

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

EVALUACIÓN HISTÓRICA DEL RIESGO GEOLÓGICO DURANTE LA EXPLORACIÓN PETROLERA EN LA CUENCA ORIENTE Y SU PROYECCIÓN A FUTURAS EXPLORACIONES

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
GEÓLOGO**

MARLON FERNANDO TUZ PABÓN

ferch.1114@hotmail.com

JOHANNA MAGALY LEÓN FLORES

joha.mlf@gmail.com

DIRECTOR: ING. RAMÓN H. VERA

rhveral@yahoo.com

Quito, Mayo del 2013

DECLARACIÓN

Nosotros, Marlon Fernando Tuz Pabón y Johanna Magaly León Flores declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Marlon Fernando Tuz Pabon

Johanna Magaly León Flores

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Marlon Fernando Tuz Pabón y Johanna Magaly León Flores bajo mi supervisión.

Ing. Ramón H. Vera
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Gracias a Dios por permitirme seguir en esta vida llena de sorpresas y darme la salud necesaria para seguir luchando. A mi familia por su apoyo incondicional, por estar siempre en los momentos más difíciles; a mi padre Bolívar por sus consejos buenos o malos pero al final consejos, a mis hermanos Moni, Paty, Rosita y en especial a ti mi querida hermana Alexandra gracias por estar siempre a mi lado, a mi hermano Raymundo ejemplo de lucha y de persona. A mis sobrinos Cristian, Dianita, Cáterin, Jennifer, Mishel, Johana, Melany, Daniela, Gabriel, a mi ahijado Jhon, a mis cuñados Orlando y en especial a Fabián.

La culminación de este proyecto no sería posible sin un pilar fundamental de mi vida, que con su amor, apoyo y atención llenan día a día este ser, para seguir en el camino diario de la vida, a ti mi querida esposa Maritza (Te Amo) y a mis dos queridos, amados y quienes son mi razón de vivir; mi Camilita y mi Luisito, los amo siempre podrán contar conmigo incondicionalmente.

Gracias a mi Tía (Blanca P.), a sus hijos en especial a Lalita y Luis Hermel, gracias infinitas por su comprensión, aprecio y apoyo.

A mi segunda familia: mi suegro Luis, mi suegra Mariela y mis cuñados Luis, William y Alexis gracias por sus consejos, cariño y comprensión.

A mis compañeros y amigos de generación: Jorge O., Silvia V., Johana L., Fabián V., Jonathan Y., Diego C., y un agradecimiento de toda la vida a mi amigo y hermano de aula y de consejos Cristian Núñez gracias por estar en los momentos difíciles (NUNCA CAMBIES PANA).

Debo dar gracias a todos quienes formaron parte de este peldaño más en mi vida estudiantil, como fueron: profesores, secretarias, conserjes a todos quienes fueron parte de este ciclo.

Gracias al tribunal de tesis por su tiempo de revisión y corrección; a los ingenieros Ramón Vera, Pablo Duque y en especial al Ingeniero Marco Rivadeneira por su apoyo, por sus acertados consejos y su amistad, mil gracias por todo.

Pido disculpas si me olvido de nombrar a alguien, pero de corazón gracias infinitas.

DEDICATORIA:

Este proyecto lo dedico a la memoria de mi amada y recordada Madre Gloria María, que tuvo que partir y estar en la gracia de Dios, que gracias a su amor, cariño y comprensión, pude culminar una etapa más de mi vida, gracias por enseñarme a ser la persona que soy. Siempre te recuerdo y toda mi vida estarás en mi corazón.

ÍNDICE GENERAL	Pág.
Contenido	i
Índice de Figuras	iv
Índice de Tablas	v
Índice de Anexos	v
Resumen	vii
Capítulo I.....	1
1. INTRODUCCION.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	1
1.2.1 Objetivo General.....	1
1.2.2 Objetivos Específicos.....	1
1.3 ALCANCE.....	2
1.4 TRABAJOS PREVIOS.....	2
1.5 METODOLOGIA Y MATERIAL UTILIZADO.....	2
1.5.1 Metodología.....	2
1.5.2 Material Utilizado.....	3
1.6 UBICACIÓN DEL AREA DE ESTUDIO.....	4
CAPÍTULO II.....	7
2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	7
2.1 INTRODUCCIÓN.....	7
2.2 ESTRATIGRAFÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE ECUATORIANA.....	8
2.2.1 Precámbrico.....	8
2.2.2 Paleozoico.....	9
2.2.3 Triásico – Jurásico Temprano.....	10
2.2.4 Jurásico Medio – Cretácico Temprano.....	11
2.2.5 Cretácico (Figura 2.2).....	13

2.2.6 Cenozoico	20
2.2.7 Neógeno y Cuaternario	21
2.3 MARCO ESTRUCTURAL REGIONAL	23
2.3.1 Estilo Tectónico y Dominios Estructurales	23
2.3.2 Etapas de Deformación	26
Capítulo III	31
3. CONCEPTOS Y DEFINICIONES DE LA EVALUACIÓN DEL RIESGO GEOLÓGICO	31
3.1 INTRODUCCIÓN	31
3.2 CONCEPTOS Y DEFINICIONES GEOLÓGICO - PETROLERAS	32
3.2.1 Niveles de investigación en la exploración de petróleo.-	32
3.2.2 Características y Límites (Tomado de Bernal, 1998)	40
3.2.3 Tipos de pozos.....	41
3.3 FUNDAMENTOS DEL ANÁLISIS DE RIESGO.....	42
3.3.1 Geoestadística	43
3.3.1.1 Por que no se uso geoestadística para este proyecto?	44
3.3.1.2 Por que se aplicó el método usado en este proyecto y no otro?	45
3.3.2 Toma de Decisiones	47
CAPITULO IV	48
4. DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS ANALÍTICOS Y ESTADÍSTICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO	48
4.1 INTRODUCCIÓN.....	48
4.2. MÉTODOS ANALÍTICOS Y ESTADÍSTICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO GEOLÓGICO	50
4.2.1 Guía para la evaluación del Riesgo en Prospectos Petroleros. Sumarizado de la Publicación del Comité Coordinador para programas de prospección en la Costa y el mar al Este y Suroeste de Asia (CCOP, 2000).	50
4.2.2 Método de Otis R. & Schneidermann N., (1997).....	70
4.2.3 Método de Simulación Probabilística de Montecarlo1	71
CAPÍTULO V	76

5. EVALUACIÓN HISTÓRICA DEL RIESGO GEOLÓGICO EN LA CUENCA ORIENTE.....	76
5.1 INTRODUCCIÓN.....	76
5.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO	76
5.2.1 Roca Madre (P1).....	77
5.2.2 Roca Reservorio (P2)	77
5.2.3 Trampa y Sello (P3).....	77
5.2.4 Migración y Timing (P4)	78
5.3 ARENISCA HOLLÍN.....	78
5.3.1 Características Generales	78
5.3.2 Parámetros Fundamentales de la Arenisca Hollín.....	79
5.3.3 Análisis del Riesgo Geológico	81
5.4 ARENISCA “T”	86
5.4.1 Características Generales	86
5.4.2 Parámetros Fundamentales de la Arenisca “T”	86
5.4.3 Análisis del Riesgo Geológico	89
5.5 ARENISCA “U”	94
5.5.1 Características Generales	94
5.5.2 Parámetros Fundamentales de la Arenisca “U”	94
5.5.3 Análisis del Riesgo Geológico	96
CAPITULO VI	101
6. ELABORACIÓN DE UNA GUIA PARA EVALUAR EL RIESGO GEOLÓGICO.....	101
6.1 INTRODUCCIÓN.....	101
6.2 CRITERIOS GEOLÓGICOS CONSIDERADOS PARA LA EVALUACIÓN	101
6.2.1 Roca madre	102
6.2.2 Roca Reservorio	103
6.2.3 Trampa	103
6.2.4 Timing y migración.....	104
6.3 FORMATO PROPUESTO PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO GEOLÓGICO	104

CAPÍTULO VII	107
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	107
7.1 CONCLUSIONES	107
7.2 RECOMENDACIONES	111
7.3 BIBLIOGRAFÍA	112

ÍNDICE DE FIGURAS

-Figura 1.1 Mapa esquemático de ubicación de la Cuenca Oriente (Modificado de Daswood y Abbotts, 1990; Cooper et al., 1995; Rivadeneira y Baby, 1999; Vallejo et al., 2002; Roddaz et al., 2003, en Vaca 2004).....	5
-Figura 1.2 Ubicación de pozos exploratorios considerados en este estudio.	6
-Figura 2.1 Ubicación de la Cuenca Oriente en los Andes Centrales Y Septentrionales (Baby et al., 2004).....	8
-Figura 2.2 Columna estratigráfica general del Cretácico de la Cuenca Oriente ecuatoriana (Tomada de Vaca, 2004. Modificada por Tuz y León, 2012).....	14
-Figura 2.3 Mapa Tectónico de la Cuenca Oriente (Rivadeneira y Baby, 1999).	24
-Figura 2.4 Columna tectono - estratigráfica de la Cuenca Oriente.....	28
-Figura 3.1 Equipo de Gerencia de Reservorios. Modificado de Satter & Thakur, 1994.....	32
-Figura 3.2 Niveles de investigación en la exploración de petróleo.....	33
-Figura 3.3 Sistema Petrolífero (Tomado de Rivadeneira Curso de Geología del Petróleo, 2008).35	
-Figura 3.4 Riesgo geológico e incertidumbre (Tomado de Knox, 2002 – 3).....	46
-Figura 4.1 Escala de probabilidad y riesgo (Modificado de CCOP, 2000).	52
-Figura 4.2 Evaluación geocronológica del riesgo (Modificado de CCOP, 2000).....	53
-Figura 4.3 Esquema para el procedimiento de la evaluación del riesgo (Modificado de CCOP, 2000).....	54
-Figura 4.4 Ejemplos de mecanismos de trampas.	64
-Figura 4.5 Ejemplo de un mapa de madurez con áreas de drenaje y rutas de migración (Modificado de CCOP, 2000).....	68
-Figura 5.1 Procedimiento para la evaluación del Riesgo geológico.....	76
-Figura 5.2 Mapa de Riesgo Geológico Hollín Inferior.....	85
-Figura 5.3 Mapa de Riesgo Geológico Arenisca T Inferior.....	93
-Figura 5.4 Mapa de Riesgo Geológico Arenisca U Inferior.....	100

ÍNDICE DE TABLAS

-Tabla 1.1 Coordenadas de los pozos exploratorios utilizados.....	4
-Tabla 3.1 Niveles de investigación en la exploración de petróleo. Tomado de Yang, 2003.	33
-Tabla 4.1 Descripciones cualitativas para la escala de probabilidad relativa (Modificado de CCOP, 2000).....	56
-Tabla 4.2 Esquema de probabilidad, presencia de facies de reservorio efectivas (Modificado de CCOP, 2000).....	59
-Tabla 4.3 Esquema de la profundidad del reservorio vs datos geológicos (Modificado de CCOP, 2000).....	60
-Tabla 4.4 Esquema de probabilidad, presencia de cierre de estructuras eficientes (Modificado de CCOP, 2000).....	62
-Tabla 4.5 Esquema de la probabilidad de un mecanismo para un sello efectivo (Modificado de CCOP, 2000).....	63
-Tabla 4.6 Esquema de probabilidad de una roca madre efectiva con respecto a volumen y madurez (Modificado de CCOP, 2000).....	67
-Tabla 4.7 Esquema de probabilidad de migración efectiva y timing (Modificado de CCOP, 2000).....	68
-Tabla 4.8 Esquema de probabilidad de retención efectiva (Modificado de CCOP, 2000).....	69
-Tabla 4.9 Factores y parámetros que intervienen en la evaluación del riesgo (Modificado de Otis & Schneidermann, 1997).....	71
-Tabla 5.1 Datos de los Parámetros del Reservorio Hollín en los Pozos Exploratorios Escogidos.	80
-Tabla 5.2 Resultados para las Probabilidades parciales y total.....	82
-Tabla 5.3 Escala de Riesgo Geológico.....	83
-Tabla 5.4 Datos de los Parámetros del Reservorio Arenisca T en los Pozos Exploratorios Escogidos	88
-Tabla 5.5 Resultados obtenidos para las probabilidades parciales y total.....	90
-Tabla 5.6 Datos de los Parámetros del Reservorio Arenisca U en los Pozos Exploratorios Escogidos	95
-Tabla 5.7 Resultados obtenidos para las probabilidades parciales y total.....	97
-Tabla 6.1 Escala de Riesgo Geológico.....	105

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO1 Formación Hollín	115
Mapa de porosidad Formación Hollín	116
Mapa de permeabilidad Formación Hollín	117
Mapa de espesor Formación Hollín	118
Mapa de grados API Formación Hollín	119
Mapa de litofacies Arenisca Hollín	120
Tabla 1. Información Utilizada para la Evaluación del Riesgo Geológico Reservorio Hollín para cada uno de los Pozos	121
Arenisca T	125

ANEXO2

Mapa de porosidad Arenisca T	126
Mapa de permeabilidad Arenisca T	127
Mapa de espesor Arenisca T	128
Mapa de grados API Arenisca T	129
Mapa de litofacies Arenisca T	130
Tabla 2. Información Utilizada para la Evaluación del Riesgo Geológico Reservoirio T para cada uno de los Pozos	131

ANEXO3

Arenisca U	136
Mapa de porosidad Arenisca U	137
Mapa de permeabilidad Arenisca U	138
Mapa de espesor Arenisca U	139
Mapa de grados API Arenisca U	140
Mapa de litofacies Arenisca U	141
Tabla 3. Información Utilizada para la Evaluación del Riesgo Geológico Reservoirio U para cada uno de los Pozos	142

RESUMEN

En este trabajo se han investigado los datos de 208 pozos exploratorios de la Cuenca Oriente, desde el inicio de las perforaciones al final de la década de los cuarenta hasta la presente década. De ellos se tomaron solamente un total de 82, por contener la información completa o casi completa para cumplir con el objetivo del presente Proyecto de titulación, La evaluación Histórica del Riesgo Geológico durante la exploración petrolera en la Cuenca Oriente y su proyección a futuras exploraciones.

El método utilizado es una modificación de los propuestos por Otis & Schneidermann (1997) y el del CCOP1 (2000)¹. Se toma en cuenta las probabilidades de suceso parciales de los siguientes parámetros: roca madre (P1), roca reservorio (P2), trampa y sello (P3) y la migración y timing (P4). En consecuencia la probabilidad de suceso total es igual a:

$$P_g = P_1 \times P_2 \times P_3 \times P_4 \text{ (Otis \& Schneidermann, 1997).}$$

Para el cálculo de las probabilidades parciales se generaron tablas con los parámetros iniciales característicos para los tres reservorios más prominentes de la Cuenca Oriente; la Arenisca Hollín Inferior, la Arenisca "T" Inferior y la Arenisca "U" Inferior.

Para suplir ausencia de datos de determinado parámetro o corregir valores considerados anómalos, se usaron mapas regionales para determinar el valor adecuado. Luego se procedió a calcular la probabilidad de suceso de cada reservorio. El riesgo geológico es el inverso de la probabilidad de suceso, usando esto y una escala apropiada que los relacione, se construyeron mapas de riesgo geológico para la Cuenca Oriente.

De estos mapas se desprende que para el reservorio Hollín Inferior en el área donde tiene presencia de crudo, esto es en el Centro, Centro-Occidente y Nor-occidente del Corredor Central, una pequeña parte en el Corredor Oriental ; en el

centro y norte del Corredor Subandino, el riesgo va de muy bajo a moderado, en el área donde no se ha identificado presencia del crudo hasta el presente el riesgo es muy alto; el riesgo geológico para pozos exploratorios es bajo (P: 0.53-0.57), a lo largo de la franja Lago Agrio-Vuano, con una tendencia NE-SW similar al límite tectónico occidental del Corredor Central. Para el reservorio Arenisca “T” Inferior el área donde contiene acumulación de crudo, específicamente en la parte central, centro – oriente y sur oriente del Corredor Central, y una pequeña parte en el nor occidente del Corredor Oriental el riesgo va de bajo a moderado, con excepción de la parte sur occidente donde el riesgo va de alto a muy alto, el cual se prolonga en el área donde no hay presencia del crudo y la franja occidental de la cuenca en dirección a la cual la calidad del reservorio varía de pobre a nula, por corresponder a facies distales; el riesgo geológico para las áreas cercanas a los pozos exploratorios que va de moderado a bajo, entre los campos Lago Agrio – Tiguino con una tendencia NE-SW, similar al límite tectónico Occidental del Corredor Central, abarcando una pequeña zona del límite Occidental del Corredor Oriental. Para el reservorio Arenisca “U” inferior el área donde hay presencia de crudo, específicamente al nororiente, centro oriente y sur oriente del Corredor Central, y casi en su totalidad en el Corredor Oriental a excepción de las zonas sur occidental del Corredor Central, centro oriental del Corredor Oriental y todo el Corredor Subandino, donde el riesgo es alto, ya que no se ha encontrado crudo y/o son facies distales sin propiedades colectoras, el reservorio U presenta un riesgo geológico para las áreas cercanas a los pozos exploratorios que va de moderado a bajo a lo largo del eje Lago Agrio – Cononaco con una tendencia NE-SW, similar al límite tectónico Occidental del Corredor Central, extendiéndose hacia el límite oriental del Corredor Oriental. Para la Arenisca U y la Arenisca T, la calidad como reservorio hacia el Oeste va de muy pobre a nula por corresponder a facies distales arcillosas y/o limosas.

PALABRAS CLAVES: Cretácico, Pozos exploratorios, Probabilidad de suceso, Riesgo Geológico.

¹ Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southeast Asia.

Capítulo I

1. INTRODUCCION

1.1 ANTECEDENTES

El presente proyecto de titulación fue desarrollado en el marco de convenio PETROECUADOR filial PETROPRODUCCION y la ESCUELA POLITECNICA NACIONAL. El proyecto enfoca el estudio del riesgo geológico en la exploración petrolera de la Cuenca Oriente.

PETROPRODUCCION proporcionó el soporte técnico utilizado en este estudio en el que se incluye: registros de pozo, mapas regionales e informes geológicos de 82 pozos exploratorios distribuidos en toda la Cuenca.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Desarrollar una guía geológica que permita evaluar y estimar el riesgo geológico, durante la exploración petrolera, mediante la evaluación histórica del mismo en la Cuenca Oriente y su aplicación en futuras exploraciones.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Mejorar la objetividad en la determinación de la probabilidad de descubrimiento de nuevas reservas hidrocarburíferas en la Cuenca Oriente.
- Caracterizar y cuantificar los principales parámetros geológicos que intervienen en la evaluación del riesgo durante la exploración petrolera.
- Incrementar la certeza en el análisis de riesgo geológico utilizando herramientas analíticas y estadísticas.
- Estimar la probabilidad de ocurrencia de los parámetros geológicos obtenidos respecto a su presencia y efectividad, en relación a los procesos geológicos de la Cuenca.

1.3 ALCANCE

El proyecto se focaliza en desarrollar un proceso geológico que permita evaluar y estimar el riesgo geológico durante la etapa de exploración petrolera, con el objeto de optimizar los recursos técnicos y económicos de PETROECUADOR.

Esta optimización permitirá aumentar la probabilidad de nuevas reservas hidrocarburíferas tomando en cuenta el riesgo geológico, en cada uno de los Corredores Petroleros de la Cuenca.

1.4 TRABAJOS PREVIOS

Oficialmente no se conoce de trabajos publicados sobre este tema, sin embargo algunas empresas privadas dentro de su programa exploratorio hicieron evaluaciones del riesgo geológico particular y si fueron reportados los datos son muy incipientes como para una mención bibliográfica. Sin embargo, se usarán datos proporcionados personalmente por algunos técnicos testigos de estos trabajos como ejemplos para la ejecución de este trabajo.

1.5 METODOLOGIA Y MATERIAL UTILIZADO

1.5.1 Metodología

- Recopilación de toda la información disponible para ser utilizada en el presente estudio.
- Selección de los datos de pozos exploratorios (82). (Tabla 1.1)
- Homogenización de datos de los parámetros a utilizar en el estudio del riesgo geológico.
- Caracterización de los sistemas petrolíferos en relación a:
 - Roca Madre
 - Trampa y sello
 - Roca Reservorio
 - Timming y migración

- Elaboración de mapas temáticos regionales (Anexos).
- Construcción de mapas parciales de riesgo.
- Tabulación, cálculo del riesgo geológico y elaboración de una guía para la evaluación del riesgo.
- Informe final.

1.5.2 Material Utilizado

El principal material utilizado son los datos de 82 pozos exploratorios (Tabla 1.1) proporcionados por PETROPRODUCCION.

Pozo Exploratorio	Coordenada UTM X	Coordenada UTM Y	Pozo Exploratorio	Coordenada UTM X	Coordenada UTM Y
Aguila 1	274927,3	9868394,5	Mariann 1	360802,8	9982281,5
Alama 1	359695,3	10018000	Mono 1	272310,3	9907463,8
Amazonas 1	349998,8	9780801,8	Moretococha 1	232914,7	9920310,1
Armadillo 1	295502,1	9896670,3	Ocano 1	334585,3	10017000
Atacapi 1	315668,7	10008000	Ochenta B 1	251028,4	9990531,6
Auca 1	283612,2	9923648,1	Oglan A 1	202075	9851304,5
Auca E 1	291028,8	9925322,3	Oglan Shell	206682,5	9862493,5
Balata X 1	294673,9	9846886,3	Pacay 1	304688,9	9962541,2
Balsaura 1	342440,7	9782275,2	Palanda 1	303291,2	9938500,7
Bermejo N 1	241118,9	10022000	Palmeras N 1	322506,5	9967660,5
Bermejo S 1	237530,3	10020000	Palo Azul 1	279830	9982155
Biguno 1	269789,4	9958152,3	Palo Rojo 1	284391,3	9987380,5
Caja 1	345682,6	9988099,9	Pañacocha 1	386381,1	9963209,3
Cangaipe 1	214977,8	9738103,7	Pañacocha B	380905,6	9961185,5
Capirón 1	336033,9	9924640,9	Parahuacu 1	308921,4	10009000
Chanangue 1	322306,4	10023000	Paraíso 1	272971,1	9961557,5
Charapá 1	298218,4	10022000	Peña Blanca 1	333060,9	10023000
Coca 1	272898,7	9955831,6	Pindo 1	299463,4	9924963,7
Conga Sur 1	290954,5	9913846,9	Primavera 1	307406,2	9947852,9
Cononaco 1	285374	9891651	Pucuna 1	277366,5	9971026,2
Cristal 1	259827	10016000	Pungarayacu	189547,5	9919509,5
Cuyabeno 1	360340,2	10001000	Punino 1	266326,9	9955801,1
Culebra 1	289706,8	9945985,2	Rumiyacu 1	286420,9	9895445,1
Danta 1	301076,2	9800012,5	Sacha 1	290824,3	9963487,8
Drago 1	303295	9978252	Sacha	294705,5	9972656,2
Dureno 1	303846,1	10004000	San Roque 1	358914,2	9966508,8

Fanny 1	348552,9	9980861,2	Secoya 1	323652,2	10002000
Frontera 1	326643,1	10027000	Singue 1	357091,9	10017000
Ginta 1	370819,2	9885355,9	Siona 1	365104,1	9992036,3
Guayusa 1	302249,6	9821113,6	Shushufindi 1	317632,8	9981171,9
Huachito 1	272906,1	9955833,4	Tetete 1	330131,8	10020000
Huamayacu	298491,4	9957590,5	Tiguino 1	284136,6	9875973,9
Iro 1	366829,1	9882876,8	Tiputini 1	437514,7	9908262,8
Jaguar 1	267825,7	9918587,5	Tivacuno 1	349374,5	9928636,8
Jivino 1	318806	9954622,4	VHR 1	355988,3	10032000
Joan 1	355444,9	9986403,9	Villano 1	225257,2	9834487
Lilian 1	355975,8	10029000	Yuca 1	302126,2	9948053,8
Limoncocha 1	314983,8	9959390,3	Yuca Sur 1	302556,8	9942976
Macuma 1	315216,1	9763969	Yuralpa 1	233458,4	9885454,8
Marañacu 1	346883,6	9832886,6	Yuturi 1	379373,9	9934913,3
Marañón 1	362602,9	9752241,1	Zorro 1	272940,3	9931464,5

1 -Tabla 1.1 Coordenadas de los pozos exploratorios utilizados.

