\frac{\pi \times r_e^2}{43.560} \right) \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde:

r_e = Radio de drenaje (Pies)

43.560 = Factor de conversión (Pie²/Acre)

- **Reservas Iniciales**

$$\text{Reservas Iniciales (BF)} = \left(\frac{7758 A h_o \phi (1 - S_w)}{B_{oi}} \right) \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

7758 = Factor de conversión (Bl/acre-pie)

A = Área (Acres)

h_o = Espesor neto (Pies)

Φ = Porosidad de la roca (%)

S_w = Saturación de agua (%)

B_{oi} = Factor volumétrico del petróleo (Bl/BF)

F_r = Factor de recobro

- **Reservas Remanentes**

$$\text{Reservas Remanentes (BF)} = N_r = N_i - N_p \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Donde:

N_r = Reservas remanentes (BF)

N_i = Petróleo inicial (BF)

N_p = Petróleo producido (BF)

A continuación se realiza el cálculo de reservas mediante el método volumétrico para cada uno de los pozos del Bloque ya que se dispone de los datos necesarios para realizar los cálculos correspondientes

Los valores de factores volumétricos utilizados para el presente cálculo fueron proporcionados por el Departamento de Yacimientos de PPR.

TABLA 3.3
RESERVAS DE LOS POZOS DEL CAMPO TIPISHCA-HUAICO

POZO	ARENA PRODUCTORA	RADIO DE DRENAJE (PIES)	ÁREA (ÁCRE)	ESPESOR NETO Ho (PIE)	VOLUMEN (ACRE-PIE)	SATURACIÓN INICIAL DE PETRÓLEO So (%)	POROSIDAD (%)	API
Huaico 01	Arenisca "U" Inferior	1600	184,63	11	2.030,93	72,1	19,00	25,40
Tipishca 01	Arenisca "U" Superior	1600	184,63	6	1.107,78	70	16,1	23,8
Tipishca 02	Arenisca "U" Inferior	1600	184,63	19	3.507,98	72,1	16,5	26,9
Tipishca 03	Arenisca "U" Superior	1600	184,63	9	1.661,67	70	17,3	21,9
Tipishca 06	Arenisca "U" Superior	1600	184,63	4	738,52	70	15	25,2
Tipishca 07	Arenisca "U Superior"	1600	184,63	27	4.985,02	70	14	29,1
Tipishca 08	Arenisca "U Inferior"	1600	184,63	13	2.400,19	72,1	16,8	26,7
Tipishca 09	Arenisca "M-1"	1600	184,63	10	1.846,30	70	20	13,3
Tipishca 11	Arenisca "U Inferior	1600	184,63	10	1.846,30	72,1	17,5	21,9
Tipishca 12	Arenisca "T Superior"	1600	184,63	9	1.661,67	55	15	22
Tipishca 13	Arenisca "U Inferior"	1600	184,63	7	1.292,41	72,1	16	24
Tipishca 14	Arenisca "M-2"	1600	184,63	18	3.323,35	65,6	15,5	26,6

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

TABLA 3.3

RESERVAS DE LOS POZOS DEL CAMPO TIPISHCA-HUAICO (CONTINUACIÓN)

POZO	ARENA PRODUCTORA	FACTOR VOLUMÉTRICO INICIAL Boi (BLS/BF)	POES MM (BF)	FACTOR DE RECOBRO Fr (FRACCIÓN)	RESERVAS INICIALES MM (BF)	RESERVAS PRODUCIDAS Np M (BF)	RESERVAS REMANENTES M (BF)
Huaico 01	Arenisca "U" Inferior	1,165	1,852	0,350	0,648	33	614
Tipishca 01	Arenisca "U" Superior	1,169	0,828	0,400	0,331	277	54
Tipishca 02	Arenisca "U" Inferior	1,167	2,774	0,350	0,971	953	17
Tipishca 03	Arenisca "U" Superior	1,166	1,338	0,300	0,401	351	50
Tipishca 06	Arenisca "U" Superior	1,159	0,519	0,300	0,155	138	17
Tipishca 07	Arenisca "U Superior"	1,168	3,244	0,300	0,973	18	955
Tipishca 08	Arenisca "U" Inferior"	1,164	1,937	0,350	0,678	14	663
Tipishca 09	Arenisca "M-1"	1,091	1,838	0,400	0,735	57	677
Tipishca 11	Arenisca "U" Inferior	1,167	1,548	0,350	0,542	230	311
Tipishca 12	Arenisca "T Superior"	1,156	0,920	0,300	0,276	140	135
Tipishca 13	Arenisca "U" Inferior"	1,163	0,994	0,350	0,348	288	60
Tipishca 14	Arenisca "M-2"	1,0995	2,384	0,400	0,953	736	217

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.**Elaboración:** Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

TABLA 3.4**RESERVAS DE LOS POZOS DEL CAMPO BLANCA**

POZO	ARENA PRODUCTORA	RADIO DE DRENAJE (PIES)	ÁREA (ACRES)	ESPESOR NETO Ho (PIE)	VOLUMEN (ACRE-PIE)	SATURACIÓN DE PETRÓLEO So (%)	POROSIDAD (%)	API
Blanca-01	Tena	2.000	288,48	9	2.596,36	77	16,80	26,30
Blanca-02	Arenisca "M-1"	2.000	288,48	19	5.481,21	70	17,8	17,5
Blanca-05	Arenisca "M-1"	2.000	288,48	12	3.461,82	70	16,4	15,7

POZO	ARENA PRODUCTORA	FACTOR VOLUMÉTRICO INICIAL Boi (BLS/BF)	POES MM (BF)	FACTOR DE RECOBRO Fr (FRACCIÓN)	RESERVAS INICIALES MM (BF)	RESERVAS PRODUCIDAS Np MM (BF)	RESERVAS REMANENTES MM (BF)
Blanca-01	Tena	1,158	2,250	0,30	0,675	0,498	0,176
Blanca-02	Arenisca "M-1"	1,158	4,575	0,40	1,830	0,307	1,523
Blanca-05	Arenisca "M-1"	1,083	2,846	0,40	1,138	0,468	0,670

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

TABLA 3.5**RESERVAS DE LOS POZOS DEL CAMPO VINITA**

POZO	ARENA PRODUCTORA	RADIO DE DRENAJE (PIES)	ÁREA (ACRES)	ESPESOR NETO Ho (PIE)	VOLUMEN (ACRE-PIE)	SATURACIÓN DE PETRÓLEO So (%)	POROSIDAD (%)	API
Vinita-01	Arenisca "M-1"	3.000	649,09	27	17.525,45	75,1	20,00	14,10
Vinita-02	Arenisca "M-1"	3.000	649,09	28	18.174,55	75,1	20,9	14

POZO	ARENA PRODUCTORA	FACTOR VOLUMÉTRICO INICIAL Boi (BLS/BF)	POES MM (BF)	FACTOR DE RECOBRO Fr (FRACCIÓN)	RESERVAS INICIALES MM (BF)	RESERVAS PRODUCIDAS Np MM (BF)	RESERVAS REMANENTES MM (BF)
Vinita-01	Arenisca "M-1"	1,076	18,979	0,40	7,591	1,952	5,639
Vinita-02	Arenisca "M-1"	1,076	20,567	0,40	8,227	1,861	6,365

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

CAPÍTULO 4

PROPUESTA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN LOS CAMPOS

Con los cálculos de reservas remanentes obtenidos, completaciones actuales, pruebas iniciales e historiales de producción (agosto 2008 - diciembre 2009) se realizará el análisis pozo por pozo del Bloque 27, el mismo que nos permitirá obtener una propuesta para incrementar la producción.

4.1 CAMPO TIPISHCA-HUAICO

POZO HUAICO-01

El pozo Huaico-01 inicia su producción desde el año 2000, cuya prueba de producción de diciembre del mismo año registró de la arena T 965 BPPD, con 8,1 % de BSW, de la arena U Inferior 1.879 BPPD, con 1% de BSW y de la arena U Superior 1.856 BPPD con 15,5 % de BSW, un espesor neto de 20 pies aproximadamente, porosidad de 21,5% y saturación de agua de 20,3%.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena U Inferior con un caudal de petróleo promedio de 92 BPPD y 2.438 BAPD entre agosto del 2008 y diciembre del 2009. Se tiene un corte de agua promedio de 95%.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 33 M FB y sus reservas remanentes se estiman en 614 MM BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo desde sus inicios es el Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.1

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO HUAICO-01 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

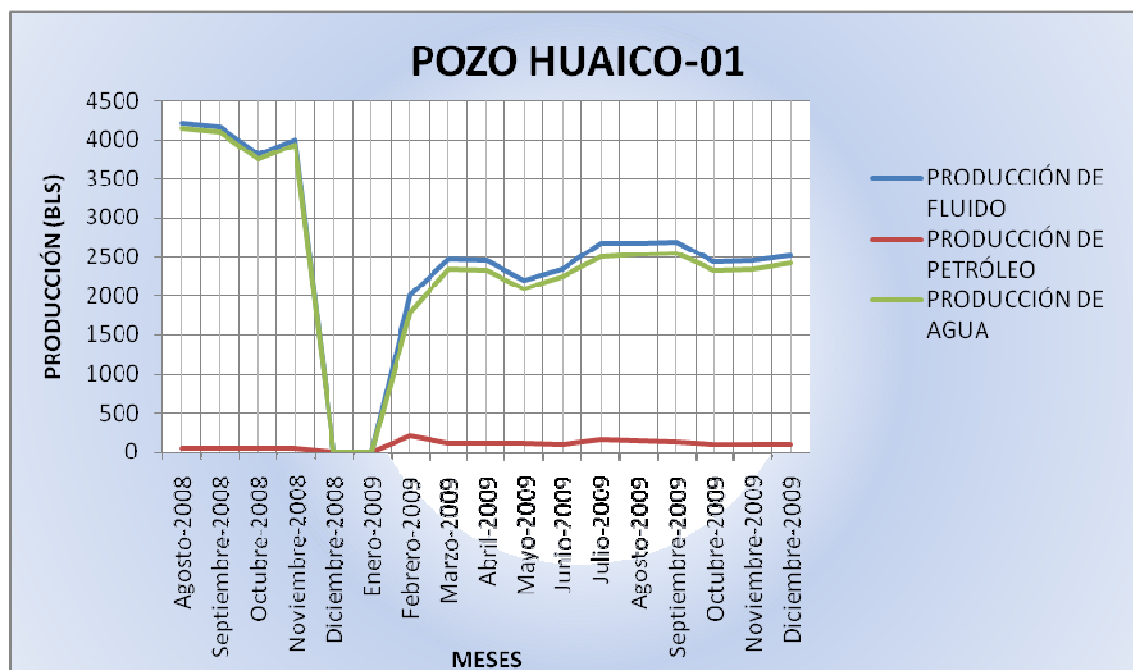
HUAICO-01			
ARENA "U INFERIOR"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	4.200	50	4.150
Septiembre-2008	4.150	50	4.100
Octubre-2008	3.800	46	3.754
Noviembre-2008	3.995	54	3.941
Diciembre-2008	0	0	0
Enero-2009	0	0	0
Febrero-2009	2.000	206	1.794
Marzo-2009	2.468	118	2.350
Abril-2009	2.450	115	2.335
Mayo-2009	2.201	114	2.087
Junio-2009	2.340	94	2.246
Julio-2009	2.664	155	2.509
Agosto-2009	2.671	142	2.529
Septiembre-2009	2.688	134	2.554
Octubre-2009	2.426	92	2.334
Noviembre-2009	2.450	103	2.347
Diciembre-2009	2.508	90	2.418

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

GRÁFICO 4.1

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO HUAICO-01 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

El pozo producía desde agosto hasta noviembre del 2008 de la arena U Superior, desde febrero hasta diciembre del 2009 el pozo produce de la arena U Inferior.

En el gráfico se puede observar que durante los meses de diciembre del 2008 y enero del 2009 no existe producción debido a que se cierra el pozo para realizar un Work Over.

Después de realizar el trabajo de Work Over, se puede observar que la producción de fluido ha disminuido, sin embargo la producción de petróleo ha aumentado y hasta diciembre del 2009 ha mantenido una producción promedio de 124 BFPD.

Según los resultados de las pruebas iniciales hechas por la compañía City Oriente en el año 2000, se observa que la arena T es potencialmente productora, ya que obtuvieron los siguientes resultados: en los intervalos (9.042'-9.046' y 9.053'-9.060'), 1.050 BFPD, 965 BPPD con BSW de 8,1%, 25,4° API.

De los resultados de la prueba de Build UP realizada el 14 de febrero del 2009 en la arena U Inferior, se determinó que es un yacimiento con empuje hidráulico y tiene un daño de 1,4.

Se propone:

- Reevaluar y punzonar la arena T Superior, para determinar las condiciones en las que se encuentra y determinar la factibilidad de producir de esta formación, ya que según los valores definidos en las pruebas iniciales se podría tener una ganancia en barriles estimada de 250 BPPD.
- Mediante un tratamiento químico eliminar el daño para incrementar la producción en un estimado de 46 BPPD, considerando que se mantenga el mismo BSW.

POZO TIPISHCA-01

El pozo Tipishca-01 se encuentra en producción desde inicios de julio de 1998. De acuerdo a los registros sísmicos realizados en la cima de la estructura Tipishca se encontró petróleo en las areniscas Napo M-2, U Inferior, T Superior y U Superior, esta última arena presentó una producción inicial de fluido 411 BFPD con 400 BPPD con un BSW de 2,7%.

Actualmente produce de la arena U Superior con una producción de petróleo promedio de 71 BPPD y 249 BAPD entre agosto del 2008 y diciembre del 2009. Se tiene un corte de agua promedio de 80%.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 277 M FB y sus reservas remanentes se estiman en 54 M BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo desde sus inicios es el Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

TABLA 4.2

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO
TIPISHCA-01 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

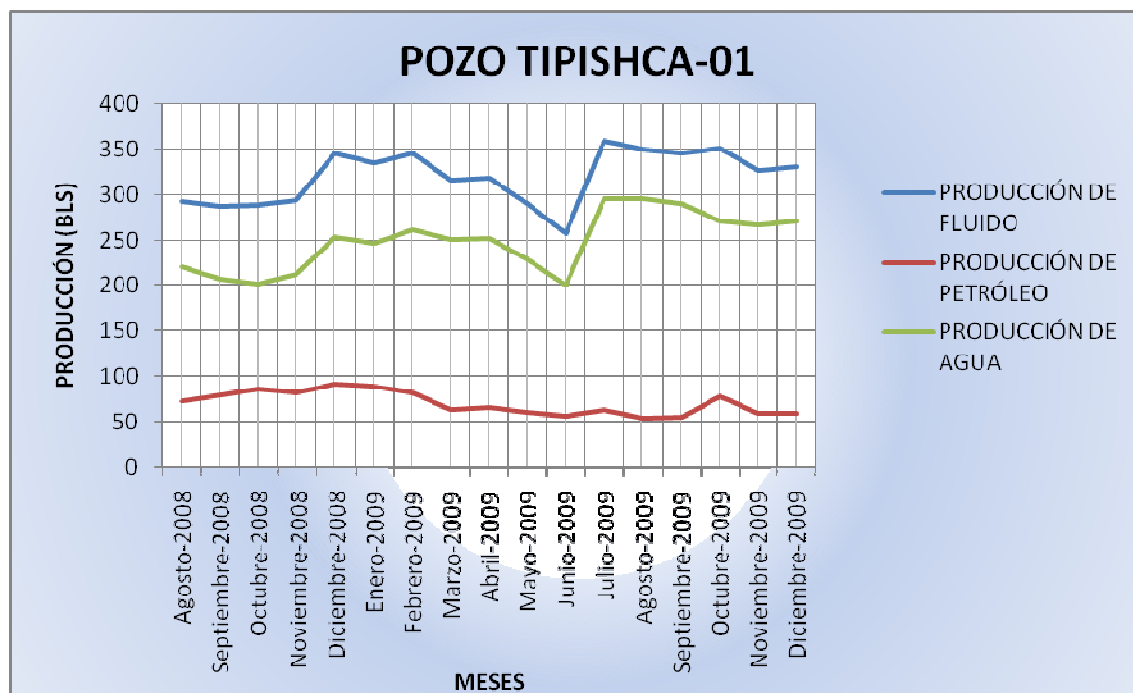
TIPISHCA-01			
ARENA "U SUPERIOR"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	293	73	220
Septiembre-2008	287	80	207
Octubre-2008	288	86	202
Noviembre-2008	294	82	212
Diciembre-2008	345	92	253
Enero-2009	335	89	246
Febrero-2009	345	83	262
Marzo-2009	315	64	251
Abril-2009	318	66	252
Mayo-2009	290	61	229
Junio-2009	257	57	200
Julio-2009	359	63	296
Agosto-2009	350	54	296
Septiembre-2009	346	56	290
Octubre-2009	351	79	272
Noviembre-2009	326	59	267
Diciembre-2009	330	59	271

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

GRÁFICO 4.2

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO
TIPISHCA-01 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

El gráfico muestra que la producción de petróleo ha disminuido progresivamente desde diciembre del 2008 hasta junio del 2009, mes en el que se realizó un cambio de bomba debido a que la anterior bomba presentaba gran cantidad de parafina y taponamiento total del nozzle, luego de realizado el trabajo se observa un incremento de la producción.

Según los resultados de las pruebas iniciales hechas por la compañía City Oriente en el año 2000, se observa que la arena T Superior y la arena U Inferior son potencialmente productoras, ya que obtuvieron los siguientes resultados:

Para la arena T Superior: en el intervalo (9.972'–9.984'), 1.819 BFPD, 1.812 BPPD con BSW de 0,4%, 32,0° API.

Para la arena U Inferior: en el intervalo (9.854'–9.860'), 2.469 BFPD, 2.309 BPPD, BSW de 6,5%, 30,2° API.

Se propone:

- Realizar un mantenimiento constante de las bombas y tomar en cuenta la vida útil de las mismas para evitar una baja de producción progresiva.

- Reevaluar las arenas T Superior, U Inferior y punzonar, para determinar las condiciones en las que se encuentran y determinar la factibilidad de producir de estas formaciones, ya que según los valores definidos en las pruebas iniciales se podría tener una ganancia en barriles estimada de 150 BPPD produciendo de la arena T Superior y 300 BPPD produciendo de la arena U Inferior.

POZO TIPISHCA-02

El pozo Tipishca-02 se encuentra en producción desde diciembre del año 1998. De acuerdo a los registros sísmicos realizados en la cima de la estructura Tipishca se encontró petróleo en las areniscas U Inferior, T Superior, U Superior y Napo M-2.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena U Inferior con una producción de petróleo promedio de 137 BPPD y 465 BAPD entre agosto del 2008 y diciembre del 2009. Se tiene un corte de agua promedio de 77%.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 953 M FB y sus reservas remanentes se estiman en 17 M BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo es el Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.3

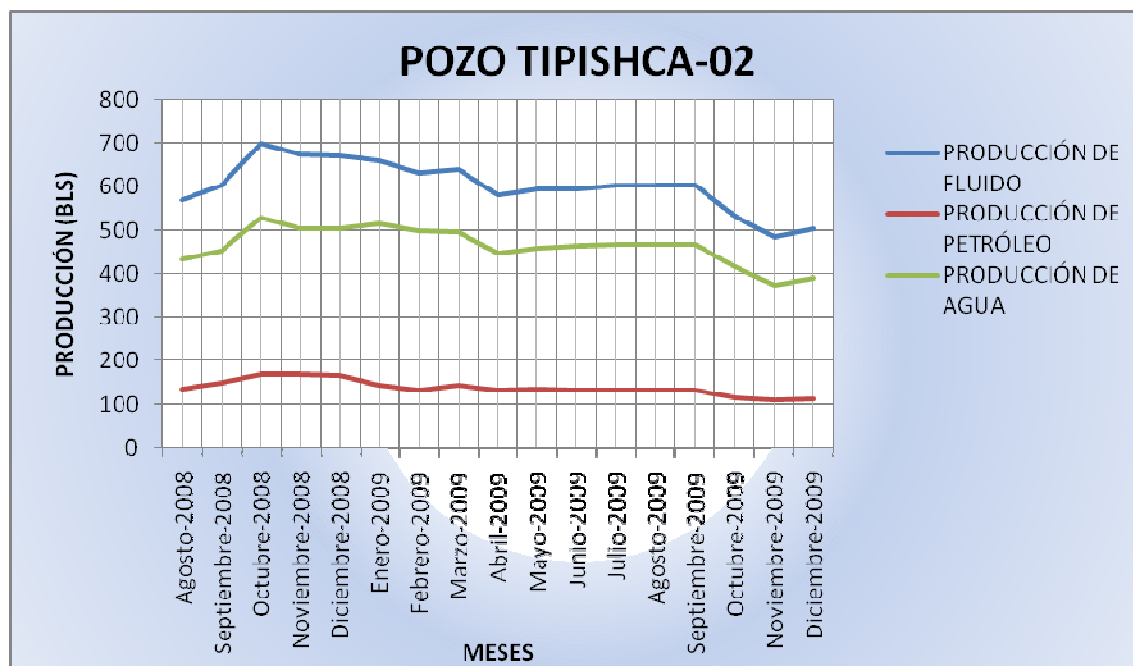
PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPISHCA-02 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

TIPIISHCA-02			
ARENA "U INFERIOR"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	567	134	433
Septiembre-2008	602	149	453
Octubre-2008	699	168	531
Noviembre-2008	674	169	505
Diciembre-2008	670	166	504
Enero-2009	659	142	517
Febrero-2009	632	133	499
Marzo-2009	640	143	497
Abril-2009	580	131	449
Mayo-2009	594	134	460
Junio-2009	595	131	464
Julio-2009	601	132	469
Agosto-2009	601	132	469
Septiembre-2009	601	132	469
Octubre-2009	532	115	417
Noviembre-2009	483	109	374
Diciembre-2009	504	113	391

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.3

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO
 TIPIISHCA-02 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto a octubre del 2008 la producción de petróleo aumenta, durante los meses de octubre a diciembre del 2008 se mantiene, y durante los meses de enero hasta diciembre del 2009 se observa una baja de producción de petróleo.

La tendencia de la línea de petróleo sin variaciones representativas se debe a que el porcentaje de BSW se ha mantenido casi constante.

Según los resultados de las pruebas iniciales hechas por la compañía City Oriente en el año 1998, se observa que la arena T es potencialmente productora, ya que obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo (8.924'-8.929'), 285 BFPD, 284 BPPD con BSW de 0,35% y 31,7° API.

Se propone:

- Reevaluar la arena T Superior y punzonar, para determinar las condiciones en las que se encuentra y determinar la factibilidad de producir de esta formación, ya que según los valores definidos en las pruebas iniciales se podría tener una ganancia en barriles estimada de 250 BPPD.

POZO TIPISHCA-03

El pozo Tipishca-03 se encuentra en producción desde finales del año 1999. Produjo inicialmente de la arena U Inferior, a inicios del 2005 tuvo una producción de 567 BFPD, 444 BPPD y una porosidad promedio de 19.2 %, posteriormente fue cerrado por tener un alto corte de agua.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena U Superior con una producción de petróleo promedio de 171 BPPD y 900 BAPD entre agosto del 2008 y diciembre del 2009. Se tiene un corte de agua promedio de 80%.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 351 M FB y sus reservas remanentes se estiman en 50 M BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo desde sus inicios es el Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.4

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPISHCA-03 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

TIPISHCA-03			
ARENA "U SUPERIOR"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	1.024	233	791
Septiembre-2008	1.137	246	891
Octubre-2008	1.139	239	900
Noviembre-2008	1.110	250	860
Diciembre-2008	1.107	232	875
Enero-2009	1.129	228	901
Febrero-2009	1.204	201	1003
Marzo-2009	973	163	810
Abril-2009	999	151	848
Mayo-2009	1.080	173	907
Junio-2009	1.040	164	876
Julio-2009	1.033	131	902

TABLA 4.4

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPIHCA-03 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009 (CONTINUACIÓN)

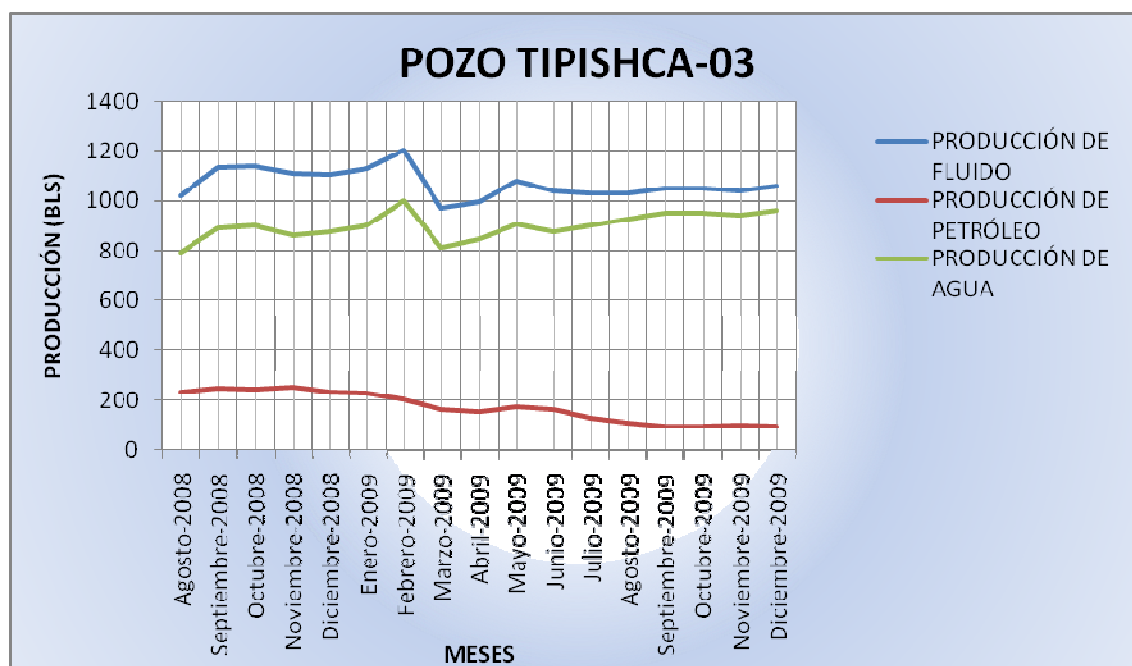
Agosto-2009	1.033	108	925
Septiembre 2009	1.051	97	954
Octubre 2009	1.051	97	954
Noviembre 2009	1.042	100	942
Diciembre 2009	1.060	95	965

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.4

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPIHCA-03 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto a noviembre del 2008 la producción de petróleo se ha mantenido casi constante, a partir de noviembre del 2008 hasta diciembre del 2009 se ha producido una disminución de producción de petróleo, esto se debe al aumento de BSW del fluido.

Según los resultados de las pruebas iniciales hechas por la compañía City Oriente en el año 1999, se observa que las arenas T Inferior y la arena U Inferior son potencialmente productoras, ya que obtuvieron los siguientes resultados:

Para la arena T Inferior: en el intervalo (8.531'–8.535' y 8.543'-8.549), 412 BFPD, 325 BPPD con BSW de 21%, 32,9°API.

Para la arena U Inferior: en el intervalo (8.400'-8.410' y 8.420'-8.428'), 2.391 BFPD, 1.103 BPPD, BSW de 54%, 28,2°API.

Se propone:

- Reevaluar las arenas T Inferior, U Inferior y punzonar, para determinar las condiciones en las que se encuentran y determinar la factibilidad de producir de estas formaciones, ya que según los valores definidos en las pruebas iniciales se podría tener una ganancia en barriles estimada de 150 BPPD produciendo de la arena T Inferior y 300 BPPD produciendo de la arena U Inferior.

