

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO INTEGRAL PARA LA IDENTIFICACIÓN DE
OPORTUNIDADES DE DESARROLLO EN EL CAMPO “IRIS”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS.**

OPCIÓN: TÉCNICO-EXPERIMENTAL

PAUL DAVID COBA ESTRADA

cobapaul2012@gmail.com

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, Msc.

raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Noviembre 2017

DECLARACIÓN

Yo, Paul David Coba Estrada declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Paul David Coba Estrada

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Paul David Coba Estrada, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia, Msc.
DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por haberme bendecido y darme la oportunidad de llegar a culminar esta etapa de mi vida.

Quiero agradecer a mis padres Gladys Marlene Estrada Vásconez y Rodrigo Ignacio Coba Altamirano por haberme inculcado con tanto amor los valores necesarios para llevar mi vida personal y profesional según su forma de ser. Su mejor regalo, la educación, es la que me ha permitido llegar a este punto de mi vida.

A mis hermanos Cristian y Andrea, por haberme cuidado con tanto cariño y apoyarme en los momentos más difíciles. A mi hermana Andrea en especial por haberme dado uno de los regalos más preciados en mi vida, mi sobrina Emily.

A la Escuela Politécnica Nacional, con su planta de docentes profesionales y capacitados, que han compartido conmigo sus conocimientos y experiencia. Al Ingeniero Raúl Valencia por su apoyo como director de este trabajo de titulación.

Un agradecimiento muy especial a la empresa SCHLUMBERGER, a Juan Carlos Arévalo y Jorge Vega por haberme dado la oportunidad de realizar mis prácticas pre-profesionales en su equipo de trabajo. A Pablo, Annalyn, Patricio, Isaac y todo el equipo de Shaya Ecuador S.A. por compartir sus conocimientos y consejos conmigo. Y a Gustavo Núñez y Ricardo Grijalva en especial por su apoyo y colaboración en la elaboración de este trabajo de titulación.

A mis compañeros, en especial a Cristian, Wilson, Xavier, Félix, Germán, Paúl, Hugo, por su apoyo durante toda mi carrera de formación, por haber sido colegas y amigos cuando se necesitó, a todos ellos muchas gracias.

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a mis padres Gladys y Rodrigo, que a pesar de haber partido de este mundo muy pronto, han sido y seguirán siendo la luz que guía mi camino, es por ustedes que lucho cada día, para salir adelante junto con mis hermanos, como ustedes lo hubieran querido.

A mi madre por haber sido un ejemplo de vida y lucha constante, gran mujer, madre y amiga, gracias a ti aprendí la importancia de no dejarse caer ante los obstáculos y luchar por los sueños que se tienen en la vida. Yo sé que desde el cielo me sigues acompañando y guiando madre. Te extraño mucho.

A mi padre por haber sido el amigo y ejemplo de perseverancia. Agradezco mucho tus consejos y enseñanzas a lo largo de mi vida, me van a servir mucho ahora que empiezo esta nueva etapa de ser un profesional, espero no decepcionarte.

Finalmente quiero dedicar este trabajo a la mujer que fue inspiración para crearlo, mi novia Iris Tathyana, que ha sido un soporte fundamental para mi vida durante los últimos 3 años, has estado conmigo en los buenos y malos momentos, eres mi amiga, compañera, confidente, consejera, sobre todo el apoyo y soporte que me ayuda a seguir buscando cumplir mis sueños. Te amo corazón.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
RESUMEN	XVII
PRESENTACIÓN	XIX
CAPÍTULO 1	1
1. MARCO TEÓRICO	1
1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	1
1.1.1. BREVE RESEÑA HISTÓRICA	1
1.1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO.....	2
1.1.3. GEOLOGÍA.....	3
1.1.3.1. Estructura del campo y su evolución.....	4
1.1.3.2. Litología y ambientes sedimentarios de los reservorios.....	4
1.1.4. SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO	5
1.1.4.1. Producción del Campo Iris	5
1.1.4.2. Estado Actual de los pozos del campo Iris.....	5
1.1.4.3. Propiedades de los Fluidos	6
1.2. RESERVAS DE HIDROCARBUROS	7
1.2.2.1. Método Volumétrico	7
1.2.2.2. Cálculo por Curvas de comportamiento de Producción	8
1.2.2.3. Cálculo por Balance de Materiales.....	8
1.2.2.4. Cálculo por Simulación Numérica	9
1.3. FACTOR DE RECUPERACIÓN DE UN YACIMIENTO	10
1.3.1. FACTOR DE RECOBRO FINAL DE UN YACIMIENTO	10
1.3.2. FACTOR DE RECOBRO ACTUAL DE UN YACIMIENTO	10
1.4. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	11
CAPITULO 2	13
2. HERRAMIENTAS Y PROCEDIMIENTOS	13
2.1. Cálculo de Reservas	13
2.1.1.1. Creación de data para introducirla en OFM	14
2.1.1.2. Creación de los mapas de propiedades.....	15
2.1.1.3. Guardar los análisis para realizar el cálculo.....	19
2.1.1.4. Cálculo del POES	21
2.1.3.1. Cálculo de Reservas Iniciales	25

2.1.3.2.	Cálculo de Reservas Remanentes.....	26
2.1.3.3.	Factor de Recobro Actual.....	26
2.2.	DETERMINACIÓN DE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	27
CAPITULO 3	33
3.	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.....	33
3.1.	ANÁLISIS DE MAPAS DE PROPIEDADES.....	33
3.1.1.	ANÁLISIS PARA ARENISCA HOLLÍN.....	34
3.1.2.	ANÁLISIS PARA ARENISCA NAPO “T”	36
3.1.3.	ANÁLISIS PARA ARENISCA NAPO “U”	38
3.2.	ANÁLISIS DE POZOS CANDIDATOS	40
3.2.1.	POZO EJEMPLO IRIS-053.....	45
3.2.1.1.	Ubicación del Pozo	45
3.2.1.2.	Análisis de Producción.....	46
3.2.1.3.	Análisis Petrofísico.....	46
3.2.1.4.	Análisis Mecánico	48
3.2.1.5.	Propuesta de Reacondicionamiento	49
3.2.1.6.	Análisis Nodal	49
3.2.1.7.	Pronóstico de Producción y Reservas para el pozo IRIS-053.....	51
3.2.1.8.	Resultados de la producción en conjunto para el pozo IRIS-05352	
3.2.2.	TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO PLANTEADOS.....	53
3.2.3.	POZO IRIS-002R1.....	53
3.2.3.1.	Ubicación del Pozo	53
3.2.3.2.	Análisis de Producción.....	54
3.2.3.3.	Análisis Petrofísico.....	55
3.2.3.4.	Análisis Mecánico	56
3.2.3.5.	Propuesta de Reacondicionamiento	57
3.2.3.6.	Análisis Nodal	57
3.2.3.7.	Pronóstico de Producción y Reservas para el pozo IRIS-002R1	58
3.2.3.8.	Análisis Económico para el pozo IRIS-002R1.....	58
3.2.4.	POZO IRIS-028R1.....	60
3.2.4.1.	Ubicación del Pozo	60
3.2.4.2.	Análisis de Producción.....	60
3.2.4.3.	Análisis Petrofísico.....	61
3.2.4.4.	Análisis Mecánico	62
3.2.4.5.	Propuesta de Reacondicionamiento	65

3.2.4.6.	Análisis Nodal	65
3.2.4.7.	Pronóstico de Producción y Reservas para el pozo IRIS-028R1	65
3.2.4.8.	Análisis Económico para el pozo IRIS-028R1	67
3.2.5.	POZO IRIS-038	68
3.2.5.1.	Ubicación del Pozo	68
3.2.5.2.	Análisis de Producción	69
3.2.5.3.	Análisis Petrofísico	69
3.2.5.4.	Análisis Mecánico	70
3.2.5.5.	Propuesta de Reacondicionamiento	72
3.2.5.6.	Análisis Nodal	72
3.2.5.7.	Pronóstico de Producción y Reservas para el pozo IRIS-038	73
3.2.5.8.	Análisis Económico para el pozo IRIS-038	73
3.2.6.	POZO IRIS-006R1	75
3.2.6.1.	Ubicación del Pozo	75
3.2.6.2.	Análisis de Producción	75
3.2.6.3.	Análisis Petrofísico	76
3.2.6.4.	Análisis Mecánico	77
3.2.6.5.	Propuesta de Reacondicionamiento	78
3.2.6.6.	Análisis Nodal	79
3.2.6.7.	Pronóstico de Producción y Reservas para el pozo IRIS-006R1	80
3.2.6.8.	Análisis Económico para el pozo IRIS-006R1	80
CAPITULO 4	83
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	83
4.1.	CONCLUSIONES	83
4.2.	RECOMENDACIONES	84
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	86
GLOSARIO	89
ANEXOS	91

ÍNDICE DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Coordenadas de ubicación del Campo Iris.....	2
1.2	Producciones acumuladas por Reservorio en el campo Iris.....	5
1.3	Estado actual de los pozos en el campo Iris.....	6
1.4	Propiedades promedio para los fluidos del campo Iris.....	6
1.5	Características de los mecanismos de producción en los reservorios..	11
2.1	Factores volumétricos iniciales para cada reservorio.....	22
2.2	Resultados de cálculo de POES para cada reservorio	24
2.3	Factores de recobro finales para cada reservorio.....	30
2.4	Resultados de cálculo de Reservas para cada reservorio.....	26
2.5	Mecanismos de Producción del campo Iris.....	32
3.1	Producción antes y después de la intervención en el pozo IRIS-053...	51
3.2	Pozos candidatos para reacondicionamiento en el campo Iris.....	52
3.3	Análisis Económico del pozo IRIS-002R1.....	58
3.4	Análisis Económico del pozo IRIS-028R1.....	66
3.5	Análisis Económico del pozo IRIS-038.....	73
3.6	Análisis Económico del pozo IRIS-006R1.....	80
3.7	Resultados del Análisis Técnico-Económico en los pozos candidatos del Campo Iris.....	81

ÍNDICE DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Mapa de ubicación del campo Iris, Cuenca Oriente del Ecuador.....	2
1.2	Mapa estructural referido a la base de la arena “U Inferior”, Campo Iris...3	3
1.3	Corte Estructural del Campo Iris.....	4
1.4	Historial de producción del Campo Iris.....	5
1.5	Influencia de los mecanismos de producción y la eficiencia de recuperación de petróleo.....	12
2.1	Base de datos ACCESS.....	14
2.2	Propiedades Petrofísicas en Tablas de Esquema.....	15
2.3	Selección del Campo Iris en la estación de trabajo de OFM.....	15
2.4	Selección de Propiedades para creación de mapa.....	16
2.5	Mapa de Porosidad en Hollín Inferior.....	16
2.6	Mapa de Contorno de Hollín Inferior proporcionado por el departamento de Geología	17
2.7	Aplicación de los contornos proporcionados por el Departamento de Geología en el software OFM.....	18
2.8	Mapa de Espesores Netos para Hollín Inferior.....	18
2.9	Mapa de Saturaciones de Petróleo para Hollín Inferior.....	19
2.10	Guardado de mapa de porosidad como Archivo de Malla.....	20
2.11	Guardar archivo de Malla con el mismo nombre.....	20
2.12	Registro de Archivos de Malla.....	20
2.13	Registro de Archivos de Malla.....	21
2.14	Registro de Archivos de Malla.....	22

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.15	Edición de Ecuación para Cálculo de POES en arena Hollín Inferior	23
2.16	Mapa de POES para Hollín Inferior.....	23
2.17	Disposición de resultados para Hollín Inferior.....	24
2.18	Gráfica de presión en función del tiempo para la arenisca Hollín Inferior.....	28
2.19	Gráfica de presión en función del tiempo para la arenisca Hollín Superior.....	28
2.20	Gráfica de presión en función del tiempo para la arenisca T Inferior.....	29
2.21	Gráfica de presión en función del tiempo para la arenisca T Superior	29
2.22	Gráfica de mecanismo de producción para la arenisca “T”	30
2.23	Gráfica de presión en función del tiempo para la arenisca U Inferior.....	31
2.24	Gráfica de presión en función del tiempo para la arenisca U Superior	31
2.25	Gráfica de mecanismo de producción para la arenisca “U”	32
3.1	Interpolación lineal para datos de presiones en los Mapas de Malla.....	33
3.2	Mapas de presión y espesor para arenisca Hollín Inferior	34
3.3	Mapa de espesores para arenisca Hollín Superior.....	35
3.4	Mapas de presión y espesor para arenisca T Inferior	36
3.5	Mapa de espesores para arenisca T Superior	37
3.6	Mapas de presión y espesor para arenisca U Inferior	38
3.7	Mapa de espesores para arenisca U Superior.....	39
3.8	Flujo de Trabajo para el Análisis de los Pozos del Campo Iris.....	40
3.9	Mapas de ubicación del pozo Iris-053 en las arenas U Inferior y U Superior.....	44
3.10	Historial de producción del pozo Iris-053.....	45

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.11	Registro petrofísico del pozo IRIS-053	46
3.12	Registro de cemento del pozo IRIS-053 para las arenas Ui y Us	47
3.13	Análisis Nodal para el pozo IRIS-053 en la arenisca U Superior	48
3.14	Análisis Nodal para el pozo IRIS-053 en la arenisca U Inferior	49
3.15	Pronóstico de producción para el pozo IRIS-053 en la arenisca U Superior	50
3.16	Pronóstico de producción para el pozo IRIS-053 en la arenisca U Inferior.....	51
3.17	Mapa de ubicación del pozo Iris-002R1 en la arena T Inferior.....	53
3.18	Historial de producción del pozo IRIS-002R1.....	53
3.19	Registro petrofísico del pozo IRIS-002R1	54
3.20	Registro de cemento del pozo IRIS-002R1 para la arena T Inferior.....	55
3.21	Análisis Nodal para el pozo IRIS-002R1 en la arenisca T Inferior	56
3.22	Pronóstico de producción para el pozo IRIS-002R1 en la arenisca T Inferior	57
3.23	Mapa de ubicación del pozo iris-028R1 en la arena U Inferior.....	59
3.24	Historial de producción del pozo IRIS-028R1	60
3.25	Registro petrofísico del pozo IRIS-028R1	61
3.26	Registro de cemento del pozo IRIS-028R1 para la arena U Inferior	62
3.27	Registro de cemento del pozo IRIS-028R1 en la arena T Inferior	63
3.28	Análisis Nodal para el pozo IRIS-028R1 en la arenisca U Inferior	64
3.29	Pronóstico de producción para el pozo IRIS-028R1 en la arenisca U Inferior	65
3.30	Pronóstico de producción para el pozo IRIS-028R1 en la arenisca T Inferior.....	65

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.31	Mapa de ubicación del pozo Iris-038 en la arena T Inferior.....	67
3.32	Historial de producción del pozo IRIS-038	68
3.33	Registro petrofísico del pozo IRIS-038	69
3.34	Registro de cemento del pozo IRIS-038 para la arena T Inferior.....	70
3.35	Análisis Nodal para el pozo IRIS-038 en la arenisca T Inferior	71
3.36	Pronóstico de producción para el pozo IRIS-038 en la arenisca T Inferior	72
3.37	Mapa de ubicación del pozo iris-006R1 en la arena U Inferior.....	74
3.38	Historial de producción del pozo IRIS-006R1.....	75
3.39	Registro petrofísico del pozo IRIS-006R1.....	76
3.40	Registro de cemento del pozo IRIS-006R1 para la arena U Inferior	77
3.41	Análisis Nodal para el pozo IRIS-006R1 en la arenisca U Inferior	78
3.42	Pronóstico de producción para el pozo IRIS-006R1 en la arenisca U Inferior.....	79

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
a.....	Periodo inmediato anterior en que se recupera la inversión	
API.....	American Petroleum Institute.....	
b.....	Inversión inicial, \$.....	
bbL.....	Barriles.....	L ³
bbL/d.....	Barriles por día.....	L ³ /d
BFPD.....	Barriles de fluido por día.....	L ³
BPPD.....	Barriles de petróleo por día.....	L ³
BSW.CalDay.....	BSW reportado por día.....	
c.....	Flujo de caja acumulado al año anterior en que se recupera la inversión.....	
CBL.....	Registro de adherencia de cemento.....	
cm ³	Centímetros cúbicos.....	L ³
cp.....	Centipoises.....	M/Lt
d.....	Flujo de caja del año que se recupera la inversión.....	
EUR.....	Reservas iniciales, bls.....	L ³
ft.....	Pies.....	L
g.....	Gramos.....	M
GOR.....	Relación gas-petróleo, pies ³ /bl.....	
GR.....	Registro Gamma Ray, °API.....	L
i.....	Tasa de interés.....	
in.....	Pulgada.....	L
Io.....	Inversión inicial.....	
IP.....	Indice de Productividad, bbl/d/psi.....	L ^{4t} /M
k.....	Permeabilidad, mD.....	L ²
Liquid.CalDay.....	Fluido reportado por día, bbl.....	L ³
Liquid.cum.....	Acumulado de fluido, bbl.....	L ³
MD.....	Profundidad Medida, ft.....	L
mD.....	Milidarcy.....	L ²
mV.....	Milivoltios.....	W/A
NET.....	Espesor neto de roca.....	L

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
NPHI.....	Registro de porosidad neutrónica, v/v.....	
Oil.CalDay.....	Petróleo reportado por día, bbl.....	L ³
Oil.cum.....	Acumulado de petróleo, bbl.....	L ³
Pay_Net_Flag.....	Zona de pago neta, ft.....	L
P _b	Presión de burbuja, psi	M/Lt ²
Perm_Coat.....	Permeabilidad absoluta, mD.....	L ²
PHIE_D.....	Registro de porosidad efectiva, v/v.....	
PHIT_D.....	Registro de porosidad absoluta, v/v.....	
P _R	Presión de reservorio, psi.....	M/Lt ²
PRI.....	Período de recuperación de la inversión, tiempo.....	t
psi.....	Libras fuerza por pulgada cuadrada.....	M/Lt ²
RHOB.....	Registro de densidad.....	M/L ³
Rock_Net_Flag...	Zona de roca neta, ft.....	L
Rt.....	Registro de resistividad, mV.....	VL/A
Soi.....	Saturación de Petróleo Inicial, %.....	
SP.....	Registro de potencial espontaneo.....	W/A
STB.....	Barril de tanque de almacenamiento.....	L ³
T.....	Temperatura, °F.....	T
TIR.....	Tasa interna de retorno, %.....	
TVD.....	Profundidad vertical verdadera, ft.....	L
USIT.....	Registro de imagen.....	
VAN.....	Valor actual neto, \$.....	
VDL.....	Registro de densidad variable.....	
Vsh,,,,.....	Volumen de arcilla, %.....	
Vt.....	Flujo de caja en el periodo t.....	
WOR.....	Relación agua-petróleo.....	
°API.....	Grado API.....	
°F.....	Grado Fahrenheit.....	T
φ.....	Porosidad.....	
φD.....	Porosidad registro density.....	
φN.....	Porosidad registro neutrónico.....	
φS.....	Porosidad registro síónico.....	

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
φsh.....	Porosidad de la zona arcillosa.....	
%.....	Tanto por ciento.....	
.GA.....	Formato de archivo para leer en software OFM.....	
.XSLX.....	Formato de archivo para leer en software Excel.....	

RESUMEN

Debido a la situación actual de la economía del petróleo a nivel mundial se hacen necesarias estrategias que permitan optimizar recursos técnicos y económicos en la industria petrolera. Con este trabajo se propone una metodología para la identificación de zonas potenciales para trabajos de reacondicionamiento en un campo maduro del oriente ecuatoriano.

Mediante la creación, caracterización y análisis de mapas de las propiedades de los reservorios en el campo "Iris", se buscarán oportunidades de reacondicionamiento para las distintas arenas que posee. A continuación, se describe brevemente los pasos que se llevarán a cabo para esta metodología:

En el primer capítulo se describen generalidades del campo como su ubicación, geología y estratigrafía, las propiedades de los fluidos de sus reservorios, el estado actual de sus pozos y las producciones acumuladas que tiene en cada uno de sus reservorios. También se realiza una descripción corta de la teoría que se revisará durante el desarrollo de este trabajo, como son reservas y métodos de cálculo, mecanismos de producción y factores de recuperación. Todo esto es necesario para conocer la situación actual del campo y tener una idea de los procesos que se llevarán a cabo en los siguientes capítulos.

En el capítulo dos se describe detalladamente el procedimiento que se necesita para realizar los mapas de propiedades de los reservorios y como calcular el POES para cada arena usando los mismos. Con los valores de POES y factores de recuperación de las arenas se calculan las reservas remanentes para cada reservorio. Luego, se analizan las presiones que se tienen para cada uno de los reservorios del campo para determinar los mecanismos de producción que rigen en cada arena.

En el capítulo tres se analizan los resultados obtenidos del capítulo anterior, usando los mapas para caracterizar los reservorios conjuntamente con sus mecanismos de producción. Con estas herramientas se examinan los históricos de producción y de intervenciones de los pozos activos y cerrados para identificar posibles trabajos de reacondicionamiento. Una vez se tenga una lista de pozos candidatos, se realizará el respectivo análisis técnico-económico para determinar la viabilidad del trabajo de reacondicionamiento, todo esto mediante un flujo de trabajo que se describirá en el mismo capítulo.

Finalmente, en el capítulo cuatro se realizan las conclusiones y recomendaciones en base a los resultados y análisis obtenidos en los capítulos anteriores.

PRESENTACIÓN

El objetivo de identificar zonas potenciales para desarrollo en un campo del oriente ecuatoriano surge ante la necesidad de organizar toda la información recibida del mismo por parte de la empresa operadora, con la finalidad de crear una base de datos, validarla y finalmente expresarla en forma de mapas que permitan la visualización de las características de cada uno de los reservorios y plantear estrategias dependiendo de los resultados obtenidos.

En el departamento de producción se determina que para este análisis se use principalmente el software OFM (Oil Field Manager), tanto para la creación de la data y mapas de propiedades de los reservorios como para obtener datos de históricos de producción, declinaciones en los pozos y ubicaciones de los mismos. De esta manera ellos obtendrían una herramienta extra de análisis y el estudiante aprendería una metodología útil y necesaria que todo ingeniero en producción debe conocer.

Una vez identificadas las zonas potenciales para cada reservorio, se determinaron 4 pozos candidatos para proponer trabajos de reacondicionamiento, en este caso también se emplean dos softwares de la compañía que son Techlog, que permite analizar y determinar propiedades petrofísicas en los registros de un pozo, y PIPESIM que permite realizar un análisis nodal con las propiedades antes mencionadas.

El flujo de trabajo para analizar los pozos candidatos es el mismo que sigue la empresa en el uso de sus actividades. Primero se analiza la ubicación del pozo en base a los mapas de propiedades realizados, luego se lleva a cabo una caracterización petrofísica usando el software Techlog, después se verifica la integridad y calidad del cemento y que el diagrama mecánico del pozo no presente inconvenientes para intervención. Una vez hecho esto, se propone realizar un trabajo de reacondicionamiento en base a que los argumentos anteriores permitan una intervención.

Se realiza un análisis nodal para tener una idea de la producción que se puede esperar con el trabajo de reacondicionamiento, se hace un pronóstico de reservas usando OFM o cálculos para "Pozo Tipo" y finalmente se realiza un análisis económico para determinar si los indicadores hacen o no viable el trabajo.

Finalmente se detallan en una tabla los resultados obtenidos del análisis para los pozos candidatos y se observa que de llevarse a cabo los trabajos recomendados se obtendría un incremental significativo de producción, que era uno de los principales objetivos de este trabajo, conjuntamente con los mapas resultantes del análisis en OFM.

CAPÍTULO 1

1. MARCO TEÓRICO

1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

1.1.1. BREVE RESEÑA HISTÓRICA

El campo Iris fue descubierto por el consorcio Texaco-Gulf con el pozo Iris-001 como pozo exploratorio, cuya perforación inició el 26 de octubre y fue completada el 19 de diciembre de 1972. Alcanzó una profundidad de 11.233 pies y dió una producción de 1.341 BPPD a flujo natural de las areniscas Hollín principal y secundaria (o arenisca Napo Basal), con una gravedad de 34° API. Adicionalmente se recuperaron por pistoneo y reversa 21 barriles de petróleo de 13° API del reservorio “T” y 110 barriles de 17° API del reservorio “U” (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2006).

Este campo fue puesto en producción en octubre de 1983, con un promedio de 930 BPPD, el mismo que se incrementa aceleradamente. En febrero de 1986 se registra el máximo histórico de producción con alrededor de 22.100 BPPD. A inicios de 2003, se mantiene un incremento sostenido de producción que viene desde mediados de 2001, con una producción de algo más de 11.000 BPPD (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2006).

La producción del campo en sus inicios estuvo a cargo de CEPE-TEXACO, posteriormente en los años 80 pasa a cargo de PETROPRODUCCIÓN quien opera el campo hasta el año 2013, luego continua bajo el dominio de PETROAMAZONAS EP y actualmente el campo Iris forma parte del BLOQUE M, operado por la empresa SHAYA ECUADOR S.A. y controlado por las entidades estatales.

1.1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO

El campo Iris se encuentra ubicado en la cuenca sedimentaria de la Región amazónica del Ecuador, a unos 194 km de la Ciudad de Quito y unos 55 km del Cantón Francisco de Orellana (García & Rodríguez, 2010).

Se encuentra limitado al norte por el campo “Jet”, al Noroeste por el campo Tigüino, al este por el Río Napo y al suroeste por la sub-cuenca cretácica Napo.

Las coordenadas de ubicación del campo Iris se muestran en la Tabla 1.1:

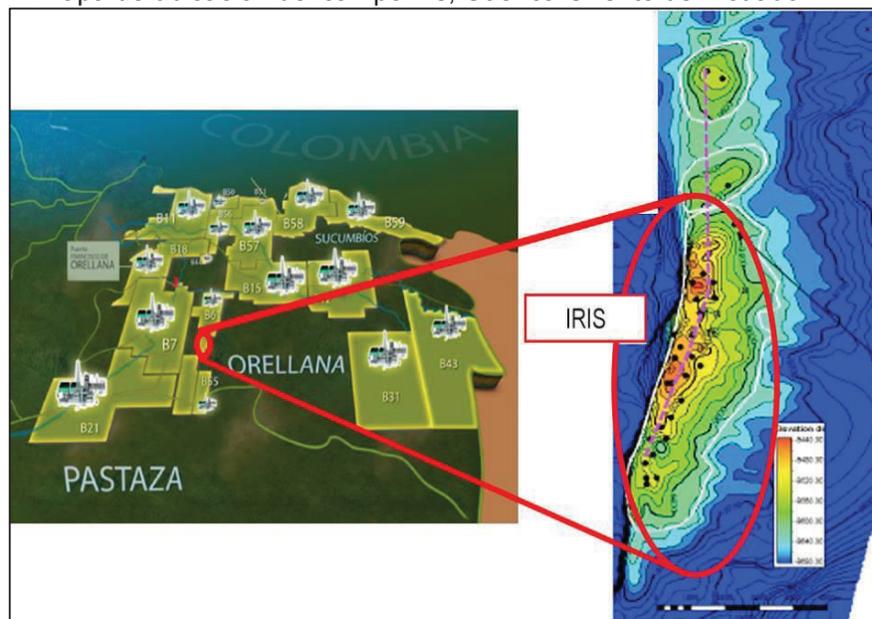
Tabla 1.1. Coordenadas de ubicación del Campo Iris

COORDENADAS UTM	COORDENADAS GEOGRÁFICAS
9985400 – 9995100 N	1° 9' 59" - 0° 57' 34" Latitud Sur
282700 – 280100 E	76° 57' - 76° 55' 17" Latitud Oeste

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

En la Figura 1.1 se presenta el mapa de ubicación del Campo Iris

Figura 1.1. Mapa de ubicación del campo Iris, Cuenca Oriente del Ecuador

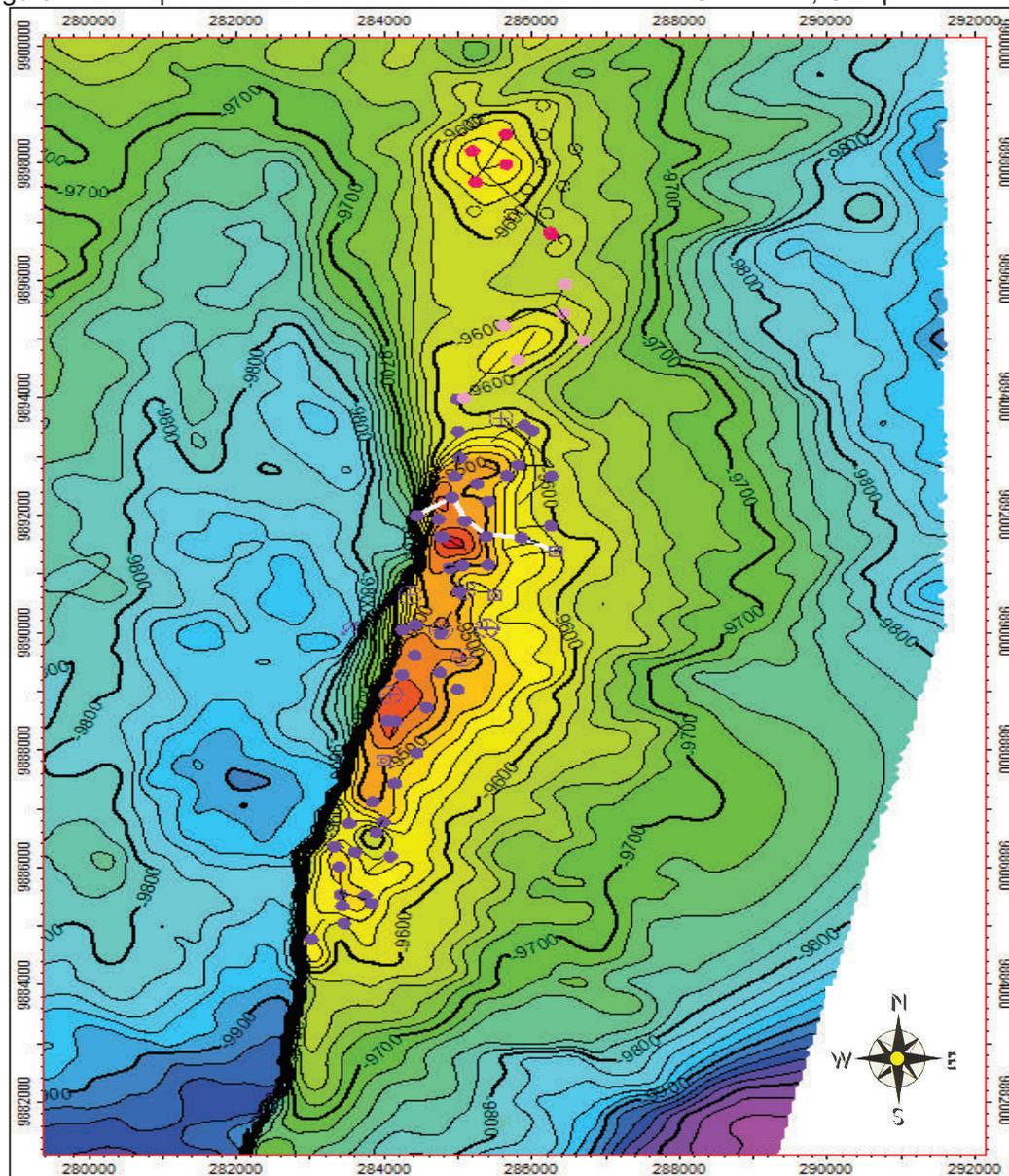


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

1.1.3. GEOLOGÍA

A la base de la caliza A, el flanco oeste del anticlinal del campo está cortado por una falla transcurrente. Se prolonga en dirección N-S a lo largo de 10.5 km aproximadamente. Su parte más ancha se ubica en la zona central con 3 km, adelgazándose en dirección norte y sur (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2006).

Figura. 1.2. Mapa estructural referido a la base de la arena "U Inferior", Campo Iris



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

1.1.3.1. Estructura del campo y su evolución

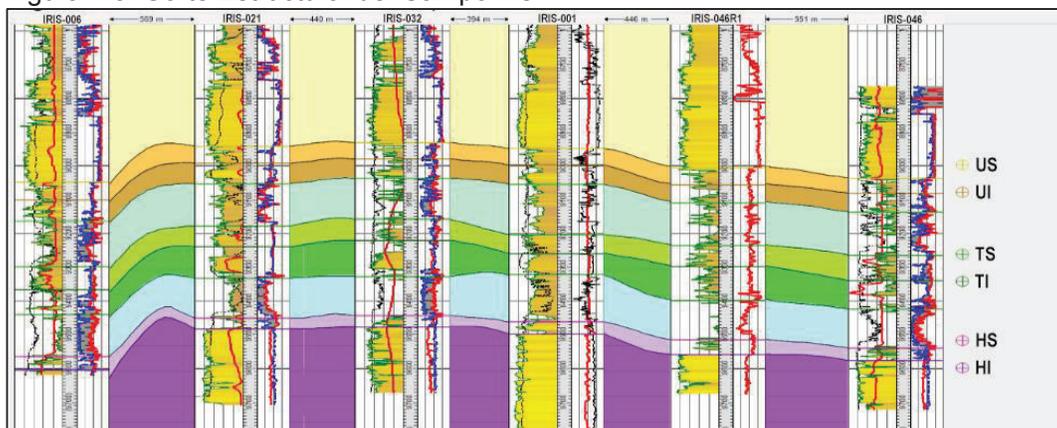
La estructura se formó en las dos etapas de reactivación reconocidas en la cuenca: en el Turoniano-Tardío-Paleoceno y en el Eoceno Inferior, como muestra la deformación sin-tectónica de los sedimentos de Napo Medio-Superior, Tena y Tiyuyacu Inferior, experimentando deformación adicional con la última reactivación tectónica del Mio-Plioceno, evidenciada por un flexuramiento que alcanza niveles cercanos a la superficie (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2006).

1.1.3.2. Litología y ambientes sedimentarios de los reservorios

HOLLÍN. - Presenta una secuencia de arenisca cuarzosa de grano y energía ligeramente decrecientes que puede corresponder a depósitos aluviales ligeramente entrecruzados de mediana energía. Para Hollín se asimila un ambiente fluvial que evoluciona a deltaico y/o esturiano, con influencia mareal, culminando con una plataforma marina somera (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2006).

NAPO. - Corresponde a un ambiente de canales fluviales a deltaicos, que evolucionan a un ambiente de llanura mareal rica en lodo y arena, culminando en un ambiente de plataforma marina. La continua caída del nivel del mar seguido por incrementos del mismo, son responsables de la depositación de las arenas "T" y "U" en la formación Napo (García & Rodríguez, 2010).

Figura 1.3. Corte Estructural del Campo Iris



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

1.1.4. SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO

1.1.4.1. Producción del Campo Iris

El campo Iris ha acumulado un total de 108.845 MMBLS a lo largo de su producción, distribuida de la siguiente manera:

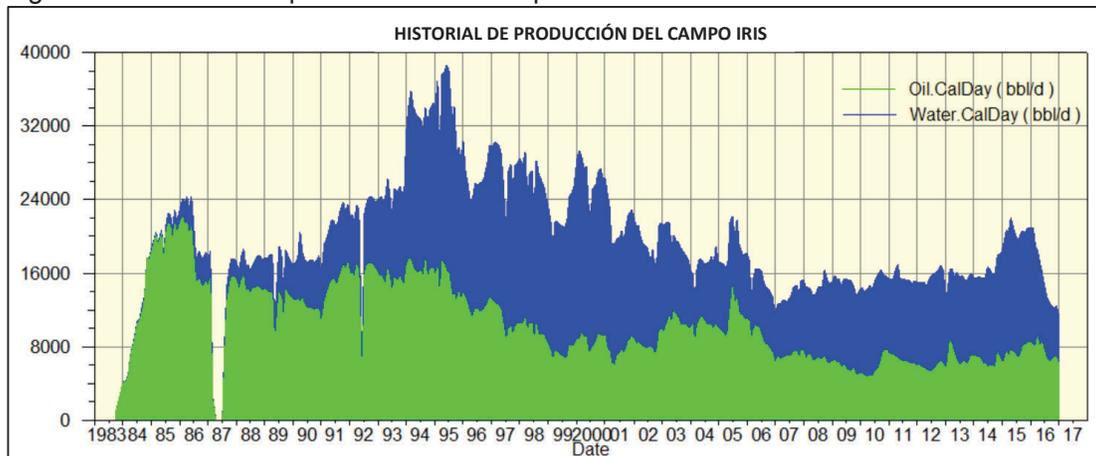
Tabla 1.2. Producciones acumuladas por Reservorio en el campo Iris

ARENA	NP (BLS)	PORCENTAJE DE APOORTE
Hollín Inferior	70.285.400	65,57%
Hollín Superior	25.407.000	23,34%
T Inferior	7.697.760	7,07%
T Superior	738.873	0,68%
U Inferior	4.538.940	4,17%
U Superior	177.051	0,16%
TOTAL	108.845.024	100%

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

Figura 1.4. Historial de producción del Campo Iris



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

1.1.4.2. Estado Actual de los pozos del campo Iris

El campo Iris cuenta en la actualidad con 66 pozos. En la Tabla 1.3. se presenta el estado de los mismos:

Tabla 1.3. Estado actual de los pozos en el campo Iris

ESTADO DE LOS POZOS	NÚMERO DE POZOS
Produciendo	40
Cerrados	10
Inyectores	2
Reinyectores	2
Abandonados	12

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

1.1.4.3. Propiedades de los Fluidos

La caracterización de fluidos se realiza mediante análisis PVT. Con pruebas de laboratorio se determinan las propiedades de los fluidos que se encuentran en un determinado yacimiento, modificando presión, volumen y temperatura a la muestra tomada (Romero, 2009). En la Tabla 1.4 se presentan valores promedio para los fluidos en cada uno de los reservorios del campo Iris.

Tabla 1.4. Propiedades promedio para los fluidos del campo Iris

Arena	Temperatura de Reservorio Promedio °F	Presión de Reservorio Promedio psia	Factor Volumétrico Promedio RB/STB	Gravedad API Promedio °	Viscosidad Promedio cp	Presión de Burbuja Promedio psia
Napo U	189	3818	1.1163	15.5	18.322	862.4
Napo T	231	3829	1.159	17.2	8.125	714.4
Hollín Superior	230	4415	1.158	32.8	2.12	184.4
Hollín Inferior	214	2870	1.084	32.7	1.636	83.4

Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

A continuación, se realiza una breve descripción de conceptos necesarios para una mejor comprensión del análisis que se llevará a cabo en este trabajo.

1.2. RESERVAS DE HIDROCARBUROS

1.2.1. RESERVA

Se definen como los volúmenes de hidrocarburo que se prevee pueden ser recuperados comercialmente, desde una cierta fecha en adelante bajo condiciones previamente definidas (PEMEX, 2011).

Dependiendo del grado de certeza con el que puedan ser recuperadas pueden ser **Reservas Probadas** o **No Probadas**, siendo las segundas las que poseen un mayor grado de incertidumbre en términos económicos, técnicos, contractuales o de regulación (Hernández, 2013).

1.2.2. CÁLCULO DE RESERVAS

Para el cálculo de reservas, se disponen de varios métodos, que se desarrollan en base a la información geológica y de ingeniería disponible, a continuación, se realiza una breve descripción de cada uno de ellos:

1.2.2.1. Método Volumétrico

Este método está asociado a la determinación de hidrocarburo original en sitio, cuya metodología emplea valores que representen a cada uno de los parámetros geológicos del yacimiento (Hernández, 2013). La ecuación que nos permite realizar el cálculo para este método es la siguiente:

$$POES = \frac{7758 * (1 - S_w) * \phi * V_{bruto}}{\beta_{oi}}$$

Dónde:

$POES =$ Petroleo Original en Sitio (BN)

$V_b =$ Volumen de arena bruto (acre * pie)

$\phi =$ Porosidad (Adimensional)

$S_{oi} =$ Saturacion Inicial de Petroleo (Adimensional)

$B_{oi} =$ Factor Volumetrico del Petroleo $\left(\frac{BY}{BN}\right)$

Al relacionar el POES calculado con el Factor de Recuperación del yacimiento se podrán obtener las reservas iniciales del mismo.

$$\text{Reservas Iniciales} = \text{POES} * FR_f$$

Donde:

POES: Petróleo Original en sitio (BF)

FR_f: Factor de Recuperación Final Esperado del Yacimiento (Fracción)

1.2.2.2. Cálculo por Curvas de comportamiento de Producción

También conocido como el Método de Curvas de Declinación, se utiliza para el cálculo de reservas en función de los pozos que tienen un historial de producción mas no para determinar las reservas totales del campo (Gavilanes & Torres, 2009).