1.6 UBICACIÓN DEL AREA DE ESTUDIO

La Cuenca Oriente se localiza al este de la Cordillera de Los Andes con un área aproximada de 100000 Km². Comprende la región subandina en la parte occidental y la llanura amazónica en la parte oriental.

Tectónicamente, la Cuenca Oriente forma parte de una gran provincia geológica petrolera formadas por las Cuencas Putumayo en Colombia, Oriente en Ecuador y Marañón en Perú (Figura 1.1).



1 -Figura 1.1 Mapa esquemático de ubicación de la Cuenca Oriente (Modificado de Daswood y Abbotts, 1990; Cooper et al., 1995; Rivadeneira y Baby, 1999; Vallejo et al., 2002; Roddaz et al., 2003, en Vaca 2004).

CAPÍTULO II

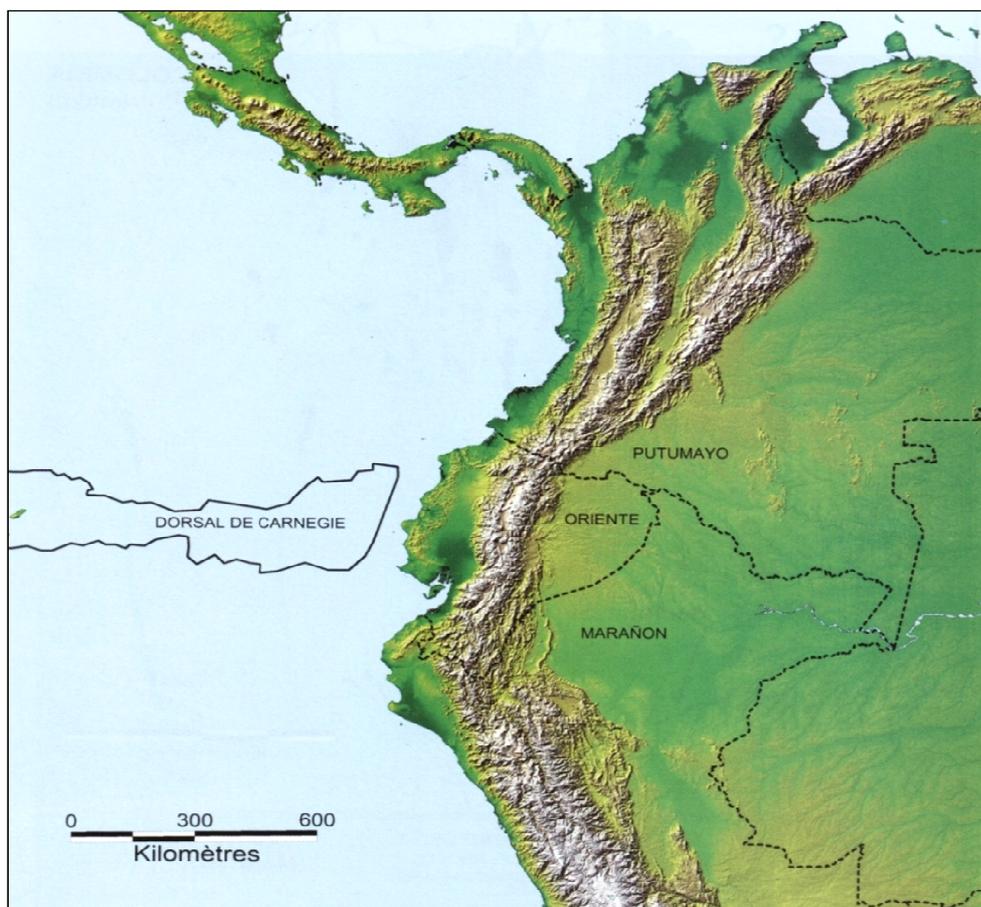
2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1 INTRODUCCIÓN

La Cuenca Oriente es una cuenca de antepaís de trasarco que forma parte del cinturón desarrollado al este de la Cordillera de los Andes, y pertenece a la Provincia Geológica - Petrolera Putumayo - Oriente - Marañón (Figura 2.1), cuya evolución está ligada al desarrollo de la Cordillera Andina.

La cadena de cuencas sub-andinas orientales se desarrolló desde Venezuela hasta Bolivia entre la Cordillera de los Andes y el Escudo Guayano - Brasileño.

La Cuenca Oriente es una cuenca subandina ubicada al norte de la charnela entre los Andes Centrales y los Septentrionales (Figura 2.1). Está situada en una zona estructuralmente muy compleja, razón por la cual esta región sufre cambios de esfuerzos significativos que pueden ser causantes de la gran actividad sísmica y volcánica. La evolución geodinámica tanto de los Andes Centrales como Septentrionales está ligada a la subducción de la placa Nazca (oceánica) bajo la placa Sudamericana (continental) (Baby et al., 2004).



3 -Figura 2.1 Ubicación de la Cuenca Oriente en los Andes Centrales Y Septentrionales (Baby et al., 2004)

2.2 ESTRATIGRAFÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE ECUATORIANA

2.2.1 Precámbrico

Rocas de esta edad no afloran en el Ecuador, pero han sido localizadas por algunos pozos exploratorios perforados en la cuenca Oriente, como por ejemplo: Parahuacu 1, Yuturi 1, VHR 1, Shushufindi 1, etc. Este substrato está constituido por rocas metamórficas e ígneas, que principalmente han sido relacionadas con el cratón de Guyana (Faucher & Savoyat, 1973; Rivadeneira & Baby, 1999). La edad de una muestra tomada del fondo del pozo Tapi 1 es de 1600 ± 48 Ma según Texeira 1989 en Rivadeneira & Baby, 1999, página 72.

2.2.2 Paleozoico

- Formación Pumbuiza

Ha sido definida por Goldschmidt, 1941 en Duque, 2000. Afloramientos de esta formación han sido ubicados al Noroeste del Cerro Macuma, en el Río Llushín y en la cordillera del Tiririco, está formada por pizarras grises a negras y en varios sectores gráficas, con intercalaciones de areniscas cuarcíticas de grano fino y conglomerados de color gris oscuro con clastos subangulares a subredondeados y con presencia de una matriz silícea (Dozy, 1940 en Duque, 2000), su espesor es desconocido. Está sobreyacida en discordancia angular por la Formación Macuma y yace de igual forma en discordancia angular sobre el basamento Precámbrico. Son rocas de ambiente marino de plataforma, con una edad Silúrico Tardío a Carbonífero Temprano (Goldschmidt, 1941 en Duque, 2000). Estas rocas han sufrido fuertes plegamientos y fallamientos y un cierto grado de metamorfismo anterior a la sedimentación de la Formación Macuma.

- Formación Macuma

Definida por Goldschmidt, 1940 en Duque, 2000, está constituida principalmente por calizas oscuras de ambiente marino, con intercalaciones de areniscas verdes y limolitas grises y en varios sectores intercalaciones de lutitas calcáreas (Canfield et al., 1982).

El análisis estratigráfico muestra la presencia de tres miembros relacionados con eventos eustáticos (Christophoul, 1998):

Miembro Regresivo Inferior

Está constituido por tres secuencias sucesivas de arcillas pizarrosas, areniscas y calizas bioclásticas. Al tope se encuentran arcillas rojas que probablemente indican una emersión.

Miembro Transgresivo

Está formado por dos secuencias:

La primera representada por calizas blancas bioclásticas y arcillas pizarrosas y la segunda por areniscas glauconíticas grano decrecientes y arcillas oscuras.

Miembro Regresivo Superior

Está formada por una secuencia de arcillas oscuras sobreyacidas por calizas con trilobites.

Al Norte del levantamiento Cutucú, la Formación Macuma está en discordancia angular sobre la Formación Pumbuiza. El contacto superior de la Formación Macuma entra en discordancia angular con la Formación Santiago. El espesor de la Formación Macuma es desconocido, su edad (según Bristow y Hoffstetter, 1977; Tschopp, 1953) es del Carbonífero Superior - Pérmico Inferior.

2.2.3 Triásico – Jurásico Temprano

Las formaciones de esta edad son Santiago y Sacha, la primera aflora en la Cordillera de Cutucú, mientras que la Formación Sacha fue definida en el pozo Sacha Profundo 1 y se extendería hacia el N de la Cordillera de Cutucú (Rivadeneira y Sánchez, 1989). Estas dos formaciones han sido consideradas como equivalentes faciales laterales (Rivadeneira & Baby, 1999).

La Formación Santiago presenta facies marino carbonatadas, mientras que la Formación Sacha está constituida por limolitas y arcillas rojas de tipo continental.

- Formación Santiago

Fue definida por Goldschmidt, 1940 en Duque, 2000. Aflora en la parte Sur del área subandina. La mayor parte de los afloramientos están dentro del Levantamiento Cutucú (Tschopp, 1953). Está constituida por intercalaciones de lutitas, areniscas y ocasionalmente calizas todas de color negro, en partes turbidíticas. Al Oeste está presente un volcanismo intraformacional con diques, silos e intrusiones verdes porfiríticas y rocas félsicas, diabásicas grises y verdes.

La Formación Santiago está en discordancia angular con la Formación Macuma hacia la base y hacia el Este el contacto es discordante con los sobreyacientes

sedimentos rojos continentales de la Formación Chapiza, y al Oeste está sobreyacida, en discordancia, por la Formación Hollín (Baldock, 1982).

La edad de Santiago es de Hettangiano Tardío – Sinemuriano Tardío definido por medio de dataciones en amonites y bivalvos.

- Formación Sacha

En la parte Centro y Norte dentro del Corredor Sacha-Shushufindi no está presente la Formación Santiago, pero sí la Formación Sacha que está constituida por arcillolitas y limolitas cuarzosas con finas capas y láminas de evaporitas.

Esta formación ha sido conservada en los grabens del Corredor Central.

La formación Sacha, junto a su equivalente lateral Santiago, han sido erosionadas y selladas por las formaciones Chapiza, Yaupi y Hollín (Baby et al., 1998).

2.2.4 Jurásico Medio – Cretácico Temprano

Corresponde a las formaciones Misahuallí, Chapiza, Tambococha y Yaupi, las cuales pertenecen al ciclo tectono - sedimentario que ha sido controlado por el arco volcánico del Jurásico cuya orientación es NNE - SSW, que va desde Perú hasta Colombia (Romeuf et al., 1995 en Baby et al., 1998).

- Formaciones Chapiza, Misahuallí, Tambococha y Yaupi

Las formaciones Chapiza y Misahuallí han sido definidas por Goldsmidt, 1940 en Duque, 2000 y en Tschopp, 1953 respectivamente, mientras que la Formación Yaupi por Baby et al., 1998.

La **Formación Chapiza** aflora en el Levantamiento Cutucú y fue depositada en un ambiente continental seco, con pequeñas incursiones marinas locales. Está constituida por facies detríticas rojas. Dentro de esta formación se diferencian tres miembros según Tschopp, 1953:

Miembro Inferior, compuesto por una sucesión de lutitas y areniscas de color gris, rosado y violeta, con evaporitas.

Miembro Medio, consiste de una alternancia de lutitas, areniscas y conglomerados de color rojo.

Miembro Superior compuesto por una alternancia de lutitas rojas, areniscas feldespáticas y conglomerados inter-estratificados con tobas violáceas, grises, y verdes; brechas tobáceas y basaltos.

La **Formación Misahuallí** aflora en la parte alta del levantamiento Napo y al Oeste de la Cordillera de Cutucú. Esta formación es un equivalente lateral de los miembros Inferior y Medio de la Formación Chapiza (Jaillard, 1997) y posiblemente de la Formación Yaupi (Rivadeneira & Baby, 1999). Está compuesta por tobas riolíticas, basaltos verdosos a grises oscuros y traquitas, interestratificadas con pocos sedimentos (Baldock, 1982).

La edad de la Formación Misahuallí es Liásico tardío - Jurásico Superior temprano (Aspden et al, 1992; Romeuf et al., 1995 en Baby et al., 1999).

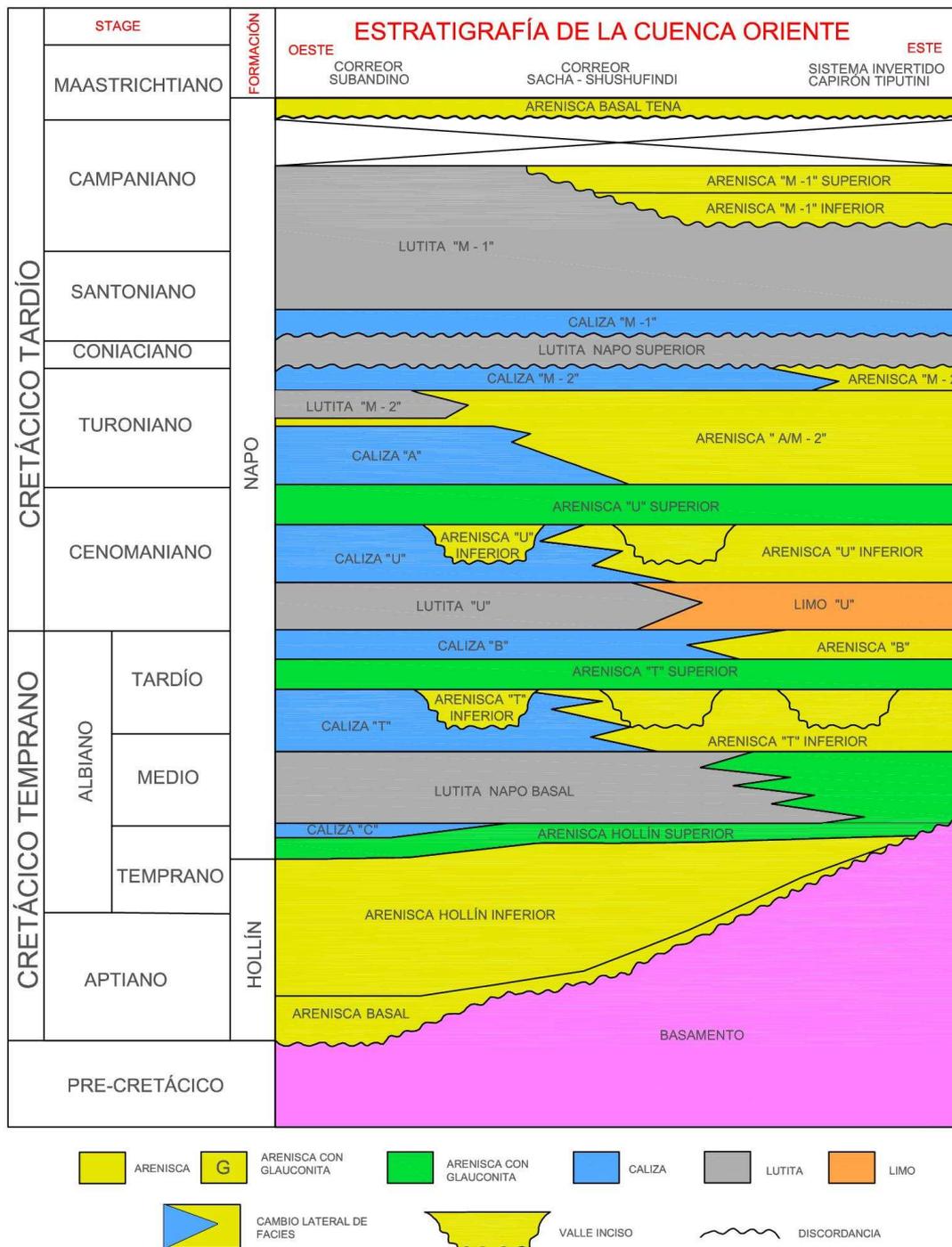
El pozo Tambococha 1 penetró una serie carbonática que se denominó **Formación Tambococha**, a lo que se considera un equivalente lateral de la Formación Chapiza (Díaz et al., 2004) cuya edad es Jurásico Superior - Cretácico Inferior.

La **Formación Yaupi**, definida en la parte norte de la cuenca, corresponde a los depósitos de la parte superior de la formación Chapiza datados del Jurásico Superior – Cretácico Inferior. En el pozo Sacha Profundo-1, están representados por tobas intercaladas con limolitas y arcillolitas multicolores, con basaltos datados de 132 Ma que corresponde al Neocomiano. Su base aparece claramente como erosiva sobre la Formación Sacha o sobre el Paleozoico.

Las Formaciones Chapiza, Misahuallí y Yaupi yacen en discordancia angular sobre la Formación Santiago (Jaillard, 1997; Baby et al., 1998) y están sobreyacidas por la Formación Hollín en discordancia angular y erosiva para las Formaciones Chapiza y Misahuallí, y concordante para la Formación Yaupi según Rivadeneira y Baby, 1999.

2.2.5 Cretácico (Figura 2.2)

El relleno de la cuenca cretácica ha sido subdividido en tres formaciones principales (Tschopp, 1953): Hollín, Napo y Tena. Esta última Formación alcanza el Paleoceno.



4 -Figura 2.2 Columna estratigráfica general del Cretácico de la Cuenca Oriente ecuatoriana (Tomada de Vaca, 2004. Modificada por Tuz y León, 2012).

- Formación Hollín

Fue definida por Watson y Sinclair, 1927 en Duque, 2000 y subdivida en dos miembros litológicos (Tschopp, 1953): Hollín Inferior y Hollín Superior.

Hollín Superior contiene glauconita, mientras que el miembro Inferior está formado solo por areniscas cuarzosas limpias.

Villagómez, 1995, divide litológicamente a esta formación en los siguientes miembros:

Arenisca Basal, de edad Aptiano Inferior, constituida de una arenisca conglomerática (Canfield et al., 1982), que se localiza únicamente dentro del relleno sedimentario de un conjunto de valles divididos (White et al., 1995). La parte basal indica un ambiente de estuario y fluvial distal (Shanmugan et al., 1998). Dentro de los registros eléctricos se diferencia al reservorio por presentar agua salada de baja resistividad (Villagómez, 1995).

Arenisca Hollín Inferior, de edad Aptiano Superior - Albiano Inferior, consiste de una serie de areniscas cuarzosas que corresponden a depósitos de llanura de inundación, depósitos de ambiente fluvial de tipo entrelazado (braided) y planicie costera (White et al., 1995). Arenas que (según Jaillard et al., 1997; Shanmugan et al., 1998) provienen del Escudo de Guyana.

Arenisca Hollín Superior, de edad Albiano Medio - Tardío según Ordóñez et al, 2006, se diferencia de Hollín Inferior por sus características marinas (Tschopp, 1953; Bristow y Hoffstetter, 1977; Jaillard, 1997). Está constituida por areniscas cuarzo - glauconíticas, margas, lutitas y calizas (White et al., 1995).

La Formación Hollín reposa en discordancia angular o para-concordancia sobre las Formaciones Chapiza y Misahuallí del Jurásico y sobre las Formaciones Macuma y Pumbuiza del Paleozoico. Estos depósitos son diacrónicos y retrógrados y se acuñan hacia el Este de la Cuenca Oriente.

- Formación Napo

Fue definida por Watson y Sinclair en 1927. Es la Formación económicamente más importante de la Cuenca Oriente, consiste de areniscas cuarzosas a menudo glauconíticas con o sin bioturbación, calizas bioclásticas, margas depositadas en una plataforma marina somera y lutitas laminadas (Tschopp, 1953; Faucher &

Savoyat, 1975; Bristow & Hoffstetter, 1977; Canfield et al., 1982). Jaillard, 1997 definió la edad de esta formación como Albiano Inferior – Campaniano.

La Formación Napo se caracteriza por ser heterolítica, como resultado de variaciones relativas del nivel del mar y del desplazamiento de la línea costera.

A esta formación se la ha dividido en varias unidades las que se describen a continuación:

Caliza C

Ordóñez et al, 2006, definió una edad Albiano Medio - Tardío. Está formada por calizas masivas y lutitas negras con presencia de glauconita y fosfatos.

Lutitas Napo Basal

De edad Albiano Tardío (Ordóñez et al, 2006), está compuesta por lutitas negras no calcáreas, muy ricas en materia orgánica.

Caliza T

De edad Albiano Tardío según Ordóñez et al, 2006. Es una alternancia de calizas arenosas glauconíticas y margas fosilíferas bioturbadas.

Arenisca T Inferior

Reposa sobre la Caliza T, en partes sobre una superficie erosiva. Está formada por areniscas de grano fino a medio (White et al., 1995). Su edad es Albiano Tardío (Jaillard, 1997).

Arenisca T Superior

De la misma edad que la Arenisca T Inferior, comprende areniscas glauconíticas, generalmente interestratificadas con lutitas (White et al., 1995).

Caliza B

Según Ordóñez et al, 2006, son de edad Albiano Tardío – Cenomaniano Temprano. Forma una secuencia de lutitas carbonatadas, margas y calizas fosilíferas.

Lutita U

Jaillard, 1997, le atribuyó una edad Cenomaniano Temprano. Está constituida principalmente por lutitas laminares negras, poco a nada calcáreas, calizas arcillosas y calizas margosas.

Arenisca U Inferior

Según Jaillard, 1997, de edad Cenomaniano Medio. Está formada por una secuencia estrato y grano - decreciente que yace discordantemente sobre las Lutitas U. Principalmente es una sucesión constante de areniscas cuarzosas. Al Oeste, la Arenisca U Inferior desaparece para formar una secuencia carbonatada con calizas fosilíferas, bioturbadas, arenosas y glauconíticas que se intercalan con lutitas o limolitas y areniscas glauconíticas de grano fino (Jaillard, 1997).

Arenisca U Superior

De igual edad que la anterior, se caracteriza por la presencia de areniscas glauconíticas de grano fino con cemento calcáreo, inter-estratificada con lutitas y calizas (White et al., 1995).

