

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN EN YACIMIENTOS CON CONTENIDO DE GLAUCONITA PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN EL CAMPO MARIANN DEL BLOQUE TARAPOA.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

DARWIN ROBERTO YAJAMIN GUAÑUNA

(ryajamin@gmail.com)

DIRECTOR: ING. BLADIMIR CERÓN GUERRA

(ivcgoil@yahoo.es)

Quito, marzo 2015

DECLARACIÓN

Yo Darwin Roberto Yajamin Guañuna, declaro que el trabajo es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional, y que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa vigente.

Darwin Roberto Yajamin Guañuna

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Darwin Roberto Yajamin Guñauna, bajo mi supervisión.

Ing. Bladimir Cerón Guerra
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A los ingenieros: Angelito, Juan Fer, Kary, Rene, César y todo el cuerpo de ingeniera de yacimientos del Bloque Tarapoa.

A mi director el Ingeniero Bladimir Cerón.

A mis tíos que me ayudaron cuando más lo necesitaba.

DEDICATORIA

Especialmente a Dios que ha sido mi mejor inspiración.

A tod@s quien confiaron en mí

A mis padres que siempre hicieron hasta lo imposible para cuidarnos y educarnos.

A mis hermanos que depositaron la confianza aun cuando todo lo creían perdido.

A ti amor de mi vida Gaby.

CONTENIDO

CAPÍTULO I	1
DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE TARAPOA Y DE LA CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO MARIANN	1
1.1 UBICACIÓN Y DATOS GENERALES	1
1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO MARIANN	2
1.2.1 <i>GEOLÓGÍA DEL CAMPO</i>	2
1.2.1.1 ARENISCA BASAL TENA	3
1.2.1.2 ARENISCA M-1	3
1.2.1.3 ARENISCA U INFERIOR	3
1.2.1.4 ARENISCA U SUPERIOR	4
1.2.1.5 ARENISCA T INFERIOR	4
1.2.1.6 ARENISCA T SUPERIOR.....	4
1.2.1.7 INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA DEL YACIMIENTO “T” EN EL CAMPO MARIANN	5
a. ARENISCA T SUPERIOR	5
b. ARENISCA T MEDIA	5
c. ARENISCA T INFERIOR	5
1.2.2 <i>NUEVO CONCEPTO DE DEPOSITACIÓN</i>	6
1.2.2.1 CALIBRACIÓN DEL GAMMA RAY PARA GLAUCONITA	6
1.2.3 <i>PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO T EN EL CAMPO MARIANN</i>	6
1.2.3.1 CONTACTOS AGUA-PETRÓLEO (CAP).....	6
1.2.3.2 POROSIDAD (\emptyset).....	6
1.2.3.3 TEMPERATURA (BHT)	7
1.2.3.4 SATURACIÓN DE AGUA (SW).....	7
1.2.3.5 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (RW).....	7
1.2.3.6 PERMEABILIDAD (K)	8
1.2.3.7 PARÁMETROS PETROFÍSICOS PROMEDIOS.....	8
1.2.4 <i>CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y MINERALÓGICAS DE LA GLAUCONITA</i>	9
1.2.4.1 CONDUCTIVIDAD DE LAS ARCILLAS	9
1.2.4.2 CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO (CIC).....	11
1.2.5 <i>EFFECTOS DE LA GLAUCONITA EN LOS REGISTROS ELÉCTRICOS</i>	11
1.2.5.1 REGISTRO GAMMA RAY.....	11
1.2.5.2 REGISTRO DE DENSIDAD.....	11
1.2.5.3 REGISTRO NEUTRÓN	11
1.2.5.4 VALOR CALCULADO DE PERMEABILIDAD (K) – SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE.....	12
1.2.5.5 REGISTRO DE RESISTIVIDAD.....	12
1.2.5.6 REGISTRO LITHO-DENSITY (POROSIDAD Y LITOLÓGÍA)	12
1.2.6 <i>TIPOS DE ARCILLAS EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DE PETRÓLEO</i>	13
1.2.6.1 ARCILLAS MONTMORILLONITICAS	13
CAPÍTULO 2	14
CONDICIONES ACTUALES DE PRODUCCIÓN	14
2.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	14

2.2	RESERVAS DEL CAMPO MARIANN	14
2.2.1	RESERVORIO NAPO M-1.....	15
2.2.2	RESERVORIO NAPO U SUPERIOR.....	16
2.2.3	RESERVORIO NAPO U INFERIOR.....	17
2.2.4	RESERVORIO NAPO T INFERIOR.....	19
2.2.5	RESERVORIO NAPO T SUPERIOR.....	20
CAPÍTULO 3	22
	SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN EN EL YACIMIENTO T DEL CAMPO MARIANN	22
3.1	DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO “T”	22
3.1.1	AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN.....	22
3.1.1.1	CONCEPTOS BÁSICOS	23
	Lagunas/islas-barreras:	23
	Regresión	24
	Deltas.....	24
	Estuario	25
3.1.2	POZOS DEL CAMPO MARIANN QUE CONTIENEN GLAUCONITA EN LA ARENA NAPO “T”	26
3.1.2.1	POZO MARIANN 06.....	27
3.1.2.2	POZO MARIANN 15.....	30
3.1.2.3	POZO MARIANN 17.....	32
3.1.2.4	POZO MARIANN 18.....	35
3.1.2.5	POZO MARIANN 21.....	36
3.1.2.6	POZO MARIANN 23.....	39
3.1.2.7	POZO MARIANN 24.....	41
3.1.2.8	POZO MARIANN 25.....	42
3.1.2.9	POZO MARIANN 27.....	44
3.1.2.10	POZO MARIANN 28.....	46
3.1.2.11	POZO MARIANN 32.....	48
3.1.2.12	POZO MARIANN 34.....	50
3.1.2.13	POZO MARIANN 36.....	53
3.1.2.14	POZO MARIANN 37.....	55
3.1.2.15	POZO MARIANN 39.....	58
3.1.3	BUILD UP’S	60
3.1.4	DATOS COMPARATIVOS PARA LA CLASIFICACIÓN DEL YACIMIENTO EN EL CAMPO MARIANN.....	62
3.1.4.1	T SUPERIOR (UPPER T)	62
3.1.4.2	T MEDIA (MIDDLE T).....	62
3.1.4.3	T INFERIOR (LOWER T).....	62
3.1.5	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.....	63
3.2	BASE TEÓRICA DE ESTIMULACIÓN DE POZOS	64
3.2.1	ACIDIFICACIÓN	64
3.2.1.1	Interacción ácido roca en la acidificación matricial	64
3.2.1.2	PRECIPITACIÓN DE LOS PRODUCTOS DE LA REACCIÓN ÁCIDA.....	66
3.2.1.3	ACIDIFICACIÓN EN ARENISCA	67

3.2.1.4	REACCIONES DE ÁCIDO SOBRE ARENA Y ARCILLA.....	68
3.2.1.4.1	REACCIÓN CON IONES SODIO	69
3.2.1.4.2	REACCIÓN CON IONES POTASIO.....	69
3.2.1.5	REACCIÓN DE HCl SOBRE ARENA Y ARCILLA	69
3.2.1.5.1	FACTORES MECÁNICOS EN EL DISEÑO DE TRATAMIENTO CON HF.....	70
3.2.1.6	DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DE HF	70
3.2.1.7	PLAN DE TRATAMIENTO PARA POZOS DE PETRÓLEO	71
3.2.2	<i>FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO</i>	72
3.2.2.1	FRACTURAMIENTO PARA ESTIMULACIÓN DE POZOS.....	72
3.2.2.2	MECÁNICA DE FRACTURAMIENTO	72
3.2.2.3	PARÁMETROS PRINCIPALES A CONSIDERAR PARA LA SELECCIÓN DE UN POZO CANDIDATO A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	73
3.2.2.4	TIPOS DE DATOS REQUERIDOS PARA DISEÑAR UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ¹	73
3.2.2.5	CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA	74
3.2.2.6	GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.....	74
3.2.2.7	DISEÑO PARA EL TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO	75
3.2.2.8	PROPUESTA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	75
3.2.2.9	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN.....	76
3.2.3	<i>BASE TEÓRICA TÉCNICA DE DISPAROS</i>	77
3.2.3.1	SISTEMA DE PUNZONAMIENTOS EMPLEADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA	77
3.2.3.2	FACTORES QUE AFECTAN A LOS RESULTADOS DE LOS DISPAROS.....	77
3.2.3.3	EFECTO DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL	78
3.2.3.4	DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DE DISPAROS.....	78
3.2.3.5	LIMITACIONES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA	78
3.2.3.6	FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO	79
3.2.3.7	FACTORES GEOMÉTRICOS DEL DISPARO	80
3.2.3.8	EFECTO DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL AL MOMENTO DEL DISPARO.....	80
3.2.3.9	DETERMINACIÓN DE LAS CONDICIONES DE LA PRESIÓN DE BAJO-BALANCE.....	81
3.2.3.10	DATOS ESTADÍSTICOS.....	82
3.2.4	<i>MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD RELATIVA</i>	84
3.2.4.1	CONCEPTO	85
3.2.4.2	VENTAJAS.....	85
3.2.4.3	APLICACIONES.....	86
3.2.4.4	CONTROL DE AGUA	86
3.2.4.5	INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	86
CAPÍTULO 4		89
ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA		89
4.1	ANÁLISIS ECONÓMICO	89
4.1.1	INTRODUCCIÓN	89
4.1.2	MÉTODO DE EVALUACIÓN DE PROYECTO.....	89
4.1.2.1	VALOR ACTUAL NETO.....	89

4.1.2.2	TASA INTERNA DE RETORNO.....	90
4.1.3	ESCENARIOS.....	91
4.1.3.1	PRIMER ESCENARIO	92
4.1.3.2	SEGUNDO ESCENARIO.....	92
4.1.3.3	TERCER ESCENARIO	93
CAPITULO 5	94
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	94
5.1	CONCLUSIONES.....	94
5.2	RECOMENDACIONES.....	96
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	97
ANEXOS	98
ANEXO Nº 1	99
UBICACIÓN DEL CAMPO MARIANN EN EL BLOQUE TARAPOA	99
ANEXO Nº 2	101
CORTE ESTRUCTURAL RESERVORIO “T” CAMPO MARIANN	101
ANEXO Nº 3	105
ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS DEL CAMPO MARIANN	105
ANEXO Nº 4	120
DATOS ESTADÍSTICOS DEL TRATAMIENTO CON RPM QUE SE HA APLICADO A POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO	120
TRATAMIENTO CON RPM EN BASAL TENA	121
TRATAMIENTO CON RPM EN U SUPERIOR	125
TRATAMIENTO CON RPM EN U INFERIOR	128
TRATAMIENTO CON RPM EN T INFERIOR	133
TRATAMIENTO CON RPM EN HOLLÍN SUPERIOR	137
TRATAMIENTO CON RPM EN U	139

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.1. Ubicación Geográfica del Bloque Tarapoa.....</i>	<i>1</i>
<i>Figura 1.2. Mapa de Bloques Petroleros Suroriente, SHE- SEP 2012.....</i>	<i>1</i>
<i>Figura 1.3 Campo Mariann, Bloque Tarapoa.....</i>	<i>2</i>
<i>Figura 1.4. Calibración del Core y registro del Pozo Mariann 9.....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 1.5. Modelo de la capacidad de las arcillas.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 3.1 Ambiente de Shoreface.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 3.2. Respuesta: Estratigráfica y Sedimentaria. Estudio de Micro Facies (CIRC). Mar 9, T Superior y T Inferior.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 3.3. Descripción sedimentaria del Pozo Mariann 9. T inferior-T superior.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 3.4. Registro Eléctrico y litológico del pozo M6.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 3.5. Corte Estructural Mariann para M6.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 3.6. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M15.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 3.7. Corte Estructural Mariann para M15.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 3.8. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M17.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 3.9. Corte Estructural para M17.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 3.10. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M18.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 3.11. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M21.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 3.12. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M23.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 3.13. Registro Eléctrico del Pozo M24.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 3.14. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M25.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 3.15. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M27.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 3.16. Registro Eléctrico y litológico del pozo M28.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 3.17. Corte Estructural para M 28.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 3.18. Registro Eléctrico y litológico del pozo M32.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 3.19. Corte Estructural para M32.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 3.20. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M34.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 3.21. Corte Estructural para M34.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 3.22. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M36.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 3.23. Corte Estructural para M36.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 3.24. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M37.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 3.25. Corte Estructural para M37.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 3.26. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M39.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 3.27. Corte Estructural para M39.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 3.28. Radio de penetración de vida del ácido HF Vs. Concentración de arcilla.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 3.29. Acidificación con HF de reservorio de arenisca.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 3.30. Dimensiones de la Fractura Hidráulica.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 3.31. Factores Geométricos del sistema de disparo.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 3.32. Película de polímero en el medio poroso.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 3.33. Efecto de adsorción del polímero.....</i>	<i>87</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.1. Situación del Campo Mariann</i>	2
<i>Tabla 1.2. Resumen de los Principales Parámetros Petrofísicos de los Yacimientos Productivos, Campo Mariann</i>	3
<i>Tabla 1.3. Valores Utilizados de Rw, Temperatura, Salinidad, Campo Mariann</i>	8
<i>Tabla 1.4. Resumen de los Principales Parámetros Petrofísicos de los Yacimientos Productivos, Campo Mariann</i>	8
<i>Tabla 1.5. Composición química y propiedades físicas de la glauconita</i>	9
<i>Tabla 1.6. Capacidad de Intercambio Catiónico para varias arcillas.</i>	11
<i>Tabla 1.7. Valores de PEF para los minerales más comunes y rangos de las diferentes arcillas</i>	13
<i>Tabla 2.1. Reservas de los pozos de la Arena Napo "T" en el Campo Mariann.</i>	14
<i>Tabla 2.2. Resumen de Producción Anual, Reservorio T Superior</i>	21
<i>Tabla 3.1. Pozos del Campo Marian</i>	26
<i>Tabla 3.2. Pruebas de producción pozo Mariann 6 (T Superior)</i>	27
<i>Tabla 3.3. Pruebas de producción pozo M15 TS</i>	30
<i>Tabla 3.4. Pruebas de producción pozo M17 TS</i>	32
<i>Tabla 3.5. Pruebas de producción pozo M17 TI (T Media)</i>	33
<i>Tabla 3.6. Historial de producción del pozo M18 TI (T Media)</i>	35
<i>Tabla 3.7. Historial de producción del pozo M21 TI (T Media)</i>	37
<i>Tabla 3.8. Pruebas de producción pozo M23 TI</i>	39
<i>Tabla 3.9. Pruebas de producción pozo M24 TI</i>	41
<i>Tabla 3.10. Pruebas de producción pozo M25 TS</i>	43
<i>Tabla 3.11. Pruebas de producción pozo M27 TI</i>	45
<i>Tabla 3.12. Pruebas de producción pozo M28 TS</i>	46
<i>Tabla 3.13. Pruebas de producción pozo M32 TS</i>	48
<i>Tabla 3.14. Pruebas de producción pozo M34 TS</i>	50
<i>Tabla 3.15. Pruebas de producción pozo M34 TI</i>	51
<i>Tabla 3.16. Pruebas de producción Pozo Mariann 36 (T Superior)</i>	53
<i>Tabla 3.17. Pruebas de producción pozo M37 TS</i>	57
<i>Tabla 3.18. Pruebas de producción Pozo Mariann 37 (T Inferior)</i>	58
<i>Tabla 3.19. Pruebas de producción pozo M39 TI</i>	59
<i>Tabla 3.20. Datos de BUILD UP'S de ciertos pozos en el Campo Mariann</i>	61
<i>Tabla 3.21. Pruebas de Producción de "UPPER T"</i>	63
<i>Tabla 3.22. Pruebas de producción de "MIDDLE T"</i>	63
<i>Tabla 3.23. Pruebas de producción de "LOWER T"</i>	64
<i>Tabla 3.24. Áreas específicas relativas de minerales.</i>	68
<i>Tabla 3.25. Presión Diferencial a favor de la formación cuando se punzona</i>	78
<i>Tabla 3.26. Inversión de tratamiento e incrementales de producción</i>	88
<i>Tabla 4.1. Análisis económico para el pozo M23</i>	92
<i>Tabla 4.2. Análisis económico para el pozo M23</i>	92
<i>Tabla 4.3. Análisis económico para el pozo M23</i>	93

ÍNDICE DE GRÁFICAS

<i>Gráfica 1.1. Variación del R_w del Yacimiento Napo "T Inferior", Campo Mariann</i>	8
<i>Gráfica 2.1. Historia de Producción de la Arena Napo M-1</i>	16
<i>Gráfica 2.2. Historia de Producción de la Arena Napo U Superior</i>	17
<i>Gráfica 2.3. Historia de Producción de la Arena Napo U Inferior</i>	18
<i>Gráfica 2.4. Historia de Producción de la Arena Napo T Inferior</i>	19
<i>Gráfica 2.5. Historia de Producción de la Arena Napo T Superior</i>	20
<i>Gráfica 3.1. Producción después del cañoneo en la Arena Napo T</i>	83
<i>Gráfica 3.2. Técnicas de disparo y tipos de cargas utilizadas en la Arena Napo T</i>	83

ÍNDICE DE GRÁFICAS DE ANEXOS

<i>Gráfico a. Comportamiento del corte de agua en Basal Tena</i>	122
<i>Gráfico b. Comportamiento de la producción de crudo en Basal Tena</i>	123
<i>Gráfico c. Comportamiento del corte de agua en U Superior</i>	126
<i>Gráfico d. Comportamiento de la producción de crudo en U Superior</i>	126
<i>Gráfico e. Comportamiento del corte de agua en U Inferior.</i>	129
<i>Gráfico f. Comportamiento de la producción de crudo en U Inferior.</i>	130
<i>Gráfico g. Comportamiento del corte de agua en T Inferior</i>	134
<i>Gráfico h. Comportamiento de la producción de crudo en T Inferior.</i>	135
<i>Gráfico i. Comportamiento del corte de agua en Hollín Superior</i>	138
<i>Gráfico j. Comportamiento de la producción de crudo en Hollín Superior</i>	138
<i>Gráfico k. Comportamiento del corte de agua en U</i>	140
<i>Gráfico l. Comportamiento de la producción de crudo en U</i>	140

RESUMEN

En el presente proyecto se logró caracterizar de mejor manera al yacimiento Napo "T" mediante: análisis de presión, historiales de producción, registros eléctricos, registros litológicos, pruebas de presiones, datos PVT, etc. Además se describen las condiciones actuales de operación del Campo Mariann.

Se selecciona una técnica de estimulación luego de realizar el estudio de pozos con contenido de glauconita en el Reservorio Napo T con el objetivo de mejorar la producción todo esto se llevo a cabo con la ayuda de la información proporcionada para este proyecto.

Se hizo la evaluación técnica-económica en base a un análisis estadístico de trabajos realizados en diferentes arenas de los campos del Oriente Ecuatoriano.

Con todo lo anterior se decidió por la técnica de modificador de permeabilidad relativa.

Se recomienda procesos que ayudarían de mejor forma a determinar el tipo de yacimiento. Y así de esta manera evitar inversiones que comprometan a la compañía a no tener una rentabilidad positiva en sus divisas de inversión.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto tiene como finalidad presentar los resultados del desarrollo de la optimización de la producción de crudo en yacimientos con contenido de glauconita en el Campo Mariann del Bloque Tarapoa con las condiciones actuales de producción.

Actualmente la compañía Andes Petroleum tiene como objetivo explorar y producir los campos hidrocarburíferos, por tanto es importante conocer el estado actual de cada uno de los pozos con el propósito de establecer un proyecto que analice y determine la mejor técnica para estimular al yacimiento y de esta manera optimizar la producción de crudo.

Se optó por el modificador de permeabilidad relativa mediante con el cual se realiza 3 escenarios y en los cuales resultan favorables para optimizar la producción en el Reservorio Napo T en el Campo Mariann.

Se realiza el análisis con los mejores escenarios para el pozo M23 y se define la técnica de estimulación a ser utilizada para el cumplimiento de la optimización de producción acorde con los objetivos de Andes Petroleum.

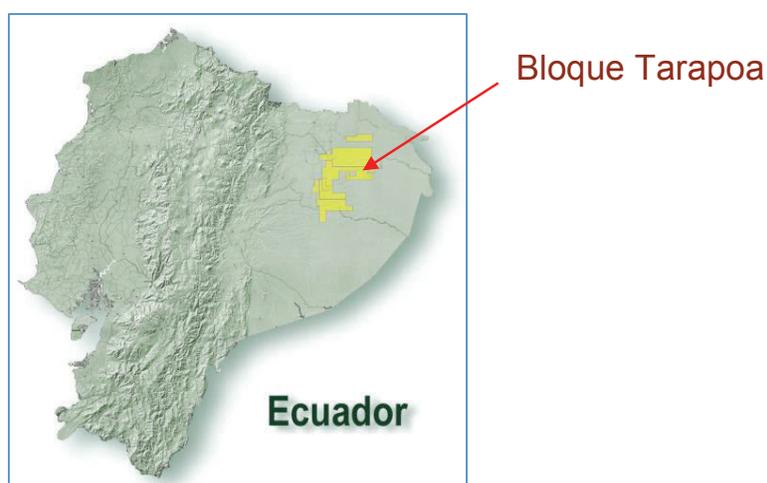
CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE TARAPOA Y DE LA CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO MARIANN.

1.1 UBICACIÓN Y DATOS GENERALES

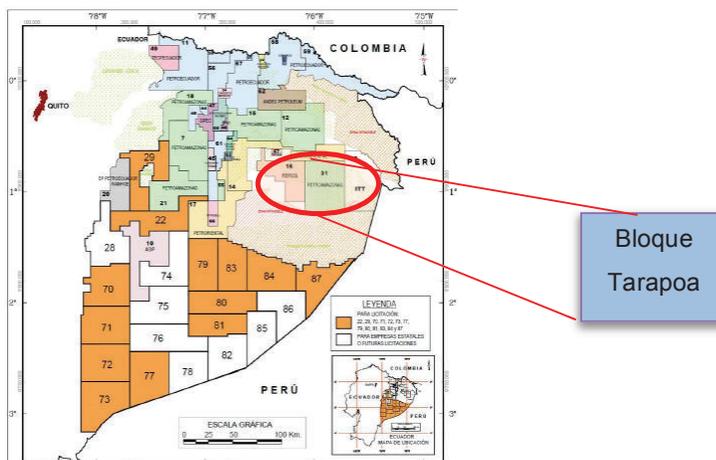
El Bloque Tarapoa se encuentra ubicado en la región Oriental, Provincia de Sucumbios. Se encuentra limitado al Este por el Escudo Guayanés y al Oeste por la Cordillera de los Andes. (Ver Figura 1.1.)

Figura 1.1. Ubicación Geográfica del Bloque Tarapoa



Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 1.2. Mapa de Bloques Petroleros Suroriente, SHE- SEP 2012



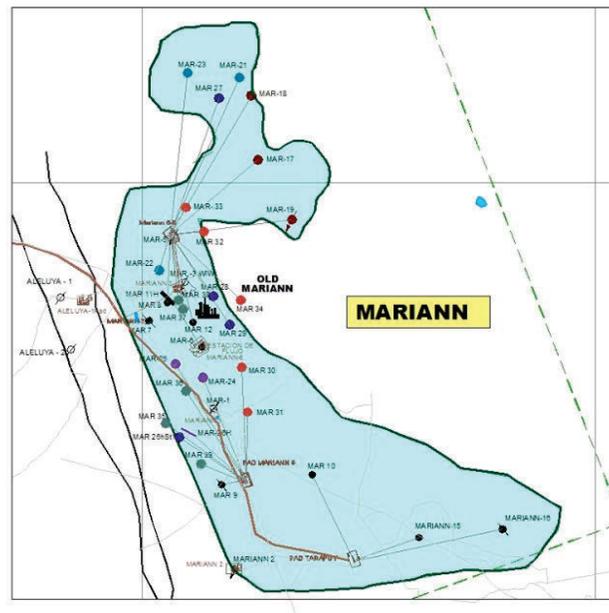
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO MARIANN

1.2.1 GEOLOGÍA DEL CAMPO

En general, todos los campos del Bloque Tarapoa, se definen y separan considerando como referencia las fallas locales y regionales. En este caso, el Campo Mariann (Figuras 1.3 y 1.4), se desarrolla en el bloque levantado al este de la falla denominada Mariann.

Figura 1.3 Campo Mariann, Bloque Tarapoa



Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Tabla 1.1. Situación del Campo Mariann

Yacimiento	Cantidad de pozos probados como productores	Pozos abiertos-producción actual	Qo BPPD	BSW (%)	Np (a enero 2014) Bls.	Pozos inyectoros	Pozos cerrados	Pozos desechos	TOTAL Pozos perforados
M-1	4	1	81,300	95%	397.543,70				
U Superior	9	4	533,180	92%	1.297.620,24				
U Inferior	33	11	1.222,350	87%	10.995.047,25				
T Superior	9	6	706,390	21%	502.908,01				
T Inferior	19	2	276,670	42%	4.992.585,11				
	Totales	24	2.819,890		18.185.704,31	0	9	2	35

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Tabla 1.2. Resumen de los Principales Parámetros Petrofísicos de los Yacimientos Productivos, Campo Mariann

Yacimiento	Espesor	Porosidad	Rw	Sw	K promedio
M-1	42,6	24,2%	0,149	41,1%	250
U Superior	9,3	18,3%	0,076	33,0%	300
U Inferior	27,2	18,2%	0,153	29,6%	750
T Superior	3,8	17,0%	0,199	44,7%	80
T Inferior	11,8	18,1%	0,188	32,1%	1.000

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

1.2.1.1 ARENISCA BASAL TENA

Arena con intercalaciones de limonita y arcillolita, el tamaño del grano es de muy fino a fino, con propiedades como: cuarzosa, subtransparente, cemento calcáreo y matriz caolinitica generalmente de color blanca lechosa a blanca. El espesor entre 6 a 90 pies con una permeabilidad de 600 a 1000 md y porosidad promedio de 17 %. Por lo general se muestra con CAP o mojada.

1.2.1.2 ARENISCA M-1

Arena cuarzosa frecuentemente de color café clara su tamaño de grano de fino a mediano con forma subangular a subredondeada. Presenta manchas de hidrocarburo de color café oscuro, no existe fluorescencia natural. En el inferior de la arena presenta arenisca intercalada con lutita y su tamaño del grano es normalmente grueso. El espesor esta entre 15 a 100 pies con permeabilidad de 1000 a 450 md y porosidad promedio de 27 %. Arena por lo general de bajo potencial con presencia de CAP.

1.2.1.3 ARENISCA U INFERIOR

Esta formación tiene presencia de hidrocarburos su característica visual es de color gris oscuro, cuarzosa de grano muy fino a medio, sedimentario y arcilloso. Permeabilidad entre 50 y 400 md con porosidad promedio de 18 %.

Esta formación tiene presencia de hidrocarburos su característica visual es de color gris oscuro, cuarzosa de grano muy fino a medio, sedimentario y arcilloso. Permeabilidad entre 50 y 400 md con porosidad promedio de 18 %. El espesor de la arena entre 20 a 140 pies, es una arenisca cuarzosa con un tipo de grano medio a fino, tiene pequeñas intercalaciones de lutitas y limonitas principalmente en el miembro superior, características del grano es subredondeado a subangular.

Este reservorio tiene calidad baja en el miembro superior sin embargo es excelente en el miembro principal. Este yacimiento constituye el principal horizonte productivo del Campo Mariann.

1.2.1.4 ARENISCA U SUPERIOR

Es una formación con un espesor entre 30 a 130 pies con características de arenisca cuarzosa de grano fino a medio, con intercalación de cuerpos lutíficos, y glauconíticos la forma del grano es subredondeado a subangular. La calidad de este reservorio es pobre a bueno. Es una arena con baja permeabilidad, pero tiene un bajo potencial que puede ser producido aunque no se presenta en forma general en el Campo Mariann.

1.2.1.5 ARENISCA T INFERIOR

Esta formación podría representar una sucesión fluvial entrelazada con areniscas de grano medio a grueso llegando de 74 a 118 pies de espesor e intercalada con delgadas capas de lodolita o arenisca arcillosa

La calidad petrofísica en promedio de este Reservorio es de buena a excelente. Debido al espesor y la falta de interestratificación con depósitos finos de planicie, la conectividad de este reservorio es excelente. El petróleo presente en este reservorio tiene un promedio de 31°API y la salinidad promedio presente es de 3000 a 4000 ppm Equivalente de NaCl.

Comprende una serie de intercalaciones de arenisca y lutitas, las arenas en su mayoría glauconitas contienen variables cantidades de arcilla y carbonatos en la matriz, el espesor aumenta en dirección al sur del Campo, la permeabilidad varía entre 50 y 400 md con porosidad promedio de 17 %.

1.2.1.6 ARENISCA T SUPERIOR

Comprende arenisca de grano fino a muy fino, generalmente de grano medio, la característica de la forma del grano es subangular a subredondeado. La porosidad promedio es del 14 % y con espesor entre 15 a 50 pies. Esta arena está generalmente formada por arenisca arcillosa o lodolita arenosa de grano fino a medio con altos contenidos de glauconita (a veces > 50 %) y abundante bioturbación, con cuerpos arenosos de 2 a 10 pies de espesor, separados por depósitos arcillosos marino-calcáreos y limolitas.

La pequeña y aislada naturaleza de los reservorios es supuesta por la irregular distribución de petróleo dentro de estos, ya que existen pozos en los que se ha confirmado que cuerpos de arenisca en la parte superior de esta unidad están mojados o saturados de agua, mientras que cuerpos de arenisca en la parte inferior están saturados de petróleo.

Esta unidad de arena también contiene el petróleo más liviano dentro de la Formación Napo en el Campo Mariann, presuponiendo que el petróleo fue protegido de la biodegradación debido a su aislamiento.

El petróleo presente en este reservorio tiene un promedio de 31°API y la salinidad promedio presente es de 10,300 ppm Equivalente de NaCl.

1.2.1.7 INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA DEL YACIMIENTO “T” EN EL CAMPO MARIANN

a. ARENISCA T SUPERIOR

A más de los datos analizados de cores alrededor de la Cuenca Oriente han mostraron un canal de limite mareal a submareal dentro de un ambiente estuario, con una amplia variedad de composición mineralógica de las areniscas como son: óxidos de hierro, arcillas ricas en hierro con abundante glauconita y clorita, diferente matriz litológico, laminaciones horizontales y diagonales, eventos de diagénesis, alta saturación de agua irreductible y alta saturación de petróleo residual, tamaño de los poros de muy fino a fino, que reduce substancialmente el espacio para la acumulación de petróleo.

b. ARENISCA T MEDIA

Comienza parte del canal tidal al sub tidal sistema dentro de un ambiente estuario, este reservorio muestra en algunos lugares un justo desarrollo con mejores características que la arenisca T Superior, que tiene todavía un poco de material calcáreo y glauconita.

c. ARENISCA T INFERIOR

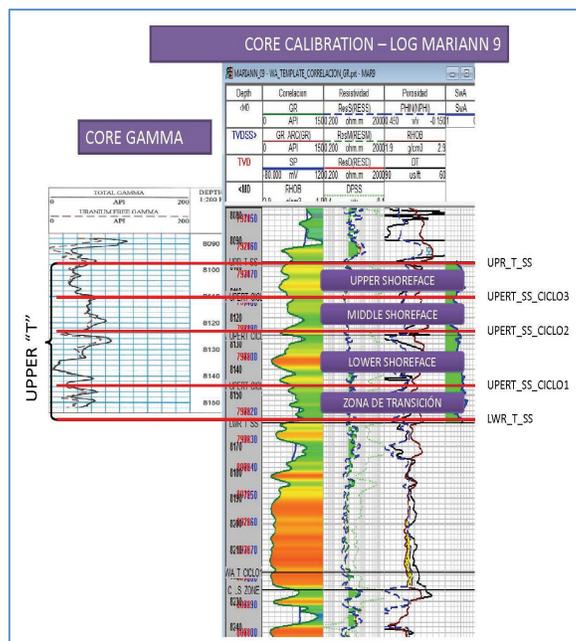
Este cuerpo de arena has definido como un canal fluvial con una buena arenisca suelta con un tamaño de grano de fino a medio, tal vez con un cambio de gradación de la tidal hacia arriba.

Este reservorio muestra en algunos lugares un muy buen desarrollo de arena con un reservorio de mejores características que las areniscas: T Media y T Superior, sin glauconita dentro de la misma.

1.2.2 NUEVO CONCEPTO DE DEPOSITACIÓN

1.2.2.1 CALIBRACIÓN DEL GAMMA RAY PARA GLAUCONITA

Figura 1.4. Calibración del Core y registro del Pozo Mariann 9



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

1.2.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO T EN EL CAMPO MARIANN.

1.2.3.1 CONTACTOS AGUA-PETRÓLEO (CAP)

Yacimiento T Inferior: Fue definido desde el punto de inflexión en las curvas de resistividad. En general el CAP se considera como bien definido, como en este caso se localiza a -7227 pies.

1.2.3.2 POROSIDAD (\emptyset)

La porosidad fue obtenida principalmente por la medida de la densidad y con registros neutrón y sónico presentes como complementos. Se asumió una densidad de matriz de cuarzo de 2,64g/cc basado en la porosidad de las muestras

de núcleos y relaciones de densidad (RHOB). Para la interpretación, se asumió una densidad del fluido de 0,99 g/cc.

1.2.3.3 TEMPERATURA (BHT)

Las temperaturas del fondo del pozo (BHT) fueron registradas por termómetros ubicados en la parte superior del cable y usadas para obtener la temperatura de formación. La información indica un gradiente geotérmico de 1,5°F/100pies.

1.2.3.4 SATURACIÓN DE AGUA (SW)

La ecuación de saturación de agua doble - Archie fue utilizada para la determinación de la saturación de agua. Se utilizó un exponente de cementación "m" = 2,0, basado en análisis de núcleos (SCAL). El exponente de saturación "n" y el factor de saturación 'a' han sido establecidos en 2,0 y 1,0, respectivamente. El valor de Sw está entre 0.4 a 0.5 .

1.2.3.5 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (RW)

Se recolectaron muestras en superficie del agua de formación de pozos productores para determinar valores consistentes de la resistividad verdadera del agua de formación. El estudio del agua de formación permite obtener valores de resistividad, los cuales son usados como un parámetro de entrada y que influye directamente en el cálculo de la saturación del agua, intervalos de producción y en la determinación del valor de la saturación de petróleo residual bajo el contacto agua petróleo (CAP).

Adicionalmente se realizaron varios análisis de los registros eléctricos con valores de resistividad del agua variables de los yacimientos productores de petróleo del campo Mariann, para compararlo con los valores obtenidos a través del análisis de núcleos y registros. Las propiedades petrofísicas en T Superior son muy pobres, el registro densidad da valores aproximados de 2.5 gr/cm³, y el gama ray da valores totalmente altos en el intervalo desarrollado de arena. En el campo Mariann, la resistividad de T superior comparada con T inferior, la magnitud anómala del potencial natural llega a ser muy grande. Esto puede deberse a que la mineralización de T Superior es más alta que T Inferior, la misma que es una arena masiva. Por análisis empíricos, se tiene los siguientes valores de Rw, Temperatura y Salinidad utilizados en diferentes cálculos.

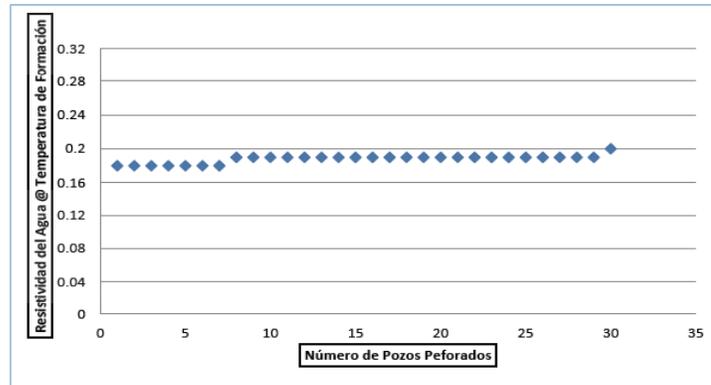
Tabla 1.3. Valores Utilizados de Rw, Temperatura, Salinidad, Campo Mariann

Zona	Rw @ Temp	Salinidad Equiv. NaCl
U Sup	0.06 @ 179° F	76,300 ppm
U Med/Inf	0.12 @ 1810 F	47,050 ppm
T Sup/Inf	0.50 @ 185° F	4,429 ppm

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Gráfica 1.1. Variación del Rw del Yacimiento Napo "T Inferior", Campo Mariann



Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

1.2.3.6 PERMEABILIDAD (K)

Los valores de permeabilidad fue determinada usando la ecuación de lito-porosidad-permeabilidad (Herron) de los registros. La permeabilidad varía entre 50 y 400 md.

1.2.3.7 PARÁMETROS PETROFÍSICOS PROMEDIOS

En la Tabla 1.4. se presenta un resumen de los principales parámetros petrofísicos de los yacimientos productivos del Campo Mariann en el Bloque Tarapoa.

Tabla 1.4. Resumen de los Principales Parámetros Petrofísicos de los Yacimientos Productivos, Campo Mariann

Yacimiento	Espesor (pies)	Porosidad (%)	Rw (Ohmm)	Sw (%)
M1	42,6	24,2	0,149	41,1
U Superior	9,3	18,3	0,076	33,0
U Inferior	27,2	18,2	0,153	29,6
T Superior	3,8	17,0	0,199	44,7
T Inferior	11,8	18,1	0,188	32,1

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

1.2.4 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y MINERALÓGICAS DE LA GLAUCONITA

Para entender el estudio de la glauconita hay que relacionarla con las demás arcillas como la Illita, Caolinita, Clorita las mismas que aportan al volumen de arcilla (Vshale).

Hay que especificar que se la considera dentro del grupo de las micas, su presencia en la Roca Reservorio T Superior figura como matriz (Distribución Estructural). A continuación en la tabla 3., se muestra algunas de las propiedades que posee la glauconita.

Tabla 1.5. Composición química y propiedades físicas de la glauconita

Información General		
Formula Química	(k,Na)(Fe,Al,Mg)((Si, Al)O))OH)	
Composición	*K	6.62 % K2O
	*Na	0.36 % Na2O
	*Mg	3.78 % Al2O3
	*Al	3.58% Al2O3
	*Fe	3.37% FeO/24.31 %Fe2O3
	*Si	53.48 % SiO2
	*H	4.22 % H2O
	*O	44,94%
Clasificación	Filosilicato	
Grupo	Micas	
Propiedades Físicas		
Color	Verde-Azul Verdoso	
Densidad	2.4 g/cc-2.95 g/cc	
Magnetismo	No Magnético	

Valores específicos para una muestra. Al ser una fórmula muy variable, algunas de estas propiedades también lo son.

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (MineroAtlas - Recopilación de información disponible en la web)

A continuación se describirán alguna de las características de las arcillas que también son compartidas por la glauconita.

1.2.4.1 CONDUCTIVIDAD DE LAS ARCILLAS

La presencia de glauconita reduce la resistividad y por lo tanto decrece la aparente saturación de hidrocarburos.

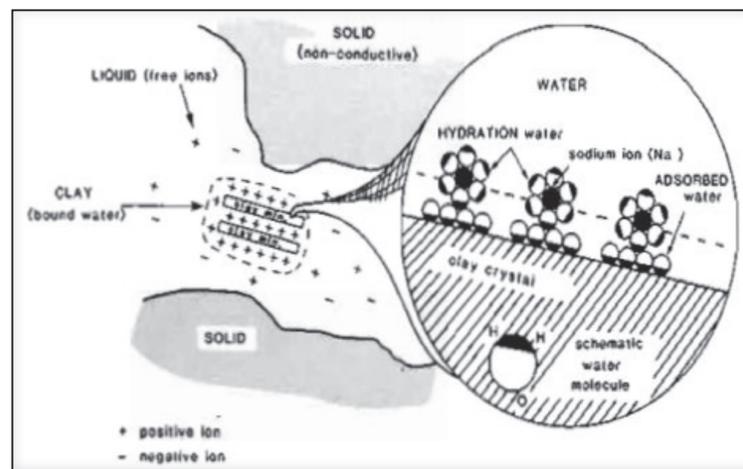
El grado de afectación depende del volumen, su distribución, su tamaño, y su capacidad de intercambiar cationes (CIC). La baja resistividad se da por la alta

conductividad que tiene la glauconita. Este es causado por la presencia de procesos de conducción en las superficies.

La conductividad de glauconita se produce debido a que están formadas por capas de silicatos, las cuales en presencia de agua llegan a estar negativamente cargadas, aparentemente una arcilla puede considerarse como una sal disociada en iones conductores positivos y negativos.

Sin embargo este fenómeno solo se produce en la superficie de la arcilla como se indica en la figura 1.5.

Figura 1.5. Modelo de la capacidad de las arcillas



Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Tomado de Rider, 2002 modificado de Wylie 1963)

Las paredes de la arcilla adsorben agua y forman una película, la misma que atrae iones de Na (dispersa en el agua de formación) una vez cargada, la arcilla, positivamente, es fácil que atraiga agua libre (llamada agua de hidratación), la cual es mucho más salina que el agua libre en los poros de la formación y por ende más conductiva que el resto de la formación, (Rider, 2002).

Todo este conjunto de agua adherida a las paredes de la arcilla es llamada agua irreductible (bound water) o doble capa eléctrica desde el punto de vista químico, la cual es químicamente libre pero físicamente adherida.

Todo este fenómeno producido en la superficie de la arcilla adquiere una capacidad de intercambiar cationes (CIC) y esta propiedad es la responsable de una mayor o menor conductividad.

1.2.4.2 CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO (CIC)

La capacidad de intercambio catiónico (CIC) es una medida de la habilidad de las arcillas, tales como la Montmorillonita, Clorita, Illita o Caolinita, para acomodar cationes en su superficie cargada negativamente, estos cationes provienen del agua libre de la formación.

Se expresa normalmente en miliequivalente por 100 gramos. Los distintos valores del CIC parecen depender de la superficie de una arcilla. Es decir que la capacidad de intercambio catiónico por unidad de superficie es la misma sin importar el tipo de arcilla, la diferencia está el tamaño que la misma posea.

Tabla 1.6. Capacidad de Intercambio Catiónico para varias arcillas.

Mineral	CIC (meq/100g)
Esmectita	80-150
Illita	10-50
Clorita	10-50
Caolinita	3-5

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (MineroAtlas - Recopilación de información disponible en la web)

Un dato de CIC para glauconita no ha sido encontrado en la teoría, sin embargo valores medidos indirectamente en diversas partes del mundo muestran superioridad a las demás arcillas (>60 meq/100g).

1.2.5 EFECTOS DE LA GLAUCONITA EN LOS REGISTROS ELÉCTRICOS.

1.2.5.1 REGISTRO GAMMA RAY

El registro Gamma Ray se ve afectado por la radioactividad natural de la glauconita debido a la presencia de Potasio en su composición química.

1.2.5.2 REGISTRO DE DENSIDAD

El registro de densidad está afectado por la alta densidad de la glauconita, lo que produce reducción de porosidad.

1.2.5.3 REGISTRO NEUTRÓN

Este registro muestra una porosidad que está en función del contenido de hidrogeno de la formación. El Registro Neutrón se ve afectado por la alta cantidad de agua en la glauconita. Por ende el alto contenido de agua está ligado a la

glaucionita y el agua capilar, que resulta ser agua irreductible. El agua en la glauconita podría estar en la superficie o en su gran cantidad de microporos¹.

1.2.5.4 VALOR CALCULADO DE PERMEABILIDAD (K) – SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE

La permeabilidad se ve afectada por el alto valor de agua irreductible ligada a la glauconita. Los datos de baja permeabilidad y alta porosidad nos indica que existe alta saturación de agua irreductible. La misma no puede ser diferenciada entre agua móvil y agua irreductible, sin embargo datos teóricos nos dice que formaciones duras o apretadas poseen una gran saturación de agua irreductible, y esta es la característica del reservorio Arenisca “T” Superior en el Bloque Tarapoa, que sumado al hecho de la presencia de la glauconita, la cual (Thomas, W. , 2003) describen como un mineral de 40 % de porosidad interna, que está saturada con agua, generarían que la gran cantidad de agua presente sea agua no movable.

1.2.5.5 REGISTRO DE RESISTIVIDAD

Para medir la resistividad de una formación la herramienta envía por medio de electrodos una corriente, la cual genera un potencial, el mismo que es medido en otros electrodos ubicados a una distancia determinada que depende de la profundidad de investigación que se requiera. La resistividad de la formación se ve afectada en forma negativa debido a la presencia de glauconita y su gran capacidad para conducir la electricidad. Por la presencia de Fe, Al, y el agua connata de sus microporosidades.

1.2.5.6 REGISTRO LITHO-DENSITY (POROSIDAD Y LITOLOGÍA)

Esta herramienta realiza mediciones del efecto fotoeléctrico (PEF). Una de las herramientas que se pudo observar para la zona glauconítica del yacimiento es que existe un incremento del PEF ,lo cual se justifica debido a que la glauconita tiene valores superiores a elementos existentes en la roca como el cuarzo, calcita y dolomita, exceptuando a la siderita que tiene valores muchos más altos que la misma glauconita. La tabla 1.5 muestra diferentes arcillas con sus respectivos PEF.

¹ (Thomas, V, 2003)

Tabla 1.7. Valores de PEF para los minerales más comunes y rangos de las diferentes arcillas

Mineral	Factor Fotoeléctrico
Cuarzo	1,81
Calcita	5,08
Dolomita	3,14
Feldespatos	2,86
Anhidrita	5,05
Sal (NaCl)	4,65
Caolinita	1,83 - 1,84
Clorita	6,30 - 6,33
Illita	3,45 - 3,55
Montmorillonita	2,04 - 2,3

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente:(Allen Roberts, Thomas Alan, 2004)

1.2.6 TIPOS DE ARCILLAS EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DE PETRÓLEO

Los minerales de arcilla más frecuentemente reconocidos bajo petrografía consisten en esméctica, caolinita y glauconita, los cuales se presentan como fases diagenéticas tempranas.

Dentro de los minerales de arcilla, el grupo de la esmectita es el predominante en toda la secuencia, siguiéndole en orden de abundancia la caolinita y en mucha menor medida la illita, clorita, glauconita e interestratificados de illita/esmectita.

1.2.6.1 ARCILLAS MONTMORILLONITICAS

Un tipo de mineral de arcilla esmectita que tiende a dilatarse si se expone al agua. La montmorillonita se forma a través de la alteración de los minerales de silicatos en condiciones alcalinas, en las rocas ígneas básicas, tales como la ceniza volcánica que puede acumularse en los océanos.

La montmorillonita es un componente de la bentonita utilizado generalmente en los fluidos de perforación.

Los cationes que se adsorben en las superficies de las capas unitarias pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla se mide y se registra como capacidad de intercambio catiónico (CIC).

CAPÍTULO 2

CONDICIONES ACTUALES DE PRODUCCIÓN

2.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El Campo Mariann, fue descubierto en Septiembre de 1,971, con la perforación del pozo Mariann-01 por parte de la compañía Cayman Corporation en consorcio con City Investing Company y a partir de 1978 se inició la producción del campo con los reservorios comercialmente explotables pertenecientes a la Formación Napo: **arena “T Inferior”** con crudo de 31 °API, **arena “U Inferior”** con un crudo de 20°API y de la **arena “U Superior”** con un crudo de 25 °API.

A 1978, el desarrollo del campo fue aprobado el 31 de diciembre de 2012 con un valor de POES = 85.5 MMBbls, de los tres reservorios del campo que se encuentra localizado en el bloque levantado de la falla inversa denominada “Mariann”.

Durante los primeros años se observa una producción irregular, de acuerdo a las características estructurales, estratigráficas, petrofísicas y del mecanismo de producción propio de cada uno de dichos yacimientos.