Su proceso consiste en la extrapolación del comportamiento de producción del pozo, y ayudan en el diagnóstico del mecanismo de empuje del yacimiento (PEMEX, 2011).

1.2.2.3. Cálculo por Balance de Materiales

Es una herramienta básica en el análisis de reservorios, se corrobora con el Método del Cálculo Volumétrico, usada correctamente, permite estimar el volumen inicial de hidrocarburo y predecir el comportamiento del reservorio (Hernández, 2013).

La ecuación general que se emplea en este método es la siguiente:

$$N = \frac{N_p [\beta_t + (R_p - R_{si})\beta_g] - (W_e - W_p\beta_w) - G_{iny}\beta g_{iny} - W_{iny} - \beta_w}{(\beta_t - \beta_{ti}) + m\beta_{ti} \left[\frac{\beta_g}{\beta_{gi}} - 1 \right] + \beta_{ti}(1 + m) \left[\frac{S_{wi}C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P}$$

Donde

P_i = Presión inicial del reservorio (psi)

P = Presión promedio del reservorio (psi)

ΔP = Variación de presión en el reservorio, *P_i* – *P* (psi)

P_b = Presión en el punto de burbujeo (psi)

N = POES (BN)

N_p = Producción acumulada de Petróleo (BN)

G_p = Producción acumulada de Gas (PCS)

W_p = Producción acumulada de Agua (Bls)

R_p = Relación gas – petróleo acumulada $\left(\frac{PCS}{PC}\right)$

R_{si} = Relación de solubilidad inicial $\left(\frac{PCS}{PC}\right)$

R_s = Relación de solubilidad del gas $\left(\frac{PCS}{PC}\right)$

B_{oi} = Factor volumétrico inicial del petróleo $\left(\frac{BN}{BY}\right)$

B_o = Factor volumétrico del petróleo $\left(\frac{BN}{BY}\right)$

B_{gi} = Factor volumétrico inicial del gas $\left(\frac{Bls}{PCS}\right)$

B_g = Factor volumétrico del gas $\left(\frac{Bls}{PCS}\right)$

B_t = Factor volumétrico total de formación

B_{ti} = Factor volumétrico total inicial de formación

W_{iny} = Inyección de agua acumulada (BN)

B_{giny} = Factor volumétrico del gas inyectado $\left(\frac{Bls}{PCS}\right)$

G_{iny} = Inyección de gas acumulada (PCS)

W_e = Intrusión de agua acumulada (Bls)

G = Capa inicial de gas (PCS)

m = Relación entre G y el POES $\left(\frac{BN}{BN}\right)$

C_w = Compresibilidad del agua (psi^{-1})

C_f = Compresibilidad de la roca (psi^{-1})

1.2.2.4. Cálculo por Simulación Numérica

Se fundamenta en la utilización de diferentes modelos matemáticos que simulan los procesos que ocurren en el medio poroso durante la producción del yacimiento. Su validez requiere una buena descripción geológica del yacimiento y de las características de sus fluidos (PEMEX, 2011).

1.3. FACTOR DE RECUPERACIÓN DE UN YACIMIENTO

El factor de recuperación de un yacimiento está definido como: “*la cantidad recuperable de hidrocarburos existentes en el lugar*” (Schlumberger, 2016). Este factor se expresa como porcentaje y se puede calcular de dos maneras dependiendo del requerimiento:

1.3.1. FACTOR DE RECOBRO FINAL DE UN YACIMIENTO

También conocido como Factor Último Esperado de un Yacimiento, es un factor que toma en cuenta la producción esperada final de un yacimiento de gas o aceite, normalmente se lo calcula al inicio de la producción del reservorio para definir estrategias de explotación adecuadas (Martínez, 2016). Está definido por la siguiente fórmula:

$$FR \text{ Final Esperado} = FR_f = \frac{N_p \text{ Final}}{POES}$$

La producción esperada final se puede obtener de varias maneras, entre las principales se tienen:

- a) N_p Final: N_p a la fecha de cálculo + Reservas Probadas
- b) N_p Final: N_p a la fecha de cálculo + Reservas Probadas + Reservas Probables

1.3.2. FACTOR DE RECOBRO ACTUAL DE UN YACIMIENTO

Se calcula de manera similar que el anterior, y se utiliza normalmente para conocer la cantidad recuperable de hidrocarburo hasta la fecha de cálculo:

$$FR \text{ a la Fecha de Cálculo} = FR_a = \frac{N_p \text{ Actual}}{POES}$$

1.4. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Para comprender el comportamiento de un yacimiento es necesario conocer qué tipo de fuerzas naturales hacen que los fluidos se desplacen desde el reservorio hacia los pozos productores. A medida que el pozo produce, estas fuerzas van decayendo hasta el punto donde el yacimiento alcanza su límite físico (Escobar, 2004).

De acuerdo al mecanismo de empuje, el yacimiento muestra diferentes tipos de desempeño en cuanto a factor de recobro, caída de presión, relación Gas-Petróleo, y producción de agua (Hernández, 2013). En la Tabla 1.5 se presenta un resumen de las características de cada mecanismo:

Tabla 1.5. Características de los mecanismos de producción en los reservorios

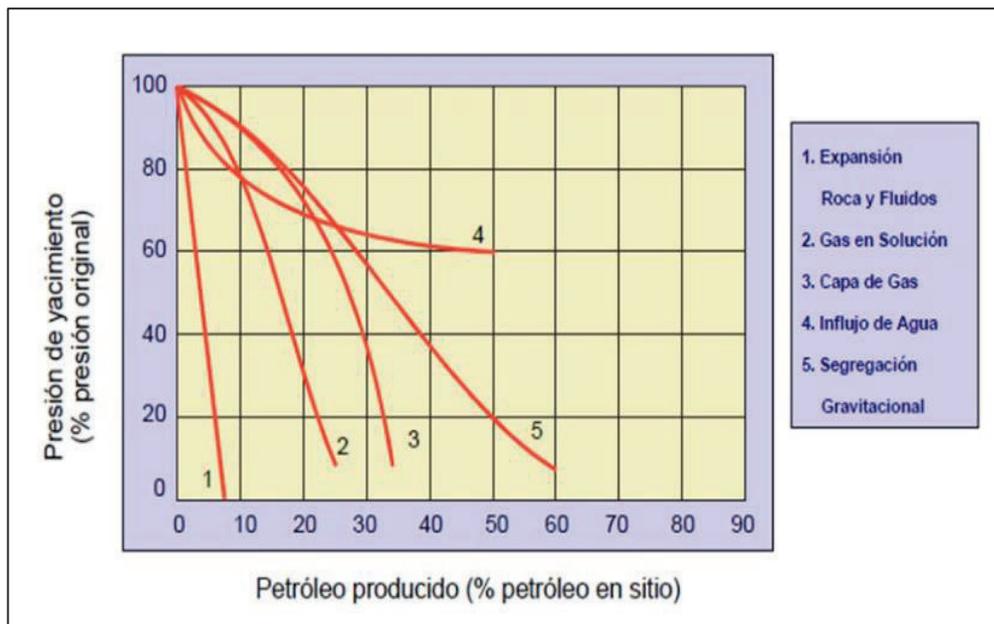
MECANISMO DE PRODUCCIÓN	PRESIÓN DE YACIMIENTO	GOR	PRODUCCIÓN DE AGUA	EFICIENCIA	OTROS
Expansión Roca y Fluido	Declinación Rápida y Continua $P_i > P_b$	Permanece Bajo y Constante	No a menos que se tenga alto Sw	1-10% Promedio: 3%	Ocurre en Yacimientos Subsaturados
Empuje por Gas Disuelto	Declinación Rápida y Continua	Primero alto, luego incrementa y cae	No a menos que se tenga alto Sw	5-35% Promedio: 20%	Requiere bombeo temprano
Expansión Capa de gas	Declinación Lenta y Continua $P_i < P_b$	Crece constantemente en formaciones inclinadas	Despreciable	20-40% Promedio: 25%	
Intrusión de Agua	Permanece alta. Presión depende del caudal	Permanece bajo si P es alta	Wp crece progresivamente	35-80% Promedio: 50%	
Drenaje Gravitacional	Declinación Rápida y Continua	Bajo en formaciones poco inclinadas. Alto en formaciones inclinadas	Despreciable	40-80% Promedio: 60%	Se presenta en yacimientos con alto buzamiento

Fuente: Escobar, 2004

Elaborado por: Paul Coba

Es importante recalcar que los reservorios pueden tener la presencia de dos o más mecanismos de empuje y se denominarán por el empuje que predomine. Satter y Thakur proporcionaron una serie de curvas tipo que permiten determinar el mecanismo de producción de un reservorio gracias a la relación entre la presión como porcentaje de la presión inicial y la producción acumulada como porcentaje del POES; ver Figura 1.5. (Hernández, 2013).

Figura 1.5: Influencia de los mecanismos de producción y la eficiencia de recuperación de petróleo



Fuente: Foro: Producción de Petróleo, Refinería, Gas Natural y Petroquímica en el Perú 2013

CAPITULO 2

2. HERRAMIENTAS Y PROCEDIMIENTOS

En el presente capítulo se calcularán las reservas remanentes para cada reservorio del campo Iris usando el *Método de Cálculo Volumétrico* mencionado en el capítulo anterior (ver sección 1.2.2.1.), mediante la elaboración de mapas de propiedades utilizando el software OFM; luego se definirán los mecanismos de producción que rigen en cada reservorio. Todo esto con la finalidad de identificar potenciales objetivos de desarrollo en el campo, cuyo análisis se realizará posteriormente en el siguiente capítulo.

2.1. Cálculo de Reservas

El cálculo de reservas se realizará con el software OFM (Oil Field Manager), el cual proporciona herramientas (tales como mapas de bases interactivos, presiones de burbuja, análisis de curvas de declinación y análisis de curva tipo) que facilitan el análisis de yacimiento y pozo, reduciendo de esta manera el tiempo que un ingeniero emplea en analizar dicha información, permitiéndole dar un mejor uso a la misma.

Para el cálculo del POES (Petróleo en Sitio) en el campo Iris, es necesario contar con una base de datos petrofísicos validada y los límites de los yacimientos que se van a analizar, la misma se puede encontrar en los Anexos 1 y 2.

Posteriormente se calcularán los factores de recuperación actuales para cada yacimiento y se obtendrán las reservas remanentes, que brindarán una mejor visión para identificar las potenciales zonas de desarrollo en el campo.

2.1.1. PROCEDIMIENTO

Para la realización de los mapas de propiedades en OFM es necesario contar con la información de Porosidad Efectiva, Saturación de Petróleo, Espesor de la Zona de Pago y Permeabilidad para cada pozo en cada arena. Dicha información fue proporcionada por el departamento de Petrofísica de SHAYA ECUADOR S.A., y se encuentra en el Anexo 1.

2.1.1.1. Creación de data para introducirla en OFM

El OFM utiliza una base de datos de ACCESS, por lo que es necesario introducir los datos en este formato para que puedan ser leídos por el software. Se abre el archivo ACCESS del OFM y se crea una nueva variable que se llame PETROFÍSICA y se añaden los valores para las distintas propiedades de cada reservorio; ver Figura 2.1.

Figura 2.1: Base de datos ACCESS

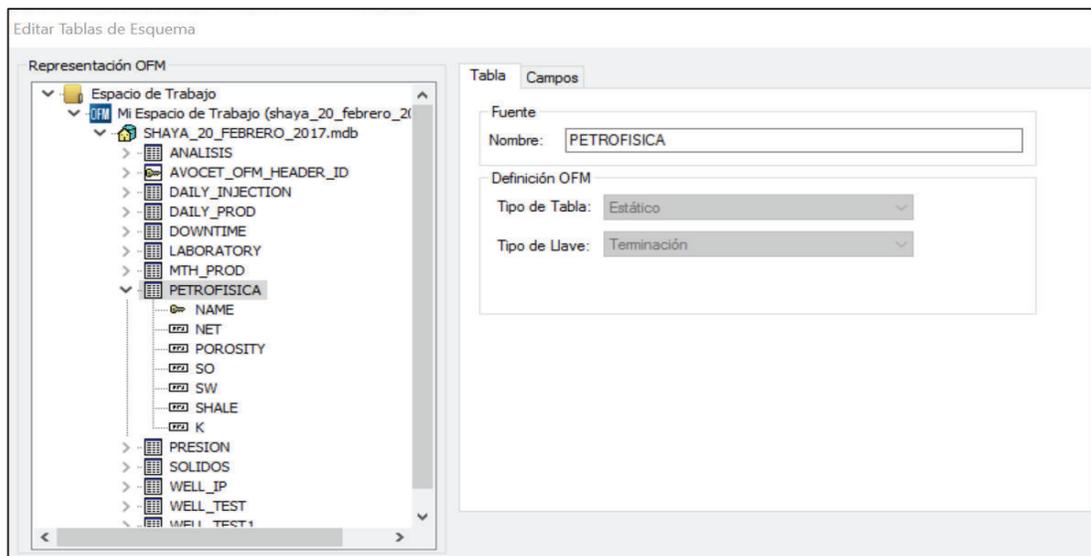
ITEM_NAME	NET	POROSITY	SO	SW	SHALE	K
IRIS-004BT	15,5	0,164	0,927	0,073	0,08	1265,15
IRIS-004HI	14,5	0,131	0,849	0,151	0,223	469,336
IRIS-004HS	11	0,135	0,829	0,171	0,165	337,465
IRIS-004TI	53	0,114	0,876	0,124	0,166	198,339
IRIS-004TS	9,5	0,105	0,722	0,278	0,245	190,014
IRIS-004UI	18,5	0,124	0,913	0,087	0,171	288,78
IRIS-004US	0	0	0	0	0	0
IRIS-005BT	0	0	0	0	0	0
IRIS-005HI	25,5	0,149	0,882	0,118	0,101	797,239
IRIS-005HS	7,023	0,121	0,72	0,28	0,18	245,95
IRIS-005TI	4,5	0,086	0,624	0,376	0,287	52,416
IRIS-005TS	30	0,105	0,701	0,299	0,31	101,52
IRIS-005UI	23	0,151	0,954	0,046	0,114	541,435
IRIS-005US	1,92	0,133	0,856	0,144	0,216	207,481
IRIS-007BT	0	0	0	0	0	0
IRIS-007HI	41,653	0,179	0,864	0,136	0,125	1535
IRIS-007HS	16,347	0,156	0,774	0,226	0,121	576,427
IRIS-007R1BT	3,5	0,171	0,718	0,282	0,172	1148,53
IRIS-007R1HI	31	0,181	0,739	0,261	0,127	1702,47

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

Una vez creadas las tablas se pueden visualizar en OFM, en la sección de *Configuración>Tablas de Esquema> Editar Tablas de Esquema*; ver Figura 2.2.

Figura 2.2: Propiedades Petrofísicas en Tablas de Esquema

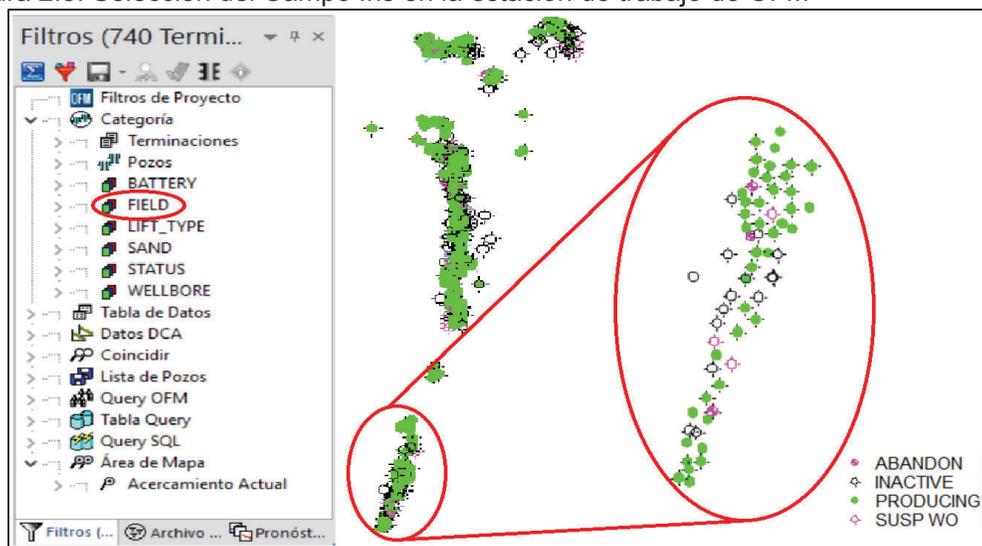


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

2.1.1.2. Creación de los mapas de propiedades

Para poder crear los mapas con las propiedades para cada reservorio primero se selecciona el campo de estudio en la sección *Categoría>FIELD>Iris*; ver Figura 2.3. En el filtro *SAND*, se escoge el reservorio del cual se vaya a realizar el mapa, para este caso se selecciona Hollín Inferior.

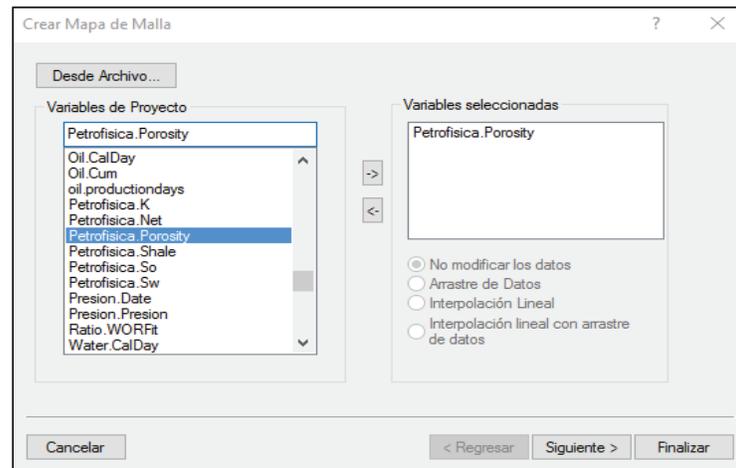
Figura 2.3: Selección del Campo Iris en la estación de trabajo de OFM



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Luego en la sección *Inicio>Mapa de Malla>Crear Mapa de Malla* se escoge la propiedad de la que se desea crear el mapa. En este caso se realiza primero el mapa de Porosidad para Hollín Inferior; ver Figura 2.4.

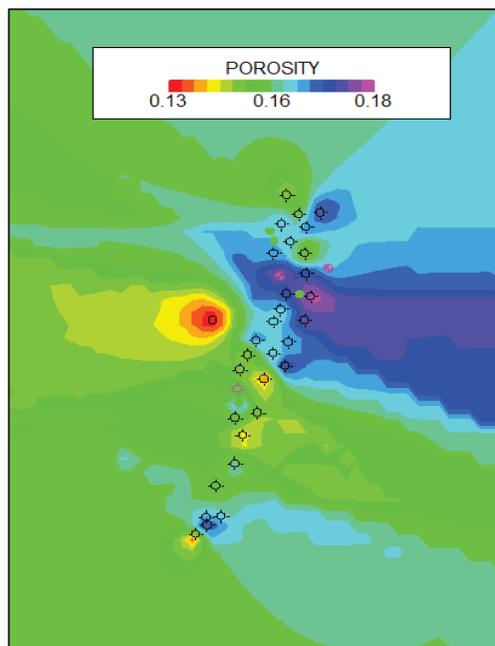
Figura 2.4: Selección de Propiedades para creación de mapa



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Se selecciona en agrupar por terminaciones y se da click en *Finalizar* para obtener el mapa; ver Figura 2.5.

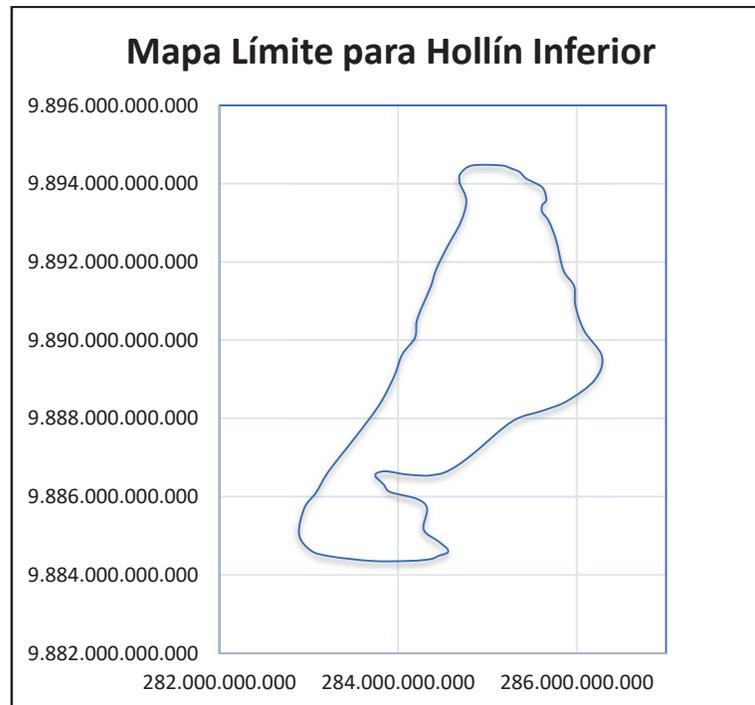
Figura 2.5: Mapa de Porosidad en Hollín Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Una vez creado el mapa es necesario conocer el área que contiene al yacimiento, los límites que definen al mismo pueden estar definidos por fallas estructurales, contactos de fluidos o límites inferiores en la arena. Para el presente trabajo se emplean los límites proporcionados por el departamento de Geología de la empresa, los mismos que se encuentran al tope de cada arena.

Figura 2.6: Mapa Límite de Hollín Inferior proporcionado por el departamento de Geología

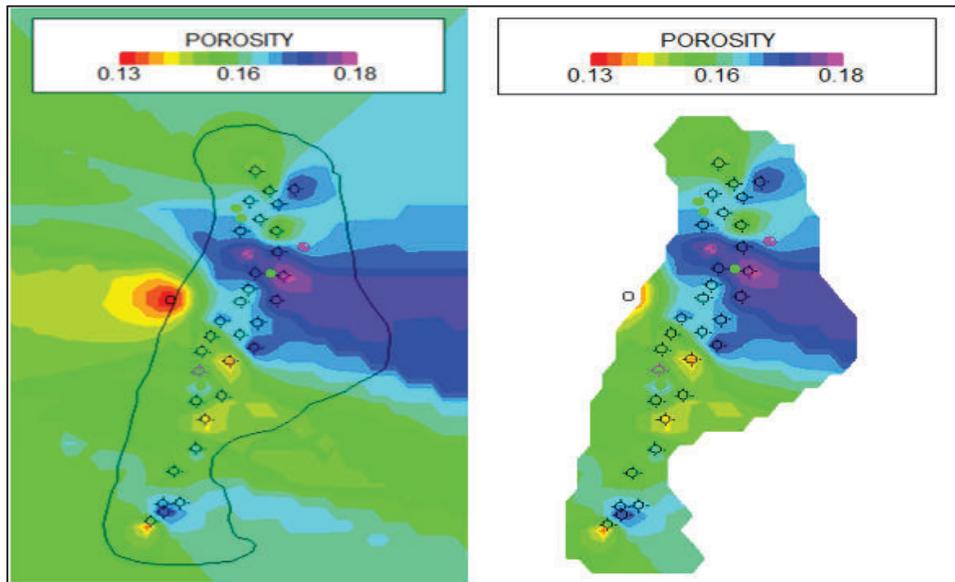


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Los límites para cada reservorio se presentan en el Anexo 2.

Como los datos proporcionados se encuentran en coordenadas X, Y, y en formato .XLSX, es necesario transformarlos a un formato .GA para que puedan ser leídos por el OFM. Luego, en el mapa abierto en OFM se hace click derecho y se selecciona *Área de Malla>Abrir>* y se carga el contorno para la arena seleccionada, en este caso para Hollín Inferior; ver Figura 2.7. Se selecciona *Aceptar* y se obtiene el mapa con el contorno de la arenisca.

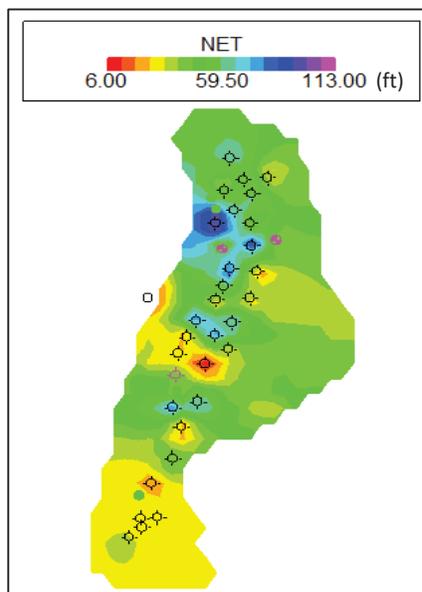
Figura 2.7: Aplicación de los contornos proporcionados por el Departamento de Geología en el software OFM en el software OFM



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

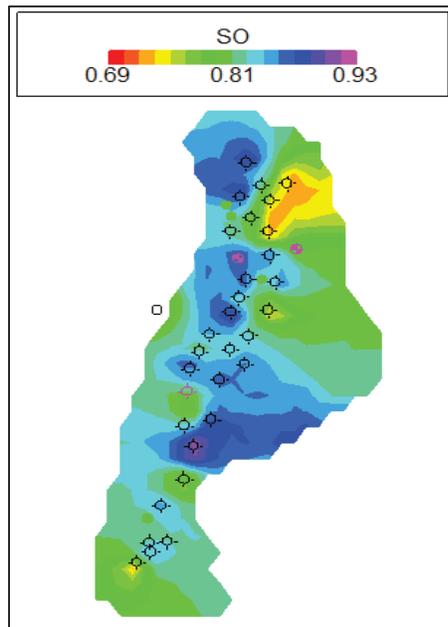
Se realiza el mismo procedimiento para las propiedades de Espesor Neto de Roca; ver Figura 2.8, y Saturación de Petróleo Inicial; ver Figura 2.9, en la arena Hollín Inferior.

Figura 2.8: Mapa de Espesores Netos para Hollín Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Figura 2.9: Mapa de Saturaciones de Petróleo para Hollín Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

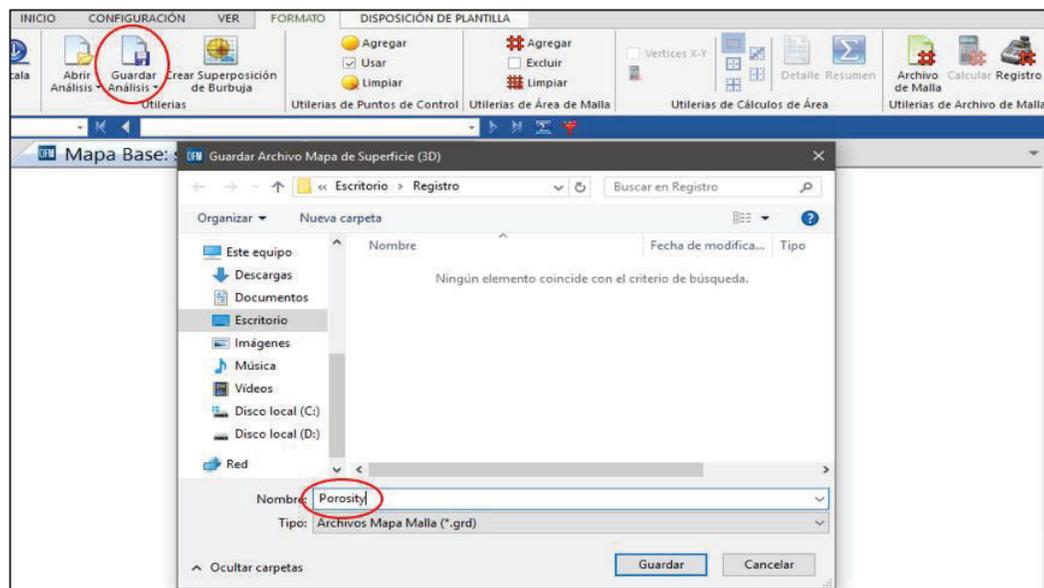
2.1.1.3. *Guardar los análisis para realizar el cálculo*

Una vez que se ha realizado el mapa para cada propiedad y se ha aplicado el contorno respectivo, se necesita guardar los mapas como archivos de malla para que puedan ser utilizados en el cálculo. Para esto, en la sección *Formato* se selecciona *Guardar Análisis* y se escoge la ubicación y nombre que se va a dar a cada mapa cuando se guarde como archivo de malla; ver Figura 2.10.

Al momento de guardar los mapas es importante que lleven el mismo nombre con el que se guardó en el registro; ver Figura 2.11, caso contrario se creará conflicto en el sistema al momento de calcular con los mapas.

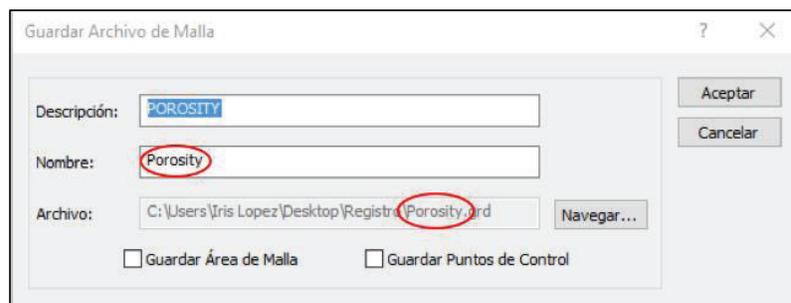
Una vez guardados los análisis, se puede comprobar la disposición de los mismos en la sección *Formato>Registro*, donde se pueden observar las 3 variables necesarias para el cálculo; ver Figura 2.12.

Figura 2.10: Guardado de mapa de porosidad como Archivo de Malla



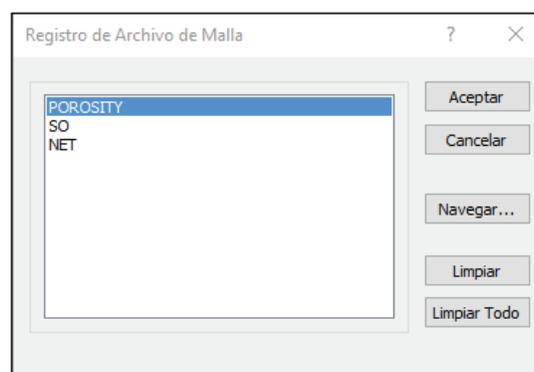
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Figura 2.11: Guardar archivo de Malla con el mismo nombre



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Figura 2.12: Registro de Archivos de Malla



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

2.1.1.4. Cálculo del POES

Para calcular el POES en OFM se utiliza la siguiente ecuación:

$$POES = \frac{Area * \emptyset * h * So}{\beta_{oi} * 5.615} * 10.76391$$

Donde:

\emptyset = Porosidad

h = Espesor Neto

So = Saturación de Petróleo

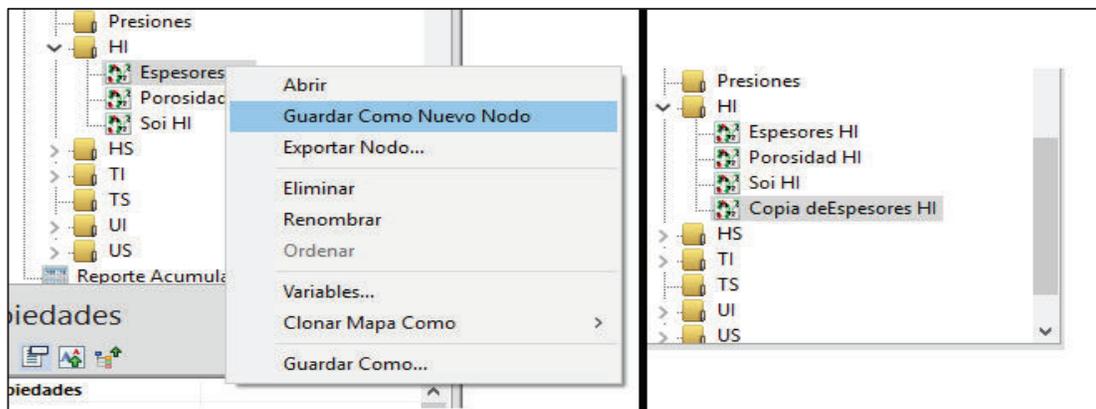
β_{oi} = Factor Volumétrico del Petróleo

10.76391 = Factor de conversión de m a pies

5.615 = Factor de conversión de pies³ a bls

Con los mapas guardados en el registro, se procede a realizar el cálculo, para lo cual se recomienda copiar cualquiera de los mapas anteriores y guardarlo como un nuevo nodo; ver Figura 2.13, debido a que el mapa resultante contiene las propiedades calculadas, y la información previa ya no podría visualizarse.

Figura 2.13: Registro de Archivos de Malla



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

A la copia resultante se le cambia el nombre a POES, y se abre el mapa. Esta copia ya contiene el área del yacimiento por lo cual ya se puede realizar el cálculo. En la sección *Cálculo* se escribe como nombre y descripción POES; ver Figura 2.14.

Figura 2.14: Registro de Archivos de Malla

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Para aplicar la fórmula de POES se utilizarán los factores volumétricos iniciales de cada reservorio, declarados por PETROAMAZONAS EP a finales del 2015, los mismos se presentan en la tabla 2.1.

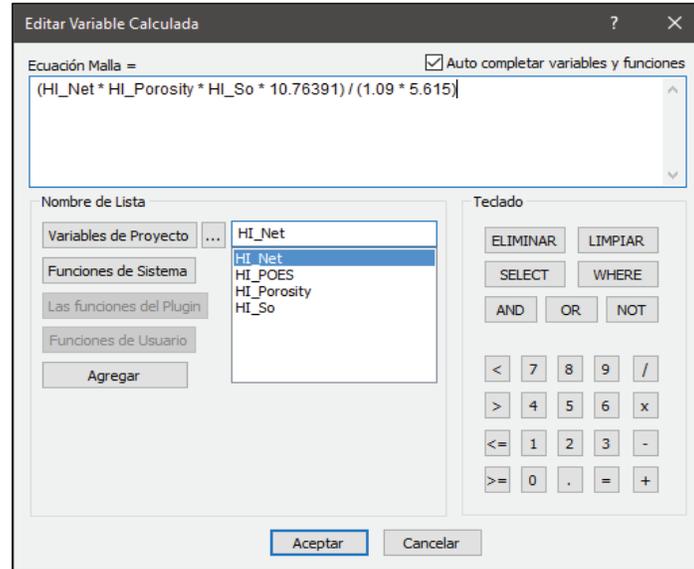
Tabla 2.1. Factores volumétricos iniciales para cada reservorio

ARENA	Boi (BF/BLS)
U Superior	1.144
U Inferior	1.144
T Superior	1.176
T Inferior	1.176
Hollín Superior	1.158
Hollín Inferior	1.09

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

En la sección *Ecuación*, se edita la fórmula del POES para OFM; seleccionando las variables introducidas en el *Registro* y utilizando los respectivos factores volumétricos para cada reservorio, ver Figura 2.15.

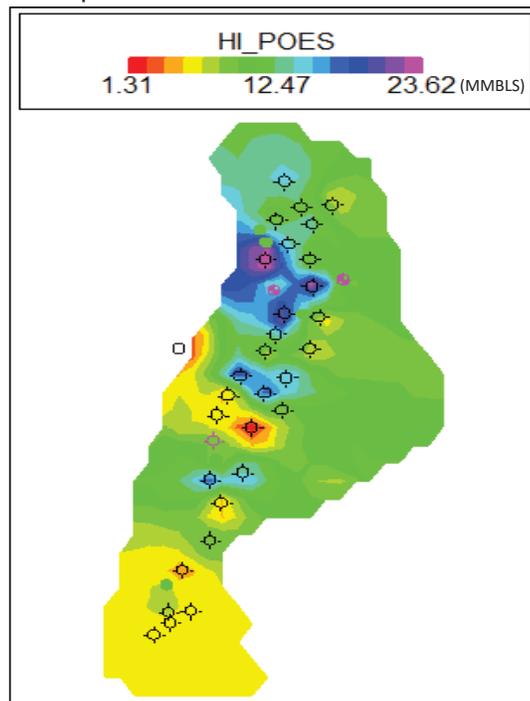
Figura 2.15: Edición de Ecuación para Cálculo de POES en arena Hollín Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
 Elaborado por: Paul Coba

Se escoge una ubicación para el mapa de POES y se da click en *Aceptar*, de esta manera se obtiene un mapa donde se calculen las variables previamente introducidas; ver Figura 2.16.

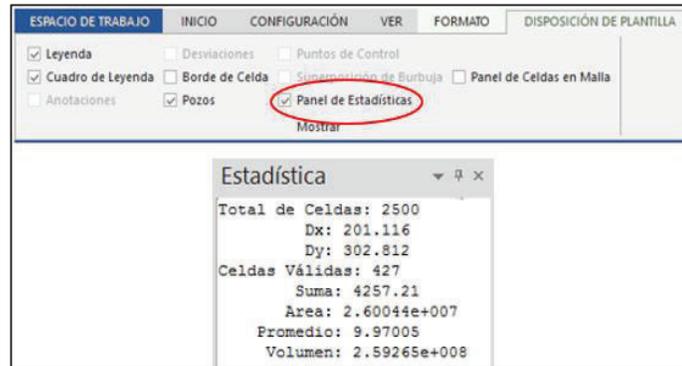
Figura 2.16: Mapa de POES para Hollín Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
 Elaborado por: Paul Coba

En la sección de *Disposición de Plantilla* se selecciona la opción de *Panel de Estadísticas* para mostrar los resultados obtenidos, en este caso el Volumen resultante es el POES que se buscaba obtener; ver Figura 2.17.

Figura 2.17: Disposición de resultados para Hollín Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Se realiza el mismo procedimiento para las otras arenas utilizando los valores correspondientes para cada reservorio; ver Anexo 3.

2.1.2. RESULTADOS

En la tabla 2.2 se tabulan los resultados obtenidos para los distintos reservorios

Tabla 2.2. Resultados de cálculo de POES para cada reservorio

ARENA	POES (MMBLS)
U Superior	15.55
U Inferior	71.19
T Superior	33.2
T Inferior	128.51
Hollín Superior	46.56
Hollín Inferior	259.26

Elaborado por: Paul Coba

2.1.3. CÁLCULO DE RESERVAS

Una vez obtenidos los valores de POES para cada reservorio se procede a calcular las reservas iniciales y remanentes para cada arena en base a los factores de recuperación de los yacimientos.

2.1.3.1. Cálculo de Reservas Iniciales

Se obtienen a partir de multiplicar el valor de POES por el Factor de Recuperación Final Esperado para cada reservorio (ver sección 1.3.1.). Para este caso se emplearán los factores de recuperación declarados por Petroamazonas a finales del año 2015; ver Tabla 2.3:

Tabla 2.3. Factores de recobro finales para cada reservorio

ARENA	FR f
U Superior	0,1596
U Inferior	0,1391
T Superior	0,165
T Inferior	0,1435
Hollín Superior	0,5195
Hollín Inferior	0,439

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

La fórmula para emplearse en el cálculo de reservas iniciales es la siguiente:

$$\text{Reservas Iniciales} = \text{POES} * \text{FR}_f$$

Donde:

POES: Petroleo Original en sitio (BF)

FR_f: Factor de Recobro Final Esperado para el reservorio (Fracción)

2.1.3.2. Cálculo de Reservas Remanentes

Se calculan a partir de la diferencia entre las reservas iniciales y la producción acumulada en la arena hasta la fecha de estudio, en este caso hasta el mes de abril del 2017.

$$\text{Reservas Remanentes} = \text{Reservas Iniciales} - Np$$

Donde: *NP*: Producción Acumulada a la fecha de cálculo (*BF*)

2.1.3.3. Factor de Recobro Actual

También se calcula el Factor de Recobro actual para cada arena en base a la producción acumulada y el POES de cada reservorio (ver sección 1.3.2.). Gracias a este factor se puede tener una idea del estado de recuperación actual que se tiene en cada reservorio.

$$FR_{actual} = \frac{Np}{POES}$$

En la Tabla 2.4 se tabulan los resultados obtenidos para el cálculo de reservas en cada arena:

Tabla 2.4. Resultados de cálculo de Reservas para cada reservorio

ARENA	POES	FR FINAL	RESERVAS INICIALES	NP	RESERVAS REMANENTES	FR ACTUAL
HI	259.265.000	0,439	113.817.335	70.285.400	43.531.935	0,271
HS	46.566.400	0,5195	28.568.000	25.407.000	3.161.000	0,479
TI	128.515.000	0,1435	18.441.902,5	7.697.760	10.744.142,5	0,060
TS	33.204.600	0,165	5.478.759	738.873	4.739.886	0,022
UI	71.185.300	0,1391	9.901.875,23	4.538.940	5.362.935,23	0,064
US	15.553.800	0,1596	2.482.386,48	177.051	2.305.335,48	0,011
TOTAL	554.290.100		178.690.258,2	108.845.024	69.845.234,21	

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

2.2. DETERMINACIÓN DE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Para determinar el mecanismo que predomina en cada reservorio se procede a analizar la gráfica de Satter y Thakur (ver Figura 1.5). Para esto es necesario realizar un análisis de presiones y producciones en los pozos para cada reservorio.