Caliza A

Jaillard, 1997 y Vallejo, 2002; le atribuyen una edad Turoniano Temprano - Medio. White et al., 1995; proponen subdividir a la Caliza A en Inferior y Superior. La primera, caracterizada por una sección muy potente de calizas masivas micríticas y a veces laminadas, poco bioturbadas, cherts y partes de peces, muy pocos bivalvos y abundantes amonites pequeños; con una peculiar presencia de abundante pirita y a veces ausencia de glauconita. Mientras que la segunda, está compuesta por calizas fosilíferas (Gaibor, 2001), existiendo una bioturbación intensa, lo que afirma la abundancia de fósiles como bivalvos y amonites. Jaillard,

1997 sugiere que la presencia y abundancia de cantos fosfáticos hacia el tope indica que es un depósito de baja energía y de mar abierto.

Calizas y Areniscas M – 2

Según Ordóñez et al., 2006, de edad Turoniano. White et al., 1995; afirma que al Este de la cuenca este miembro está compuesto por una sucesión de areniscas finas separadas por intercalaciones delgadas de lutitas calcáreas, mientras que Jaillard et al., 1997, considera que al Oeste de la Cuenca la misma unidad pasa lateralmente a margas arenosas, glauconíticas y que al tope terminan con niveles de calizas que dan paso a la Caliza M – 2, que son fosilíferas interestratificadas con lutitas según White et al., 1995.

Caliza M – 1

De edad Coniaciano – Santoniano según Ordóñez et al., 2006. Está formada por una sucesión de calizas, lutitas y margas. El ambiente de depositación es de plataforma carbonatada anóxica en la base y al tope es una plataforma de anoxia restringida.

Lutita M - 1

El ambiente de depositación es de plataforma marina somera. Está compuesto por lutitas negras y gris oscuras, muy ricas en materia orgánica con eventuales lentes calcáreas o limo - arenosos. La edad que se le atribuye a este miembro es de Santoniano Tardío - Campaniano Temprano según Jaillard, 1997.

Arenisca M – 1 Inferior

Raynaud et al., 1993, le atribuye una edad Campaniano Inferior - Medio, han sido divididas en dos unidades. Ambas tienen un contacto basal erosivo, hacia el tope las facies se hacen más arcillosas, depositadas en ambientes fluviales hacia el Este y hacia el tope en el miembro superior se tornan en ambientes estuarinos. Está formado principalmente por areniscas masivas, gruesas a veces microconglomeráticas hacia la base.

Arenisca M - I Superior

De edad Campaniano medio según Raynaud et al., 1993. Compuesto por areniscas que en ocasiones son glauconíticas intercaladas con lutitas, que están sobreyacidas por sedimentos pantanosos que forman capas de carbón.

- Formación Tena

De edad Maastrichtiano Inferior según Faucher y Savoyat, 1973 y Paleoceno según Jaillard et al., 1997. Está compuesta por una secuencia de sedimentos rojos representados por areniscas, conglomerados y arcillas, que han sido depositados en un ambiente continental y han sido formados por el levantamiento y erosión de la Cordillera Real.

Arenisca Basal Tena

Jaillard, 1997, le atribuye una edad Maastrichtiano Temprano. Villalba et al., 2006 describe areniscas arcósicas hacia el Este, pasando a cuarzo - arenitas, cuarzo areniscas arcósicas y cuarzo-arenitas calcáreas hacia la parte central y norte. Mientras que Jaillard, 1997 indica para la zona subandina la existencia de microconglomerados, brechas calcáreas y areniscas cuarzosas. La base de la Arenisca Basal Tena pertenece a una discordancia erosiva regional que ha sido asociada a un cambio litológico importante (Raynaud et al., 1993), esta discordancia es observada en varios afloramientos de la Zona Subandina y en secciones sísmicas de la Cuenca Oriente específicamente en la parte occidental. Mientras que en la parte superior el contacto es concordante con el Tena inferior.

Raynaud et al., (1993), sugiere que el ambiente de depositación de la Arenisca Basal Tena corresponde a un relleno de paleovalles en la base de una importante transgresión eustática.

Varios autores entre ellos Barragán, 1999 y Vaca, 2004; proponen incluir a la Arenisca Tena Basal como parte de la Formación Napo tomando en cuenta, la semejanza que presenta con las secuencias arenosas de dicha formación.

Sin considerar la Arenisca Tena Basal. La Formación Tena propiamente dicha se divide en dos:

Tena Inferior

De edad Maastrichtiano según Faucher y Savoyat, 1973. Este miembro consiste de limolitas y areniscas de color rojo ladrillo, de grano fino, ambiente continental y se encuentra en contacto concordante sobre la Arenisca Tena Basal.

Tena Superior

La edad para esta formación es Paleocénica y está compuesta principalmente por limolitas y areniscas continentales de grano más grueso que Tena Inferior (Jaillard, 1997).

Se propone según Jaillard, 1997; la existencia de un hiato sedimentario producto de no depositación de edad Maastrichtiano Superior - Paleoceno Inferior entre Tena Inferior y Superior. Mientras que Dashwood & Abbotts, 1990; indican la existencia de otro hiato como producto de erosión en el techo de la Formación Tena y que se lo evidencia por un brusco cambio de facies a los conglomerados basales de la Formación Tiyuyacu.

2.2.6 Cenozoico

- Formación Tiyuyacu

De edad Eoceno Temprano - Oligoceno Temprano (según Valdez, 1997 en Baby et al., 1998). Esta formación está constituida por capas rojas incluido conglomerados gruesos e intercalaciones de arcillolitas y limolitas color rojo, verde y gris (Baldock, 1982).

Se propone dividir a esta Formación en dos (Baby et al., 1998): *Tiyuyacu Inferior* compuesta por areniscas conglomeráticas, conglomerados, arcillolitas y limolitas; *Tiyuyacu Superior* compuesta de sedimentos de grano fino como arcillolitas, areniscas y conglomerados. Los conglomerados están formados por clastos subredondeados a redondeados compuestos principalmente de cherts, cuarzo

lechoso y cuarcitas. Subyace a la Formación Orteguzza en la mayor parte de la cuenca y a la Formación Chalcana en la mayor parte de la Zona Subandina (con excepción de la parte norte en donde está presente Orteguzza), con un contacto concordante.

- Formación Orteguzza

La edad que se le atribuye a esta formación es Oligoceno según Ordoñez et al., 2006. Es una secuencia compuesta por areniscas grises a verdes, lutitas grises – verdes, a veces negra con intercalaciones de areniscas cuyo ambiente de depositación es marino. La existencia de nódulos de pirita indica un ambiente de tipo reductor. El paso de ambiente continental a marino entre el Tiyuyacu Superior y la Formación Orteguzza, es reconocible mediante la sísmica (Rivadeneira & Baby, 1999).

2.2.7 Neógeno y Cuaternario

- Formación Chalcana

La edad atribuida a esta Formación es Mioceno (Ordoñez et al., 2006), fue depositada en un ambiente netamente continental, según Tschopp, 1953. Está compuesta por sedimentos continentales como arcillolitas rojas con nódulos calcáreos, intercalados con niveles de areniscas y micro - conglomerados. Hacia la parte basal está formada por un equivalente lateral en facies continentales de la Formación Orteguzza (Rivadeneira & Baby, 1999). Se encuentra sobre la Formación Tiyuyacu en transición gradual y existe un contacto que está bien definido con la Formación Arajuno que la sobreyace (Tschopp et al., 1953).

- Formación Arajuno

La edad que se le atribuye a esta formación es Mioceno Medio - Tardío (Ordoñez et al, 2006). Está compuesta principalmente por areniscas y lentes de conglomerados. Se mencionan 3 subdivisiones en Tschopp, 1953: La *Inferior*, compuesta de areniscas con lentes de guijarros y conglomerados, intercalados con arcillas bentónicas. La *Media*, compuesto por arcillolitas rojas con yeso hacia

la base y tobas hacia el tope. Y la *Superior*, constituido por arenas con arcillas ligníticas y vetas de carbón.

Esta Formación sobreyace concordantemente a la Formación Chalcana (Baby et al., 1998) y hacia el tope tiene un contacto en "onlap" con la Formación Chambira (Baldock, 1982).

- Formación Curaray

La edad para esta formación es Mioceno superior - Plioceno inferior según Rivadeneira et al., 1998 y Rivadeneira y Baby, 1999. La Formación Curaray se encuentra al Este de la Cuenca Oriente y es equivalente lateral de la Formación Arajuno, comprende arcillas de color gris claro a gris - azul o rojizas. En varios lugares se evidencian intercalaciones de yesos y niveles de areniscas de grano fino a medio. Al tope aparecen arcillas negras con carbón y niveles de lignito.

- Formación Chambira

Baldock, 1982 le atribuyó una edad Mioceno superior - Plioceno. Consiste en una alternancia de niveles conglomeráticos con abundantes troncos sílicificados, areniscas tobáceas y arcillas intercaladas. Chambira es una secuencia transgresiva que descansa en "onlap" sobre Arajuno.

- Formación Mesa

La edad que le atribuye Baldock, 1982 es Plioceno - Pleistoceno. Esta formación está compuesta por un apilamiento de terrazas imbricadas que han sido fuertemente erosionadas. Dichas terrazas están compuestas de depósitos con clastos de tamaño medio a grueso, cuyo origen es los flancos orientales de la Cordillera Real (Tschopp, 1953). Descansa discordantemente sobre la Formación Chambira.

- Formación Mera

La edad que le atribuye Baldock, 1982 es Cuaternario. Formación que ha sido definida por Baldock en el año de 1983 y consiste principalmente de conglomerados con intercalaciones de niveles piroclásticos de piedemonte. Las arenas y arcillas de esta formación han sido asociadas al último pulso del Levantamiento Andino. La Formación Mera está sobre la Formación Mesa en contacto discordante (Baby et al., 1998).

2.3 MARCO ESTRUCTURAL REGIONAL

2.3.1 Estilo Tectónico y Dominios Estructurales

La Cuenca Oriente Ecuatoriana ha sido dividida en tres grandes dominios estructurales, cada uno separado por sistemas de mega fallas de basamento orientadas NNE - SSW (Rivadeneira y Baby, 1999) (Figura 2.3).

Sistema Subandino (Dominio Occidental)

Compone la parte aflorante de la Cuenca Oriente y permite observar el estilo de las últimas deformaciones. En los afloramientos se observan fallas inversas de alto a bajo ángulo con marcadores cinemáticos que evidencian una tectónica transpresiva con movimientos dextrales. Este dominio tectónico se levantó y deformó en el Plioceno y Cuaternario. La morfología y las series sedimentarias implicadas en la deformación llevan a diferenciar, del Norte al Sur, tres zonas morfo - estructurales:

Levantamiento Napo

Corresponde a un inmenso domo alargado con orientación NNE – SSO, limitado al Este y al Oeste por fallas transpresivas. El borde oriental del levantamiento Napo o frente subandino, está constituido por estructuras compresivas tipo estructuras en flor positivas que originaron el Campo Bermejo y otras estructuras como el anticlinal del Río Payamino.

Depresión Pastaza

Ubicada en la parte central, donde las fallas se vuelven más cabalgantes al contacto Zona Subandina - Cordillera Oriental. Su morfología actual corresponde a un megacono aluvial del Río Pastaza, que se desarrolla hacia la Cuenca del Marañón en Perú.

Estudios de campo y fotointerpretación muestran que el frente Subandino corresponde en superficie a un sistema de corrimientos y vergencia al Oeste.

Levantamiento Cutucú

Se eleva hasta 2000 m y se prolonga hasta el Sur en la cordillera del Cóndor, corresponde a un gran anticlinal con dirección NNE - SSW (Faucher y Savoyat, 1973), principalmente afloran formaciones Triásicas y Jurásicas (Fms. Santiago y Chapiza) (Rivadeneira & Baby, 1999).

En base a estudios de campo y fotointerpretación Rivadeneira y Baby, (1999), le interpretan como una estructura en flor hacia el Sur. El frente Subandino corresponde a un sistema de corrimientos con vergencia Oeste, relacionados con una cuña intercutánea profunda con vergencia Este.

Dominio Central (Corredor Sacha – Shushufindi)

En este corredor se ubican los campos petrolíferos más importantes del Ecuador y se encuentra deformado por mega fallas en transpresión con una orientación NNE – SSW que se verticalizan a profundidad y evolucionan hacia la superficie en estructuras en flor (Baby et al., 1999).

Estas mega fallas están limitando semi grabens de edad Triásico superior a Jurásico (Rivadeneira & Sánchez, 1989) y están deformados por pliegues de gran amplitud tipo “roll over”. Estas mega fallas han sido reactivadas e invertidas en el Cretácico superior, el Terciario y el Mio-Plioceno.

Dominio Oriental (Sistema Invertido Capirón – Tiputini)

Pertenece a una cuenca extensiva, actualmente invertida, constituida por fallas lítricas que interactúan sobre un nivel de despegue horizontal (Balkwill et al., 1995; Baby et al., 1999). Se define un estilo de deformación típica en “echelón” y un conjunto de fallas verticales en superficie. Todo esto corresponde a la inversión de una cuenca extensiva, la que provocó un importante levantamiento oriental a partir del Eoceno, como lo evidencian ciertas secciones sísmicas, ya que estructuras Eocénicas están erosionadas y selladas por la base de la Formación Tiyuyacu superior.

2.3.2 Etapas de Deformación

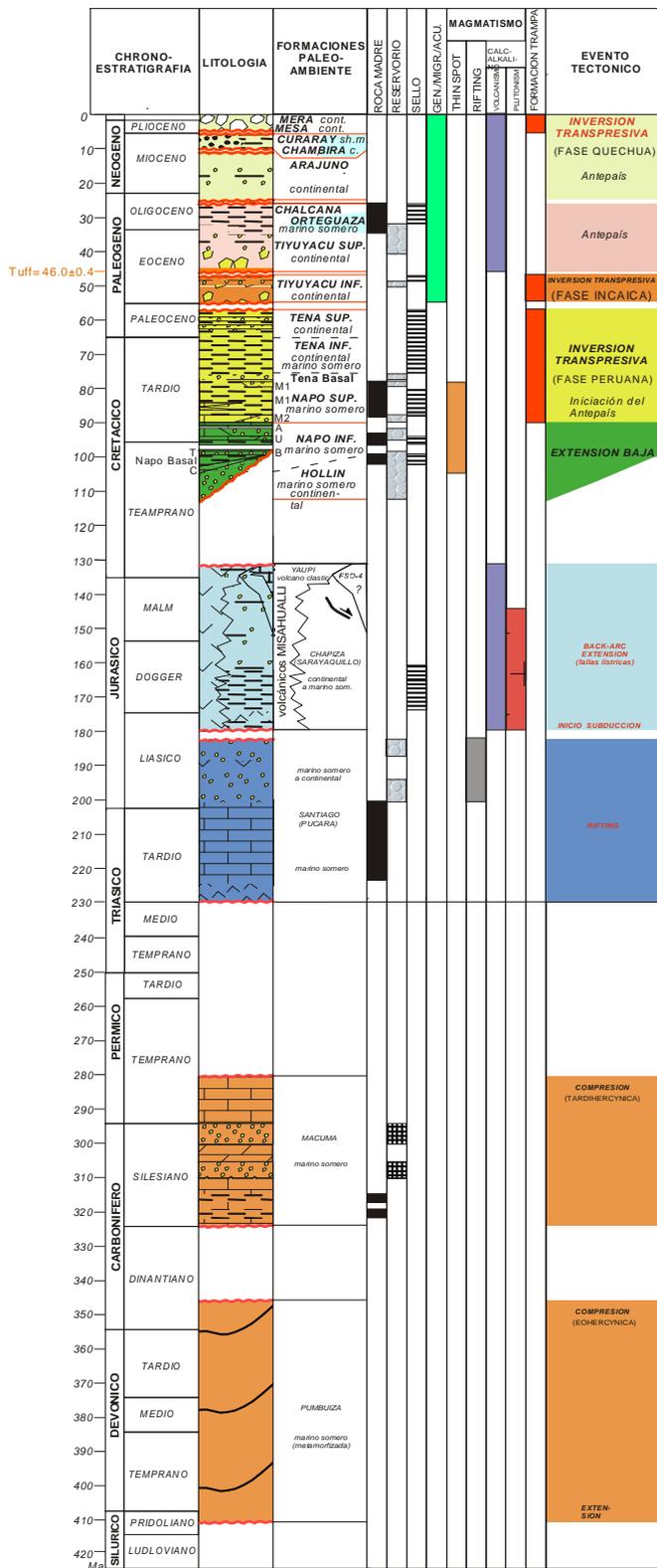
La sísmica de reflexión indica que algunas de las fallas de rumbo corresponden a antiguas fallas normales, que controlaron la sedimentación desde el Permo-Triásico hasta el Cretácico Temprano.

Extensión Precretácica

Globalmente, el Pre-Cretácico desarrollado hacia el Sur de la Cuenca Oriente, se caracteriza por una cuña sedimentaria Paleozoica que se bisela hacia el Este y por semi - grabens de edad Permo - Triásico o Jurásico, erosionados y sellados por la Formación Yaupi o Misahuallí.

Estudios tectónicos han evidenciado 4 etapas de deformación a lo largo de la historia Pre – Cretácica de la Cuenca Oriente ecuatoriana (Baby et al., 1997), (Figura 2.4).

COLUMNA TECTONO-ESTRATIGRAFICA DE LA CUENCA ORIENTE (IRD-PETROPRODUCCION)



Trad. Baby et al. (1999)

6 -Figura 2.4 Columna tectono - estratigráfica de la Cuenca Oriente (Tomado de IRD - Petroproducción, 1999).

Etapas de deformación entre el Cretácico y el Reciente

Extensión Napo Basal o Inferior (?) (Albiano a Cenomaniano)

Algunas secciones sísmicas permiten evidenciar pequeñas fallas normales que afectan la parte inferior de la Formación Napo. Sin embargo no ha sido posible definir la cinemática y geometría de éstas, se ha podido dar una idea de que la mayoría de estas fallas fueron invertidas durante las etapas de deformación compresivas posteriores (Baby et al., 1997). Controlaron posiblemente la sedimentación de ciertos cuerpos arenosos que en la actualidad son excelentes reservorios.

Inversión Napo Medio – Tena Inferior (Turoniano a Maastrichtiano)

Durante la sedimentación de Napo Medio y Superior y de la Formación Tena Inferior, se produjo la primera etapa de deformación compresiva, que Rivadeneira y Baby (1999) califican de inversión tectónica en régimen transpresivo dextral. Se observa en base a secciones sísmicas que los sedimentos de Napo Superior y de la Tena Inferior se biselan sobre el anticlinal de la estructura Shushufindi y se sella así una primera etapa de deformación.

En la parte Oriental, estructuras como Pañacocha o Capirón presentan en sus flancos variaciones de espesor en la Formación Tena debido a una fuerte erosión de la Tiyuyacu Basal.

En la parte Oeste de la Cuenca, la Formación Tena está menos erosionada por lo que es más completa y estructuras como Bermejo presentan una deformación sin-sedimentaria en la Tena Inferior que registró este evento de deformación transpresiva.

La mayoría de los campos petroleros productores de la Cuenca Oriente fueron formados durante esta primera etapa de deformación, que a su vez concuerda

con la fase de deformación compresiva Peruana que es descrita al Sur (Jaillard, 1993; Gil et al., 1996 en Rivadeneira & Baby, 1999).

Inversión Tiyuyacu Inferior (Eoceno Temprano)

Los análisis de secciones sísmicas a nivel regional han permitido que se defina una superficie de erosión intra - Tiyuyacu según Rivadeneira & Baby, 1999. Esto hace que se divida a la Formación en Tiyuyacu Superior e Inferior. Esa superficie de erosión es la que provoca variaciones de espesor de la Tiyuyacu Inferior en los flancos de muchas estructuras como Cuyabeno - Sansahuari o Víctor Hugo Rúales y hace que se determine así una deformación pre - Tiyuyacu Superior.

Se trata de una deformación sin - sedimentaria al tiempo Tiyuyacu Inferior que confirma la importancia de esta segunda etapa de deformación transpresiva, probablemente de edad Eoceno Inferior que marca el inicio de la cuenca de antepaís andina y probablemente la primera fase de deformación del dominio oriental (Rivadeneira & Baby, 1999).

Inversión Plioceno – Cuaternario

Esta inversión es la responsable de las estructuras y del Levantamiento del Corredor Subandino y levanta toda la columna sedimentaria de la Cuenca Oriente (Rivadeneira & Baby, 1999). El análisis sísmico indica que muchas de las fallas invertidas de la cuenca antepaís se han reactivado durante esta época.

Capítulo III

3. CONCEPTOS Y DEFINICIONES DE LA EVALUACIÓN DEL RIESGO GEOLÓGICO

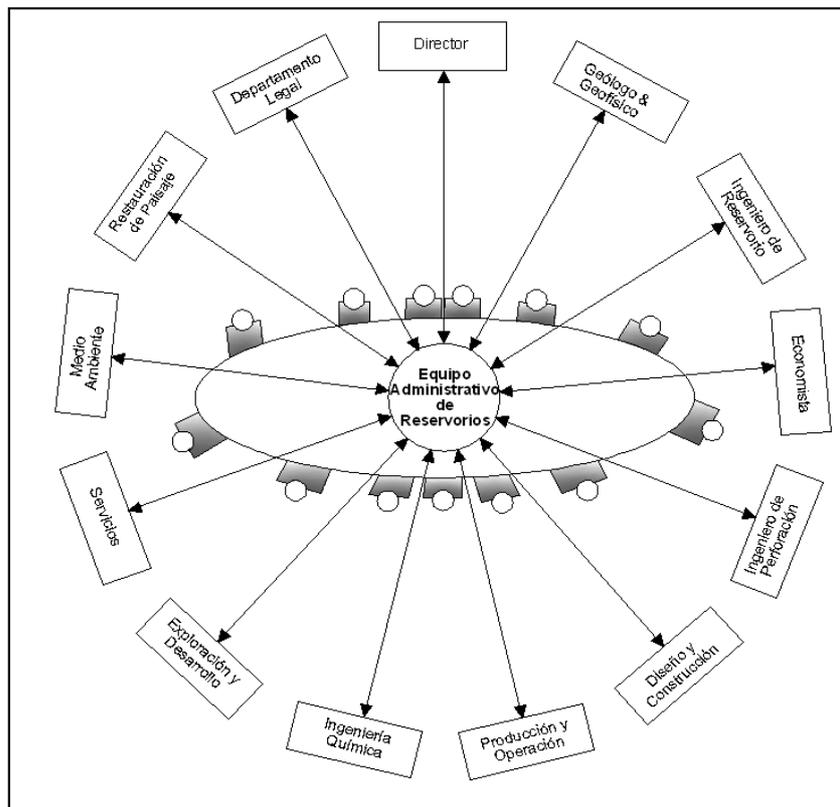
3.1 INTRODUCCIÓN

Los recursos petroleros han estado sujetos a evaluaciones económicas y planeamientos formales desde la década de los 90 usando principios de análisis de riesgos y portafolios gerenciales. Las empresas petroleras, tanto estatales como particulares, desarrollaron proyectos pilotos y/o guías para el análisis de riesgo de los prospectos petroleros, particularmente en exploración tipo offshore, donde la incertidumbre es mayor (Rose, 2001).