Por ejemplo en “U Inferior” se observa una producción de petróleo irregular desde el inicio, pero con un incremento acelerado del corte de agua, por lo que obligadamente deben realizarse reacondicionamientos para mejorar su recobro. Para dar cumplimiento a las regulaciones de Gobierno y ambientales, el agua de formación se reinyecta en la formación Tiyuyacu.

Antes de revisar los reservorios existentes, se presenta a continuación las reservas de las 21 zonas o intervalos de la arena Napo “T” que aportan a la producción del Campo Mariann, que serán posteriormente analizadas para determinar la factibilidad de las técnicas de estimulación.

2.2 RESERVAS DEL CAMPO MARIANN

Tabla 2.1. Reservas de los pozos de la Arena Napo “T” en el Campo Mariann.

POZOS	YACIMIENTO	PETROLEO	AGUA	GAS	EUR MBIs	RESERVAS MBIs
		ACUMULADO Barriles	ACUMULADA Barriles	ACUMULADO mpcs		
MARIANN 6	T SUP	87.939,39	28.812,91	11.431	145000	57,06
MARIANN 15	T SUP	16.668,86	4.966,06	2.187		(16,67)

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 2.1.						
POZOS	YACIMIENTO	PETRÓLEO	AGUA	GAS	EUR MBIs	RESERVAS MBIs
		ACUMULADO Barriles	ACUMULADA Barriles	ACUMULADO mpcs		
MARIANN 17	T INF	171.114,11	1.312.394,18	21.957	171000	(0,11)
MARIANN 17	T SUP	129.899,38	3.575,21	16.680	175513	45,61
MARIANN 18	T INF	937,62	54.883,46	112		-0,94
MARIANN 21	T INF	668.427,31	760.168,58	84.386	676845	8,42
MARIANN 23	T SUP	144,29	7.903,90	14		-0,14
MARIANN 23	T INF	95.674,61	51.461,28	13.171	166000	70,33
MARIANN 24	T INF	166.241,06	519.221,72	21.045	492000	325,76
MARIANN 25	T SUP	34.593,22	15.094,49	4.075	50000	15,41
MARIANN 27	T INF	53.876,40	883.496,12	6.796	54000	0,12
MARIANN 28	T INF	49.703,89	613.416,87	6.247	63521	13,82
MARIANN 28	T SUP	46.329,13	27.753,74	7.631	158945	112,62
MARIANN 32	T INF	37.986,88	49.632,38	4.802	38000	0,01
MARIANN 32	T SUP	47.863,13	6.699,98	6.210	110000	62,14
MARIANN 34	T INF	62.612,95	896.688,34	7.800	62610	-0,00
MARIANN 34	T SUP	113.740,10	40.102,22	14.731	127285	13,54
MARIANN 36	T SUP	16.870,38	59.463,30	2.193	62701	45,83
MARIANN 37	T INF	1.389,64	80.424,23	184	1389	-0,00
MARIANN 37	T SUP	140.093,77	34.297,17	18.003	456664	316,57
MARIANN 39	T INF	115.458,02	108.747,18	15.623	351000	235,54
TOTAL		2.057.564,14	5.559.209,32	265.278		1.304,92

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

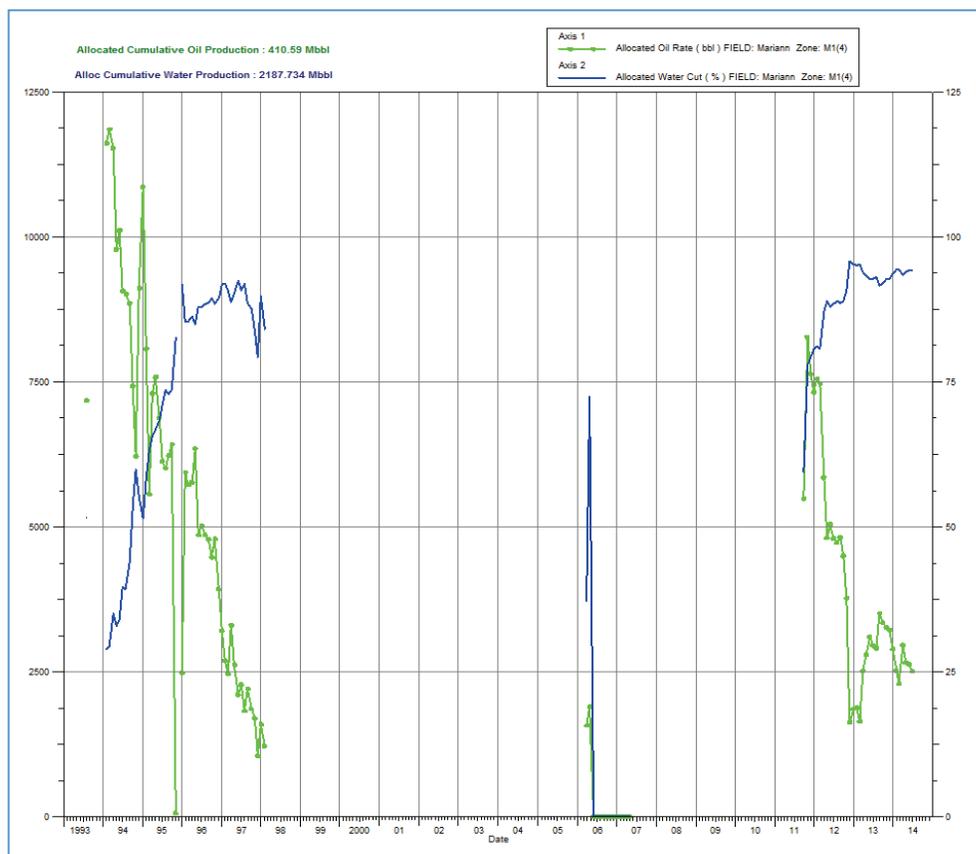
En la tabla 2.1 se puede observar las reservas de las arenas que contienen al yacimiento T, tanto en T Superior como en T inferior del Campo Mariann en el Bloque Tarapoa.

2.2.1 RESERVORIO NAPO M-1

De acuerdo a la evaluación de los registros de pozos y por la explicación geológica antes realizada, se decidió a probarse a partir de julio de 1993 y en 4 de ellos dieron resultados positivos, aunque, potencialmente no muy optimistas, pero que en conjunto han aportado con la siguiente historia como se indica en la gráfica 2.1.

La producción acumulada de petróleo del Campo Mariann igual a 410.59 Mbarriles.

Gráfica 2.1. Historia de Producción de la Arena Napo M-1



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Como puede observarse, el comportamiento hasta la fecha de el reservorio, ha tenido un proceso operacional muy irregular, como resultado del cierre de pozos “inundados” y la apertura de intervalos en otros pozos “prospectivos”, que en unos casos dieron resultados positivos y en otros no y luego que ingresan a la producción, la declinación de producción de petróleo es acelerada, congruente con el acelerado incremento del corte de agua.

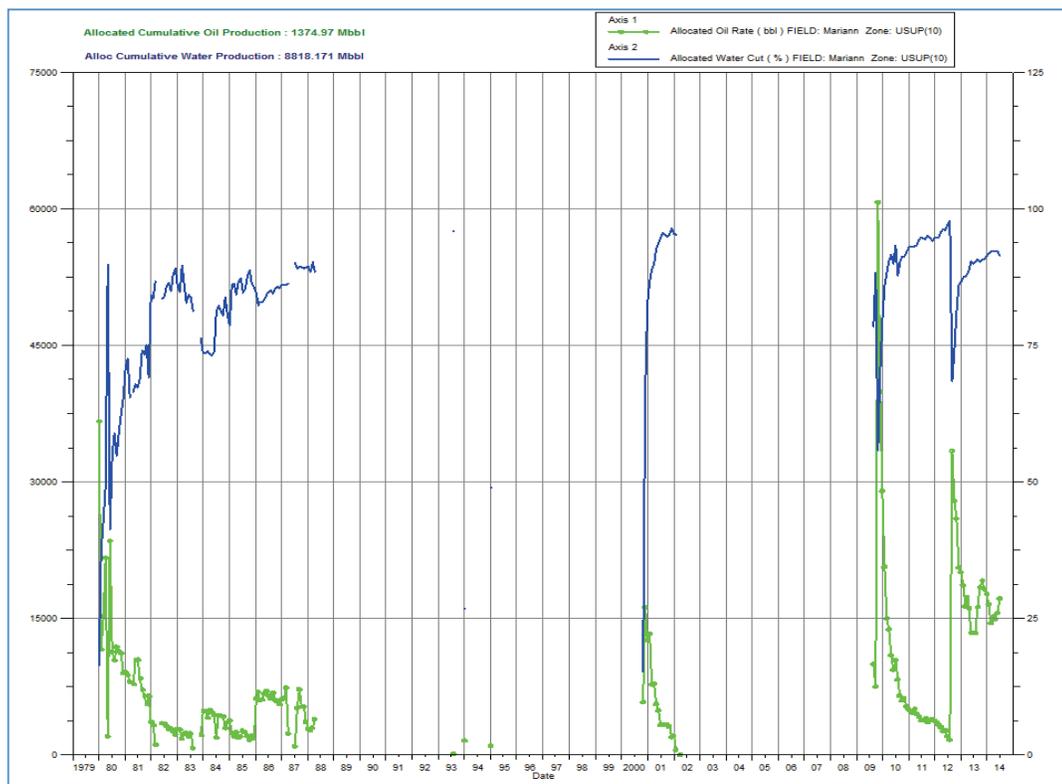
2.2.2 RESERVORIO NAPO U SUPERIOR

De los reservorios “marginales” del campo, es uno de los más importantes, por la historia de producción y el volumen acumulado de petróleo hasta la fecha. Si bien es cierto, es una zona de arena de la Napo “U” y de acuerdo a la evaluación de los registros de pozos y por la explicación geológica antes realizada, no es una arena bien desarrollada en todo el campo ni se puede definir como un yacimiento continuo. A partir del año 1989 hasta la fecha, el reservorio ha tenido un proceso

operacional muy irregular, como resultado del cierre de pozos “inundados” y la apertura de intervalos en otros pozos “prospectivos”, que en unos casos dieron resultados positivos y en otros no.

A diciembre del 2013, este reservorio tiene una producción promedio de 570 BPPD, un BSW igual al 92% y una producción acumulada total de 1, 281,092 Barriles. En la gráfica 2.2 muestra la producción acumulada de petróleo del Campo Mariann igual a 1, 374.97 Mbarriles.

Gráfica 2.2. Historia de Producción de la Arena Napo U Superior



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

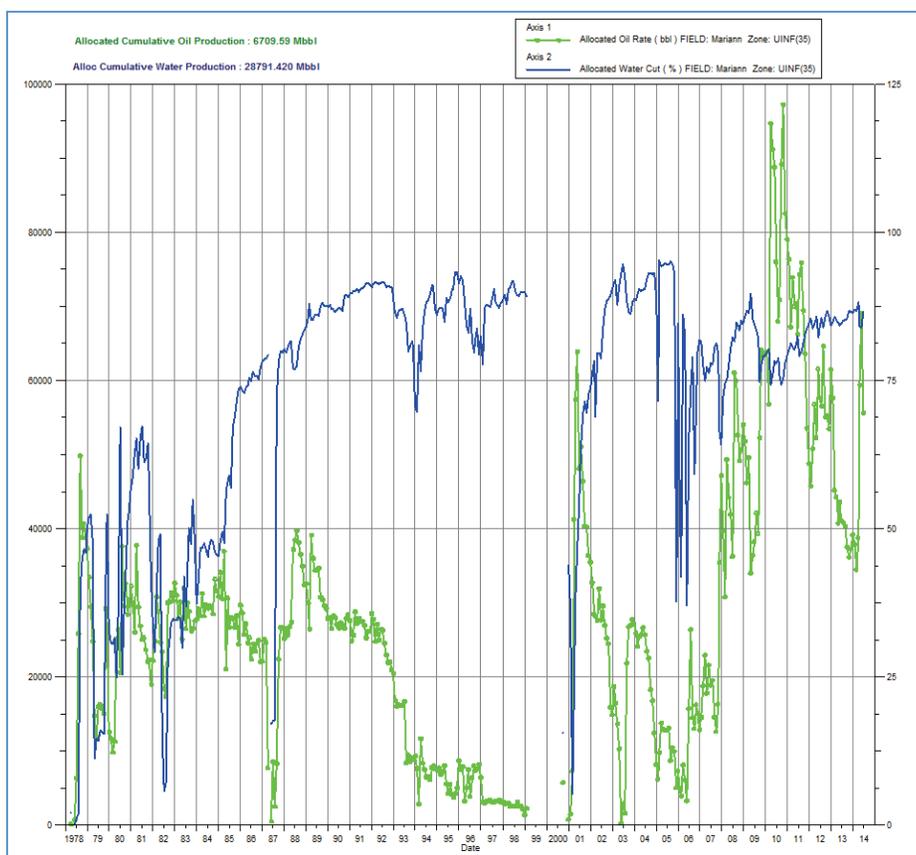
2.2.3 RESERVORIO NAPO U INFERIOR

Desde su inicio la tasa de petróleo fluctuaba entre 700 y 1,000 BPPD, pero su corte de agua se incrementó en forma acelerada y a partir del año 1988, se puede observar que se inicia la declinación de producción de petróleo y su corte de agua fluctúa entre 80% y 90%, hasta el año 1998, a partir delo cual se produce un cierre del reservorio por un período de 2 años. El sistema de producción fue a través de levantamiento hidráulico.

A partir de marzo del 2001, como resultado tanto de la incorporación de nuevos pozos direccionales, así como de los trabajos de reacondicionamiento para controlar la producción de agua, se recuperan los niveles de producción y no es sino hasta el año 2006, como resultado de incorporación de nuevos pozos de desarrollo, se observa este incremento de producción de petróleo, a niveles de hasta los 2,500 BPPD y un corte de agua aparentemente estable del 85%, pero a partir del 2010 hasta la fecha, el reservorio presenta un comportamiento y una declinación normal con una relativa estabilización el corte de agua.

A diciembre del 2013, este reservorio tiene una producción promedio de 1,380 BPPD, un BSW igual al 85% y una producción acumulada total de 10, 957,154 Barriles. En la gráfica 2.3 muestra la producción acumulada de petróleo del Campo Mariann igual a 6, 709,59 Mbariles.

Gráfica 2.3. Historia de Producción de la Arena Napo U Inferior



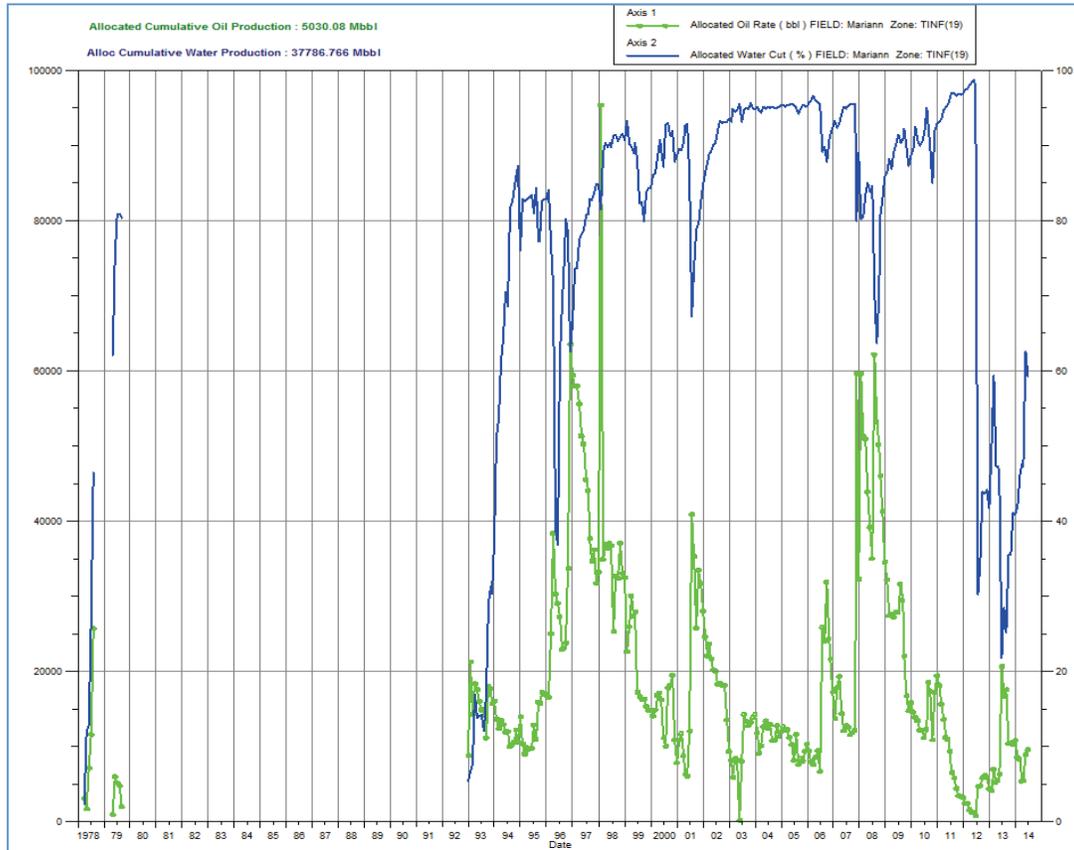
Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

2.2.4 RESERVORIO NAPO T INFERIOR

Al inicio por razones operativas y de pruebas, solo aportó pocos meses, iniciando sus operaciones normales a finales de 1992 y con una influencia fuerte del acuífero de fondo, razón por la cual su corte de agua fue alto desde su inicio y su incremento acelerado.

Gráfica 2.4. Historia de Producción de la Arena Napo T Inferior



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

A fines de 1996 el reservorio presenta un comportamiento típico con una declinación de producción de petróleo y una aparente estabilización del corte de agua hasta el año 2006, como resultado de las pruebas e incorporación de pozos de desarrollo, se observa este incremento de producción de petróleo, a niveles de hasta 1,500 BPPD y un corte de agua aparentemente variable entre 90% y 95%, pero a partir del 2009 hasta la fecha, el reservorio presenta un comportamiento irregular con una declinación acelerada y con escasas posibilidades de recuperación.

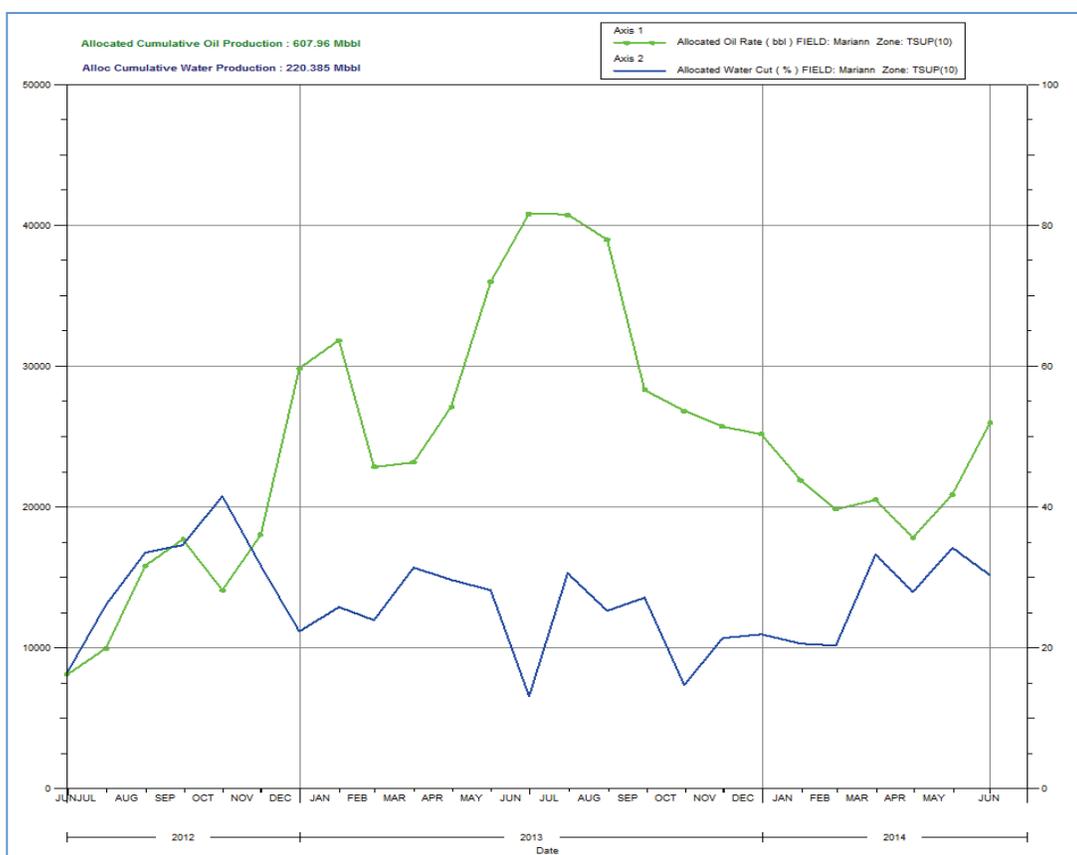
En 2012, como resultado de un análisis más profundo, de pozos antiguos que han producido de esta arena, donde se decidió probar separadamente los cuerpos que forman la arena T Superior se observa que la tasa de petróleo sube de 24 BPPD a valores cercanos a los 600 BPPD para declinar nuevamente en forma acelerada, pero con cortes de agua bajos de alrededor 30% al 40%.

A diciembre del 2013, este reservorio tiene una producción promedio de 347 BPPD, un BSW igual al 41% y una producción acumulada total de 4, 984,008 Barriles.

En la gráfica 2.4 muestra la producción acumulada de petróleo del Campo Mariann igual a 5, 030.08 Mbarriles.

2.2.5 RESERVORIO NAPO T SUPERIOR

Gráfica 2.5. Historia de Producción de la Arena Napo T Superior



Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Esta arena es otro de los reservorios considerados “marginales” del campo, y se refiere a un yacimiento que forma parte de la zona de arena de la “T”, e igualmente de acuerdo a la evaluación de los registros de pozos y por la explicación geológica antes realizada, no es una arena bien desarrollada en todo el campo no se puede definir como un yacimiento continuo.

En la tabla 2.2. se presenta un resumen de producción anual del reservorio T.

Tabla 2.2. Resumen de Producción Anual, Reservorio T Superior

Año	BPPD	BAPD	Np a dic	BSW (%)
dic-12	530	230	113508,00	30%
dic-13	1005	331	481010	20%

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

A diciembre del 2013, este reservorio tiene una producción promedio de 812 BPPD, un BSW igual al 20% y una producción acumulada total de 481,010 Barriles.

En la gráfica 2.5 muestra la producción acumulada de petróleo del Campo Mariann igual a 607.96 Mbarriles.

CAPÍTULO 3

SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN EN EL YACIMIENTO T DEL CAMPO MARIANN

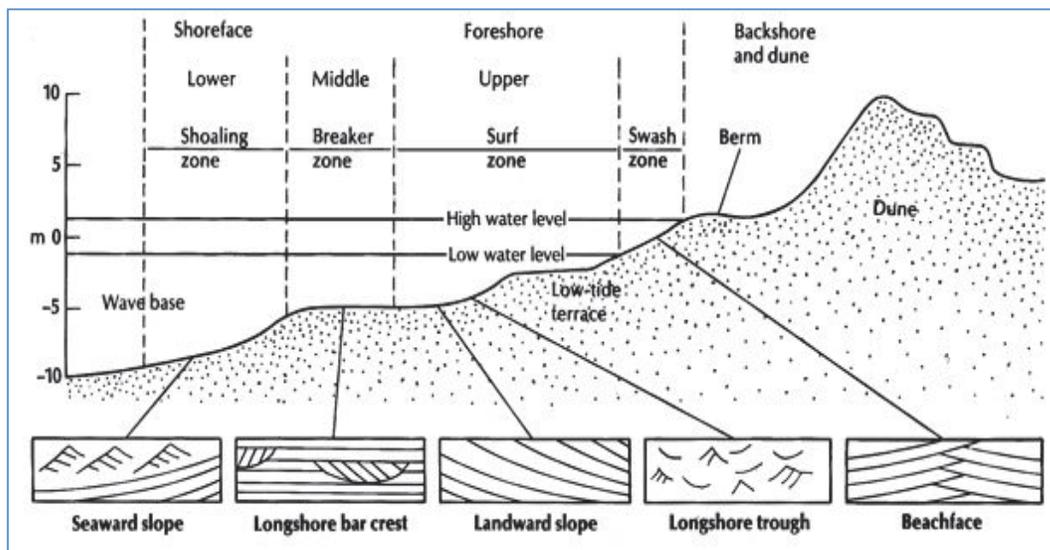
3.1 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO “T”

3.1.1 AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN

El miembro Arenisca “T” Superior está compuesto por una parasecuencia progradante en su parte inferior durante este tiempo, se dio un incremento de la energía de los depósitos al este de la cuenca lo que se considera es producto de un mayor aporte clástico. Luego de este evento, el nivel del mar recupera la tendencia general de ascenso hasta instalar una plataforma somera glauconítica que cubrió lo que actualmente se conoce como corredores occidental y central de la cuenca y un poco más al este.

Los miembros Arenisca “T” Inferior, consiste en areniscas de plataforma hacia el oeste y depósitos de relleno de valles incisos en el centro-oeste de la cuenca. El relleno de estos valles son facies de estuarios dominados por mareas depositadas sobre facies fluviales. Inmediatamente una regresión genera parasecuencias progradantes en la parte inferior del miembro “T” Superior.

Figura 3.1 Ambiente de Shoreface



(Fuente: tomada de la página de internet: <http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=300>)
<http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=300>)

Posteriormente se evidencia en la parte superior una profundización caracterizada por el depósito de areniscas glauconíticas en la zona de plataforma y facies de estuario en las zonas de costa. Todo esto determina la existencia de un ambiente de estuario localizado en la zona de Shoreface, (Ver figura 3.1) en el cual a continuación se describe cada uno de los ciclos de esta zona:

LOWER SHOREFACE: En la figura por encima de la cara de playa inferior se demuestra que es la zona donde las olas comienzan a sentirse parte inferior (o una profundidad de Longitud de onda / 2).

Esta es un área de baja energía (en comparación con el resto del sistema hacia el mar) por lo que se compone de arena de grano fino intercalada con capas de lodo. Existe una intensa bioturbación en este sector.

MIDDLE SHOREFACE: El Middle Shoreface se encuentra entre la cara de playa baja y la playa. Esta área está sujeta a una mayor energía de las olas y como resultado se tiene un medio para depositarse arenas de grano fino.

Estas arenas debido a la interacción fuerte de las olas están bien ordenadas. El principal tipo de depósito en este entorno son las barras que se depositan.

UPPER SHOREFACE: Se encuentra en la parte superior de la zona. Esta es un área de la energía del oleaje intenso y reelaboración constante de los sedimentos. Como resultado, la zona de mareas se caracteriza por arenas de grano grueso que son bien ordenadas.

3.1.1.1 CONCEPTOS BÁSICOS

Lagunas/islas-barreras:

La **isla barrera** se desarrolla en un ambiente dominado por oleaje, y está separada de la playa por una laguna paralela a la misma. Los sistemas de lagunas/ islas barrera está generalmente asociados con un suministro bajo de sedimento y un relativo incremento del nivel del mar.

Las lagunas tienen muchas similitudes con los estuarios y sobreponen en muchos aspectos, sin embargo, tienden a ser paralelas antes que perpendiculares a la playa, son más dominadas por oleaje antes que por marea y carece de un suministro fluvial significativo.

Las islasbarreras están cortadas por pequeños canales, que comunican las aguas lagunares con las aguas del mar abierto. Cuando estos canales se desarrollan debido a la marea se les denomina canales de marea. Los deltas de flujo son importantes sitios de sedimentación particularmente si los canales mareales son dominados por oleaje². Los deltas de refluo se forman hacia el mar abierto en la boca de los canales, particularmente en ambiente con dominio de marea³.

Regresión

Es el retiro del océano desde el continente. Puede ser el sector continental muestra un alzamiento tectónico y el agua tiene que retirarse de sectores continentales. El sector de transición es marcado por una facies litoral con marcas sedimentarias típicas y una facies típica litoral.

Generalmente la transición no se manifiesta en un estrato, es generalmente un conjunto de estratos que abajo tiene una predominancia marina (calizas) y siguen hacia arriba intercalaciones de estratos terrestres (conglomerados), más hacia arriba se encuentra una fuerte predominancia de estratos terrestres con intercalaciones de capas marinas. Al fin del proceso afloran exclusivamente estratos terrestres.

Deltas

Deltas de ríos

Los **deltas** son protuberancias de la línea de costa. Existen diferentes tipos de deltas, que se desarrollan dependiendo del balance entre los procesos fluviales y de la cuenca, y en la cantidad del suministro del sedimento y retrabajamiento existente.

Los sedimentos deltáicos están caracterizados por lodo, limo y arena. La morfología está caracterizada por gradientes moderados a bajos. Ambas características permiten la efectividad de los procesos de retrabajamiento en la cuenca sea mayor. Los deltas se clasifican por la interacción de procesos fluviales y de retrabajamiento en la cuenca en:

²(HUBBARD, OERTEL y NUMMEDAL, pág. 216)

³(PITCHARD, pág. 217)

Deltas dominados por ríos, donde las corrientes del río alcanzan la cuenca para depositar sedimentos más allá de la línea de costa.

Deltas de interacción oleaje-marea donde el retrabajamiento de la línea de costa es significativo pero las corrientes mareales penetran tierra adentro.

Deltas dominados por oleaje donde la deposición está concentrada en la línea de costa.

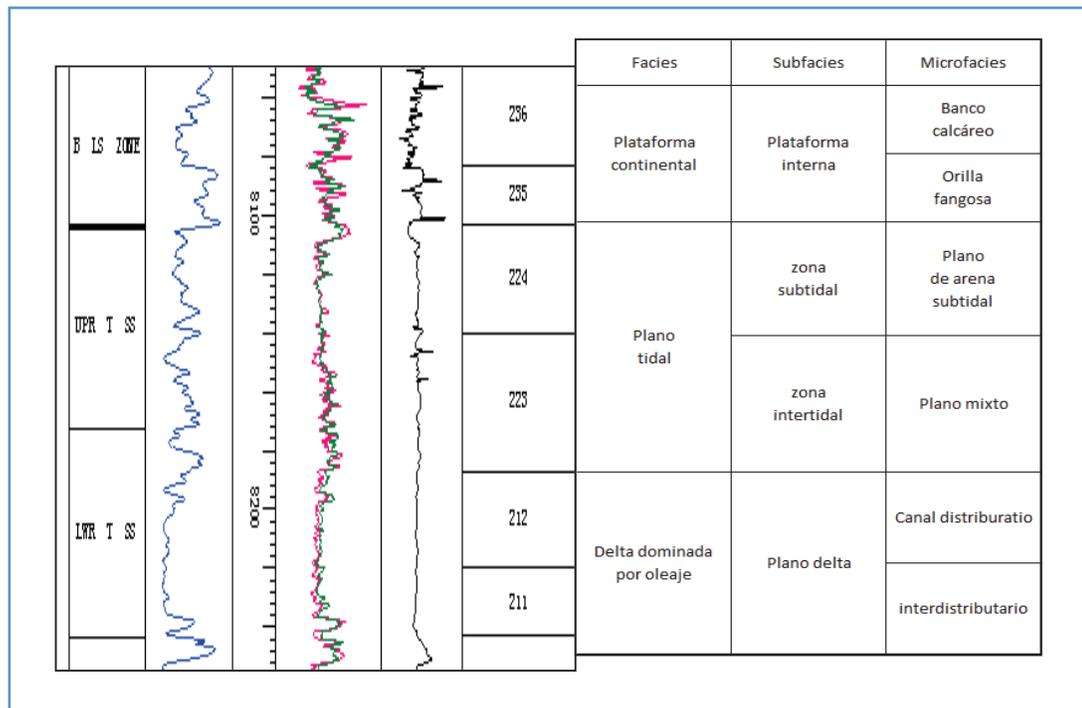
Deltas dominados por marea donde la planicie deltáica es penetrada por estuarios largos en forma de chimeneas.

Estuario

Un estuario está definido como la parte ubicada hacia el mar de un valle inundado, que recibe sedimentos tanto de origen fluvial como marino y contienen facies influenciadas por mareas, olas, y procesos fluviales. Se extiende desde el límite superior de influencia de las mareas hasta el límite de las facies marinas costeras.

En la figura 3.2, se muestra la respuesta estratigráfica y sedimentaria que se obtuvo de una muestra del Pozo Mariann 9.

Figura 3.2. Respuesta: Estratigráfica y Sedimentaria. Estudio de Micro Facies (CIRC). Mar 9, T Superior y T Inferior

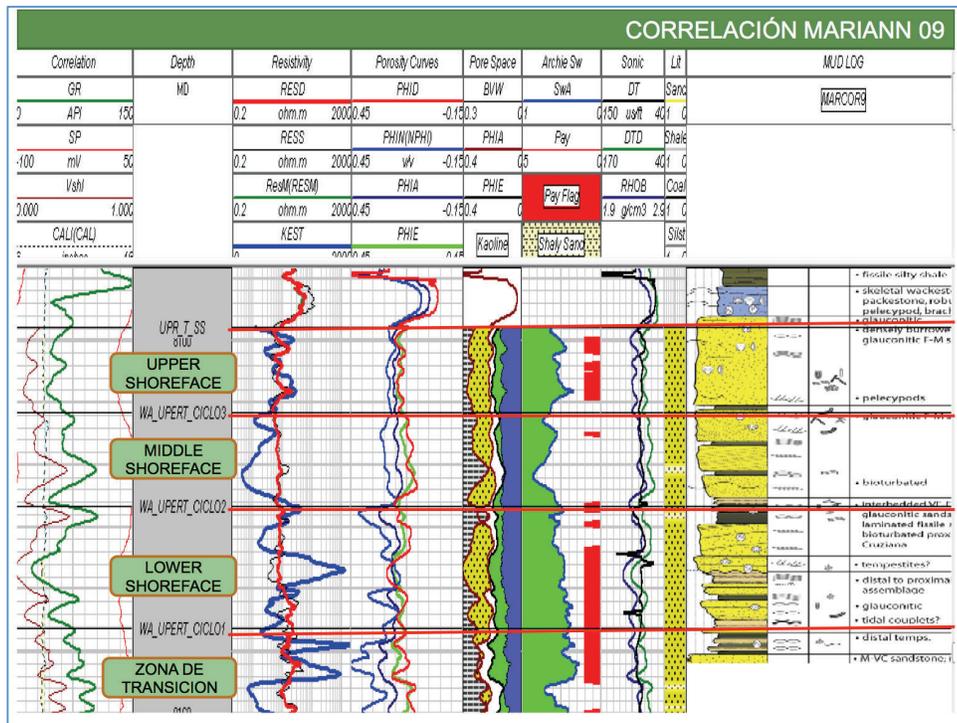


Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

En la figura 3.3 se puede observar que la litología se encuentra afectada por la glauconita.

También se tiene intercalación de limos y clastos de lutitas, lodos bioturbados con presencia pelecípodos, areniscas glauconíticas, areniscas de grano fino a medio, capas de tempestitas, lutitas fisiles laminadas.

Figura 3.3. Descripción sedimentaria del Pozo Mariann 9. T inferior-T superior



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2 POZOS DEL CAMPO MARIANN QUE CONTIENEN GLAUCONITA EN LA ARENA NAPO “T”

La tabla 3.1, muestra los pozos que tienen la arena Napo “T”, tanto en “T Superior” como en “T Inferior”.

Tabla 3.1. Pozos del Campo Marian

YACIMIENTO	POZO
T SUP	MARIANN 6
T SUP	MARIANN 15
T INF / T SUP	MARIANN 17
T INF	MARIANN 18
T INF	MARIANN 21
T SUP / T INF	MARIANN 23

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.1.	
YACIMIENTO	POZO
T INF	MARIANN 24
T SUP	MARIANN 25
T INF	MARIANN 27
T INF / T SUP	MARIANN 28
T INF / T SUP	MARIANN 32
T INF / T SUP	MARIANN 34
T SUP	MARIANN 36
T INF / T SUP	MARIANN 37
T INF	MARIANN 39
T SUP / T INF	MARIANN 49

Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2.1 POZO MARIANN 06

En la figura 3.4, se observa los registros: eléctrico y litológico , aquí también se señala el intervalo perforado desde (7890-7912) pies. Actualmente está produciendo con una Bomba Jet Claw 11k como se indica en el diagrama de completación. (Ver Anexo 02)

El Pozo Marian 6 inicia su producción en la arena T Superior con 600 BFPD mediante bombeo hidráulico poco tiempo después y por cuestiones de ingeniería se realiza varios cambios del equipo de levantamiento artificial.

En la tabla 3.2, indica que este pozo se encuentra produciendo alrededor de 200 BFPD por medio de una bomba Jet Claw 11k.

A la prueba de producción realizada se registra una salinidad de 8500 ppm equivalente de NaCl, gravedad específica 30 °API y un corte de agua del 5 por ciento.

Tabla 3.2. Pruebas de producción pozo Mariann 6 (T Superior)

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	TBG	Hz
2012-oct-30	702	23	679	96,70	0,06	22,1	0	0	0	2750	0
2012-oct-31	683	523	160	23,40	0,68	28,9	10973	0	0	2730	0
2012-nov-01	717	654	63	8,80	0,85	28,9	10973	0	0	2730	0
2012-nov-02	674	663	11	1,60	0,86	28,9	8250	0	0	2715	0
2012-nov-04	654	649	5	0,70	0,84	28,9	8250	0	0	2700	0
2012-nov-05	659	654	5	0,70	0,85	28,9	8250	0	0	2800	0
2012-nov-11	539	537	2	0,30	0,7	30,6	8250	0	0	2800	0
2012-nov-13	522	520	2	0,30	0,67	30,8	8250	0	0	2800	0
2012-nov-26	462	460	2	0,40	0,6	30,7	8250	0	32	3000	0
2012-nov-28	501	408	93	18,50	0,53	28,9	9240	0	32	2900	0
2012-dic-02	361	358	3	0,80	0,47	30,7	8250	0	32	2900	0
2012-dic-05	592	590	2	0,40	0,76	30,7	8250	0	32	2900	0

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.2

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	TBG	H _z
2012-dic-07	580	578	2	0,40	0,75	30,7	8910	0	32	2900	0
2013-ene-02	541	528	13	2,40	0,68	30,7	8910	0	32	2980	0
2013-mar-24	809	0	809	100,00	0	0	16154	1504	32	75	47
2013-mar-25	976	129	847	86,78	0,17	29,5	9930	2401	32	75	47
2013-mar-26	974	84	890	91,40	0,11	29,5	6435	2520	32	150	47
2013-mar-27	1087	67	1020	93,80	0,09	29,5	6229	2475	32	70	50
2013-mar-28	1068	60	1008	94,40	0,08	29,5	5281	2472	32	70	50
2013-mar-29	1075	45	1030	95,80	0,06	29,5	5198	2471	32	70	50
2013-abr-01	926	23	903	97,50	0,03	29,5	5198	2471	32	70	50
2013-may-10	497	0	497	100,00	0	0	18920	0	32	2800	0
2013-may-11	365	105	260	71,10	0,13	30,7	11286	0	32	2900	0
2013-may-12	265	109	156	58,80	0,14	30,7	9752	0	32	2900	0
2013-may-13	246	163	83	33,80	0,21	30,7	9191	0	32	2800	0
2013-may-14	259	203	56	21,60	0,26	30,7	8895	0	32	2800	0
2013-may-16	240	191	49	20,50	0,25	30,7	8939	0	32	2900	0
2013-may-20	294	194	100	34,00	0,25	30,7	10051	0	32	2900	0
2013-may-23	249	216	33	13,30	0,27	30,7	11097	0	32	2900	0
2013-may-31	367	316	51	13,90	0,41	30,7	9240	0	32	2800	0
2013-jun-26	367	316	51	13,90	0,41	30,7	9240	0	32	2800	0
2013-jul-15	429	371	58	13,50	0,48	30,7	9735	0	32	2900	0
2013-jul-26	404	360	44	11,00	0,47	30,7	7838	0	32	2950	0
2013-ago-04	447	396	51	11,40	0,51	30,7	7755	0	32	3000	0
2013-ago-13	411	366	45	10,90	0,47	30,7	7590	0	32	3050	0
2013-ago-27	819	0	819	100,00	0	0	9715	2527	206	75	55
2013-ago-28	745	19	726	97,40	0,02	30,7	8886	2506	206	75	55
2013-ago-29	745	27	718	96,40	0,03	30,7	8470	2502	206	75	55
2013-ago-30	745	30	715	96,00	0,04	30,7	7879	2498	206	75	55
2013-ago-31	746	30	716	96,00	0,04	30,7	7920	2498	206	75	55
2013-sep-01	754	30	724	96,00	0,04	30,7	7755	2493	206	75	55
2013-sep-02	706	15	691	97,90	0,02	30,7	7838	2515	206	75	52
2013-sep-03	735	16	719	97,80	0,02	30,7	7677	2515	206	75	52
2014-may-10	418	0	418	100,00	0	0	15675	0	206	2550	0
2014-may-11	377	4	373	99,00	0	30,7	13364	0	206	2706	0
2014-may-12	315	54	261	82,90	0,07	29,1	11632	0	206	2906	0
2014-may-13	327	109	218	66,80	0,14	29,1	11141	0	206	3000	0
2014-may-14	331	118	213	64,40	0,15	29,1	10359	0	0	3000	0
2014-may-15	334	127	207	62,10	0,16	29,1	10396	0	0	3000	0
2014-may-16	329	131	198	60,30	0,17	29,8	8602	0	0	3000	0
2014-may-17	310	140	171	55,00	0,18	29,8	9601	0	0	3000	0
2014-may-18	302	140	162	53,80	0,18	29,8	10300	0	0	3000	0
2014-may-19	307	143	164	53,30	0,18	29,8	10341	0	0	3000	0
2014-may-21	269	137	132	49,00	0,18	29,8	10808	0	0	3000	0
2014-may-24	256	139	117	45,60	0,18	29,8	10602	0	0	3000	0
2014-jun-05	268	161	107	40,00	0,2	29,8	8085	0	32	3025	0
2014-jun-18	216	173	43	20,00	0,22	29,8	9900	0	32	3025	0
2014-jul-11	184	165	19	10,50	0,21	29,8	8250	0	32	3025	0
2014-jul-21	187	180	7	4,00	0,23	29,8	8580	0	32	3025	0
2014-jul-31	183	176	7	4,00	0,22	29,8	8560	0	32	3025	0
2014-ago-03	200	192	8	4,00	0,25	29,8	8722	0	32	3000	0
2014-ago-04	229	218	11	4,60	0,31	29,8	8432	0	32	3000	0

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2.2 POZO MARIANN 15

En la figura 3.6, se muestra el registro eléctrico y litológico con el intervalo perforado (8348-8370) pies, produciendo actualmente con sistema de levantamiento electrosumergible.

Mediante un trabajo de reacondicionamiento en abril de 2014, se disparó el intervalo mencionado anteriormente.

El pozo Marian inicia su producción en la arena T Superior con 400 BFPD mediante un equipo B.E.S., con un corte de agua del 65 por ciento, salinidad de 17.000 ppm equivalente de NaCl, y 30 °API.

Últimamente se registró al mismo fluido una salinidad de casi 5000 ppm equivalente de NaCl, su corte de agua del 19 por ciento como característica de este reservorio se observa una caída presión significativa en tanto poco tiempo.

Se puede observar un pozo con gran potencial que tiene el yacimiento T Superior del Campo Mariann en el Bloque Tarapoa.

Adicionalmente se aprecia como el corte de agua disminuye de manera rápida. (Ver Tabla 3.3.)

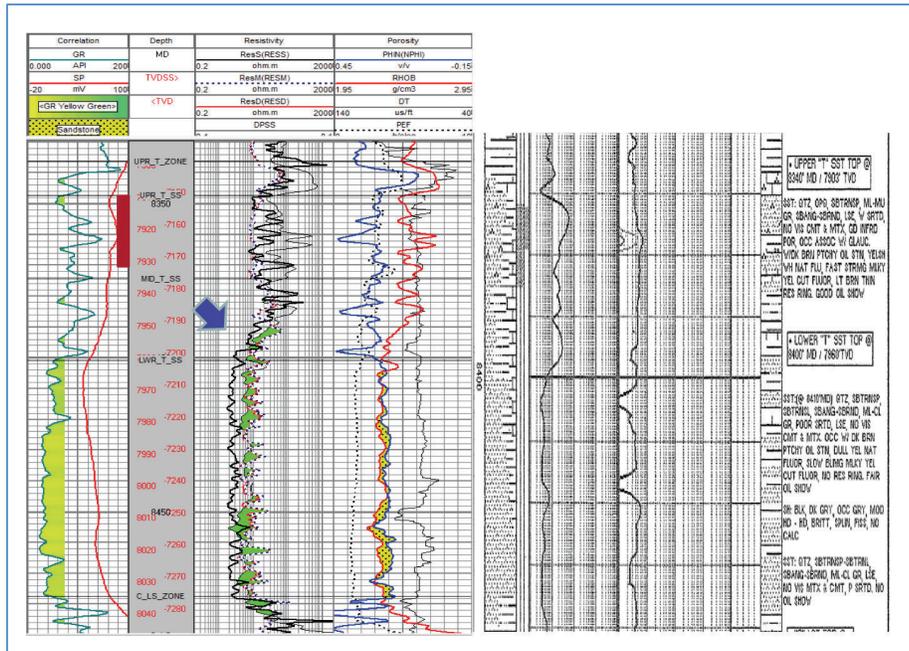
Tabla 3.3. Pruebas de producción pozo M15 TS

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	TBG	CSG	Hz	Amp
2014-jun-09	494	0	494	100,00	0	0	20996	2776	32	218	0	45	26
2014-jun-10	419	144	275	65,63	0,18	29,7	17170	2040	32	220	0	45	26
2014-jun-11	415	210	205	49,30	0,27	29,7	17262	1856	211	240	0	45	24
2014-jun-12	440	252	188	42,70	0,33	29,7	16459	1863	210	240	0	45	24
2014-jun-13	451	376	75	16,70	0,49	29,7	15098	1817	210	225	0	45	24
2014-jun-14	446	375	71	15,90	0,49	29,7	14809	1791	210	230	0	45	24
2014-jun-24	422	339	83	19,60	0,44	29,7	5569	1791	210	240	0	45	24
2014-jun-25	429	344	85	19,90	0,44	29,7	4909	1727	210	240	0	45	24
2014-jun-26	427	338	89	20,90	0,43	29,7	4913	1728	210	240	0	45	24
2014-jul-05	442	353	89	20,20	0,45	29,7	5963	1764	210	232	0	45	24
2014-ago-03	445	360	85	19,00	0,45	29,7	4874	1680	210	205	0	45	24

Elaboración: Darwin Yajamin

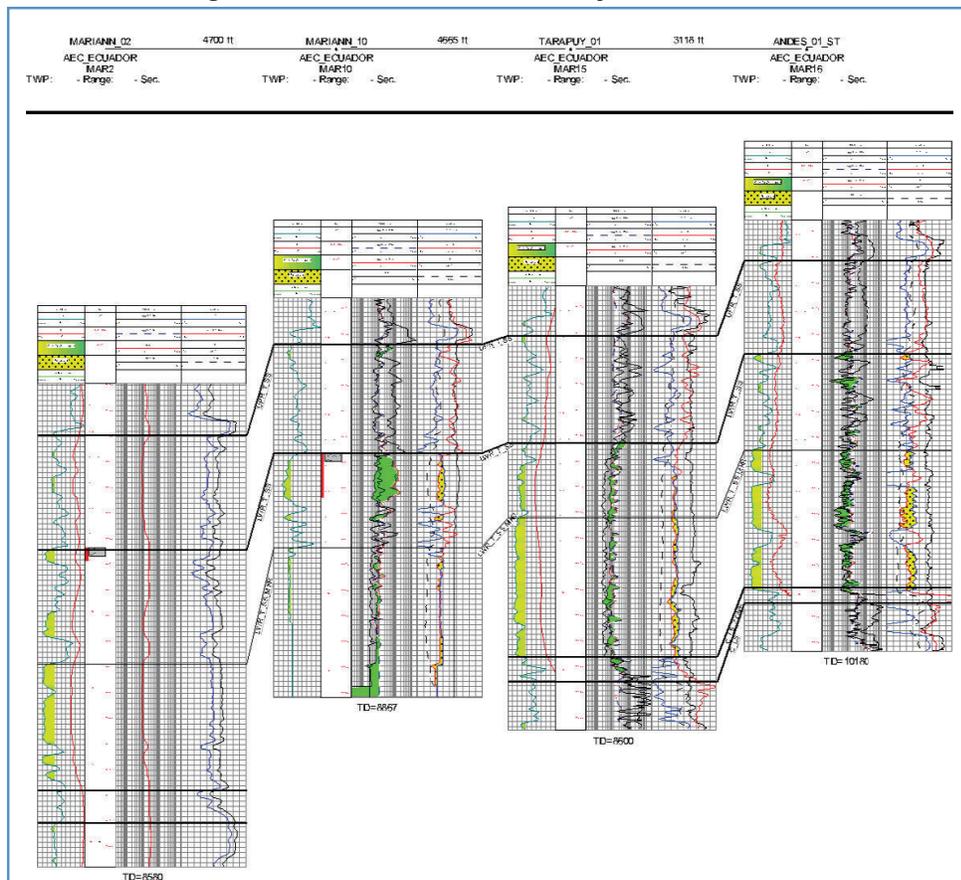
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.6. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M15



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.7. Corte Estructural Mariann para M15



Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2.3 POZO MARIANN 17

La figura 3.8 muestra el registro eléctrico y litológico con el intervalo perforado (9.080-9.114) pies, produciendo con equipo de bombeo hidráulico con una bomba Jet Claw 11k. (Ver Anexo 02).

