

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR LA
PRODUCCIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO
DORINE OPERADO POR ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD**

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

LUIS ALBERTO PAREDES AGUIAR
Luis_paredes2401@hotmail.com

DIRECTOR: ING. GUILLERMO ORTEGA V. MSc
Ruben.ortega@epn.edu.ec

Quito, Enero 2012

DECLARACIÓN

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

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

LUIS ALBERTO PAREDES AGUIAR

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por LUIS ALBERTO PAREDES AGUIAR, bajo mi supervisión.

Ing. Guillermo Ortega V. MSc

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios quien guía mi camino, bendice mi vida y nunca se olvida de mi familia

A mis queridos padres Luis Paredes y Ligia Aguiar quienes me dieron la vida y siempre estuvieron apoyándome con todo su amor.

A mi familia hermanas, sobrinos, tíos por estar junto a mí en todo momento.

A mi director de tesis Ing. Guillermo Ortega y a todos mis profesores de la carrera, quienes me formaron como un profesional transmitiendo todos sus acertados conocimientos.

Al departamento de producción de la compañía Andes Petroleum Ecuador Ltd, por brindarme la oportunidad de desarrollar este proyecto de titulación, en especial a mis amigos los ingenieros Cesar Calvachi, Ruperto Orozco, Washington Alarcón, Ángel Burgos, gracias por todo su apoyo y sus valiosos consejos.

A la compañía Schlumberger en especial a los ingenieros Francisco Giraldo, Andreas Suter y Francisco Porturas por brindarme la oportunidad de seguir aprendiendo los conocimientos de la ingeniería del petróleo.

A mis amigos y compañeros de la facultad por brindarme su amistad durante toda la carrera.

DEDICATORIA

A mí amada madrecita Ligia Aguiar por todo el esfuerzo y sacrificio que hiciste para que yo sea profesional. Gracias mamita por enseñarme valores y principios, los cuales siempre los tendré presente durante toda mi vida y nunca olvides que tú eres la razón para que yo siga luchando en la vida y así cumplirte mis promesas.

A mi padre Luis Paredes por brindarme todo su amor en todo momento a pesar de la distancia porque siempre te has preocupado de mí y me has guiado por el camino de bien con tus sabios consejos.

Les amo con todo mi corazón...

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
CONTENIDO	VI
CONTENIDO DE FIGURAS	XIV
CONTENIDO DE TABLAS	XVI
ABREVIATURAS	XIX
RESUMEN	XX
PRESENTACIÓN	XXI
CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO DORINE	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DORINE.....	1
1.1.1 RESEÑA HISTÓRICA	1
1.1.2 UBICACIÓN	1
1.2 GEOLOGÍA DEL RESERVORIO.....	3
1.2.1 GEOLOGÍA REGIONAL	3
1.2.2 DESCRIPCIÓN ESTRATIGRAFICA.....	3
1.2.3 DESCRIPCIÓN DE LA ARENISCA M-1.....	4
1.2.4 AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN DE LA ARENISCA M-1	5
1.2.5 DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL	5
1.2.6 PETROFÍSICA Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	5
1.2.6.1 POROSIDAD EN ESPESOR BRUTO.....	5
1.2.6.2 SATURACIONES EN ESPESOR BRUTO	5
1.2.6.3 PERMEABILIDADES EN ESPESOR BRUTO	6
1.2.6.4 ESPESORES DE LA ARENA	6
1.2.7 TIPO DE EMPUJE DEL CAMPO DORINE.....	6
CAPÍTULO 2	7
ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN HISTÓRICA Y ACTUAL DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO DORINE	7

2.1 INTRODUCCION A POZOS HORIZONTALES.....	7
2.2 SITUACIÓN HISTÓRICA DE LOS POZOS HORIZONTALES	8
2.2.1 POZO DORINE 11H.....	9
2.2.1.1 Reseña Histórica.....	9
2.2.1.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal	9
2.2.1.3 Descripción de tuberías de revestimiento	10
2.2.1.4 Descripción del historial de reacondicionamientos	10
2.2.2 POZO DORINE 12H.....	11
2.2.2.1 Reseña histórica	11
2.2.2.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal	11
2.2.2.3 Descripción de tuberías de revestimiento	12
2.2.2.4 Descripción del historial de reacondicionamientos	13
2.2.3 POZO DORINE 14H.....	13
2.2.3.1 RESEÑA HISTÓRICA	13
2.2.3.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal	13
2.2.3.3 Descripción de tuberías de revestimiento	14
2.2.3.4 Descripción del historial de reacondicionamientos	15
2.2.4 POZO DORINE 36H.....	15
2.2.4.1 RESEÑA HISTÓRICA	15
2.2.4.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal	15
2.2.4.3 Descripción de tuberías de revestimiento	16
2.2.4.4 Análisis del historial de reacondicionamientos.....	17
2.2.5 POZO DORINE 67H	17
2.2.5.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	17
2.2.5.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal	18
2.2.5.3 Descripción de tuberías de revestimiento	18
2.2.5.4 Descripción del historial de reacondicionamientos	19
2.2.6 POZO DORINE 68H	19
2.2.6.1 Reseña histórica	19
2.2.6.2 DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN UTILIZADAS EN LA SECCIÓN HORIZONTAL.....	19
2.2.6.3 Descripción de tuberías de revestimiento	20
2.2.6.4 Descripción del historial de reacondicionamientos	20
2.2.7 POZO DORINE 74H	21

2.2.7.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	21
2.2.7.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal	21
2.2.7.3 Descripción de tuberías de revestimiento	22
2.2.7.4 Descripción del historial de reacondicionamientos	23
2.2.8 POZO DORINE 75H	23
2.2.9 POZO DORINE 76H.....	23
2.2.9.1 Reseña histórica	23
2.2.9.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal	24
2.2.9.4 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS.....	25
2.2.10 POZO DORINE 77H	26
2.2.10.1 Reseña histórica	26
2.2.10.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal	26
2.2.10.3 Descripción de tuberías de revestimiento	27
2.2.10.4 DESCRIPCIÓN DEL HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS.....	27
2.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS HORIZONTALES	27
CAPÍTULO 3	29
ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN LA ZONA HORIZONTAL DE LOS POZOS	29
3.1 PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES.....	29
3.1.1 MÉTODO DE BORISOV	30
3.1.2 MÉTODO DE GIGER-REISS-JOURDAN	30
3.1.3 MÉTODO DE JOSHI.....	31
3.1.4 MÉTODO DE RENARD DUPUY	32
3.1.5 METODOLOGÍA DE JOSHI PARA DETERMINAR ÁREA DE DRENAJE	33
3.1.5.1 Método I.....	33
3.1.5.2 Método II.....	33
3.2 REGÍMENES DE FLUJO HORIZONTALES	34
3.2.1 EFECTO DE ALMACENAMIENTO.....	34
3.2.2 FLUJO RADIAL TEMPRANO	35
3.2.3 FLUJO LINEAL INTERMEDIO.....	35
3.2.4 FLUJO RADIAL TARDÍO	35
3.2.5 FLUJO LINEAL FINAL.....	35
3.3. LEY DE DARCY PARA FLUJO DE LÍQUIDOS	37
3.3.1 FACTOR DE DAÑO (S=SKIN).....	38
3.4 PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS HORIZONTALES.....	39

3.4.1	PROBLEMAS EN LAS CERCANÍAS DEL POZO.....	40
3.4.1.1	Filtración por revestidor	40
3.4.1.2	Canales detrás del revestidor	40
3.4.1.3	Rotura de Barreras	41
3.4.1.4	Completación cerca de la zona de agua	41
3.4.2	PROBLEMAS RELACIONADOS AL YACIMIENTO.....	41
3.4.2.1	Conificación y cresta.....	41
3.4.2.2	Canalización a través de canales de alta Permeabilidad.....	42
3.4.2.3	Fractura fuera de zona.....	42
3.4.3	IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA DE AGUA	42
3.4.3.1	Análisis del Corte de Agua.....	42
3.4.3.2	Análisis de los diagramas de relación agua petróleo y su derivada ...	44
3.4.3.3	Curvas Tipo Chan.....	44
3.4.4	PETROFÍSICA DE LA SECCIÓN HORIZONTAL.....	45
3.4.4.1	Registro Petrofísico de la zona horizontal del pozo	45
3.4.4.2	Origen de los datos petrofísicos.....	46
3.4.4.3	Pruebas de Restauración de Presión (build up).....	47
3.4.5	TRAYECTORIA DEL POZO	47
3.4.6	CAÍDA DE PRESIÓN EN TODA LA SECCIÓN HORIZONTAL	48
3.4.6.1	Condiciones Actuales	49
3.4.6.2	Condiciones Ideales.....	50
3.4.7	MÉTODO PROPUESTO PARA CALCULAR LA CAÍDA DE PRESIÓN.....	50
3.4.7.1	Cálculo del índice de productividad según Joshi	51
3.4.7.2	Factores que influyen en el índice de productividad del pozo.....	52
3.4.7.2.1	<i>Factor Skin</i>	52
3.4.7.2.1	<i>Anisotropía del Reservorio</i>	52
3.4.7.2.3	<i>Espesor del Reservorio</i>	54
3.4.8	Cálculo de caudales producidos por cada sección según Darcy	56
3.4.9	Cálculo de las caídas de presión reales por cada sección	57
3.4.10	Análisis para ambos casos	59
3.5	POZOS DE COMPORTAMIENTO HETEROGÉNEO EN LA SECCIÓN HORIZONTAL	60
3.5.1	POZO DORINE 74 H	60
3.5.1.1	Registro Petrofísico.....	60
3.5.1.2	Trayectoria del pozo	61
3.5.1.3	Análisis de la Producción de agua	62
3.5.1.3.1	<i>Método del corte de agua</i>	62
3.5.1.3.2	<i>Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada</i>	62
3.5.1.4	Cálculo del índice de productividad método Joshi	63
3.5.1.4.1	<i>Factores que influyen en la productividad del pozo</i>	64
3.5.1.5	Cálculo de caudales producidos por cada sección según Darcy	64
3.5.1.6	Cálculos de la caída de presión real por cada sección	64

3.5.1.7 Cálculo de la caída de presión ideal por cada sección	65
3.5.1.8 Análisis para ambos casos	65
3.5.2 POZO DORINE 68H	66
3.5.2.1 Registro Petrofísico.....	66
3.5.2.2 Trayectoria del pozo	67
3.5.2.3 Análisis de la producción de agua	68
3.5.2.3.1 <i>Método del corte de agua</i>	68
3.5.2.3.2 <i>Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada</i>	68
3.5.2.4 Cálculo del índice de productividad método Joshi	69
3.5.2.4.1 <i>Factores que influyen en la productividad del pozo</i>	70
3.5.2.5 Cálculo de los caudales producidos por sección según Darcy	70
3.5.2.6 Cálculo de la caída de presión real por cada sección	70
3.5.2.7 Cálculo de la caída de presión ideal por cada sección	71
3.5.2.8 Análisis para ambos casos	71
3.5.3 POZO DORINE 14 H	72
3.5.3.1 Registro Petrofísico.....	72
3.5.3.2 Trayectoria del pozo	73
3.5.3.3 Análisis de la producción de agua	74
3.5.3.3.1 <i>Método del corte de agua</i>	74
3.5.3.3.2 <i>Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada</i>	74
3.5.3.4 Cálculo del índice de productividad método Joshi	75
3.5.3.4.1 <i>Factores que influyen la productividad del pozo</i>	76
3.5.3.5 Cálculo de los caudales producidos por sección según Darcy	76
3.5.3.6 Cálculo de la caída de presión real por cada sección	76
3.5.3.7 Cálculo de la caída de presión ideal por cada sección	77
3.5.3.8 Análisis para ambos casos	77
3.6 POZOS DE COMPORTAMIENTO HOMOGÉNEO EN LA ZONA HORIZONTAL	78
3.6.1 POZO DORINE 36H	79
3.6.1.1 Registro Petrofísico.....	79
3.6.1.2 Trayectoria del pozo	79
3.6.1.3 Análisis de la producción de agua	80
3.6.1.3.1 <i>Método del corte de agua</i>	80
3.6.1.3.2 <i>Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada</i>	81
3.6.2 POZO DORINE 67H	82
3.6.2.1 Registro Petrofísico.....	82
3.6.2.2 Trayectoria del pozo	82
3.6.2.3 Análisis de la producción de agua	83
3.6.2.3.1 <i>Método del corte de agua</i>	83
3.6.2.3.2 <i>Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada</i>	84
3.7 POZOS HORIZONTALES CERRADOS.....	84

3.7.1 POZO DORINE 11H	85
3.7.1.1 Registro Petrofísico.....	85
3.7.1.2 Trayectoria del pozo	86
3.7.1.3 Análisis de la producción de agua	87
3.7.1.3.1 <i>Método del corte de agua</i>	87
3.7.1.3.2 <i>Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada</i>	87
3.7.2 POZO DORINE 12H	88
3.7.2.1 Registro Petrofísico.....	88
3.7.2.2 Trayectoria del pozo	89
3.7.2.3 Análisis de la producción de agua	90
3.7.2.3.1 <i>Método del corte de agua</i>	90
3.7.2.3.2 <i>Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada</i>	91
3.7.3 POZO DORINE 76H	91
3.7.3.1 Registro petrofísico	92
3.7.3.2 Trayectoria del pozo	92
3.7.3.3 Análisis de la producción de agua	93
3.7.3.3.1 <i>Método del corte de agua</i>	93
3.7.3.3.2 <i>Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada</i>	94
CAPÍTULO 4	95
PROPUESTAS PARA MAXIMIZAR LA RECUPERACIÓN DE RESERVAS REMANENTES EN LOS POZOS HORIZONTALES	95
4.1 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN	95
4.2 SOLUCIONES QUÍMICAS	95
4.2.1 TECNOLOGÍA HYDRAJET	95
4.2.1.1 Sistema operativo del hydrajet.....	95
4.2.1.2 Fundamentos Físicos del Hydrajet.....	96
4.2.1.2.1 <i>Principio de Bernoulli</i>	96
4.2.1.2.2 <i>Efecto Venturi</i>	97
4.2.2 SISTEMA LO-GARD	98
4.2.2.1 <i>Composición del sistema lo-gard</i>	98
4.2.3 SISTEMA BACKSTOP.....	98
4.2.3.1 <i>Composición del sistema BackStop y H2Zero</i>	99
4.2.4 CEMENTACIONES FORZADAS	99
4.2.4.1 Descripción	100
4.2.4.2 Aplicaciones en pozos horizontales	100
4.2.4.3 Procedimiento para realizar una cementación forzada	100
4.3 SOLUCIONES MECANICAS.....	101
4.3.1 TEGNOLOGIA DE LOS REGULADORES DE FLUJO ICD´S.....	101
4.3.1.1 Beneficios que ofrece	102
4.3.1.2 Funciones y operaciones	102

4.3.2 APLICABILIDAD DE SOLUCIONES MECÁNICAS.....	103
4.3.3 APLICABILIDAD DE ALTERNATIVAS DE SOLUCION PARA POZOS HORIZONTALES PRODUCTORES.....	104
4.3.4 APLICABILIDAD DE ALTERNATIVAS DE SOLUCION PARA POZOS HORIZONTALES CERRADOS	104
4.3.5 PROPUESTA PARA EL POZO DORINE 76H.....	104
4.4 RESULTADOS ESPERADOS	105
CAPÍTULO 5	106
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO	106
5.1 ANÁLISIS TÉCNICO POZO DORINE 76H.....	106
5.2 TECNOLOGÍA HYDRAJET	106
5.2.1 DISEÑO DE ETAPAS DE CORTE	106
5.2.2 CONSIDERACIONES OPERATIVAS.....	107
5.2.3 PROGRAMA OPERATIVO.....	107
5.2.4 RIESGOS EN LOS TRABAJOS	109
5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	109
5.3.1 CONSIDERACIONES GENERALES.....	109
5.3.1.1 Flujo de caja.....	109
5.3.1.2 Valor Actual Neto	109
5.3.1.3 Tasa interna de retorno (TIR).....	111
5.3.2 PRODUCCIÓN ESTIMADA DEL POZO	111
5.3.3 ESTIMACIÓN DE INGRESOS.....	112
5.3.4 ESTIMACIÓN DE EGRESOS	113
5.3.5 CONSIDERACIONES DE LA COMPAÑÍA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	113
5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO DORINE 76H	114
5.4.1 PROYECTO DE INVERSIÓN	114
5.4.2 CASO OPTIMISTA	116
5.4.3 CASO ESPERADO	117
5.4.4 CASO PESIMISTA	118
5.4.5 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	119
CAPÍTULO 6	120
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	120
6.1 CONCLUSIONES.....	120
6.2 RECOMENDACIONES	122

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	124
GLOSARIO.....	125
ANEXOS	126

CONTENIDO DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

FIGURA 1.1 MAPA DE UBICACIÓN DEL BLOQUE TARAPOA	2
FIGURA 1.2 MAPA DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE TARAPOA ...	2

CAPÍTULO 2

FIGURA 2.1 ESQUEMA DE UN POZO HORIZONTAL.....	8
---	---

CAPÍTULO 3

FIGURA 3.1 ÁREA DE DRENAJE DEL POZO HORIZONTAL	33
FIGURA 3.2 REGÍMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES.....	36
FIGURA 3.3 RESPUESTA EN GRÁFICOS LOG-LOG	36
FIGURA 3.4 FLUJO RADIAL DE UN FLUIDO INCOMPRESIBLE	36
FIGURA 3.5 FACTOR SKIN.....	38
FIGURA 3.6 CANALES DETRÁS DEL REVESTIDOR.....	40
FIGURA 3.7 ROTURA DE BARRERAS	41
FIGURA 3.8 CANALES DE ALTA PERMEABILIDAD	42
FIGURA 3.9 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA.....	42
FIGURA 3.10 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D77H.....	43
FIGURA 3.11 TRAYECTORIA DEL POZO D77H	48
FIGURA 3.12 PRODUCCIÓN A CONDICIONES NORMALES.....	49
FIGURA 3.13 PRODUCCIÓN A CONDICIONES IDEALES.....	50
FIGURA 3.14 EFECTO DE LA ANISOTROPÍA EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D77H.....	54
FIGURA 3.15 EFECTO DEL ESPESOR EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D77H	55
FIGURA 3.16 TRAYECTORIA DEL POZO D74H	61
FIGURA 3.17 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D74H.....	62
FIGURA 3.18 TRAYECTORIA DEL POZO D68H	67
FIGURA 3.19 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D68H.....	68
FIGURA 3.20 TRAYECTORIA DEL POZO D14H	73
FIGURA 3.21 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D14H.....	74

FIGURA 3.22 TRAYECTORIA DEL POZO D36H	80
FIGURA 3.23 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D36H.....	81
FIGURA 3.24 TRAYECTORIA DEL POZO D67H	82
FIGURA 3.25 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D67H.....	83
FIGURA 3.26 TRAYECTORIA DEL POZO D11H	86
FIGURA 3.27 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D11H.....	87
FIGURA 3.28 TRAYECTORIA DEL POZO D12H	89
FIGURA 3.29 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D12H.....	90
FIGURA 3.30 TRAYECTORIA DEL POZO D76H	92
FIGURA 3.31 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D76H.....	93
CAPÍTULO 4	
FIGURA 4.1 TECNOLOGÍA HYDRAJET.....	96
FIGURA 4.2 PRINCIPIO BERNOULLI	96
FIGURA 4.3 VELOCIDAD Y PRESIÓN A TRAVÉS DEL HYDRAJET	97
FIGURA 4.4 COMPOSICIÓN DEL SISTEMA BACKSTOP Y H2ZERO	99
FIGURA 4.5 SISTEMA DE OPERACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN ICD.....	102
FIGURA 4.6 DISEÑO DE UN EQUIPO ICD.....	103

CONTENIDO DE TABLAS

CAPÍTULO 1

TABLA 1.1 RESUMEN PETROFÍSICO ARENAS PRODUCTORAS DEL BLOQUE TARAPOA	3
---	---

CAPÍTULO 2

TABLA 2.1 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D11H	10
TABLA 2.2 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D11H.....	10
TABLA 2.3 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D11H.....	11
TABLA 2.4 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D12H	12
TABLA 2.5 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D12H.....	12
TABLA 2.6 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D12H.....	13
TABLA 2.7 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D12H	16
TABLA 2.8 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D14H.....	14
TABLA 2.9 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D14H.....	15
TABLA 2.10 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D36H	16
TABLA 2.11 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D36H.....	16
TABLA 2.12 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D36H.....	17
TABLA 2.13 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D67H	18
TABLA 2.14 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D67H.....	18
TABLA 2.15 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D67H.....	19
TABLA 2.16 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D68H	20
TABLA 2.17 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D68H.....	22
TABLA 2.18 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D68H.....	21
TABLA 2.19 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D74H	22
TABLA 2.20 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D74H.....	22
TABLA 2.21 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D74H.....	23
TABLA 2.22 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D76H	24
TABLA 2.23 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D76H.....	25
TABLA 2.21 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D76H.....	23
TABLA 2.25 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D77H	26

TABLA 2.26 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D77H.....	27
TABLA 2.27 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO DORINE	28
CAPÍTULO 3	
TABLA 3.1 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D77H.....	45
TABLA 3.2 ORIGEN DE DATOS PETROFÍSICOS	46
TABLA 3.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD SEGÚN JOSHI EN RESERVORIOS	52
TABLA 3.4 EFECTO DEL FACTOR SKIN EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D77H	53
TABLA 3.5 EFECTO DE LA ANISOTROPÍA EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D77H.....	54
TABLA 3.6 EFECTO DEL ESPESOR EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D77H	55
TABLA 3.7 CAUDAL PRODUCIDO POR CADA SECCIÓN DEL POZO D77H....	56
TABLA 3.8 PRODUCCIÓN DE FLUIDO MEDIANTE LA LEY DE DARCY Y CON SIMULADOR	57
TABLA 3.9 CAÍDA DE PRESIÓN REAL EN LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO D77H	58
TABLA 3.10 CAÍDA DE PRESIÓN IDEAL PARA EL POZO D77H	58
TABLA 3.11 ANÁLISIS DE LA CAÍDA DE PRESIÓN AMBOS CASOS	59
TABLA 3.12 POZOS HORIZONTALES DE COMPORTAMIENTO HETEROGÉNEO	60
TABLA 3.13 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D74H.....	60
TABLA 3.14 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD SEGÚN JOSHI EN RESERVORIOS ANISOTRÓPICOS POZO D74H	63
TABLA 3.15 CAUDAL PRODUCIDO POR CADA SECCIÓN DEL POZO D74H..	64
TABLA 3.16 CAÍDA DE PRESIÓN REAL EN LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO D74H.....	65
TABLA 3.17 CAÍDA DE PRESIÓN IDEAL PARA EL POZO D74H	65
TABLA 3.18 ANÁLISIS DE LA CAÍDA DE PRESIÓN AMBOS CASOS	66
TABLA 3.19 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D68H.....	66
TABLA 3.20 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD SEGÚN JOSHI EN RESERVORIOS ANISOTRÓPICOS POZO D68H	69
TABLA 3.21 CAUDAL PRODUCIDO POR CADA SECCIÓN DEL POZO D68H..	70

TABLA 3.22 CAÍDA DE PRESIÓN REAL EN LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO D68H	71
TABLA 3.23 CAÍDA DE PRESIÓN IDEAL PARA EL POZO D68H	71
TABLA 3.24 ANÁLISIS LA CAÍDA DE PRESIÓN AMBOS CASOS POZO 68H..	72
TABLA 3.25 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D14H	73
TABLA 3.26 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD SEGÚN JOSHI EN RESERVORIOS ANISOTRÓPICOS POZO D14H	75
TABLA 3.27 CAUDAL PRODUCIDO POR CADA SECCIÓN DEL POZO D14H..	76
TABLA 3.28 CAÍDA DE PRESIÓN REAL EN LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO D14H	77
TABLA 3.29 CAÍDA DE PRESIÓN IDEAL PARA EL POZO D14H	77
TABLA 3.30 ANÁLISIS DE CAÍDA DE PRESIÓN AMBOS CASOS POZO 68H..	78
TABLA 3.31 POZOS HORIZONTALES DE COMPORTAMIENTO HOMOGÉNEO	79
TABLA 3.32 POZOS HORIZONTALES CERRADOS	84
TABLA 3.33 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D11H	85
TABLA 3.34 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D12H	89
TABLA 3.35 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D76H	92

CAPÍTULO 4

TABLA 4.1 CONCENTRACIÓN DEL SISTEMA LO-GARD.....	98
--	----

CAPÍTULO 5

TABLA 5.1 DECISIONES A TOMAR SEGÚN EL VALOR DEL VAN.....	110
TABLA 5.2 ESCENARIOS PARA ESTIMAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO	112
TABLA 5.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN DE UN BARRIL DE PETRÓLEO	113
TABLA 5.4 COSTOS ESTIMADOS DE LOS EQUIPOS PARA WORKOVER....	114
TABLA 5.5 COSTOS ESTIMADOS PARA EL TRATAMIENTO QUÍMICO CON TECNOLOGÍA HYDRAJET	115
TABLA 5.6 POZO DORINE 76H CASO OPTIMISTA	116
TABLA 5.7 POZO DORINE 76H CASO ESPERADO.....	117
TABLA 5.8 POZO DORINE 76H CASO PESIMISTA	118

ABREVIATURAS

API:	American Petroleum Institute
BES:	Bomba Electro Sumergible
BHA:	Botton Hole Assembly
GR:	Gamma Ray
I.D:	Inter Diameter
Jh:	Índice de productividad de fluido
KOP:	Pick Off Point
LWD:	Logging While Drilling
M-1:	Arena productora del Campo Dorine
OD:	Outer Diameter
PDC:	Polycrystalline Diamond Compact
POOH:	Pull Out Of Hole
PLT:	Production Logging Tool
RAP:	Relación Agua Petróleo
RAP`:	Relación Agua Petróleo derivada
RHI:	Run In Hole
SST:	Sandstone
ST:	Side Track
TD:	Total Depth
TVD:	True Vertical Depth
XO:	Cross over
CAP:	Contacto Agua Petróleo
IC:	Completación Inicial

RESUMEN

El presente estudio está compuesto de 6 capítulos, el primero de ellos hace una breve descripción del Campo Dorine refiriéndose a la ubicación del campo, geología del reservorio, descripción de la arenisca M - 1, modelo petrofísico, propiedades de los fluidos, permitiendo tener una idea clara de las condiciones actuales del campo.

En el segundo capítulo se estudia los trabajos de perforación, construcción y reacondicionamientos que se realizaron en cada pozo, para considerar estos aspectos al momento de tomar una decisión en cuanto a un trabajo de reacondicionamiento.

El tercer capítulo resume la teoría de pozos horizontales, con el fin de obtener las herramientas necesarias para aplicar en el análisis de la sección horizontal, ya que ésta es la parte fundamental del pozo por ser la zona productora. Entonces para la sección horizontal de cada pozo se realiza el análisis de varios aspectos como: comportamiento petrofísico del reservorio mediante análisis cualitativo del registro petrofísico, productividad del pozo mediante el método de Joshi, problemas de intrusión de agua mediante el análisis de los historiales de producción finalmente la caída de presión a partir de un método propuesto.

Esto permitirá conocer como los actuales pozos horizontales del campo Dorine se ajustan a las metodologías teóricas presentadas en este capítulo, además si las características petrofísicas del reservorio en la sección horizontal pueden influenciar en una variable caída de presión o en problemas de intrusión de agua que luego afectan la producción final del pozo.

El cuarto capítulo presenta alternativas de solución para recuperar la producción de un pozo cerrado y para optimizar la de los productores realizando un previo análisis de aplicabilidad.

En el quinto capítulo se hace un análisis técnico económico para un año del tratamiento químico aplicado al Pozo D76H y finalmente en el sexto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones de todo el estudio.

PRESENTACIÓN

El presente Proyecto propuesto a la Escuela Politécnica Nacional por el Departamento de Producción de la Compañía Andes Petroleum Ecuador Limited, tiene como objetivo realizar un análisis técnico económico que permita optimizar la producción de petróleo de los pozos horizontales perforados en el Campo Dorine y que producen del yacimiento M-1.

En cumplimiento de este objetivo, para el presente proyecto de titulación, se requiere conocer una descripción geológica y petrofísica de la arena M – 1, así como la situación histórica y actual de los pozos horizontales haciendo referencia a los procesos de perforación, construcción y producción para cada pozo.

Es importante indicar que en un pozo horizontal la zona de mayor interés por ser productiva es la sección horizontal, para lo cual este estudio presenta varias metodologías aplicables a los pozos horizontales del Campo Dorine con el objeto de conocer su comportamiento en cuanto a productividad, características petrofísicas, caída de presión, problemas de intrusión de agua etc.

En base a los resultados del análisis de la sección horizontal se hace necesario estudiar la aplicabilidad de nuevas tecnologías como son las químicas o mecánicas, para que ayuden a reducir principalmente la producción de agua o que a su vez su análisis resulte para considerar en la planificación de nuevos pozos.

El presente proyecto pretende servir como un manual de referencia para planificar los futuros pozos horizontales en el campo Dorine, ya que se conoce varios comportamientos de la sección horizontal de los pozos analizados y seguramente al momento de perforar un nuevo pozo se tome medidas preventivas para así optimizar de mejor manera la perforación, completación, y principalmente la producción del pozo.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO DORINE

1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DORINE

1.1.1 RESEÑA HISTÓRICA

El campo Dorine está ubicado dentro de la concesión que se adjudicó a Cayman Corporation que tenía como socios a City Investing Company Southern Union Production Company en el año 1970.

En el año de 1999 mediante un contrato de participación Alberta Energy Company, la misma que en un futuro cercano cambió de nombre a EnCan Ecuador Ltd., a través de su subsidiaria AEC Ecuador, adquiere todos los derechos de exploración y explotación de petróleo en el Bloque Tarapoa.

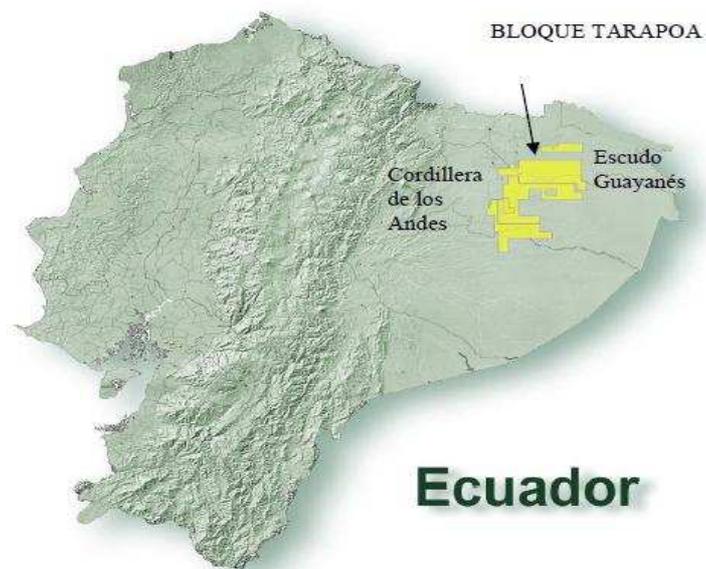
Finalmente el 28 de Febrero del 2006, Andes Petroleum Company Ltd., inicia sus operaciones en el Ecuador luego de haber adquirido oficialmente los activos de la EnCan Ecuador Ltd.

1.1.2 UBICACIÓN

La mayor producción de crudo en el Ecuador se lo extrae de la Cuenca Oriente que cubre aproximadamente 100 000 Km^2 . La Cuenca Oriente se localiza entre la Cordillera de los Andes al occidente y el Escudo Guayanés al Oriente.

El Bloque Tarapoa se localiza en la parte oriental de la Cuenca, en este se halla la formación Napo la más importante y mayor aportadora de hidrocarburos pertenecientes al período Cretácico; ver figura 1.1.

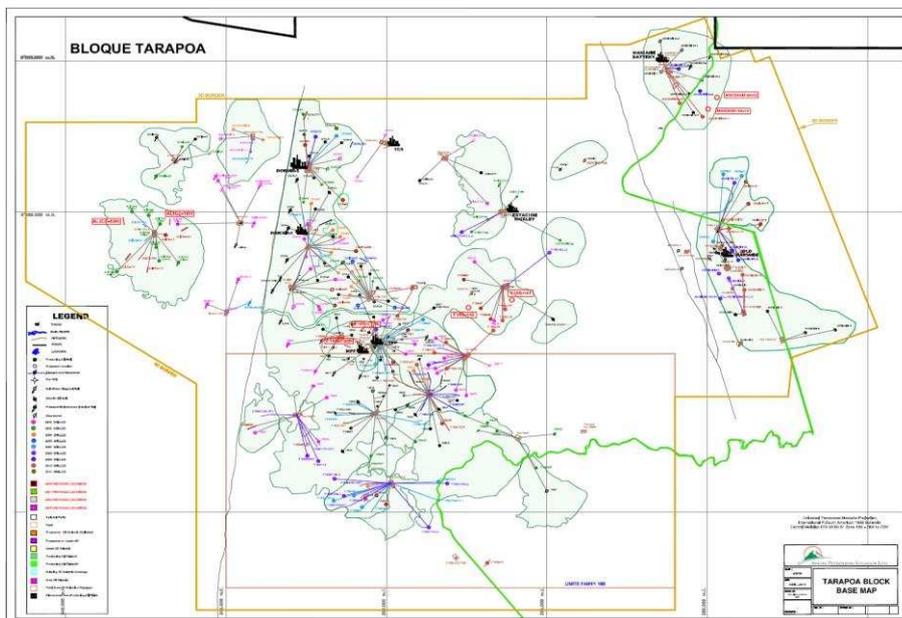
FIGURA 1.1 MAPA DE UBICACIÓN DEL BLOQUE TARAPOA



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

El campo Dorine se encuentra ubicado en el Bloque Tarapoa en el flanco Este de la Cuenca Oriente del Ecuador, Provincia de Sucumbíos, al norte del campo Fanny. Ver figura 1.2.

FIGURA 1.2 MAPA DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE TARAPOA



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

1.2 GEOLOGÍA DEL RESERVORIO

1.2.1 GEOLOGÍA REGIONAL

La formación Napo está compuesta de una serie de secuencias cíclicas, las cuales se componen de areniscas continentales y marino-marginales, lutitas, lodolitas y carbones, así como calizas marinas y arcillas. Las areniscas entrecruzadas dentro de las secuencias de la formación Napo se dividen en miembros del más antiguo al más reciente: T, U, M-2 y M-1.

La tabla 1.1 resume la petrofísica del Bloque Tarapoa.

TABLA 1.1 RESUMEN PETROFÍSICO DE ARENAS PRODUCTORAS DEL BLOQUE TARAPOA

BLOQUE TARAPOA			
RESUMEN PETROFÍSICO DE LAS ARENAS PRODUCTORAS			
Arena	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Espesor (ft)
M-1	27	1000-4500	15-100
US	18	50-400	30-60
UI	18	50-400	20-140
TS	14	100-300	15-50
TI	15	100-400	20-118

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

Dentro del campo Dorine en el Bloque Tarapoa, la zona productora y de principal interés es la arenisca M-1. En el Anexo 1 se muestra la columna estratigráfica de la cuenca Oriente.

1.2.2 DESCRIPCIÓN ESTRATIGRAFICA

El mecanismo de entrapamiento para la arena M1 en el campo Dorine se le interpreta como un cambio de facies litológicas en la parte levantada de la estructura que a su vez se convierte en una barrera estratigráfica impermeable combinada con el levantamiento regional. Esta trampa estratigráfica está presente a lo largo del lado oriental del campo Dorine. La barrera de arcilla es interpretada como la pared del valle estuarino que limita la depositación de arena M1 dentro

del campo Dorine. El anexo 3, muestra un perfil sísmico oeste-este del campo Dorine con el levantamiento de la trampa estratigráfica resaltada.

El campo Dorine está separado del campo Fanny por un canal transversal sellante e impermeable lleno de lodo. Este canal es interpretado en la sísmica y se muestra en el anexo 3.

1.2.3 DESCRIPCIÓN DE LA ARENISCA M-1

La arenisca M1 se le interpreta como una depositación dentro de un ambiente estuarino influenciado por mareas durante el curso de una prolongada bajada y sub-secuente levantamiento del nivel del mar.

Basado en el estudio de núcleos de la arenisca M-1 se observa una secuencia compleja de canales estuarinos dominados por mareas variando gradualmente a canales de marea abandonados y rellenos por secuencias de lodos.

La arenisca M1 tiene una base erosiva que termina en las lutitas marinas subyacentes a la formación Napo Superior.

Un intervalo regional de carbón/lodolitas, arcillas carbonáceas cubren a la arenisca M1. Esta sección se la interpreta como la representación de la progradación de una llanura costera sobre la secuencia estuarina. Sobreyaciendo al carbón/lodolita, arcillas carbonáceas está una unidad regresiva de depósitos de llanura de inundación pertenecientes a la formación Tena.

Las variaciones de espesor de la arena M1 van de 0 a 110 pies, las cuales se deben a la presencia o ausencia de canales estuarinos de marea apilados y potentes barras de arena de marea que caracterizan al yacimiento en el campo Dorine.

Las áreas muy delgadas o sin arena reflejan las paredes del valle estuarino o canales abandonados rellenos por lodos que cortaron y erosionaron los canales estuarinos.

1.2.4 AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN DE LA ARENISCA M-1

Los hallazgos y la clave de las bases del estudio están en los campos:

CAMPO FANNY 18B: Se tiene la influencia de Mareas/fluviales, Arenas de grano fino, baja relación Arena/Arcilla.

CAMPO DORINE: Se tiene Canales de Marea/Barras de Punta, Áreas limpias potentes con relación Arena/Arcilla Mediana a Alta.

CAMPO SONIA: Boca del estuario hacia el océano, Influencia de Olas/Mareas, grano grueso Alta relación Arena/Arcilla.

1.2.5 DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL

El mapa estructural del anexo 2 al tope de la porosidad de la arena M1 para el campo Dorine, se basa en la información de la sísmica tridimensional (3D) y en el control de pozos disponible. En este se muestra claramente la inclinación regional hacia el suroeste, así como la falla Fanny-Dorine, la cual define el límite al oeste del campo Dorine.

1.2.6 PETROFÍSICA Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.2.6.1 POROSIDAD EN ESPESOR BRUTO

La porosidad de M-1, se la obtuvo con ayuda de los registros neutrónicos y de densidad, obteniendo valores de entre 4.76% hasta un 29.4%, con un valor promedio de 24,22% lo cual nos indica que el Campo Dorine no tiene porosidad uniforme homogénea. Los valores asumidos de densidad para roca matriz cuarzo es de 2,64 g/cc. Utilizando el registro sísmico el valor asumido de la velocidad de la matriz es de 53.3 μ seg/ft.

1.2.6.2 SATURACIONES EN ESPESOR BRUTO

Las saturaciones de los fluidos (agua y petróleo) en el Campo Dorine, yacimiento M-1 calculada con ayuda de la ecuación de Archie nos da valores desde $S_w=0,193$ hasta $S_w=0,529$ con un valor promedio de $S_w=0,346$, estos valores nos

ayudan a tener una idea de la distribución de los fluidos en el reservorio, por ejemplo diferenciando si una zona ha sido barrida por el agua de inyección (si es el caso).

1.2.6.3 PERMEABILIDADES EN ESPESOR BRUTO

Las permeabilidades del yacimiento que están en un rango desde 212 mD hasta 8200 mD (un promedio de 3188 mD), permitirá conjuntamente con la viscosidad a determinar las diferentes movilidades de los fluidos; es decir el reservorio no es totalmente homogéneo como se supone en los cálculos, de allí que puede evidenciarse diferentes movilidades en el área vertical y horizontal del reservorio, sugiriéndonos que el avance del agua (especialmente el de inyección) en ciertas zonas es más rápido que en otras provocando el efecto de canalización del agua.

1.2.6.4 ESPESORES DE LA ARENA

El espesor de la arenisca está en un promedio de 77,6 ft y el espesor de la zona de pago en alrededor de 58,8 ft, por ello es conveniente analizar con la ayuda de gráficos de cortes estructurales (x plots) y un mapa estructural para de este modo ir reconociendo ciertas causas y descartando otras por las cuales se tiene altos cortes de producción de agua, por ejemplo confirmar el avance del contacto agua-petróleo especialmente en pozos que se encuentran en los flancos de la estructura.

1.2.7 TIPO DE EMPUJE DEL CAMPO DORINE

El tipo de empuje en el Campo Dorine, yacimiento M – 1 corresponde a un acuífero de fondo activo, pero durante la producción se inició un período de depletación natural del yacimiento, razón por la cual, se implementó el plan de mantenimiento de presión del yacimiento M1 con un sistema de inyección de agua periférico. Años más tarde se ha evidenciado que a más del empuje de fondo, en ciertas áreas existe un empuje lateral a través de las zonas de mejor permeabilidad o capas que tienen una razón de permeabilidades, K_v/K_h cercana a 1.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN HISTÓRICA Y ACTUAL DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO DORINE.

2.1 INTRODUCCION A POZOS HORIZONTALES

Los pozos horizontales son pozos de alto ángulo con una inclinación que por lo general es mayor a 85° , posicionan el pozo mucho más cerca de la zona de interés proporcionando mayor productividad que un pozo vertical, debido a su exposición al yacimiento. La producción de un pozo horizontal, o de alto ángulo, se reduce drásticamente si la permeabilidad vertical es significativamente menor que la permeabilidad horizontal.

Los yacimientos con bajas relaciones de permeabilidad, $K_H > K_V$, no son buenos candidatos para ser perforados horizontalmente a menos que la longitud lateral exceda en gran medida al espesor de la formación.

Las principales ventajas de perforar pozos horizontales son:

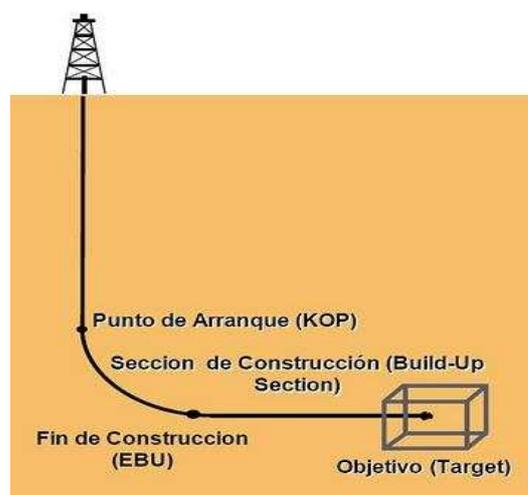
- Reducción del efecto de conificación de agua o gas debido a la disminución de la caída de presión a través del yacimiento.
- Incremento de producción por la conectividad entre las fracturas.
- Incremento de producción por incremento del área expuesta del yacimiento al pozo.
- Reducción de la caída de presión en el pozo.
- Una combinación de los dos anteriores puede producir una reducción en la producción de arena.
- Aumento de recobro de reservas y un patrón más eficiente de drenaje.

Los pozos horizontales normalmente se caracterizan por su BUR (build up rate) y se clasifica en tres grupos:

- Radio corto: Tienen tasas de construcción de 60 a 200°/100 ft alcanzando radios de 28 a 95 ft en casos extremos. Estos tipos de pozos son perforados con herramientas y técnicas especiales de perforación.
- Radio medio. Tienen una tasa de construcción de 6 a 35° / 100 ft con radios de 1000 a 160 ft y secciones laterales de hasta 8000 ft. Se clasifican como pozos de radio medio a aquellos en los que el ensamblaje de fondo (BHA) no puede rotarse a través de la sección de construcción todo el tiempo.
- Radio largo. Tienen tasas de construcción de 2 a 6°/100 ft alcanzando radios de 3000 a 1000 ft. Este tipo de perfil es perforado con herramientas convencionales.

Ver figura 1.2.

FIGURA 2.1 ESQUEMA DE UN POZO HORIZONTAL



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd

2.2 SITUACIÓN HISTÓRICA DE LOS POZOS HORIZONTALES

Para el análisis de la situación histórica de los pozos horizontales se pretende estudiar los siguientes aspectos:

- Herramientas que se utilizaron en la perforación de la zona horizontal
- Descripción de las tuberías de revestimiento
- Historiales de reacondicionamientos

Para cumplir objetivos como:

- Identificar los principales problemas del pozo que han llevado a la aplicación de los workovers, debido a que estos pueden estar directamente relacionados con los problemas de agua que se analizará posteriormente.
- Conocer el estado mecánico del pozo ya que al momento de recomendar un trabajo de reacondicionamiento se necesita conocer las características de la completación del pozo.

Una vez que se cumplan estos objetivos el siguiente paso de este estudio es correlacionar esta información con la de los posteriores análisis para dar un diagnóstico más aproximado de la situación de los pozos horizontales y así elegir la mejor alternativa de reacondicionamiento.

2.2.1 POZO DORINE 11H

2.2.1.1 Reseña Histórica

El pozo de desarrollo Dorine 11H se perforó del 25 de abril del 2000 al 8 de junio del 2000 como un pozo horizontal, considerando el yacimiento M-1 como el principal objetivo.

La sección horizontal de este pozo mide 1500 pies y se encuentra completada con colgador ranurado (9750-10710 pies MD).

Además fue completado con una bomba ESP JN-13,000 / 60 - etapas / 720 HP dicho pozo operaba a 46 Hz antes del cierre de producción.

2.2.1.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal

En la tabla 2.1 se observa las especificaciones de las herramientas que se utilizaron para perforar la sección horizontal del pozo

TABLA 2.1 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D11H

Nº POZO	COMPAÑÍA	SERVICIO	ESPECIFICACIONES	OBSERVACIONES
D11H	HYCALOG	BROCAS	BIT;6RR DS56DG TRI-CONE BIT BHA;10/SIZE;8-1/2	Corrida numero 8, perforando desde 9340 hasta 9770 ft.
D11H	HYCALOG	BROCAS	BIT;6RR-a DS56DG TRI-CONE BIT BHA;11/SIZE; 8-1/2	Corrida numero 10, perforando desde 9838 hasta 10868 ft.
D11H	STC	BROCAS	BIT;8RR M88V TRI-CONE BIT BHA;12/SIZE; 8-1/2	Corrida numero 12, perforando a 10868 ft.
D11H	Q-MAX	DRILLING FLUIDS	KNO3 PHPA	densidad del lodo 8,95 ppg a 9770 ft
D11H	Q-MAX	DRILLING FLUIDS	KNO3 PHPA	densidad del lodo 9,1 ppg a 10710 ft

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

2.2.1.3 Descripción de tuberías de revestimiento

En la tabla 2.2 se puede observar la descripción de las tuberías de revestimiento que se bajaron en el pozo D11H con sus respectivas especificaciones, azimuth y survey.

TABLA 2.2 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D11H

Nº pozo	MD (SURVEY) ft	TVD (ft)	INCLINACIÓN (°) SURVEY	AZIMUTH (°) SURVEY	TIPO DE ZONA	TUB.REVESTIMIENTO	CARACTERÍSTICAS
D11H	5114	4193	39.1	191.51	ZONA INCLINADA	Casing superficial 13 3/8"	61 lbs/ft, k-55, BTC
	9352	6950	90.18	217.88	ZONA INCLINADA	Casing intermedio 9 5/8"	47 lb/ft N-80, BTC
	9243	6945	84.99	218.68	ZONA DEL TALON	asentamiento colgador 7"	26 lb/ft N-80 BTC
	9352	6950	90.18	217.88	ZONA DEL TALON	colgador ranurado 7"	26 lb/ft N-80 BTC
	9760	6961	86.75	215.77	ZONA DEL TALON	colgador ranurado 7"	26 lb/ft N-80 BTC
	9760	6972	86.33	216.47	ZONA HORIZONTAL	colgador ranurado 7"	26 lb/ft N-80 BTC
	10868	6972	86.33	216.47	ZONA HORIZONTAL	colgador landed 7"	26 lb/ft N-80 BTC

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

La completación del pozo se muestra en el anexo 4.

2.2.1.4 Descripción del historial de reacondicionamientos

En el pozo Dorine 11H luego de su completación inicial se han realizado varios trabajos de reacondicionamientos con diferentes objetivos los cuales se pueden apreciar en la tabla 2.3.

TABLA 2.3 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D11H

HISTORIAL REACONDICIONAMIENTO			OBSERVACIONES
No.	Fecha	Objetivo	
IC	Junio-2000	Evaluar arena M-1 con BES JN-13000/ 60 Stages/ 720 HP.	Se evalúa productividad de arena
WO # 1	Julio-2000	Cambiar BES. Bajar Equipo REDA JN-16000/ 80 stages/ 1170 HP	Cambio de BES
WO # 2	Diciembre-2001	Cambiar BES. Bajar Equipo similar REDA JN-16000/ 80 stages/ 1170 HP	Se chequea equipo y se baja el mismo
WO # 3	Enero-2002	Cambiar BES después de falla por Reda JN-16000/ 82 stages/ 1170 HP.	Cambio de BES
WO # 4	Febrero-2002	Chequear condiciones eléctricas y Producir con el mismo BES.	se chequean condiciones superficiales y se produce con el mismo BES
WO # 5	Febrero-2006	Cambio de BES. Bajar Centrilift HC-12500/ 52 stages / 836 HP	Se cambia de equipo de REDA a Centrilift

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

2.2.2 POZO DORINE 12H

2.2.2.1 Reseña histórica

El pozo Dorine 12H de desarrollo se perforó en Julio del 2000, como un pozo horizontal, considerando el yacimiento M-1 como el principal objetivo.

La sección horizontal de este pozo mide 1170 pies y se encuentra completada con colgador ranurado (10040-10520 y 10644-11270 MD).

Además tiene una sección de tubería no perforada (9670-10040 y 10520-10644), y una bomba ESP JN-16000, 80 - etapas que operaba a 45 Hz antes del cierre de producción.

2.2.2.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal

En la tabla 2.4 se observa las especificaciones de las herramientas que se utilizaron para perforar la sección horizontal del pozo.

TABLA 2.4 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D12H

Nº POZO	COMPAÑÍA	SERVICIO	ESPECIFICACIONES	OBSERVACIONES
D12H	CANFISH-FLAT JUNK	BROCAS	GENERAL PIPE /BIT MILL1/ BHA:25/size;8,575	perforado desde 8769 hasta 9705 ft
D12H	CANFISH-FLAT JUNK	BROCAS	GENERAL PIPE/ BIT MILL1 / BHA: MILL1 / size;6,125	perforado desde 9705 hasta 11270 ft
D12H	Q-MAX	DRILLING FLUIDS	KNO3 PHPA	densidad del lodo 9,15 ppg ah 11270 ft
D12H	Q-MAX	DRILLING FLUIDS	KNO3 PHPA	densidad del lodo 9,1 ppg ah 9708 ft

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

2.2.2.3 Descripción de tuberías de revestimiento

En la tabla 2.5 se puede observar la descripción de las tuberías de revestimiento que se bajaron en el pozo D12H con sus respectivas especificaciones, azimuth y survey.

TABLA 2.5 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D12H

Nº pozo	MD (SURVEY) ft	TVD (ft) SURVEY	INCLINACIÓN (°) SURVEY	Azimuth (°) SURVEY	TIPO DE ZONA	TUB.REVESTIMIENTO	CARACTERÍSTICAS
D12H	5138	4053	40.17	215.42	ZONA VERTICAL	Casing superficial 13 3/8	61 lbs/ft, k-55, BTC
	9670	7721	84.99	206.21	ZONA VERTICAL	Casing intermedio 9 5/8	47 lb/ft N-80, BTC
	8769	7465	63.02	210.08	ZONA DEL TALON	Asentamiento del colgador 9 5/8" * 7"	26 lbs/ft, N-80, FJW-P
	10495	6964	84.99	206.21	ZONA DEL TALON	Profundidad del colgador 7"	26 lbs/ft, N-80, FJW-P
	10022	6965	88.77	206.21	ZONA HORIZONTAL	Asentamiento del colgador 5"	18 lbs/ft, N-80, FJW-P
	10928	6963	91050	206.56	ZONA HORIZONTAL	colgador ranurado 5"	18 lbs/ft, N-80, FJW-P

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

La completación del pozo se muestra en el anexo 4.

2.2.2.4 Descripción del historial de reacondicionamientos

En el pozo Dorine 12H luego de su completación inicial se han realizado varios trabajos de reacondicionamientos con diferentes objetivos los cuales se pueden apreciar en la tabla 2.6.

TABLA 2.6 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D12H

HISTORIAL REACONDICIONAMIENTO			OBSERVACIONES
No.	Fecha	OBJETIVO	
IC	Septiembre-2000	evaluar arena M-1 con BES (JN-16000/80 Stages/975HP).colgador ranurado	Se evalúa productividad de arena
W O # 1	Abril-2004	Cambio de BES. Bajar centrilift GC-10000-148 stg - 608 HP	Cambio de equipo BES REDA a Centrilift
W O # 2	Noviembre-2007	sacar BES, completar como inyector en M-1, sarta de inyección de 5-1/2`` & packer de 9-5/8``	completado como pozo inyector en el yacimiento M-1 en nov-2007.Debido a problemas operacionales se deja pescado en la completación de inyección (9-5/8`` Packer+3 juntas de 5-1/2``=133 pies)
W O # 3	Junio-2008	sacar completación de inyección + empacadura de 9-5/8``	Se recupera pescado sin inconvenientes. Se realiza prueba de inyectividad multitas a alta presión, bombeando un acido retardado. (10.3 BPM @ 3.168 psi). Se completa el pozo con una rata de 30.000 BAPD/1750 psi WHP.

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

2.2.3 POZO DORINE 14H

2.2.3.1 Reseña histórica

El pozo de desarrollo Dorine 14H se perforó en mayo del 2000, como un pozo horizontal, considerando el yacimiento M -1 como el principal objetivo.

La sección horizontal de este pozo mide 768 pies y se encuentra completada con colgador ranurado (9410-9820 y 9866-10178 MD).

Además fue completado con una bomba REDA JN-16000 / 975 HP 80 etapas y opera a 45 Hz antes del cierre de producción.

2.2.3.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal

En la tabla 2.7 se observa las especificaciones de las herramientas que se utilizaron para perforar la sección horizontal del pozo.

TABLA 2.7 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D12H

Nº POZO	COMPAÑÍA	SERVICIO	ESPECIFICACIONES	OBSERVACIONES
D14H	GEO	BROCAS	MA62PX /BIT ;9 /BHA;13/size;8-1/2 TRI-CONE BIT	perfora hasta 9287 ft
D14H	REED	BROCAS	KC5913 /BIT;10/BHA;14/SIZE;8-1/2 TRI-CONE BIT	perfora hasta 9535 ft
D14H	REED	BROCAS	EHP51ALK /BIT;11/BHA;15/SIZE;8-1/2 TRI-CONE BIT	perfora hasta 9770 ft
D14H	HTC	BROCAS	MX20D/ BIT;12/BHA;16/SIZE; 8-1/2 TRI-CONE BIT	perfora hasta 10225 ft
D14H	Q-MAX	DRILLING FLUIDS	KNO3 PHPA	densidad del lodo, 9,85 ppg ah 9275 ft
D14H	Q-MAX	DRILLING FLUIDS	KNO3 PHPA	densidad del lodo 9,15 ppg ah 11270 ft

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

2.2.3.3 Descripción de tuberías de revestimiento

En la tabla 2.8 se puede observar la descripción de las tuberías de revestimiento que se bajaron en el pozo D14H con sus respectivas especificaciones, azimuth y survey.

TABLA 2.8 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D14H

Nº pozo	PROF (ft) (MD)	TVD (ft) SURVEY	INCLINACIÓN (°) SURVEY	Azimuth (°) SURVEY	TIPO DE ZONA	TUB.REVESTIMIENTO	CARACTERÍSTICAS
D14H	4860	4000	29.09	9.05	ZONA VERTICAL	Casing superficial 13 3/8"	61 lbs/ft, k-55, BTC
	8989	6905	85.69	62.84	ZONA VERTICAL	Casing intermedio 9 5/8"	47 lb/ft N-80, BTC
	8844	6900	86.84	63.19	ZONA DEL TALON	Asentamiento del colgador 9 5/8" * 7"	47 lb/ft N-80, BTC
	9410	6913	91.58	67.41	ZONA DEL TALON	colgador ranurado 7"	26 lb/ft L-80 BTC
	9410	6902	90.79	66.36	ZONA HORIZONTAL	colgador ranurado 7"	26 lb/ft L-80 BTC
	9820	6901	90.53	66.36	ZONA HORIZONTAL	colgador ranurado 7"	47 lb/ft N-80, BTC
	9866	6908	90.35	66.35	ZONA HORIZONTAL	blank pipe 7"	26 lb/ft L-80 BTC
	9866	6908	90.35	66.35	ZONA HORIZONTAL	colgador ranurado 7"	26 lb/ft L-80 BTC
	10178	6904	89.21	66.71	ZONA HORIZONTAL	colgador ranurado 7"	26 lb/ft L-80 BTC

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

La completación del pozo se muestra en el anexo 4.

2.2.3.4 Descripción del historial de reacondicionamientos

En el pozo Dorine 14H luego de su completación inicial se han realizado varios trabajos de reacondicionamientos con diferentes objetivos los cuales se pueden apreciar en la tabla 2.9.

TABLA 2.9 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D14H

HISTORIAL REACONDICIONAMIENTO			OBSERVACIONES
No.	Fecha	OBJETIVO	
IC	Julio-2000	Evaluar M-1 con BES Reda (JN-16000/ 80 Stages/ 975 HP). colgador ranurado.	se evalúa productividad de arena
WO # 1	Noviembre-2004	Cambiar BES por Centrilift HC-12500 – 58 stg – 760 HP.	cambio de equipo BES
WO # 2	Mayo-2006	Cambiar BES por Centrilift HC-12500 / 52 stages / 760 HP	cambio de equipo BES
WO # 3	Junio-2006	Cambiar BES por Centrilift HC-12500 / 52 stages / 760 HP	cambio de equipo BES
WO # 4	Septiembre-2008	Cambiar BES Centrilift HC-12500 / 52 stages / 760 HP. Instalar BES Centrilift HC-12500 / 52 stages / 760 HP	cambio de equipo BES

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

2.2.4 POZO DORINE 36H

2.2.4.1 Reseña Histórica

El pozo dorine 36h de desarrollo se perforó en abril del 2002, como un pozo horizontal, considerando el yacimiento M-1 como el principal objetivo.

La sección horizontal de este pozo mide 1272 pies y se encuentra completada con colgador ranurado (8688-8732 y 8779 - 9959 MD), además tiene una zona de colgador no ranurado de 47 pies.

Fue completado con una bomba GC8200 / 532 HP 177 etapas y opera a 45 Hz antes del cierre de producción.

2.2.4.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal

En la tabla 2.10 se observa las especificaciones de las herramientas que se utilizaron para perforar la sección horizontal del pozo.

TABLA 2.10 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D36H

Nº POZO	COMPAÑÍA	SERVICIO	ESPECIFICACIONES	OBSERVACIONES
D36H	BAKER HUGHES	BROCAS	MX-09D/ BIT;11/BHA;11/ SIZE;12,25 TRI-CONE BIT	perfora desde 8498 hasta 8753 ft
D36H	HYCALOG	BROCAS	DS49HGNSTV/ BIT;12/BHA;12/SIZE;8,5 TRI-CONE BIT	perfora desde 8779 hasta 10048 ft.
D36H	Q-MAX	DRILLING FLUIDS	Q-DRILL	Densidad del lodo 9,5 ppg ah 8708 ft.
D36H	Q-MAX	DRILLING FLUIDS	Q-DRILL	Densidad del lodo 9,5 ppg ah 9977 ft.