Desde 1980 los descubrimientos de nuevos campos gigantes disminuían a nivel mundial y se iniciaba el descubrimiento de campos más pequeños, en donde la probabilidad de suceso era preocupante. Desde entonces se comenzó a hacer un esfuerzo para que las empresas adopten procedimientos para optimizar la exploración de nuevos prospectos y también nuevos plays.

Los nuevos pozos exploratorios ya no obedecían solamente a los prospectos definidos mediante mapas estructurales y en tiempo (geofísicos), sino a conceptos relacionados a tendencias ("*trend analysis*"), a conceptos más generales como sistemas petrolíferos, aterrizando en conceptos económicos como plays, prospectos y pre-prospectos ("*leads*"). Tomándose en cuenta no solamente el cálculo probabilístico del petróleo en sitio estimado, sino también contemplando la oportunidad de suceso o de fracaso de la operación y finalmente la probabilidad de suceso económico del proyecto.

Para llevar a cabo estas tendencias exploratorias el trabajo que antes se hacía individualmente en los departamentos de Geología, Geofísica, reservorios, perforación, etc., se ha transformado en una labor integrada encabezada por un grupo de trabajo que toma decisiones y no una sola persona o jefe. Este grupo se denomina "Equipo de Gerencia de Reservorios ("*Reservoir Management Team*")" que interactúa con varios departamentos (Figura 3.1).

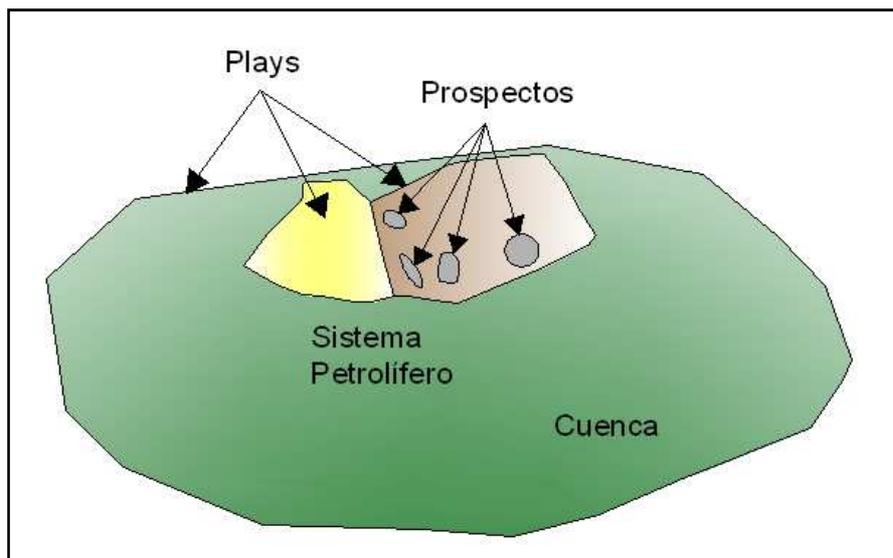


7 -Figura 3.1 Equipo de Gerencia de Reservorios. Modificado de Satter & Thakur, 1994.

3.2 CONCEPTOS Y DEFINICIONES GEOLÓGICO - PETROLERAS

3.2.1 Niveles de investigación en la exploración de petróleo.-

La investigación de una cuenca sedimentaria enfatiza las secuencias estratigráficas y el estilo estructural de las rocas sedimentarias. El estudio del sistema petrolífero describe las relaciones genéticas que existen entre una roca madre y las acumulaciones de hidrocarburos. El análisis de un play describe las similitudes actuales de una serie de trampas. Y el análisis de un prospecto describe individualmente una trampa actual.



8 -Figura 3.2 Niveles de investigación en la exploración de petróleo.

Factor	Cuenca Sedimentaria	Sistema Petrolífero	Play	Prospecto
Investigación	Rocas sedimentarias	Petróleo	Trampas	Trampa
Económico	Ninguno	Ninguno	Esencial	Esencial
Tiempo geológico	Tiempo de deposición	Momento crítico	Presente	Presente
Existencia	Absoluta	Absoluta	Condicional	Condicional
Costo	Muy bajo	Bajo	Alto	Muy alto
Análisis y modelamiento	Cuenca	Sistema	Play	Prospecto

2 –Tabla 3.1 Niveles de investigación en la exploración de petróleo. Tomado de Yang, 2003.

Cuenca Sedimentaria.- La existencia de la Cuenca sedimentaria es la primera condición que debe cumplirse para la existencia de un sistema petrolífero. Es una cubeta rellena de sedimentos, únicas rocas donde se puedan generar los hidrocarburos y donde en general se pueden acumular y preservar los mismos. La cuenca es la que alberga o contiene al hidrocarburo.

El tamaño de estas cubetas puede variar en decenas de miles de km^2 , mientras que el espesor es en general de miles de metros (hasta 7.000). Estas cubetas sedimentarias se encuentran rodeadas por zonas de basamento, donde no se depositaron sedimentos y son, por lo tanto, estériles.

Sistema Petrolífero (Magoon y Dow, 1994).- Se define como un sistema natural que comprende un volumen de roca madre madura de hidrocarburos así como todo el petróleo y gas generado de dicha roca y que está presente en

acumulaciones comerciales y no comerciales. Un sistema petrolífero incluye todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para que un depósito de crudo y gas exista.

El término sistema se refiere a los elementos interdependientes y procesos que forman la unidad funcional que crea la acumulación de hidrocarburos. Tales elementos esenciales y procesos son:

Elementos

- Roca madre
- Roca reservorio
- Roca sello
- Trampa
- Roca Cobrera

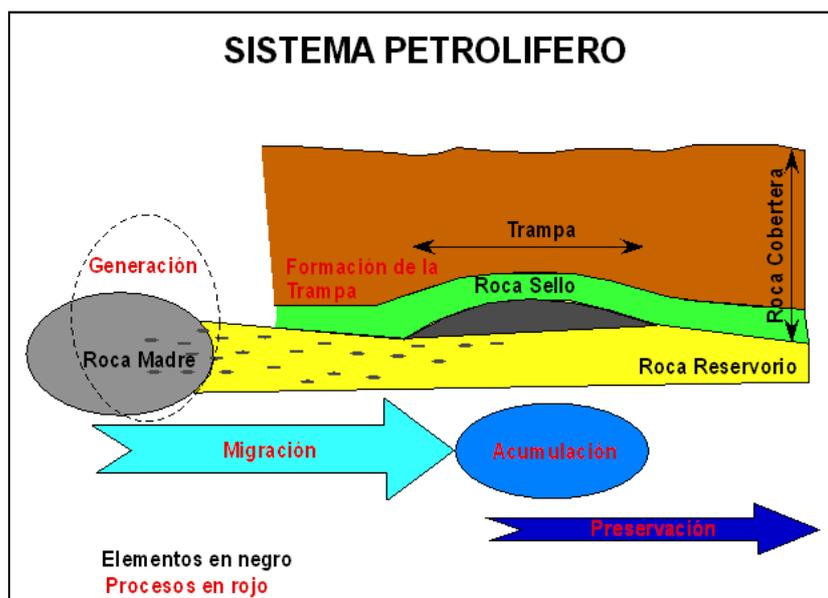
Procesos

- Generación,
- Migración,
- Entrampamiento,
- Preservación

Estos elementos y procesos esenciales deben ser puestos correctamente en el tiempo y el espacio de manera que la materia orgánica incluida en una roca fuente pueda ser convertida en una acumulación de petróleo. Un sistema petrolífero existe donde se sabe que ocurren todos estos elementos y procesos esenciales o donde se piensa que hay buenas posibilidades de que ocurran.

Para nombrar a un sistema petrolífero se requiere incluir el nombre de la unidad de roca madre, seguida por el nombre de la unidad principal de la roca reservorio y luego el símbolo expresado el nivel de certeza.

Elementos y Procesos de un Sistema Petrolífero



9 -Figura 3.3 Sistema Petrolífero (Tomado de Rivadeneira, Curso de Geología del Petróleo, 2008).

Roca Madre.- Es una roca sedimentaria de grano muy fino (normalmente lutitas, pero también calizas) de origen marino o lacustre, con abundante contenido de materia orgánica (plancton, algas, líquenes, ostras y peces, restos vegetales y otros). Estos fueron quedando incorporados en ambientes anóxicos y que por efecto del enterramiento y del incremento de presión y temperatura transforma a la materia orgánica en hidrocarburos, es decir se genera el hidrocarburo.

Normalmente a esa profundidad no hay oxígeno por lo cual la materia orgánica se preserva. Estos sedimentos del fondo, en general arcillosos, constituyeron lo que luego sería la roca generadora de hidrocarburos. Esta roca es posteriormente cubierta por otros sedimentos, y así va quedando enterrada a profundidad cada vez mayor, sometida a presiones y temperaturas más altas de las que había cuando se depositó.

Al estar en profundidad, la Roca Generadora o Roca Madre está sometida a alta temperatura y presión, lo que hace que poco a poco se genere el petróleo o gas, los mismos que van siendo expulsados de la roca.

Roca Reservorio.- El petróleo y el gas natural se encuentran impregnados en cierto tipo de rocas a las cuales se les denomina reservorios. En consecuencia, los reservorios son rocas que tienen espacios vacíos dentro de sí, llamados poros que son capaces de contener y permitir el paso de petróleo y gas del mismo modo que una esponja contiene agua. Las propiedades de la roca reservorio son:

Porosidad; es el porcentaje de espacios vacíos respecto al volumen total de la roca que indicará el volumen de fluidos que pudiera contener el reservorio, sea de hidrocarburos o agua.

Permeabilidad; describe la facilidad con que un fluido puede moverse a través del reservorio, esta propiedad controla el caudal que puede producir un pozo que extraiga petróleo del mismo, es decir, el volumen de producción estimado. A mayor permeabilidad mejores caudales de producción.

Saturación de hidrocarburos; expresa el porcentaje del espacio “poral” que está ocupado por petróleo o gas. Esta permite estimar el porcentaje de contenido del fluido del reservorio, mientras más alto el porcentaje de saturación, se estima mayor volumen de hidrocarburos. La saturación de hidrocarburo en porcentaje se expresa como $(1 - S_w) \times 100$. La saturación de agua (S_w), es el parámetro que se calcula directamente en el estudio de reservorios.

Factor de recobro; es la relación expresada en porcentaje que existe, de acuerdo con métodos reconocidos por la industria petrolera, entre el hidrocarburo que puede ser recuperado de un yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento. Teóricamente la fuerza de gravedad puede originar factores de recobro de hasta el 80%, produciendo el yacimiento a través de pozos localizados en la parte más baja de la estructura. Este factor depende de muchas variables como son: las propiedades petrofísicas de roca y fluido, la presión y los mecanismos de producción.

Roca Sello.- Es la roca que sirve de barrera e impide que el hidrocarburo siga subiendo, es por lo general una capa de roca impermeable al que se denomina sello. El Sello está compuesto por lo general de arcillas, pero también pueden ser rocas impermeables de otra naturaleza, tales como mantos de sal, yeso o incluso rocas volcánicas.

Roca Cobertera.- Altura del conjunto de rocas o estratos rocosos que se encuentran sobre el yacimiento petrolífero, desde el techo del yacimiento hasta la superficie incluyendo también la roca sello.

Trampa.- Para que se forme un yacimiento hace falta un sistema geométrico que atrape y concentre al hidrocarburo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable subterránea. Este elemento se denomina trampa.

Las mismas pueden estar dadas por rocas impermeables ubicadas a los lados del reservorio; un ejemplo de esto es un cuerpo de arena (reservorio) totalmente rodeado de arcilla (sello y trampa); es la llamada trampa estratigráfica. La trampa puede ser producto de una deformación de las rocas; es posible que se forme un pliegue de modo tal que hacia todos los lados tanto el reservorio como el sello vayan bajando, adoptando la forma de una taza invertida, lo que evita que el petróleo migre hacia la superficie. A eso se le denomina una trampa estructural.

Migración.- Es el movimiento del petróleo de sedimentos finos a sedimentos de grano más grueso, como arenisca. A veces el petróleo no encuentra obstáculos en su migración, por lo que no se entrapa y sale o brota a la superficie como un manantial.

Existen dos tipos de migración: primaria, desde la roca madre al reservorio; y secundaria, dentro de la propia roca reservorio. La migración primaria se produce siempre a través de cortas distancias y la secundaria puede ser de distancias muy largas.

Timing.- Es la relación adecuada entre el tiempo de generación y migración del hidrocarburo con el tiempo de formación de la trampa.

Petróleo.- Es una mezcla compleja de hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos y no hidrocarburos que ocurren naturalmente en la tierra. El estado físico del petróleo depende de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre. Comúnmente son usados como sinónimos los términos "hidrocarburo" y "gas y crudo" (Tomado de Bernal, 1998).

Gas Natural.- El gas natural es una mezcla de hidrocarburos que viene conjuntamente con el petróleo procedente de las formaciones productoras, y que por las condiciones de gravedad en el proceso de producción se separa del crudo formando la fase gaseosa.

Gravedad API.- Viene de sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparado con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flota en esta. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Por ejemplo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más liviana. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades. Sin embargo, siempre al número se le coloca la denominación grado API para diferenciarlos de la gravedad del Sistema Internacional (SI). La gravedad API es medida con un instrumento denominado hidrómetro y su fórmula es:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{gravedad específica a } 60^{\circ}\text{F}} - 131.5$$

Clasificación de los grados API

Generalmente hablando, un mayor valor de gravedad API del petróleo, representa un mayor valor comercial. El Petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extra pesado, de acuerdo a su medición de gravedad API.

Crudo liviano tiene una gravedad superior a los 31,1 °API, los medianos se sitúan entre los 22,3 y 31,1 °API, los pesados entre los 10 y 22,3 °API y los extra pesados tienen gravedad menor a 10° API (Comunicación verbal Ing. Marco Rivadeneira). También existe una clasificación simple que va de 10 en 10 grados:

(<10° API Extrapesados, 10-20° API Pesados, 20-30° API medianos y > 30° API livianos).

También se la utiliza como medida relativa de la madurez o estado de conservación de un petróleo (Tomado de Bernal, 1998) así:

Petróleos de gravedad entre 10 y 25°API pueden ser inmaduros o biodegradados.

Petróleos de gravedad entre 35 y 60°API son maduros.

La gravedad API no depende únicamente de la madurez del petróleo sino de factores como: biodegradación, lavado por agua, desasfaltización y distancia de migración.

Play.- es un modelo inicial que combina un cierto número de factores geológicos con el resultado de la existencia de acumulaciones de hidrocarburos en un determinado nivel estratigráfico de la cuenca. Los aspectos implicados en el play, son los siguientes:-

- Sistema de carga: Roca madre (generación; expulsión de fluidos) y Migración secundaria (capas de transporte; trayectorias de migración).
- Roca reservorio; (almacenan petróleo y permiten su extracción comercial). Se evalúan la porosidad, la permeabilidad y la geometría del almacén.
- Roca sello (caprock).-
- Trampas donde se concentra el petróleo, permitiendo su extracción comercial.
- Relación temporal entre los distintos factores.

De esta forma, se define play como un conjunto de prospectos no perforados y de yacimientos conocidos de petróleo, que en principio, se creen comparten un reservorio común, un sello regional y un sistema de carga de petróleo. El área geográfica donde se aplica el modelo, se llama play *fairway*. Un play se considera probado (*proven play*), si se conocen acumulaciones de petróleo en el área, como resultado de la combinación de los factores que define el play; se habla de play *working* para referirse a áreas sujetas a investigación. En los plays

no probados (*unproven play*) existe la duda de que la combinación de esos factores dé como resultado la acumulación de petróleo (Pintos, 2009).

Prospecto.- Es un conjunto documentado de criterios acerca de una anomalía geológica, en combinación con circunstancias económicas relacionadas, que justifica la inversión de capital en la perforación de un pozo exploratorio para descubrir una acumulación hipotética de petróleo y/o gas natural (Tomado de Rose, 2001, página 57).

3.2.2 Características y Límites (Tomado de Bernal, 1998)

El Momento Crítico.- Se define como momento crítico a un punto en el tiempo en el cual las condiciones para la generación - migración - acumulación de los hidrocarburos en un sistema petrolífero son óptimas, tomando en cuenta que geológicamente este proceso ocurre en un corto espacio de tiempo.

Extensión Geográfica.- La extensión geográfica de un sistema petrolífero en un momento crítico se define como la línea que circunscribe un cierto volumen de roca madre, junto con todos los indicios y acumulaciones de hidrocarburos generados por dicha roca.

Extensión Estratigráfica.- Estratigráficamente un sistema petrolífero incluye las unidades de roca madre, roca reservorio y roca sello, que se hallan en una extensión geográfica y momento crítico.

Tiempo de Preservación.- El tiempo de preservación de un sistema petrolífero comienza luego que los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos han sido completados. Durante este tiempo pueden ocurrir remigraciones, degradaciones físicas o biológicas, y/o destrucciones completas de los hidrocarburos.

Cuando no existe una actividad tectónica considerable, las acumulaciones de hidrocarburos permanecen en sus posiciones originales, mientras que una remigración puede ocurrir si durante el tiempo de preservación tenemos eventos tectónicos tales como fallamiento, plegamiento, erosiones o levantamientos.

3.2.3 Tipos de pozos

Pozo Petrolífero.- Puede definirse como una obra de Ingeniería efectuada con el objeto de investigar el subsuelo en busca de hidrocarburos, o para producirlos.

Pozo Exploratorio.- Pozo perforado para determinar la existencia o no de crudo en un nuevo prospecto. Un pozo exploratorio puede perforarse en prospecto o en una nueva formación productiva dentro de un campo existente.

Pozo de Desarrollo.- Pozo perforado dentro de un área probada de un reservorio de petróleo o gas a una profundidad de un horizonte estratigráfico que se sabe es productivo.

Pozos Inyectores.- Son los llamados Pozos de Servicio, y su objetivo no es extraer hidrocarburos, sino ser utilizados para la inyección de fluidos (agua o gas) que permitan, en algo, restaurar la energía primaria del yacimiento.

Pozos de Poca Profundidad.- No existe límite concreto, pero pueden considerarse como tales los pozos perforados hasta los 2000 metros de profundidad.

Ellos se perforan rápidamente (10 a 15 días) y sin muchas dificultades. “Se suelen usar 2 diámetros de perforación y dos medidas de casing.”

Pozos de Profundidad Media.- Pueden considerarse así, aquellos que se perforan entre los 2000 a 4000 metros de profundidad. Su duración depende de las dificultades que puedan hallarse, pudiéndose estimar su duración entre 30 y 90 días según la profundidad. Generalmente pueden requerir de 3 diámetros de perforación y tres medidas de casing. La mayoría de los pozos perforados en el Oriente ecuatoriano son de profundidad media.

Pozos Profundos.- Son aquellos perforados a más de 4000 metros de profundidad, su duración es función de los problemas que se presenten en profundidad. Requieren más de 3 diámetros de perforación y más de tres medidas de casing para su entubación.

3.3 FUNDAMENTOS DEL ANÁLISIS DE RIESGO

El análisis de riesgo utiliza principios de Estadística, Teoría de probabilidad y la Teoría de toma de decisiones en todos los campos de la industria petrolera. En lo referente al área geológica, los temas que más atañen son:

- Roca reservorio de la que se pueden obtener predicciones de su calidad, espesor, porosidad y permeabilidad;
- Roca madre que nos da una idea de la migración desde el área de generación hasta el reservorio;
- Trampa que nos permite estimar el tamaño de las reservas;

También el geólogo colabora en las pruebas de los reservorios en los métodos de tecnología de perforación y evaluación de reservorios.

El riesgo geológico requiere de la evaluación de los factores geológicos críticos. La probabilidad de descubrimiento (P_g) se define como el producto de los siguientes factores de probabilidad:

$$P_g = P_1 \times P_2 \times P_3 \times P_4 \text{ (Modificado de Otis \& Schneidermann, 1997).}$$

Donde:

Probabilidad de Roca Madre (P_1)

Probabilidad de Roca Reservorio (P_2)

Probabilidad de trampa y roca sello (P_3)

Probabilidad de Migración y timing (P_4)

3.3.1 Geoestadística

La geoestadística es una herramienta útil que nos permite hacer un trabajo minucioso de aplicación de la estadística; en los últimos años se ha tratado de enfocarlo en el área de estadística aplicada al petróleo (Armtroug M., 1998); el interés principal de la geoestadística es la estimación, predicción y simulación de fenómenos espaciales. Petitgas (1996), la define como una aplicación de la teoría de probabilidades a la estimación estadística de variables espaciales.

La columna vertebral del análisis geoestadístico es la determinación de la estructura de autocorrelación entre los datos y su uso en la predicción a través de las técnicas conocidas como kriging y cokriging.

Ventajas de la geoestadística

- Provee soluciones prácticas a problemas reales.
- Expande los datos.
- Integra datos.

Desventajas de la geoestadística

- No automatiza completamente el proceso de estimación.
- No reemplaza datos.
- No crea datos.
- No provee relaciones físicas o causales.
- No ahorra tiempo o esfuerzo.

Etapas del análisis geoestadístico

El análisis geoestadístico trata de aplicar técnicas a fin de analizar y predecir valores de una propiedad distribuida en espacio o tiempo; considerando que existe una dependencia espacial.

El análisis geoestadístico está compuesto por tres etapas:

- Análisis exploratorio de los datos
- Análisis estructural (cálculo y modelado de los variogramas)
- Predicción (kriging o simulación).

El reservorio es fundamentalmente determinístico porque es medible y ajustable a cualquier escala, sin embargo, el reservorio se forma durante millones de años, por lo que aparecen parámetros que no son puramente cuantificables, estos calzan mejor dentro de un modelo estocástico, por ejemplo, la variabilidad de las propiedades de las rocas, facies y la información heterogénea en la exploración.

Un modelo estocástico se refiere a la modelación de propiedades geológicas sintéticas en una, dos y tres dimensiones; así, un número variable de soluciones pueden ser creadas y simuladas, y esos resultados pueden ser comparados con los datos históricos (*history matching*) para refinar un modelo.

La Geoestadística usa algunas herramientas que se detallan a continuación:

Variogramas, Kriging y Co - Kriging

Se denominan también gráficos de correlación. Se aplican para el estudio de diferentes variables en diferentes ubicaciones, por ejemplo, relacionar la porosidad con velocidad acústica en un sitio particular (pozo exploratorio).

El uso de un algoritmo de regresión para dos variables es conocido como *Kriging* y la regresión de multivariable se denomina *co - Kriging*. Si tomamos en cuenta el ejemplo anterior, hecha la regresión simple tendremos un histograma de porosidad versus los cambios de velocidad acústica. De esta manera se puede construir histogramas, curvas acumulativas, diagramas de probabilidad y otros.