Para el presente trabajo se recopilaron los datos de presiones tomadas de B'UPs y puntos XPT en los distintos pozos del campo y se realizó la posterior validación de las mismas. La información recopilada se encuentra en el Anexo 4.

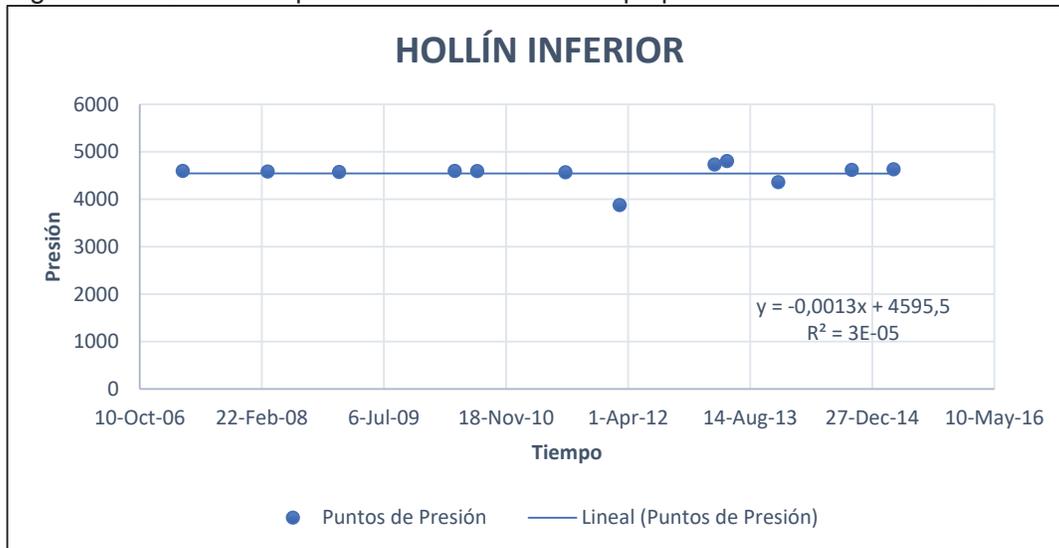
Luego, usando OFM se determina la producción acumulada para cada fecha de BU'P, para proceder a graficar la producción en cada fecha como una fracción del POES calculado y la presión obtenida de BU'P en cada fecha como una fracción de la presión original.

A continuación, se presentan un análisis para cada reservorio con la información recopilada y validada de los pozos disponibles.

Arenisca Hollín

Se graficaron las presiones recopiladas para Hollín Superior e Inferior en función del tiempo y se obtuvo una similitud en los gráficos, exhibiendo de esta manera que ambos reservorios presentan el mismo comportamiento. Como se puede notar en las gráficas, la arenisca Hollín Inferior presenta más puntos de presión que la arenisca Hollín Superior, sin embargo, ambas muestran la misma tendencia; ver Figuras 2.18 y 2.19.

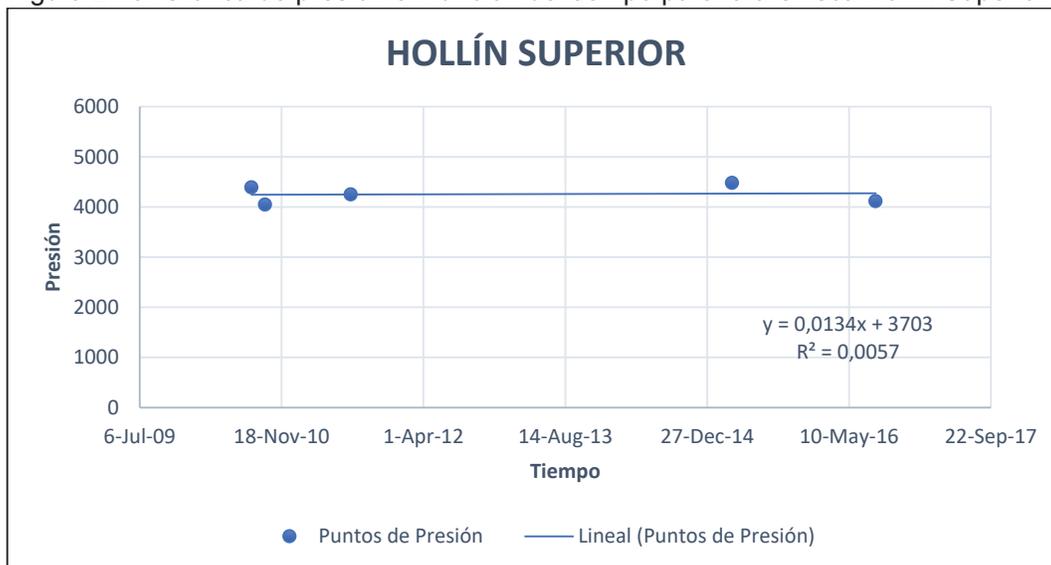
Figura 2.18: Gráfica de presión en función del tiempo para la arenisca Hollín Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

Figura 2.19: Gráfica de presión en función del tiempo para la arenisca Hollín Superior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

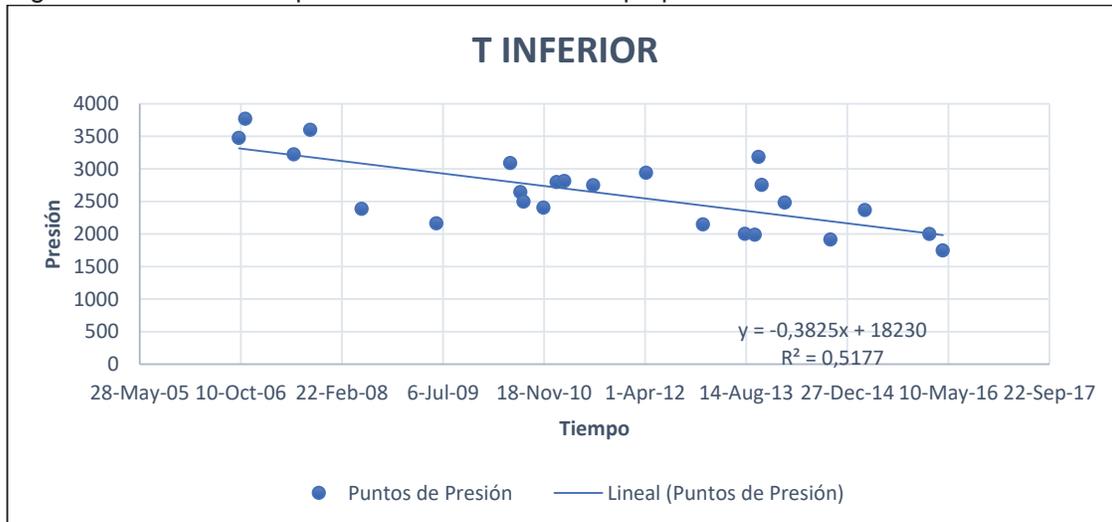
Elaborado por: Paul Coba

Como se puede observar en las gráficas se tiene un soporte de presión constante ya que Hollín tiene un empuje de acuífero de fondo conocido que permite mantener la presión alrededor de los 4000 a 4400 psi. Lamentablemente esto no puede ser visualizado en la gráfica de Satter y Thakur, debido a que no se tenía producciones en la mayoría de pozos de los cuales se disponían datos de presión.

Arenisca Napo T

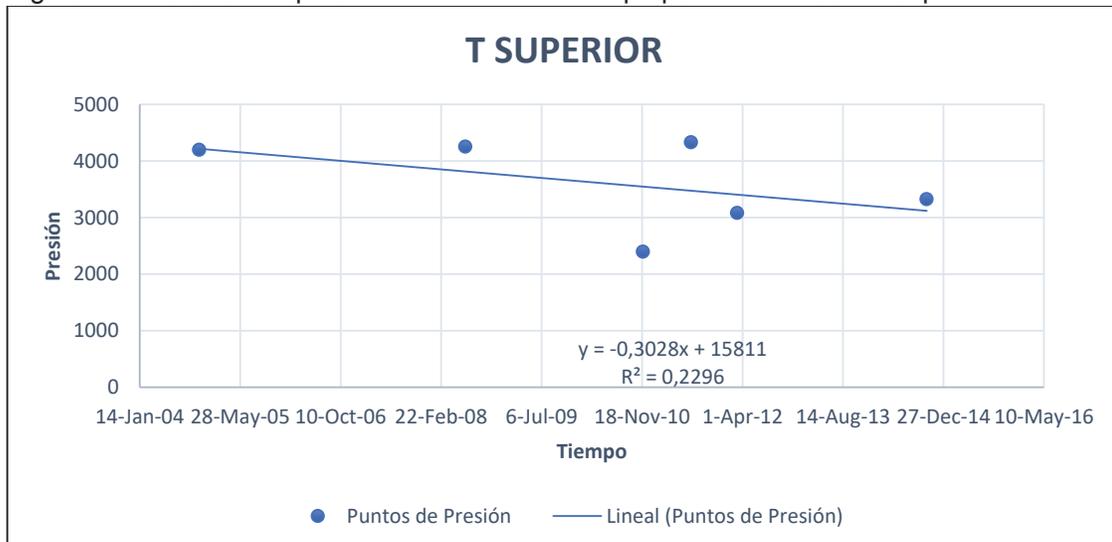
Al graficar los datos disponibles para la arenisca “T” se nota una clara tendencia a depletar la presión en T Inferior; ver Figura 2.20. Se observa la misma tendencia para T Superior pese a no tener tantos puntos de presión como en T Inferior; ver Figura 2.21.

Figura 2.20: Gráfica de presión en función del tiempo para la arenisca T Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

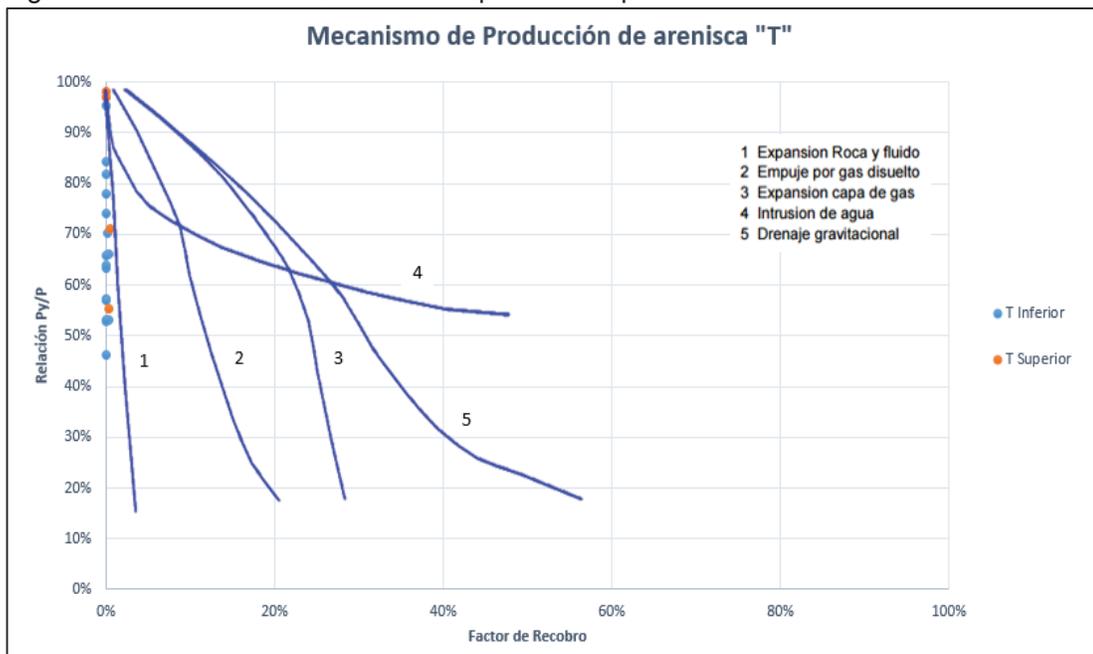
Figura 2.21: Gráfica de presión en función del tiempo para la arenisca T Superior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Como se observa en la gráfica, la arenisca T muestra una tendencia a un mecanismo de expansión roca-fluido; ver Figura 2.22. Esta descripción concuerda con una caída de presión rápida y constante con un factor de recobro bajo (ver Tabla 1.5).

Figura 2.22: Gráfica de mecanismo de producción para la arenisca "T"

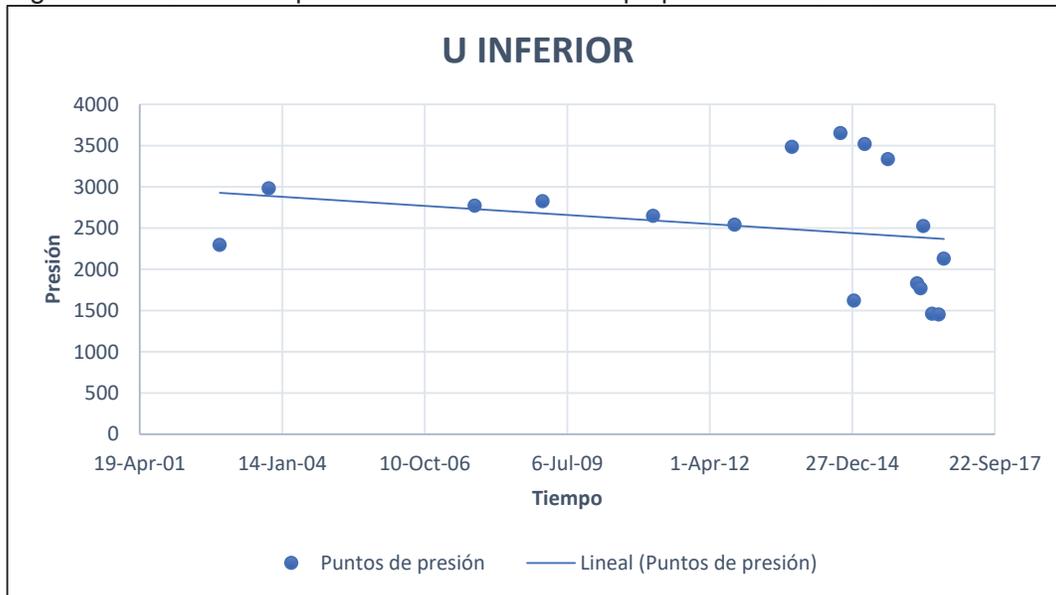


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
 Elaborado por: Paul Coba

Arenisca Napo U

Se graficó la información recopilada de la arenisca "U". Tanto para la sección Inferior como Superior se observa un comportamiento similar con caída de presión constante; ver figuras 2.23 y 2.24. A continuación se realizará el respectivo análisis con las producciones de los pozos correspondientes.

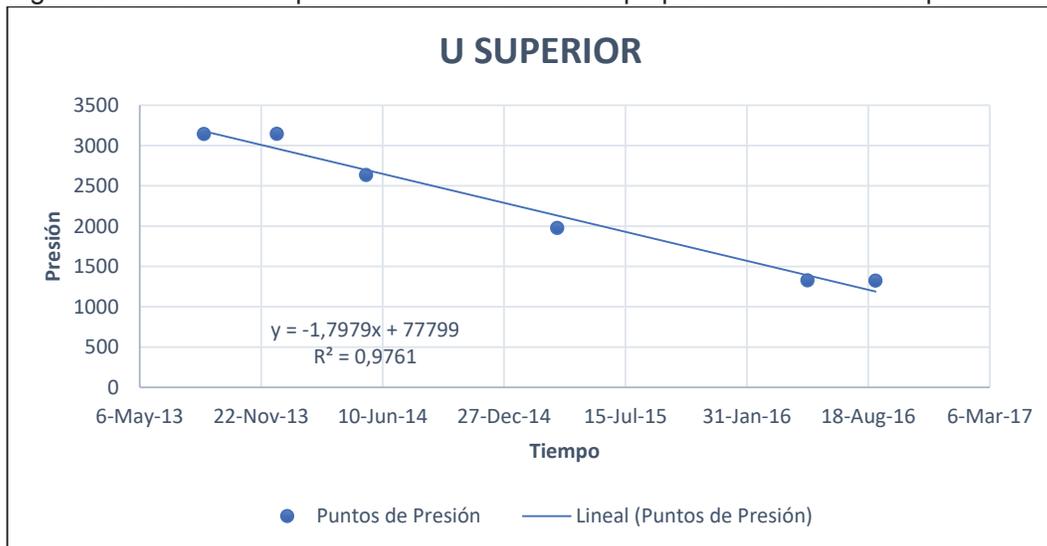
Figura 2.23: Gráfica de presión en función del tiempo para la arenisca U Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

Figura 2.24: Gráfica de presión en función del tiempo para la arenisca U Superior

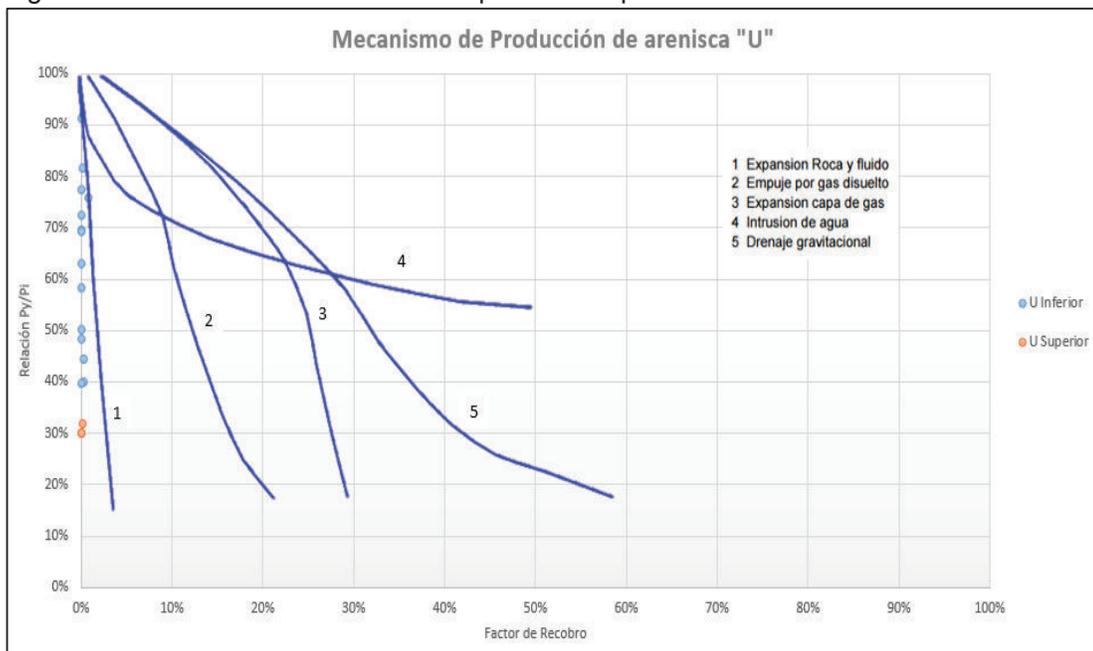


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

Al realizar la gráfica de Satter y Thakur para la arenisca "U", se observa una tendencia por mecanismo de expansión roca-fluido; ver Figura 2.25. Este comportamiento también explica la caída de presión rápida y el bajo factor de recobro (ver Tabla 1.5).

Figura 2.25: Gráfica de mecanismo de producción para la arenisca "U"



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

Los resultados del análisis realizado se presentan en la Tabla 2.5:

Tabla 2.5: Mecanismos de Producción del Campo Iris

RESERVORIO	PRESION INICIAL (PSI)	PRESION ACTUAL (PSI)	FR ACTUAL	MECANISMO DE PRODUCCIÓN
Hollín Inferior	4731	4600	0,271	Intrusión de Agua
Hollín Superior	4479	4114	0,479	Intrusión de Agua
T Inferior	3768	1850	0,060	Expansión Roca y Fluido
T Superior	4327	3000	0,022	Expansión Roca y Fluido
U Inferior	3650	2300	0,064	Expansión Roca y Fluido
U Superior	4400	1300	0,011	Expansión Roca y Fluido

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

CAPITULO 3

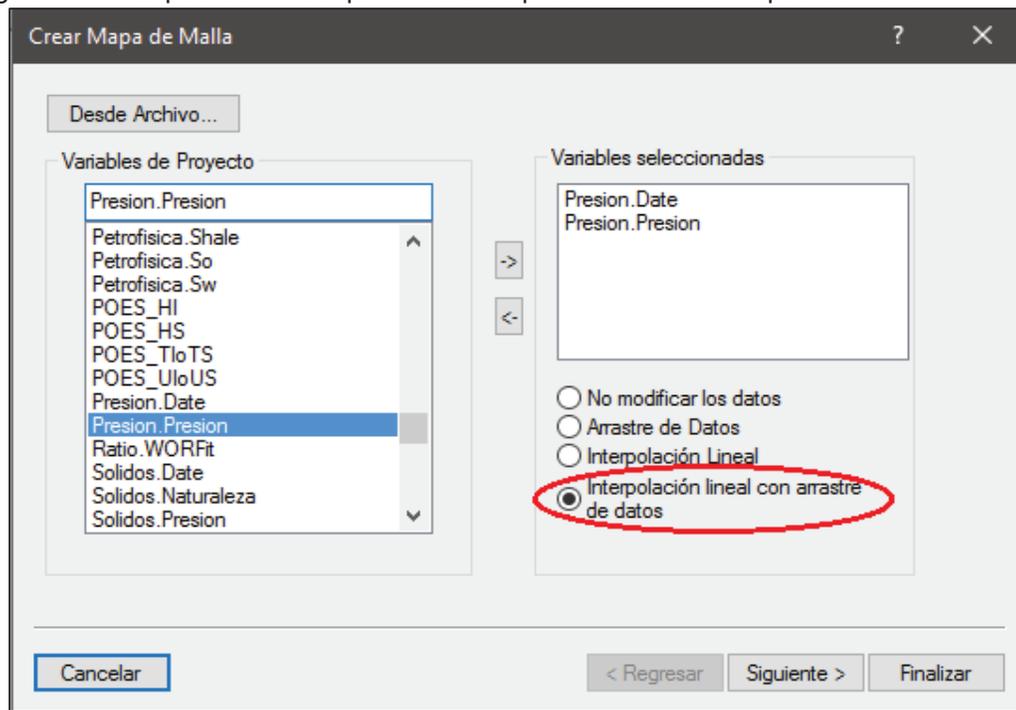
3. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

3.1. ANÁLISIS DE MAPAS DE PROPIEDADES

Una vez calculadas las reservas y determinados los mecanismos de empuje que rigen los reservorios es necesario realizar un análisis más profundo para cada reservorio, para buscar oportunidades en cada una de las areniscas que posee el campo Iris.

Para este análisis es necesario realizar mapas de presiones para cada reservorio de la misma forma que se elaboraron los mapas de las propiedades PVT, pero, debido a que no se poseen datos de presión para todos los pozos, se escoge la opción *Interpolación lineal con arrastre de datos* al momento de crear el Mapa de Propiedades; ver Figura 3.1. De esta manera, se podrán observar gráficamente las presiones distribuidas por zonas para cada reservorio.

Figura 3.1: Interpolación lineal para datos de presiones en los Mapas de Malla



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Posteriormente a estos mapas de presiones se los cotejará con el mapa de espesores; también se analizarán los mapas de POES y permeabilidades que se encuentran en el anexo 3. Finalmente, se revisarán los mecanismos que rigen sobre estos yacimientos para proponer zonas candidatas de desarrollo.

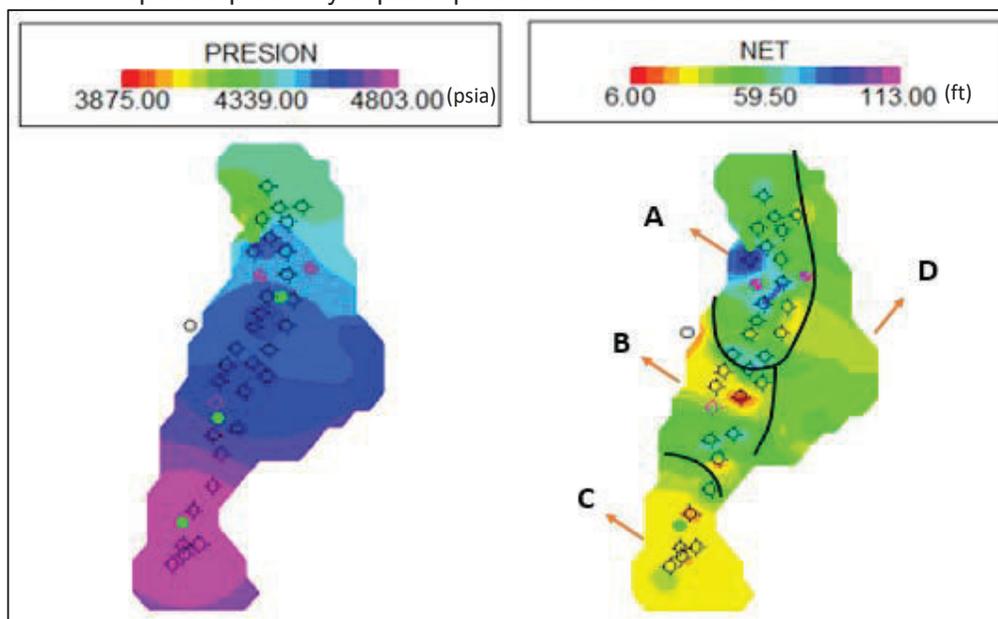
3.1.1. ANÁLISIS PARA ARENISCA HOLLÍN

Como se pudo analizar en el capítulo anterior, la arenisca Hollín se caracteriza por tener un soporte de presión constante gracias al acuífero de fondo que posee, sin embargo, esto también juega un papel fundamental al momento de escoger pozos de desarrollo en estos reservorios, debido a que es el mismo acuífero el que hace que los pozos aumenten su corte de agua rápidamente. A continuación, se presentan los mapas de análisis para las zonas inferior y superior.

Hollín Inferior

Para la arenisca Hollín Inferior se disponían de datos de presión, por lo que pudieron ser graficados y se relacionaron con el mapa de espesores; ver Figura 3.2.

Figura 3.2: Mapas de presión y espesor para arenisca Hollín Inferior



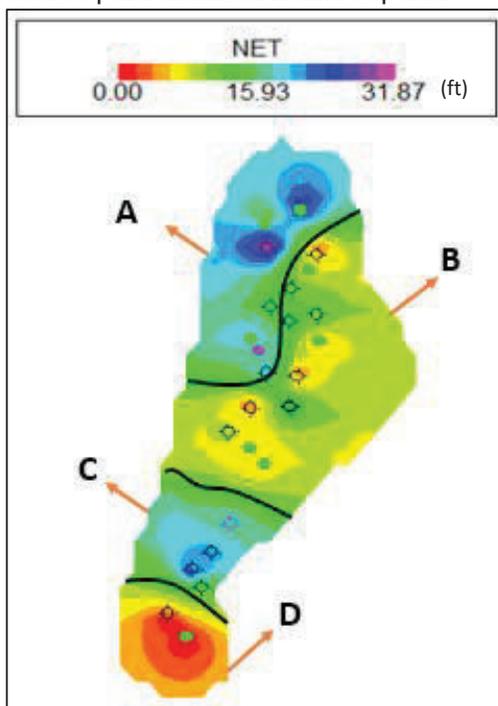
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

En la Figura 3.2, se ha dividido al mapa de espesores de Hollín Inferior en 4 zonas de análisis, en donde se observa que la zona A presenta la mejor área potencial de desarrollo al poseer buen espesor con una buena presión y analizando la Figura 2.16, se corrobora con un POES considerable en la zona.

Hollín Superior

Para la arenisca Hollín Superior no se disponían suficientes datos de presión por lo que no pudo ser representado en un mapa de malla, debido a esto se realiza el análisis para esta zona con el mapa de espesores; ver Figura 3.3.

Figura 3.3: Mapa de espesores para arenisca Hollín Superior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Al mapa de espesores de Hollín Superior se lo ha dividido en 4 zonas de análisis, en donde se observa que las zonas A y C presentan buenas propiedades de espesor. En el caso de existir algún pozo con potencial en este reservorio, se cotejará con las presiones disponibles de pozos vecinos para realizar el respectivo análisis.

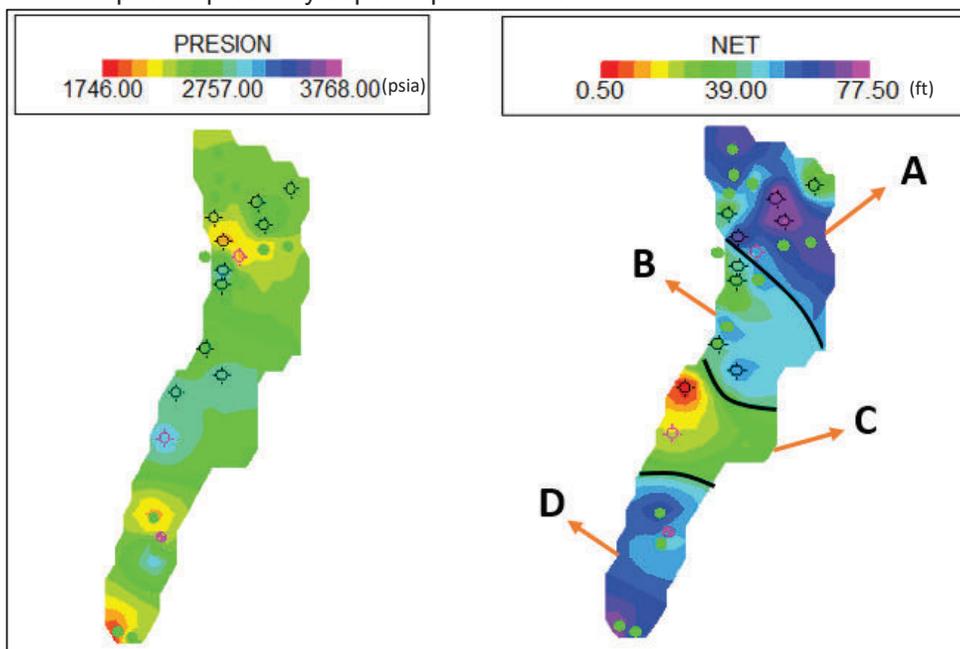
3.1.2. ANÁLISIS PARA ARENISCA NAPO “T”

La arenisca Napo es el principal objetivo de estudio del presente trabajo, debido a que se poseen más datos de los pozos y las características de este reservorio permiten que se lleven a cabo más trabajos de reacondicionamiento. En el capítulo anterior se pudo determinar que la arenisca Napo “T” cuenta con un mecanismo de Expansión Roca-Fluido (ver Tabla 2.4). A continuación, se realiza el respectivo análisis para las zonas inferior y superior.

T Inferior

La arenisca T Inferior es uno de los reservorios con los que más datos de presión se cuenta, debido a esto, se graficaron los puntos de presión y se relacionó con el mapa de espesores; ver Figura 3.4.

Figura 3.4: Mapas de presión y espesor para arenisca T Inferior



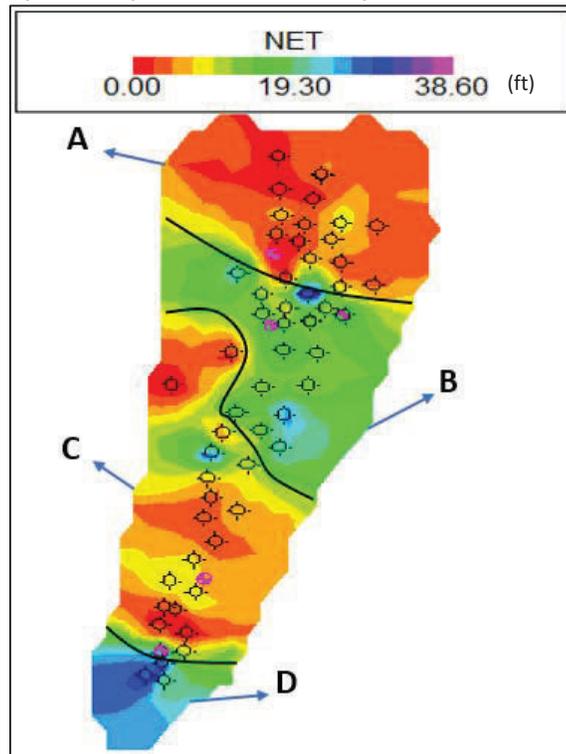
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

En la Figura 3.4, el mapa de espesores se encuentra dividido en 4 zonas de análisis, para este caso, las zonas A B y D presentan buenas áreas potenciales de desarrollo, observándose que poseen buenos espesores con presiones promedio para el reservorio. Esto también se confirma con el mapa de POES del Anexo 3.2.

T Superior

Para la arenisca T Superior se disponen solo de 6 datos de presión por lo que no se pueden representar en un mapa de malla. Se decide realizar el análisis en el mapa de espesores; ver Figura 3.5.

Figura 3.5: Mapa de espesores para arenisca T Superior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Se observa que en la Figura 3.5 se tienen 4 zonas de análisis para este mapa, las zonas B y D presentan características aceptables. En el caso de existir algún pozo con potencial en este reservorio, se cotejará con las presiones disponibles de pozos vecinos para realizar el respectivo análisis.

3.1.3. ANÁLISIS PARA ARENISCA NAPO “U”

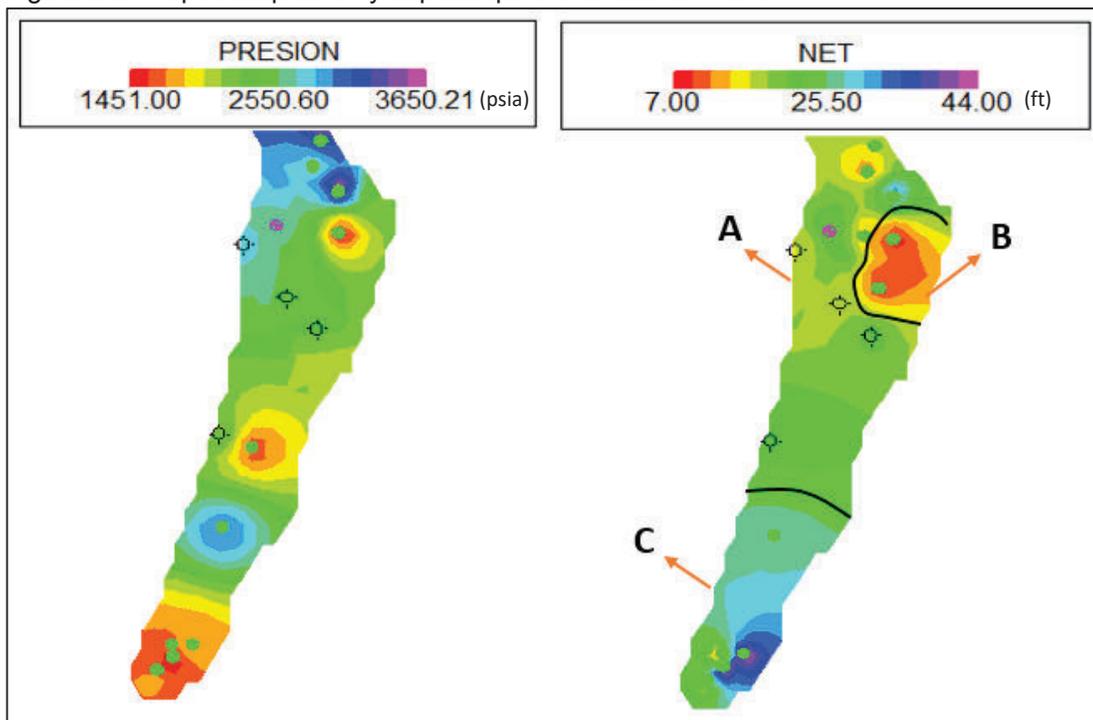
La arenisca Napo “U” presenta características similares a la arenisca Napo “T”, con una Expansión Roca-Fluido como mecanismo de producción, debido a esta razón, estos reservorios presentan bajo factor de recobro y requieren de mecanismos de levantamiento artificial.

A continuación, se realiza el respectivo análisis para las zonas inferior y superior.

U Inferior

La arenisca U Inferior al igual que su similar T Inferior es de los reservorios con los que más datos de presión se cuenta por lo que se grafican y correlacionan con su mapa de espesores; ver Figura 3.6.

Figura 3.6: Mapas de presión y espesor para arenisca U Inferior



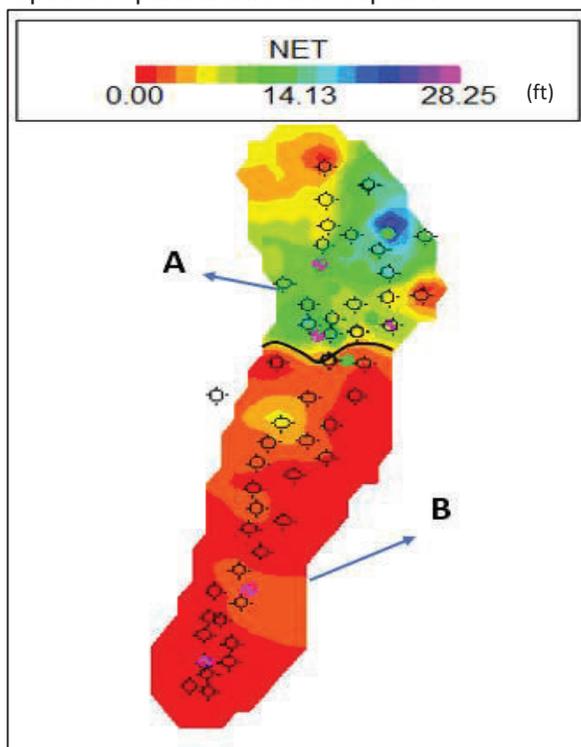
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Para la Figura 3.6 se divide el mapa en 3 zonas de análisis, las zonas A y C presentan buenos valores de espesor y presión. Estas áreas se vuelven de interés al corroborarlas con el mapa de POES en el Anexo 3.4.

U Superior

En la arenisca U Superior solo se disponen de 6 puntos de presión, por lo que no se pudo graficar el mapa de malla correspondiente, se decide hacer lo mismo que en los casos anteriores, y analizar el mapa de espesores del reservorio; ver Figura 3.7.

Figura 3.7: Mapa de espesores para arenisca U Superior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Para la arenisca U Superior, al mapa se ha dividido en 2 zonas de análisis, en donde se observa que la zona A posee áreas candidatas para estudios y la zona B no posee áreas de interés. En el caso de existir algún pozo con potencial en este reservorio, se cotejará con las presiones disponibles de pozos vecinos para realizar el respectivo análisis.

3.2. ANÁLISIS DE POZOS CANDIDATOS

Una vez creados los mapas, se los puede usar como herramienta para identificar potenciales oportunidades en los pozos del campo, permitiendo analizar de mejor manera los reservorios en los que se encuentran y buscar optimizar la producción mediante algún trabajo de reacondicionamiento o confirmar que los pozos se encuentren produciendo de manera adecuada y que no sea necesaria ninguna intervención.

Se procedió a analizar los 40 pozos activos y 10 cerrados con los que cuenta el campo para determinar si era necesaria o no una intervención.

Para el análisis de los pozos candidatos, se empleará el siguiente flujo de trabajo; ver Figura 3.8

Figura 3.8: Flujo de Trabajo para el Análisis de los Pozos del Campo Iris



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Análisis de Producción

Utilizando el software OFM se observa el histórico de producción del pozo para analizar su comportamiento y los posibles factores que influyeron en la producción.