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

2.2.4.3 Descripción de tuberías de revestimiento

En la tabla 2.11 se puede observar la descripción de las tuberías de revestimiento que se bajaron en el pozo D36H con sus respectivas especificaciones, azimuth y survey.

TABLA 2.11 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D36H

Nº pozo	PROF (ft) (MD)	TVD (ft) SURVEY	INCLINACIÓN (°) SURVEY	Azimuth (°) SURVEY	TIPO DE ZONA	TUB.REVESTIMIENTO	CARACTERÍSTICAS
D36H	30	30	0	0	ZONA VERTICAL	Casing conductor 20"	106,5 lbs/ft, k-55, BTC
	4955	4925	32.18	87	ZONA VERTICAL	Casing superficial 13 3/8"	72 lb/ft C-5, BTC, 117 Tts
	8445	7630	32.08	81.03	ZONA VERTICAL	Casing intermedio 9 5/8"	55 Jts, 47 lb/ft, K-55,BTC+136 Jts,47lbs/ft, N-80BTC
	8432	7635	73.83	69.11	ZONA HORIZONTAL	Asentamiento del packer 7"	26 lbs/ft, N-80, BTC
	8664	7685	85.9	61.3	ZONA HORIZONTAL	blank pipe 7"	26 lbs/ft, N-80, BTC
	8708	7681	88.01	61.01	ZONA HORIZONTAL	Colgador ranurado 7"	26 lbs/ft, N-80, BTC
	8755	7680	84.94	60.88	ZONA HORIZONTAL	blank pipe 7"	26 lbs/ft, N-80, BTC
	9936	7685	85.9	61.3	ZONA HORIZONTAL	Colgador ranurado 7"	26 lbs/ft, N-80, BTC
	9977	7686	88.06	61.55	ZONA HORIZONTAL	blank pipe 7"	26 lbs/ft, N-80, BTC

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

La completación del pozo se muestra en el anexo 4.

2.2.4.4 Análisis del historial de reacondicionamientos

En el pozo Dorine 36H luego de su completación inicial se han realizado varios trabajos de reacondicionamientos con diferentes objetivos los cuales se pueden apreciar en la tabla 2.12.

TABLA 2.12 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D36H

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO			OBSERVACIONES
No.	FECHA	OBJETIVO	
IC	Julio-2002	Evaluar M-1 con BH. Producir con BES (GC8200 – 177 stages – 532 HP)	se evalúa arena con Bombeo Hidráulico
WO # 1	Diciembre-2003	Cambio BES. Bajar (GC8200 – 178 stg – 608 HP) con cable capilar.	cambio equipo Bes
WO # 2	Noviembre-2006	sacar equipo BES existente, limpiar pozo, completar pozo con Centrilift (P100-118 STG-608HP) con sensor PHD y capilar	cambio equipo Bes y limpieza de pozo
WO # 3	Mayo-2009	sacar equipo BES existente, limpiar pozo, completar pozo con Centrilift (P100-104 STG-608HP) con sensor PHD y capilar	cambio equipo Bes y limpieza de pozo
WO # 4	Octubre-2010	sacar equipo BES existente, limpiar pozo, completar pozo con Centrilift (HC 12500-42 STG-760HP) tbg 4-1/2"	cambio equipo Bes y limpieza de pozo

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

La completación del pozo se muestra en el anexo 4.

2.2.5 POZO DORINE 67H

2.2.5.1 Reseña histórica

El pozo Dorine 67H, se perforó desde el Pad Dorine-1 con el objetivo de drenar el petróleo entrampado en el ático del yacimiento en alrededor de 30 ft TVD.

Este pozo fue completado en el yacimiento productor M-1 con una desviación máxima de 92.35° @ 9,602'MD / 7,681' TVD y una sección horizontal de 477 pies TD (9,125'MD- 9,602'MD). Por problemas operacionales la tubería ranurada no logró llegar hasta la profundidad total (TD) quedando 205', sin embargo la sección expuesta al flujo es de 477 ft MD.

El pozo Dorine 67H horizontal fue completado con una bomba ESP P-100 de 79 etapas y actualmente se encuentra operando dentro del rango de eficiencia a 54 HZ. Adicionalmente la completación incluye una Y-Tool con la finalidad de tener acceso a la formación para monitoreo de flujo a través de registros de producción (PLT).

2.2.5.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal

En la tabla 2.13 se observa las especificaciones de las herramientas que se utilizaron para perforar la sección horizontal del pozo.

TABLA 2.13 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D67H

Nº POZO	COMPAÑÍA	SERVICIO	ESPECIFICACIONES	OBSERVACIONES
D67H	HYCALOG	BROCAS	M4408MP/BIT:8/BHA:15 / SIZE 8,5 in TRI-CONE BIT	Perfora desde 9094 hasta 9145 ft,
D67H	BAKER HUGHES	BROCAS	HCM406 /BIT .7RR/BHA:16 / SIZE 8,5 in TRI-CONE BIT	Perfora desde 9145 hasta 9602 ft.
D67H	Q-MAX	DRILLING FLUIDS	DRIL-IN	Densidad del lodo 9.0 ppg ah 9127 ft.
D67H	Q-MAX	DRILLING FLUIDS	DRIL-IN	Densidad del lodo 8,4 ppg ah 9602 ft.

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

2.2.5.3 Descripción de tuberías de revestimiento

En la tabla 2.14 se puede observar la descripción de las tuberías de revestimiento que se bajaron en el pozo D67H con sus respectivas especificaciones, azimuth y survey.

TABLA 2.14 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D67H

Nº pozo	PROF (ft) (MD)	TVD (ft) SURVEY	INCLINACIÓN (°) SURVEY	Azimuth (°) SURVEY	TIPO DE ZONA	TUB.REVESTIMIENTO	CARACTERÍSTICAS
D67H	48	48	0	0	ZONA VERTICAL	Casing conductor 20"	94 lbs/ft, k-55, BTC
	5271	6,968	14	216.4	ZONA VERTICAL	Casing superficial 13 3/8"	68 lb/ft k-55, BTC
	8926	7684	27.92	309	ZONA VERTICAL	Casing intermedio 9 5/8"	N-80, 47lb/ft, BTC
	8916	7676	25.98	355.75	ZONA DEL TALON	Asentamiento del colgador 7"	26 lbs/ft, N-80, BTC
	9125	7693	90.59	355.04	ZONA DEL TALON	Colgador ranurado atascado 7"	26 lbs/ft, N-80, BTC
	9397	7690	91.44	353.68	ZONA HORIZONTAL	Colgador ranurado atascado 7"	N-80, 26 lb/ft, BTC

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

La completación del pozo se muestra en el anexo 4.

2.2.5.4 Descripción del historial de reacondicionamientos

En el pozo Dorine 67H luego de su completación inicial, a la fecha de estudio no se han realizado trabajos de reacondicionamientos. Ver tabla 2.15

TABLA 2.15 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D67H

HISTORIAL REACONDICIONAMIENTO			OBSERVACIONES
NO.	FECHA	OBJETIVO	
IC	Junio 2007	Completar pozo con bomba Centrilift (P-100 / 79 STG / 456 HP) y "Y" tool en 4-1/2" tubing-colgador ranurado	Completación Inicial

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

2.2.6 POZO DORINE 68H

2.2.6.1 Reseña histórica

El pozo Dorine 68 H, se perforó desde el Pad Dorine-1 con el objetivo de drenar el petróleo entrampado en el ático del yacimiento en alrededor de 30 ft TVD.

Este pozo se encuentra en el yacimiento productor M-1 con una desviación máxima de 90.4° @ 9,038'MD / 7,710' TVD y una sección horizontal de 499 pies TD (9,400'MD- 7,711'TVD), fue completado con una bomba ESP P-100 de 79 etapas y actualmente se encuentra operando a 62 HZ.

La sección horizontal se encuentra completada con mallas Premium de 6 5/8".

2.2.6.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal

En la tabla 2.16 se observa las especificaciones de las herramientas que se utilizaron para perforar la sección horizontal del pozo.

TABLA 2.16 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D68H

Nº POZO	COMPAÑÍA	SERVICIO	ESPECIFICACIONES	OBSERVACIONES
D68H	SMITH	BROCAS	GT-C1 /BIT;5 / BHA;8 /SIZE;8,5in TRI-CONE BIT	Perfora desde 8845 hasta 8850 ft
	HYCALOG	BROCAS	M4408MP/BIT:6/BHA:9 / SIZE 8,5 in TRI-CONE BIT	Perfora desde 8850 hasta 8910 ft
	BAKER HUGHES	BROCAS	HCM406 /BIT;7 / BHA;10 / SIZE;8,5 Polycrystalline Diamond Bit	perfora desde 8910 hasta 9400 ft
	Q-MAX	DRILLING FLUIDS	MAX DRILL	Densidad del lodo 9,9 ppg ah 8450 ft.
	Q-MAX	DRILLING FLUIDS	DRIL-IN	Densidad del lodo 9.0 ppg ah 9400 ft.

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

2.2.6.3 Descripción de tuberías de revestimiento

En la tabla 2.17 se puede observar la descripción de las tuberías de revestimiento que se bajaron en el pozo D68H con sus respectivas especificaciones, azimuth y survey.

TABLA 2.17 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D68H

Nº pozo	PROF (ft) (MD)	TVD (ft) SURVEY	INCLINACIÓN (°) SURVEY	Azimuth (°) SURVEY	TIPO DE ZONA	TUB.REVESTIMIENTO	CARACTERÍSTICAS
D68H	48	48	0	0	ZONA VERTICAL	Casing conductor 20"	94 lbs/ft, k-55, BTC
	4920	4974	0.48	11.01	ZONA VERTICAL	Casing superficial 13 3/8"	68 lb/ft k-55, BTC (122Jts)
	8845	7704	83.5	144.35	ZONA VERTICAL	intermediate casing 9 5/8"	47 lb/ft, N-80, BTC
	8595	7666	78.93	145.21	ZONA DEL TALON	Quantum Packer 9 5/8"*6"	47 lb/ft, N-80, BTC
	8901	7711	90.3	142.59	ZONA HORIZONTAL	blank pipe 7"	N-80,26lb/ft, BTC
	8901	7711	90.3	142.59	ZONA HORIZONTAL	6 5/8" screens	L-80, 24 lb/ft, LTC
	9400	7711	90.3	142.59	ZONA HORIZONTAL	6 5/8" screens	L-80, 24 lb/ft, LTC

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

La completación del pozo se muestra en el anexo 4.

2.2.6.4 Descripción del historial de reacondicionamientos

En el pozo Dorine 68H luego de su completación inicial se han realizado varios trabajos de reacondicionamientos con diferentes objetivos los cuales se pueden apreciar en la tabla 2.18.

TABLA 2.18 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D68H

HISTORIAL REACONDICIONAMIENTO			OBSERVACIONES
No.	FECHA	OBJETIVO	
IC	Junio-2007	Completar pozo con bomba Centrilift (P-100 / 79 STG / 456 HP) en 4-1/2" tubing. - Premium Screen	Completación Inicial-Instaló Premium Screen para control de sólidos.
WO # 1	Noviembre-2008	Cambiar ESP Centrilift (P-100 / 79 STG / 456 HP). Instalar (P-100 / 91 STG / 608 HP)	Cambio equipo BES

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

2.2.7 POZO DORINE 74H

2.2.7.1 Reseña histórica

El pozo Dorine 74H de desarrollo se perforó del 12 de Septiembre al 8 de Noviembre del 2009, como un pozo horizontal desde la Plataforma Dorine 5, considerando el yacimiento M-1 como el principal objetivo.

La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es de 10,735' MD / 7,689' TVD tiene una desviación máxima de 86° @ 9,940' MD / 7,685' TVD. El punto de entrada se encuentra a 9,989 ft MD con una sección horizontal de 744 ft MD.

El pozo horizontal Dorine 74H fue completado con una bomba ESP P-47/ 124 etapas y se encuentra operando a 47 Hz antes del cierre de producción. Este pozo horizontal tiene como objetivo principal el yacimiento M-1, la sección horizontal se encuentra completada con mallas de 4 1/2", L-80, 11.6lb/ft.

2.2.7.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal

En la tabla 2.19 se observa las especificaciones de las herramientas que se utilizaron para perforar la sección horizontal del pozo.

TABLA 2.19 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D74H

Nº POZO	COMPAÑÍA	SERVICIO	ESPECIFICACIONES	OBSERVACIONES
D74H	HYCALOG	BROCAS	RSX-616 M / BIT;14 /BHA;15 / size;8,5 in TRI-CONE BIT	perfora desde 8682 hasta 9840 ft.
D74H	HYCALOG	BROCAS	RSX-616 M / BIT;14 /BHA;15/ 6,125 in TRI-CONE BIT	perfora desde 9952 hasta 10735 ft
D74H	MI-SWACO	DRILLING FLUIDS	water based mud	Densidad del lodo 9,1 ppg ah 9989 ft.
D74H	MI-SWACO	DRILLING FLUIDS	water based mud	Densidad del lodo 9,1 ppg ah 10735 ft.

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

2.2.7.3 Descripción de tuberías de revestimiento

En la tabla 2.20 se puede observar la descripción de las tuberías de revestimiento que se bajaron en el pozo D74H con sus respectivas especificaciones, azimuth y survey.

TABLA 2.20 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D74H

Nº pozo	PROF (ft) (MD)	TVD (ft) SURVEY	INCLINACIÓN (°) SURVEY	Azimuth (°) SURVEY	TIPO DE ZONA	TUB.REVESTIMIENTO	CARACTERÍSTICAS
D74H	113	113	0	0	ZONA VERTICAL	Casing conductor 20"	94 lbs/ft, k-55, BTC
	3833	3580	32.02	96.09	ZONA VERTICAL	Casing superficial 13 3/8"	68 lb/ft, k-55, BTC
	8652	7305	61.07	32.16	ZONA VERTICAL	Casing intermedio 9 5/8"	47 lb/ft, N-80, BTC
	8349	7161	57.12	35.7	ZONA DEL TALON	Asentamiento del colgador 7"	BTC, 26 lb/ft
	9698	7653	61.07	32.16	ZONA DEL TALON	Quantum packer 7" x 4"	BTC, 26 lb/ft
	9940	7687	85.8	22.81	ZONA DEL TALON	intermediate del colgador 7"	BTC, 26 lb/ft
	9989	7689	85.66	22.81	ZONA HORIZONTAL	4 1/2" ;250 um Premium Screen	BTC,11,6 lb/ft,L-80 (19Jts)
	10733	7659	85.66	22.81	ZONA HORIZONTAL	4 1/2" ;250 um Premium Screen	BTC,11,6 lb/ft,L-80 (19Jts)

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

La completación del pozo se muestra en el anexo 4.

2.2.7.4 Descripción del historial de reacondicionamientos

En el pozo Dorine 74H luego de su completación inicial, a la fecha de estudio no se han realizado trabajos de reacondicionamientos. Ver tabla 2.21.

TABLA 2.21 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D74H

HISTORIAL REACONDICIONAMIENTO			OBSERVACIONES
No.	Fecha	Objetivo	
IC	Noviembre-2009	Bajar equipo P-47 / 124 etapas / 608 HP en tubing de 4 1/2"	Completación Inicial

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

2.2.8 POZO DORINE 75H

El pozo Dorine 75H de desarrollo fue perforado en Noviembre 2009, como un pozo horizontal, considerando el yacimiento M-1 como el principal objetivo.

La sección horizontal de este pozo mide 475 pies y se encuentra completada con colgador ranurado (10575-11050 MD). La completación inicial se la realizó en el mes de diciembre del 2009 y la evaluación de producción se lo realizó el 28 de mayo del 2010.

Este pozo no se lo ha considerado para los análisis de este estudio ya que la decisión de la empresa ha sido realizar un Side Track convirtiéndose en pozo direccional para investigar la extensión de los reservorios M 1 y U inferior al Oeste del Campo Dorine. Por tal motivo este pozo está fuera del alcance de este estudio.

2.2.9 POZO DORINE 76H

2.2.9.1 Reseña histórica

El pozo original Dorine 76 se perforó del 13 de Enero al 6 de Febrero del 2010, y los resultados de los registros eléctricos muestran un desarrollo de arena muy limitado (16' de espesor neto de petróleo sobre agua), lo cual, debido a procesos

de conificación severos observados en otros pozos del área, podían dar como resultado bajos volúmenes de petróleo, por lo que se decide horizontalizarse el pozo, perforándose el pozo Dorine 76H del 13 de Enero al 13 de Febrero del 2010, como un pozo horizontal desde la Plataforma Tucán, considerando el yacimiento M-1 como el principal objetivo. La completación inicial se la realizó con el mismo taladro de perforación (Rig-117) en el mes de Febrero del 2010 y entra en evaluación de producción desde el 17 del mismo mes. El pozo se encuentra localizado a 332 m al nor-este del pozo Dorine 19 (M-1).

El pozo horizontal Dorine 76H fue completado con una bomba ESP P-62 / 112 etapas y se encuentra operando a 57 Hz antes del cierre de producción.

La sección horizontal mide 342 ft MD y se encuentra completada con mallas de 4 1/2", L-80, 11.6 lb/ft.

2.2.9.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal

En la tabla 2.22 se observa las especificaciones de las herramientas que se utilizaron para perforar la sección horizontal del pozo.

TABLA 2.22 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D76H

Nº POZO	COMPAÑÍA	SERVICIO	ESPECIFICACIONES	OBSERVACIONES
D76H	BAKER HUGHES	BROCAS	HCM406 /BIT;6/BHA:10/ SIZE 6,125 in Polycrystalline diamond bit	perfora desde 9017 hasta 9365 ft
	MI-SWACO	DRILLING FLUIDS	Lodo base agua	densidad del lodo 8,7 ppg ah 8820 ft
	MI-SWACO	DRILLING FLUIDS	Lodo base agua	densidad del lodo 8,4 ppg ah 9379 ft

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

2.2.9.3 Descripción de tuberías de revestimiento

En la tabla 2.23 se puede observar la descripción de las tuberías de revestimiento que se bajaron en el pozo D76H con sus respectivas especificaciones, azimuth y survey.

TABLA 2.23 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D76H

Nº pozo	PROF (ft) (MD)	TVD (ft) SURVEY	INCLINACIÓN (°) SURVEY	AZIMUTH (°) SURVEY	TIPO DE ZONA	TUB. REVESTIMIENTO	CARACTERÍSTICAS
D76H	113	113	0	0	ZONA VERTICAL	Casing conductor 20"	94 lbs/ft, k-55, BTC
	5254	5233	10.56	36.88	ZONA INCLINADA	Casing superficial 9 5/8"	47 lb/ft N-80, BTC
	3884	3875	8.94	26.66	ZONA INCLINADA	Asentamiento del colgador 7" x 9 5/8"	26 lb/ft, C-95, BTC
	8593	7672	75.88	255.1	ZONA DEL TALON	Quantum Packer 7" x 4"	26lb/ft, C-95, BTC
	8820	6892	79.88	260.1	ZONA INCLINADA	colgador intermedio 7"	26lb/ft, C-95, BTC
	9017	6934	89.87	260	ZONA DEL TALON	blank pipe 5"	, Tenaris Blue 26lb/ft, C-95, BTC
	9365	6928	87.28	269.85	ZONA HORIZONTAL	250 um Premium Screen 4-1/2"	BTC, 11,6 lb/ft, L-80 (9Jts)
	8615	6968	90	216.4	ZONA HORIZONTAL	blank pipe 5"	(12 JTS), Tenaris Blue TN70-R3, 18 lb/ft, L-80

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

La completación del pozo se muestra en el anexo 4.

2.2.9.4 Análisis del historial de reacondicionamientos

En el pozo Dorine 76H luego de su completación inicial se ha realizado un solo trabajo de reacondicionamiento con un objetivo principal, el cual se puede ver en la tabla 2.24.

TABLA 2.24 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO D76H

HISTORIAL REACONDICIONAMIENTO			OBSERVACIONES
No.	Fecha	OBJETIVO	
IC	Febrero-2010	Bajar equipo Centrilift P-62 / 112 etapas / 550 HP en tubing de 4 1/2"	Completación inicial
WO # 1	Noviembre-2010	sacar Centrilift P-62 / 112 etapas / 550 HP en tubing de 4 1/2"	el pozo queda pendiente para remediar la entrada de agua y rehabilitar la producción de petróleo
		Correr registro de temperatura	Correr registro para evaluar entrada de agua.

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

2.2.10 POZO DORINE 77H

2.2.10.1 Reseña histórica

El pozo Dorine - 77H fue perforado febrero del 2011, como un pozo horizontal desde la plataforma Dorine Pad 5, considerando el yacimiento M-1 como el principal objetivo.

La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es de 11,087' MD / 7,706' TVD tiene una desviación máxima de 90.6° @ 10,892' MD / 7,706' TVD.

El pozo horizontal Dorine - 77H fue completado con una bomba ESP P62 / 141 etapas y se encuentra operando a 45 Hz antes del cierre de producción.

La sección horizontal mide 800 pies de MD y se encuentra completada con mallas 6-5/8" de N-80,24 ppf.

2.2.10.2 Descripción de herramientas de perforación utilizadas en la sección horizontal

En la tabla 2.25 se observa las especificaciones de las herramientas que se utilizaron para perforar la sección horizontal del pozo.

TABLA 2.25 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN POZO D77H

Nº POZO	COMPAÑÍA	SERVICIO	ESPECIFICACIONES	OBSERVACIONES
D77H	HALLIBURTON DBS	PERFORACIÓN	BIT;8 FM3563Z Polycrystalline diamond Bit BHA;12 /SIZE; 12,25 in	perfora desde 9653 hasta 10143 ft
			BIT;9 EBXS12DS TRI-CONE BIT BHA;13 / SIZE; 12,25 in	perfora desde 10143 hasta 10244 ft
			BIT;10 FXG65 TRI-CONE BIT BHA;14 / SIZE 8,5 in	perfora desde 10244 hasta 11087 ft
	MI-SWACO	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	LODO BASE AGUA	densidad del lodo 10 ppg ah 10244 ft
			LODO TIPO BRINE	densidad del lodo 8,9 ppg ah 11087ft

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

2.2.10.3 Descripción de tuberías de revestimiento

En la tabla 2.26 se puede observar la descripción de las tuberías de revestimiento que se bajaron en el pozo D77H con sus respectivas especificaciones, azimuth y survey.

TABLA 2.26 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO POZO D77H

N° pozo	PROF (ft) (MD)	TVD (ft) SURVEY	INCLINACIÓN (°) SURVEY	AZIMUTH (°) SURVEY	TIPO DE ZONA	TUB. REVESTIMIENTO	CARACTERÍSTICAS
D77H	100	100	0	0	ZONA VERTICAL	Casing conductor 20"	94 lbs/ft, J-55, ERW
	5980	4311	37	328	ZONA VERTICAL	Casing superficial 13 3/8"	68 lb/ft, K-55, BTC
	10244	6913	85	38	ZONA VERTICAL	Casing intermedio 9 5/8"	47 lb/ft, N-80, BTC
	9850	6945	85	219	ZONA DEL TALON	quantum packer 9 5/8" * 7"	47 lb/ft, N-80, BTC
	10274	6961	87	216	ZONA DEL TALON	blank pipe 6 5/8"	47 lb/ft, N-80, BTC
	10274	6961	87	216	ZONA HORIZONTAL	screens 6 5/8"	24 lb/ft, N-80, BTC
	11074	6968	90	216	ZONA HORIZONTAL	screens 6 5/8"	24 lb/ft, N-80, BTC

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

La completación del pozo se muestra en el anexo 4.

2.2.10.4 Descripción del historial de reacondicionamientos

En este pozo todavía no se registran trabajos de reacondicionamientos.

2.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS HORIZONTALES

En mayo del 2011 se tiene 10 pozos horizontales ubicados en distintas plataformas del Campo Dorine, de los cuales los siguientes pozos (D14H, D36H, D67H, D68H, D74H, D77H) producen mediante el sistema de bombeo electrosumergible de la arena M-1, con una densidad promedio de 22 °API.

A la fecha de este estudio el pozo D12H luego de un periodo de producción se lo convirtió en inyector hacia la formación M-1, el pozo D11H se encuentra cerrado por alto corte de agua, D75H se encuentra cerrado, ya que sus registros

mostraron una zona mojada y finalmente el pozo D76H está cerrado debido a un influjo de agua proveniente de la formación Basal Tena.

La ubicación de los pozos horizontales en el Campo Dorine se muestra en el anexo 5.

La tabla 2.27 resume la situación actual de los pozos horizontales.

TABLA 2.27 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO DORINE

POZO	ESTADO	ARENA	PRODUCCIÓN				
			BFPD	BSW	BPPD	BAPD	GAS (MM PCD)
DORINE 14H	PRODUCE	M-1	14662	95.90	601	14061	80
DORINE 36H	PRODUCE	M-1	12132	97.64	286	11846	38
DORINE 67H	PRODUCE	M-1	11477	99.12	101	11376	14
DORINE 68H	PRODUCE	M-1	11588	97.30	313	11275	42
DORINE 74H	PRODUCE	M-1	5337	97.91	111	5226	14
DORINE 77H	PRODUCE	M-1	6334	92.15	498	5837	67
DORINE 11H	CERRADO	M-1	ALTO CORTE DE AGUA 100%				
DORINE 12H	INYECTOR	M-1	PLAN DE MANTENIMIENTO DE PRESIÓN				
DORINE 75H	CERRADO	M-1	POZO PRODUCE 100% DE AGUA (MOJADO)				
DORINE 76H	CERRADO	M-1	INFLUJO DE AGUA DE BASAL TENA				

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN LA ZONA HORIZONTAL DE LOS POZOS

3.1 PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES

Para empezar el estudio de productividad de pozos horizontales es importante señalar que cuando un pozo se encuentra en estado de flujo estable la presión no cambia con el tiempo en cualquier punto del reservorio, por lo que en base a esta consideración se han desarrollado varias metodologías para determinar la productividad de los pozos horizontales.

La ecuación de la tasa de flujo para flujo estable está representada por:

$$Q_{oh} = J_h * \Delta p \quad (3.1)$$

Donde

Q_{oh} = tasa de flujo del pozo horizontal. Bls/día

Δp = diferencial de presión desde el límite de drenaje a la cara del pozo, psi

J_h = índice de productividad del pozo horizontal bls/día/psi

El índice de productividad del pozo horizontal J_h puede ser siempre obtenido por la división de la tasa de flujo Q_{oh} por el diferencial de presión Δp , ó:

$$J_h = \frac{Q_{oh}}{\Delta p} \quad (3.2)$$

Hay muchos métodos que son diseñados para predecir el índice de productividad desde las propiedades del fluido y el reservorio, algunos de estos métodos son:

- Método de Borisov
- Método de Giger-Reiss-Jourdan
- Método de Joshi
- Método de Renar Dupuy

3.1.1 MÉTODO DE BORISOV

Borisov (1984) propuso la siguiente expresión para predecir el índice de productividad de un pozo horizontal en un reservorio isotrópico $K_v=K_h$.

$$J_h = \frac{0,00708 * h * k_h}{\mu_o * \beta_o \left[\ln \left(\frac{4r_{eh}}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]} \quad (3.3)$$

Donde

h = espesor, ft

K_h =permeabilidad horizontal, md

K_v = permeabilidad vertical, md

L = longitud del pozo horizontal, ft

r_{eh} = radio de drenaje del pozo horizontal, ft

r_w = radio de la cara del pozo,ft

J_h =índice de productividad bls/día/psi

3.1.2 MÉTODO DE GIGER-REISS-JOURDAN

Para un reservorio isotrópico donde la permeabilidad vertical K_v es igual a la permeabilidad horizontal K_h , Giger etc (1984) propuso la siguiente expresión para determinar J_h :

$$J_h = \frac{0,00708Lk_h}{\mu_o * \beta_o \left[\left(\frac{L}{h} \right) \ln(x) + \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (3.4)$$

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_{eh}} \right)^2}}{L(2r_{eh})} \quad (3.5)$$

Para reservorios anisotrópicos, los autores propusieron las siguientes relaciones:

$$J_h = \frac{0,00708k_h}{\mu_o * \beta_o \left[\left(\frac{L}{h} \right) \ln(x) + \left(\frac{B^2}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (3.6)$$

Donde B está definido por:

$$B = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (3.7)$$

Donde

k_v = permeabilidad vertical, md

L = longitud de la sección horizontal, ft

3.1.3 MÉTODO DE JOSHI

Joshi (1991) presento la siguiente expresión para estimar el índice de productividad de un pozo horizontal en un reservorio isotrópico.

$$J_h = \frac{0,00708k_h}{\mu_o * \beta_o \left[\ln(R) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (3.8)$$

Con

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \quad (3.9)$$

a es la mitad del eje principal de drenaje de la elipse y está dada por la siguiente ecuación:

$$a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0.5} \quad (3.10)$$

Joshi consideró para la influencia de reservorios anisotrópicos la introducción de la permeabilidad vertical K_v , de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$J_h = \frac{0.0078hk_h}{\mu_o * B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{B^2h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (3.11)$$

Donde los parámetros B y R son definidos por las ecuaciones 3.7 y 3.9 respectivamente.

3.1.4 MÉTODO DE RENARD DUPUY

Para un reservorio isotrópico, Renard y Dupuy (1990) propusieron la siguiente expresión:

$$J_h = \frac{0.0078hk_h}{\mu_o * B_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2a}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (3.12)$$

Donde a es la mitad del eje principal de drenaje de la elipse y está dada por la ecuación mostrada anteriormente.

Para reservorios anisotrópicos, los autores propusieron la siguiente relación:

$$J_h = \frac{0.0078hk_h}{\mu_o * B_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2a}{L} \right) + \left(\frac{Bh}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w'} \right) \right]} \quad (3.13)$$

Donde

$$r_w' = \frac{(1+B)r_w}{2B} \quad (3.14)$$

Donde el parámetro B está definido por la ecuación 3.7.

3.1.5 METODOLOGÍA DE JOSHI PARA DETERMINAR EL ÁREA DE DRENAJE

Joshi propuso dos métodos para determinar el área de drenaje en pozos horizontales, los cuales se presentan a continuación. Ver figura 3.1.

3.1.5.1 Método I

Joshi propuso que el área de drenaje está representado por dos semicírculos de radio b (equivalente a un radio de un pozo vertical) a cada final y un rectángulo, de dimensiones L ($2b$), en el centro. El área de drenaje del pozo horizontal está dada por:

$$A = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43,560} \quad (3.15)$$

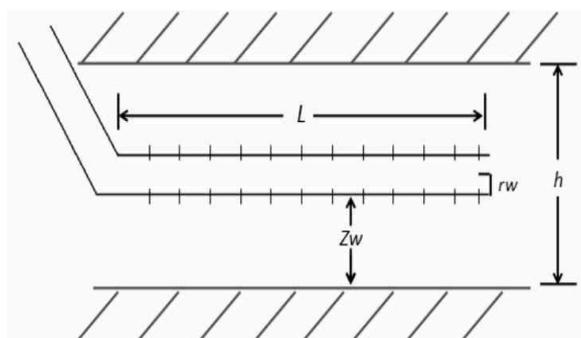
Donde

A = área de drenaje, acres

L = longitud de la zona horizontal, ft

b = eje medio menor de una elipse, ft

FIGURA 3.1 ÁREA DE DRENAJE DEL POZO HORIZONTAL



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

3.1.5.2 Método II

Joshi asumió que el área de drenaje de un pozo horizontal es una elipse y está dado por:

$$A = \frac{\pi ab}{43,560} \quad (3.16)$$

Con

$$a = \frac{L}{2} + b \quad (3.17)$$

Donde a es el eje medio mayor de una elipse.

Joshi notó que los dos métodos dan diferentes valores para el área de drenaje, entonces sugirió que se realice un promedio de los resultados obtenidos por ambos métodos.

3.2 REGÍMENES DE FLUJO HORIZONTALES

Los regímenes de flujo son ahora utilizados frecuentemente para estimar la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical del reservorio, el factor skin y la presión del reservorio.

Por este motivo en este estudio se hace importante conocer de manera general los tipos de flujo que presentan los pozos horizontales.

Hay cuatro regímenes de flujo teóricamente posibles tanto en el build up como en el drawdown durante una prueba de presión en un pozo horizontal, aparte del efecto de almacenamiento y efectos de límites. Dependiendo de la magnitud de los parámetros del reservorio, uno o más regímenes de flujo puede ser posible que falte. Ver figura 3.2

3.2.1 EFECTO DE ALMACENAMIENTO

Este régimen de flujo es el mismo que el de pozos verticales. Es caracterizado por una unidad de la pendiente en el gráfico log-log ΔP y en el gráfico de la derivada de la figura 3.3.

Este régimen de flujo solo puede ser utilizado para determinar el coeficiente de almacenamiento C.

3.2.2 FLUJO RADIAL TEMPRANO

Este es un flujo radial en el plano vertical perpendicular al pozo. Este régimen de flujo ocurre cuando los límites superior e inferior aun no han sido encontrados. Se caracteriza por una pendiente cero en el gráfico de la derivada de la figura 3.3. Puede ser ocultado por el efecto de almacenamiento. Puede no ocurrir si la relación de permeabilidades vertical y horizontal es muy pequeña. Su duración puede ser muy corta, a menos que el reservorio sea muy delgado o la permeabilidad vertical sea muy baja.

3.2.3 FLUJO LINEAL INTERMEDIO

Este régimen de flujo ocurre después de que los límites superior e inferior han sido encontrados, y la longitud del pozo horizontal es aun relativamente importante al radio de investigación. Este régimen se caracteriza por una media pendiente en el gráfico de la derivada de la figura 3.3. Puede que no se presente si la relación de la longitud del pozo con el espesor de la formación es pequeña o la relación de la permeabilidad vertical con la horizontal también es pequeña.

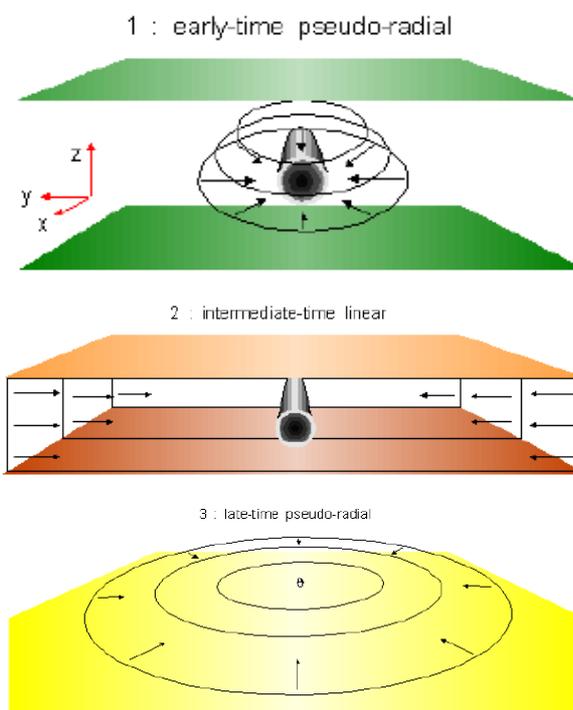
3.2.4 FLUJO RADIAL TARDÍO

Es un flujo radial en el plano horizontal. Este régimen de flujo ocurre cuando el radio de investigación es grande en relación a la longitud del pozo horizontal. El pozo horizontal actúa como un sumidero. Este régimen es caracterizado por una pendiente cero en el gráfico de la derivada de la figura 3.3. Puede que no ocurra si los límites laterales son encontrados primero. No ocurrirá si la presión es mantenida por un acuífero o por una capa de gas.

3.2.5 FLUJO LINEAL FINAL

Este régimen de flujo ocurre cuando todos los límites han sido encontrados. Se caracteriza por una media pendiente en el gráfico de la derivada y por una línea recta en el gráfico de la raíz cuadrada del tiempo.

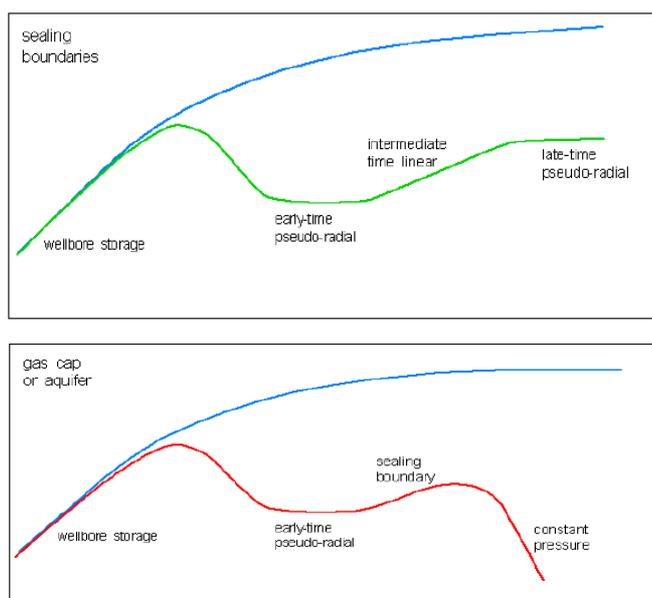
FIGURA 3.2 REGÍMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Los regímenes de flujo pueden ser mejor identificados en gráficos Log-Log de los datos de Presión y Tiempo en conjunción con la curva de la derivada.

FIGURA 3.3 RESPUESTA EN GRÁFICOS LOG-LOG



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

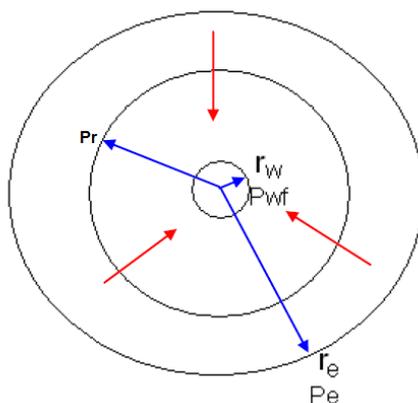
3.3. LEY DE DARCY PARA FLUJO DE LÍQUIDOS

Para este estudio se considera un flujo radial hacia un pozo horizontal de radio r_w en un estrato circular de espesor y permeabilidad uniformes, Ver figura 3.4.

Si el fluido es incompresible, el flujo a través de cualquier circunferencia es constante. Sea P_{wf} la presión mantenida en el pozo cuando a éste fluyen q barriles por día a condiciones del yacimiento y a una presión P_e constante en el radio exterior r_e . Sea P la presión a cualquier radio r . A este radio r .

$$q = 1.127 \frac{k(2\pi rh)}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad (3.18)$$

FIGURA 3.4 FLUJO RADIAL DE UN FLUIDO INCOMPRESIBLE



Fuente: dspace.espol.edu.ec

Separando variables e integrando entre dos radios cualesquiera por ejemplo, r_e y r_w , donde las presiones son P_e y P_w , respectivamente y expresando a condiciones superficiales por medio de B_o el factor volumétrico:

$$q_{sc} = \frac{7.08kh(P_e - P_{wf})}{\mu B_o \ln(r_e/r_w)} \quad (3.19)$$

En esta ecuación se ha removido q , μ y k de la integral, asumiendo que son constantes con presión, esto es bastante aceptable cuando la presión del fluido está por encima de la presión de burbujeo.

Donde:

Δp = caída de presión (psi), μ = viscosidad (cp)

K = permeabilidad (md), q_{sc} = caudal de fluido (bls/día)

r_e = radio de drenaje (ft), r_w = radio del pozo (ft)

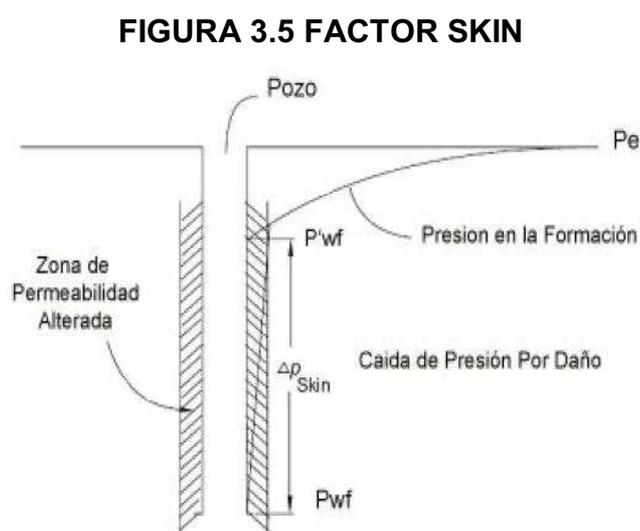
H = espesor reservorio (ft) y β = factor volumétrico

3.3.1 FACTOR DE DAÑO (S=SKIN)

Durante las operaciones de perforación y completación, la permeabilidad de la formación en la sección cercana al pozo puede ser alterada. A esta zona alterada de permeabilidad se le llama zona dañada.

La invasión de fluidos de perforación, la dispersión de las arcillas (hinchamiento), la presencia de revoque y cemento, y la presencia de una gran saturación de gas alrededor del pozo, son algunos de los factores responsables por la reducción de la permeabilidad.

Sin embargo, un exitoso tratamiento de estimulación tal como acidificar o fracturar, resulta en un incremento de la permeabilidad en los alrededores del pozo, reduciendo así el daño de la formación (skin). Ver figura 3.5.



Fuente: oilproduction.net

3.3.2 DISTRIBUCIÓN DE LA PRESIÓN EN UN POZO CON DAÑO

Este factor de daño determinado por ensayos de pozo refleja cualquier fenómeno mecánico o físico que restrinja el flujo al pozo. Las causas más comunes a las que también se les atribuyen restricciones son, debido a una penetración parcial de la perforación del pozo en la formación, poca penetración de punzados, taponamiento del punzado o turbulencia. Estos efectos restrictivos son comúnmente llamados pseudo-daño (pseudo skin).

Es importante notar que el efecto de daño completo o total incluyendo turbulencia puede ser mayor a 100 o mayor en pozos con completaciones muy pobres. Sin embargo, el efecto de daño mínimo en una formación altamente estimulada es de alrededor de -5.

El factor de daño (S_t) es una constante que relaciona la caída de presión debido al daño, con el caudal y la conductividad de la formación. Entonces:

$$S_t = \frac{\Delta P_{skin}}{\left(\frac{141,2 q_{sc} u \beta}{k * h}\right)}$$

$$\Delta P_{skin} = 0,87 m S_t \quad (3.20)$$

Donde,

m = Es la pendiente de la línea semi-log obtenida en el ensayo de pozo tipo Build up o drawdown (psi/ciclo de log).

3.4 PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS HORIZONTALES

Debido a los altos cortes de agua que presentan los pozos horizontales se hace importante conocer el comportamiento del agua en cada uno de ellos.

Los problemas de influjo de agua más comunes que se presentan en los pozos horizontales son los siguientes:

- Problemas en las cercanías del pozo
- Problemas relacionados al yacimiento

El objetivo es identificar el tipo de problema de intrusión de agua que se presenta en cada uno de los pozos horizontales mediante los siguientes métodos:

- Análisis del corte de agua (historiales de Producción)
- Análisis de los diagramas de la relación agua petróleo y su derivada (curvas de Chan)

3.4.1 PROBLEMAS EN LAS CERCANÍAS DEL POZO

3.4.1.1 Filtración por revestidor

Se refiere a producción de agua la cual se filtra por fisuras presentadas en el casing.

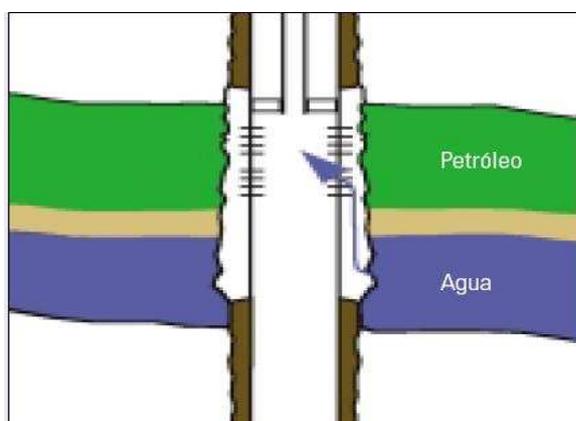
Comportamiento (1) y (2) de la figura 3.9.

3.4.1.2 Canales detrás del revestidor

Canales detrás del casing los cuales conectan acuíferos con las zonas productoras. Se pueden dar en cualquier momento de la vida del pozo, pero más es característico después de la cementación de un pozo. Un incremento repentino en la producción de agua y una variación en la Salinidad de la misma indican este comportamiento.

Ver figura 3.6 Comportamiento (1) de la figura 3.9.

FIGURA 3.6 CANALES DETRÁS DEL REVESTIDOR



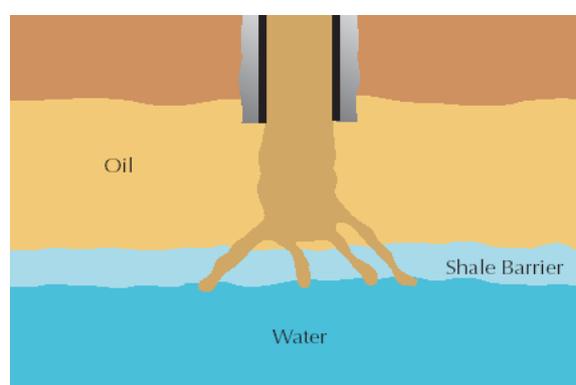
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

3.4.1.3 Rotura de Barreras

Esta causa está asociada al rompimiento de una barrera que separa al reservorio del acuífero. Las capas de lutita pueden estar sujetas a este caso, comunicando la presión entre capas generando un diferencial lo cual hace que el fluido de mayor movilidad invada la zona aledaña. Se debe tener cuidado en la selección de químicos para un tratamiento ácido para evitar estas roturas naturales.

Ver figura 3.7 Comportamiento (2) de la figura 3.9.

FIGURA 3.7 ROTURA DE BARRERAS



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

3.4.1.4 Completación cerca de la zona de agua

Es necesario tomar en cuenta la cercanía de los perforados con respecto al contacto agua-petróleo con el fin de evitar la producción inmediata de fluidos no deseados. Se deben tomar en cuenta análisis de núcleos, reportes diarios de producción y registros a hueco abierto para ayudar a determinar el corte de agua. Registros de Resistividad y porosidad son buenos indicativos para determinar la el CAP y las zonas de pago.

Comportamiento (1) y (2) de la figura 3.9.

3.4.2 PROBLEMAS RELACIONADOS AL YACIMIENTO

3.4.2.1 Conificación y cresta

Conificación del agua en pozos verticales y/o crestas en pozos horizontales son problemas de incremento en producción del agua y/o el gas. La caída de presión

en los perforados genera migración de los fluidos más móviles. Cuando se empieza a producir agua (punto de quiebre), el corte de agua incrementa e invaden los perforados.

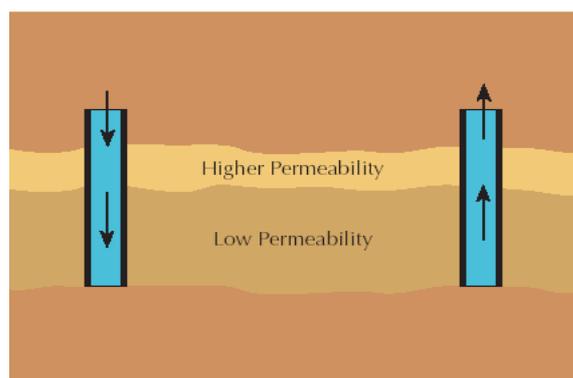
Comportamiento (3) y (4) de la figura 3.9.

3.4.2.2 Canalización a través de canales de alta Permeabilidad

Este tipo de zonas que producen crudo con empuje de agua pueden llegar a bypassar el crudo y producir agua, dejando crudo en la formación. La descripción del reservorio con una buena simulación matemática ayuda a la detección de estos casos.

Ver figura 3.8. Comportamiento (4) de la figura 3.9.

FIGURA 3.8 CANALES DE ALTA PERMEABILIDAD



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

3.4.2.3 Fractura fuera de zona

Un diseño de fractura no muy adecuado puede ocasionar flujo de fluidos no deseados.

Comportamiento (1) y (2) de la figura 3.9.

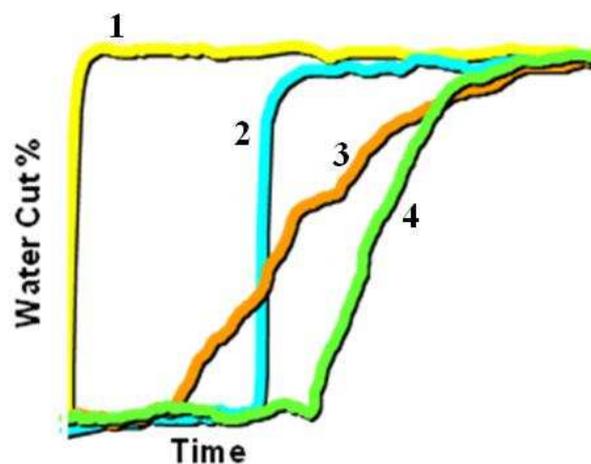
3.4.3 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA DE AGUA

3.4.3.1 Análisis del Corte de Agua

De los historiales de producción de cada pozo que se encuentran en el anexo 9 es posible obtener el comportamiento del corte de agua en función del tiempo.

Luego se compara el comportamiento del corte de agua del pozo en estudio con los comportamientos que se describieron anteriormente y que se los puede ver en la figura 3.9.

FIGURA 3.9 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA

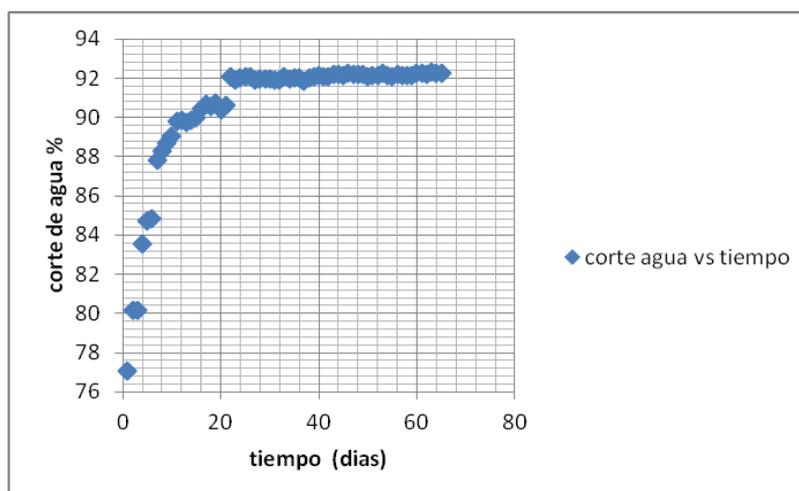


Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Por fines didácticos se ha seleccionado al pozo Dorine 77H, en el cual se aplicará esta metodología para determinar los problemas de intrusión de agua.

A continuación se presenta en la figura 3.10 el gráfico del corte de agua vs tiempo para el pozo Dorine 77H.

FIGURA 3.10 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D77H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

La gráfica se ajusta al comportamiento 1 de la figura 3.9 lo cual indica:

- Canalización de agua a través de canales de alta permeabilidad

3.4.3.2 Análisis de los diagramas de relación agua petróleo y su derivada

Este es el segundo método para determinar el problema de intrusión de agua en cada pozo, lo cual permitirá tener mayor seguridad de los resultados.

3.4.3.3 Curvas Tipo Chan

Estas gráficas se utilizan para determinar el tipo de problema específico realizando comparaciones con los patrones de comportamiento conocidos.

Las siguientes características básicas que se distinguen entre diferentes mecanismos de rompimiento de agua son:

- Flujo a través de las fallas
- Flujo a través de las fracturas
- Canal de flujo detrás del revestidor
- Movimiento del Contacto agua-petróleo (CAP)
- Problemas de Conificación

Las curvas tipo para el presente estudio se las tomó del paper SPE 30775 ``Water Control Diagnostic Plots`` del autor K.S Chan, Schlumberger Dowell y se presentan en el anexo 12.

La figura de RAP – RAP` vs tiempo del pozo D77H obtenida del programa OFM Schlumberger que se presenta en el anexo 8 ayuda a explicar el método de Chan.

De acuerdo con el paper de chan el comportamiento del pozo D77H se ajusta al comportamiento de la figura 4 lo cual indica:

Conificación de agua de fondo con comportamiento de canalización tardío.

Luego de aplicar el método se puede concluir lo siguiente:

El incremento de RAP` indica la presencia de acuífero de fondo, cuando RAP` cambia la pendiente a negativo, esto indica un proceso de conificación, luego

cuando se estabiliza indica un periodo de transición y finalmente cuando RAP` nuevamente incrementa, esto indica que el agua se está canalizando.

Este hecho hace pensar que la opción más probable es que se tiene influjo externo de agua

3.4.4 PETROFÍSICA DE LA SECCIÓN HORIZONTAL

Mediante este análisis se pretende seccionar aquellas zonas que poseen diferentes características petrofísicas dentro de la sección horizontal del pozo.

3.4.4.1 Registro Petrofísico de la zona horizontal del pozo

Aplicando conocimientos básicos de evaluación de Formaciones se caracterizará a estas zonas como Arenas de Mala, Regular y Buena Calidad, con respecto a los valores habituales del cut off para la arena M-1, los cuales son los siguientes (porosidad mayor 8%, arcillosidad menor a 30% y saturación de agua menor a 50 %.) una arena es de mala calidad cuando sus valores están fuera de estos límites, la arena es regular cuando los valores promedios se acercan ligeramente a los límites y es arena de buena calidad cuando la porosidad está entre (15-27 %) la arcillosidad y la saturación de agua son bajas.

Como aplicación la tabla 3.1 se resume el análisis de la sección horizontal del registro petrofísico del pozo Dorine 77H que está en el anexo 10.

TABLA 3.1 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D77H

PROF-MD	CORRELACION	PISTA DE RESISTIVIDAD	PISTA PERMEABILIDAD	PISTA POROSIDAD	PISTA Sw	PISTA DENSIDAD	OBSERVACIONES
10250-10400	GR y Vshl bajos	no hay separación	alta	35%	45%	baja	ARENA DE BUENA CARACTERISTICAS
10400-10460	GR y Vshl altos	separacion de las curvas	baja	10%	100%	alta	LUTITA
10460-10630	GR y Vshl bajos	RES D ligeramente separada	baja	27%	45%	mediana	ARENA DE REGULARES CARACTERISTICAS
10630-10950	GR y Vshl bajos	ligera separación de las tres	alta	33%	50%	baja	ARENA DE BUENA CARACTERISTICAS
10950-11074	GR y Vshl altos	amplia separación	muy baja	14%	100%	alta	LUTITA

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

De la tabla 3.1 se puede decir que este pozo presenta:

Dos secciones del pozo están ubicadas en zonas lutíticas la primera zona de 60 pies de longitud está en la mitad del pozo y la segunda zona de 124 pies se encuentra al final del pozo.

También se puede ver tres secciones de diferente petrofísica la inicial de 150 pies de buena petrofísica, la intermedia de 170 pies de regular petrofísica y la final de 320 pies de buena petrofísica.

Para efectos del estudio se ha determinado que las tres seccionadas nombradas anteriormente son las de objeto de análisis.

3.4.4.2 Origen de los datos petrofísicos

Para empezar con el estudio petrofísico es importante explicar que los registros petrofísicos de la sección horizontal provienen del programa GEOGRAPHICS, el cual muestra los principales datos petrofísicos, algunos leídos directamente de la herramienta y otros correlacionados a partir de fórmulas estadísticas.

En la tabla 3.2 se resume las pistas que muestra GEOGRAPHICS.

TABLA 3.2 ORIGEN DE DATOS PETROFÍSICOS

PISTA	HERRAMIENTA Parámetro Petrofísico	LECTURA
Litología	Gamma Ray	Directo de la herramienta
Resistividad	ResS, ResM, ResD	Directo de la herramienta
Porosidad	Neutrón porosity	Directo de la herramienta
Densidad	Density	Directo de la herramienta
Saturación de Agua	Ninguna	Correlación Geographics
Permeabilidad	Ninguna	Correlación Geographics
Espacio Poroso	Ninguna	Correlación Geographics
Trayectoria	Ninguna	Correlación Geographics

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

También es importante resaltar que para tener un conocimiento más ajustado de la petrofísica, es ideal disponer de la mayor cantidad de datos, pero solamente se dispone de una adecuada petrofísica en los pozos (Pozo D14H, Pozo D76H, Pozo D77H), ya que los demás pozos horizontales fueron perforados con tecnología y objetivos diferentes.

Para los otros pozos que no poseen suficientes datos para un análisis petrofísico completo, se ha decidido correlacionar con el pozo (vertical o desviado) más cercano al pozo horizontal es decir se toma los parámetros petrofísicos del pozo más cercano para ajustarlos con los del pozo horizontal.

3.4.4.3 Pruebas de Restauración de Presión (build up)

Los principales parámetros del yacimiento como: permeabilidad, índice de productividad, presión de yacimiento, daño, límites, tasa óptima de producción, etc, se los obtiene de las pruebas de presión. Para fines de este estudio un análisis interpretativo de B UP no es necesario sino únicamente los datos resultantes, ya que estos serán utilizados en los cálculos teóricos que se presentan más adelante.

Debido a que los datos de presiones son medidas al sensor de la bomba es necesario corregirlas a la profundidad de mitad de perforaciones con las correspondientes unidades.

A continuación se presenta un ejemplo

$$P_{\text{sensor}} = 2495 \text{ psi} - d * g * h = 2495 - 232 = 2263 \text{ psi}$$

$$P_{\text{wf sensor}} = 2395 \text{ psi} - d * g * h = 2395 - 232 = 2163 \text{ psi}$$

La presión de reservorio es constante en toda la longitud horizontal del pozo

Los resultados de las pruebas de restauración de presión de los pozos analizados se encuentran en el anexo 6.

3.4.5 TRAYECTORIA DEL POZO

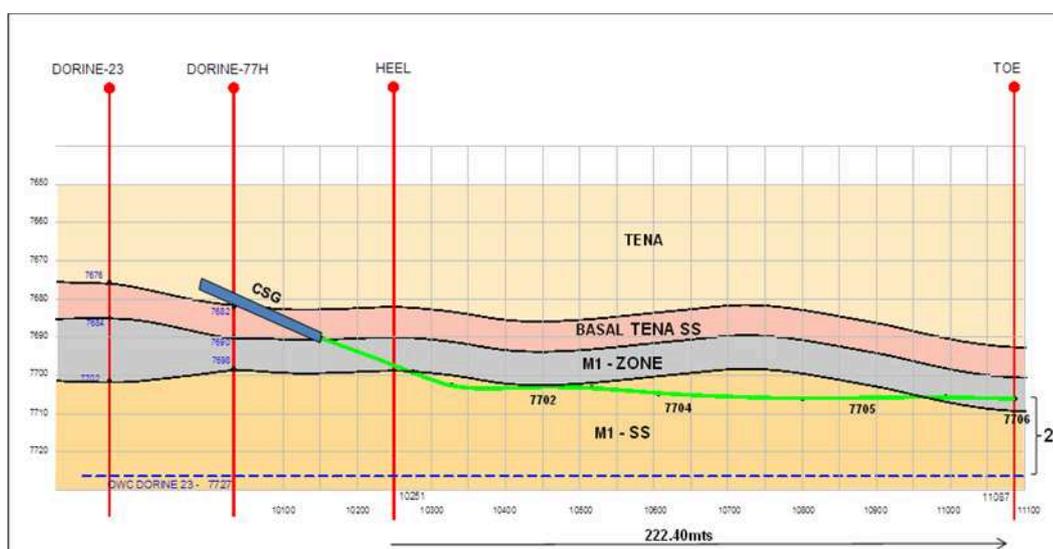
La importancia de analizar la trayectoria de los pozos horizontales se debe a dos motivos:

El primero debido a que la Arena M-1 se caracteriza por tener en la parte superior una capa lutítica denominada ``M - 1 zone`` y un posible geo-posicionamiento del pozo en esta región de escasas características petrofísicas impediría la producción.