POZO TIPISHCA-06

El pozo Tipishca-06 se encuentra en producción desde finales del año 2004. Inició su producción de la arena U Inferior con 410 BFPD y 128 BPPD hasta marzo del 2006, mes en el cual se punzona la arena U Superior, y el pozo queda produciendo.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena U Superior con una producción de petróleo promedio de 95 BPPD y 474 BAPD entre agosto del 2008 y diciembre del 2009. Se tiene un corte de agua promedio de 80%.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 138 M FB y sus reservas remanentes se estiman en 17 M BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo desde sus inicios es el Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

TABLA 4.5

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO
TIPISHCA-06 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

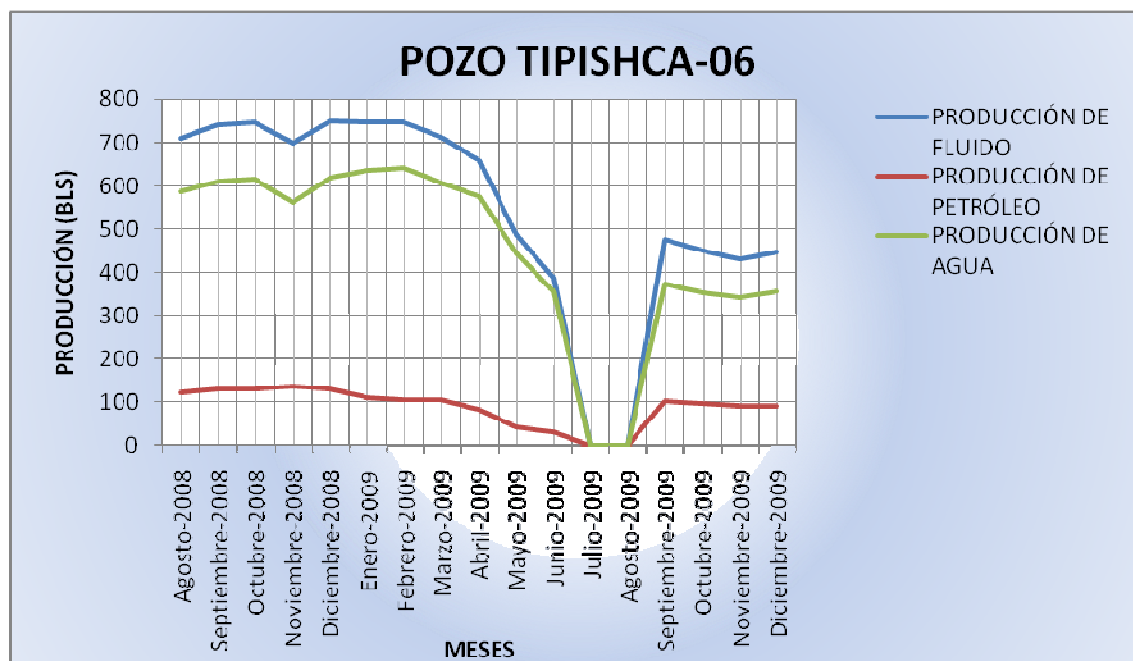
TIPIISHCA-06			
ARENA "U SUPERIOR"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	711	124	587
Septiembre-2008	742	130	612
Octubre-2008	748	132	616
Noviembre-2008	700	137	563
Diciembre-2008	750	132	618
Enero-2009	748	112	636
Febrero-2009	748	106	642
Marzo-2009	714	105	609
Abril-2009	659	82	577
Mayo-2009	488	44	444
Junio-2009	389	31	358
Julio-2009	0	0	0
Agosto-2009	0	0	0
Septiembre-2009	475	102	373
Octubre-2009	451	98	353
Noviembre-2009	432	90	342
Diciembre-2009	448	90	358

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.5

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO
TIPISHCA-06 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto a noviembre del 2008 la producción de petróleo se ha mantenido casi constante, se ha producido una disminución progresiva a partir de noviembre del 2008 hasta julio del 2009 mes en que la producción es cero esto se debe a que el pozo se cierra por no tener comunicación tubing-casing.

Después de realizar un Work Over para cambiar la completación, el pozo produce un promedio de 95 BPPD hasta diciembre del 2009.

Desde septiembre a diciembre del 2009 se observa que el BSW sube de 78% a 80%, es decir se tiene un aumento del 2%.

Según los resultados de las pruebas iniciales hechas por la compañía City Oriente en el año 2006, se observa que la arena M-2 tiene un BSW de 100%, por lo cual se le realizó un SQUEEZE.

Se propone:

- Realizar un mantenimiento frecuente de la completación del pozo para mantener la producción de petróleo.

POZO TIPISHCA-07

El pozo Tipishca-07 se encuentra en producción desde el año 2001. Sus pruebas iniciales de producción, que se realizaron entre el 27 de febrero y el 14 de marzo del mismo año, descubrieron petróleo en el yacimiento Napo M-1, arrojando un total de 679 BPPD de 17 °API y 0,9 % de BSW.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena U Superior con una producción de petróleo promedio de 203 BPPD y 735 BAPD entre noviembre y diciembre del 2009. Se tiene un corte de agua promedio de 78%.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 18 M FB y sus reservas remanentes se estiman en 955 M BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo es el Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.6

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPISHCA-07 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

TIPISHCA-07			
ARENA "U SUPERIOR"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	1.352	143	1.209
Septiembre-2008	1.193	129	1.064
Octubre-2008	1.202	132	1.070
Noviembre-2008	1.127	114	1.013
Diciembre-2008	1.116	123	993

TABLA 4.6

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPISHCA-07 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009 (CONTINUACIÓN)

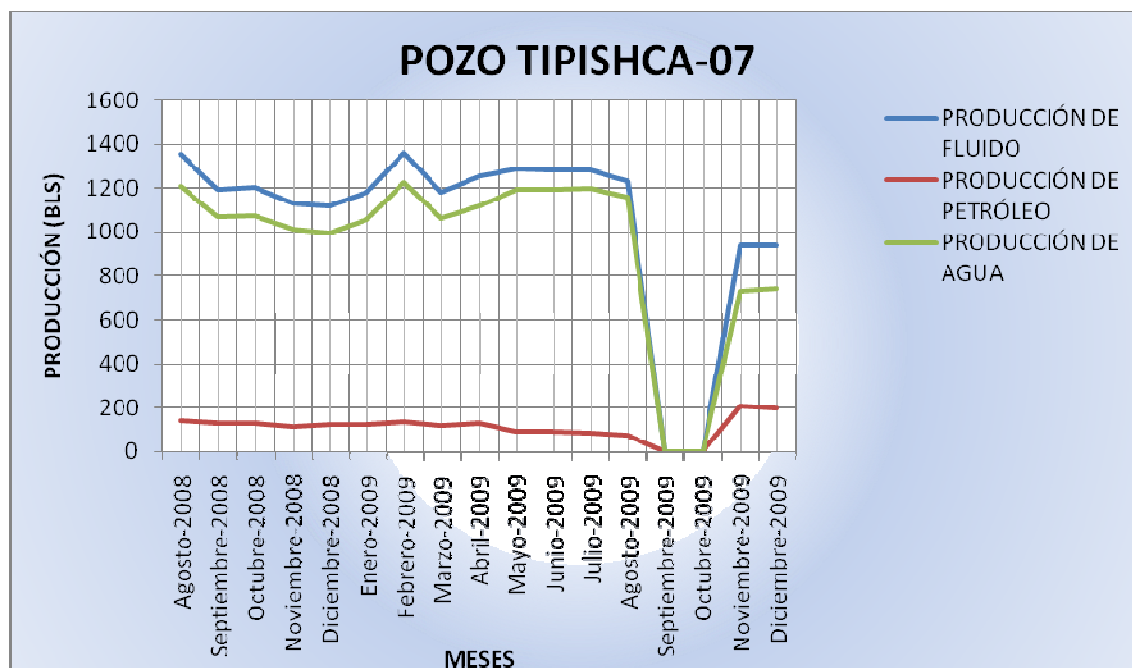
Enero-2009	1.177	124	1.053
Febrero-2009	1.359	135	1.224
Marzo-2009	1.177	118	1.059
Abril-2009	1.250	130	1.120
Mayo-2009	1.284	91	1.193
Junio-2009	1.281	88	1.193
Julio-2009	1.281	83	1.198
Agosto-2009	1.230	73	1.157
Septiembre-2009	0	0	0
Octubre-2009	0	0	0
Noviembre-2009	938	210	728
Diciembre-2009	938	197	741

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.6

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPISHCA-07 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto del 2008 hasta agosto del 2009 la producción de petróleo se ha mantenido casi constante, en el mes de agosto del 2009 se observa una disminución de producción de petróleo, en el mes de septiembre no existe producción debido a que se cierra el pozo para realizar un Work Over.

Después de realizar el trabajo de Work Over se observa en el gráfico un aumento en la producción de petróleo con una ganancia de 137 BPPD, debido a que se punzonó la arena U Superior.

Desde octubre a diciembre del 2009 se observa que el BSW sube de 65% a 78%, es decir se tiene un aumento del 13%, lo que indica que el BSW tiene una tendencia a seguir aumentando.

Se propone:

- Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros eléctricos Gamma Ray y de Cementación para poder observar en qué estado se encuentra el avance agua-petróleo, y en qué estado se encuentra el cemento, para posteriormente con estos datos poder determinar la causa del incremento acelerado del porcentaje de BSW y proponer algún tipo de trabajo para mejorar la producción, ya que si aumenta el porcentaje de BSW en mayor cantidad se puede perder el pozo. Es muy importante considerar que este pozo ha recuperado hasta el momento 18 M BF de sus reservas iniciales, es decir contamos con 955 M BF de reservas remanentes, con esto podemos observar que este pozo tiene capacidad de recuperar gran cantidad de petróleo aún existente en el yacimiento, por lo que es necesario hacerle un seguimiento permanente de la producción, ya que para recomendar cualquier tipo de trabajo se necesita un historial de producción del pozo. Se tendrá una ganancia estimada de 22 BPPD, en caso de que el BSW promedio disminuya a 76% (2% BSW).

POZO TIPISHCA-08

El pozo Tipishca-08 se encuentra en producción desde finales del año 2004.

Las pruebas iniciales realizadas probaron la existencia de petróleo en la arena U Superior con una producción de 1.721 BFPD, 1.707 BPPD, 0,8% de BSW y 22,5° API.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena U Inferior con una producción de petróleo promedio de 481 BPPD y 227 BAPD en diciembre del 2009. Se tiene un corte de agua promedio de 32%.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 14 M FB y sus reservas remanentes se estiman en 663 M BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo es el Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.7

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPISHCA-08 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

TIPISHCA-08			
ARENA "U INFERIOR"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	1.580	134	1.446
Septiembre-2008	1.558	136	1.422
Octubre-2008	1.686	133	1.553
Noviembre-2008	1.804	132	1.672
Diciembre-2008	1.809	134	1.675
Enero-2009	1.778	142	1.636
Febrero-2009	1.744	115	1.629
Marzo-2009	1.735	128	1.607
Abril-2009	1.867	149	1.718
Mayo-2009	1.845	148	1.697
Junio-2009	1.814	102	1.712

TABLA 4.7 PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPISHCA-08 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009 (CONTINUACIÓN)

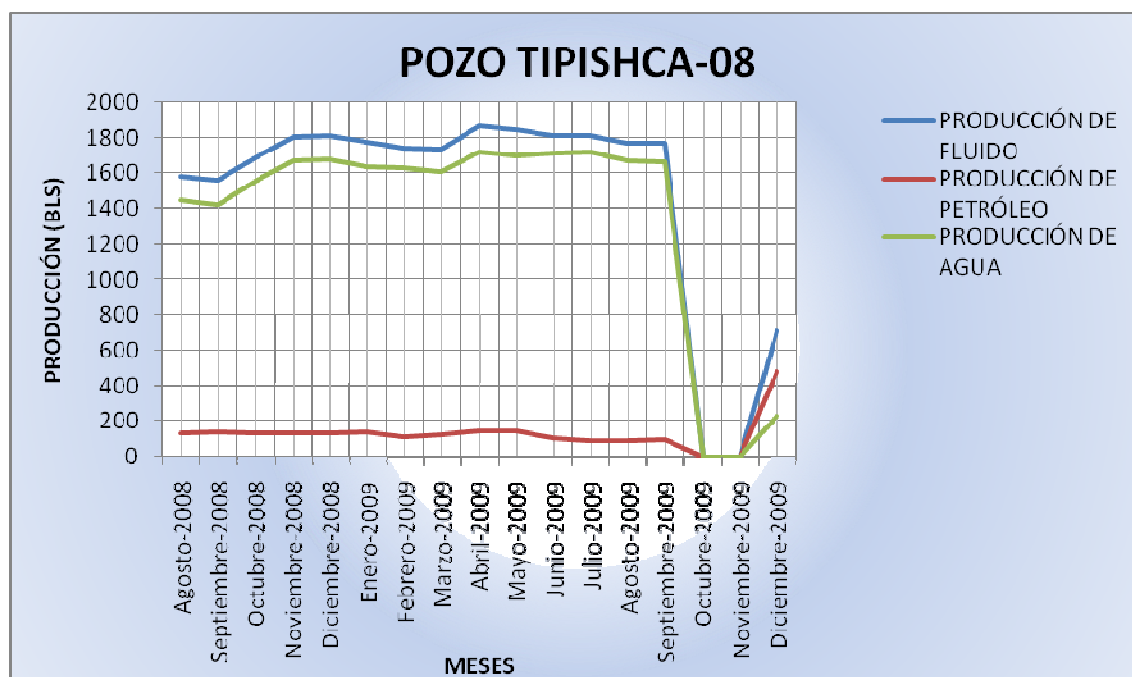
Julio-2009	1.814	94	1.720
Agosto-2009	1.766	92	1.674
Septiembre-2009	1.766	101	1.665
Octubre-2009	0	0	0
Noviembre-2009	0	0	0
Diciembre-2009	708	481	227

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.7

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPISHCA-08 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto del 2008 a octubre del 2009 la producción de petróleo se ha mantenido casi constante, se ha

producido una disminución en el mes de septiembre del 2009, por lo que se realiza un trabajo de Work Over.

Después de realizar un Work Over para punzonar la arena U Inferior la producción de petróleo aumenta ya que cambiamos de arena productora, teniendo una ganancia con respecto a la producción de la arena U superior de 380 BPPD.

Desde noviembre a diciembre del 2009 se observa que el BSW promedio es de 32%, es bajo debido a que se está produciendo de una nueva arena, según el corto historial de producción del pozo con el que se cuenta hasta el momento este indica que el BSW tiene una tendencia a seguir aumentando.

Se propone:

- Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros eléctricos Gamma Ray y de Cementación para poder observar en qué estado se encuentra el avance agua-petróleo, y en qué estado se encuentra el cemento, para posteriormente con estos datos proponer algún tipo de trabajo para mejorar la producción, ya que si aumenta el porcentaje de BSW en mayor cantidad se puede perder producción. Es muy importante considerar que este pozo ha recuperado hasta el momento 14 M BF de sus reservas iniciales, es decir contamos con 663 M BF de reservas remanentes, con esto podemos observar que este pozo tiene capacidad de recuperar gran cantidad de petróleo aún existente en el yacimiento, por lo que es necesario hacerle un seguimiento permanente de la producción, ya que para recomendar cualquier tipo de trabajo se necesita un historial de producción del pozo. Se tendrá una ganancia estimada de 15 BPPD, en caso de que el BSW promedio disminuya a 30% (2% BSW).

POZO TIPISHCA-09

El pozo Tipishca-09 se encuentra en producción desde finales del año 2004.

Las pruebas iniciales realizadas probaron la existencia de petróleo en la arena U Inferior con 538 BFPD, 502 BPPD, 6,7% de BSW, 30,1° API.

Actualmente produce de la arena M-1 con una producción de petróleo promedio de 99 BPPD y 75 BAPD entre agosto del 2008 y diciembre del 2009.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 57 M FB y sus reservas remanentes se estiman en 677 M BF. Se tiene un corte de agua promedio de 30%.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo desde sus inicios es el Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.8

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPISHCA-09 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

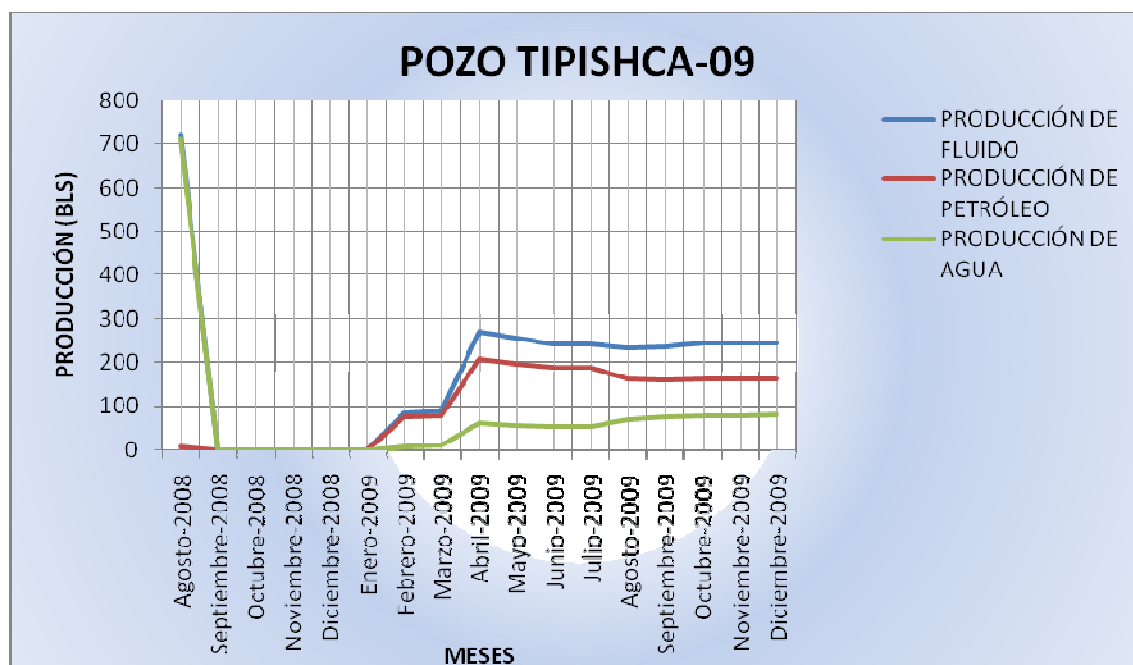
TIPISHCA-09			
ARENA "M-1"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	722	9	713
Septiembre-2008	0	0	0
Octubre-2008	0	0	0
Noviembre-2008	0	0	0
Diciembre-2008	0	0	0
Enero-2009	0	0	0
Febrero-2009	85	77	8
Marzo-2009	89	79	10
Abril-2009	270	209	61
Mayo-2009	256	198	58
Junio-2009	242	189	53
Julio-2009	242	188	54
Agosto-2009	235	165	70
Septiembre-2009	238	161	77
Octubre-2009	244	165	79
Noviembre-2009	244	164	80
Diciembre-2009	244	163	81

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.8

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPISHCA-09 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de septiembre hasta enero del 2008 el pozo se cierra debido a que presenta un alto corte de agua, y se realiza un Work Over.

Después de realizar el trabajo de Work Over se observa en el gráfico un aumento de producción de petróleo en los meses de enero a julio del 2009 con una ganancia promedio de 148 BPPD, debido a que se punzonó la arena M-1.

Se observa una disminución de producción de petróleo, desde julio a diciembre del 2009, debido al aumento promedio de 10% de BSW.

Se propone:

- Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros eléctricos Gamma Ray y de Cementación para poder observar

en qué estado se encuentra el avance agua-petróleo, y en qué estado se encuentra el cemento, para posteriormente con estos datos poder determinar la causa del incremento acelerado del porcentaje de 10% de BSW en seis meses y proponer algún tipo de trabajo para mejorar la producción, ya que si aumenta el porcentaje de BSW en mayor cantidad se puede perder el pozo. Es muy importante considerar que este pozo ha recuperado hasta el momento 57 M BF de sus reservas iniciales, es decir contamos con 677 M BF de reservas remanentes, con esto podemos observar que este pozo tiene capacidad de recuperar gran cantidad de petróleo aún existente en el yacimiento, por lo que es necesario hacerle un seguimiento permanente de la producción, ya que para recomendar cualquier tipo de trabajo se necesita un historial de producción del pozo. Se tendrá una ganancia estimada de 26 BPPD, en caso de que el BSW promedio disminuya a 28% (2% BSW).

POZO TIPISHCA-11

El pozo Tipishca-11 se encuentra en producción desde finales del año 2004. Las pruebas iniciales realizadas probaron la existencia de petróleo en la arena U Inferior con 912 BFPD, 857 BPPD, 6 % de BSW; 23,2° API.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena U Inferior con una producción de petróleo promedio de 292 BPPD y 3858 BAPD entre agosto del 2008 y diciembre de 2009. Se tiene un corte de agua promedio de 93%.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 230 M y sus reservas remanentes se estiman en 311 M BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo es el Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.9

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO
TIPISHCA-11 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

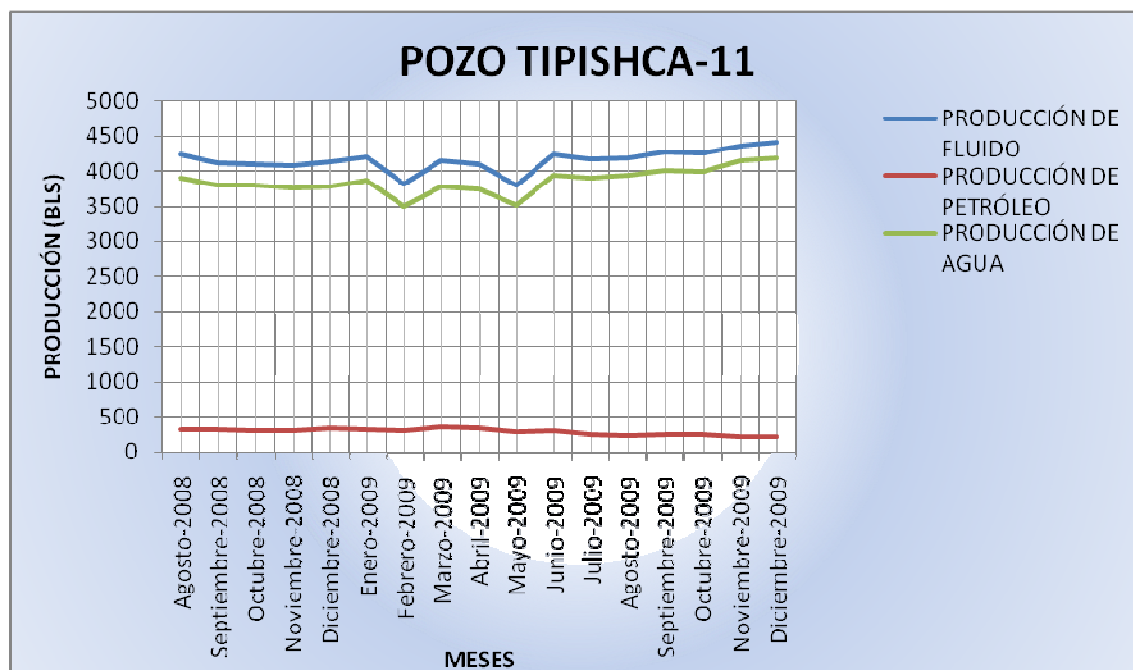
TIPISHCA-11			
ARENA "U INFERIOR"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	4.236	326	3.910
Septiembre-2008	4.114	321	3.793
Octubre-2008	4.100	297	3.803
Noviembre-2008	4.069	310	3.759
Diciembre-2008	4.120	332	3.788
Enero-2009	4.194	323	3.871
Febrero-2009	3.810	312	3.498
Marzo-2009	4.146	357	3.789
Abril-2009	4.087	347	3.740
Mayo-2009	3.792	284	3.508
Junio-2009	4.236	301	3.935
Julio-2009	4.156	254	3.902
Agosto-2009	4.188	243	3.945
Septiembre-2009	4.272	261	4.011
Octubre-2009	4.255	255	4.000
Noviembre-2009	4.364	218	4.146
Diciembre-2009	4.408	220	4.188

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.9

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO
TIPISHCA-11 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto del 2008 a junio del 2009 la producción de petróleo se ha mantenido casi constante con un promedio de producción de petróleo de 319 BPPD, a partir de junio hasta diciembre del 2009 se ha producido una disminución de producción de petróleo, esto se debe al aumento 3% de BSW del fluido.

Según los resultados de las pruebas iniciales hechas por la compañía City Oriente en el año 2005, se observa que la arena U Superior es potencialmente productora, ya que se obtuvieron los siguientes resultados, en el intervalo (9.960'-9.974' y 9.987'-9.993'), 1.503 BFPD, 883 BPPD, BSW de 41,3%; 22,8° API. También se hizo pruebas a la arena M-2 en el año 2006 en el intervalo (9.839'-9.849') obteniendo los siguientes resultados: 168 BFPD, 154 BPPD, 8,3% BSW; 15,9° API.

Se propone:

- Reevaluar la arena U Superior, para determinar las condiciones en las que se encuentra y determinar la factibilidad de producir de esta formación, ya

que según los valores definidos en las pruebas iniciales se podría tener una ganancia en barriles estimada de 450 BPPD.

- Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros eléctricos Gamma Ray y de Cementación para poder observar en qué estado se encuentra el avance agua-petróleo, y en qué estado se encuentra el cemento, para posteriormente con estos datos poder controlar el incremento de BSW y proponer algún tipo de trabajo para mejorar la producción y para disminuir el corte de agua. Es muy importante considerar que este pozo ha recuperado hasta el momento 230 M BF de sus reservas iniciales, es decir contamos con 311 M BF de reservas remanentes, con esto podemos observar que este pozo tiene capacidad de recuperar gran cantidad de petróleo aún existente en el yacimiento, por lo que es necesario hacerle un seguimiento permanente de la producción, ya que para recomendar cualquier tipo de trabajo se necesita un historial de producción del pozo. Se tendrá una ganancia estimada de 81 BPPD, en caso de que el BSW promedio disminuya a 91% (2% BSW).

POZO TIPISHCA-12

El pozo Tipishca-12 se encuentra en producción desde finales del año 2004.