Su último trabajo de reacondicionamiento en octubre de 2012 fue para abrir el intervalo mencionado anteriormente e instalar el equipo hidráulico.

El pozo Mariann inicia su producción en la arena T Superior con 131 BFPD con un corte de agua de 39 por ciento, 29 °API, salinidad de 13000 ppm equivalente de NaCl, luego de un tiempo de producción se registró que la salinidad disminuía considerablemente hasta llegar a 6400 ppm equivalente de NaCl, además la calidad de petróleo es ahora de 31 °API, todas estas propiedades se suman a la producción de 129 BFPD sin corte de agua. (Ver Tabla 3.4.)

En la arena T Inferior (T Media) a partir del año 2006 inicia su producción con 2.100 BFPD, salinidad de 10.000 propia de esta arena, 29 ° API, con alto corte de agua de 98 %; mediante el equipo de fondo se registra una presión de 1.922 psi.

A inicios de 2012, su producción fue 800 BFPD, 98 % de BSW, 25.2 ° API y una presión de 2.191 psi. Durante esta producción se registró como la salinidad disminuía des 10.300 hasta 5.600 ppm equivalente de NaCl. (Ver Tabla 3.5.)

Tabla 3.4. Pruebas de producción pozo M17 TS

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	TBG	Hz
2012-oct-14	131	81	50	38,50	0,1	28,6	13860	2725	0
2012-oct-21	119	60	59	49,50	0,1	30	13241	2780	0
2012-oct-26	140	128	12	8,30	0,15	30	13241	2780	0
2012-oct-27	151	139	12	8,20	0,2	30,4	14520	2800	0
2012-oct-29	153	142	11	7,50	0,2	30,4	14190	2800	0
2012-dic-07	374	319	55	14,60	0,41	29,5	7838	2383	0
2012-dic-08	392	336	56	14,20	0,44	30,7	8627	2800	0
2012-dic-13	136	121	15	10,80	0,17	30,8	7755	2800	0
2013-ene-14	372	371	1	0,40	0,48	31,1	7838	2850	0
2013-ene-15	371	370	1	0,40	0,48	31,1	7838	2850	0
2013-feb-25	371	370	1	0,40	0,48	31,1	7838	2900	0
2013-mar-21	370	369	1	0,40	0,48	31,1	7838	2950	0
2013-abr-25	350	298	53	15,00	0,39	31,1	7838	3000	0
2013-may-18	114	113	1	1,00	0,15	32,9	7838	3000	0
2013-may-31	223	221	2	0,80	0,28	31,9	7838	2800	0
2013-jun-24	226	224	2	0,80	0,29	31,9	7985	2945	0
2013-jul-23	226	224	2	0,80	0,29	31,9	7838	2945	0
2013-ago-20	223	221	2	0,80	0,28	31,9	7838	2945	0

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.4.

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	TBG	Hz
2013-sep-28	223	221	2	0,80	0,28	31,9	7838	2700	0
2013-oct-08	223	221	2	0,70	0,28	31,42	7838	3100	0
2013-oct-12	221	218	3	1,40	0,28	31,12	8085	3100	0
2013-nov-05	248	247	1	0,40	0,31	31,12	8085	3100	0
2013-nov-06	238	235	3	1,20	0,3	31,12	7313	3050	0
2013-nov-07	220	217	3	1,50	0,28	31,12	6229	3050	0
2013-nov-08	215	209	6	2,60	0,27	31,12	6435	3050	0
2013-dic-18	212	207	5	2,50	0,27	31,1	6435	2920	0
2014-ene-03	198	197	1	0,60	0,26	31,1	6435	2920	0
2014-feb-17	240	240	0	0,20	0,3	31,12	6435	3000	0
2014-mar-22	240	240	0	0,20	0,3	31,12	6435	3000	0
2014-abr-02	176	176	0	0,20	0,2	31,05	6435	3050	0
2014-may-26	176	176	0	0,20	0,2	31,05	6435	3050	0
2014-jun-16	126	126	0	0,16	0,16	31	6435	3050	0
2014-jul-08	129	129	0	0,30	0,16	31	6435	3100	0

Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Tabla 3.5. Pruebas de producción pozo M17 TI (T Media)

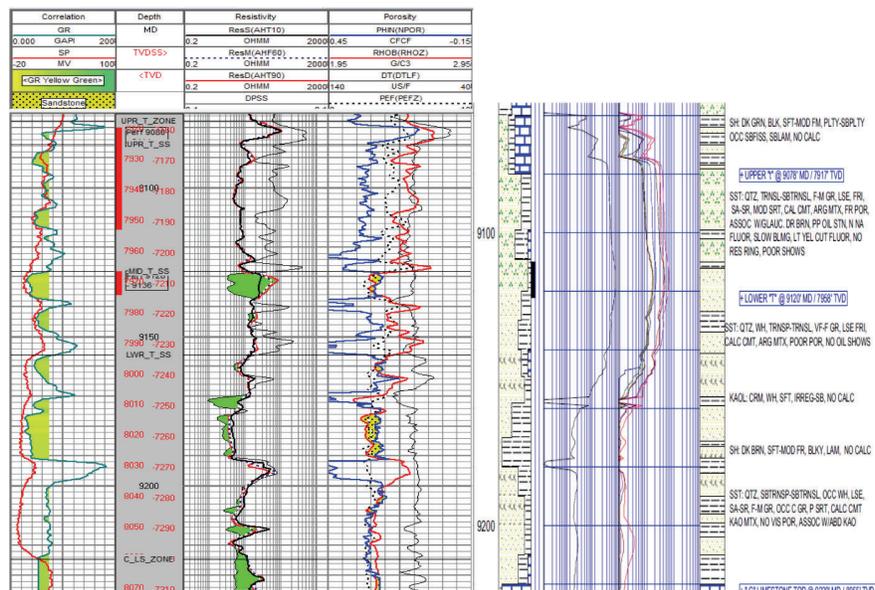
Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	Hz
2006-jul-08	2185	1946	239	10,94	2,41	31,8	10312	1922	207	45
2006-jul-09	2107	1739	368	17,47	2,18	30,5	10065	1933	207	45
2006-jul-11	1952	1463	489	25,05	1,83	31,2	11576	1929	207	45
2006-jul-12	1839	1315	524	28,49	1,62	31,3	10936	1908	207	48
2006-jul-13	1794	1255	539	30,04	1,6	31,1	11138	1941	207	45
2006-jul-16	1760	1215	545	30,97	1,56	31,5	11880	1915	207	45
2006-jul-19	1503	891	612	40,72	1,14	31,2	11756	2054	207	45
2006-jul-20	1537	772	765	49,77	0,99	31,3	11907	2045	207	45
2006-jul-21	1645	816	829	50,40	1,05	31,3	12406	2045	207	45
2006-ago-26	1686	830	856	50,77	1,02	31,2	12845	2043	32	45
2006-sep-11	1581	738	843	53,32	0,92	30,8	11024	2061	32	45
2006-sep-17	1580	785	795	50,32	0,98	31	11799	2059	32	45
2006-sep-24	1584	784	800	50,51	0,96	31,2	11921	2084	32	45
2006-oct-10	1340	563	777	57,99	0,71	31,2	10107	2142	32	45
2006-oct-20	1295	478	817	63,09	0,6	31,2	10615	2143	32	45
2006-nov-07	1217	450	767	63,02	0,55	31,2	11137	2219	32	45
2006-nov-21	1365	399	966	70,77	0,49	31,1	10766	2134	32	47
2006-nov-25	1578	462	1116	70,72	0,57	31,2	10488	2072	32	50
2006-dic-20	1551	357	1194	76,98	0,48	31,3	10510	2030	32	50
2007-ene-10	1751	298	1453	82,98	0,37	30,5	11798	2083	32	50
2007-ene-29	1850	265	1585	85,68	0,33	30,1	11245	2107	32	50
2007-feb-12	1850	277	1573	85,03	0,35	30	10807	2098	32	50
2007-mar-26	1571	204	1367	87,01	0,26	30,1	11165	2091	32	50
2007-abr-15	1502	179	1323	88,08	0,22	30,1	12050	2050	32	53
2007-abr-21	1828	166	1662	90,92	0,21	30,2	11137	2026	32	53
2007-may-28	1690	137	1553	91,89	0,17	30,2	9988	2059	32	53
2007-may-31	1974	155	1819	92,15	0,2	29,8	9901	2019	32	53

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.5

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	H _z
2007-jun-10	2016	164	1852	91,87	0,21	29,9	10165	1996	32	57
2007-jul-12	2017	125	1892	93,80	0,16	29,7	9874	1987	32	57
2007-ago-04	1930	110	1820	94,30	0,14	29,7	10272	2010	32	57
2007-ago-19	2302	139	2163	93,96	0,18	29,7	8745	1958	32	60
2007-sep-22	2227	147	2080	93,40	0,19	29,7	9877	1950	32	60
2007-oct-25	2220	116	2104	94,77	0,15	29,7	9877	1957	32	60
2007-nov-30	2210	86	2124	96,11	0,11	29,4	9433	1982	200	60
2007-dic-16	2162	76	2086	96,48	0,1	29,4	9694	1959	200	60
2008-ene-19	2260	68	2192	96,99	0,09	29,4	9652	1967	200	60
2008-feb-19	2267	85	2182	96,25	0,11	29,4	9460	1966	32	60
2008-feb-24	2232	62	2170	97,22	0,08	28,6	9595	1974	32	60
2008-mar-03	2104	62	2042	97,05	0,08	28,6	9610	1976	32	60
2008-mar-15	2166	65	2101	97,00	0,08	28,6	9570	1953	32	60
2008-abr-10	2180	54	2126	97,52	0,07	28,6	9735	1997	32	60
2008-abr-25	2337	63	2274	97,30	0,08	28,6	9655	1944	32	62
2009-jun-02	2286	123	2163	94,62	0,16	28,6	9364	2010	32	60
2009-jul-04	2198	110	2088	95,00	0,14	28,6	10230	1930	32	60
2009-ago-10	2248	58	2190	97,42	0,07	28,6	9652	1975	199	60
2009-ago-28	2147	54	2093	97,48	0,07	25,2	9900	1982	200	60
2011-sep-29	2144	47	2097	97,81	0,06	25,2	9900	2257	217	45
2011-oct-03	822	13	809	98,42	0,02	25,2	5610	2257	217	45
2011-nov-26	822	13	809	98,42	0,02	25,2	5610	2192	220	48
2011-dic-17	822	13	809	98,40	0,02	25,2	5610	2191	220	48
2012-ene-24	822	13	809	98,40	0,02	25,2	5610	2192	220	48
2012-feb-06	1181	24	1157	98,00	0,03	25,2	6930	2191	200	48

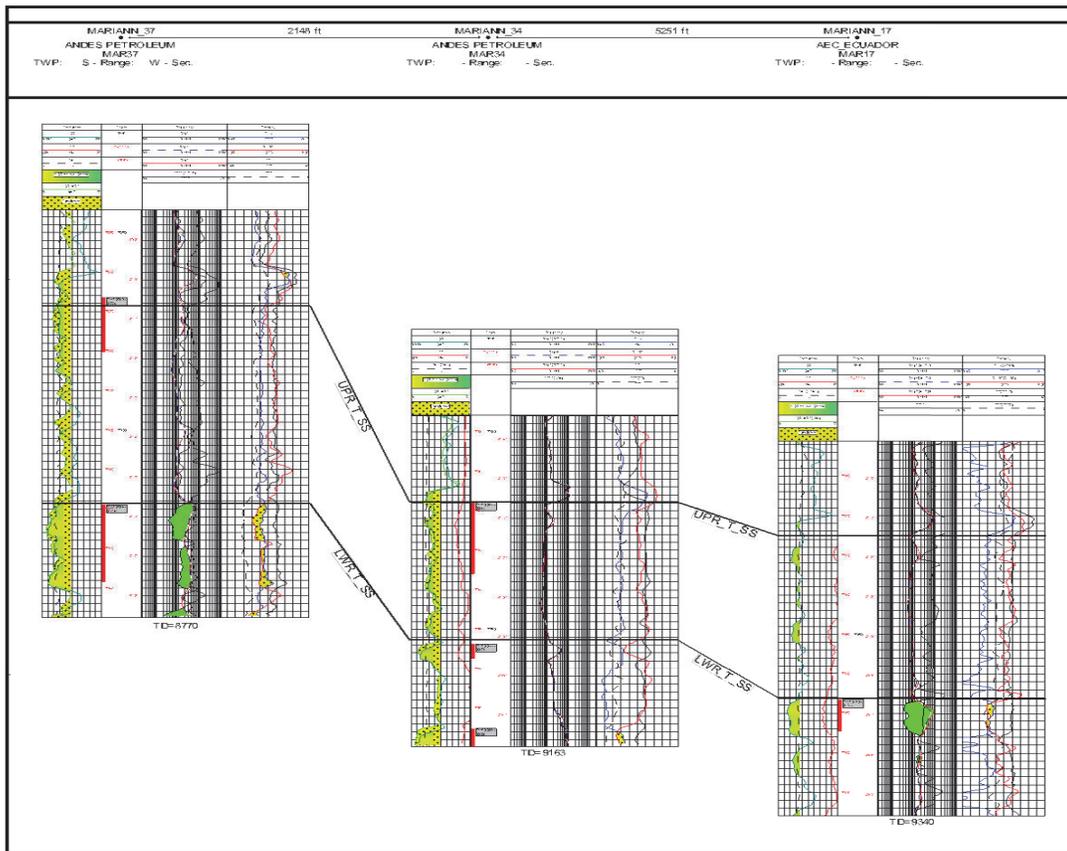
Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.8. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M17



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.9. Corte Estructural para M17



Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2.4 POZO MARIANN 18

La figura 3.10 muestra el registro eléctrico y litológico, con un intervalo disparado de donde estuvo produciendo durante poco tiempo en el año 2011.

Mediante la prueba de producción en junio del año 2011, mediante equipo BES de 1859 BFPD solo agua, 10 ° API, salinidad de 10.000 ppm equivalente de NaCl y una presión registrada por el equipo instalado de 1811psi.

Un mes después la prueba registra lo siguiente: 2528 BFPD, corte de agua sigue siendo alto 97 %, 19 ° API, salinidad de 12.000 ppm de NaCl, y presión de fondo de 2048 psi. (Ver Tabla 3.6.)

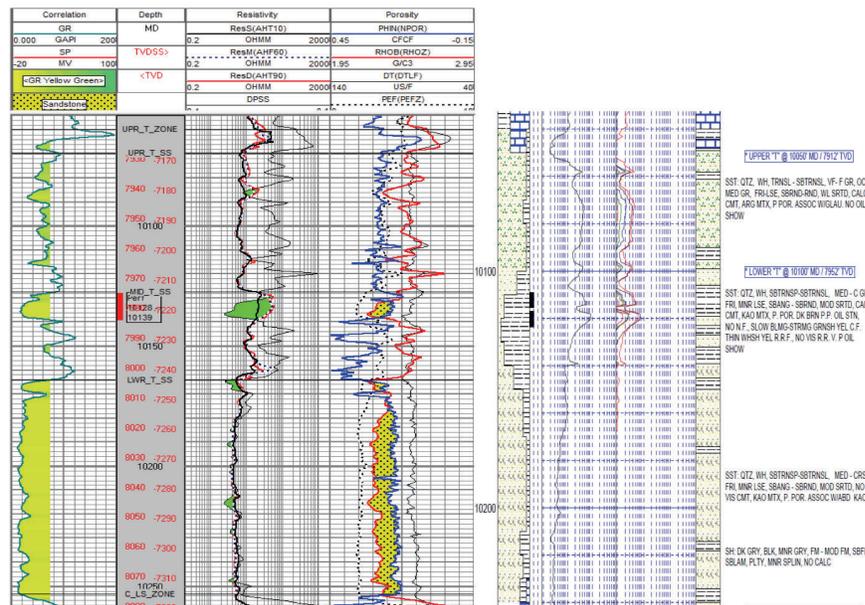
Tabla 3.6. Historial de producción del pozo M18 TI (T Media)

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	TBG	CSG	Hz	Amp
2011-jun-29	1856	0	1856	100,00	0	10	10010	1811	32	65	0	48	22
2011-jun-30	1953	0	1953	100,00	0	10	10010	1811	32	65	0	48	22

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.6													
Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	TBG	CSG	Hz	Amp
2011-jul-01	1858	0	1858	100,00	0	10	12375	1811	32	65	0	50	24
2011-jul-03	1953	0	1953	100,00	0	10	12535	2023	32	74	0	50	25
2011-jul-08	2104	42	2062	98,00	0,05	17,6	12842	2043	32	85	0	50	25
2011-jul-09	2098	44	2054	97,90	0,06	17,6	12664	2043	32	85	0	50	25
2011-jul-11	2152	58	2094	97,30	0,07	17,6	12747	2009	32	85	0	53	27
2011-jul-12	2212	69	2143	96,88	0,09	17,8	12705	2009	32	85	0	53	27
2011-jul-13	2213	64	2149	97,11	0,09	17,9	11715	2009	32	85	0	53	27
2011-jul-15	2365	71	2294	97,00	0,08	17,9	11963	2015	32	90	0	55	27
2011-jul-23	2528	65	2463	97,43	0,08	19	12087	2048	32	65	65	55	27

Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.10. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M18



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

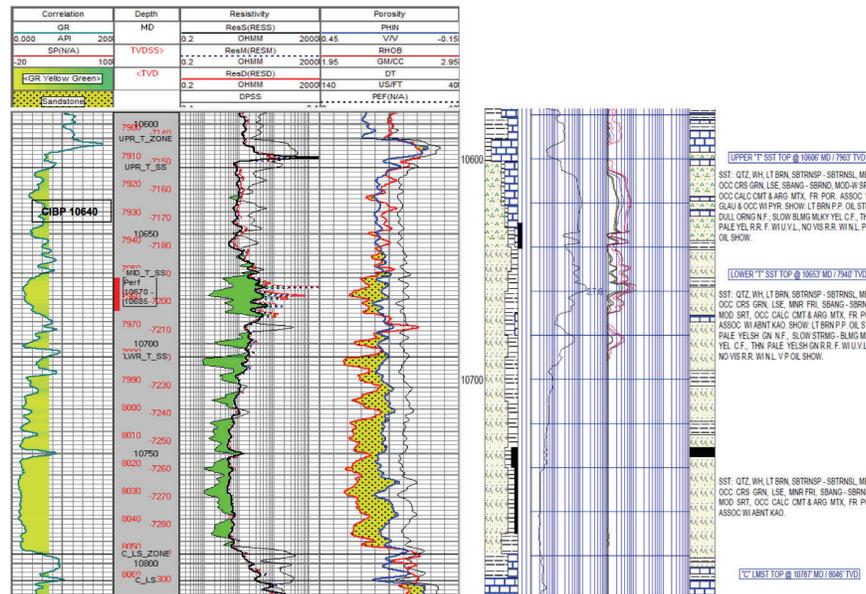
3.1.2.5 POZO MARIANN 21

El pozo M21 se completó en noviembre de 2007 y se disparó los intervalos mostrados en la Anexo 02. Actualmente produce de la Arena “U Inferior”. (Ver Figuras 3.11). La producción de la arena “T Inferior” a finales del año 2007, muestra una producción de la manera siguiente: 2346 BFPD, 7 % de BSW, 31 ° API, salinidad de 14.000 ppm NaCl y presión en el fondo de 1951 psi.

En el año 2011, la producción es de 700 BFPD con 86 % de corte de agua, 30 ° API, salinidad de 5700 ppm de NaCl con una observación que no corresponde a

esta arena sino a la arena "T Media", y una presión de fondo de 1215 psi. (Ver Tabla 3.7.)

Figura 3.11. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M21



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Tabla 3.7. Historial de producción del pozo M21 TI (T Media)

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	H _z
2007-nov-03	2346	1809	537	22,89	2,26	31,4	14058	2177	32	45
2007-nov-04	2218	2053	165	7,44	2,53	31,4	14163	1951	32	45
2007-nov-05	2073	1915	158	7,62	2,39	31,3	13942	1812	32	45
2007-nov-06	2141	2051	90	4,20	2,56	31,5	14035	1710	32	45
2007-nov-07	2061	2019	42	2,04	2,52	31,4	14017	1627	32	45
2007-nov-08	1979	1963	16	0,81	2,45	31,5	14107	1627	32	45
2007-nov-09	1939	1935	4	0,21	2,42	31,6	14107	1527	32	45
2007-nov-18	1894	1845	49	2,59	2,35	31,5	13774	1426	32	45
2007-nov-24	1865	1840	25	1,34	2,35	31,4	13860	1358	32	45
2007-nov-27	1807	1790	17	0,94	2,3	31,4	18853	1271	32	45
2007-nov-28	1786	1773	13	0,73	2,28	31,4	13943	1244	32	45
2007-dic-01	1765	1754	11	0,62	2,19	31,5	13493	1256	32	45
2007-dic-02	1756	1754	2	0,11	2,19	31,5	13493	1216	32	45
2007-dic-03	1757	1755	2	0,11	2,19	31,5	13493	1216	32	45
2007-dic-22	1674	1672	2	0,12	2,16	31,5	13625	1981	32	45
2007-dic-29	1695	1693	2	0,12	2,17	31,6	13625	1357	32	45
2008-ene-03	1687	1685	2	0,12	2,15	31,5	13493	1243	32	45
2008-ene-25	1658	1658	0	0,00	2,14	30,7	13615	1104	32	45
2008-feb-02	1594	1592	2	0,13	2	30,7	13625	1116	32	45
2008-feb-17	1509	1507	2	0,13	1,96	30,8	13493	1083	32	45
2008-feb-26	1483	1482	1	0,07	1,92	30,8	13625	1152	32	45
2008-mar-04	1422	1397	25	1,76	1,8	31,2	6518	1023	32	45

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.7										
Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	Hz
2008-mar-14	1420	1387	33	2,32	1,8	31,2	6765	1004	32	45
2008-mar-30	1417	1356	61	4,30	1,75	31,2	6435	1085	32	45
2008-abr-03	1426	1352	74	5,19	1,75	31,2	6435	1107	32	45
2008-abr-12	1401	1317	84	6,00	1,7	32,1	6518	970	32	45
2008-abr-20	1402	1262	140	9,99	1,64	32,2	6435	974	32	45
2008-abr-23	1402	1234	168	11,98	1,6	32,2	6450	982	32	45
2008-abr-28	1402	1178	224	15,98	1,52	32,2	6510	999	32	45
2008-may-02	1316	1105	211	16,03	1,44	32,1	7838	996	32	45
2008-may-09	1313	1103	210	15,99	1,4	31,5	7343	1103	32	45
2008-may-13	1302	1081	221	16,97	1,37	31,5	7095	1018	32	45
2008-may-31	1304	1080	224	17,18	1,37	31,4	7219	1020	32	45
2008-jun-06	1332	1039	293	22,00	1,35	31,5	7590	1134	32	45
2008-jun-14	1282	1000	282	22,00	1,3	31,8	7671	1013	32	45
2008-jun-27	1248	972	276	22,12	1,25	31,7	7420	1110	32	45
2008-jul-22	1258	978	280	22,26	1,27	31,6	7455	1053	32	45
2008-ago-10	1292	978	314	24,30	1,27	31,3	7455	1021	32	45
2008-sep-12	1300	984	316	24,31	1,28	31,3	7590	1036	32	45
2008-sep-20	1306	966	340	26,03	1,25	31,3	6930	1035	32	45
2008-oct-11	1191	834	357	29,97	1,08	31,4	9075	1086	32	45
2008-nov-23	1072	735	337	31,44	0,93	31,4	8250	1199	32	45
2008-dic-09	1062	641	421	39,64	0,82	31,4	8250	1291	32	45
2008-dic-17	1052	579	473	44,96	0,75	31,4	8250	1315	32	45
2009-ene-03	1094	547	547	50,00	0,71	31,4	8828	1334	209	45
2009-feb-11	1016	437	579	56,99	0,57	31,4	6075	1320	209	45
2009-feb-22	1004	419	585	58,27	0,54	31,3	9487	1325	209	45
2009-feb-27	978	413	565	57,77	0,53	31,2	9735	1323	209	45
2009-mar-13	983	413	570	57,99	0,53	29,2	9412	1300	209	45
2009-mar-19	888	410	478	53,83	0,53	29,3	9412	1272	209	45
2009-abr-09	920	414	506	55,00	0,54	29,5	9512	1361	209	45
2009-may-07	998	439	559	56,01	0,57	30,6	9075	1359	209	45
2009-jun-04	1080	378	702	65,00	0,49	30,3	6930	1124	209	49
2009-jun-27	1034	264	770	74,47	0,34	30,2	7425	1135	209	49
2009-jul-20	1030	263	767	74,47	0,34	30,2	7015	1121	209	49
2009-jul-25	1048	252	796	75,95	0,32	30,2	8622	1046	209	49
2009-ago-17	1056	253	803	76,04	0,33	30,2	8711	1103	209	49
2009-sep-03	926	222	704	76,03	0,28	30,2	8910	1107	209	49
2009-sep-25	932	224	708	75,97	0,29	30,2	8865	1120	209	49
2009-oct-20	930	228	702	75,48	0,38	30,2	8910	1130	209	49
2009-oct-25	950	228	722	76,00	0,38	30,3	8746	1079	209	49
2009-nov-05	895	255	640	71,51	0,33	30,5	8168	1092	209	49
2009-nov-22	971	277	694	71,47	0,36	30,5	8250	1128	209	49
2009-dic-17	980	276	704	71,84	0,36	30,4	8457	1206	209	49
2010-ene-05	949	256	693	73,02	0,33	30	8580	1163	209	49
2010-feb-06	968	223	745	76,96	0,29	30	9704	1145	209	49
2010-mar-01	972	224	748	76,95	0,29	30	9812	1144	209	49
2010-abr-29	970	223	747	77,01	0,29	30	9515	1191	209	49
2010-may-08	972	224	748	76,95	0,29	30	9680	1192	209	49
2010-jun-26	968	218	750	77,48	0,28	30	9709	1178	209	49
2010-jul-04	1020	156	864	84,71	0,2	30	6559	1179	209	49

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.7										
Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	Hz
2010-jul-10	1016	168	848	83,46	0,21	30	7260	1127	209	49
2010-ago-01	1004	166	838	83,47	0,21	30,2	7425	1174	209	49
2010-ago-25	1020	168	852	83,53	0,21	30,2	7133	1237	209	49
2010-sep-16	1004	166	838	83,47	0,21	30,2	7505	1265	209	49
2010-oct-03	826	122	704	85,23	0,16	30,2	7507	1369	209	49
2010-oct-10	728	46	682	93,68	0,06	30,1	7343	1412	209	49
2010-nov-05	1447	104	1343	92,81	0,13	30,1	10203	2280	32	45
2010-nov-06	1397	69	1328	95,06	0,09	30	5528	2280	32	45
2010-nov-08	1273	54	1219	95,76	0,07	30	5940	1596	32	45
2010-nov-16	1151	130	1021	88,71	0,17	29,1	6229	1303	32	45
2010-dic-11	1150	129	1021	88,78	0,16	29,1	6350	1206	32	45
2011-ene-13	1156	129	1027	88,84	0,16	29,1	6130	1220	32	45
2011-ene-18	1018	113	905	88,90	0,14	30	6188	1281	32	45
2011-feb-14	919	102	817	88,90	0,13	29,1	6022	1218	32	45
2011-mar-06	922	101	821	89,05	0,13	29	6325	1223	32	45
2011-abr-17	803	114	689	85,80	0,14	29,1	5775	1239	32	45
2011-may-03	703	100	603	85,78	0,13	30,2	5569	1240	32	45
2011-may-30	748	98	650	86,90	0,12	30,2	5711	1255	200	45
2011-jun-23	780	99	681	87,31	0,12	29,8	5775	1215	200	45

Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2.6 POZO MARIANN 23

En la figura 3.12, se muestra el registro eléctrico y litológico del pozo M23. Los intervalos perforados son: (10748-10766) pies y (10782-10792) pies.

A mediados del año 2013, la arena "T Inferior" tuvo una producción de 568 BFPD, 32 por ciento de BSW, 31 °API, y salinidad de 16.000 ppm equivalente de NaCl. Es un pozo que produce mediante bombeo hidráulico con 328 BFPD, 48 por ciento de corte de agua, 31 °API y una salinidad de 10.000 ppm equivalente de NaCl. (Ver Tabla 3.8.)

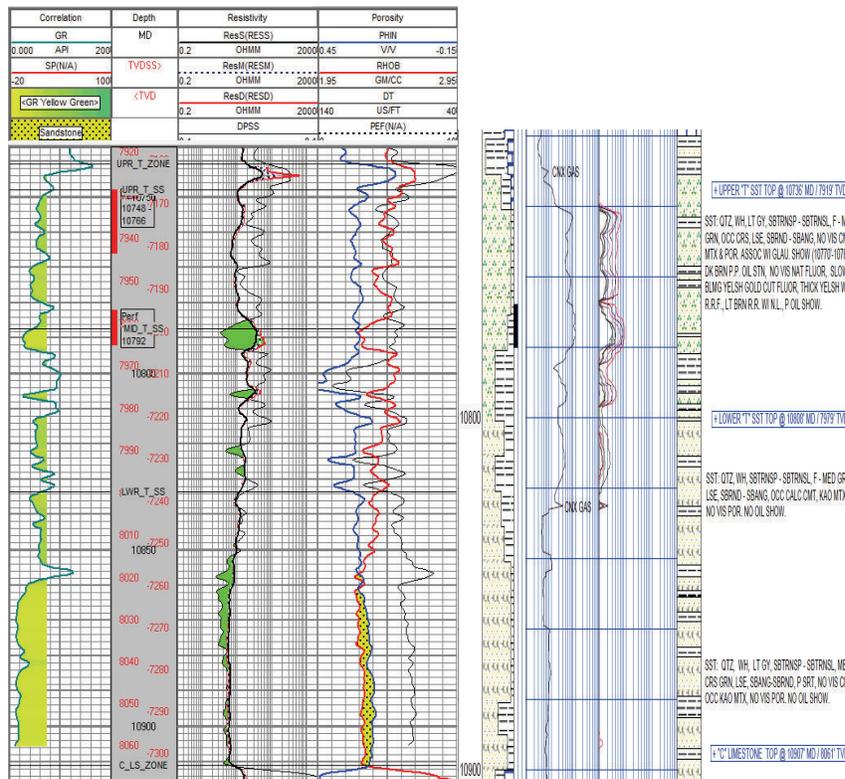
Tabla 3.8. Pruebas de producción pozo M23 TI

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT
2013-jun-08	678	0	678	100,00	0	0	16665	0	0
2013-jun-09	568	387	181	31,80	0,5	30,8	15964	0	0
2013-jun-10	513	469	44	8,60	0,61	30,8	15471	0	0
2013-jun-11	525	482	43	8,10	0,65	30,8	15551	0	0
2013-jun-16	778	746	32	4,10	0,71	30,9	15550	0	32
2013-jun-17	793	754	39	4,90	0,96	30,9	16276	0	32
2013-jul-02	655	642	13	2,00	0,83	30,9	17243	0	32
2013-jul-03	645	632	13	2,00	0,83	31,1	17325	0	32
2013-jul-14	491	372	119	24,20	0,49	30,9	17243	0	32
2013-jul-15	491	372	119	24,20	0,48	30,9	17243	0	32
2013-jul-16	741	545	196	26,50	0,7	30,8	13906	0	32
2013-jul-17	651	512	139	21,30	0,65	31,1	12871	0	32

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.8									
Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT
2013-jul-18	616	495	121	19,70	0,62	30,8	12375	0	32
2013-jul-28	422	346	76	18,00	0,45	30,8	12375	0	32
2013-ago-13	507	506	1	0,20	0,65	30,25	12375	0	32
2013-ago-23	258	196	62	24,00	0,25	30,25	12375	0	32
2013-sep-06	290	200	90	31,20	0,25	30,9	12375	0	32
2013-oct-25	285	198	87	30,50	0,26	30,9	12375	0	32
2013-oct-31	364	199	165	45,30	0,4	30,9	12375	0	32
2013-nov-27	364	199	165	45,30	0,4	30,9	12375	0	32
2013-dic-09	365	200	165	45,30	0,4	30,64	11262	0	32
2014-ene-04	350	200	151	43,00	0,26	30,6	11963	0	32
2014-feb-03	354	195	159	45,00	0,25	30,6	11963	0	32
2014-mar-20	349	194	155	44,50	0,25	30,6	10725	0	32
2014-abr-15	363	198	165	45,50	0,25	30,6	10725	0	32
2014-may-24	339	195	144	42,50	0,25	30,6	10725	0	32
2014-jun-15	249	159	90	36,00	0,2	30,6	10192	0	32
2014-jul-09	314	174	140	44,70	0,22	30,6	10142	0	32
2014-jul-11	328	169	159	48,60	0,22	30,6	9323	0	32

Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.12. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M23



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

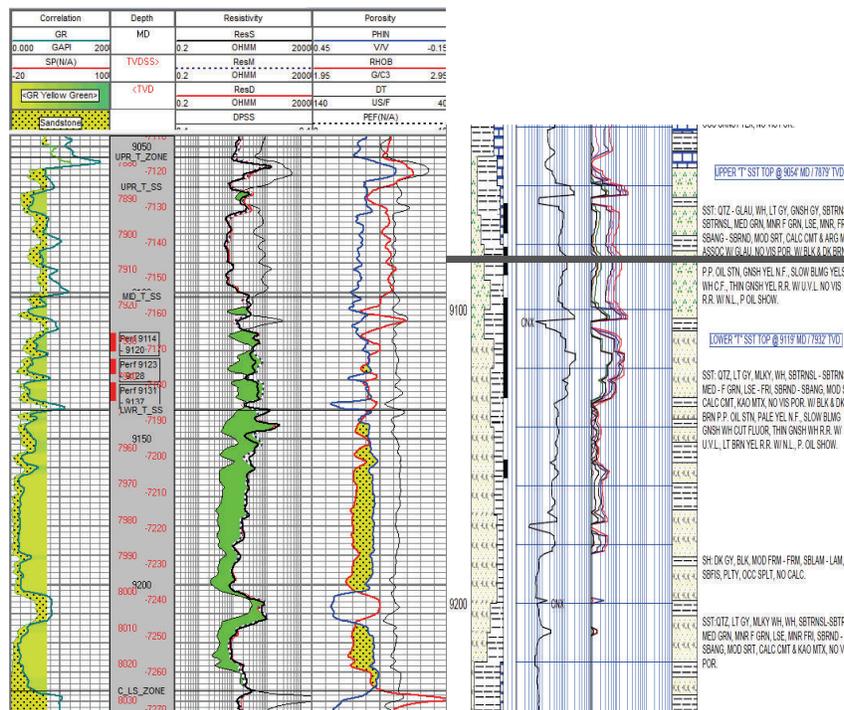
3.1.2.7 POZO MARIANN 24

El pozo M24 fue completado en julio de 2008, se disparó 3 intervalos de la misma zona, la misma que apporto a la producción del Campo Mariann durante un año después de su completación.

En el año 2008 se inicia la producción de “T Inferior” en este pozo, registrando una producción de 2152 BFPD con 66 por ciento de corte de agua, 31 °API, salinidad de 4125 ppm equivalente de NaCl, y una presión de fondo de 1962 psi.

Un año después se registra una producción de 1896 BFPD, 88 por ciento de corte de agua. 30 °API salinidad de 5.033 ppm equivalente de NaCl y por último una presión de fondo de 1.620 psi. (Ver Tabla 3.9.)

Figura 3.13. Registro Eléctrico del Pozo M24



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Tabla 3.9. Pruebas de producción pozo M24 TI

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	H _z
2008-jul-04	2152	741	1411	65,57	0,96	31,5	4125	1962	0	45
2008-jul-05	1906	1519	387	20,30	1,98	31,5	4242	1838	0	45
2008-jul-06	1848	1599	249	13,47	2,08	31,5	5643	1780	0	45
2008-jul-07	1663	1093	570	34,28	1,41	31,3	5544	1774	0	45
2008-jul-09	1632	1071	561	34,38	1,38	31,4	5610	1766	0	45

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.9										
Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	Hz
2008-jul-16	1530	990	540	35,29	1,28	31,4	5775	1657	196	45
2008-jul-23	1584	938	646	40,78	1,17	31,3	5445	1944	196	45
2008-jul-24	1476	892	584	39,57	1,16	31,3	5572	1626	196	45
2008-jul-31	1481	843	638	43,08	1,1	31,4	5609	1628	196	45
2008-ago-01	1448	796	652	45,03	1,02	31,4	5714	1644	196	45
2008-ago-02	1452	755	697	48,00	1,02	31,4	5578	1658	196	45
2008-sep-01	1502	600	902	60,05	0,78	31,4	5615	1638	200	45
2008-sep-06	1510	568	942	62,38	0,74	31	5579	1635	200	45
2008-sep-27	1490	417	1073	72,01	0,54	31	5610	1644	200	45
2008-oct-28	1536	452	1084	70,57	0,58	31	5684	1648	200	45
2008-nov-14	1536	384	1152	75,00	0,5	31	5684	1646	200	45
2008-nov-22	1484	322	1162	78,30	0,42	31	5610	1633	200	45
2008-dic-11	1471	310	1161	78,93	0,4	31	5610	1639	200	45
2009-ene-24	1465	309	1156	78,91	0,4	31	5760	1643	200	45
2009-feb-07	1490	311	1179	79,13	0,4	31	5645	1657	200	45
2009-mar-06	1502	308	1194	79,49	0,4	31	5710	1708	200	45
2009-mar-17	1608	306	1302	80,97	0,39	31	6027	1710	200	45
2009-abr-05	1632	302	1330	81,50	0,39	31	7012	1720	200	45
2009-abr-27	1620	292	1328	81,98	0,38	31	7025	1724	200	45
2009-may-15	1630	228	1402	86,01	0,29	31	8002	1736	200	45
2009-may-17	1614	221	1393	86,31	0,28	29,2	7232	1737	200	45
2009-jun-01	1815	249	1566	86,28	0,32	29,2	7425	1608	200	48
2009-jun-13	1834	242	1592	86,80	0,31	29,2	6188	1603	200	48
2009-jul-03	1828	234	1594	87,20	0,3	30,3	6231	1621	200	48
2009-jul-30	1844	219	1625	88,12	0,28	30,3	5115	1639	200	48
2009-ago-20	1845	220	1625	88,08	0,28	30,3	5099	1624	200	48
2009-ago-27	1896	226	1670	88,08	0,29	30,3	5033	1675	200	48
2009-sep-04	1896	226	1670	88,08	0,29	30,3	5033	1620	200	48

Elaboración: Darwin Yajamin

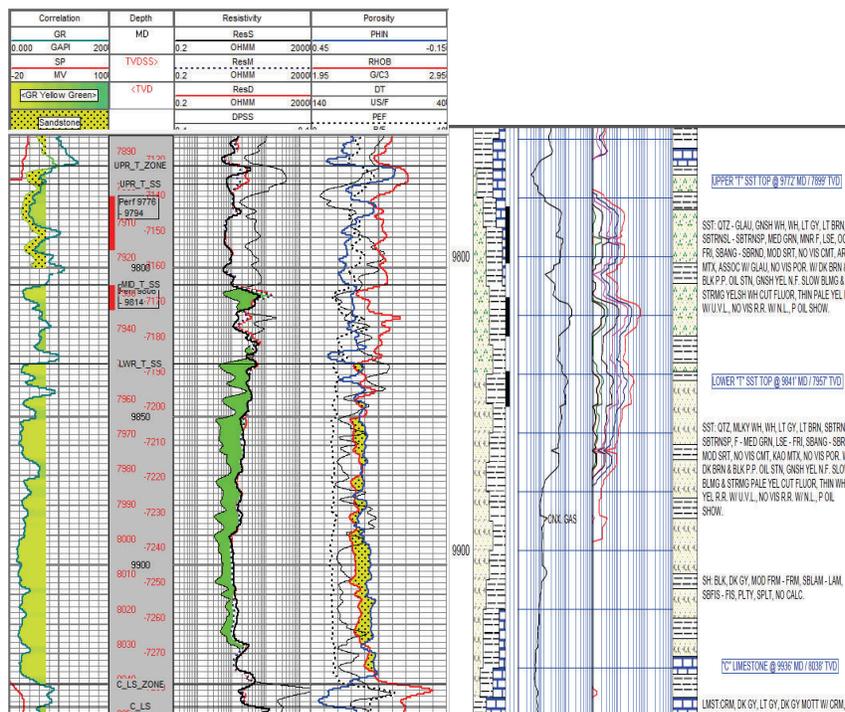
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2.8 POZO MARIANN 25

El pozo M25 fue completado en junio de 2008, con el reacondicionamiento # 3 se dispara el primer intervalo en la arenisca Napo T Superior, luego otro trabajo para abrir el siguiente intervalo mostrado en la figura. (Ver Anexo 02.)

En este pozo la arenisca Napo T Superior inicia su producción con 470 BFPD con 22 por ciento de corte de agua, 32 °API, Salinidad de 16.500 ppm equivalente de NaCl. Para inicios de 2014 ya sólo produjo agua.

Figura 3.14. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M25



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Tabla 3.10. Pruebas de producción pozo M25 TS

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHT	TBG	Hz
2013-mar-31	470	368	102	21,70	0,48	21,7	16500	32	1975	0
2013-abr-01	455	351	104	22,86	0,45	29	15675	32	1976	0
2013-abr-02	447	376	71	15,88	0,49	30,4	15095	32	2123	0
2013-abr-23	641	334	307	47,89	0,43	29,3	15923	32	2850	0
2013-abr-24	412	394	18	4,37	0,24	29,3	15428	32	2900	0
2013-may-09	227	210	17	7,30	0,27	29,3	15098	32	3000	0
2013-jun-28	316	167	149	47,30	0,22	29,3	10849	32	2850	0
2013-jun-29	322	163	159	49,50	0,21	29,3	10725	32	2850	0
2013-jul-05	350	233	117	33,40	0,31	29,3	11045	32	2850	0
2013-jul-07	351	227	124	35,20	0,31	29,3	11220	32	2850	0
2013-jul-11	348	95	253	72,80	0,14	29,3	10424	32	2927	0
2013-jul-16	163	110	53	32,50	0,14	30,07	9694	32	2940	0
2013-jul-17	149	139	10	6,70	0,15	30,1	9653	32	3000	0
2013-jul-19	156	153	3	2,00	0,15	30,1	9859	32	3000	0
2013-jul-21	288	0	288	100,00	0	0	8518	32	3100	0
2013-jul-22	303	0	303	100,00	0	0	9378	32	3100	0
2013-jul-24	294	0	294	100,00	0	0	9508	32	3100	0
2013-jul-29	264	119	145	54,90	0,15	29,1	9185	32	3000	0
2013-ago-20	266	120	146	54,90	0,15	29,1	9185	32	3000	0
2013-ago-26	125	114	11	8,70	0,15	29,1	9818	32	2900	0
2013-sep-21	121	109	12	10,30	0,14	29,1	9735	32	2950	0
2013-oct-20	106	96	10	9,80	0,12	29,1	9818	32	2950	0
2013-nov-12	80	80	0	0,60	0,1	29,3	9818	32	3000	0
2013-nov-15	73	72	1	1,40	0,09	29,3	9818	32	3000	0

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.10.										
Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHT	TBG	Hz
2013-nov-21	57	57	0	0,40	0,07	29,6	9818	32	3000	0
2013-nov-25	92	91	1	1,10	0,12	29,6	9818	32	3000	0
2013-dic-01	79	77	2	2,60	0,1	29,62	9777	32	3000	0
2013-dic-02	81	79	2	2,70	0,1	29,62	9799	32	3000	0
2013-dic-03	71	69	2	3,30	0,09	29,62	9781	32	3000	0
2014-ene-03	21	21	0	0,80	0,02	29,6	9735	32	2900	0
2014-ene-19	31	31	0	0,80	0,04	29,6	9653	32	2974	0
2014-feb-21	51	51	0	0,80	0,06	29,6	9653	32	2974	0
2014-mar-06	52	52	0	0,80	0,06	29,6	9653	32	2974	0

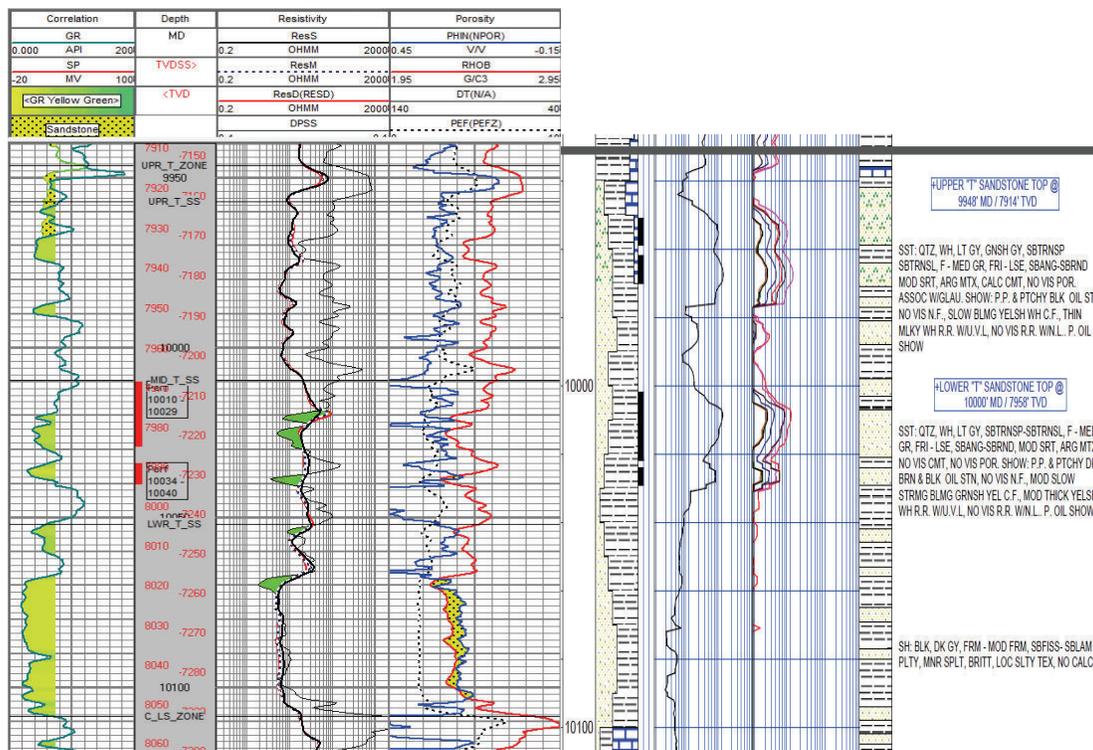
Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2.9 POZO MARIANN 27

El pozo M27 fue completado en julio de 2009 para producir de la arenisca T Media en los intervalos señalados en la figura 3.15. Dos años más tarde deja de aportar crudo y se aísla la zona de la que producía.