El segundo debido a que al perforar un pozo horizontal no se conoce el nivel del CAP si no únicamente el del pozo piloto más cercano por lo que en el Campo Dorine los pozos horizontales se perforan lo más alejado posible del CAP y así evitar la invasión temprana de agua.

Por fines aplicativos la figura 3.11 indica la ubicación de la longitud horizontal del pozo en la zona de interés Arena M-1.

FIGURA 3.11 TRAYECTORIA DEL POZO D77H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

En la figura 3.11 se puede ver que el pozo D23 se utilizó como pozo piloto para ajustar los datos petrofísicos, topes, bases, espesores de la arena M-1

Además corrobora que el pozo está navegado en zonas lutíticas características de la zona M - 1, tanto en la mitad como en el final de la trayectoria.

La sección horizontal está alejada 21 pies del CAP.

3.4.6 CAÍDA DE PRESIÓN EN TODA LA SECCIÓN HORIZONTAL

El comportamiento de la caída de presión en toda la sección horizontal permite identificar si las diferentes características petrofísicas que poseen dentro de una misma longitud horizontal están directamente relacionadas con la producción y los problemas de incremento de agua.

3.4.6.1 Condiciones Actuales

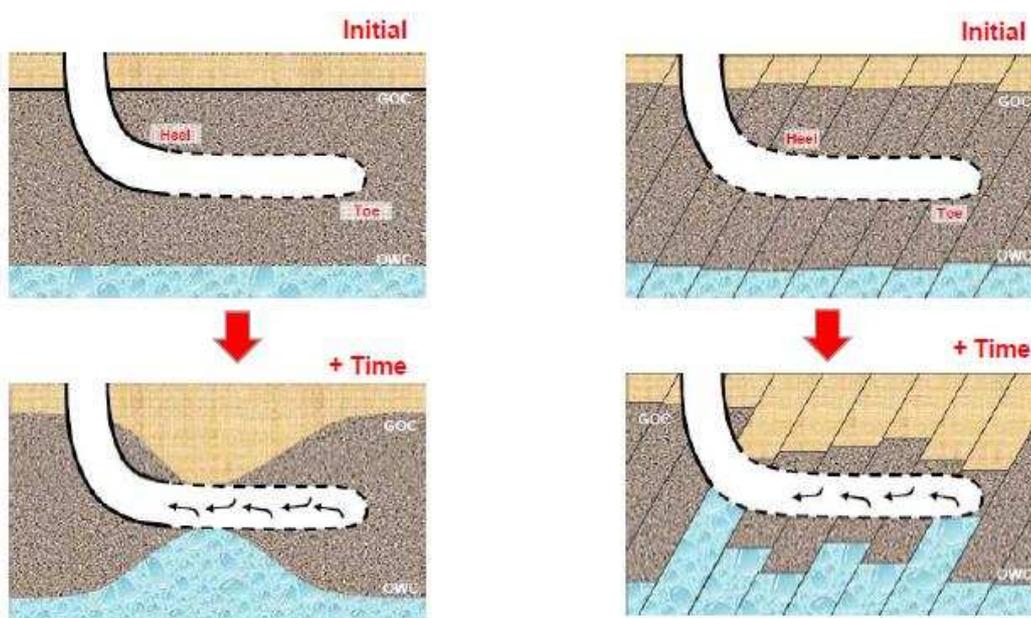
Para reservorios homogéneos, la experiencia ha demostrado que las mayores caídas de presión se presentan en el talón del pozo, es decir el comportamiento sucede de la siguiente manera:

$$(\Delta P \text{ talón}) > (\Delta P \text{ mitad}) > (\Delta P \text{ final})$$

Para reservorios heterogéneos, la experiencia ha demostrado que las mayores caídas de presión se presentan en aquellas secciones que poseen las mejores características petrofísicas, es decir las mayores ΔP pueden estar en el talón, en la mitad, en el final o en varias zonas del pozo según la petrofísica indique.

Ver figura 3.12.

FIGURA 3.12 PRODUCCIÓN A CONDICIONES NORMALES



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Las figuras de la izquierda presentan el caso para reservorio homogéneo, allí se puede ver que debido a los altos ΔP en el talón, el agua tiende a ingresar por esta zona provocando efecto de conificación de agua.

Las figuras de la derecha presentan el caso para reservorio heterogéneo, allí se puede ver que debido a los altos ΔP en diferentes zonas, el agua se viene de distinta manera provocando efectos de conificación de agua en varias zonas.

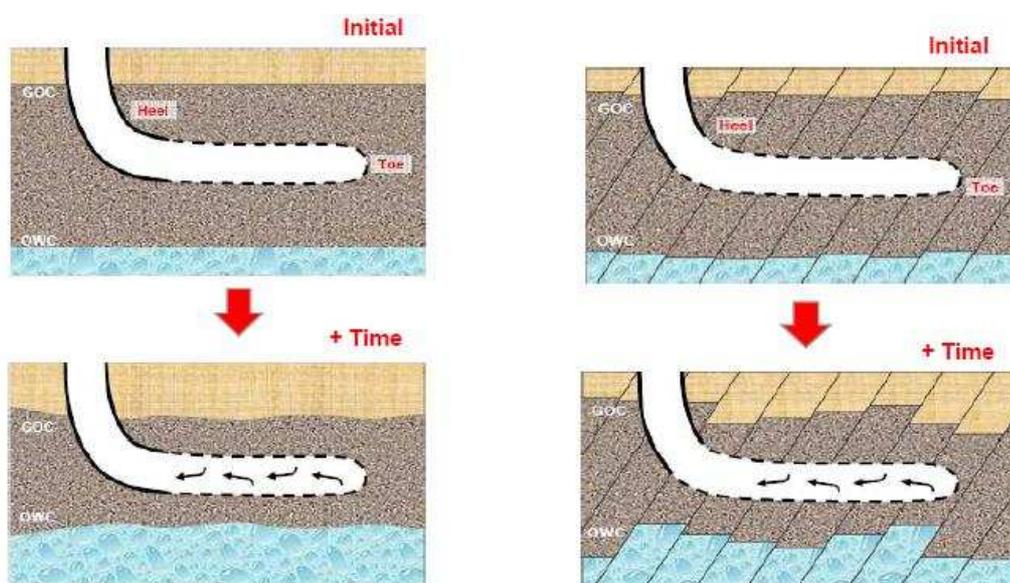
3.4.6.2 Condiciones Ideales

El hecho de tener una caída de presión unificada en toda la longitud del pozo permitirá homogenizar el flujo de fluido hacia la tubería de producción.

Es decir optimizar la producción de las zonas de bajas características petrofísicas aumentando la caída de presión Δp y regular a un flujo estándar las zonas de buenas características petrofísicas disminuyendo la caída de presión.

Ver figura 3.13.

FIGURA 3.13 PRODUCCIÓN A CONDICIONES IDEALES



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Las figuras de la izquierda indican el comportamiento ideal del reservorio homogéneo, luego de aplicarle un tratamiento químico o bien el tratamiento mecánico con Δp unificado.

Las figuras de la derecha indican el comportamiento ideal del reservorio heterogéneo, luego de aplicarle un tratamiento químico o bien el tratamiento mecánico con Δp unificado.

3.4.7 MÉTODO PROPUESTO PARA CALCULAR LA CAÍDA DE PRESIÓN

Para obtener la caída de presión que se genera en toda la longitud horizontal del pozo, se ha propuesto la siguiente metodología ($\Delta P=Q_{sc}/IP$).

Donde:

- IP es el Índice de productividad que se obtiene a partir del método de Joshi
- Qsc es el caudal producido que se obtiene a partir de La ley de Darcy.
- ΔP es la caída de presión que se genera en la sección horizontal

A continuación se enuncia el procedimiento para calcular la caída de presión.

1. Cálculo de los IP por cada sección según Joshi
 - Análisis de los factores que influyen en el IP del pozo
 - a) Análisis del factor skin
 - b) Análisis de la anisotropía del reservorio
 - c) Análisis del espesor del reservorio
2. Cálculo de los Qsc producidos por cada sección según Darcy
3. Cálculo de los Δp Reales por cada sección
4. Cálculo de los Δp Ideales por cada sección
5. Análisis para ambos casos

Por motivos didácticos se explica este método propuesto aplicándolo en el pozo Dorine 777H.

3.4.7.1 Cálculo del índice de productividad según Joshi

El cálculo del índice de productividad por cada sección permitirá determinar la capacidad de producción del pozo en función de las características petrofísicas que posee cada zona de ellas.

Para estos cálculos se realizan las siguientes consideraciones:

- Espesor constante en toda la longitud horizontal
- Viscosidad y factor volumétrico para fluido constantes
- Permeabilidad horizontal promedia por cada sección obtenida de Geographics
- Radios de drenaje obtenidos a partir del Método Joshi
- Toda la longitud de cada zona es productiva

La tabla 3.3 presenta los índices de productividad calculados para cada sección y para el pozo sin zonificar (total).

TABLA 3.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD SEGÚN JOSHI EN RESERVORIOS

CÁLCULO DEL IP SEGÚN JOSHI PARA RESERVORIOS ANISOTROPICOS					
fluido	datos	Sección 150 pies	Sección 170 pies	Sección 320 pies	total=L1+L2+L3
	H (pies)	60	60	60	60
	μ_{fluido} (cp)	15	15	15	15
	β_{fluido}	1.02	1.02	1.02	1.02
	L(pies)	150	170	320	640
	r_w (pies)	0,35	0,35	0,35	0,35
	r_{eh} (pies)	781	786	826	894
	K_h (md)	2600	620	3200	3500
	K_h/k_v	1,18	1,18	1,18	1,18
	a	782.8	788.3	833.78	923.1
	R	20.83	18.49	10.33	5.59
	B	1,08	1,08	1,08	1,08
JOSHI	J_h (BPD/PSI)	19.17	4.86	34.27	58.31
Índice de productividad según B'UP(BPD/PSI)		60.1	índice de productividad sin seccionar(BPD/PSI)		54.02

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

De la tabla 3.3 se puede ver que los valores calculados ($J_h = 54$ BPD/PSI) y ($J_h = 58$ BPD/PSI) representan el índice de productividad del pozo, calculado de manera total y por secciones respectivamente, los cuales son muy aproximados al valor del BUP ($J_h = 60$ BPD/psi), bajo esta consideración se asume que los valores calculados para cada sección están correctos.

3.4.7.2 Factores que influyen en el índice de productividad del pozo

3.4.7.2.1 Factor Skin

Se analiza la cantidad de caída de presión que consume una misma zona con tres escenarios de diferente valor skin propuestos.

Es decir para un mismo caudal, si el pozo está dañado ($\Delta P_{\text{skin}} > 0$) consume más caída de presión que cuando está estimulado ($\Delta P_{\text{skin}} < 0$).

Para este pozo se analiza tres escenarios con el objeto de comprender la influencia del factor skin en la productividad del pozo con valores de ($S = -1,96$ B` UP), $S = 0$ y $S = 5$. Ver tabla 3.4.

TABLA 3.4 EFECTO DEL FACTOR SKIN EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D77H

CAUDAL PRODUCIDO CONSIDERANDO EL EFECTO DEL SKIN				
	datos	Sección 150 pies	Sección 170 pies	Sección 320 pies
fluido	K_h (md)	2600	600	3200
	Longitud horizontal (pies)	150	170	320
	viscosidad fluido (cp)	16,35	16,35	16,35
	factor volumétrico fluido	1,03	1,03	1,03
	r_w (pies)	0,35	0,35	0,35
	r_{eh} (pies)	781	786	826
	Δp (psi) asum	77	77	77
	Q (BPD) SIN SKIN=0	1639	428	4274
	Δp (psi) asum	75,5	75,5	75,5
	Q (BPD) CON SKIN=-1.96	1638	427	4275
	Δp (psi) asum	80	80	80
	Q (BPD) CON SKIN= 5	1640	428	4277

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

En la tabla 3.4 se puede ver que para el caso principal ($s = -1,96$ B UP) consume la menor caída de presión, luego sigue ($S = 0$) con un consumo intermedio y finalmente ($S = 5$) consume la mayor caída de presión.

3.4.7.2.2 Anisotropía del Reservoirio

Debido a que el Campo Dorine es un reservorio anisotrópico $K_v/K_h=0,85$ se hace importante estudiar el efecto de este factor en la capacidad de productividad del pozo.

Para el presente estudio se analiza la fórmula propuesta por Joshi para reservorios anisotrópicos.

A diferentes valores de K_v/K_h , desde 0.1 a 1, se puede apreciar que mientras se tenga una mejor permeabilidad vertical mayor ganancia en el índice de productividad se obtendrá.

La tabla 3.5 indica la variación del J_h conforme varía la relación K_v/K_h .

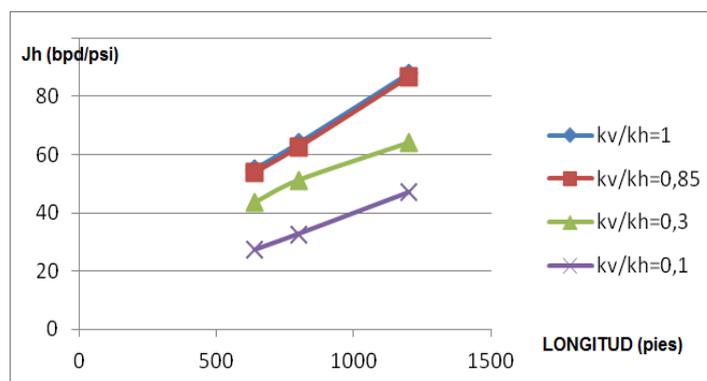
TABLA 3.5 EFECTO DE LA ANISOTROPÍA EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D77H

ANÁLISIS DE LA ANISOTROPÍA DEL RESERVORIO				
Longitud (pies)	$K_v/K_h = 1$	$K_v/K_h = 0,85$	$K_v/K_h = 0,3$	$K_v/K_h = 0,1$
	INDICE DE PRODUCTIVIDAD JOSHI (bpd/psi)			
640	55	54	43,5	27,2
800	64	62,7	51,24	32,7
1200	88	86,5	64,2	47

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

La figura 3.14 presenta el comportamiento del IP para varios valores de K_v/K_h .

FIGURA 3.14 EFECTO DE LA ANISOTROPÍA EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D77H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

Del gráfico se puede ver que la relación K_v/K_h (anisotropía) es directamente proporcional al J_h , es decir cuando aumenta la permeabilidad vertical, aumenta K_v/K_h y aumenta también el IP.

3.4.7.2.3 Espesor del Reservorio

Su influencia es bastante significativa, por ejemplo para una longitud dada, la ganancia incremental en el índice de productividad del pozo es mayor en una arena de mayor espesor, que en una arena de menor espesor.

La tabla 3.6 indica la variación de los IP conforme varía el espesor del reservorio.

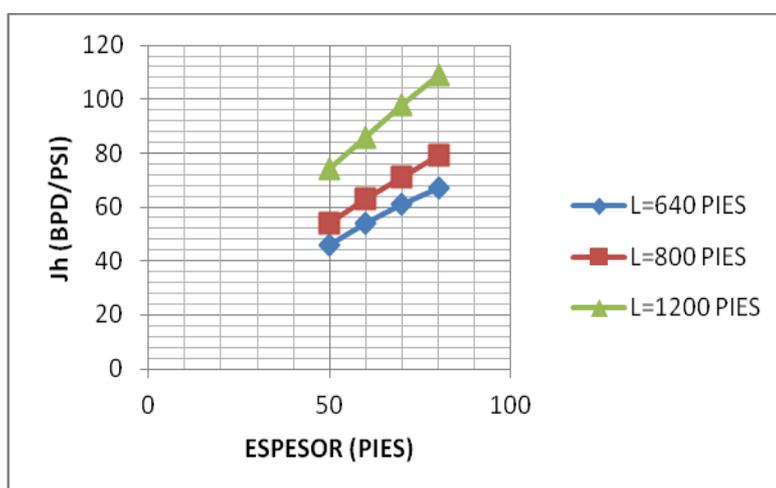
**TABLA 3.6 EFECTO DEL ESPESOR EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO
D77H**

ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DEL ESPESOR			
ESPESOR (pies)	L = 640 PIES	L = 800 PIES	L = 1200 PIES
	INDICE DE PRODUCTIVIDAD JOSHI (bpd/psi)		
50	46	54	74
60	54	63	86
70	61	71	98
80	67	79	109

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

La figura 3.15 representa el comportamiento del IP para varios valores del espesor del reservorio.

**FIGURA 3.15 EFECTO DEL ESPESOR EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO
D77H**



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

De la figura 3.15 se puede decir que la variación del espesor es directamente proporcional al IP, es decir mientras el espesor es más grande, los IP son mayores.

3.4.8 Cálculo de caudales producidos por cada sección según Darcy

Es necesario conocer el caudal producido por cada sección mediante una herramienta denominada PLT (Production Logging Tool) la cual presenta un registro de cuando fluido se produce por sección, pero desafortunadamente no se tiene corrida esta herramienta en ningún pozo horizontal del campo Dorine por lo que para este estudio se hace necesario aplicar la ley de Darcy para calcular el caudal producido por sección cuya metodología se desarrolló a inicios del capítulo.

Las consideraciones para aplicar la ley de Darcy son las siguientes:

- Flujo radial hacia un pozo horizontal de radio r_w en un estrato circular de espesor y permeabilidad uniformes
- Viscosidad y factor volumétrico para fluido
- Espesor de la arena constante en toda la longitud del pozo
- Permeabilidad horizontal promedio por cada sección obtenida del software Geographics.
- Radios de drenaje obtenidos a partir del Método Joshi
- Toda la longitud de cada zona es productiva

La tabla 3.7 presenta los caudales producidos por cada sección mediante la ley de Darcy, considerando el skin del B` UP.

TABLA 3.7 CAUDAL PRODUCIDO POR CADA SECCIÓN DEL POZO D77H

CÁLCULO DE PRODUCCIÓN PARA CADA SECCIÓN				
	datos	Sección 150 pies	Sección 170 pies	Sección 320 pies
fluido	K_h (md)	2600	600	3200
	L (pies)	150	170	320
	viscosidad fluido (cp)	16,35	16,35	16,35
	factor volumétrico fluido	1,03	1,03	1,03
	r_w (pies)	0,35	0,35	0,35
	r_{eh} (pies)	781	786	826
	P_{wf} (psi) IDEAL	2187	2187	2187
	P_r (psi)	2263	2263	2263
	Δp (psi) asum	75,5	75,5	75,5
	Q (BPD) B-UP SKIN -1.96	1632	426	4255

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

Dado que la producción actual del pozo es 6330 BFPD, se asume un ΔP unificado en la sección horizontal del pozo, se aplica la ley de Darcy considerando el valor del skin $B^* UP$ y se obtienen los caudales para cada sección.

En la tabla 3.7 se puede ver que la suma de los caudales producidos por las tres secciones indica la producción diaria del pozo.

En el anexo 11 se presenta la corrida del simulador ICD ADVISOR en el cual se presenta una calibración de producción por sección con datos tomados a la misma fecha.

La tabla 3.8 compara los valores de producción de cada sección, leídos del simulador y los que se obtuvo aplicando la Ley de Darcy.

TABLA 3.8 PRODUCCIÓN DE FLUIDO MEDIANTE LA LEY DE DARCY Y CON SIMULADOR

zona	longitud	Qsc Simulador			Qsc Darcy	(%)
	pies	BWPD	BPPD	BFPD	BFPD	error
Sección 150 pies	150	1400	120	1520	1633	7.4
Sección 170 pies	170	400	60	460	427	7.1
Sección 320 pies	320	3900	320	4220	4255	0.82

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd
Realizado por: Luis Paredes

En la tabla 3.8 se puede ver el error para ambos métodos.

En base a estos resultados se considera aceptable los cálculos del caudal por el método de la ley de Darcy, entonces en los siguientes pozos se aplicará el mismo método.

3.4.9 Cálculo de las caídas de presión reales por cada sección

La caída de presión Real es aquella que se produce debido a las características petrofísicas presentes en el reservorio sean estas diferentes o iguales. Una vez calculados los caudales y los Índices de Productividad por cada sección del Pozo se procede a aplicar la fórmula $IP = Qsc / \Delta P$

Donde ΔP es la caída de presión real de cada sección.

Dado que se conoce el IP de Joshi y el Qsc de cada zona, es posible obtener una caída de presión real mediante la siguiente expresión $\Delta P = Q_{sc} / IP$. Ver tabla 3.9.

TABLA 3.9 CAÍDA DE PRESIÓN REAL EN LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO D77H

CÁLCULO CAÍDA DE PRESIÓN REAL POR SECCIÓN				
	datos	Sección 150 pies	Sección 170 pies	Sección 320 pies
fluido	Q (BPD) CON SKIN=-1.96	1632	426	4255
	IP JOSHI	19.17	4.86	34.27
	Δp (psi) real = Q_{sc} / IP	85.16	87.71	124.16

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

A esta caída de presión real variable en toda la longitud horizontal se pretende unificar para lograr optimizar la producción del pozo.

3.4.10 Cálculo de las caídas de presión ideales por cada sección

La caída de presión ideal es aquella ΔP unificada en toda la longitud horizontal del pozo, que permitirá que las zonas de mejor petrofísica normalicen su flujo reduciendo su Δp mientras que las zonas de mala petrofísica optimizarán su flujo aumentando su Δp .

Se la obtiene mediante iteraciones aplicando la fórmula: $IP = Q_{sc} / \Delta P$

Dado que se conoce los caudales producidos y el IP para cada sección.

Los ΔP ideales se calculan a partir de la expresión $\Delta P = Q_{sc} / IP$.

Mediante proceso iterativo se asigna valores de caída de presión unificada para optimizar o regular las zonas de distinta petrofísica. Ver tabla 3.10.

TABLA 3.10 CAÍDA DE PRESIÓN IDEAL PARA EL POZO D77H

Δp (psi)	CAÍDA DE PRESIÓN IDEAL						Q total
	Sección 150 pies		Sección 170 pies		Sección 320 pies		
	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	
75	2187	1457	2187	370	2187	2604	4430
117	2146	2243	2146	569	2146	4009	6821
150	2113	2875	2113	730	2113	5140	8745

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

En la tabla 3.10 se observa como los Δp ideales incrementan o reducen la producción de fluido.

En este estudio se analiza el caso de la caída de presión generada por producción a condiciones normales y a condiciones ideales unificando Δp .

3.4.10 Análisis para ambos casos

La tabla 3.11 indica la variación de Qsc para Δp Real e Ideal

TABLA 3.11 ANÁLISIS DE LA CAÍDA DE PRESIÓN AMBOS CASOS

Δp (psi)	ANÁLISIS ΔP REAL E IDEAL						Q total
	Sección 150 pies		Sección 170 pies		Sección 320 pies		
	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	
Ideal-117	2146	2243	2146	569	2146	4009	6821
Real	2178	1632	2175	426	2138	4255	6313

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

a) Análisis Δp en condiciones normales

Δp real =117 psi es la caída de presión actual que se genera para producir 6341 BFPD. Pero cada zona del reservorio por su distinta petrofísica aporta distintos caudales debido a sus diferentes caídas de presión.

b) Análisis Δp unificada en todo el pozo

Δp real =117 psi es la misma caída de presión, pero ahora con Δp unificado producirá 6820 BFPD.

Para este caso, las zonas de menor Δp que 117 psi incrementarán su producción mientras que las que sobrepasen aquel valor reducirán ligeramente su producción. Entonces unificando los Δp en toda la sección horizontal del pozo, se produce una ganancia de caudal aproximada de 500 BFPD.

Si bien es cierto la ganancia de caudal es de fluido pero mediante la aplicación de tecnologías, tratamientos mecánicos y químicos en la zona horizontal se espera favorecer la producción de petróleo o a su vez conservar la producción actual de petróleo pero disminuir la producción de agua.

3.5 POZOS DE COMPORTAMIENTO HETEROGÉNEO EN LA SECCIÓN HORIZONTAL

De acuerdo a la geología de la arena M-1 se asegura que para esta zona existe una heterogeneidad en sus características petrofísicas.

A continuación se presentan los pozos horizontales que en su registro petrofísico presentan diferentes características petrofísicas. Ver tabla 3.12.

TABLA 3.12 POZOS HORIZONTALES DE COMPORTAMIENTO HETEROGÉNEO

CAMPO DORINE						
POZOS HORIZONTALES DE COMPORTAMIENTO HETEROGÉNEO						
ARENA	POZO	POROSIDAD (%)	PERM. K_h (md)	Sw (%)	ESPESOR(ft)	# zonas diferente petrofísica
M-1	D77H	10-35	600-3200	45-100	60	3
	D74H	18	700-1200	60-70	60	4
	D68H	20-40	700-3500	20-30	60	3
	D14H	20	800-2000	20-30	60	3

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

3.5.1 POZO DORINE 74 H

3.5.1.1 Registro Petrofísico

La tabla 3.13 resume el análisis de la sección horizontal del registro petrofísico que está en el anexo 10.

TABLA 3.13 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D74H

MD	PISTA DE CORRELACION	PISTA DE RESISTIVIDAD	PISTA PERMEABILIDAD	PISTA POROSIDAD	PISTA Sw	OBSERVACIONES
9990-10100	bajo GR, bajo Vshl	mediana resistividad resS=resM=resD	regular	18%	Sw 70%	arena, regular petrofísica
10100-10150	bajo GR, bajo Vshl	mediana resistividad resS=resM=resD	alta	18%	Sw 60%	arena, buena petrofísica
10150-10480	bajo GR, bajo Vshl	mediana resistividad resS=resM=resD	regular	18%	Sw 60%	arena, regular petrofísica
10480-10733	bajo GR, bajo Vshl	mediana resistividad resS=resM=resD	alta	18%	Sw 60%	arena, buena petrofísica

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

De la tabla 3.13 se puede decir que este pozo presenta:

Cuatro secciones de diferente petrofísica.

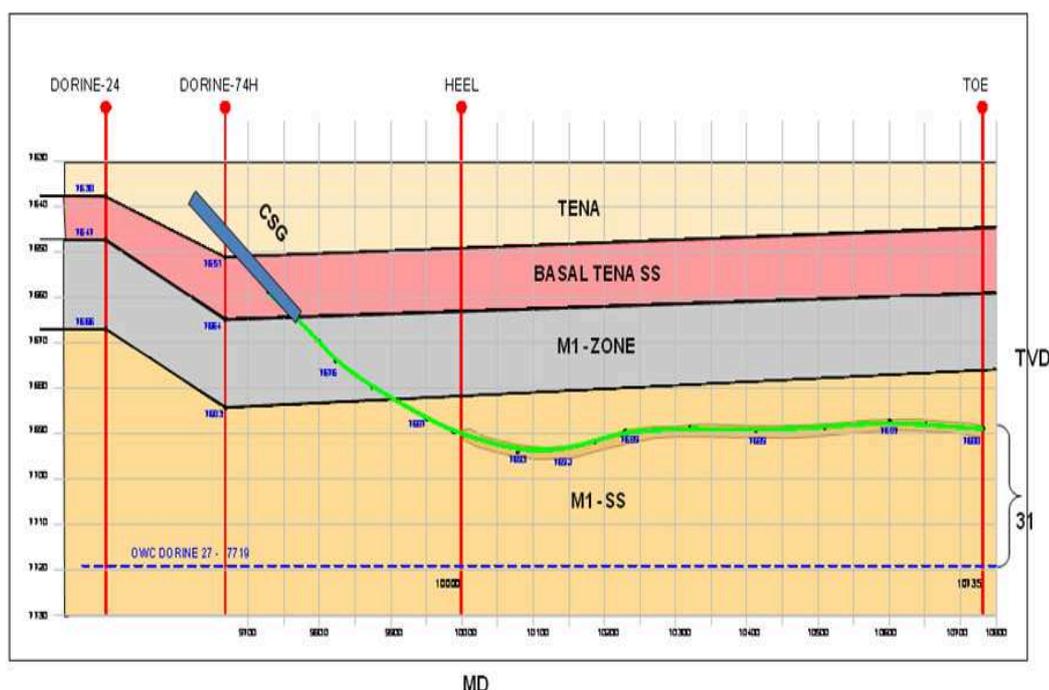
La primera y la tercera sección indican un comportamiento petrofísico similar pero de regulares características petrofísicas.

La segunda y la cuarta sección además de presentar similar comportamiento petrofísico estas dos zonas son las mejor características petrofísicas.

3.5.1.2 Trayectoria del pozo

La figura 3.16 indica la ubicación de la longitud horizontal del pozo en la zona de interés Arena M-1.

FIGURA 3.16 TRAYECTORIA DEL POZO D74H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

En la figura 3.16 se puede ver que el pozo D24 se utilizó como pozo piloto para ajustar los datos petrofísicos, topes, bases, espesores de la arena M-1.

Para determinar la profundidad del CAP se ajustó con el pozo Dorine 27.

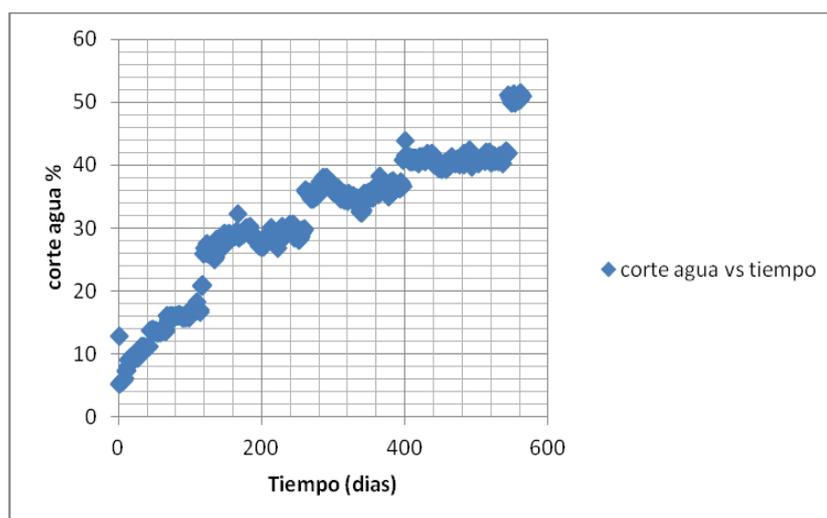
El pozo está alejado 31 pies del CAP, considerando que en la zona del talón el pozo presenta un mayor acercamiento por su geo-posicionamiento.

3.5.1.3 Análisis de la Producción de agua

3.5.1.3.1 Método del corte de agua

A continuación se presenta la figura 3.17 del corte de agua vs tiempo para el pozo Dorine 74H.

FIGURA 3.17 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D74H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

La grafica se ajusta a los comportamientos 3 de la figura 3.9 lo cual indica los siguientes tipos de problemas de influjo de agua:

- Proceso de conificación y cresta

3.5.1.3.2 Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada

La figura de RAP – RAP' vs tiempo para este pozo se obtiene del programa OFM Schlumberger y se presenta en el anexo 8.

De acuerdo con el paper de Chan el comportamiento de este pozo se ajusta al comportamiento de la figura 2 lo cual indica:

Canalización de agua

El análisis para este pozo es el siguiente:

El incremento del RAP' indica una canalización de agua

Una trayectoria abierta del flujo muestra un muy rápido incremento de agua.

Este perfil indica el flujo a través de una falla o canal detrás del revestidor.

Esto puede ocurrir en algún tiempo durante la historial de producción del pozo.

3.5.1.4 Cálculo del índice de productividad método Joshi

La tabla 3.14 presenta los IP calculados para cada sección y para el pozo sin zonificar (total).

TABLA 3.14 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD SEGÚN JOSHI EN RESERVORIOS ANISOTRÓPICOS POZO D74H

CÁLCULO DEL IP SEGÚN JOSHI PARA RESERVORIOS ANISOTROPICOS						
	datos	Sección 110 pies	Sección 50 pies	Sección 330 pies	Sección 253 pies	total=L1+L2+L3+L4
fluido	H (pies)	60	60	60	60	60
	μ_{fluido} (cp)	14	14	14	14	14
	β_{fluido}	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
	L(pies)	110	50	330	253	743
	r_w (pies)	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
	r_{eh} (pies)	775	759	833	813	932
	K_h (md)	700	1200	700	1000	1200
	K_h/k_v	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
	a	775,98	759,21	841,21	817,94	969,73
	R	28,18	60,72	10,1	12,85	5,02
	B	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
JOSHI	Jh	4,68	5,23	8,06	10,1	28,08
Índice de productividad según BUP(BPD/PSI)			26,5	índice de productividad sin seccionar(BPD/PSI)		21,19

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

De la tabla 3.14 se puede ver que los valores calculados ($J_h = 21.19$ BPD/PSI) y ($J_h = 28.08$ BPD/PSI) representan el índice de productividad del pozo, calculado de manera total y por secciones respectivamente, los cuales son muy aproximados al valor del BUP ($J_h = 26$ BPD/psi), bajo esta consideración se asume que los valores calculados para cada sección están correctos.

3.5.1.4.1 Factores que influyen en la productividad del pozo

El anexo 7 presenta los factores que influyen en la productividad de este pozo.

3.5.1.5 Cálculo de caudales producidos por cada sección según Darcy

La tabla 3.15 presenta los caudales producidos por cada sección mediante la Ley de Darcy y considerando el skin del B` UP.

TABLA 3.15 CAUDAL PRODUCIDO POR CADA SECCIÓN DEL POZO D74H

ANÁLISIS DEL FACTOR SKIN					
	datos	Sección 110 pies	Sección 50 pies	Sección 330 pies	Sección 253 pies
fluido	K_h (md)	700	1200	700	1000
	L(pies)	110	50	330	253
	viscosidad fluido (cp)	14	14	14	14
	factor volumétrico fluido	1,03	1,03	1,03	1,03
	r_w (pies)	0,35	0,35	0,35	0,35
	r_{eh} (pies)	775	759	833	813
	Δp (psi) asum ideal	138	138	138	138
	Q (BPD) skin=1,4 B.UP	669,92	523,41	1991,3	2187,71

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

Dado que la producción actual del pozo es 5330 BFPD, se asume un ΔP unificado en la sección horizontal del pozo, se aplica la ley de Darcy considerando el valor del skin B` UP y se obtienen los caudales para cada sección.

En la tabla 3.15 se puede ver que la suma de los caudales producidos por las cuatro secciones indica la producción diaria del pozo.

3.5.1.6 Cálculos de la caída de presión real por cada sección

Dado que se conoce el IP de Joshi y el Qsc por Darcy de cada zona, es posible obtener una caída de presión real mediante la expresión $\Delta P = Q_{sc} / IP$. Ver tabla 3.16.

TABLA 3.16 CAÍDA DE PRESIÓN REAL EN LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO D74H

CÁLCULO DE CAÍDA DE PRESIÓN REAL					
	datos	Sección 110 pies	Sección 50 pies	Sección 330 pies	Sección 253 pies
fluido	Q (BPD) skin=1,4	669,92	523,41	1991,3	2187,71
	IP JOSHI	4,68	5,23	8,06	10,1
	Δp (psi) real	143,17	100,03	246,98	216,58

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

A estas caídas de presión reales de diferente valor, se pretende unificar para lograr optimizar la producción del pozo.

3.5.1.7 Cálculo de la caída de presión ideal por cada sección

Los ΔP ideales se calculan a partir de la formula $\Delta P = Q_{sc} / IP$

Mediante proceso iterativo se asigna valores de caída de presión unificada a cada sección para optimizar o regular las zonas de distinta petrofísica. Ver tabla 3.17.

TABLA 3.17 CAÍDA DE PRESIÓN IDEAL PARA EL POZO D74H

Δp (psi)	CAÍDA DE PRESIÓN IDEAL								Q TOTAL
	Sección 110 pies		Sección 50 pies		Sección 330 pies		Sección 253 pies		
	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	
150	1690	702	1690	785	1690	1209	1690	1515	4211
200	1620	1029	1620	1151	1620	1774	1620	2222	6177
240	1600	1123	1600	1256	1600	1935	1624	1600	5914

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

En la tabla 3.17 se observa como los Δp ideales incrementan o reducen la producción de fluido.

3.5.1.8 Análisis para ambos casos

La tabla 3.18 indica la variación de Q_{sc} para Δp Real e Ideal

TABLA 3.18 ANÁLISIS DE LA CAÍDA DE PRESIÓN AMBOS CASOS

Δp (psi)	ANÁLISIS ΔP REAL E IDEAL								Q TOTAL
	Sección 110 pies		Sección 50 pies		Sección 330 pies		Sección 253 pies		
	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	
Real-240	1696	674	1740	523	1594	1983	1623	2192	5372
Ideal-240	1600	1123	1600	1256	1600	1935	1624	1600	5914

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

a) ANÁLISIS Δp EN CONDICIONES NORMALES

Δp real =240 psi es la caída de presión actual que se genera para producir 5372 BFPD. Pero cada zona del pozo por su distinta petrofísica aporta distintos caudales debido a que se genera distintas caídas de presión.

b) ANÁLISIS Δp UNIFICADA EN TODO EL POZO

Δp real =240 psi es la misma caída de presión, pero ahora con Δp unificado producirá 5920 BFPD. Para este caso, las zonas de menor Δp que 240 psi incrementaran su producción mientras que las que sobrepasen aquel valor reducirán ligeramente. Entonces unificando los Δp y manejando la misma caída de presión se produce una ganancia de caudal aproximada de 600 BFPD.

3.5.2 POZO DORINE 68H

3.5.2.1 Registro Petrofísico

La tabla 3.19 resume el análisis de la sección horizontal del registro petrofísico que está en el anexo 10.

TABLA 3.19 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D68H

MD	PISTA DE CORRELACION	PISTA DE RESISTIVIDAD	PERMEABILIDAD	CURVAS DE POROSIDAD	PISTA DE Sw	OBSERVACIONES
8900-8960	bajo GR, bajo Vshl	alta resistividad y resD>resM>resS	alta	porosidad promedia de 18%	Sw 30%	arena buena petrofísica
8960-9170	alto GR, alto Vshl	alta resistividad y resD>resS>resM	baja	porosidad promedia de 18%	Sw 40%	arena mala petrofísica
9170-9400	bajo GR, bajo Vshl	alta resistividad y resD>resS>resM	alta	porosidad promedia de 18%	Sw 20%	arena buena petrofísica

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

De la tabla 3.19 se puede decir que este pozo presenta:

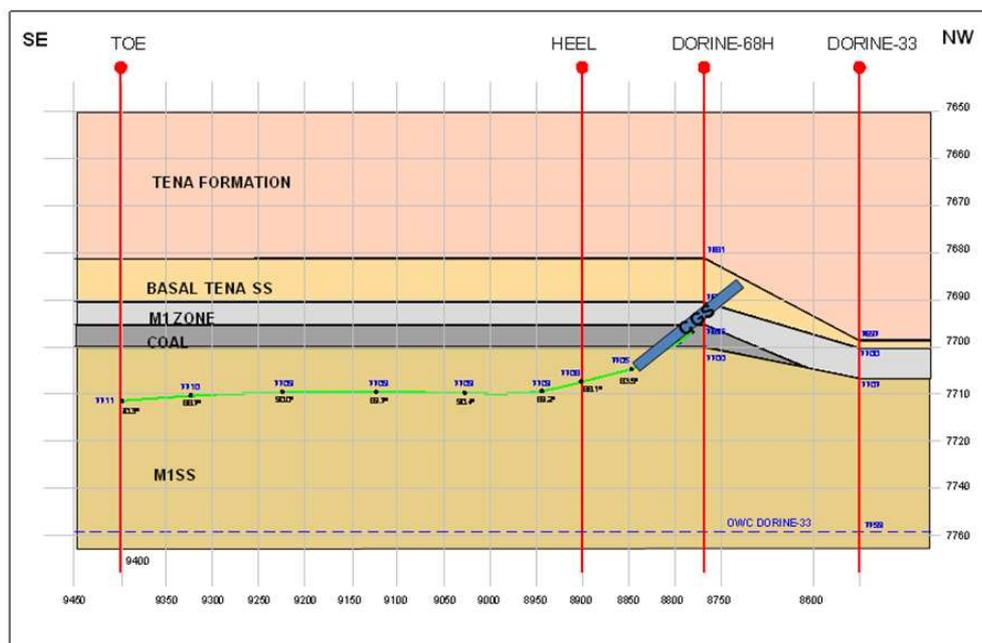
Tres secciones de diferente petrofísica:

La primera sección de 60 pies de longitud presenta buenas características petrofísicas. La segunda sección de 210 pies de longitud presenta malas características petrofísicas. La tercera sección de 230 pies de longitud presenta buenas características petrofísicas.

3.5.2.2 Trayectoria del pozo

La figura 3.18 indica la ubicación de la longitud horizontal del pozo en la zona de interés Arena M-1.

FIGURA 3.18 TRAYECTORIA DEL POZO D68H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

En la figura 3.18 se puede ver que el pozo D33 se utilizó como pozo piloto para ajustar los datos petrofísicos, topes, bases, espesores de la arena M-1.

Para determinar la profundidad del CAP se ajustó con el pozo Dorine 33.

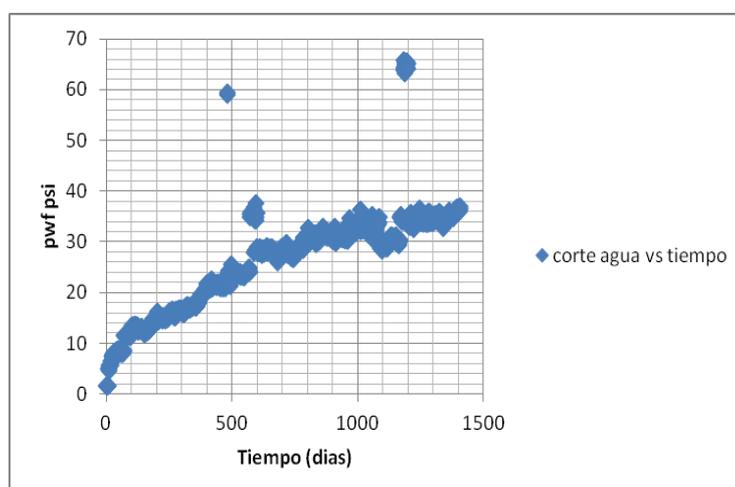
El pozo está alejado 49 pies del CAP, considerando que toda la longitud horizontal mantiene un geo-posicionamiento uniforme es decir mantiene una misma separación de la zona M-1 y del CAP.

3.5.2.3 Análisis de la producción de agua

3.5.2.3.1 Método del corte de agua

A continuación se presenta la figura 3.19 del corte de agua vs tiempo para el pozo Dorine 68H

FIGURA 3.19 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D68H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

La gráfica se ajusta con los comportamientos 4 y 3 de la figura 3.9 lo cual indica los siguientes tipos de problemas de influjo de agua:

- Proceso de cresta debido al incremento de la producción de agua
- Canalización a través de canales de alta permeabilidad

3.5.2.3.2 Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada

La figura de RAP – RAP` vs tiempo para este pozo se obtiene del programa OFM Schlumberger y se presenta en el anexo 8.

De acuerdo con el paper de Chan el comportamiento de este pozo se ajusta al comportamiento de la figura 2 lo cual indica:

Canalización de agua

El análisis para este pozo es el siguiente:

El incremento del RAP` indica una canalización de agua

Una trayectoria abierta del flujo muestra un muy rápido incremento de agua.

Este perfil indica el flujo a través de una falla o canal detrás del revestidor.

Esto puede ocurrir en algún tiempo durante la historial de producción del pozo.

3.5.2.4 Cálculo del índice de productividad método Joshi

La tabla 3.20 presenta los índices de productividad calculados para cada sección y para el pozo sin zonificar (total).

TABLA 3.20 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD SEGÚN JOSHI EN RESERVORIOS ANISOTRÓPICOS POZO D68H

IP SEGÚN JOSHI EN RESERVORIOS ANISOTROPICOS					
	datos	Sección 60 pies	Sección 210 pies	Sección 230 pies	total=L1+L2+L3
fluido	H (pies)	60	60	60	60
	μ_{fluido} (cp)	9	9	9	9
	β_{fluido}	1,03	1,03	1,03	1,03
	L(pies)	60	210	230	500
	r_w (pies)	0,35	0,35	0,35	0,35
	r_{eh} (pies)	762	802	807	875
	K_h (md)	3500	700	3000	3500
	K_h/k_v	1,18	1,18	1,18	1,18
	a	762,3	805,44	811,11	893,04
	R	50,8	15,28	14,03	7
	B	1,08	1,08	1,08	1,08
JOSHI	Jh	26,34	10,04	44,98	81,36
Índice de productividad según B`UP(BPD/PSI)			84	índice de productividad sin seccionar(BPD/PSI)	77,51

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

De la tabla 3.20 se puede ver que los valores calculados ($J_h = 77.51$ BFPD/PSI) y ($J_h = 81.35$ BFPD/PSI) representan el índice de productividad del pozo, calculado de manera total y por secciones respectivamente, los cuales son muy

aproximados al valor del BUP ($J_h = 84$ BFPD/psi), bajo esta consideración se asume que los valores calculados para cada sección están correctos.

3.5.2.4.1 Factores que influyen en la productividad del pozo

El anexo 7 presenta los factores que influyen en la productividad de este pozo.

3.5.2.5 Cálculo de los caudales producidos por sección según Darcy

La tabla 3.21 presenta los caudales producidos por cada sección mediante la Ley de Darcy y considerando el skin del BUP.

TABLA 3.21 CAUDAL PRODUCIDO POR CADA SECCIÓN DEL POZO D68H

CÁLCULO DE PRODUCCIÓN POR SECCIÓN				
	datos	Sección 60 pies	Sección 210 pies	Sección 230 pies
fluido	K_h (md)	3500	700	3000
	L (pies)	60	210	230
	viscosidad fluido (cp)	9	9	9
	factor volumétrico fluido	1,03	1,03	1,03
	r_w (pies)	0,35	0,35	0,35
	r_{eh} (pies)	762	802	807
	Δp (psi) asum	118	118	118
	Q (BFPD) skin =3,4 bup	2350,62	1635,05	7668,83

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

Dado que la producción actual del pozo es 11580 BFPD, se asume un ΔP unificado en la sección horizontal del pozo, se aplica la ley de Darcy considerando el valor del skin BUP y se obtienen los caudales para cada sección.

En la tabla 3.21 se puede ver que la suma de los caudales producidos por las tres secciones indica la producción diaria del pozo.

3.5.2.6 Cálculo de la caída de presión real por cada sección

Dado que se conoce el IP de Joshi y el Qsc por la ley de Darcy de cada zona, es posible obtener una caída de presión real mediante la siguiente expresión $\Delta P = Q_{sc} / IP$. Ver tabla 3.22.

TABLA 3.22 CAÍDA DE PRESIÓN REAL EN LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO D68H

CÁLCULO DE PRODUCCIÓN Y CAÍDA DE PRESIÓN POR SECCIÓN				
	datos	Sección 60 pies	Sección 210 pies	Sección 230 pies
fluido	Q (BFPD) skin bup	2350,62	1635,05	7668,83
	IP JOSHI	26,4	10	45
	Δp (psi) real	89	163	170

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

A estas caídas de presión real de diferente valor se pretende unificar para lograr optimizar la producción del pozo.

3.5.2.7 Cálculo de la caída de presión ideal por cada sección

Los ΔP ideales se calculan a partir de la formula $\Delta P = Q_{sc} / IP$.

Mediante proceso iterativo se asigna valores de caída de presión unificada para optimizar o regular las zonas de distinta petrofísica. Ver tabla 3.23.

TABLA 3.23 CAÍDA DE PRESIÓN IDEAL PARA EL POZO D68H

ΔP	CÁLCULO CAÍDA DE PRESIÓN IDEAL						Q TOTAL
	Sección 60 pies		Sección 210 pies		Sección 230 pies		
psi	Pwf (psi)	Q BFPD	Pwf (psi)	Q BFPD	Pwf (psi)	Q BFPD	Q BFPD
100	1773	2634	1773	1004	1773	4498	8136
150	1723	3951	1723	1506	1723	6748	12204
200	1673	5268	1673	2008	1673	8997	16273

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

En la tabla 3.23 se observa como los Δp ideales incrementan o reducen la producción de fluido.

3.5.2.8 Análisis para ambos casos

La tabla 3.24 indica la variación de Q_{sc} para Δp Real e Ideal

TABLA 3.24 ANÁLISIS LA CAÍDA DE PRESIÓN AMBOS CASOS POZO 68H

Δp	ANÁLISIS ΔP REAL E IDEAL						Q total
	Sección 60 pies		Sección 210 pies		Sección 230 pies		
	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	
Real-150	1783	2371	1710	1636	1702	7692	11699
Ideal-150	1723	3951	1723	1506	1723	6748	12204

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

a) ANÁLISIS Δp EN CONDICIONES NORMALES

Δp real =150 psi es la caída de presión actual que se genera para producir 11700 BFPD.

Pero cada zona del pozo por su distinta petrofísica aporta distintos caudales debido a que en cada una de ellas se genera distintas caídas de presión.

b) ANÁLISIS Δp UNIFICADA EN TODO EL POZO

Δp real =150 psi es la misma caída de presión, pero ahora con Δp unificado producirá 12200 BFPD.

Para este caso, las zonas de menor Δp que 150 psi incrementarán su producción mientras que las que sobrepasen aquel valor reducirán ligeramente su producción.

Entonces unificando los Δp y manejando la misma caída de presión de la bomba se produce una ganancia de caudal aproximada de 500 BFPD.

3.5.3 POZO DORINE 14 H

3.5.3.1 Registro Petrofísico

La tabla 3.25 resume el análisis de la sección horizontal del registro petrofísico que está en el anexo 10.

TABLA 3.25 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D14H

MD	PISTA DE CORRELACION	PISTA DE RESISTIVIDAD	PERMEABILIDAD	POROSIDAD	PISTA DE Sw	OBSERVACIONES
9410-9640	bajo GR, muy bajo Vshl	alta resistividad, resD menor que resS y resM	media	20%	sw 20%	Arena de buena petrofísica.
9640-9900	medio GR, muy bajo Vshl	alta resistividad, resD menor que resS y resM	baja	20%	Sw 20%	arena regular petrofísica
9900-10180	bajo GR, muy bajo Vshl	alta resistividad, resD menor que resS y resM	buenas	20%	Sw 20%	Arena buena petrofísica.

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

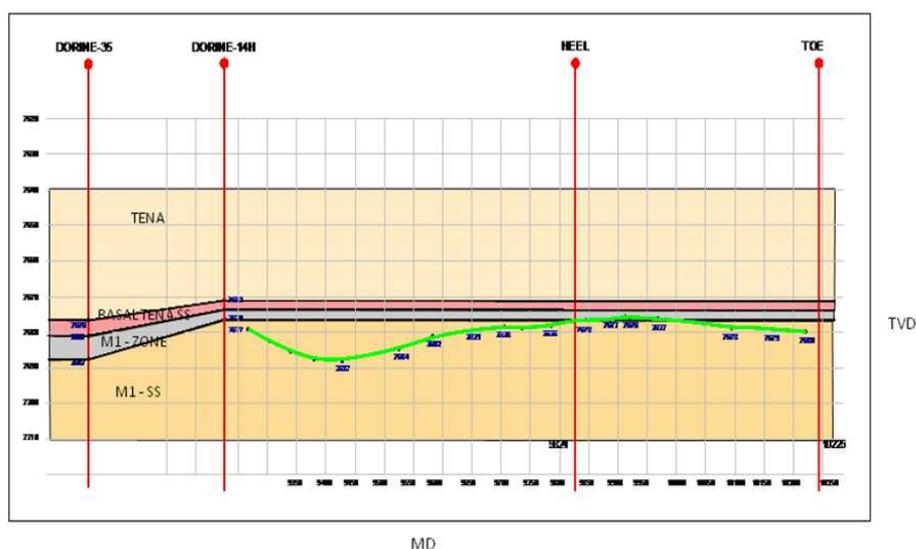
De la tabla 3.25 se puede decir que este pozo presenta:

Tres secciones de diferente petrofísica

La primera sección de 230 pies de longitud presenta buenas características petrofísicas. La segunda sección de 260 pies de longitud presenta regulares características petrofísicas. La tercera sección de 280 pies de longitud presenta buenas características petrofísicas.

3.5.3.2 Trayectoria del pozo

La figura 3.20 indica la ubicación de la longitud horizontal del pozo en la zona de interés Arena M-1.

FIGURA 3.20 TRAYECTORIA DEL POZO D14H

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

En la figura 3.20 se puede ver que el pozo D35 se utilizó como pozo piloto para ajustar los datos petrofísicos, topes, bases, espesores de la arena M-1.

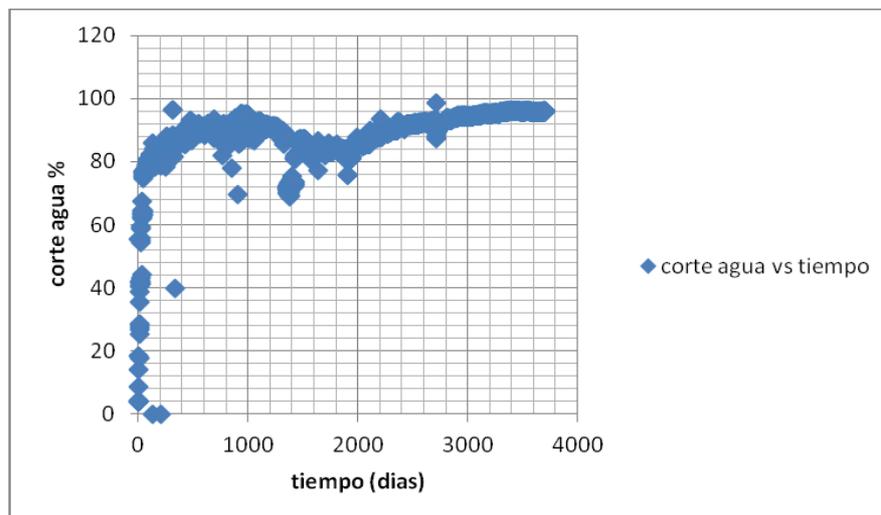
El pozo está alejado 30 pies del CAP, considerando que cerca del talón, el pozo se acerca más al CAP debido a que se navegó muy cerca de este nivel.

3.5.3.3 Análisis de la producción de agua

3.5.3.3.1 Método del corte de agua

A continuación se presenta la figura 3.21 del corte de agua vs tiempo para el pozo Dorine 14H.

FIGURA 3.21 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D14H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

La gráfica se ajusta a los comportamientos 1, 3 y 4 de la figura 3.9 lo cual indica los siguientes tipos de problemas de influjo de agua:

- Proceso de cresta debido al incremento de la producción de agua
- Canalización detrás del revestidor

3.5.3.3.2 Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada

La figura de RAP – RAP` vs tiempo para este pozo se obtiene del programa OFM Schlumberger y se presenta en el anexo 8.

De acuerdo con el paper de Chan el comportamiento de este pozo se ajusta al comportamiento de la figura 4 lo cual indica:

Conificación de agua de fondo con comportamiento de canalización tardío.

El análisis para este pozo es el siguiente:

El incremento de RAP' indica la presencia de acuífero de fondo, cuando RAP' cambia la pendiente a negativo, esto indica un proceso de conificación, luego cuando se estabiliza indica un periodo de transición y finalmente cuando RAP' nuevamente incrementa, esto indica que el agua se está canalizando.

3.5.3.4 Cálculo del índice de productividad método Joshi

La tabla 3.26 presenta los IP calculados para cada sección y para el pozo sin zonificar (total).

TABLA 3.26 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD SEGÚN JOSHI EN RESERVORIOS ANISOTRÓPICOS POZO D14H

IP SEGÚN JOSHI EN RESERVORIOS ANISOTROPICOS					
	datos	Sección 230 pies	Sección 260 pies	Sección 280 pies	total=L1+L2+L3
	H (pies)	60	60	60	60
	μ_{fluido} (cp)	7	7	7	7
	β_{fluido}	1,03	1,03	1,03	1,03
	L(pies)	230	260	280	770
	r_w (pies)	0,35	0,35	0,35	0,35
	r_{eh} (pies)	807	815	820	875
	K_h (md)	1600	800	2000	2200
	K_h/k_v	1,18	1,18	1,18	1,18
	a	811,11	820,2	826	918,32
	R	14,03	12,54	11,71	4,55
fluido	B	1,08	1,08	1,08	1,08
JOSHI	Jh(BPD/PSI)	30,85	16,38	42,47	89,7
	Índice de productividad según B'UP(BPD/PSI)		84	índice de productividad sin seccionar(BPD/PSI)	82,45

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

De la tabla 3.26 se puede ver que los valores calculados ($J_h = 82.45$ BFPD/PSI) y ($J_h = 89.7$ BFPD/PSI) representan el índice de productividad del pozo, calculado de manera total y por secciones respectivamente, los cuales son muy

aproximados al valor del BUP ($J_h = 84$ BFPD/psi), bajo esta consideración se asume que los valores calculados para cada sección están correctos.

3.5.3.4.1 Factores que influyen la productividad del pozo

El anexo 7 presentan los factores que influyen en la productividad de este pozo.

3.5.3.5 Cálculo de los caudales producidos por sección según Darcy

La tabla 3.27 presenta los caudales producidos por cada sección mediante la Ley de Darcy y considerando el skin del B`UP.

TABLA 3.27 CAUDAL PRODUCIDO POR CADA SECCIÓN DEL POZO D14H

CÁLCULO DE PRODUCCIÓN POR SECCIÓN				
	datos	Sección 230 pies	Sección 260 pies	Sección 280 pies
fluido	K_h (md)	1600	800	2000
	L(pies)	230	260	280
	viscosidad fluido (cp)	7	7	7
	factor volumétrico fluido	1,03	1,03	1,03
	r_w (pies)	0,35	0,35	0,35
	r_{eh} (pies)	807	815	820
	Δp (psi) asum	105	105	105
	Q (BFPD) skin=1,87	4748	2680	7211

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

Dado que la producción actual del pozo es 14660 BFPD, se asume un ΔP unificado en la sección horizontal del pozo, se aplica la ley de Darcy considerando el valor del Skin B`UP y se obtienen los caudales para cada sección.

En la tabla 3.27 se puede ver que la suma de los caudales producidos por las tres secciones indica la producción diaria del pozo.

3.5.3.6 Cálculo de la caída de presión real por cada sección

Dado que se conoce el IP de Joshi y el Qsc por la ley de Darcy de cada zona, es posible obtener una caída de presión real mediante la siguiente expresión $\Delta P = Q_{sc} / IP$. Ver tabla 3.28.