3.3.1.1 Por que no se uso geoestadística para este proyecto?

- El objetivo del proyecto de titulación es “Desarrollar una guía geológica que permita evaluar y estimar el riesgo geológico, durante la exploración petrolera, mediante la evaluación histórica del mismo en la Cuenca Oriente y su aplicación en futuras exploraciones”, esto basado en aspectos netamente geológicos aplicando métodos estadísticos básicos, que nos permitan tener una idea clara de los parámetros geológicos a usar para el desarrollo de la guía y que a su vez nos ayude a caracterizar y cuantificar los principales parámetros geológicos que intervienen en la evaluación del riesgo durante la exploración petrolera. Es por este objetivo que no se aplicó algún método geoestadístico aun siendo este muy útil, que podría a futuro ser aplicado en algún proyecto de titulación, enfocado en la industria petrolera. Adicionalmente, la cuenca Oriente es una cuenca madura con un alto grado de exploración, que permite ya conocer la distribución espacial de las principales variables del riesgo, sin necesidad de recurrir a la extrapolación de esas propiedades básicas.

3.3.1.2 Por que se aplicó el método usado en este proyecto y no otro?

El método utilizado en este trabajo es una modificación de los presentados en las siguientes publicaciones:

- "Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects", Special publication, Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southeast Asia (CCOP), Bangkok – Thailand,

- "A Process for Evaluating Exploration Prospects" de Otis, R. & Schneidermann, N.

- "Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures" de Rose, P.

Estos artículos fueron escogidos por su similitud tanto en la metodología empleada como en los parámetros que se requieren para el análisis del riesgo geológico y han sido probadas en áreas similares a la Cuenca Oriente. Cabe mencionar que dichos artículos son el resultado de muchos años de trabajo en estudios, ensayos y prácticas para alcanzar una metodología confiable en el análisis del riesgo geológico durante la exploración petrolera.

Además dicho método contiene el universo de variables que pueden ser aplicadas a la cuenca Oriente como factores críticos para el descubrimiento de cantidades recuperables de hidrocarburo. La probabilidad de descubrimiento está definida como el producto de las siguientes probabilidades evaluadas con respecto a su presencia o efectividad como lo son: Probabilidad del reservorio, probabilidad de la trampa, probabilidad de carga del hidrocarburo y probabilidad de retención de hidrocarburo después de su acumulación.

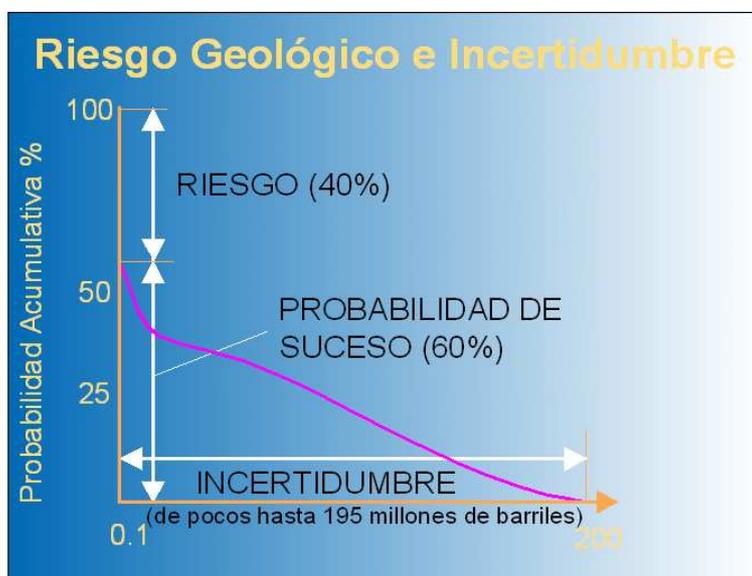
La evaluación cronológica del riesgo geológico es lograda con el análisis de los procesos, que comienzan con la depositación de la roca reservorio, y continúa con la formación de las trampas y sellos. Se debe considerar la maduración de la roca madre, la migración del hidrocarburo desde la roca madre hacia las trampas, la acumulación del hidrocarburo en la trampa y finalmente la historia de acumulación posterior. La roca madre puede ser calificada con el 100% ya que existe un sistema petrolero activo y probado. Las estructuras están bastante definidas en su evolución y distribución, existiendo incertidumbre solo en aquellas

que no se alinean en los grandes ejes estructurales. El sello está probado y se conoce su distribución. El timing está definido (sincronismo entre generación - migración y formación de las estructuras) conociéndose las etapas de formación de las estructuras. La migración es un tema aún por definirse y todavía está siendo investigado.

Probabilidad.- La escala de probabilidad varía de 0.0 a 1.0; $P = 1.0$ significa 100% de certidumbre y $P = 0.0$ significa 0% de certidumbre. Lo opuesto a probabilidad es el riesgo.

La probabilidad de descubrimiento es un valor que está basado en el conocimiento objetivo y en datos históricos, parcialmente en extrapolaciones y nuestro discernimiento subjetivo de parámetros geológicos locales.

Incertidumbre.- Es el rango de posibles sucesos que involucra éxito o fracaso. Un ejemplo del uso del riesgo geológico y la incertidumbre se puede observar en la siguiente figura.



10 -Figura 3.4 Riesgo geológico e incertidumbre (Tomado de Knox, 2002 – 3).

De esta figura se desprende que el riesgo de no encontrar petróleo es del 40% y la probabilidad de éxito es del 60%, la incertidumbre está representada por un rango de descubrimiento potencial de un pequeño volumen variando hasta 195

millones de barriles, dicha cantidad tiene que ser evaluada económicamente para la viabilidad del proyecto.

3.3.2 Toma de Decisiones

En el proceso para la toma de decisiones es aconsejable seguir tres pasos. El primero, involucra tomar decisiones que reduzcan el riesgo y la incertidumbre por medio de una completa búsqueda de información. El grupo encargado de tomar decisiones cuantifica el remanente que no puede disminuir en el segundo paso. Y finalmente, el resultado es incluido en un esquema que incorpora el riesgo y la incertidumbre como un factor de selección de las acciones adecuadas a seguir (Macmillan, 2000).

CAPITULO IV

4. DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS ANALÍTICOS Y ESTADÍSTICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO

4.1 INTRODUCCIÓN

Si bien la Geología es fundamentalmente descriptiva, el uso de operaciones matemáticas y estadísticas viene desde 1960 en que se inició el uso del procesamiento de datos por computadora. Desde 1950 la mayoría de las compañías petroleras usan la información geológica con una orientación estandarizada para una aplicación geoestadística, especialmente en exploración (Robinson, 1982).

Como consecuencia de esta evolución, los datos tienden a ser más estandarizados y sistemáticos. También se usa las mediciones repetitivas para el mismo parámetro físico, por ejemplo varios valores de porosidad obtenidos; de núcleos, de gráficos y de correlaciones se utilizan para construir un histograma de la distribución de frecuencias de porosidad.

En el manejo estadístico, cuando los datos son suficientes, los histogramas tienden a una forma de campana o de distribución normal en donde la media o el valor promedio será la mejor estimación para el valor del parámetro que estamos utilizando. La moda representa el intervalo de clase más común pudiendo ser el parámetro; unimodal, bimodal o polimodal. La existencia de variación de medidas con respecto a la media es un hecho real, sin embargo, toda la suma de estas desviaciones debe tender a cero. Para ilustrar la dispersión de valores del parámetro estadístico está la varianza que es la suma de las desviaciones al cuadrado dividida por el número de medidas. Otra forma de medir la dispersión es la desviación estándar que es la raíz cuadrada de la varianza. En la distribución normal aproximadamente el 68% cae dentro de la desviación estándar más menos uno.

Estimaciones estadísticas de precisión son todavía útiles si los datos pueden ser transformados a una distribución normal con la aplicación de una función matemática. Si el logaritmo de las medidas forma una distribución normal,

entonces se dice que los datos son log – normal y las derivaciones estadísticas son válidas. Sin embargo, si los datos no tienen una distribución normal y no pueden ser transformados en ello directamente, entonces la mayoría de las inferencias estadísticas no son precisas.

Para algunos parámetros que son cualitativos, se sugiere una escala relativa para darle una ubicación en alguna escala numérica, así por ejemplo para una escala de calidad litológica de reservorio podemos usar términos de calificación que van de pobre, regular, bueno, muy bueno hasta excelente. Estas cinco clases generalmente son usadas para otros parámetros cualitativos de manera estandarizada y han sido utilizados en el presente trabajo.

Otra técnica estadística conocida como análisis de una función de discriminación múltiple fue usada para evaluar el potencial petrolífero en un prospecto. El análisis de la función de discriminación múltiple es útil cuando el problema involucra clasificación; la dificultad radica en categorizar los pozos exploratorios en pozos secos, campos pequeños y campos grandes (Claude, 1975).

El análisis de multivariantes determina la relación entre numerosos parámetros y determina el grado de relación de una variable con otra. Puede ser usado para reducir un gran número de medidas a un número menor. La correlación existe cuando dos variables tienen una relación consistente, así la una puede crecer y la otra decrecer o las dos pueden crecer y decrecer en la misma dirección. Sin embargo, para dos variables no correlacionables puede haber una variable intermedia que ayude a la resolución del problema. Las regresiones pueden ser calculadas para datos de multivariantes entre pares y sets de parámetros, también muchos parámetros pueden, en regresión, pasar a una variable.

Si los datos básicos se pueden dividir en sets y *subsets*, es posible definir nuevos parámetros dentro de los *subsets* que simplifiquen el análisis, estas nuevas variables se llaman factores y su manejo se denomina análisis de factores (Downie & Heath, 1983).

4.2. MÉTODOS ANALÍTICOS Y ESTADÍSTICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO GEOLÓGICO

El objetivo primordial de este trabajo es obtener una guía para la evaluación histórica del riesgo geológico en la Cuenca Oriente, para lo cual nos basaremos en algunas publicaciones como:

- La guía para la evaluación del riesgo en prospectos petroleros de la CCOP (Comité Coordinador para programas de prospección en la Costa y el mar al Este y Suroeste de Asia),
- El proceso de evaluación exploratoria en prospectos de Otis & Schneidermann, 1997.
- Análisis del riesgo y gerencia de la exploración petrolífera de Rose.
- La simulación probabilística de Monte – Carlo, y otros.

Para esto, se utilizarán los parámetros principales de un prospecto como: roca madre, reservorio, sello, trampa y migración. A continuación se describen algunos de los métodos:

4.2.1 Guía para la evaluación del Riesgo en Prospectos Petroleros. Sumarizado de la Publicación del Comité Coordinador para programas de prospección en la Costa y el mar al Este y Suroeste de Asia (CCOP, 2000).

La evaluación del riesgo en la exploración petrolera tiene como fin estimar la probabilidad de descubrimiento de un yacimiento antes de perforar. Esta probabilidad es un valor usado tanto en el cálculo del valor económico de un prospecto como en la evaluación de reservas no descubiertas en un área dada.

En la exploración de hidrocarburos se maneja un grado de incertidumbre considerable. La experiencia muestra que aún en las cuencas bien estudiadas, sólo el 50% de los descubrimientos de hidrocarburos se desarrollan como un campo de gas y/o petróleo.

Se puede decir que los geólogos realizan la evaluación del riesgo de forma subjetiva y se pueden encontrar variaciones cuando varias compañías petroleras

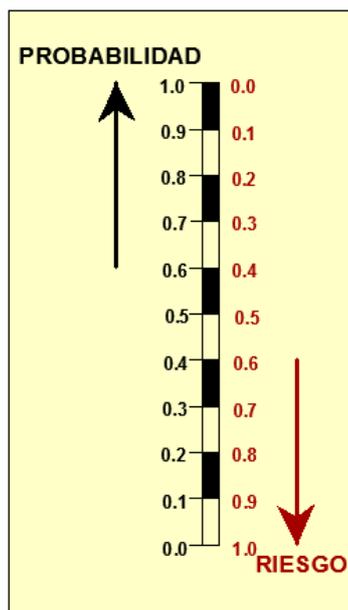
evalúan un mismo prospecto, por tal motivo la CCOP ha preparado esta guía para dar consistencia y promover objetividad cuando el riesgo de los prospectos o plays están siendo estudiados usando herramientas analíticas. En esta guía encontraremos procedimientos generales para llevar a cabo la evaluación del riesgo y si es necesario en algunos casos se pueden hacer ajustes en base al conocimiento geológico propio del área.

La evaluación del riesgo geológico incluye los factores críticos para el descubrimiento de cantidades recuperables de hidrocarburo en un prospecto. La probabilidad de descubrimiento está definida como el producto de las siguientes probabilidades evaluadas con respecto a su presencia o efectividad:

- Probabilidad del reservorio (P1)
- Probabilidad de la trampa (P2)
- Probabilidad de carga del hidrocarburo (P3)
- Probabilidad de retención de hidrocarburo después de la acumulación (P4)

4.2.1.1 Concepto de Probabilidad

La escala de probabilidad varía de 0.0 a 1.0; $P = 1.0$ significa 100% de certidumbre y $P = 0.0$ significa 0% de certidumbre. Lo opuesto a probabilidad es el riesgo (Figura 4.1).

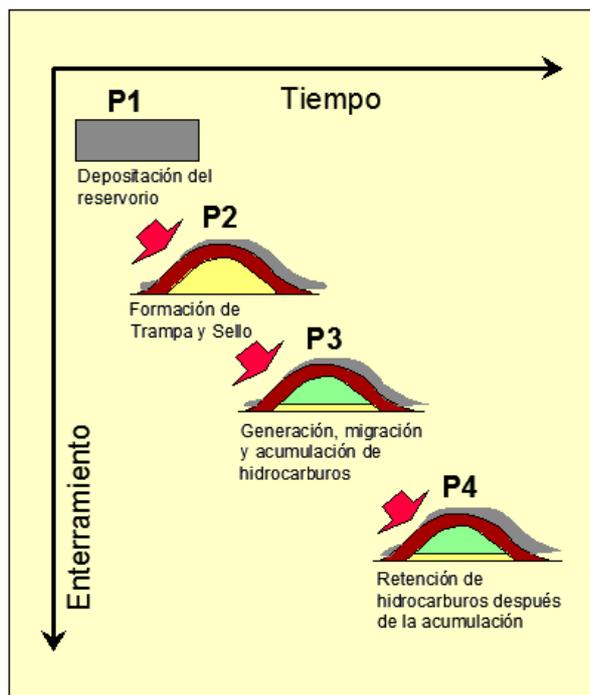


11 -Figura 4.1 Escala de probabilidad y riesgo (Modificado de CCOP, 2000).

La probabilidad de descubrimiento es un valor que está basado en el conocimiento objetivo y en datos históricos, parcialmente en extrapolaciones y un discernimiento subjetivo de parámetros geológicos locales. Este es también un valor que no puede ser medido directamente en busca de la realidad, puesto que los resultados de perforaciones serán un descubrimiento positivo o un prospecto seco.

La evaluación posterior a la perforación puede llevarse a cabo a partir de una serie de pozos exploratorios y de los resultados analizados estadísticamente para propósitos de calibración. La calibración de los parámetros de riesgo en un área podrá llevarse a cabo siempre que nueva información sea adquirida.

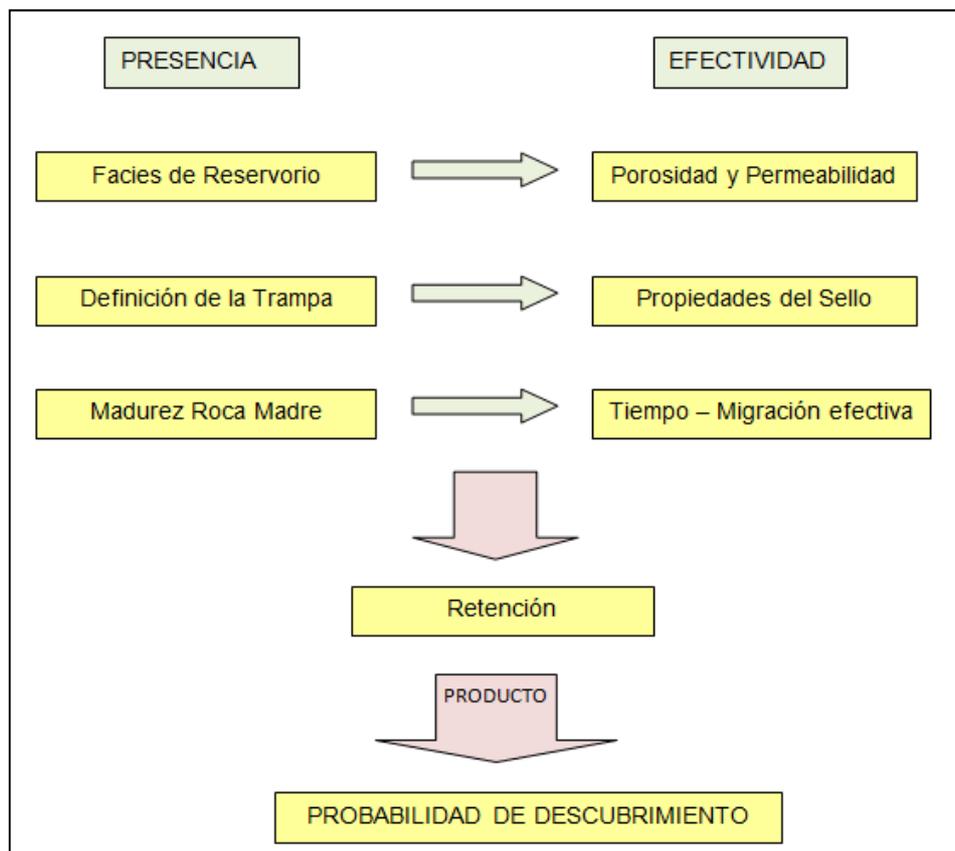
La probabilidad de descubrimiento variará de un prospecto a otro, y esto se define como el producto de probabilidades de los factores geológicos, dado que cada uno de estos factores es independiente de los otros. La estimación de la probabilidad de descubrimiento está basada en el principio de “evaluación cronológica del riesgo geológico” (Figura 4.2).



12 -Figura 4.2 Evaluación geocronológica del riesgo (Modificado de CCOP, 2000).

La evaluación cronológica del riesgo geológico es lograda con el análisis de los procesos, que comienzan con la deposición de la roca reservorio, y continúa con la formación de las trampas y sellos. Se debe considerar la maduración de la roca madre, la migración del hidrocarburo desde la roca madre hacia las trampas, la acumulación del hidrocarburo en la trampa y finalmente la historia de acumulación posterior.

Grupos de prospectos pueden tener factores geológicos comunes como las facies del reservorio, madurez de la roca madre, mecanismo de sello, etc. (Figura 4.3). Estos factores comunes son importantes cuando estamos evaluando grupos de prospectos cercanos entre sí. En una cuenca dada, cuando se agrupa todos los prospectos (mapeados y no mapeados) con factores geológicos comunes, se define un **play**. También podemos definir un sistema petrolífero, que contenga uno o más plays, y podremos describir la interdependencia entre los plays dentro del sistema petrolífero. El factor geológico más frecuente dentro de un sistema petrolífero es la roca madre que puede abastecer a varios plays.



13 -Figura 4.3 Esquema para el procedimiento de la evaluación del riesgo (Modificado de CCOP, 2000).

4.2.1.2 Definición de Prospecto

Los prospectos son identificados y mapeados dentro de una cuenca a partir de datos geofísicos y geológicos. El potencial de un prospecto es calculado usando un software apropiado como la simulación determinística o estocástica. Los datos cuantitativos para un prospecto se derivan de los modelos geológicos y están dados con un rango de incertidumbre.

La confiabilidad en la definición de un prospecto dependerá de una base de datos adecuada y de la elección de un modelo confiable para los factores geológicos relevantes. Para cada prospecto se estima un valor de probabilidad de descubrimiento. En una etapa más avanzada se relaciona los parámetros ingresados para los cálculos volumétricos y los factores del riesgo geológico como se ilustra en el Anexo 1.

Un gran interés en la evaluación del riesgo es proveer un factor de probabilidad que también describa la confiabilidad de los modelos geológicos usados para la determinación de los valores ingresados en el cálculo del volumen. El modelo para cada factor geológico debe ser evaluado en base a lo siguiente:

a) La base de datos debe ser evaluada con respecto a la calidad, densidad y relevancia de los datos del prospecto que está siendo evaluado; y consiste de datos geológicos, geoquímicos y geofísicos.

b) La base de datos debe ser interpretada y recopilada, en la mayoría de casos por interpolación o extrapolación.

4.2.1.3 Modelos Geológicos y Evaluación del Riesgo

La evaluación del riesgo y la estimación volumétrica son algunas veces procesos interrelacionados. Si la evaluación del riesgo muestra pocas oportunidades para el modelo geológico propuesto, este debe ser re-evaluado e ingresar valores diferentes para los parámetros.

P	Escala General	Modelos Análogos o Teóricos	Modelos Geológicos Probados
1.0	La condición es virtualmente cierta. La calidad y control de los datos es excelente	Solo es posible un modelo aplicable al área concerniente. Modelos desfavorables son imposibles	Factores geológicos idénticos a los encontrados en campos vecinos. Las condiciones son verificadas en pozos y control sísmico no ambiguos.
0.9		El modelo es muy seguro a absolutamente cierto. Modelos desfavorables son imposibles.	
0.8	La condición es más probable. El control y la calidad de los datos son buenos. La mayoría probablemente de interpretación.	El modelo es muy probable. Solamente un modelo desfavorable puede ser aplicado en pocas oportunidades.	Factores geológicos similares se han probado exitosamente en pozos del mismo "trend". La continuidad lateral es probable por pozos convincentes y control sísmico.
0.7		El modelo es probable a muy probable. Modelos desfavorables pueden ser aplicados.	
0.6	La condición es probable o el control y calidad de los datos es regular. Interpretación favorable.	El modelo escogido es más probable que los otros desfavorables.	Factores geológicos similares existen dentro del "trend". La continuidad lateral es probable como se muestra en pozos y control sísmico limitados.
0.5		Modelo prometedor, sin embargo, modelos desfavorables también	

		son probables.	
0.4	La condición es posible o la calidad y control de los datos es regular a pobre. Interpretación menos favorable.	Modelos desfavorables son más prometedores que el modelo aplicado.	Factores geológicos similares pueden existir dentro del "trend". Conceptos válidos, pero los datos poco convincentes solo sugieren la posible presencia del elemento.
0.3		El modelo es cuestionable y modelos desfavorables son probables a muy probables.	
0.2	La condición es virtualmente casi imposible.	El modelo no es probable y es muy cuestionable. Modelos desfavorables son muy probables.	No se conoce que existan factores geológicos en el trend. Las condiciones son verificadas en pozos ambiguos y en control sísmico.
0.0		El modelo no es probable y es altamente cuestionable. Modelos desfavorables son muy probables a ciertos.	

3 -Tabla 4.1 Descripciones cualitativas para la escala de probabilidad relativa (Modificado de CCOP, 2000).

Posteriormente se describirá la asignación de la probabilidad para cada factor geológico individual, para lo cual se emplea una tabla que permite tomar en cuenta las propiedades geológicas y la calidad de los datos relacionados a cada factor. Es importante enfatizar, sin embargo, que estas tablas son guías generales, las cuales pueden ser modificadas en base al conocimiento local y la experiencia de actividades de exploración previa en la región concerniente.