Figura 3.15. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M27



Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

En el año 2009 arranca la producción con 1146 BFPD con 87 por ciento de corte de agua, 30° API, salinidad de 8.311 ppm equivalente de NaCl y una presión de fondo de 2.059 psi.

Para el año 2011, se registra una producción de 823 BFPD con 95 por ciento de corte de agua, 27 ° API, salinidad de 6605 ppm de NaCl y una presión de 758 psi. (Ver Tabla 3.11.)

Tabla 3.11. Pruebas de producción pozo M27 TI

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	P. de Fondo	H _z
2009-jul-18	1146	150	996	86,91	0,19	30,5	8311	2059	45
2009-jul-20	1114	110	1004	90,13	0,14	30,4	7586	2059	45
2009-jul-24	1247	103	1144	91,74	0,13	30,4	8030	1820	51
2009-jul-29	1327	128	1199	90,35	0,16	30,4	7783	1556	54
2009-ago-01	1382	138	1244	90,01	0,18	30,4	7920	1424	57
2009-ago-15	1299	132	1167	89,84	0,17	30	8209	1388	57
2009-ago-16	1288	129	1159	89,98	0,16	30,2	8387	1386	57
2009-sep-02	1246	125	1121	89,97	0,16	30,1	8745	1361	57
2009-sep-22	1339	126	1213	90,59	0,16	30,1	7714	1302	60
2009-oct-08	1292	116	1176	91,02	0,15	30	7810	1335	60
2009-oct-18	1306	111	1195	91,50	0,14	30	7810	1278	60
2009-nov-18	1330	116	1214	91,28	0,15	29	4210	1212	60
2009-dic-15	1324	109	1215	91,77	0,14	29	7425	1171	60
2009-dic-18	1324	106	1218	91,99	0,14	29	7425	1163	60
2010-ene-06	1317	100	1217	92,41	0,13	29	7260	1116	60
2010-ene-29	1327	100	1227	92,46	0,13	29	7155	1089	60
2010-feb-19	1316	100	1216	92,40	0,13	29	7330	1053	60
2010-mar-24	1308	95	1213	92,74	0,12	29	7126	1016	60
2010-abr-29	1316	92	1224	93,01	0,12	29	7380	967	60
2010-may-10	1316	96	1220	92,71	0,12	29	7545	951	60
2010-jun-01	1316	97	1219	92,63	0,12	29	7335	948	60
2010-jun-09	1424	61	1363	95,72	0,08	29	7426	948	60
2010-jun-28	1424	56	1368	96,07	0,07	29	7426	894	60
2010-jul-24	1430	56	1374	96,08	0,07	29	7924	884	60
2010-ago-23	1352	55	1297	95,93	0,07	29	7508	857	60
2010-sep-14	1360	57	1303	95,81	0,07	29	7402	965	60
2010-oct-06	1195	31	1164	97,41	0,04	29	7425	826	60
2010-oct-24	1356	62	1294	95,43	0,08	29	6889	813	60
2010-nov-06	1356	54	1302	96,02	0,07	28	7050	800	60
2010-dic-05	1356	47	1309	96,53	0,06	27,5	6910	804	60
2011-ene-10	1366	48	1318	96,49	0,06	27,4	6988	1346	60
2011-feb-08	1241	40	1201	96,78	0,05	27,3	6792	721	60
2011-mar-15	1215	39	1176	96,79	0,05	27,4	6390	701	60
2011-abr-01	1074	56	1018	94,79	0,07	27,4	6765	762	60
2011-abr-18	989	57	932	94,24	0,07	27,4	6765	758	60
2011-may-07	1055	61	994	94,22	0,08	27,4	6724	754	60
2011-jun-01	1042	60	982	94,24	0,08	27,4	6915	730	60

CONTINUACIÓN DE TABLA 3.11									
Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	P. de Fondo	Hz
2011-jun-23	802	46	756	94,26	0,06	27,4	6518	768	58
2011-jul-02	823	40	783	95,14	0,05	27,4	6605	758	58

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2.10 POZO MARIANN 28

El pozo M28 fue completado en junio de 2009, para el año 2013 con el tercer reacondicionamiento se abre el intervalo en T Superior (8495 – 8507) pies. (Ver Figura 3.16.)

A inicios del 2013, el intervalo que produjo de “T Superior”, registró lo siguiente: 170 BFPD con 33 por ciento en su corte de agua, 31 °API, salinidad de 15.147 ppm equivalente de NaCl.

Actualmente presenta una producción de 141 BFPD con 30 por ciento de corte de agua, 31 °API, salinidad de 12.452 de ppm equivalente de NaCl.

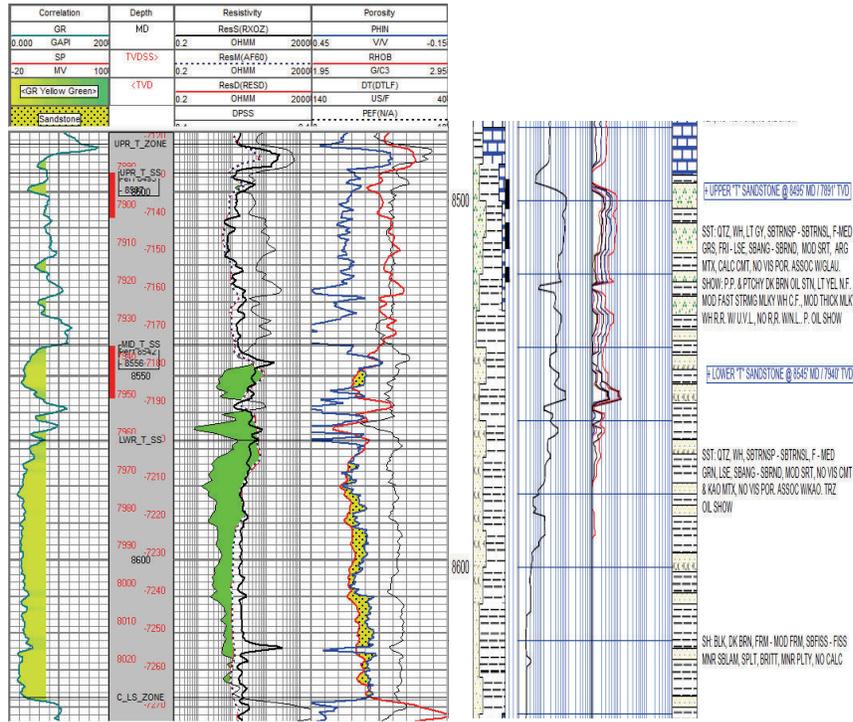
Tabla 3.12. Pruebas de producción pozo M28 TS

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	TBG
2013-abr-21	98	48	50	51,02	0,21	31,2	0	0	32	1600
2013-abr-23	176	117	59	33,52	0,15	31,2	0	0	32	2765
2013-abr-24	182	120	62	34,07	0,12	31,2	15147	0	32	2800
2013-abr-25	219	151	68	31,05	0,15	31,2	15428	0	32	2955
2013-may-06	164	155	9	5,30	0,2	31,2	14072	0	32	2800
2013-may-19	142	139	3	1,90	0,21	31,2	14072	0	32	2950
2013-jun-24	142	140	2	1,70	0,18	31,2	14072	0	32	2800
2013-jul-23	142	99	43	30,00	0,18	31,2	12452	0	32	2800
2013-ago-29	142	99	43	30,00	0,18	31,2	12452	0	32	2800
2013-sep-27	140	99	41	29,50	0,13	31,2	12452	0	32	2800
2013-oct-21	174	97	77	44,00	0,13	31,2	12375	0	32	2800
2013-nov-03	240	99	141	58,70	0,3	31,2	12375	0	32	2800
2013-dic-17	198	99	99	50,00	0,3	31,2	12685	0	32	2900
2014-ene-10	154	99	55	35,80	0,13	31,14	12210	0	32	3050
2014-feb-24	154	99	55	35,80	0,13	31,14	12210	0	32	3050
2014-mar-27	154	99	55	35,80	0,13	31,14	12210	0	32	3050
2014-abr-03	182	100	82	45,10	0,13	31,14	12623	0	32	3050
2014-may-31	182	100	82	45,10	0,13	31,14	12623	0	32	3050
2014-jun-15	187	99	88	47,20	0,13	31,1	12623	0	32	3050
2014-jul-08	141	99	42	30,00	0,13	31,15	12452	0	32	3100

Elaboración: Darwin Yajamin

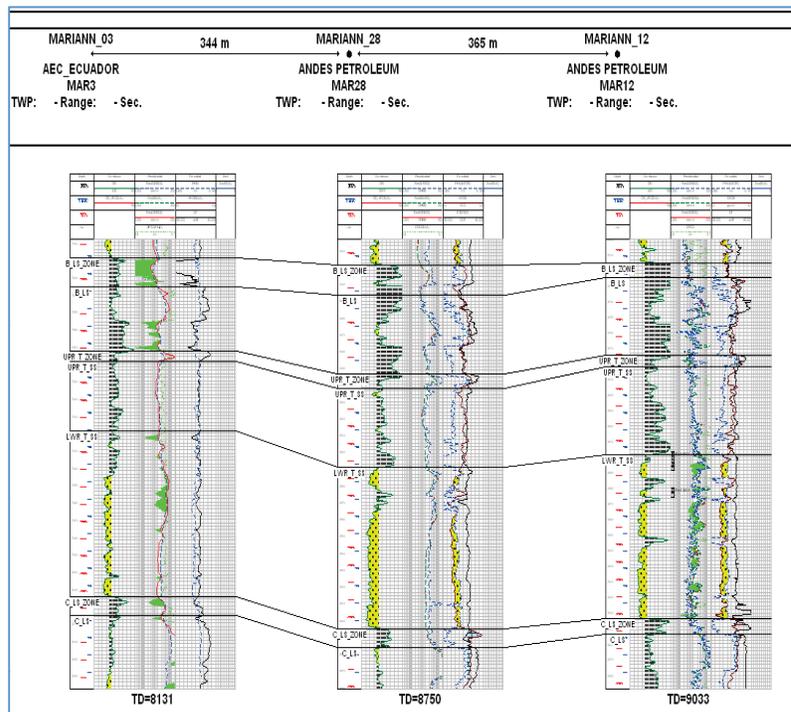
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.16. Registro Eléctrico y litológico del pozo M28



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.17. Corte Estructural para M 28



Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2.11 POZO MARIANN 32

En mayo de 2013 se realiza un trabajo de reacondicionamiento y se dispara el intervalo (8128- 8140) pies .Ver anexo 02.

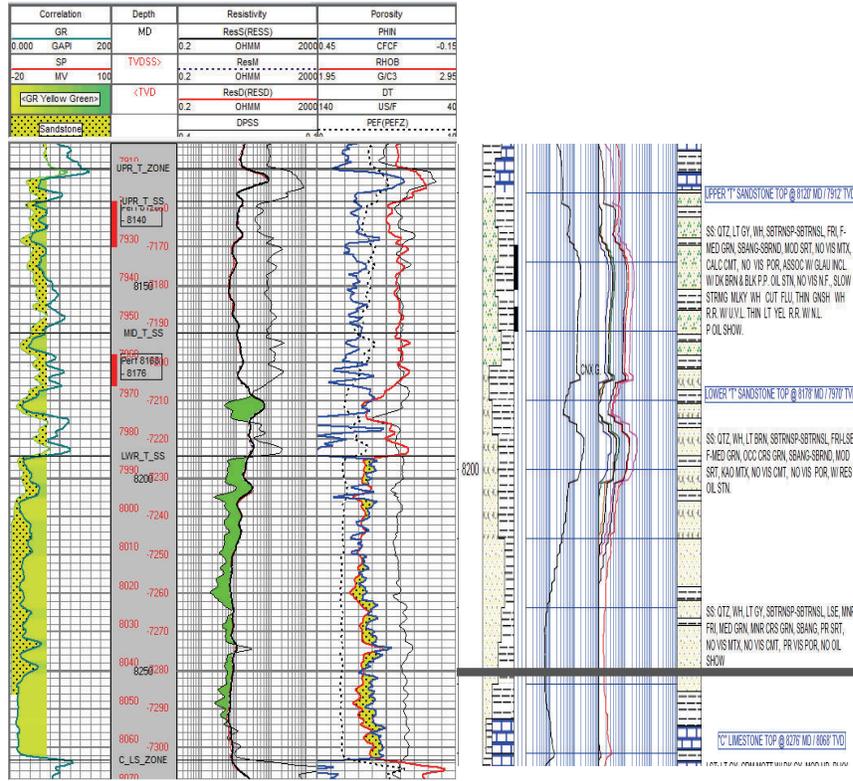
Al iniciar la producción en mayo de 2013, el intervalo disparado de T Superior aportó con una producción de 153 BFPD, 14 por ciento en corte de agua, 30 °API, con una salinidad de 22275 ppm equivalente de NaCl. Actualmente se tiene una producción de 120 BFPD con 17 por ciento de corte de agua, 30 °API, y una salinidad de 25080 ppm de NaCl. (Ver Tabla 3.13.)

Tabla 3.13. Pruebas de producción pozo M32 TS

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT
2013-may-19	153	132	21	13,73	0,17	0	21533	0	32
2013-may-20	153	132	21	13,73	0,17	0	21533	0	32
2013-may-25	196	169	27	13,78	0,22	29,6	22275	0	32
2013-may-29	189	166	23	12,00	0,21	29,6	23100	0	32
2013-may-30	182	178	4	2,20	0,23	31,1	22770	0	32
2013-may-31	175	165	11	6,00	0,21	31,1	20295	0	32
2013-jun-02	177	161	16	8,90	0,21	31,1	22358	0	32
2013-jun-03	174	165	9	5,40	0,21	31,1	22069	0	32
2013-jun-04	169	159	10	5,70	0,2	31,1	22296	0	32
2013-jun-05	152	141	11	7,00	0,21	31,1	21807	0	32
2013-jun-12	208	191	17	8,30	0,23	31,2	22390	0	32
2013-jun-13	204	198	6	2,80	0,25	31,2	22034	0	32
2013-jun-20	144	139	5	3,50	0,18	30,6	18729	0	32
2013-jun-21	132	110	22	16,50	0,14	30,6	20254	0	32
2013-jun-23	150	121	29	19,30	0,16	30,6	19800	0	32
2013-jun-26	164	146	18	11,00	0,19	30,6	16335	0	32
2013-jun-27	170	156	14	8,00	0,2	30,6	16335	0	32
2013-jul-23	169	155	14	8,50	0,2	30,6	16258	0	32
2013-ago-27	169	120	49	29,00	0,15	30,6	16258	0	32
2013-sep-11	169	120	49	29,00	0,15	30,6	16258	0	32
2013-sep-29	121	117	4	3,40	0,15	30,6	16335	0	32
2013-oct-27	121	117	4	3,40	0,15	30,6	16335	0	32
2013-nov-17	121	117	4	3,40	0,15	30,6	16335	0	32
2013-nov-24	121	117	4	3,40	0,15	30,6	16335	0	32
2013-dic-22	120	116	4	3,40	0,15	30,6	16354	0	32
2014-ene-23	111	102	9	8,10	0,13	30,6	16335	0	32
2014-feb-23	111	102	9	8,10	0,13	30,6	16335	0	32
2014-mar-25	111	102	9	8,10	0,13	30,6	16335	0	32
2014-abr-02	123	100	23	18,70	0,13	30,15	27307	0	32
2014-may-22	123	100	23	18,70	0,13	30,15	27307	0	32
2014-jun-03	120	99	21	17,50	0,13	30,15	25080	0	32
2014-jul-25	120	99	21	17,50	0,13	30,15	25080	0	32

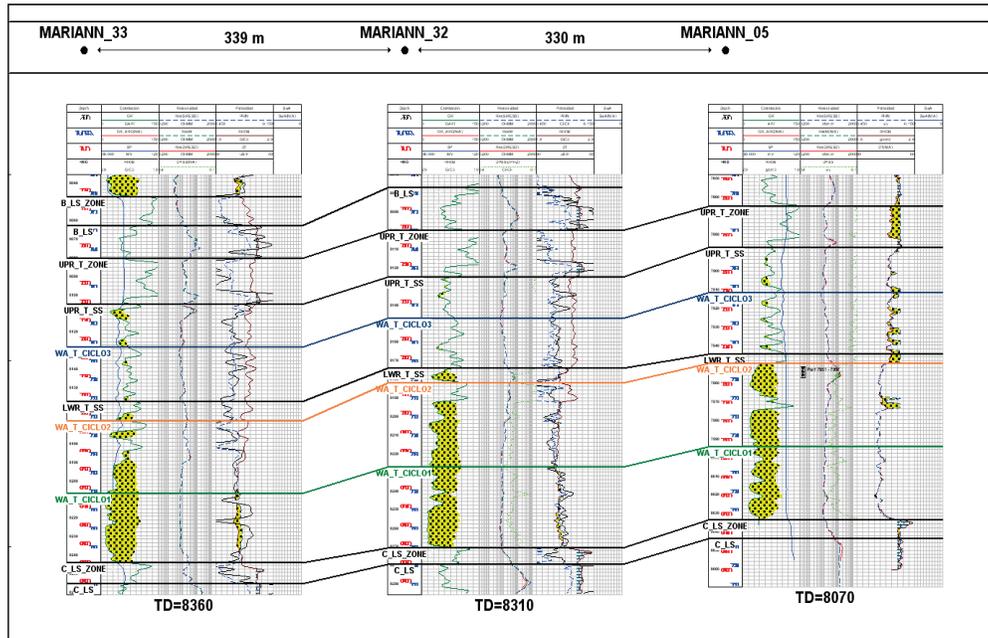
Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.18. Registro Eléctrico y litológico del pozo M32



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.19. Corte Estructural para M32



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2.12 POZO MARIANN 34

En la figura 3.20 se muestra el registro eléctrico y litológico. El pozo M34 fue completado y disparado en marzo de 2011, para producir desde T Inferior más tarde con un trabajo de reacondicionamiento se decide disparar el intervalo de 13 pies en la zona de T Superior. Su aportación de crudo por parte de esta zona fue muy pobre que se decidió apagar el pozo.

En el año 2012, se registra la producción de 425 BFPD con 89 por ciento de corte de agua, 25 °API, salinidad de 15813 ppm de NaCl y una presión de fondo de 1.689 psi. Actualmente la producción está en 148 BFPD con 35 por ciento de corte de agua, 31 °API, salinidad de 17723 ppm equivalente de NaCl, y una presión en el fondo de 742 psi. (Ver Tabla 3.14)

Tabla 3.14. Pruebas de producción pozo M34 TS

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	Hz
2012-jun-03	1017	0	1017	100,00	0	10	15813	1689	32	45
2012-jun-04	425	43	382	89,88	0,06	24,6	16810	1689	32	48
2012-jun-05	405	174	231	57,04	0,25	25,9	17352	482	32	49
2012-jun-06	481	314	167	34,72	0,47	25,8	19168	496	32	49
2012-jun-07	466	363	103	22,10	0,46	25,8	12582	496	32	49
2012-jun-08	395	341	54	13,67	0,44	25,8	12375	496	32	49
2012-jun-09	310	284	26	8,39	0,37	25,8	12210	496	32	49
2012-jun-10	331	277	54	16,31	0,36	25,7	12250	496	32	49
2012-jun-11	318	310	8	2,52	0,4	25,8	12870	496	32	49
2012-jun-12	325	318	7	2,15	0,41	25,8	12540	512	32	49
2012-jun-16	357	343	14	3,90	0,45	25,7	12540	521	213	49
2012-jun-17	347	335	12	3,40	0,44	25,7	12787	524	214	49
2012-jun-18	323	311	12	3,60	0,4	25,8	12540	525	214	49
2012-jun-30	326	310	16	4,80	0,4	25,8	12540	525	32	49
2012-jul-26	317	299	18	5,68	0,39	25,8	12540	549	32	49
2012-jul-28	343	297	46	13,41	0,38	25,8	13241	549	32	49
2012-ago-29	340	294	46	13,53	0,37	25,8	13241	580	32	49
2012-sep-27	228	201	27	11,84	0,26	25,8	13035	578	32	49
2012-oct-29	230	202	28	12,17	0,26	25,8	13035	585	32	49
2012-nov-08	144	127	17	12,00	0,16	25,8	12375	588	32	49
2012-dic-17	61	54	7	10,70	0,09	25,8	12623	1466	32	60
2012-dic-18	58	17	41	69,90	0,02	25,8	12623	1466	32	60
2013-ene-06	288	5	283	98,30	0,01	25,8	16569	561	32	43
2013-ene-07	243	28	215	88,50	0,04	25,7	16397	654	32	40
2013-ene-08	205	98	107	52,40	0,04	25,7	15543	736	32	42
2013-ene-09	191	141	50	26,40	0,3	25,7	15593	663	32	42
2013-ene-10	209	141	68	32,40	0,18	25,7	15682	678	207	42
2013-ene-11	203	144	59	29,30	0,18	21,3	15873	676	207	42
2013-feb-24	203	144	59	29,30	0,18	21,3	15873	605	207	42
2013-mar-13	227	164	63	27,90	0,22	21,3	16088	674	207	42
2013-abr-23	224	170	54	24,00	0,22	21,5	15139	587	207	42
2013-abr-26	220	167	53	24,00	0,21	21,5	15139	587	207	42

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.14.										
Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	Hz
2013-may-22	224	170	54	24,11	0,22	21,5	15139	587	207	42
2013-jun-21	225	171	54	24,00	0,22	21,5	15139	657	207	42
2013-jul-28	223	181	42	18,70	0,23	21,5	15139	657	207	42
2013-ago-17	194	146	48	24,70	0,19	21,5	18068	679	207	42
2013-sep-27	194	146	48	24,70	0,19	21,5	18068	694	207	42
2013-oct-05	154	128	26	16,70	0,17	21,2	17751	705	207	42
2013-nov-25	154	128	26	16,70	0,17	21,2	17751	710	207	42
2013-dic-14	182	128	54	29,80	0,17	21,2	17285	714	207	42
2014-ene-18	176	112	64	36,50	0,14	21,2	17408	730	207	42
2014-feb-10	170	105	65	38,20	0,14	21,2	17490	760	207	42
2014-mar-16	140	61	79	56,20	0,08	21,2	16715	786	207	42
2014-abr-19	142	70	72	50,90	0,09	21,2	17490	792	207	42
2014-may-27	142	70	72	50,90	0,09	21,2	17490	797	207	42
2014-jun-07	168	82	86	50,90	0,11	21,2	17182	837	207	42
2014-jun-23	144	82	62	43,00	0,1	21,2	15675	601	207	42
2014-jul-01	210	62	148	70,50	0,08	21,2	16870	1033	207	45
2014-jul-03	184	101	83	45,00	0,14	21,2	16610	1033	207	45
2014-ago-03	148	96	52	34,90	0,12	21,2	17723	742	207	45

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

En el año 2010, esta zona de T Inferior presenta una producción de 2046 BFPD con 66 por ciento de corte de agua, 29 °API, salinidad de 3712 ppm de NaCl y una presión registrada en el fondo de 1638 psi.

Para el año 2012, la producción estuvo en 1802 BFPD con un alto corte de agua de 99 por ciento, 27 °API, una salinidad de 5.280 ppm equivalente de NaCl, y una presión registrada en el fondo de 2666 psi. (Ver Tabla 3.15.)

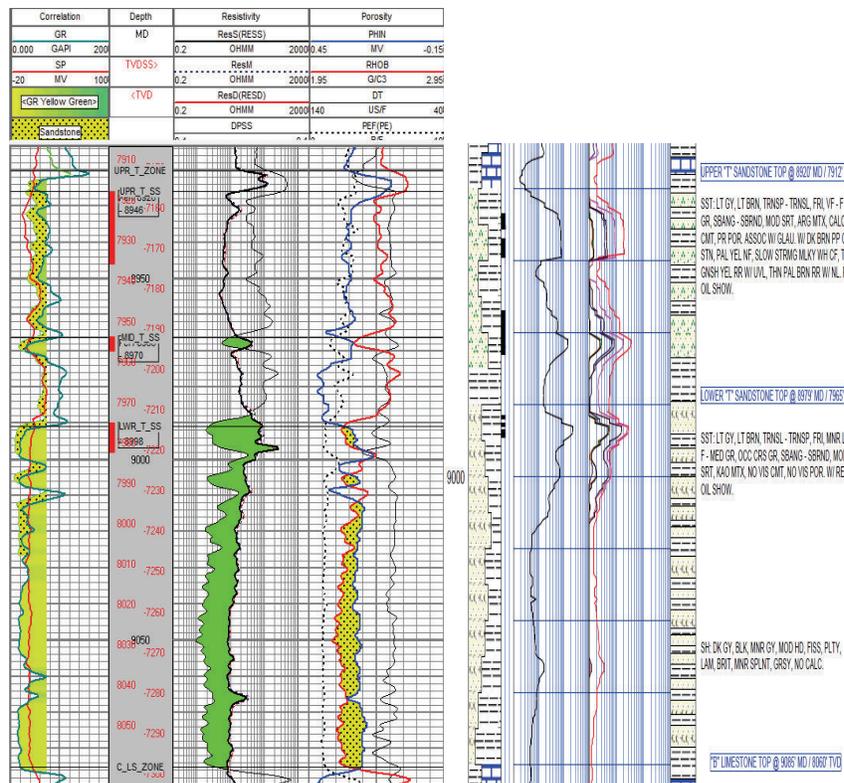
Tabla 3.15. Pruebas de producción pozo M34 TI

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP
2010-ago-25	1386	970	416	30,01	1,25	25,3	18826	0
2010-ago-28	2046	690	1356	66,28	0,9	28,9	3712	1638
2010-ago-30	2062	443	1619	78,52	0,57	29	3259	1638
2010-ago-31	2024	388	1636	80,83	0,5	29	3300	1638
2010-sep-03	2024	318	1706	84,29	0,41	29	3575	1630
2010-sep-04	1978	275	1703	86,10	0,35	29	3465	1630
2010-sep-30	1862	240	1622	87,11	0,31	29	3218	0
2010-oct-07	1867	243	1624	86,98	0,31	29	3320	0
2010-nov-09	1862	240	1622	87,11	0,31	29	13295	0
2010-dic-04	1865	241	1624	87,08	0,31	29	13218	0
2010-dic-07	1770	189	1581	89,32	0,24	27,5	3878	0
2011-ene-17	1770	184	1586	89,60	0,24	27,5	3923	0
2011-feb-12	1778	181	1597	89,82	0,23	27,5	3877	0
2011-mar-07	1770	179	1591	89,89	0,23	27,5	3815	0
2011-mar-19	1503	39	1464	97,41	0,05	27,5	4785	2648
2011-mar-20	1526	32	1494	97,90	0,04	27,5	4702	2648
2011-mar-21	1695	198	1497	88,32	0,25	29,2	3960	2648

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.15								
Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP
2011-mar-22	1706	200	1506	88,28	0,26	29,2	3960	2648
2011-mar-24	1453	145	1308	90,02	0,19	29,2	4125	2632
2011-mar-29	1679	126	1553	92,50	0,16	29,2	4002	2613
2011-abr-01	1638	116	1522	92,92	0,15	29,1	2998	2613
2011-abr-15	1452	103	1349	92,91	0,13	29,1	3052	2615
2011-may-10	1488	106	1382	92,88	0,13	29,4	3108	2623
2011-jun-07	1492	104	1388	93,03	0,13	29,4	3220	2629
2011-jun-25	1612	73	1539	95,47	0,09	29,4	3795	2631
2011-jul-23	1622	73	1549	95,50	0,09	29,4	3822	2635
2011-ago-12	1418	85	1333	94,01	0,11	27,2	4043	2637
2011-sep-07	1448	78	1370	94,61	0,1	27,2	4125	2636
2011-oct-21	1503	75	1428	95,00	0,1	27,2	4290	2645
2011-nov-24	1503	75	1428	95,00	0,1	27,2	4290	2648
2011-dic-30	1503	75	1428	95,00	0,1	27,2	4290	2650
2012-ene-02	1421	51	1370	96,40	0,06	27,2	3795	2654
2012-feb-25	1783	41	1742	97,70	0,05	27,2	6105	2654
2012-mar-06	1783	30	1753	98,30	0,03	27,2	6105	2654
2012-mar-31	1802	20	1782	98,90	0,02	27,2	5280	2655
2012-abr-28	1802	20	1782	98,90	0,02	27,2	5280	266
2012-may-17	1802	20	1782	98,90	0,02	27,2	5280	2666

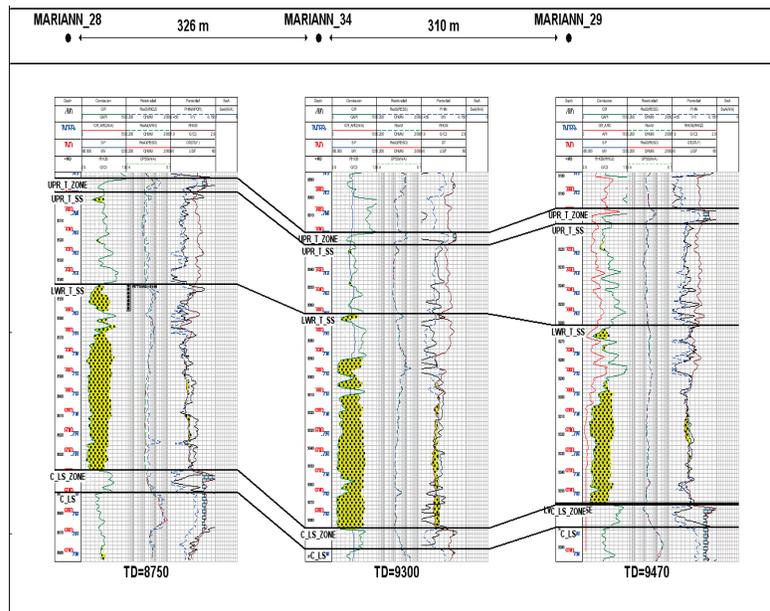
Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.20. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M34



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.21. Corte Estructural para M34



Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2.13 POZO MARIANN 36

En julio 2012, el pozo M36 fue completado y evaluado en la zona de T Superior mediante un equipo de bombeo electrosumergible modelo D725N, 232 etapas y 148 HP. (Ver Figura 3.22.)

En el año 2012 se registró una producción de 527 BFPD totalmente agua, salinidad de 15483 ppm de NaCl observando que hay presencia de agua en esta arena días después bajo la producción a 384 BFPD ya con presencia de aceite cuyo corte de agua fue de 85 por ciento, 28 °API, salinidad de 12149 ppm equivalente de NaCl y una presión de 1357 psi. Al siguiente año solo se obtuvo una producción solamente de agua. (Ver Tabla 3.16.)

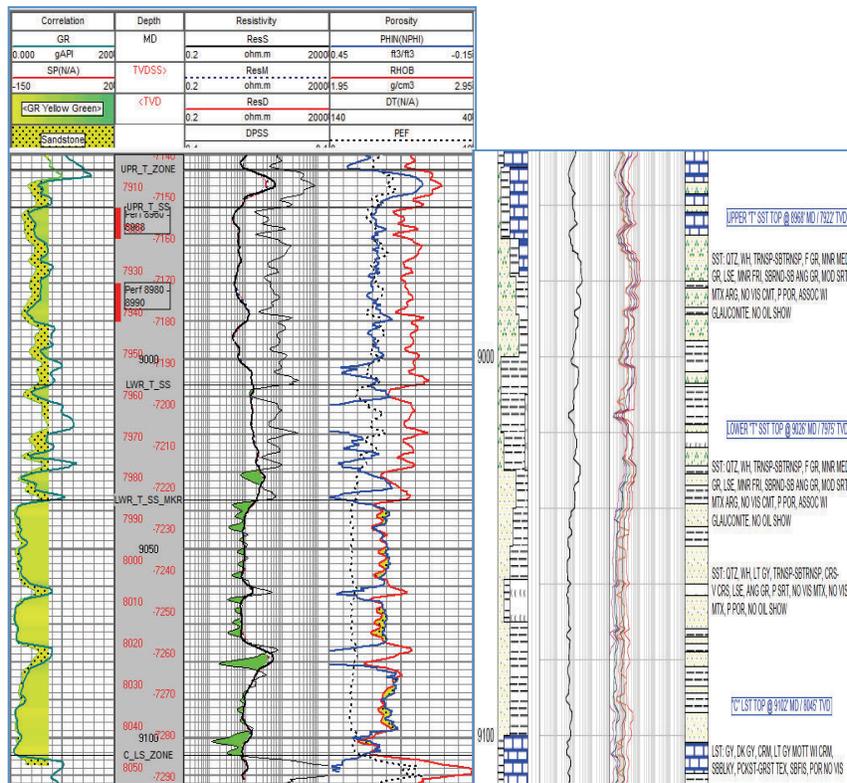
Tabla 3.16. Pruebas de producción Pozo Mariann 36 (T Superior)

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	Hz
2012-jul-22	527	0	527	100,00	0	0	15483	2377	206	50
2012-jul-23	384	0	384	100,00	0	0	12595	1541	206	50
2012-jul-24	369	0	369	100,00	0	0	12087	1457	207	52
2012-jul-25	206	1	205	99,40	0	0	12705	1357	207	52
2012-jul-26	218	0	218	100,00	0	0	12375	1357	207	52
2012-jul-29	259	37	222	85,60	0,05	0	12210	1357	207	52
2012-jul-30	270	38	232	85,90	0,05	27,6	12149	1357	207	54
2012-ago-11	330	106	224	67,90	0,13	27,6	12293	1034	208	56
2012-ago-16	315	75	240	76,20	0,09	27,6	12293	1040	208	56
2012-ago-19	331	105	226	68,40	0,14	27,6	12293	876	210	58

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.16										
Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	Hz
2012-ago-20	331	106	225	68,10	0,13	27,6	12732	873	209	58
2012-ago-21	320	96	224	70,00	0,12	27,6	12678	869	209	58
2012-sep-24	319	93	226	70,80	0,12	27,6	12548	607	209	60
2012-oct-26	315	92	223	70,80	0,12	27,6	12666	594	209	60
2012-nov-25	316	92	224	70,90	0,12	27,6	12589	587	209	60
2012-dic-29	316	92	224	70,90	0,12	27,6	12589	579	209	60
2013-ene-27	315	92	223	70,79	0,12	27,6	12675	563	209	60
2013-feb-22	300	87	213	71,00	0,11	27,6	12458	2618	32	60
2013-abr-05	553	0	553	100,00	0	0	16500	2753	221	45
2013-abr-06	518	0	518	100,00	0	0	16384	1590	216	45
2013-abr-07	303	0	303	100,00	0	0	14217	655	215	43
2013-abr-08	169	0	169	100,00	0	0	13216	520	215	44
2013-abr-09	161	0	161	100,00	0	0	12430	434	216	45
2013-abr-18	523	0	523	100,00	0	0	12130	1566	32	44
2013-abr-20	373	0	373	100,00	0,02	0	12130	1566	32	44
2013-abr-21	355	0	355	100,00	0	0	12832	1574	32	44
2013-may-07	492	0	492	100,00	0	0	14250	2103	32	50

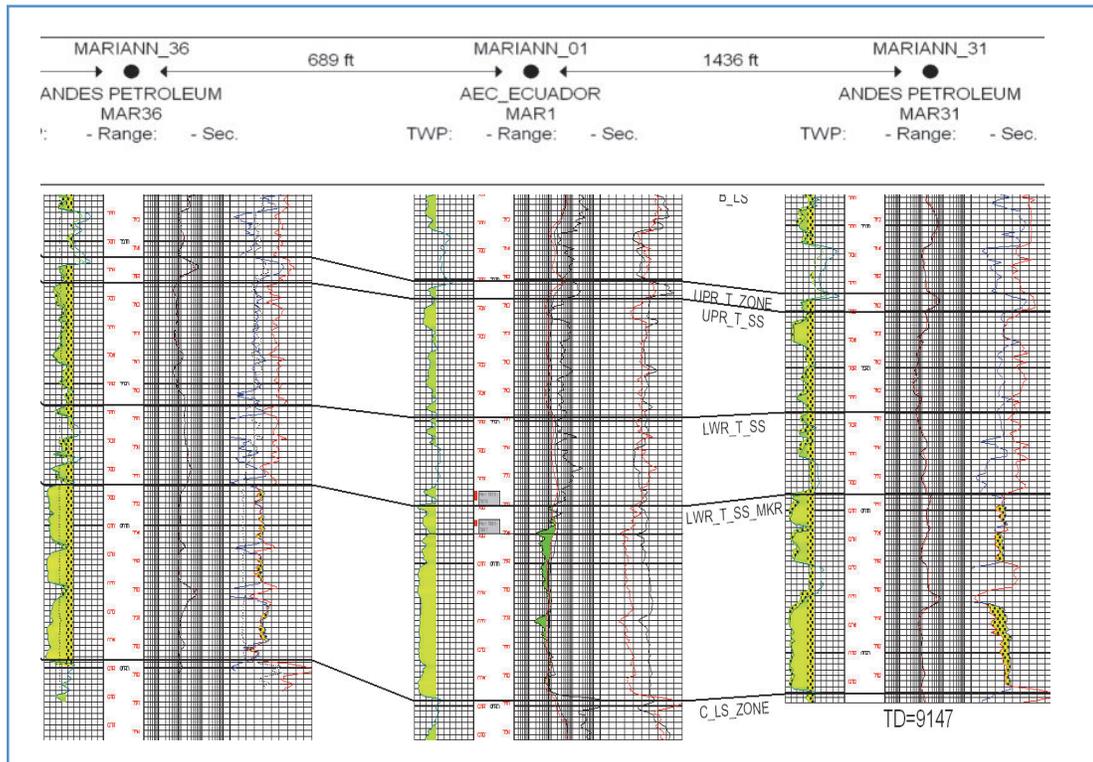
Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.22. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M36



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.23. Corte Estructural para M36



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2.14 POZO MARIANN 37

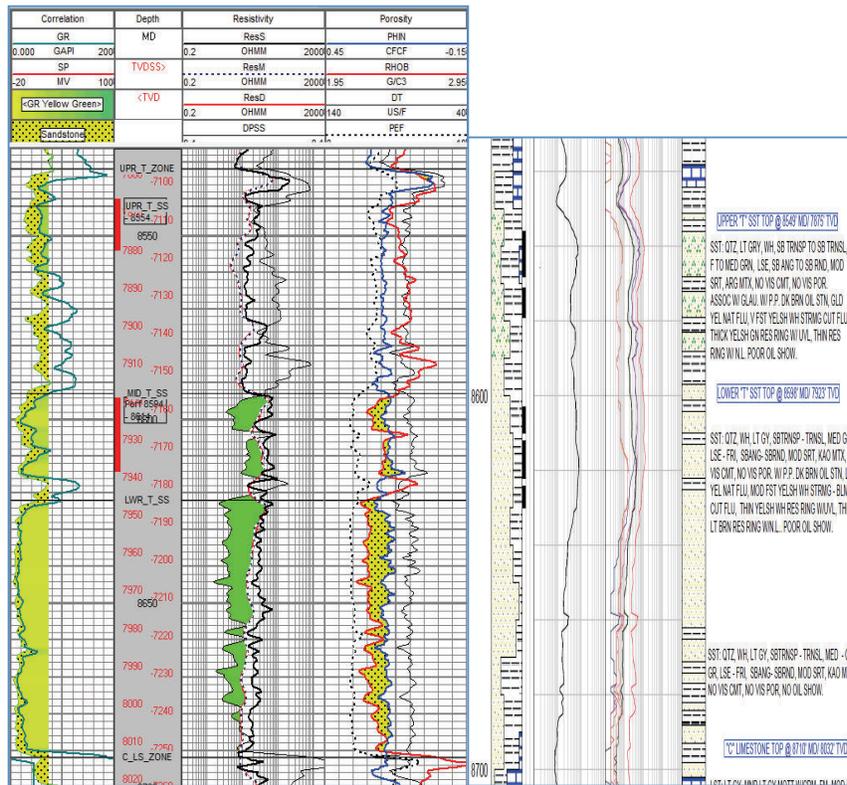
El pozo M37 fue completado en marzo de 2013, inicialmente se dispara el intervalo de T superior, posteriormente con un trabajo de reacondicionamiento se dispara otro intervalo más abajo. (Ver Figura 3.24.)

A la mitad del año 2012, la zona de T Inferior inicia su producción de 2575 BFPD solamente con agua. Finalmente se reduce el corte de agua 96 por ciento, 28 °API, manteniendo una misma presión de fondo de 2870 psi. (Ver Tabla 3.18.)

Meses después, inicio la producción de la arena T Superior con 265 BFPD prácticamente sin agua con una salinidad de 15.840 ppm equivalente de NaCl.

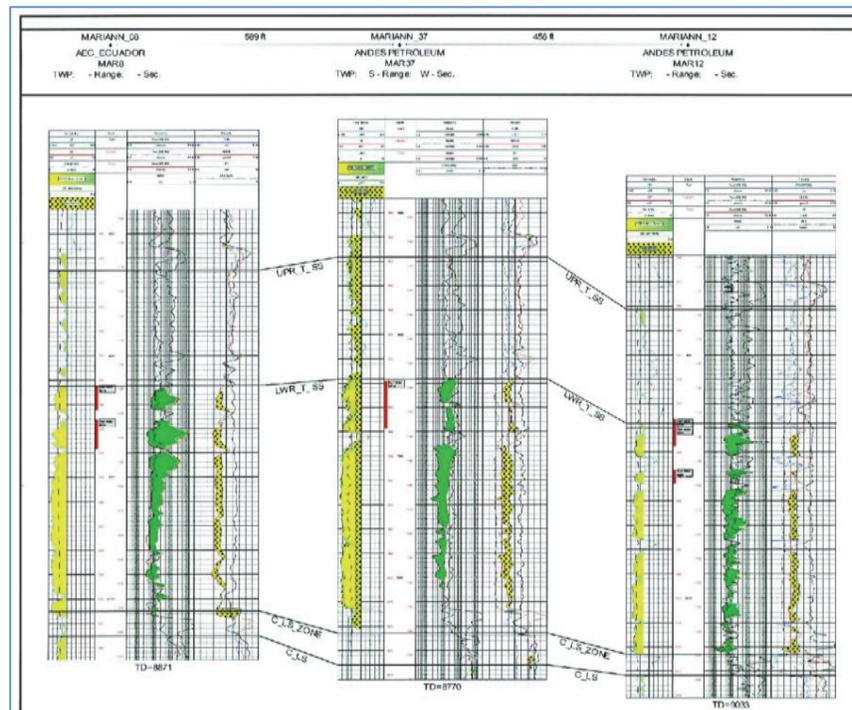
A inicios de 2014, la producción estuvo en 255 BFPD con 20 por ciento de corte de agua hasta casi la mitad de año donde la producción fue de 450 BFPD pero esta vez solamente de agua. (Ver Tabla 3.17.)

Figura 3.24. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M37



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Figura 3.25. Corte Estructural para M37



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Tabla 3.17. Pruebas de producción pozo M37 TS

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad
2012-jun-19	205	9	196	95,50	0,01	29,6	15840
2012-jun-20	269	265	4	1,60	0,34	29,6	16258
2012-jun-21	308	305	3	1,10	0,39	29,6	14850
2012-jun-22	305	302	3	1,00	0,39	30	15675
2012-jun-23	287	269	18	6,40	0,35	30	15675
2012-jun-24	305	300	5	1,70	0,39	29,6	15675
2012-jun-25	304	299	5	1,70	0,39	29,6	15675
2012-jun-26	291	286	5	1,60	0,37	29,6	15675
2012-jun-27	277	272	5	1,80	0,35	29,6	15593
2012-jun-28	274	269	5	2,00	0,35	29,6	15675
2012-jun-29	296	290	6	2,00	0,37	29,6	15675
2012-jul-01	297	286	11	3,60	0,37	29,6	15675
2012-jul-02	287	277	10	3,50	0,35	29,6	15675
2012-jul-03	281	271	10	3,60	0,35	29,6	15675
2012-ago-07	323	190	133	41,10	0,24	28,2	14850
2012-ago-14	309	268	41	13,20	0,35	28,2	14850
2012-sep-27	308	267	41	13,20	0,34	28,2	13944
2012-oct-11	308	267	41	13,20	0,34	28,2	13944
2012-nov-30	70	51	19	27,70	0,06	30,9	12540
2012-dic-04	133	133	0	0,30	0,17	30,5	12705
2012-dic-25	176	106	70	39,70	0,13	30,5	13035
2013-ene-24	191	179	12	6,40	0,24	30,6	13200
2013-ene-28	302	243	59	19,60	0,31	30,55	20378
2013-feb-21	300	241	59	19,70	0,31	30,55	20111
2013-mar-22	302	243	59	19,60	0,31	30,6	20312
2013-abr-26	305	244	61	20,00	0,31	30,6	20411
2013-may-25	300	241	59	19,60	0,31	30,6	20312
2013-jun-30	300	241	59	19,60	0,31	30,6	20312
2013-jul-23	300	241	59	19,60	0,31	30,6	20312
2013-ago-28	300	241	59	19,60	0,31	30,6	20312
2013-sep-27	300	241	59	19,60	0,31	30,6	20312
2013-oct-29	300	241	59	19,60	0,31	30,6	20312
2013-nov-22	300	241	59	19,60	0,31	30,6	20312
2013-dic-16	255	205	50	19,60	0,26	30,6	19099
2014-ene-27	255	205	50	19,60	0,26	30,6	19099
2014-feb-25	255	205	50	19,60	0,26	30,6	19099
2014-mar-26	255	205	50	19,60	0,26	30,6	19099
2014-abr-27	255	205	50	19,60	0,26	30,6	19099
2014-may-25	255	205	50	19,60	0,26	30,6	19099
2014-jun-13	450	0	450	100,00	0	30,6	23100

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Tabla 3.18. Pruebas de producción Pozo Mariann 37 (T Inferior)

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	TBG	H _z	Amp
2012-may-05	2575	0	2575	100,00	0	10	4070	2867	32	66	45	25
2012-may-06	2421	0	2421	100,00	0	10	3023	2867	32	66	45	25
2012-may-07	2368	0	2368	100,00	0	10	3190	2867	32	66	45	24
2012-may-08	2336	0	2336	100,00	0	10	3671	2867	32	66	45	24
2012-may-09	2373	0	2373	100,00	0	10	3919	2867	32	66	45	25
2012-may-12	2382	0	2382	100,00	0	10	4084	2867	32	66	45	25
2012-may-14	2352	0	2352	100,00	0	10	3630	2867	32	65	45	24
2012-may-20	2524	35	2489	98,60	0,04	28,2	3300	2879	32	60	45	26
2012-may-22	2443	49	2394	98,00	0,06	28,2	3713	2879	32	60	45	25
2012-may-25	2223	64	2159	97,10	0,08	28,2	3630	2879	32	65	45	25
2012-may-29	2397	62	2335	97,40	0,08	28,2	2888	2879	32	65	45	24
2012-jun-02	2224	87	2137	96,10	0,12	28,2	3300	2879	32	65	45	10
2012-jun-03	2216	89	2127	96,00	0,12	28,2	3300	2879	32	65	45	10

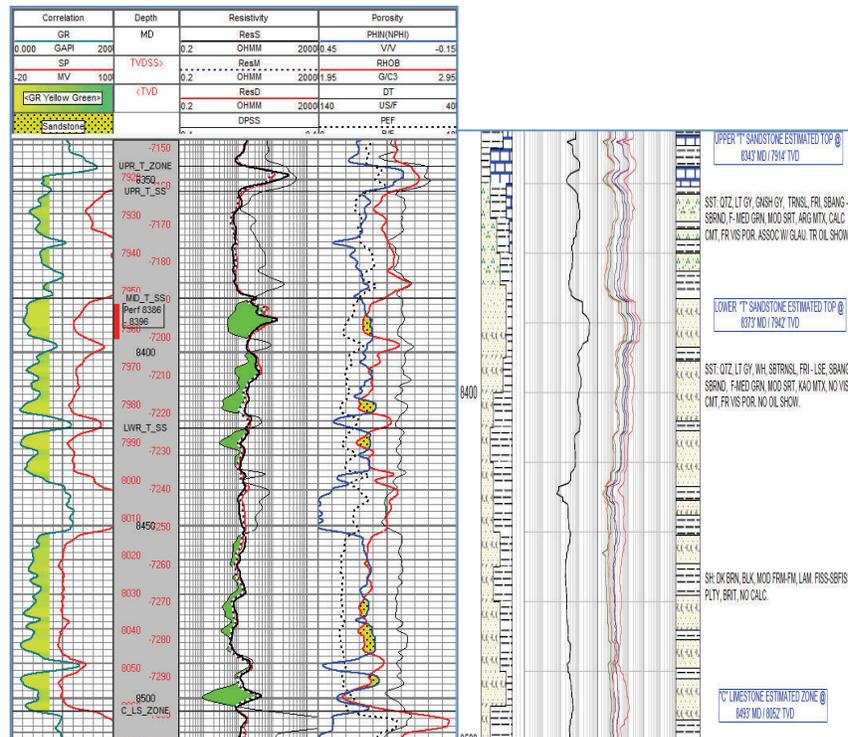
Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.2.15 POZO MARIANN 39

En julio de 2012, el pozo M39 fue completado y evaluado la zona T Inferior. Se puede observar en la figura 3.26 el intervalo que aporta a la producción del Campo Mariann.