TABLA 3.28 CAÍDA DE PRESIÓN REAL EN LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO D14H

CAÍDA DE PRESIÓN REAL POR SECCIÓN				
fluido	datos	Sección 230 pies	Sección 260 pies	Sección 280 pies
	IP JOSHI	31	16	42
	Q (BFPD) skin=1,87	4748,5	2680,63	7211,56
	Δp (psi) real	154	164	170

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

A estas caídas de presión real de diferente valor se pretende unificar para lograr optimizar la producción del pozo.

3.5.3.7 Cálculo de la caída de presión ideal por cada sección

Los ΔP ideales se calculan a partir de la expresión $\Delta P = Q_{sc} / IP$

Mediante proceso iterativo se asigna valores de caída de presión unificada para optimizar o regular las zonas de distinta petrofísica. Ver tabla 3.29.

TABLA 3.29 CAÍDA DE PRESIÓN IDEAL PARA EL POZO D14H

ΔP	CÁLCULO CAÍDA DE PRESIÓN IDEAL						Q TOTAL
	Sección 230 pies		Sección 260 pies		Sección 280 pies		
psi	Pwf (psi)	Q BFPD	Pwf (psi)	Q BFPD	Pwf (psi)	Q BFPD	Q BFPD
175	1910	5398	1910	2866	1773	7433	15697
200	1885	6169	1885	3276	1723	8494	17939
235	1850	7249	1850	3849	1673	9981	21079

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

En la tabla 3.29 se observa como los Δp ideales incrementan o reducen la producción de fluido.

3.5.3.8 Análisis para ambos casos

La tabla 3.30 indica la variación de Q_{sc} para Δp Real e Ideal.

TABLA 3.30 ANÁLISIS DE CAÍDA DE PRESIÓN AMBOS CASOS POZO 68H

Δp (psi)	ANÁLISIS ΔP REAL E IDEAL						Q total
	Sección 230 pies		Sección 260 pies		Sección 280 pies		
	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	Pwf (PSI)	Q BFPD	
Real-175	1930	4781	1920	2702	1915	7220	14704
Ideal-175	1910	5398	1910	2866	1910	7433	15697

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

a) ANÁLISIS Δp EN CONDICIONES NORMALES

Δp real =175 psi es la caída de presión actual que se genera para producir 14700 BFPD.

Pero cada zona del reservorio por su distinta petrofísica aporta distintos caudales debido a sus distintas caídas de presión.

b) ANÁLISIS Δp UNIFICADA EN TODO EL POZO

Δp real =175 psi es la misma caída de presión, pero ahora con Δp unificado producirá 15700 BFPD.

Para este caso, las zonas de menor Δp que 175 psi incrementaran su producción mientras que las que sobrepasen aquel valor reducirán ligeramente su producción.

Entonces unificando los Δp y manejando la misma caída de presión de la bomba se produce una ganancia de caudal aproximada de 1000 BFPD.

3.6 POZOS DE COMPORTAMIENTO HOMOGÉNEO EN LA ZONA HORIZONTAL

Parte de este estudio es analizar el registro petrofísico para identificar secciones de diferente petrofísica, para posteriormente calcular caudales, índices de productividad y consecuentemente la caída de presión real por cada sección.

La metodología de Joshi y Darcy que se utilizó en los reservorios heterogéneos no es aplicable en estos pozos ya que los datos petrofísicos entre una y otra

sección son los mismos, por lo tanto los resultados mostrarán una falsa caída de presión igual en cada sección.

Entonces en este tipo de pozos para tener una idea general de su comportamiento únicamente se realizarán los siguientes análisis:

Análisis del registro petrofísico

Análisis de la trayectoria del pozo

Análisis de los problemas de intrusión de agua del pozo.

A continuación se presentan los pozos horizontales que en su registro petrofísico presentan características petrofísicas homogéneas. Ver tabla 3.31.

TABLA 3.31 POZOS HORIZONTALES DE COMPORTAMIENTO HOMOGÉNEO

CAMPO DORINE					
POZOS HORIZONTALES DE COMPORTAMIENTO HOMOGÉNEO					
ARENA	POZO	POROSIDAD (%)	PERM. K_h (md)	Sw (%)	ESPESOR(ft)
M-1	D36H	21	1500	35	60
	D67H	21	1400	50	60

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

3.6.1 POZO DORINE 36H

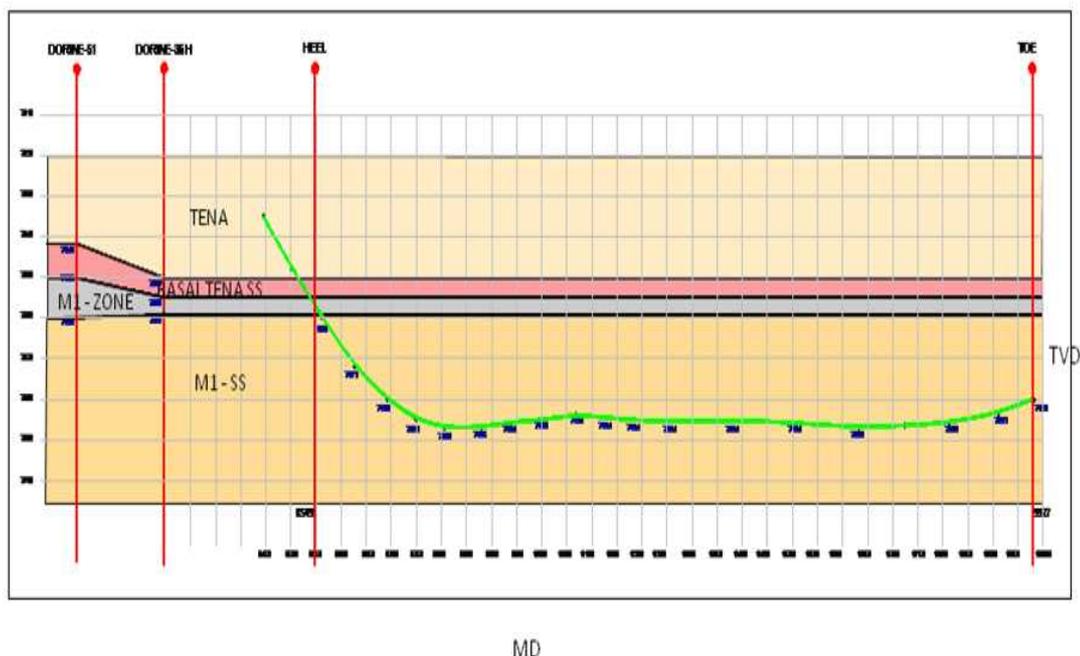
3.6.1.1 Registro Petrofísico

El registro petrofísico de este pozo que se encuentra en el anexo 10 indica que en la zona horizontal existe un comportamiento petrofísico homogéneo es decir no hay presencia de heterogeneidades o cambios de los principales parámetros petrofísicos.

3.6.1.2 Trayectoria del pozo

La figura 3.22 indica la ubicación de la longitud horizontal del pozo en la zona de interés Arena M-1.

FIGURA 3.22 TRAYECTORIA DEL POZO D36H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

En la figura 3.22 se puede ver que el pozo D51 se utilizó como pozo piloto para ajustar los datos petrofísicos, topes, bases, espesores de la arena M-1.

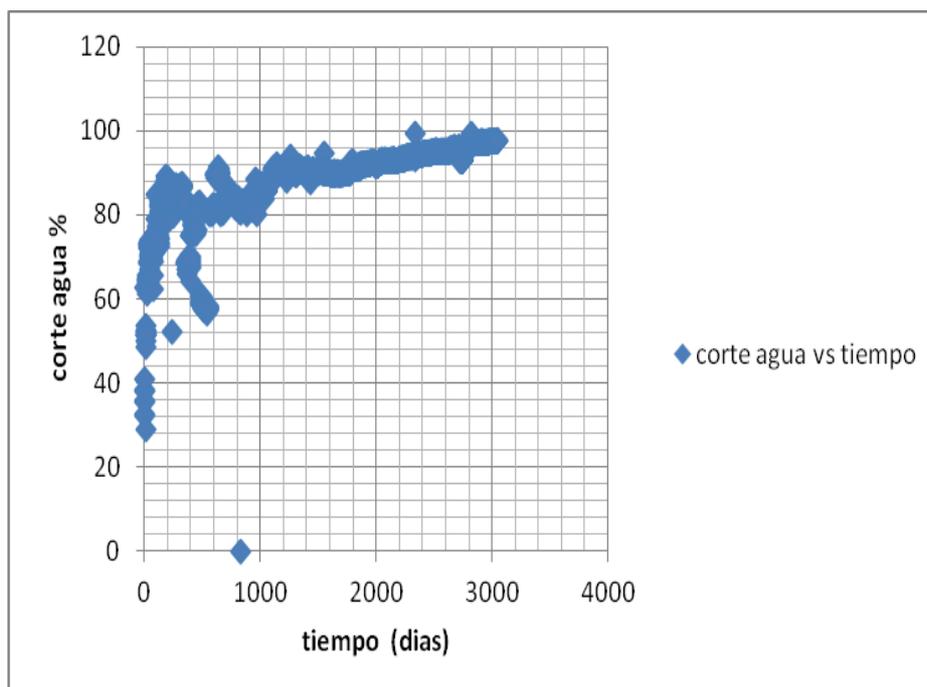
El pozo está alejado 35 pies del CAP, considerando que toda la longitud del pozo mantiene una separación constante del CAP.

Se puede ver que la navegación del pozo es excelente ya que no presenta mayores cambios en cuanto a la dirección.

3.6.1.3 Análisis de la producción de agua

3.6.1.3.1 Método del corte de agua

A continuación se presenta la figura 3.23 del corte de agua vs tiempo para el pozo Dorine 36H.

FIGURA 3.23 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D36H

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

La gráfica se ajusta con los comportamientos 4 y un poco 3 de la figura 3.9 lo cual indica los siguientes tipos de problemas de influjo de agua:

- Proceso de cresta debido al incremento de la producción de agua
- Canalización de agua a través de canales de alta permeabilidad

3.6.1.3.2 Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada

La figura que indica el comportamiento de $RAP - RAP'$ vs tiempo obtenida del programa OFM Schlumberger se presenta en el anexo 8.

De acuerdo con el paper de Chan el comportamiento de este pozo se ajusta con los comportamientos de las siguientes figuras 1, 3, 4 lo cual quiere decir lo siguiente:

Un incremento gradual en el RAP indica el incremento paulatino de una conificación de agua, pero que se manifiesta en poco tiempo de producción del pozo.

El incremento del RAP` indica la presencia del acuífero de fondo, cuando RAP` cambia el sentido de la pendiente y se mantiene en negativo indica un periodo de transición y finalmente cuando RAP` nuevamente se incrementa esto indica que el agua se está canalizando

3.6.2 POZO DORINE 67H

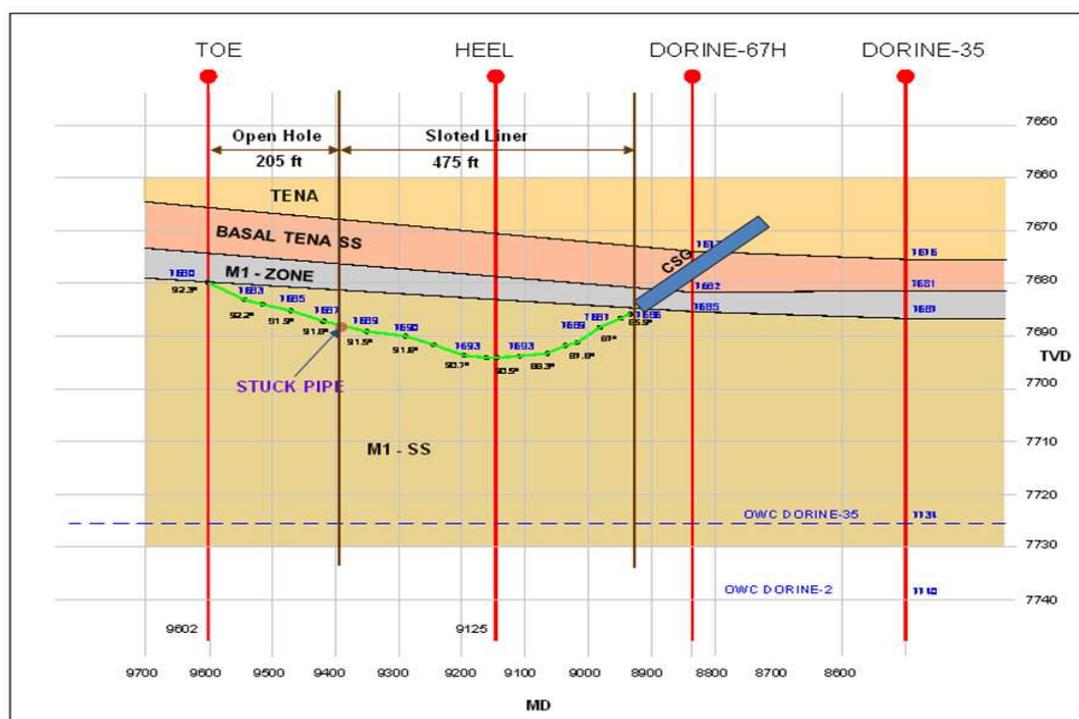
3.6.2.1 Registro Petrofísico

El registro petrofísico de este pozo que se encuentra en el anexo 10 indica que en la zona horizontal existe un comportamiento petrofísico homogéneo es decir no hay presencia de heterogeneidades o cambios de los principales parámetros petrofísicos.

3.6.2.2 Trayectoria del pozo

La figura 3.24 indica la ubicación de la longitud horizontal del pozo en la zona de interés Arena M-1.

FIGURA 3.24 TRAYECTORIA DEL POZO D67H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

En la figura 3.24 se puede ver que el pozo D35 se utilizó como pozo piloto para ajustar los datos petrofísicos, topes, bases, espesores de la arena M-1.

El pozo está alejado 35 pies del CAP, considerando que cerca al talón la ubicación de la tubería de producción está más cerca al CAP en forma de u.

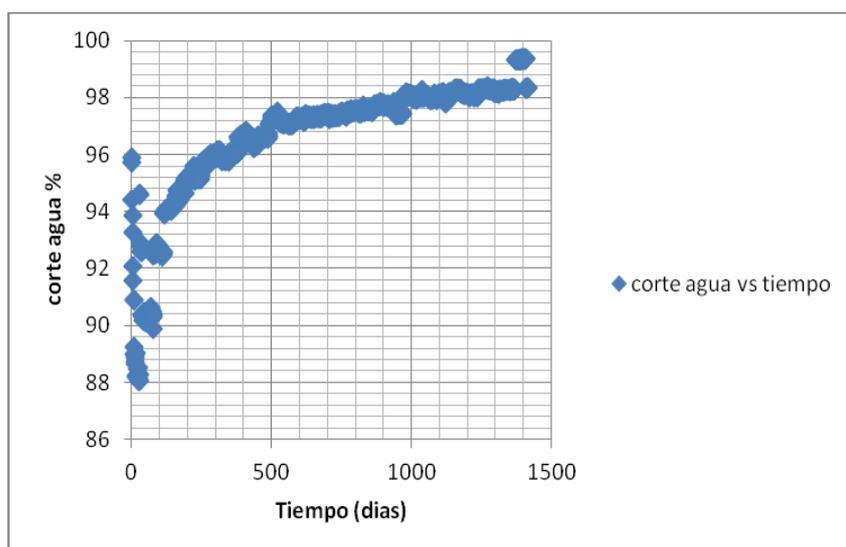
La sección final del pozo se observa que se quedó a hueco abierto.

3.6.2.3 Análisis de la producción de agua

3.6.2.3.1 Método del corte de agua

A continuación se presenta la figura 3.25 del corte de agua vs tiempo para el pozo Dorine 67H.

FIGURA 3.25 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D67H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

Este comportamiento se ajusta con los comportamientos 3 y 4 de la figura 3.9 lo cual indica los siguientes tipos de problemas de influjo de agua:

Este tipo de problemas son relacionados al yacimiento:

- Proceso de cresta debido al incremento de la producción de agua

- Canalización de agua a través de canales de alta permeabilidad

3.6.2.3.2 Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada

La figura de RAP – RAP` vs tiempo para este pozo se obtiene del programa OFM Schlumberger y se presenta en el anexo 8.

De acuerdo con el paper de chan el comportamiento de este pozo se ajusta al comportamiento de la figura 4 lo cual indica:

Conificación de agua de fondo con comportamiento de canalización tardío.

El análisis para este pozo es el siguiente:

El incremento de RAP` indica la presencia de acuífero de fondo, cuando RAP` cambia la pendiente a negativo, esto indica un proceso de conificación, luego cuando se estabiliza indica un periodo de transición y finalmente cuando RAP` nuevamente incrementa, esto indica que el agua se está canalizando.

3.7 POZOS HORIZONTALES CERRADOS

Su análisis es importante ya que otro de los objetivos de este estudio es recuperar la producción de estos pozos.

La tabla 3.32. presenta los pozos cerrados con su correspondiente motivo.

TABLA 3.32 POZOS HORIZONTALES CERRADOS

CAMPO DORINE		
POZOS HORIZONTALES CERRADOS		
POZO	ESTADO	MOTIVO
D11H	CERRADO	100% corte de agua
D12H	INYECTOR	Plan de mantenimiento de Presión M-1
D75H	EN W.O	Side track, pozo direccional probar producir de U y M-1
D76H	EN WO	Tratamiento químico Hydrajet para recuperar producción

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

3.7.1 POZO DORINE 11H

El pozo Dorine 11H de desarrollo fue perforado en abril del 2000 como un pozo horizontal, considerando el yacimiento M-1 como el principal objetivo.

Este pozo producía hasta mayo del 2008, luego la empresa tomó la decisión de cerrar la producción debido al 100% de agua producida, a pesar de que se realizaron varios trabajos de reacondicionamiento.

En este pozo se analizará los problemas de intrusión de agua así como también la trayectoria del pozo y finalmente el registro petrofísico con el objeto de conocer estos aspectos para considerarlos en los futuros pozos alrededor de esta zona del campo Dorine.

En cuanto a la optimización del pozo se recomienda evaluar las posibilidades de producción de M-1 o de otra arena cercana.

3.7.1.1 Registro Petrofísico

La tabla 3.33 resume el análisis de la sección horizontal del registro petrofísico que está en el anexo 10.

TABLA 3.33 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D11H

PROF MD	PISTA DE CORRELACION	PISTA DE RESISTIVIDAD	PERMEABILIDAD	POROSIDAD	PISTA DE Sw	OBSERVACIONES
9760-10000	bajo GR, bajo Vshl	alta resistividad resD>resM	regular	18%	Sw 100%	arena de regular petrofísica
10000-10300	bajo GR, bajo Vshl	mediana resistividad resD>resM	alta	18%	Sw 100%	arena de buena petrofísica
10300-10760	valores medios de GR y Vshl	baja resistividad resD>resM	baja	18%	Sw 100%	arena de mala petrofísica

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

De la tabla 3.33 se puede decir que este pozo presenta:

Tres secciones de diferente petrofísica

La primera sección de 240 pies de longitud presenta regulares características petrofísicas.

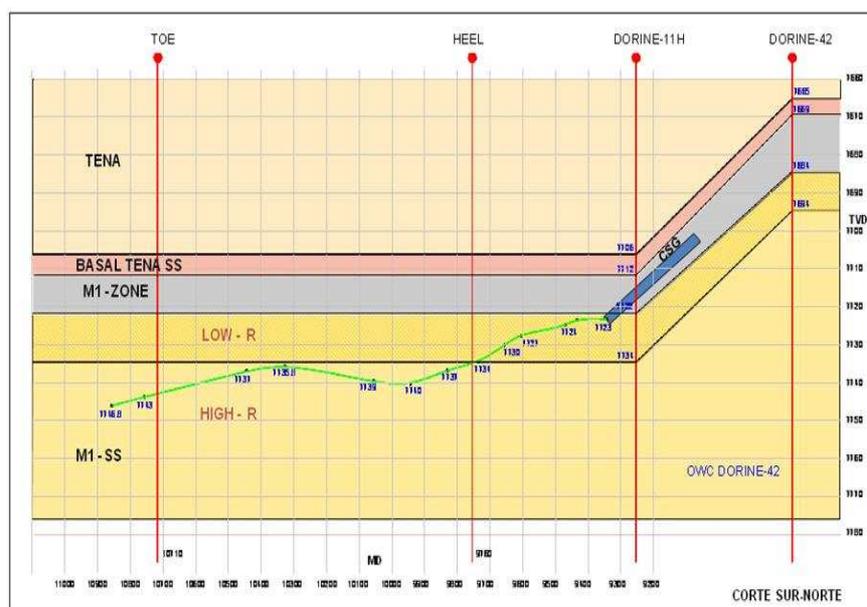
La segunda sección de 300 pies de longitud presenta buenas características petrofísicas.

La tercera sección de 460 pies de longitud presenta malas características petrofísicas.

3.7.1.2 Trayectoria del pozo

La figura 3.26 indica la ubicación de la longitud horizontal del pozo en la zona de interés Arena M-1.

FIGURA 3.26 TRAYECTORIA DEL POZO D11H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

En la figura 3.26 se puede ver que el pozo D42 se utilizó como pozo piloto para ajustar los datos petrofísicos, topes, bases, espesores de la arena M-1.

El pozo está alejado 35 pies del CAP

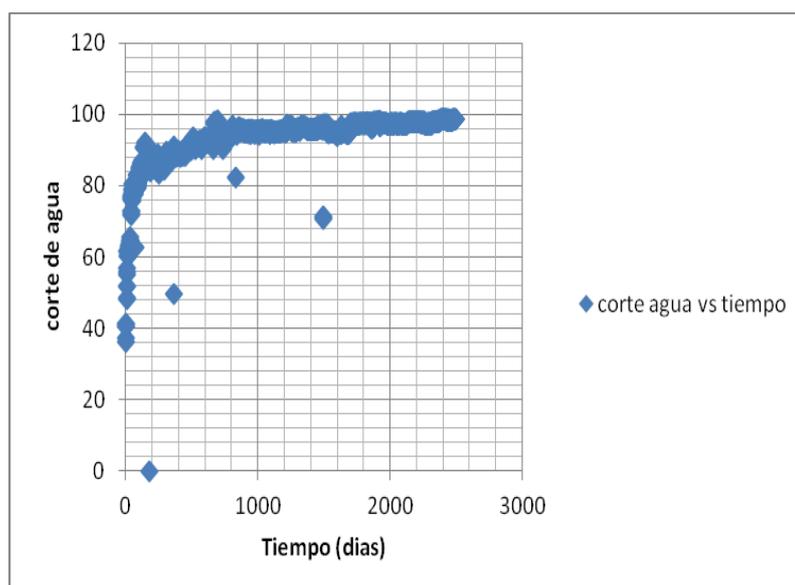
El pozo está separado de la zona M-1 por lo que no está navegado en ella.

3.7.1.3 Análisis de la producción de agua

3.7.1.3.1 Método del corte de agua

A continuación se presenta la figura 3.27 del corte de agua vs tiempo para el pozo Dorine 11H.

FIGURA 3.27 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D11H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

La gráfica se ajusta a los comportamientos 1 y 2 de la figura 3.9 lo cual indica los siguientes tipos de problemas de influjo de agua:

- Canales detrás del revestidor
- Conificación o cresta

3.7.1.3.2 Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada

La figura que indica el comportamiento de $RAP - RAP'$ vs tiempo obtenida del programa OFM Schlumberger se presenta en el anexo 8.

De acuerdo con el paper de Chan el comportamiento de este pozo se ajusta al comportamiento de la figura 4 lo cual indica:

Conificación de agua de fondo con comportamiento de canalización tardío.

El análisis para este pozo es el siguiente:

El incremento de RAP` indica la presencia de acuífero de fondo, cuando RAP` cambia la pendiente a negativo, esto indica un proceso de conificación, luego cuando se estabiliza indica un periodo de transición y finalmente cuando RAP` nuevamente incrementa, esto indica que el agua se está canalizando.

3.7.2 POZO DORINE 12H

El pozo Dorine 12H fue perforado en Julio del 2000, como un pozo horizontal, considerando el yacimiento M-1 como el principal objetivo.

El pozo estuvo produciendo hasta noviembre del 2002 con alto corte de agua y con tendencia a producir únicamente agua.

En este pozo se realizaron varios trabajos de reacondicionamiento con el objeto de disminuir el corte de agua e incrementar la producción de petróleo, pero la tendencia a producir agua y el proyecto piloto de mantenimiento de presión del Campo en aquella época llevó a la empresa a tomar la decisión de cerrar la producción del pozo en noviembre del 2002 para acondicionarlo como inyector hacia el acuífero de fondo de la arena M-1.

Desde el año 2003 hasta estos días el pozo Dorine 12H cumple la función de inyección de agua para el mantenimiento de presión del campo Dorine.

En este pozo se analizará los problemas de intrusión de agua así como también la trayectoria del pozo y finalmente el registro petrofísico con el objeto de conocer estos aspectos para considerarlos en los futuros pozos alrededor de esta zona del campo Dorine.

3.7.2.1 Registro Petrofísico

La tabla 3.34 resume el análisis de la sección horizontal del registro petrofísico que está en el anexo 10.

TABLA 3.34 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D12H

PROF MD	PISTA DE CORRELACION	PISTA DE RESISTIVIDAD	PERMEABILIDAD	POROSIDAD	PISTA DE Sw	OBSERVACIONES
10000-10500	bajo GR, bajo Vshl	resistividad media resD=resM	buena	18%	Sw 100%	arena regular petrofísica
10500-10700	bajo GR, bajo Vshl	resistividad media resD=resM	baja	18%	Sw 100%	arena mala petrofísica
10700-10925	bajo GR, bajo Vshl	resistividad media resD=resM	buena	18%	Sw 100%	arena regular petrofísica

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

De la tabla 3.34 se puede decir que este pozo presenta:

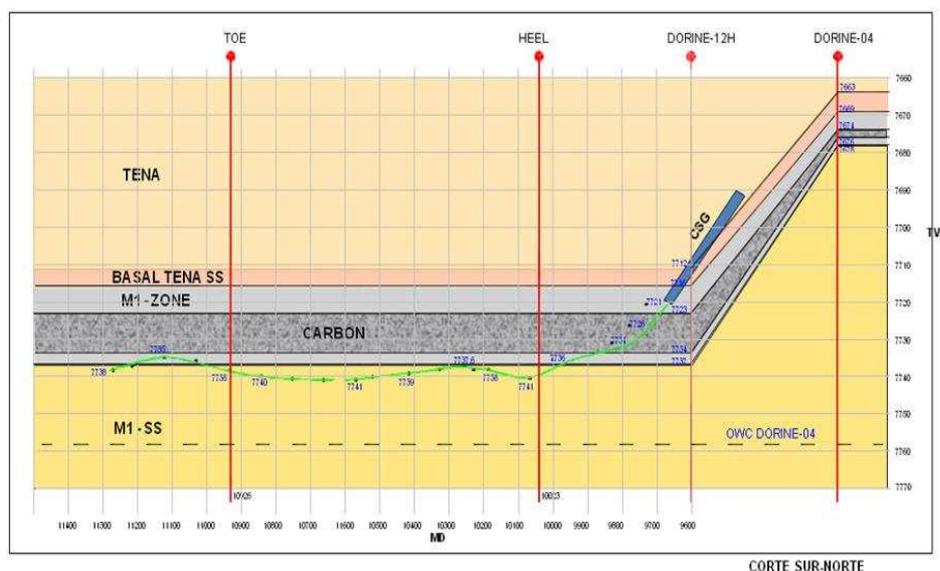
Tres secciones de diferente petrofísica.

La primera sección de 500 pies de longitud presenta regulares características petrofísicas. La segunda sección de 200 pies de longitud presenta malas características petrofísicas. La tercera sección de 225 pies de longitud presenta regulares características petrofísicas.

3.7.2.2 Trayectoria del pozo

La figura 3.28 indica la ubicación de la longitud horizontal del pozo en la zona de interés Arena M-1.

FIGURA 3.28 TRAYECTORIA DEL POZO D12H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

En la figura 3.28 se puede ver que el pozo D04 se utilizó como pozo piloto para ajustar los datos petrofísicos, topes, bases, espesores de la arena M-1.

El pozo está alejado apenas 16 pies del CAP, considerando que en la zona del talón el pozo presenta un mayor acercamiento por su geo-posicionamiento

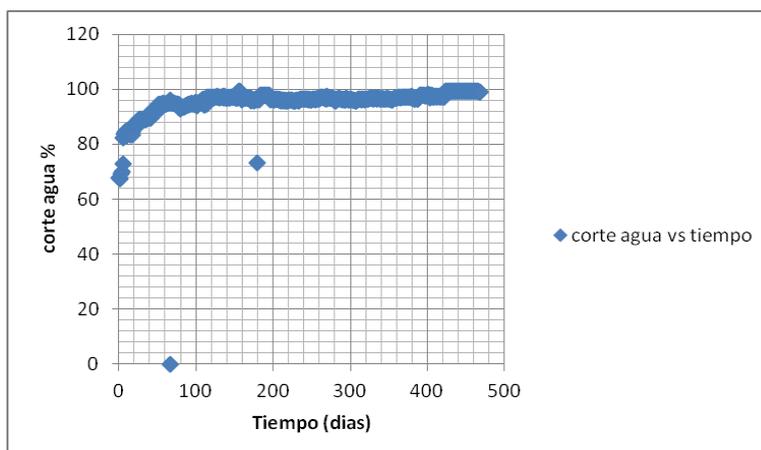
El pozo está ligeramente separado de la zona M-1 por lo que en el intervalo de 10200 a 10300 pies MD se encuentra navegado en esta zona.

3.7.2.3 Análisis de la producción de agua

3.7.2.3.1 Método del corte de agua

A continuación se presenta la figura 3.29 del corte de agua vs tiempo para el pozo Dorine 12H.

FIGURA 3.29 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D12H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

Este comportamiento se ajusta con los comportamientos 1 y un poco 2 de la figura 3.9 lo cual indica los siguientes tipos de problemas de influjo de agua:

- Canales detrás del revestidor
- Completación cerca de la zona de agua o gas
- Conificación o cresta

3.7.2.3.2 Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada

La figura de RAP – RAP` vs tiempo para este pozo se obtiene del programa OFM Schlumberger y se presenta en el anexo 8.

De acuerdo con el paper de Chan el comportamiento de este pozo se ajusta al comportamiento de la figura 2 lo cual indica:

Canalización de agua

El análisis para este pozo es el siguiente:

El incremento del RAP` indica una canalización de agua

Una trayectoria abierta del flujo muestra un muy rápido incremento de agua.

Este perfil indica el flujo a través de una falla o canal detrás del revestidor.

Esto puede ocurrir en algún tiempo durante la historial de producción del pozo.

3.7.3 POZO DORINE 76H

El pozo original Dorine 76 se perforó en febrero del 2010, y los resultados de los registros eléctricos muestran un desarrollo de arena muy limitado (16' de espesor neto de petróleo sobre agua), lo cual, debido a procesos de conificación severos observados en otros pozos del área, podían dar como resultado bajos volúmenes de petróleo, por lo que se decide horizontalizarle al pozo, perforándose el pozo Dorine 76H en Febrero del 2010, como un pozo horizontal, considerando el yacimiento M-1 como el principal objetivo.

Luego de tomar registros de temperatura mostrados en el anexo 13 se determinó que la entrada de agua es de la arena basal tena por detrás del blank pipe de 5" (8571 ft – 9022 ft) y del fondo de la sección horizontal (mallas +/- 9365 ft).

Para la identificación del problema de agua se realizó un estudio en el corte de agua y un estudio con los diagramas de relación agua-petróleo y su derivada.

3.7.3.1 Registro petrofísico

La tabla 3.35 resume el análisis de la sección horizontal del registro petrofísico que está el anexo 10.

TABLA 3.35 ANÁLISIS DEL REGISTRO PETROFÍSICO DEL POZO D76H

PROF MD	PISTA DE CORRELACION	PISTA DE RESISTIVIDAD	PERMEABILIDAD	CURVAS DE POROSIDAD	PISTA Sw	OBSERVACIONES
9017-9120	alto GR, alto Vshl	baja resistividad resD>resM>resS	baja	baja porosidad 9%	sw 100%	lutita de mala petrofísica
9120-9364	bajo GR, bajo Vshl	alta resistividad resD>resM>resS	muy alto	porosidad promedio 25%	sw 100%	arena de buena petrofísica

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

De la tabla 3.35 se puede decir que este pozo presenta:

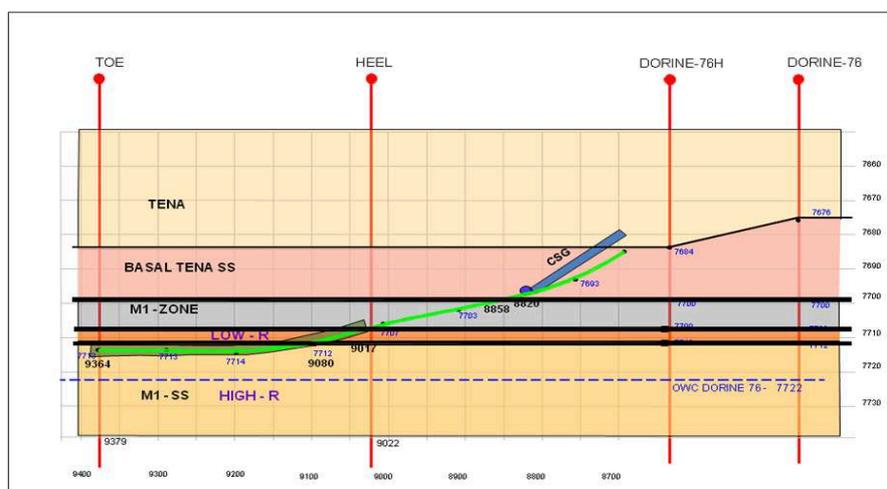
Dos secciones de diferente petrofísica

La primera sección de 100 pies de longitud presenta malas características petrofísicas debido a que esta navegada en M-1 zone. La segunda sección de 250 pies de longitud presenta buenas características petrofísicas y es la zona de mayor potencial.

3.7.3.2 Trayectoria del pozo

La figura 3.30 indica la ubicación de la longitud horizontal del pozo en la zona de interés Arena M-1.

FIGURA 3.30 TRAYECTORIA DEL POZO D76H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

En la figura 3.30 se puede ver que el pozo D76 se utilizó como pozo piloto para ajustar los datos petrofísicos, topes, bases, espesores de la arena M-1.

El pozo está alejado apenas 16 pies del CAP, y ligeramente separado de M-1 por lo que junto al talón el pozo está navegado en ambiente lutítico.

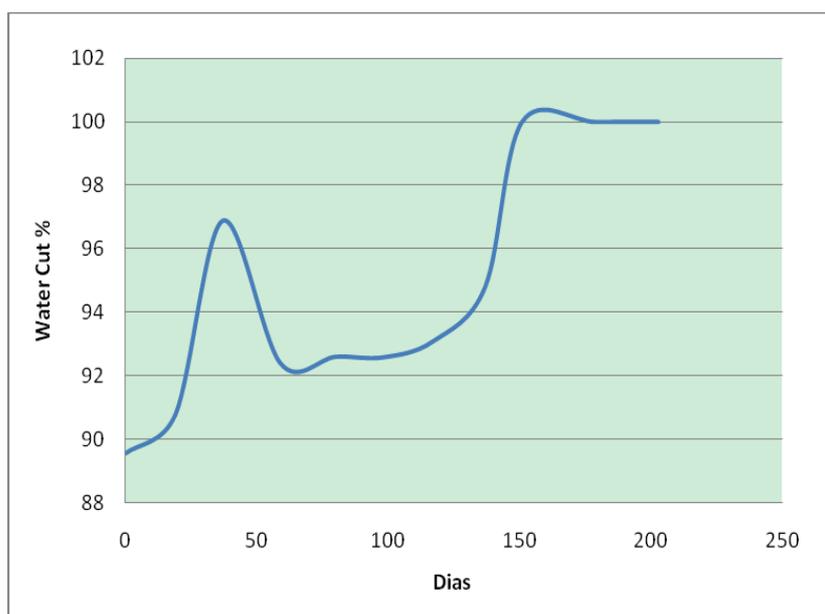
Se puede ver también que la tubería de producción atraviesa basal tena y M1-zone lo cual indica el camino de un posible influjo de agua.

3.7.3.3 Análisis de la producción de agua

3.7.3.3.1 Método del corte de agua

A continuación se presenta la figura 3.31 del corte de agua vs tiempo para el pozo Dorine 76H.

FIGURA 3.31 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA POZO D76H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

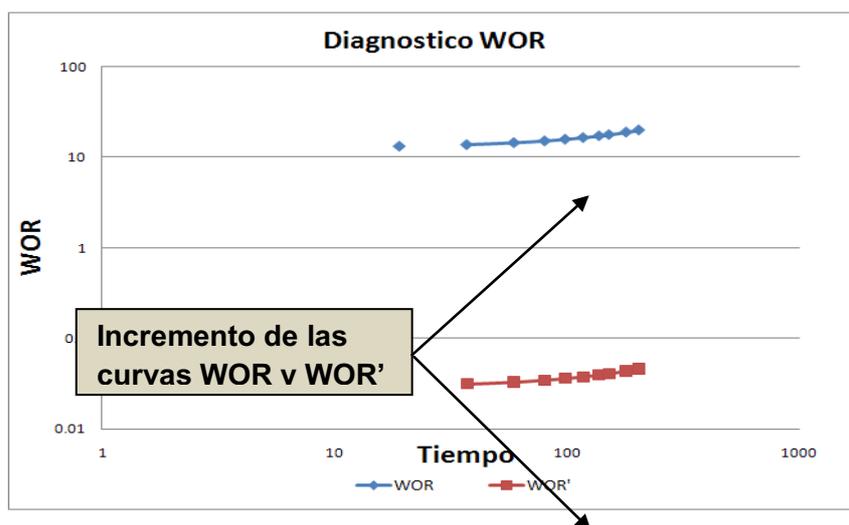
Comparando con los comportamientos identificados para el corte de agua se puede identificar el problema del influjo de agua:

- Filtración en tubulares (1) (2)
- Canales detrás del revestidor (1)

3.7.3.3.2 Método diagramas de relación agua petróleo y su derivada

La figura 3.32 indica el comportamiento de RAP – RAP' vs tiempo.

FIGURA 3.32 RAP - RAP' VS TIEMPO PARA POZO D76H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

De acuerdo con el paper de Chan el comportamiento de este pozo se ajusta al comportamiento de la figura 2 lo cual indica:

Canalización de agua

El análisis para este pozo es el siguiente:

El incremento del RAP' indica una canalización de agua

Una trayectoria abierta del flujo muestra un muy rápido incremento de agua.

Este perfil indica el flujo a través de una falla o canal detrás del revestidor.

Esto puede ocurrir en algún tiempo durante la historial de producción del pozo.

CAPÍTULO 4

PROPUESTAS PARA MAXIMIZAR LA RECUPERACIÓN DE RESERVAS REMANENTES EN LOS POZOS HORIZONTALES.

4.1 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

La sección horizontal de la arena M-1 la cual está en producción presenta los siguientes problemas:

- Intrusión de agua como:
 - Conificación y canalización de agua
- Problemas mecánicos como:
 - Comunicación por el tope del colgador
- Problemas del reservorio como:
 - Arenas no consolidadas

Las alternativas que se propone para optimizar de la producción de los pozos productores y recuperación de producción de los pozos cerrados están sujetas a un análisis de aplicabilidad y son las siguientes:

- Soluciones Químicas
- Soluciones Mecánicas

4.2 SOLUCIONES QUÍMICAS

4.2.1 TECNOLOGÍA HYDRAJET

Es una tecnología de la compañía de servicios Halliburton cuya función principal es realizar perforados en la tubería, casing formación con la finalidad de bombear a través de los orificios químicos para sellar zonas de intrusión de agua.

4.2.1.1 Sistema operativo del hydrajjet

Esta tecnología de Hydrajjet trabaja con diferencial de presión en los nozzles de la

herramienta la cual es la energía para realizar perforados en la tubería, casing, formación. Ver figura 4.1

FIGURA 4.1 TECNOLOGÍA HYDRAJET



Fuente: Halliburton Conformance-Control de agua

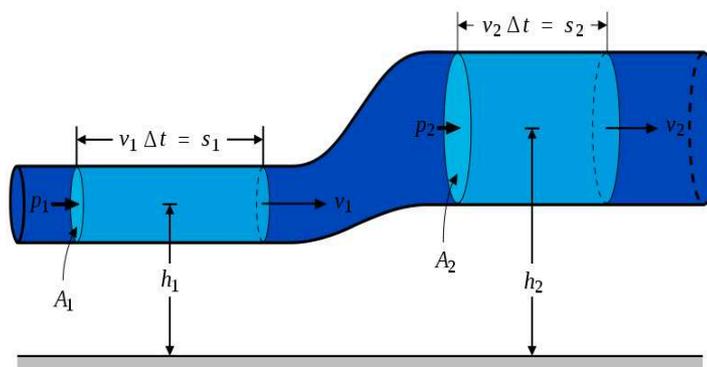
4.2.1.2 Fundamentos Físicos del Hydrajet

4.2.1.2.1 Principio de Bernoulli

Relaciona la presión, la altura y la velocidad del fluido. La energía que posee un fluido en un circuito cerrado permanece constante. Ver figura 4.2.

$$\frac{V^2 \rho}{2} + P + \rho g z = \text{constante} \quad (4.1)$$

FIGURA 4.2 PRINCIPIO BERNOULLI



Fuente: Halliburton Conformance-Control de agua

4.2.1.2.2 Efecto Venturi

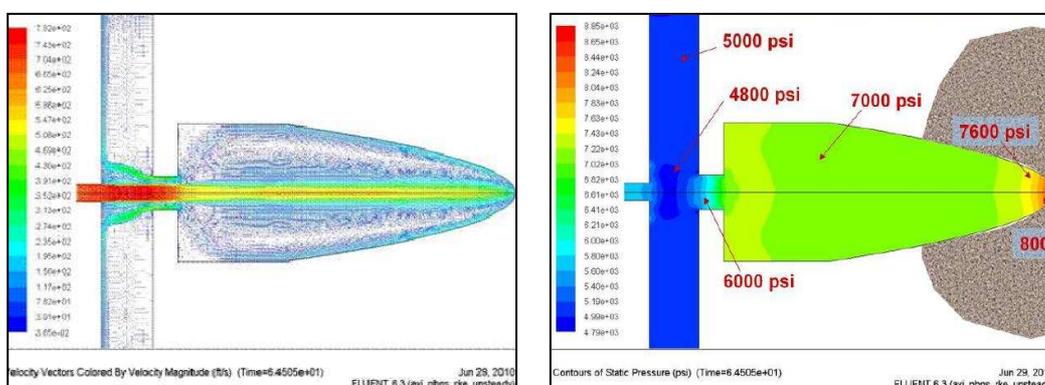
$$A_1 \cdot V_1 = A_2 \cdot V_2 \quad (4.2)$$

Al reducir el área habrá mayor velocidad del fluido. A mayor velocidad, la presión disminuye.

Las siguientes Graficas indican la simulación de velocidad y presión a través del hydrjet. A la derecha la caída de presión y a la izquierda la velocidad del fluido.

Ver figura 4.3.

FIGURA 4.3 VELOCIDAD Y PRESIÓN A TRAVÉS DEL HYDRAJET



Fuente: Halliburton Conformance-Control de agua

Ventajas del hydrjet

- No hay cristalización en el perfil de los punzados, disminuyendo así el daño.
- No produce micro fracturas en los punzados, evitando la comunicación acuífero-reservorio.
- Con el Hydrjet tenemos mayor diámetro de punzados que con cañoneo.
- Permite prestar servicios de micro fracturas en intervalos pequeños.
- Permite realizar corte de tubería (casing, tubing).

Desventajas del Hydrjet

- Desgaste acelerado de la herramienta.
- Limitación en geometría de fractura deseada.
- Tiempo requerido para corte de tubería.

A continuación se presenta una breve descripción de los químicos que serán utilizados en esta operación.

4.2.2 SISTEMA LO-GARD

El sistema Lo-Gard puede ser usado para aplicaciones de pérdida de circulación. Es utilizado para ayudar a controlar la pérdida de fluidos en zonas perforadas y en pozos horizontales con gravel pack. Este material puede ser usado casi en toda situación donde existe pérdida de fluido, tal como operaciones de limpieza en cementación, Fracturamiento y perforación de pozos.

4.2.2.1 Composición del sistema lo-gard

La concentración del HPT-1, principal componente del Lo-Gard, está en función de la permeabilidad y de la temperatura de la formación. Ver tabla 4.1.

TABLA 4.1 CONCENTRACIÓN DEL SISTEMA LO-GARD

HPT-1 Concentration (gal/Mgal) vs Temperature/Permeability					
Permeability (md)	Temperature °F				
	32 - 200	201 - 230	231 - 260	261 - 290	291 - 325
0.1-5.0	10	na	na	na	na
5.1-15.0	20	20	na	na	na
15.1-25.0	50	50	na	na	na
25.0-1000.0	67	67	100	120	135
1000.1-2000.0	100	100	100	120	135
2000.1-6000.0	135	135	135	135	135

Fuente: Halliburton Conformance-Control de agua

4.2.3 SISTEMA BACKSTOP

Es un sistema diseñado para operaciones de cierre de inlfjo de agua. Este proceso es una combinación de H2Zero y SSA-1 para formar una mezcla en la cual el filtrado ingresa por los perforados de la formación se gelificara y formara una barrera al flujo del fluido. El SSA-1 ayuda a evitar la penetración profunda del filtrado de H2Zero.

4.2.3.1 Composición del sistema BackStop y H2Zero

La temperatura de fondo (198°F) es el factor que determina la concentración del H2Zero. La concentración del HZ-20 determinara el tiempo que necesita el sistema para gelificar. Ver figura 4.4.

FIGURA 4.4 COMPOSICIÓN DEL SISTEMA BACKSTOP Y H2ZERO

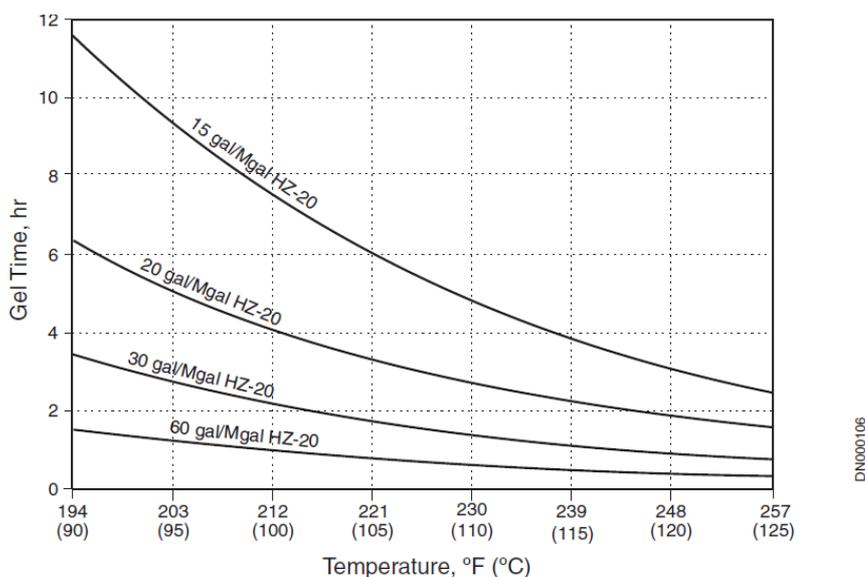


Figure 6—H₂Zero system gelation times vs. temperature: 350 gal/Mgal of HZ-10 polymer in 2% KCl (194°F to 250°F)

Fuente: Halliburton Conformance-Control de agua

En el anexo 17 se puede apreciar cómo se realiza la composición de los químicos.

4.2.4 CEMENTACIONES FORZADAS

Los trabajos de cementación a presión están definidos como el proceso de inyectar una lechada de cemento a base de presión, a través de los agujeros o ranuras que existen en el revestidor y comunican al espacio anular del pozo.

Las cementaciones forzadas son ampliamente usadas en pozos horizontales, con los siguientes propósitos:

Corregir por medio de la inyección de cemento a presión el aislamiento de un intervalo acuífero de una zona productiva, con miras a eliminar la producción de agua.

4.2.4.1 Descripción

Cuando la lechada es forzada contra un área permeable, las partículas sólidas filtradas sobre las caras de la formación, así como la fase acuosa, entran a la matriz de ésta.

Un trabajo de cementación forzada, diseñada apropiadamente tiene como resultado la construcción de un enjarre sobre los agujeros abiertos entre la formación y la tubería de revestimiento; dicho enjarre forma un sólido casi impermeable. En los casos en que la lechada es colocada dentro de un intervalo fracturado, los sólidos del cemento deben desarrollar un enjarre sobre las caras de la fractura y/o puentear la fractura.

Para llevar a cabo los trabajos de cementación a presión casi siempre se requiere el empleo de un empacador recuperable o permanente según el caso, para aislar el espacio anular del pozo. Así se deja directamente comunicada la zona en donde se desea hacer la inyección de cemento, con la sarta de trabajo. Con esto se obtiene un mayor rango de presión de operación y mayor seguridad de confinamiento de la lechada.

4.2.4.2 Aplicaciones en pozos horizontales

- Eliminar la entrada de agua de ambas zonas, inferior y superior dentro de una zona productora de hidrocarburos.
- Reparar una fuga en la tubería de revestimiento debido a la corrosión de la misma en zonas expuestas.
- Abandonar una zona depresionada o no productora.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.

4.2.4.3 Procedimiento para realizar una cementación forzada

Se necesita de la siguiente información:

- Intervalo disparado o a ser cementado
- Profundidad interior
- Fluido de control (agua densidad 1 gr/cc)
- Cantidad de cemento a utilizar

- Densidad de la lechada de diseño
- Rendimiento del cemento
- Cantidad de agua requerida para la lechada de cemento
- Diámetro de la tubería de revestimiento, su capacidad, diámetro interno.
- Profundidad del anclaje del retenedor
- Diámetro interno de la tubería de perforación o de trabajo, longitud.

4.3 SOLUCIONES MECÁNICAS

4.3.1 TECNOLOGÍA DE LOS REGULADORES DE FLUJO ICD'S

Debido a que los pozos horizontales son superiores en producción y recobro a los pozos convencionales, algunas veces ellos están sujetos a una temprana conificación cercana al talón. Pero el agua puede abrirse camino en cualquier lugar del pozo (no solamente en el talón) debido a la variación de permeabilidad y a la proximidad de trampas de agua.

Además las completaciones convencionales no manejan efectivamente heterogeneidades o contrastes de permeabilidad expuestos a lo largo de la cara de la arena.

La temprana conificación de agua reduce el potencial de recobro de hidrocarburo.

Cuando el agua se abre camino los hidrocarburos se pierden y subsecuentemente no pueden ser drenados.

La clave de la ventaja de usar un ICD es que esto balancea el flujo a través de toda la sección horizontal, retrasa el flujo temprano de agua y permite el drenaje uniforme regional.

Los ICD's tienen dos objetivos principales para control de flujo.

Uno es para obtener un perfil de flujo uniforme a lo largo del pozo por medio de la aplicación de restrictores de flujo en zonas de altas ratas de flujo y simultáneamente estimular zonas de baja de producción de tal forma que se retrase el incremento de agua.

La segunda es para balancear las altas ratas de flujo de fases altamente móviles mientras se favorece a la menor movilidad es decir a la del petróleo alcanzando una caída de presión controlada.

4.3.1.1 Beneficios que ofrece

Mejora la limpieza del pozo

Minimiza los efectos del talón-pie.

Reducción de conificación de gas o agua

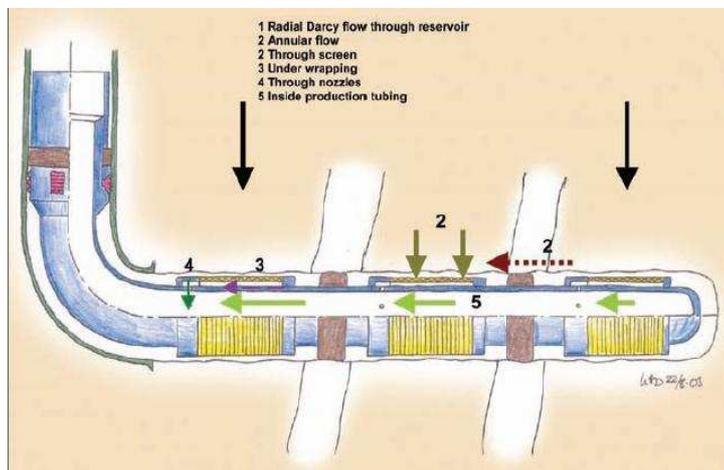
Balancea el flujo de altas zonas de productividad

Estimulación de bajos a moderados intervalos de permeabilidad.

4.3.1.2 Funciones y operaciones

Los ICD's operan como se muestra en la figura 4.5.

FIGURA 4.5 SISTEMA DE OPERACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN ICD



Fuente: Schlumberger Completions

El fluido ingresa por las mallas, entonces los fluidos ingresan entre la cubierta de las mallas y la base de la tubería al alojamiento a través de nozzles.

Cuando el fluido ingresa a los nozzles la energía potencial es transformada en el interior como energía cinética, la cual es absorbida a través de la principal tubería base.

Esto resulta en una caída de presión entre el anular y el tubing. Diferentes medidas de nozzles son permitidas, haciendo posible el diseño de la completación del ICD con la geometría del pozo y la rata de flujo requerida.

La funcionalidad del nozzle puede ser predeterminado o, alternativamente puede ser desarrollado en la cubierta de la tubería. El cable envuelto de las mallas optimiza la medida de la distribución de partículas para reducir material y es usado para control de arena.

En la figura 4.6 se puede ver el diseño de un ICD.

FIGURA 4.6 DISEÑO DE UN EQUIPO ICD



Fuente: Schlumberger Completions

Varias configuraciones de ICD existen actualmente en el mercado para proveer una completación óptima para un reservorio específico.

4.3.2 APLICABILIDAD DE SOLUCIONES MECÁNICAS

Este tipo de solución mecánica es recomendable aplicar en la completación inicial de los futuros pozos horizontales en el Campo Dorine, en base a los análisis del capítulo III, ya que para los actuales pozos Andes Petroleum no considera aplicable si no se conoce con exactitud las profundidades de las zonas de mayor producción de agua ni el estado físico de la tubería de revestimiento de la sección horizontal.

Para lo cual es importante evaluar el diametro interno de la tubería de revestimiento de la sección horizontal y correr un registro de producción (PLT) donde se establece con mayor exactitud las profundidades a ser aisladas

4.3.3 APLICABILIDAD DE ALTERNATIVAS DE SOLUCION PARA POZOS HORIZONTALES PRODUCTORES

Para los pozos productores D77H, D74H, D68H, D14H, D36H y D67H, con el objeto de optimizar su producción aplicando la metodología propuesta para analizar la caída de presión se propone correr un registro de producción PLT (Production Logging Tool) a fin de determinar con mayor certeza las profundidades de las zonas de intrusión de agua en la sección horizontal, pero previo a este trabajo es necesario instalar una Y tool en la completación de cada pozo ya que esta herramienta permite producir el pozo mientras se evalúa.

4.3.4 APLICABILIDAD DE ALTERNATIVAS DE SOLUCION PARA POZOS HORIZONTALES CERRADOS

Para el pozo Dorine 11H no se presenta ninguna propuesta para recuperar la producción debido a que se lo intentó poner en producción en enero del 2011 pero continua con 99% de corte de agua.

Para el pozo Dorine 75H luego de haber determinado que el pozo está inundado de agua la compañía ha tomado la decisión de realizar un Side Track hacia dos nuevos objetivos, para investigar la extensión de los reservorios M 1 y U inferior al Oeste del Campo Dorine, por lo que este pozo se convierte en direccional y ya no está considerado dentro del análisis de este estudio.

El pozo Dorine 12H actualmente inyecta 18450 BPD con una presión de inyección de 1750 psi, es parte del proyecto de mantenimiento de presión del campo Dorine, para optimizar la operación de este pozo es necesario realizar un estudio completo de todos los pozos que son parte del proyecto.

4.3.5 PROPUESTA PARA EL POZO DORINE 76H

Luego de realizar el análisis de la sección horizontal, además de los registros de temperatura que se muestra en el anexo 13 se determinó que la entrada de agua es de la arena Basal Tena por detrás del blank pipe de 5" (8571 ft – 9022 ft) y del fondo de la sección horizontal (mallas +/- 9365 ft).

La propuesta para recuperar la producción de este pozo se ha analizado con el soporte de la compañía de servicios Halliburton, la cual es realizar perforados en el blank pipe de 5" en los intervalos 8830' - 8832' y 9010'- 9011' con tecnología Hydrajet utilizando gel lineal 17# con arena 100 mesh con la finalidad de bombear a través del anular Blank pipe-hueco abierto tratamientos conformance de LO-GARD, K-Max, y H2Zero para sellar el agua proveniente de Basal Tena.

4.4 RESULTADOS ESPERADOS

Generalmente al reducir el corte de agua se logra un incremento en la producción de petróleo, pero puede darse el caso que se logre reducir el corte de agua y mantener la producción de petróleo anterior o el peor de los casos reducir el corte de agua y también petróleo.

Para el caso del pozo D76H se espera recuperar la producción de petróleo antes de sufrir la intrusión de agua aproximadamente 172 bppd.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO POZO DORINE 76H

Luego de identificar el problema de intrusión de agua en el pozo Dorine 76H, y considerar que este mismo problema podría presentarse a corto plazo en los actuales pozos horizontales productores se recomienda a la compañía aplicar un tratamiento químico al pozo, el cual debe ir acompañado de un análisis técnico económico que permita recuperar la producción del pozo con el menor riesgo posible en las operaciones y a bajo costo.

5.2 TECNOLOGÍA HYDRAJET

Los trabajos a realizar en este pozo son algunos perforados en el blank pipe de 5" en los intervalos 8830' - 8832' y 9010'- 9011' con tecnología Hydrajet utilizando gel lineal #17 con arena 100 mesh con la finalidad de bombear a través del anular Blank pipe - hueco abierto tratamientos conformance de LO-GARD, K-Max, y H2Zero para sellar el agua proveniente de Basal Tena.

La tecnología hydrajet se baja con tubing de 2-3/8 porque se requiere una velocidad alta y se considera una presión de fondo de 3000 psi.

El ensamblaje de fondo de la herramienta se la puede observar en el anexo15.

Los cálculos volumétricos de los químicos a ser utilizados en esta operación se pueden apreciar en el anexo 15.

5.2.1 DISEÑO DE ETAPAS DE CORTE

Para cada una de las etapas de corte, se va a emplear la herramienta Hydrajet con 4 Nozzles de 3/16". Se requiere de 10.4 sacos de arena para cada etapa, 100 mesh bombeados a través de tubería de 2 7/8" a 1 ppg con gel lineal de 17#.

Este diseño se puede apreciar en el anexo 16.

5.2.2 CONSIDERACIONES OPERATIVAS

Andes Petroleum Ecuador Ltd debe disponer en locación y considerar:

1. Las operaciones se realizarán en taladro de workover.
2. Tanques de retorno para almacenar al menos 600 barriles de fluido con un vacuum con disponibilidad 24 horas para el desalojo continuo de los mismos.
3. Tanqueros para suministro continuo de agua limpia Las operaciones se realizarán a la luz del día.