Análisis Petrofísico

Con el software TECHLOG se analizan y cuantifican las propiedades petrofísicas del pozo en cada una de sus areniscas: porosidad, permeabilidad, saturación de agua, volumen de arcilla.

Análisis Mecánico

Se revisa el diagrama mecánico del pozo para observar la completación y componentes de fondo, además de buscar irregularidades como pescados o daños en tubería que pueden perjudicar la intervención.

Se observan los registros de cemento para verificar la calidad y adherencia del mismo, principalmente se analizan los siguientes aspectos:

- **Registro CBL:** Indica la calidad de cemento, viene en escala de 1-10 mV, un valor en el registro menor a 7 mV indica una buena calidad de cemento.
- **Registro VDL:** Indica la adherencia del cemento mediante la amplitud de ondas registradas, una amplitud baja indica una buena adherencia de cemento
- **Registro de Imagen:** sirve como corroboración de los 2 registro anteriores, además se pueden visualizar sellos y canales de agua.

Propuesta de Reacondicionamiento

Una vez identificado uno o varios intervalos con buenas propiedades petrofísicas y estado mecánico óptimo se propone un trabajo de reacondicionamiento.

Análisis Nodal

Utilizando los valores obtenidos del software TECHLOG para el registro de un pozo, se realiza el análisis nodal en el software PIPESIM para estimar una producción esperada. Se puede comparar la producción y el índice de productividad obtenidos con el de pozos vecinos productores en la misma arenisca.

Pronóstico de Producción y Reservas para el Pozo

Una vez estimada una tasa de producción, es necesario realizar un análisis para tener una idea de las reservas que se pueden recuperar dentro del periodo de contrato, para lo cual, se puede emplear la curva de declinación de producción de OFM en caso de que el pozo tenga un histórico de producción o se pueden usar los modelos de declinación para pozos que no tengan datos de producción.

Para pozos que no dispongan de un historial de producción se usará la Ecuación de Arps:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{1/b}}$$

Dónde:

q_i = Tasa inicial de producción (BFPD)

D_i = Tasa de declinación instantánea inicial (fracción anual)

t = Tiempo (años)

b = Exponente Hiperbólico, $0 \leq b \leq 1$ (Adimensional)

$q(t)$ = Tasa de producción al tiempo t (BFPD)

Dependiendo del tipo de exponente (factor **b**) que presente el reservorio, la declinación puede ser:

- Exponencial: $q = q_i \exp(-d_i t)$
- Hiperbólica: $q = q_i / (1 + d_i t/2)^2$
- Armónica: $q = q_i / (1 + d_i t)$

Análisis Económico

Se calculan los indicadores económicos: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Relación Beneficio-Costo (B/C) y Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) para determinar la rentabilidad del trabajo propuesto.

- **Valor Actual Neto (VAN):** es el valor presente de los flujos de caja futuros de un proyecto. Para el cálculo se emplea la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t}$$

Donde,

$I_o =$ Inversión Inicial

$V_t =$ Flujo de caja para un periodo t

$i =$ Tasa de Interés

El VAN se analiza bajo las siguientes consideraciones:

Si el $VAN > 0$ el proyecto genera ganancias.

Si el $VAN = 0$ el proyecto no genera ganancias ni pérdidas.

Si el $VAN < 0$ el proyecto genera pérdidas.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** es la tasa de descuento de un proyecto que permite que el valor de la inversión sea igual al valor de los beneficios, es decir que el VAN sea igual a cero. Su fórmula es la siguiente:

$$0 = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t}$$

Donde,

$I_o =$ Inversión Inicial

$V_t =$ Flujo de caja para un periodo t

Para el análisis del TIR se considera:

Si el $TIR > i$ el proyecto genera ganancias.

Si el $TIR = i$ el proyecto no genera ganancias ni pérdidas.

Si el $TIR < i$ el proyecto genera pérdidas.

• **Relación Beneficio-Costo (B/C):** determina cuales son los beneficios por cada unidad monetaria que se invierte en el proyecto. Se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum Vp (+)}{\sum Vp (-)}$$

Donde,

$Vp (+)$ = *valor presente de los ingresos*

$Vp (-)$ = *valor presente de los egresos*

Para el análisis del B/C se considera:

Si el $B/C > 1$ el proyecto genera ganancias.

Si el $B/C = 1$ el proyecto no genera ganancias ni pérdidas.

Si el $B/C < 1$ el proyecto genera pérdidas.

• **Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI):** es el tiempo que se requiere para que los flujos de caja recuperen su inversión inicial. Para su cálculo se emplea la ecuación:

$$PRI = a + \frac{(b - c)}{d}$$

Donde,

a = *Período inmediato anterior en el que se recupera la inversión*

b = *Inversión Inicial*

c = Flujo de caja acumulado al año inmediato anterior al que se recupera la inversión

d = Flujo de caja del año en que se recupera la inversión

Los valores para emplearse en el análisis económico en los pozos candidatos son los siguientes: *ingreso por barril producido por día = \$24 dólares, costo por barril producido por día = \$4 dólares y tasa de Interés = 10%*

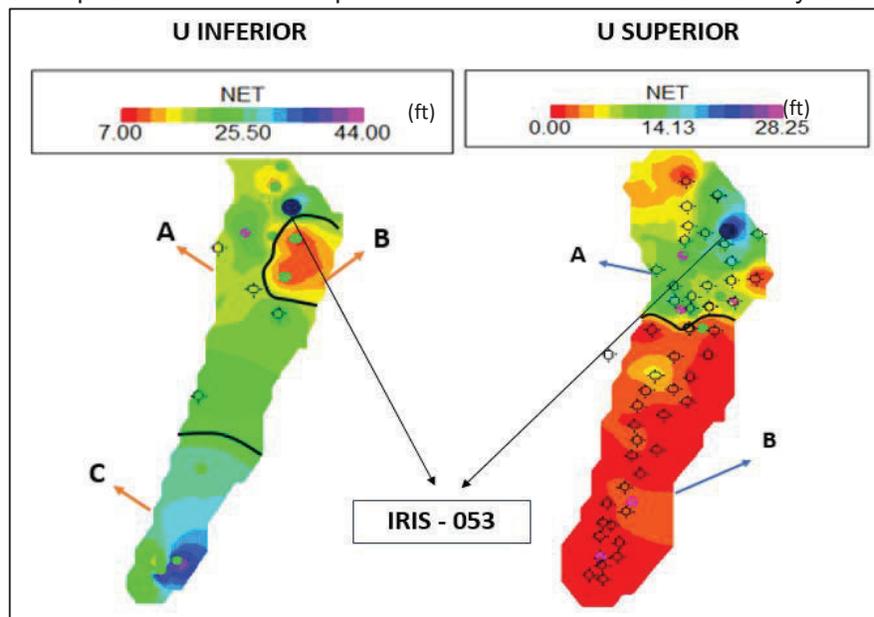
A continuación, se emplea el flujo de trabajo con un pozo candidato intervenido durante la elaboración de este trabajo.

3.2.1. POZO EJEMPLO IRIS-053

3.2.1.1. Ubicación del Pozo

El pozo Iris-053 se ubica en las zonas A de los mapas de U Superior y U Inferior analizadas en la sección 3.1.3, haciéndolo candidato a análisis.

Figura 3.9: Mapas de ubicación del pozo Iris-053 en las arenas U Inferior y U Superior

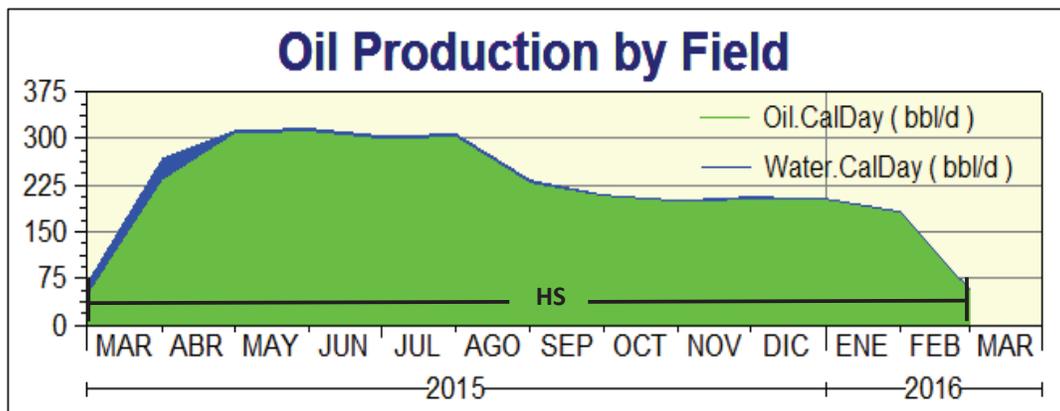


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

3.2.1.2. Análisis de Producción

El pozo IRIS-053 fue completado en abril 2015 en la arenisca Hollín Superior con una producción inicial de 285 BFPD, 274 BPPD y 4% de BSW. Se observó una declinación en la producción hasta 163 BFPD, 160 BPPD y 2 % BSW con equipo BES, finalmente el pozo quedó inactivo debido a que el equipo de fondo se atascó. El pozo acumuló un total de 84.41 MBLS de petróleo a lo largo de su producción. El historial de producción del pozo se muestra en la Figura 3.10, como se observa, nunca ha producido de las areniscas U y T.

Figura 3.10: Historial de producción del pozo IRIS-053



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

3.2.1.3. Análisis Petrofísico

En la Figura 3.11, se observan las características de las arenas U Inferior y U superior del pozo IRIS-053, los intervalos analizados fueron:

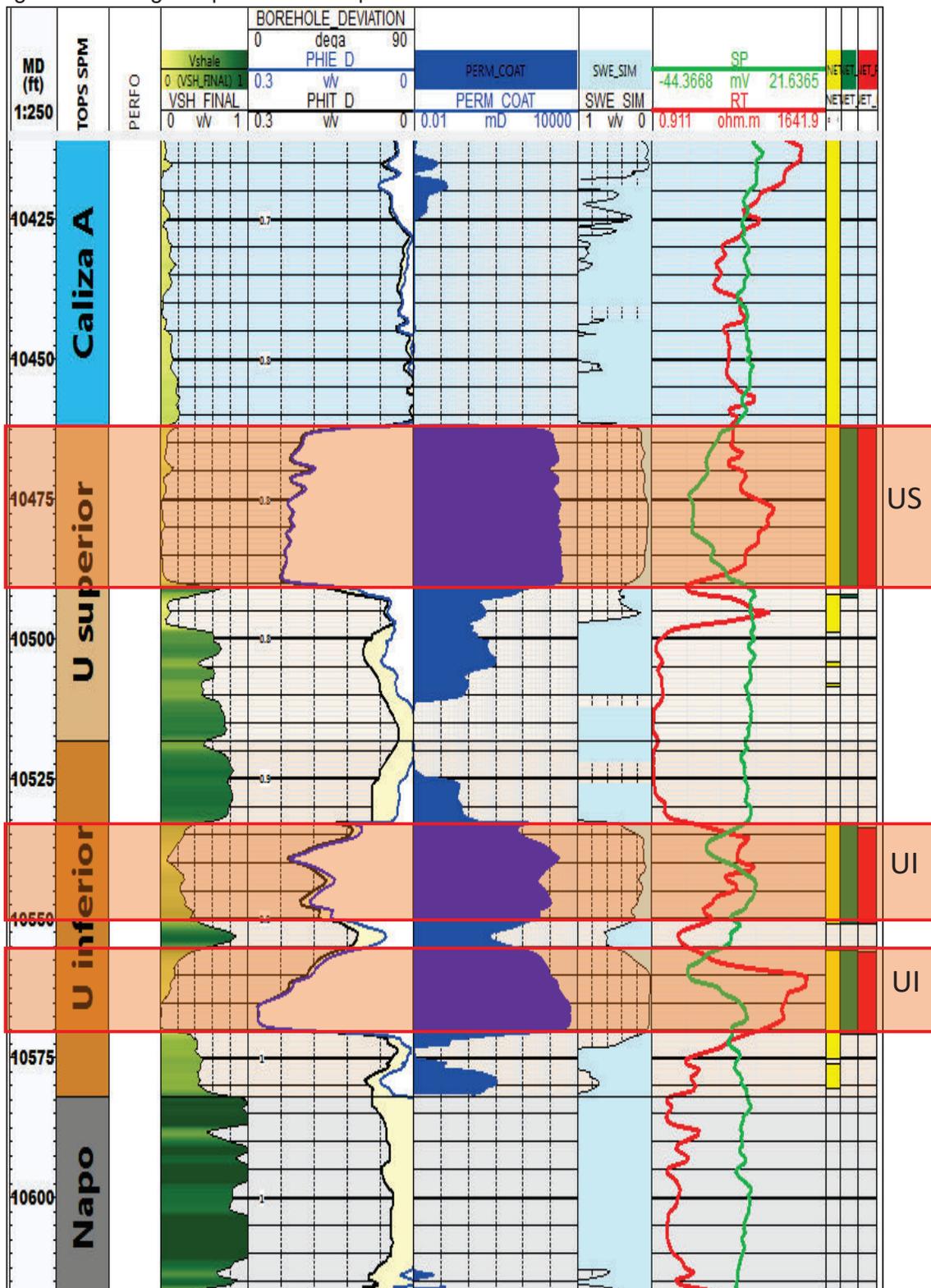
Arena "U Superior": 10,462'-10,490' (28 pies) MD

Arena "U Inferior": 10,533'-10,550' (17 pies) MD

10,555'-10,570' (15 pies) MD

En dichos intervalos se poseen buenas características de permeabilidad y porosidad, mismas que facilitan un trabajo de estos reservorios.

Figura 3.11: Registro petrofísico del pozo IRIS-053

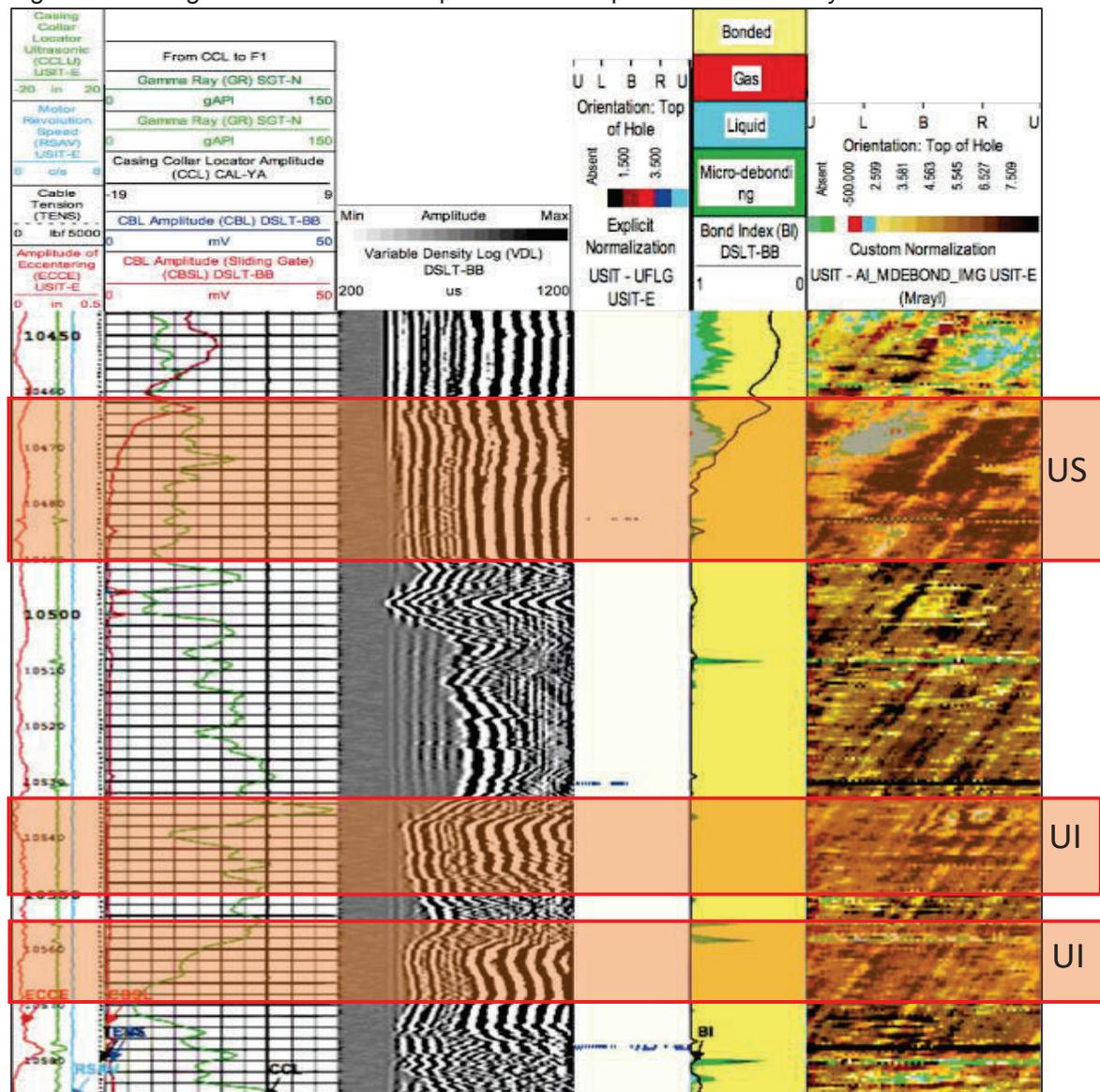


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
 Elaborado por: Paul Coba

3.2.1.4. *Análisis Mecánico*

En la Figura 3.12 se dispone del registro de cemento del pozo IRIS-053. En la arena U Superior, el registro CBL muestra valores entre 1 y 4 mv, lo cual representa una buena calidad de cemento y el registro VDL muestra que existe una buena adherencia a la formación. En la arena U Inferior, el registro CBL muestra valores entre 1 y 2 mv, lo cual representa una muy buena calidad de cemento y el registro VDL muestra que existe una buena adherencia a la formación. En ambos intervalos el registro de imagen indica buena cementación.

Figura 3.12: Registro de cemento del pozo IRIS-053 para las arenas Ui y Us



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
 Elaborado por: Paul Coba

El diagrama mecánico del pozo se encuentra en el anexo 5.1, en el mismo se observa que no presenta inconvenientes para realizar un trabajo de reacondicionamiento.

3.2.1.5. *Propuesta de Reacondicionamiento*

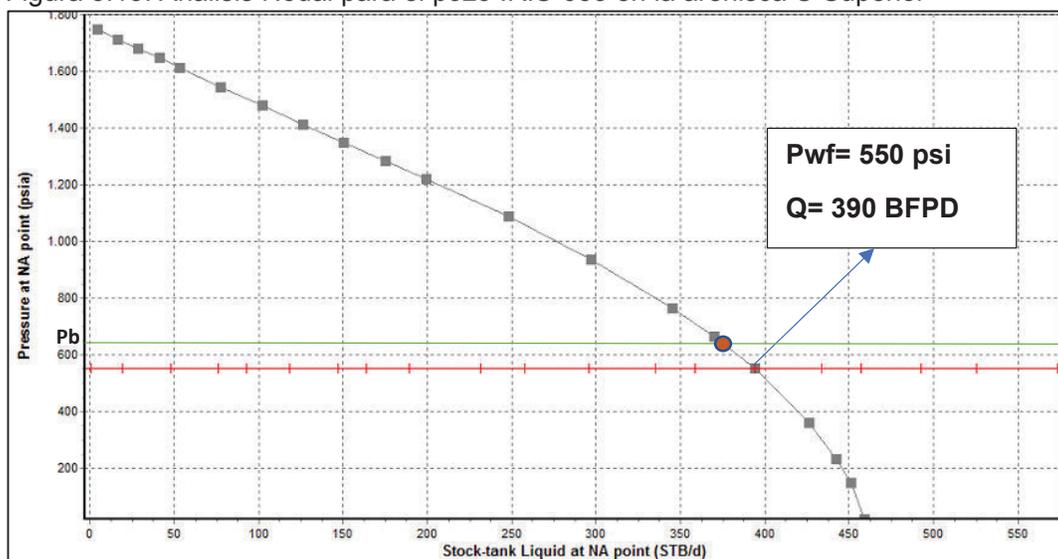
Con el propósito de recuperar la producción en el pozo se propuso: Aislar el intervalo de Hollín Superior abierto y disparar el intervalo 10,462'-10,490' (28 pies) MD de la arenisca U Superior y los intervalos 10,533'-10,550' (17 pies) y 10,555'-10,570' (15 pies) MD de la arenisca U Inferior para producir en conjunto ambos reservorios.

3.2.1.6. *Análisis Nodal*

U Superior

En la Figura 3.13 se observa la curva IPR del pozo IRIS-053 para la arenisca U Superior que se realizó con los datos obtenidos en el análisis petrofísico: Permeabilidad=80 mD, $P_r=1760$ psi, $T_r=194$ F, $P_b=620$ psi, $u_o=5.48$ cp, $GOR=0.1$ (ft³/bls).

Figura 3.13: Análisis Nodal para el pozo IRIS-053 en la arenisca U Superior



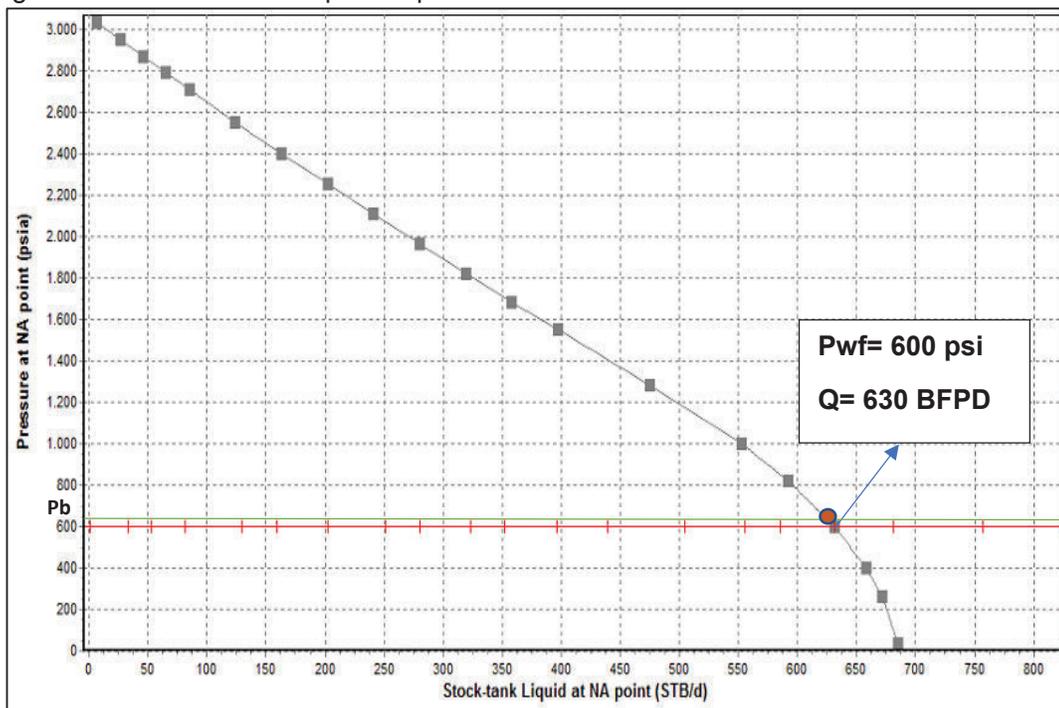
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

- El potencial de producción en “U superior” se estimó a partir del comportamiento de producción del pozo vecino IRIS-050 y IRIS-033.
- El Índice de productividad para “U superior” se estimó en 0.326 BFPD /psi
- Tasa inicial esperada: 390 BFPD /383 BPPD.

U Inferior

En la Figura 3.14 se tiene la curva IPR del pozo IRIS-053 para la arenisca U Inferior realizada con los datos obtenidos en el análisis petrofísico: Permeabilidad= 50mD, Pr= 3065 psi, Tr= 194F, Pb= 620 psi, uo= 5.48 cp, GOR= 0.1 (ft3/bls).

Figura 3.14: Análisis Nodal para el pozo IRIS-053 en la arenisca U Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

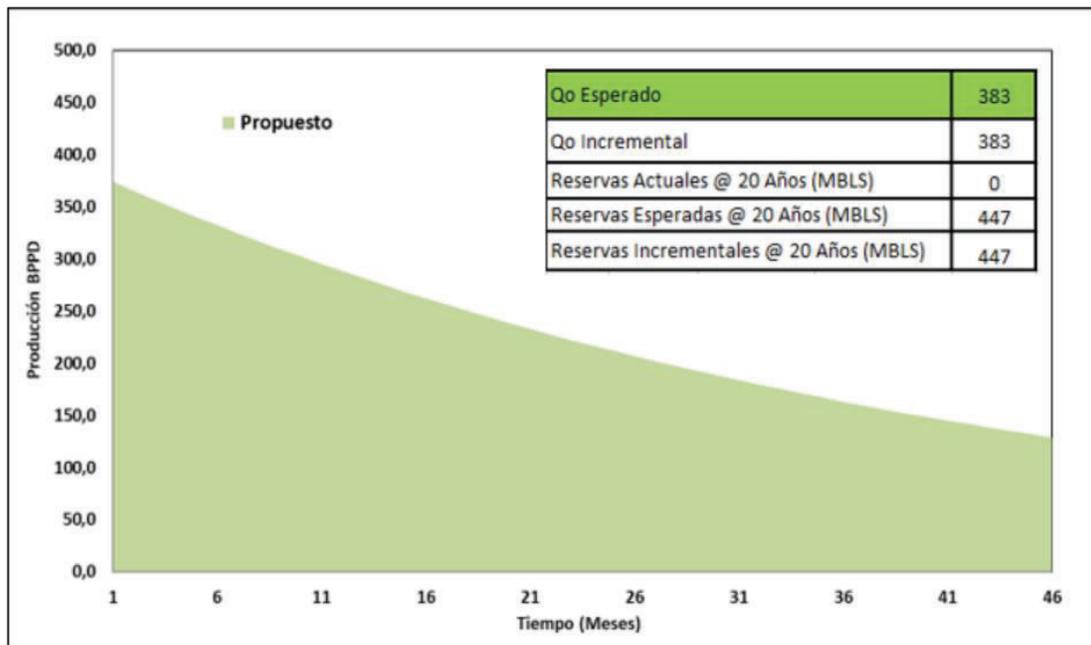
- El potencial de producción en “U inferior” se estimó a partir del comportamiento de producción del pozo vecino IRIS-055.
- El Índice de productividad para “U inferior” se estimó en 0.3 BFPD /psi
- Tasa inicial esperada: 630 BFPD /611 BPPD.

3.2.1.7. Pronóstico de Producción y Reservas para el pozo IRIS-053

U Superior

Para el caso de la arenisca U Superior se realizó el pronóstico y cálculo de las reservas en base a los valores de declinación estimados por parte de la compañía operadora; ver Figura 3.15.

Figura 3.15: Pronóstico de producción para el pozo IRIS-053 en la arenisca U Superior



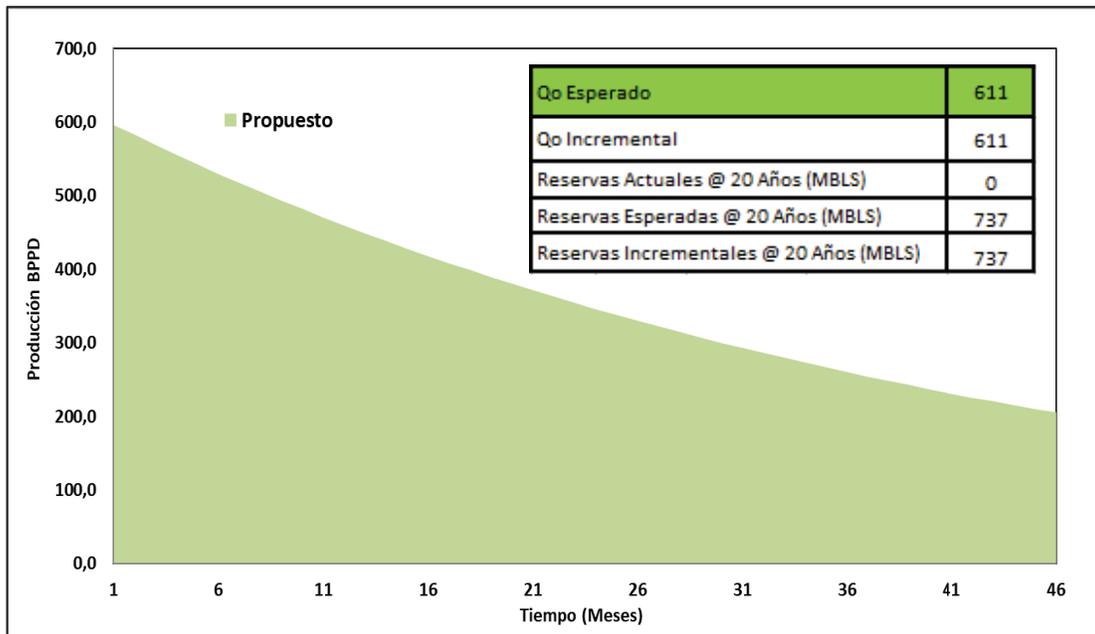
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Para el análisis de estimación de reservas se utiliza el modelo de declinación exponencial y se estima que en 20 años se recuperarán 447 MBLS de petróleo de la arenisca U Superior.

U Inferior

Para la arenisca U Inferior también se realizó el pronóstico y cálculo de las reservas en base a los valores de declinación estimados por parte de la compañía operadora; ver Figura 3.16.

Figura 3.16: Pronóstico de producción para el pozo IRIS-053 en la arenisca U Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

De acuerdo con análisis de estimación de reservas, aplicando de igual manera un modelo de declinación exponencial se estima que en 20 años se recuperarán 737 MBLS de petróleo de la arenisca U Inferior.

3.2.1.8. Resultados de la producción en conjunto para el pozo IRIS-053

Los resultados antes y después de la intervención se muestran en la tabla 3.1:

Tabla 3.1. Producción antes y después de la intervención en el pozo IRIS-053

	Arena	Fecha	Producción			
			BFPD	BPPD	BSW	GOR ^(ft³/Bls)
Antes de Intervención	HS	21/05/2016	0	0	0	0,01803
Después de Intervención	UI+US	31/05/2016	820	784	4.4	0,056

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

El diagrama mecánico posterior a la intervención en el pozo Iris-053 se encuentra en el Anexo 5.2.

3.2.2. TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO PLANTEADOS

Se determinaron 4 posibles trabajos de reacondicionamiento, los cuales se presentan en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Pozos candidatos para reacondicionamiento en el campo Iris

POZO	ARENA	PROPUESTA DE INTERVENCIÓN
IRIS-002R1	TI	-Pozo cerrado actualmente. -Candidato a reactivación en la misma arenisca.
IRIS-028R1	TI	-U Inferior presenta buenas propiedades -Candidato a producir en conjunto con arenisca UI.
IRIS-038	HS	-Pozo con bajo potencial en HS. -Candidato a cambio de zona en arenisca TI.
IRIS-006R1	HI+HS	-Pozo cerrado por bajo potencial en Hollín. -Candidato a cambio de zona en arenisca UI.

Elaborado por: Paul Coba

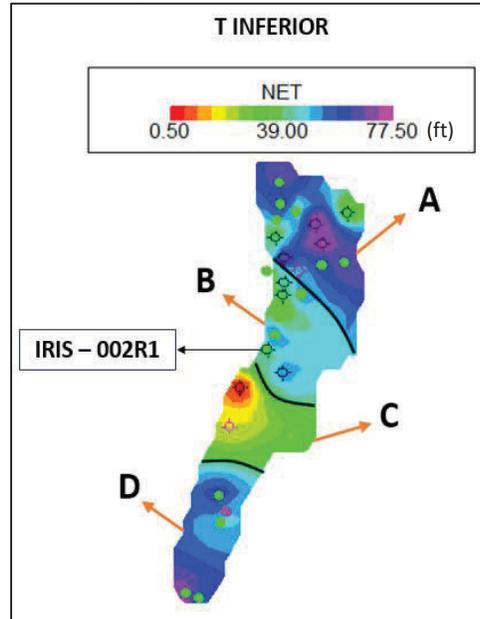
Para el análisis de los pozos candidatos se empleará el flujo de trabajo indicado anteriormente.

3.2.3. POZO IRIS-002R1

3.2.3.1. *Ubicación del Pozo*

El pozo Iris-002R1 se ubica en la zona B del mapa de T Inferior analizado en la sección 3.1.2, haciéndolo candidato a análisis.

Figura 3.17: Mapa de ubicación del pozo Iris-002R1 en la arena T Inferior

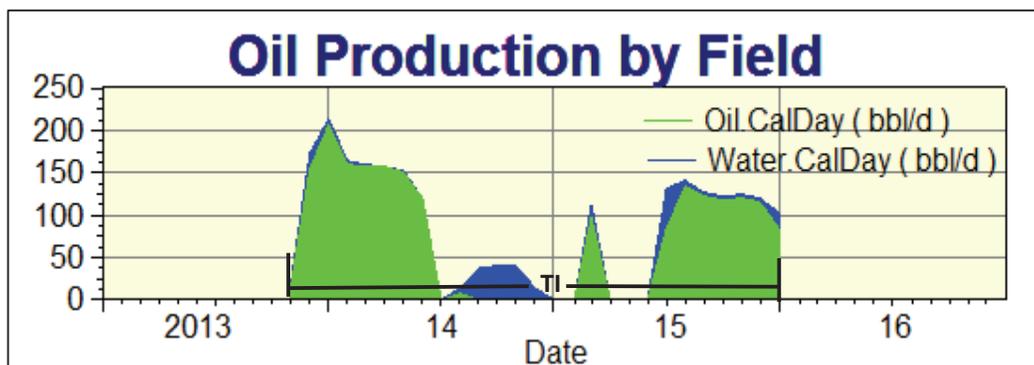


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

3.2.3.2. Análisis de Producción

El pozo IRIS-002R1 fue completado en enero del 2013 en la arena T Inferior con una producción inicial de 156 BFPD y 150 BPPD con 4% BSW con sistema de levantamiento artificial tipo BES. El pozo se encuentra fuera de servicio desde enero del 2016. El pozo ha acumulado un total de 62 MBLS de petróleo hasta su cierre. El historial de producción del pozo se muestra en la Figura 3.18.

Figura 3.18: Historial de producción del pozo IRIS-002R1



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

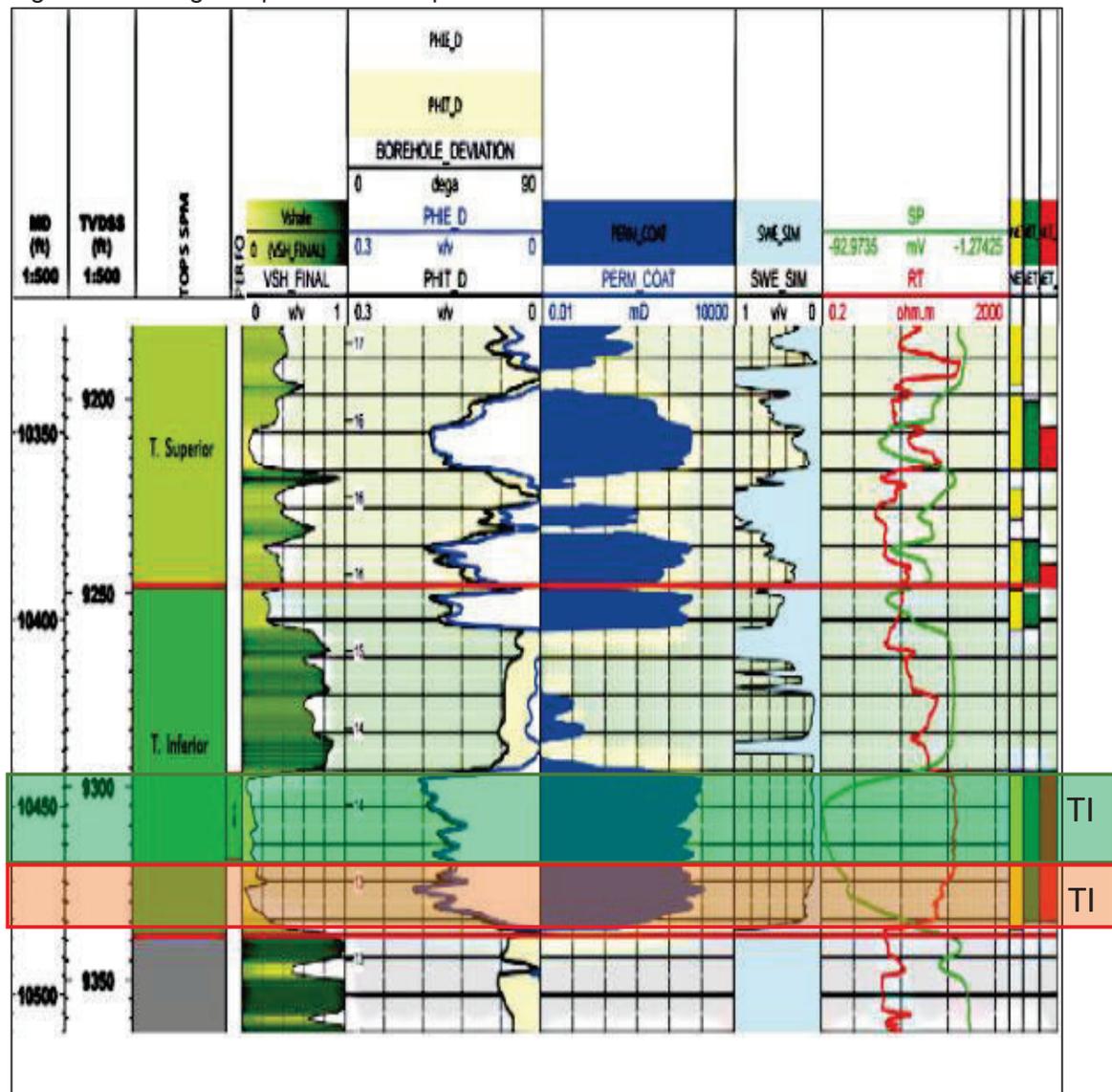
3.2.3.3. Análisis Petrofísico

En la Figura 3.19, se observan las propiedades de la arena T Inferior en el pozo IRIS-002R1, los intervalos analizados fueron:

Arena "T Inferior": 10,440'-10,464' (24 pies) MD
10,464'-10,479' (15 pies) MD

En dichos intervalos se poseen permeabilidades alrededor de los 70 mD y porosidades alrededor del 12%, mismas que permiten un trabajo de este reservorio.