Figura 3.26. Registro Eléctrico y litológico del Pozo M39

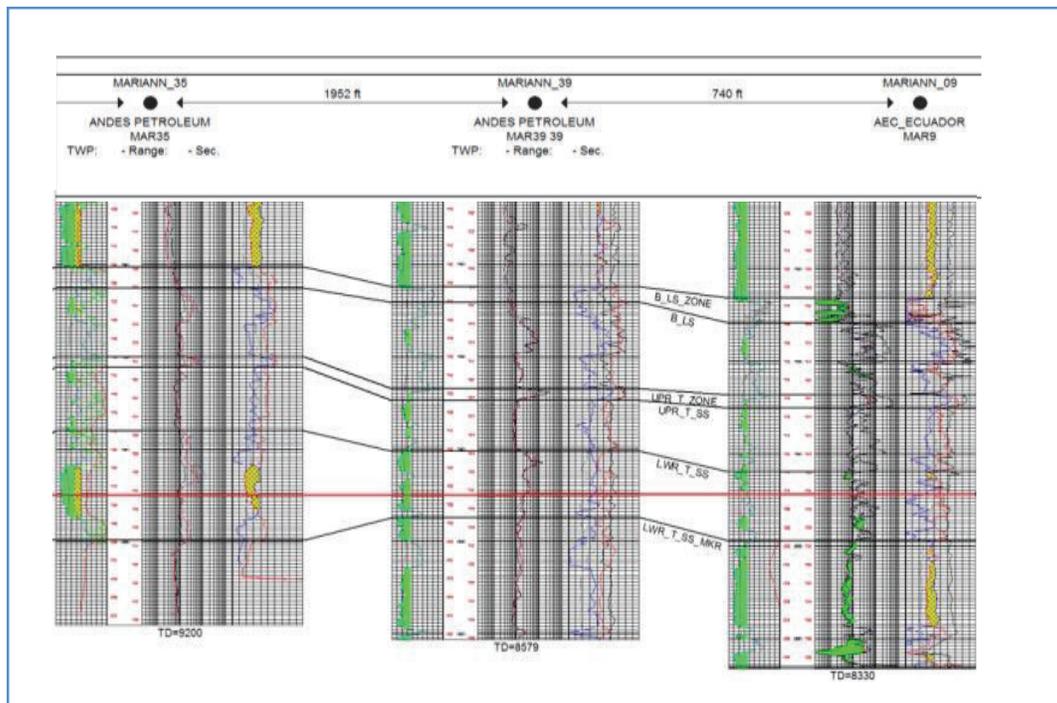


Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

En el año 2012, el intervalo perforado de T Inferior tuvo una producción de 455 BFPD con 57 por ciento de corte de agua, 28 °API, salinidad de 15675 ppm equivalente de NaCl y una presión de fondo de 2.442 psi. Actualmente se observa una producción de 468 BFPD con 67 por ciento de corte de agua, 27 °API, salinidad de 8.851 ppm equivalente de NaCl y una presión de 981 psi. (Ver Tabla 3.19.)

Figura 3.27. Corte Estructural para M39



Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Tabla 3.19. Pruebas de producción pozo M39 TI

Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	H _z
2012-jul-15	549	44	505	92,00	0,05	0	15675	2678	202	45
2012-jul-16	455	194	261	57,40	0,25	28	15868	2442	202	47
2012-jul-17	542	381	161	29,70	0,49	28	15345	2344	205	48
2012-jul-18	519	420	99	19,00	0,55	28,1	8952	2274	206	48
2012-jul-19	505	423	82	16,20	0,55	28,1	8250	2223	206	48
2012-jul-20	476	387	89	18,70	0,5	28,1	8415	2193	206	48
2012-jul-21	460	360	100	21,80	0,46	28,1	8333	2167	206	48
2012-jul-24	437	302	135	30,80	0,39	28,1	8168	2119	206	48
2012-jul-25	318	246	73	22,80	0,31	28,1	8250	2108	206	48
2012-jul-26	307	255	52	16,90	0,34	28,1	8580	2108	206	48
2012-jul-29	343	256	87	25,40	0,33	28,1	8539	2108	206	48
2012-jul-31	320	239	81	25,40	0,32	28,1	8415	2108	206	48
2012-ago-02	302	225	77	25,40	0,29	28,1	8415	2108	206	48
2012-ago-13	378	228	150	39,80	0,29	28,1	8745	1998	206	48

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.19										
Día Producción	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Gas	API	Salinidad	BHP	BHT	Hz
2012-ago-14	360	211	149	41,50	0,27	28,1	8168	1989	207	48
2012-sep-25	365	212	153	41,99	0,27	28,1	8255	1958	32	48
2012-oct-24	366	213	153	41,80	0,27	28,1	8168	1989	32	48
2012-nov-22	360	210	150	41,60	0,27	28,1	8168	1920	32	48
2012-dic-20	360	210	150	41,60	0,27	28,1	8168	1915	32	48
2013-ene-11	723	0	723	100,00	0	0	14795	2125	215	45
2013-ene-12	452	105	347	76,70	0,13	28	11173	1909	204	45
2013-ene-17	400	249	151	37,80	0,32	28	9703	1712	206	47
2013-ene-18	380	247	133	35,10	0,32	28	7833	1708	206	47
2013-ene-19	376	241	135	35,90	0,31	28	8003	1704	206	47
2013-feb-05	648	249	399	61,50	0,37	27,8	10189	1650	206	51
2013-mar-06	222	147	75	33,70	0,19	27,8	10478	1651	206	51
2013-mar-24	340	183	157	46,10	0,3	27,7	9199	1552	206	56
2013-abr-22	358	193	165	46,10	0,3	27,7	9320	1552	206	56
2013-may-19	360	198	162	45,00	0,3	27,7	9199	1422	206	56
2013-jun-17	360	216	144	40,00	0,28	27,7	9255	1552	206	56
2013-jun-28	360	216	144	40,00	0,28	27,7	9255	1552	206	56
2013-jul-22	360	216	144	40,00	0,28	27,7	9255	1552	206	56
2013-ago-30	250	146	104	41,50	0,19	27,7	8663	1232	206	59
2013-sep-29	250	146	104	41,50	0,19	27,7	8663	1246	206	59
2013-oct-23	217	144	73	33,80	0,19	27,7	8728	1234	206	59
2013-nov-28	216	143	73	33,80	0,19	27,7	8655	1263	206	59
2013-dic-05	255	169	86	33,80	0,14	27,7	7867	1148	206	60
2013-dic-07	236	161	75	31,60	0,21	27,7	7384	1149	206	60
2014-ene-15	248	158	90	36,10	0,2	27,7	5484	1092	206	60
2014-ene-17	254	160	94	37,10	0,21	27,76	6938	1095	206	62
2014-feb-06	280	155	125	44,50	0,2	27,68	6270	1081	204	64
2014-may-06	659	0	659	100,00	0	0	15345	2047	32	52
2014-may-07	506	20	486	96,00	0,02	27	10835	1448	32	52
2014-may-08	549	97	452	82,40	0,12	27	9906	1392	32	52
2014-may-11	501	158	343	68,50	0,21	27	8716	1321	32	52
2014-jun-27	470	155	315	67,00	0,22	27	8716	981	32	52
2014-jul-30	468	154	315	67,20	0,21	27	8851	981	32	52

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.1.3 BUILD UP'S

Datos obtenidos en las pruebas de restauración de ciertos pozos se muestran a continuación en la Tabla 3.21, con el objeto de interpretar presiones y determinar el potencial del yacimiento.

Tabla 3.20. Datos de BUILD UP'S de ciertos pozos en el Campo Mariann

POZO	MARIANN 6	MARIANN 25	MARIANN	MARIANN	MARIANN 32	MARIANN	MARIANN
Yacimiento	T Superior	T Superior	T Superior	T Superior	T Inferior	T Superior	T Inferior
Tipo	Vertical	Direccional	Direccional	Direccional	Direccional	Direccional	Direccional
Tipo de levantamiento	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico
Intervalo Perforado, ft MD	7,890' – 7,774'	8,348' – 7,921'	9,080' – 7,774'	9,806' – 9,814'	8,177' – 8,185'	8,928' – 7,774'	8,386' – 7,774'
Datum ft	7,774'	9810 MD / 7932	7,774'	9810 MD / 7932	8,181' MD / 7973,	7,774'	7,774'
Espesor de pago, ft	30	8	36	29,25	10	33,5	14
porosidad, %	16	17	18,3	17,2	18	17,2	19,3
Swi	48	43	43	54,7	37	47,2	47,1
° API @ 60 °F	30,8	31,1	29,7	31,2	28,9	25,7	29,6
Tiempo de producción, hrs	419	254	48	360	490	312	360
Tiempo de cierre, hrs:	91	180	408	168	75	240	192
Factor Volumétrico,	1,273	1,15	1,273	1,284	1,127	1,206	1,206
Temperatura, °F:	180	210	180	180	190	180	180
Presión de saturación, psi:	770	599	634	760	760	669	760
Compresibilidad total, Ct:	7,50E-06	7,50E-06	7,50E-06	7,50E-06	7,50E-06	7,50E-06	7,50E-06
Salinidad, ppm NaCl	-	4320	7,838	15,358	12,376	12,540	15,675
Permeabilidad, md:	114	49	100	32,92	384	76,3	49
Daño total de formación	12,5	-0,15	4,2	-2,5	6	12,39	1,72
Pwf @ PSIUD, psi:	699	1642	430	202	741	525	836
Pwf @ Datum, psi:	802	1767	513	266	897	772	839
Presión de yacimiento @	2489	3170	2677	2,584	2,989	2,779	3,175
Presión de yacimiento @	2,590	3256	2,759	2,850	3,000	3,026	2,672
Modelo	Radial Homogéneo Sistema Cerrado Compresibilidad cte.	Radial Composite Sistema Cerrado Compresibilidad cte.	Penetración Parcial No límites Compresibilidad cte.	Penetración parcial Infinito Compresibilidad cte.			
	Radial Homogéneo Sistema Cerrado Compresibilidad cte.	Penetración parcial Infinito Compresibilidad cte.	Radial Homogéneo Sistema Cerrado Compresibilidad cte.				

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.20

POZO	MARIANN 32	MARIANN	MARIANN	MARIANN	MARIANN	MARIANN	MARIANN
Yacimiento	T Inferior	T Superior	T Superior	T Superior	T Superior	T Superior	T Inferior
Tipo	Direccional	Direccional	Direccional	Direccional	Direccional	Direccional	Direccional
Tipo de levantamiento	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico
Intervalo Perforado, ft MD	8,177' – 8,185'	8,928' – 7,774'	8,177' – 8,185'	8,928' – 7,774'	8,960' – 7,774'	8,540' – 7,774'	8,386' – 7,774'
Datum ft	8,181' MD / 7973,	7,774'	8,181' MD / 7973,	7,774'	7,774'	7,774'	7,774'
Espesor de pago, ft	10	33,5	10	33,5	38	14	28,5
porosidad, %	18	17,2	18	17,2	18,4	19,3	20
Swi	37	47,2	37	47,2	47,2	47,1	36
° API @ 60 °F	28,9	25,7	28,9	25,7	27,6	29,6	28,1
Tiempo de producción, hrs	490	312	490	312	280	360	312
Tiempo de cierre, hrs:	75	240	75	240	240	192	216
Factor Volumétrico,	1,127	1,206	1,127	1,206	1,273	1,206	1,214
Temperatura, °F:	190	180	190	180	180	180	180
Presión de saturación, psi:	760	669	760	669	770	760	763
Compresibilidad total, Ct:	7,50E-06	7,50E-06	7,50E-06	7,50E-06	7,50E-06	7,50E-06	7,50E-06
Salinidad, ppm NaCl	12,376	12,540	12,376	12,540	12,678	15,675	8,168
Permeabilidad, md:	384	76,3	384	76,3	37,8	49	261,6
Daño total de formación	6	12,39	6	12,39	28,9	1,72	19,2
Pwf @ PSIUD, psi:	741	525	741	525	863	836	1987
Pwf @ Datum, psi:	897	772	897	772	864	839	2217
Presión de yacimiento @	2,989	2,779	2,989	2,779	2,891	3,175	2,442
Presión de yacimiento @	3,000	3,026	3,000	3,026	2,931	3,178	2,672
Modelo	Radial Composite Sistema Cerrado Compresibilidad cte.	Penetración Parcial No límites Compresibilidad cte.	Radial Composite Sistema Cerrado Compresibilidad cte.	Penetración Parcial No límites Compresibilidad cte.	Penetración parcial Infinito Compresibilidad cte.	Radial Homogéneo Sistema Cerrado Compresibilidad cte.	Radial Homogéneo Sistema Cerrado Compresibilidad cte.
	Radial Composite Sistema Cerrado Compresibilidad cte.	Penetración Parcial No límites Compresibilidad cte.	Radial Composite Sistema Cerrado Compresibilidad cte.	Penetración Parcial No límites Compresibilidad cte.	Penetración parcial Infinito Compresibilidad cte.	Radial Homogéneo Sistema Cerrado Compresibilidad cte.	Radial Homogéneo Sistema Cerrado Compresibilidad cte.

3.1.4 DATOS COMPARATIVOS PARA LA CLASIFICACIÓN DEL YACIMIENTO EN EL CAMPO MARIANN.

3.1.4.1 T SUPERIOR (UPPER T)

Con un índice de productividad bajo debido a la alta variación de presión, baja porosidad y baja permeabilidad debido al contenido mineral incluido la glauconita.

Agua movable dentro de este reservorio con salinidades que varían de 14 000 a 20 000 ppm de NaCl.

Muy difícil definir el tamaño de los canales, la fuente de agua y el CAP dentro de la Arena T Superior con una información de registro actual.

3.1.4.2 T MEDIA (MIDDLE T)

El análisis de presión confirma este sistema de canal con un mejor potencial observado en la estimación de reservas (índice de productividad medio, mejor porosidad y permeabilidad y alta resistividad), agua aparentemente movable con salinidades desde 8000 a 12000 ppm de NaCl y tasa de fluido con un rango de 300 a 2500 BPD.

Muy difícil definir la fuente de agua y el CAP dentro de la Arenisca T Media.

Problemas litológico han sido observados en los resultados de las pruebas de producción de la T Media, mostrando una mezcla de valores de salinidades (agua que viene de la T Inferior).

3.1.4.3 T INFERIOR (LOWER T)

El análisis de presión confirma este sistema de canal con un mejor potencial observado en la estimación de reservas (alto índice de productividad, mejor porosidad y permeabilidad y mayor resistividad).

Presión soportada por un gran acuífero, con salinidades que varían desde 3000 a 5000 ppm de NaCl y rangos de tasas de fluido de 1500 a 4000 BPD.

El CAP es muy fácil de identificar dentro de este cuerpo de arena.

3.1.5 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Tabla 3.21. Pruebas de Producción de "UPPER T"

POZOS	DÍAS	PRODUCCIÓN DIARIA					°API	SALINIDAD ppm NaCl	PRODUCCIÓN ACUMULADA		EUR ESTIMADO	RESERVAS REM. MBP
		BFPD	BSW	BPPD	BAPD	PETRÓLEO			AGUA			
			%			ACUMULADO			ACUMULADA	MBP		
MARIANN 6	30	181,81	12,38	159,3	22,51	30,7	9.240	87,9	28.812,91	110,9	23,0	
MARIANN 17	27	118,68	0,29	118,33	0,35	31,9	7.838	129,9	3.575,21	164,6	34,7	
MARIANN 28	30	143,61	36,47	91,24	52,37	31,2	14.072	46,3	27.753,74	37,9	-8,4	
MARIANN 32	31	112,58	18,75	91,47	21,11	31,1	16.335	47,9	6.699,98	55,8	7,9	
MARIANN 34	31	178,48	49,03	90,98	87,5	21,6	17.761	113,7	40.102,22	130,2	16,5	
MARIANN 36	0					27,6	14.250	16,9	59.463,30	40,7	23,8	
MARIANN 37	0					30,6	20.378	140,1	34.297,17	238,0	97,9	
TOTAL								582,7		778,1	195,4	

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Tabla 3.22. Pruebas de producción de "MIDDLE T"

POZOS	DÍAS	PRODUCCIÓN DIARIA					°API	SALINIDAD ppm NaCl	PRODUCCIÓN ACUMULADA		EUR ESTIMADO	RESERVAS REM. MBP
		BFPD	BSW	BPPD	BAPD	PETRÓLEO			AGUA			
			%			ACUMULADO			ACUMULADA	MBP		
MARIANN 6			97,5	23	903	25,4	7.920	75,95	22.005	144,9	68,97	
MARIANN 17		1.181	98	24	1.157	25,2	6.930	171,11	1.312.394	171,1	-	
MARIANN 18		2.528	93,4	65	2.463	19	12.087	0,94	54.883	0,9	-	
MARIANN 19		50	8	46	4	31,8	9.684	0,93	844	17,5	8,18	
MARIANN 23		290	31,2	200	90	31,2	12.375	41,36	7.314	57,5	16,11	
MARIANN 24		1.896	88	226	1.670	30,3	5.033	166,24	519.221	296,1	129,9	
MARIANN 25		264	54,9	119	145	29,1	9.785	24,77	10.053	29,7	4,92	
MARIANN 27		823	95	40	783	27,4	6.605	53,88	883.496	53,9	-	
MARIANN 28		1.738	96,3	64	1.674	28,1	4.208	49,71	375.599	63,5	13,81	
MARIANN 32		201	91,5	17	184	24,5	8.734	30,70	12.711	30,7	-	
MARIANN 39	31	237	39,9	143	94	27,7	8.728	87,88	70.014	159,3	71,43	
TOTAL								703,47		1.025	313,32	

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Tabla 3.23. Pruebas de producción de "LOWER T"

POZOS	DÍAS	PRODUCCIÓN DIARIA					°API	PRODUCCIÓN ACUMULADA			
		BFPD	BSW	BPPD	BAPD	SALINIDAD		PETRÓLEO	AGUA	EUR	RESERVAS
			%			ppm NaCl		ACUMULADO	ACUMULADA	ESTIMADO	REM.
								MBIs	Bis.	MBP	MBP
MARIANN 3		2.987	96,7	97	2.890	32,1	3.450	462,18	4.393.553	772,50	310,28
MARIANN 5		2.675	98,2	48	2.627	31,5	3.750	70,52	1.325.140	183,80	113,28
MARIANN 6		926	97,5	23	903	25,4	7.920	2.141,94	15.496.875	2223,00	81,06
MARIANN 8		4.447	91,2	391	4.056	32	4.856	262,19	2.766.371	584,30	322,11
MARIANN 10		1.526	94	92	1.434	32	4.455	460,81	4.869.455	510,40	49,64
MARIANN 12		2.051	96,5	70	1.981	28,5	3.810	195,73	3.593.077	274,00	78,26
MARIANN 21		780	87,3	99	681	29,8	5.775	668,43	760.169	676,80	8,42
MARIANN 34		1.802	98,9	20	1.782	27,2	5.280	30,70	12.711	30,70	-
MARIANN 37		2.216	96	89	2.127	28,2	3.300	0,14	80.424	1,40	-
TOTAL								4.293		5.257	963,05

Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.2 BASE TEÓRICA DE ESTIMULACIÓN DE POZOS

Las acidificaciones de la matriz y los fracturamientos hidráulicos son técnicas comunes de estimulación de yacimientos utilizadas para incrementar la productividad, aumentar la eficiencia de recuperación y mejorar la rentabilidad de los pozos.

3.2.1 ACIDIFICACIÓN

La acidificación se refiere a la estimulación de un yacimiento de hidrocarburo con una solución que contiene ácido reactivo para mejorar la permeabilidad y por ende la producción de un pozo. En formaciones de arenisca, los ácidos ayudan a ampliar los poros, mientras que en formaciones de carbonato, los ácidos disuelven la matriz entera.

3.2.1.1 Interacción ácido roca en la acidificación matricial

La acidificación matricial es una técnica de estimulación de pozos en la cual se inyecta una solución ácida para disolver algunos de los minerales presentes, y así, recobrar o aumentar la permeabilidad en la zona vecina al pozo.

Los ácidos más comunes son el ácido clorhídrico (HCl) usado principalmente para disolver carbonatos, y mezclas de ácidos clorhídrico y fluorhídrico (HF/HCl), usados en minerales silicatos como arcillas y feldespatos.

La acidificación matricial en un tratamiento cerca de la pared del pozo, con todos los ácidos reaccionando dentro del radio de 1 pie de la pared del pozo en las formaciones de arenisca y dentro de hasta 10 pies de la pared del pozo en formaciones carbonatadas. Un tratamiento de acidificación se llama tratamiento matricial debido a que el ácido se inyecta a presiones por debajo de la presión de fractura (presión mínima que se necesita para fracturar una formación) del reservorio. El objetivo es mejorar o recuperar la permeabilidad muy cerca de la pared del pozo.

La acidificación matricial puede mejorar significativamente la productividad de un pozo cuando la formación dañada está cerca de la pared del pozo y al contrario, es de poco beneficio en un pozo que no está dañado. Así, la acidificación matricial debería ser aplicada solamente cuando un pozo tiene un alto efecto pelicular que no puede ser atribuido a penetración parcial, eficiencia de perforación u otro aspecto mecánico de la completación.

Tomando en cuenta lo mencionado anteriormente se podrá determinar si es o no la mejor practica de estimulación que se podría aplicar al yacimiento "T" que contiene un alto contenido de glauconita para mejorar la producción de crudo en el Campo Mariann.

El objetivo de un tratamiento de acidificación matricial es reducir el efecto pelicular no mecánico a un valor cercano a cero. En el caso de la T Superior el objetivo es disolver o remover la glauconita para mejorar la permeabilidad.

Entre las consideraciones importantes de diseño para el éxito de una acidificación matricial están a continuación:

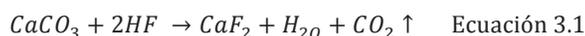
- ✓ El tipo y la concentración del ácido a usarse
- ✓ La cantidad de ácido para disolver mineral suficiente alrededor de la pared del pozo
- ✓ La tasa de inyección optima y
- ✓ La colocación de la solución ácida

3.2.1.2 PRECIPITACIÓN DE LOS PRODUCTOS DE LA REACCIÓN ÁCIDA

Algo que influye con la acidificación, principalmente con las areniscas, es el daño causado por los productos de la reacción de los ácidos con los minerales. En la acidificación de las areniscas con HF, la formación de algunos precipitados es probablemente inevitable. Sin embargo la cantidad de daño causado a la productividad del pozo depende de la cantidad y localización de los precipitados. Estos factores se pueden controlar algunas veces con diseños de trabajos apropiados.

Los daños más comunes por precipitados que pueden ocurrir en la acidificación de areniscas son por fluoruro cálcico, CaF_2 , sílica coloidal $\text{Si}(\text{OH})_4$, hidróxido férrico $\text{Fe}(\text{OH})_3$, y precipitados de asfaltenos.

El fluoruro cálcico es usualmente el resultado de la reacción de calcita con HF, de acuerdo a la siguiente ecuación:



El fluoruro cálcico es muy insoluble, de modo que la precipitación de CaF_2 es posible si cualquier calcita está disponible para reaccionar con el HF. La inclusión de una cantidad adecuada de un preflujo de HCL antes de la etapa de HF/HCL previene la formación de CaF_2 .

La producción de algunos coloides de precipitados de sílica es probablemente inevitable en la acidificación de las areniscas. Para minimizar el daño causado por la sílica coloidal, es probablemente ventajoso inyectar tasas relativamente altas, de modo que la zona de precipitación potencial es rápidamente desplazada lejos de la pared del pozo.

Cuando los iones férricos (Fe^{+3}) están presentes, pueden precipitarse de las soluciones gastadas de ácido como $\text{Fe}(\text{OH})_3$ cuando el pH es mayor a 2. Los iones férricos pueden resultar de la disolución de minerales de hierro en un ambiente oxidante o pueden derivar de la disolución de polvo en las tuberías por la solución ácida.

Cuando se consigue un alto nivel de iones férrico en la solución gastada de ácido, se pueden añadir agentes secuestrantes a la solución ácida para prevenir la precipitación de $\text{Fe}(\text{OH})_3$. Sin embargo se sugiere que estos secuestrantes sean

usados con precaución, puesto que pueden causar más daño a través de su propia precipitación la que habría sido causada por el hierro.

3.2.1.3 ACIDIFICACIÓN EN ARENISCA

Aditivos para acidificación de arenisca

La acidificación puede ser la causa de una serie de problemas en el pozo. El ácido puede: liberar finos, crear precipitados, formar emulsiones, crear precipitados asfálticos y corroer el acero. Los aditivos están disponibles para estos y una serie de otros problemas. Cuando se utilizan varios aditivos deben ser cuidadosamente comprobados bajo condiciones de tratamiento simulados para asegurar que un aditivo no interfiera con otro; solamente aquellos que provean un beneficio claro deberían ser incluidos en el fluido de tratamiento. Además de los agentes desviadores, se añaden numerosos otros químicos a las soluciones de ácido, siendo los más comunes los inhibidores de corrosión, los componentes secuestradores de hierro, surfactantes los solventes mutuales.

Los **inhibidores de corrosión** generalmente son necesarios en todos los tratamientos de ácidos para prevenir el daño a los tubulares y tuberías de revestimiento durante la acidificación. La corrosión del acero por el HCl puede ser muy severa sin inhibición, particularmente a altas temperaturas. Para esto se utilizan inhibidores de corrosión que son compuestos orgánicos que contienen grupos polares que son atraídos por las superficies metálicas.

Un **compuesto secuestrador de hierro**, es algunas veces añadido a las soluciones ácidas cuando se piensa que iones férricos (Fe^{3+}) están presentes en las cercanías del pozo, para prevenir la precipitación de $\text{Fe}(\text{OH})_3$ en la solución del ácido gastado. Esta situación debería evitarse pues, los agentes secuestrantes por sí mismo son potencialmente dañinos a la formación. En general, estos materiales se deberían usar solamente cuando hay una clara indicación de precipitación de $\text{Fe}(\text{OH})_3$ durante la acidificación.

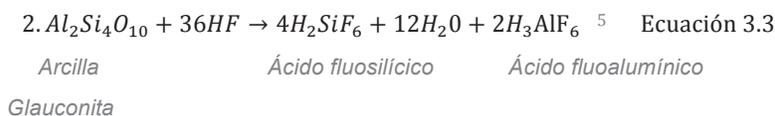
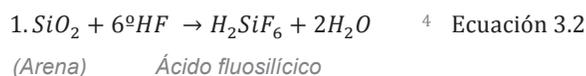
Los **surfactantes** se añaden a las soluciones ácidas para prevenir a la formación de emulsiones, para acelerar la limpieza del ácido gastado y para prevenir la formación de sólidos amorfos. Como los agentes secuestrantes, los surfactantes pueden tener efectos dañinos sobre la formación y se deberían usar solamente

después de pruebas cuidadosas con los fluidos de la formación y muestras de núcleos.

Un aditivo que ha mostrado claros beneficios en algunas acidificaciones de arenisca es un solvente mutual, generalmente el etilen-glicol-monobutil éter (EGMBE) (Gidley, 1971). Un solvente mutual se añade al postflujo para mejorar la productividad aparentemente removiendo el inhibidor de corrosión que ha absorbido las superficies de la formación (Crowe & Minor, 1985) y restaurando las condiciones de mojabilidad al agua.

3.2.1.4 REACCIONES DE ÁCIDO SOBRE ARENA Y ARCILLA

Ácido fluorhídrico (HF)



Las tasas relativas de reacción sobre la arena y arcilla son dependientes en el radio de la superficie de la roca al volumen de ácido en los poros de arenisca.

La tabla 3.24 muestra las áreas específicas relativas de los minerales de arenisca. Puesto que las arcillas como la glauconita tiene muchos ordenes de mayor magnitud de área superficial que el mismo peso de arena, la reacción del HF sobre la arcilla es instantánea, comparada con la reacción sobre la arena (cuarzo), es decir que le cuarzo es casi inerte al HF, si las arcillas están presentes.

Tabla 3.24. Áreas específicas relativas de minerales

Mineral	Área específica (cm ² /g)
Cuarzo	<0.1
Feldespato	±20-30,000
Caolinita	150-300,000
Ilita	1,130,000
Esmectita	820,000

Fuente: (Allen Roberts, Thomas Alan, 2004)
Elaboración: Darwin Yajamin

⁴(Allen Roberts, Thomas Alan, 2004)

Los ácidos fluosilícico y fluoalumínico serán producidos por la reacción del HF sobre arena y arcilla, de uno en uno, reaccionan con iones de Na^+ o K^+ en NaCl y KCl agua salada en el pozo o en el sistema poroso del pozo, y produce precipitados insolubles.

3.2.1.4.1 REACCIÓN CON IONES SODIO



3.2.1.4.2 REACCIÓN CON IONES POTASIO



Estos precipitados relativamente insolubles de iones Na^+ y K^+ son sólidos blancos gelatinosos, y ocupa un gran volumen de espacio poroso. Estos se adhieren a las superficies de la roca y reduce la productividad del pozo. Así, los iones Na^+ y K^+ deben ser desplazados del sistema poroso cerca de la pared del pozo antes que el HF llegue. El ion amonio no forma componentes insolubles de los productos de la reacción con HF. Por lo tanto el cloruro de amonio puede ser usado como un preflujo o postflujo en los tratamientos de HF.

El HF reacciona con la caliza y precipitados del fluoruro de calcio, un polvo blanco fino insoluble. La reacción total es:



3.2.1.5 REACCIÓN DE HCl SOBRE ARENA Y ARCILLA

Esta reacción puede encoger las arcillas hidratadas, sin embargo, la mayoría de arcillas tienen muy poca solubilidad en HCl. Una posible excepción es la clorita, una rica en hierro, arcilla de tres capas. Un HCl fuerte puede filtrar hierro Fe^{+2} (y posiblemente aluminio y magnesio) de clorita, dejando un residuo amorfo de sílice. HCl no disuelve arena. Sin embargo, HCl puede disolver carbonatos presente en formaciones de arenisca.

⁶(Allen Roberts, Thomas Alan, 2004)

7

8

9

3.2.1.5.1 FACTORES MECÁNICOS EN EL DISEÑO DE TRATAMIENTO CON HF

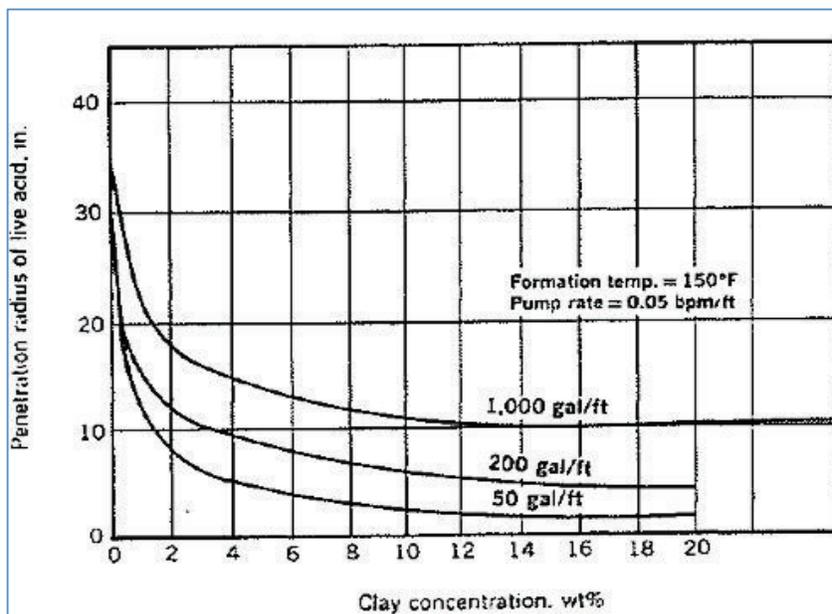
La clave para remover el daño es conseguir que el HF llegue a los sitios correctos en el sistema poroso. Debe utilizarse un tratamiento matricial con inyección por debajo de la presión de fractura. A menudo la inyección de ácido está restringida por el daño de la perforación y se requiere una presión excesiva.

3.2.1.6 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DE HF

Las consideraciones iniciales en la planificación de un tratamiento con HF: profundidad del daño y porcentaje en peso de arcilla de origen natural en la formación, más el peso de arcilla que ha sido forzada dentro de los poros de la formación cerca del pozo por los fluidos de perforación o completación de pozos. Concentraciones grandes de arcilla en los espacios porosos alrededor del pozo disminuye la profundidad de penetración de la vida del ácido.

El efecto de la concentración de arcilla sobre la profundidad de penetración de la vida del ácido, y el volumen de ácido requerido por pie de formación arenisca arcilla-dañada se muestra en la figura 3.29. Estos datos ilustran la máxima penetración. Estos datos de alguna manera podrían exagerar radios de penetración en la situación del pozo, porque estos descuidan la reactividad de feldspatos, micas, cuarzos finos y otros materiales no arcillosos soluble en ácido.

Figura 3.28. Radio de penetración de vida del ácido HF Vs. Concentración de arcilla

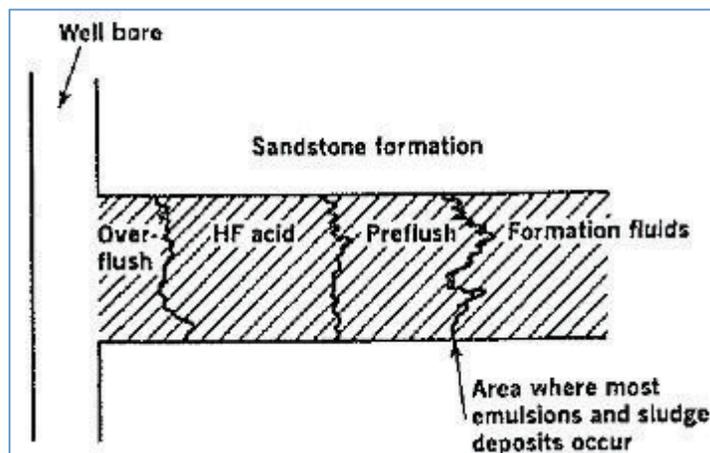


FUENTE: (Allen Roberts, Thomas Alan, 2004)

3.2.1.7 PLAN DE TRATAMIENTO PARA POZOS DE PETRÓLEO

El tratamiento primario de HF para reservorios de areniscas consiste de tres pasos sucesivos: preflujo, tratamiento de HF/HCl y un postflujo como se muestra en la figura 3.30.

Figura 3.29. Acidificación con HF de reservorio de arenisca.



FUENTE: (Allen Roberts, Thomas Alan, 2004)

Una vez identificado el daño de la formación, como causa de la pobre productividad del pozo. Se debe comenzar el diseño del tratamiento por acidificación. Una acidificación típica en areniscas consiste de la inyección de preflujo de HCl, con 50 gal/pie de formación siendo un volumen de preflujo común, seguido por la inyección de 50 a 200 gal/pie de una mezcla de HF/HCl.

Al final se desplaza con un post flujo de diésel, agua salada o agua para desplazar la mezcla de HF/HCl de la tubería de conducción o área del pozo. Una vez que se completa el tratamiento, el ácido gastado debería ser inmediatamente producido para minimizar el daño debido a la reacción de los productos de la reacción.

La colocación del ácido es un punto importante. Una estrategia es asegurar que se planifique para tener suficientes volúmenes de ácido para contactar las zonas productivas de la formación.

La ejecución apropiada del tratamiento es crítica para el éxito de la acidificación, de modo que la conducción del tratamiento incluye los arreglos mecánicos para introducir el ácido a la formación y los métodos de monitoreo, los cuales deben ser planificados en detalles. Finalmente, se incorporan numerosos aditivos que se

usan en el tratamiento los cuales deben ser determinados basados en la completación del pozo, la formación y los fluidos de yacimientos.

Esta técnica de estimulación no se podrá usar en el Yacimiento Napo T ya que no existe un estudio a profundidad de su estructura de litología y composición de minerales. Es así que para este tratamiento es necesario es realizar una inversión importantes para conocer a detalle lo mencionado anteriormente.

3.2.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Este método de estimulación consiste en inyectar fluido al pozo para crear esfuerzos tensionales en una formación expuesta a la presión del fluido, de tal manera que los esfuerzos locales creados excedan la resistencia a la tensión de la roca. Luego se procede a llenar la fractura creada con un agente de soporte, de manera que no pueda cerrarse por completo al terminar el bombeo, creándose un canal de alta conductividad para producción de fluidos.

Después de la rotura de la roca se procede aplicando presión para extender la fractura más allá del punto de falla. Con esta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no sólo conecta fracturas naturales sino que produce una gran área de drenaje de fluidos del reservorio.

3.2.2.1 FRACTURAMIENTO PARA ESTIMULACIÓN DE POZOS

El tratamiento de fracturar la formación productora se conoce en la Industria Petrolera como fracturamiento hidráulico y su principal objetivo es sobrepasar la zona dañada en las vecindades del pozo para incrementar el área de flujo y de esta manera incrementar su producción.

3.2.2.2 MECÁNICA DE FRACTURAMIENTO

El conocimiento de la mecánica de fractura permite determinar y explicar:

- Presión de inicio de fractura
- Presión de propagación
- Geometría de la fractura
- Problemas de producción: estimulaciones no exitosas, inestabilidad del hoyo.

Los esfuerzos efectivos sobre la roca en el subsuelo están determinados por el esfuerzo del plano en referencia y la presión de poro:

$$T_{\text{esfuerzos efectivos sobre la masa}} = \text{Esfuerzo total en el plano de referencia} - \text{Presión de poro}$$

Ecuación 3.9. Esfuerzos efectivos sobre la roca

Origen de la Fractura:

La roca falla por tensión, debido a que la resistencia de las rocas a la tensión es baja.

La generación de fracturas consiste en vencer: presión de poro, esfuerzo mínimo de compresión, resistencia de tensión (T).

3.2.2.3 PARÁMETROS PRINCIPALES A CONSIDERAR PARA LA SELECCIÓN DE UN POZO CANDIDATO A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

- Permeabilidad de la formación
- Viscosidad del fluido del yacimiento
- Presión de yacimiento
- Factor de daño
- Reservas de petróleo
- Profundidad
- Condición mecánica del pozo.

3.2.2.4 TIPOS DE DATOS REQUERIDOS PARA DISEÑAR UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO¹.

Datos de la completación y estado mecánico del pozo

- Propiedades de las diferentes capas de la formación
- Datos del fluido de fractura y sus aditivos
- Datos del agente de soporte
- Datos de producción del pozo
- Datos económicos

3.2.2.5 CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA

Se define como el producto del espesor de la fractura apuntalada por la permeabilidad del agente sostén dentro de la fractura. Mide la capacidad de flujo y se expresa únicamente en md-pie. Es de gran importancia para la efectividad de la operación, ya que esta depende de alguna manera del índice de productividad.

$$Fcd = \frac{Kf * Wf}{k * Lf}^{10} \text{ Ecuación 3.10}$$

Donde:

Fcd: Conductividad de la fractura adimensional

Kf * Wf: conductividad de la fractura. (mD * pie)

K: Permeabilidad. (mD)

Lf: Longitud de fractura.

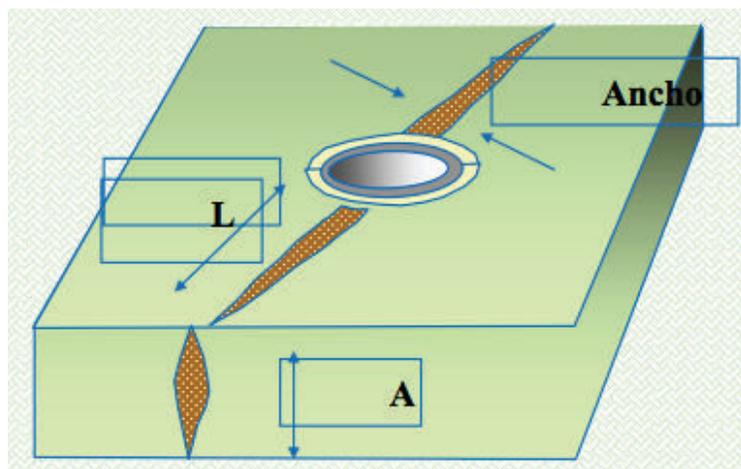
3.2.2.6 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA

El crecimiento y propagación de la fractura que se muestra en la figura 3.47, ocurre durante el proceso del fluido inyectado del agente apuntalante, definido como el volumen del fluido bombeado inicialmente para inducir la fractura y abrirla lo suficiente para colocar el agente sostén.

La geometría del diseño en una fractura, se ve afectada por los siguientes factores.

- Propiedades de la roca (permeabilidad, porosidad, tipo de roca).
- Geometría de roca (esfuerzos máximos y mínimos).
- Propiedades del fluido de formación.
- Tasas de fluido inyectado fracturante.
- Volumen del fluido inyectado.
- Pérdida de fluido en el medio poroso.

¹⁰ (HOLDITCH, STEPHEN A., 2002)

Figura 3.30. Dimensiones de la Fractura Hidráulica¹¹

3.2.2.7 DISEÑO PARA EL TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO

El diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico consiste en hallar la mejor relación entre las propiedades del yacimiento, las condiciones del pozo, los parámetros de operación y los beneficios previstos de la estimulación.

El objetivo de la evaluación pre – fractura, es definir si el yacimiento es un buen candidato para ser fracturado.

Consideraciones de la evaluación pre-fractura:

- Selección de candidato(s)
- Mecánica de las rocas
- Medición de la permeabilidad, porosidad
- Identificación y medición del daño, mediante pruebas de presión.
- Evaluación de propiedades reológicas de fluidos de fractura
- Selección de la técnica de fracturamiento.

3.2.2.8 PROPUESTA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El ambiente tidal, la rapidez con que se depleta y el gran contenido de glauconita son las principales factores que reducen la producción de la arena T Superior.

Actualmente el Campo Mariann en la Arena T Superior, tiene una producción acumulada de 607.97 Mbbls y las reservas remanentes son 651.97, debido a la

¹¹(Lake Larry W.)

presencia de glauconita, la comunicación de acuíferos, se ha disminuido la producción del campo en la arena T Superior y como una de las alternativas más factibles es el fracturamiento hidráulico.

Para la propuesta técnica se consideraron los siguientes criterios:

- La permeabilidad de la formación está alrededor de 100-150 mD.
- Agua movable dentro de este reservorio con una variación de salinidades alrededor de 14000 a 20000 ppm de NaCl.
- Baja porosidad y permeabilidad debido al contenido de glauconita.
- El análisis de presión confirma este sistema de canal estrecho con bajo potencial en la estimación de Reservas.
- El rango de las tasas de 75 a 400 BPD. En alguno de los casos, la tasa de fluido está por arriba de 500 BPD.
- Muy difícil definir el tamaño de los canales, la fuente de agua y el CAP dentro de la arenisca T Superior con la información actual de registros.
- Variación del °API no ayuda a diferenciar mucho entre los 3 cuerpos de arena.

3.2.2.9 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN

Para analizar el incremento o no de producción que se tendrá después de realizar la fractura se utilizará la fórmula de caudal incremental en función del índice de productividad del pozo y la variación de presión luego de la fractura.

$$Q_i = IP * \Delta P_{fracturamiento} \quad \text{Ec 3.1}$$

$$\Delta P_{fracturamiento} = 0.87 * m * (S_{daño} - S_{estimulación}) \quad \text{Ecuación 3.11}$$

En el pozo seleccionado se determina las nuevas curvas IPR y el índice de productividad del pozo fracturado. Para esto se toma el modelo de producción inicial creado para el pozo pre-fractura con los datos del último Build-up: la P_r y P_{wf} que se utilizan en el análisis de sensibilidad son los valores promedios de la arena debido a que los Build-up no son recientes.

Para conocer la eficiencia de flujo que se obtendrá después de la fractura, se la determina de la siguiente manera:

1. Se calcula la caída de presión debido al daño

$$\Delta p_s = 141.2 \left(\frac{q_{sc} \beta \mu}{k h} \right) * s \quad \text{Ecuación 3.12}$$

2. Se calcula el EF.

$$EF = \frac{Pr - P_{wf} - \Delta P_s}{Pr - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 3.13}$$

Esta técnica no es nada factible para aplicar en la arenisca Napo T debido a que donde está presente la glauconita en la zona de pago pierde presión muy rápidamente y se lo determinó mediante el análisis de presión. Todo esto se puede apreciar en el Anexo N° 3.

3.2.3 BASE TEÓRICA TÉCNICA DE DISPAROS

3.2.3.1 SISTEMA DE PUNZONAMIENTOS EMPLEADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

El diseño de los punzados constituye una parte elemental del planeamiento de la completación en el que se debe tener en cuenta las condiciones del reservorio: característica de la formación y las exigencias del pozo. Por tanto el punzonamiento es la operación más importante para pozos completados. Los sistemas de cañoneo comúnmente utilizados en la industria ecuatoriana del petróleo son: punzonamiento con wireline y punzonamiento con cañones transportados por tubería o TCP¹².

3.2.3.2 FACTORES QUE AFECTAN A LOS RESULTADOS DE LOS DISPAROS

Taponamiento de los disparos

Los disparos tienden a llenarse con roca triturada de la formación, con sólidos de lodo y residuos de las cargas cuando se dispara en lodo. Estos tapones no son fácilmente removidos por el contra flujo. En formaciones estratificadas, como las constituidas por secuencia de lutita y aren, un gran número de disparos permanecen taponados y pueden evitar que se drenen algunas zonas específicas cuando están taponadas o parcialmente obturadas.

¹² Tubing Conveyed Perforating

3.2.3.3 EFECTO DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL

Cuando se dispara en lodo, con una presión diferencial hacia la formación, los disparos se llenan con partículas sólidas de lodo de la formación y residuos de las cargas.

Aun cuando se dispare en fluidos limpios tales como aceite o agua que tienen altos ritmos de filtrado, las partículas procedentes de las arcillas, residuos de las cargas, o de otro tipo, pueden originar algún taponamiento de los disparos y un daño profundo en la formación. Algunas recomendaciones de la tabla 3.25 son una modificación de los estudios de campo hechos por King Anderson Y Bingham.

Tabla 3.25. Presión Diferencial a favor de la formación cuando se punzona.