5.2.3 PROGRAMA OPERATIVO

1. Realizar reunión de seguridad con todo el personal involucrado y terceras partes.
2. Con unidad de CTU en fondo, prerarar y bombear 150 bls del sistema Lo Gard, Levantar tubería de CTU hasta 8525 ft, durante la colocación del Lo Gar verificar si se logra circulación en superficie.
3. Si el pozo circula, presurizar con +/- 1500 psi para asegurar una buena cobertura de la zona de interés con la píldora.
4. Posicionar tubería de CTU a profundidad para colocar 3bls de tapón de K MAX. Sacar tubería de CTU hasta superficie.
5. Iniciar operaciones con equipo de workover.
6. Armar BHA de Hydrajet como se muestra en el esquema y acoplar con cross-over a la tubería del taladro de workover.
7. Circular bombas. Probar líneas de Superficie con 1000, 3000 y 5000 psi por 10 minutos.
8. Realizar estabilización de caudal con herramienta posicionada en **9005 ft** bombeando con salmuera a 1, 2, y 3 bpm por tubería de 2 7/8" (Bombear el volumen necesario para obtener estabilización de presión en cada caudal), cuando se tenga este ultimo caudal, bombear 26 bbls de gel lineal de 17# con 1 lb/gal de arena natural 100 mesh (10.4 sacos). Contar 5 minutos de corte a 1 ppg + 52 bbls de salmuera.

9. Desplazar con 78 barriles de gel lineal de 17# a 4 bpm. Este volumen corresponde a 52 barriles de Capacidad de tubing más 26 barriles para desplazar la arena de corte en el anular.
10. Registrar la presión por directa y por anular hydrjet-blank pipe. Esto será el indicativo de que se ha realizado los perforados en el blank pipe.
11. Realizado los perforados a 9005 ft, circular en reversa la arena sobrante un fondo arriba.
12. Bombear 3 bbls de BackStop al anular blank pipe-pozo a 9005 ft y esperar fragüe de tratamiento.
13. Subir sarta hasta 8831 ft
14. Realizar estabilización de caudal con herramienta posicionada en **8831 ft** bombeando con salmuera a 1, 2, y 3 bpm por tubería de 2 7/8" (Bombear el volumen necesario para obtener estabilización de presión en cada caudal), cuando se tenga este ultimo caudal, bombear 26 bbls de gel lineal de 17# con 1 lb/gal de arena natural 100 mesh (10.4 sacos). Contar 5 minutos de corte a 1 ppg + 52 bbls de salmuera.
15. Desplazar con 78 barriles de gel lineal de 17# a 4 bpm. Este volumen corresponde a 52 barriles de Capacidad de tubing más 26 barriles para desplazar la arena de corte en el anular.
16. Realizado los perforados a 8831 ft, circular en reversa la arena sobrante un fondo arriba.
17. Bombear 15 bbls de H2Zero al anular blank pipe-pozo a 8831 ft y esperar fragüe de tratamiento.
18. Bombear 3 bbls de BackStop al anular blank pipe-pozo a 8831 ft y esperar fragüe de tratamiento.
19. Bombear 5 bbls de Cemento al anular blank pipe-pozo a 8831 ft y esperar fragüe de tratamiento.
20. Sacar tubería, Desarmar equipo, Fin de operaciones.

5.2.4 RIESGOS EN LOS TRABAJOS

Los riesgos que se pueden correr en este trabajo podrían significar un alto costo a tal punto de que si no se toman las medidas adecuadas para cumplir eficientemente este trabajo se puede perder la inversión para este proyecto.

En el anexo 18 se explican de mejor manera los riesgos por cada área del proyecto.

5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

5.3.1 CONSIDERACIONES GENERALES

A fin de realizar el análisis económico del proyecto se utilizarán los siguientes indicadores financieros

5.3.1.1 Flujo de caja

El flujo de caja permite analizar la variación de la inversión y costos de producción versus los ingresos (mensuales o anuales). Para este valor pueden distinguirse tres situaciones: en los primeros períodos (días, meses o años) puede ser negativo ya que los egresos aun son mayores que los ingresos, es decir aun no se recupera la inversión del proyecto. La segunda situación es cuando el flujo de caja toma un valor de cero que significa recuperación de la inversión. A partir del valor de cero para los próximos periodos los valores son positivos indicando una ganancia para la compañía.

La durabilidad del tratamiento químico para el pozo D76H se lo analizará para un año asumiendo que la producción de petróleo disminuye un 30 % anual.

5.3.1.2 Valor Actual Neto

El Valor actual neto (VAN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este

valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

El método de valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado. Ver tabla 5.1.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (5.1)$$

V_t representa los flujos de caja en cada periodo t .

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de períodos considerado.

k . es la tasa de actualización

TABLA 5.1 DECISIONES A TOMAR SEGÚN EL VALOR DEL VAN

Valor	Significado	Decisión a tomar
$VAN > 0$	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
$VAN < 0$	La inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
$VAN = 0$	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Realizado por: Luis paredes

5.3.1.3 Tasa interna de retorno (TIR)

El TIR permitirá analizar la utilidad que espera obtenerse una vez concluidos los trabajos (en porcentaje). Para hallar el TIR del proyecto en cada uno de los casos hay que llevar los valores del flujo de caja al punto cero (para distintos intereses) con el propósito de obtener un TIR para la compañía, así como se presenta en las tablas de los cálculos.

Como ya se ha comentado anteriormente, la TIR o tasa de rendimiento interno, es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

- Si $TIR \geq r$ » Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el coste de oportunidad).
- Si $TIR < r$ » Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

r: representa el costo de oportunidad.

5.3.2 PRODUCCIÓN ESTIMADA DEL POZO

Con el propósito de recuperar la producción del pozo aplicando el tratamiento químico con tecnología Hydrajet es necesario determinar el caudal que se estima producir, tomando en consideración que el pozo posee un historial de producción de 130 días.

En el historial de producción del pozo Dorine 76H se ha identificado claramente tres escenarios de producción:

Optimista: Este caso presenta el primer comportamiento constante en las curvas de producción del anexo 9 durante los primeros 30 días, para lo cual se ha realizado un promedio de datos resultando en valores que muestra la tabla 5.2.

Esperado: Este caso presenta un segundo comportamiento constante en las curvas de producción del anexo 9 a partir del día 31 hasta el 115, para lo cual se ha realizado un promedio de datos resultando en los valores que muestra la tabla 5.2.

Pesimista: Este caso presenta un comportamiento final constante en las curvas de producción del anexo 9 durante los 15 días finales, para lo cual se ha realizado un promedio de datos resultando en valores que muestra la tabla 5.2.

La tabla 5.2 presenta un resumen de producción de los tres escenarios.

TABLA 5.2 ESCENARIOS PARA ESTIMAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO

ESCENARIO	BFPD	BWPD	BPPD	CORTE AGUA
CASO OPTIMISTA	6073	5562	511	90.81
CASO ESPERADO	5887	5499	388	92.94
CASO PESIMISTA	3782	3594	188	94.77

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

5.3.3 ESTIMACIÓN DE INGRESOS

Los ingresos se estiman de acuerdo a la producción de petróleo que se espera recuperar luego de aplicarse el tratamiento químico al pozo D76H. Es decir la producción mensual multiplicada por el precio que recibe la compañía por producir un barril de petróleo.

Para determinar la producción mensual se considera en base a los historiales de producción de los pozos horizontales de M-1 una declinación de producción de 30 % anual, considerando el mes de estudio de 30 días.

5.3.4 ESTIMACIÓN DE EGRESOS

Los egresos en el periodo de estudio para el primer mes constituyen la suma de los costos del trabajo de reacondicionamiento aplicado, y para los meses siguientes los egresos constituyen el costo operativo de producción de un barril de petróleo estimado en 13.21 dólares por la compañía.

5.3.5 CONSIDERACIONES DE LA COMPAÑÍA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO.

Es necesario mencionar algunos parámetros considerados por la compañía para la consecución del presente estudio económico.

La tabla 5.3 presenta los costos de un barril de petróleo producido.

TABLA 5.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN DE UN BARRIL DE PETRÓLEO

DETALLE	PRECIO usd/bl
GASTOS OPERATIVOS	0.86
GASTOS DE AMORTIZACION	1.31
IMPUESTOS DE PERSONAL	4.57
IMPUESTO A RENTA	6.47
COSTO BARRIL PRODUCIDO	13.21

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

Con respecto al sistema de contrato actual de prestación de servicios que mantienen las compañías operadoras con el Estado, la compañía recibe 35 dólares por barril de petróleo producido, para lo cual se considera este valor como precio del petróleo en el análisis económico.

La tasa de actualización es del 15 % anual, 1,25% mensual.

El costo operativo para producir 1 BPPD es 13.21 dólares

Se considera realizar el análisis económico para los tres escenarios propuestos para un año con el objeto de apreciar durante este tiempo cuanta rentabilidad resulta de la inversión realizada.

Los ingresos netos después de impuestos que recibe la compañía por barril producido son 21.79 dólares.

5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO DORINE 76H

5.4.1 PROYECTO DE INVERSIÓN

Para solucionar el problema de influjo de agua del pozo Dorine 76H se considerará necesario invertir en algunos equipos y accesorios para que el pozo pueda entrar en reacondicionamiento y poder realizar la operación antes mencionada.. la tabla 5.4 presenta la lista de precios de todos los accesorios y equipos a ser utilizados en este trabajo de reacondicionamiento.

TABLA 5.4 COSTOS ESTIMADOS DE LOS EQUIPOS PARA WORKOVER

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (usd)	PRECIO TOTAL (USD)
movimiento del taladro de workover	Transporte y ubicación del equipo			14000
Días de trabajo	8	Días	4990	39920
coiled tubing equipo	3	Días	23333.33	70000
servicio tecnología hydrajet+químicos	Se detallan en tabla 5.5			122254
instalación equipo BES (variador,transformador)	Al momento de iniciar producción			45000
tubing 2 3/8`	Durante el w.o			38500
brocas	Durante el w.o			9628
Alojamiento y alimentación	8	Días	2200	17600
Camión de Vacuum	8	Días	300	2400
Carretilla elevadora	8	Días	230	1840
Camión de agua potable	8	Días	165	1320
Camión Plataforma	8	Días	175	1400
Camión Cisterna	8	Días	350	2800
transporte	8	Días	1500	12000
diesel combustible	2500	gals	4	10000
servicios Slick line	1	Días	3000	3000
Seguridad	8	Días	500	4000
Comunicación	8	Días	100	800
Supervisión	8	Días	1850	14800
servicio de limpieza de pozo	8	Días	1125	9000
TOTAL FACTURA DEL TRABAJO				420261.67

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes

Es importante indicar que estos costos son estimados de acuerdo con el mercado ecuatoriano para ocho días de intervención.

Con respecto al equipo de sistema de levantamiento artificial BES el contrato que la compañía mantiene con la prestadora de servicios es de tipo renta diaria por tal motivo no se consideran costos de mantenimiento ni de compra sino únicamente los costos que representan la instalación del equipo al momento de iniciar la producción del pozo.

En la tabla 5.5 se muestran los costos estimados de acuerdo con el mercado ecuatoriano para el tratamiento químico con tecnología Hydrajet.

TABLA 5.5 COSTOS ESTIMADOS PARA EL TRATAMIENTO QUÍMICO CON TECNOLOGÍA HYDRAJET

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (usd)	VALOR TOTAL (usd)
TECNOLOGÍA HYDRAJET				
millaje y entrega de cargas	200	km	6.85	1370.60
millaje para equipos de cementos	200	km	5.43	1086.40
plugging back, spotting cement or mud	2	ea	10000.00	20000.00
servicio de operador	8	hr	108.22	865.76
paquete de computación por trabajo por día	1	ea	1796.90	1796.90
servicio de supervisor	8	hr	171.50	1372.00
cada hora o fracción adicional por bomba	10	ea	570.50	5705.00
servicio Hydrajet con unidades de bombeo Halliburton	1	ea	10000.00	10000.00
primeras 8 horas o fracción	1	hr	1189.30	1189.30
jets	12	hr	2083.33	25000.00
TOTAL EQUIPOS				68385.96
DESCRIPCION DE QUIMICOS				
Lo Gard	147	gal	10.20	1500
Backstop process, per gallon pumped	168	gal	50.60	8500
H 2 Zero Conformance process, per gallon pumped	420	gal	32.14	13500
Mud Flush	840	gal	1.90	1596.67
Microbond HT, per pound	300	lb	4.94	1481.04
Halado-300 L, per gallon	45	gal	145.33	6540
Gasstop HT, per pound	75	lb	131.33	9850
SCR-100, per pound	30	gal	255.00	7650
cemento G	80	sxs	40.63	3250
TOTAL QUIMICOS				53867.71
TOTAL TICKET				122253.67

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Realizado por: Luis Paredes.

5.4.2 CASO OPTIMISTA

La tabla 5.6 muestra los resultados del flujo de caja.

TABLA 5.6 POZO DORINE 76H CASO OPTIMISTA

MESES	INVERSIÓN	PRODUCCIÓN (BPPD)	INGRESO NETO	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VAN
	USD	(DECLINACIÓN ANUAL 30 %)	USD	USD	USD	
0	-420261.7	0.0	0.0	420261.7	-420261.7	-420261.7
1	0.0	501.9	526968.8	198893.1	328075.7	324025.4
2	0.0	492.8	517387.5	195276.8	322110.7	314206.4
3	0.0	483.6	507806.3	191660.6	316145.7	304580.5
4	0.0	474.5	498225.0	188044.4	310180.7	295144.4
5	0.0	465.4	488643.8	184428.1	304215.6	285894.9
6	0.0	456.3	479062.5	180811.9	298250.6	276828.7
7	0.0	447.1	469481.3	177195.6	292285.6	267942.9
8	0.0	438.0	459900.0	173579.4	286320.6	259234.2
9	0.0	428.9	450318.8	169963.2	280355.6	250699.8
10	0.0	419.8	440737.5	166346.9	274390.6	242336.5
11	0.0	410.6	431156.3	162730.7	268425.6	234141.6
12	0.0	401.5	421575.0	159114.5	262460.6	226112.0
total		2164906.3	5691262.5	2568306.7	3122955.75	2860885.7
TIR	76.13%					

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

VAN = 2860885.7

Por lo tanto la inversión produciría ganancias y el proyecto puede aceptarse

TIR = 76.13%

Es mucho mayor que la tasa de interés por lo que indica una buena rentabilidad

TRI = SEGUNDO MES (tiempo de recuperación de la inversión)

5.4.3 CASO ESPERADO

La tabla 5.7 muestra los resultados del flujo de caja.

TABLA 5.7 POZO DORINE 76H CASO ESPERADO

MESES	INVERSIÓN	PRODUCCIÓN (BPPD)	INGRESO NETO	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VAN
	USD	(DECLINACIÓN ANUAL 30 %)	USD	USD	USD	
0	-420261.7	0.0	0.0	420261.7	-420261.7	-420261.7
1	0.0	378.9	397818.8	150148.2	247670.6	244612.9
2	0.0	369.8	388237.5	146531.9	241705.6	235774.4
3	0.0	360.6	378656.3	142915.7	235740.6	227116.8
4	0.0	351.5	369075.0	139299.5	229775.6	218637.0
5	0.0	342.4	359493.8	135683.2	223810.5	210332.0
6	0.0	333.3	349912.5	132067.0	217845.5	202198.7
7	0.0	324.1	340331.3	128450.7	211880.5	194234.2
8	0.0	315.0	330750.0	124834.5	205915.5	186435.6
9	0.0	305.9	321168.8	121218.3	199950.5	178799.9
10	0.0	296.8	311587.5	117602.0	193985.5	171324.3
11	0.0	287.6	302006.3	113985.8	188020.5	164006.0
12	0.0	278.5	292425.0	110369.6	182055.5	156842.3
total		1581271.3	4141462.5	1983367.9	2158094.55	1970052.5
TIR	56.22%					

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

VAN = 1970052.5

Por lo tanto la inversión produciría ganancias y el proyecto puede aceptarse

TIR = 56.22%

Es mucho mayor que la tasa de interés por lo que indica una buena rentabilidad

TRI = SEGUNDO MES (tiempo de recuperación de la inversión)

5.4.4 CASO PESIMISTA

La tabla 5.8 muestra los resultados del flujo de caja.

TABLA 5.8 POZO DORINE 76H CASO PESIMISTA

MESES	INVERSIÓN	PRODUCCIÓN (BPPD)	INGRESO NETO	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	VAN
	USD	(DECLINACIÓN ANUAL 30 %)	USD	USD	USD	
0	-420261.7	0.0	0.0	420261.7	-420261.7	-420261.7
1	0.0	178.9	187818.8	70888.2	116930.6	115487.0
2	0.0	169.8	178237.5	67271.9	110965.6	108242.6
3	0.0	160.6	168656.3	63655.7	105000.6	101159.5
4	0.0	151.5	159075.0	60039.5	99035.6	94234.7
5	0.0	142.4	149493.8	56423.2	93070.5	87465.6
6	0.0	133.3	139912.5	52807.0	87105.5	80849.2
7	0.0	124.1	130331.3	49190.7	81140.5	74382.8
8	0.0	115.0	120750.0	45574.5	75175.5	68063.8
9	0.0	105.9	111168.8	41958.3	69210.5	61889.4
10	0.0	96.8	101587.5	38342.0	63245.5	55857.2
11	0.0	87.6	92006.3	34725.8	57280.5	49964.5
12	0.0	78.5	82425.0	31109.6	51315.5	44208.7
total		632271.3	1621462.5	1032247.9	589214.55	521543.2
TIR	20.48%					

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.
Realizado por: Luis Paredes

VAN = 521543.2

Por lo tanto la inversión produciría ganancias y el proyecto puede aceptarse

TIR = 20.48%

Es mayor que la tasa de interés por lo que indica una buena rentabilidad

TRI = CUARTO MES (tiempo de recuperación de la inversión)

NOTA: El cálculo del TIR y VAN se consideraron para un flujo de caja de un año. Esto debido a que la inversión del proyecto se paga antes de cumplirse el primer trimestre del análisis

5.4.5 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el caso optimista el análisis económico para un año indica que con una inversión de 2,568,306.7 dólares incluyendo el trabajo de reacondicionamiento y los gastos operativos anuales se tiene una producción de 2,164,906.3 barriles de petróleo lo cual significa ingresos netos para la compañía de 3,122,955.75 dólares durante el primer año.

Para el caso esperado el análisis económico para un año indica que con una inversión de 1,983,367.9 dólares incluyendo el trabajo de reacondicionamiento y los gastos operativos anual se tiene una producción de 1,581,271.3 barriles de petróleo lo cual significa ingresos netos para la compañía de 2,158,094.55 dólares durante el primer año.

Para el caso pesimista el análisis económico para un año indica que con una inversión de 1,032,248 dólares incluyendo el trabajo de reacondicionamiento y los gastos operativos anual se tiene una producción de 632,271 barriles de petróleo lo cual significa ingresos netos para la compañía de 589,214 dólares durante el primer año.

Revisando los resultados del VAN y TIR para los tres escenarios se puede concluir que el tratamiento químico es un proyecto viable para los tres casos donde la recuperación de la inversión es inmediata.

De los tres escenarios analizados y a pesar de que el caso optimista se destaca con mejores valores que los demás, el caso esperado es el que la compañía espera debido a que sus valores son promedios.

El caso pesimista a pesar de mostrar valores positivos de TIR y VAN que indican un proyecto aceptable, queda para el análisis interno de la Compañía ya que su rentabilidad económica no es muy alta debido a que el corte de agua es mayor, lo cual constituye un alto riesgo de operación y baja producción de petróleo.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

Del estudio para optimizar la producción de los pozos horizontales se tienen las siguientes conclusiones:

- Dentro del campo Dorine en el Bloque Tarapoa, la zona productora y de principal interés es la arenisca M-1 en la cual se encuentran ubicados los diez pozos horizontales de este estudio.
- El estado mecánico del pozo con respecto al asentamiento de casing prematuro puede influenciar directamente en la producción del pozo debido a que puede asociarse con problemas de comunicación entre arenas, lo cual genera influjo de agua, este es el caso del pozo D76H.
- Los pozos horizontales que están completados en la sección horizontal con mallas se debe a que la arena no está bien consolidada (porosidad > 25%) mientras los que están completados con colgador ranurado se debe a que la arena está bien consolidada (porosidad < 25%).
- Para identificar los principales problemas de intrusión de agua la mejor herramienta son los historiales de producción del pozo.
- Los problemas más comunes de intrusión de agua que presentan los pozos horizontales son el efecto de cresta o conificación, también está la canalización detrás del casing o entrada de agua desde otras capas y finalmente inundación de agua.
- Las heterogeneidades que presenta la sección horizontal de los pozos influyen en una caída de presión variable que está directamente relacionada con los problemas de incremento de agua y con la producción final del pozo.

- Una caída de presión unificada en toda la sección horizontal del pozo permitirá homogenizar el flujo de fluidos hacia la tubería de producción, evitando así posibles canalizaciones de agua en ciertas regiones de la sección horizontal del pozo.
- La metodología más adecuada para determinar el índice de productividad en pozos horizontales del Campo Dorie es la de Joshi ya que considera mayor cantidad de parámetros del reservorio y se acerca más a la realidad de los pozos del campo en estudio.
- Los principales factores que influyen en la productividad de los pozos son el daño, la anisotropía y el espesor del reservorio, mostrando mejores valores de productividad cuando el daño es $S < 0$, cuando K_v/K_h se aproxima a uno y cuando el espesor aumenta. Además de que la anisotropía es mayor cuando se tiene mayor longitud horizontal del pozo.
- Un pozo con diferentes características petrofísicas en la sección horizontal, posee mejor índice de productividad en aquellas zonas donde las propiedades petrofísicas son mejores. Esta mejor condición puede ser negativa en cuanto el fluido tiene mayor conductividad y puede canalizarse en forma temprana.
- La metodología utilizada en este estudio para analizar la caída de presión en la zona horizontal de los pozos únicamente es aplicable en pozos que presentan comportamiento heterogéneo en su sección horizontal ya que en los homogéneos no se puede diferenciar las caídas de presión debido a la homogeneidad de los parámetros petrofísicos.
- El simulador ICD ADVISOR es una herramienta fundamental para calibrar la producción de agua y petróleo por zonas en la sección horizontal (también tiene error), por lo que en base a estos resultados se demostró que la metodología utilizada se considera aceptable para el análisis de la caída de presión.

- En el pozo Dorine 76H se aplicará un tratamiento químico el cual pretende sellar el influjo de agua que proviene de la formación Basal Tena y así recuperar la producción del pozo.
- El éxito de un tratamiento puede medirse por el incremento de petróleo que tiene el pozo posteriormente ya que el efecto puede ser inmediatamente o después de varios meses, dependiendo de la eficiencia del trabajo y propiedades del reservorio.
- Para aplicar alguna solución mecánica a los pozos horizontales productores con el objeto de optimizar la producción primero se hace necesario correr herramientas como por ejemplo un PLT que permita determinar con mayor certeza si la solución es viable o no.
- El análisis económico indica la factibilidad económica para aplicar un adecuado tratamiento al pozo con el objeto de recuperar la producción de este.

6.2 RECOMENDACIONES

- Es necesario disponer con la mayor cantidad de datos petrofísicos para un análisis más ajustado al comportamiento real del pozo, por lo que se sugiere para los futuros pozos horizontales tomar registros mientras se perfora.
- Aquellos pozos que no disponen de su propia petrofísica se recomienda correlacionar con el pozo más cercano para ajustar los parámetros petrofísicos y así obtener una petrofísica en la sección horizontal del pozo.
- Se recomienda aplicar la metodología estudiada para analizar la caída de presión debido a los aceptables resultados que mostraron en los cálculos realizados.
- Se recomienda correr un registro PLT (Production Logging Tool) ya que este presenta con mayor exactitud la producción de agua y petróleo en la

longitud horizontal del pozo permitiendo así identificar la zona mayor producción de agua.

- Se recomienda correr una herramienta para analizar el diámetro interno de la tubería de revestimiento de la sección horizontal, esta podría estar acoplada al PLT al momento de bajar a evaluar.
- Una vez aplicado el tratamiento químico al pozo Dorine 76H se debe poner lentamente en producción (puede ser días) para evitar que se dañe inmediatamente la zona tratada.
- Continuar monitoreando el comportamiento de los pozos y recolectando sus datos de manera eficiente a fin de tener el historial de producción de manera confiable para que los cálculos sean los esperados y así poder realizar trabajos oportunos en los pozos.
- Aplicar los análisis realizados a los pozos horizontales de los campos vecinos ya que de esta manera se puede encontrar pozos con similares problemas y así recuperar más reservas remanentes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AEC Tarapoa Block-Oriente Basin, **Depositional Environment and Sedimentary Facies of the M-1 Sandstone**, Abril 2002
- AEC ECUADOR, **Reforma al Plan de Desarrollo Campo Dorine**, Octubre 2005.
- Ahmed Tarek, `` **Reservoir Engineering Handbook**``, **Gulf Publishing Company**, Houston Texas 2000.
- B.C. Craft y M.F. Hawkings. **“Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”**. New Jersey 1991.
- Cholet Henry, ``Well Production Practical Handbook``, Institut Francais du Petrole Publications, Paris 2000.
- Dahlberg Eric C. ``**Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration**`` second edition. Houston Texas 2000.
- Halliburton Conformance Control de Agua, **Propuesta Técnica Pozo Dorine 76H**, Quito 2011.
- Huilca Freddy. **Estudio para el Control del Incremento de Agua del Yacimiento M-1 en el Campo Dorine**. Quito 2007.
- Vega Celio, **Ingeniería Económica**, Quito 1983.
- Smith C. R, Tracy G.W, Farrar R.L, ``**Applied Reservoir Engineering**`` volumen I, USA 1999.
- Schlumberger Completions, **software ICD advisor**; Training 25 May 2011
- SPE 30775, K.S. Chan, **Schlumberger, Water Diagnostic Plots**, Octubre 1995.
- SPE 131526, **well conditioning before and after the installation of an ICD completion hardware: Bloque 15 Ecuador**, Junio 2010.
- http://www.oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf.
- <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/6240/4/CAPITULO%201.pdf>

GLOSARIO

AZIMUTH:

Es el ángulo medido en sentido de las manecillas del reloj desde el norte en el plano horizontal. Este ángulo se lo expresa en grados.

PRODUCTION LOGGING TOOL

Esta herramienta mide la producción de una determinada zona productora a través de un sensor.

Y TOOL:

Es una herramienta para intervenir o registrar con wire line o coiled tubing mientras se está produciendo de una BES.

POZO PILOTO

Es un pozo que se perfora para ubicar la arena, topes y bases, luego se sigue con la perforación del horizontal basado en los registros del piloto. A veces se usa como piloto a pozos verticales existentes

GEOGRAPHICS

Software para análisis geológico, reservorios, etc, que utiliza Andes Petroleum Ecuador Ltd.

ICD ADVISOR

Software de la compañía Schlumberger que permite obtener la producción de agua y petróleo en toda la longitud horizontal del pozo.

ARENA 100 MESH

Arena que se utiliza en la operación con hydrajel la cual genera erosión en la tubería y consecuentemente provoca los cortes en ella.

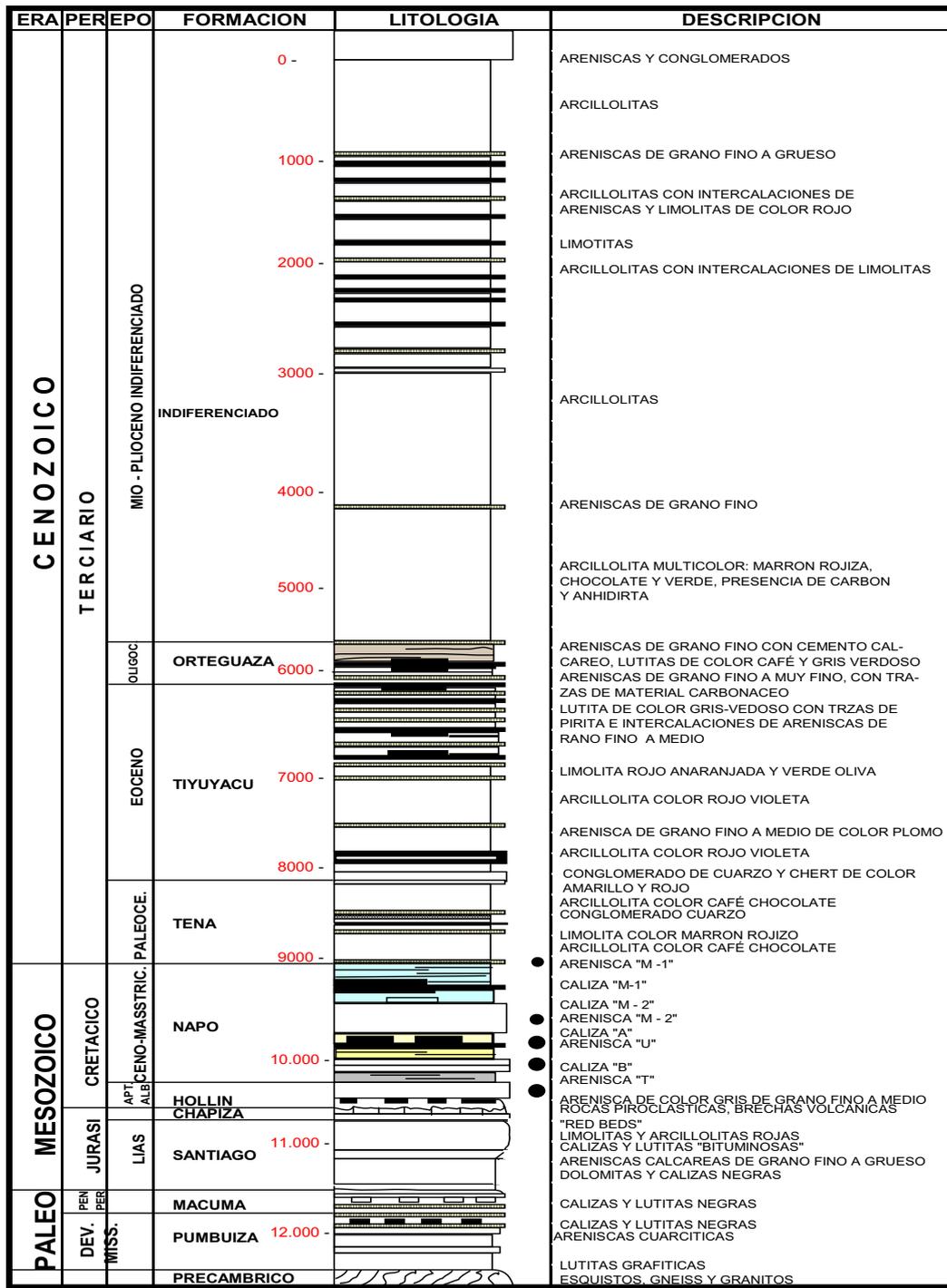
BLANK PIPE

Tubería ciega es decir que no presenta espacios ranurados.

ANEXO No. 1

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE

FIGURA A-1.1 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE

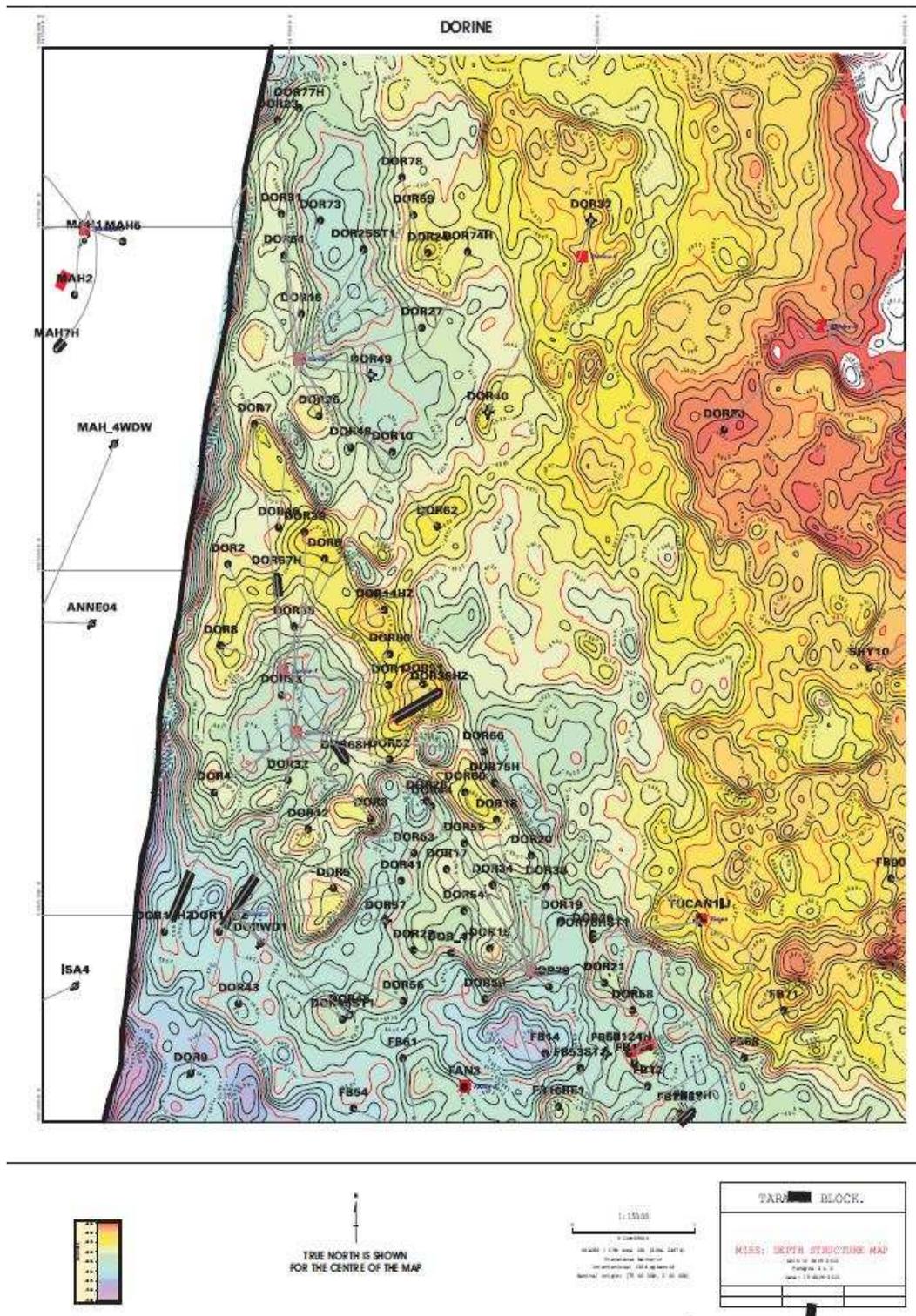


Fuente: DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD

ANEXO No. 2

MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA POROSIDAD ARENA M-1

FIGURA A-2.1 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA POROSIDAD ARENA
M-1

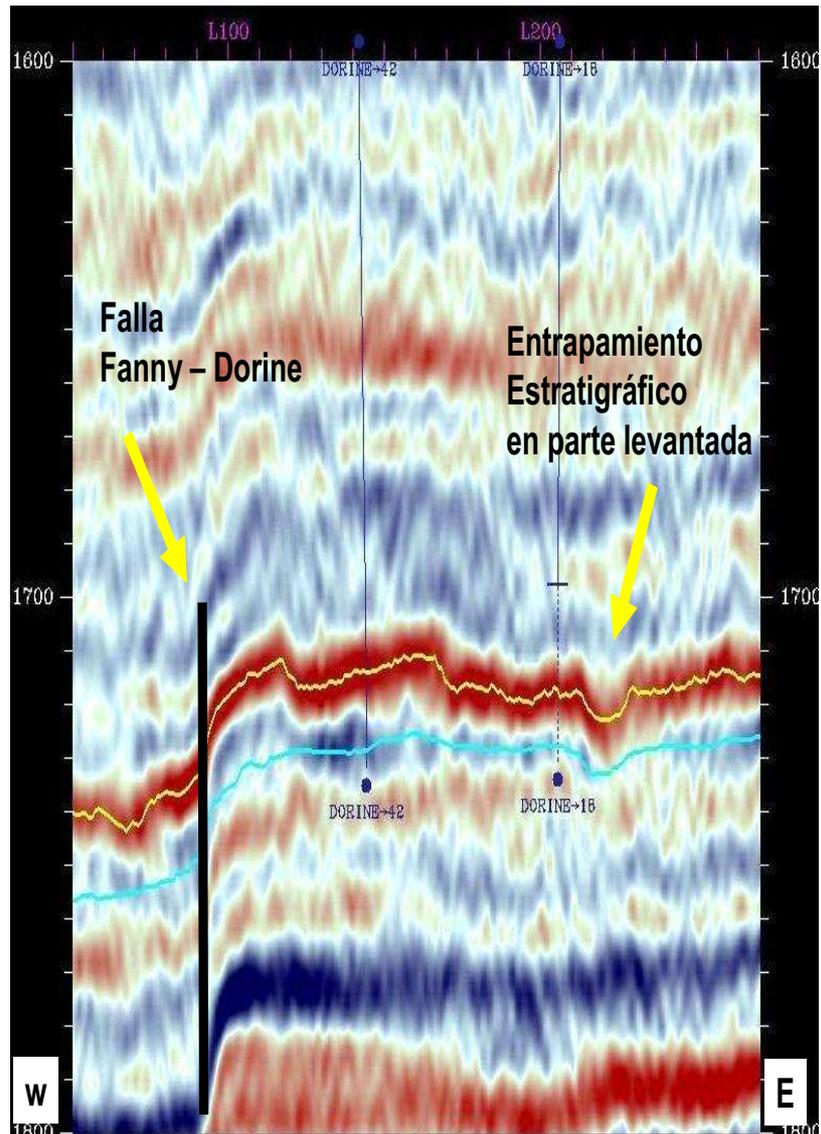


Fuente: DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS ANDES PETROLEUM
 ECUADOR LTD

ANEXO No. 3

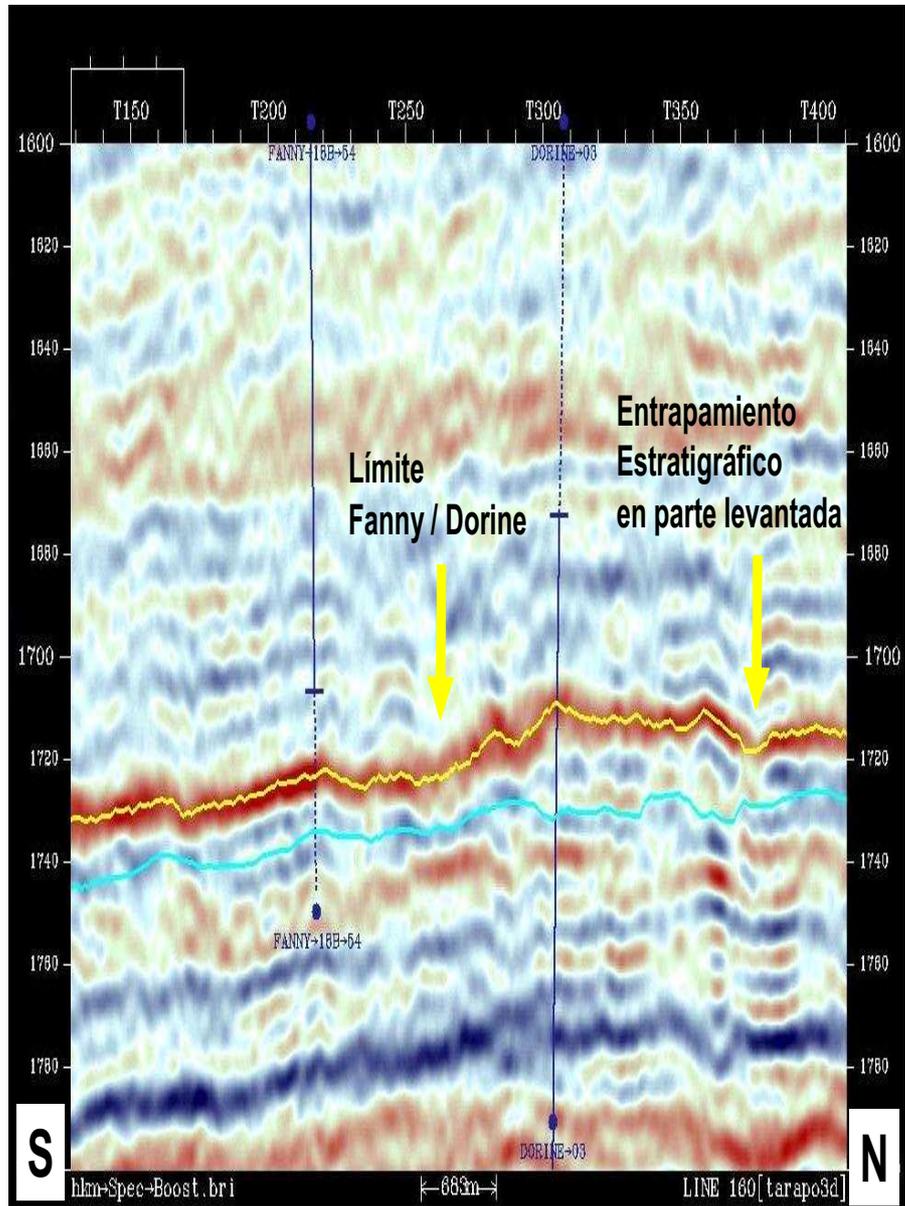
SECCIÓN SÍSMICA QUE MUESTRA LA TRAMPA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO DORINE

**FIGURA A-3.1 SECCIÓN SÍSMICA QUE MUESTRA LA TRAMPA
ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO DORINE**



Fuente: DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS ANDES PETROLEUM
ECUADOR LTD

**FIGURA A-3.2 SECCIÓN SÍSMICA INCLUYE LÍMITE ENTRE FANNY /
DORINE**

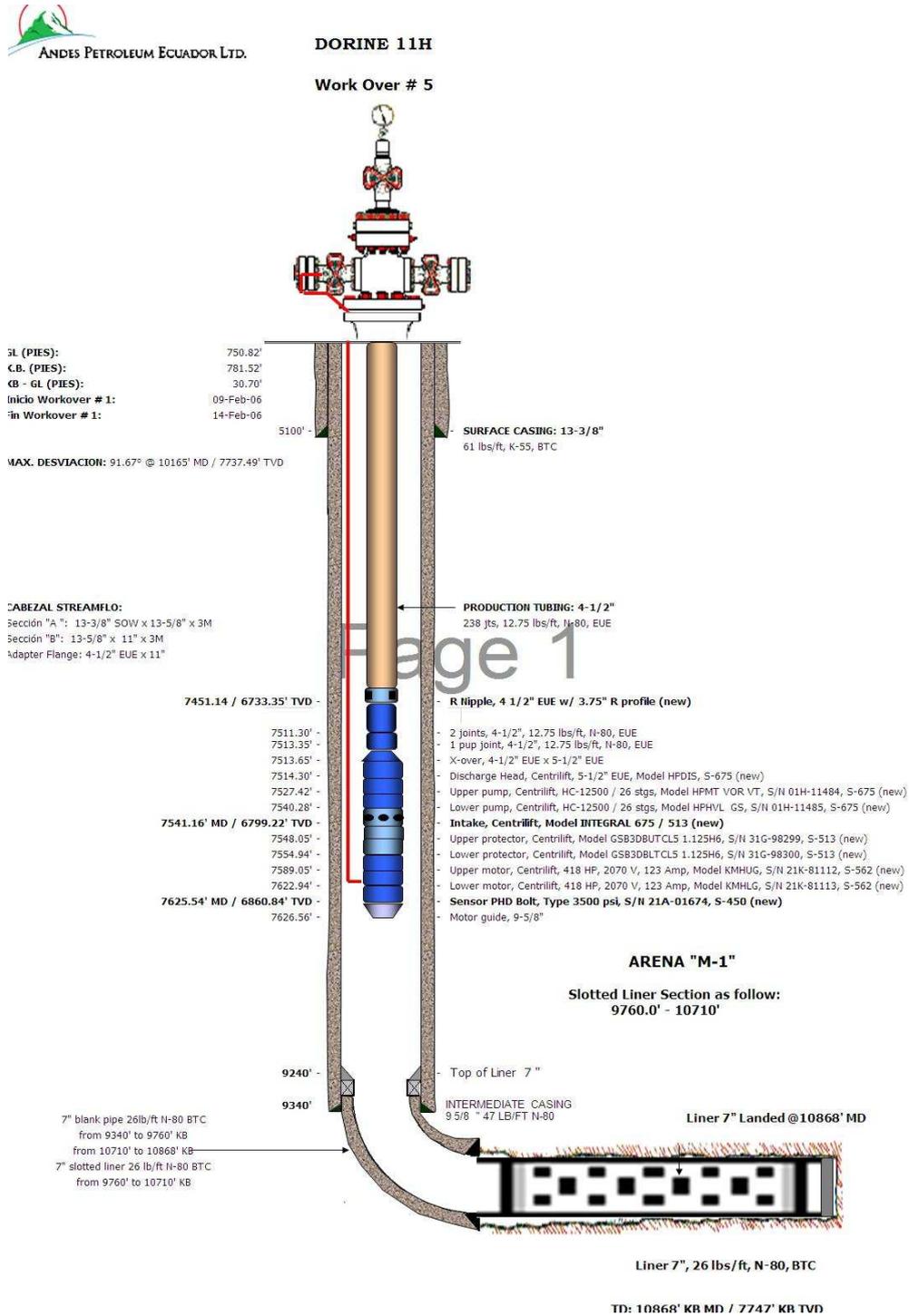


Fuente: DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS ANDES PETROLEUM
ECUADOR LTD

ANEXO No. 4

DIAGRAMAS DE LAS COMPLETACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO DORINE

FIGURA A-4.1 COMPLETACIÓN DEL POZO DORINE 11H



Fuente: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD

FIGURA A-4.2 COMPLETACIÓN DEL POZO DORINE 12H



Andes Petroleum Ecuador Ltd
DORINE 12H
WORK OVER # 3 (Alcance 2)

GL (PIES): 750.81
 K.B. (PIES): 781.51
 KB - GL (PIES): 30.7
 INICIO WORKOVER: 23-Jun-08
 FIN WORKOVER: 27-Jun-08

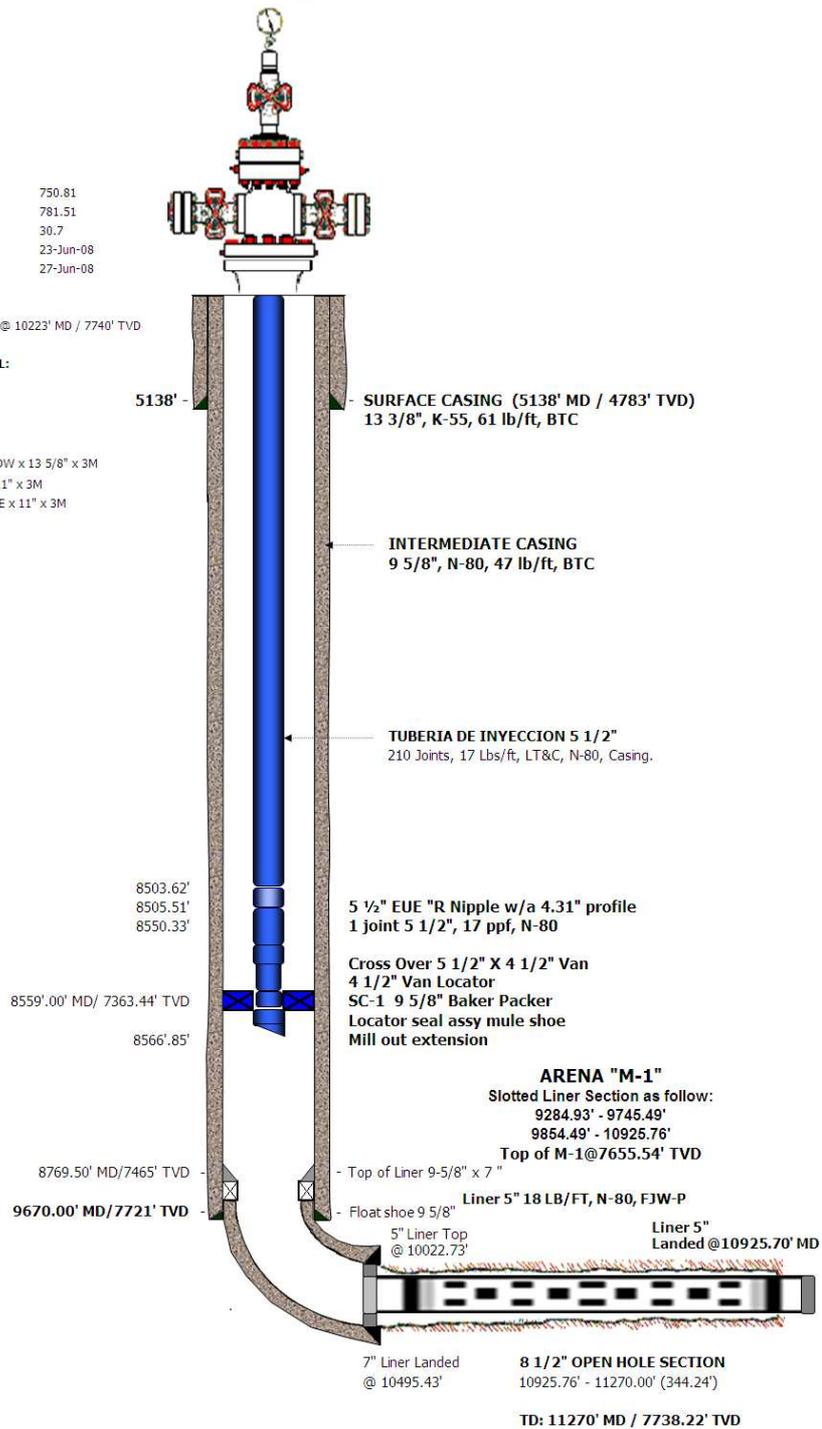
MAX. DESVIACION: 91.41° @ 10223' MD / 7740' TVD

COORDENADA SUPERFICIAL:

347,552.10 m E
 9'983,816.10 m N

CABEZAL STREAMFLO:

Sección "A": 13 3/8" SOW x 13 5/8" x 3M
 Sección "B": 13 5/8" x 11" x 3M
 Adapter Flange: 4 1/2" EUE x 11" x 3M



Fuente: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD

FIGURA A-4.3 COMPLETACIÓN DEL POZO DORINE 14H

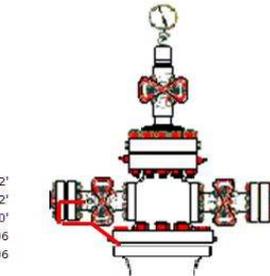


ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.