Figura 3.19: Registro petrofísico del pozo IRIS-002R1

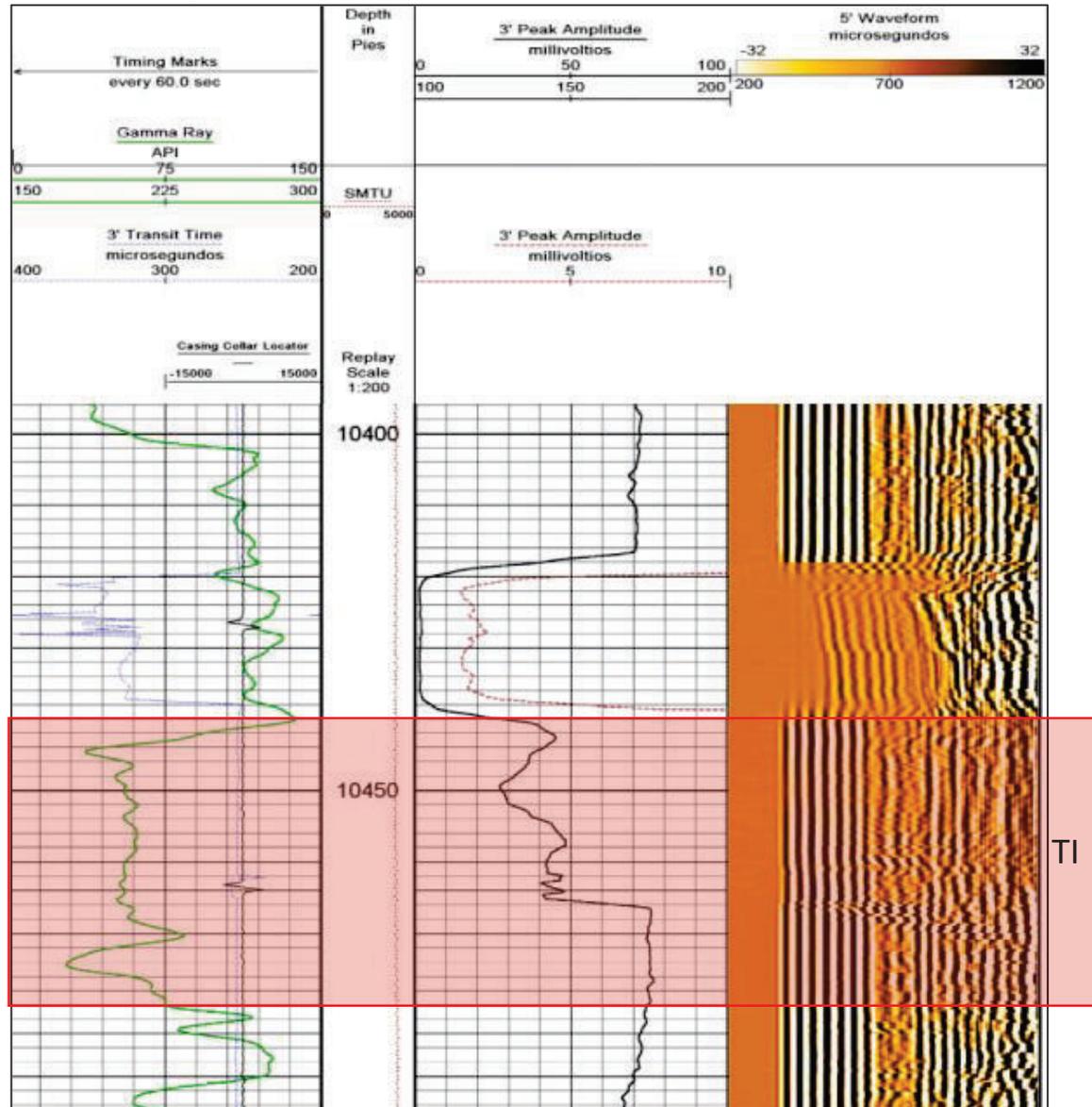


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

3.2.3.4. Análisis Mecánico

En la Figura 3.20 se puede observar que el registro de cemento en los intervalos de interés no posee muy buena calidad, sin embargo, como en la parte superior e inferior existe buena calidad de cemento, esto facilita la intervención, ya que no afectaría la operación.

Figura 3.20: Registro de cemento del pozo IRIS-002R1 para la arena T Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

El diagrama mecánico del pozo Iris-002R1 no presenta ningún tipo de problema que pudiera dificultar la intervención; ver Anexo 5.3.

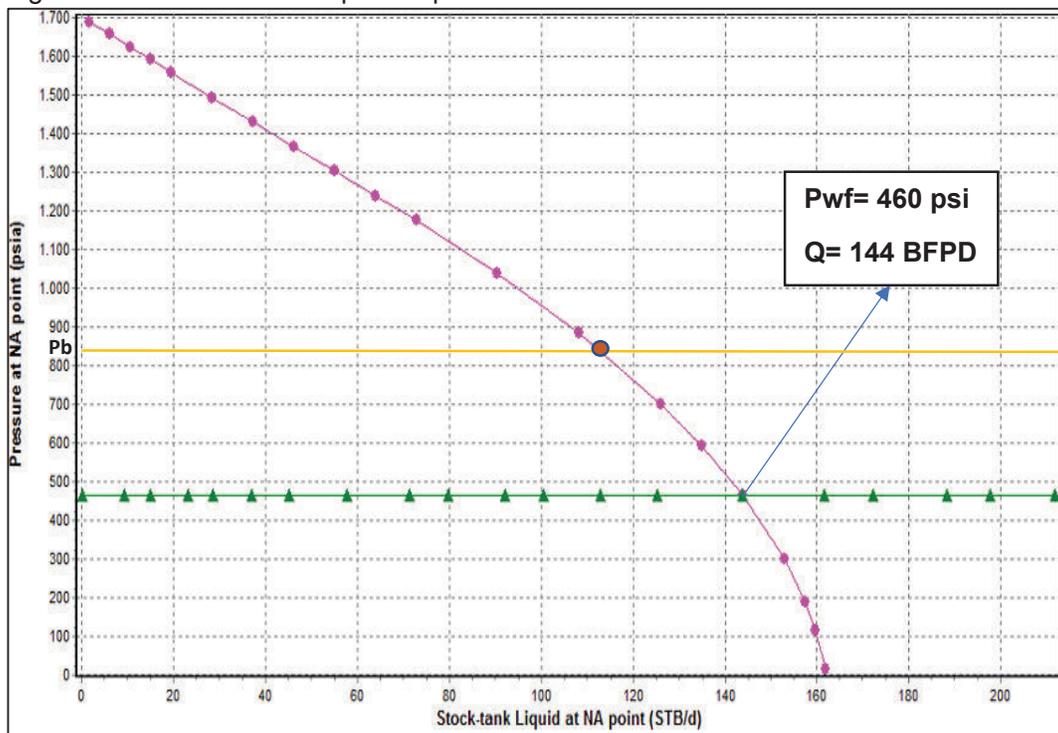
3.2.3.5. Propuesta de Reacondicionamiento

Con el propósito de reactivar la producción y recuperar las reservas del pozo se propone: Re-disparar el intervalo: 10440' – 10464' (24 pies) MD y disparar el intervalo: 10464' -10479' (15 pies) MD de arenisca T.

3.2.3.6. Análisis Nodal

En la Figura 3.21 se observa la curva IPR del pozo IRIS-002R1 para la arenisca T Inferior que se realizó con los datos obtenidos en el análisis petrofísico: Permeabilidad= 60 mD, Porosidad=0.12, Pr=1700 psi, Tr=220 F, Pb= 835 psi, $u_o=10.7$ cp, GOR= 0.1 (ft³/bls).

Figura 3.21: Análisis Nodal para el pozo IRIS-002R1 en la arenisca T Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

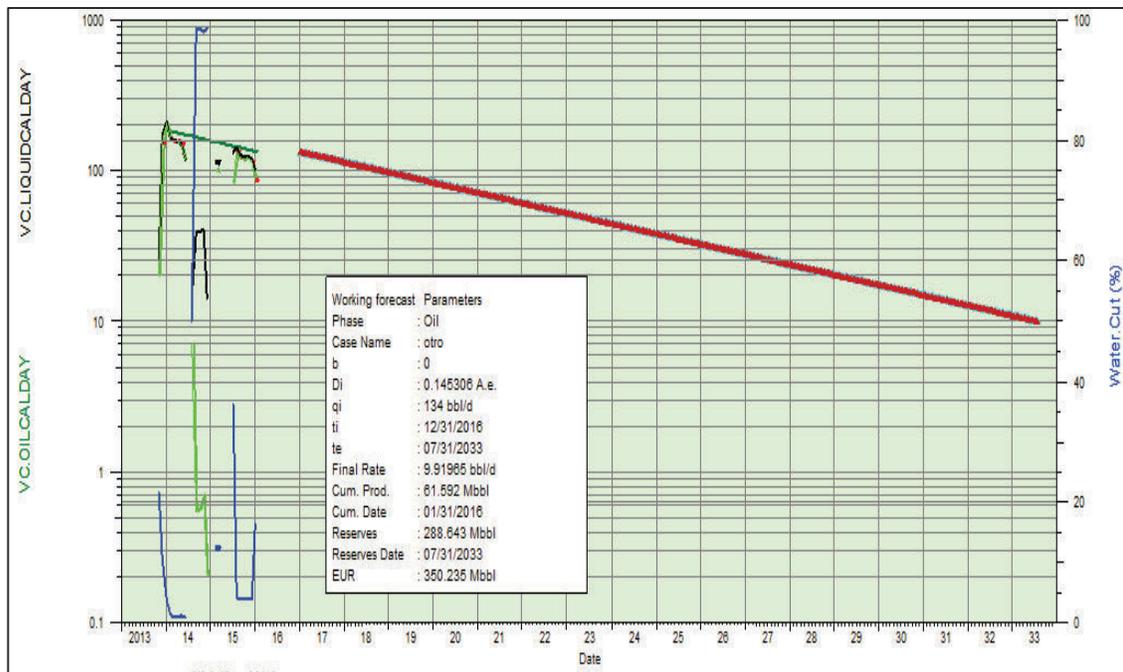
Elaborado por: Paul Coba

Se realizó un análisis para una $P_{wf}=460$ psi y la tasa esperada de producción para este pozo es de 144 BFPD y 140 BPPD con 4% BSW. Su potencial se basó en base al historial de producción.

3.2.3.7. Pronóstico de Producción y Reservas para el pozo IRIS-002R1

Como el pozo IRIS-002R1 ya ha producido de la arena T Inferior se realiza el pronóstico de producción y reservas con curva tipo mediante el uso del software OFM; ver Figura 3.22.

Figura 3.22: Pronóstico de producción para el pozo IRIS-002R1 en la arenisca T Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

En base a la gráfica, el análisis de estimación de reservas se observa que en 20 años se recuperará 288.643 MBLS de petróleo de la arenisca T Inferior.

3.2.3.8. Análisis Económico para el pozo IRIS-002R1

Se propone cañonear el pozo en la arena T Inferior para su reactivación, lo cual requiere un costo de operación de \$652.602,08 dólares americanos. Con una producción esperada de 140 BPPD se procede a determinar los indicadores económicos VAN, TIR, relación B/C y el PRI; ver Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Análisis Económico del pozo IRIS-002R1

Nro	Fecha	Producción	FC Neto
0	1-Aug-17	-	-\$652.602,08
1	1-Sep-17	140,0	\$84.000,00
2	1-Oct-17	138,2	\$82.908,13
3	1-Nov-17	136,4	\$81.830,44
4	1-Dec-17	134,6	\$80.766,77
5	1-Jan-18	132,9	\$79.716,92
6	1-Feb-18	131,1	\$78.680,72
7	1-Mar-18	129,4	\$77.657,99
8	1-Apr-18	127,7	\$76.648,55
9	1-May-18	126,1	\$75.652,23
10	1-Jun-18	124,4	\$74.668,87
11	1-Jul-18	122,8	\$73.698,28
12	1-Aug-18	121,2	\$72.740,32
13	1-Sep-18	119,7	\$71.794,80
14	1-Oct-18	118,1	\$70.861,57
15	1-Nov-18	116,6	\$69.940,48
16	1-Dec-18	115,1	\$69.031,36
17	1-Jan-19	113,6	\$68.134,05
18	1-Feb-19	112,1	\$67.248,41
19	1-Mar-19	110,6	\$66.374,28
20	1-Apr-19	109,2	\$65.511,52
21	1-May-19	107,8	\$64.659,96
22	1-Jun-19	106,4	\$63.819,48
23	1-Jul-19	105,0	\$62.989,92
24	1-Aug-19	103,6	\$62.171,15
VAN (MM) = \$0,032			
TIR = 11%			
RELACION B/C = 1,05			
PRI ≈ 8 meses			

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

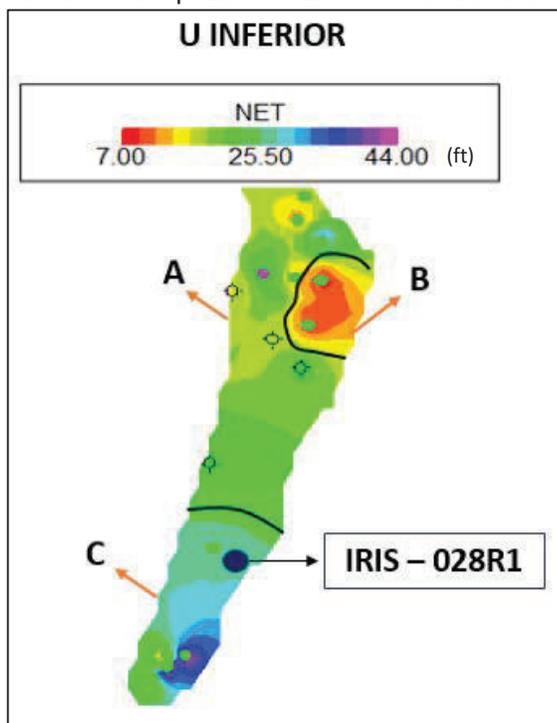
De acuerdo con lo observado en la tabla 3.3 se tiene un VAN mayor a cero, un TIR mayor al interés, una relación Beneficio-Costo mayor a uno, sin embargo, este pozo puede ser considerado como Low Flow (Pozo de Bajo Aporte) debido a sus indicadores económicos bajos. El periodo de recuperación de la inversión sería a partir del octavo mes de realizarse la intervención.

3.2.4. POZO IRIS-028R1

3.2.4.1. Ubicación del Pozo

El pozo Iris-028R1 se ubica en la zona C del mapa de U Inferior analizado en la sección 3.1.3, haciéndolo candidato a análisis por encontrarse en la mejor área del reservorio.

Figura 3.23: Mapa de ubicación del pozo Iris-028R1 en la arena U Inferior



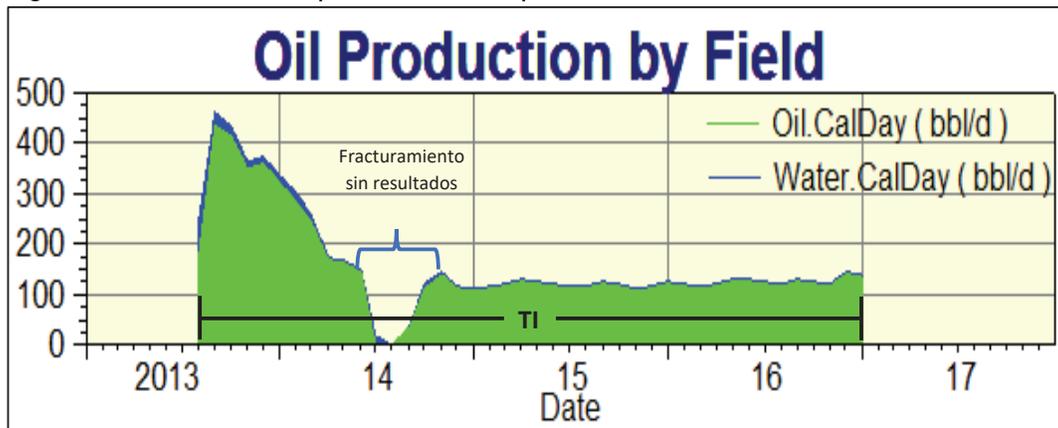
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

3.2.4.2. Análisis de Producción

El pozo IRIS-028R1 es un pozo re-entry completado en 2013 en la arena T Inferior con una producción inicial de 504 BFPD y 423 BPPD con 16% de BSW. En 2014 se realizó un fracturamiento en T Inferior con el objetivo de recuperar la producción que se encontraba con 139 BFPD y 135 BPPD con 3% BSW, el resultado del trabajo de fracturamiento fue de 127 BFPD con 126 BPPD con 1% de BSW por lo que no dió resultados.

Actualmente tiene una producción de 123 BFPD y 118 BPPD con 4% BSW con un sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico; y ha acumulado un total de 197 MBLS de petróleo hasta la fecha; ver Figura 3.24.

Figura 3.24: Historial de producción del pozo IRIS-028R1



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

3.2.4.3. Análisis Petrofísico

En la Figura 3.25, se observan las propiedades de las arenas U Inferior y T Inferior para el pozo IRIS-028R1, los intervalos analizados fueron:

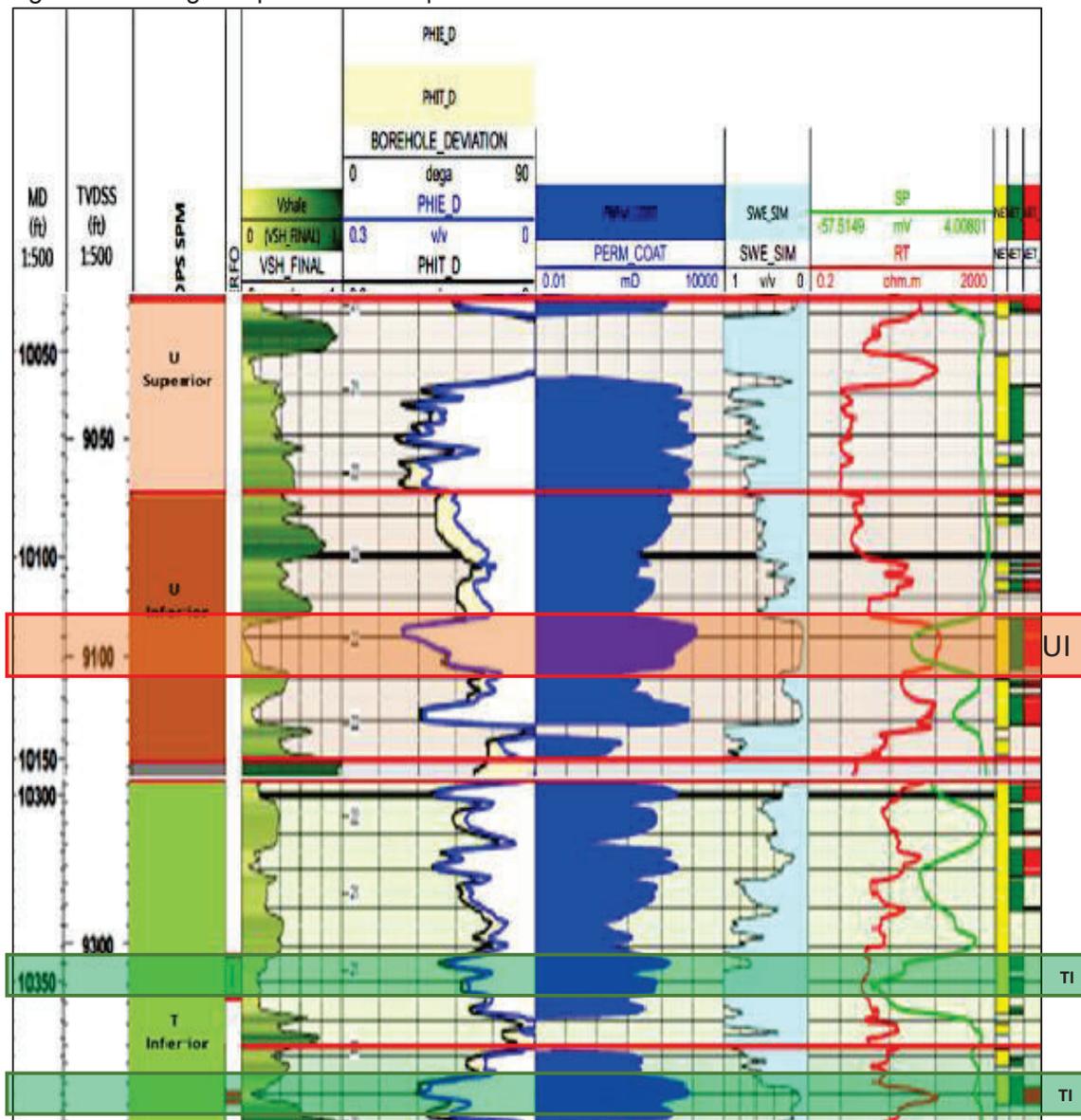
Arena "U Inferior": 10,116'-10,127' (11 pies) MD

Arena "T Inferior": 10,343'-10,354' (11 pies) MD

10,380'-10,392' (12 pies) MD

Para el intervalo de la arenisca U Inferior se observa una zona de pago con permeabilidad promedio de 200 mD y porosidad alrededor del 12%, mismas que permiten realizar una intervención en este reservorio.

Figura 3.25: Registro petrofísico del pozo IRIS-028R1

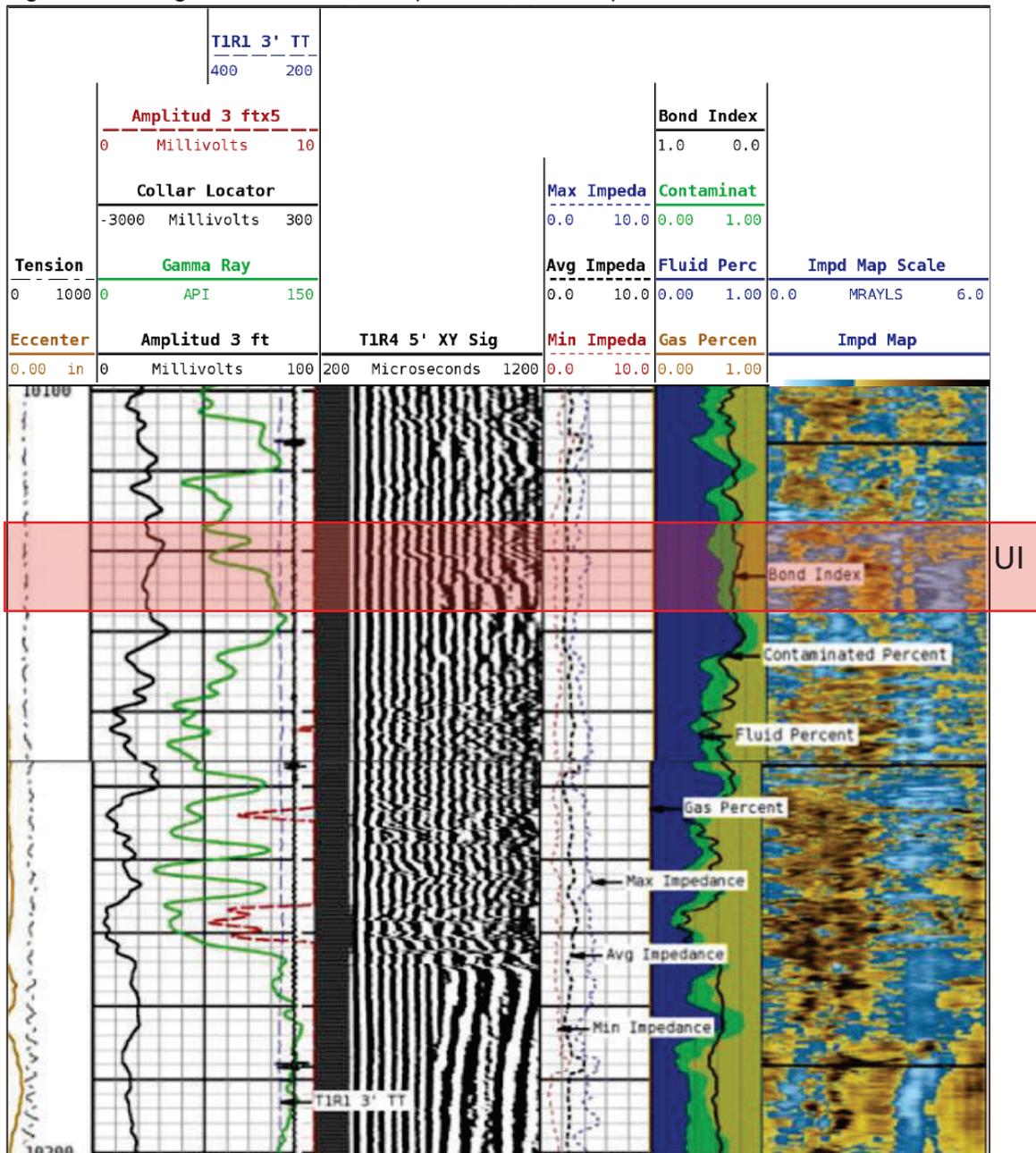


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

3.2.4.4. Análisis Mecánico

En la Figura 3.26, se puede observar que el registro de cemento del pozo IRIS-028R1 en la arena U Inferior, en el cual el CBL muestra valores mayores a 10 mv, lo cual representa una mala calidad de cemento. El registro VDL muestra que no existe una buena adherencia a la formación, lo cual se puede corroborar en el registro de imagen donde se observa que no existe una buena cementación.

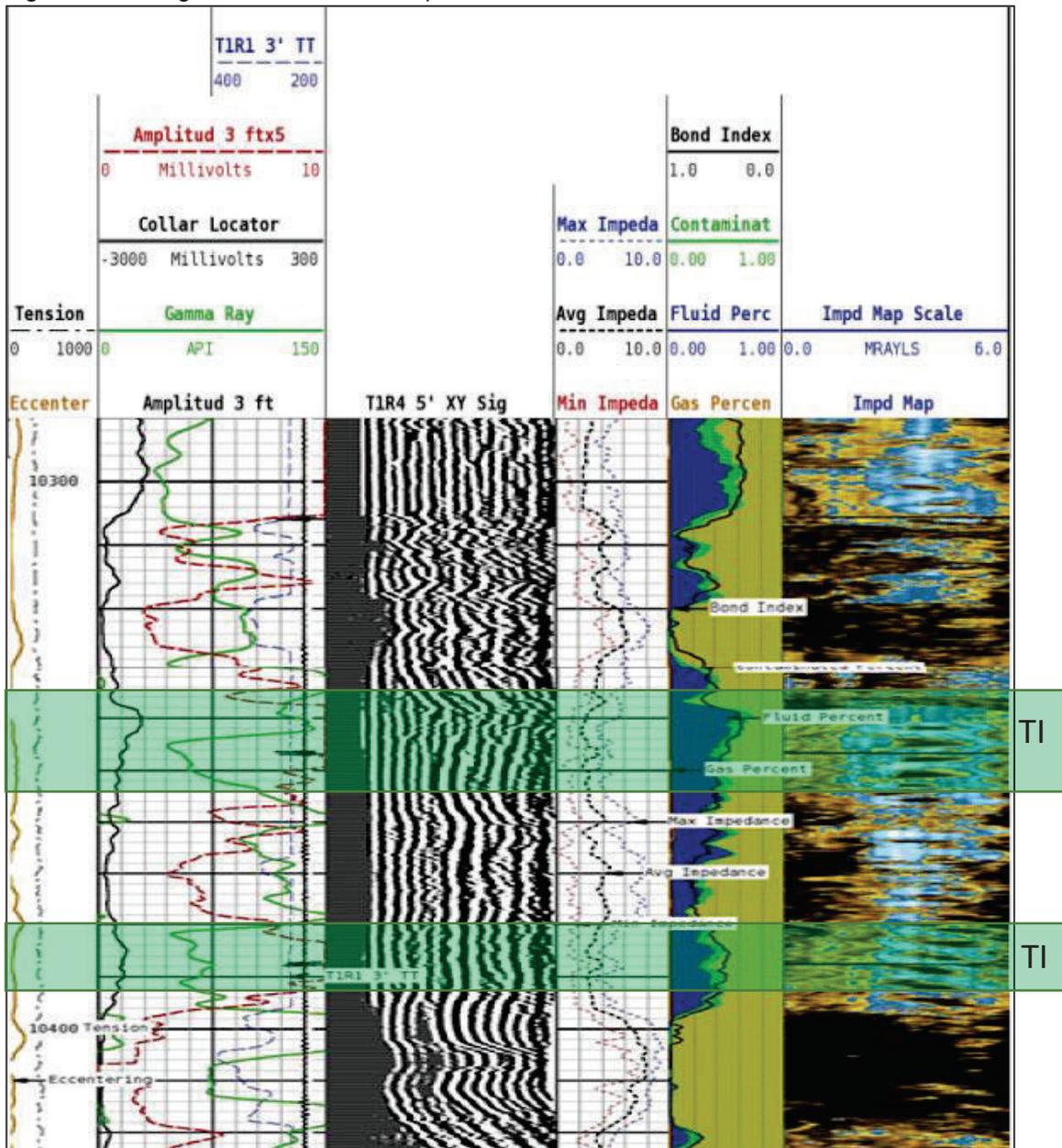
Figura 3.26: Registro de cemento del pozo IRIS-028R1 para la arena U Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

En la Figura 3.27, se tiene el registro de cemento del pozo IRIS-028R1 en la arena T Inferior, donde el CBL muestra valores mayores a 10 mv en los intervalos abiertos, lo cual representa una mala calidad de cemento. El registro VDL muestra que no existe una buena adherencia a la formación en los intervalos abiertos, se comprueba con el registro de imagen donde se observa que no existe una buena cementación.

Figura 3.27: Registro de cemento del pozo IRIS-028R1 en la arena T Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

En base al análisis realizado se propone realizar un trabajo de cementación forzada o Squeeze en la arena U Inferior, previo a llevar a cabo el trabajo de cañoneo, para evitar invasión de agua a los intervalos disparados en U Inferior. En T inferior no se hace necesario un trabajo de cementación forzada debido a que se observan sellos arriba y debajo de los intervalos analizados, que facilitan la producción del pozo sin invasión de agua. El diagrama mecánico del pozo Iris-028R1 no presenta dificultades para intervención; ver Anexo 5.4.

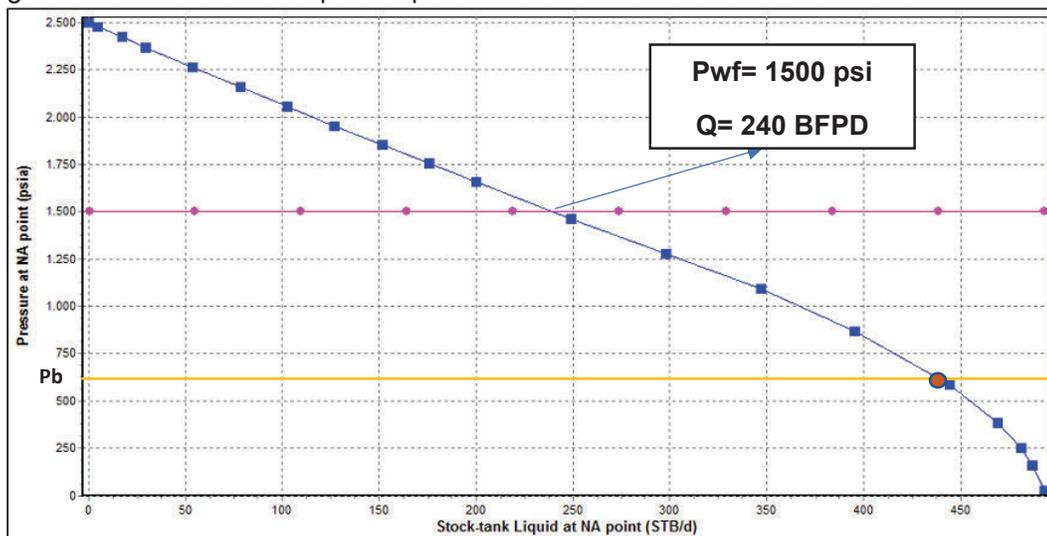
3.2.4.5. Propuesta de Reacondicionamiento

Con el propósito de incrementar la producción del pozo se propone: realizar cementación forzada y disparar en el intervalo: 10,116' – 10,127' (11 pies) MD de la arenisca U Inferior para producir en conjunto con los intervalos abiertos 10,343' – 10,354' (11 pies) y 10,380' – 10,392' (12 pies) MD de la arenisca T Inferior.

3.2.4.6. Análisis Nodal

En la Figura 3.28 se observa la curva IPR del pozo IRIS-028R1 para la arenisca U Inferior que se realizó con los siguientes datos: Permeabilidad= 200 mD, $P_r = 2500$ psi, $T_r = 194$ F, $P_b = 620$ psi, $u_o = 5.48$ cp, $GOR = 0.1$ (ft³/bls).

Figura 3.28: Análisis Nodal para el pozo IRIS-028R1 en la arenisca U Inferior



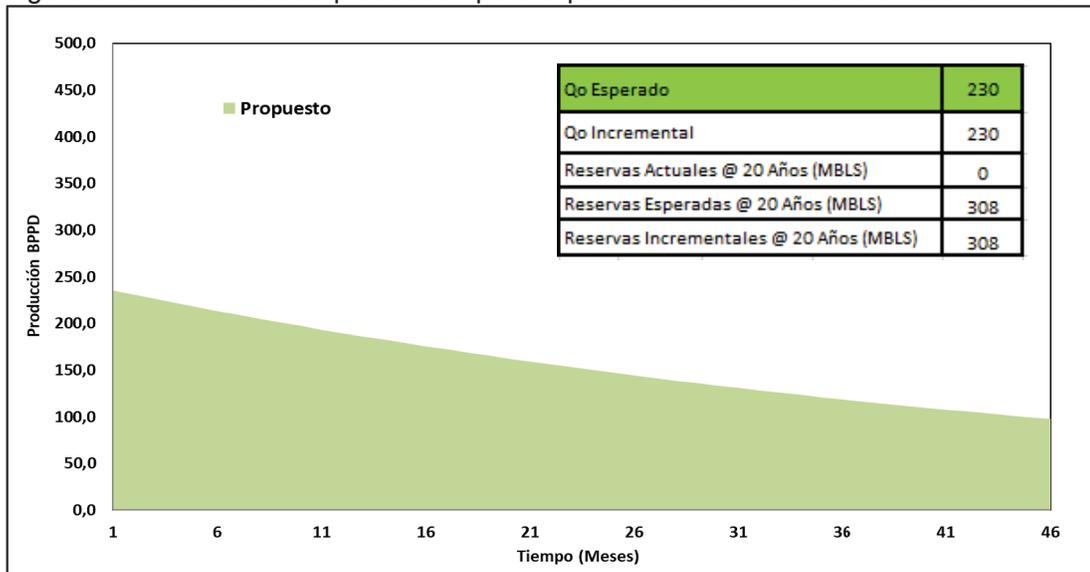
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

En base a la gráfica de la IPR, para una P_{wf} de 1500 psi se esperan 240 BFPD con 230 BPPD y 4% BSW. Debido a este caudal se propone bajar sistema de levantamiento artificial tipo BES. La producción esperada se la comparó del pozo cercano IRIS-023 que produce de la misma arena.

3.2.4.7. Pronóstico de Producción y Reservas para el pozo IRIS-028R1

Para el caso de la arenisca U Inferior se realizó el pronóstico y cálculo de las reservas en base a los valores de declinación estimados por parte de la compañía operadora; ver Figura 3.29.

Figura 3.29: Pronóstico de producción para el pozo IRIS-028R1 en la arenisca U Inferior

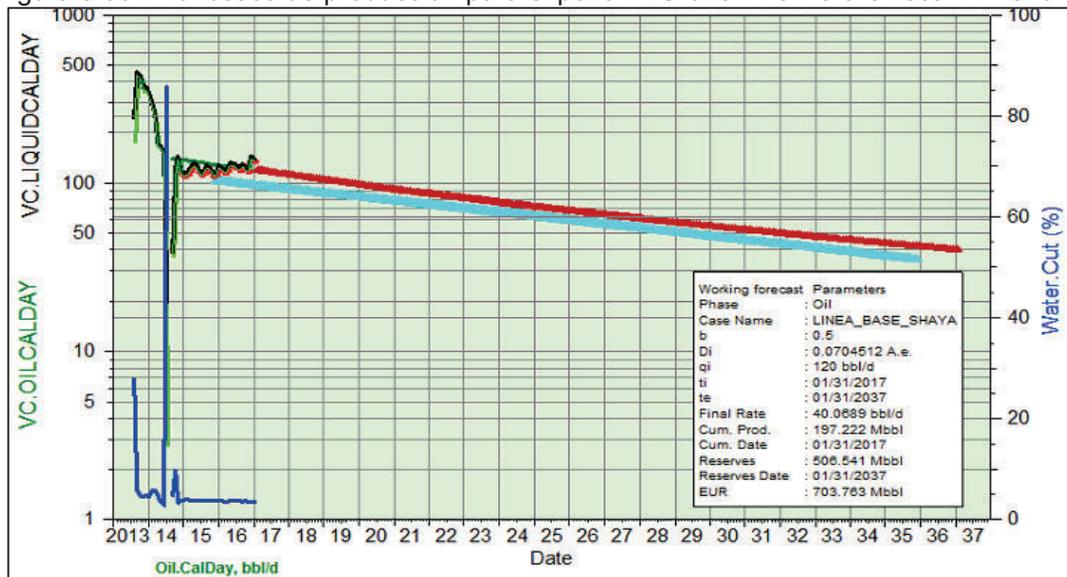


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Con el análisis de estimación de reservas, usando un modelo de declinación exponencial, se prevee que en 20 años se recuperarán 308 MBLs de petróleo de la arenisca U Inferior.

Para el caso de la arenisca T Inferior se realizó la declinación utilizando OFM en base a la producción histórica del pozo como se observa en la Figura 3.30.

Figura 3.30: Pronóstico de producción para el pozo IRIS-028R1 en la arenisca T Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

En base al análisis se espera que se puedan recuperar 506 MBLs de petróleo en 20 años.

3.2.4.8. Análisis Económico para el pozo IRIS-028R1

Se propone cañonear en la arena U Inferior para producir en conjunto con la arena T Inferior que está actualmente abierta. Se mantiene el mismo costo de operación de \$652.602,08 dólares americanos. Con una producción esperada de 230 BPPD en la arena U Inferior y de T Inferior una producción de 118 BPPD, se procede a determinar los indicadores económicos VAN, TIR, relación B/C y PRI; ver Tabla 3.4.

Tabla 3.4. Análisis Económico del pozo IRIS-0028R1

Nro	Fecha	Producción TI	Producción UI	Producción Total	FC Neto
0	1-Aug-17	-	-	-	-\$652.602,08
1	1-Sep-17	118,0	230,0	348,0	\$208.800,00
2	1-Oct-17	117,3	228,6	345,9	\$207.532,71
3	1-Nov-17	116,6	227,2	343,8	\$206.273,11
4	1-Dec-17	115,9	225,8	341,7	\$205.021,16
5	1-Jan-18	115,2	224,5	339,6	\$203.776,80
6	1-Feb-18	114,5	223,1	337,6	\$202.540,00
7	1-Mar-18	113,8	221,8	335,5	\$201.310,71
8	1-Apr-18	113,1	220,4	333,5	\$200.088,87
9	1-May-18	112,4	219,1	331,5	\$198.874,45
10	1-Jun-18	111,7	217,7	329,4	\$197.667,40
11	1-Jul-18	111,0	216,4	327,4	\$196.467,68
12	1-Aug-18	110,4	215,1	325,5	\$195.275,24
13	1-Sep-18	109,7	213,8	323,5	\$194.090,04
14	1-Oct-18	109,0	212,5	321,5	\$192.912,03
15	1-Nov-18	108,4	211,2	319,6	\$191.741,17
16	1-Dec-18	107,7	209,9	317,6	\$190.577,42
17	1-Jan-19	107,0	208,7	315,7	\$189.420,73
18	1-Feb-19	106,4	207,4	313,8	\$188.271,06
19	1-Mar-19	105,8	206,1	311,9	\$187.128,37
20	1-Apr-19	105,1	204,9	310,0	\$185.992,61
21	1-May-19	104,5	203,6	308,1	\$184.863,75
22	1-Jun-19	103,8	202,4	306,2	\$183.741,74
23	1-Jul-19	103,2	201,2	304,4	\$182.626,53
24	1-Aug-19	102,6	199,9	302,5	\$181.518,10
VAN (MM) = \$1,039					
TIR = 31%					
RELACION B/C = 2,75					
PRI ≈ 5 meses					

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

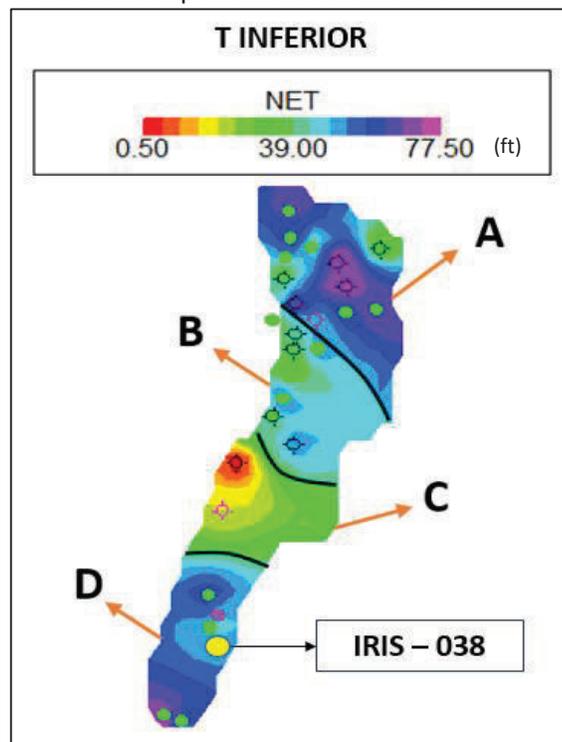
De acuerdo con lo observado en la tabla 3.4 se tiene un VAN mayor a cero, un TIR mayor al interés y una relación Beneficio-Costo mayor a uno, en la producción en conjunto de las arenas U Inferior y T Inferior, por lo que sería rentable la operación y la inversión se recuperaría a partir del quinto mes después del trabajo de reacondicionamiento en este pozo.