CONDICIONES DEL RESERVORIO	PRESIÓN DIFERENCIAL (PSI)	
	POZOS DE PETRÓLEO	POZOS DE GAS
ARENAS NO CONSOLIDADAS	300-500	300-500
ARENAS CONSOLIDADAS	--	--
PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN	--	--
MAYOR QUE 100 mD	500	1000
DESDE LOS 100 HASTA LOS 10 mD	500-1000	2000
MENOS QUE 10 mD	1000-2000	2000

Fuente: (Allen Roberts, Thomas Alan, 2004)

Elaboración: Darwin Yajamin

3.2.3.4 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DE DISPAROS

La densidad de los disparos generalmente depende del ritmo de producción requerido. La permeabilidad de la formación y la longitud del intervalo disparado. Para pozos con alta producción de aceite y gas, la densidad de los disparos debe permitir el gasto deseado con una caída de presión razonable.

Los disparos de 4 o más cargas por pie en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño y de baja resistencia, con cañones con cargas expuestas, pueden agrietar la tubería de revestimiento.

3.2.3.5 LIMITACIONES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA

Existen especificaciones sobre las presiones y temperaturas de operación para todos los cañones. Las presiones en el fondo del pozo pueden limitar el uso de

algunos cañones con cargas expuestas. Como regla general, las cargas de alta temperatura no deben ser empleadas en pozos con un rango de temperatura entre 300-400 °F.

Esta recomendación está basada en lo siguiente:

- Algunas cargas de alta temperatura proveen baja penetración.
- Estas cargas son más costosas
- Hay menos opción de selección

3.2.3.6 FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO

El índice de productividad nos permite evaluar la potencialidad de un pozo y está representado matemáticamente por:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 3.14}$$

El diseño de productividad de una zona puede ser difícil de determinar por lo tanto el efecto del diseño del sistema de cañoneo como son la penetración, fase, densidad, diámetro del agujero, daño del lodo, etc., pueden ser evaluados usando la relación de Productividad.

$$PR = \frac{\text{(Produccionzonadisparada)}}{\text{Producciónzonaenagujeroabierto}} \quad \text{Ecuación 3.15}$$

Los principales factores que afectan la productividad del pozo son:

1. Factores geométricos del disparo
2. Presión diferencial al momento del disparo
3. Tipo de cañones y cargas
4. Daño generado por el disparo
5. Daño causado por el fluido de la perforación
6. Daño causado por el fluido de terminación

Como se puede observar, los cuatro primeros factores que afectan la productividad pueden ser manipulados durante el diseño del disparo. Por lo tanto con el análisis del sistema de disparo adecuado, se obtendrá la máxima producción del pozo.

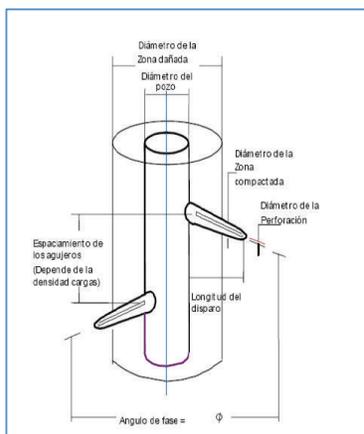
3.2.3.7 FACTORES GEOMÉTRICOS DEL DISPARO

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación influye en la Relación de Productividad del pozo y está definida por los Factores Geométricos, estos determinan la eficiencia de flujo en un pozo disparado y son:

- Penetración
- Densidad de cargas por pie
- Fase angular entre perforaciones
- Diámetro del agujero (del disparo)

Otros factores geométricos que pueden ser importantes en casos especiales como: penetración parcial, desviación del pozo, echados de la formación, radio de drenaje. La figura muestra de manera simple como los factores geométricos de disparo tienen relación con la Relación de Productividad.

Figura 3.31. Factores Geométricos del sistema de disparo



Fuente: (Schlumberger)

3.2.3.8 EFECTO DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL AL MOMENTO DEL DISPARO

Existen dos técnicas que pueden aplicarse durante la ejecución de los disparos:

Sobre-balance

Presión hidrostática > Presión de formación

Bajo-balance

Presión hidrostática < Presión de formación

El objetivo de una terminación sobre-balanceada es fracturar la formación al momento del disparo, sin embargo si la presión no es alcanzada después del disparo y antes de que fluya el pozo, se forman tapones con los residuos de las cargas.

Después de dejar fluir el pozo, es posible que aún se tenga una perforación parcialmente taponada y una zona compactada de baja permeabilidad.

Cuando se tiene una terminación diferencial bajo-balanceada, los residuos de las cargas y la zona comprimida podrían ser expulsados por la acción del brote de fluido del yacimiento.

Disparar el pozo con una presión diferencial a favor de la formación es recomendable para obtener la limpieza de los agujeros. Sin embargo, usar presiones de bajo –balance muy altas es inadecuado ya que arriba de cierto valor no se obtiene ninguna mejora en el proceso de limpiado.

Una presión diferencial muy baja puede provocar arenamiento o aporte de finos de formación que impedirán el flujo a través de la perforación, o un colapso de la tubería de revestimiento.

Para calcular la presión diferencial a establecer durante el disparo se deberán considerar los factores siguientes:

- Grado de consolidación de la formación
- Permeabilidad de la formación
- Fluido en los poros
- Presión de colapso de las tuberías y equipo
- Grado de invasión del fluido de perforación
- Tipo litológico

Mientras que la magnitud de la presión diferencial de bajo-balance depende principalmente de: la permeabilidad de la formación y el tipo de fluido.

3.2.3.9 DETERMINACIÓN DE LAS CONDICIONES DE LA PRESIÓN DE BAJO-BALANCE

El siguiente procedimiento es una manera fácil y efectiva de calcular una presión adecuada de bajo-balance para una operación de cañoneo.

Cálculo de la presión bajo-balanceada máxima, $\Delta P_{\text{máx}}$.

$$\Delta P_{\text{máx}} = 3600 - 20\Delta t \quad \text{Ecuación 3.16}$$

Donde:

Δt = Tiempo de tránsito de la formación.

$$\Delta P_{\text{máx}} = 2340\rho_b - 4000 \quad \text{Ecuación 3.17}$$

Donde:

ρ_b = Densidad de la formación.

Cálculo total de la presión bajo-balanceada mínima, $\Delta P_{\text{mín}}$.

$$\Delta P_{\text{mín}} = \left(\frac{3500}{k^{0.37}} \right) \quad \text{Ecuación 3.18}$$

Donde:

K = Permeabilidad (mD)

Cálculo del punto promedio de presión ΔP_{med}

$$\Delta P_{\text{med}} = \frac{\Delta P_{\text{máx}} + \Delta P_{\text{mín}}}{2} \quad \text{Ecuación 3.19}$$

En el análisis técnico de este Campo se dará a conocer datos estadísticos del tipo de técnicas y cargas usadas. Los datos estadísticos que se mostrarán a continuación son de pozos que producen de las dos arenas T superior y T inferior, se realizó el análisis individualmente por arenas en los 16 pozos. En los cuales se analizó solo las zonas que aportan o dejaron de aportar a la producción del Campo Mariann.

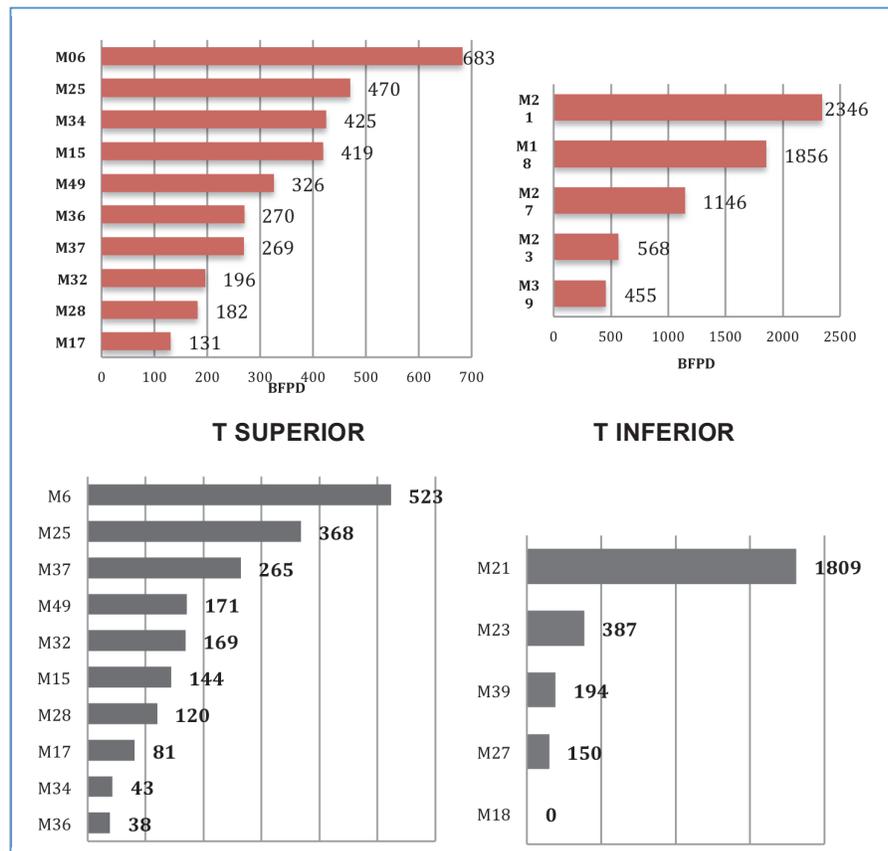
3.2.3.10 DATOS ESTADÍSTICOS

A continuación se dará a conocer las diferentes técnicas y cargas que fueron utilizadas en las diferentes arenas de este Campo para el cañoneo de pozos, siendo el número total de trabajos de cañoneo realizados de 16, los mismos que se muestran en la (Grafica 3.1) clasificados por el tipo de técnica que se utilizó, donde el 87% se lo ha realizado con TCP y un 13% de cañoneos se lo ha realizado con WL. Las cargas utilizadas en su gran mayoría son tipo HMX. Ver gráfica 3.1

Se han implementado los sistemas Duo y Pure para punzonar ciertos intervalos en la arenisca Napo "T", siendo estos tipos de tecnología mas utilizados en este reservorio.

No se puede aplicar esta técnica ya que al revisar el análisis estadístico cuando se dispara ya sea utilizando la técnica con TCP o Wireline se obtuvieron los mismos resultados de producción de crudo en los pozos que contienen glauconita.

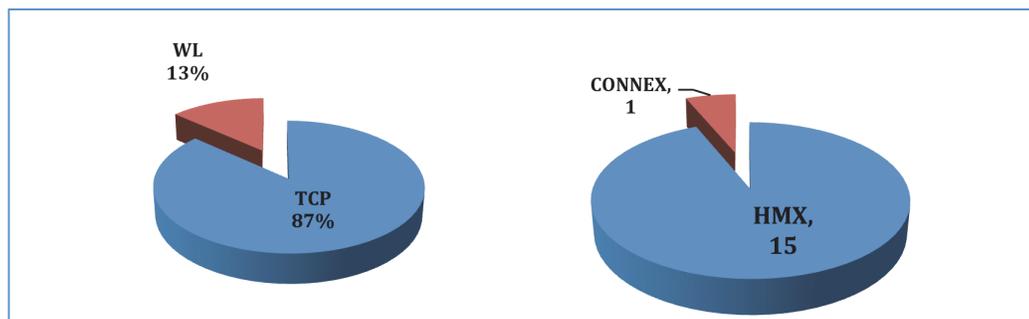
Gráfica 3.1. Producción después del cañoneo en la Arena Napo T



Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

Gráfica 3.2. Técnicas de disparo y tipos de cargas utilizadas en la Arena Napo T



Elaboración: Darwin Yajamin

Fuente: (Andes Petroleum Ecuador Ltd., 2014)

3.2.4 MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Son sistemas de polímeros de carácter hidrófilo solubles en agua. Estos polímeros una vez hidratados, producen largas cadenas que se adhieren a la roca ocupando parte del volumen poroso disponible al flujo, y debido a su carácter hidrófilo, tienden a tener mayor preferencia hacia el agua que al petróleo y por tanto ejercerán sobre el agua una resistencia adicional al flujo, sin afectar significativamente el flujo de aceite.

Como se puede observar en la figura 3.33, en un medio de preferencia humectante al agua, una película de aceite fluye por medio de los canales sin tener ningún tipo de contacto con la superficie mineral.

Por otro lado, el agua fluye por las zonas cercanas a la pared del pozo, estando en contacto permanente con RPM que fue anteriormente adsorbido por la roca, de esta forma se asegura que el tratamiento de carácter hidrófilo ejerza una fuerza de resistencia adicional al flujo de agua a través del medio poroso sin afectar de sobremanera al patrón de flujo que el aceite ejerce desde el yacimiento hasta el fondo del pozo desde las zonas no alcanzadas por el tratamiento.

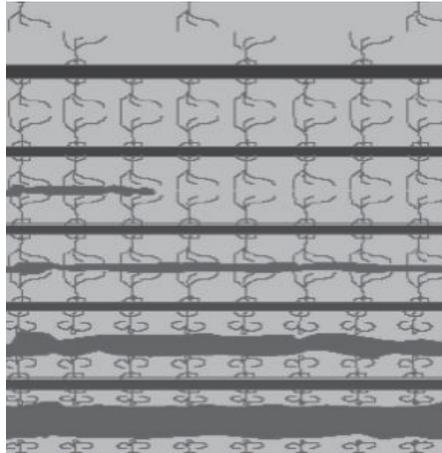
Los polímeros que se usan para este tipo de soluciones incluyen polímeros de alto peso molecular como las poliacrilamidas convencionales.

Sin embargo, limitaciones en las condiciones de aplicación como altas temperaturas, altas tasas de flujo, alta heterogeneidad de las formaciones y poca tolerancia a ambientes salinos han llevado al uso de polímeros más resistentes a la degradación como son las poliacrilamidas catiónicas y las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas.

Estos sistemas químicos una vez aplicados y adsorbidos por la formación llegan a incrementar la resistencia al flujo del medio hacia el agua entre 5 a 10 veces y hacia el aceite en factores menores que 2.

Esta modificación en la resistencia al flujo se puede caracterizar mediante la definición de un factor denominado factor de resistencia residual (FRR), el cual determina en última instancia la efectividad del tratamiento.

Figura 3.32. Película de polímero en el medio poroso



FUENTE: (Halliburton, 2004)

3.2.4.1 CONCEPTO

Se puede definir como un fluido que al momento de ser inyectado a la zona de interés en el reservorio reducirá potencialmente la permeabilidad relativa al agua sin afectar la permeabilidad del petróleo. Esto implica que hay un desplazamiento de las curvas de permeabilidad relativa, de forma que cuando es alcanzada la saturación de petróleo residual en la matriz de la roca la relación de K_w/K_o es más baja.

3.2.4.2 VENTAJAS

Existen varias ventajas al utilizar o aplicar dentro de un yacimiento algún tipo de polímero que realiza el trabajo de modificante de permeabilidad relativa entre las cuales se puede mencionar:

- Reacciona con la superficie de la roca
- Altera la permeabilidad relativa
- Aumenta la producción
- No es un sellante de la porosidad
- No es necesario aislar la zona productora
- Controla la pérdida de circulación
- Cero daño a la formación
- Cero obstrucción, partículas sólidas dispersas
- No requiere tratamientos de limpieza y remoción posterior
- Reduce tiempos de taladro

3.2.4.3 APLICACIONES

Son varias las aplicaciones que se pueden obtener con la utilización de estos compuestos químicos en el reservorio debido a la conificación de agua, canalizaciones laterales de agua, empuje hidráulico de agua, entre otros.

3.2.4.4 CONTROL DE AGUA

Proceso que aplica tecnologías específicas a un pozo o yacimiento con el objetivo de controlar la producción no deseada de agua o gas para mejorar la eficiencia de recuperación y ganancias de la compañía operadora.

3.2.4.5 INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Se utiliza un químico clasificado como Reductor de Permeabilidad Relativa (MPR), el cual disminuye el flujo de agua materializando la separación de dicha agua en el reservorio, dando como resultado un incremento en la producción de petróleo. El polímero trabaja por absorción en la superficie de la roca, reduciendo la permeabilidad al agua de 7 a 10 veces más que al hidrocarburo.

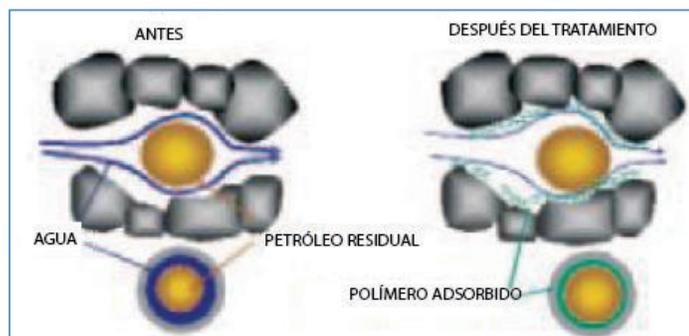
La inyección de polímeros conduce a una mejoría en la relación de movilidad agua/petróleo. Con este tratamiento se mejora la eficiencia de barrido de petróleo afectando solo la producción de agua. Se inyecta el tratamiento a la formación sin necesidad de aislar la zona productora y depende básicamente de:

- Litología
- Humectabilidad
- Composición del tratamiento
- Compatibilidad de los fluidos de formación con el polímero
- Permeabilidad
- Porosidad
- Tamaño de poro de la roca.

La figura 3.49 corresponde a una serie de polímeros asociados, los cuales se adsorben a través de su radical hidrófilo a las paredes del canal poral; el polímero crece dentro de este canal a través de la interacción de sus radicales oleofílicos, quedando al final los radicales hidrofílicos en contacto con el fluido que fluye por los poros. Para el caso de la zona productora de petróleo (donde se tiene petróleo

móvil y agua irreducible), el polímero se retrae desde que los radicales hidrofílicos se repelen con el hidrocarburo móvil, permitiendo el flujo sin obstáculos del mismo.

Figura 3.33. Efecto de adsorción del polímero



FUENTE: (Halliburton, 2004)

En el caso de zonas productoras de agua (agua móvil y petróleo residual), el polímero interactúa con el agua a través de sus radicales hidrofílicos, disminuyendo su movilidad. En el caso de divergencia, el polímero actúa de la misma manera, es adsorbido en la capa de agua irreducible impidiendo o dificultando el pasaje de agua móvil.

Siendo el modificador de permeabilidad relativa la técnica seleccionada ya que ha tomado en consideración lo siguiente:

Estructura del Campo Mariann.

Canales estrechos en T Superior.

Variación de salinidades que muestran las pruebas de producción.

Yacimientos con comportamiento radial y homogéneo.

Nueva distribución de la Arena Napo T.

Potencial de producción de cada pozo.

Cortes de agua durante la producción de fluido.

Con el objeto de incrementar la producción en el yacimiento T del Campo Mariann, Bloque Tarapoa se va utilizar esta técnica de estimulación ya que mediante resultados obtenidos en campos y arenas que contienen a la Cuenca

del Oriente Ecuatoriano se analizaran los datos estadísticos del tratamiento con modificador de permeabilidad relativa.

A continuación en la tabla 3.26 se puede observar la inversión que se realiza con el tratamiento y los incrementales de producción con tres escenarios.

- ✓ Se considera el periodo mensual de 30.4 días y periodo semanal de 7 días.
- ✓ El costo estimado de venta del barril de petróleo para la compañía Andes Petroleum es de \$ 35 debido al contrato con el Gobierno

Tabla 3.26. Inversión de tratamiento e incrementales de producción

INVERSIÓN	TIEMPO	INCREMENTAL 1	INCREMENTAL 2	INCREMENTAL 3
150000	0	50	100	200
	1	50	100	200
	2	50	100	200
	3	50	100	200
150000	4	50	100	200
	5	0	0	0
	6	25	50	100
	7	25	50	100
	8	25	50	100
	9	25	50	100
	10	25	50	100
	11	25	50	100
	12	25	50	100
			425	850
		452200	904400	1808800
TOTAL \$	300000	152200	604400	1508800

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA.

4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1.1 INTRODUCCIÓN

Según el estudio realizado en el presente proyecto tenemos como candidatos a 2 pozos acordes a las necesidades para implementarse esta técnica de optimización, se realizará la evaluación para un solo pozo.

Para definir la rentabilidad del proyecto se va a utilizar un análisis en cuanto a inversiones, ingresos, egresos, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR).

Un proyecto es rentable cuando considera que el valor actual neto es mayor que cero, la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización.

En cuanto a la producción petróleo dependiendo de las distintas proyecciones de los pozos seleccionados, se realizará una apropiada valoración de ingresos-egresos acorde a los ingresos netos por barril de petróleo para la compañía Andes Petroleum.

4.1.2 MÉTODO DE EVALUACIÓN DE PROYECTO

Se tiene los siguientes métodos de análisis:

- Valor actual neto
- Tasa interna de retorno
- Tasa de promedio de rentabilidad
- Tiempo o periodo de recuperación de la inversión.
- Interés simple sobre el rendimiento
- Índice o coeficiente de rendimiento
- Relación beneficio/Costo

4.1.2.1 VALOR ACTUAL NETO

Básicamente es la resta entre todos los ingresos y egresos actualizados a la fecha actual, es decir este método nos permite entender el valor presente de un determinado número de flujo de caja que son generados por una inversión.

El proceso se desarrolla en descontar al periodo actual mediante una tasa de descuento establecida por el que evalúa el proyecto de inversión, esto a todos los flujos de caja futuros en el proyecto.

A esta cantidad se le resta la inversión inicial, con el fin de que la cantidad obtenida sea el valor actual neto del proyecto.

Este es un método que provee el entendimiento del dinero en el tiempo así como los ingresos futuros, egresos por lo que necesitan ser actualizados a la fecha de inicio del proyecto.

$$VAN = \sum_{n=0}^n \frac{FNC}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Por lo que:

$$VF = VP * (1 + i)^n \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Dónde:

VAN: Valor actual neto

VP: Valor presente

VF: Valor futuro

FNC: Flujo neto de caja

i: Tasa de actualización o descuento

n: Períodos de análisis.

El procedimiento se la hace media la sumatoria de los valores actualizados de los ingresos obtenidos o del flujo de caja y se resta la inversión.

Condiciones:

VAN mayor a 0 (POSITIVO): Proyecto rentable

VAN = 0, Proyecto indiferente es decir, solo se recuperó la inversión

VAN menor a 0 (NEGATIVO), Proyecto no rentable

4.1.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO

Es llamada también tasa de rentabilidad su función principal es igual a cero al valor actual neto, la tasa interna de retorno es producto de la reinversión de los flujos netos de caja y se expresa en porcentaje.

En evaluación de proyectos de inversión si se la realiza en base a la tasa interna de retorno, se toma en cuenta la tasa de descuento.

Es conocida también como tasa crítica de rentabilidad cuando se relaciona con la tasa mínima de rendimiento requerida (tasa de descuento i) para un proyecto propio.

Condiciones:

- TIR mayor i , PROYECTO ACEPTADO (rendimiento mayor al mínimo requerido)
- TIR menor i , PROYECTO RECHAZADO (rendimiento menor al mínimo requerido).

$$VAN = \sum_{n=0}^n \frac{FNC}{(1+i)^n} - I_0 \quad \text{Ecuación 4.3}$$

Dónde:

VAN: Valor actual neto referido al TIR

I_0 : Inversión en el periodo cero

FNC: Flujo neto de caja

n : Períodos de análisis.

4.1.3 ESCENARIOS

En las Tablas 4.1, 4.2 y 4.3 se detallan el análisis del proyecto para el pozo Mariann 23 con sus tres escenarios tomando en cuenta las tasas de producción de crudo se mantienen constantes durante 4 meses después del primer tratamiento y 3 o 6 meses más después del segundo tratamiento sea el caso de cada uno de los escenarios.

4.1.3.1 PRIMER ESCENARIO

Tabla 4.1. Análisis económico para el pozo M23

TIR		18,24%	
MES	PRODUCCIÓN OBTENIDA	INGRESOS	VALOR ACTUAL NETO
0	0	\$ (150.000,00)	
1	50	\$ 53.200,00	
2	50	\$ 53.200,00	
3	50	\$ 53.200,00	
4	50	\$ 53.200,00	\$ 151.884,85
5	0	\$ (75.000,00)	
6	25	\$ 26.600,00	
7	25	\$ 26.600,00	
8	25	\$ 26.600,00	\$ 60.733,79
9	25	\$ 26.600,00	
10	25	\$ 26.600,00	
11	25	\$ 26.600,00	\$ 60.733,79
12	0	\$ -	
TOTAL	350	\$ 372.400,00	\$ 273.352,43

Elaboración: Darwin Yajamin

4.1.3.2 SEGUNDO ESCENARIO

Tabla 4.2. Análisis económico para el pozo M23

TIR		61,32%	
MES	PRODUCCIÓN OBTENIDA	INGRESOS	VALOR ACTUAL NETO
0	0	(\$ 150.000,00)	
1	100	\$ 106.400,00	
2	100	\$ 106.400,00	
3	100	\$ 106.400,00	
4	100	\$ 106.400,00	\$ 303.769,70
5	0	(\$ 75.000,00)	
6	50	\$ 53.200,00	
7	50	\$ 53.200,00	
8	50	\$ 53.200,00	\$ 121.467,58
9	50	\$ 53.200,00	
10	50	\$ 53.200,00	
11	50	\$ 53.200,00	\$ 121.467,58
12	0	\$ 0,00	
TOTAL	700	\$ 744.800,00	\$ 546.704,85

Elaboración: Darwin Yajamin

4.1.3.3 TERCER ESCENARIO

Tabla 4.3. Análisis económico para el pozo M23.

TIR		137,39%	
MES	PRODUCCIÓN OBTENIDA	INGRESOS	VALOR ACTUAL NETO
0	0	\$ (150.000,00)	
1	200	\$ 212.800,00	
2	200	\$ 212.800,00	
3	200	\$ 212.800,00	
4	200	\$ 212.800,00	\$ 607.539,40
5	0	\$ (75.000,00)	
6	100	\$ 106.400,00	
7	100	\$ 106.400,00	
8	100	\$ 106.400,00	\$ 242.935,15
9	50	\$ 53.200,00	
10	50	\$ 53.200,00	
11	50	\$ 53.200,00	\$ 121.467,58
12	0	\$ -	
TOTAL	1250	\$ 1.330.000,00	\$ 971.942,12

Elaboración: Darwin Yajamin

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

1. Respecto a yacimientos no convencionales presenta características no muy favorables para realizar cualquier tipo de estimulación debido a sus canales estrechos y al contenido de glauconita. Muy difícil definir la fuente de agua y el contacto agua-petróleo (CAP), entre los tres cuerpos de arena.
2. Encontramos que una amplia variedad de composición mineralógica de las areniscas contiene: óxidos de hierro, arcillas ricas en hierro con abundante glauconita y clorita, diferente matriz litológica, laminaciones horizontales y diagonales, eventos de diagénesis, alta saturación de agua irreductible y alta saturación de petróleo residual, tamaño de los poros de muy fino a fino, que reduce substancialmente el espacio para la acumulación de petróleo.
3. Definimos en este estudio que el mejor reservorio para el análisis de yacimiento con contenido de glauconita es “T” Superior ya que tiene un control estructural y estratigráfico. La energía del yacimiento “T” disminuye, debido a que la presión cae de manera rápida, por tanto la única manera de optimizar la producción en este reservorio es inyectar un modificador de permeabilidad relativa.
4. Analizamos cuatro técnicas de estimulación de pozos: acidificación, fracturamiento hidráulico, técnicas de disparos y modificador de permeabilidad relativa, seleccionamos la técnica de modificador de permeabilidad relativa (RPM) porque tenemos muchas dificultades para aplicar en el yacimiento Napo “T” Superior .

5. La decisión de perforar nuevos pozos y/o re-completar dentro de este cuerpo de arena en pozos ya perforados, dependerá de los resultado de un modelo numérico geológico detallado, el mismo que ayudaría a cuantificar las reservas.

6. El pozo Mariann 23 muestra tres escenarios favorables con el tratamiento de modificador de permeabilidades relativas. Con incrementales de producción de crudo en 50, 100 y 200 barriles diarios, mostrando tasas interna de retorno (TIR) de 18,24%, 61,32% y 137,39% respectivamente. Valores actuales netos para los tres escenarios con \$ 273.352,43, \$ 546.704,85 y \$ 546.704,85.

5.2 RECOMENDACIONES

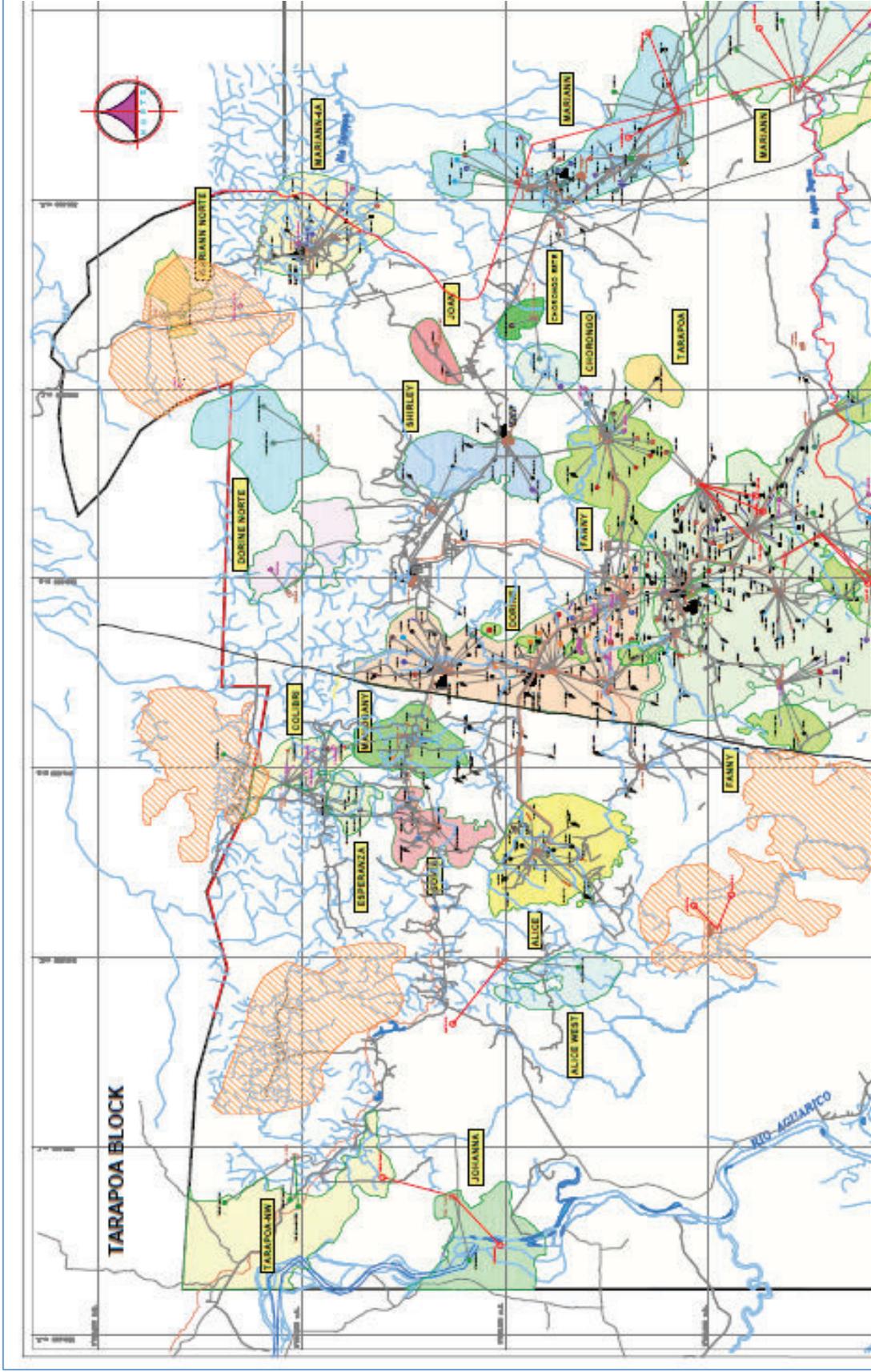
1. Evitar inversiones adicionales para obtener estudios especiales en el Reservorio "T" Superior como: registros y análisis de especiales de cores, análisis estratigráfico y sedimentario, caracterización de fluidos, etc., porque las expectativas basadas en las reservas remanentes, la producción acumulada.
2. Se recomienda correr el registro de resonancia magnética nuclear y realizar una anisotropía de la resistividad eléctrica; para determinar detalladamente las características de reservorio Napo "T" en el Campo Mariann Del Bloque Tarapoa.
3. Desarrollar un modelo de simulación para el reservorio "T" para comprobar la nueva localización de pozos y/o trabajos de reacondicionamiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

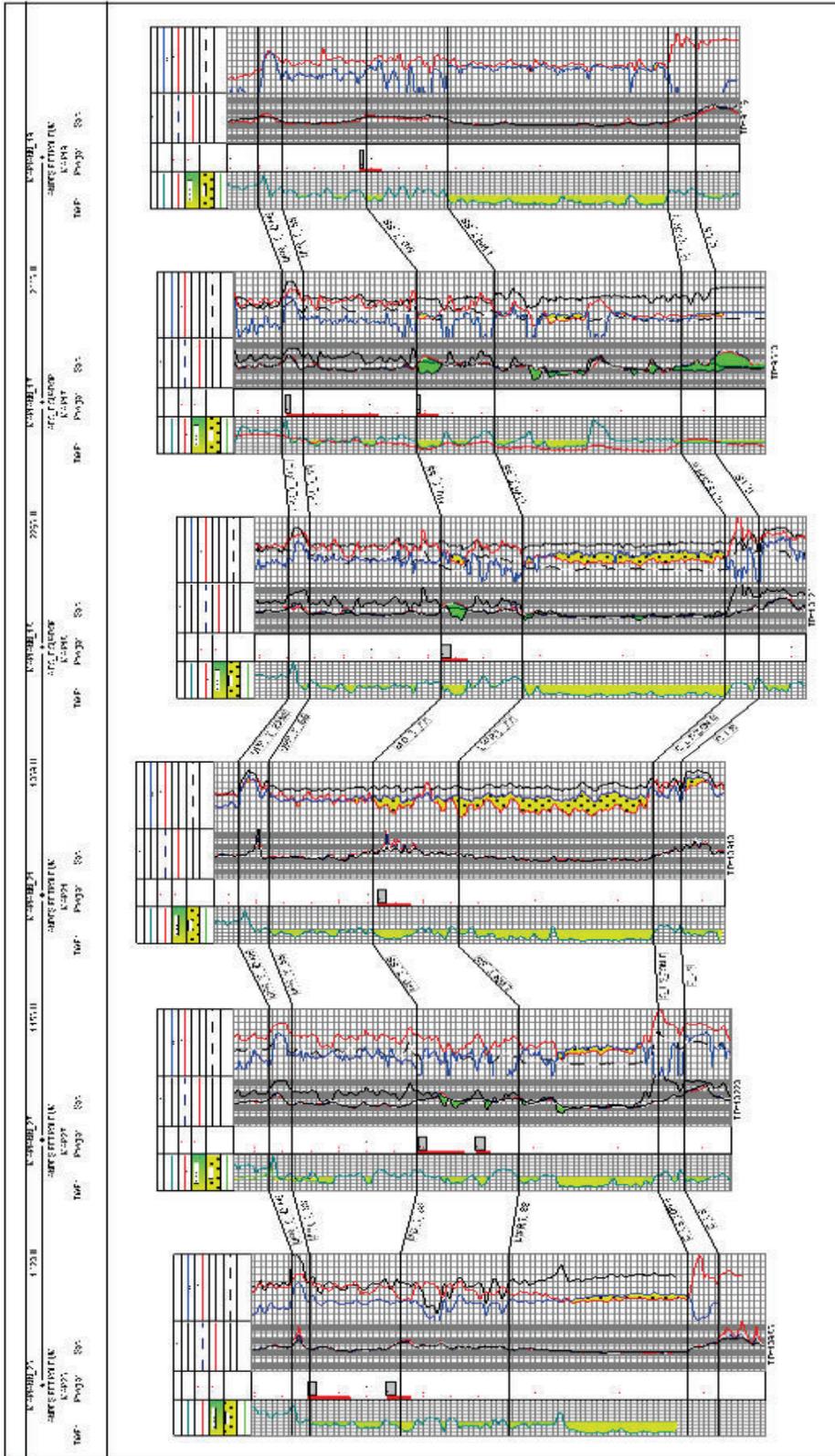
1. **ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.** (2014). "*Plan de Desarrollo del Campo Mariann*".
2. **HUBBARD, OERTEL y NUMMEDAL.** "Depositional Sedimentary Environments".
3. **DALMARY, ZAITLIN Y BOYD.** "*Depositional Sedimentary Enviroments*".
4. **PITCHARD.** "Depositional Sedimentary Enviroments".
5. **HOLDITCH, STEPHEN A.** (2002). *Challenges and Results of Hydraulic Fracturing Industry.*
6. **COLS, MOORE .** (1965).
7. **RIDER, WYLIE.** (1963-2002).
8. **MINEROATLAS** - Recopilación de información disponible en la web. (n.d.).
9. **THOMAS, V.** (2003).
10. **MI-SWACO-SCHLUMBERGER .**
11. **Crowe, M. y., & M. C.** (1985).
12. **ALLEN ROBERTS, THOMAS ALAN.** (2004). "*PRODUCTION OPERATIONS 2*". Oklahoma, USA.

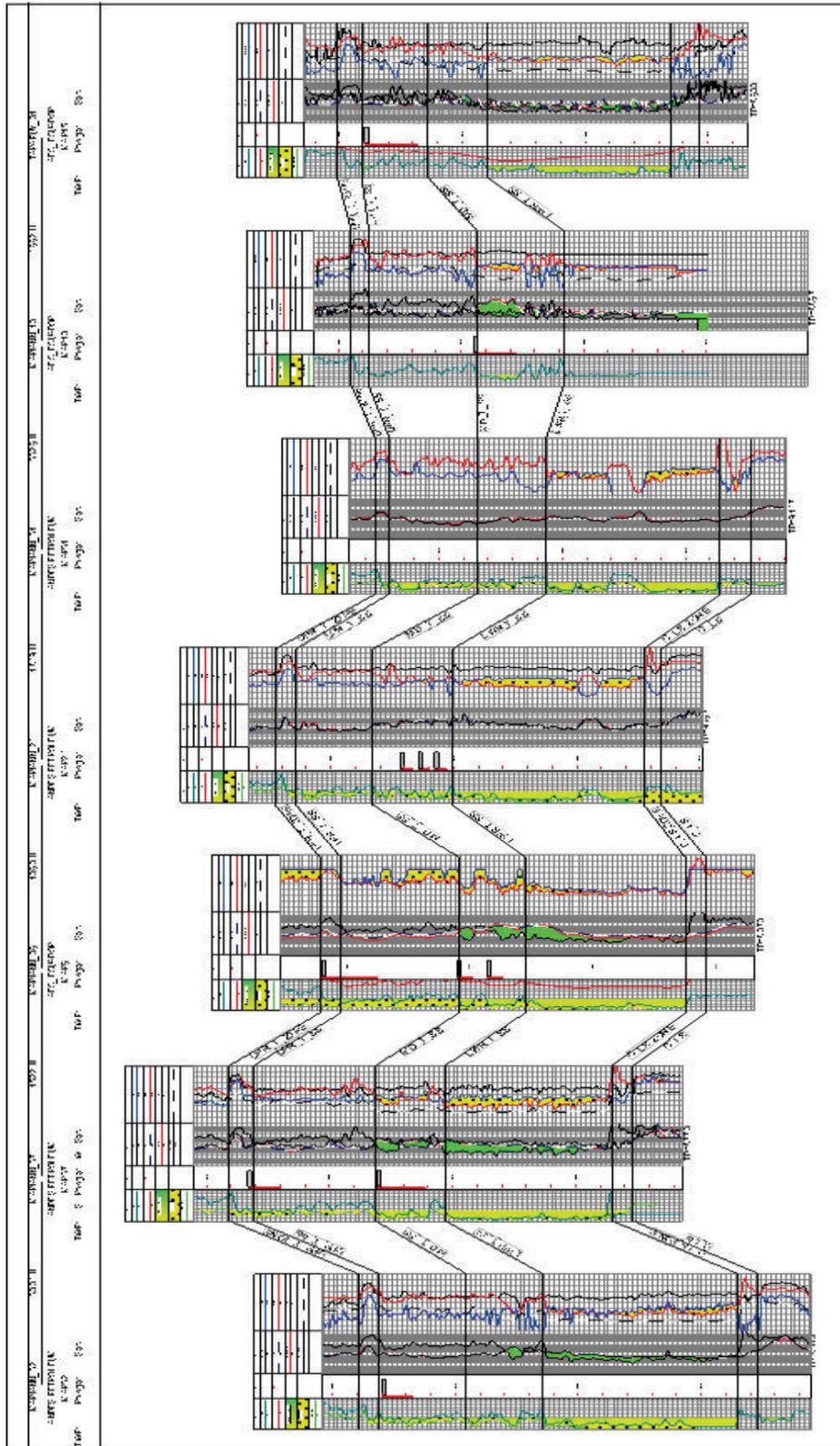
ANEXOS

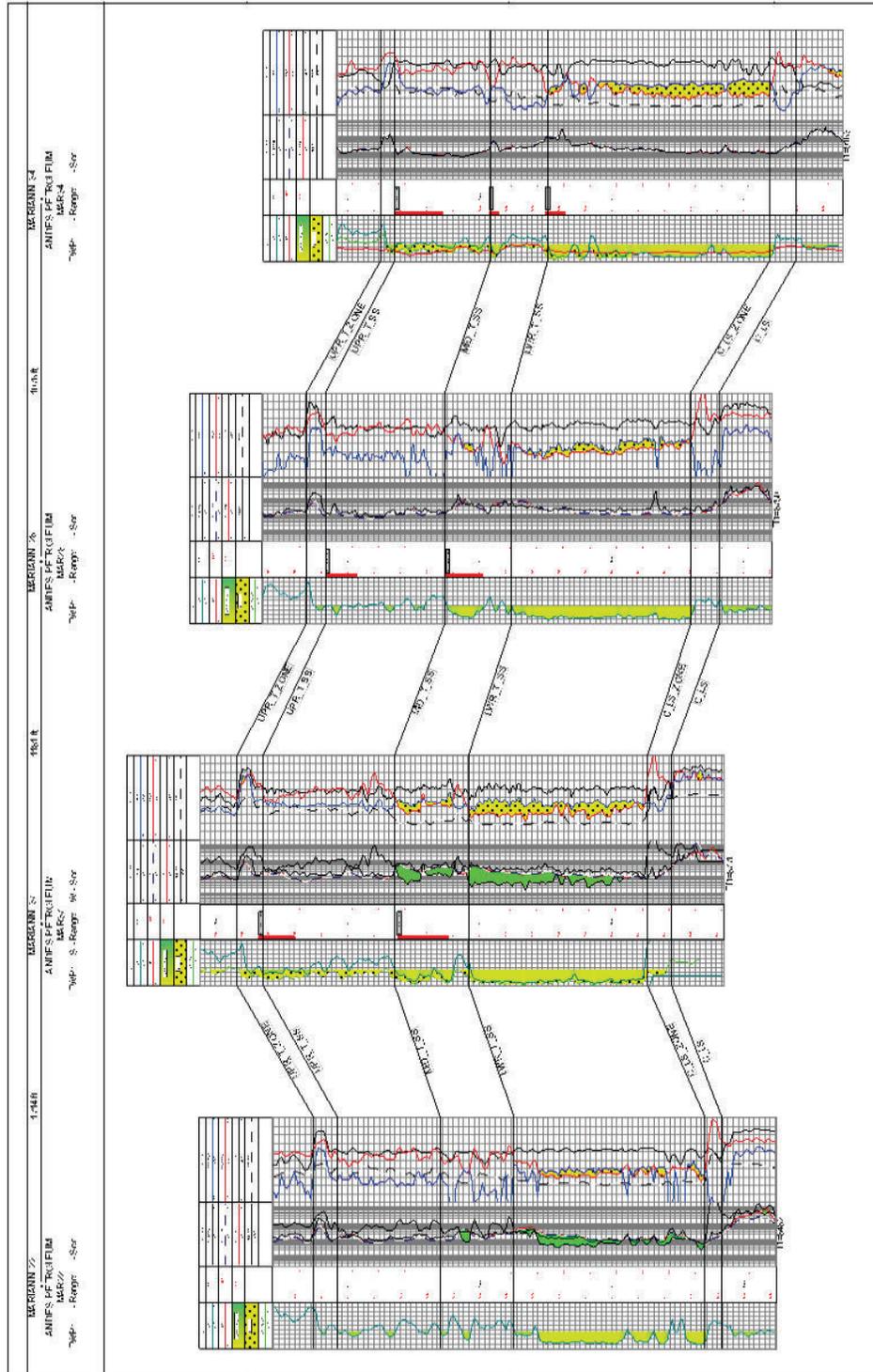
ANEXO N° 1
UBICACIÓN DEL CAMPO MARIANN EN EL BLOQUE
TARAPOA



ANEXO N° 2
CORTE ESTRUCTURAL RESERVORIO “T” CAMPO
MARIANN







ANEXO N° 3
ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS DEL CAMPO
MARIANN.