Inició su producción de la arena M-1 con 432 BFPD, 430 BPPD; 0,46% BSW, 19° API.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena T Superior con una producción de petróleo promedio de 13 BPPD y 221 BAPD entre octubre y diciembre de 2009. De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 140 M FB y sus reservas remanentes se estiman en 135 M BF. Se tiene un corte de agua promedio de 92%.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo desde sus inicios es el Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

TABLA 4.10

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO
TIPISHCA-12 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

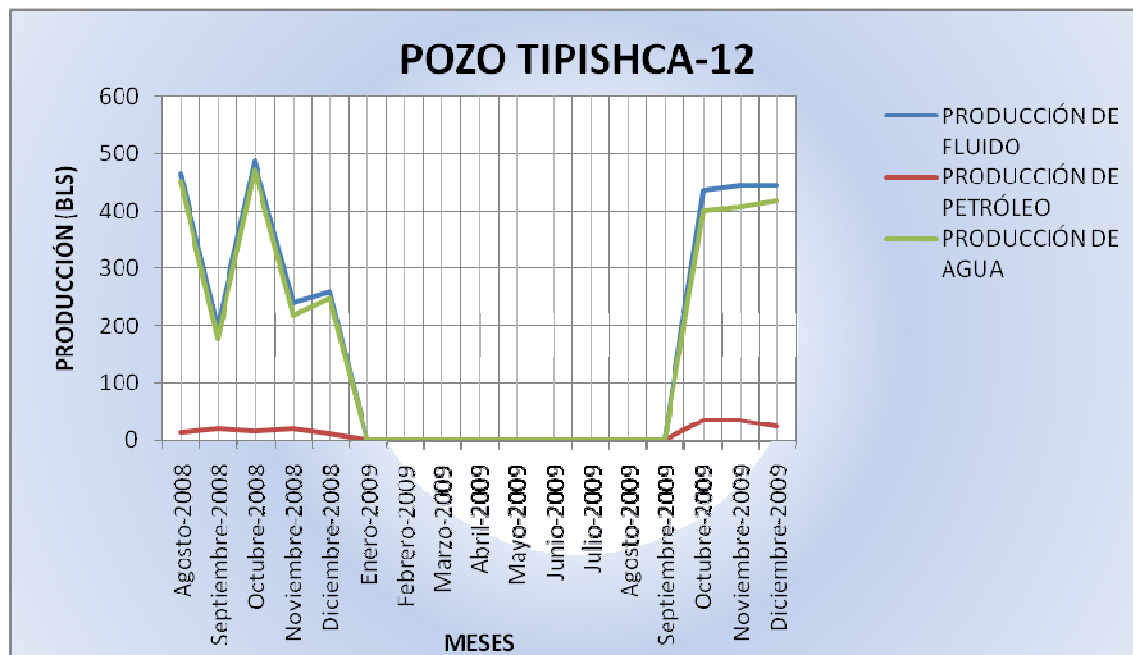
TIPISHCA-12			
ARENA "T SUPERIOR"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	467	13	454
Septiembre-2008	197	20	177
Octubre-2008	488	15	473
Noviembre-2008	240	21	219
Diciembre-2008	260	12	248
Enero-2009	0	0	0
Febrero-2009	0	0	0
Marzo-2009	0	0	0
Abril-2009	0	0	0
Mayo-2009	0	0	0
Junio-2009	0	0	0
Julio-2009	0	0	0
Agosto-2009	0	0	0
Septiembre-2009	0	0	0
Octubre-2009	436	35	401
Noviembre-2009	444	36	408
Diciembre-2009	444	24	420

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.10

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO
TIPISHCA-12 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto a diciembre del 2008 a la producción de petróleo se ha mantenido casi constante pero con un alto corte de BSW, por lo que se cierra el pozo por bajo aporte y se realiza un Work Over.

Después de realizar el trabajo de Work Over se observa en el gráfico un aumento en la producción de petróleo en los meses de octubre a diciembre del 2009 con una ganancia promedio de 20 BPPD, debido a que se punzonó la arena T Superior.

Según los resultados de las pruebas iniciales hechas por la compañía City Oriente en el año 2006, se observa que la arena M-2 tiene un BSW de 100%, por lo cual se le realizó un SQUEEZE.

Se propone:

- Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros eléctricos Gamma Ray y de Cementación para poder observar

en qué estado se encuentra el avance agua-petróleo, y en qué estado se encuentra el cemento, para posteriormente con estos datos poder controlar el incremento de BSW y proponer algún tipo de trabajo para mejorar la producción y para disminuir el corte de agua. Es muy importante considerar que este pozo ha recuperado hasta el momento 140 M BF de sus reservas iniciales, es decir contamos con 135 M BF de reservas remanentes, con esto podemos observar que este pozo tiene capacidad de recuperar gran cantidad de petróleo aún existente en el yacimiento, por lo que es necesario hacerle un seguimiento permanente de la producción, ya que para recomendar cualquier tipo de trabajo se necesita un historial de producción del pozo.

Se tendrá una ganancia estimada de 15 BPPD, en caso de que el BSW promedio disminuya a 88% (4% BSW).

POZO TIPISHCA-13

El pozo Tipishca-13 se encuentra en producción desde finales de diciembre del 2005. Las pruebas iniciales de producción realizadas en la arena Napo U Inferior mostraron una producción de 672 BFPD con un 0.3% de BSW y un API aproximado de 2.

Actualmente continua produciendo de la arena U Inferior con una producción de petróleo promedio de 277 BPPD y 94 BAPD, con un BSW promedio de 25.34%, entre agosto del 2008 y diciembre del 2009. Se observa que el corte de agua aumenta de 14% BSW en agosto del 2008 hasta 32% en diciembre del 2009.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento un 288 M BF y sus reservas remanentes se estiman en 60 M BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo es Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.11

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO
TIPISHCA-13 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

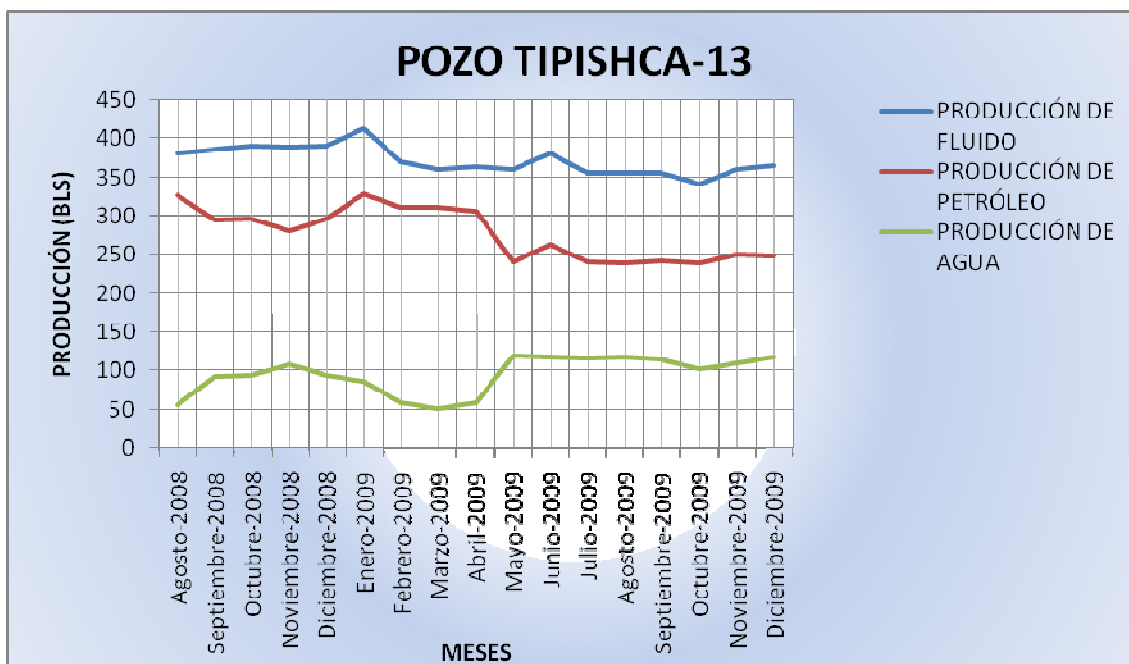
TIPIISHCA-13			
ARENA "U INFERIOR"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	381	326	55
Septiembre-2008	386	294	92
Octubre-2008	391	297	94
Noviembre-2008	389	281	108
Diciembre-2008	390	297	93
Enero-2009	413	328	85
Febrero-2009	369	311	58
Marzo-2009	360	310	50
Abril-2009	364	306	58
Mayo-2009	360	241	119
Junio-2009	381	263	118
Julio-2009	355	240	115
Agosto-2009	356	239	117
Septiembre-2009	356	242	114
Octubre-2009	341	239	102
Noviembre-2009	360	250	110
Diciembre-2009	365	248	117

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.11

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO
TIPISHCA-13 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto del 2008 a julio del 2009 la producción de petróleo ha ido disminuyendo, debido al que el corte de agua a aumentado un 16% de BSW, a partir de julio hasta diciembre del 2009 se mantiene la producción constante con un corte de agua de 32%.

Se propone:

- Realizar un seguimiento de corte de agua, y en caso de que se tenga un incremento considerable. Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros eléctricos Gamma Ray y de Cementación para poder observar en qué estado se encuentra el avance agua-petróleo, y en qué estado se encuentra el cemento, para posteriormente con estos datos poder controlar el incremento de BSW y proponer algún tipo de trabajo para mejorar la producción y para disminuir el corte de agua. Es muy importante considerar que este pozo ha recuperado hasta el momento 288 M FB de sus reservas iniciales, es decir contamos con 60 M BF de reservas remanentes, con esto podemos observar que este pozo tiene capacidad de recuperar petróleo aún

existente en el yacimiento. Se tendrá una ganancia estimada de 7 BPPD, en caso de que el BSW promedio disminuya a 23,34% (2% BSW).

POZO TIPISHCA-14

El pozo Tipishca-14 se encuentra en producción desde el año 2005.

Las pruebas iniciales realizadas probaron la existencia de petróleo en la arena U Inferior con 740 BFPD, 320 BPPD; 56,8% BSW; 30,2° A PI.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena M-2 con una producción de petróleo promedio de 24 BPPD y 211 BAPD entre agosto del 2008 y diciembre del 2009. Se tiene un corte de agua promedio de 89,79%.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 736 M FB y sus reservas remanentes se estiman en 217 M BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo desde sus inicios es el Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.12

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPISHCA-14 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

TIPISHCA-14			
ARENA "M-2"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	247	26	221
Septiembre-2008	234	24	210
Octubre-2008	213	21	192
Noviembre-2008	215	25	190
Diciembre-2008	185	20	165
Enero-2009	185	20	165
Febrero-2009	189	21	168

TABLA 4.12

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPIHCA-14 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009 (CONTINUACIÓN)

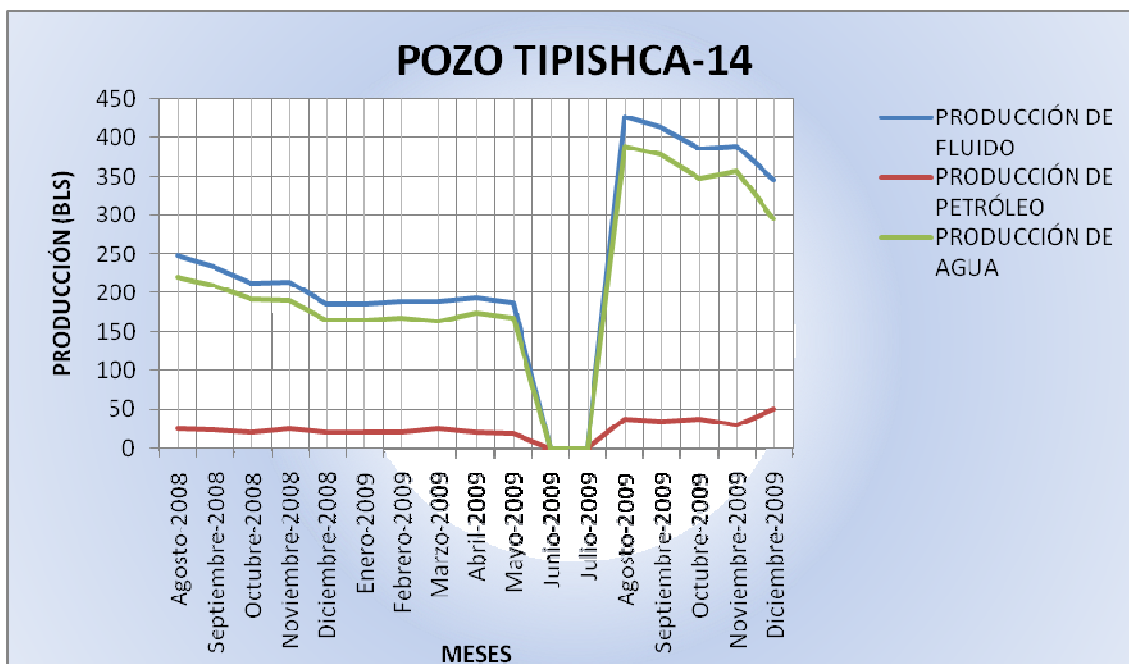
Marzo-2009	189	25	164
Abril-2009	194	20	174
Mayo-2009	187	19	168
Junio-2009	0	0	0
Julio-2009	0	0	0
Agosto-2009	427	38	389
Septiembre-2009	413	35	378
Octubre-2009	386	39	347
Noviembre-2009	389	31	358
Diciembre-2009	346	51	295

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.12

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO TIPIHCA-14 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto del 2008 a mayo del 2009 la producción de petróleo se ha mantenido casi constante, pero se observa una declinación brusca de la producción debido al aumento del BSW por lo que se cierra el pozo y se realiza un trabajo de Work Over.

Después de realizar un Work Over para punzonar la arena M-2 la producción de petróleo aumenta ya que cambiamos de arena productora, teniendo una ganancia con respecto a la producción de la arena U Superior de 19 BPPD.

Desde agosto a diciembre del 2009 se observa que el BSW promedio es de 92%, según el corto historial de producción del pozo con el que se cuenta hasta el momento este indica que el BSW tiene una tendencia a seguir aumentando.

Se propone:

- Realizar un seguimiento de corte de agua, y en caso de que se tenga un incremento. Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros eléctricos Gamma Ray y de Cementación para poder observar en qué estado se encuentra el avance agua-petróleo, y en qué estado se encuentra el cemento, para posteriormente con estos datos proponer algún tipo de trabajo para mejorar la producción, ya que si aumenta el porcentaje de BSW en mayor cantidad se puede perder el pozo. Es muy importante considerar que este pozo ha recuperado hasta el momento el 736 M BF de sus reservas iniciales, es decir contamos con 217 M BF de reservas remanentes, con esto podemos observar que este pozo tiene capacidad de recuperar petróleo aún existente en el yacimiento. Se tendrá una ganancia estimada de 9 BPPD, en caso de que el BSW promedio disminuya a 85,79% (4% BSW).

4.2 CAMPO BLANCA

POZO BLANCA-01

El pozo Blanca-01 se encuentra en producción desde finales del año 2004.

Entre octubre y noviembre del año 2004 se realizaron las pruebas iniciales de producción con bombeo eléctrico sumergible (BES), se descubrió petróleo en la arenisca de la formación “Tena”, arrojando 496 BPPD de 27,1 °API.

Actualmente continua produciendo de la arena Tena con un caudal de petróleo promedio de 277 BPPD, 80 BAPD y 22,4% de BSW promedio entre agosto del 2008 y diciembre del 2009. Se observa que el corte de agua aumenta de 22% BSW en agosto del 2008 hasta 26% en diciembre del 2009.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 0,498 MM FB y sus reservas remanentes se estiman en 0,176 MM BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo desde sus inicios es el Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.13

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO BLANCA-01 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

BLANCA-01			
ARENA “TENA”			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	365	287	78
Septiembre-2008	362	284	78
Octubre-2008	335	273	62
Noviembre-2008	335	272	63
Diciembre-2008	332	267	65
Enero-2009	337	263	74
Febrero-2009	337	263	74
Marzo-2009	346	272	74
Abril-2009	354	270	84
Mayo-2009	338	268	70

TABLA 4.13

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO BLANCA-01 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009 (CONTINUACIÓN)

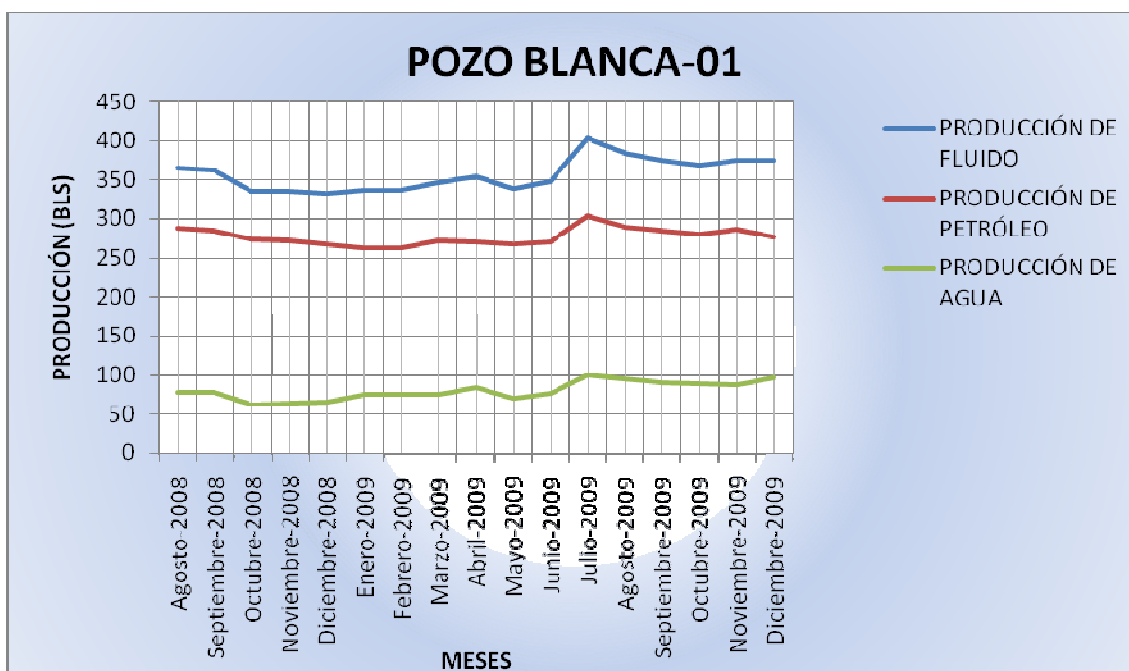
Junio-2009	348	271	77
Julio-2009	403	303	100
Agosto-2009	384	289	95
Septiembre-2009	374	284	90
Octubre-2009	369	280	89
Noviembre-2009	374	286	88
Diciembre-2009	374	277	97

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.13

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO BLANCA-01 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto del 2008 a febrero del 2009 la producción de petróleo ha disminuido, debido al que el corte de agua a aumentado un 1% de BSW, a partir de febrero hasta diciembre del 2009 se produce un incremento de producción con un corte de agua promedio de 23%. En el mes de julio se realiza un incremento de frecuencia de la bomba por lo que aumenta la producción de 271 BPPD a 303 BPPD, luego la producción se mantiene casi constante hasta diciembre del 2009 con un promedio de 283 BPPD.

Según los resultados de las pruebas iniciales hechas por la compañía City Oriente en el año 2004, se observa que en las arenas U Superior, T y M-1 se obtuvieron los siguientes resultados, las tres arenas presentaron un corte de agua del 100%, por lo que se descartan como posibles arenas productoras.

Se propone:

- Realizar un seguimiento de corte de agua, y en caso de que se tenga un incremento considerable. Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros eléctricos Gamma Ray y de Cementación para poder observar en qué estado se encuentra el avance agua-petróleo, y en qué estado se encuentra el cemento, para posteriormente con estos datos poder controlar el incremento de BSW y proponer algún tipo de trabajo para mejorar la producción y para disminuir el corte de agua. Es muy importante considerar que este pozo ha recuperado hasta el momento 0,498 MM BF de sus reservas iniciales, es decir contamos con 0,176 MM BF de reservas remanentes, con esto podemos observar que este pozo tiene capacidad de recuperar petróleo aún existente en el yacimiento. Se tendrá una ganancia estimada de 7 BPPD, en caso de que el BSW promedio disminuya a 20,4% (2% BSW).

POZO BLANCA-02

El pozo Blanca-02 se encuentra en producción desde finales del año 2004.

Entre noviembre y mediados de diciembre del año 2004 se realizaron las pruebas iniciales de producción con bombeo eléctrico sumergible (BES) se descubrió petróleo de la arenisca "M-1", arrojando 584 BFPD de 18,4 °API.

Actualmente continua produciendo de la arena M-1 con una producción de petróleo promedio de 52 BPPD y 216 BAPD entre agosto del 2008 y diciembre del 2009. Se observa que el corte de agua se mantiene con un promedio de 80,6% BSW desde agosto del 2008 hasta enero del 2009, y disminuye desde junio 14 del 2009 con un promedio de 91% hasta 82% de BSW en diciembre del 2009.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 0,307 MM y sus reservas remanentes se estiman en 1,523 MM BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo desde sus inicios es el Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.14

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO BLANCA-02 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

BLANCA-02			
ARENA "M-1"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	319	64	255
Septiembre-2008	327	69	258
Octubre-2008	346	83	263
Noviembre-2008	349	83	266
Diciembre-2008	346	83	263
Enero-2009	338	81	257
Febrero-2009	0	0	0
Marzo-2009	0	0	0
Abril-2009	0	0	0
Mayo-2009	0	0	0
Junio-2009	0	0	0
Julio-2009	385	72	313
Agosto-2009	398	64	334

TABLA 4.14

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO BLANCA-02 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009 (CONTINUACIÓN)

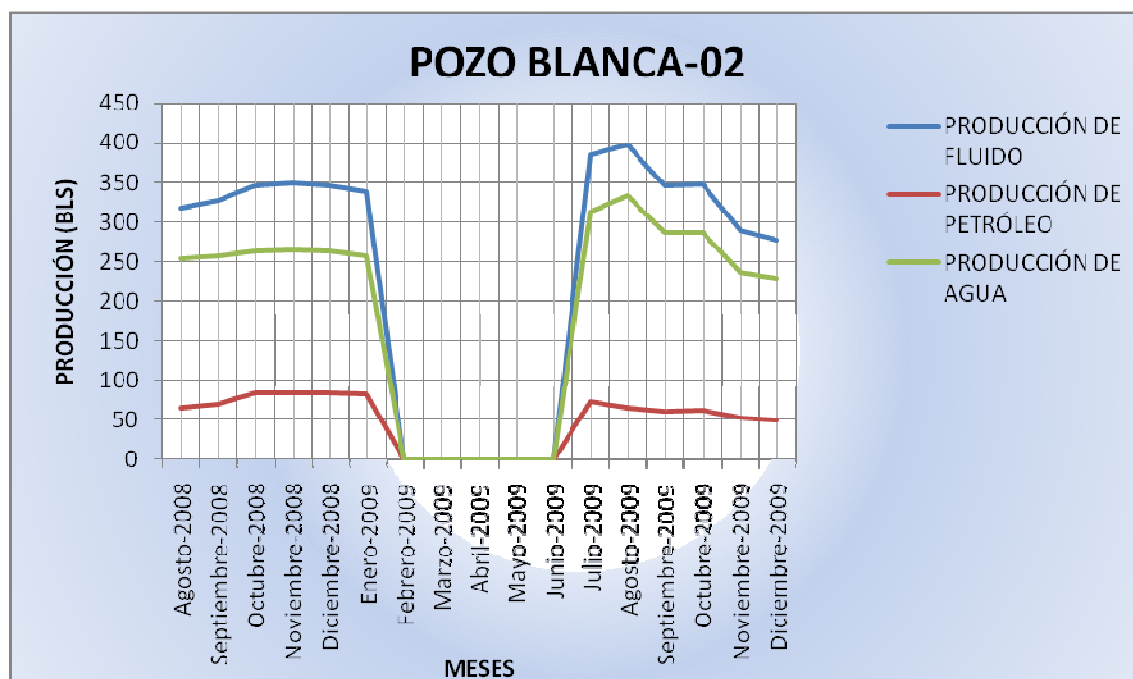
Septiembre-2009	347	60	287
Octubre-2009	348	61	287
Noviembre-09	290	52	238
Diciembre-09	278	49	229

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.14

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO BLANCA-02 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto a octubre del 2008 la producción de petróleo aumenta en 19 BPPD, desde octubre de 2008 a

enero del 2009 la producción de petróleo se mantiene en 83 BPPD, desde febrero a junio del 2009 se cierra el pozo para realizar trabajo de Work Over.

Luego del trabajo de Work Over la producción de petróleo disminuye en 4 BPPD, cabe recalcar que el BSW en este período se mantiene.

Según los resultados de las pruebas iniciales hechas por la compañía City Oriente en el año 2004, se observa que en la arena U Superior presentó un corte de agua del 100%, por lo que se descarta como posible arena productora.

Se propone:

- Realizar un seguimiento de corte de agua, y en caso de que se tenga un incremento considerable. Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros eléctricos Gamma Ray y de Cementación para poder observar en qué estado se encuentra el avance agua-petróleo, y en qué estado se encuentra el cemento, para posteriormente con estos datos poder controlar el incremento de BSW y proponer algún tipo de trabajo para mejorar la producción y para disminuir el corte de agua. Es muy importante considerar que este pozo ha recuperado hasta el momento 0,307 MM BF de sus reservas iniciales, es decir contamos con 1,523 MM BF de reservas remanentes, con esto podemos observar que este pozo tiene capacidad de recuperar gran cantidad de petróleo aún existente en el yacimiento. Se tendrá una ganancia estimada de 11 BPPD, en caso de que el BSW promedio disminuya a 76,6 (4% BSW).

POZO BLANCA-05

El pozo Blanca-05 se encuentra en producción desde inicios del año 2005.

Las pruebas iniciales realizadas probaron la existencia de petróleo en la arena M-1 con 768 BFPD, 653 BPPD, 15% de BSW, 18°API.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena M-1 con una producción de petróleo promedio de 110 BPPD, 437 BAPD y 79,9% de BSW entre agosto del 2008 y diciembre del 2009. Se observa que el corte de agua se mantiene con un promedio de 77% BSW desde agosto del 2008 hasta enero del 2009, y aumenta desde abril del 2009 con un promedio de 79% hasta 84% de BSW en diciembre del 2009.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 0,468 MM FB y sus reservas remanentes se estiman en 0,670 MM BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo es Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.15

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO BLANCA-05 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

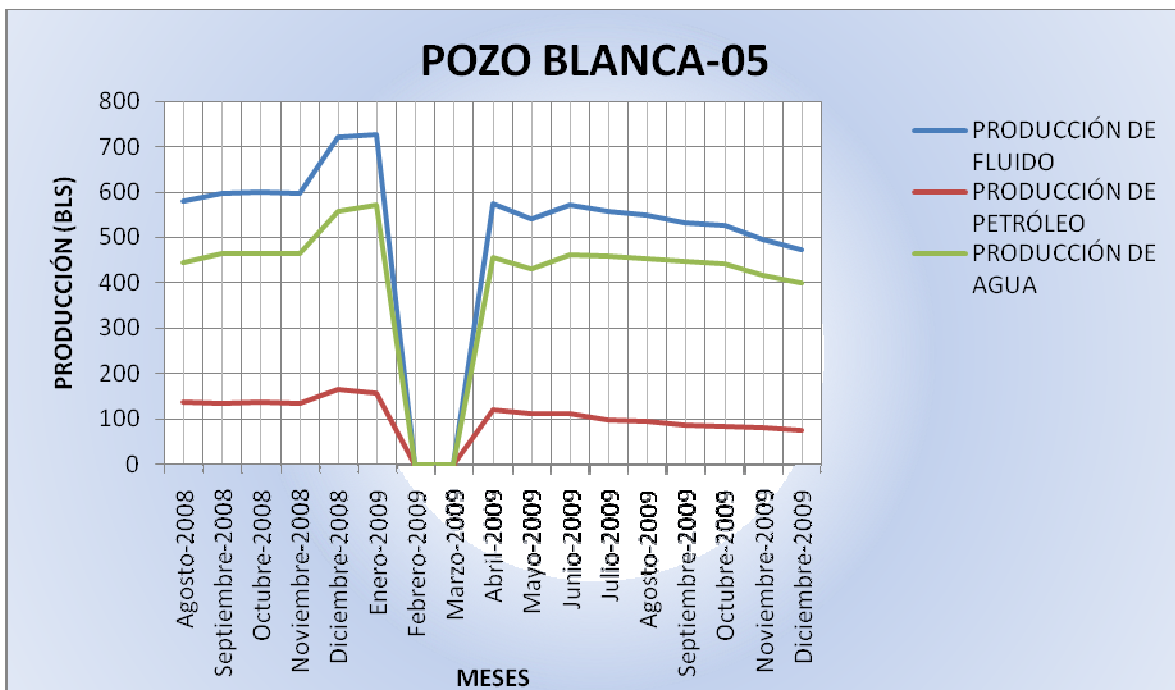
BLANCA-05			
ARENA "M-1"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	581	137	444
Septiembre-2008	599	134	465
Octubre-2008	602	138	464
Noviembre-2008	599	135	464
Diciembre-2008	723	166	557
Enero-2009	728	157	571
Febrero-2009	0	0	0
Marzo-2009	0	0	0
Abril-2009	577	122	455
Mayo-2009	542	113	429
Junio-2009	573	113	460
Julio-2009	558	99	459
Agosto-2009	549	97	452
Septiembre-2009	532	86	446
Octubre-2009	528	85	443
Noviembre-2009	497	81	416
Diciembre-2009	475	76	399

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.15

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO BLANCA-05 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto del 2008 a enero del 2009 la producción de petróleo aumenta en 20 BPPD, de febrero a marzo del 2009 se cierra el pozo para realizar trabajo de Work Over, desde abril a diciembre del 2009 la producción de petróleo disminuye en 56 BPPD debido a que tenemos un incremento del corte de agua.