3.2.5. POZO IRIS-038

3.2.5.1. Ubicación del Pozo

El pozo Iris-038 se ubica en la zona D del mapa de T Inferior analizado en la sección 3.1.2, haciéndolo candidato a análisis.

Figura 3.31: Mapa de ubicación del pozo Iris-038 en la arena T Inferior

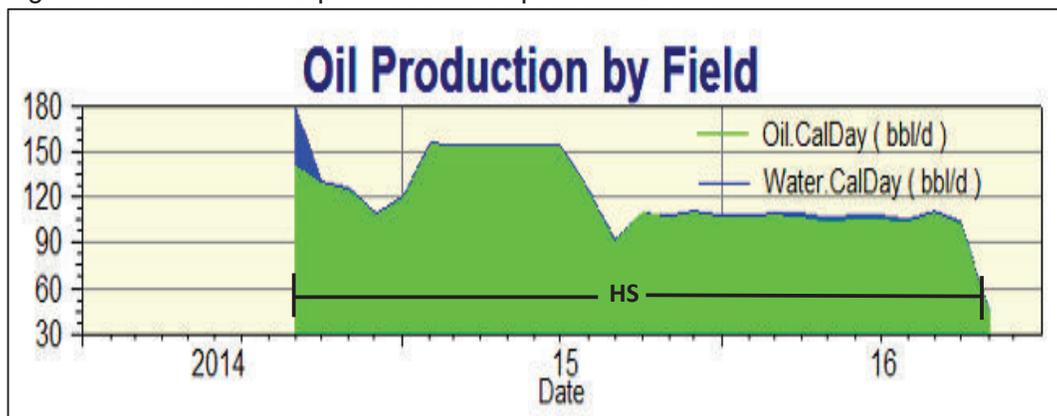


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

3.2.5.2. Análisis de Producción

El pozo IRIS-038 inició su producción en septiembre de 2014, en la arenisca Hollín Superior con una producción inicial de 126 BFPD y 123 BPPD con 2% de BSW mediante sistema artificial de bombeo electrosumergible. Actualmente produce 95 BFPD y 93 BPPD con 2% y ha acumulado un total de 97 MBLS de petróleo a lo largo de su producción; ver Figura 3.32.

Figura 3.32: Historial de producción del pozo IRIS-038



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

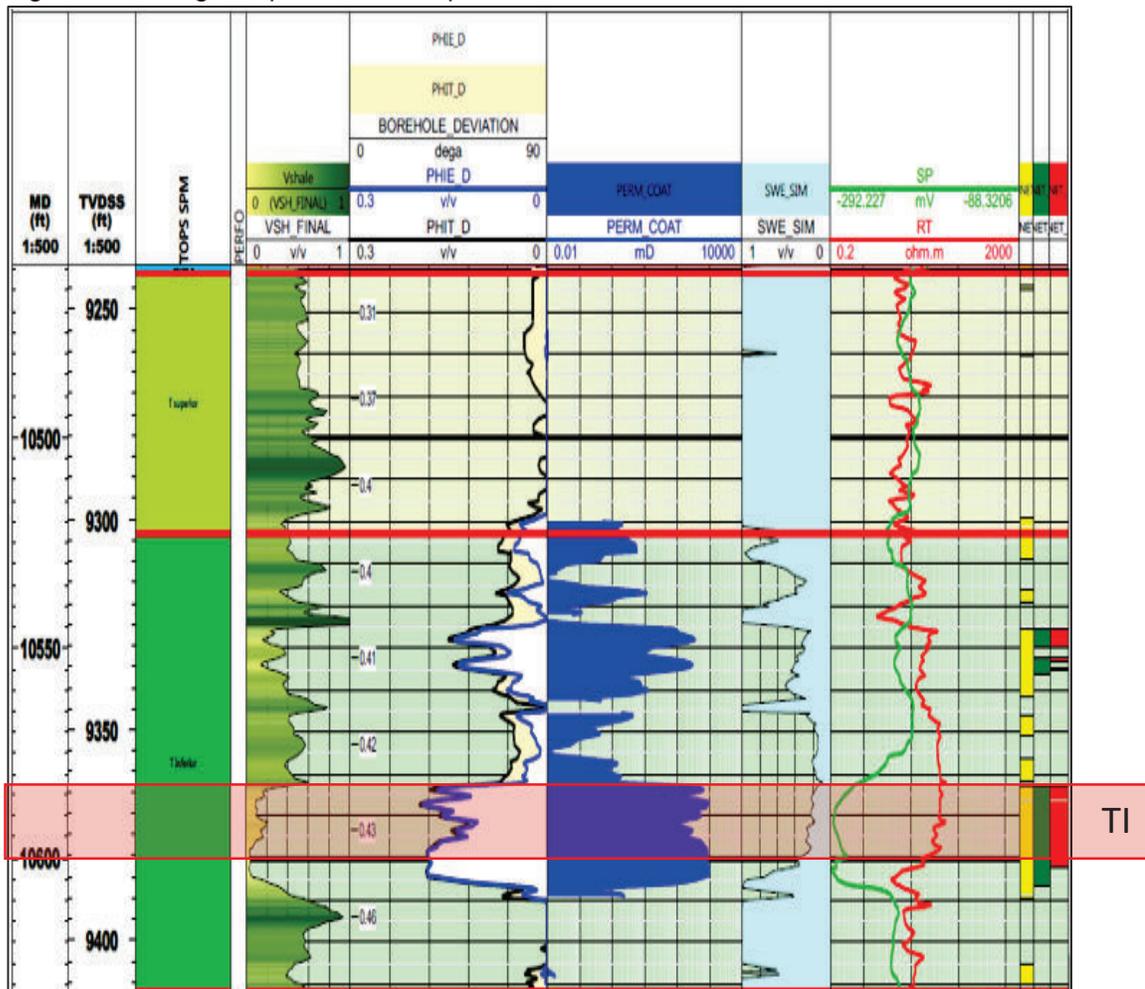
3.2.5.3. Análisis Petrofísico

En la Figura 3.33, se observan las propiedades para la arena T Inferior en el pozo IRIS-038, el intervalo analizado fue el siguiente:

Arena "T Inferior": 10,585'-10,600' (15 pies) MD

En el intervalo de T Inferior se observa una zona de pago con permeabilidad promedio de 100 mD y porosidad alrededor del 12%, mismas que permiten un trabajo para este pozo.

Figura 3.33: Registro petrofísico del pozo IRIS-038



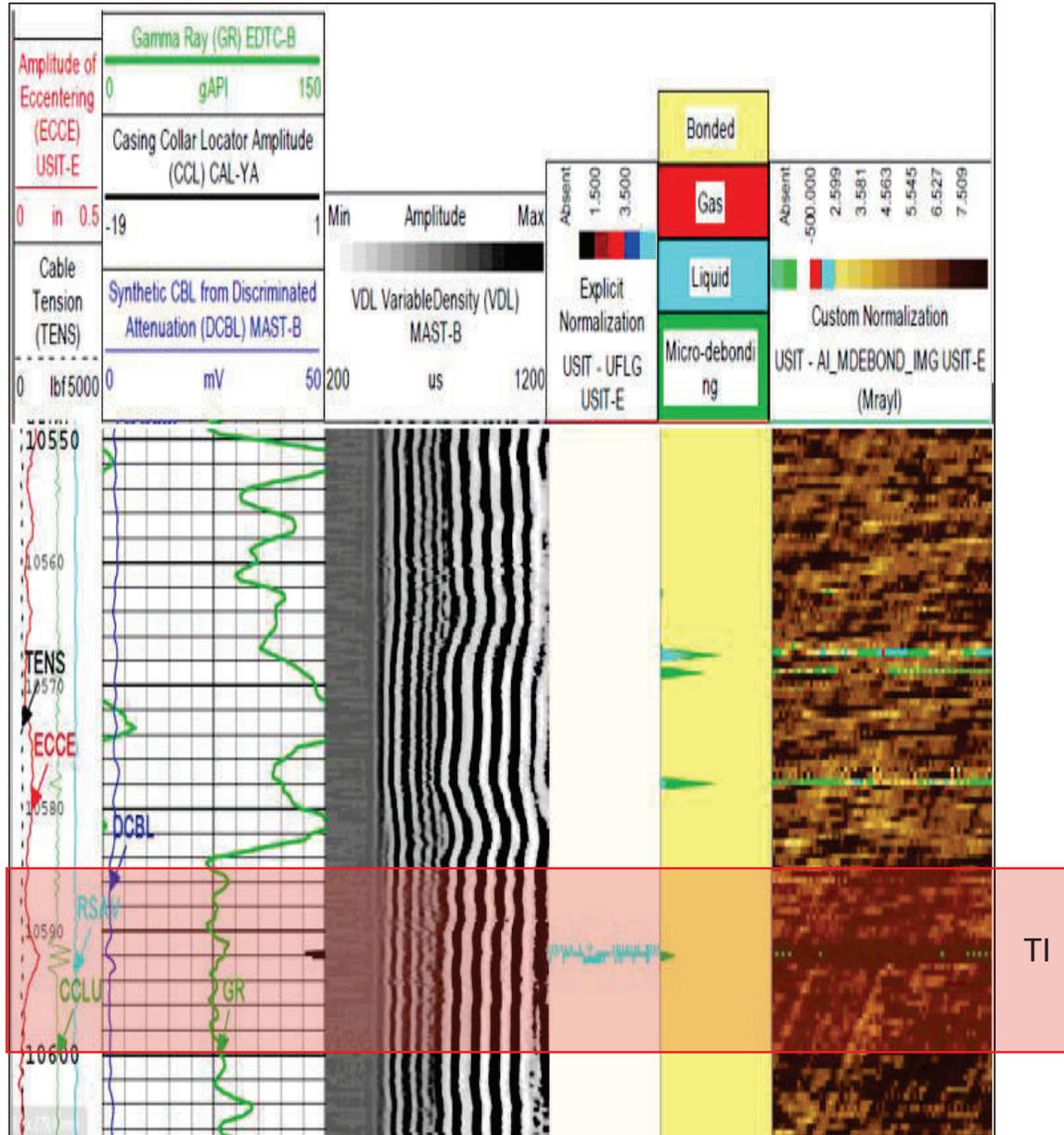
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

3.2.5.4. Análisis Mecánico

En la Figura 3.34 se puede observar el registro de cemento del pozo IRIS-038 en la arena T Inferior, en el cual el CBL muestra valores de 1 a 3 mv, lo cual representa una buena calidad de cemento. El registro VDL muestra una buena adherencia a la formación, lo cual se puede corroborar en el registro de imagen donde se observa que existe una buena cementación.

Figura 3.34: Registro de cemento del pozo IRIS-038 para la arena T Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

El diagrama mecánico del pozo Iris-038 no presenta dificultades para una intervención; ver Anexo 5.5.

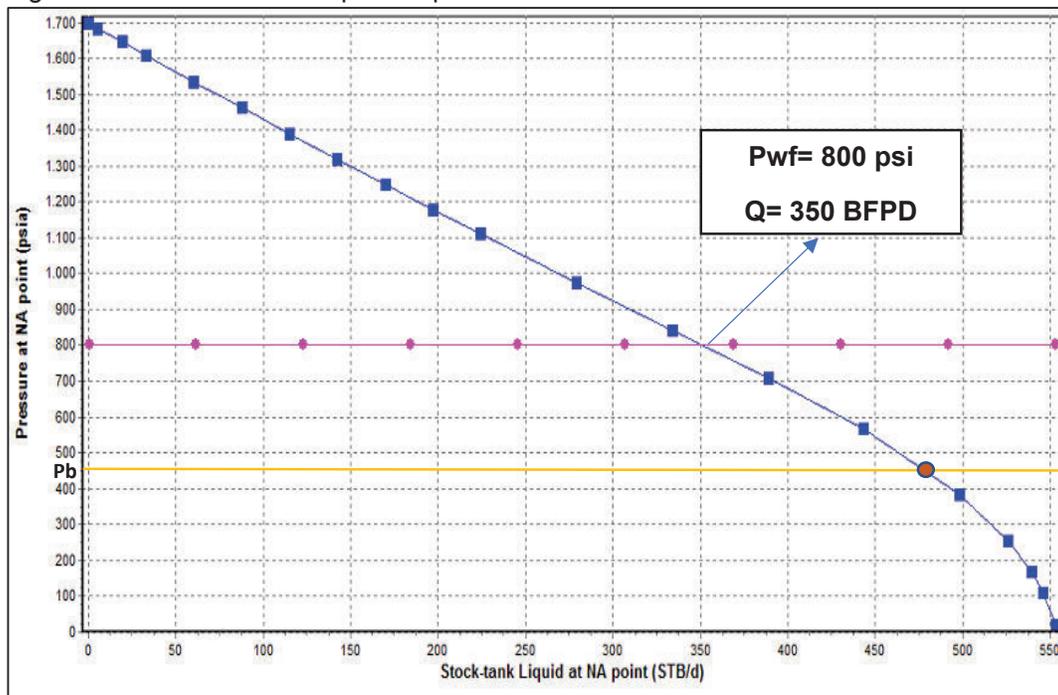
3.2.5.5. Propuesta de Reacondicionamiento

Con el propósito de mejorar la producción del pozo se propone: Aislar los intervalos 10,750' – 10,774' (24 pies) y 10,780' – 10,787' (7 pies) MD de la arenisca Hollín Superior y disparar el intervalo: 10,585' – 10,600' (15 pies) MD de la arenisca T Inferior.

3.2.5.6. Análisis Nodal

En la Figura 3.35, se observa la curva IPR del pozo IRIS-038 para la arenisca T Inferior que se realizó con los datos obtenidos en el análisis petrofísico: Permeabilidad= 90 mD, Porosidad= 0,12, Pr=1700 psi, Tr=241F, Pb= 550psi, $u_o=6.9\text{cp}$, GOR= 0.01 (ft³/bls).

Figura 3.35: Análisis Nodal para el pozo IRIS-038 en la arenisca T Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

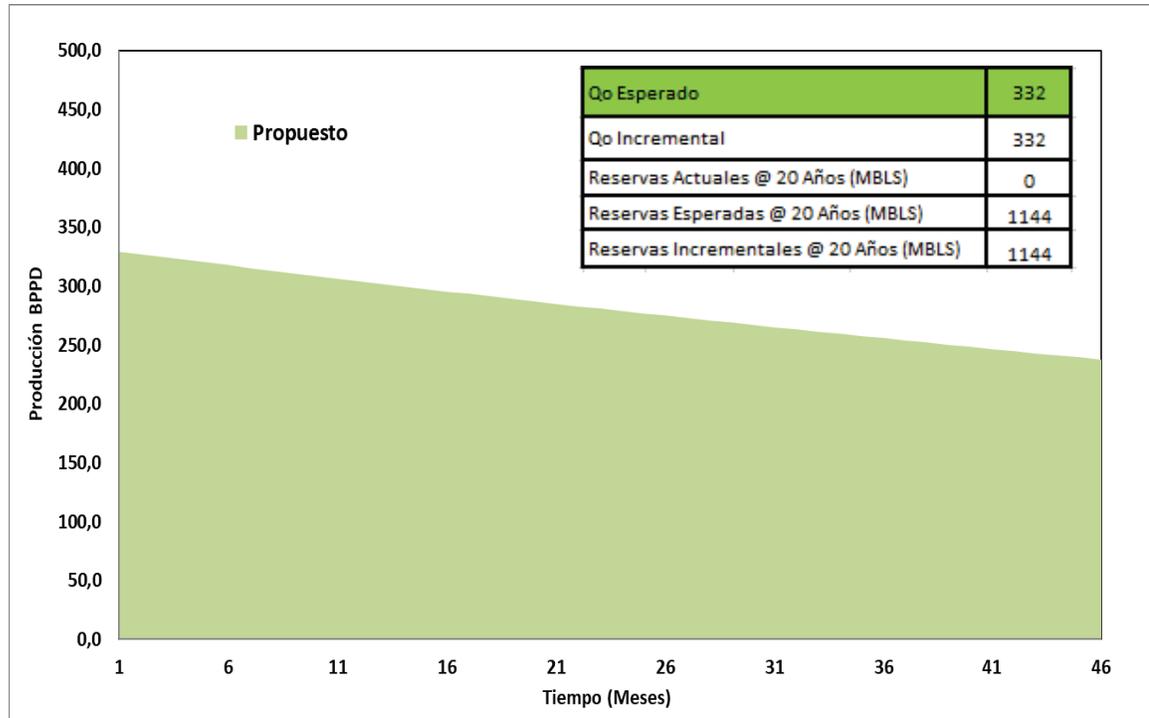
Elaborado por: Paul Coba

En base a la gráfica de la IPR, para una Pwf de 800 psi se esperan 350 BFPD con 332 BPPD y 5% BSW, debido a esto es necesario bajar un sistema de levantamiento artificial tipo BES. La producción esperada se analizó con base al pozo cercano IRIS-027.

3.2.5.7. *Pronóstico de Producción y Reservas para el pozo IRIS-038*

Se realizó el pronóstico y cálculo de las reservas para la arenisca T Inferior en base a los valores de declinación estimados por parte de la compañía operadora; ver Figura 3.36.

Figura 3.36: Pronóstico de producción para el pozo IRIS-038 en la arenisca T Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Con el análisis de estimación de reservas mediante declinación tipo exponencial se espera que en 20 años se puedan recuperar 1144 MBLS de petróleo de la arenisca T Inferior.

3.2.5.8. *Análisis Económico para el pozo IRIS-038*

Se propone cañonear el cambio de zona a la arena T Inferior, con un costo de operación de \$652.602,08 dólares americanos. Se espera una producción de 332 BPPD y se procede a determinar los indicadores económicos VAN, TIR, relación B/C y el PRI; ver Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Análisis Económico del pozo IRIS-038

Nro	Fecha	Producción	FC Neto
0	1-Aug-17	-	-\$652.602,08
1	1-Sep-17	332,0	\$199.200,00
2	1-Oct-17	327,7	\$196.610,70
3	1-Nov-17	323,4	\$194.055,05
4	1-Dec-17	319,2	\$191.532,62
5	1-Jan-18	315,1	\$189.042,99
6	1-Feb-18	311,0	\$186.585,71
7	1-Mar-18	306,9	\$184.160,37
8	1-Apr-18	302,9	\$181.766,56
9	1-May-18	299,0	\$179.403,87
10	1-Jun-18	295,1	\$177.071,89
11	1-Jul-18	291,3	\$174.770,22
12	1-Aug-18	287,5	\$172.498,46
13	1-Sep-18	283,8	\$170.256,24
14	1-Oct-18	280,1	\$168.043,16
15	1-Nov-18	276,4	\$165.858,85
16	1-Dec-18	272,8	\$163.702,93
17	1-Jan-19	269,3	\$161.575,04
18	1-Feb-19	265,8	\$159.474,81
19	1-Mar-19	262,3	\$157.401,87
20	1-Apr-19	258,9	\$155.355,88
21	1-May-19	255,6	\$153.336,49
22	1-Jun-19	252,2	\$151.343,34
23	1-Jul-19	249,0	\$149.376,10
24	1-Aug-19	245,7	\$147.434,44
VAN (MM) = \$0,89			
TIR = 29%			
RELACION B/C = 2,5			
PRI ≈ 2 meses			

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

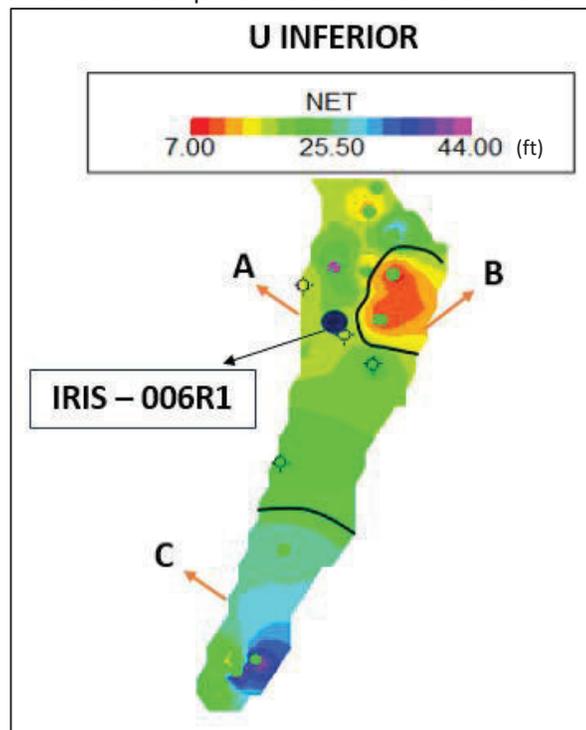
En la tabla 3.5 se muestran los resultados con un VAN mayor a cero, un TIR mayor al interés y una relación Beneficio-Costo mayor a uno, por lo que la intervención es rentable y el costo de inversión se recuperaría a partir del segundo mes.

3.2.6. POZO IRIS-006R1

3.2.6.1. Ubicación del Pozo

El pozo Iris-006R1 se ubica en la zona A del mapa de U Inferior analizado en la sección 3.1.3, al ser una de las zonas potenciales del reservorio, permite hacer un análisis al pozo candidato.

Figura 3.37: Mapa de ubicación del pozo Iris-006R1 en la arena U Inferior



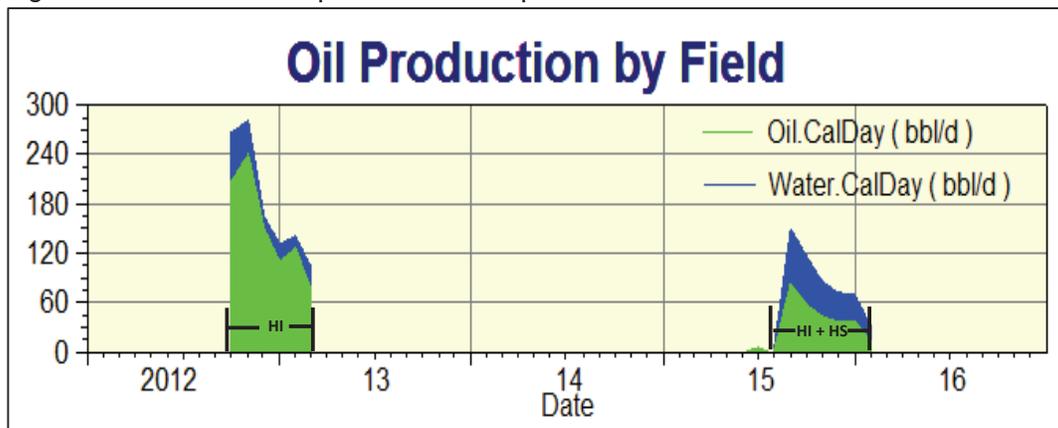
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

3.2.6.2. Análisis de Producción

El pozo IRIS-006R1 inició su producción en septiembre de 2012 en la arenisca Hollín Inferior, con una producción inicial de 480 BFPD y 456 BPPD con 5% de BSW con bombeo tipo BES. Quedó inactivo en diciembre de 2013. En septiembre del 2015 se reactivó el pozo añadiendo intervalos de Hollín Superior, su última producción reportada fue de febrero del 2016 con 105 BFPD y 52 BPPD con 50% de BSW.

Actualmente el pozo se encuentra cerrado por bajo aislamiento y fases desbalanceadas. El pozo acumuló un total de 8 MBLS de petróleo en sus dos periodos de producción. El historial de producción del pozo se presenta en la Figura 3.38.

Figura 3.38: Historial de producción del pozo IRIS-006R1



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

3.2.6.3. Análisis Petrofísico

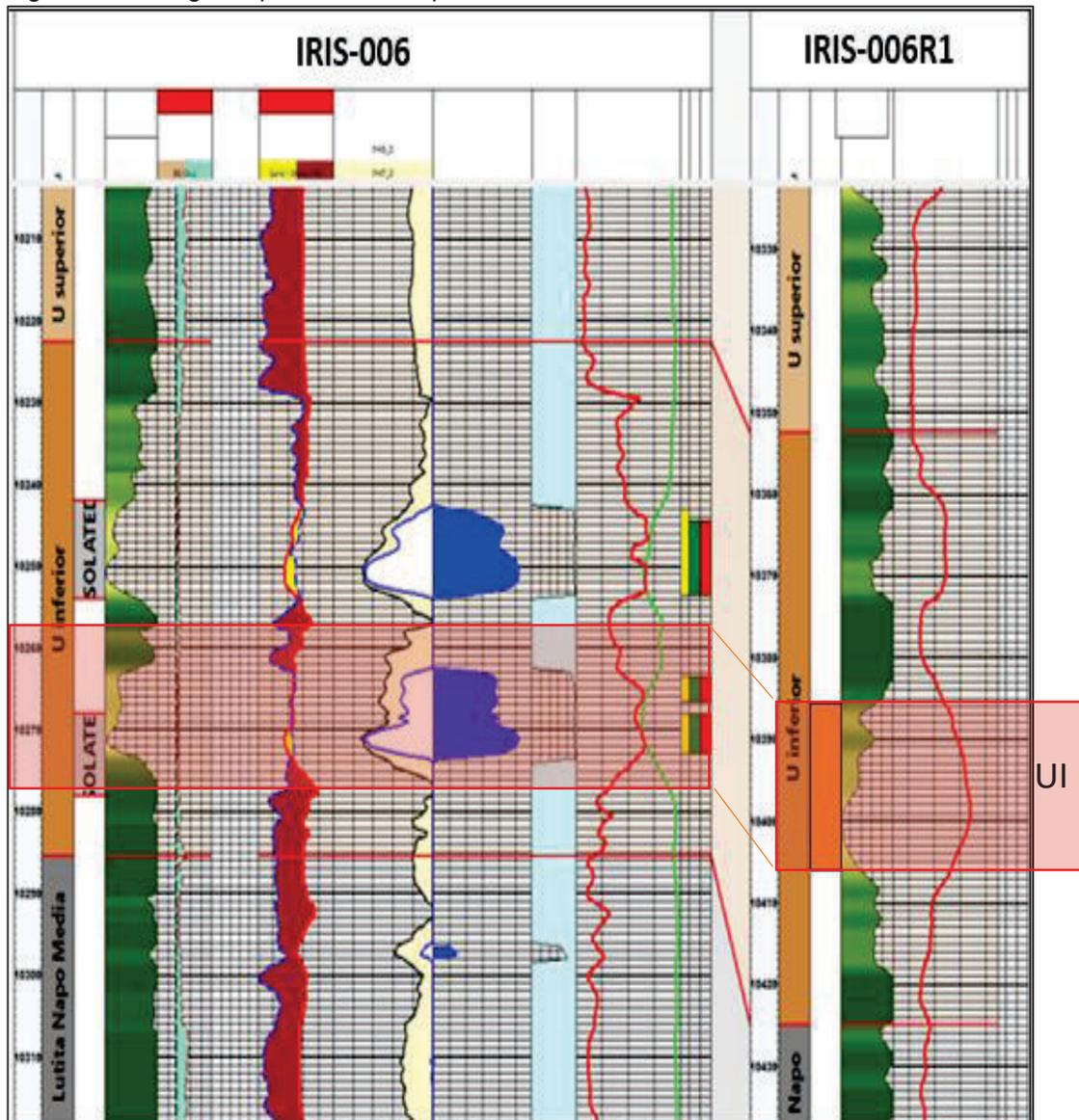
Para el pozo IRIS-006R1 no se dispone de registro petrofísico por lo que se emplea el registro petrofísico del pozo original IRIS-006, la continuidad de la arena conserva las mismas propiedades; así que se correlacionan las profundidades; ver Figura 3.39.

Se analizó el siguiente intervalo de la arenisca U Inferior:

Arena "U Inferior": 10,385'-10,408' (23 pies) MD

La correlación de los pozos Iris-006 e Iris-006R1 en el software Techlog arrojó como resultados valores de permeabilidad promedio alrededor de 125 mD y porosidades promedio de 11% en el intervalo de U Inferior analizado.

Figura 3.39: Registro petrofísico del pozo IRIS-006R1

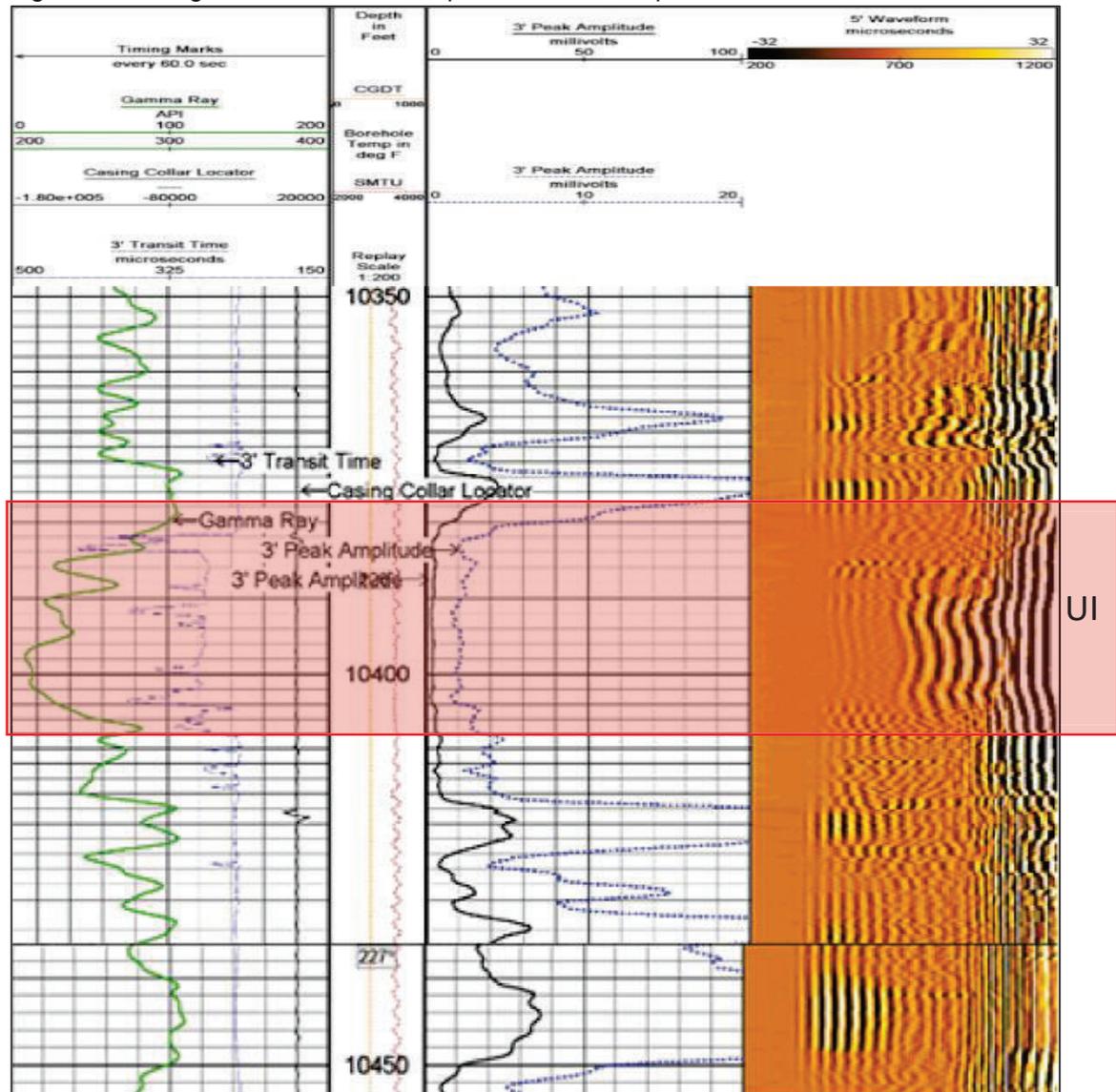


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
 Elaborado por: Paul Coba

3.2.6.4. Análisis Mecánico

En la Figura 3.40 se puede observar que el registro de cemento del pozo IRIS-038 en la arena U Inferior, en el cual el CBL muestra valores de 1 a 3 mv, lo cual representa una buena calidad de cemento. El registro VDL muestra una buena adherencia a la formación, lo cual se puede corroborar en el registro de imagen donde se observa que existe una buena cementación.

Figura 3.40: Registro de cemento del pozo IRIS-006R1 para la arena U Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

El diagrama mecánico del pozo no presenta ninguna dificultad para ser intervenido, pese a ser un pozo re-entry; ver Anexo 5.6.

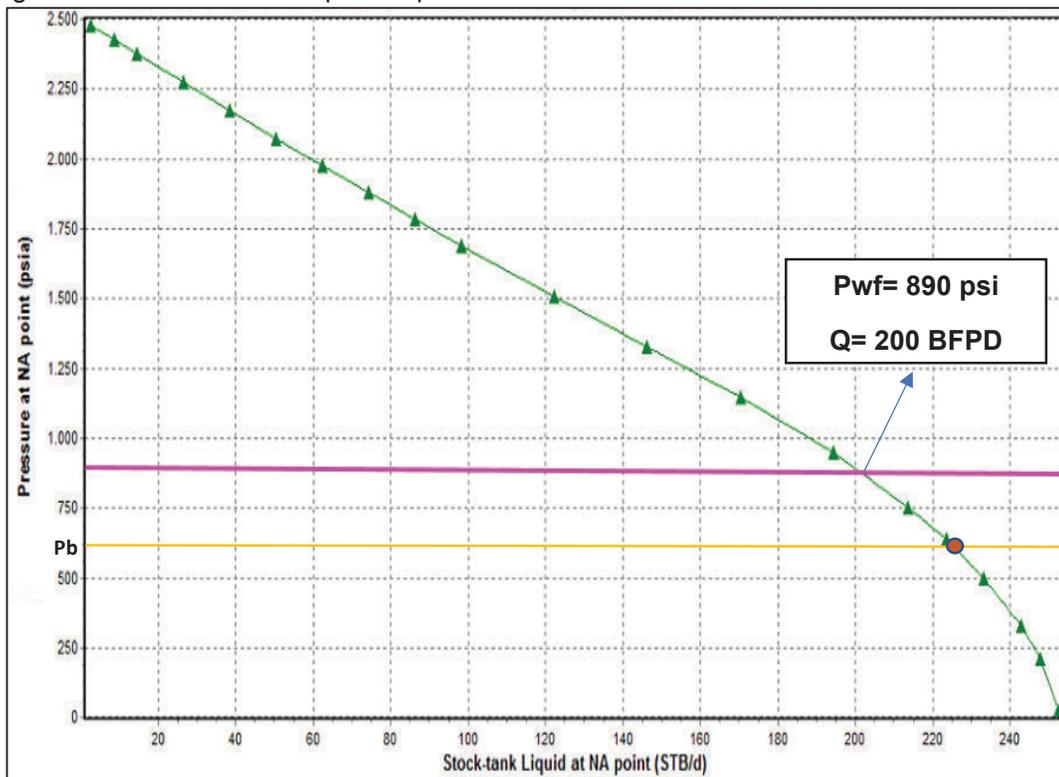
3.2.6.5. Propuesta de Reacondicionamiento

Con el objetivo de reactivar la producción en el pozo se propone: Aislar los intervalos 10,852' – 10,865' (13 pies) y 10,876' – 10,882' (6 pies) MD de la arenisca Hollín Superior y el intervalo 10,900' – 10,908' (8 pies) MD de la arenisca Hollín Inferior, luego disparar el intervalo: 10,385' – 10,408' (23 pies) MD de la arenisca U Inferior.

3.2.6.6. Análisis Nodal

En la Figura 3.41, se observa la curva IPR del pozo IRIS-006R1 para la arenisca U Inferior que se realizó con los datos obtenidos en el análisis petrofísico: Permeabilidad= 125 mD, Porosidad= 11%, Pr= 2500 psi, Tr= 194 F, Pb= 620 psi, $u_o= 5.48\text{cp}$, GOR= 0.01 (ft³/bls).

Figura 3.41: Análisis Nodal para el pozo IRIS-006R1 en la arenisca U Inferior



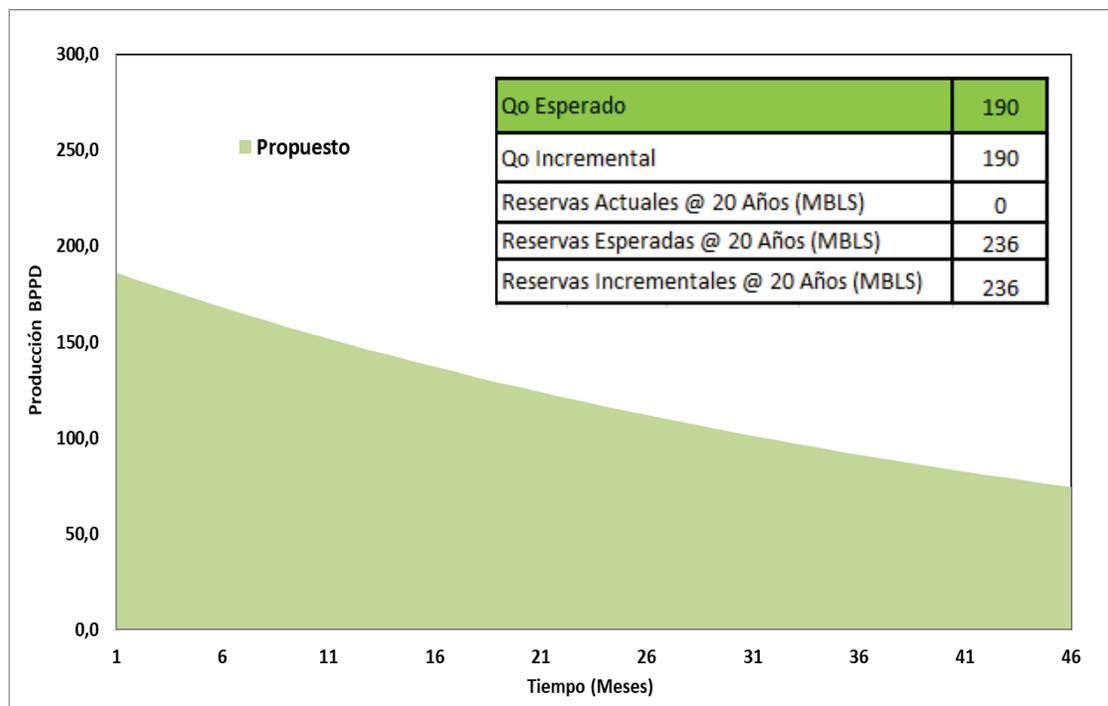
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

Se realizó un análisis para una $P_{wf}=890$ psi, y la tasa esperada de producción para este pozo es de 200 BFPD y 190 BPPD con 5% BSW. El potencial de producción se estimó en base al pozo vecino IRIS-032.

3.2.6.7. *Pronóstico de Producción y Reservas para el pozo IRIS-006R1*

Se realizó el pronóstico y cálculo de las reservas para la arenisca U Inferior en base a los valores de declinación estimados por parte de la compañía operadora; ver Figura 3.42.

Figura 3.42: Pronóstico de producción para el pozo IRIS-006R1 en la arenisca U Inferior



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

La estimación de reservas se realiza con un modelo de declinación exponencial y se espera que en 20 años se puedan recuperar 236 MBLS de petróleo de la arenisca U Inferior.

3.2.6.8. *Análisis Económico para el pozo IRIS-006R1*

Se propone cañonear el cambio de zona a la arena U Inferior, con un costo de operación de \$652.602,08 dólares americanos. Se espera una producción de 190 BPPD y se procede a determinar los indicadores económicos VAN, TIR, relación B/C y el PRI; ver Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Análisis Económico del pozo IRIS-006R1

Nro	Fecha	Producción	FC Neto
0	1-Aug-17	-	-\$652.602,08
1	1-Sep-17	190,0	\$114.000,00
2	1-Oct-17	186,3	\$111.782,49
3	1-Nov-17	182,7	\$109.608,11
4	1-Dec-17	179,1	\$107.476,03
5	1-Jan-18	175,6	\$105.385,42
6	1-Feb-18	172,2	\$103.335,48
7	1-Mar-18	168,9	\$101.325,42
8	1-Apr-18	165,6	\$99.354,45
9	1-May-18	162,4	\$97.421,82
10	1-Jun-18	159,2	\$95.526,79
11	1-Jul-18	156,1	\$93.668,61
12	1-Aug-18	153,1	\$91.846,59
13	1-Sep-18	150,1	\$90.060,00
14	1-Oct-18	147,2	\$88.308,17
15	1-Nov-18	144,3	\$86.590,41
16	1-Dec-18	141,5	\$84.906,07
17	1-Jan-19	138,8	\$83.254,49
18	1-Feb-19	136,1	\$81.635,03
19	1-Mar-19	133,4	\$80.047,08
20	1-Apr-19	130,8	\$78.490,02
21	1-May-19	128,3	\$76.963,24
22	1-Jun-19	125,8	\$75.466,16
23	1-Jul-19	123,3	\$73.998,21
24	1-Aug-19	120,9	\$72.558,80
			VAN (MM) = \$0,219
			TIR = 15%
			RELACION B/C = 1,37
			PRI ≈ 2 meses

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

De acuerdo a lo observado en la tabla 3.6 se tiene un VAN mayor a cero, un TIR mayor al interés y una relación Beneficio-Costo mayor a uno, por lo que la intervención es rentable y la inversión se recuperaría a partir del segundo mes después de la intervención.