Diagrama de completación del pozo M15

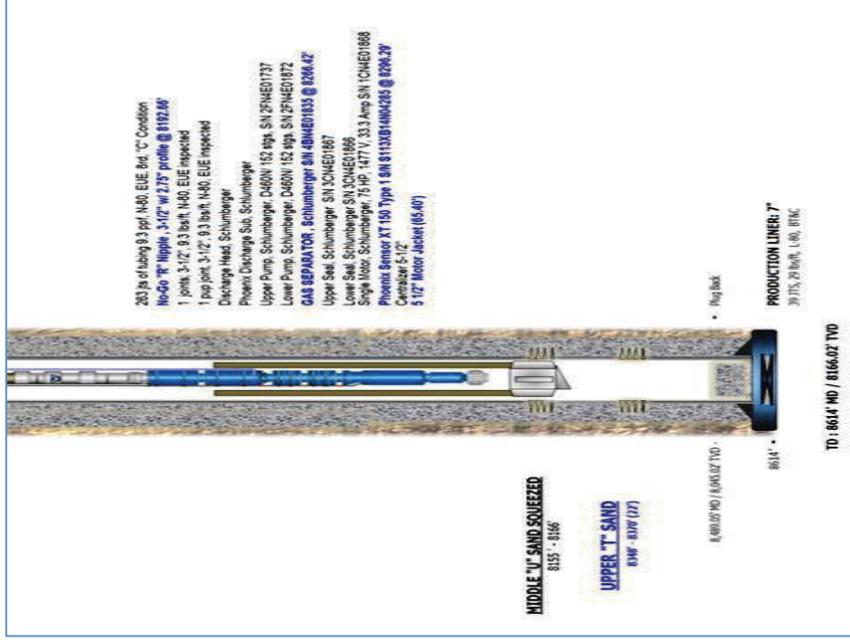


Diagrama de Completación del pozo M06

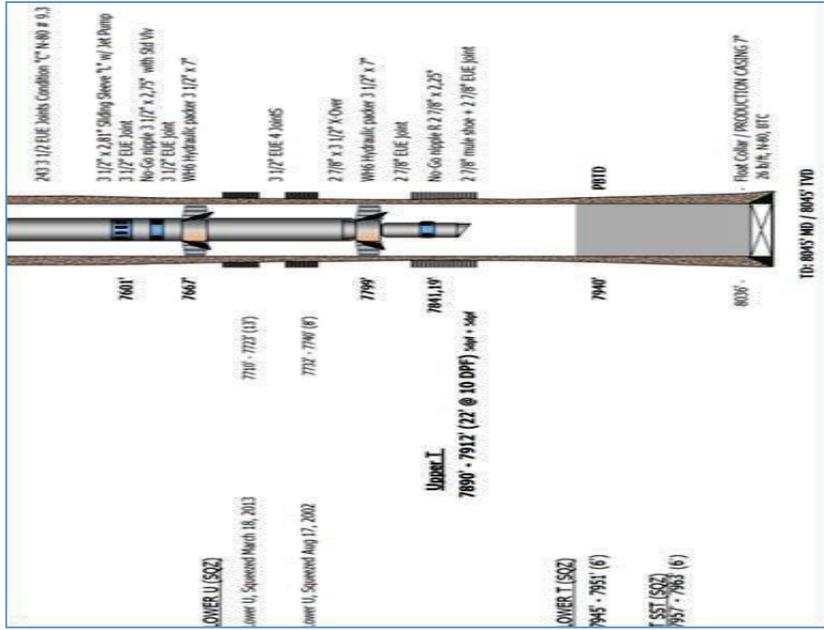


Diagrama de completación del pozo M17

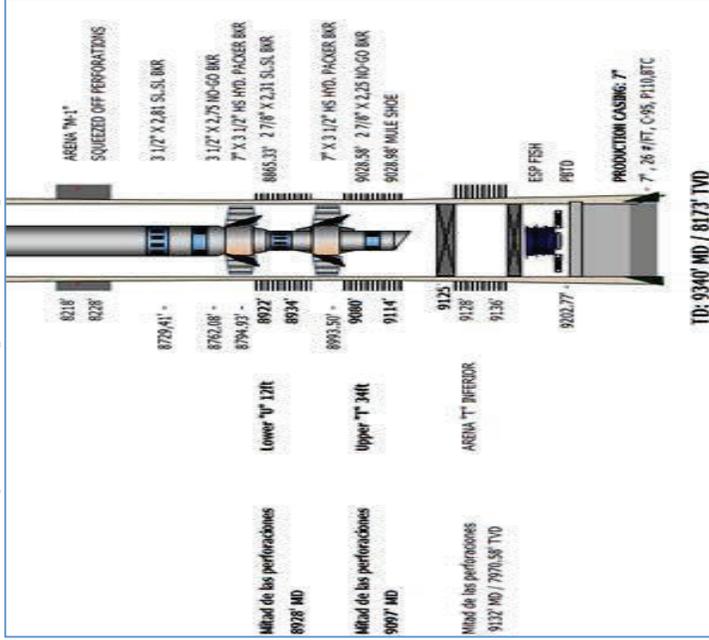


Diagrama de completación del pozo M18

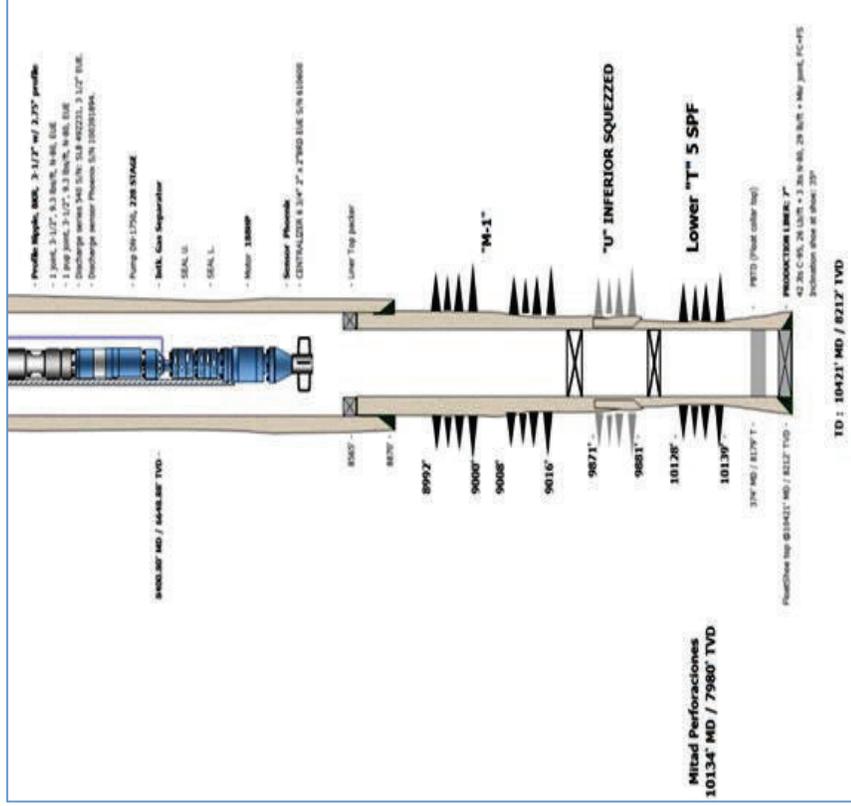


Diagrama de completación del pozo M23

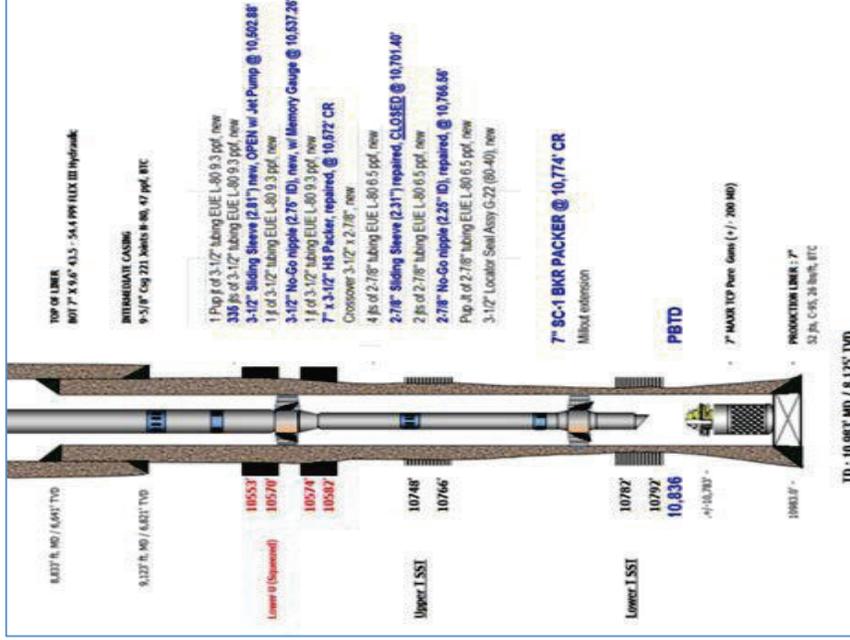


Diagrama de completación del pozo M21

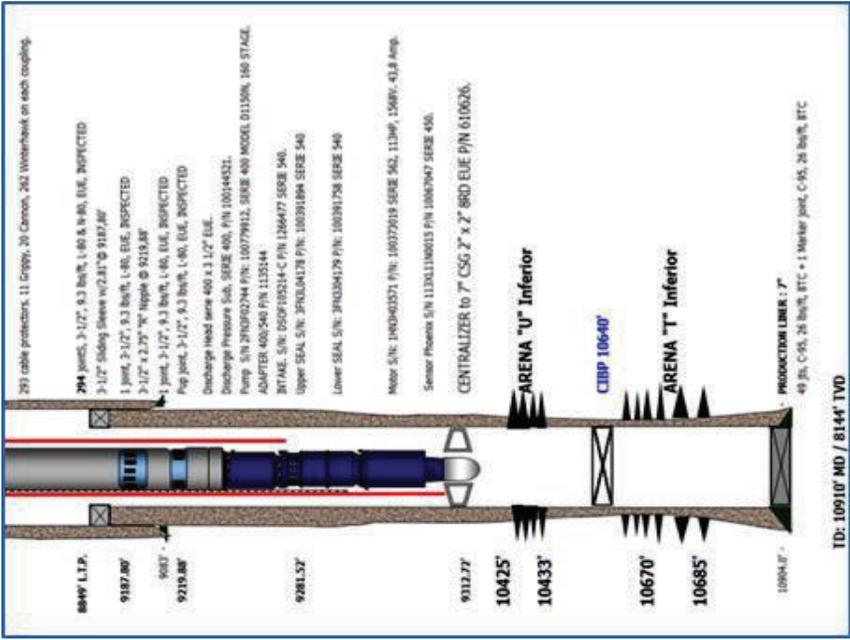


Diagrama de completación del pozo M25

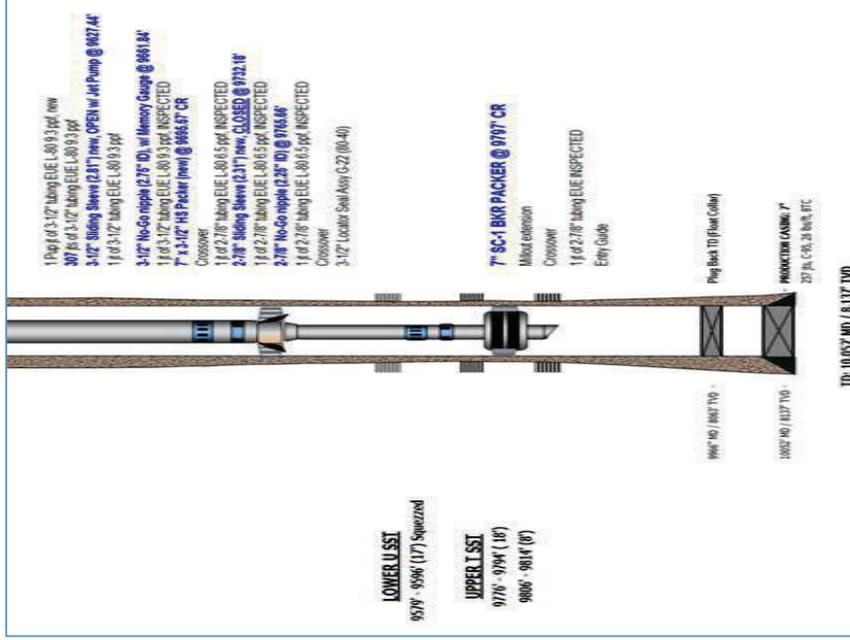


Diagrama de completación del pozo M24

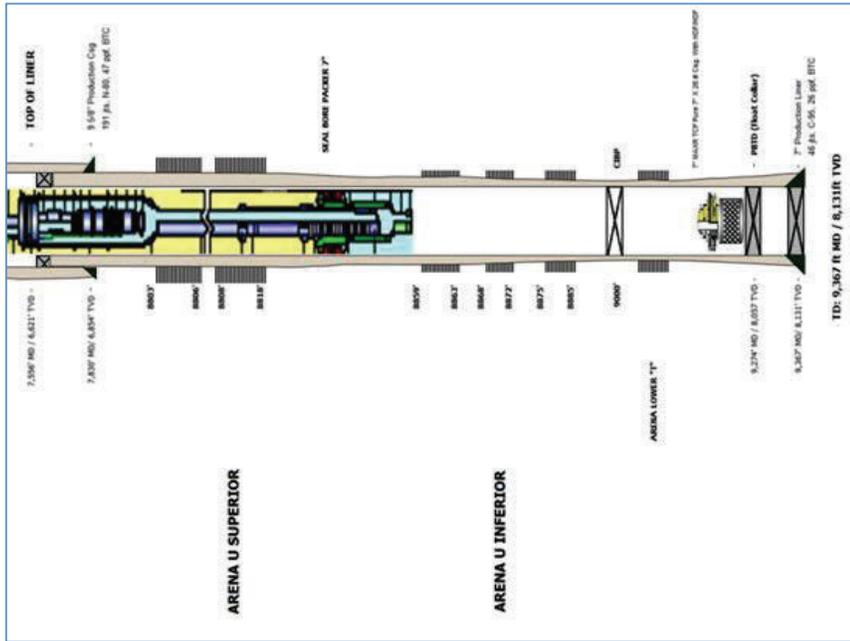


Diagrama de completación del pozo M34

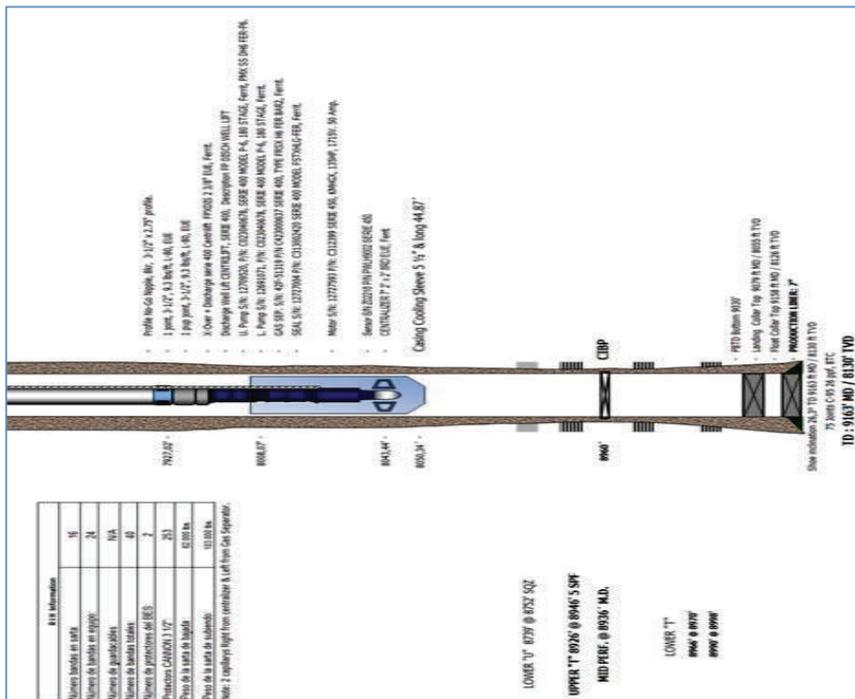


Diagrama de completación del pozo M32

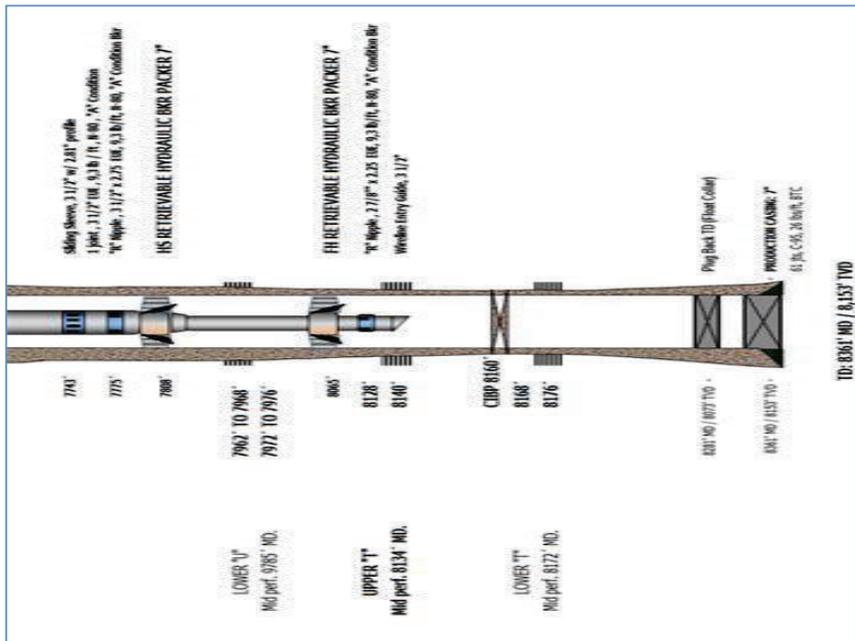


Diagrama de completación del pozo M37

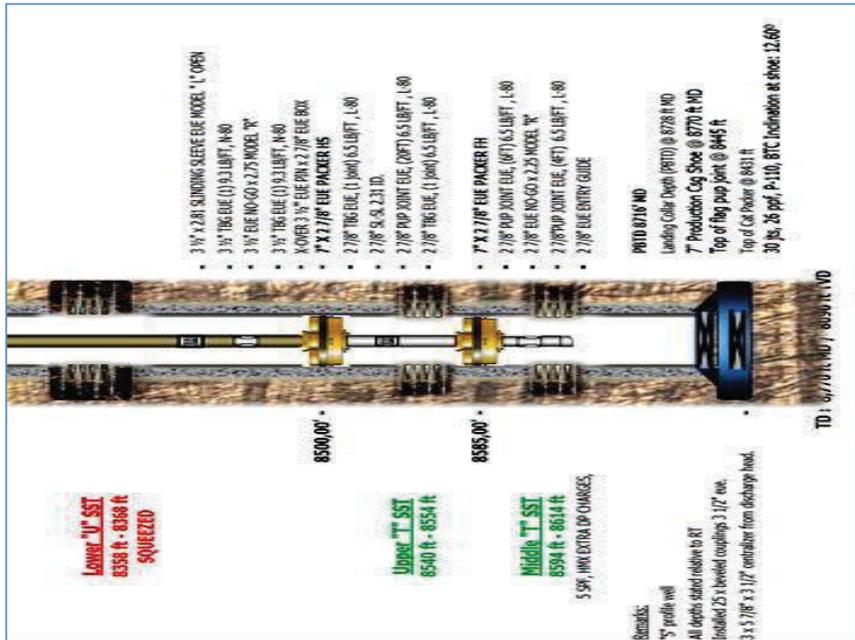
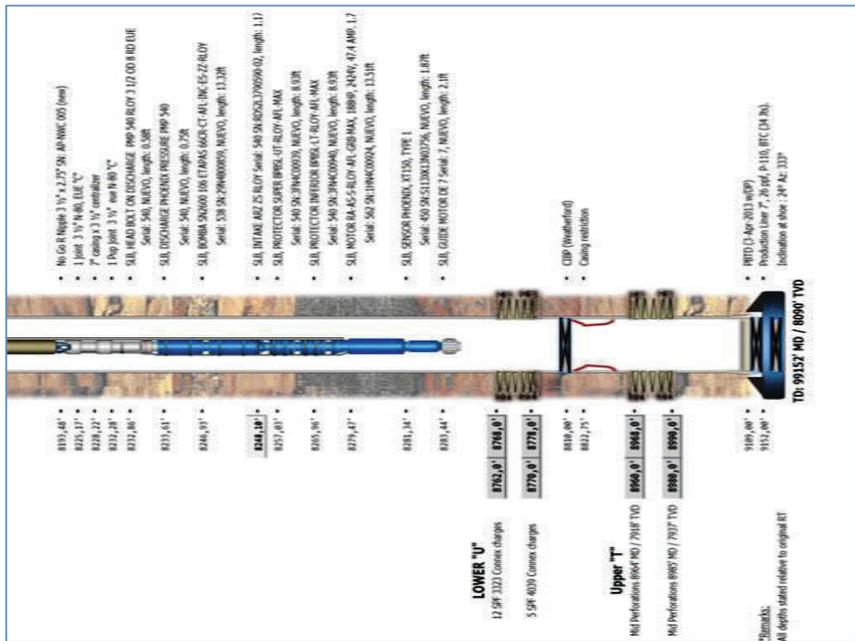
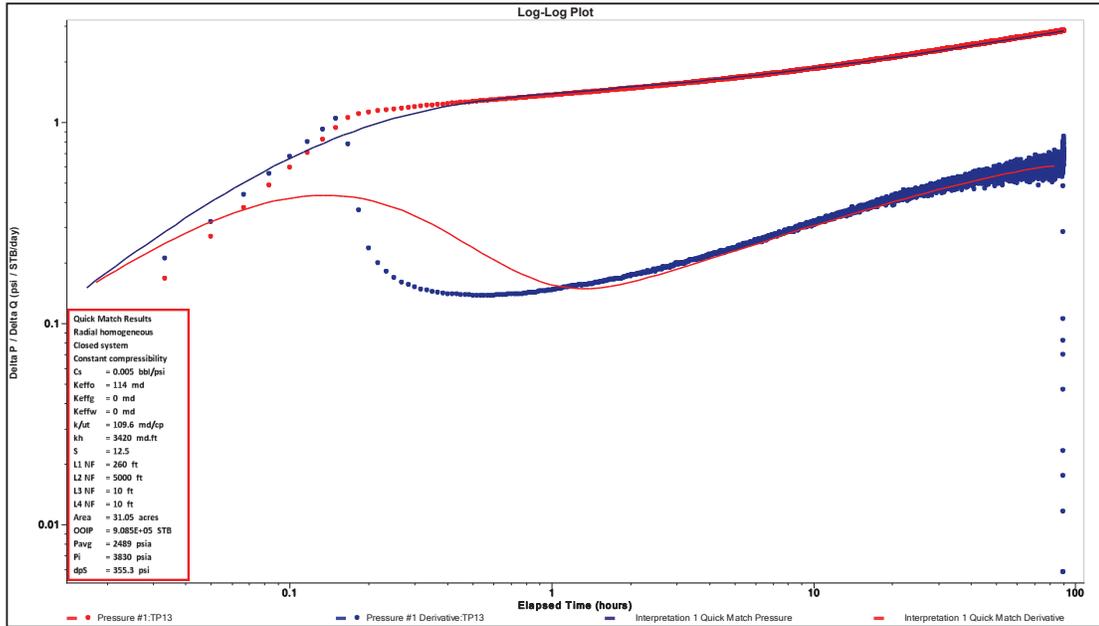


Diagrama de completación del pozo M36

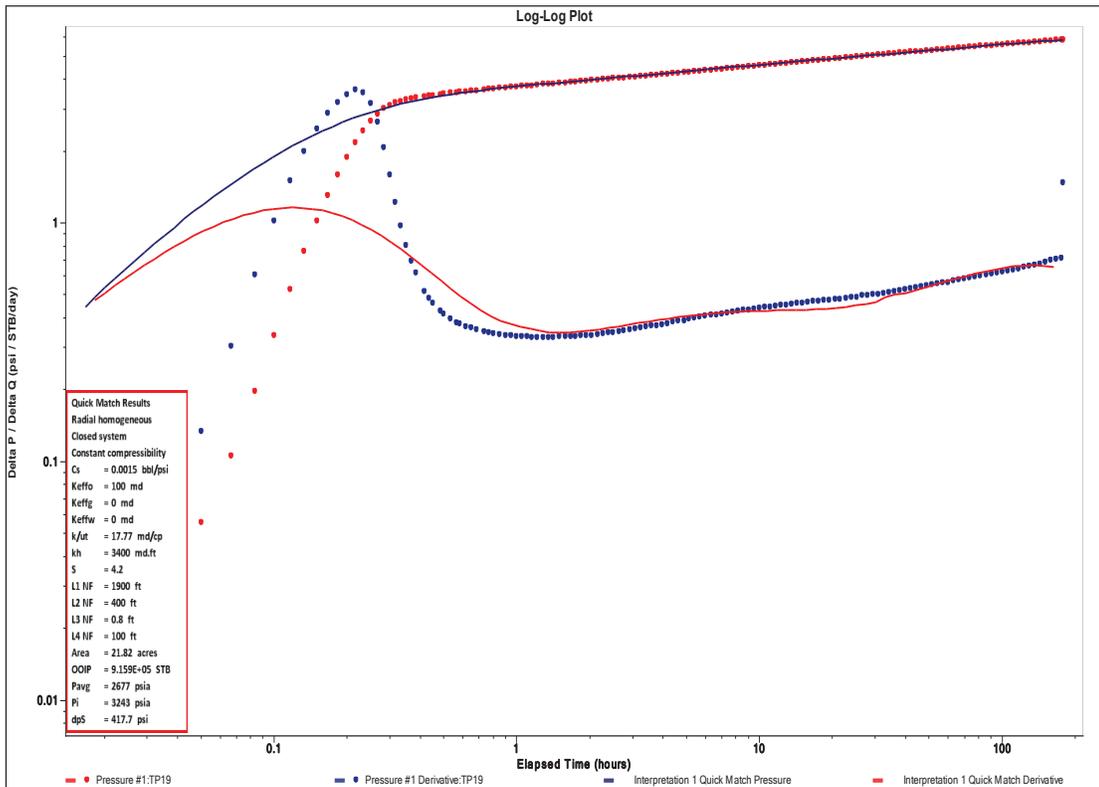


ANEXO N° 3
CURVA TIPO Y DERIVADA

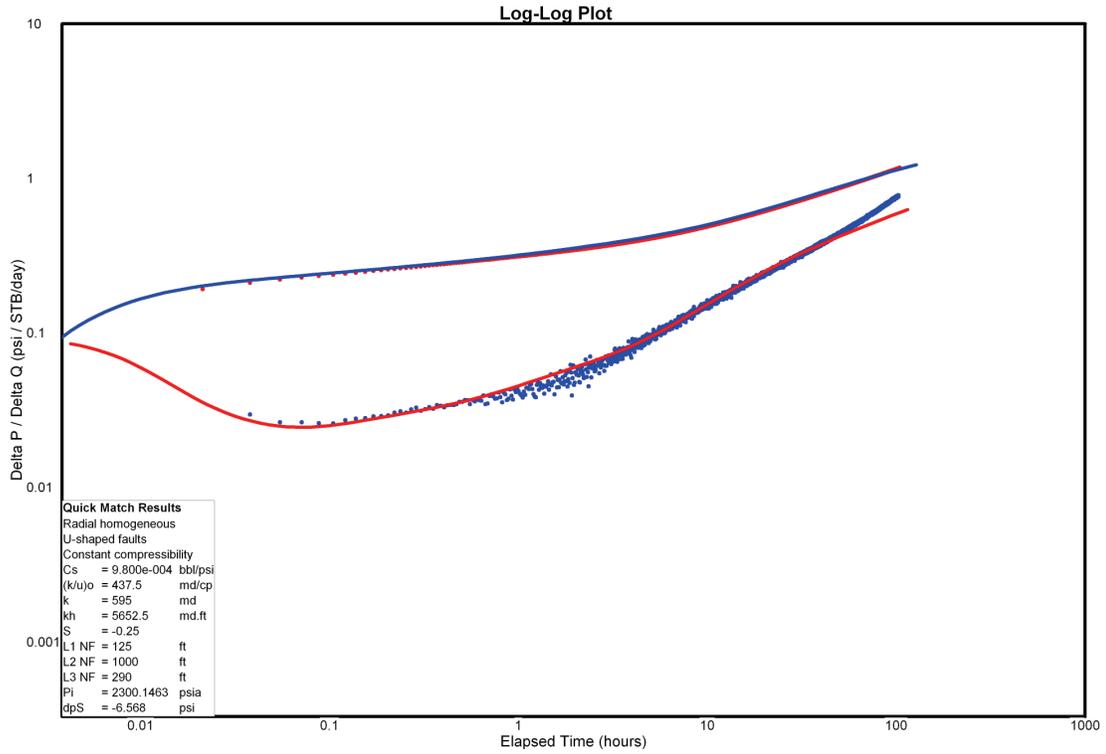
POZO MARIANN 06 YACIMIENTO T SUPERIOR



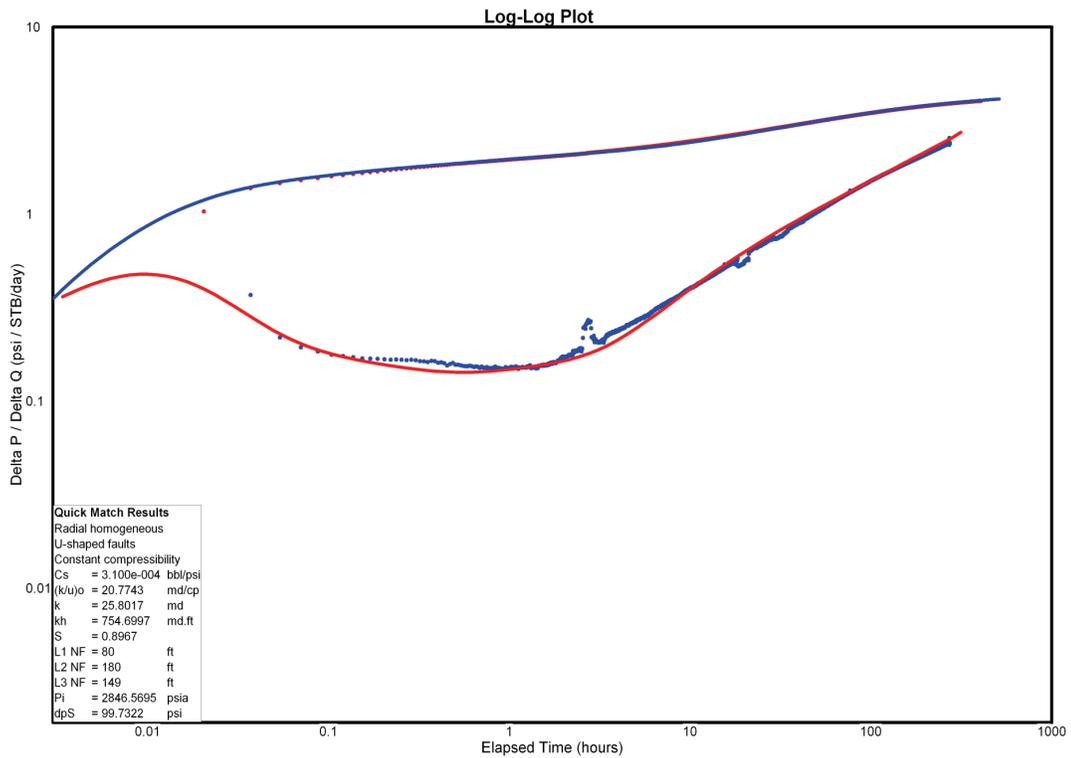
POZO MARIANN 17 YACIMIENTO T SUPERIOR



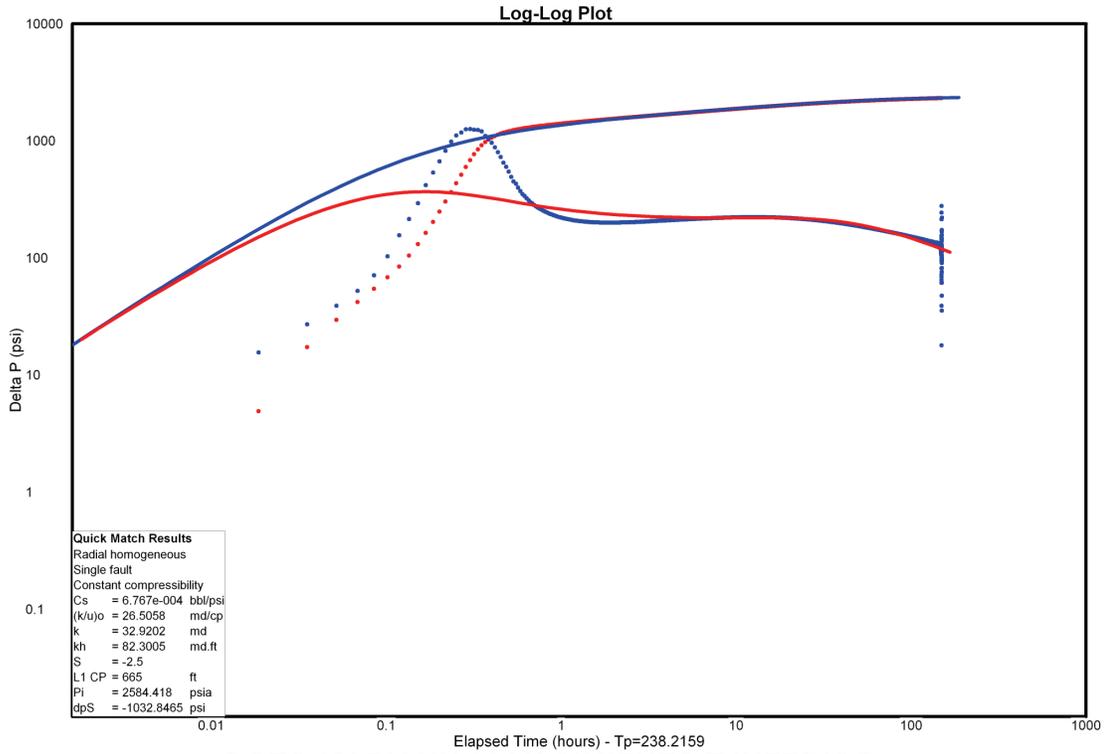
POZO MARIANN 23 YACIMIENTO T INFERIOR



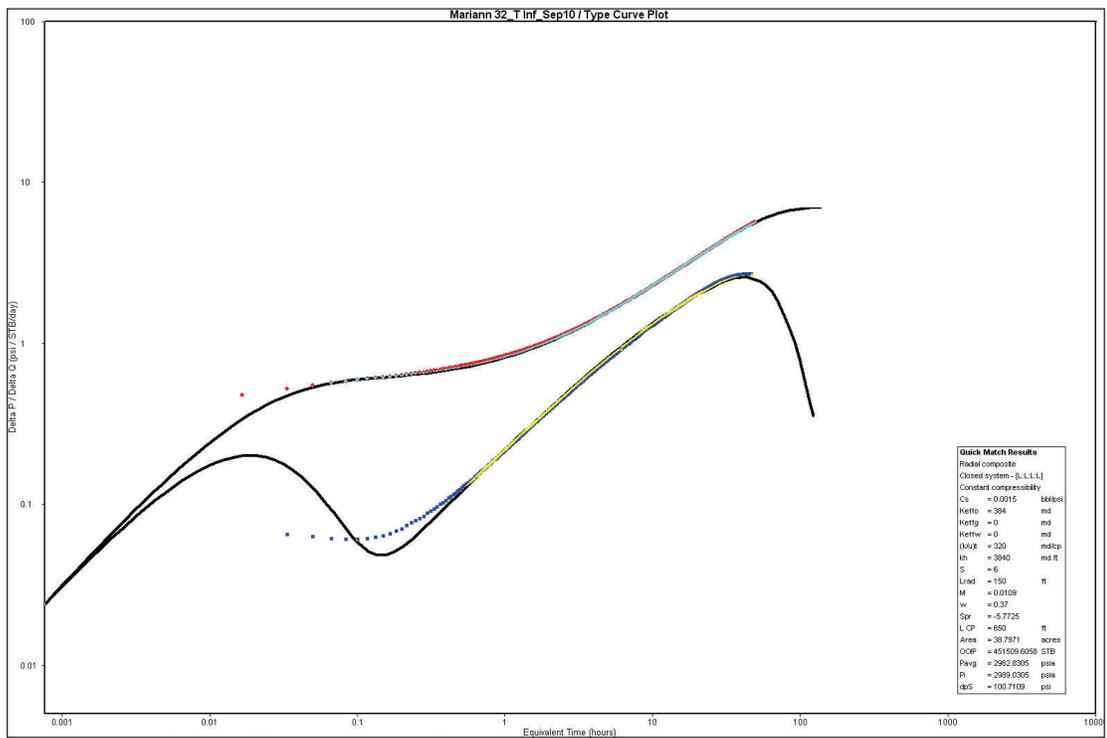
POZO MARIANN 25 YACIMIENTO T SUPERIOR



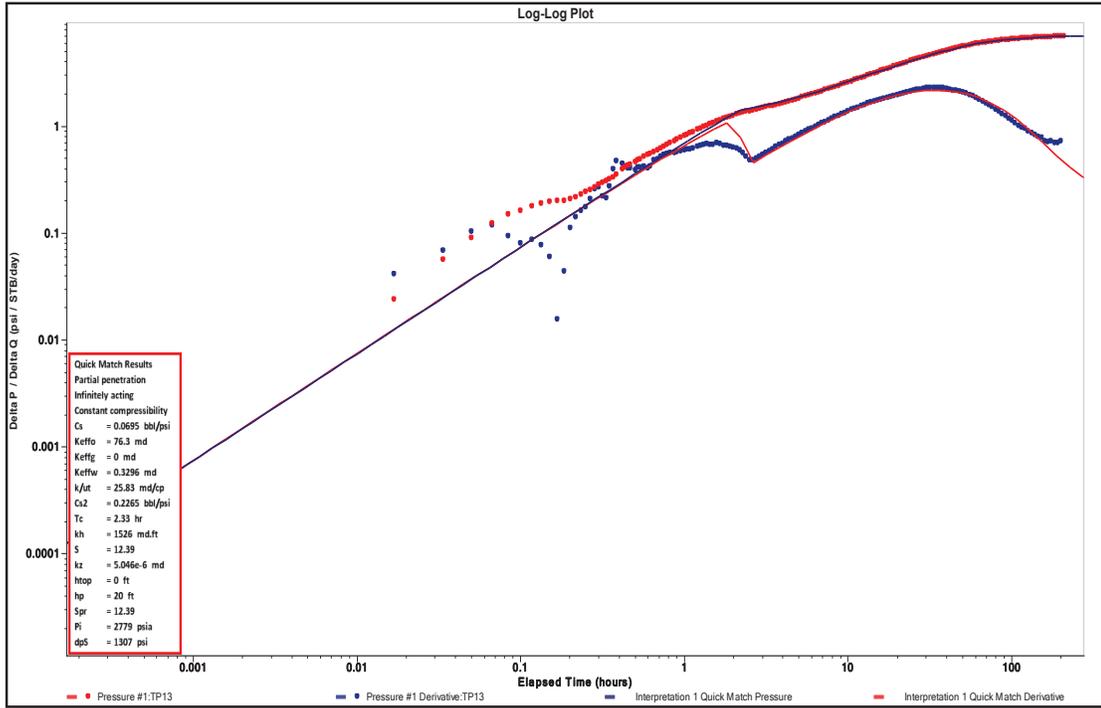
POZO MARIANN 28 YACIMIENTO T SUPERIOR



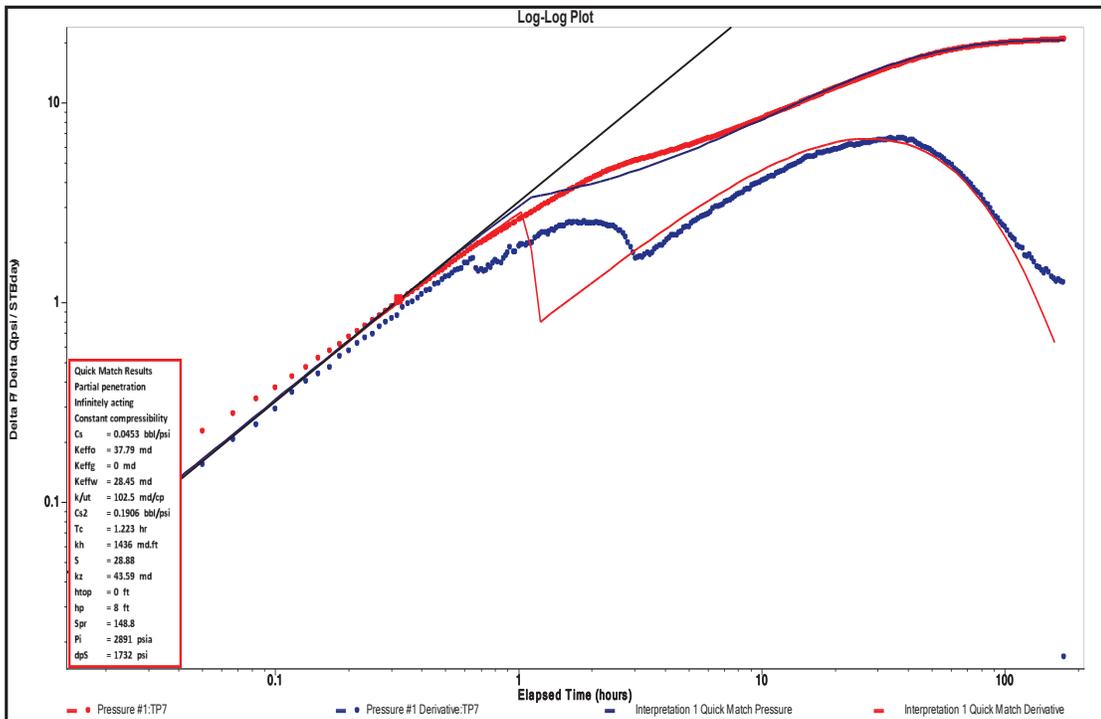
POZO MARIANN 32 YACIMIENTO T INFERIOR



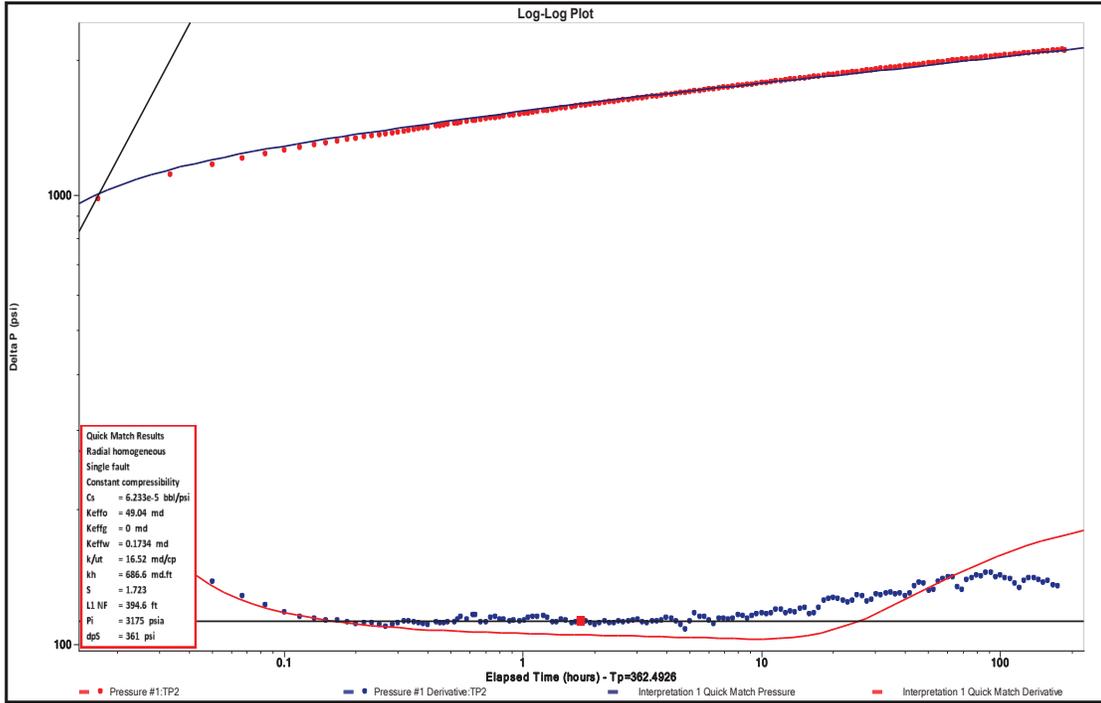
POZO MARIANN 34 YACIMIENTO T SUPERIOR



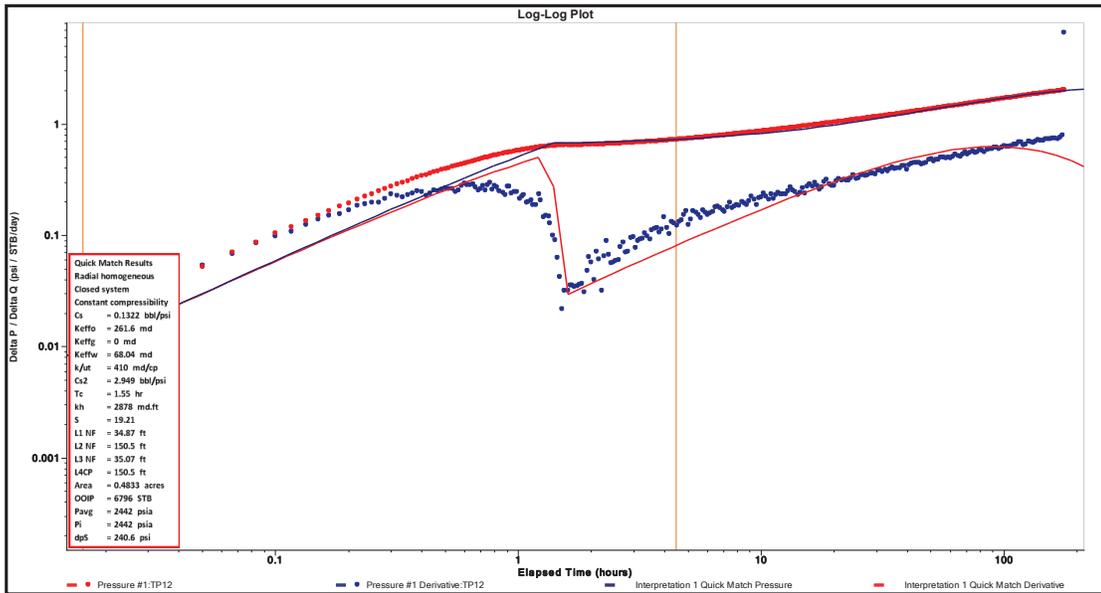
POZO MARIANN 36 YACIMIENTO T SUPERIOR



POZO MARIANN 37 YACIMIENTO T SUPERIOR



POZO MARIANN 39 YACIMIENTO T INFERIOR



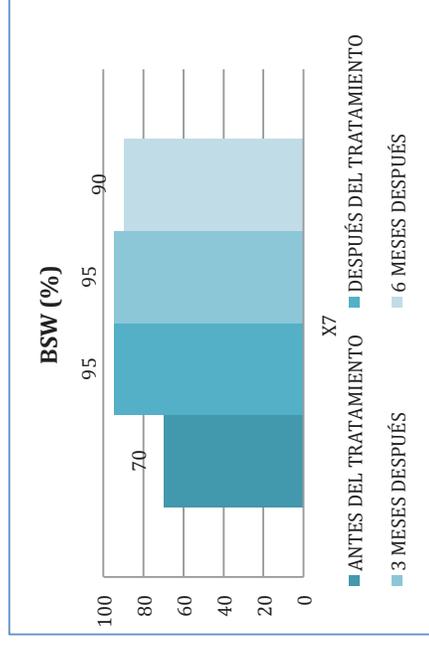
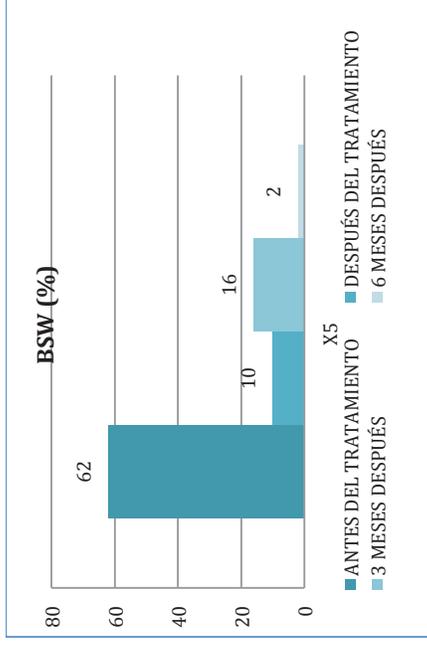
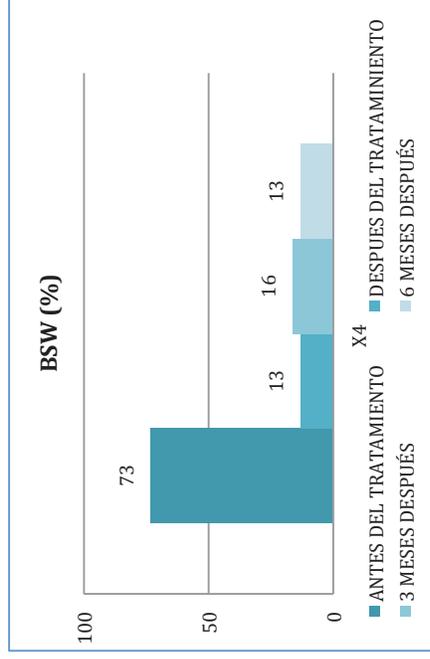
ANEXO N° 4
DATOS ESTADÍSTICOS DEL TRATAMIENTO CON RPM
QUE SE HA APLICADO A POZOS DEL ORIENTE
ECUATORIANO

TRATAMIENTO CON RPM EN BASAL TENA

En las gráficas a continuación muestran el comportamiento de cada uno de los diferentes campos con sus respectivas zonas de producción. La producción antes del tratamiento, después del tratamiento, 3 meses después y 6 meses después.