Se propone:

- Realizar un seguimiento de corte de agua, y en caso de que se tenga un incremento considerable. Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros eléctricos Gamma Ray y de Cementación para poder observar en qué estado se encuentra el avance agua-petróleo, y en qué estado se encuentra el cemento, para posteriormente con estos datos poder controlar el incremento de BSW y

proponer algún tipo de trabajo para mejorar la producción y para disminuir el corte de agua.

Es muy importante considerar que este pozo ha recuperado hasta el momento el 0,468 MM de sus reservas iniciales, es decir contamos con 0,670 MM BF de reservas remanentes, con esto podemos observar que este pozo tiene capacidad de recuperar gran cantidad de petróleo aún existente en el yacimiento. Se tendrá una ganancia estimada de 22 BPPD, en caso de que el BSW promedio disminuya a 75,9% (4% BSW).

4.3 CAMPO VINITA

POZO VINITA-01

El pozo Vinita-1 fue un pozo exploratorio vertical, perforado en el año de 1971. Descubrió petróleo con gravedad que varía de 13,7 a 15,3 °API; a finales del mes de febrero del 2005 se realizaron pruebas con bombeo eléctrico sumergible (BES), dando 408 BFPD y 363 BPPD en M-1.

Actualmente se encuentra produciendo de la arena M-1 con una producción de petróleo promedio de 214 BPPD y 739 BAPD entre agosto del 2008 y diciembre del 2009. Se mantiene un promedio de 77,5 % de BSW.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 1,952 MM y sus reservas remanentes se estiman en 5,639 MM BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo desde sus inicios es el Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.16

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO VINITA-01 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

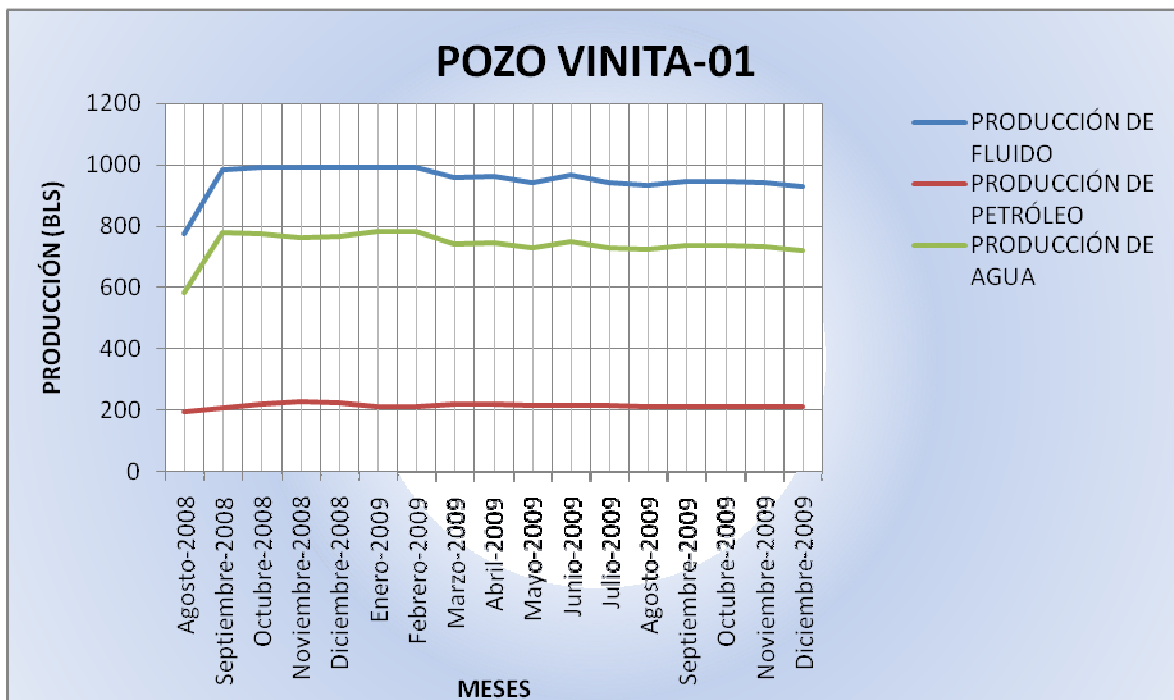
VINITA-01			
ARENA "M-1"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	774	193	581
Septiembre-2008	984	207	777
Octubre-2008	993	221	772
Noviembre-2008	992	230	762
Diciembre-2008	991	227	764
Enero-2009	993	211	782
Febrero-2009	993	211	782
Marzo-2009	961	219	742
Abril-2009	962	219	743
Mayo-2009	941	214	727
Junio-2009	967	218	749
Julio-2009	941	214	727
Agosto-2009	936	212	724
Septiembre-2009	948	210	738
Octubre-2009	945	210	735
Noviembre-2009	943	212	731
Diciembre-2009	931	210	721

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.16

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO VINITA-01 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto del 2008 a diciembre del 2009 la producción de petróleo se mantiene con un promedio de 214 BPPD.

Según los resultados de las pruebas iniciales hechas por la compañía City Oriente en el año 1998, se observa que en la arena M-2 se obtuvieron los siguientes resultados, 199 BFPD, 177 BPPD, 11% de BSW; 15,3° A PI.

Se propone:

- Realizar un seguimiento de corte de agua, y en caso de que se tenga un incremento considerable. Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros eléctricos Gamma Ray y de Cementación para poder observar en qué estado se encuentra el avance agua-petróleo, y en qué estado se encuentra el cemento, para posteriormente con estos datos poder controlar el incremento de BSW y

proponer algún tipo de trabajo para mejorar la producción y para disminuir el corte de agua.

Es muy importante considerar que este pozo ha recuperado hasta el momento 1,952 MM BF de sus reservas iniciales, es decir contamos con 5,639 MM BF de reservas remanentes, con esto podemos observar que este pozo tiene capacidad de recuperar gran cantidad de petróleo aún existente en el yacimiento.

Se tendrá una ganancia estimada de 19 BPPD, en caso de que el BSW promedio disminuya a 75,5% (2% BSW).

POZO VINITA-02

El pozo Vinita-2 fue perforado en diciembre de 1974. En septiembre de 1998 se realizaron pruebas de producción con BES, dando 354 BPPD de 12,8 °API de la Arenisca "M-1".

Actualmente produce de la arena M-1 con un caudal de petróleo promedio de 517 BPPD y 98 BAPD entre agosto del 2008 y diciembre del 2009.

Se mantiene un promedio de 16% de BSW.

De acuerdo al cálculo de reservas el pozo ha recuperado hasta el momento 1,861 MM FB y sus reservas remanentes se estiman en 6,365 BF.

El sistema de levantamiento que maneja el pozo es Bombeo Eléctrico Sumergible.

TABLA 4.17

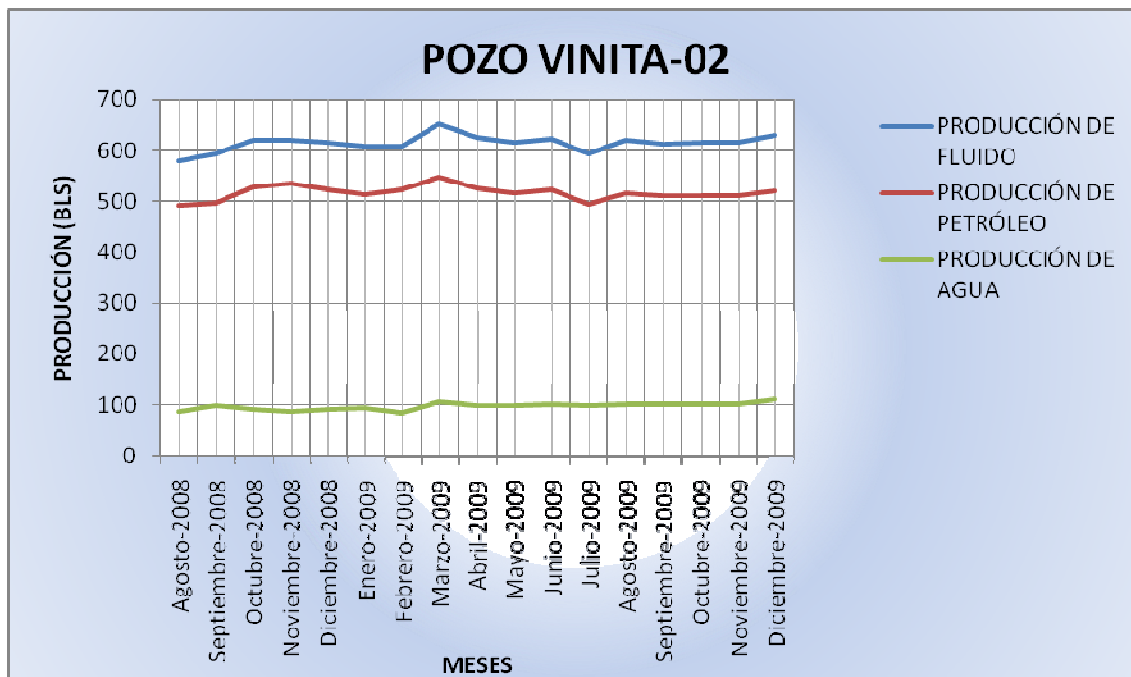
PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO VINITA-02 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009

VINITA-02			
ARENA "M-1"			
Fecha	Producción de Fluido (Bls/Día)	Producción de Petróleo (Bls/Día)	Producción de Agua (Bls/Día)
Agosto-2008	579	492	87
Septiembre-2008	595	496	99
Octubre-2008	622	529	93
Noviembre-2008	622	535	87
Diciembre-2008	617	524	93
Enero-2009	608	513	95
Febrero-2009	608	523	85
Marzo-2009	653	547	106
Abril-2009	625	525	100
Mayo-2009	615	516	99
Junio-2009	624	522	102
Julio-2009	594	495	99
Agosto-2009	620	517	103
Septiembre-2009	614	511	103
Octubre-2009	615	512	103
Noviembre-2009	615	512	103
Diciembre-2009	632	520	112

Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

GRÁFICO 4.17

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA POR MES DE FLUIDOS DEL POZO VINITA-02 DESDE AGOSTO DEL 2008 A DICIEMBRE DEL 2009



Fuente: Departamento de Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

En el gráfico se puede observar que durante los meses de agosto del 2008 a diciembre del 2009 la producción de petróleo se mantiene con un promedio de 517 BPPD.

Se propone:

- Realizar un seguimiento de corte de agua, y en caso de que se tenga un incremento considerable. Realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo en el cual se corran los registros eléctricos Gamma Ray y de Cementación para poder observar en qué estado se encuentra el avance agua-petróleo, y en qué estado se encuentra el cemento, para posteriormente con estos datos poder controlar el incremento de BSW y proponer algún tipo de trabajo para mejorar la producción y para disminuir el corte de agua. Es muy importante considerar que este pozo ha recuperado hasta el momento 1,861 MM FB de sus reservas iniciales, es decir contamos con 6,365 MM BF de reservas remanentes, con esto podemos observar que este pozo tiene capacidad de recuperar gran cantidad de petróleo aún existente en el yacimiento. Se tendrá una

ganancia estimada de 12 BPPD, en caso de que el BSW promedio disminuya a 14% (2% BSW).

- Se recomienda hacer un estudio para considerar la probabilidad de perforar más pozos debido a la gran cantidad de reservas que se tiene en la arena productora.

En el campo Vinita se propone perforar dos pozos, uno en la Plataforma Vinita-01 y uno en la Plataforma Vinita-02 ya que está probada la existencia de petróleo pues los pozos Vinita-01 y vinita-02 son pozos exploratorios, además que en el cálculo de reservas se tiene una cantidad de reservas remanentes de 12 MM BF totales del Campo.

4.4 RESUMEN DEL ANÁLISIS TÉCNICO

En la Tabla 4.18 se presenta la producción de petróleo a recuperarse en base a los trabajos propuestos y se muestra la producción total estimada para cada pozo del Bloque.

TABLA 4.18

RESUMEN DEL ANÁLISIS TÉCNICO DE CADA POZO DEL BLOQUE 27

Pozo	Trabajo Propuesto	Producción de Petróleo a Recuperarse (Bls)	Producción de Petróleo Total Estimada (Bls)
Huaico-01	Reevaluar y Punzonar Arena T Superior	250	250
	Tratamiento Químico para eliminar daño	46	138

TABLA 4.18

RESUMEN DEL ANÁLISIS TÉCNICO DE CADA POZO DEL BLOQUE 27
(CONTINUACIÓN)

Pozo	Trabajo Propuesto	Producción de Petróleo a Recuperarse (Bls)	Producción de Petróleo total estimada (Bls)
Tipishca-01	Reevaluar y Punzonar Arena T Superior	150	150
	Reevaluar y Punzonar Arena U Inferior	300	300
Tipishca-02	Reevaluar y Punzonar Arena T Superior	250	250
Tipishca-03	Reevaluar y Punzonar Arena T Inferior	150	150
	Reevaluar y Punzonar Arena U Inferior	300	300
Tipishca-06	Mantenimiento de Completación	0	95
Tipishca-07	Disminuir el BSW	22	225
Tipishca-08	Disminuir el BSW	15	496
Tipishca-09	Disminuir el BSW	26	125
Tipishca-11	Reevaluar y Punzonar Arena U Superior	450	450
	Disminuir el BSW	81	373
Tipishca-12	Disminuir el BSW	15	292
Tipishca-13	Disminuir el BSW	7	20
Tipishca-14	Disminuir el BSW	9	33
Blanca-01	Disminuir el BSW	7	284
Blanca-02	Disminuir el BSW	11	63
Blanca-05	Disminuir el BSW	22	132
Vinita-01	Disminuir el BSW	19	233
Vinita-02	Disminuir el BSW	12	529

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

4.5 ESTADO DE LOS POZOS REINYECTORES

La disposición final del agua de formación del Bloque 27, se la realiza mediante el pozo reinyector Tipishca-05 y Patricia-01, del Campo Tipishca - Huaico a la formación Tiyuyacu.

La formación Tiyuyacu fue perforada en ocho intervalos, a las siguientes profundidades: 6.800 ft - 6.812 ft, 6.820 ft - 6.834 ft, 6.874 ft - 6.882 ft, 6.920 ft - 6.928 ft, 6.956 ft - 6.964 ft , 7.006 ft - 7.026 ft, 7.080 ft - 7.086 ft y 7.096 ft -7.104 ft. Estos intervalos corresponden a conglomerados, que tienen similares características petrofísicas presentadas en otros pozos de la zona y del Oriente Ecuatoriano, (porosidad entre 13 a 25 % y permeabilidad de 500 a 2.000 md.), que permiten la reinyección de agua.

Los pozos Patricia-01 y Tipishca-05 suman una capacidad máxima aproximada de reinyección de 14.900 BIPD a la formación Tiyuyacu con 1.160 PSI de inyección, por lo que la capacidad de los pozos de reinyección es suficiente y no sería necesario acondicionar otro pozo reinyector hasta el momento.

Se determinó que la capacidad de reinyección de los pozos es suficiente ya que la producción promedio diaria de agua producida del Bloque 27 desde agosto del 2008 hasta diciembre 2009 es 12.971 BAPD.

CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

En la evaluación económica de un proyecto se debe determinar el valor actual neto (V.A.N.) y la tasa interno de retorno (T.I.R), parámetros que determinarán la puesta en marcha o no del proyecto.

Un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor actual neto (V.A.N.) es mayor que cero.
- La tasa interna de retorno (T.I.R.) es mayor a la tasa de actualización.

La tasa de actualización que el Departamento Financiero de PETROPRODUCCIÓN contempla en sus proyectos es del 12 % anual (1% mensual).

5.1.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Se denomina Valor Actual Neto de un proyecto a la suma algébrica de los flujos de caja actualizados de cada mes.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1+i)^k} \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Donde:

$Fnck$ = Flujo Neto de Caja del año k

i = Tasa de Actualización de la empresa ($i = 12.00\%$)

5.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa de rendimiento por período con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente igual a los desembolsos expresados en moneda actual.

Para ello se emplea la siguiente ecuación:

$$\sum_{k=0}^n \frac{Fnc_k}{(1 + TIR)^k} = 0 \quad (\text{Ec. 5.2})$$

- Cuando la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización (i), el proyecto es rentable.
- Cuando la tasa interna de retorno es igual a la tasa de actualización (i), el proyecto no tiene pérdidas ni ganancias.
- Cuando la tasa interna de retorno es menor a la tasa de actualización (i), el proyecto no es rentable.

5.1.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Los costos de producción incluyen los trabajos a realizarse en el análisis técnico, el tiempo de duración de los trabajos y la producción a recuperarse por trabajo realizado en cada pozo.

TABLA 5.1

COSTOS DE PRODUCCIÓN POZO POR POZO PARA EL ANALISIS ECONÓMICO DEL BLOQUE 27

Pozo	Trabajo Propuesto	Producción de Petróleo a Recuperarse (Bls)	Costo estimado (USD)	Tiempo de Realización del Trabajo (DIAS)
Huaico-01	Reevaluar y Punzonar Arena T superior	250	1.287.917,3	5
Tipishca-01	Reevaluar y Punzonar Arena U Inferior	300	1.287.917,3	5
Tipishca-02	Reevaluar y Punzonar Arena T Superior	250	1287917,3	5
Tipishca-03	Reevaluar y Punzonar Arena U Inferior	300	1.287.917,3	5
Tipishca-11	Reevaluar y Punzonar Arena U Superior	450	1.287.917,3	5

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

Los costos para realizar los trabajos propuestos se detallan en la Tabla 5.2. Los valores fueron tomados de evaluaciones económicas ya efectuados en el Bloque 27.

TABLA 5.2

COSTOS DE TRABAJOS

OPERACIÓN MATERIAL	UNIDAD	TOTAL
Movimiento de Torre	\$/Km	400.000,00
Trabajo de la Torre	\$/Día	329.818,65

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

TABLA 5.2 (CONTINUACIÓN)
COSTOS DE TRABAJOS

OPERACIÓN MATERIAL	UNIDAD	TOTAL
Supervisión y Transporte	\$/Día	27.650,00
Químicos		3.285,85
Equipo de Subsuelo más Superficie		480.000
Servicio de Wire Line	\$/Hora	4.377,18
Unidad de Cable Eléctrico	\$/Hora	24.785,62
Supervisar e Instalar Bomba		4.480,20
Registros	\$/Hora	18.000
Registros Especiales		45.000
REEVALUAR Y PUNZONAR ARENA		
OPERACIÓN MATERIAL	UNIDAD	TOTAL
Movimiento de Torre	\$/Km	400.000,00
Trabajo de la Torre	\$/Día	329.818,65
Supervisión y Transporte	\$/Día	27.650,00
Químicos		3.285,85
Equipo de Subsuelo más Superficie		480.000
Servicio de Wire Line	\$/Hora	4.377,18
Unidad de Cable Eléctrico	\$/Hora	24.785,62
Registros	\$/Hora	18.000
TOTAL		1.287.917,30

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

5.1.4 INGRESOS

Los ingresos se obtienen multiplicando el precio del barril de Petróleo por el número de barriles a ser producidos cada mes. Durante el primer mes en el que comienza la ejecución del proyecto, no se tiene una producción del mismo. Por lo tanto, los resultados de estos trabajos, o la producción del primer pozo productor intervenido en el primer mes, empezarán 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 0,84 % anual, lo que implicaría un 0,07 % mensual.

5.1.5 EGRESOS

Los egresos mensuales constituyen la suma entre los costos de reparación de los pozos productores y el costo de futuros reacondicionamientos, donde el costo operativo de producción es de 12,98 dólares por barril.

El monto total de la realización de los trabajos asciende a 6.439.586,5 dólares, durante los doce meses considerados en el período de evaluación económica del proyecto.

5.2 CRONOGRAMA DE TRABAJOS

Se realizaron tres proyecciones para el presente proyecto de titulación, considerando tres precios de crudo de acuerdo a las condiciones actuales de venta del mismo, y con el castigo que sufre el crudo oriente.

Se consideró un crudo de 40 dólares por barril para el primer caso, 60 dólares por barril para el segundo caso y 80 dólares por barril para el tercer caso.

El proyecto tiene buena rentabilidad en los tres casos analizados. Los resultados se pueden observar en la siguiente tabla:

TABLA 5.3
RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

NÚMERO DE CASO	COSTO POR BARRIL (USD)	T.I.R. (mensual) %	V.A.N. (Al final de los 12 meses) (USD)
1	40	15	6.259.186

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

TABLA 5.3 (CONTINUACIÓN)
RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

NÚMERO DE CASO	COSTO POR BARRIL (USD)	T.I.R. (mensual) %	V.A.N. (Al final de los 12 meses) (USD)
2	60	32	15.658.722
3	80	47	25.058.257

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

5.2.1 HIPÓTESIS EN LOS QUE SE BASA EL ANALISIS ECONÓMICO

- Se considera una tasa de actualización anual para el proyecto del 12 %. Valor sugerido por el Departamento de Ingeniería Económica de Petroproducción.
- No se considera depreciación contable de los equipos por cuanto no intervienen en impuestos fiscales.
- Se consideró una declinación de producción de 0,84 %. Por lo que el proyecto se establece una declinación mensual de 0,07 %, siendo el mensual de 30 días.
- No se consideró devaluación monetaria durante los años de duración del proyecto.
- Los costos de reacondicionamiento son estimados a los resultados de los trabajos anteriormente realizados en el Bloque 27.

5.2.2 DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN, VALOR ACTUAL NETO Y LA TASA INTERNA DE RETORNO

5.2.2.1 Primer Caso

Para el caso del crudo de 40 dólares por barril, el proyecto presenta un V.A.N. positivo de 6.259.186 dólares. La evaluación económica se realiza para doce meses y se calculó que al final este tiempo se tendrá un TIR mensual de 14,99 %. Tabla 5.4. Estos resultados son indicativos que el proyecto es rentable.

TABLA 5.4

RESULTADOS FINALES PRIMER CASO

INVERSION TOTAL (USD)	12.889.105
TASA INTERNA DE RETORNO(MENSUAL) (TIRm) %	14,99%
TASA INTERNA DE RETORNO(ANUAL) (TIR) %	434,69%
VALOR ACTUAL NETO (VAN) USD	6.259.186
BENEFICIO/COSTO	1,51

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

5.2.2.2 Segundo Caso

Para el caso del crudo de 60 dólares por barril, el proyecto presenta un V.A.N. positivo de 15.658.722 dólares. La evaluación económica se realiza para doce meses y se calculó que al final este tiempo se tendrá un TIR mensual de 31,85 %. Tabla 5.5. Estos resultados son indicativos que el proyecto es rentable.

TABLA 5.5

RESULTADOS FINALES SEGUNDO CASO

INVERSION TOTAL (USD)	12.889.105
TASA INTERNA DE RETORNO(MENSUAL) (TIRm) %	31,85%
TASA INTERNA DE RETORNO(ANUAL) (TIR) %	2660,43%
VALOR ACTUAL NETO (VAN) USD	15.658.722
BENEFICIO/COSTO	2,26

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

5.2.2.3 Tercer Caso

Para el caso del crudo de 80 dólares por barril, el proyecto presenta un V.A.N. positivo de 25.058.257 dólares. La evaluación económica se realiza para doce

meses y se calculó que al final este tiempo se tendrá un TIR mensual de 47,17 %.
 Tabla 5.6. Estos resultados son indicativos que el proyecto es rentable.