En la tabla 3.7 se presenta un resumen de los resultados obtenidos mediante el análisis técnico-económico para el campo Iris:

Tabla 3.7. Resultados del Análisis Técnico-Económico en los pozos candidatos del Campo Iris

POZO	RESERVORIO ACTUAL	ESTADO	PROPUESTA	PRODUCCIÓN ACTUAL (BPPD)	PRODUCCIÓN ESPERADA (BPPD)	INCREMENTAL (BPPD)	INDICADORES ECONÓMICOS
IRIS-002R1	TI	Cerrado	Reactivación en la misma arena	0	140	140	VAN = \$0,032 MM TIR = 11% B/C = 1,05 PRI = 8 meses
IRIS-028R1	TI	Produciendo	Producción en conjunto con arenisca U Inferior	118	348	230	VAN = \$1,039 MM TIR = 31% B/C = 2,75 PRI = 5 meses
IRIS-038	HS	Produciendo	Cambio de Zona a T Inferior	93	332	239	VAN = \$0,89 MM TIR = 29% B/C = 2,5 PRI = 2 meses
IRIS-006R1	HI+HS	Cerrado	Cambio de Zona a U Inferior	0	190	190	VAN = \$0,219 TIR = 15% B/C = 1,37 PRI = 2 meses

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES

La mayoría de pozos en el campo Iris se encuentran actualmente produciendo de la arena Napo, 15 pozos en la arena T Inferior y 14 pozos en la arena U Inferior, lo que representa que el 75% de los pozos activos del campo se encuentran en este reservorio

La arenisca Hollín, pese a tener buenas características petrofísicas y geológicas, al tener presencia de acuífero de fondo no se presentan como buenos candidatos para realizar trabajos de reacondicionamiento en este reservorio, debido a que los pozos tienden a inundarse rápidamente.

La arenisca Napo, tanto en sus arenas "U" y "T", no posee características tan buenas como las de Hollín, sin embargo, al tener un mecanismo de producción diferente de expansión roca-fluido, ha hecho que estos reservorios, en especial los de la zona Inferior sean los principales objetivos para trabajos de reacondicionamiento.

Los mapas de propiedades realizados en este trabajo han permitido identificar zonas potenciales para cada reservorio del campo Iris, y con esto, analizar las arenas en las que se encuentran produciendo los pozos, para determinar si es necesario o no realizar un trabajo de reacondicionamiento. Con los mapas se concluye que las arenas U Inferior y T Inferior tienen un mayor número de zonas con mayores oportunidades de desarrollo.

La arenisca T Inferior tiene mayores reservas remanentes, seguido de las areniscas Hollín Inferior y U Inferior, lo que las hace los objetivos principales para el desarrollo del campo.

De acuerdo con los datos obtenidos en este trabajo, se propusieron 5 pozos a ser intervenidos, de los cuales el pozo IRIS-053 fue intervenido, obteniendo un incremental de 784 BPPD, lo que deja un buen precedente para la intervención de los pozos propuestos.

En las cuatro intervenciones propuestas: dos en la arena T Inferior, uno en la arena U Inferior, y un trabajo en conjunto en las arenas T Inferior y U Inferior; se espera obtener un incremental de 799 BPPD, que sumados a los 784 BPPD del pozo intervenido IRIS-053 se tiene un total de 1533 BPPD.

Analizando los resultados obtenidos mediante los indicadores económicos de cada pozo, se determina que los trabajos de reacondicionamiento propuestos para los pozos Iris-028R1, Iris-038 e Iris 006R1 son rentables y tienen un tiempo de recuperación de inversión relativamente corto (2 a 5 meses). El pozo Iris-002R1 se considera como pozo “Low Flow” por lo que su rentabilidad y tiempo de recuperación de la inversión se ven reflejadas en un periodo de tiempo más extenso (a partir de los 8 meses).

4.2. RECOMENDACIONES

Es importante realizar pruebas de B'UPs en más pozos del campo, para tener una visión más clara de las presiones en las distintas zonas de los reservorios, ya que ésta cumple un papel fundamental al momento de realizar un análisis para el reacondicionamiento de un pozo.

Es recomendable, para la elaboración de los mapas de propiedades, contar con la mayor cantidad de información disponible respecto a todos los pozos del campo, la misma que debe ser validada y comprobada previo a ser cargada en el software.

Al analizar los mapas con los pozos en cada reservorio, se pudo comprobar que la gran mayoría de ellos se encuentran produciendo óptimamente de las arenas en las que se encuentran actualmente. Aquellos que no lo estaban fueron propuestos en este trabajo para una intervención. Sin embargo, como el estado de los pozos varia constantemente se recomienda realizar análisis de este tipo periódicamente.

Para la elaboración de propuestas de reacondicionamiento es necesario contar con la mayor cantidad de información del pozo respecto a su historial de producción y reacondicionamientos, propiedades petrofísicas, presión, estado mecánico; de manera que se pueda realizar un análisis completo y obtener una estimación de producción más exacta.

Se recomienda realizar un estudio para un proyecto de recuperación secundaria, con el objetivo de mantener la presión en zonas depletadas de la arenisca Napo (T Inferior y U Inferior).

Éste trabajo representa una herramienta de ayuda para buscar oportunidades de desarrollo en el campo. Es recomendable que se lo complemente con otros tipos de análisis como modelos de simulación estáticos y/o dinámicos para poder tener más certeza en futuras intervenciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ahmed, U. (2004). *Máximo aprovechamiento de los campos maduros*. Schlumberger.

Baby, P., Rivadeneira M. y Barragán R. (2006). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Schlumberger.

Bastidas, D. (2008). *Optimización de la Producción del Campo Culebra-Yulebra aplicando Técnicas de Gestión Integrada de Yacimientos*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos.

Bradley, H.B. (1992). *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers.

Calispa, D. y Proaño, M. (2011). *Optimización de la Producción del Campo Auca mediante Análisis Nodal*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Proyecto previo a la obtención del título de Ingenieros en Petróleos.

Caicedo, A. y Cuenca, W. (2009). *Optimización de las facilidades de producción del campo Auca para las actuales condiciones de operación del campo*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Proyecto previo a la obtención del título de Ingenieros en Petróleos.

Craft, B.C. y Hawkins, M.F. (1991). *Applied Reservoir Engineering*. Prentice-Hall International. New Jersey.

Corrales, C. (2007). *Análisis Nodal y Explotación de Petróleo*. México: UNAM.

Duran, J. y Torres, J. (2009). *Explotación de Campos Maduros, Aplicaciones de Campo*. México: Tesis de Ingeniería. Universidad Autónoma de México.

Escobar, F. (2004). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana, Primera Edición.

García, J. y Rodríguez, P. (2010). *Actualización de Reservas del Campo Cononaco*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Proyecto previo a la obtención del título de Ingenieros en Petróleos.

Gavilanes, J. y Torres, L. (2009). *Actualización de Reservas del Campo Cononaco*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Proyecto previo a la obtención del título de Ingenieros en Petróleos.

Gustavojobn. (2008). *Mecanismos de Producción*. Recuperado de <https://es.scribd.com/doc/20974433/Mecanismos-de-producción>.

Hernández, M. (2013). *Estudio Integral para el Desarrollo del Reservorio Basal Tena en el Campo Colibrí*. Quito: Universidad Central del Ecuador. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos.

Mannucci, J. (1995). *Caracterización Física de Yacimientos*. Manniron Consultores. Zulia, Venezuela.

Martínez, D. (2016). *El Factor de Recuperación; La Incertidumbre en su cálculo*. México: Universidad Nacional Autónoma de México. Proyecto previo a la obtención de título de Ingeniero Petrolero.

Medina, M., Galacho, M. Monsalvo, G. Larriestra, C. y Curia, D. (2015). *Estudio de Reservorios Integrado, Campo La Victoria*. Venezuela.

PEMEX. (2011). *Las Reservas de Hidrocarburos de México*. México: Pemex Exploración y Producción.

Rodríguez, J. (2007). *Ingeniería Básica de Yacimientos*. Universidad de Oriente.

Romero, R. (2009). *Yacimientos II, Mecanismos de Producción*. Recuperado de: <http://robertyaci.blogspot.com/2009/11/mecanismos-de-produccion.html>

Sandoval, J. (2013). *Metodología para la identificación de pozos con oportunidades de incremento de producción en campos maduros*. Quito: Universidad Central del Ecuador. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos.

Satter, A. y Thakur, G. (2004). *Integrated Petroleum Reservoir Management*.

Sierra, J. y Suarez, W. (2007). *Plan Integral de Desarrollo de Campos Maduros*. Caso Base (Tesis de Ingeniería). Universidad Industrial de Santander.

Shaya Ecuador S.A. (2016). *Ingeniería De Producción*. Quito: Schlumberger.

Shlumberger, (2009). *OilField Manager Fundamentals*. Houston.

Shlumberger, (2014). *Candidate Recognition for Production Optimization. Reservoir Optimization using Applied Oilfield Manager (OFM)*. Schlumberger Information Solutions.

Shlumberger, (2015). *SPM Partners in Production. Decline Curve Analysis*. Curso de Reservas Londres 2015.

SPE, AAGP, WPC, SPEE, (2007). *Petroleum Resources Management System*. Londres.

GLOSARIO

Acuífero: Una porción acuífera de un yacimiento de petróleo que tiene desplazamiento por empuje de agua.

Buzamiento: Es el ángulo formado por la línea de máxima pendiente de la superficie de un estrato, filón o falla con su proyección sobre el plano horizontal.

Espesor Neto: Es la parte de la arena petrolífera de espesor bruto del yacimiento que contribuye al recorvo del petróleo.

Factor de Recobro: Cantidad recuperable de hidrocarburos existente en el lugar, normalmente expresada como un porcentaje.

Factor Volumétrico: Volumen de petróleo y gas disuelto en condiciones del yacimiento dividido por el volumen del petróleo en condiciones normales.

Gravedad API: Escala de gravedad específica para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados.

Índice de Productividad: Una forma matemática de expresión de la capacidad de un yacimiento para suministrar fluidos al pozo.

Permeabilidad: La capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.

Porosidad: El porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

POES: Petróleo Original In Situ, s el volumen inicial u original del petróleo existente en las acumulaciones naturales.

Presión de Burbuja: Condiciones de presión y temperatura a las cuales sale la primera burbuja del gas en solución del petróleo.

Saturación: La cantidad relativa de agua, petróleo y gas presente en los poros de una roca, usualmente como un porcentaje del volumen.

Viscosidad: Una propiedad de los fluidos y las lechadas que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

ANEXOS

ANEXO 1

DATOS PETROFÍSICOS PARA LA CREACIÓN DE LOS MAPAS DE
PROPIEDADES

ANEXO No. 1.1. SUMARIOS PETROFÍSICOS PARA MAPAS DE PROPIEDADES

POZO	PAD	ARENA	NET	POROSIDAD	So
IRIS-002	-	HI	25	0,161	0,9
		HS	4	0,14	0,673
		TI	41	0,128	0,868
		TS	8,5	0,107	0,688
		UI	8,5	0,12	0,791
		US	6,529	0,141	0,86
IRIS-002I	-	HI	11	0,127	0,76
		HS	0	0	0
		TI	16,5	0,102	0,801
		TS	0	0	0
		UI	9	0,123	0,699
		US	1	0,148	0,679
IRIS-002R1	-	HI	10,196	0,136	0,668
		HS	4,304	0,122	0,747
		TI	39,5	0,143	0,883
		TS	16,5	0,135	0,746
		UI	24	0,127	0,915
		US	0,5	0,075	0,76
IRIS-003	-	HI	47,332	0,149	0,791
		HS	8,168	0,152	0,702
		TI	19,5	0,123	0,857
		TS	5,5	0,089	0,692
		UI	10,5	0,115	0,796
		US	1,32	0,106	0,799
IRIS-004	-	HI	14,5	0,131	0,849
		HS	11	0,135	0,829
		TI	53	0,114	0,876
		TS	9,5	0,105	0,722
		UI	18,5	0,124	0,913
		US	0	0	0
IRIS-005	-	HI	25,5	0,149	0,882
		HS	7,023	0,121	0,72
		TI	4,5	0,086	0,624
		TS	30	0,105	0,701
		UI	23	0,151	0,954
		US	1,92	0,133	0,856
IRIS-007	-	HI	41,653	0,179	0,864
		HS	16,347	0,156	0,774
		TI	26	0,113	0,863
		TS	16,5	0,132	0,803
		UI	14	0,198	0,779
		US	8,177	0,155	0,908

IRIS-007R1	-	HI	31	0,181	0,739
		HS	24,5	0,159	0,709
		TI	33	0,164	0,855
		TS	13,5	0,108	0,729
		UI	0	0	0
		US	18,5	0,147	0,862
IRIS-008	-	HI	33	0,175	0,856
		HS	7,5	0,15	0,707
		TI	9,11	0,138	0,85
		TS	24,39	0,109	0,753
		UI	8,5	0,18	0,933
		US	1,5	0,124	0,888
IRIS-009	-	HI	12	0,136	0,931
		HS	21	0,108	0,865
		TI	20,5	0,102	0,842
		TS	2,5	0,085	0,627
		UI	27	0,154	0,935
		US	0	0	0
IRIS-010	-	HI	17,587	0,145	0,803
		HS	2,413	0,107	0,713
		TI	0,5	0,071	0,866
		TS	0	0	0
		UI	2,5	0,123	0,81
		US	2	0,097	0,928
IRIS-011	-	HI	15,641	0,184	0,862
		HS	3,359	0,112	0,662
		TI	0	0	0
		TS	12,5	0,12	0,721
		UI	22	0,136	0,937
		US	1	0,1	0,879
IRIS-011R1	-	HI	39,932	0,179	0,787
		HS	3,568	0,105	0,704
		TI	20,5	0,126	0,865
		TS	15,5	0,137	0,796
		UI	4	0,097	0,838
		US	2	0,121	0,814
IRIS-015	-	HI	6	0,133	0,862
		HS	6,5	0,094	0,774
		TI	6,5	0,16	0,869
		TS	8	0,148	0,664
		UI	23	0,152	0,904
		US	0	0	0
IRIS-016	-	HI	66,67	0,163	0,821
		HS	7,331	0,135	0,729
		TI	52	0,13	0,763
		TS	28,5	0,147	0,688
		UI	7,5	0,149	0,92
		US	0	0	0

IRIS-017	-	HI	79,285	0,152	0,827
		HS	0,715	0,093	0,744
		TI	9,5	0,095	0,869
		TS	3	0,087	0,716
		UI	6	0,098	0,743
		US	0	0	0
IRIS-017R1	-	HI	38,5	0,164	0,77
		HS	0	0	0
		TI	17	0,167	0,855
		TS	3,5	0,084	0,63
		UI	18	0,157	0,911
		US	3,736	0,154	0,837
IRIS-019	-	HI	80	0,166	0,841
		HS	8,714	0,105	0,67
		TI	27,5	0,126	0,942
		TS	18	0,127	0,774
		UI	6	0,09	0,8
		US	7	0,137	0,916
IRIS-020	-	HI	113	0,164	0,825
		HS	12,213	0,113	0,733
		TI	29,392	0,149	0,884
		TS	12,108	0,113	0,811
		UI	11,5	0,186	0,859
		US	11	0,11	0,894
IRIS-021	-	HI	34	0,164	0,897
		HS	2,078	0,095	0,843
		TI	28	0,18	0,888
		TS	0	0	0
		UI	25	0,156	0,957
		US	11,5	0,151	0,912
IRIS-022	-	HI	25,971	0,15	0,76
		HS	5,029	0,099	0,781
		TI	0	0	0
		TS	0	0	0
		UI	0	0	0
		US	0	0	0
IRIS-023	-	HI	36,19	0,158	0,711
		HS	24,31	0,122	0,732
		TI	64,5	0,148	0,875
		TS	8,5	0,095	0,793
		UI	17,5	0,098	0,891
		US	3	0,087	0,799
IRIS-025	-	HI	63,5	0,17	0,706
		HS	10,589	0,122	0,723
		TI	34,5	0,128	0,782
		TS	6,5	0,089	0,698
		UI	10	0,104	0,662
		US	12,894	0,15	0,881

IRIS-026	-	HI	0,5	0,13	0,618
		HS	7,5	0,126	0,731
		TI	0,488	0,139	0,1
		TS	2	0,089	0,696
		UI	0	0	0
		US	0	0	0
IRIS-028	-	HI	47	0,158	0,76
		HS	10,5	0,094	0,691
		TI	44,5	0,112	0,731
		TS	4,5	0,086	0,676
		UI	21,5	0,165	0,909
		US	3,5	0,124	0,855
IRIS-028R1	-	HI	3,253	0,125	0,661
		HS	6,747	0,13	0,688
		TI	50	0,134	0,789
		TS	12,5	0,119	0,71
		UI	25	0,131	0,879
		US	3,5	0,106	0,814
IRIS-029	-	HI	76,5	0,159	0,828
		HS	6	0,162	0,649
		TI	39,5	0,117	0,788
		TS	9	0,102	0,675
		UI	3,5	0,133	0,658
		US	3,753	0,134	0,877
IRIS-031	-	HI	19	0,148	0,849
		HS	0	0	0
		TI	17,5	0,117	0,787
		TS	0,5	0,079	0,605
		UI	11	0,132	0,808
		US	0	0	0
IRIS-031R1	-	HI	9	0,145	0,863
		HS	0,024	0,091	0,737
		TI	17,5	0,115	0,789
		TS	2	0,091	0,615
		UI	11,5	0,125	0,817
		US	0	0	0
IRIS-032	-	HI	65,5	0,161	0,804
		HS	14,519	0,143	0,815
		TI	72,5	0,168	0,886
		TS	1,5	0,103	0,64
		UI	22	0,13	0,87
		US	8,5	0,154	0,897
IRIS-033	-	HI	60,5	0,145	0,84
		HS	22,169	0,105	0,834
		TI	30,5	0,134	0,854
		TS	0	0	0
		UI	0	0	0
		US	19	0,128	0,934

IRIS-035	-	HI	21,502	0,155	0,708
		HS	13,998	0,115	0,692
		TI	68,5	0,154	0,851
		TS	0	0	0
		UI	2,5	0,097	0,663
		US	5,5	0,147	0,844
IRIS-001	A	HI	40,5	0,141	0,685
		HS	14,5	0,139	0,69
		TI	47,897	0,109	0,886
		TS	38,603	0,108	0,717
		UI	24,156	0,126	0,877
		US	8,344	0,112	0,801
IRIS-047	A	HI	30	0,151	0,784
		HS	12	0,11	0,799
		TI	61	0,141	0,804
		TS	2	0,101	0,714
		UI	26	0,151	0,871
		US	5	0,112	0,757
IRIS-048	A	HI	16,562	0,148	0,675
		HS	7,438	0,12	0,774
		TI	74,25	0,16	0,8
		TS	4	0,104	0,708
		UI	7,25	0,131	0,928
		US	17	0,167	0,906
IRIS-051	A	HI	26	0,173	0,706
		HS	8,25	0,15	0,67
		TI	77,5	0,167	0,828
		TS	6,5	0,108	0,73
		UI	16,25	0,107	0,716
		US	10,75	0,164	0,911
IRIS-012	B	HI	28,406	0,177	0,727
		HS	14,094	0,108	0,685
		TI	36,5	0,158	0,869
		TS	12	0,146	0,68
		UI	1	0,078	0,815
		US	0	0	0
IRIS-013	C	HI	91	0,171	0,856
		HS	1	0,113	0,615
		TI	55,263	0,176	0,916
		TS	16	0,098	0,813
		UI	0	0	0
		US	0	0	0
IRIS-036	C	HI	11	0,145	0,719
		HS	18	0,132	0,711
		TI	43,5	0,154	0,879
		TS	7,5	0,091	0,812
		UI	17	0,146	0,828
		US	5,5	0,132	0,91

IRIS-046	C	HI	39,5	0,162	0,79
		HS	12,92	0,12	0,818
		TI	32	0,115	0,815
		TS	21,5	0,125	0,786
		UI	5,5	0,118	0,754
		US	4,5	0,131	0,807
IRIS-046R1	C	HI	24,527	0,168	0,738
		HS	0,973	0,105	0,783
		TI	50,5	0,12	0,794
		TS	8,5	0,094	0,69
		UI	0	0	0
		US	8,301	0,141	0,849
IRIS-058	C	HI	43,75	0,173	0,778
		HS	20,25	0,133	0,74
		TI	18,75	0,148	0,874
		TS	13	0,103	0,757
		UI	3	0,183	0,827
		US	16,25	0,147	0,885
IRIS-059	C	HI	49	0,146	0,765
		HS	5,5	0,138	0,788
		TI	23,5	0,126	0,836
		TS	14	0,123	0,764
		UI	14	0,135	0,865
		US	12,971	0,167	0,9
IRIS-061	C	HI	41,5	0,159	0,728
		HS	11	0,104	0,687
		TI	20,5	0,125	0,864
		TS	13	0,139	0,699
		UI	7	0,122	0,683
		US	11	0,154	0,89
IRIS-024	D	HI	65,633	0,144	0,889
		HS	31,867	0,123	0,821
		TI	65,001	0,155	0,869
		TS	6,5	0,144	0,631
		UI	0	0	0
		US	6	0,129	0,852
IRIS-037	D	HI	37,425	0,147	0,731
		HS	6,234	0,12	0,723
		TI	53,393	0,137	0,873
		TS	3,992	0,105	0,785
		UI	7,984	0,129	0,696
		US	4,99	0,121	0,817
IRIS-049	D	HI	47,756	0,158	0,791
		HS	25,994	0,135	0,768
		TI	39,25	0,15	0,815
		TS	3,5	0,101	0,677
		UI	9,5	0,145	0,821
		US	12,5	0,135	0,869

IRIS-050	D	HI	0	0	0
		HS	19,979	0,132	0,725
		TI	40,75	0,129	0,793
		TS	0	0	0
		UI	11,25	0,138	0,797
		US	11	0,154	0,885
IRIS-014	E	HI	98,911	0,168	0,877
		HS	19,589	0,129	0,794
		TI	27,5	0,149	0,86
		TS	21	0,128	0,803
		UI	17	0,1	0,907
		US	1,096	0,094	0,899
IRIS-030	E	HI	57,978	0,159	0,817
		HS	14,022	0,105	0,704
		TI	63	0,133	0,884
		TS	15,25	0,117	0,718
		UI	6,5	0,115	0,909
		US	5,493	0,133	0,939
IRIS-053	F	HI	0	0	0
		HS	2,5	0,152	0,639
		TI	67,5	0,198	0,805
		TS	10,25	0,164	0,685
		UI	32	0,186	0,894
		US	28,25	0,213	0,896
IRIS-054	F	HI	21,25	0,17	0,869
		HS	25,496	0,113	0,878
		TI	57	0,135	0,799
		TS	6,5	0,089	0,731
		UI	2,75	0,131	0,65
		US	13,252	0,146	0,888
IRIS-055	F	HI	0	0	0
		HS	11	0,093	0,811
		TI	47	0,119	0,768
		TS	4	0,125	0,616
		UI	17,5	0,144	0,906
		US	16,5	0,165	0,855
IRIS-056	F	HI	6	0,152	0,669
		HS	13,531	0,117	0,713
		TI	67,5	0,166	0,851
		TS	2,5	0,118	0,663
		UI	16,5	0,109	0,77
		US	0	0	0
IRIS-027	G	HI	19	0,13	0,734
		HS	13,5	0,09	0,722
		TI	55,036	0,156	0,853
		TS	16,464	0,12	0,697
		UI	8,5	0,156	0,877
		US	0	0	0

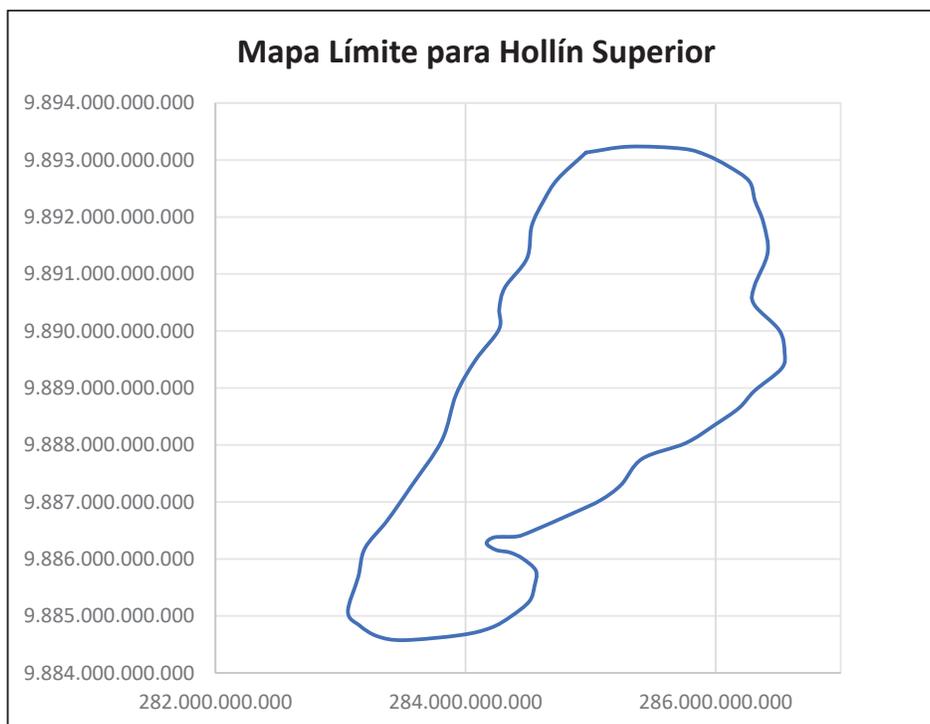
IRIS-018	G	HI	70,5	0,143	0,893
		HS	16,61	0,127	0,778
		TI	4	0,108	0,86
		TS	7,5	0,105	0,694
		UI	11	0,115	0,803
		US	0	0	0
IRIS-034	I	HI	32,5	0,164	0,811
		HS	0	0	0
		TI	27,846	0,138	0,736
		TS	36,655	0,148	0,881
		UI	7	0,139	0,806
		US	0	0	0
IRIS-038	I	HI	0	0	0
		HS	0	0	0
		TI	25	0,141	0,743
		TS	0	0	0
		UI	4,5	0,088	0,743
		US	2	0,082	0,72
IRIS-039	I	HI	37,71	0,131	0,727
		HS	6,79	0,097	0,632
		TI	75,5	0,146	0,816
		TS	32,5	0,1	0,764
		UI	18	0,156	0,873
		US	1,5	0,097	0,649
IRIS-040	I	HI	23,5	0,14	0,808
		HS	0	0	0
		TI	16	0,107	0,737
		TS	14	0,099	0,716
		UI	30,5	0,149	0,926
		US	0	0	0
IRIS-040S1	I	HI	30,5	0,152	0,788
		HS	0	0	0
		TI	24,5	0,11	0,735
		TS	5,5	0,094	0,665
		UI	44	0,15	0,923
		US	0	0	0
IRIS-041	I	HI	21,5	0,178	0,869
		HS	1,498	0,08	0,646
		TI	49	0,131	0,77
		TS	30,5	0,116	0,761
		UI	43	0,159	0,92
		US	0	0	0
IRIS-042	I	HI	33,25	0,155	0,808
		HS	3,25	0,122	0,705
		TI	24	0,103	0,698
		TS	0	0	0
		UI	4	0,098	0,793
		US	1,464	0,097	0,826

IRIS-006	J	HI	7,377	0,12	0,693
		HS	3,623	0,116	0,673
		TI	11,5	0,113	0,787
		TS	23,5	0,127	0,818
		UI	23	0,151	0,946
		US	8,5	0,143	0,908
IRIS-064	F	HI	10	0,15	0,75
		HS	14	0,108	0,786
		TI	24,5	0,153	0,787
		TS	2,5	0,115	0,726
		UI	20	0,166	0,859
		US	11	0,15	0,825

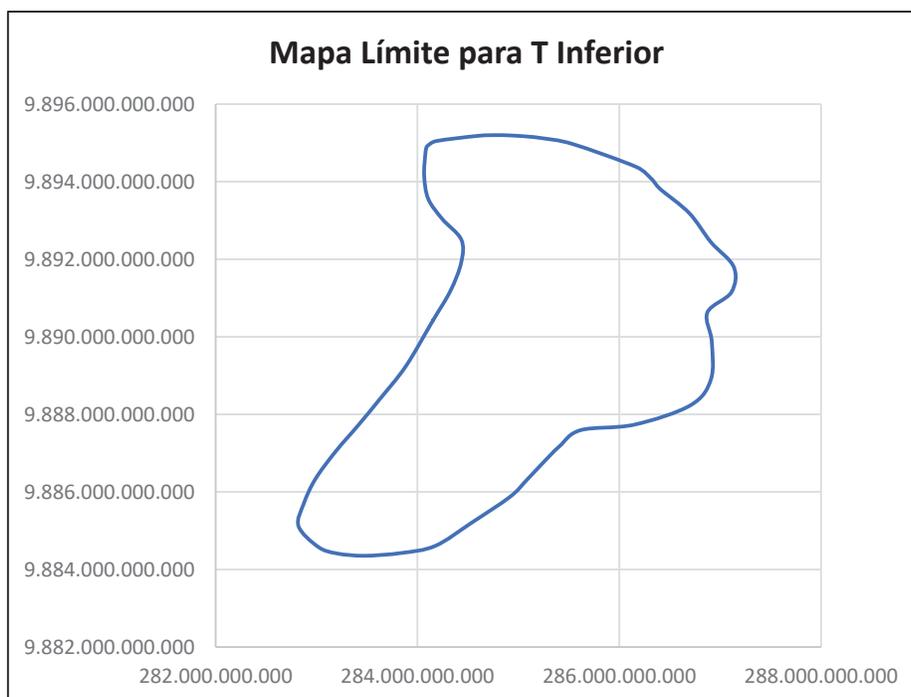
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
 Elaborado por: Paul Coba

ANEXO 2

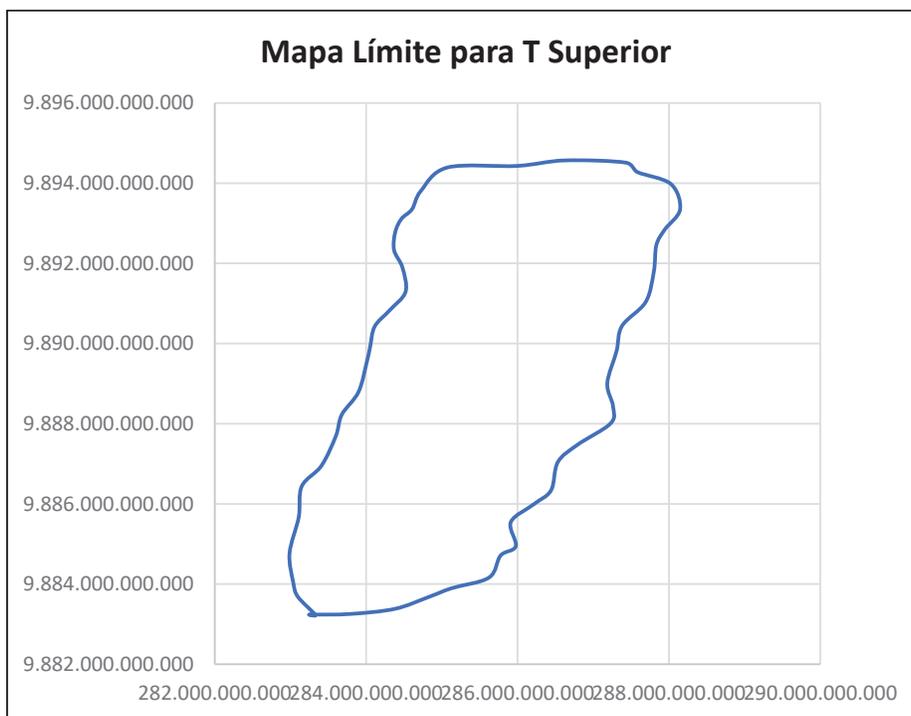
LÍMITES PARA ELABORACION DE LOS MAPAS DE PROPIEDADES

ANEXO No. 2.1. LÍMITE DE ÁREA PARA HOLLÍN SUPERIOR

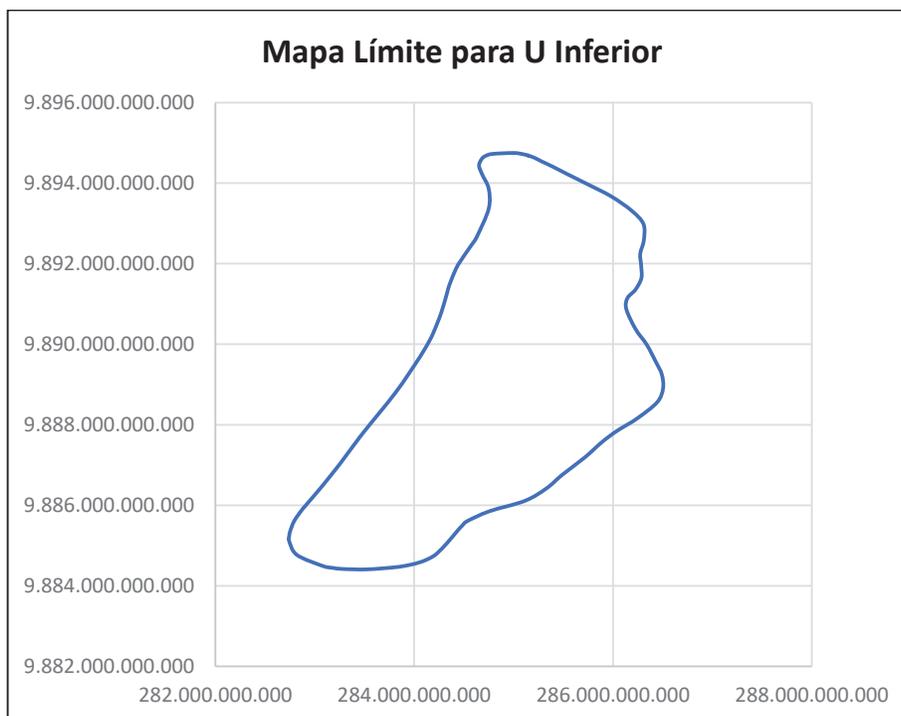
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

ANEXO No. 2.2. LÍMITE DE ÁREA PARA T INFERIOR

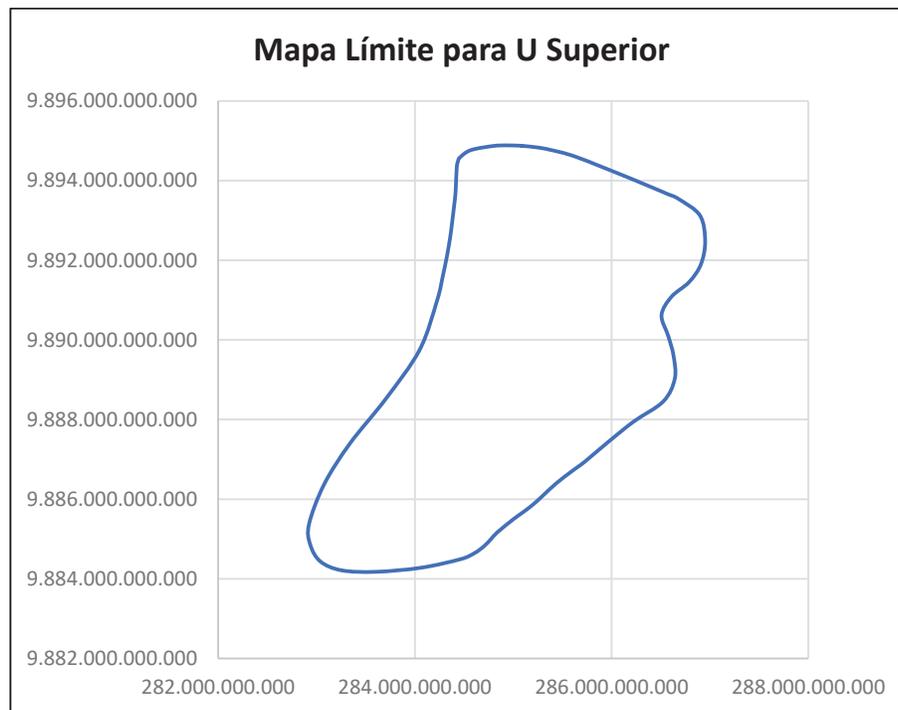
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

ANEXO No. 2.3. LÍMITE DE ÁREA PARA T SUPERIOR

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

ANEXO No. 2.4. LÍMITE DE ÁREA PARA U INFERIOR

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

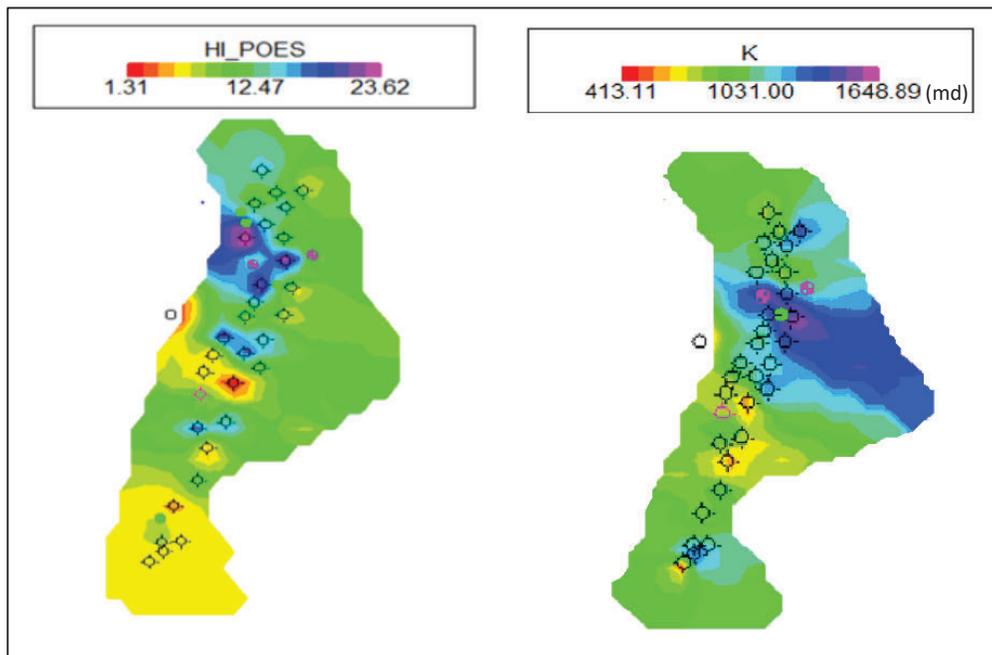
ANEXO No. 2.5. LÍMITE DE ÁREA PARA U SUPERIOR