Todas las definiciones de prospectos están basadas en los modelos geológicos incorporando reservorios, trampa y la carga de petróleo, con la probabilidad de acumulación y retención de petróleo. Podemos distinguir entre diferentes modelos basados en datos directos e indirectos.

Modelos geológicos basados en datos directos

Estos son modelos que están sustentados por datos de pozos cercanos u otros datos puntuales. Tales datos pueden ser llamados "directos" ya que permiten confirmar o descartar el modelo geológico. Los factores de probabilidad deben ser asignados en base a la interpolación y extrapolación de estos datos puntuales. La distancia de los datos y las modificaciones subsecuentes (deterioro o mejora) de los modelos geológicos debería ser evaluada. Un mapa regional de probabilidad para cada factor puede ser útil si la base de datos lo justifica. De acuerdo a Otis y Schneidermann, (1997), *los modelos sustentados en la presencia de datos*

directos puede ser denominado “favorable” y la probabilidad de ocurrencia en tales casos será entre 0.7 y 0.9. Si los datos directos no sustentan el modelo, la probabilidad de ocurrencia es “desfavorable” con valores entre 0.1 y 0.3.

Modelos Geológicos Basados en Datos Indirectos

Los modelos geológicos basados en datos indirectos son también llamados modelos teóricos. Ellos se emplean en áreas donde existen muy pocos o nada de datos directos, y por lo tanto están basados en modelos análogos tomados de otras cuencas. Con los datos indirectos, se depende de un modelo que ha sido construido a través de la interpolación y extrapolación de datos disponibles. El grado de incertidumbre para muchos de los factores geológicos en nuestro modelo es probablemente grande. *De acuerdo a Otis y Schneidermann, (1997), los modelos apoyados por la presencia de datos indirectos pueden ser descritos como “alentadores” con un rango de probabilidad entre 0.5 y 0.7. Si los datos indirectos no apoyan el modelo, este se denomina “cuestionable”, y la probabilidad estará entre 0.3 y 0.5. Si se obtienen nuevos datos puede ser posible modificar la probabilidad de ocurrencia hacia “favorable” o “desfavorable”.*

4.2.1.4 Reservorio (P1)

La probabilidad **P1** de presencia de una roca reservorio efectiva para un prospecto, consta de dos componentes: El primero, es la probabilidad de existencia de las facies de reservorio con propiedades mínimas como espesor y espesor neto. El segundo es la probabilidad de que los parámetros del reservorio sean efectivos en términos de porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos.

El siguiente proceso debe llevarse a cabo para evaluar las propiedades y calidad de la roca reservorio:

- Evaluación de todos los pozos relevantes en el área con respecto a la profundidad del reservorio, diagénesis, porosidad, permeabilidad, saturación de hidrocarburo y las interrelaciones entre estos parámetros.

- Evaluación regional y análisis de facies de la roca reservorio con respecto al espesor, la tendencia de la porosidad con la profundidad y la saturación de hidrocarburo.
- Estudios de estratigrafía secuencial y ambiente depositacional.

Se reconocen tres tipos de roca reservorio:

- *Roca reservorio masiva*, comprende carbonatos gruesos (incluyendo arrecifes). Las propiedades del reservorio son determinadas por medio de porosidad de cavernas y fracturamiento. Formaciones de areniscas gruesas con lutitas laterales no persistentes pueden también encajar en este tipo.
- *Roca reservorio estratificada*, comprende una o varias capas dentro de un intervalo estratigráfico relativamente confinado. La porosidad inter-granular predomina, pero el fracturamiento jugará un rol significativo.
- *Roca reservorio multi-estrato*, comprende areniscas dentro de formaciones clásticas de origen parálico o deltáico. Predomina la porosidad inter-granular.

La Probabilidad de efectividad del reservorio (P1) es:

$P1 = P1a \times P1b$, donde;

P1a, es la probabilidad de existencia de las facies de reservorio con un espesor neto mínimo y una buena relación de espesor neto a total (relación *net/gross*).

P1b, es la probabilidad de efectividad del reservorio con respecto a una porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburo mínimas.

A continuación se explicará los componentes de la probabilidad de una roca reservorio efectiva:

P1a) Presencia de Facies de Reservorio

La evaluación de un prospecto está basada en un modelo geológico para facies de reservorio. El modelo debería ser definido con respecto al ambiente de depositación y la distribución lateral de las facies pronosticadas.

La guía general relacionada con las facies de reservorio se encuentra en la tabla 4.2, en donde se asume una base de datos confiable y adecuada. Nótese que para los reservorios clásticos la relación arenisca/lutita en el sistema depositacional determinará si escogemos el límite más bajo o más alto del rango de probabilidad.

Confiabilidad de datos Ambiente de deposición		Datos directos, depósitos proximales	Datos directos, depósitos más distales	Datos limitados, depósitos discontinuos	Datos indirectos, análisis de secuencias sísmicas
Marino	Marino poco profundo planar	0.9 – 1.0	0.7 – 0.8	0.6 – 0.7	0.4 – 0.6
	Costero, deltaico, mareal	0.8 – 1.0	0.7 – 0.8	0.6 – 0.7	0.4 – 0.6
	Abanico submarino	0.7 – 0.8	0.5 – 0.6	0.3 – 0.5	0.1 – 0.3
	Carbonatos	0.8 – 1.0	0.6 – 0.8	0.5 – 0.7	0.3 – 0.5
Continental	Deltaico - lacustre	0.7 – 0.9	0.5 – 0.7	0.4 – 0.6	0.3 – 0.5
	Abanico aluvial, canales trenzados, meandros	0.7 – 0.9	0.5 – 0.7	0.4 – 0.6	0.3 – 0.5
	Eólico	0.8 – 1.0	0.6 – 0.8	0.4 – 0.6	0.4 – 0.6
Otros	Basamento fracturado	0.4 – 0.6	0.3 – 0.5	0.2 – 0.4	0.1 – 0.3
	Roca fracturada, lavas porosas	0.4 – 0.6	0.3 – 0.5	0.2 – 0.4	0.1 – 0.3

4 -Tabla 4.2 Esquema de probabilidad, presencia de facies de reservorio efectivas (Modificado de CCOP, 2000).

P1b) Volumen poroso efectivo

Durante la evaluación de un prospecto, un modelo de distribución lateral y vertical de las propiedades del reservorio podrían ser establecidas para definir razonablemente valores de corte (“*cut – off*”), para la porosidad y permeabilidad del reservorio.

Cuando llevamos a cabo la evaluación del riesgo, estamos evaluando la probabilidad de porosidad y permeabilidad que sobrepasa el valor mínimo. También durante la evaluación de facies de reservorio y efectividad, es importante tener claro el tipo de modelo que estamos usando (probados o análogos/teóricos).

En general, los datos disponibles de los pozos son usados para establecer tendencias regionales de la porosidad vs. profundidad a partir de los cuales la

dispersión de los puntos es usada para definir el mínimo, el más probable y el máximo valor de la porosidad promedio para un intervalo dado (Tabla 4.3).

Otros factores regionales (facies de reservorio, levantamiento tectónico, erosión regional y diagénesis) pueden influir en los valores de porosidad. Debemos considerar además sobre la base de la experiencia que generalmente hay una diferencia substancial (10 a 15%) entre los datos de porosidad medidos en núcleos y datos calculados de registros eléctricos.

Confiabilidad de datos		Datos directos, depósito proximal	Pocos datos directos, depósitos distales	datos más	Datos limitados, correlación incierta	Datos indirectos
Reservorio, Profundidad (P – T)						
1 – 3 km	Reservorio limpio, homogéneo	0.9 – 1.0	0.8 – 0.9		0.7 – 0.8	0.6 – 0.7
	Reservorio sucio (arcilloso), mixto	0.8 – 1.0	0.7 – 0.8		0.6 – 0.7	0.4 – 0.6
3 – 4 km	Reservorio limpio, homogéneo	0.8 – 0.9	0.7 – 0.8		0.5 – 0.7	0.4 – 0.5
	Reservorio sucio, mixto	0.7 – 0.9	0.6 – 0.7		0.5 – 0.6	0.3 – 0.5
>4 km	Reservorio limpio, homogéneo	0.7 – 0.9	0.5 – 0.7		0.4 – 0.6	0.3 – 0.5
	Reservorio sucio, mixto	0.6 – 0.9	0.3 – 0.5		0.2 – 0.4	1.0 – 0.3
Levantamiento tardío		→ Se considera el máximo enterramiento				
Cementación de calcita		→ Se consideran estudios regionales				
Illitización		→ Estudios regionales, contenido de arcilla				
Dolomitización		→ Considerar estudios regionales				
Migración temprana		→ Puede preservarse la porosidad del reservorio				
Porosidad secundaria		→ Presión / estudios de solución, etc.				
<ul style="list-style-type: none"> • Se deben ajustar los límites de profundidad de acuerdo a las propiedades de cada cuenca • Ajustar la porosidad mínima en los cálculos volumétricos 						

5 -Tabla 4.3 Esquema de la profundidad del reservorio vs datos geológicos (Modificado de CCOP, 2000).

4.2.1.5 Mecanismo de Trampa (P2)

La trampa es un sello estructural o cuerpo geométrico, en el que como su nombre lo indica los hidrocarburos pueden quedar retenidos durante su migración. La probabilidad de presencia de una trampa efectiva, **P2**, se calcula como el producto de la probabilidad de existencia de la estructura mapeada con un cierre geométrico válido y un mecanismo de sello que encierre el volumen mínimo de roca. El mecanismo de sello incorpora la roca circundante y las fallas.

La probabilidad de efectividad de la trampa (P2) se calcula así:

$P2 = P2a \times P2b$, donde:

P2a: probabilidad de presencia de la estructura mapeada con un mínimo volumen de roca como se pronosticó en el cálculo volumétrico.

P2b: probabilidad de efectividad del mecanismo de sello para la estructura.

Cuando tratamos con áreas poco estudiadas se debe adoptar un mecanismo de trampa más general. Se pueden identificar dos tipos de trampas:

- *Estructuras intensamente deformadas*, donde las trampas estructurales (incluyendo diapiros de sal y arcilla) y estratigráficas combinadas son abundantes.
- *Estructuras suavemente deformadas*, donde las trampas estructurales son raras; y predominan las trampas estratigráficas.

Además se definen dos tipos diferentes de sellos:

- *Sello Perfecto*, está comprendido de rocas efectivamente impermeables como anhidritas, lutitas sobre presionadas y plásticas.
- *Sello Imperfecto*, comprende rocas parcialmente permeables como lutitas con compactación diferencial, carbonatos densos, mármoles, etc., y es más común en áreas con fallamiento tectónico y fracturamiento.

2a) Presencia de Estructuras

En general, los prospectos mapeados incluyen tres procesos principales; interpretación sísmica, construcción de mapas en tiempo al tope (y a la base), y conversión de los mapas en tiempo a mapas en profundidad. El análisis del riesgo requiere una cuidadosa evaluación de este proceso.

Respecto a la calidad de los datos sísmicos, debemos evaluar la posibilidad de que los cuerpos geométricos mapeados no existan. La incertidumbre surgirá si la resolución de los reflectores más cercanos al tope de los reservorios de interés es pobre. La densidad de los perfiles sísmicos (Tabla 4.4) debe ser adecuada para

asegurar que podamos trazar un volumen de roca medible y los puntos de derrame de la trampa pronosticada. Si esto no es posible, nuestro prospecto debería ser redefinido como un “pre-prospecto”, y deberíamos considerar la posibilidad de adquirir nuevos datos para reducir esta incertidumbre en el mapeo.

Confiabilidad de Datos		Sísmica 3D	Sísmica 2D		
			Grilla densa	Grilla abierta	Grilla muy abierta
Buena correlación, pozos cercanos	Baja complejidad estructural	0.9 – 1.0	0.9 – 1.0	0.8 – 1.0	0.7 – 0.9
	Alta complejidad estructural	0.7 – 1.0	0.6 – 0.9	0.5 – 0.8	0.4 – 0.7
	Bajo relieve, conversión de profundidad incierta	0.6 – 0.9	0.5 – 0.8	0.4 – 0.7	0.3 – 0.6
Correlación incierta, pozos distantes	Baja complejidad estructural	0.9 – 1.0	0.8 – 1.0	0.7 – 0.9	0.5 – 0.8
	Alta complejidad estructural	0.7 – 0.9	0.6 – 0.9	0.4 – 0.8	0.3 – 0.7
	Bajo relieve, conversión de profundidad incierta	0.5 – 0.8	0.4 – 0.7	0.3 – 0.6	0.2 – 0.5
Correlación no fiable, modelo análogo	Baja complejidad estructural	0.9 – 1.0	0.7 – 1.0	0.6 - -0.8	0.4 – 0.7
	Alta complejidad estructural	0.4 – 0.7	0.3 – 0.6	0.2 – 0.5	0.1 – 0.4
	Bajo relieve, conversión de profundidad incierta	0.3 – 0.7	0.2 – 0.6	0.1 – 0.5	0.1 – 0.4
Área de la grilla:					
>5 veces		Grilla densa			
2 – 5 veces		Grilla abierta			
<2 veces		Grilla muy abierta			

6 -Tabla 4.4 Esquema de probabilidad, presencia de cierre de estructuras eficientes (Modificado de CCOP, 2000).

P2b) Mecanismo de Sello Efectivo

Las rocas circundantes en contacto con el reservorio pronosticado de algún prospecto determinarán su mecanismo de sello. Las superficies circundantes del reservorio pueden ser clasificadas en tres grupos, superficies depositacionales, superficies tectónicas y superficies relacionadas al cambio de facies.

Cuando estamos evaluando este factor debemos estudiar la permeabilidad de la superficie (o superficies) que definen y encierran el reservorio; el tope (base) y los sellos laterales deben ser considerados con igual importancia. Todas las trampas pueden ser clasificadas en dos grupos; los que dependen de *un mecanismo*

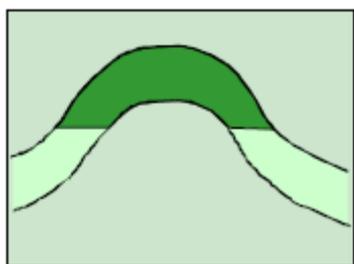
simple de sello, y los que dependen de *un mecanismo de sello combinado* como se muestra en la siguiente tabla (Tabla 4.5).

Mecanismo del Sello				Calidad del Sello			
				Muy Bueno	Bueno	Aceptable	Pobre
	Tope	Base	Estructura				
Sello Simple	Concordante	No disponible	Anticlinal, alto estructural enterrado, edificio levantado, estructuras falladas	0.9-1.0	0.8-1.0	0.6 - 0.8	0.4-0.6
	Discordante	No disponible	Estructuras falladas	0.8-0.9	0.7-0.8	0.5 - 0.7	0.3-0.5
Sello Combinado	Concordante	Discordante	Onlap, prisma bajo	0.5-0.7	0.4-0.5	0.3 - 0.4	0.1-0.3
	Concordante	Fallas	Estructuras subsidentes (<i>Downfaulted structures</i>)	0.6-0.8	0.5-0.6	0.3 - 0.5	0.1-0.3
	Concordante	Cambio de facies	" <i>Shale out</i> "	0.6-0.8	0.5-0.7	0.4 - 0.6	0.1-0.3
	Discordante	Concordante	Estructuras bajas (<i>Subcrop structures</i>)	0.4-0.5	0.3-0.5	0.2 - 0.4	0.1-0.3
Sales, anhidrita, carbonatos				→ Muy buenas propiedades de sello			
Lutitas gruesas				→ Buenas propiedades de sello			
Lutitas finas				→ Pobre a aceptable propiedades de sello			
Basalto				→ Aceptable a buenas propiedades de sello			
Fallas que cortan el tope				→ Pobre a aceptable propiedades de sello			
Yuxtaposición, planos de falla				→ Depende del contacto arena/lutita o arena/arena			

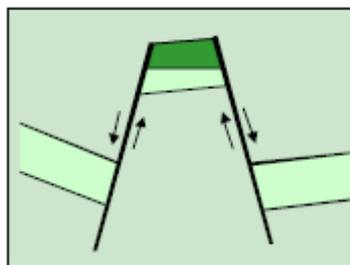
7 -Tabla 4.5 Esquema de la probabilidad de un mecanismo para un sello efectivo (Modificado de CCOP, 2000).

Las estructuras como anticlinales, estructuras sedimentarias altas (abanicos submarinos, arrecifes, bancos, etc.), con altos topográficos, están definidas como un *mecanismo de sello simple*.

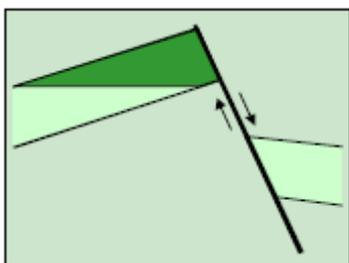
Las trampas con *mecanismo de sello combinado* incluyen las que tienen mecanismos de sello lateral y/o en la base sumados al sello del tope, para definir la trampa. Cuando evaluamos el riesgo en un contacto arena/arena a través de un plano de falla, debemos también considerar el potencial "*shale smearing*" (manchas de lutita) en el plano de falla, y la inclinación de la capa de arena contra el reservorio. Los mecanismos de trampas se muestran en la figura 4.4.



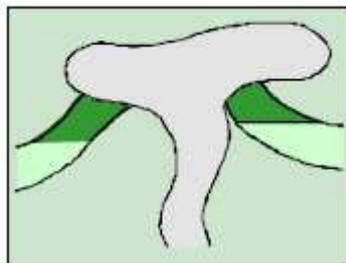
A. Anticlinal



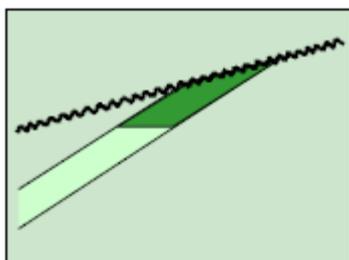
B. Horst



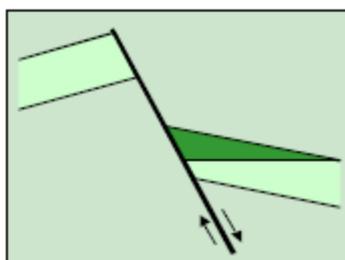
C. Bloques rotados



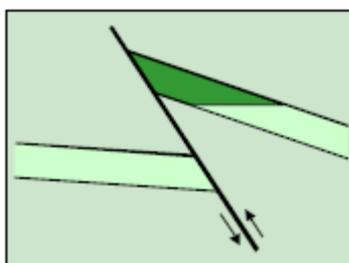
D. Diapiros de sal



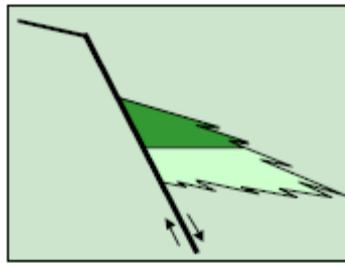
E. Trampa formada por truncación



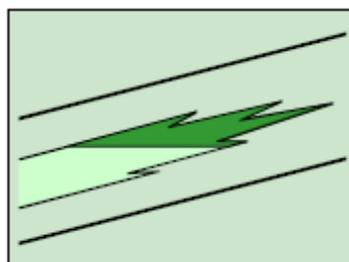
F. Falla de bloque hundido



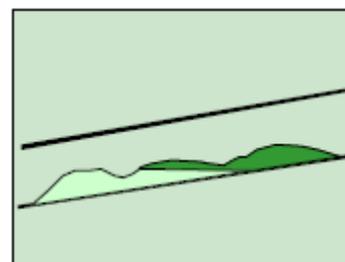
G. Falla inversa



H. Trampa combinada



E. Estratigráfica ("shale-out")



F. Barras enterradas

14 -Figura 4.4 Ejemplos de mecanismos de trampas.

4.2.1.6 Carga de Petróleo (P3)

El sistema de carga de petróleo comprende una roca madre efectiva (en términos de calidad, volumen y madurez), y un mecanismo de migración del hidrocarburo desde la roca madre hacia la trampa sellada.

La probabilidad de carga de petróleo efectiva (P3) es:

$P3 = P3a \times P3b$, donde:

P3a: Probabilidad de efectividad de la roca madre, en términos de existencia de volumen suficiente y con una calidad adecuada.

P3b: Probabilidad de migración efectiva de hidrocarburos desde la roca madre hacia la trampa

La determinación de este factor requiere una evaluación del potencial de la roca madre antes de llevar a cabo el cálculo de volumen para el prospecto. Cuando realizamos la evaluación volumétrica del prospecto, la carga de petróleo potencial puede ser estimada con la siguiente fórmula:

$$\text{Carga de petróleo} = \text{Área de drenaje efectiva} * \text{Espesor Promedio} * \text{TOC} * \text{Factor de transformación} * \text{Factor de expulsión (migración primaria)} * \text{Factor de migración Secundaria}$$

El propósito de este cálculo es justificar el relleno de la trampa en términos de volumen de hidrocarburo disponible. En la mayoría de áreas, la falta de datos suficientes introducirá una incertidumbre considerable para esta estimación.

En un área poco conocida se debe establecer modelos regionales para la roca madre. Se pueden identificar tres tipos de materia orgánica:

- *Materia Orgánica Húmica*, la cual es principalmente terrestre. El carbón enterrado se incluye aquí y el gas seco es el principal producto.
- *Materia Orgánica Sapropélica Dispersa*, es encontrada en rocas marinas y lacustres. El contenido de materia orgánica rara vez alcanza un 23%. Mezcla significativa de materia orgánica húmica es común.

- *Materia Orgánica Sapropélica Concentrada*, se encuentra en rocas marinas y lacustres, algunas veces en formaciones relativamente delgadas. La concentración promedio de materia orgánica sapropélica exclusiva comúnmente excede el 45% y alcanza 20% o más en ejemplos individuales.

P3a) Presencia de Suficiente Volumen de Roca Madre Madura

La presencia de una roca madre efectiva es evaluada en base al análisis de roca madre, descubrimientos en el área y correlación petróleo/roca madre. El número de datos y la distancia de la estructura mapeada a los puntos con datos relevantes son factores críticos. Un modelo que describa el ambiente depositacional de la roca madre es necesario para predecir su extensión lateral y los posibles cambios de facies orgánicas.

Este factor de probabilidad es evaluado considerando los siguientes tres factores:

- La probabilidad de calidad y efectividad adecuada de la roca madre con respecto a la generación de hidrocarburo.
- La probabilidad de la presencia de *roca madre madura* dentro del área de drenaje del prospecto, y
- La probabilidad de la presencia de *volumen* suficiente de roca madre madura dentro del área de drenaje.

La tabla 4.6 muestra como la calidad, madurez y volumen de la roca madre puede ser tomada en cuenta. Aunque la mayoría de estos parámetros pueden ser medidos en el laboratorio, quedan muchas incertidumbres relacionadas a estas medidas.