TABLA 5.6

RESULTADOS FINALES TERCER CASO

INVERSION TOTAL (USD)	12.889.105
TASA INTERNA DE RETORNO(MENSUAL) (TIR_m) %	47,17%
TASA INTERNA DE RETORNO(ANUAL) (TIR) %	10220,26%
VALOR ACTUAL NETO (VAN) USD	25.058.257
BENEFICIO/COSTO	3,01

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

TABLA 5.7

RESULTADOS PRIMER CASO

MES	PERIODO	REPARACIONES	PROD. ACUM. TOTAL POR MES BLS	INGRESO TOTAL POR MES BLS	COSTO REPARACIONES \$	COSTO OPERATIVO \$	TOTAL DE EGRESOS \$	FLUJO DE CAJA \$	INGRESO TOTAL ACT. \$	INGRESO TOTAL ACT. ACUM. \$	EGRESO TOTAL ACT. \$	EGRESO TOTAL ACT. ACUM. \$	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADA \$	SUMATORIA FLUJO DE CAJA \$
Ene-10	0		23.070	0	6.439.586,5	0	0	-6.439.586,5	-	-	0	0	-6.439.586,5	-6.439.587
Feb-10	1	5	46.500	1.860.000		603.570	7.043.157	1.256.430	1.842.517	1.842.517	6.976.954	6.976.954	1.244.620	-5.194.966
Mar-10	2		46.230	1.849.182		600.059	600.059	1.249.122	1.814.582	3.657.099	588.832	7.565.785	1.225.750	-3.969.216
Abr-10	3		45.961	1.838.426		596.569	596.569	1.241.857	1.787.070	5.444.169	579.904	8.145.690	1.207.166	-2.762.050
May-10	4		45.693	1.827.733		593.099	593.099	1.234.634	1.759.976	7.204.145	571.112	8.716.802	1.188.864	-1.573.186
Jun-10	5		45.428	1.817.102		589.650	589.650	1.227.453	1.733.293	8.937.438	562.453	9.279.256	1.170.839	-402.347
Jul-10	6		45.163	1.806.534		586.220	586.220	1.220.313	1.707.014	10.644.452	553.926	9.833.181	1.153.088	750.741
Ago-10	7		44.901	1.796.026		582.810	582.810	1.213.216	1.681.133	12.325.585	545.528	10.378.709	1.135.605	1.886.346
Sep-10	8		44.639	1.785.580		579.421	579.421	1.206.159	1.655.645	13.981.230	537.257	10.915.966	1.118.388	3.004.734
Oct-10	9		44.380	1.775.194		576.051	576.051	1.199.144	1.630.543	15.611.773	529.111	11.445.077	1.101.432	4.106.166
Nov-10	10		44.122	1.764.869		572.700	572.700	1.192.169	1.605.822	17.217.595	521.089	11.966.167	1.084.733	5.190.899
Dic-10	11		43.865	1.754.604		569.369	569.369	1.185.235	1.581.476	18.799.071	513.189	12.479.356	1.068.287	6.259.186
								12.889.105	15%	18.799.071		12.479.356		6.259.186

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

TABLA 5.8

RESULTADOS SEGUNDO CASO

MES	PERIODO	REPARACIONES	PROD. ACUM. TOTAL POR MES BLS	INGRESO TOTAL POR MES BLS	COSTO REPARACION \$	COSTO OPERATIVO \$	TOTAL DE EGRESOS \$	FLUJO DE CAJA \$	INGRESO TOTAL ACT. \$	INGRESO TOTAL ACT. ACUM. \$	EGRESO TOTAL ACT. \$	EGRESO TOTAL ACT. ACUM. \$	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADA \$	SUMATORIA A FLUJO DE CAJA \$
Ene-10	0		23.070	0	6.439.586,5	0	0	-6.439.586,5	-	-	0	0	-6.439.586,5	-6.439.587
Feb-10	1	5	46.500	2.790.000		603.570	7.043.157	2.186.430	2.763.775	2.763.775	6.976.954	6.976.954	2.165.878	-4.273.708
Mar-10	2		46.230	2.773.772		600.059	600.059	2.173.713	2.721.873	5.485.648	588.832	7.565.785	2.133.041	-2.140.667
Abr-10	3		45.961	2.757.639		596.569	596.569	2.161.070	2.680.606	8.166.253	579.904	8.145.690	2.100.701	-39.966
May-10	4		45.693	2.741.600		593.099	593.099	2.148.500	2.639.964	10.806.218	571.112	8.716.802	2.068.852	2.028.886
Jun-10	5		45.428	2.725.654		589.650	589.650	2.136.004	2.599.939	13.406.157	562.453	9.279.256	2.037.486	4.066.372
Jul-10	6		45.163	2.709.800		586.220	586.220	2.123.580	2.560.521	15.966.677	553.926	9.833.181	2.006.595	6.072.966
Ago-10	7		44.901	2.694.039		582.810	582.810	2.111.229	2.521.700	18.488.377	545.528	10.378.709	1.976.172	8.049.138
Sep-10	8		44.639	2.678.370		579.421	579.421	2.098.949	2.483.468	20.971.845	537.257	10.915.966	1.946.211	9.995.349
Oct-10	9		44.380	2.662.791		576.051	576.051	2.086.741	2.445.815	23.417.660	529.111	11.445.077	1.916.704	11.912.053
Nov-10	10		44.122	2.647.304		572.700	572.700	2.074.604	2.408.733	25.826.393	521.089	11.966.167	1.887.644	13.799.697
Dic-10	11		43.865	2.631.906		569.369	569.369	2.062.537	2.372.214	28.198.607	513.189	12.479.356	1.859.025	15.658.722
							12.889.105	32%	28198607		12.479.356		15.658.722	

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

TABLA 5.9
RESULTADOS TERCER CASO

MES	PERIODO	REPARACIONES	PROD. ACUM. TOTAL POR MES BLS	INGRESO TOTAL POR MES BLS	COSTO REPARACION \$	COSTO OPERATIVO \$	TOTAL DE EGRESOS \$	FLUJO DE CAJA \$	INGRESO TOTAL ACT. \$	INGRESO TOTAL ACT. ACUM. \$	EGRESO TOTAL ACT. \$	EGRESO TOTAL ACT. ACUM. \$	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADA \$	SUMATORIA A FLUJO DE CAJA \$
Ene-10	0		23.070	0	6.439.586,5	0	0	-6.439.586,5	-	-	0	0	-6.439.586,5	-6.439.587
Feb-10	1	5	46.500	3.720.000		603.570	7.043.157	3.116.430	3.685.033	3.685.033	6.976.954	6.976.954	3.087.137	-3.352.450
Mar-10	2		46.230	3.698.363		600.059	600.059	3.098.304	3.629.164	7.314.197	588.832	7.565.785	3.040.332	-312.118
Abr-10	3		45.961	3.676.852		596.569	596.569	3.080.283	3.574.141	10.888.338	579.904	8.145.690	2.994.237	2.682.119
May-10	4		45.693	3.655.466		593.099	593.099	3.062.367	3.519.952	14.408.290	571.112	8.716.802	2.948.840	5.630.959
Jun-10	5		45.428	3.634.205		589.650	589.650	3.044.555	3.466.585	17.874.876	562.453	9.279.256	2.904.132	8.535.091
Jul-10	6		45.163	3.613.067		586.220	586.220	3.026.847	3.414.027	21.288.903	553.926	9.833.181	2.860.101	11.395.192
Ago-10	7		44.901	3.592.052		582.810	582.810	3.009.242	3.362.266	24.651.169	545.528	10.378.709	2.816.739	14.211.931
Sep-10	8		44.639	3.571.160		579.421	579.421	2.991.739	3.311.290	27.962.460	537.257	10.915.966	2.774.033	16.985.964
Oct-10	9		44.380	3.550.388		576.051	576.051	2.974.338	3.261.087	31.223.546	529.111	11.445.077	2.731.975	19.717.939
Nov-10	10		44.122	3.529.738		572.700	572.700	2.957.038	3.211.644	34.435.191	521.089	11.966.167	2.690.555	22.408.495
Dic-10	11		43.865	3.509.208		569.369	569.369	2.939.839	3.162.952	37.598.143	513.189	12.479.356	2.649.763	25.058.257
							12.889.105	47%	37.598.143		12.479.356		25.058.257	

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES GENERALES

- La producción de petróleo del Bloque 27 es poca debida principalmente a que los espesores netos de las arenas productoras son delgadas, además se tiene que considerar que el tipo de empuje predominante con el que producen los pozos es empuje hidrostático lateral.
- Los acuíferos de los reservorios son activos y se comportan como el principal mecanismo de producción; sin embargo dada la condición de espesores, acumulación y movilidad del petróleo también se puede convertir en un limitante, puesto que para recuperar las reservas se produce altas tasas de fluido con pequeños porcentajes de petróleo.
- Del estudio de reservas en base a los datos disponibles se determinó que el Bloque 27 tiene una producción de petróleo acumulada de 8,321 MM BF, y las reservas iniciales son 26,472 MM BF por lo que se puede calcular que se ha producido hasta el momento un 31.43 % de petróleo del Bloque 27.
- Debido a que en ciertos trabajos propuestos para algunos pozos en el capítulo cuatro se presenta un escaso incremento en la producción de petróleo se considero realizar únicamente la evaluación económica considerando a los pozos Huaico-01, Tipishca-01, 02, 03, 11, ya que estos pozos presentan un mayor incremento de producción de petróleo al realizar el trabajo propuesto.

- La evaluación económica se la realizó considerando tres diferentes precios por barril de petróleo para determinar la factibilidad del proyecto, se determinó que el proyecto es económicamente rentable para los tres casos, sin embargo se estimó una mayor ganancia con el tercer caso de 80 dólares, pues se obtuvo una tasa interna de retorno mensual de 47,00 % , valor actual neto de 25.058.257 dólares y un valor beneficio-costos de 3,00 durante los doce meses determinados para el análisis.

6.2 CONCLUSIONES ESPECÍFICAS

- No se podrá dar ubicaciones de nuevos pozos hasta que Petroproducción realice un estudio geofísico-geológico y de reservorios integrado del Bloque 27, debido a que este tiene un comportamiento estratigráfico que influye en los reservorios y un alto corte de agua.
- A pesar de que se cuenta con proyectos sísmicos y geológicos del Bloque 27, es importante que se realice un trabajo de reprocesamiento de datos sísmicos 2D y 3D de todo el Bloque, sobre todo en el área de Vinita ya que de acuerdo a los cálculos realizados se tiene una gran cantidad de reservas iniciales (15,818 MM BF) y se ha producido hasta el momento solo un 24.11 % de dichas reservas, ya que se cuenta únicamente con dos pozos productores, con este reprocesamiento de datos Petroproducción, podrá confirmar las estructuras y determinar con un estudio sismo-estratigráfico las trampas estructurales presentes en la zona.
- El Campo Tipishca - Huaico tiene una producción de petróleo acumulada de 3,235 MM BF y una cantidad de reservas iniciales de 7,011 MM BF por lo que se determinó que hasta el momento se ha producido el 46.14 % del petróleo.
- El Campo Blanca tiene una producción de petróleo acumulada de 1,273 MM BF y una cantidad de reservas iniciales de 3,643 MM BF por lo que se determinó que hasta el momento se ha producido el 34.94 % del petróleo.
- El Campo Vinita tiene una producción de petróleo acumulada de 3,813 MM BF y una cantidad de reservas iniciales de 15,818 MM BF por lo que se determinó que hasta el momento se ha producido el 24.11 % del petróleo.

- El primer caso de la evaluación económica se la realizó con un precio del barril de petróleo de 40 dólares con lo que se obtiene un TIR mensual de 15,0 % y un VAN de 6.259.186 dólares al final de los doce meses del análisis estimado.
- El segundo caso de la evaluación económica se la realizó con un precio del barril de petróleo de 60 dólares con lo que se obtiene un TIR mensual de 32,0 % y un VAN de 15.658.722 dólares al final de los doce meses del análisis estimado.

6.3 RECOMENDACIONES

- De acuerdo a las pruebas iniciales de producción hechas para los pozos del Bloque 27 se recomienda reevaluar y punzonar nuevas arenas para incrementar la producción en algunos pozos, se detallan los incrementos de producción para cada pozo en la tabla 4.18.
- Considerando que todavía se tienen reservas en los yacimientos de los diferentes campos, se recomienda realizar trabajos para disminuir el BSW en algunos pozos ya que con el análisis realizado se obtendrá un incremento de producción y se podrá recuperar mayor una cantidad de reservas. Se detallan los incrementos de producción de cada pozo en la tabla 4.18.
- Debido a que el trabajo propuesto para algunos pozos no tienen un incremento de producción que justifique la inversión se recomienda realizar los trabajos únicamente en los pozos en los cuales se determinó mediante el análisis técnico presenten una alta producción de petróleo.
- Realizar un estudio integrado de los reservorios del Bloque 27, en especial para el Campo Vinita ya que los cálculos obtenidos muestran que se tiene una cantidad de reservas remanentes de 12,004 MM BF que pueden ser explotadas con la perforación de nuevos pozos en las plataformas existentes.
- En el Campo Tipishca - Huaico se recomienda realizar pruebas de producción con las cuales podremos observar el comportamiento del BSW, ya con esto podremos obtener un historial de producción de los pozos, lo cual nos ayudara a realizar futuros trabajos de control del BSW.

- En el Campo Blanca de la misma manera que en el Campo Tipishca - Huaico se recomienda realizar pruebas de producción con las cuales podremos observar el comportamiento del BSW, ya con esto podremos obtener un historial de producción de los pozos, lo cual nos ayudara a realizar futuros trabajos de control del BSW.

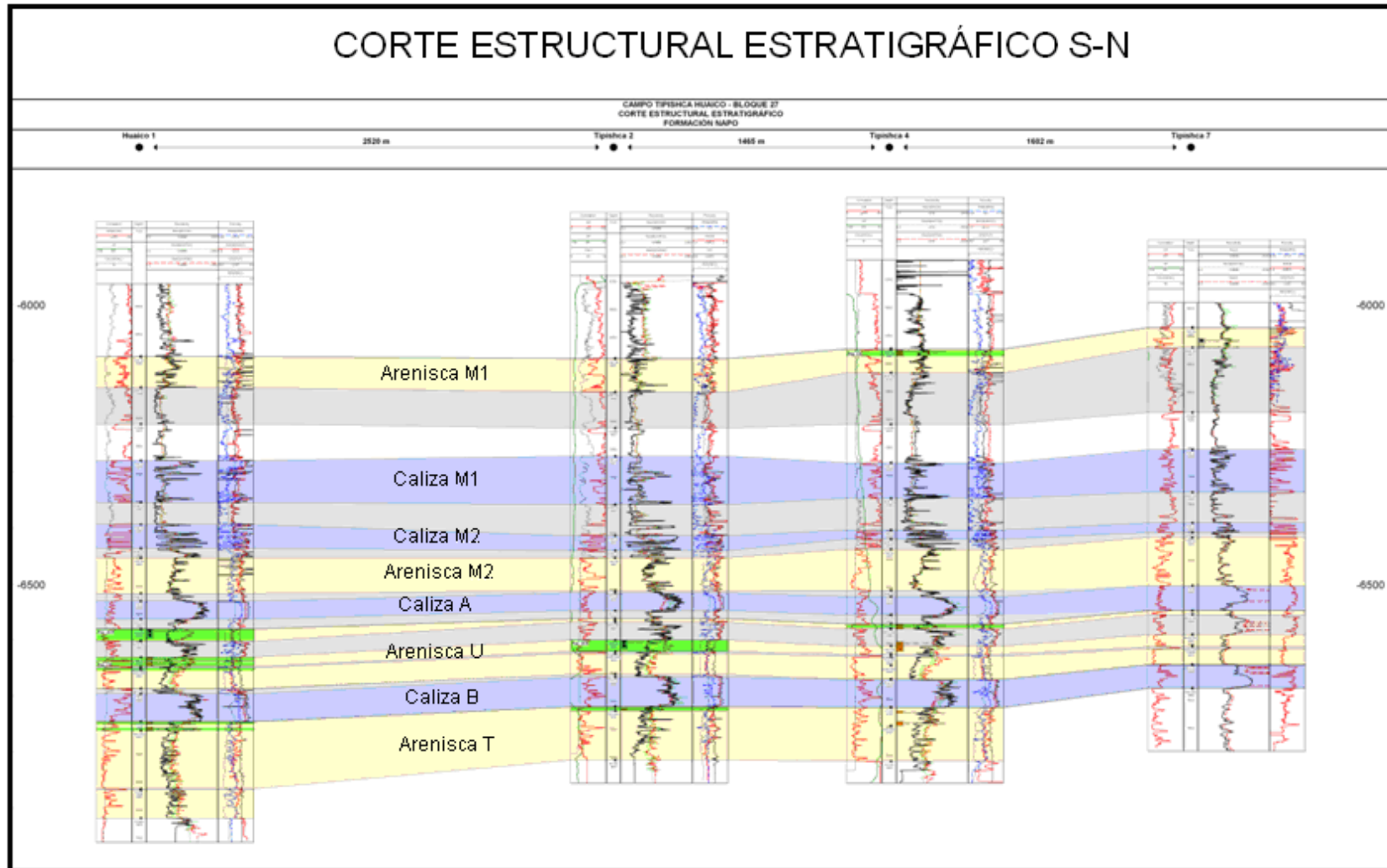
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **PETROPRODUCCIÓN. ARCHIVO TÉCNICO.** Información general de los Campos Tipishca-Huaico, Blanca y Vinita.
2. **PETROPRODUCCIÓN. SUBGERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO.** Departamento de Yacimientos.
3. **PETROPRODUCCIÓN. ÁREA CUYABENO.** Departamento de Ingeniería en Petróleos.
4. **B. C. CRAFT y M. F. HAWKINS.** “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”.
5. **EDWARD F. ALDAZ y MIGUEL A. OROZCO.** “Estudio Técnico-Económico para Incrementar la Producción de Petróleo en el Campo Lago Agrio”
6. **HUGO UNAPANTA.** “Estudio Técnico Económico para Incrementar la Producción de Petróleo en los Campos Guanta y Dureno”.
7. **KLEVER QUIROGA.** Pruebas, Completaciones y Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos. Manual.
8. **PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK.**

ANEXOS

ANEXO 1.1

**CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICO
CAMPO TIPISHCA-HUAICO**



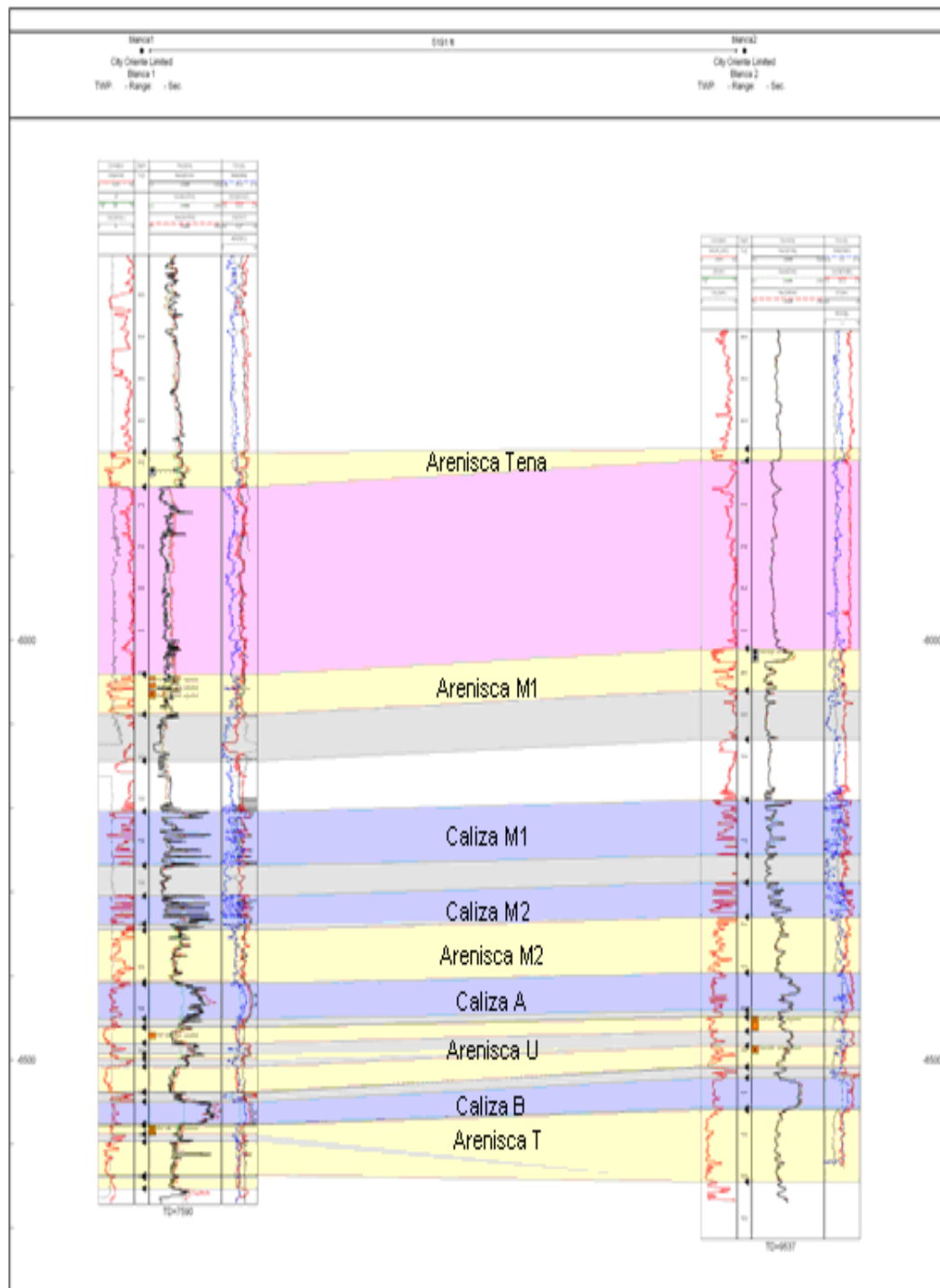
Fuente: Departamento Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

ANEXO 1.2

**CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICO
CAMPO BLANCA**

CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICO N-S

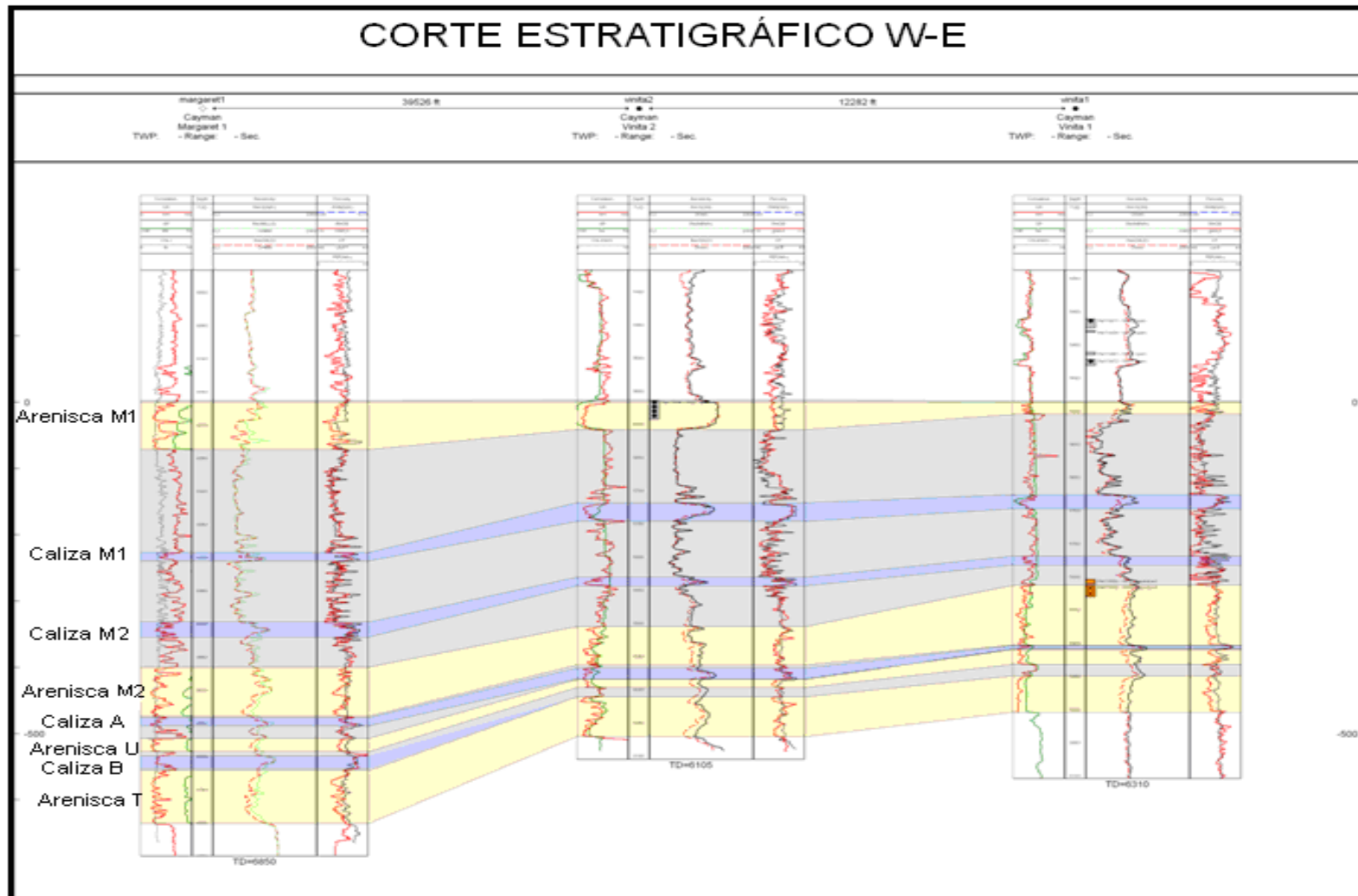


Fuente: Departamento Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

ANEXO 1.3

**CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICO
CAMPO VINITA**

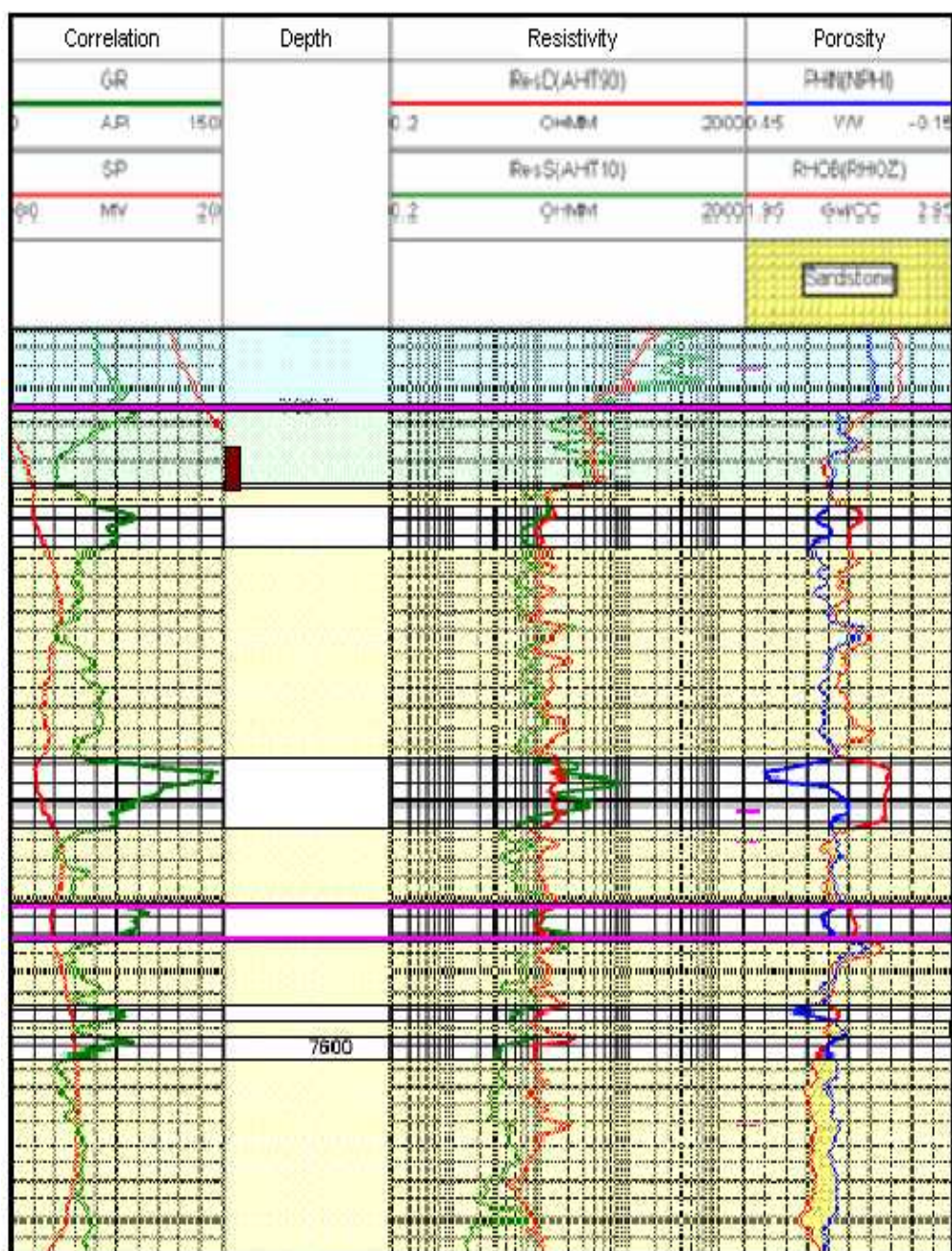


Fuente: Departamento Yacimientos. PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

ANEXO 1.4

**REGISTRO ELÉCTRICO POZO TIPISHCA-02
PROFUNDIDAD 7564 FT-7594 FT (TVD)**

Registro Eléctrico Pozo Tipishca-02



Depth	Depth	Rt	Rxo	ϕD	ϕN	GR	Vsh	ϕe
7565,5	7571,5	12,333	7,615	2,424	0,184	49,720	0,110	0,163
7573,0	7575,0	13,255	5,866	2,366	0,169	57,141	0,189	0,148
7576,5	7598,0	9,164	3,353	2,279	0,192	47,904	0,111	0,203

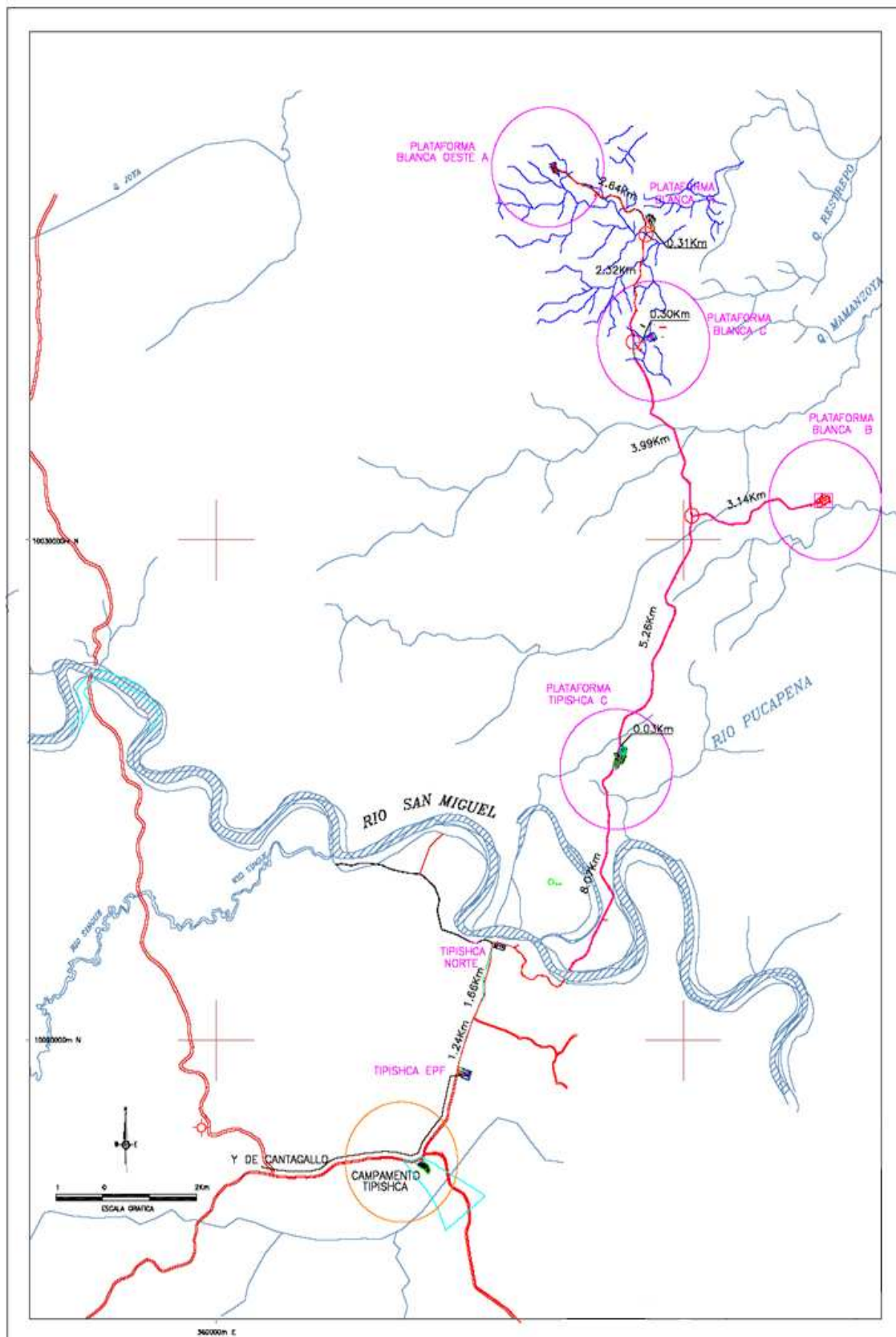
Fuente: Departamento Yacimientos. PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

ANEXO 2.1

PLATAFORMAS

BLOQUE 27



Fuente: Departamento de Yacimientos PPR.