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

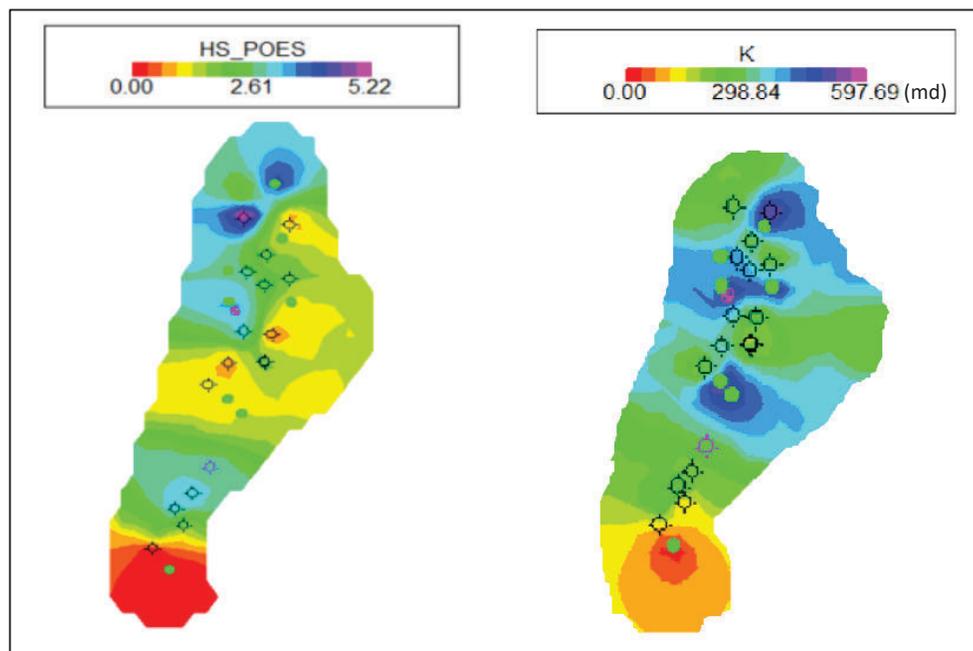
ANEXO 3

MAPAS DE POES Y PERMEABILIDAD PARA LOS RESERVORIOS DEL
CAMPO IRIS

ANEXO No. 3.1. MAPA DE POES Y PERMEABILIDAD PARA LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR

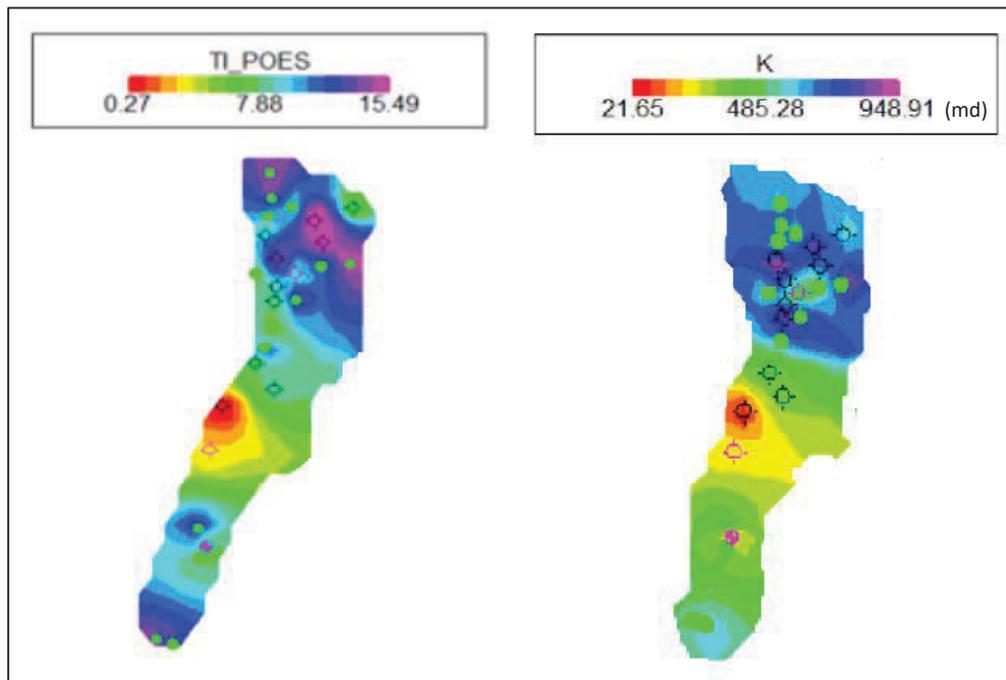


ANEXO No. 3.2. MAPA DE POES Y PERMEABILIDAD PARA LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR

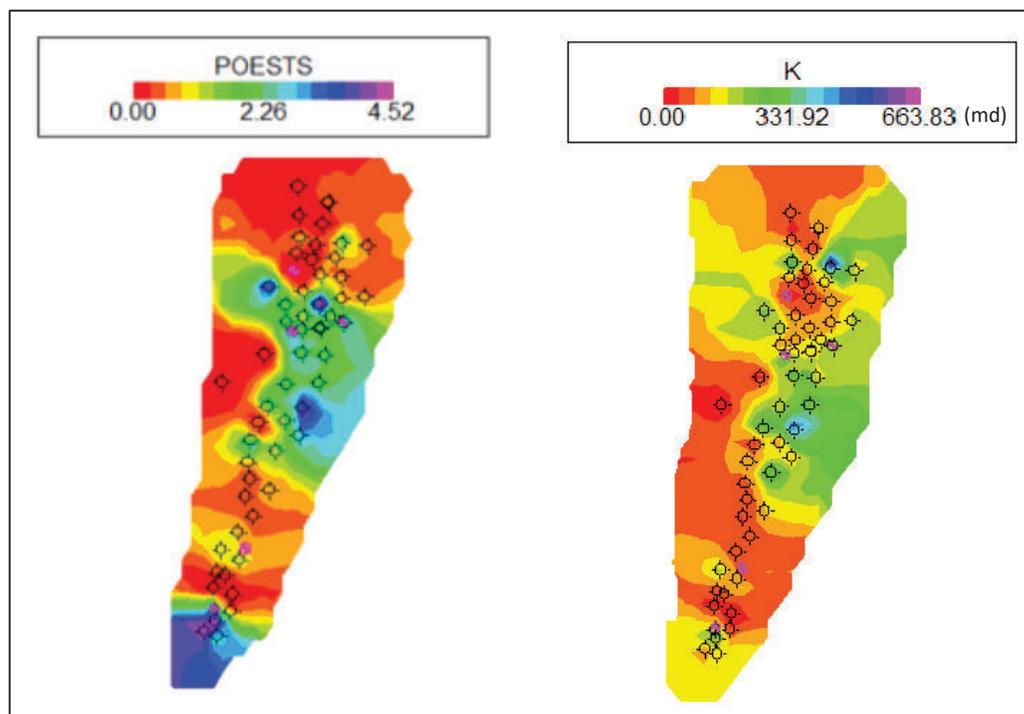


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

ANEXO No. 3.3. MAPA DE POES Y PERMEABILIDAD PARA LA ARENISCA T INFERIOR

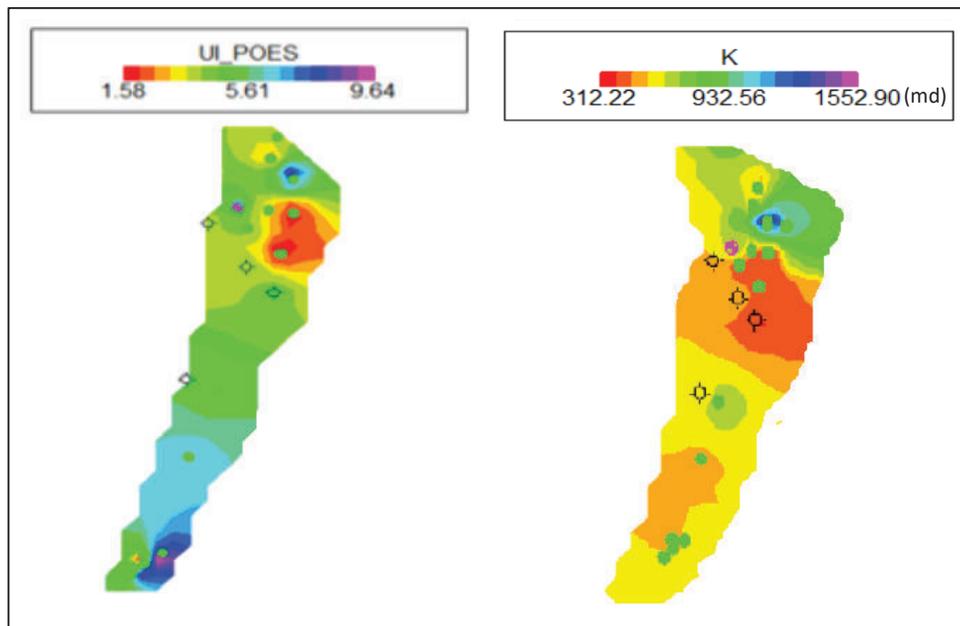


ANEXO No. 3.4. MAPA DE POES Y PERMEABILIDAD PARA LA ARENISCA T SUPERIOR

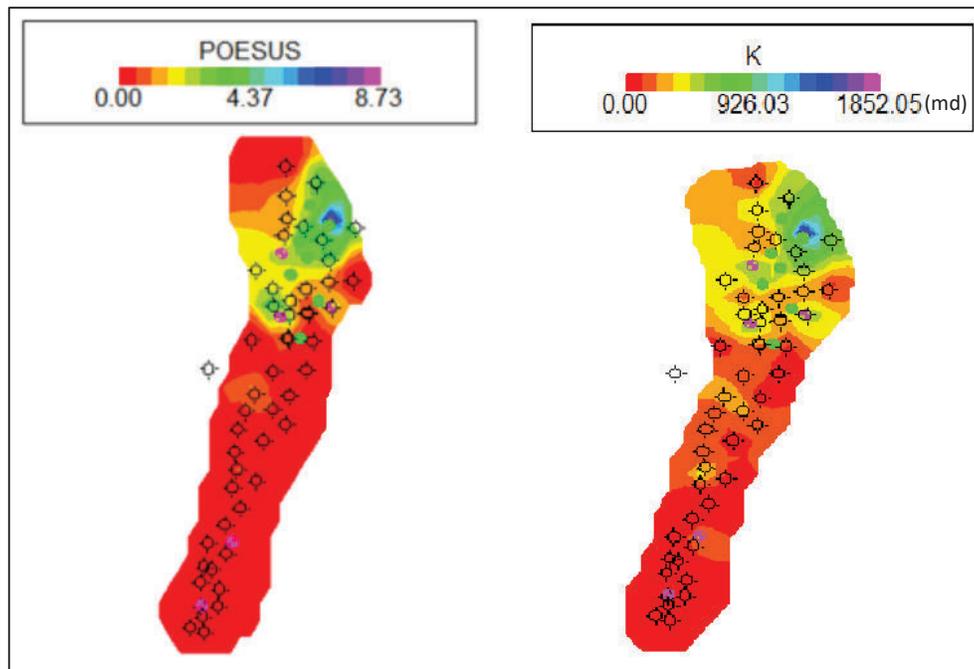


Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

ANEXO No. 3.5. MAPA DE POES Y PERMEABILIDAD PARA LA ARENISCA U INFERIOR



ANEXO No. 3.6. MAPA DE POES Y PERMEABILIDAD PARA LA ARENISCA U SUPERIOR



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016
Elaborado por: Paul Coba

ANEXO 4

SUMARIOS DE PRESIONES DEL CAMPO IRIS

ANEXO No. 4.1. SUMARIO DE PRESIONES PARA HOLLÍN INFERIOR

HOLLÍN INFERIOR				
POZO	PAD	FECHA	TIPO DE PRUEBA	Pr_PMP (TVD) psi
IRIS-015	-	5-Apr-07	BUP	4594
IRIS-030	E	18-Mar-08	BUP	4581
IRIS-032	-	4-Jan-09	BUP	4574
IRIS-030	E	23-Apr-10	BUP	4594
IRIS-037	D	20-Jul-11	XPT	4568
IRIS-006R1	J	22-Mar-13	BUP	4731
IRIS-031	-	12-May-13	BUP	4803
IRIS-051	A	8-Dec-13	BUP	4358
IRIS-040	I	5-Oct-14	XPT	4613
IRIS-040	I	5-Oct-14	XPT	4616
IRIS-040	I	5-Oct-14	XPT	4620
IRIS-040	I	5-Oct-14	XPT	4622
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	4627
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	4630
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	4632

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

ANEXO No. 4.2. SUMARIO DE PRESIONES PARA HOLLÍN SUPERIOR

HOLLÍN SUPERIOR				
POZO	PAD	FECHA	TIPO DE PRUEBA	Pr_PMP (TVD) psi
IRIS-027	G	14-Oct-03	BUP	5071
IRIS-027	G	4-Aug-10	BUP	4389
IRIS-047	A	21-Sep-10	BUP	4047
IRIS-037	D	20-Jul-11	XPT	4248
IRIS-037	D	20-Jul-11	XPT	4248
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	4479
IRIS-29	H	12-Aug-16	BUP	4114

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

ANEXO No. 4.3. SUMARIO DE PRESIONES PARA T INFERIOR

T INFERIOR				
POZO	PAD	FECHA	TIPO DE PRUEBA	Pr_PMP (TVD) psi
IRIS-023	-	1-Oct-06	BUP	3475
IRIS-016	-	2-Nov-06	BUP	3768
IRIS-016	-	30-Jun-07	BUP	3223
IRIS-002	-	19-Sep-07	BUP	3598
IRIS-028	-	30-May-08	BUP	2386
IRIS-028	-	4-Jun-09	BUP	2162
IRIS-036	C	18-May-10	BUP	3116
IRIS-036	C	4-Jun-10	BUP	3087
IRIS-002	-	25-Jul-10	BUP	2643
IRIS-027	G	9-Aug-10	BUP	2495
IRIS-013	C	16-Nov-10	BUP	2404
IRIS-048	A	20-Jan-11	BUP	2797
IRIS-016	-	27-Feb-11	BUP	2812
IRIS-037	D	20-Jul-11	XPT	2744
IRIS-037	D	20-Jul-11	XPT	2746
IRIS-037	D	20-Jul-11	XPT	2748
IRIS-037	D	20-Jul-11	XPT	2749
IRIS-037	D	20-Jul-11	XPT	2754
IRIS-003	-	6-Apr-12	BUP	2939
IRIS-047	A	13-Jan-13	BUP	2146
IRIS-023	-	8-Aug-13	BUP	2001
IRIS-001	A	26-Sep-13	BUP	1988
IRIS-028R1	-	15-Oct-13	BUP	3182
IRIS-050	D	30-Oct-13	XPT	2748
IRIS-050	D	30-Oct-13	XPT	2756
IRIS-037	D	21-Feb-14	BUP	2481
IRIS-028	-	1-Jul-14	BUP	1126
IRIS-040	I	5-Oct-14	XPT	1915
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	2348
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	2356
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	2358
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	2402
IRIS-032	-	7-Feb-16	BUP	2000
IRIS-039	I	13-Apr-16	BUP	1746

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

ANEXO No. 4.4. SUMARIO DE PRESIONES PARA T SUPERIOR

T SUPERIOR				
POZO	PAD	FECHA	TIPO DE PRUEBA	Pr_PMP (TVD) psi
IRIS-014	E	5-Nov-04	BUP	4195
IRIS-034	I	22-Jun-08	BUP	4251
IRIS-046	C	23-Nov-10	BUP	2395
IRIS-037	D	20-Jul-11	XPT	4327
IRIS-034	I	6-Mar-12	BUP	3081
IRIS-040S1	I	5-Oct-14	XPT	3324

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

ANEXO No. 4.5. SUMARIO DE PRESIONES PARA U INFERIOR

U INFERIOR				
POZO	PAD	FECHA	TIPO DE PRUEBA	Pr_PMP (TVD) psi
IRIS-006	J	31-Aug-92	BUP	2771
IRIS-005	-	5-Aug-02	BUP	3064
IRIS-005	-	2-Nov-02	BUP	2296
IRIS-009	-	14-Dec-02	BUP	3970
IRIS-009	-	12-Oct-03	BUP	2982
IRIS-006	J	26-Sep-07	BUP	3371
IRIS-021	-	14-Jan-09	BUP	2813
IRIS-021	-	14-Jan-09	BUP	2825
IRIS-021	-	1-Mar-11	BUP	2647
IRIS-037	D	20-Jul-11	XPT	4372
IRIS-015	-	22-Sep-12	BUP	2623
IRIS-015	-	22-Sep-12	BUP	2540
IRIS-050	D	30-Oct-13	XPT	3484
IRIS-040	I	5-Oct-14	XPT	3655
IRIS-040	I	5-Oct-14	XPT	3655
IRIS-040	I	5-Oct-14	XPT	3650
IRIS-040	I	5-Oct-14	XPT	3652
IRIS-015	-	8-Jan-15	BUP	1620
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	3596
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	3496
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	3498
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	3499
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	3507
IRIS-055	F	3-Sep-15	BUP	3336
IRIS-040ST	I	26-Mar-16	BUP	1830
IRIS-039	I	20-Apr-16	BUP	1769
IRIS-032	-	9-May-16	BUP	2525
IRIS-041	I	9-Jul-16	BUP	1460
IRIS-048	A	25-Aug-16	BUP	1451
IRIS-064	F	29-Sep-16	BUP	2129

Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

ANEXO No. 4.6. SUMARIO DE PRESIONES PARA U SUPERIOR

U SUPERIOR				
POZO	PAD	FECHA	TIPO DE PRUEBA	Pr_PMP (TVD) psi
IRIS-037	D	20-Aug-13	XPT	3145
IRIS-050	D	18-Dec-13	XPT	3143
IRIS-050	D	18-Dec-13	XPT	3145
IRIS-050	D	14-May-14	BUP	2634
IRIS-050	D	16-Dec-13	BUP	2875
IRIS-050	D	6-May-14	BUP	2634
IRIS-037	D	20-Jul-11	XPT	3146
IRIS-037	D	20-Jul-11	XPT	3141
IRIS-050	D	30-Oct-13	XPT	3143
IRIS-050	D	30-Oct-13	XPT	3145
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	1973
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	1977
IRIS-053	F	25-Mar-15	XPT	1980
IRIS-032	-	10-May-16	BUP	1326
IRIS-048	A	30-Aug-16	BUP	1323

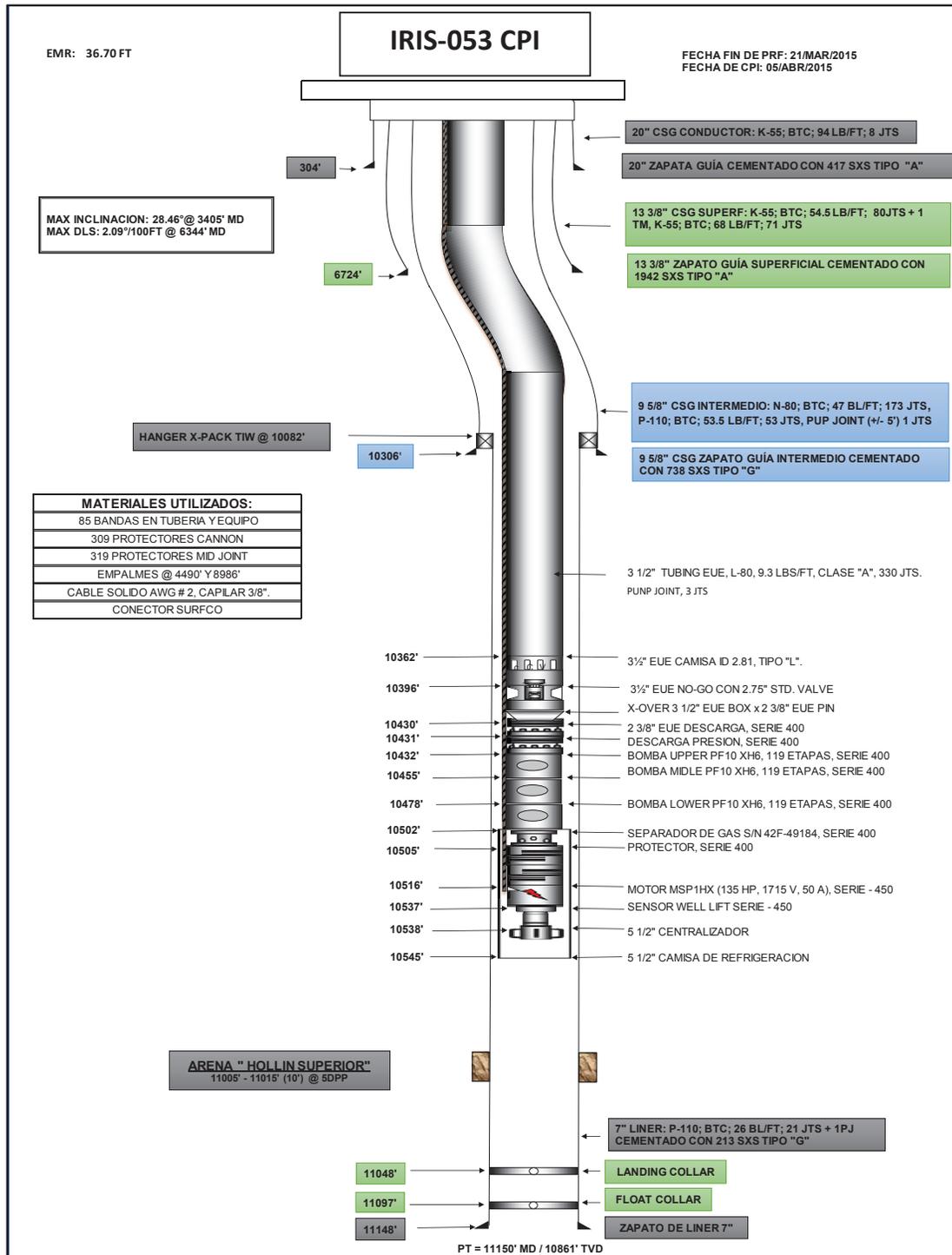
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

Elaborado por: Paul Coba

ANEXO 5

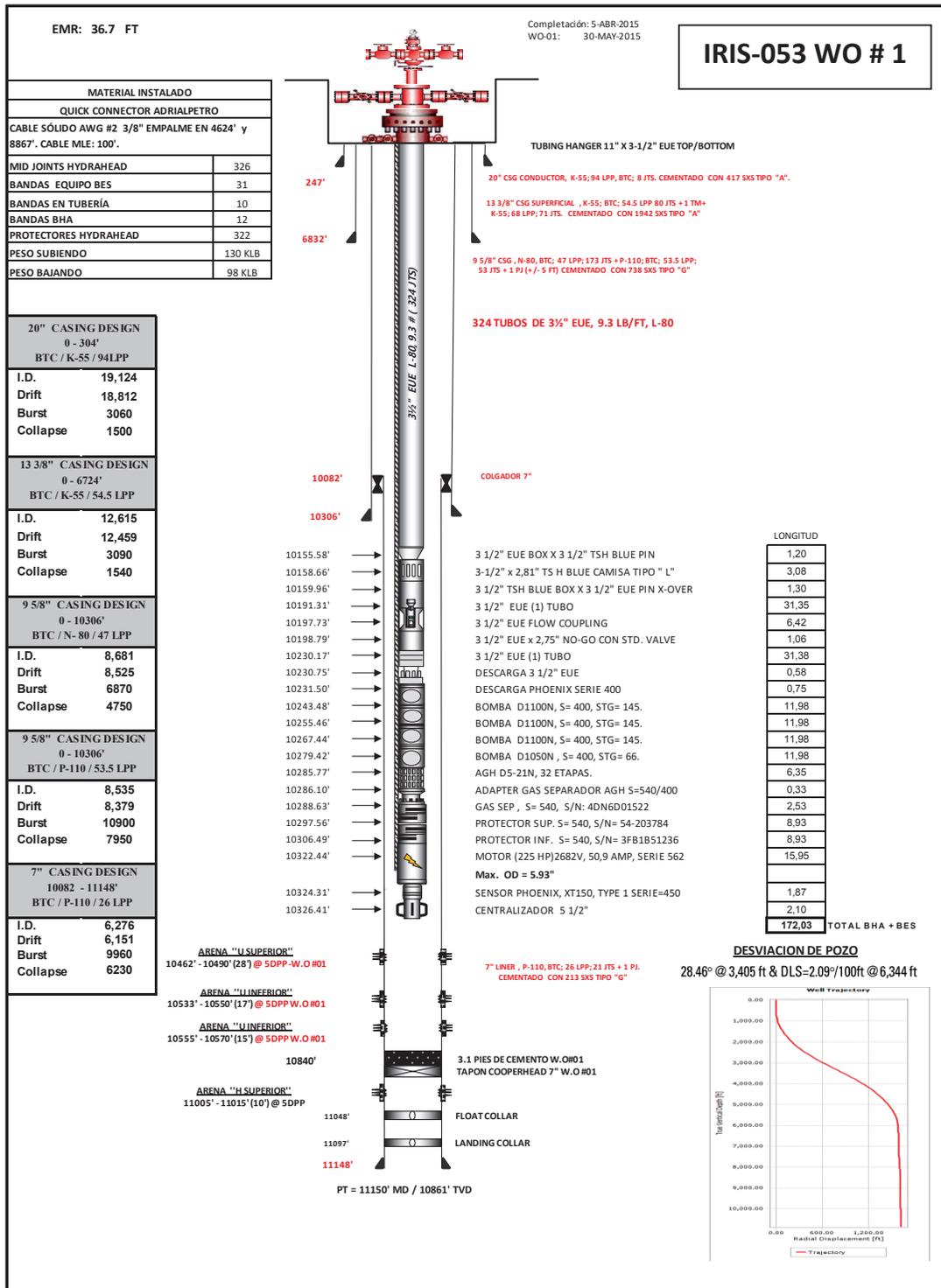
DIAGRAMAS MÉCANICOS DE LOS POZOS ANALIZADOS

ANEXO No. 5.1. DIAGRAMA MECÁNICO ANTES DE INTERVENCIÓN DEL POZO IRIS-053



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

ANEXO No. 5.2. DIAGRAMA MECÁNICO DESPUÉS DE INTERVENCIÓN DEL POZO IRIS-053

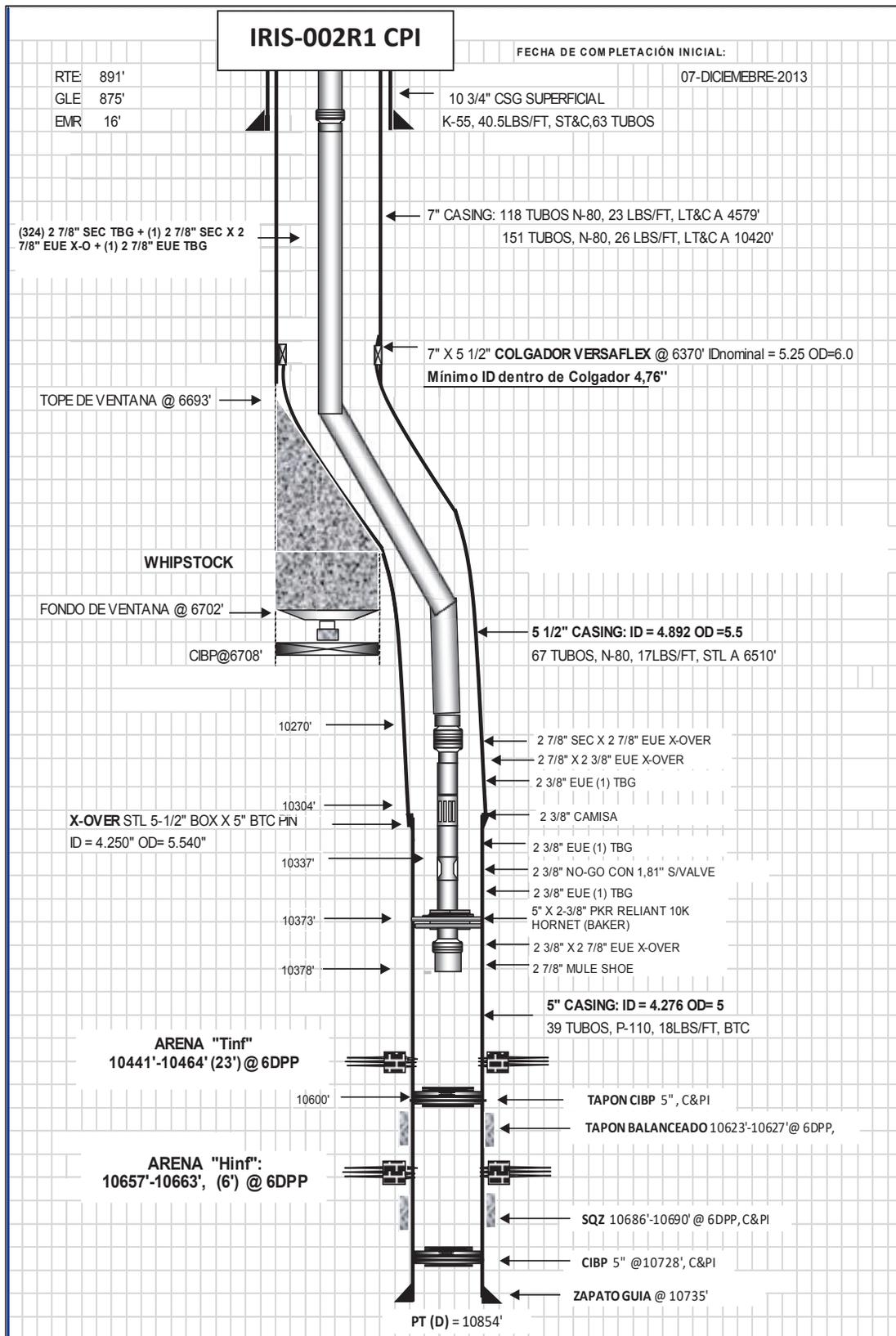


DESVIACION DE POZO

28.46° @ 3,405 ft & DLS=2.09"/100ft @ 6,344 ft

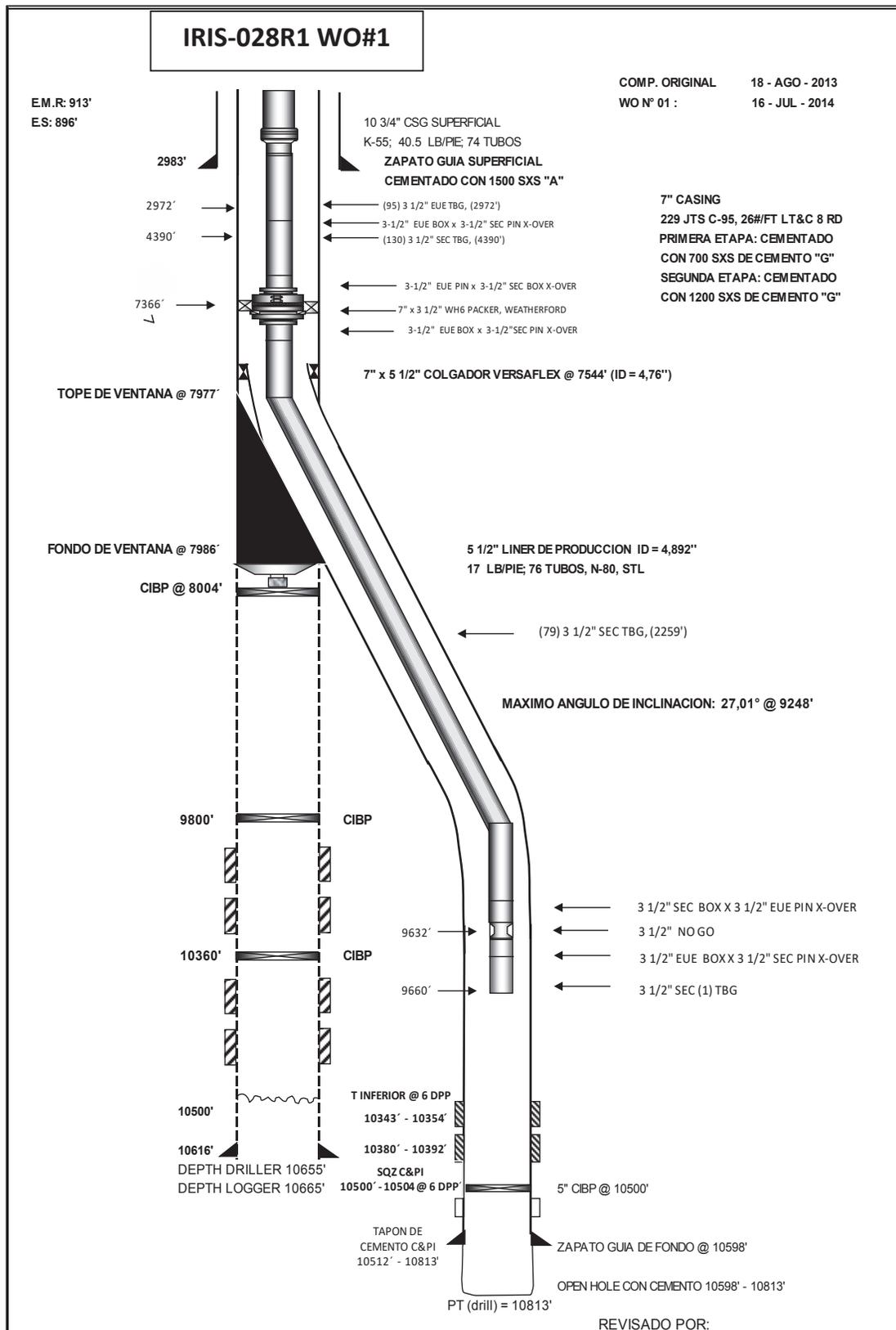
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

ANEXO No. 5.3. DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO IRIS-002R1



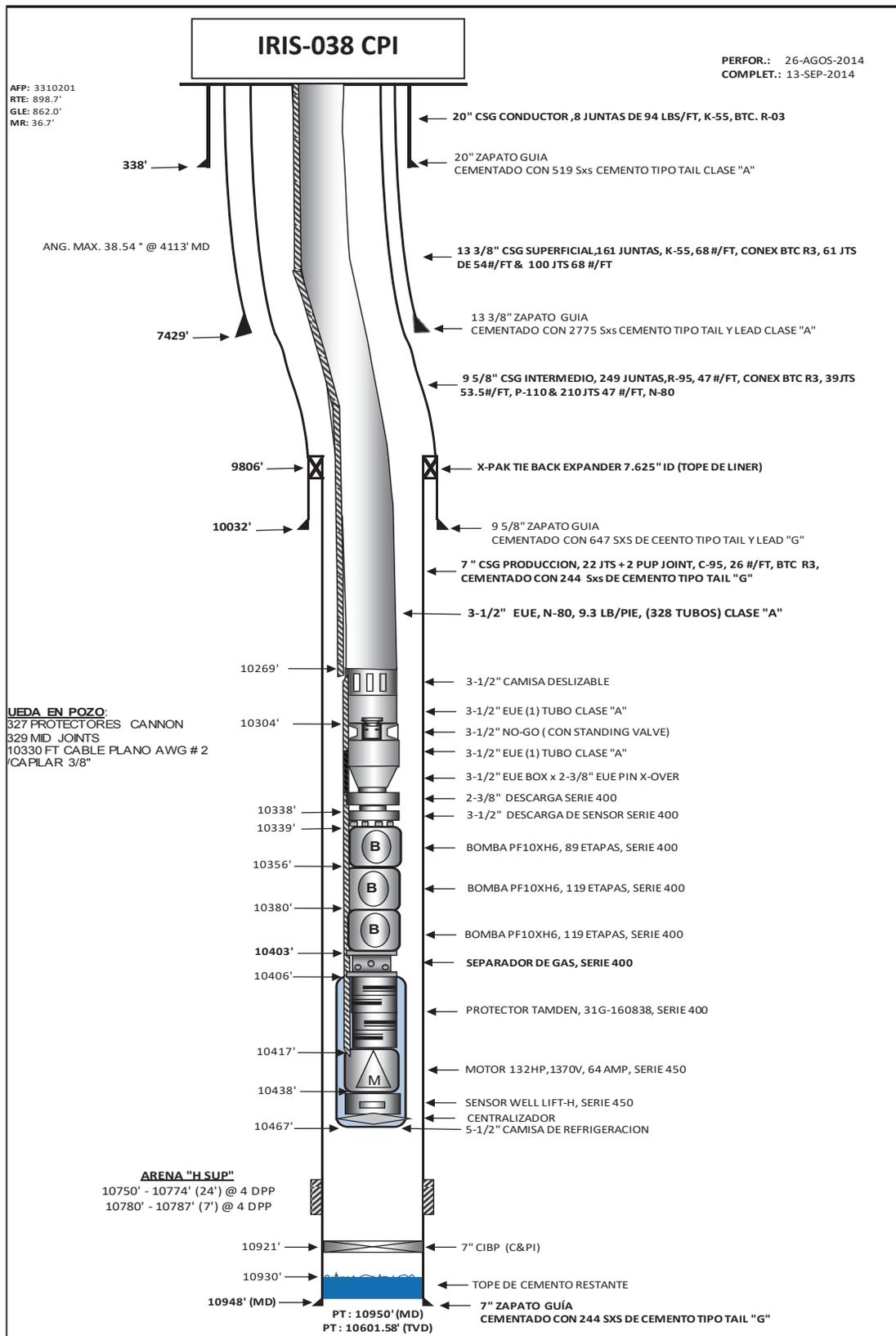
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

ANEXO No. 5.4. DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO IRIS-028R1



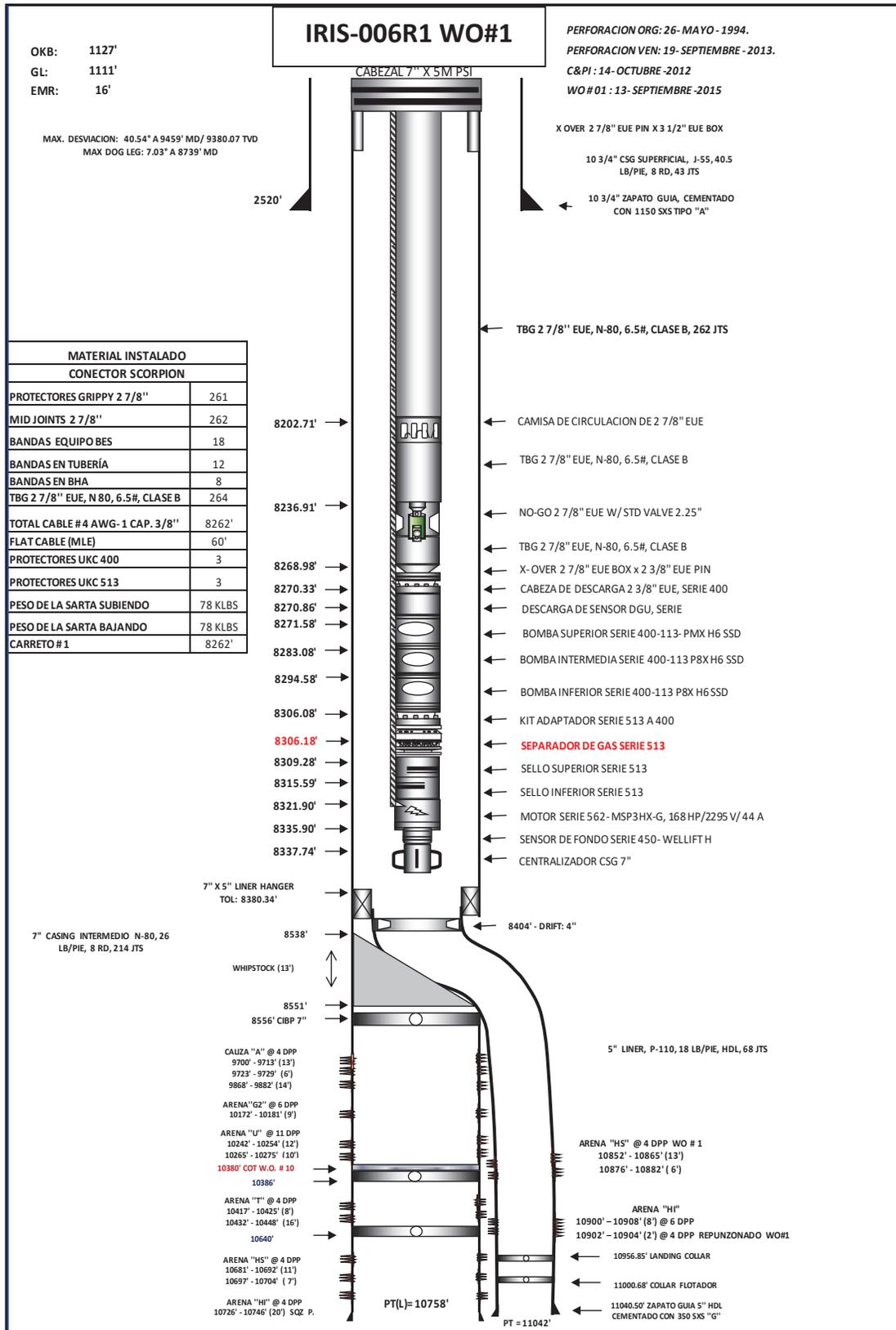
Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

ANEXO No. 5.5. DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO IRIS-038



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016

ANEXO No. 5.6. DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO IRIS-006R1



Fuente: SHAYA ECUADOR S.A., 2016