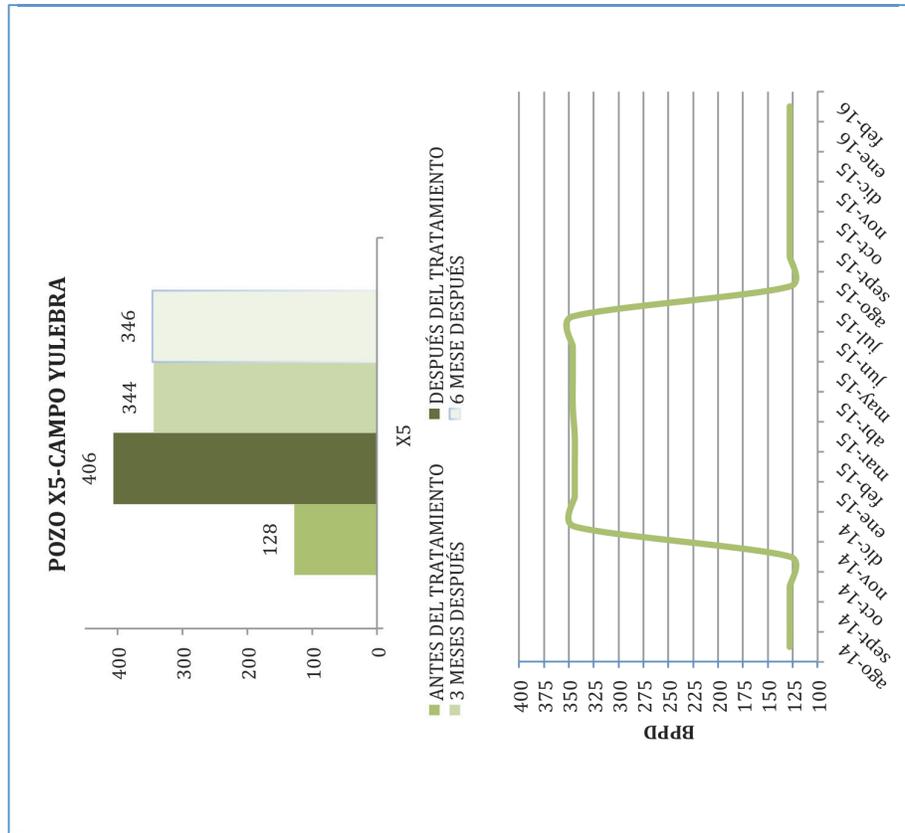
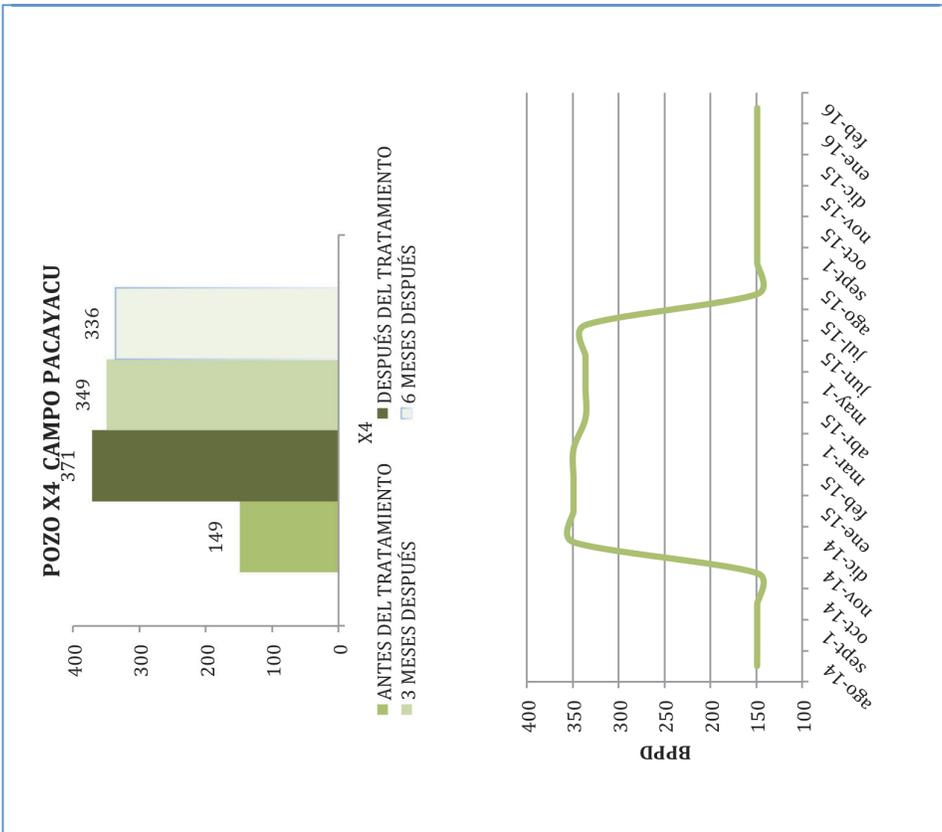
En la figura a. se ve claramente que el corte agua del pozo x₄ baja de 73 por ciento hasta 16 por ciento y se trata de mantener hasta los seis meses con un valor de 13 por ciento. Del mismo modo funciona en el pozo x₅ se ve la disminución del corte de agua.

Gráfico a. Comportamiento del corte de agua en Basal Tena

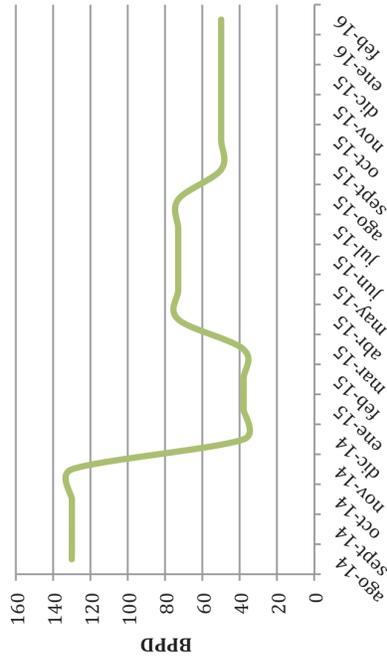
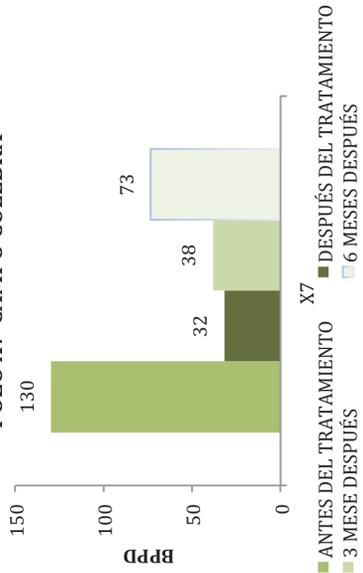


El incremento de producción fue más del 50 por ciento en ambos pozos, cabe notar en el pozo x₇ se puede observar que se realizó algún cambio en el sistema de levantamiento.

Gráfico b. Comportamiento de la producción de crudo en Basal Tena



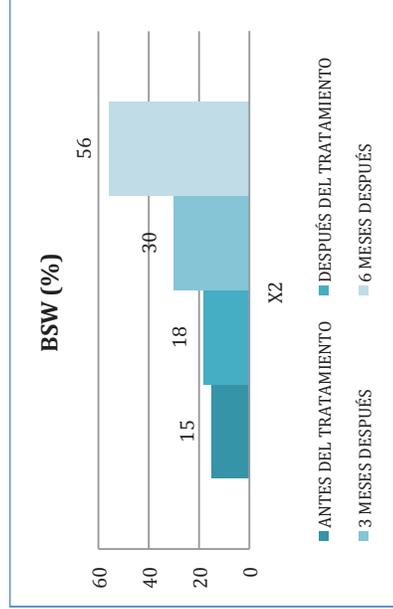
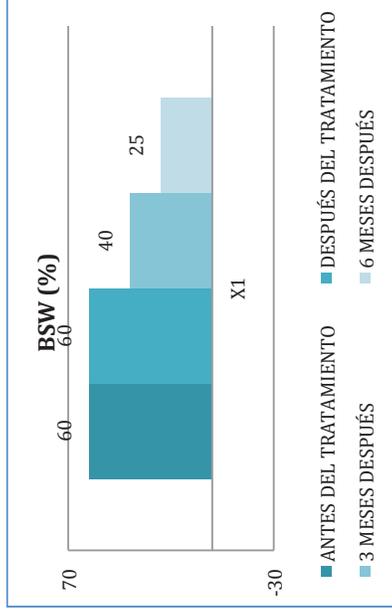
POZO X7-CAMPO CULEBRA



Elaboración: Darwin Yajamin
 Fuente: (HALLIBURTON , 2010)

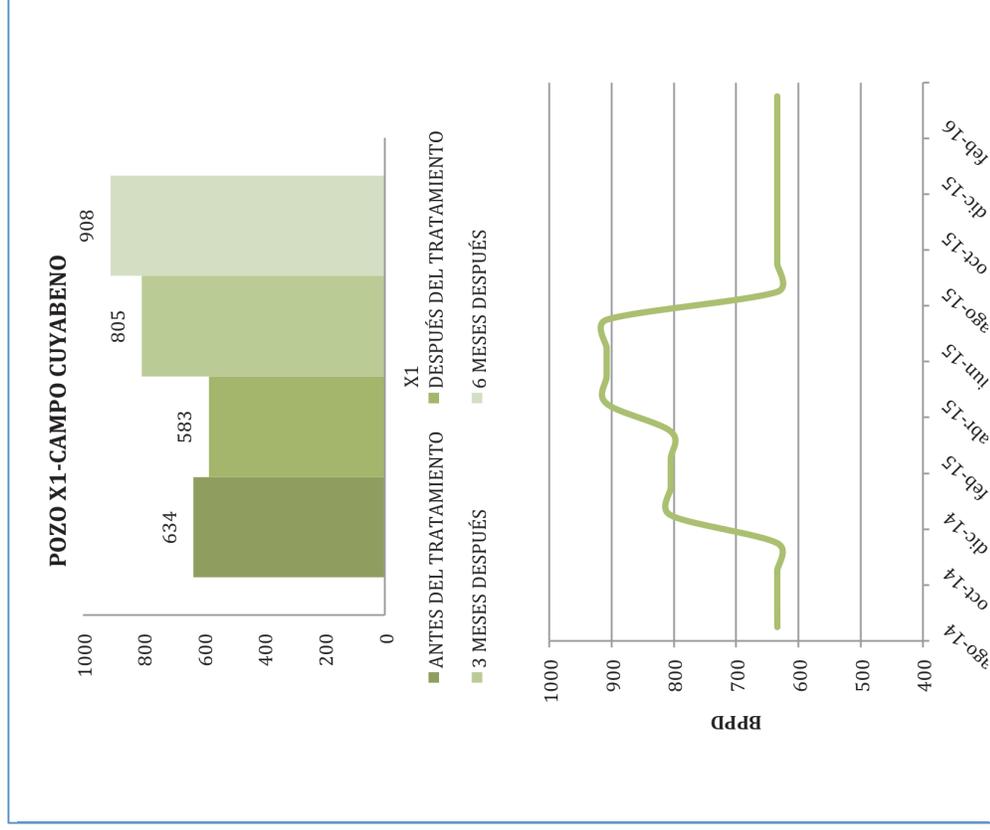
TRATAMIENTO CON RPM EN U SUPERIOR

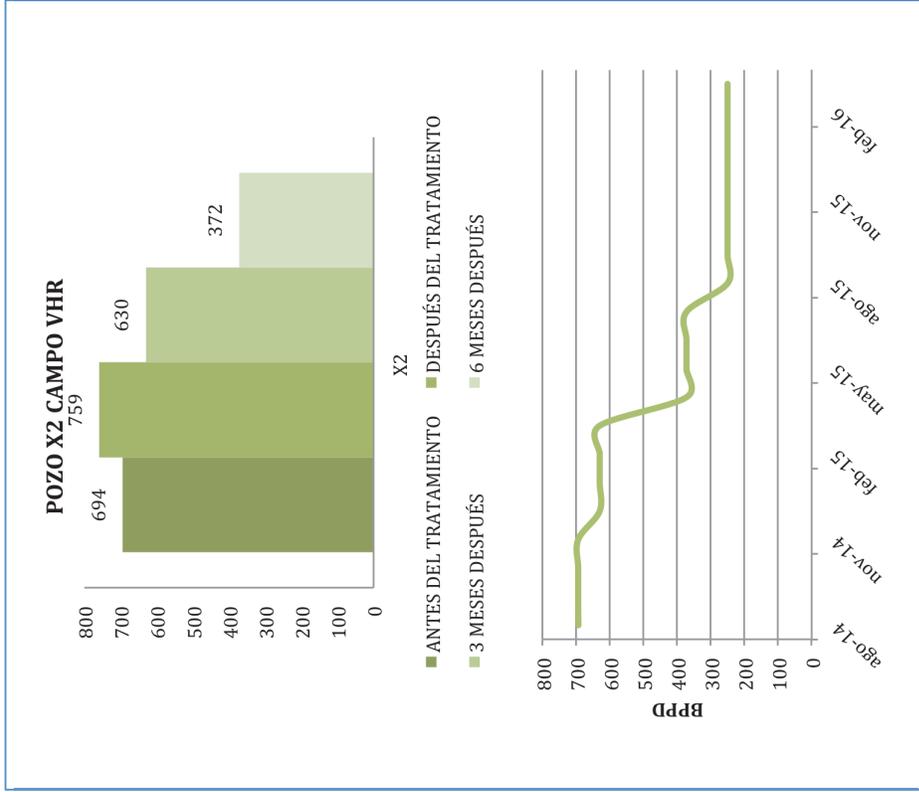
Gráfico c. Comportamiento del corte de agua en U Superior



Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (HALLIBURTON, 2010)

Gráfico d. Comportamiento de la producción de crudo en U Superior

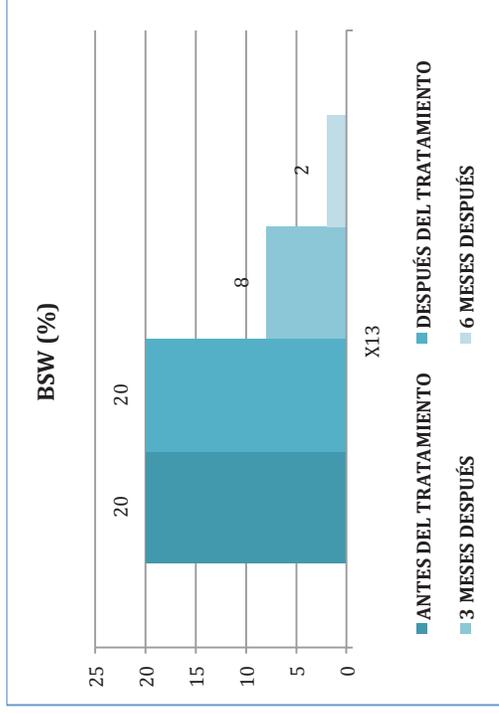
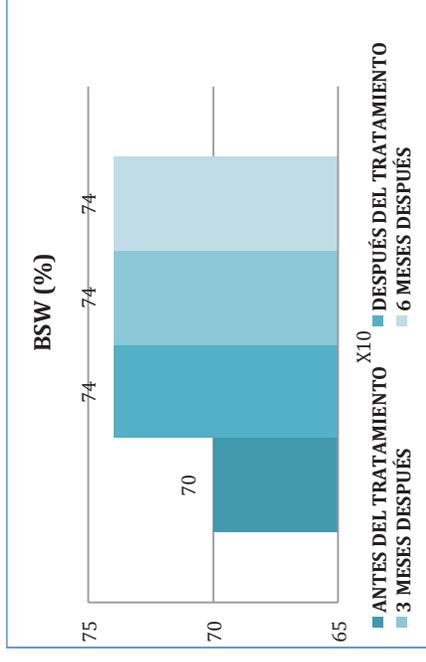
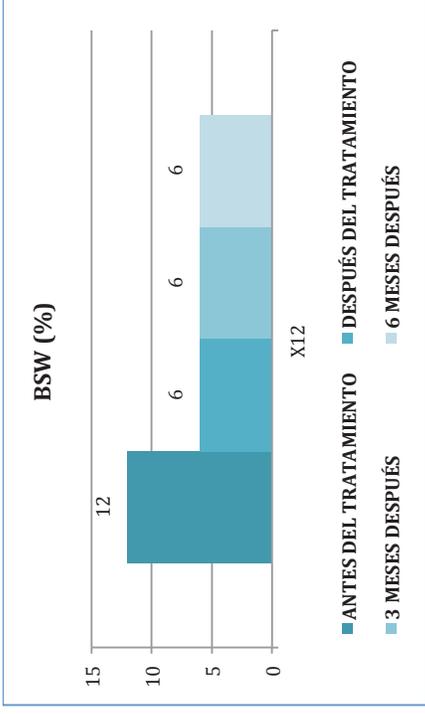
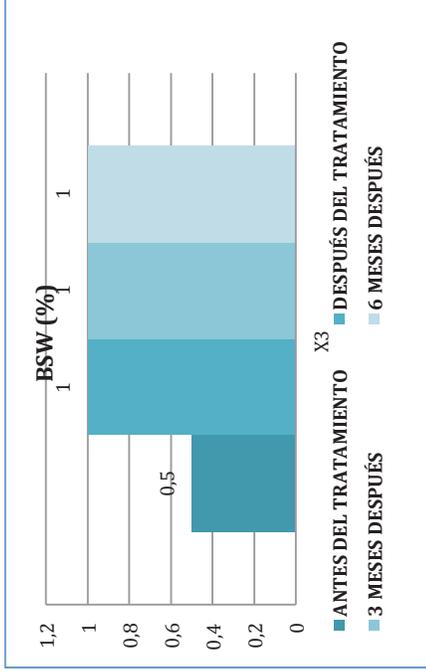


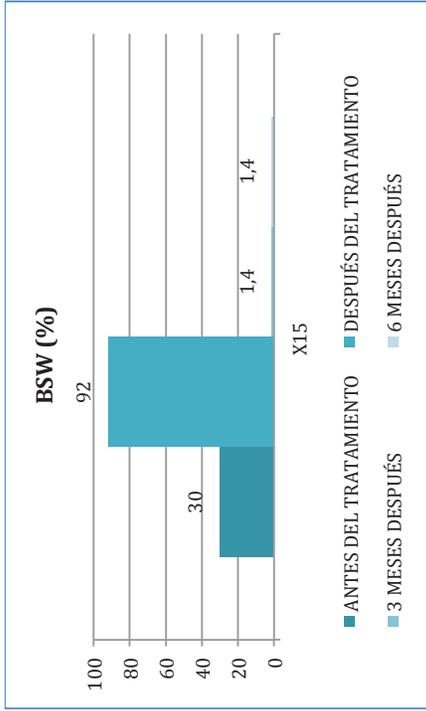


Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (HALLIBURTON, 2010)

TRATAMIENTO CON RPM EN U INFERIOR

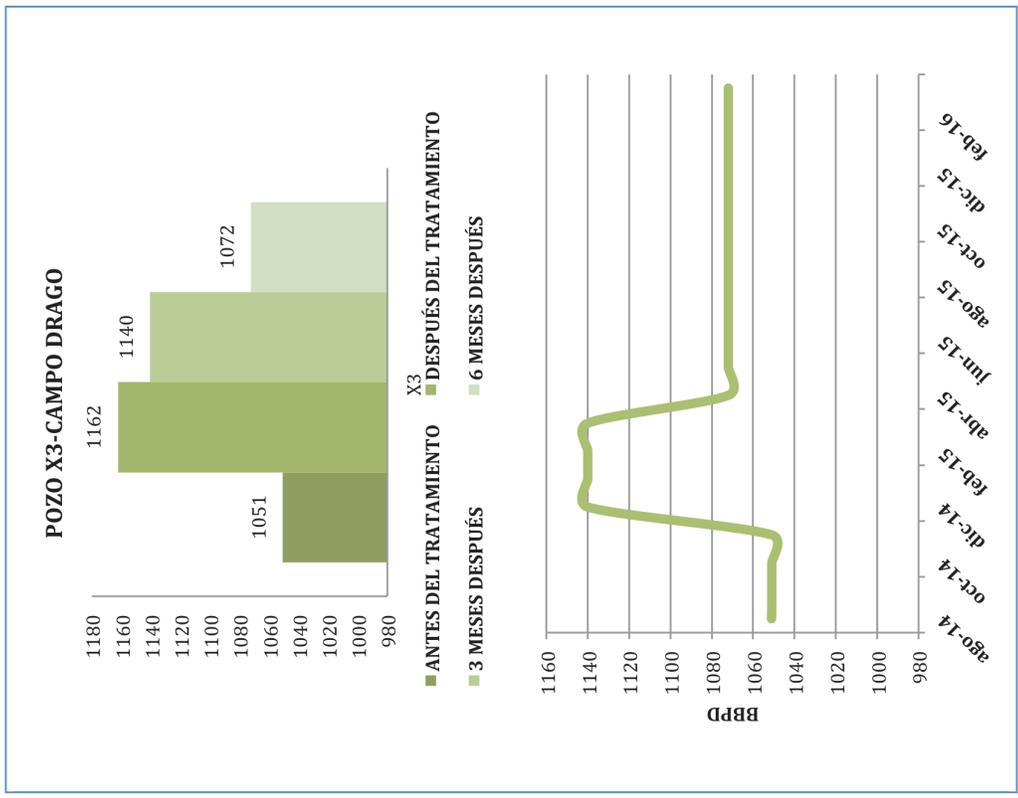
Gráfico e. Comportamiento del corte de agua en U Inferior.

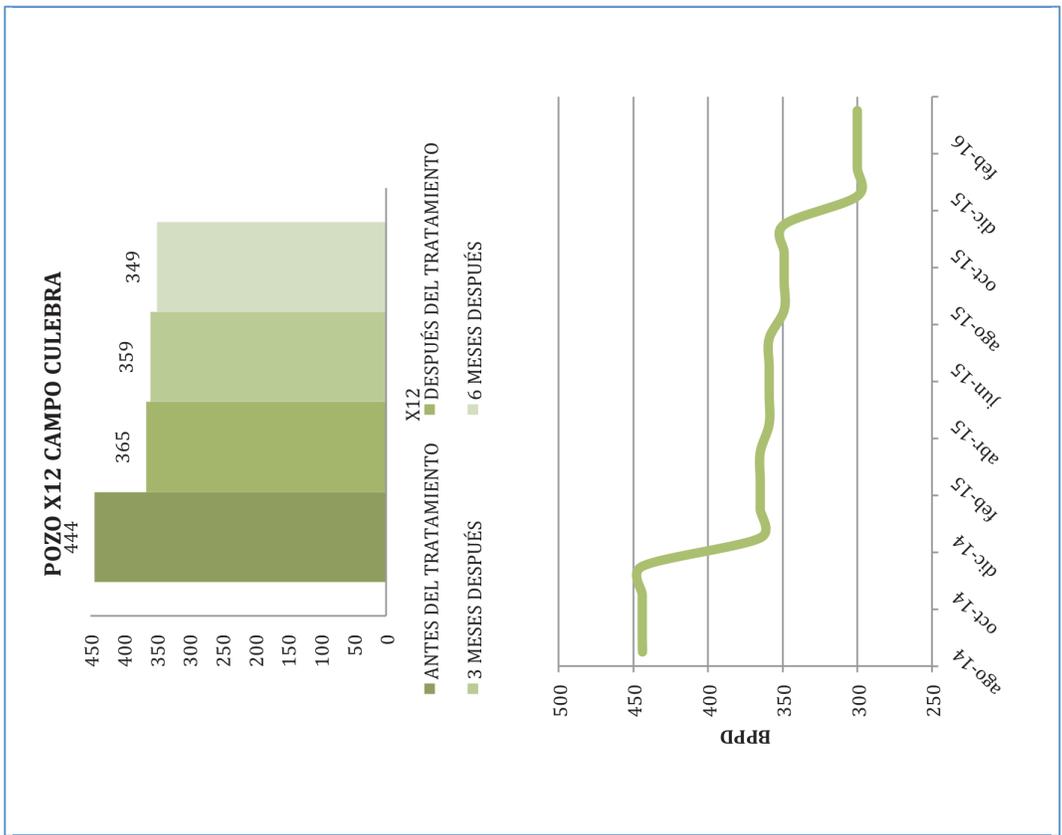
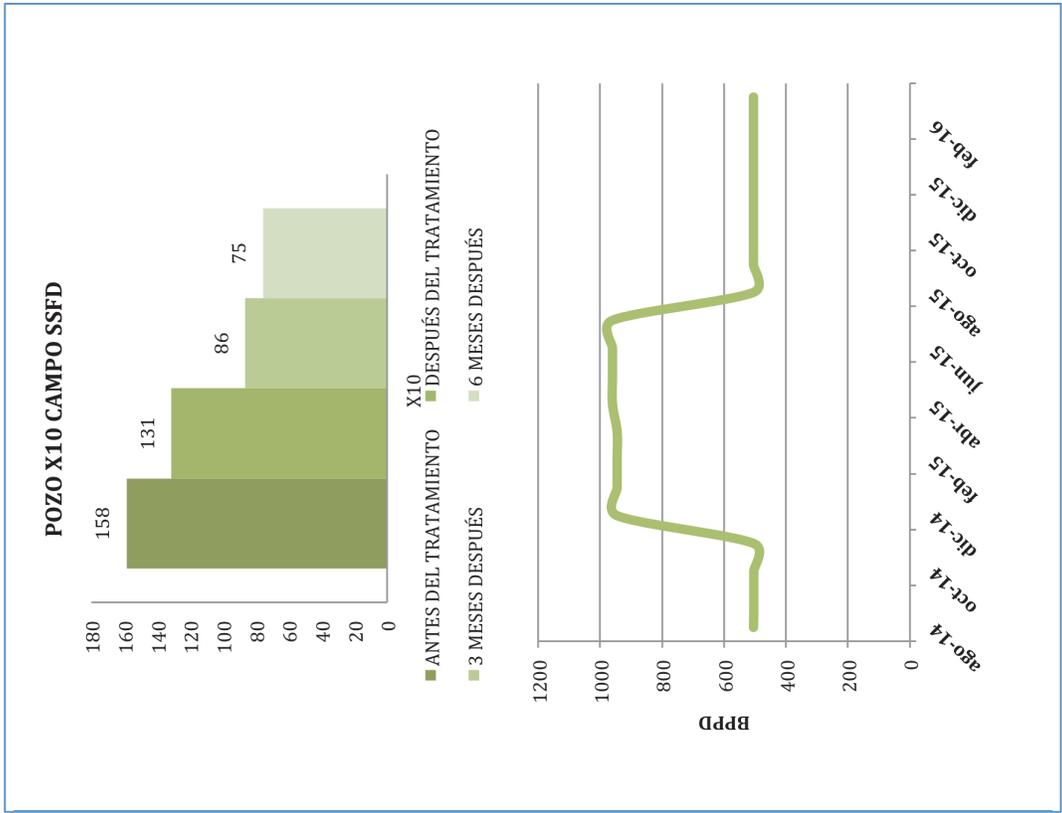


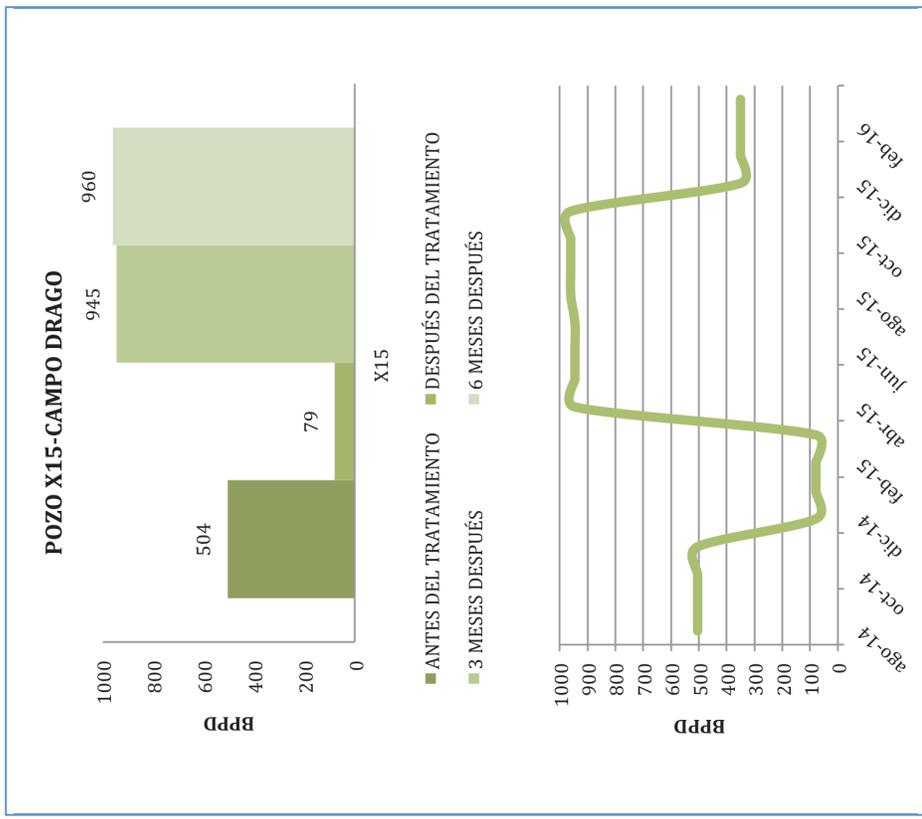
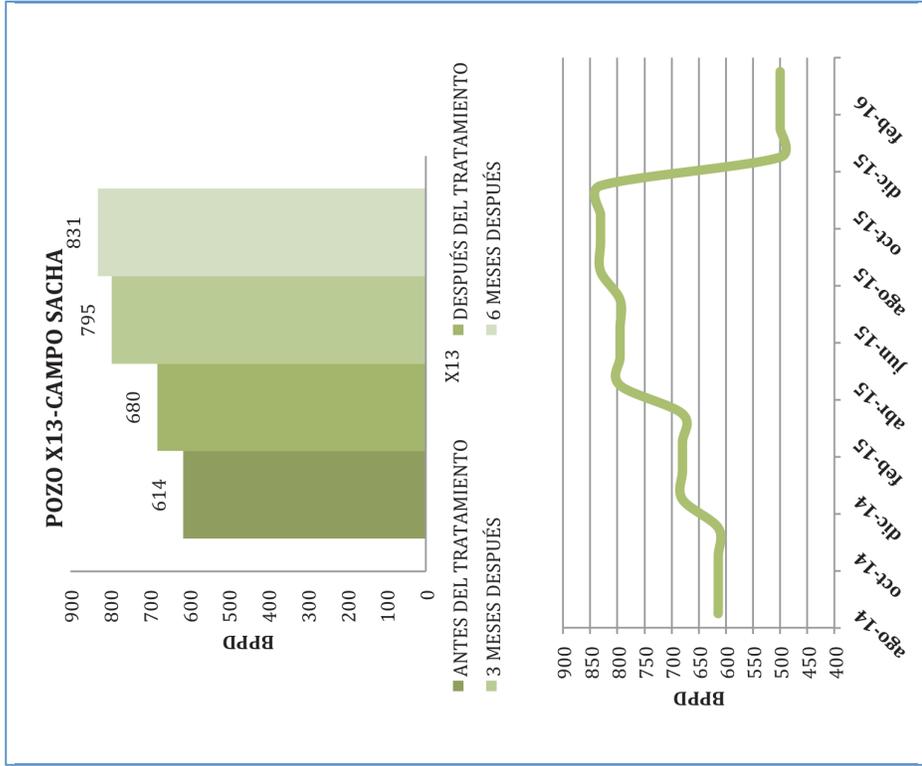


Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (HALLIBURTON , 2010)

Gráfico f. Comportamiento de la producción de crudo en U Inferior.







Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (HALLIBURTON, 2010)

TRATAMIENTO CON RPM EN T INFERIOR

Gráfico g. Comportamiento del corte de agua en T Inferior

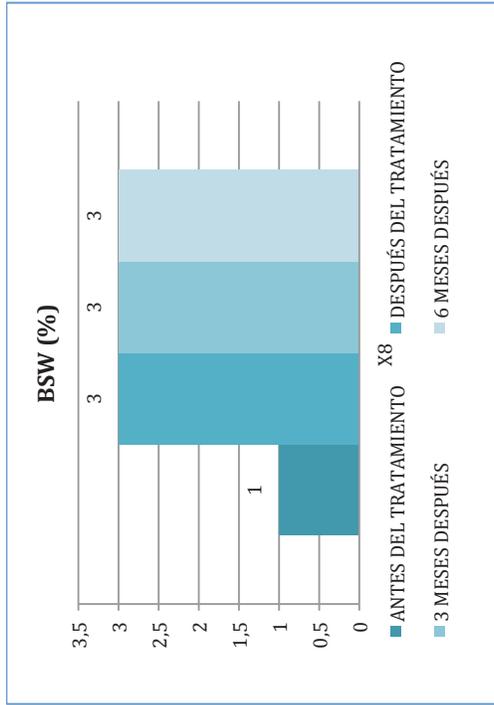
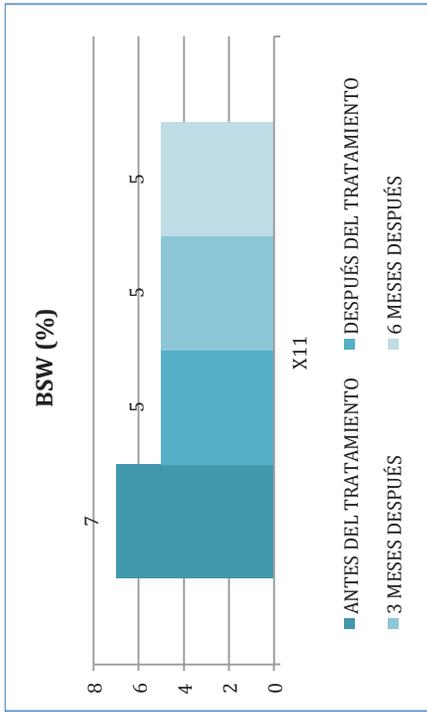
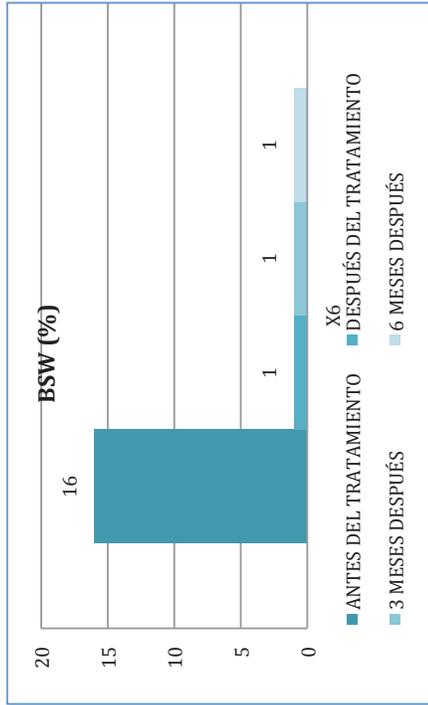
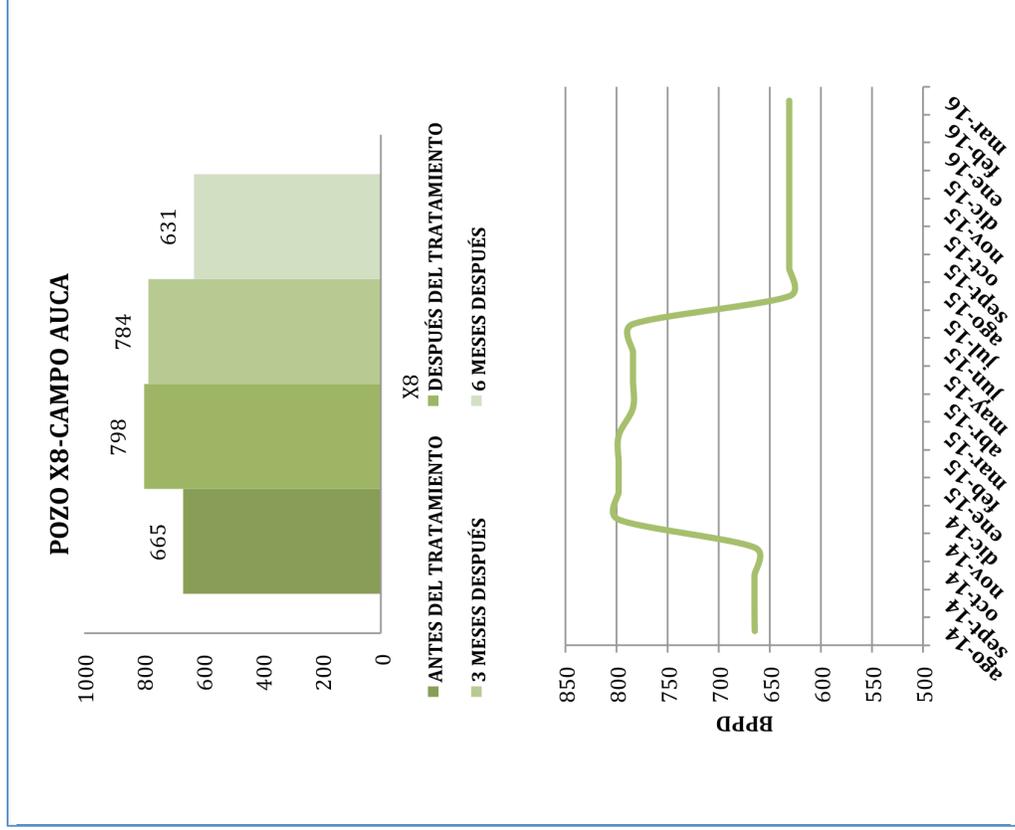
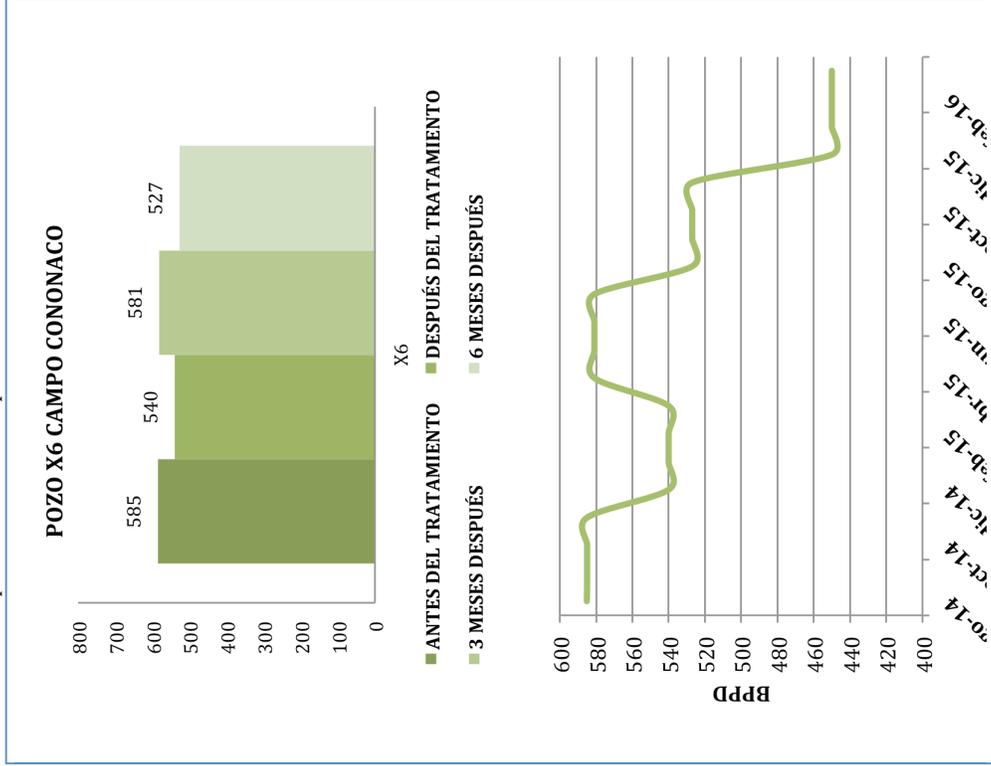
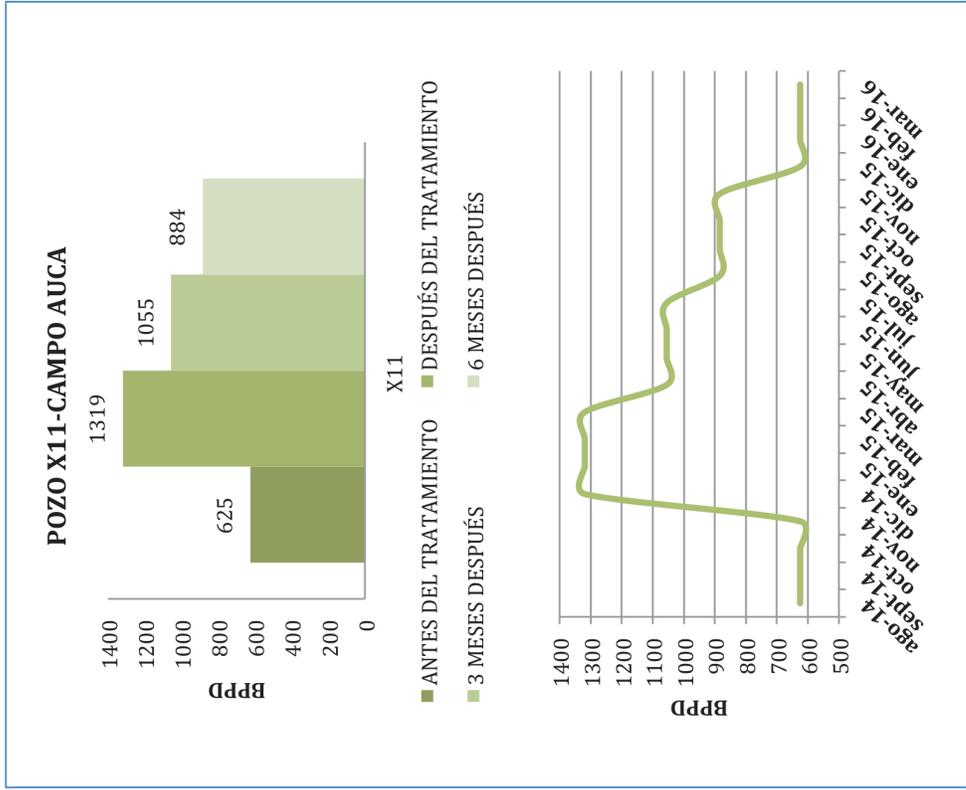


Gráfico h. Comportamiento de la producción de crudo en T Inferior.

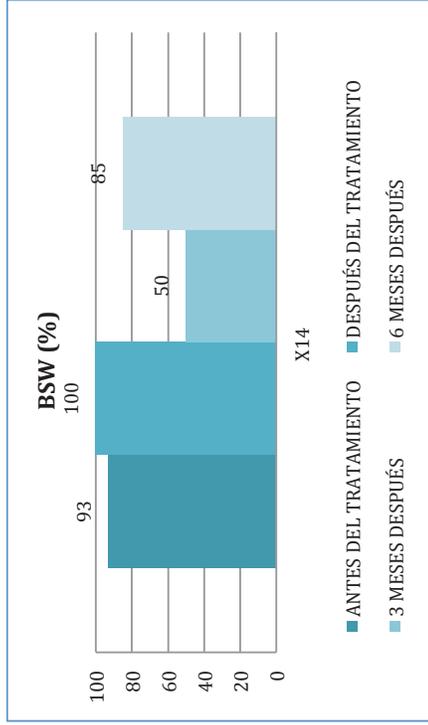




Elaboración: Darwin Yajamin
Fuente: (HALLIBURTON, 2010)

TRATAMIENTO CON RPM EN HOLLÍN SUPERIOR

Gráfico i. Comportamiento del corte de agua en Hollín Superior



Continuacion del Gráfico j.

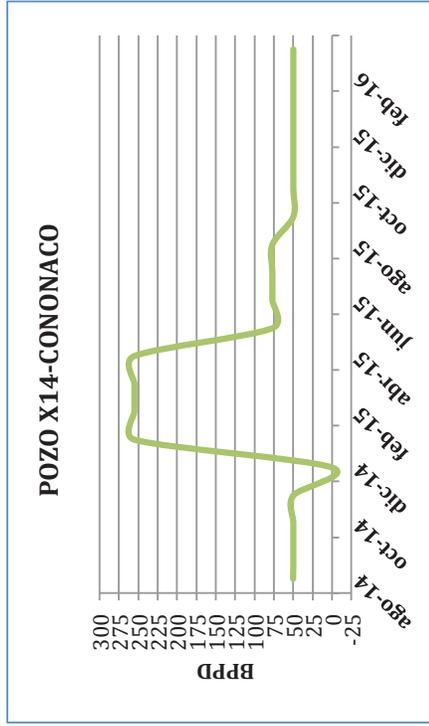
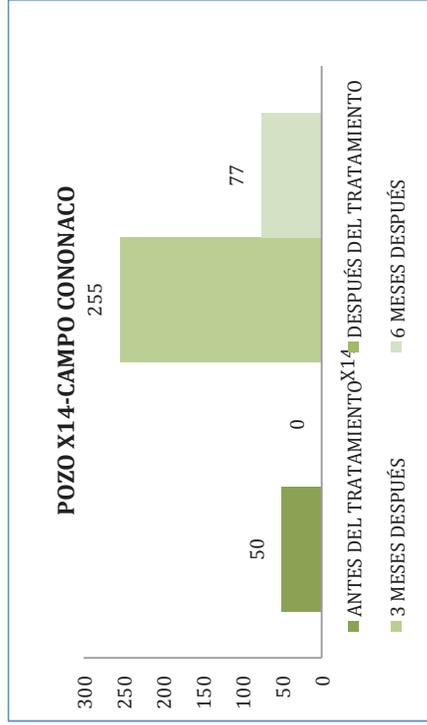
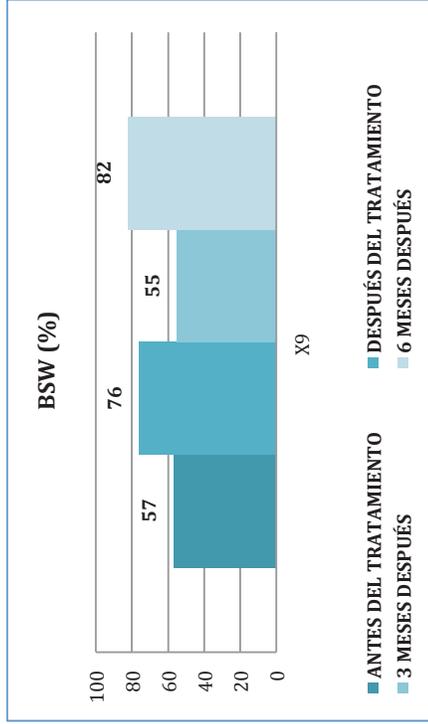


Gráfico j. Comportamiento de la producción de crudo en Hollín Superior



TRATAMIENTO CON RPM EN U

Gráfico k. Comportamiento del corte de agua en U



Continuación del gráfico l.

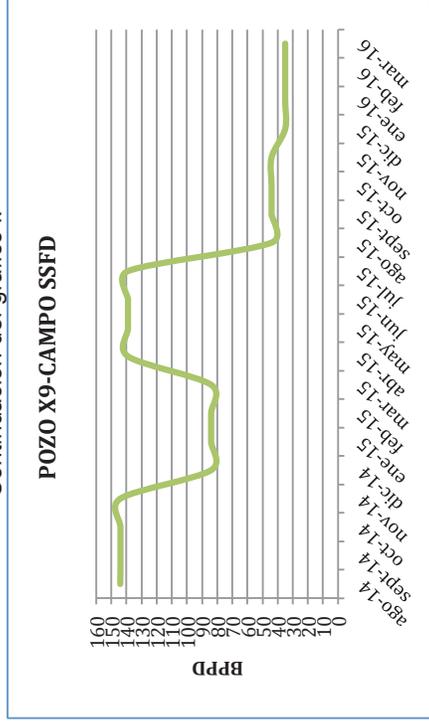


Gráfico l. Comportamiento de la producción de crudo en U