Elaboración: Petroproducción

ANEXO 2.2

**PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN
DE LOS CAMPOS
TIPIHCA – HUAICO
BLANCA
VINITA**

Campo Tipishca-Huaico

Pozo	Yacimiento	Intervalo (Pies)						Producción							Fecha	
		MD			TVD			BFPD	BOPD	BW PD	BSW %	GAS (mpcs)	RPG (pcslbbl)	API seco 60 F		SALINIDAD (ppm ClNa)
Huaico-1	"T"	9.042	9.046	4	7542	7546	4	1050	965	85	8,1	177	203	25,4	6.208	23-Nov-00
		9.053	9.060	7	7552	7558	6									
	"U" Inferior	8.901	8.907	6	7427	7432	5	1898	1879	19	1	198	108	25,4	5.610	4-Dec-00
		8.911	8.920	9	7435	7442	7									
	"U" Superior	8.842	8.856	14	7378	7389	11	2.196	1.856	340	15,5	188	101	23,5	8.580	14-Dec-00
Tipishca-1	"T"	9.972	9.984	12	7475	7484	9	1.819	1.812	7,0	0,4	289	160	32,0	3.300	8-Jun-98
	Caliza "B"	9.908	9.926	18	7426	7440	14	0								
	"U" Inferior	9.854	9.860	6	7385	7390	5	2.469	2.309	160	6,5	301	130	30,2	6.600	20-Jun-98
	"U" Inferior	9.832	9.836	4	7368	7371	3	344	317	27	7,8			30,8	11.550	16-Jul-98
	"U" Superior	9.770	9.776	6	7321	7326	5	411	400	11	2,7			26,7	13.200	22-Jul-98
	"M-2"	9.650	9.656	6	7230	7234	4	155	152	3	1,9			26,0	14.000	2-Aug-98
Tipishca-2	"T"	8.924	8.929	5	7513	7517	4	285	284	1	0,35			31,7	6.000	4-Dec-98
	"U" Inferior	8.764	8.783	19	7391	7406	15	2.112	2.108	4	0,2	391	186	27,3	8.000	16-Dec-98
Tipishca-3	"T"	8.531	8.535	4	7489	7492	3	412	325	87	21	38	19	32,9	5.335	8-Oct-99
		8.543	8.549	6	7499	7505	6									
	"U" Inferior	8.400	8.410	10	7375	7384	9	2.397	1.103	1.29	54			28,9	5.693	28-Oct-99
		8.420	8.428	8	7392	7399	7									
		"U" Superior	8.357	8.368	11	7337	7347	10	958	932	26	2,7	137	147	22,6	24.750

Campo Tipishca-Huaico (Continuación)

Pozo	Yacimiento	Intervalo (Pies)						Producción							Fecha	
								BFPD	BOPD	BW PD	BSW %	GAS (mpcs)	RPG (pcslbbl)	API seco 60 F		SALINIDAD (ppm ClNa)
		MD			TVD											
Tipishca-6	"U" Inferior	7.621	7.626	5	7358	7363	5	480	250	230	48	33	120	27,0	9.100	3-Feb-06
		7.631	7.638	7	7368	7375	7									
	"U" Superior	7.586	7.592	6	7323	7329	6	792	0	792	100,0	0	--	--	18.397	8-Feb-06
	"U" Superior	7.570	7.574	4	7307	7312	5	168	159	9	5,4	20,67	130	27,3	14.355	15-Feb-06
	"M-2"	7.450	7.454	4	7187	7191	4	48	Después de estimulación se recuperó el 100% de agua.					24,8		22-Feb-06
7.464		7.476	12	7201	7213	12										
Tipishca-7	"M-1"	8.991	9.002	11	6854	6862	8	685	679	6	0,9	105	207	17,0	--	9-Mar-04
		9.009	9.015	6	6866	6870	4									
Tipishca-8	"U" Superior	8.728	8.740	12	7348	7359	11	1.721	1.70	14	0,8	103	60	22,5	17.500	23-Sep-04
	"U" Inferior	8.773	8.779	6	7388	7394	6	Fue completada pero no fue probada								
		8.788	8.795	7	7402	7408	6									
Tipishca-9	"U" Inferior	7.798	7.808	10	7410	7420	10	538	502	36	6,7	56	112	30,1	11.715	17-Sep-04
Tipishca-11	"U" Inferior	10.063	10.078	15	7415	7424	9	1.23	621	614	49,7	63	101	22,5	6.121	4-Dec-04
		10.086	10.091	5	7429	7432	3									
		10.063	10.078	15	7415	7424	9									
	"U" Superior	9.960	9.974	14	7350	7358	8	1.50	883	620	41,3	200	227	22,8	12.154	3-Jan-05
		9.987	9.993	6	7367	7370	3									

Campo Tipishca-Huaico (Continuación)

Pozo	Yacimiento	Intervalo (Pies)						Producción								Fecha
								BFPD	BOPD	BW PD	BSW %	GAS (mpcs)	RPG (pcs\bbl)	API seco 60 F	SALINIDAD (ppm ClNa)	
		MD			TVD											
Tipishca-12	"T"	8.465	8.474	9	7532	7540	8	888	151	737	83,0	21	140	25,4	7.920	18-Dec-05
	"M-1"	7.750	7.764	14	6870	6883	13	432	430	2	0,46	22	50	19	--	
		7.766	7.774	8	6884	6892	8									
	"U" Inf.	8.342	8.352	10	7417	7426	9	2.304	0	2.30	100,0	--	--	--	7.520	29-Jan-06
Tipishca-13	"U" Inferior	8.724	8.731	7	7394	7400	6	674	672	2	0,3	81	120	25,0	--	13-Dec-05
Tipishca-14	"U" INFERIOR	8.046	8.058	12	7310	7322	12	740	320	420	56,8	38,4	120	30,2	10.230	26-Mar-06
	"U" SUPERIOR	7.994	8.005	11	7260	7271	11	177	38	139	78,5	4,94	130	23,1	12.210	4-Apr-06

Fuente: Departamento de YacimientosPPR.

Elaboración: Petroproducción

Campo Blanca

Pozo	Yacimiento	Intervalo (pies)						Producción								Fecha
								BFPD	BOPD	BWPD	BSW %	GAS (mpcs)	RPG (pcs\lbb)	API seco 60 oF	SALINIDAD (ppm ClNa)	
		MD			TVD											
Blanca-01	"T"	7.496	7.507	11	7440	7451	11	936	0	936	100	--	--	N/A	6700	2-Nov-04
	"U" SUPERIOR	7.386	7.392	6	7330	7336	6	1233	0	1233	100	--	--	N/A	10689	6-Nov-04
	M-1 (18')	6.962	6.965	3	6906	6909	3	1348	0	1348	100	--	--	N/A	48081	6-Nov-04
		6.969	6.975	6	6913	6919	6									
		6.978	6.987	9	6922	6931	9									
TENA	6.713	6.722	9	6657	6666	9	835	831	4	0,5	33,2	40	27,1	N/A	18-Nov-04	
Blanca-02	"U" INFERIOR	9.269	9.279	10	7345	7353	8	Formación no aporta								26-Nov-04
	"U" SUPERIOR	9.228	9.247	19	7310	7326	16	1.080	0	1.080	100,0	--	--	N/A	10.725	5-Dec-04
	M-1	8.696	8.715	19	6873	6887	14	588	584	4	0,7	29,2	50	18,4	N/A	15-Dec-04
Blanca-05	"M-1"	7.751	7.757	6	6.919	6.925	6	360	346	14	3,9	17	50	18,0	42.500	19Abr06
		7.734	7.746	12	6.904	6.915	11	768	653	115	15,0	33	50	18,0	50.000	28Abr06
		7.751	7.757	6	6.919	6.925	6									

Fuente: Departamento de YacimientosPPR.

Elaboración: Petroproducción

Campo Vinita

Pozo	Arena	Intervalo (pies)						Producción							Fecha	
		(MD)			(TVD)			BFPD	BOPD	BWPD	BSW %	GAS (mpcs)	RPG (pcs\bbl)	API seco 60 F		SALINIDAD ppm ClNa
Vinita-01	"M-1"	5.411	5.424	13	5.411	5.424	13	377	361	16	4,3	10,8	30	13,7	23.500	24-Aug-98
		5.429	5.431	2	5.429	5.431	2									
		5.461	5.465	4	5.461	5.465	4									
		5.472	5.481	9	5.472	5.481	9									
			28			28	385	355	30	7,8	10,7	30	14,6	--	23-Jan-05	
		M-2	5.804	5.810	6	5.804	5.810	6	199	177	22	11,0	15,9	90	15,3	26.726
		5.812	5.830	18	5.812	5.830	18									
Vinita-02	M-1	5.564	5.582	18	5.564	5.582	18	355	354	1	0,2	10,6	30	12,8	--	24-Sep-98
		5.564	5.592	28	5.564	5.592	28	383	377	6	1,6	11,3	30	13,9	--	23-Jan-05

Fuente: Departamento de Yacimientos PPR.

Elaboración: Petroproducción

ANEXO 2.3

**RESUMEN DE LAS MEDIDAS DE PRESIÓN
REALIZADAS DURANTE EL AÑO 2008**

Pozo	INTERVALO (Pies)						Profundidad Referencial (Pies)	qo (BPPD)	qa (BAPD)	Temperatura (°F)	Presión (LPC)	Presión de Fondo Fluyente (PSI)	Permeabilidad (md)	Índice de Productividad (BPPD/PSI)
	MD		TVD											
CAMPO TIPISHCA - HUAICO														
ARENISCA "M-1"														
Tps 07	8.991	9.002	11	6.854	6.862	8	-6069	162	1468	204,5	2903	688	2.118,9	0,74
	9.009	9.015	6	6.866	6.870	4								
ARENISCA "U" SUPERIOR														
Hco 01	8.841	8.847	6	7.377	7.382	5	-6.585	50	4.481	224,0	3.014	1.879	222,5	3,99
Tps 03	8.357	8.368	11	7.337	7.347	10	-6.549	291	950	216,6	3.146	1.005	338,1	0,58
Tps 08	8.728	8.740	12	7.348	7.359	11	-6.561	144	1.504	217,1	2.972	2.207	873,0	2,15
ARENISCA "U" INFERIOR														
Tps 02	8.764	8.783	19	7.391	7.406	15	-6.612	103	172	217,6	3.269	786	15,7	0,11
Tps 11	10.063	10.078	15	7.415	7.424	9	-6.625	369	3.809	224,8	3.040	1.905	685,3	3,68
Tps 13	8.724	8.731	7	7.394	7.400	6	-6.602	257	102	228,8	2.923	1.054	208,0	0,19
Tps 14	8.046	8.058	12	7.310	7.322	12	-6.476	27	244	220,6	2.800	708	30,4	0,13
CAMPO VINITA														
ARENISCA "M-1"														
Vin 02	5564	5582	18	5564	5582	18	-4.802	486	86	187,1	2.438	964	8.539,0	0,39

Resumen de las Medidas de Presión realizadas durante el año 2008 (Continuación)

Pozo	INTERVALO (Pies)						Profundidad Referencial (Pies)	qo (BPPD)	qa (BAPD)	Temperatura (°F)	Presión (LPC)	Presión de Fondo Fluyente (PSI)	Permeabilidad (md)	Índice de Productividad (BPPD/PSI)
	MD		TVD											
CAMPO BLANCA														
ARENISCA "TENA"														
Blanca 01	6713	6722	9	6657	6666	9	-5.800	305	79	206,6	282	573	22	0,20
ARENISCA "M-1"														
Blanca 02	8696	8715	19	6873	6887	14	-6019	94	286	208,4	2.098	400	318,3	0,22
Blanca 05	7.734	7.746	12	6.904	6.915	11	-6.037	87	289	208,2	2.786	1.387	838	0,27
	7.751	7.757	6	6.919	6.925	6								

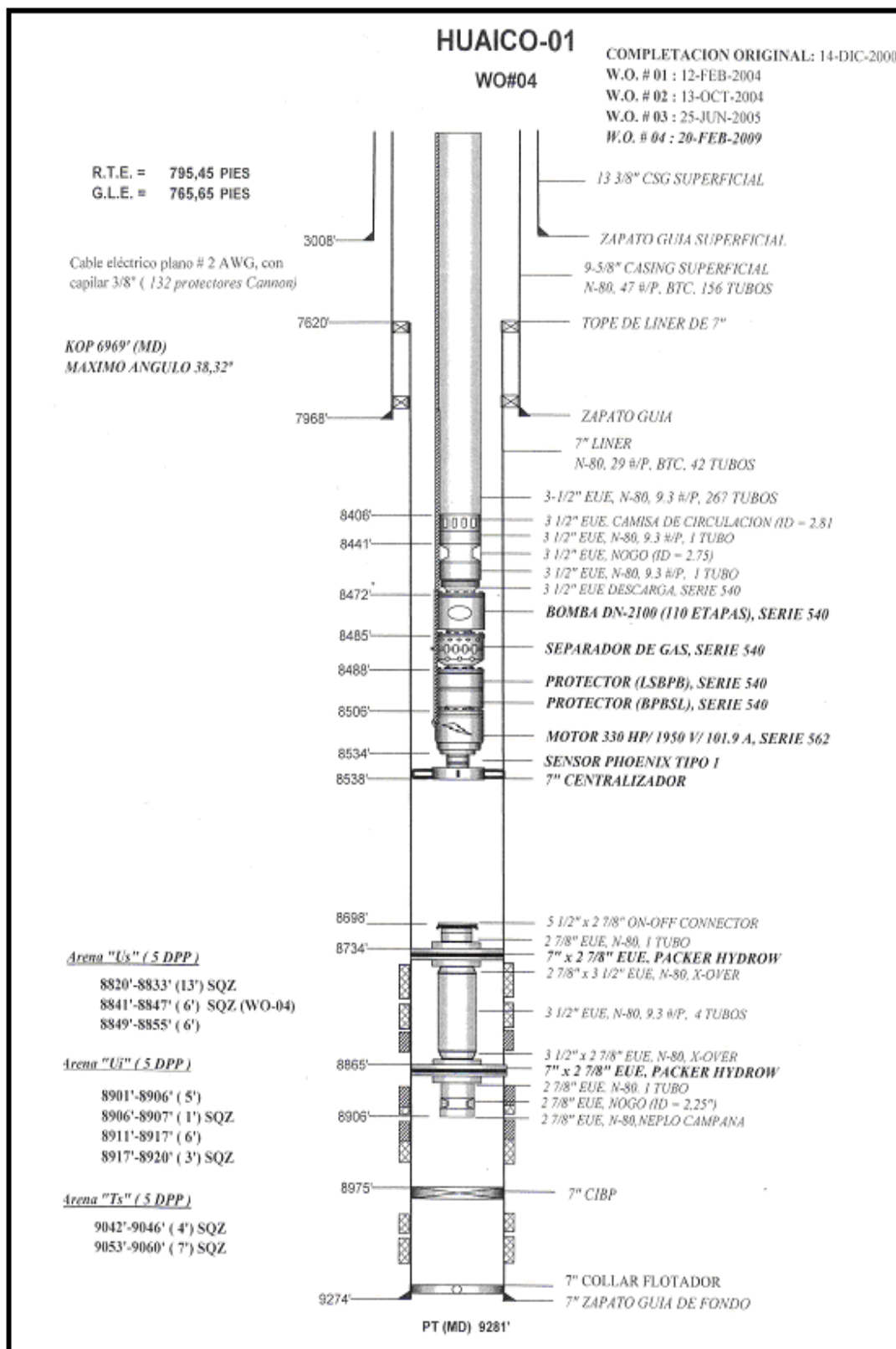
Fuente: Departamento de Yacimientos PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

ANEXO 2.4

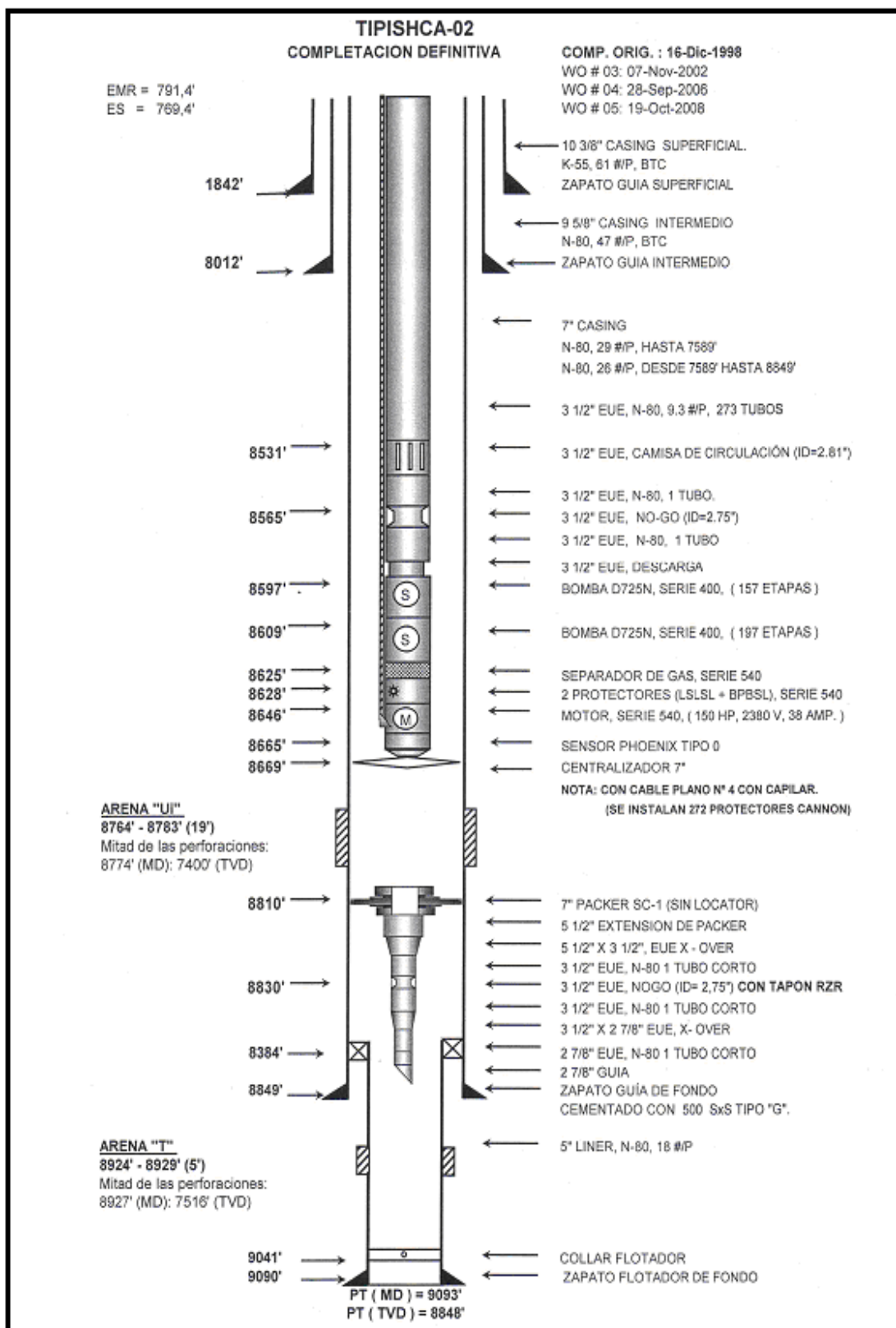
**COMPLETACIONES DE POZOS
DE LOS CAMPOS
TIPIHCA – HUAICO
BLANCA
VINITA**

DIAGRAMA DEL POZO HUAICO-01



Fuente: Archivo Técnico PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

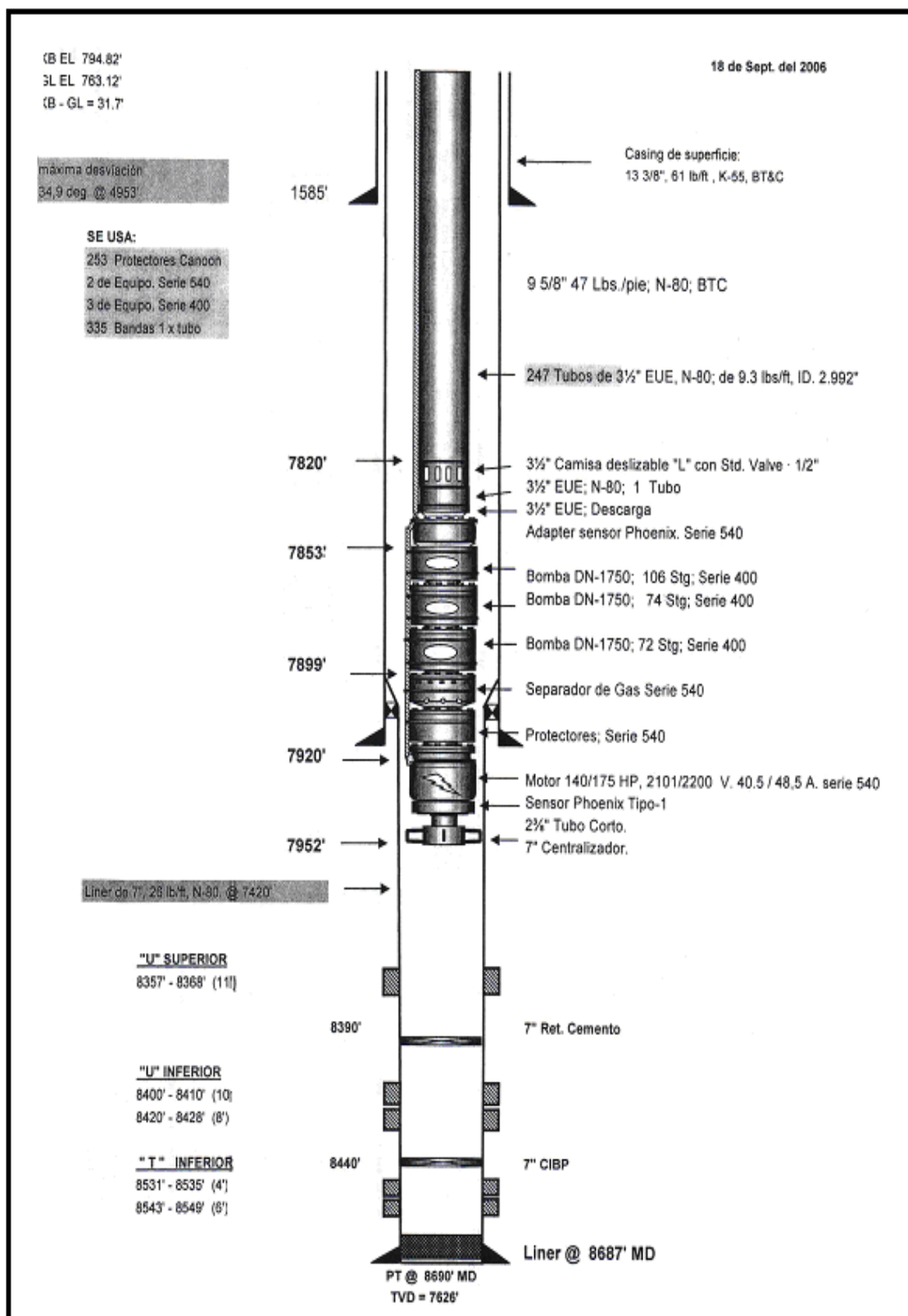
DIAGRAMA DEL POZO TIPISHCA-02



Fuente: Archivo Técnico PPR.