DORINE 14H

Work Over # 3

GL (PIES): 750.82'
 K.B. (PIES): 781.52'
 KB - GL (PIES): 30.70'
 Inicio Workover # 3: 6-Jun-2006
 Fin Workover # 3: 9-Jun-2006



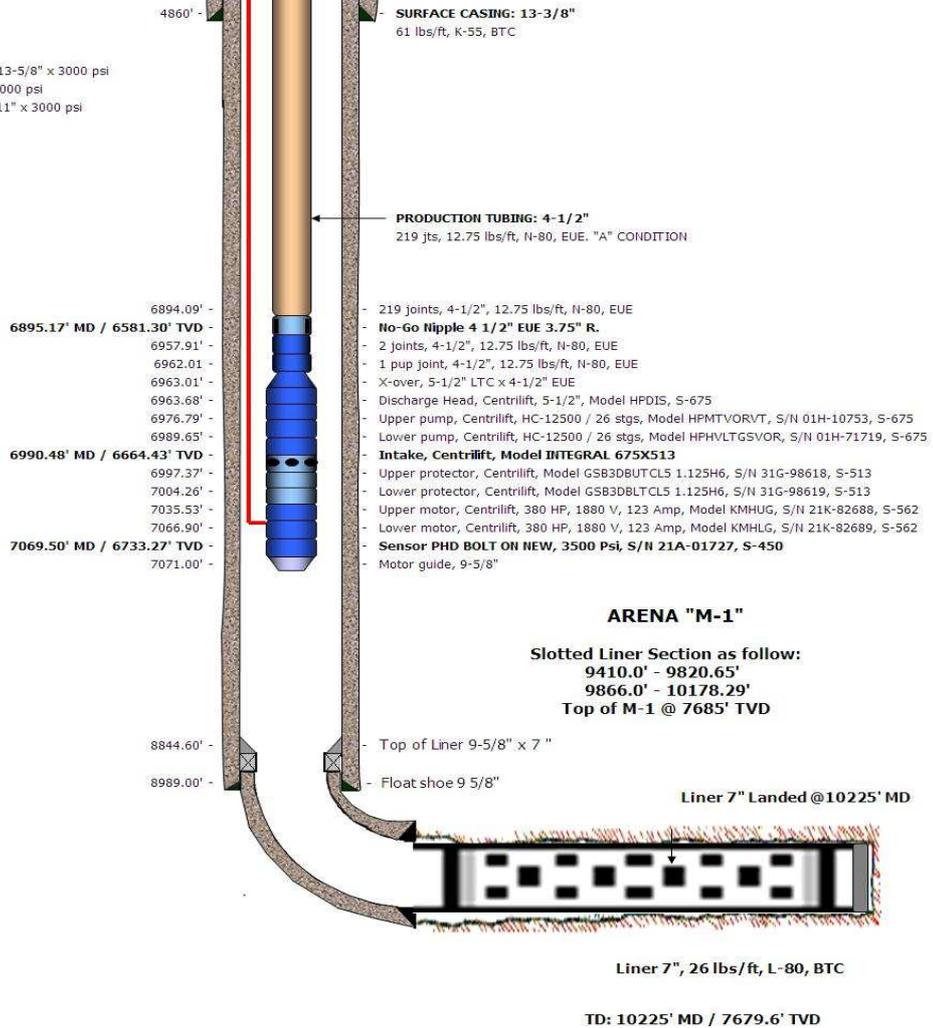
MAX. DESVIACION: 92.55° @ 9583' MD / 7682.45' TVD

COORDENADA SUPERFICIAL:

Latitud: 9,983,819.09 m N
 Longitud: 347,551.719 m E

CABEZAL STREAMFLO:

Sección "A": 13-3/8" SOW x 13-5/8" x 3000 psi
 Sección "B": 13-5/8" x 11" x 3000 psi
 Adapter Flange: 4-1/2" EUE x 11" x 3000 psi



Fuente: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD

FIGURA A-4.4 COMPLETACIÓN DEL POZO DORINE 36H



ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD

DORINE - 36 H
Workover N° 4

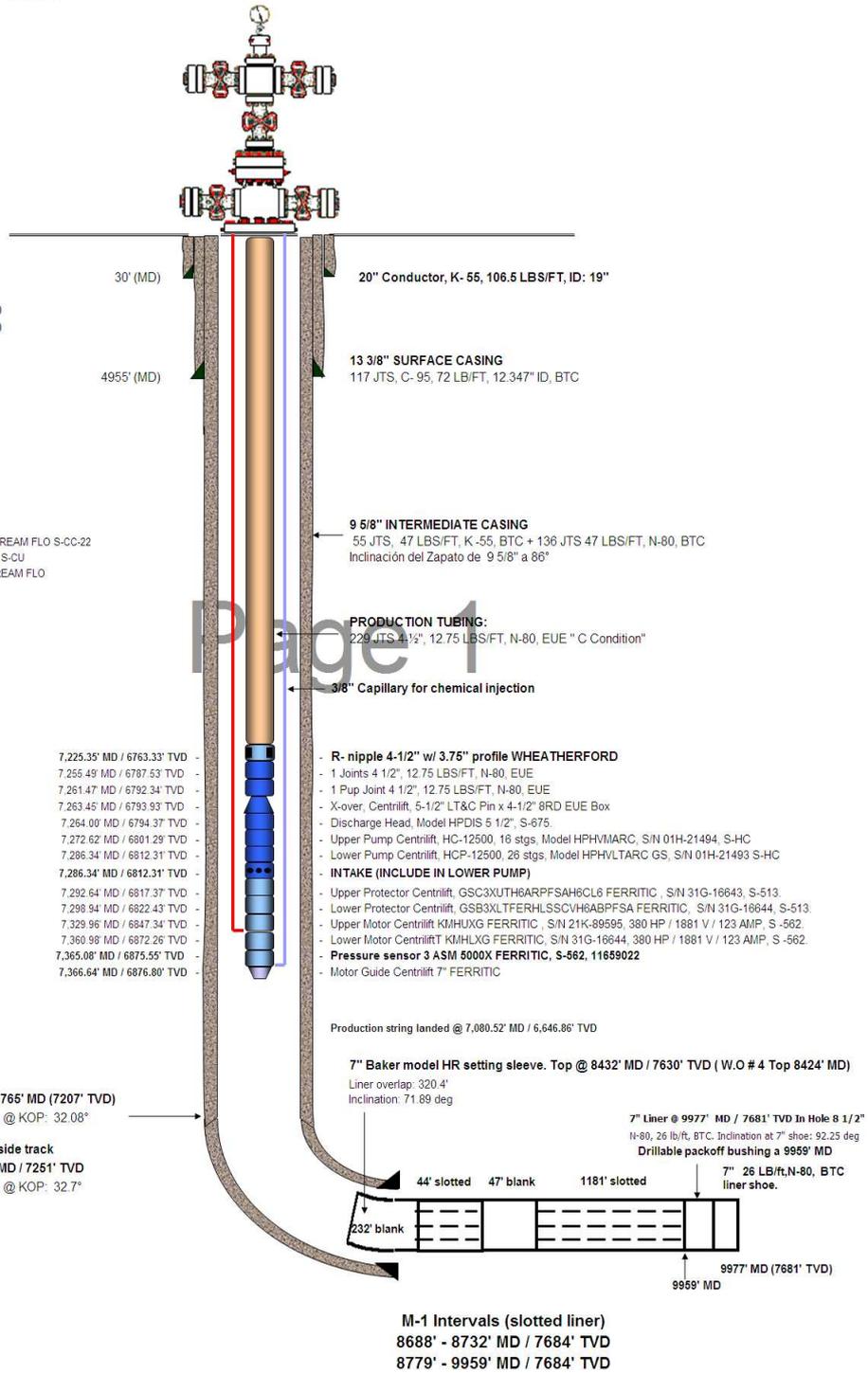
GL (pies): 750.82
KB (pies): 780.82
KB - GL (pies): 30.0

Inicio W.O # 4: 17-Oct-10
Fin W.O # 4: 23-Oct-10

Desv. max.: Horizontal Well
91.85° @ 9915 ft (7683 ft TVD)

COORDENADAS:
Longitud 347,542,874 m E
Latitud 9,983,806,360 m N

CABEZAL:
A" SECTION: 13 3/8" SOW x 13 5/8" x 3M STREAM FLO S-CC-22
B" SECTION: 13 5/8" x 11" 3M STREAM FLO S-CU
ADAPTER FLANGE: 4 1/2" EUE x 11" 3M STREAM FLO



Fuente: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD

FIGURA A-4.5 COMPLETACIÓN DEL POZO DORINE 67H



ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD
Dorine 67H
Workover #1

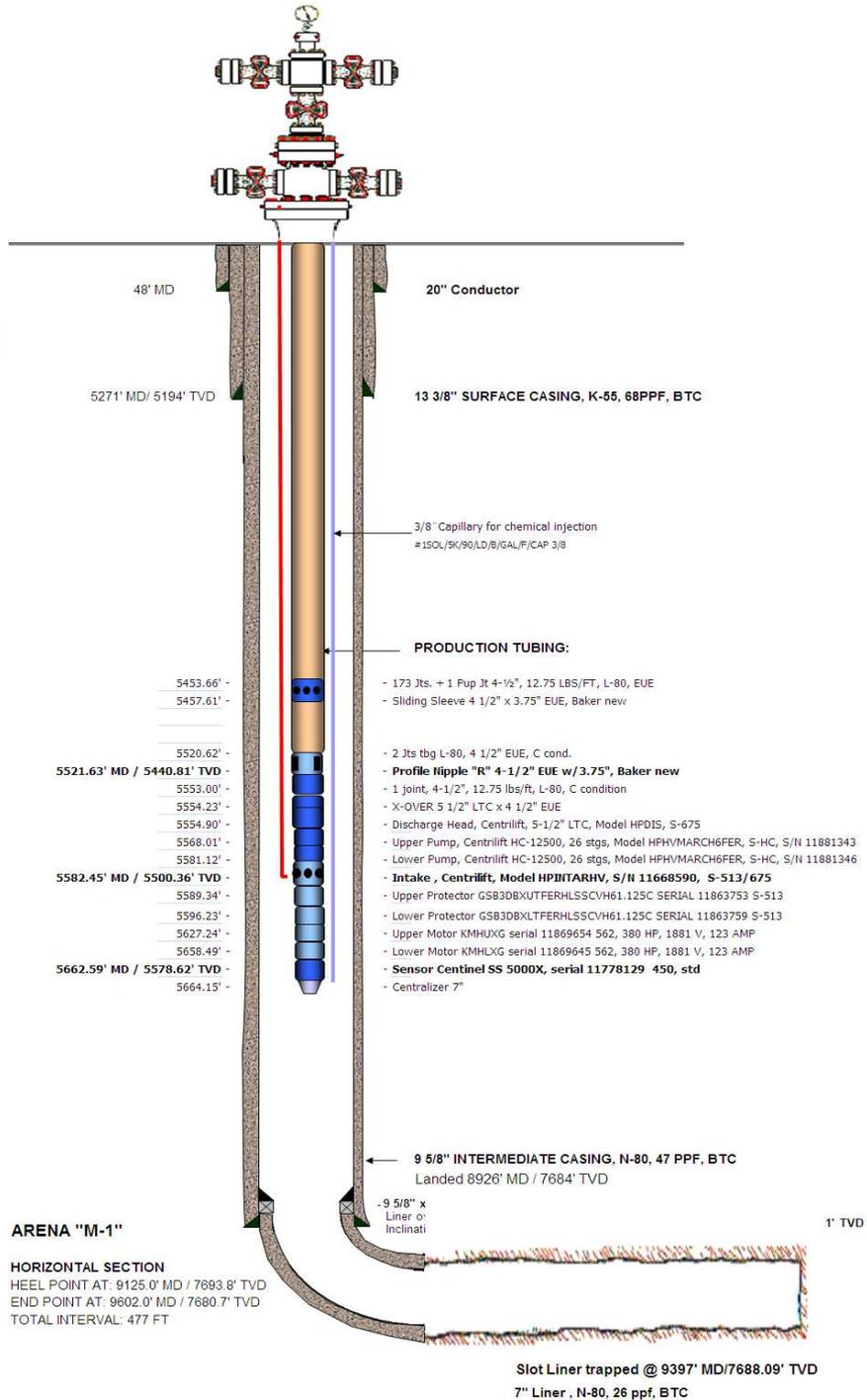
GL (pies): 755.46
 KB (pies): 786.61
 KB - GL (pies): 31.15

Inicio WO #1: 12-Apr-11
 Fin WO #1: 16-Apr-11

MAX DESVIATION
 92.35° @ 9602' MD / 7681' TVD

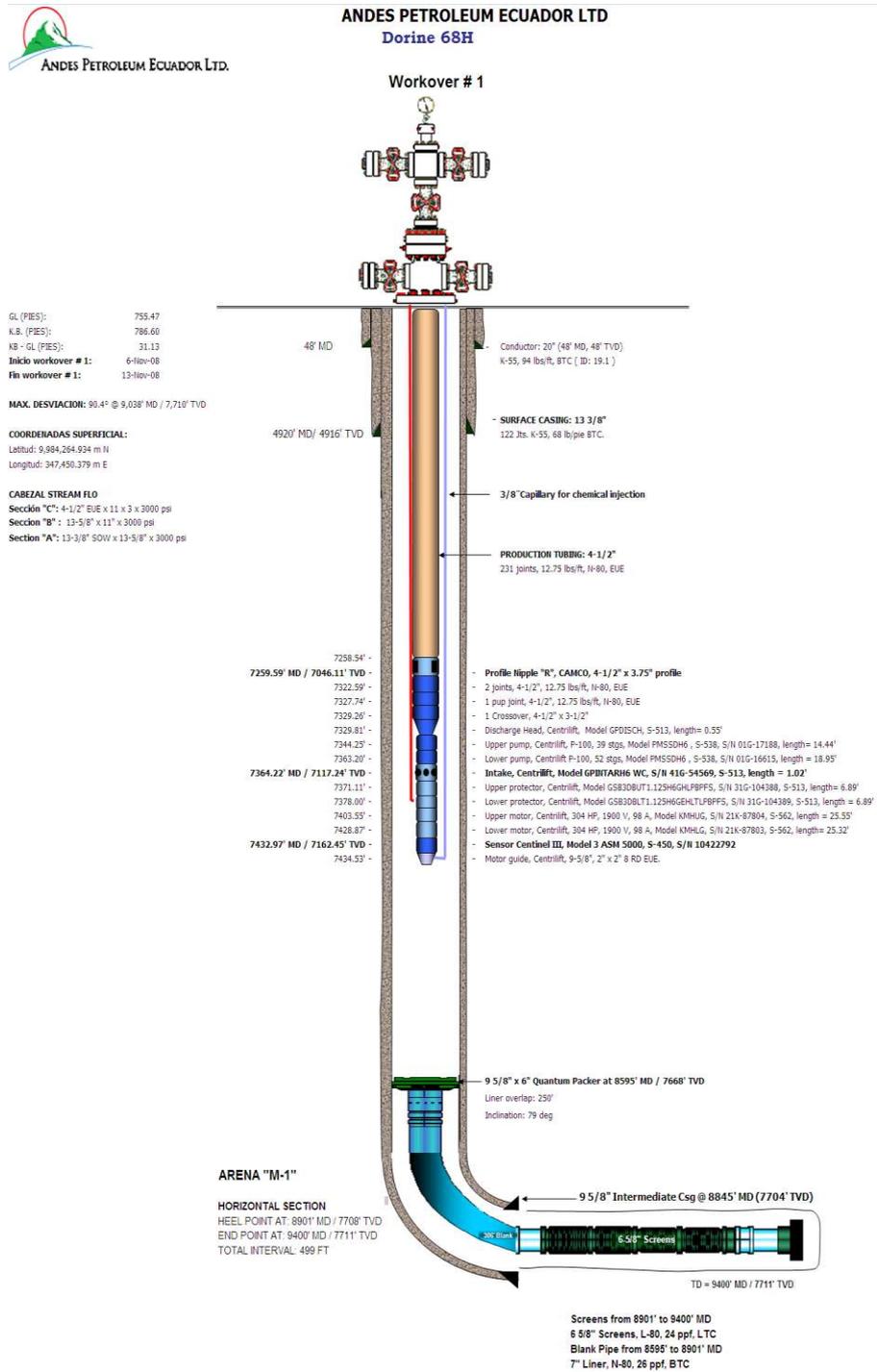
COORDENADAS:
 Longitud 347446.942 mE
 Latitud 9984266.197 mN

CABEZAL STREAM FLO:
 SECTION "A": 13 3/8" x 13 5/8" x 3M
 SECTION "B": 13 5/8" x 11" x 3M
 ADAPTER FLANGE: 4 1/2" EUE x 11" x 3M



Fuente: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD

FIGURA A-4.6 COMPLETACIÓN DEL POZO DORINE 68H



Fuente: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD

FIGURA A-4.7 COMPLETACIÓN DEL POZO DORINE 68H



ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD
Dorine 74H

Completación Inicial

GL (PIES): 755.89
K.B. (PIES): 787.89
KB - GL (PIES): 32.00
Inicio Completación Inicial: 9-Nov-09
Final Completación Inicial: 12-Nov-09

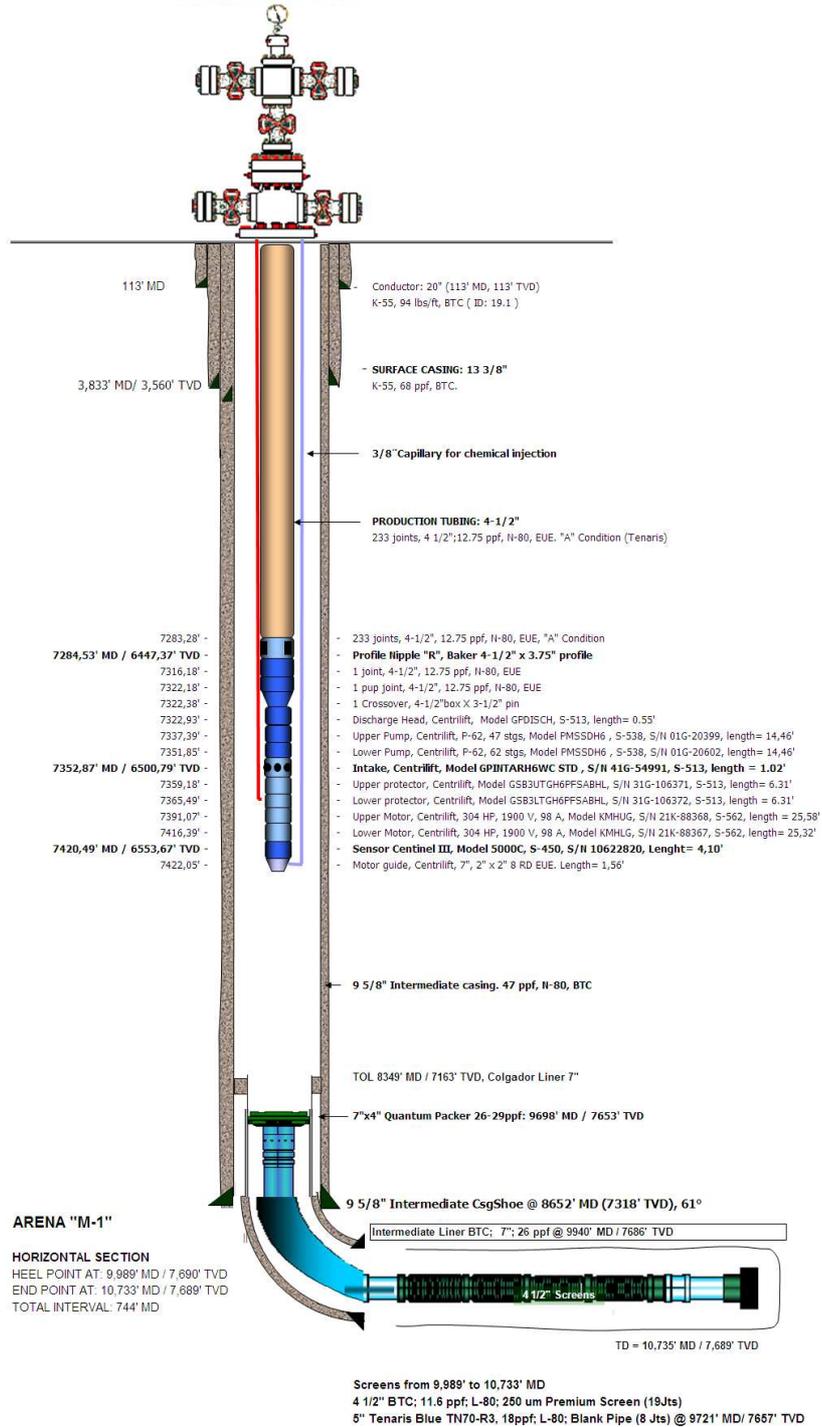
MAX. DESVIACION: Horizontal well

COORDENADAS SUPERFICIAL:

Latitud: 9,986,567.595 m N
Longitud: 347,565.992 m E

CABEZAL CPTDC (Made in China)

Sección "C": 4-1/2" EUE x 11 x 3000 psi
Sección "B": 13-5/8" x 11" x 3000 psi
Sección "A": 13-3/8" SOW x 13-5/8" x 3000 psi



Fuente: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD

FIGURA A-4.8 COMPLETACIÓN DEL POZO DORINE 76H



ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD
Dorine 76H

Workover # 1

GL (PIES): 747.03
K.B. (PIES): 778.37
KB - GL (PIES): 31.34
Inicio Completación Inicial: 5-Nov-10
Final Completación Inicial: 14-Nov-10

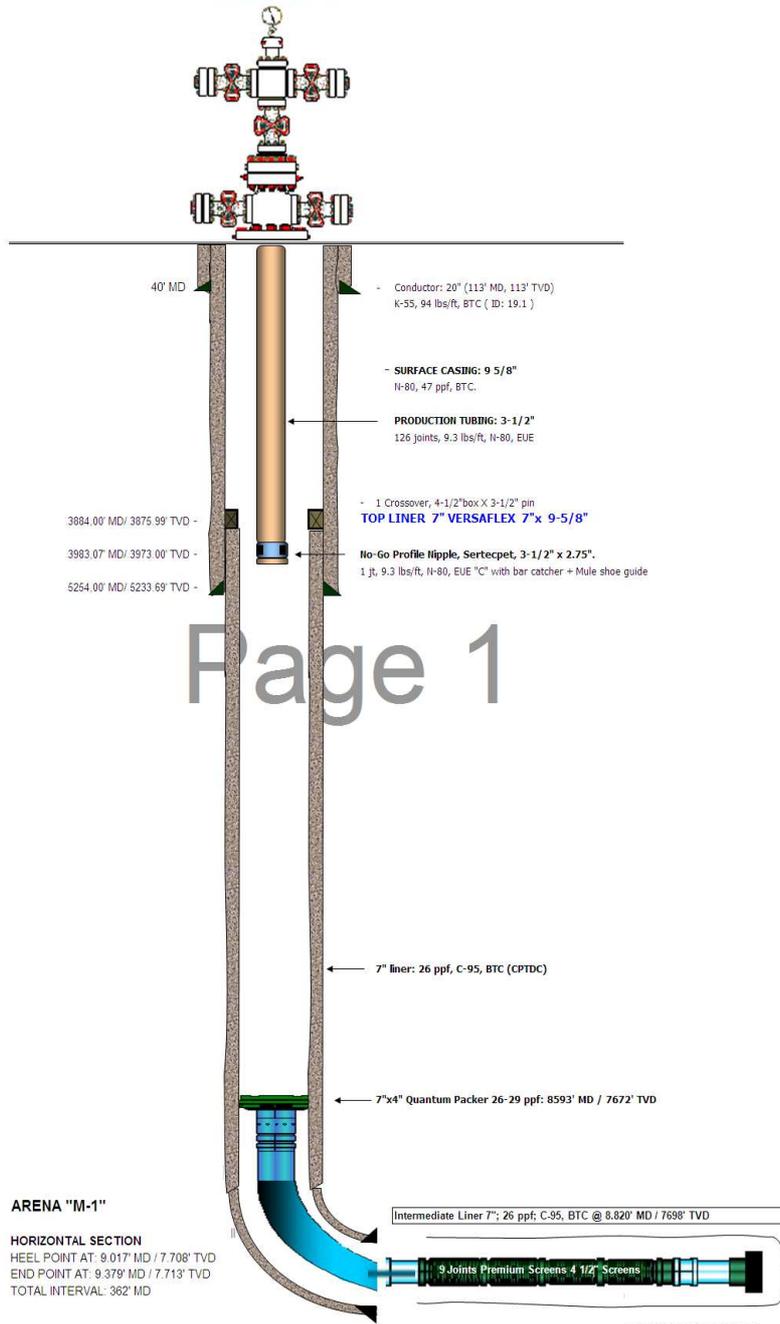
MAX. DESVIACION: Horizontal well

COORDENADAS UTM:

Surface	Bottom
Y = 9982337	Y = 9982325
X = 350070	X = 349964

CABEZAL

Sección "C": 4-1/2" x 11 x 3M psi. **Strflo**
Sección "B": 11" x 3M x 11" x 3M psi. **Vetco**
Section "A": 10 3/4" SOW x 11" x 3M psi **Strflo**



Well point a 9017' MD 7708' TVD coordenadas Y = 9982337 X = 350070 Total Depth: 9379' MD 7713' TVD Y = 9982325 X = 349964

Screens from 9.017' to 9.385' MD (345' MD)
4 1/2" BTC; 11.6 ppf; L-80; 250 um Premium Screen (9Jts)
5" Tenaris Blue TN70-R3, 18ppf; L-80; Blank Pipe (12 Jts) @ 8.615" MD

Fuente: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD

FIGURA A-4.9 COMPLETACIÓN DEL POZO DORINE 77H



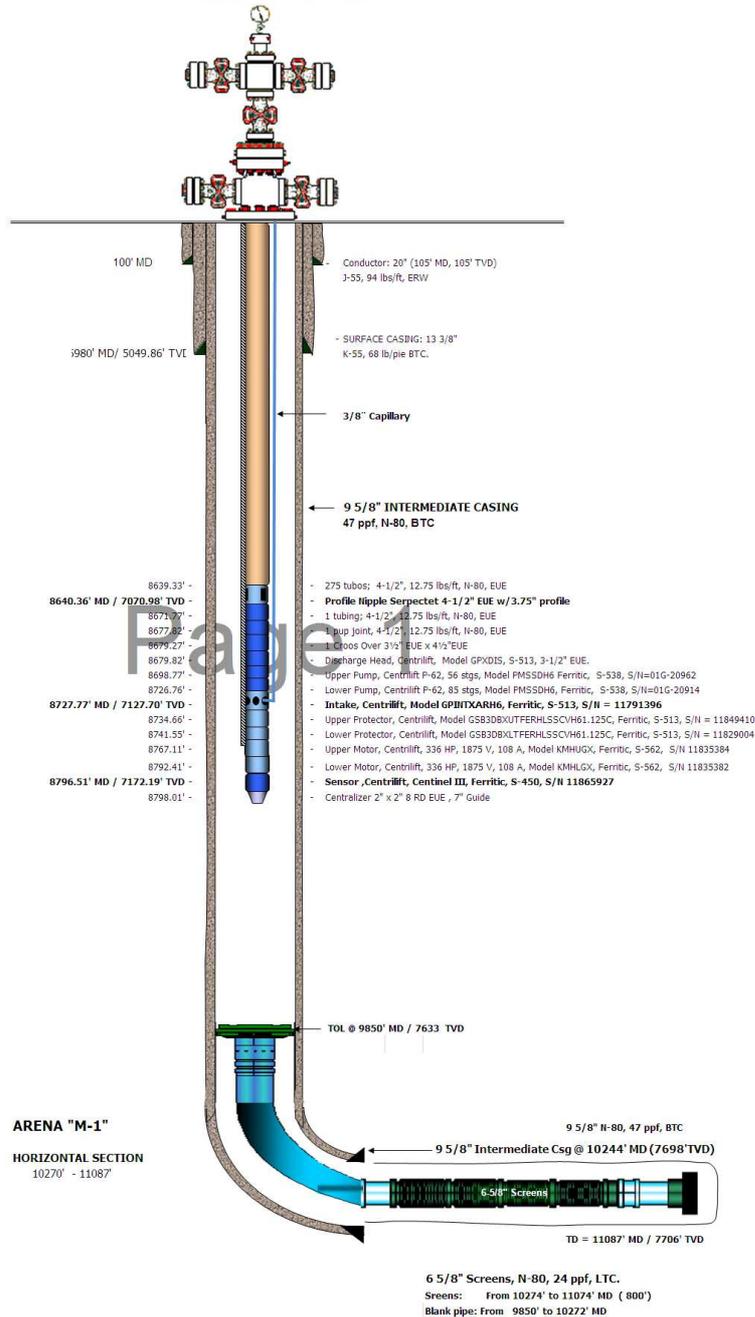
ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD Dorine 77H Completación Inicial

GL (PIES): 755.899
 KB (PIES): 787.239
 KB - GL (PIES): 31.34
Inicio Completación Inicial: 23-Mar-11
Fin Completación Inicial: 26-Mar-11

COORDENADAS SURFACE
 9,886,571.11 N
 347,566.61 E
Horizontal Well

CABEZAL / CPTDC
 Sección "C": 4 1/2" EUE x 11 x 3M
 Sección "B": 13 5/8" x 11" x 3M
 Section "A": 13 3/8" x 13 5/8" x 3M

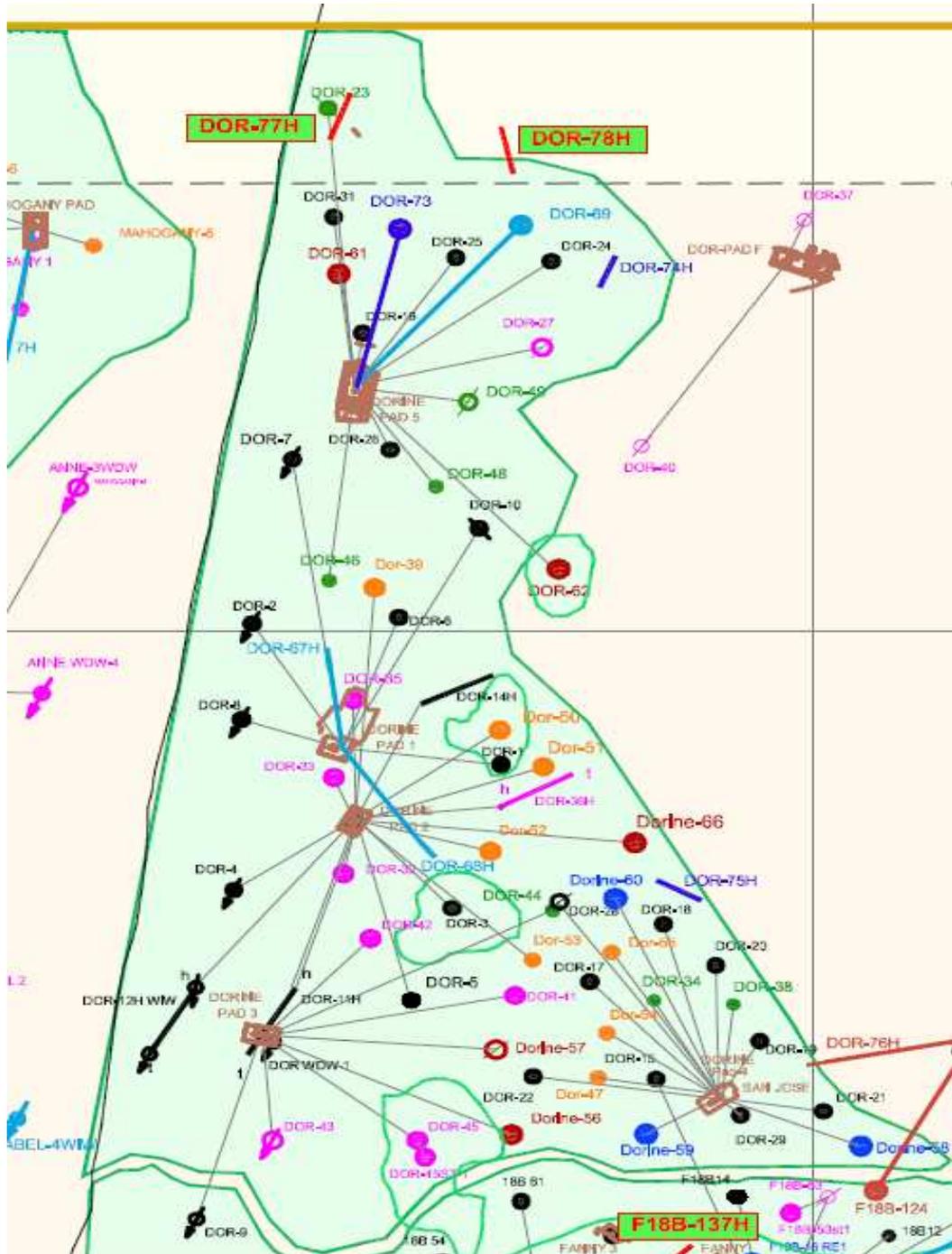


Fuente: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD

ANEXO No. 5

**UBICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO
DORINE**

FIGURA A-5.1 UBICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO DORINE



Fuente: DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS ANDES PETROLEUM
ECUADOR LTD

ANEXO No. 6

**PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN PARA POZOS
HORIZONTALES DEL CAMPO DORINE**

TABLA A-6.1 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN POZO D77H

Resultados del Análisis de Restauración de Presión:	
Almacenamiento1 Cs, Bls/psi:	11.415
Permeabilidad, md:	2700
Daño total de formación:	-1.96
IP al petróleo (de eval. de presión), BPD/psi:	5.94
IP al petróleo (de eval. producción), BPD/psi:	5.88
Presión inicial de yacimiento @ PSIUD, psi:	2,495
Presión Inicial de yacimiento @ Datum, psi:	2,718
Modelo:	Dos limites no flujo - homogéneo
	Sistema de fallas a 45°
	Compresibilidad Constante

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

TABLA A-6.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN POZO D74H

Resultados del Análisis de Restauración de Presión:	
Almacenamiento1 Cs, Bls/psi:	0.1
Almacenamiento2 Cs, Bls/psi:	8
Permeabilidad, md:	910
Daño total de formación:	1.4
IP al petróleo (de eval. de presión), BPD/psi:	2.48
IP al petróleo (de eval. producción), BPD/psi:	2.5
Presión inicial de yacimiento @ PSIUD, psi:	1,839
Presión Inicial de yacimiento @ Datum, psi:	2,401
Modelo:	Homogéneo 2 limites de no flujo,
	Sistema Cerrado
	Compresibilidad constante

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

TABLA A-6.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN POZO D68H

Resultados del Análisis de Restauración de Presión:	
Almacenamiento, Cs, Bls/psi:	0.3593
Permeabilidad, md:	3,5
Daño total (pseudo skin-radial):	3.25
IP al petróleo, (de eval.de presión), BPPD/psi:	9.78
IP al petróleo, (de eval.producción), BPPD/psi:	9.77
Presión de yacimiento @ PSIUD, psig:	1,723
Presión de yacimiento @ Datum, psig:	1,984
Modelo:	Homogéneo/Fallas Paralelas
	Compresibilidad Constante

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

TABLA A-6.4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN POZO D14H

Resultados del Análisis de Restauración de Presión:	
Almacenamiento, Cs, Bls/psi:	0.3593
Permeabilidad, md:	3,5
Daño total (pseudo skin-radial):	3.25
IP al petróleo, (de eval.de presión), BPPD/psi:	9.78
IP al petróleo, (de eval.producción), BPPD/psi:	9.77
Presión de yacimiento @ PSIUD, psig:	1,723
Presión de yacimiento @ Datum, psig:	1,984
Modelo:	Homogéneo/Fallas Paralelas
	Compresibilidad Constante

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

ANEXO No. 7

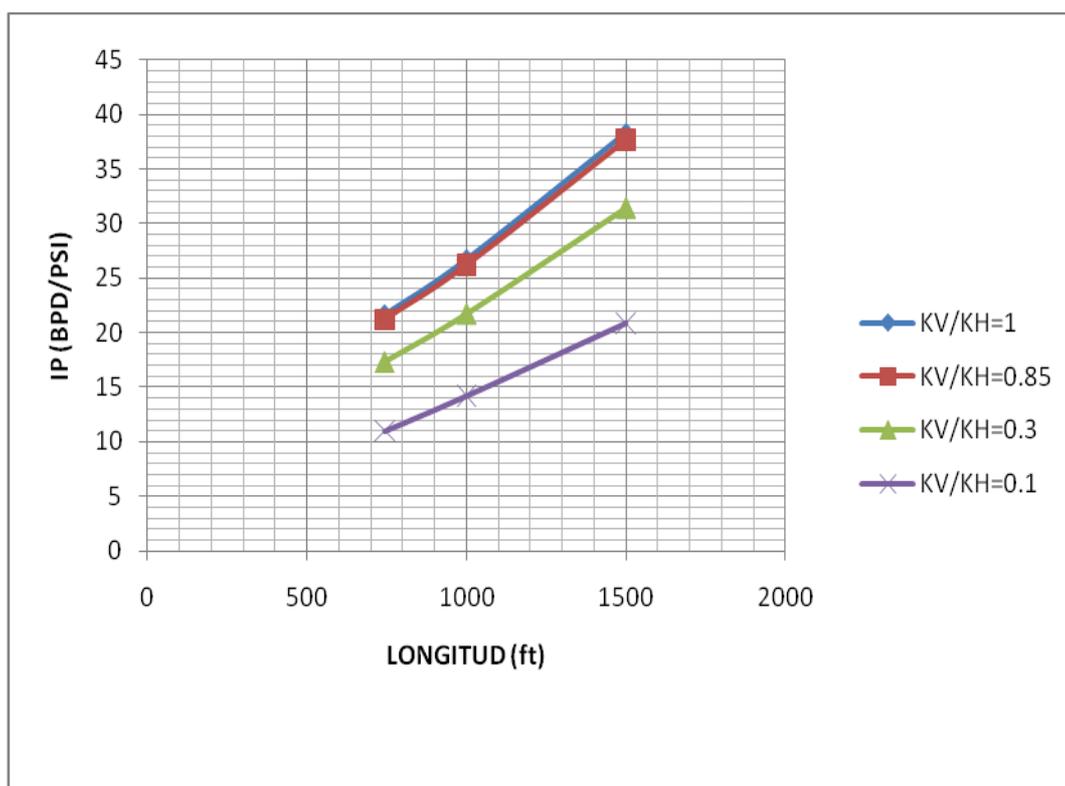
**FACTORES QUE INFLUYEN EN EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD
DEL POZO**

TABLA A-7.1 EFECTO DE LA ANISOTROPÍA DEL RESERVORIO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D74H

ANÁLISIS DE LA ANISOTROPÍA DEL RESERVORIO				
Longitud (pies)	1	0,85	0,3	0,1
	INDICE DE PRODUCTIVIDAD JOSHI (bpd/psi)			
743	21.58	21.20	17.3	11.00
1000	26.67	26.20	21.7	14.23
1500	38.27	37.66	31.4	20.85

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción
Realizado por: Luis Paredes

FIGURA A-7.1 EFECTO DE LA ANISOTROPÍA DEL RESERVORIO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D74H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción
Realizado por: Luis Paredes

TABLA A-7.2 EFECTO DEL ESPESOR EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D74H

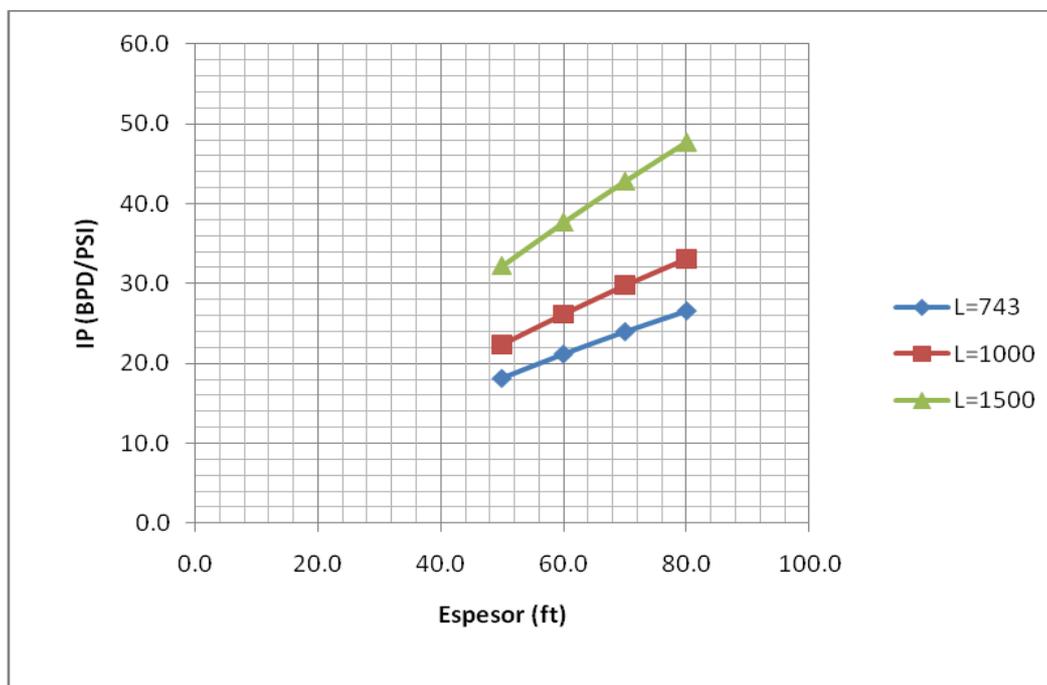
ANALISIS DE LA INFLUENCIA DEL ESPESOR			
ESPESOR (pies)	L = 743 PIES	L = 1000 PIES	L = 1500 PIES
	INDICE DE PRODUCTIVIDAD JOSHI (bpd/psi)		
50	18.2	22.4	32.2
60	21.2	26.2	37.66
70	24	29.8	42.8
80	26.6	33.12	47.7

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

FIGURA A-7.2 EFECTO DEL ESPESOR EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO

D74H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

TABLA A-7.3 EFECTO DEL FACTOR SKIN EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D74H

ANÁLISIS DEL FACTOR SKIN					
	datos	Sección 110 pies	Sección 50 pies	Sección 330 pies	Sección 253 pies
fluido	K_h (md)	700	1200	700	1000
	L (pies)	110	50	330	253
	viscosidad fluido (cp)	14	14	14	14
	factor volumétrico fluido	1,03	1,03	1,03	1,03
	radio del pozo	0,35	0,35	0,35	0,35
	radio de drenaje	775	759	833	813
	Δp (psi) asum	135	135	135	135
	Q (BPD) Skin=0	663,63	518,52	1972,37	2167
	Δp (psi) asum ideal	138	138	138	138
	Q (BPD) skin=1,4 B.UP	669,92	523,41	1991,3	2187

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

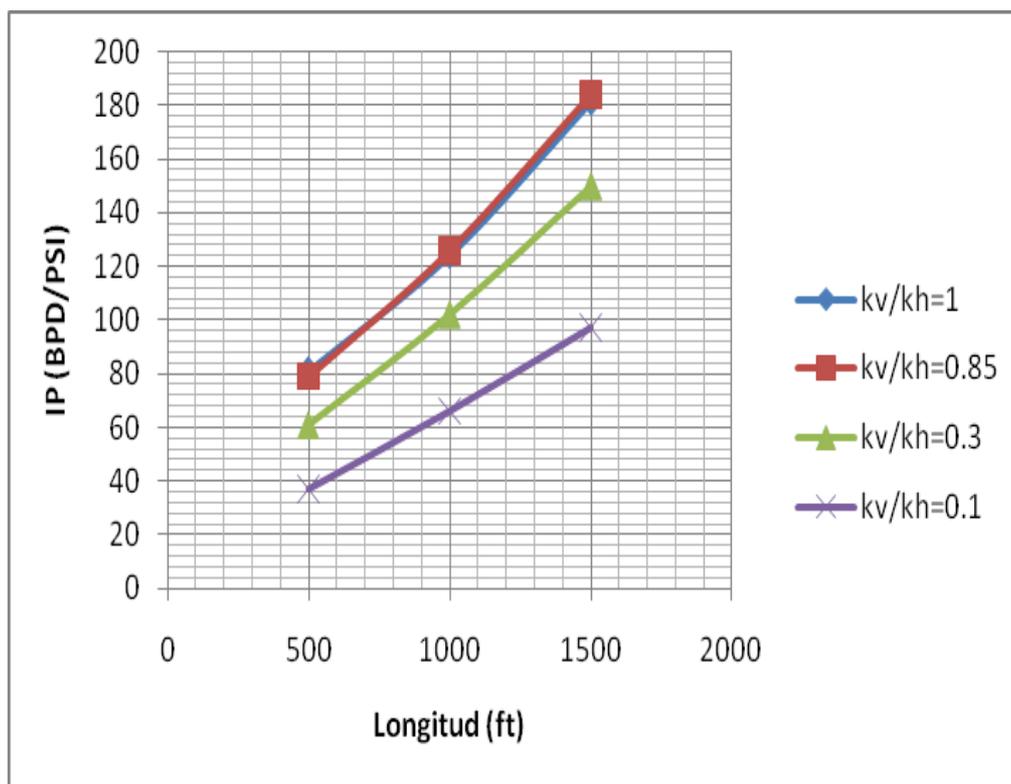
TABLA A-7.4 EFECTO DE LA ANISOTROPÍA DEL RESERVORIO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D68H

ANÁLISIS DE LA ANISOTROPÍA DEL RESERVORIO				
Longitud (pies)	1	0,85	0,3	0,1
	INDICE DE PRODUCTIVIDAD JOSHI (bpd/psi)			
500	81	79.00	61	37.00
1000	124	126.00	102	66.00
1500	181	184.00	150	97.00

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

FIGURA A-7.4 EFECTO DE LA ANISOTROPÍA DEL RESERVORIO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D68H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

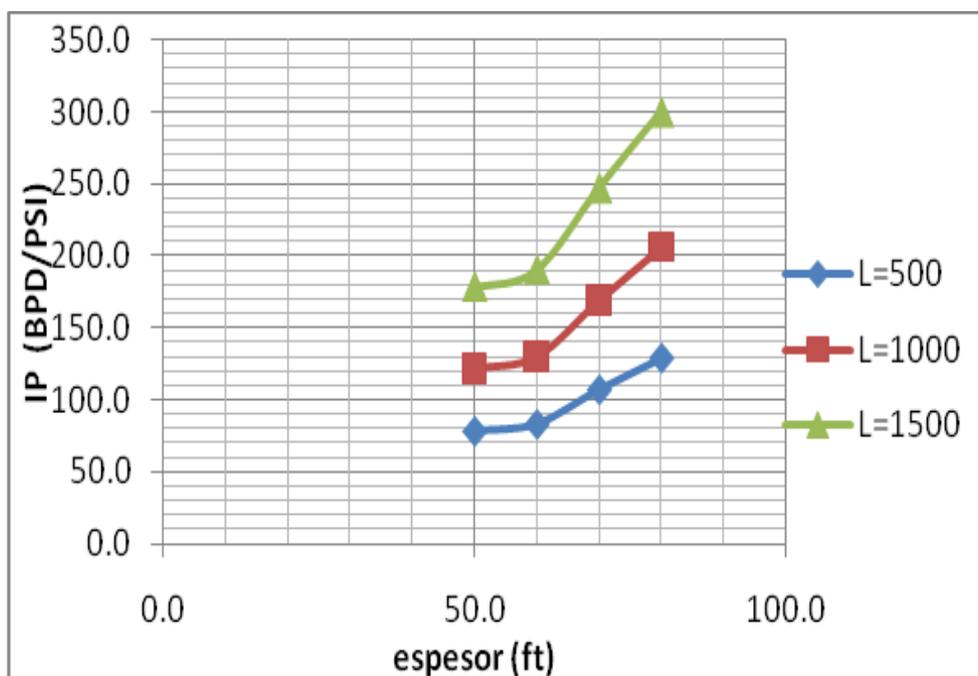
TABLA A-7.5 EFECTO DEL ESPESOR EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D68H

ANALISIS DE LA INFLUENCIA DEL ESPESOR			
ESPESOR (pies)	L = 500 PIES	L = 1000 PIES	L = 1500 PIES
	INDICE DE PRODUCTIVIDAD JOSHI (bpd/psi)		
50	78.1	122	178
60	83	130	190
70	107	169	247
80	129	206	300

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

FIGURA A-7.5 EFECTO DEL ESPESOR EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D68H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

TABLA A-7.6 EFECTO DEL FACTOR SKIN EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D68H

ANÁLISIS DEL FACTOR SKIN				
	datos	Sección 60 pies	Sección 210 pies	Sección 230 pies
fluido	Kh (md)	3500	700	3000
	L (pies)	60	210	230
	viscosidad fluido (cp)	9	9	9
	factor volumetrico fluido	1,03	1,03	1,03
	radio del pozo	0,35	0,35	0,35
	radio de drenaje	762	802	807
	Δp (psi) asum	112	112	112
	Q (BPD) Skin=0	2340,87	1627,76	7634
	Δp (psi) asum	118	118	118
	Q (BPD) skin =3,4 bup	2350,62	1635,05	7668

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

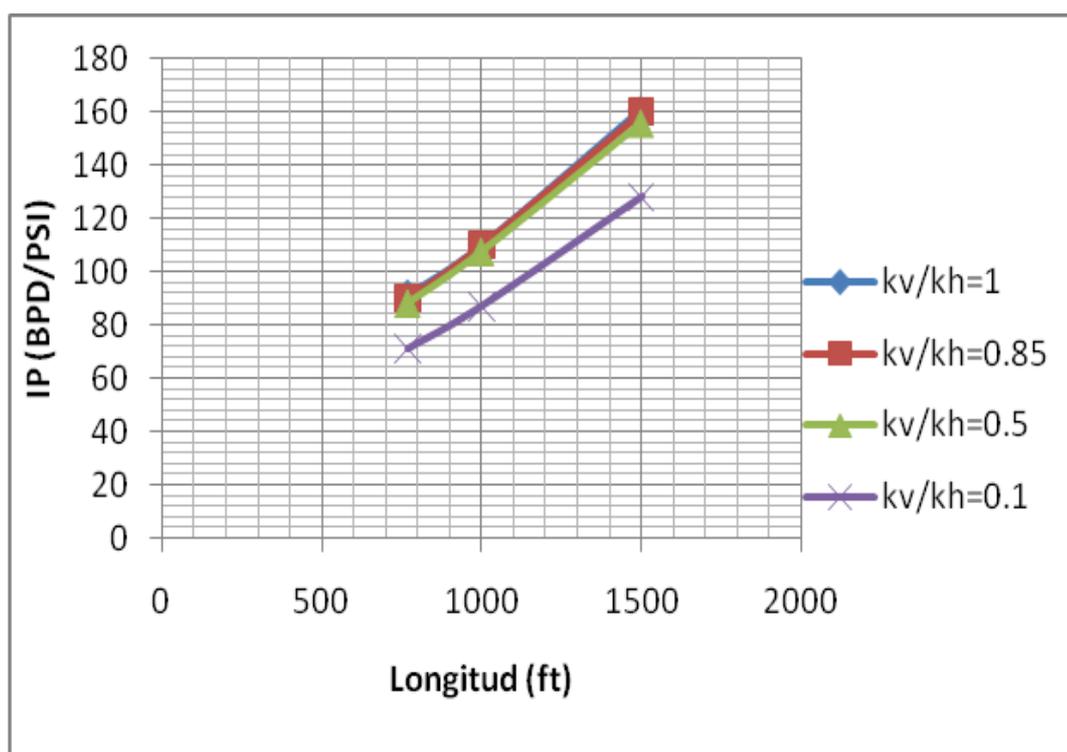
TABLA A-7.7 EFECTO DE LA ANISOTROPÍA DEL RESERVORIO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D14H

ANÁLISIS DE LA ANISOTROPÍA DEL RESERVORIO				
Longitud (pies)	1	0,85	0,5	0,1
	INDICE DE PRODUCTIVIDAD JOSHI (bpd/psi)			
770	91,4	90	88	71
1000	110	110	107,5	87
1500	161	160	156	128

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

FIGURA A-7.7 EFECTO DE LA ANISOTROPÍA DEL RESERVORIO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D14H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

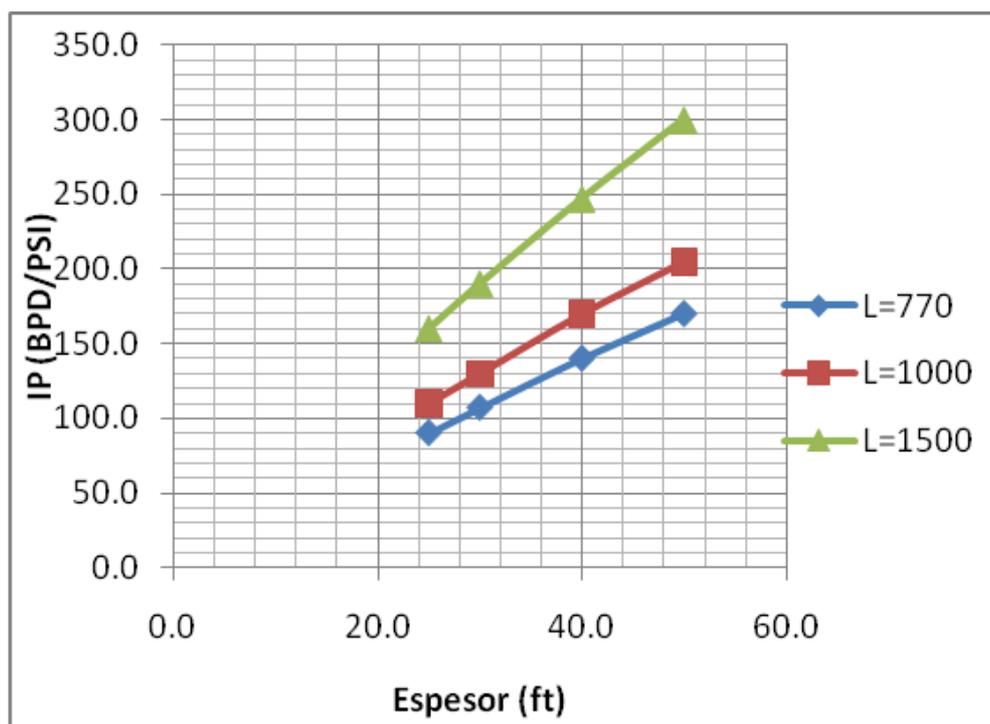
TABLA A-7.8 EFECTO DEL ESPESOR EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D14H

ANALISIS DE LA INFLUENCIA DEL ESPESOR			
ESPESOR (pies)	L = 770 PIES	L = 1000 PIES	L = 1500 PIES
	INDICE DE PRODUCTIVIDAD JOSHI (bpd/psi)		
25	90	110	160
30	107	130	190
40	140	170	247
50	170	205	300

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

FIGURA A-7.8 EFECTO DEL ESPESOR EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D14H



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

TABLA A-7.9 EFECTO DEL FACTOR SKIN EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO D14H

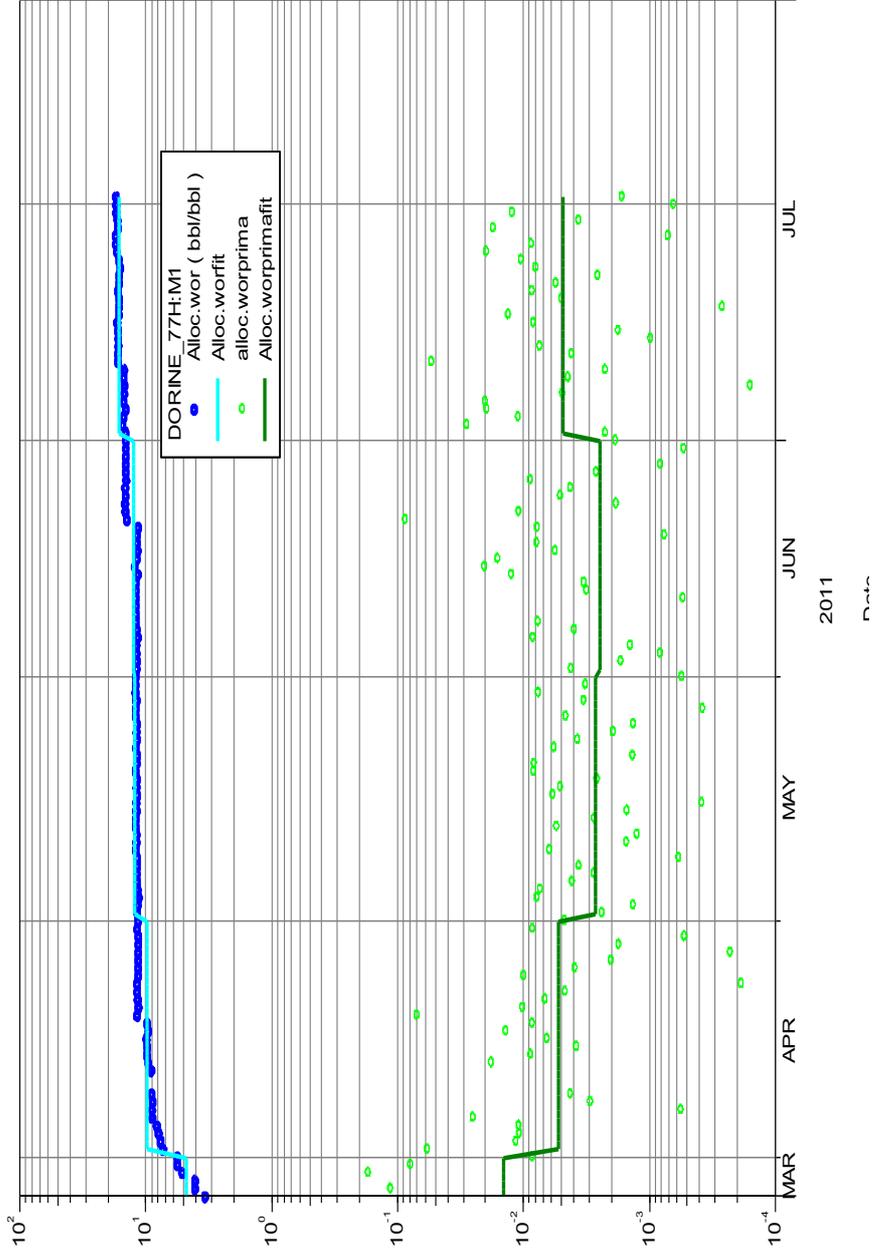
ANÁLISIS DEL FACTOR SKIN				
	datos	Sección 230 pies	Sección 260 pies	Sección 280 pies
fluido	Kh (md)	1600	800	2000
	L (pies)	230	260	280
	viscosidad fluido (cp)	7	7	7
	factor volumétrico fluido	1,03	1,03	1,03
	radio del pozo	0,35	0,35	0,35
	radio de drenaje	807	815	820
	Δp (psi) asum	102	102	102
	Q (BPD) Skin=0	4767,58	2691,29	7240,05
	Δp (psi) asum	105	105	105
	Q (BPD) skin=1,87	4748,5	2680,63	7211,56

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Departamento de Producción

Realizado por: Luis Paredes

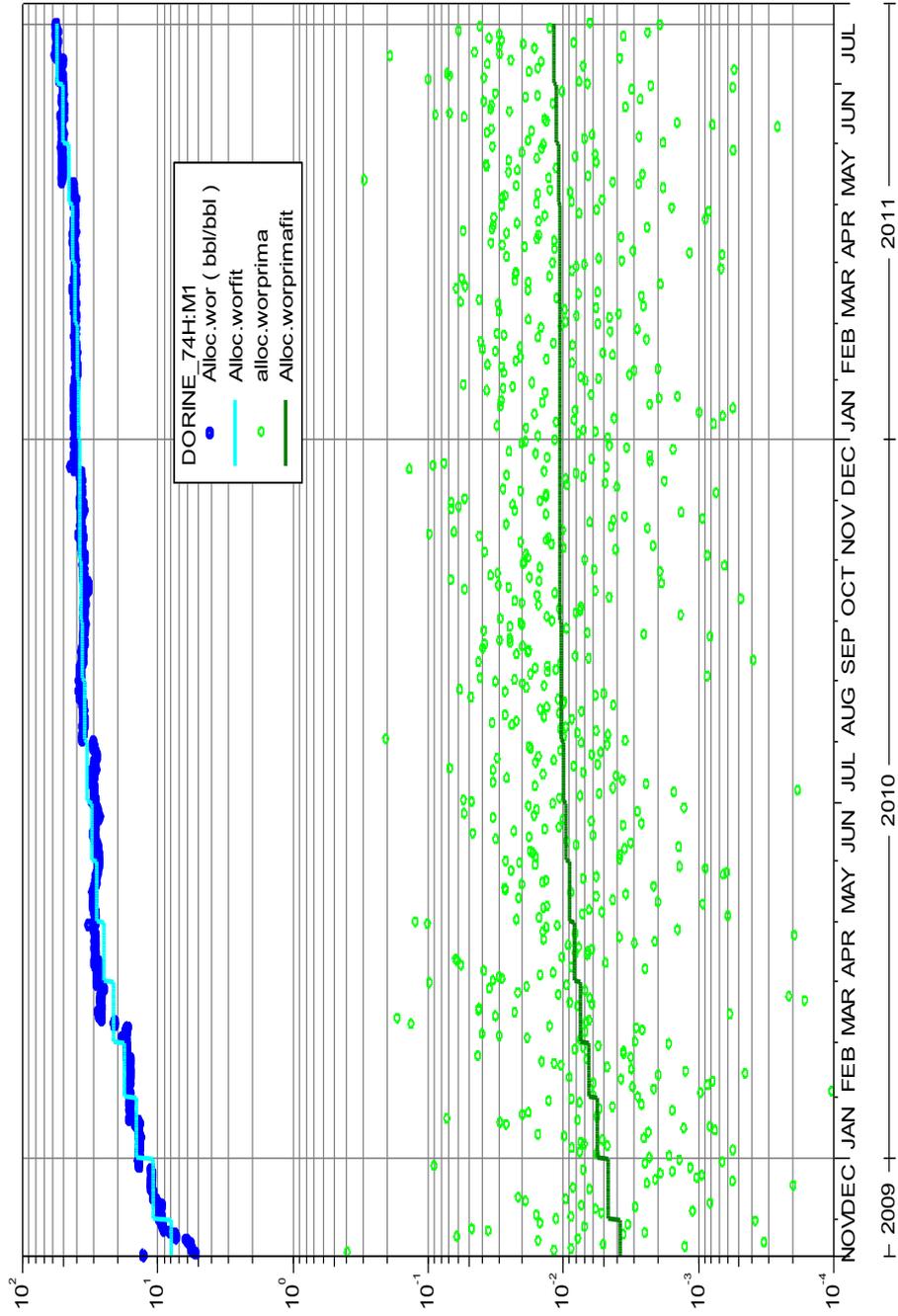
ANEXO No. 8**GRAFICAS LOG-LOG RAP-RAP' VS TIEMPO**

FIGURA A-8.1 RAP - RAP` VS TIEMPO PARA POZO D77H



Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

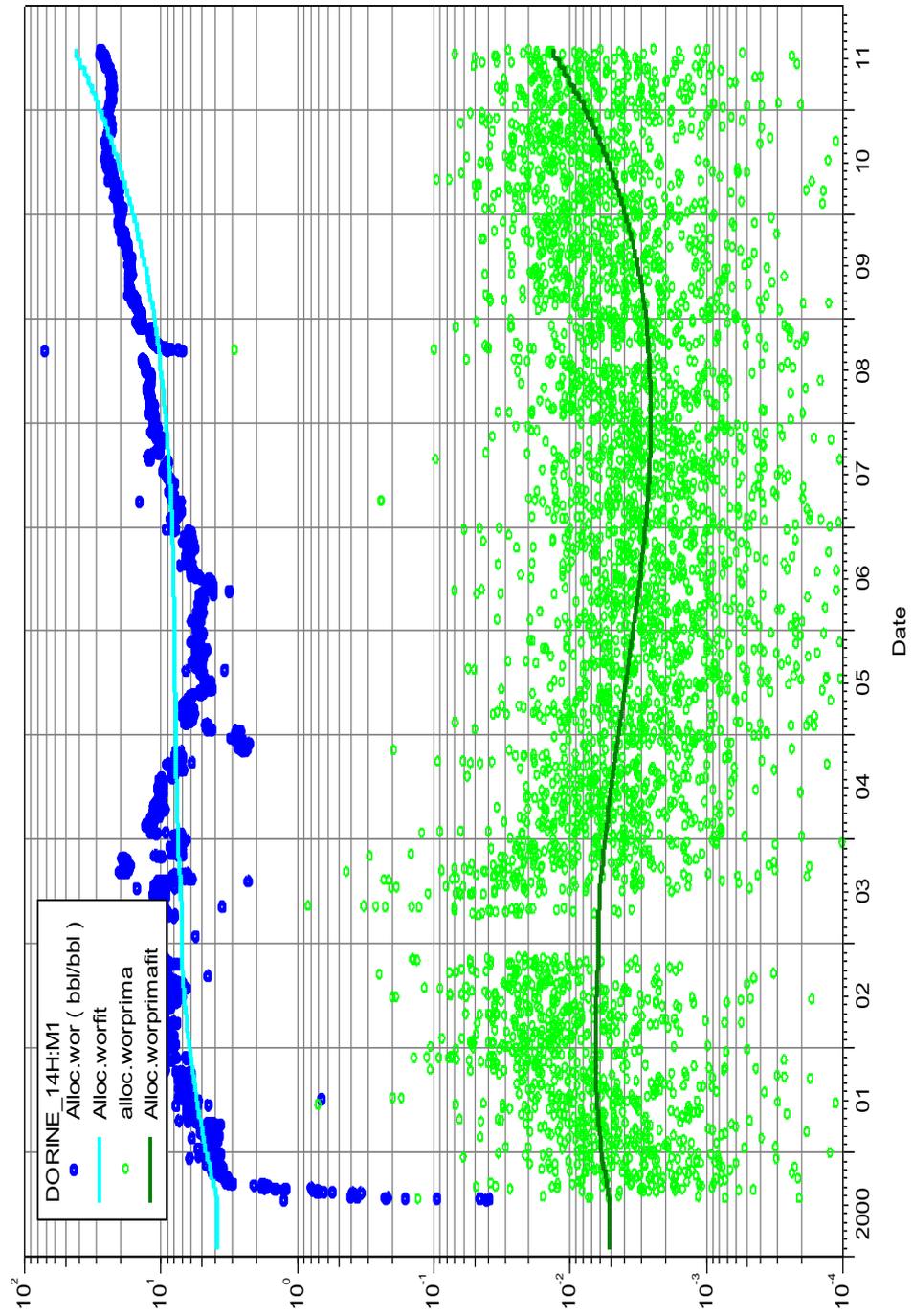
FIGURA A-8.2 RAP - RAP` VS TIEMPO PARA POZO D74H