Ambiente depositacional		Ambiente marino limitado o lacustre con materia orgánica sapropélica	Ambiente mixto marino o lacustre con materia orgánica sapropélica dispersa	Ambiente deltaico con la mayoría de materia orgánica húmica (terrestre, principalmente gas)
		Confiabilidad de Datos		
Roca madre probada	Volumen suficiente	0.9 – 1.0	0.8 – 1.0	0.8 – 1.0
	Volumen marginal	0.5 – 0.8	0.4 – 0.7	0.4 – 0.7

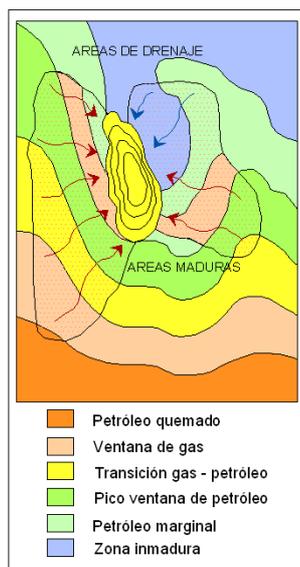
	Madurez marginal	0.3 – 0.6	0.2 – 0.5	0.2 – 0.5
Roca madre de menor calidad	Volumen suficiente	0.7 – 0.9	0.6 – 0.8	0.6 – 0.8
	Volumen marginal	0.4 – 0.6	0.3 – 0.6	0.3 – 0.6
	Madurez marginal	0.2 – 0.5	0.1 – 0.4	0.1 – 0.4
Roca madre hipotética	Volumen suficiente	0.5 – 0.8	0.4 – 0.7	0.4 – 0.7
	Volumen marginal	0.3 – 0.7	0.3 – 0.6	0.3 – 0.6
	Madurez marginal	0.1 – 0.4	0.1 – 0.4	0.1 – 0.4
Roca madre especulativa	Volumen suficiente	0.4 – 0.7	0.3 – 0.7	0.3 – 0.7
	Volumen marginal	0.2 – 0.6	0.2 – 0.5	0.2 – 0.5
	Madurez marginal	0.1 – 0.4	0.1 – 0.3	0.1 – 0.3

8 -Tabla 4.6 Esquema de probabilidad de una roca madre efectiva con respecto a volumen y madurez (Modificado de CCOP, 2000).

P3b) Migración Efectiva

Un factor crítico que debemos considerar cuidadosamente es la relación entre el “timing”, que consiste en el sincronismo entre la migración y la formación de la trampa. Aquí debemos evaluar la probabilidad de que la trampa se haya formado antes o al tiempo de la migración de tal forma que permita la acumulación del hidrocarburo migrado. Es importante notar que la evaluación del sistema de carga de petróleo termina en el tiempo en que el hidrocarburo se ha acumulado en la trampa.

Bajo un régimen de presión normal el hidrocarburo migra hacia arriba, y el mecanismo de migración puede por lo tanto ser evaluado a partir de mapas sobre los cuales la dirección de migración a lo largo del tope de la formación que lo contiene es perpendicular a los contornos de la profundidad (Figura 4.5).



15 -Figura 4.5 Ejemplo de un mapa de madurez con áreas de drenaje y rutas de migración (Modificado de CCOP, 2000).

La migración también puede ocurrir a lo largo de zonas de falla permeables y verticalmente por diferencial de presión. Cuando evaluamos el mecanismo de migración potencial, debemos también considerar la complejidad estructural y la relación en tiempo de la trampa y la migración (Tabla 4.7).

Timing Migración	La trampa se formó antes de la migración hidrocarburo	La trampa y la migración sucedieron simultáneamente	La trampa se formó cuando la roca fuente está térmicamente-sobremadura
Migración local	0.9 – 1.0	0.4 – 0.8	0.1 – 0.4
Migración lateral sin barreras	0.8 – 0.9	0.4 – 0.7	0.1 – 0.3
Migración local con barreras	0.5 – 0.8	0.2 – 0.5	0.1 – 0.3
Migración vertical sin barreras	0.7 – 0.9	0.3 – 0.6	0.1 – 0.3
Migración vertical con barreras	0.4 – 0.6	0.2 – 0.4	0.1 – 0.2
Migración por desborde a largas distancias	0.4 – 0.6	0.2 – 0.4	0.1 – 0.2
La trampa está en el lado opuesto a la ruta de migración	0.2 – 0.4	0.1 – 0.3	0.1

9 -Tabla 4.7 Esquema de probabilidad de migración efectiva y timing (Modificado de CCOP, 2000).

4.2.1.7 Retención Después de la Acumulación (P4)

La probabilidad de retención efectiva de hidrocarburos después de la acumulación, **P4**, es evaluada suponiendo que la trampa fue llenada con hidrocarburos en un punto dado en el tiempo. A fin de evaluar este factor, examinaremos el curso de los eventos desde cuando ocurrió la acumulación de hidrocarburos hasta la actualidad. Los procesos geológicos posteriores a la acumulación están relacionados a los datos de pozos y sísmicos en la tabla 4.8.

Control de datos		Datos precisos positivos (sísmica, pozos, etc.)	Control de interpretación de los datos es regular a pobre	Datos negativos (sísmica, pozos, etc.)
Procesos geológicos posteriores a la acumulación				
No hay actividad reciente	No hay actividad tectónica después de la acumulación	0.9 – 1.0	0.8 – 1.0	0.7 – 1.0
	Trampas someras, posible biodegradación	0.8 – 0.9	0.4 – 0.7	0.1 – 0.3
Erosión	La trampa se conecta a la roca generadora	0.7 – 0.9	0.3 – 0.6	0.1 – 0.3
	La trampa no está conectada a la roca generadora	0.5 – 0.8	0.2 – 0.5	0.1 – 0.2
Levantamiento e inclinación	Forma, volumen y tope no cambia	0.7 – 0.9	0.4 – 0.7	0.2 – 0.4
	Forma, volumen y tope cambia	0.5 – 0.6	0.3 – 0.4	0.1 – 0.2
Reactivación de fallas	Compresión y/o transpresión	0.5 – 0.7	0.4 – 0.5	0.3 – 0.4
	Tensión	0.4 – 0.6	0.3 – 0.4	0.1 – 0.3

10 -Tabla 4.8 Esquema de probabilidad de retención efectiva (Modificado de CCOP, 2000).

Una reconstrucción de la historia posterior a la acumulación de la trampa es un factor importante en la determinación de la columna de hidrocarburo. Es por lo tanto conveniente establecer esta historia en un estado inicial en el proceso de evaluación del riesgo, especialmente si los eventos de post acumulación esperados han tenido una influencia significativa en el prospecto que está siendo evaluado.

4.2.2 Método de Otis R. & Schneidermann N., (1997)

El riesgo geológico es el riesgo de que una acumulación de hidrocarburo producible exista. Se consideran cuatro factores independientes tomados del concepto de play:

- Presencia de Roca Madre madura (P1)
- Presencia de Roca Reservorio adecuada (P2)
- Presencia de una trampa y sello adecuados (P3)
- Presencia de apropiados: migración y timing (P4)

La probabilidad de suceso geológico (P_g) se obtiene de la multiplicación de los cuatro factores:

$$P_g = P_1 \times P_2 \times P_3 \times P_4$$

El suceso geológico está considerado por un flujo de petróleo estable en las pruebas iniciales. El análisis del riesgo parte de una lista de los parámetros que afectan cada uno de los cuatro factores involucrados (Tabla 4.9).

Factor	Parámetros (elementos)
Roca Madre	<ul style="list-style-type: none"> - Capacidad de generar hidrocarburo (espesor, área, TOC, tipo de Kerógeno) - Madurez (R_o, T_{max})
Roca Reservorio	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia (litología, distribución, modelo sedimentológico) - Calidad (continuidad y extensión, espesor, porosidad, permeabilidad, potencial de fracturamiento, diagénesis)
Trampa y Sello	<ul style="list-style-type: none"> - Características de la trampa (tipo, edad, cierre) - Características del sello (litología,

	espesor, continuidad, fracturamiento)
Timing y Migración	<ul style="list-style-type: none"> - Timing (edad de generación y migración, gradiente termal) - Dirección y distancia de migración - Preservación y segregación (tectonismo, biodegradación)

11 -Tabla 4.9 Factores y parámetros que intervienen en la evaluación del riesgo (Modificado de Otis & Schneidermann, 1997).

Se utiliza el factor de riesgo de cero a uno con la siguiente escala:

<0.30	Factor de riesgo que contiene elemento (s) desfavorables
0.30 – 0.50	Uno o más elementos son cuestionables
0.50	Elementos desconocidos o no hay datos definitivos
0.50 – 0.70	Todos los elementos son alentadores a favorables
>0.70	Todos los elementos están bien documentados y son favorables

Algunas compañías han desarrollado su propio software de análisis de riesgo usando Lotus o Excel, también existen software comerciales como *Risk* o *Crystal Ball*. Los prospectos están identificados por nombre, localización, tendencias, reservorios, objetivos y otros. Luego el software de análisis de riesgo guía los programas de exploración (Rose, 2001).

4.2.3 Método de Simulación Probabilística de Montecarlo1

El método a ser utilizado para el cálculo del riesgo geológico aplicado a una estructura es el método de simulación probabilística de Montecarlo que no es más que un método no determinístico o estadístico numérico usado para aproximar expresiones matemáticas complejas y costosas que permitan evaluar con exactitud, el método también proporciona soluciones aproximadas a una gran

variedad de problemas matemáticos posibilitando la realización de experimentos con muestreos de números pseudoaleatorios en una computadora.

El método es aplicable a cualquier tipo de problema, ya sea estocástico o determinista. Los orígenes de esta técnica están ligados al trabajo desarrollado por Stan Ulam y John Von Neumann a finales de los 40 en el laboratorio de Los Alamos, cuando investigaban el movimiento aleatorio de los neutrones. En años posteriores, la simulación de Montecarlo se ha venido aplicando a una infinidad de ámbitos como alternativa a los modelos matemáticos exactos o incluso como único medio de estimar soluciones para problemas complejos. Así, en la actualidad es posible encontrar modelos que hacen uso de simulación Montecarlo en las áreas informática, empresarial, económica, industrial e incluso social. En otras palabras, la simulación de Montecarlo está presente en todos aquellos ámbitos en los que el comportamiento aleatorio o probabilístico desempeña un papel fundamental -precisamente, el nombre de Montecarlo proviene de la famosa ciudad de Mónaco, donde abundan los casinos de juego y donde el azar, la probabilidad y el comportamiento aleatorio conforman todo un estilo de vida.

La evaluación económica en el ambiente petrolero es fundamental en las licitaciones internacionales para las etapas de exploración y explotación, para lo cual se toma en cuenta los tres tipos de riesgo:

- Riesgo geológico
- Riesgo de mercado
- Riesgo político

El riesgo geológico tiene que ver con la existencia comercial de petróleo, mientras que el riesgo de mercado tiene que ver con las expectativas del mercado petrolero, mientras que el riesgo político está ligado a las diversas medidas que en el futuro los gobiernos tomen en materia de política hidrocarburífera.

En la evaluación histórica del riesgo geológico que es el objeto de este trabajo, solamente se analiza el riesgo geológico, los datos a utilizar son la mayoría de información existente. Por otro lado la técnica de simulación probabilística de Montecarlo, tiene el objeto es determinar las reservas comerciales y por ende

decir si existe o no crudo, caso a ser utilizado en una estructura determinada. Con este método se determinarán a partir de las distribuciones de probabilidad de la tasa interna de retorno (TIR), el valor actual neto (VAN), etc., así como sus valores máximos y mínimos esperados, y más probables.

4.2.3.1 Procedimiento a Seguirse

Para una mejor visión de este método, enfocado para tomar decisiones, los pasos a seguirse son: identificar y analizar con la sísmica; una estructura geológica con características propias, para al final tomar una decisión de perforar o no el pozo, sin saber que: a) Contiene o no petróleo y b) Si existe cuál sería el volumen de reservas correspondientes.

A fin de aplicar el método de Montecarlo el procedimiento a seguirse es el siguiente:

1. En base a la información histórica de la cuenca a la que pertenece la estructura, se estima la probabilidad de que tenga petróleo aproximadamente en un 50%.
2. Se define la fórmula matemática mediante el cual se calculan las reservas. En este caso la fórmula es la siguiente:

$$R = \frac{A \cdot h_0 \cdot (1 - S_w) \cdot FR \cdot \phi}{B_0} \quad (1)$$

Donde:

R: Reservas de petróleo

A: Área de la estructura; h_0 es el espesor promedio de la estructura saturado con petróleo; S_w es la saturación promedio de agua en la zona petrolífera-, FR es el factor de recobro (es decir que fracción del volumen total del petróleo que contiene la estructura y puede considerarse como reservas); ϕ es la porosidad y B_0 es el factor volumétrico del crudo.

3. Se determina que variables del segundo miembro de la ecuación (1) son variables aleatorias independientes o no correlacionadas y cuáles son dependientes o correlacionadas.
4. Para las variables correlacionadas se obtiene una ecuación de correlación que permita expresar el comportamiento de la variable dependiente (variable explicada) en función de una o más variables independientes (variables explicativas).
5. Se reemplaza en la ecuación (1) las variables dependientes por las respectivas ecuaciones de correlación y finalmente se obtiene una ecuación cuyo segundo miembro sólo contenga variables aleatorias independientes.
6. Para este caso, se puede verificar que todas las variables del segundo miembro de la ecuación (1) son independientes, de tal suerte, que no es necesario efectuar los pasos 3, 4 y 5.
7. Se estima que tipo de distribución de probabilidad tiene cada una de las variables aleatorias del segundo miembro de la ecuación (1) así como los parámetros que las definen. En general estas estimaciones requieren de un buen conocimiento de la cuenca, así como de los campos y yacimientos vecinos, por lo que deben ser efectuadas por geólogos e ingenieros de yacimientos con gran experiencia.
En general en este procedimiento, las curvas de distribución de probabilidad más comunes de estas variables son las siguientes: Normal, Log-normal y Triangular.
Si la distribución es normal o log-normal, éstas quedan definidas con los valores de la media y la desviación estándar y si es triangular con los valores máximo, mínimo y más probable.
8. Mediante un algoritmo matemático de generación de números aleatorios o pseudo-aleatorios que sigue una distribución uniforme, se obtiene para cada

una de las variables del segundo miembro de la ecuación (1) un número aleatorio comprendido entre cero y uno. Luego, este número se ingresa en la curva de distribución respectiva y se obtiene el valor de la variable correspondiente. Una vez que se han obtenido los valores de todas las variables del segundo miembro de la ecuación (1) (área, espesor, porosidad, saturación de agua, factor de recobro y factor volumétrico), se calcula el valor de las reservas R

9. Se repite el paso anterior y se determina otro valor de R y así repetidamente se determina un número de valores de R, tal que se pueda aplicar la ley de los grandes números (en términos prácticos se deben calcular unos 1000 valores de R).
10. En base a todos los valores calculados de R, se determina: El valor medio o esperado de las reservas, el valor más probable o moda, el valor mínimo, el valor máximo, la desviación estándar y las curvas tanto de distribución de frecuencias como de probabilidad acumulada de tales reservas en base a esta última curva se puede determinar la probabilidad que se tendría que las reservas sean menores o iguales a cierto valor dado.

Es por esta razón que la aplicación del método de Montecarlo, que como se dijo anteriormente es un método de simulación probabilística, que considera las distribuciones de probabilidad de los parámetros que determinan las reservas, nos permite obtener no un valor de las reservas sino la curva de distribución de las mismas, lo cual hace posible conocer la probabilidad de ocurrencia y consecuentemente tener una mejor información para tomar decisiones, especialmente en nuestro caso en que el objetivo es contar con la información de respaldo para tomar la decisión de perforar o no un pozo exploratorio y saber cuál es el riesgo.

¹ Comunicación personal Ing. Celio Vega, EPN

CAPÍTULO V

5. EVALUACIÓN HISTÓRICA DEL RIESGO GEOLÓGICO EN LA CUENCA ORIENTE

5.1 INTRODUCCIÓN

Para la Evaluación Histórica del Riesgo Geológico en la Cuenca Oriente se han tomado en cuenta los tres principales reservorios de la Cuenca: Arenisca Hollín, Arenisca "T" y Arenisca "U". Se utilizó la información de 82 pozos exploratorios (Tabla 1.1) obtenida de los archivos existentes en la biblioteca de PETROECUADOR, además de la información generada a partir de estos datos y la que está disponible en libros, informes y proyectos de tesis.

• 5.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO

- El procedimiento para la evaluación del riesgo en cada reservorio se resume en el siguiente diagrama de flujo:



- 16 -Figura 5.1 Procedimiento para la evaluación del Riesgo geológico.

- **5.2.1 Roca Madre (P1)**

- La evaluación de roca madre se realizó en base a los estudios anteriores de modelamiento de generación, expulsión y migración de hidrocarburos en la Cuenca Oriente, principalmente los proyectos de tesis de Bernal, (1998) y Bedoya, (2010).

- **5.2.2 Roca Reservorio (P2)**

El análisis de los reservorios consta de dos partes, una concerniente a la composición litológica, facies, ambiente y procesos de depositación; y otra relacionada con la calidad del reservorio en términos de porosidad, permeabilidad, gravedad Δ API y espesor.

Para la descripción litológica y ambientes de depositación de los diferentes reservorios se emplearon los mapas de litofacies elaborados y tomados de publicaciones y tesis (para el caso de la arenisca Hollín y la arenisca T) y mapas construidos a partir de la relación Arenisca / Lutita (para el caso de la arenisca U).

Los valores de los parámetros que indican la calidad del reservorio fueron obtenidos de los archivos de cada uno de los pozos exploratorios durante la etapa de recopilación de información en el Archivo Técnico de la Gerencia de Exploración y Producción de EPPETROECUADOR. Con estos valores se construyeron mapas de porosidad, permeabilidad, Δ API y espesores (tomados de Rivadeneira, 2011; para el caso de Hollín y U), en toda la Cuenca Oriente. Los valores que no se encontraron en los archivos fueron extraídos por medio de interpolación y extrapolación en los mapas construidos (Anexos 1-3, Mapas 1 – 15).

- **5.2.3 Trampa y Sello (P3)**

La información acerca de las estructuras, su edad y su tamaño es principalmente bibliográfica, para los campos pequeños de los que no existe información publicada se realizó una breve descripción y se tomó valores promedio para la probabilidad de trampa.

Los principales sellos regionales son la Caliza B y la Lutita Napo U para el reservorio "T" y la Caliza "A" para el reservorio "U". La distribución areal para estas unidades es buena cubriendo gran parte del Sistema Subandino y Corredor Sacha – Shushufindi, tendiendo a desaparecer hacia el Oeste. Son sellos efectivos en muchos de los campos petroleros. Se tomó un valor promedio de probabilidad para los campos que se encuentran en el Sistema Subandino y Corredor Central, el mismo que disminuye para los pozos que se encuentran hacia el Este.

5.2.4 Migración y Timing (P4)

En las publicaciones acerca del timing y migración se plantean varias hipótesis de la ubicación de la cocina en donde se produjo el hidrocarburo de la Cuenca Oriente, las vías y distancias de migración. En este trabajo se utilizó la Cocina Centro Oeste (Área de Pungarayacu), la Cocina Noroeste (Área de Bermejo) y la Cocina Centro (Área de Auca). Las distancias escogidas fueron entre 50 y 150 km, disminuyendo los valores de probabilidad con el incremento en la distancia de migración.

A continuación se describe cada uno de los reservorios con la información utilizada y los resultados obtenidos después del análisis del riesgo geológico:

5.3 ARENISCA HOLLÍN

5.3.1 Características Generales

Consiste de cuarzo arenitas limpias, blancas, de grano grueso a fino, de estratificación gruesa. Presenta estratificación gradada en la parte inferior, estratificación cruzada en la parte media y laminaciones gruesas hacia el tope. Ocasionalmente, se encuentran "ripple marks" y material carbonoso. Se subdivide en tres miembros:

Arenisca Basal, (Aptiano Inferior) (Jaillard, 1997).- Corresponde a una arenisca conglomerática que rellena paleovalles, se reconoce un ambiente fluvial distal a estuarino, presenta agua salada de formación (Villagómez, 1995).

Arenisca Hollín Inferior, (Aptiano superior – Albiano inferior) (Jaillard, 1997).- Comprende a una serie de areniscas cuarzosas, blancas, agradantes en estratos gruesos, con estratificación cruzada (White, 1995). Posee delgadas intercalaciones de lutitas limosas y lutitas bituminosas especialmente al tope de la formación (Tschop, 1953).

Arenisca Hollín Superior (Albiano Medio – Tardío) (Ordóñez et al, 2006).- se diferencia de Hollín Inferior por sus características marinas (Tschopp, 1953; Bristow y Hoffstetter, 1977; Jaillard, 1997). Está constituida por areniscas cuarzo - glauconíticas, margas, lutitas y calizas (White et al., 1995).

La Formación Hollín reposa en discordancia angular o para-concordancia sobre las Formaciones Chapiza y Misahuallí del Jurásico y sobre las Formaciones Macuma y Pumbuiza del Paleozoico. Estos depósitos son diacrónicos y retrógrados y se acuñan hacia el Este de la Cuenca Oriente.

5.3.2 Parámetros Fundamentales de la Arenisca Hollín

Se generaron mapas de porosidad, permeabilidad, espesor y grado °API con los datos obtenidos, de la recopilación bibliográfica (información de pozos, informes) y datos de reservas de Hollín (DNH, 2010). Para los sitios donde no existían datos o eran incongruentes en los mapas elaborados, los valores se obtuvieron de la interpolación y/o extrapolación a partir de la información conocida (Anexo 1). En la Tabla 5.1 se presentan los datos obtenidos y los datos interpretados en diferente coloración.

Pozo Exploratorio	Ø (%)	K (md)	Sw (%)	°API	Espesor (m)	Pozo Exploratorio	Ø (%)	K (md)	Sw (%)	°API	Espesor (m)
Auca-1	20	12	10	29.5	131	Oglan A-1	22	600	18.7	12.9	123
Bermejo N-1	20	115.36	50	35.6	64	Pacay-1	16	80	35	28	99
Bermejo S-1	20.4	90	46	30.4	67	Palanda-1	16.5	110	50	27	114
Caja-1	11	350	35	28	96	Palo Rojo-1	16.5	400	47.5	28.6	104
Charapá-1	14.3	83.5	35	24.7	49	Paraíso-1	20	84	72.4	26.2	108
Coca-1	15	960	47	24.3	105	Pindo-1	18	166	22	22.8	122
Cononaco-1	17	1151.1	21	32	140	Pucuna-1	14.5	731.73	23.4	26.52	101
Cristal-1	17.3	48.2	48	30.4	86	Pungarayacu-1	x	x	x	11	76
Culebra-1	15.7	150	100	27.1	119	Punino-1	16	680	24.6	24.9	112
Huachito-1	12.6	750	20	27	104	Sacha-1	15	30	10	28.2	113
MDC-1	15.9	70	40	26.5	91	Tiguino-1	16.6	610	30	33.5	137
Jaguar-1	19.5	400	17	25.5	140	Villano-1	20.3	350	30	19.9	104
Jivino-1	16	70	42	26.2	95	Vuano-1	25	192	46.25	16	88
Lago Agrio-1	13.2	200.25	39	27.5	79	Yuca-1	16	100	58	27.6	113
Mono-1	19	550	15	21.9	142	Yuca Sur-1	16.4	110	57	27.1	114
Moretocochoa-1	21	420	27	24	113	Yuralpa-1	20	300	39	21.6	122
Ochenta B-1	21.5	390	30	28.3	82						

12 -Tabla 5.1 Datos de los Parámetros del Reservorio Hollín en los Pozos Exploratorios Escogidos

Nota: Los casilleros con x corresponden a los pozos que no tienen datos para este parámetro; los casilleros con rojo son datos interpolados.