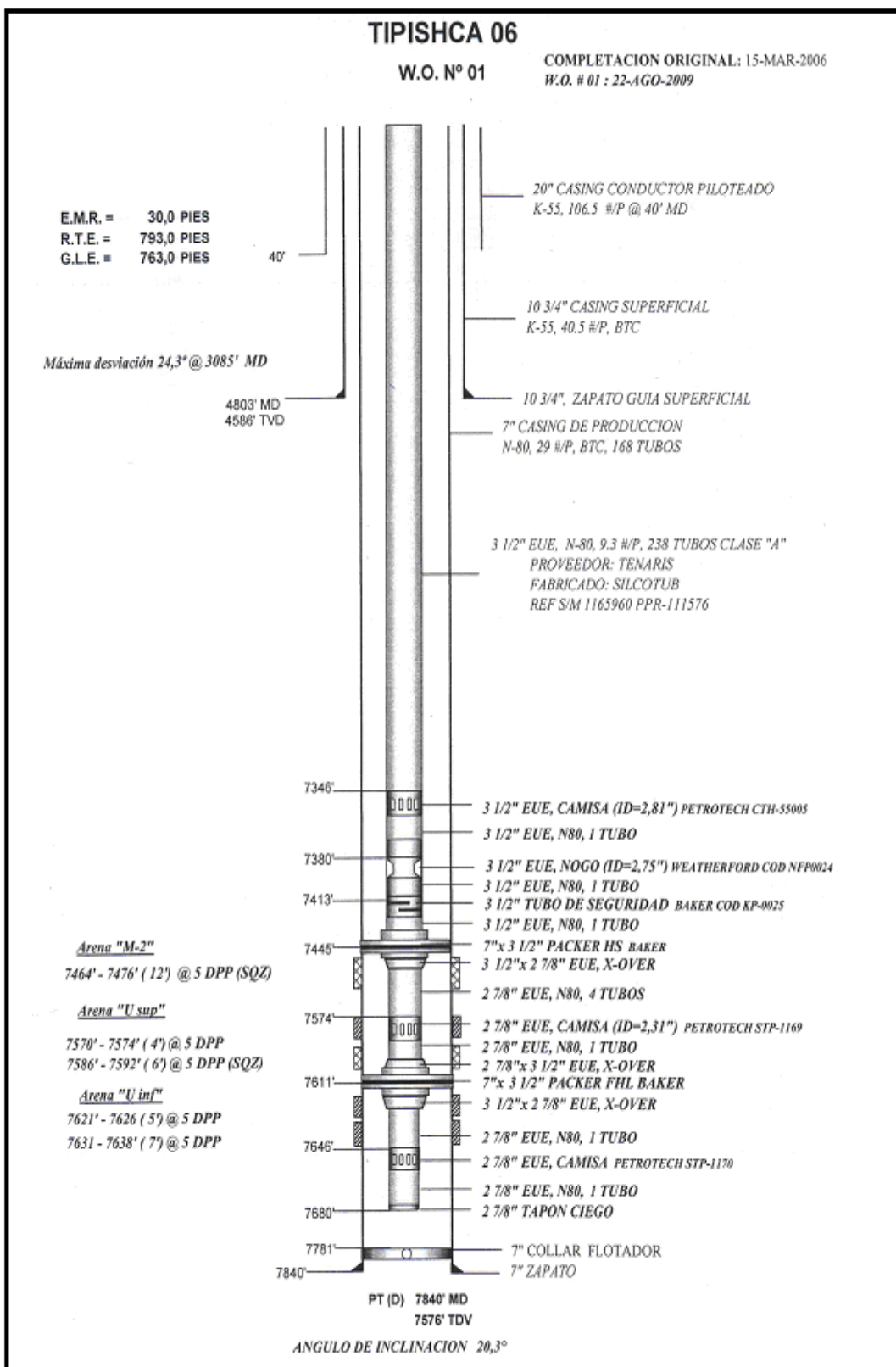
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

DIAGRAMA DEL POZO TIPISHCA-03



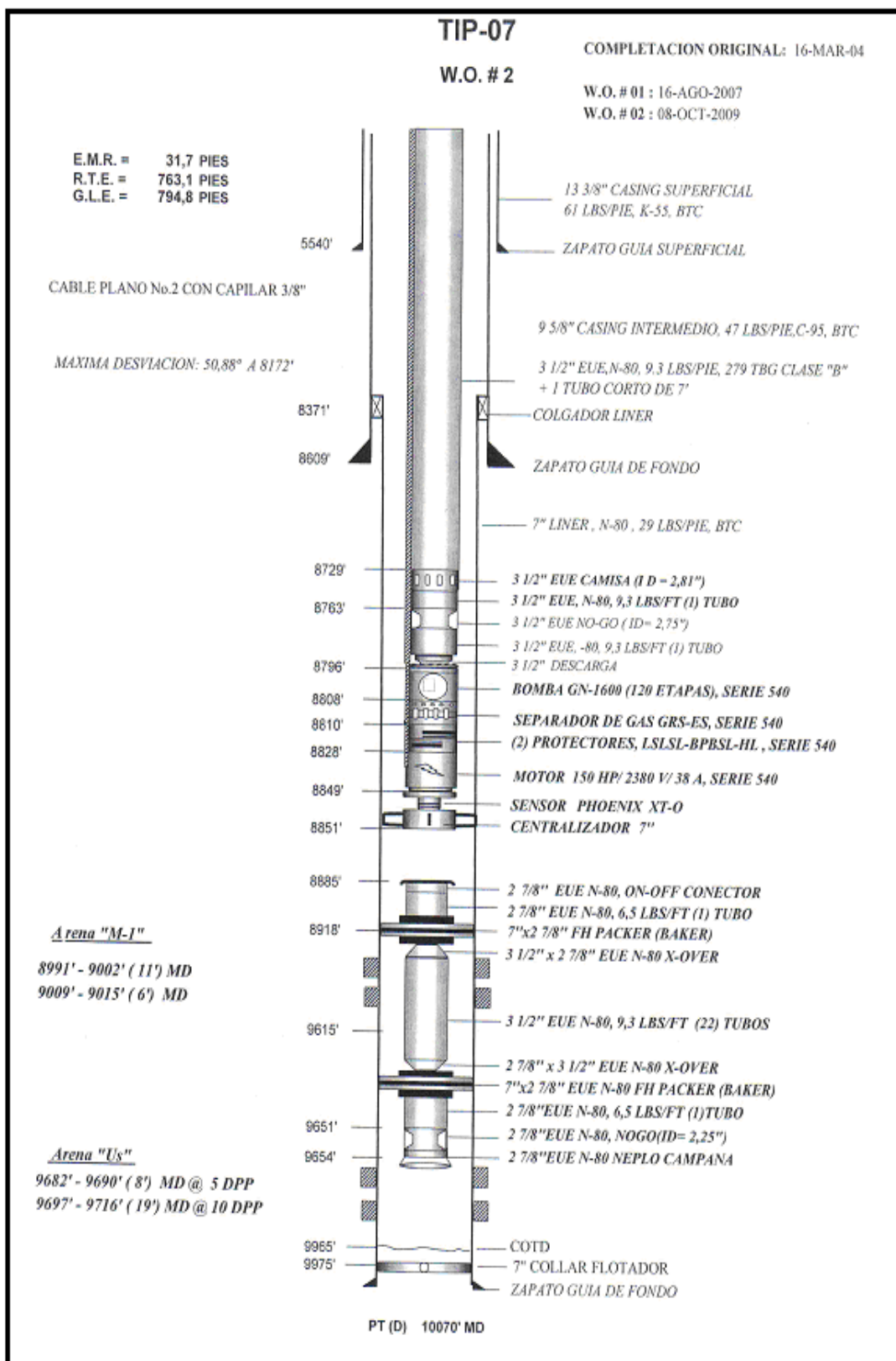
Fuente: Archivo Técnico PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

DIAGRAMA DEL POZO TIPISHCA-06



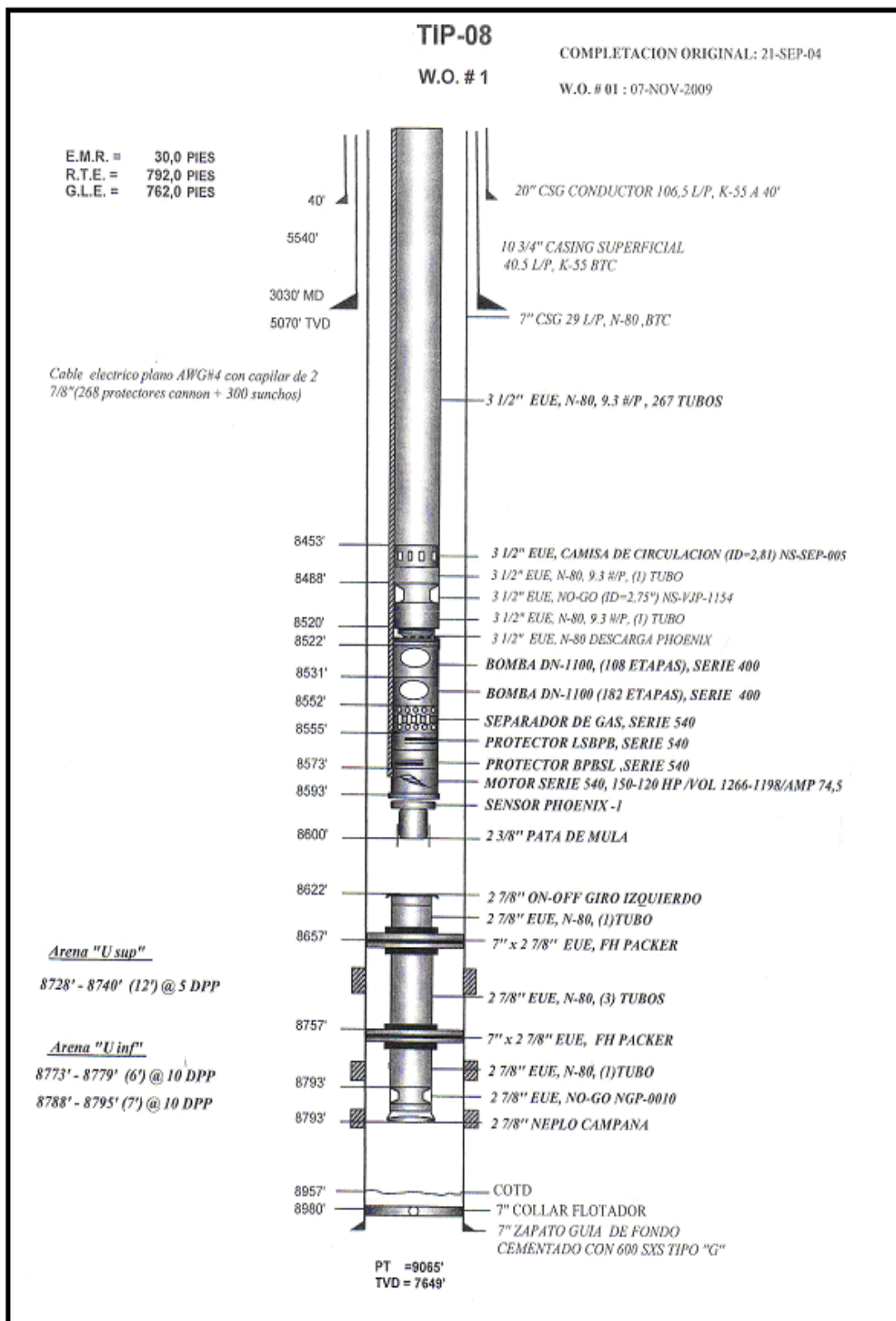
Fuente: Archivo Técnico PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

DIAGRAMA DEL POZO TIPISHCA-07



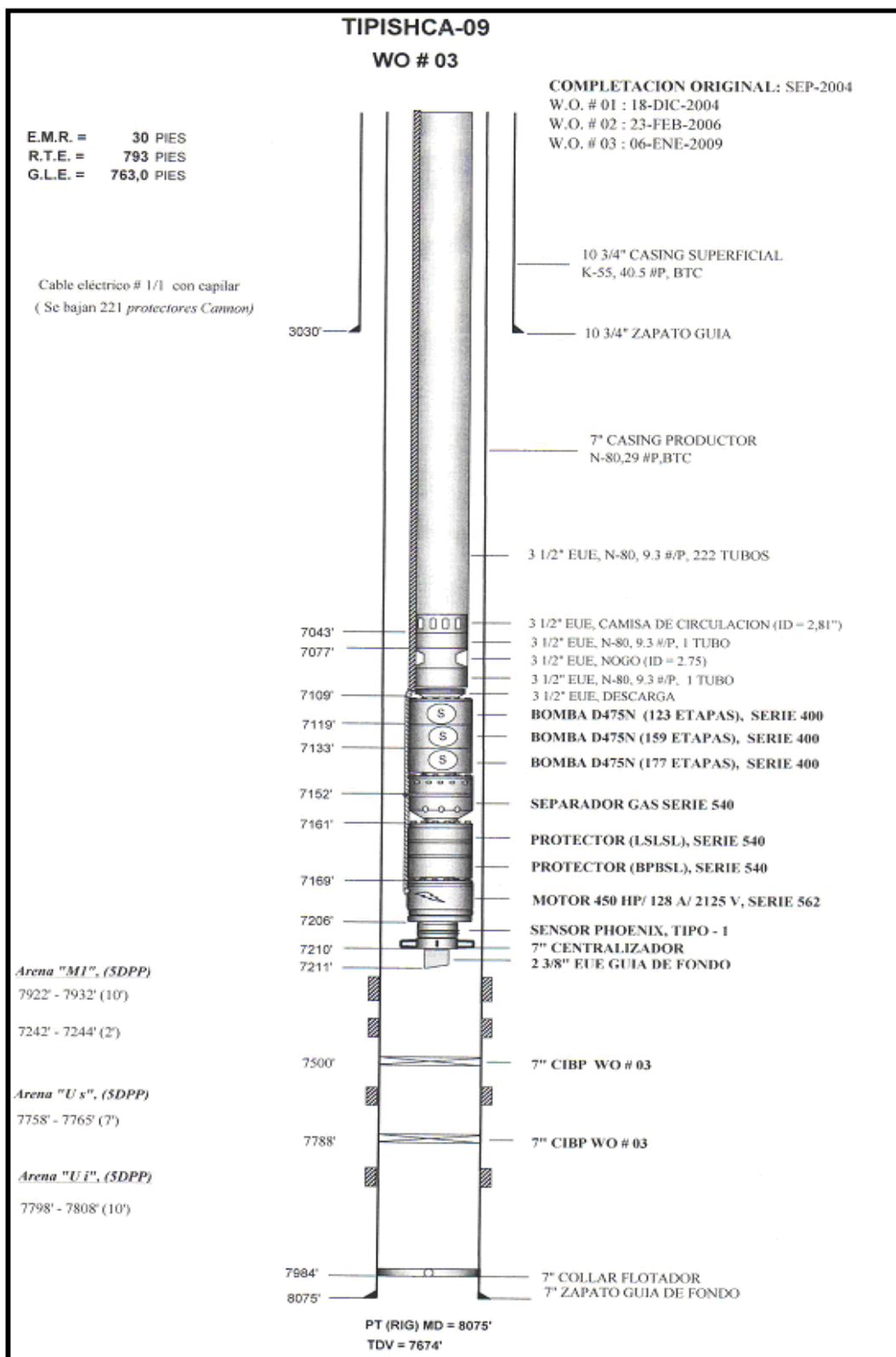
Fuente: Archivo Técnico PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

DIAGRAMA DEL POZO TIPISHCA-08



Fuente: Archivo Técnico PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

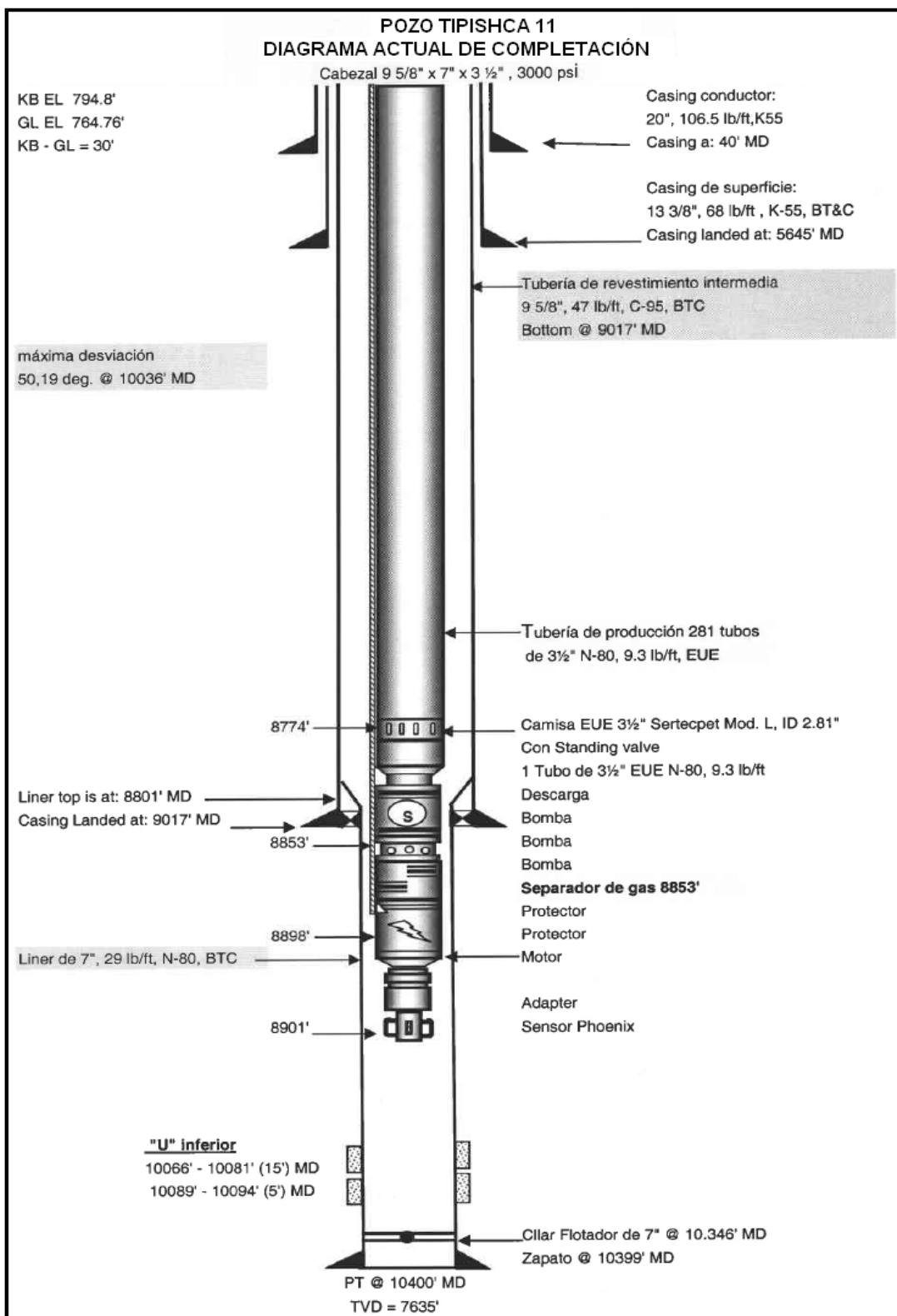
DIAGRAMA DEL POZO TIPIHCA-09



Fuente: Archivo Técnico PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

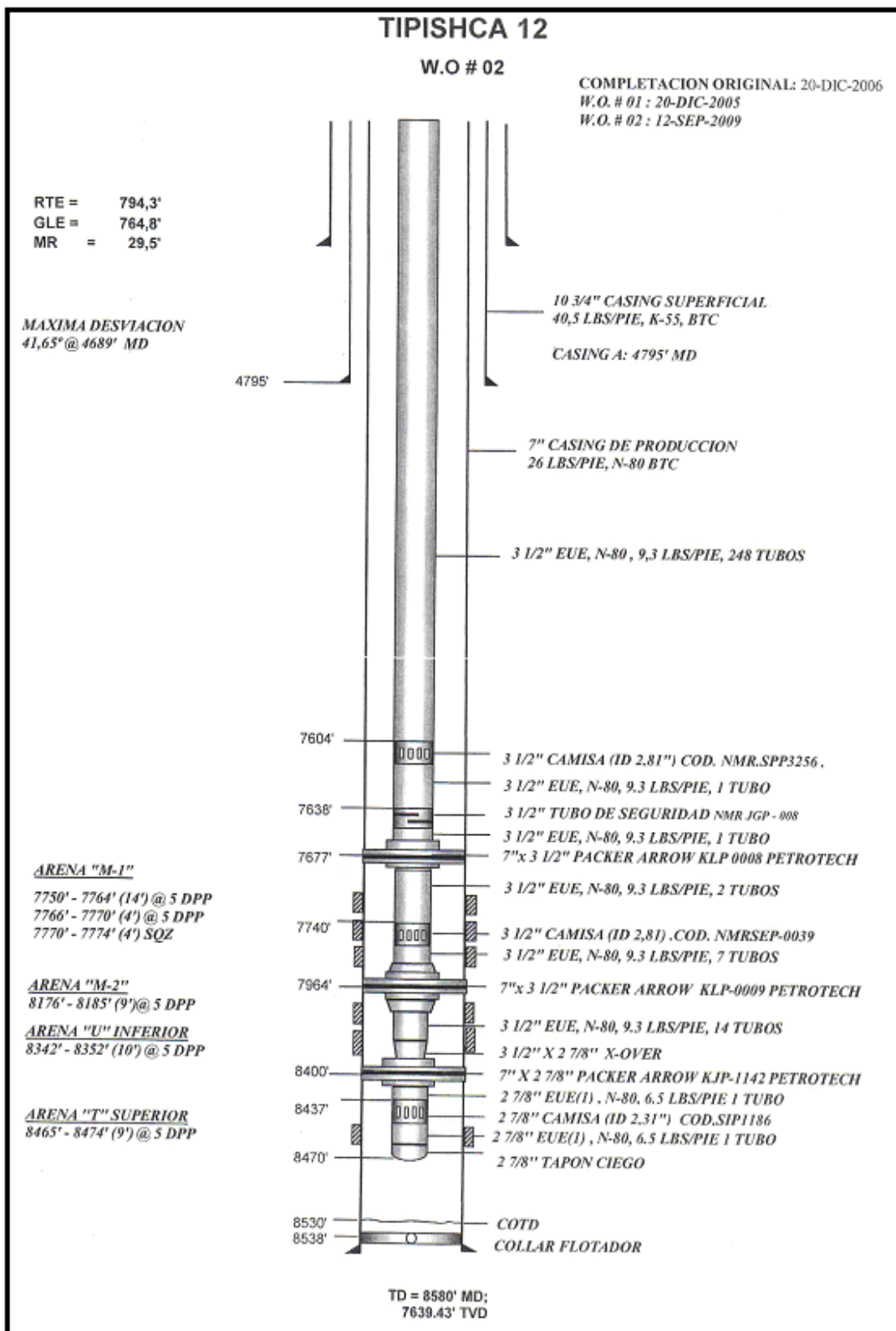
DIAGRAMA DEL POZO TIPISHCA-11



Fuente: Archivo Técnico PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

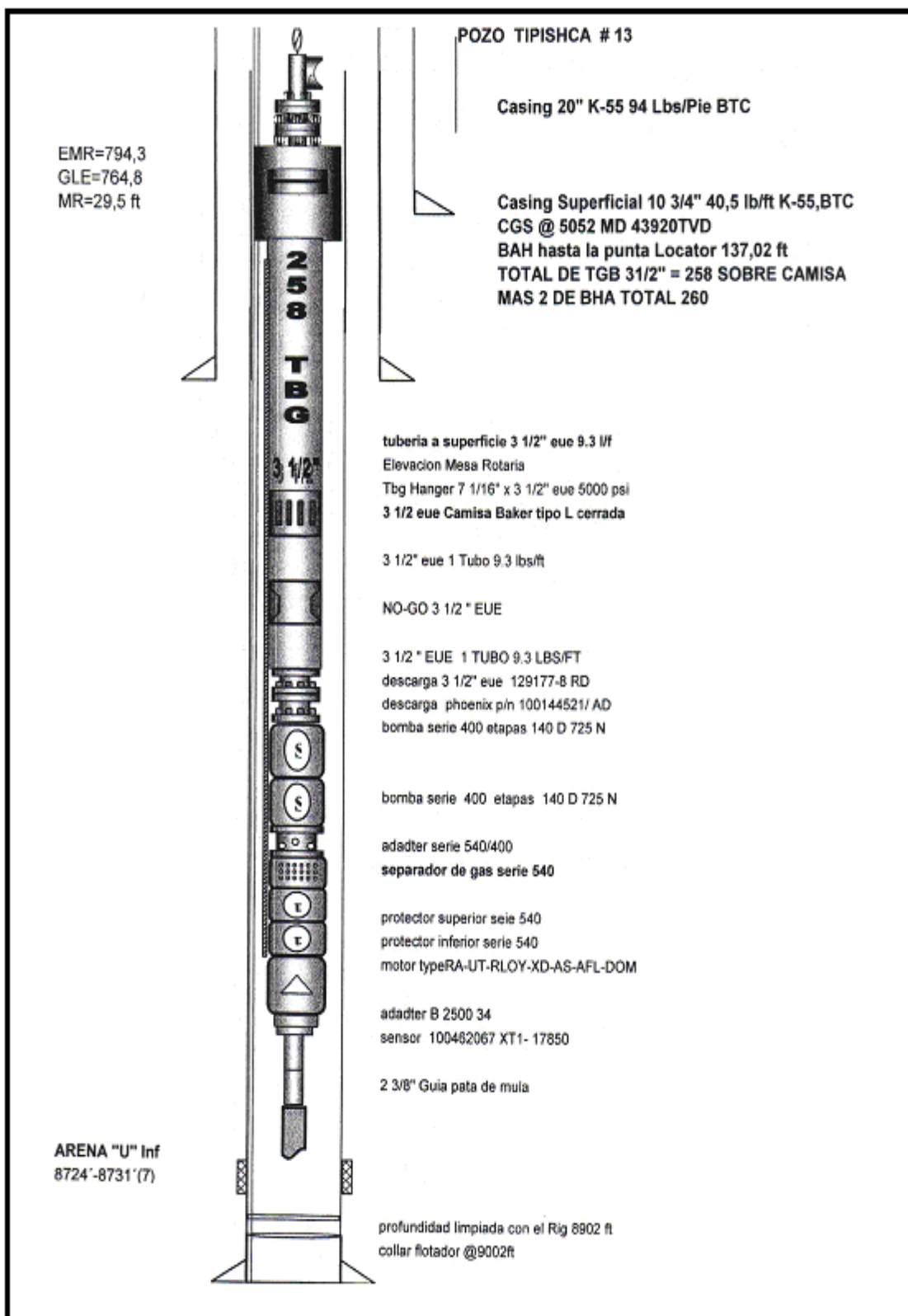
DIAGRAMA DEL POZO TIPISHCA-12



Fuente: Archivo Técnico PPR.