Data

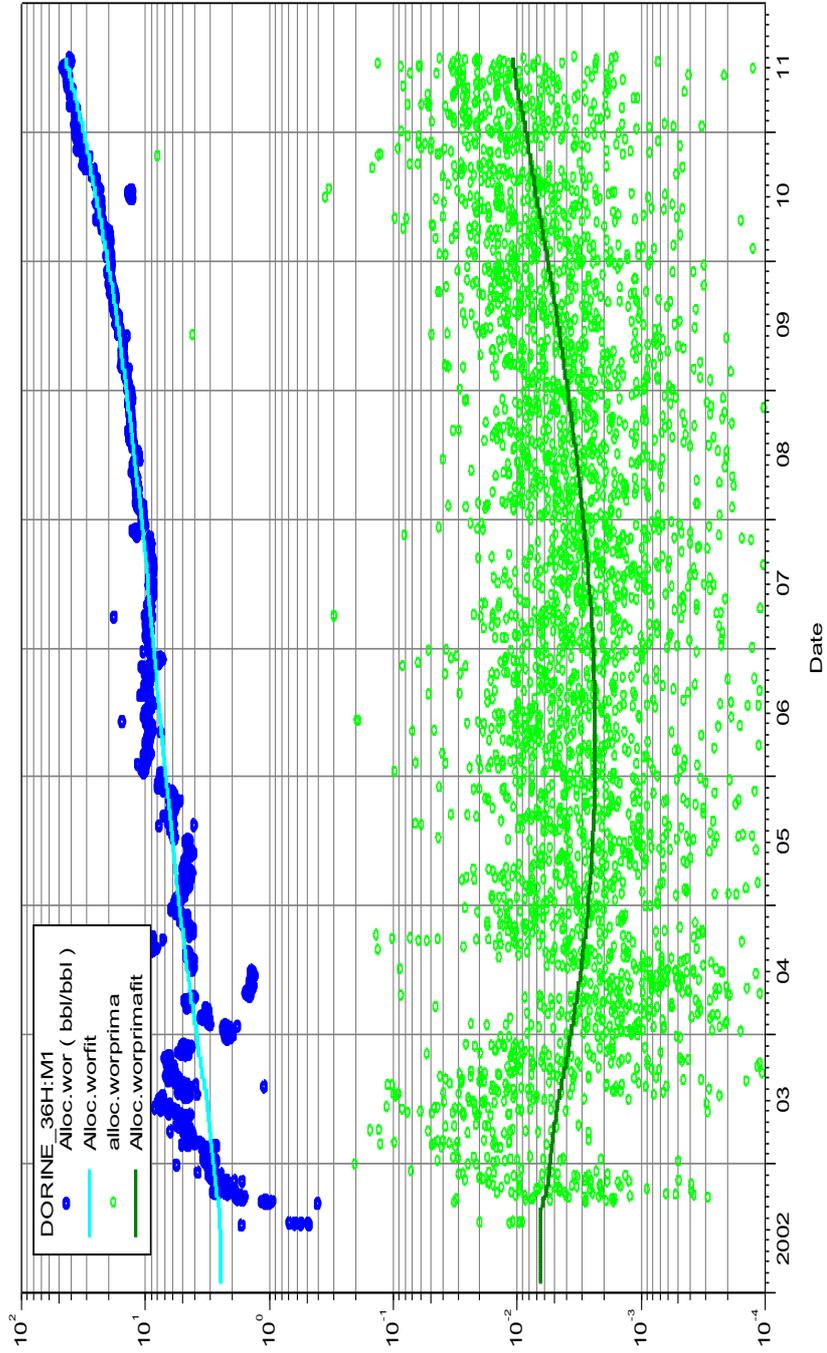
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

FIGURA A-8.3 RAP - RAP` VS TIEMPO PARA POZO D14H



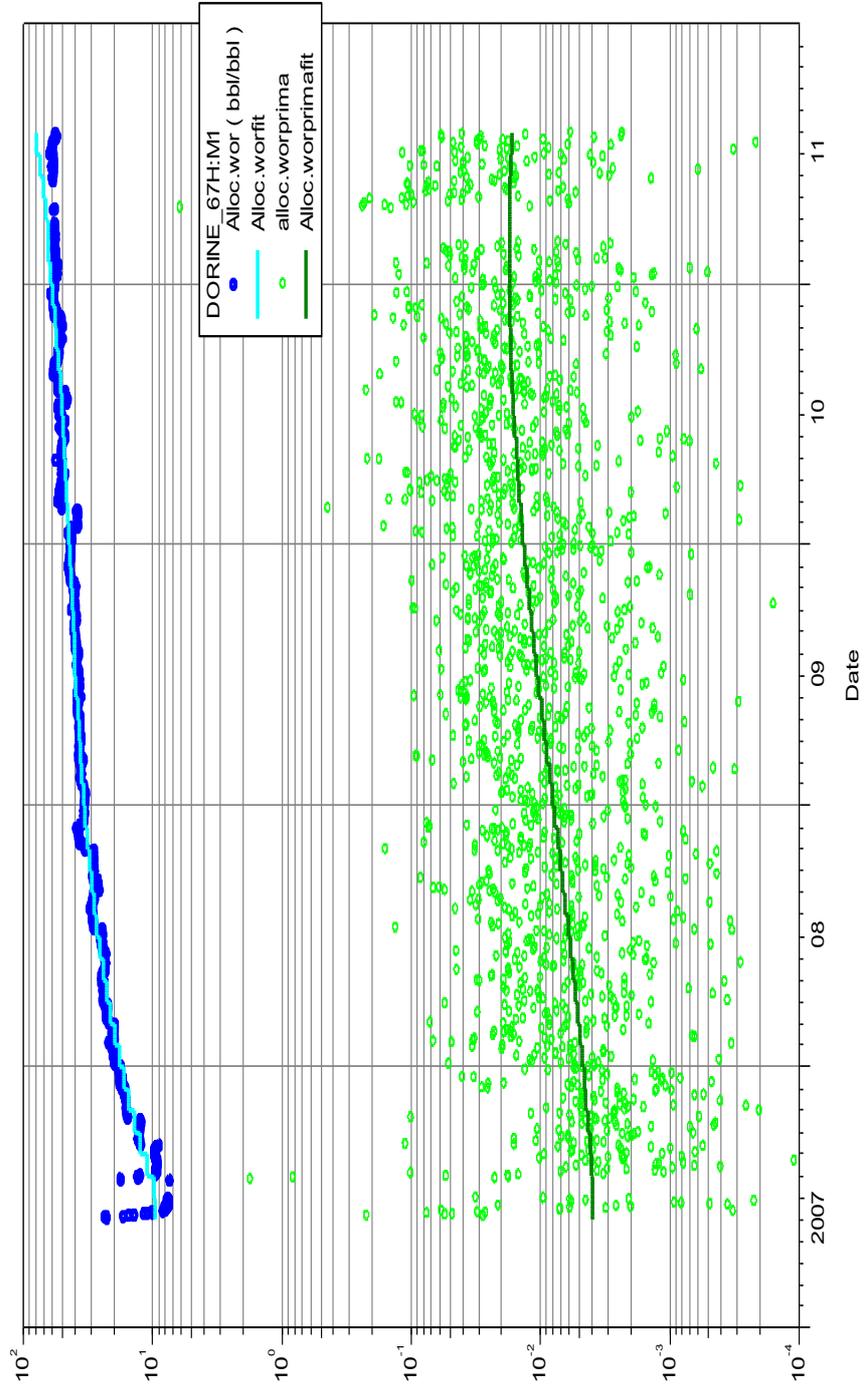
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

FIGURA A-8.4 RAP - RAP` VS TIEMPO PARA POZO D36H



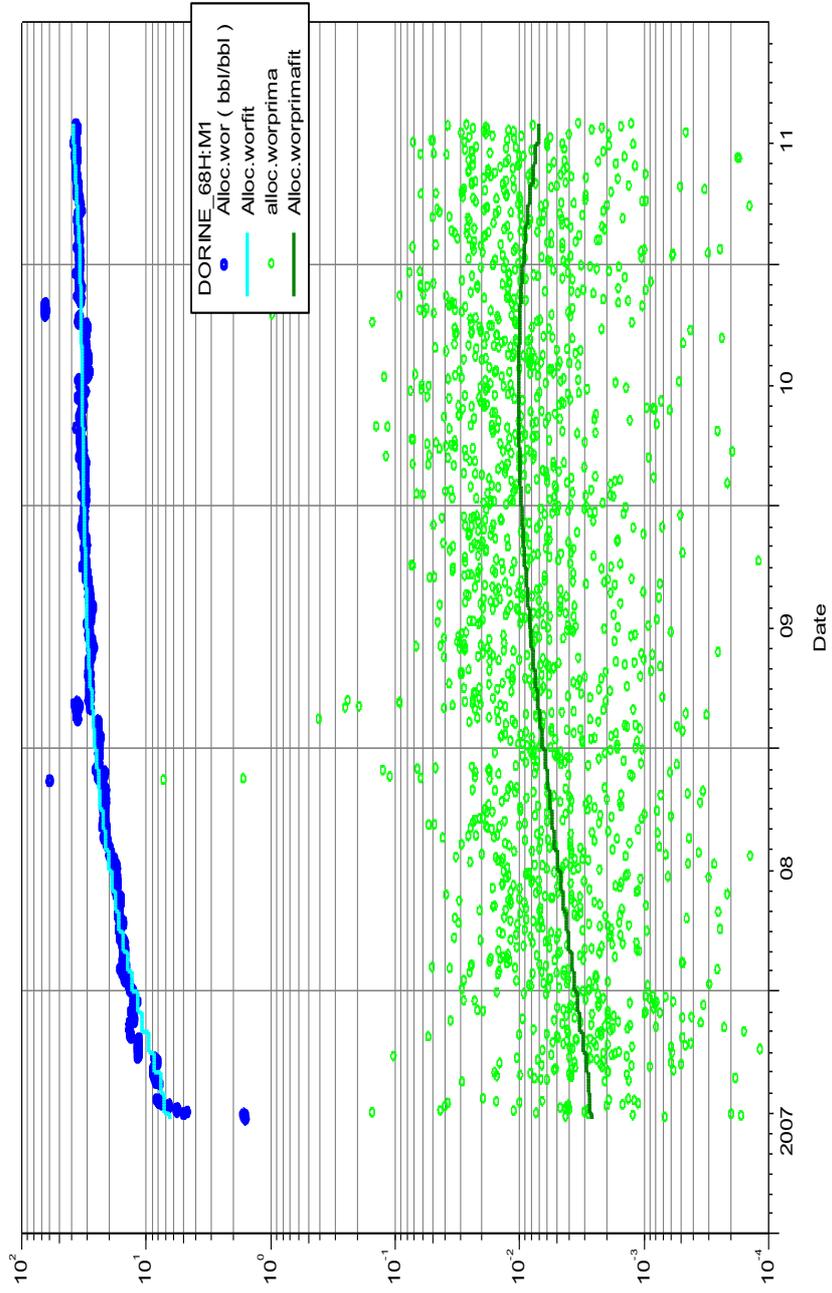
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

FIGURA A-8.5 RAP - RAP` VS TIEMPO PARA POZO D67H



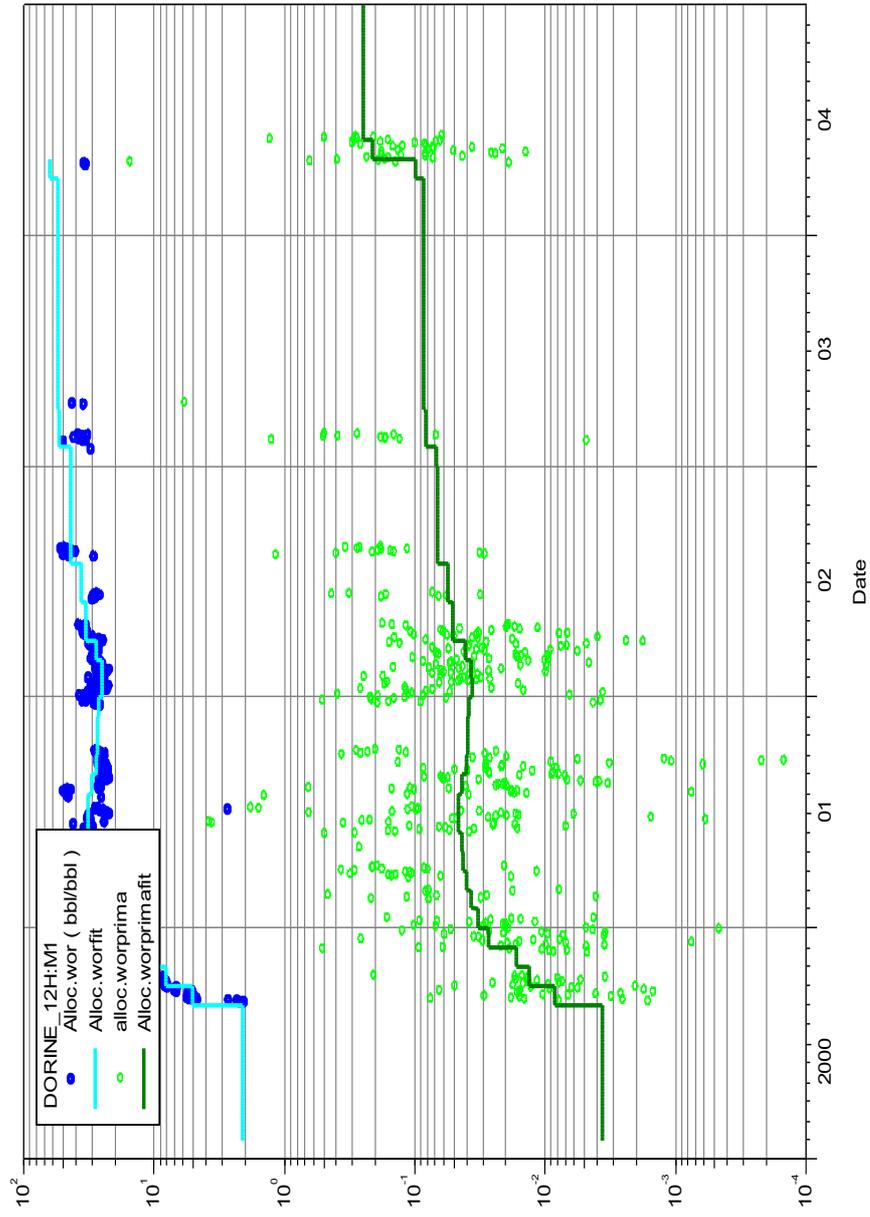
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

FIGURA A-8.6 RAP - RAP` VS TIEMPO PARA POZO D68H



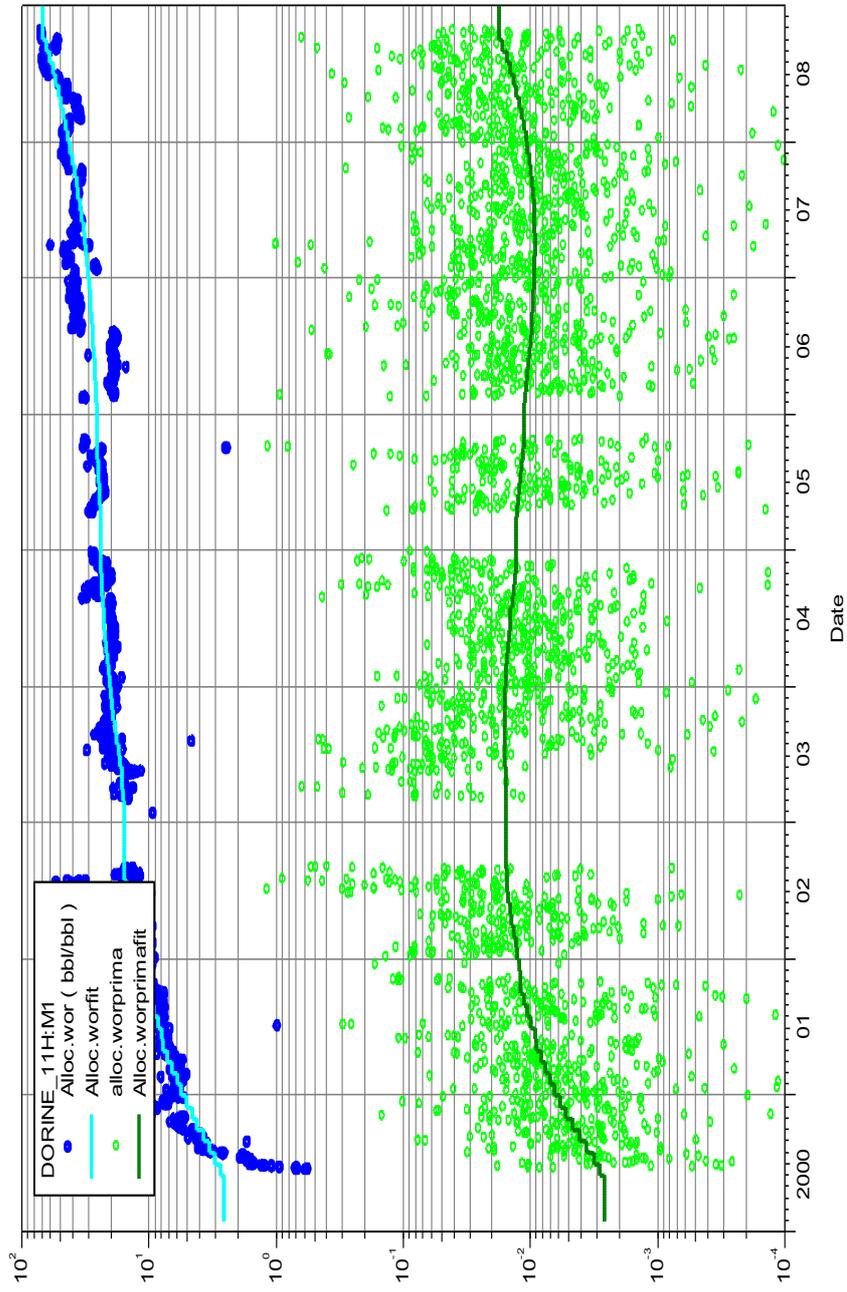
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

FIGURA A-8.7 RAP - RAP` VS TIEMPO PARA POZO D12H



Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

FIGURA A-8.8 RAP - VS TIEMPO PARA POZO D11H



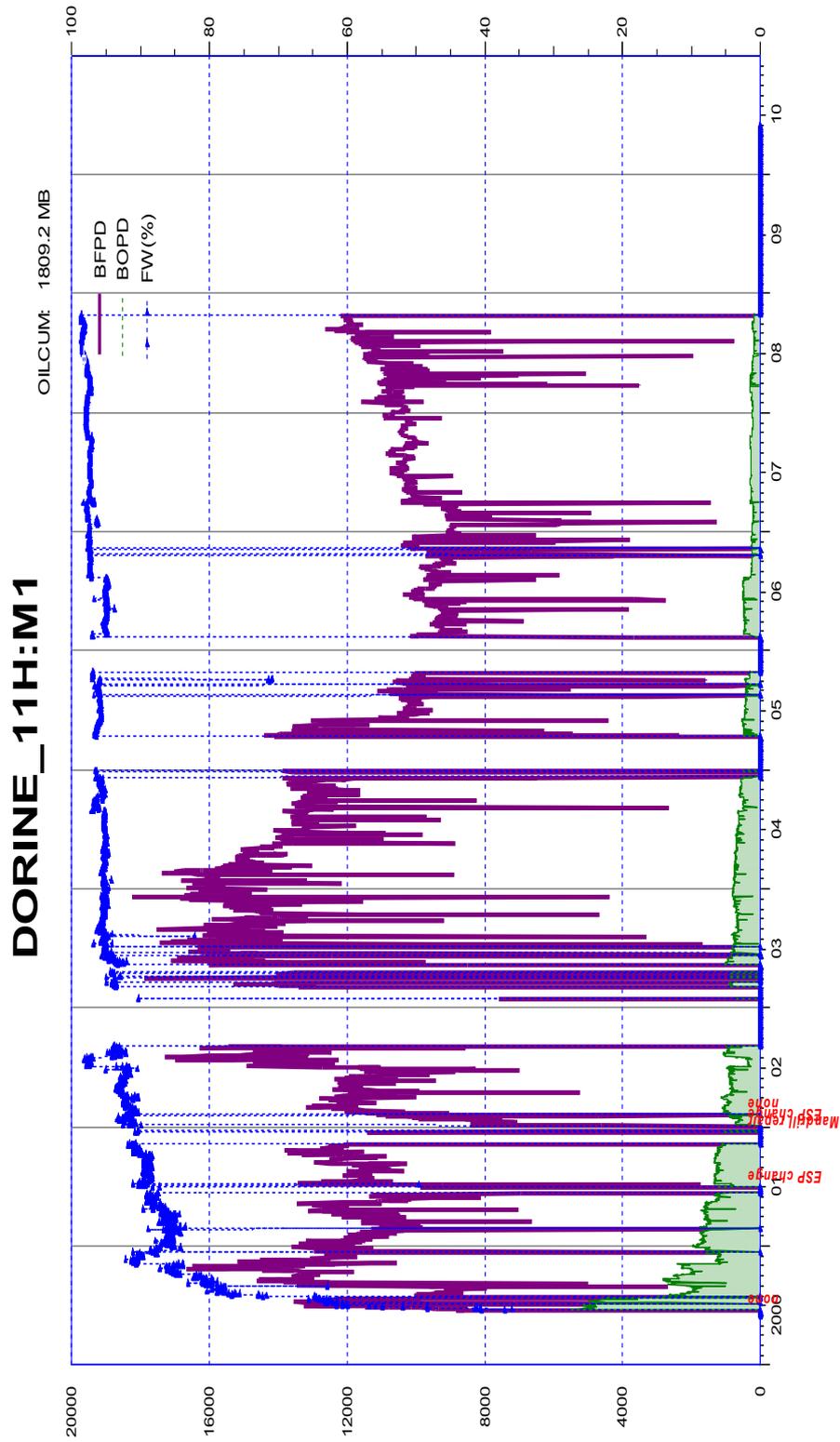
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

ANEXO NO. 9

HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

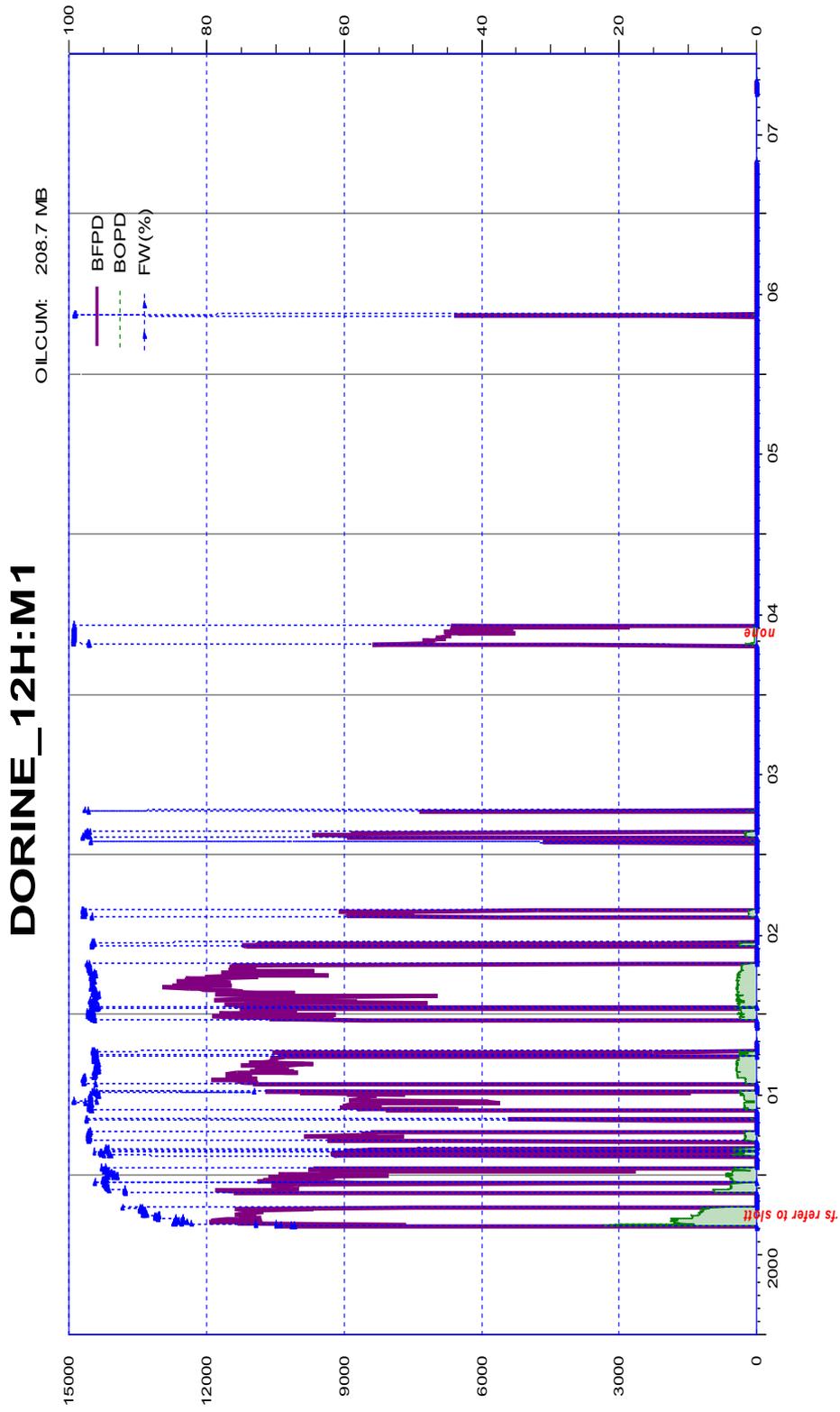
HORIZONTALES

FIGURA A-9.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO D111H



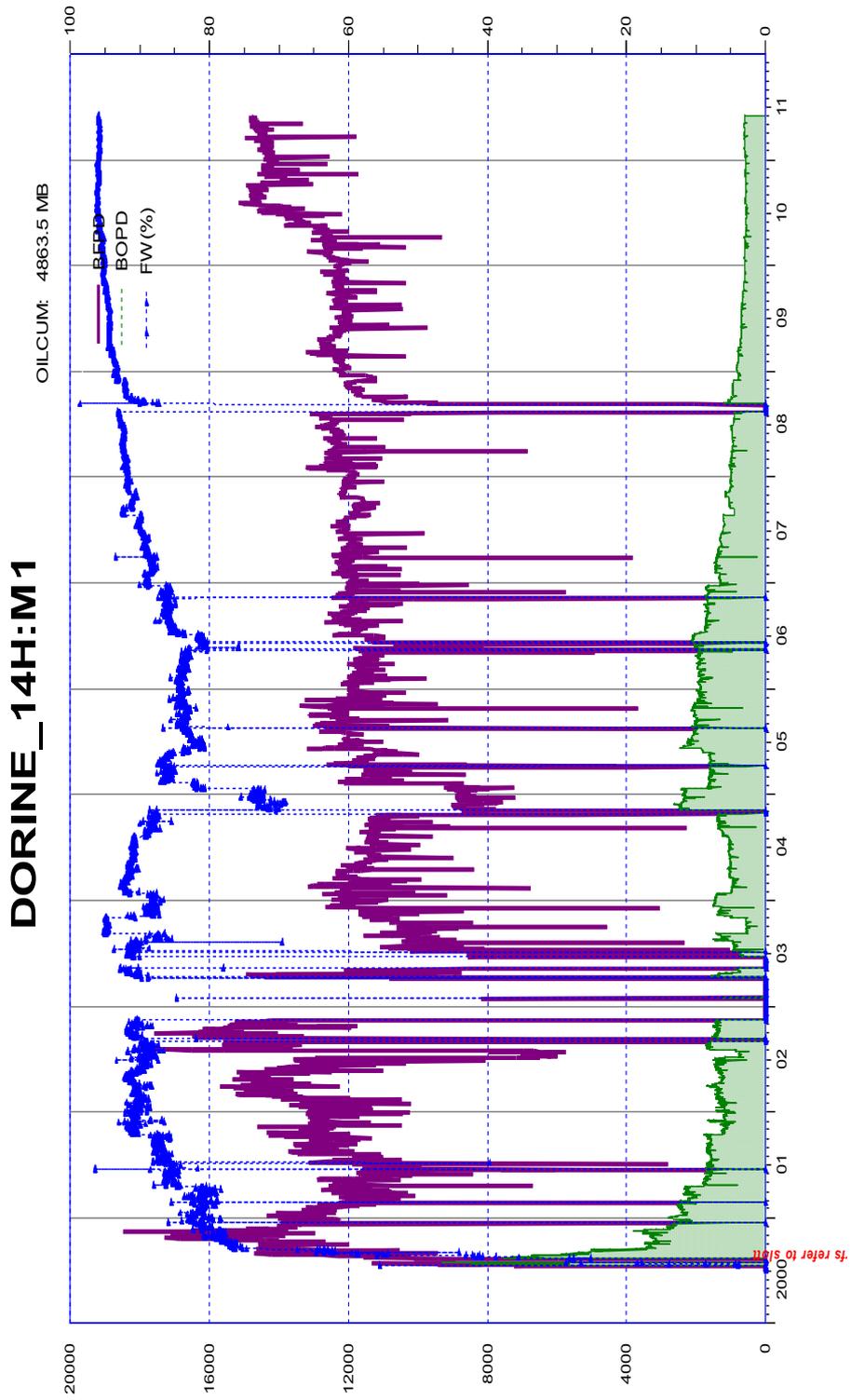
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

FIGURA A-9.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO D12H



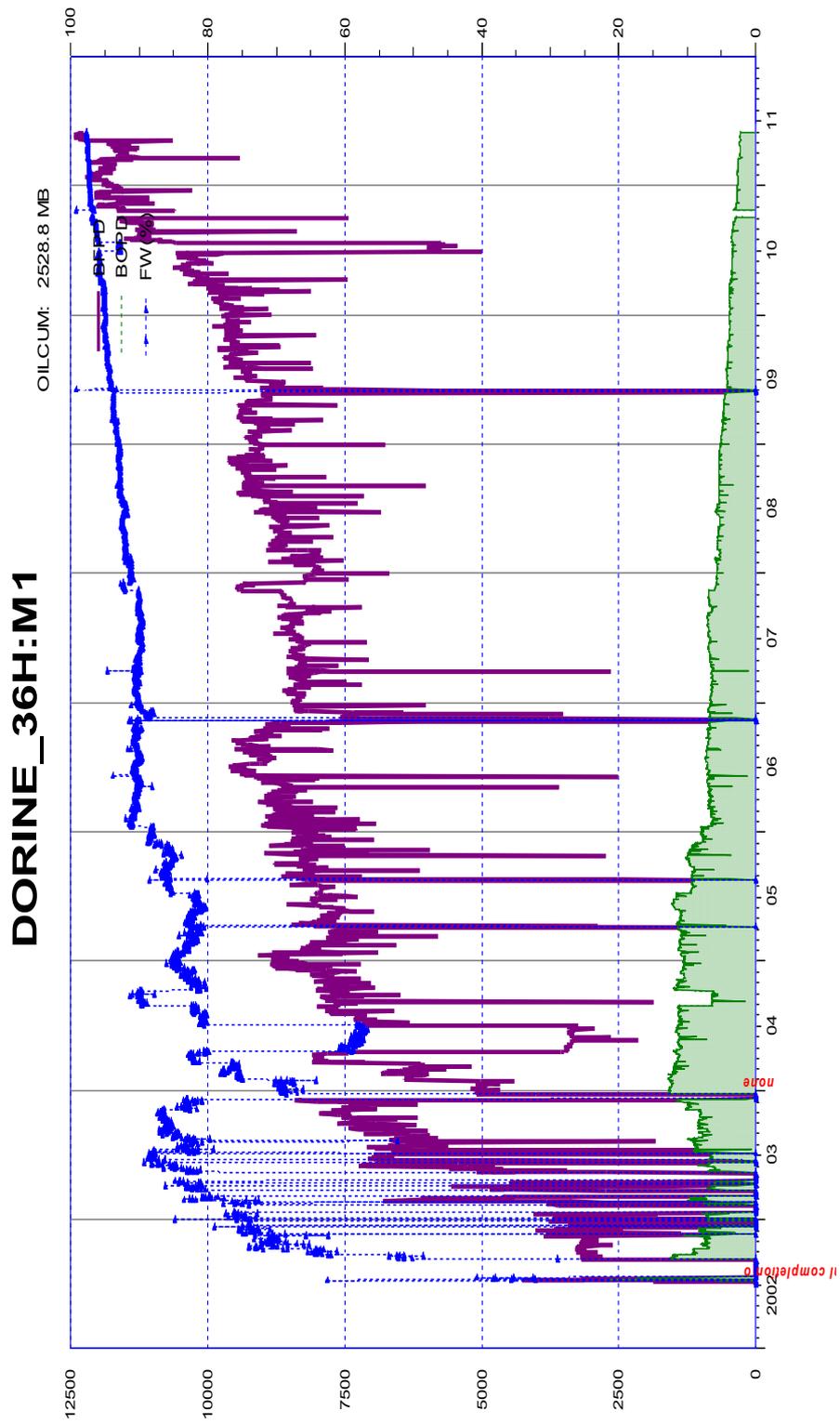
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

FIGURA A-9.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO D14H



Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

FIGURA A-9.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO D36H



Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

FIGURA A-9.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO D67H

DORINE_67H:M1

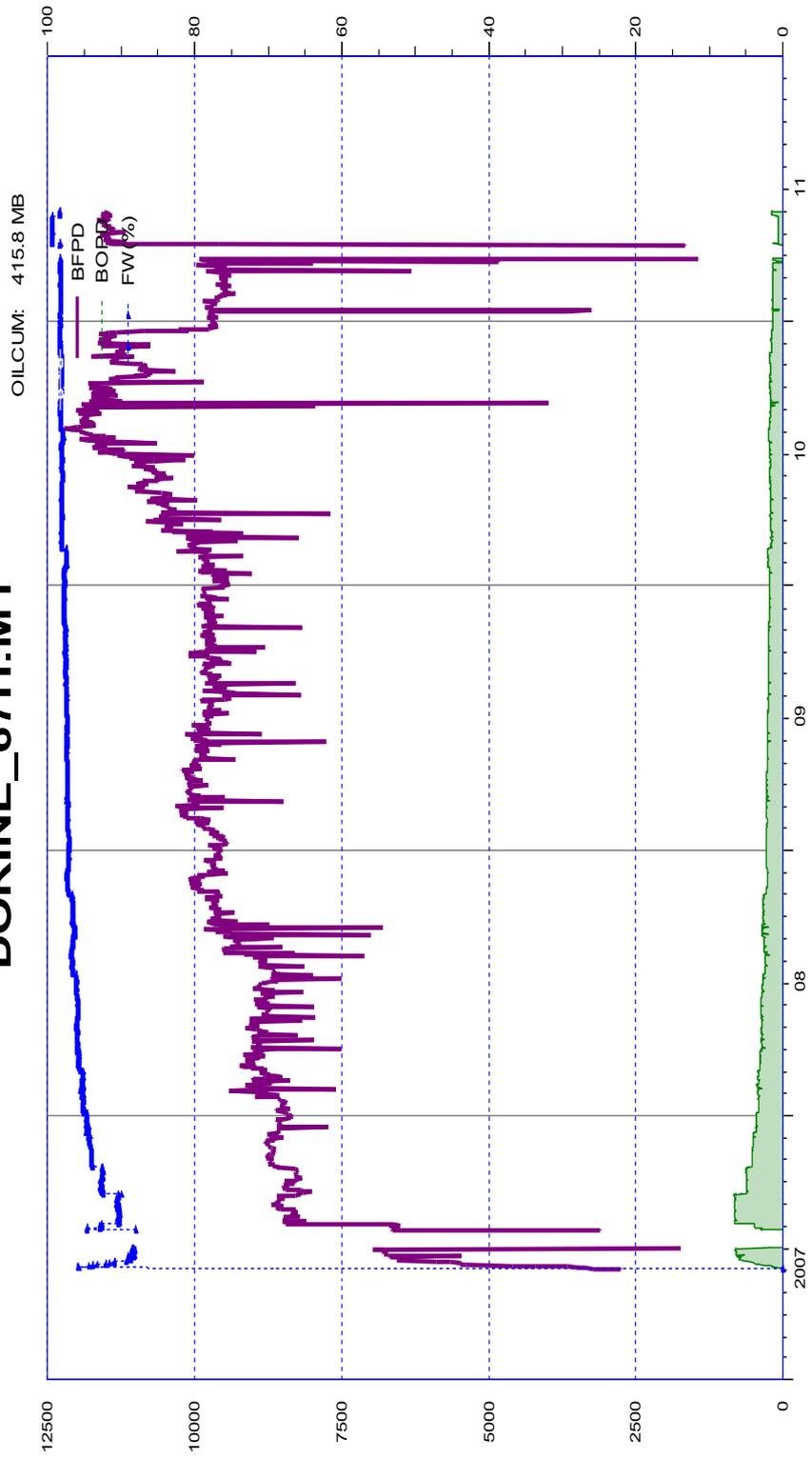
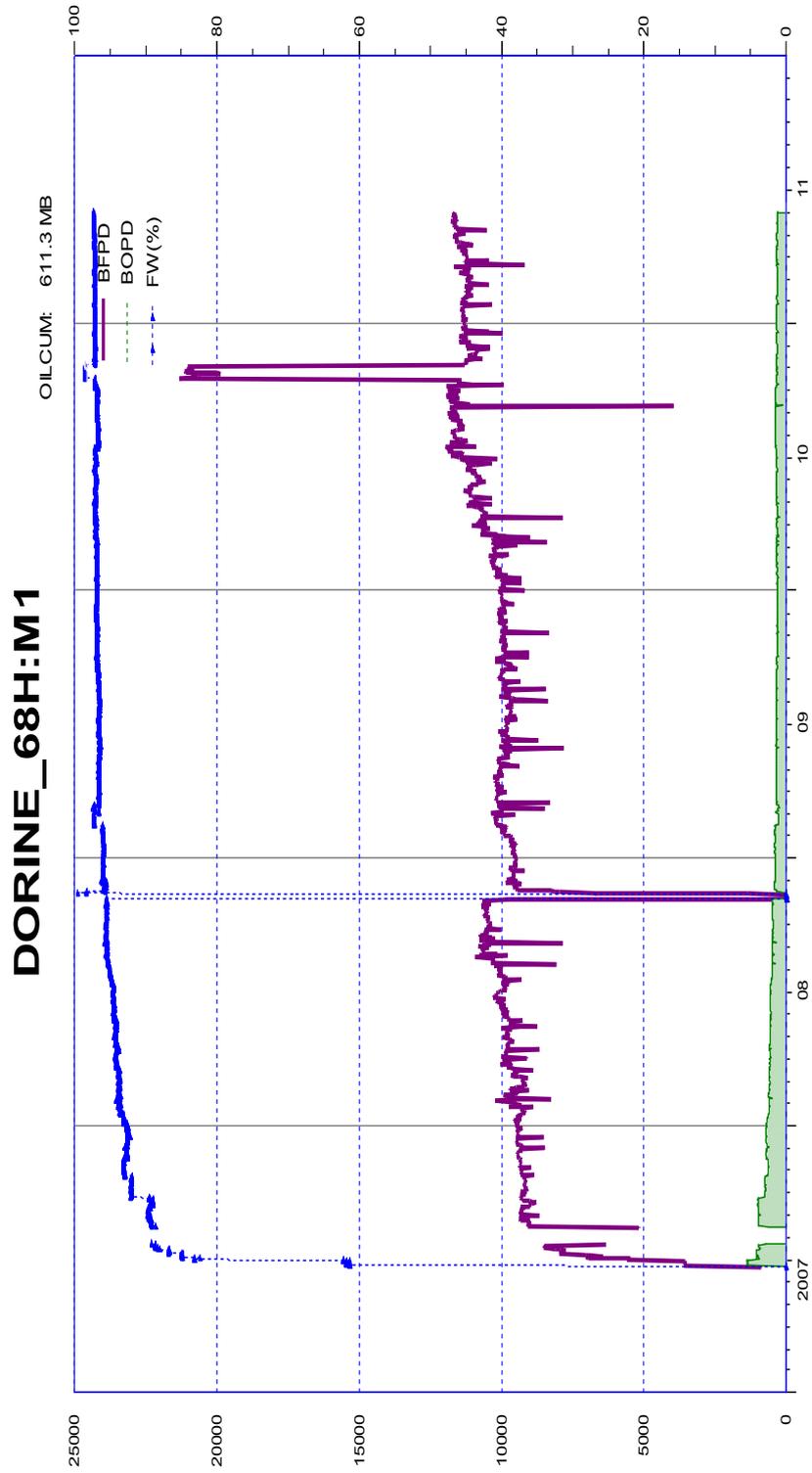


FIGURA A-9.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO D68H



Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

FIGURA A-9.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO D74H

DORINE_74H:M1

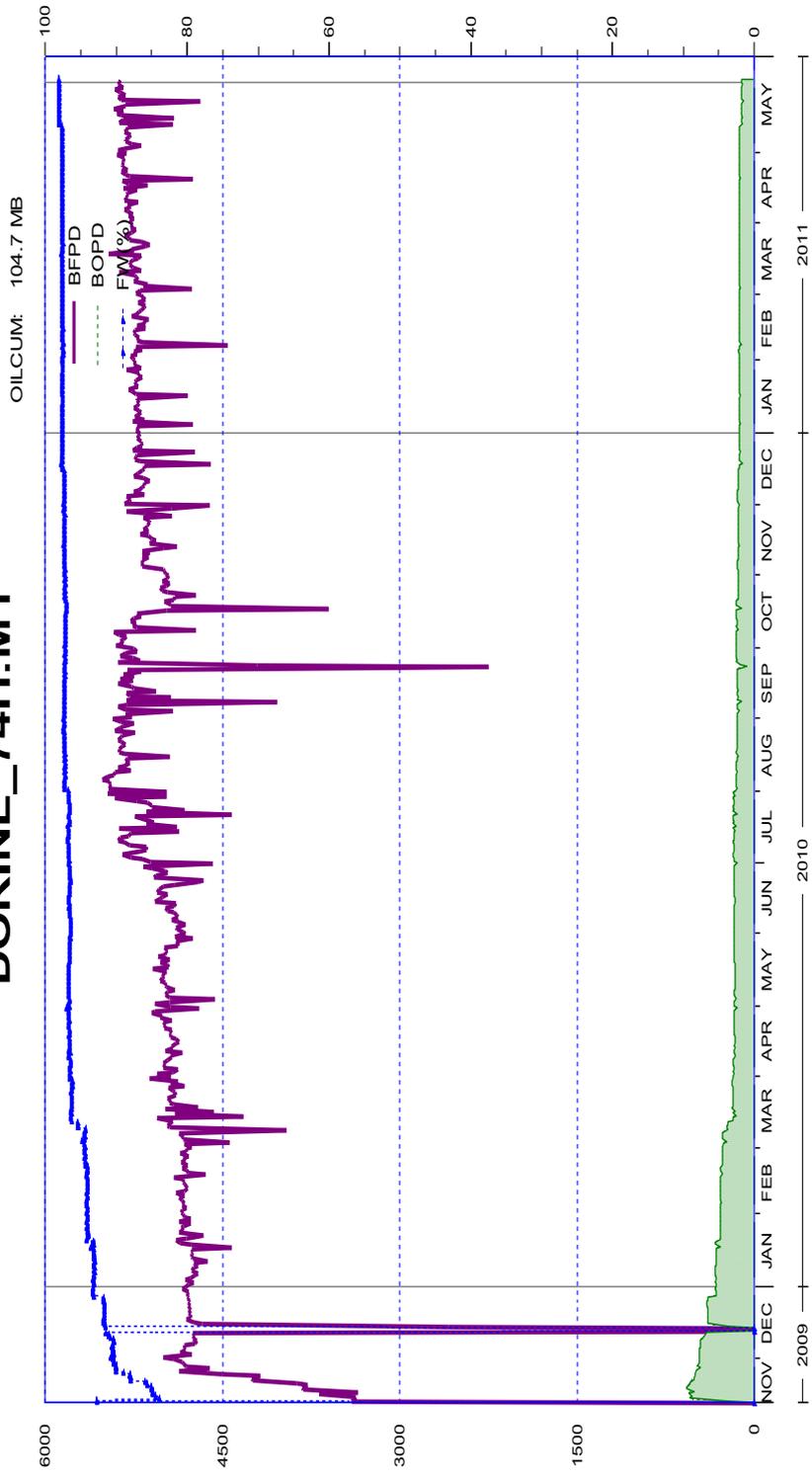


FIGURA A-9.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO D76H

DORINE_76H:M1

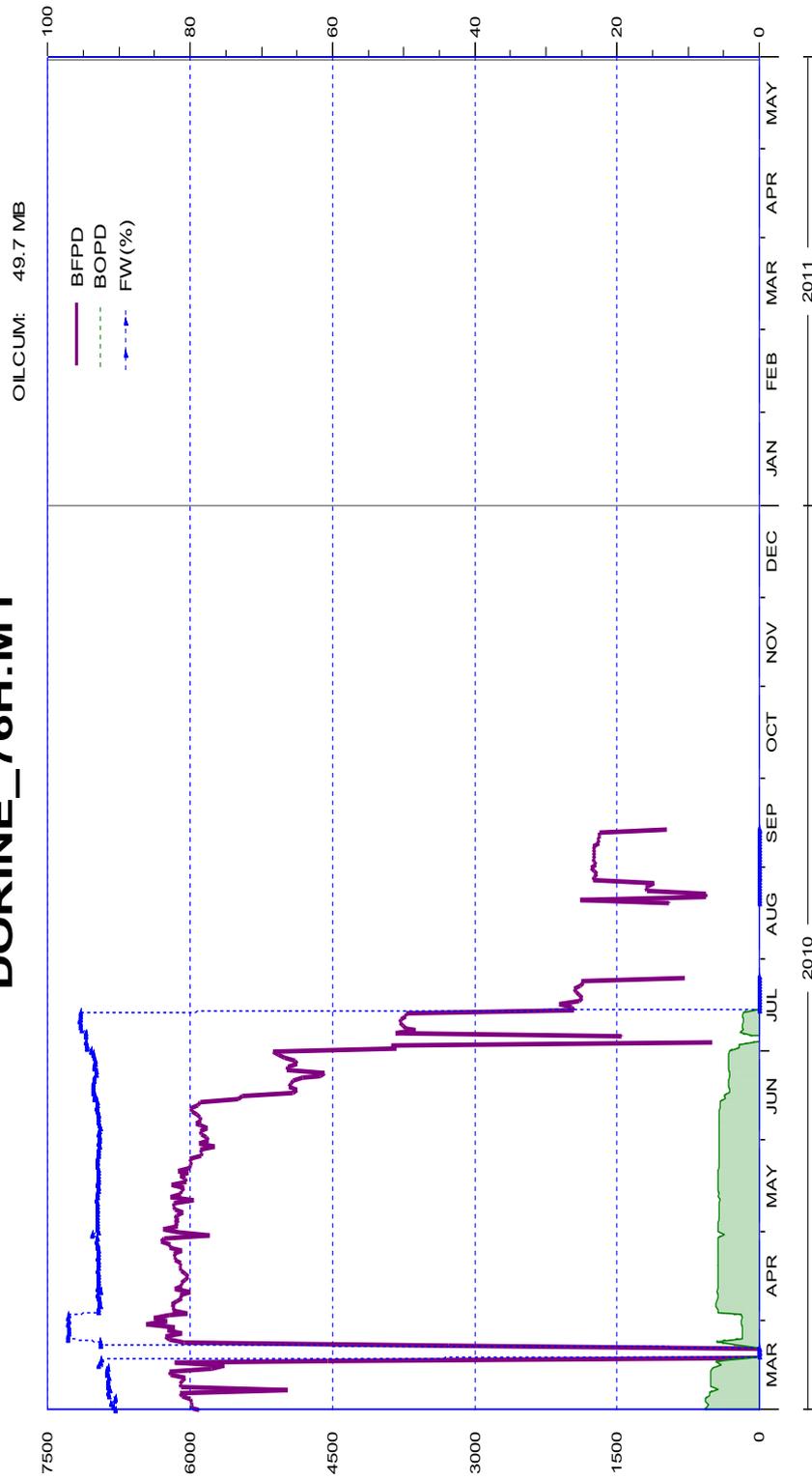
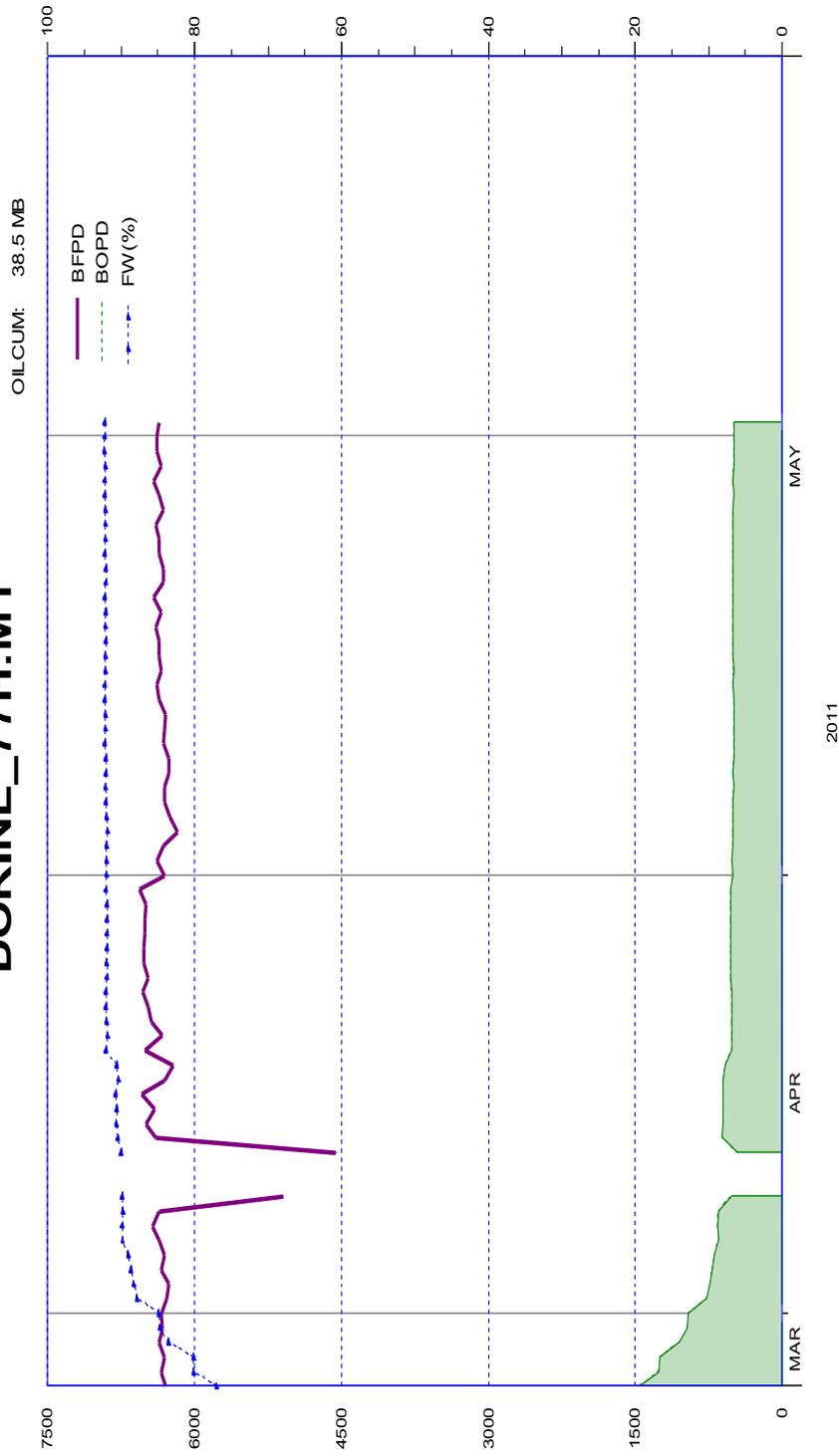


FIGURA A-9.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO D77H

DORINE_77H:M1

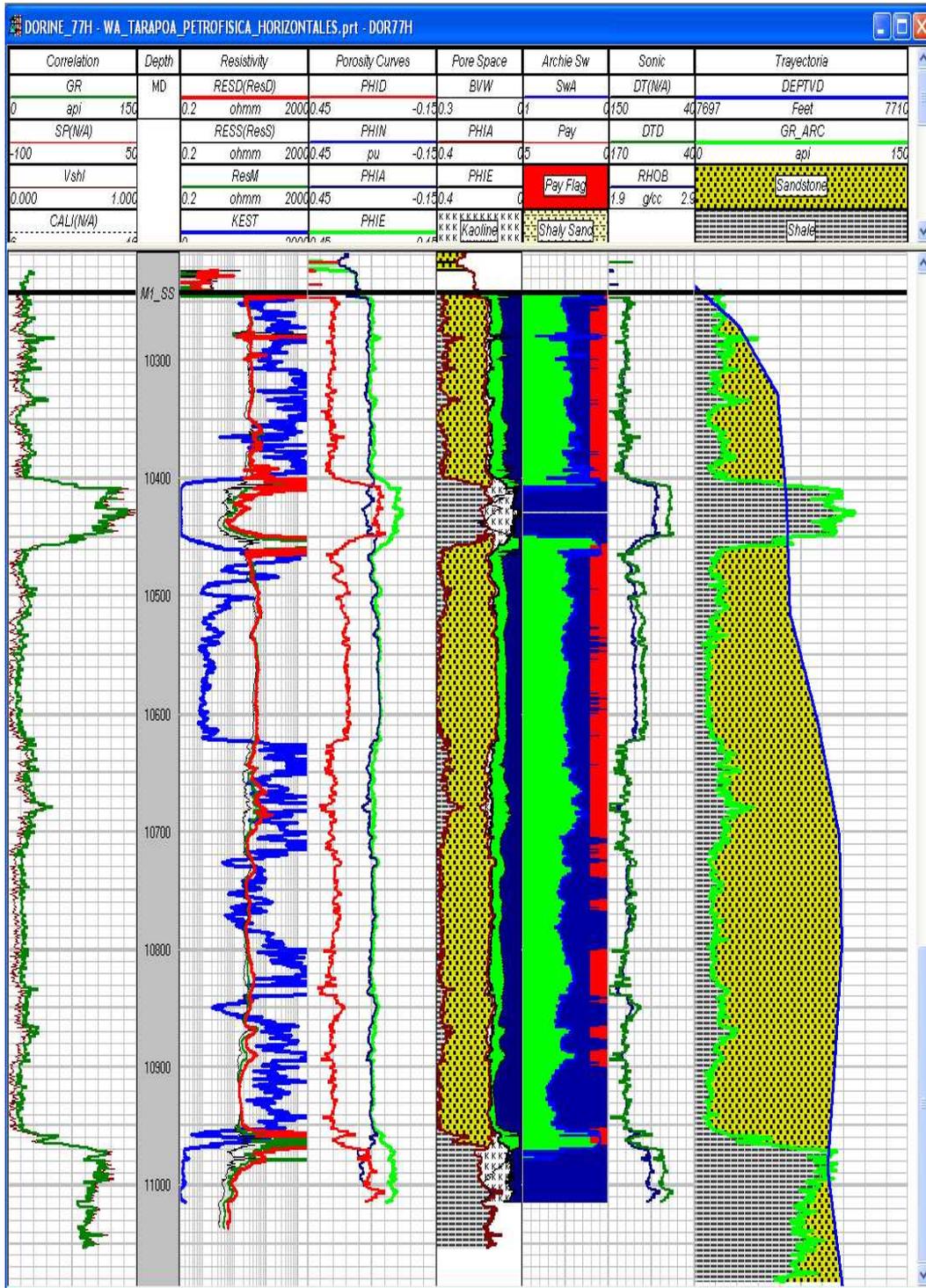


Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

ANEXO No. 10

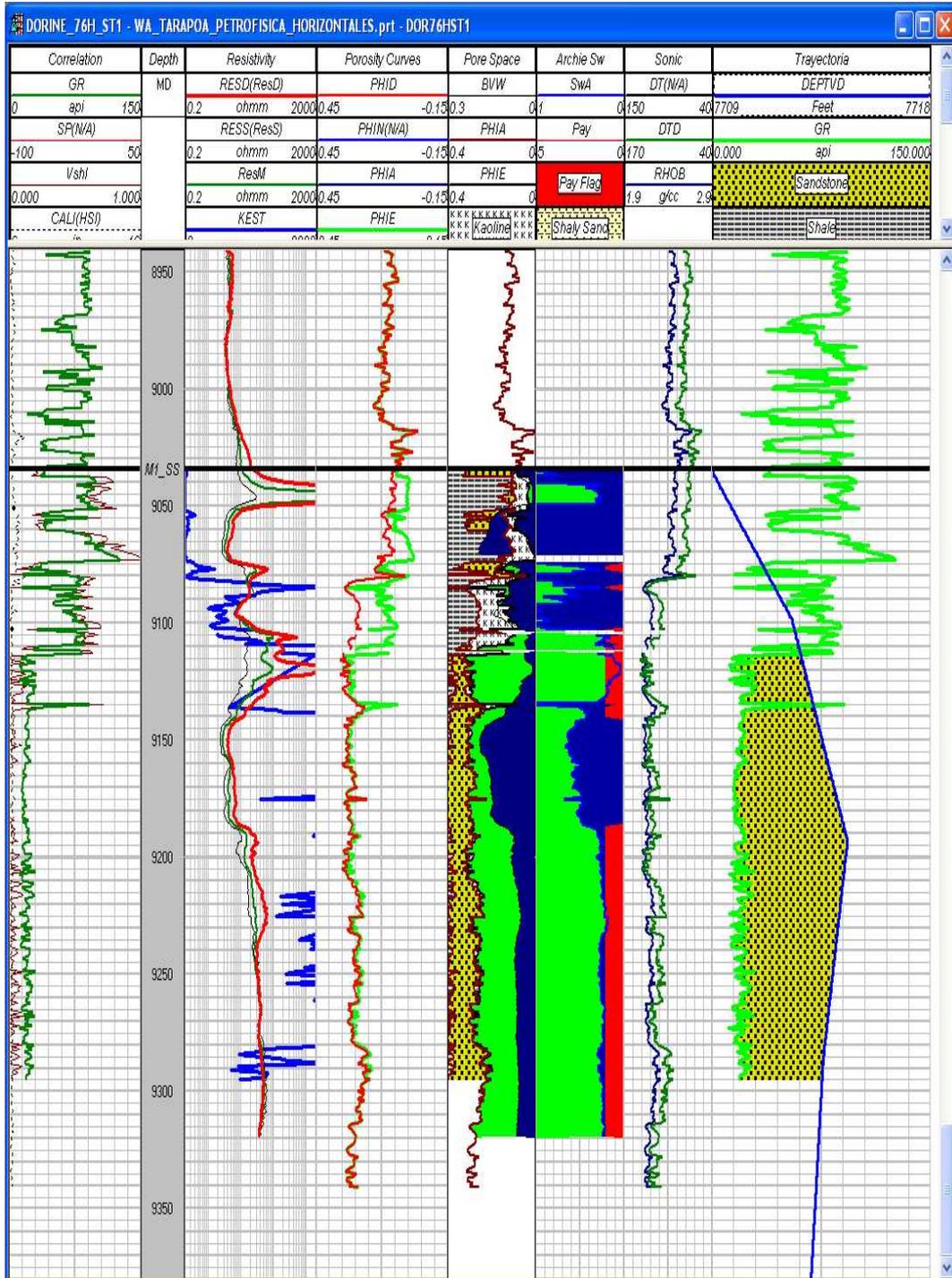
REGISTROS PETROFÍSICOS DE LA SECCIÓN HORIZONTAL

**FIGURA A-10.1 REGISTRO PETROFÍSICO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL
POZO DORINE 77H**



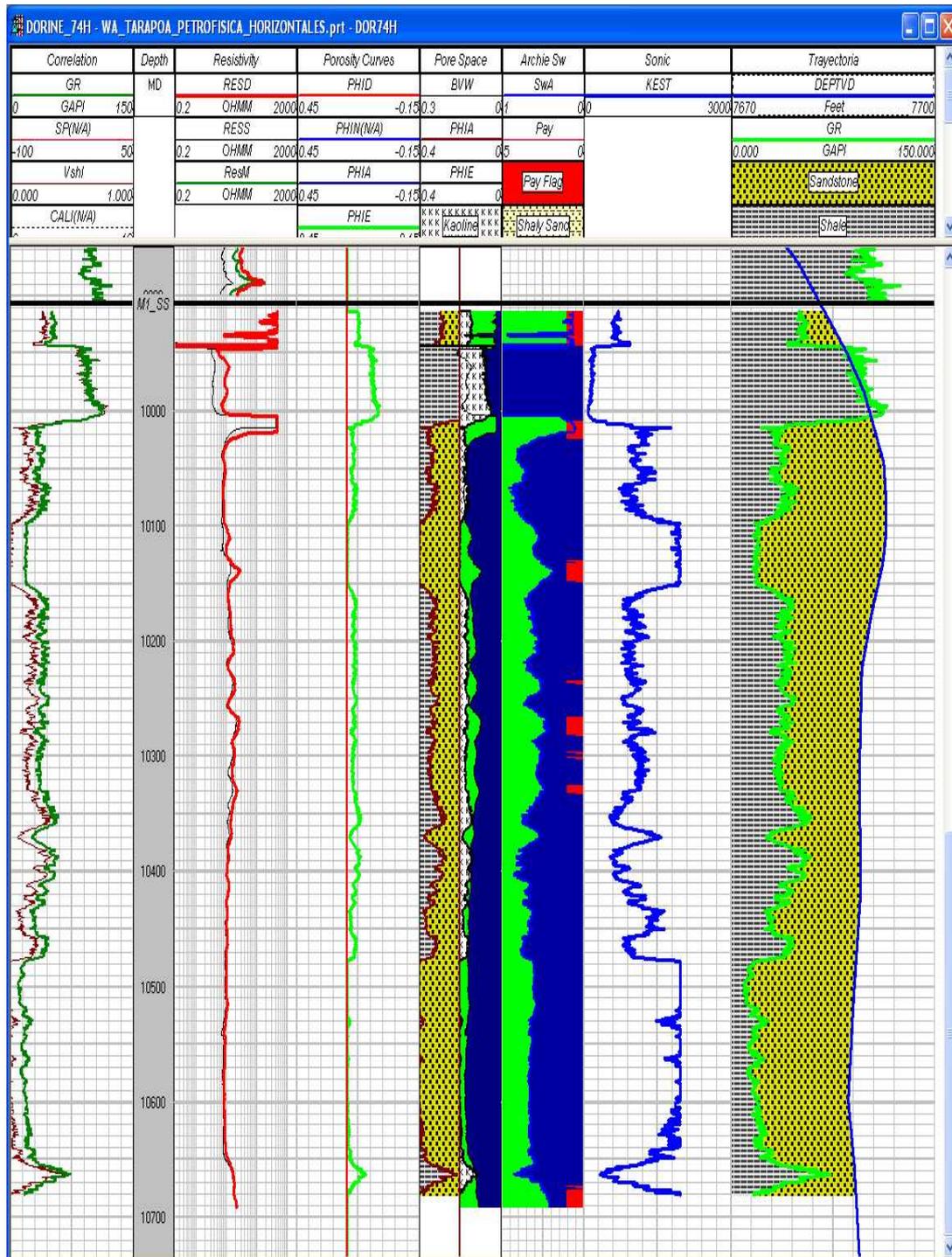
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS

**FIGURA A-10.2 REGISTRO PETROFÍSICO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL
POZO DORINE 76H**



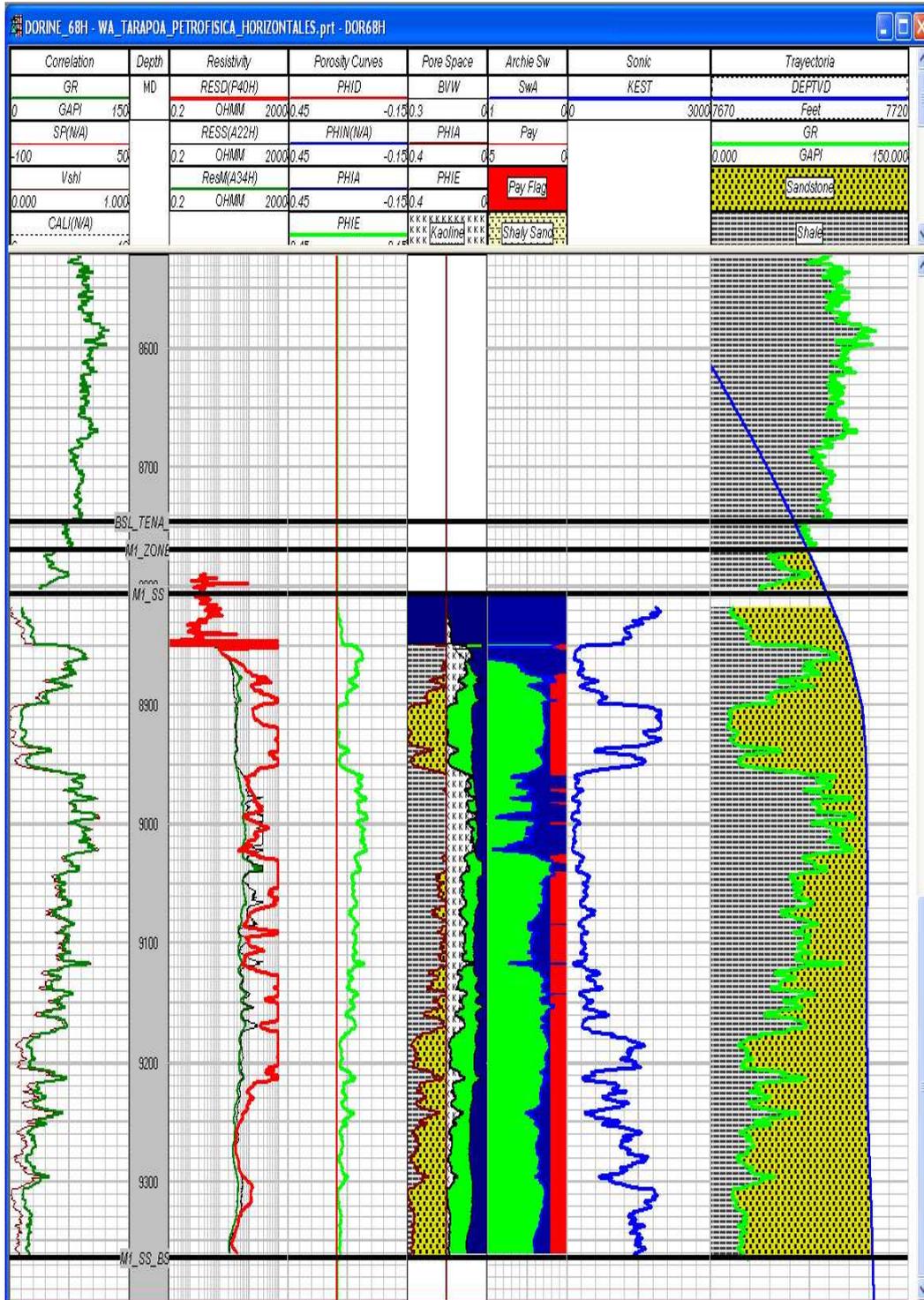
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS

FIGURA A-10.3 REGISTRO PETROFÍSICO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL POZO DORINE 74H



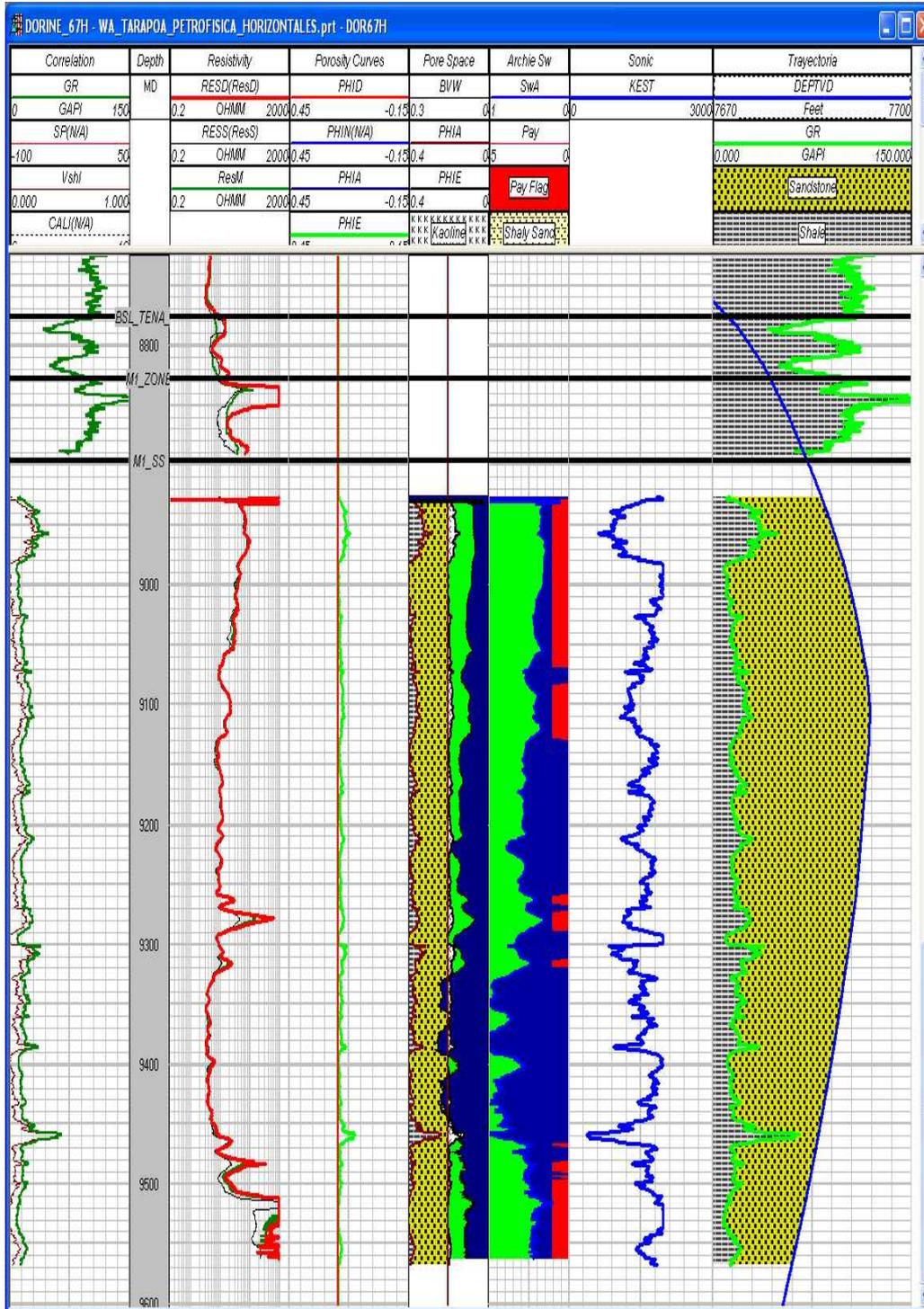
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS

FIGURA A-10.4 REGISTRO PETROFÍSICO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL POZO DORINE 68H



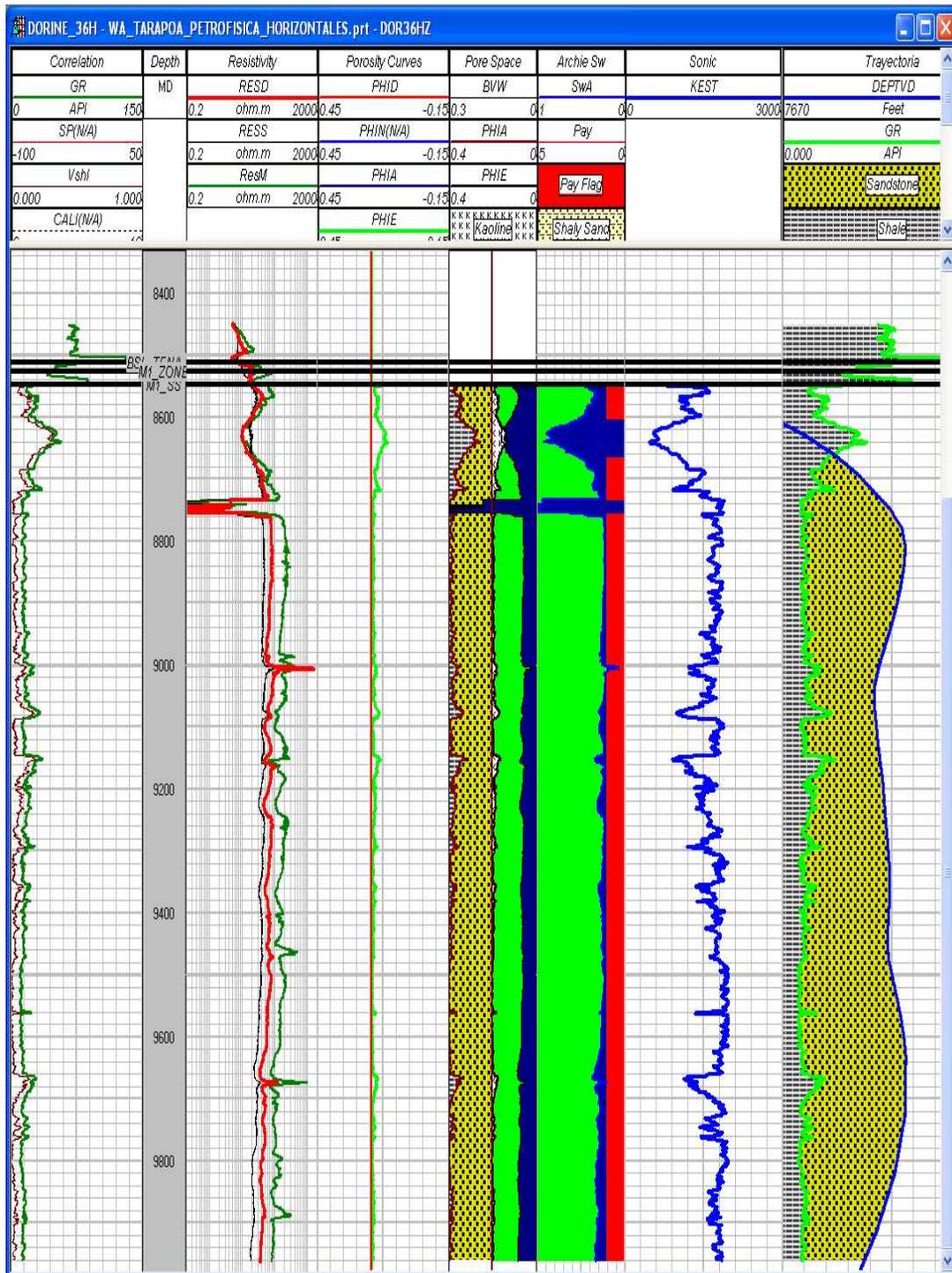
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS

**FIGURA A-10.5 REGISTRO PETROFÍSICO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL
POZO DORINE 67H**



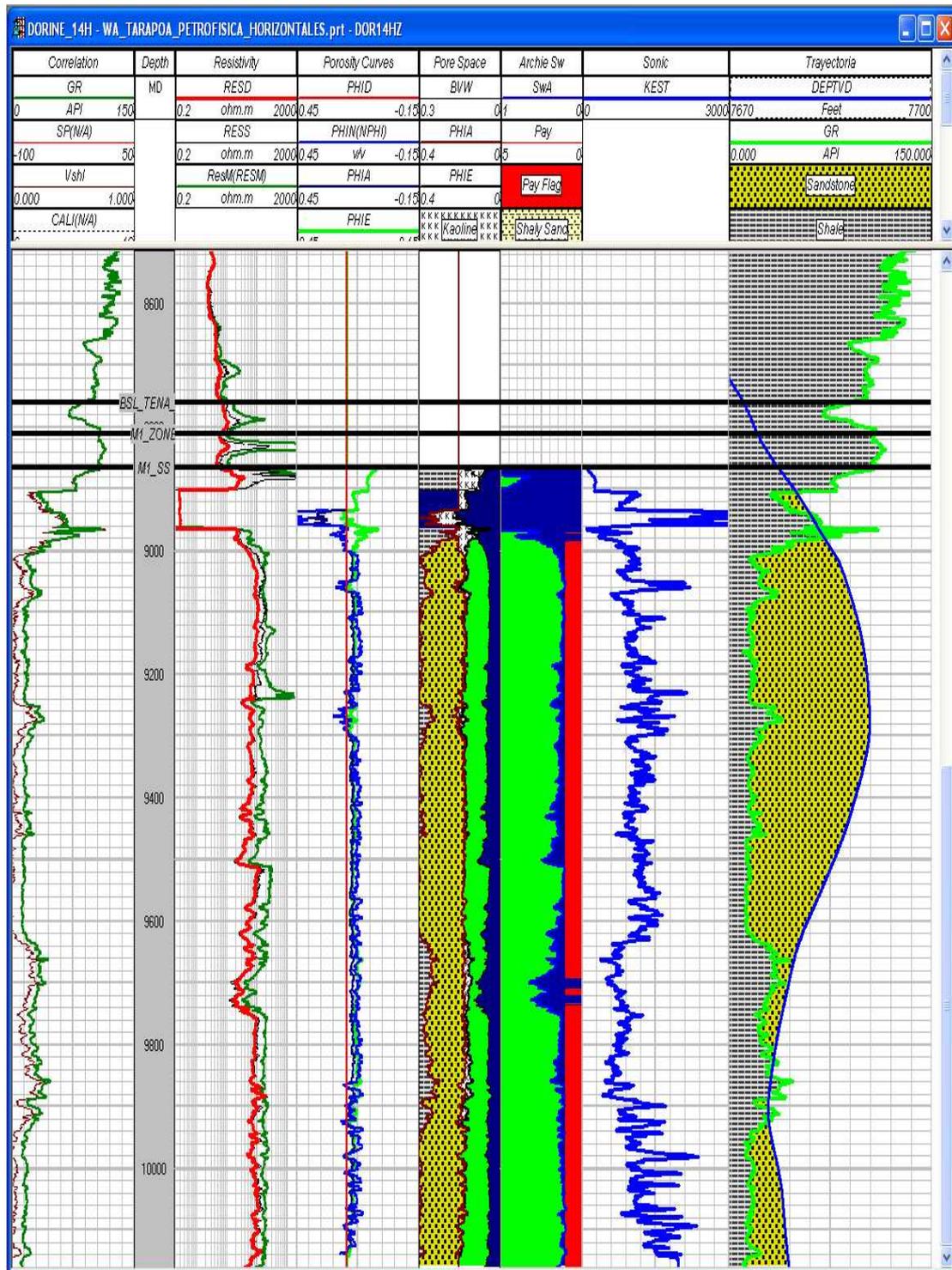
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS

**FIGURA A-10.6 REGISTRO PETROFÍSICO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL
POZO DORINE 36H**



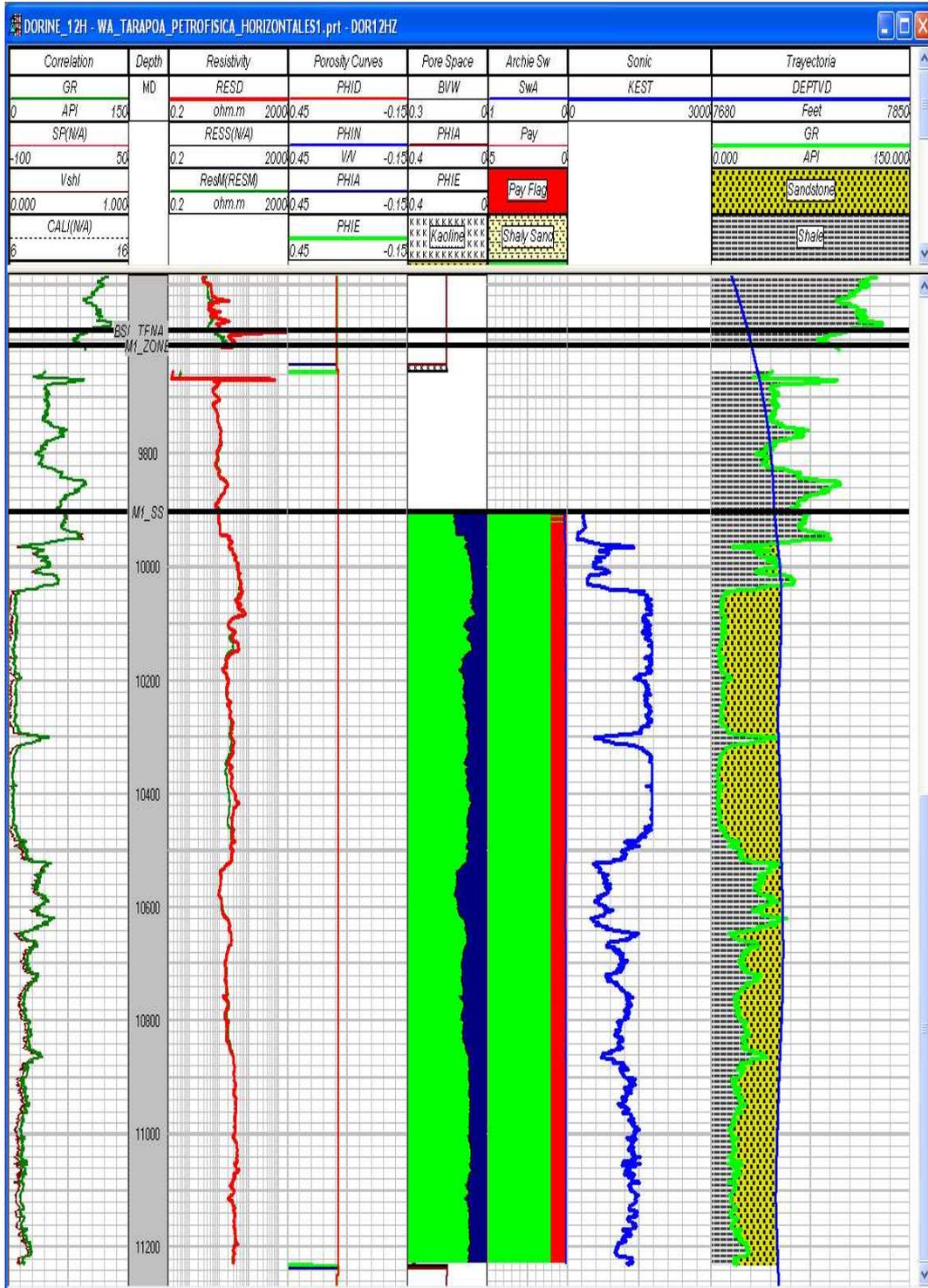
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS

**FIGURA A-10.7 REGISTRO PETROFÍSICO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL
POZO DORINE 14H**



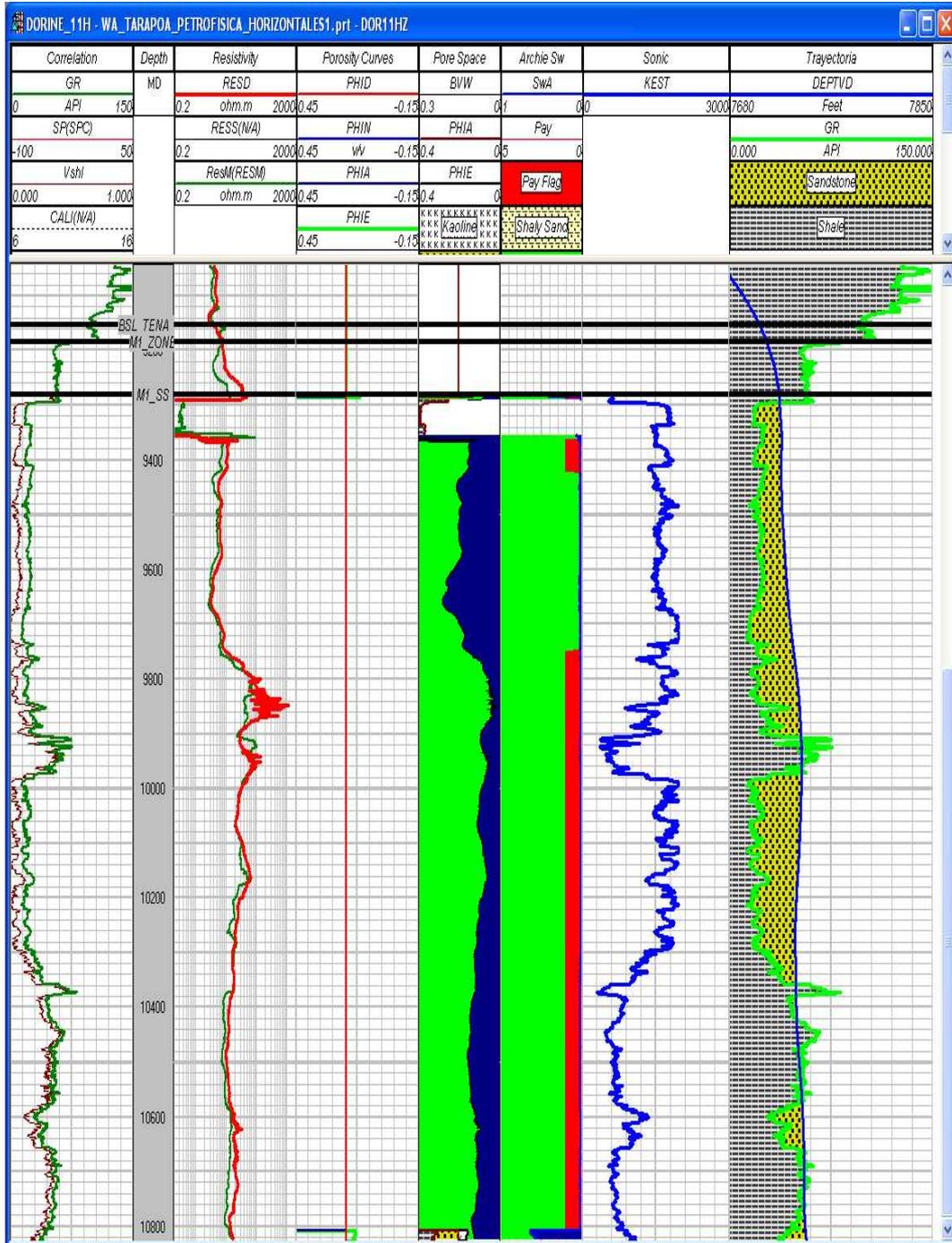
Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS

FIGURA A-10.8 REGISTRO PETROFÍSICO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL POZO DORINE 12H



Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS

**FIGURA A-10.9 REGISTRO PETROFÍSICO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL
POZO DORINE 11H**

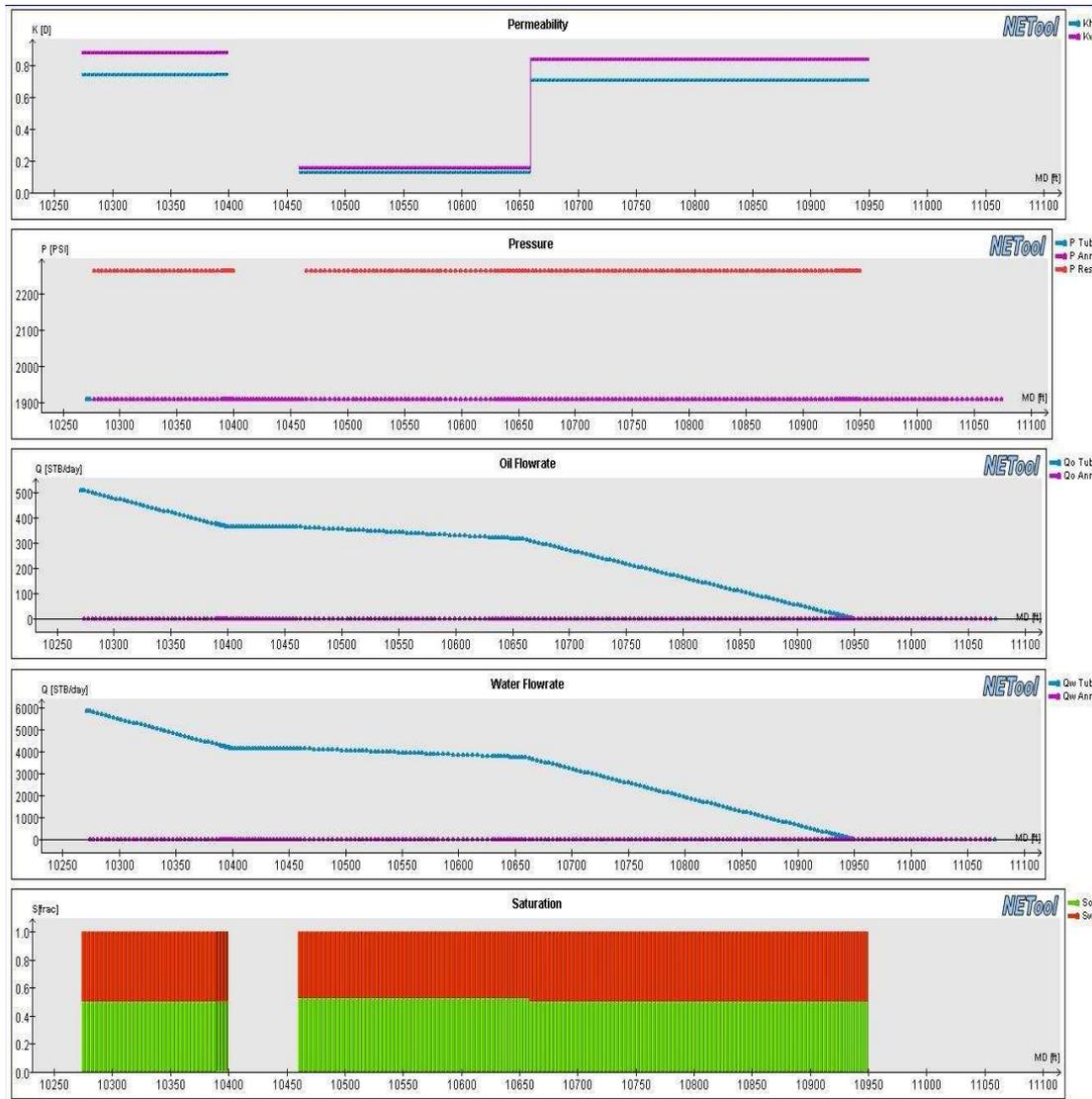


Fuente: ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS

ANEXO NO. 11

**CALIBRACIÓN DE PRODUCCIÓN MAYO 2011 SOFTWARE ICD
ADVISOR SCHLUMBERGER**

FIGURA A-11.1 CALIBRACIÓN DE PRODUCCIÓN MAYO 2011 CON SOFTWARE ICD ADVISOR SCHLUMBERGER



Fuente: SCHLUMBERGER SIMULADOR ICD ADVISOR

ANEXO No. 12

PAPER SPE 30775 CHAN CURVAS TIPO

FIGURA A-12.1 CURVAS TIPO CHAN SPE 30775

6

WATER CONTROL DIAGNOSTIC PLOTS

SPE 30775

There should be more production and reservoir engineering opportunities and benefits by using this diagnostic technique as one further progresses along this approach.

ACKNOWLEDGMENTS

The author wishes to thank ARCO Long Beach Incorporated, THUMS, City of Long Beach Department of Oil Properties, and ARCO Alaska for their strong support during the early part of this technique development; Chevron engineers in Midland, New Orleans, Lafayette, LaHabra and Houston for their belief and appreciation in this concept and approach, and technical support in this project; and Amoco engineers in Houston, Midland and Calgary for data support and untiring technical discussions. Special thanks are extended to the management and engineers of Schlumberger Dowell for their persistent encouragement, particularly Joe Mach for his unswerving support during the development of this technique, and Sharon Jurek for her help in the preparation of this manuscript.

REFERENCES

1. Sydansk, R.D. and Moore, P.E.: "Production Responses in Wyoming's Big Horn Basin Resulting From Application of Acrylamide-Polymer/Cr(III)-Carboxylate Gels," paper SPE 21894, 1990.
2. Morgan, J.C. and Stevens, D.G.: "Water Shut Off With Chemicals: Targets, Systems and Field Results," paper presented at the 1995 International Symposium on Oilfield Chemicals, Geilo, Norway, March 19-22.
3. Senght, R.S. and Liang, J.: "A Survey of Field Applications of Gel Treatments for Water Shutoff," paper SPE 26991 presented at the 1994 Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, March 16-18.
4. Hwan, R-N. R.: "Numerical Simulation Study of Water Shutoff Treatment Using Polymers, paper SPE 25854 presented at the 1993 SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium, Denver, CO, April 12-14.
5. Wilhite, G.P.: *Waterflooding*, Text Book Series, SPE., Richardson, TX (1986) 3, Chapter 5.
6. Higgins, R.V. and Leighton, R.V.: "Matching Calculated With Actual Waterflood Performance With Estimation of Some Reservoir Properties," paper SPE 4412 presented at the 1973 SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, WY, May 15-16.
7. Mungan, N.: "A Theoretical and Experimental Coning Study," *SPEJ* (June 1975) 247-254.
8. Ershaghi, I. and Abdassah, D.: "A Prediction Technique for Immiscible Process Using Field Performance Data," *JPT* (April 1984) 664-670.
9. Ershaghi, I, Handy, L.L., and Hamdi, M.: "Application of the X-Plot Technique to the Study of Water Influx in the Sidi El-Itayem Reservoir, Tunisia," *JPT* (1987) 1127-1136.
10. Nolen, J.S. and Chappellear, J.E.: "Second Comparative Solution Project: A Three-Phase Coning Study," paper SPE 10489 presented at the 1982 SPE Symposium on Reservoir Stimulation, New Orleans, LA, Jan. 31 - Feb. 3.

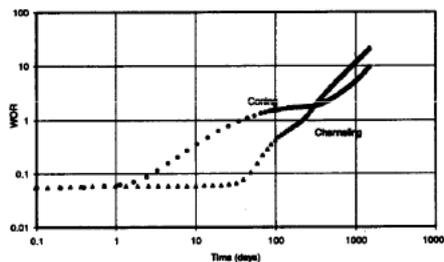


Figure 1—Water coning and channeling WOR comparison.

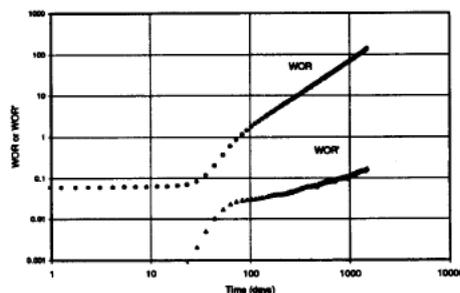


Figure 2—Multilayer channeling WOR and WOR' derivatives.

FIGURA A-12.2 CONTINUACIÓN

SPE 30775

K.S. CHAN

7

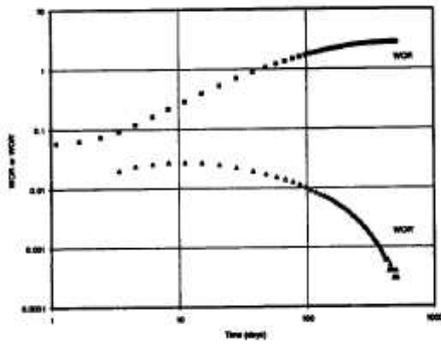


Figure 3—Bottomwater coning WOR and WOR' derivatives.

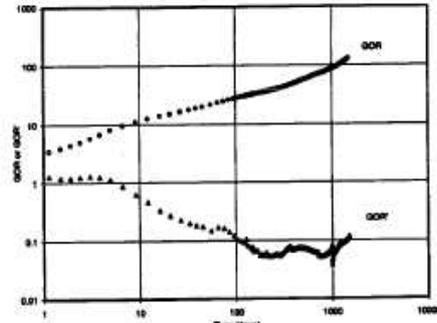


Figure 6—GOR and GOR' derivatives for gas coning in an oil well.

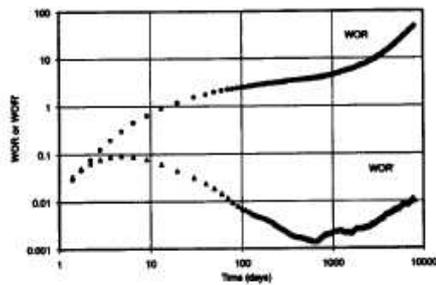


Figure 4—Bottomwater coning with late time channeling behavior.

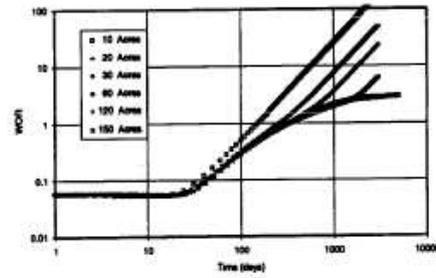


Figure 7—Bottomwater coning WOR vs well spacing.

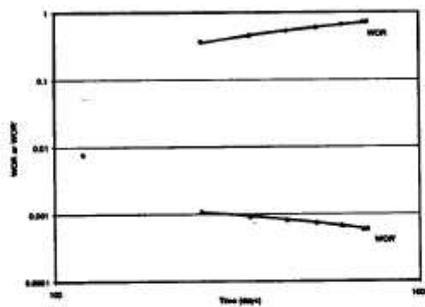


Figure 5—WOR and WOR' derivatives from the coning case history of the second SPE comparative solution project.

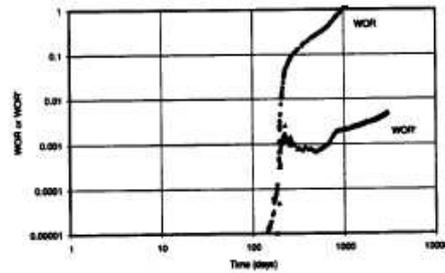


Figure 8—WOR and WOR' derivatives for thief layer water recycling.

FIGURA A-12.3 CONTINUACIÓN

8

WATER CONTROL DIAGNOSTIC PLOTS

SPE 30775

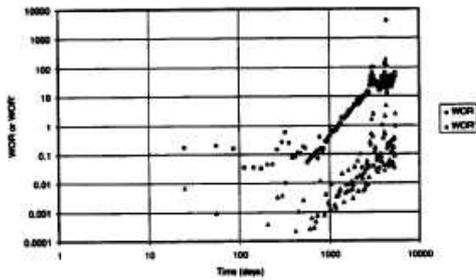


Figure 9—Field Example 1: Multilayer Channeling.

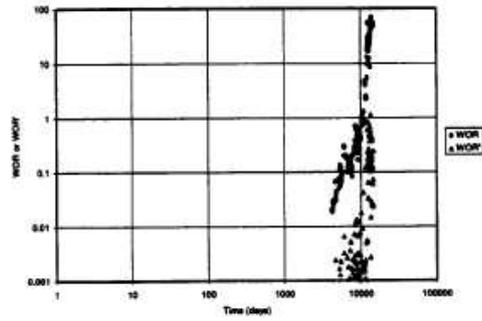


Figure 12—Field Example 4: Rapid Channeling.

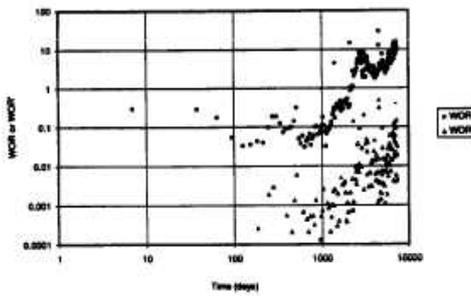


Figure 10—Field Example 2: Multilayer Channeling With Production Changes.

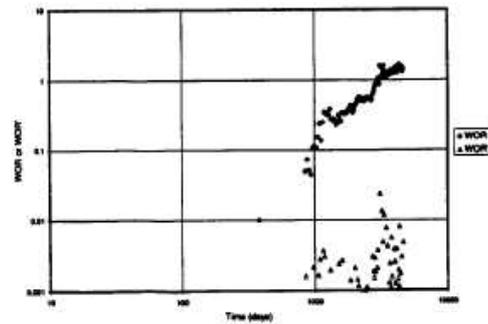


Figure 13—Field Example 5: Bottomwater Drive Coning.

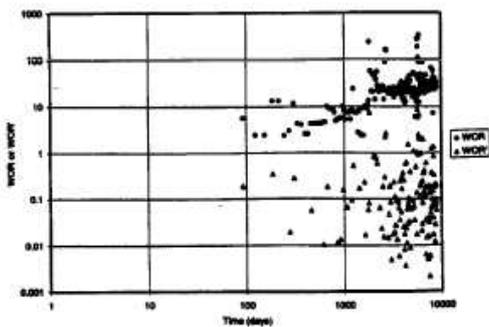


Figure 11—Field Example 3: Normal Displacement With High WOR.

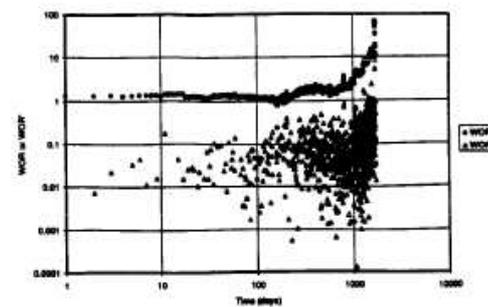


Figure 14—Field Example 6: Near Wellbore Water Channeling.

FIGURA A-12.4 CONTINUACIÓN

SPE 30775

K.S. CHAN

9

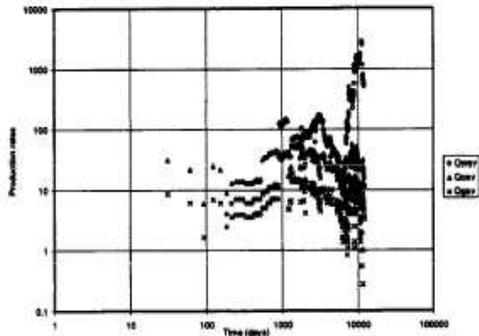


Figure 15.1—Field Example 7: Complete Production History.

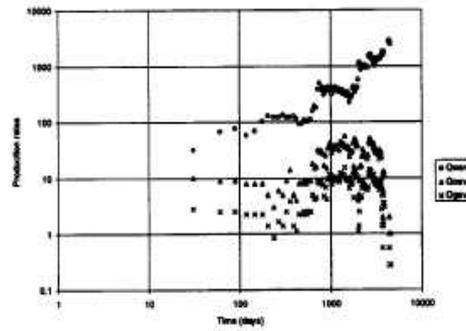


Figure 15.3—Field Example 7: Waterflood Production History.

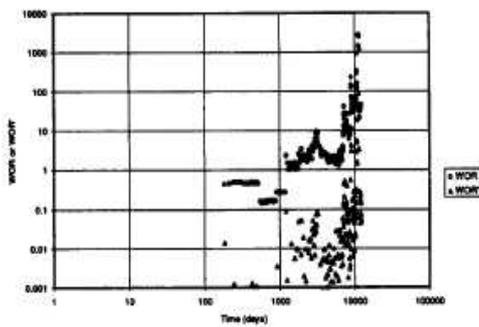


Figure 15.2—Field Example 7: Diagnostic Plots for Entire Period.

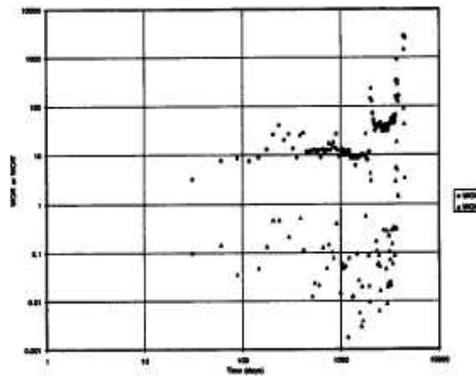


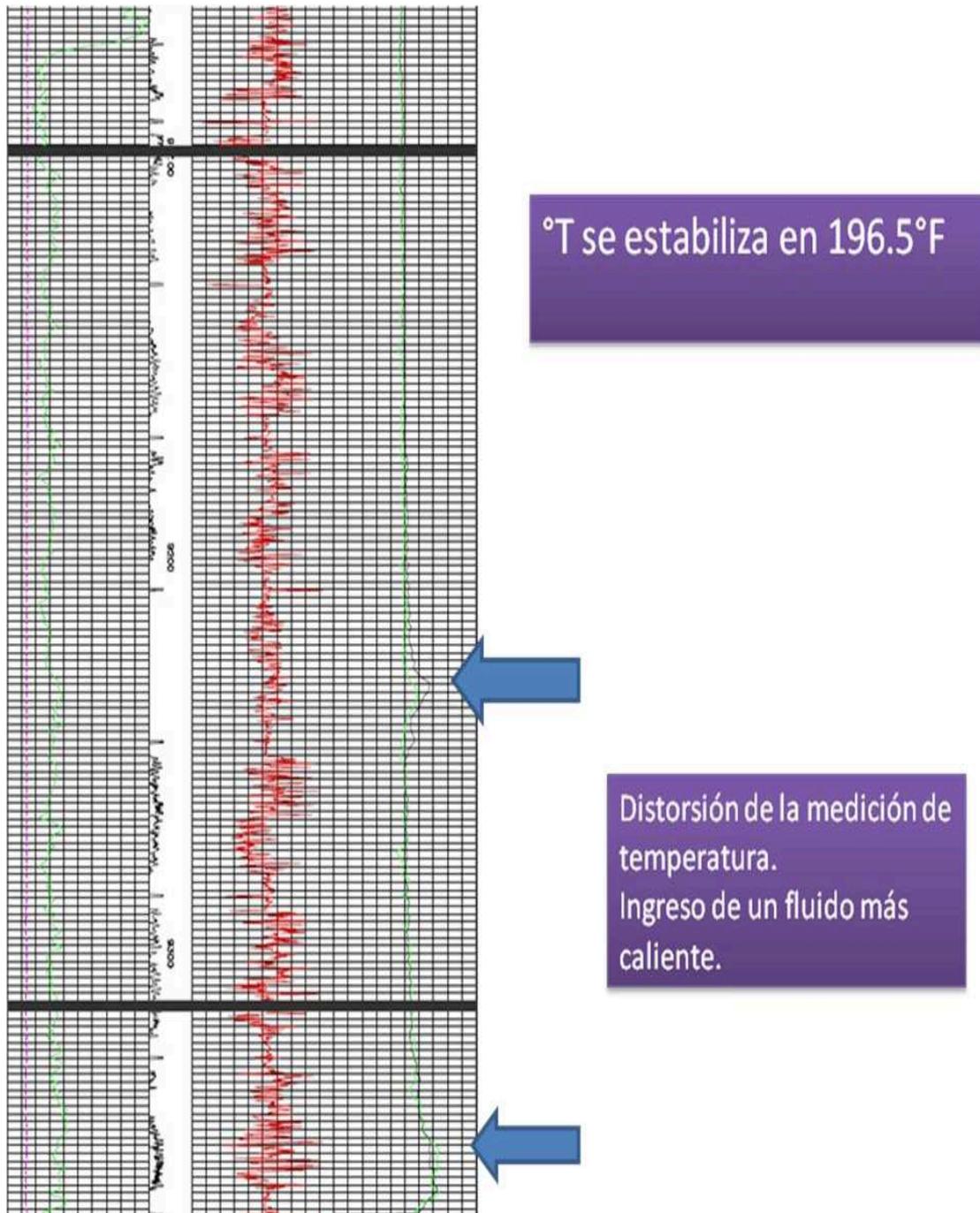
Figure 15.4—Field Example 7: Waterflood Expended Diagnostic Plots.

Fuente: PAPER DE CHAN SPE 30775

ANEXO No. 13

REGISTRO TEMPERATURA POZO D76H

FIGURA A-13.1 REGISTRO DE TEMPERATURA DEL POZO D76H



Fuente: BAKER HUGHES /BAKER ATLAS

ANEXO No. 14

**COMPLETACIÓN DE FONDO PARA TRATAMIENTO
HYDRAJET EN POZO D76H**

FIGURA A-14.1 HERRAMIENTA DE FONDO UTILIZADA PARA EL TRATAMIENTO EN EL POZO D76H

HALLIBURTON		Bottom Hole Assembly Sheet - Hydrajet				
DORINE 76H						
Item	Descripción de la Herramienta		Tool OD [in]	Tool ID [in]	Longitud [in]	Conexion
1	Centralizer		3.5	1.75	8.13	2 3/8-in EUE 8rd
2	Jet Body 10 holes		3.2	1.14	16	2 3/8-in EUE 8rd
4	Ball Sub		3.06	1.19	10.25	2 3/8"-in EUE 8rd
5	Mule Shoe		3.06	1.75	0.792	2 3/8"-in EUE 8rd
Diametro del Orificio de los Jets:					3/16"	
Numero de Jet Utilizados para Realizar los Punzados						
Desfase de los Jets en el Porta Jet						

Fuente: HALLIBURTON CONFORMANCE-CONTROL DE AGUA

ANEXO No. 15

**CÁLCULO DE VOLÚMENES DE QUÍMICOS APLICADOS EN
TRATAMIENTO DEL POZO D76H**

FIGURA A-15.1 CÁLCULO DE VOLÚMENES DE LOS QUÍMICOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO PARA EL POZO D76H

Capacidad Tubería	Depth	BBL/ft	BBL
2 7/8" N-80 6.5 #/ft Tubing	9022	0.0058	52
Anular Tubing Casing		448	bbls

4.5" Screens, 11.6#:		
Volumen Directa	5.4	bbls
Volumen Anular	14.6	bbls
Total	20.1	bbls

Objetivo: Sellar con tratamientos Conformance este volumen

5" Blank Pipe:		
Volumen Directa	8.0	bbls
Anular BlankPipe-81/2" hole hasta tope de packer	19.7	bbls

Volumen para proteger zona productora en mallas:

Logard		
Volumen	150.0	bbls
Altura de tratamiento	3268.1	ft

Volumen para taponar por directa @ 9023 ft:

K-Max		
Volumen	3.0	bbls
Altura de tratamiento	65.4	ft

Volumen a desplazar en intervalo 9010'-9011':

BackStop		
Volumen	3.0	bbls
Altura de tratamiento	65.4	ft

Distancia entre intervalos: 178 ft

Volumen a desplazar en intervalo 8830'-8832':

H2Zero		
Volumen	8.7	bbls
Altura de tratamiento	189.6	ft

BackStop		
Volumen	3.0	bbls
Altura de tratamiento	65.4	ft

Cemento		
Volumen	5.0	bbls
Altura de tratamiento	108.9	ft

Fuente: HALLIBURTON CONFORMANCE-CONTROL DE AGUA

ANEXO NO. 16

**DISEÑO DE ETAPAS DE CORTE CON TECNOLOGÍA
HYDRAJET**

FIGURA A-16.1 DISEÑO DE ETAPAS DE CORTE PARA EL TRATAMIENTO DEL POZO D76H

English
English Values

Design

HydraJet Tool: 3.06" O.D. - 10 Hole Helical

Casing Size (in): 5.500

Casing Grade: N-80

Casing Weight (lb/ft): 26.00

Desired Penetration Depth into Formation (in): 2

Jet Nozzle Size (in): 3/16

Number of Nozzles: 4

Cd: 0.9

Total Tubing Flow Rate (BPM): 4.000

Base Fluid Density (lb/gal): 8.9

Prop Concentration (lb/gal): 1

Specific Volume of Sand: 100 Mesh

RESULTS

Internal Diameter of Casing	4.548 in
Drift Diameter	4.423 in
Pipe Wall	0.476 in
Standoff Assume Centralized	0.744 in
Calculated Time to Notch Formation	0.8 min
Flow Rate Total	168 gal/min
Flow Rate Each Nozzle	42.0 gal/min
Density of Fluid with Sand	9.50 lb/gal
Sand Rate	161 lb/min
Flow Rate Base Fluid	161 gal/min
Pressure Drop through each Nozzle	2,251 psi
Nozzle Exit Velocity	488.0 ft/s

Jetting Time to Penetrate Steel (min)	2.3 min
Recommended Jetting Time of a 1 ppg Stage to Cut Single Perforations (min)	3.2 min
100 Mesh needed based on the calculated jet time.	509 lb
	4.40 sacks
Clean Fluid Volume for Jetting.	509 gal
	12.13 bbl
Total Jetting Fluid Dirty Volume	531 gal
	12.65 bbl

Cantidad de Arena requerida por cada etapa	
Slurry Rate (bpm)	4
Concentration (ppg)	1
Tiempo (min)	5
Exceso (lb)	200
Sand (lb)	1040
Sand (sacos)	10.4

Clean Volume	1040	gal
Sand Conc.	1	lb/gal
AVF	0.0456	gal/lb
Dirty Volume	1087	gal
	26	bbl
Sand required according to jet time	1040	lb
# Sand bags (50 lbs)	10.4	sacos
Dirty Rate	4	bpm
Clean Rate	3.8	bpm
Base Fluid Density	8.9	lb/gal
Density of fluid with Sand	9.47	lb/gal

Fuente: HALLIBURTON CONFORMANCE-CONTROL DE AGUA

ANEXO NO. 17

**COMPOSICIÓN DE QUÍMICOS UTILIZADOS EN
TRATAMIENTO POZO D76H**

FIGURA A-17.1 COMPOSICIÓN DEL BACKSTOP PARA UNA GELIFICACIÓN EN 2.5 HORAS

BackStop	Volumen	252 gal 6 bbl	Cantidad a Mezclar
Agua	610 gal/Mgal		153.72 gal
HZ-10	350 gal/Mgal		88.2 gal
HZ-20	40 gal/Mgal		10.08 gal
SSA-1	6000 lb/Mgal		1512 lb
KCL	2%		42 lb

Fuente: HALLIBURTON CONFORMANCE-CONTROL DE AGUA

FIGURA A-17.2 GELIFICACIÓN DE 2.5 HORAS, LA COMPOSICIÓN DEL H2ZERO ES LA SIGUIENTE

H2Zero	Volumen	798 gal 19 bbl	Cantidad a Mezclar
Agua	610 gal/Mgal		486.78 gal
HZ-10	350 gal/Mgal		279.3 gal
HZ-20	40 gal/Mgal		31.92 gal
KCL	2%		132.947 lb

Fuente: HALLIBURTON CONFORMANCE-CONTROL DE AGUA

FIGURA A-17.3 COMPOSICIÓN DEL LOGARD

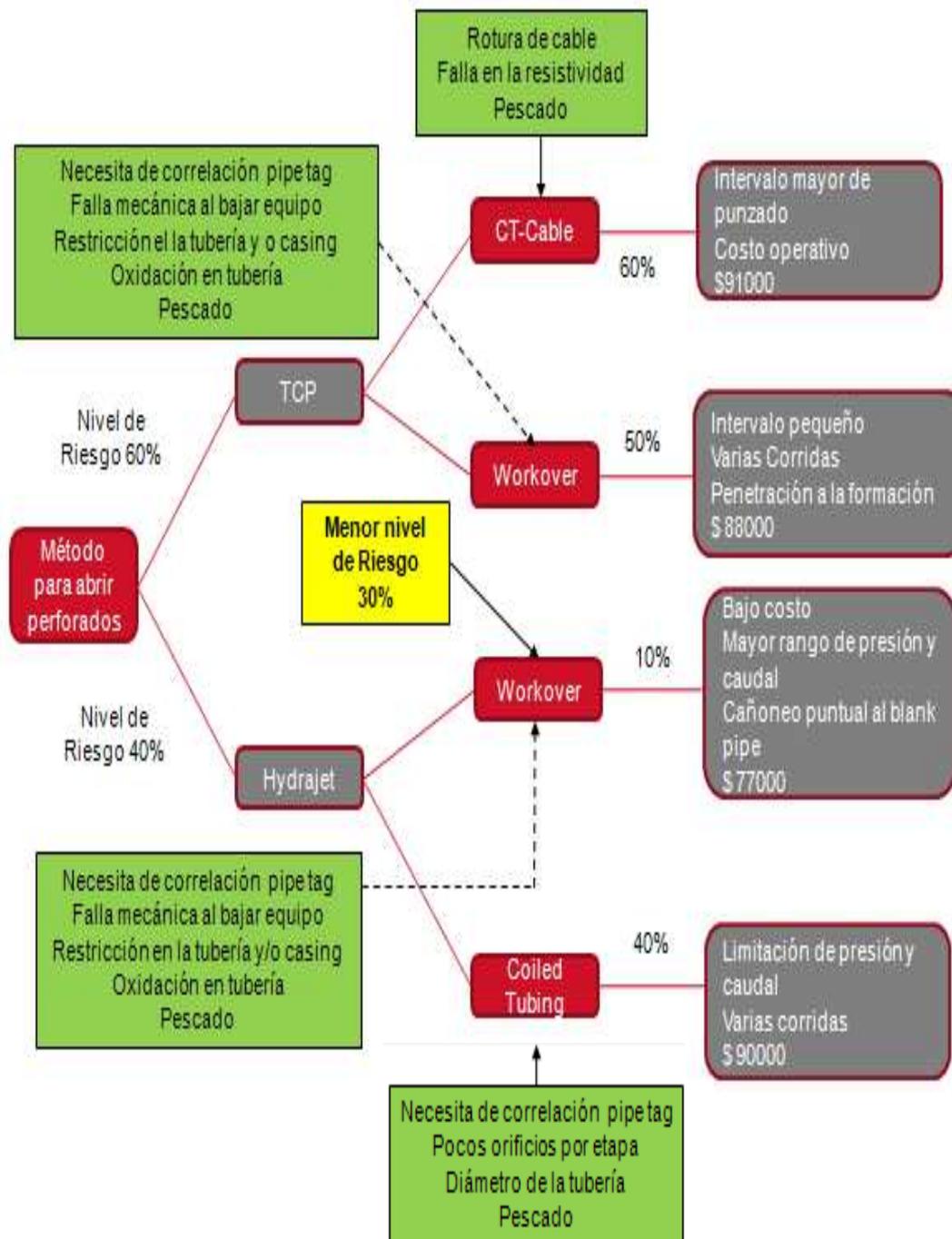
LOGARD	Volumen	6300 gal 150 bbl	Cantidad a Mezclar
Agua Fresca	859 gal/Mgal		5412 gal
KCL	5%		2624 lb
HPT1	135 gal/Mgal		851 gal
BA-20	3 gal/Mgal		19 gal
Losurf 300	3 gal/Mgal		19 gal

Fuente: HALLIBURTON CONFORMANCE-CONTROL DE AGUA

ANEXO NO. 18

**ANÁLISIS DE RIESGOS DEL TRATAMIENTO PROPUESTO EN
EL POZO D76H**

FIGURA A- 18.1 ANÁLISIS DE RIESGOS DE LA PROPUESTA DEL POZO D76H



Fuente: HALLIBURTON CONFORMANCE-CONTROL DE AGUA