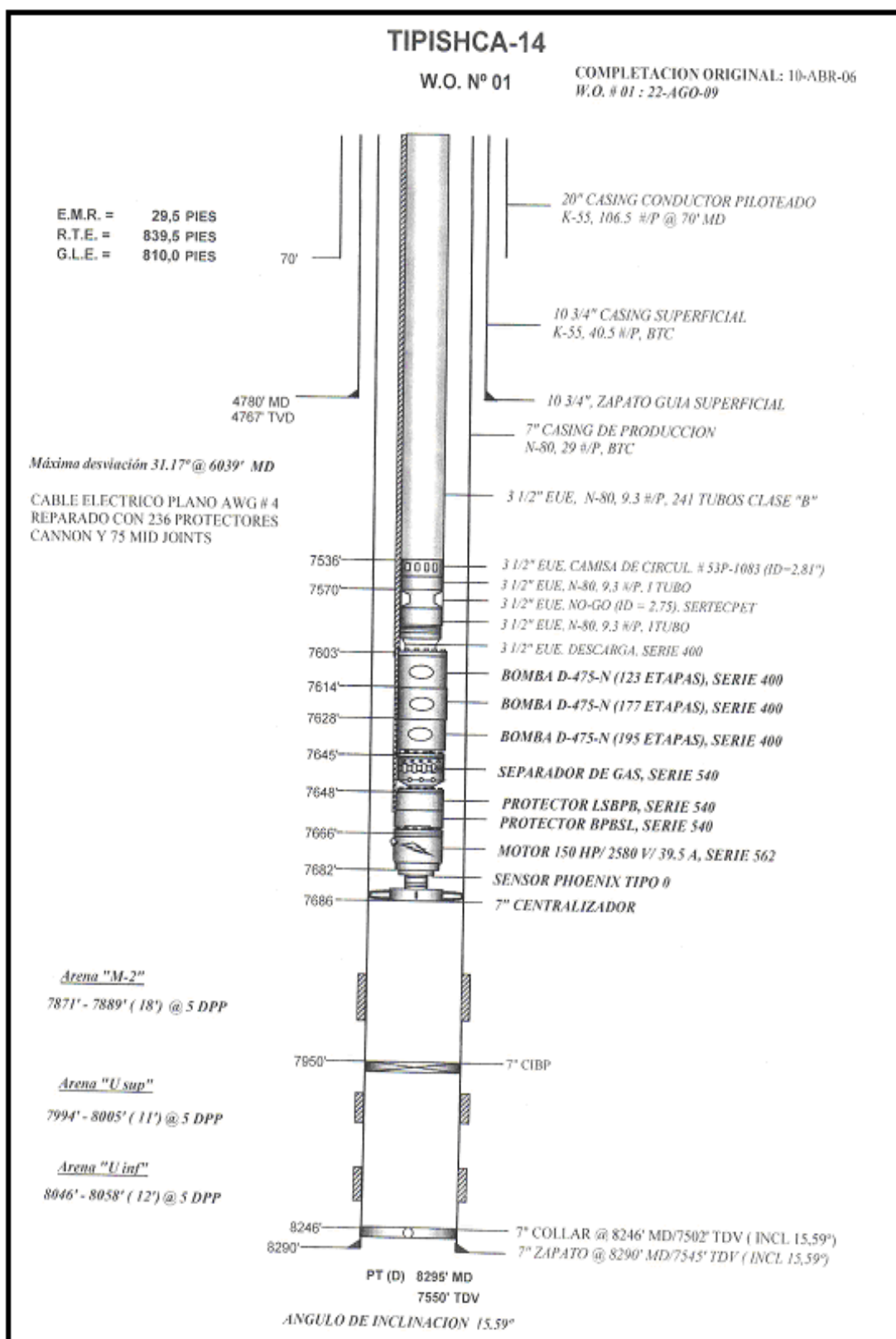
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

DIAGRAMA DEL POZO TIPISHCA-13



Fuente: Archivo Técnico PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

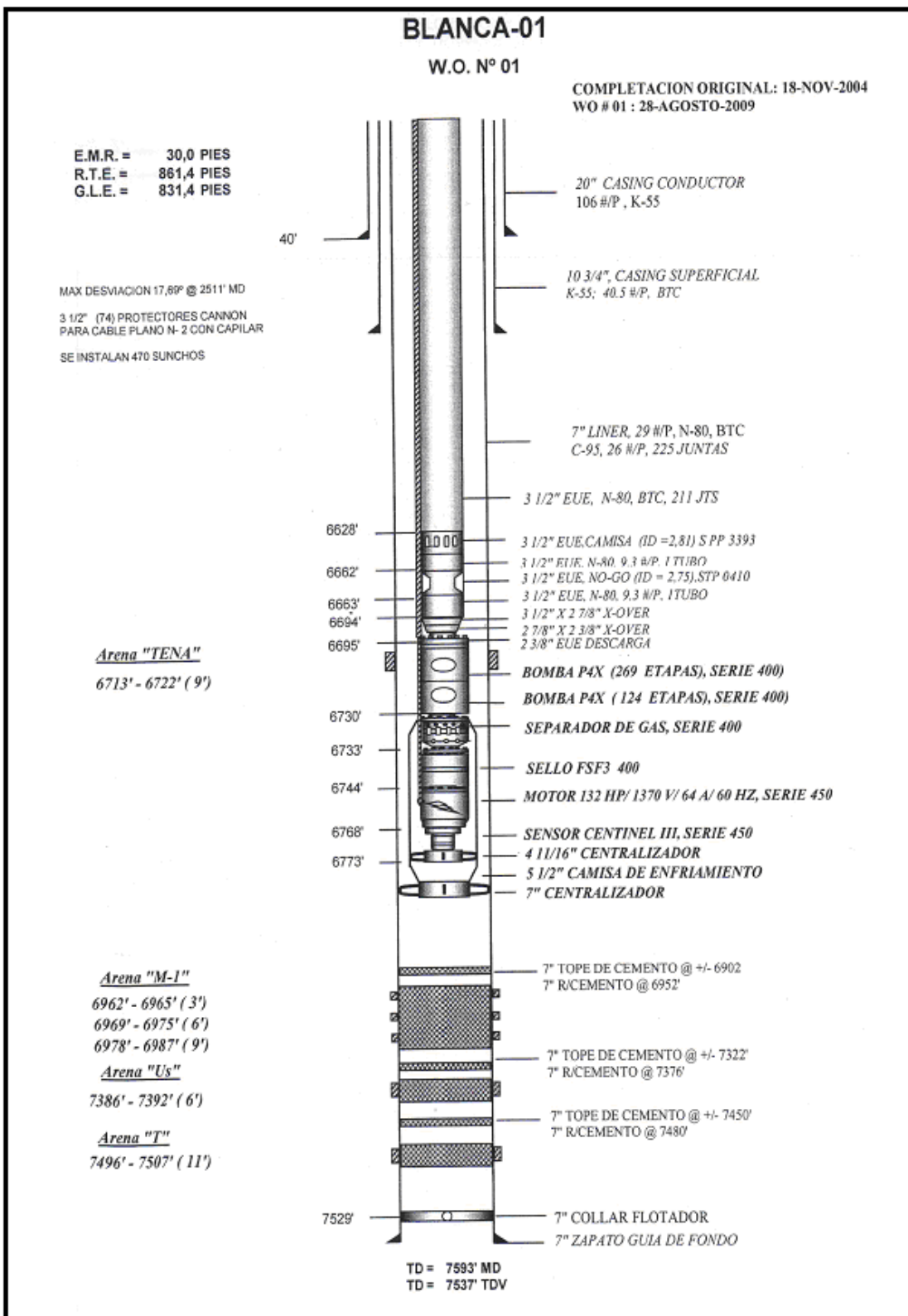
DIAGRAMA DEL POZO TIPISHCA-14



Fuente: Archivo Técnico PPR.

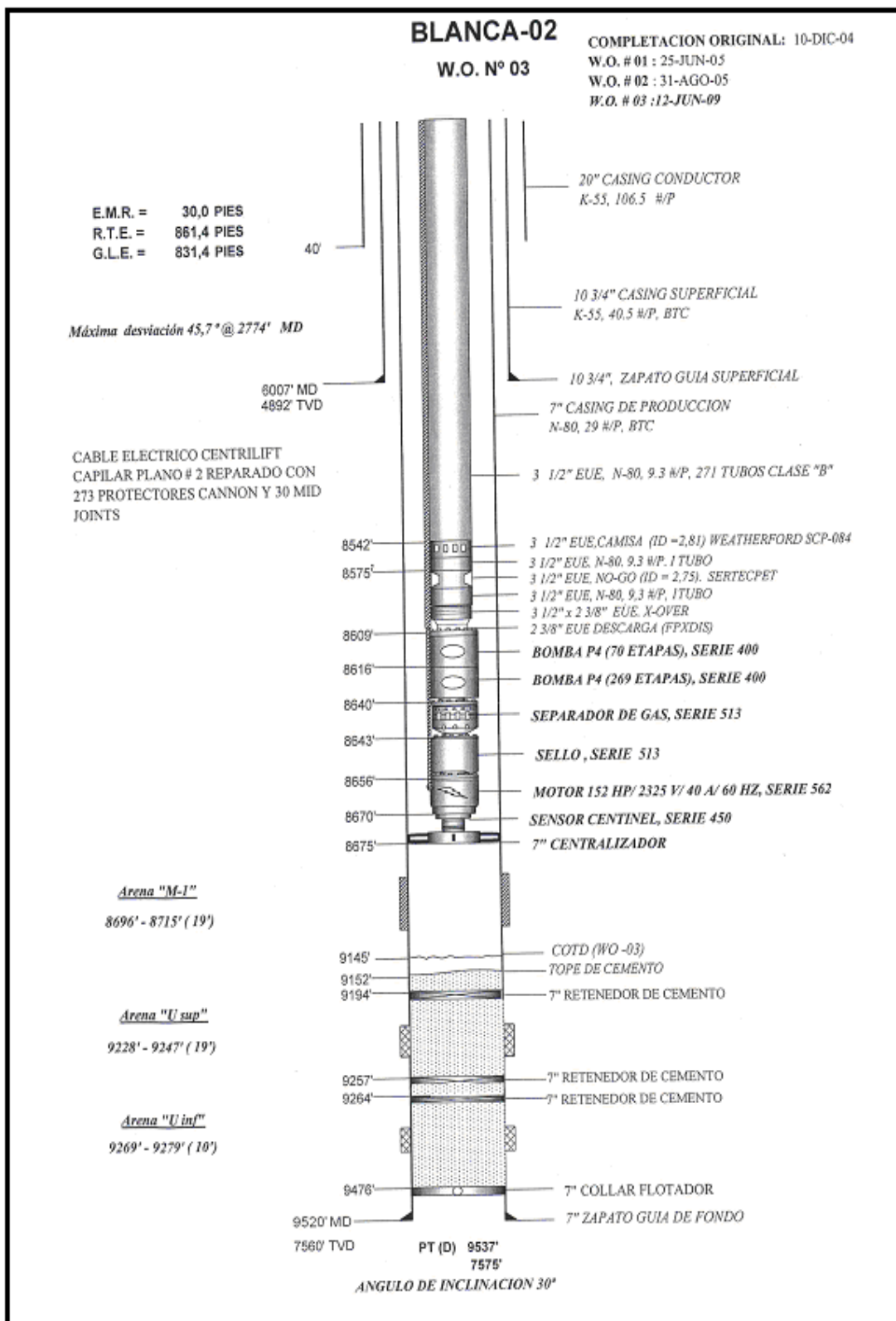
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

DIAGRAMA DEL POZO BLANCA 01



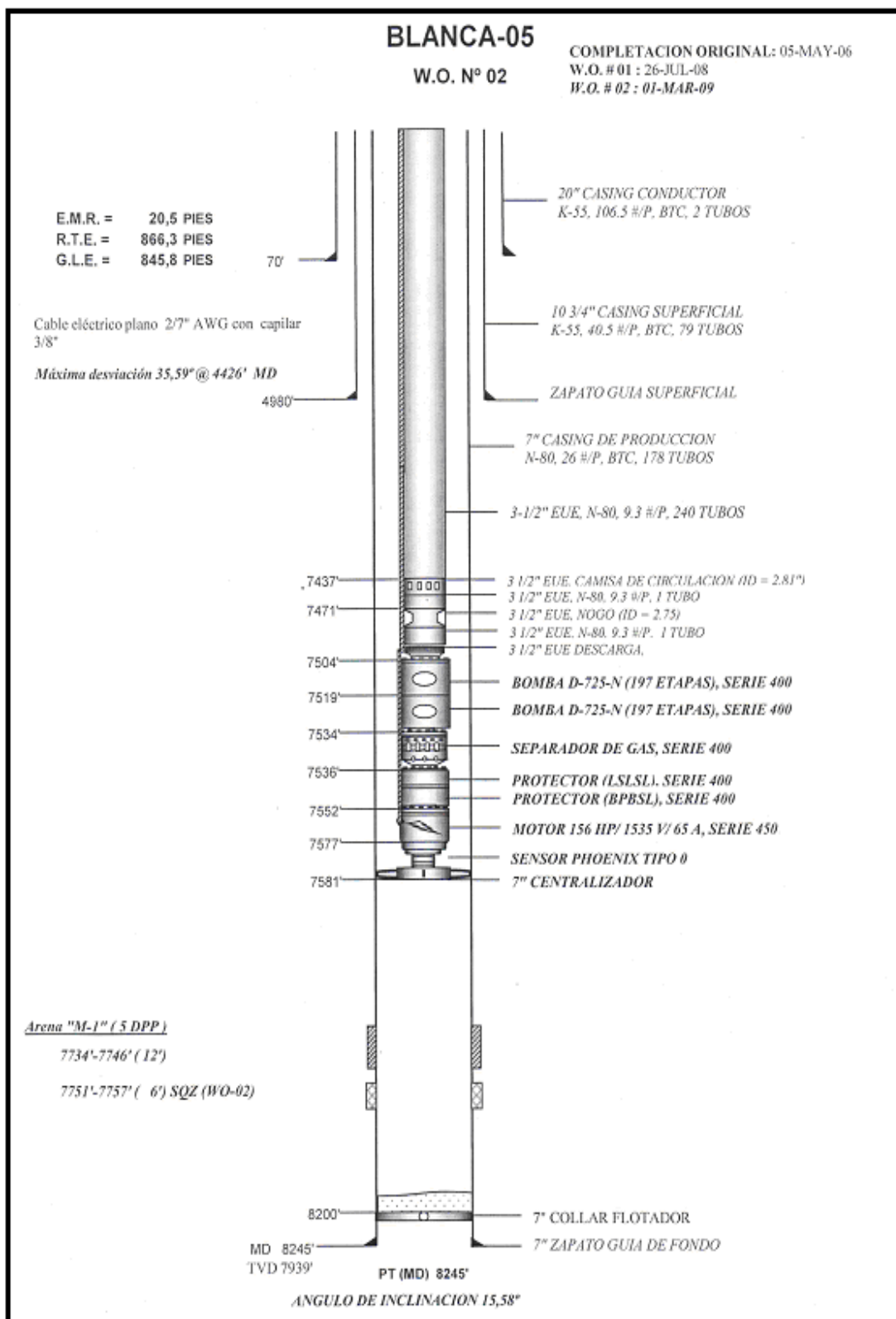
Fuente: Archivo Técnico PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

DIAGRAMA DEL POZO BLANCA 02



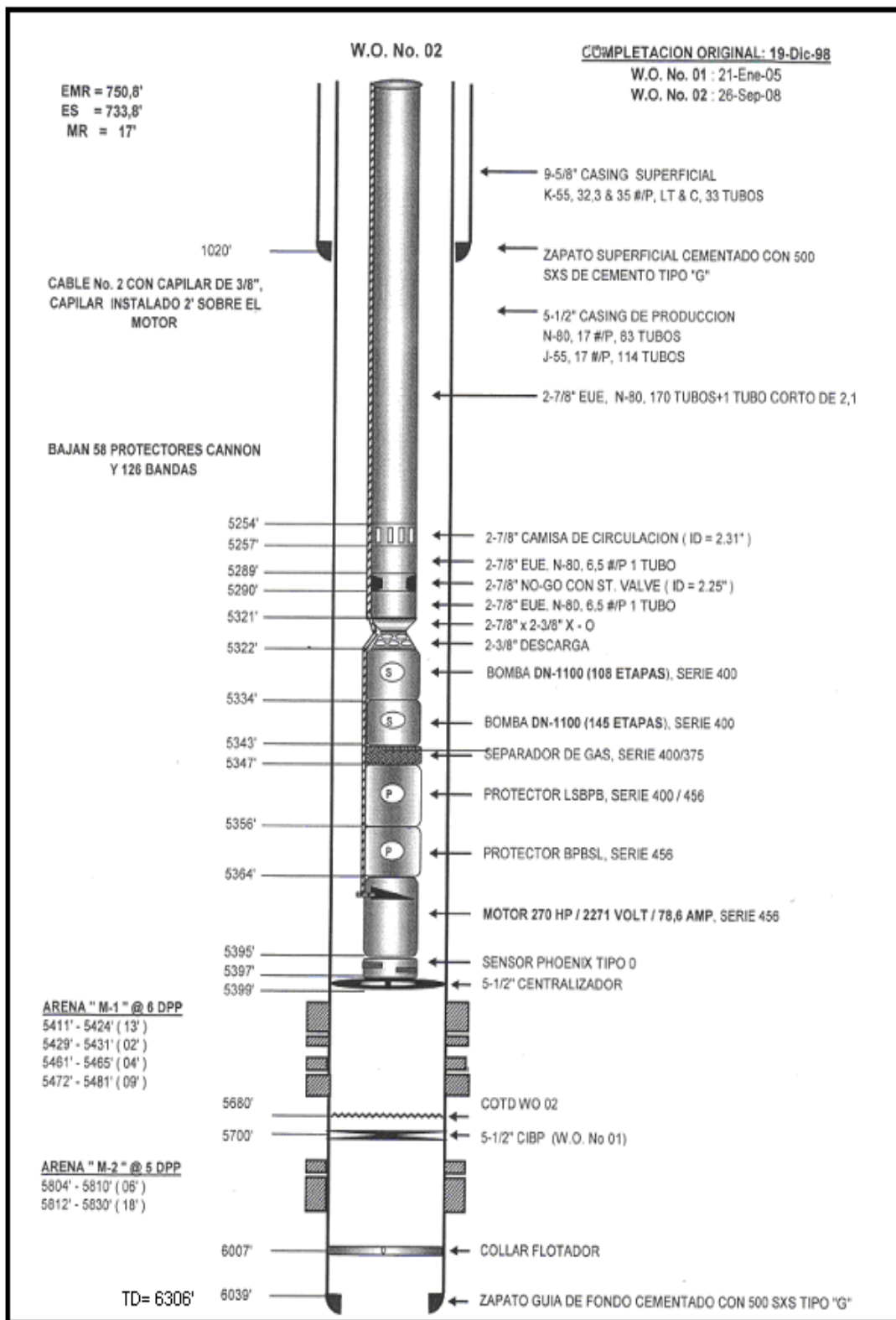
Fuente: Archivo Técnico PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

DIAGRAMA DEL POZO BLANCA-05



Fuente: Archivo Técnico PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

DIAGRAMA DEL POZO VINITA-01



Fuente: Archivo Técnico PPR.
Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

ANEXO 2.5

**HISTORIA DE
COMPLETACIONES Y
REACONDICIONAMIENTOS
DEL BLQUE 27**

Historia de Completaciones y Reacondicionamientos

Pozo	Trabajo	Fecha	Días	Intervalo (MD)	Formación	BPPD	BSW	OBJETIVO
Tipishca 01	Completación	jun-98	N/A	9972 - 9984	"T"	1812	0,4	Probar formación
		jun-98	N/A	9908 - 9926	Caliza A	No aporta		
		jun-98	N/A	9854 - 9860	"U" Inferior	2284	7,6	
		jul-98	N/A	9770 - 9776	"U" Superior	411	2,7	
		ago-98	N/A	9650 - 9656	M-2	152	1,9	
		nov-98						Aislar M-2; "U" Sup y completar en U Inf
		feb-99						Reperforar U Inf y bajar misma bomba GN-4000
		jul-99						Chequear posible presencia de sólidos y bajar mismo tipo de BES
	WO # 1	ago-01	771					Sacar BES; GN-4000 y correr bomba GN-7000
	WO # 2	jul-04	1049	9650 - 9670 9769 - 9775	M-2 "U" Superior			Sacar BES; GN-7000 y probar M-2 y U sup
WO # 3	sep-04		9650 - 9670 9769 - 9775	M-2 "U" Superior			Reparar problema de daño de casing	
Tipishca 02	Completación	dic-98		8924 - 8929	"T"	219	0,5	Reperforar el pozo. Probar T y completar en U Inferior.
				8764 - 8783	"U" Inferior	2108	0,2	
	WO # 1	nov-00	703					Sacar BES
	WO # 2	nov-02						Chequer problemas de BHA
WO # 3	jun-04						Pescar bomba jet atascada	
Tipishca 03	Completación	oct-99		8531 - 8535 8543 - 8549	"T"	247	27,8	Probar T y completar en U Inferior
				8400 - 8410 8420 - 8428	"U" Inferior	1219	46,4	
	WO # 1	abr-01	553	8400 - 8410 8420 - 8428	"U" Inferior			Chequear BES (problemas eléctricos en el fondo)
	WO # 2	feb-04	1043	8357 - 8368	"U" Superior			Aislar U Inferior y completar en U Superior
WO # 3	mar-04	2189	8357 - 8368	"U" Superior			Arreglar falla	

Historia de Completaciones y Reacondicionamientos (Continuación)

Pozo	Trabajo	Fecha	Días	Intervalo (MD)	Formación	BPPD	BSW	OBJETIVO	
Tipishca 05	Completación	nov-99		8688 - 8700	"T"			Probar T y completar en U Inferior	
				8580 - 8586	"U" Inferior				
	WO # 1	oct-00			Tiyuyacu			Convertir pozo en Inyector	
Tipishca 07	Completación	mar-04		8991 - 9002 9009 - 9015	M-1			Completar pozo en formación M-1	
				8991 - 9002 9009 - 9015	M-1			Equipo falla por rotura de eje	
		jul-04	2087	8991 - 9002 9009 - 9015	M-1			Profundizar equipo	
Tipishca 08	Completación	sep-04	2010	8728 - 8740	"U" Superior			Completar pozo en U Sup (Queda con packer y camisa para U Inf)	
Tipishca 09	Completación	sep-04	95	7798 - 7808	"U" Inferior			Completación	
	WO # 1	dic-04	1922	7798 - 7808	"U" Inferior			Falla de equipo por rotura de eje (Por formación de escala)	
Tipishca 11	Completación	dic-04		10066 - 10081 10089 - 10094	"U" Inferior			Evaluación	
		dic-04		10066 - 10081	"U" Inferior				
		ene-05			9960 - 99974 9987 - 9973	"U" Superior	701	65	Aislar con tapón (10086 - 100091), cañonear U Superior y dejar pozo en U Inferior
			1900		10066 - 10081	"U" Inferior	799	36	
Blanca 1	Completación	nov-04		7496 - 7507	"T"	0	100	Evaluación	
		nov-04		7386 - 7392	"U" Superior	0	100	Evaluación	
		nov-04		6962 - 6965 6969 - 6975 6978 - 6987	M-1	0	100	Evaluación	
		nov-04	1961	6713 - 6722	Tena	609	2	Evaluación	

Historia de Completaciones y Reacondicionamientos (Continuación)

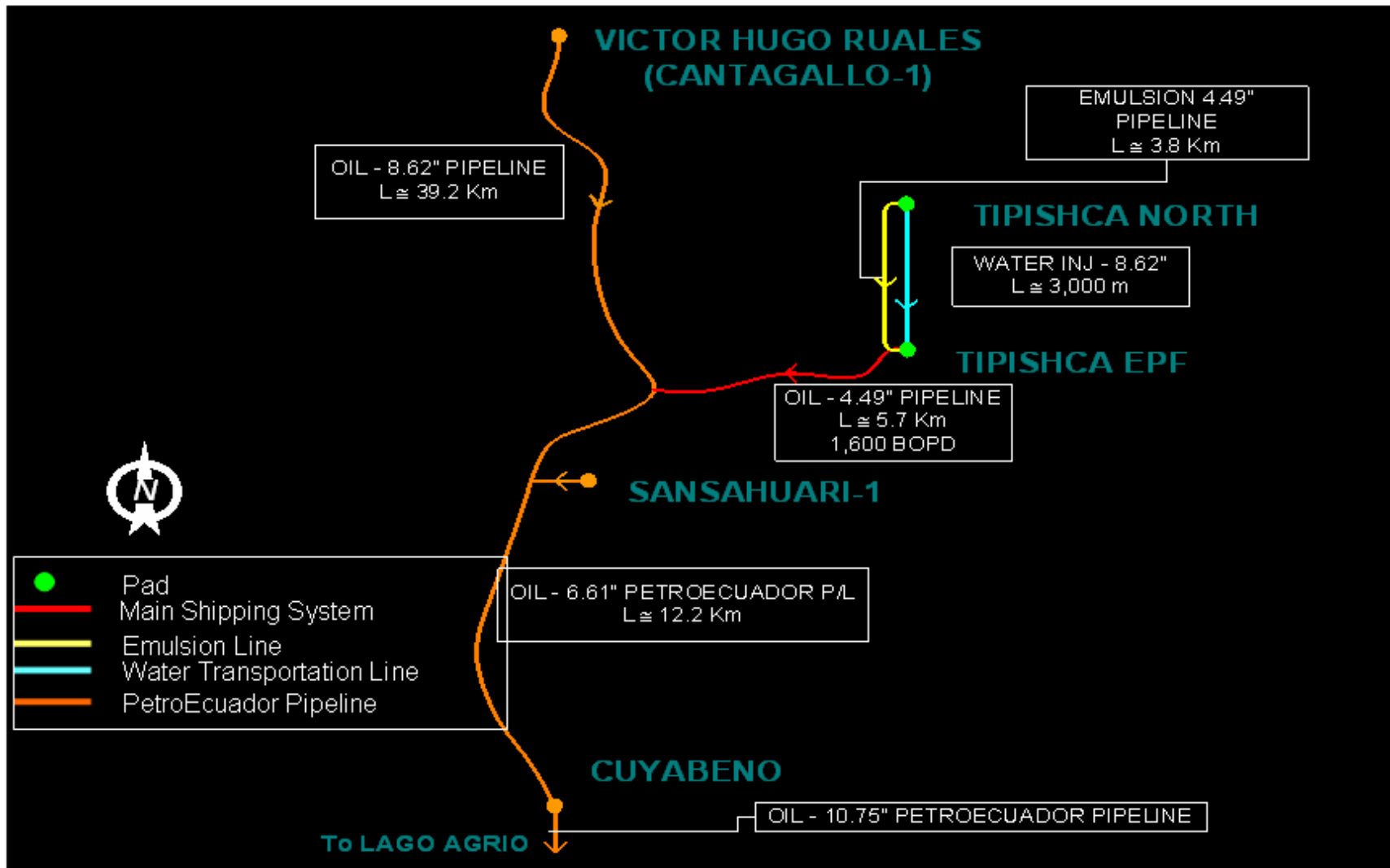
Pozo	Trabajo	Fecha	Días	Intervalo (MD)	Formación	BPPD	BSW	OBJETIVO
Blanca 2	Completación	nov-04		9269 - 9279	"U" Inferior	No aporta		Evaluación
		dic-04		9228 - 9247	"U" Superior	0	100	Evaluación
		dic-04	1928	8696 - 8715	M-1	480	0,8	Evaluación
Vinita 1	Completación	38373	1888	5411 - 5424 5429 - 5431 5461 - 6565 5472 - 5481	M-1	294	20	Completar pozo
Vinita 2	Completación	ene-05	1894	5564 - 5592	M-1	468	1	Completar pozo

Fuente: Archivo Técnico PPR.

Elaboración: Tatiana Agila, Anabela Cevallos.

ANEXO 2.6

LÍNEAS DE TRANSPORTE DE CRUDO



Fuente: Archivo Técnico