Los mapas 1 a 5 (Anexo 1), muestran la ubicación de los pozos exploratorios usados para este estudio con las variaciones de los diferentes parámetros del reservorio Hollín y la ubicación de los pozos exploratorios usados para este estudio y se los ha clasificado como se puede observar en la tabla 1 del anexo 1.

5.3.3 Análisis del Riesgo Geológico

Para la evaluación del Riesgo Geológico se elaboró la Tabla 1 del Anexo 1, que contiene la información usada para obtener los riesgos parciales en lo que se refiere a Roca Madre, Roca Reservorio, Trampa y Sello, Migración y Timing.

La Tabla 5.2 muestra los resultados parciales y totales de riesgo para este reservorio.

Pozo Exploratorio	Roca Madre (P1)	Reservorio (P2)	Trampa (P3)	Migración y Timing (P4)	$P=P1*P2*P3*P4$
Auca-1	1.0	0.90	0.9	1.0	0.81
Bermejo N-1	1.0	0.45	0.8	1.0	0.36
Bermejo S-1	1.0	0.44	0.84	1.0	0.37
Caja-1	1.0	0.55	0.7	1.0	0,39
Charapá-1	1.0	0.51	0.8	1.0	0,41
Coca-1	1.0	0.57	0.7	1.0	0,4
Cononaco-1	1.0	0.7	0.8	1.0	0.56
Cristal-1	1.0	0.55	0.3	1.0	0,17
Culebra-1	1.0	0.38	0.54	1.0	0.21
Huachito-1	1.0	0.6	0.45	1.0	0.27
MDC-1	1.0	0.55	0.6	1.0	0,33
Jaguar-1	1.0	0.6	0.45	1.0	0.27
Jivino-1	1.0	0.51	0.6	1.0	0.31
Lago Agrio-1	1.0	0.90	0.9	1.0	0.81
Mono-1	1.0	0.59	0.54	1.0	0.32
Moretocochoa-1	1.0	0.45	0.54	0.9	0.22
Ochenta B-1	1.0	0.67	0.54	1.0	0.36
Oglan A-1	1.0	0.95	0.7	1.0	0,67
Pacay-1	1.0	0.55	0.6	1.0	0.33
Palanda-1	1.0	0.47	0.5	1.0	0,24
Palo Rojo-1	1.0	0.63	0.54	1.0	0.34
Paraíso-1	1.0	0.44	0.6	1.0	0.26
Pindo-1	1.0	0.5	0.54	1.0	0.27
Pucuna-1	1.0	0.67	0.54	1.0	0.36

Pungarayacu-1	1.0	0.6	0.9	1.0	0.54
Punino-1	1.0	0.57	0.6	1.0	0.34
Sacha-1	1.0	0.63	0.9	1.0	0.57
Tiguino-1	1.0	0.5	0.7	1.0	0,35
Villano-1	1.0	0.9	0.7	0.8	0,50
Vuano-1	1.0	0.6	0.45	1.0	0,27
Yuca-1	1.0	0.55	0.6	1.0	0.33
Yuca Sur-1	1.0	0.59	0.6	1.0	0.35
Yuralpa-1	1.0	0.37	0.8	1.0	0.30

13 -Tabla 5.2 Resultados para las Probabilidades parciales y total

Clifford, 1986 en White, 1995; muestra que la probabilidad de suceso en los pozos exploratorios puede variar de 0,10 a 0,40. Un buen prospecto con condiciones razonables de roca madre, reservorio, trampa y migración alcanza un valor de probabilidad de 0,25; pero en los prospectos con buenas condiciones la probabilidad puede llegar a ser 1,0 mientras que en los que tienen poca información puede llegar a ser casi cero.

Con datos obtenidos en la Tabla 5.2 se puede concluir que los pozos exploratorios Auca-1, Bermejo N-1, Bermejo S-1, Caja-1, Charapa-1, Coca-1, Cononaco-1, Huachito-1, MDC-1, Jaguar-1, Jivino-1, Lago Agrio-1, Mono-1, Ochenta B-1, Oglan A-1, Pacay-1, Palo Rojo-1, Paraiso-1, Pindo-1, Pucuna-1, Pungarayacu-1, Punino-1, Sacha-1, Tiguino-1, Villano-1, Vuano 1, Yuca-1, Yuca Sur-1, Yuralpa-1, tienen una probabilidad de suceso mayor o igual a 0,25, lo que significa que están dentro de un rango aceptable.

El Riesgo Geológico se calcula con la fórmula:

1/ Probabilidad de descubrimiento de hidrocarburo

En base a los valores de probabilidad y a la fórmula antes descrita se propone una escala de riesgo con cinco categorías (Tabla 5.3), así:

1	Muy bajo riesgo (P: 0.5 y 0.99) :	Todos los factores de riesgo son favorables. En esta categoría está asociada con pozos que probaron plays adjuntos a zonas de producción existente. Con una distancia menor a 5 Km.
2	Bajo riesgo (P: 0.25 y 0.5) :	Todos los factores de riesgo son alentadores a favorables. En esta categoría está asociada con pozos que probaron plays cercanos a zonas de producción existente. Con una distancia entre 5 y 10 Km.
3	Riesgo moderado (P: 0.125 y 0.25) :	Dos o tres factores de riesgo son alentadores a favorables ó uno o dos factores son alentadores a neutrales. Esta categoría se asocia con pozos que probaron nuevos plays en cuencas productoras o probaron plays lejanos. Con una distancia mayor a 10 Km.
4	Alto riesgo (P: 0.063 y 0.125) :	Dos o un factores de riesgo son alentadores ó tres o dos factores son alentadores a neutrales. Esta categoría se asocia con pozos que probaron nuevos plays en cuencas productoras lejanas. Con una distancia mayor a 20 Km.
5	Muy alto riesgo (P: 0.01 y 0.063) :	Dos o tres factores de riesgo no son mejores que neutrales con unos o dos factores cuestionables o no favorables. Esta categoría se asocia con pozos que probaron nuevos plays en un área no probada lejana de producción existente. Con una distancia mayor de 50 Km.

14 -Tabla 5.3 Escala de Riesgo Geológico

El riesgo para el reservorio Hollín va de moderado a bajo como se puede observar en el Mapa N° 16 (Fig. 5.2), esto se debe a tres aspectos importantes como son: la calidad del reservorio, la migración y el timing en el caso de la Cuenca oriente.

Para Hollín los principales reservorios en lo que se refiere a calidad (facies, porosidad, permeabilidad y arena neta), se los puede encontrar geográficamente casi en su totalidad en el Corredor Subandino y una parte distribuido en el Corredor Central (Centro Noroccidente y centro Suroccidente).

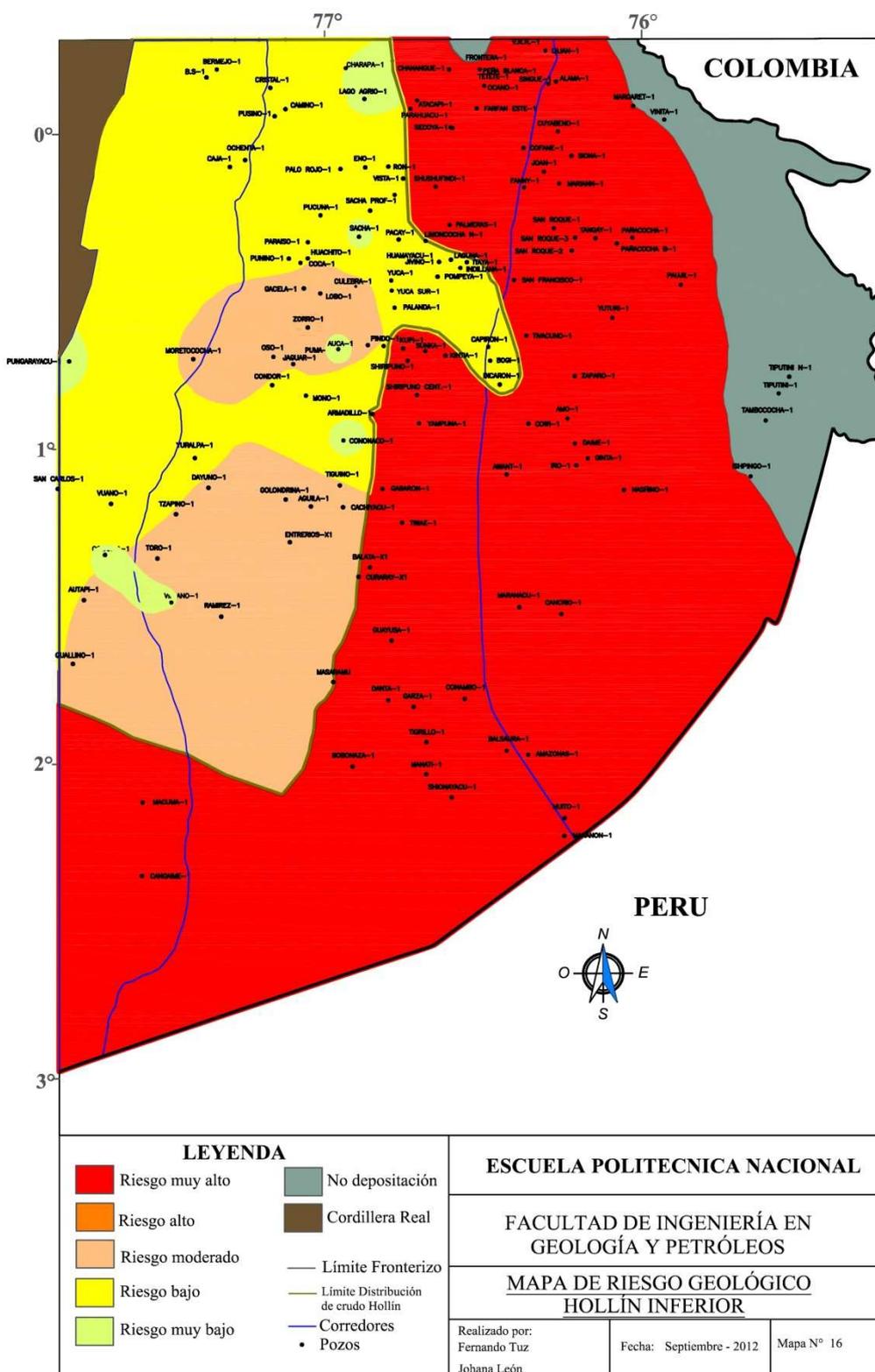
Con lo que tiene que ver a la migración y al timing; la migración es uno de los aspectos no muy bien definidos hasta la actualidad en la Cuenca Oriente, el mapa de grado API (Anexo 1), muestra dos tendencias principales de posibles cocinas con características diferentes una al NW (crudos livianos) con una dirección de migración al S-SE que es la más importante y la otra ubicada al SW (crudos pesados) con una dirección de migración al NE. Con lo que tiene que ver con el timing este fue al tiempo en que las trampas ya estuvieron formadas es decir no existe un riesgo prominente con este parámetro.

El reservorio Hollín presenta un riesgo mayoritariamente bajo, en parte moderado y muy bajo que puede ser diferenciado a lo largo de la franja Lago Agrio – Vuano con una tendencia NE-SW, similar al límite tectónico Occidental del Corredor Central.

Para el reservorio Hollín los mejores prospectos son los ubicados en las cercanías a los pozos exploratorios: Auca-1 (P:0.81), Lago Agrio-1 (P: 0.81), Cononaco-1 (P: 0.56), Sacha-1 (P: 0.57) y Villano -1 (P:0.50) en el Corredor Central y los pozos Oglan A-1 (P:0.67) y Pungarayacu-1 (P: 0.54), en el Corredor Subandino, que sobrepasan el valor de probabilidad de 0.5 el cual está en un rango de riesgo muy bajo.

Si zonificamos el área para el reservorio Hollín, teniendo como referencia el límite de distribución de acumulación del crudo como el 100 % del área en la Cuenca Oriente, riesgo moderado de un 38%, riesgo bajo de un 58 % y riesgo muy bajo de 4 %; teniendo en cuenta que los valores aceptables son a partir del 0.25 de probabilidad de suceso (P), siendo un total del 62% del área de la Cuenca con valores aceptables (riesgo bajo+riesgo muy bajo).

Donde no está presente el crudo es decir fuera del límite de distribución del crudo ha sido considerado como riesgo muy alto como se observa en la figura 5.2.



17 -Figura 5.2 Mapa de Riesgo Geológico Hollín Inferior.

5.4 ARENISCA “T”

5.4.1 Características Generales

La arenisca “T” Inferior es considerada en partes de la zona Centro-Oriente y Oriente de la Cuenca como un relleno de valles incisos tomando en cuenta que se depositó a principio de un intervalo transgresivo (Vaca, 2004).

Las rocas reservorio del intervalo estratigráfico “T”, son arenas de grano medio a fino, bien sorteadas, compartidas en dos niveles principales. El nivel inferior consiste de canales de marea y constituye los cuerpos de arena más prominentes de todo el intervalo, por sus limitadas intercalaciones de arcilla, se considera un cuerpo único. El nivel superior tiene cuerpos menores de arena, es más arcilloso, calcáreo y glauconítico. Estas arenas están ligadas a un proceso continuo de retrogradación y se consideran como dos reservorios. Para efectos del presente estudio se considera a las arenas del ciclo T como un proceso transgresivo continuo por lo cual el espesor de arena neta será la suma de los espesores parciales de las arenas y el espesor total será el de todo el intervalo.

El contacto inferior se desarrolla sobre la caliza “T” y las lutitas Napo Basal y hacia el NW sobre un cuerpo calcáreo (caliza “C”), que reemplaza a las lutitas Napo Basal. El contacto superior es gradacional hacia un importante paquete de calizas (Caliza”B”).

El intervalo “T” tiende a disminuir de espesor hacia el Noreste y se incrementan notoriamente hacia el Sureste (Pozo Marañón).

5.4.2 Parámetros Fundamentales de la Arenisca “T”

Para la elaboración de este estudio, con los datos obtenidos, de la recopilación bibliográfica y datos de reservas se elaboraron los mapas de distribución del crudo de la arenisca T. Se depuró la información para obtener datos de los pozos donde el crudo está presente y generar los mapas respectivos de porosidad, permeabilidad, espesor y grado °API. En los sitios donde no existían datos o eran

incongruentes, se obtuvo los valores interpolados y extrapolados a partir de los mapas elaborados(Anexo 2).

En la Tabla 5.4 se presentan los datos obtenidos y los datos interpretados en diferente coloración

Pozo Exploratorio	Ø (%)	K (md)	Sw (%)	°API	Espesor (m)	Pozo Exploratorio	Ø (%)	K (md)	Sw (%)	°API	Espesor (m)
Aguila-1	14.6	39	45	27.5	9.8	Palanda-1	16.5	285	25	23.6	15.2
Alama-1	16	310	38	29.7	9.2	PalmerasN-1	20	350	21	28.2	23.8
Atacapi-1	15.8	225	61	29	16.2	Palo Rojo-1	15.6	72	63	33.1	10.3
Auca-1	16.4	139	11	21.3	13.7	Pañacocha-1	18.4	600	27	24.3	16.4
Auca E-1	16.8	162.5	50	20.4	15.2	Parahuacu-1	18	93	70	31.5	14.6
Balata X-1	10.2	110	45	21.4	21.5	Paraíso-1	13.8	39	14	27.2	8.3
Capirón-1	18	390	47	20.5	19.6	Peña Blanca-1	18	225	80	27.6	11.6
Chanangue-1	18	200	50	32.3	14.6	Pindo-1	16	208	21	19.6	15.7
Conga Sur-1	17.5	142	34	20	9.1	Primavera-1	16.6	310	40	27.4	11.4
Cononaco-1	16.6	87.5	47	33.3	13.2	Pucuna-1	15.7	42	34	33.3	9.1
Culebra-1	13.7	162.5	12	25.9	11.5	Rumiyacu-1	17	137.5	48	20.1	13.3
Cuyabeno-1	10	435	32	23.7	13.7	Sacha-1	13.8	70	21	28.7	11.3
Danta-1	15	203	42	19	20.1	San Roque-1	17	540	28	25.4	18.0
Drago-1	14.8	142	39	33	14.3	Secoya-1	20.5	368	1	23.1	14.7
Dureno-1	12.1	200	30	29.4	13.1	Shushufindi-1	18.9	288	16	33	17.1
Frontera-1	14	54	55	29.6	13.1	Singue-1	16.3	312.5	39	27.6	9.7
Guayusa-1	16.3	165	41	19.8	22.5	Siona-1	14	470	28	21.8	15.9
MDC-1	18.4	325	4	26.9	11.9	Tetete-1	32	579	36	28.9	12.2
Jivino-1	18.7	365	30	24.9	12.0	Tiguino-1	15	68	47	21	11.1
Lago Agrio-1	16.5	61	53	33.8	8.5	Tivacuno-1	19.7	442	43	21.5	20.6
Lilian-1	18.5	200	35	31.1	7.9	VHR-1	18.4	178	6	32.3	7.4
Limoncocha-1	18.6	325	24	28.8	20.1	Yuca-1	14.8	308	7	26.8	11.6
Marañacu-1	17.56	213	43	19.3	32.6	Yuca Sur-1	15.8	298	20	26.1	13.1
Mariann-1	18.7	508	27	20	19.8	Yuturi-1	24.4	507	32	24.4	25.6
Oglan A-1	8.6	75	51	10.7	5.0	Zorro-1	12.9	53	11	27	8.0
Pacay-1	16	65	1	27.4	16.5						

15 -Tabla 5.4 Datos de los Parámetros del Reservorio Arenisca T en los Pozos Exploratorios Escogidos

Nota: Los casilleros de color rojo son datos interpolados.

Los mapas 6 a 10 (Anexo 2), muestra como varían los parámetros que caracterizan a la Arenisca “T”, los mismos que fueron calificados de acuerdo a la siguiente escala: Excelente, Muy Bueno, Bueno, Regular y Pobre; como se puede observar en la tabla 2 del anexo 2.

5.4.3 Análisis del Riesgo Geológico

Para la evaluación del Riesgo Geológico se elaboró la Tabla 2 del Anexo 2, que contiene la información usada para obtener los riesgos parciales en lo que se refiere a Roca Madre, Roca Reservorio, Trampa y Sello, Migración y Timing para el reservorio Arenisca “T”.

La Tabla 5.5 muestra los resultados parciales y totales de riesgo para este reservorio.

Pozo Exploratorio	Roca Madre (P1)	Reservorio (P2)	Trampa (P3)	Migración y Timing (P4)	PT = P1 * P2 * P3 * P4
Aguila-1	1	0.31	0	0.8	0
Alama-1	1	0.64	0.4	0.6	0.1536
Atacapi-1	1	0.64	0.8	1	0.512
Auca-1	1	0.31	0.9	0.9	0.244
Balata X-1	1	0.53	0.4	0.8	0.1696
Capirón-1	1	0.63	0.6	1	0.378
Chanangue-1	1	0.65	0.45	1	0.2925
Conga Sur-1	1	0.31	0.4	1	0.124
Cononaco-1	1	0.39	0.8	1	0.312
Culebra-1	1	0.35	0.54	1	0.189
Cuyabeno-1	1	0.59	0.7	0.8	0.3304
Danta-1	1	0.53	0.8	0.6	0.2544
Drago-1	1	0.55	0.55	0.8	0.242
Dureno-1	1	0.54	0.7	1	0.378
Frontera-1	1	0.49	0.6	0.6	0.1764
Guayusa-1	1	0.63	0.3	0.6	0.1134
MDC-1	1	0.42	0.6	1	0.252
Jivino-1	1	0.42	0.6	1	0.252
Lago Agrio-1	1	0.36	0.9	1	0.324
Lilian-1	1	0.6	0.3	0.6	0.108
Limoncocha-1	1	0.69	0.8	1	0.552
Marañacu-1	1	0.68	0.3	0.6	0.1224
Mariann-1	1	0.68	0.6	0.8	0.3264
Oglan A-1	1	0.07	0.7	1	0.049

Pacay-1	1	0.59	0.6	1	0.354
Palanda-1	1	0.42	0.5	1	0.21
PalmerasN-1	1	0.74	0.2	1	0.148
Palo Rojo-1	1	0.39	0.54	1	0.2106
Pañacocha-1	1	0.74	0.45	0.8	0.2664
Parahuacu-1	1	0.6	0.7	1	0.42
Paraíso-1	1	0.31	0.7	1	0.217
Peña Blanca-1	1	0.59	0.7	0.6	0.2478
Pindo-1	1	0.38	0.54	1	0.2052
Primavera-1	1	0.42	0.4	1	0.168
Pucuna-1	1	0.39	0.8	1	0.312
Rumiyacu-1	1	0.31	0.55	1	0.1705
Sacha-1	1	0.31	0.9	1	0.279
San Roque-1	1	0.74	0.3	0.8	0.1776
Secoya-1	1	0.69	0.8	1	0.552
Shushufindi-1	1	0.7	1	1	0.7
Singue-1	1	0.64	0.4	0.6	0.1536
Siona-1	1	0.63	0.4	0.8	0.2016
Tetete-1	1	0.74	0.8	0.6	0.3552
Tiguino-1	1	0.31	0.7	1	0.217
Tivacuno-1	1	0.63	0.7	0.8	0.3528
VHR-1	1	0.6	0.75	0.6	0.27
Yuca-1	1	0.38	0.6	1	0.228
Yuca Sur-1	1	0.38	0.6	1	0.228
Yuturi-1	1	0.84	0.7	0.8	0.4704
Zorro-1	1	0.096	0	1	0

16 -Tabla 5.5 Resultados obtenidos para las probabilidades parciales y total

Los valores de probabilidad de suceso varían entre 0,1 y 0,4, un valor intermedio de 0,25 se toma como aceptable para tomarlo en cuenta como un prospecto prometedor. En la tabla 5.5 podemos ver que los pozos exploratorios: Atacapi-1, Auca-1, Capirón-1, Chanangue-1, Cononaco-1, Cuyabeno-1, Danta-1, Dureno-1, MDC-1, Jivino-1, Lago Agrio-1, Limoncocha-1, Mariann-1, Pacay-1, Pañacocha-1, Parahuacu-1, Peña Blanca-1, Pucuna-1, Sacha-1, Secoya-1, Shushufindi-1, Tetete-1, Tivacuno-1, VHR-1 y Yuturi-1, tienen valores de probabilidad de suceso mayores o iguales a 0,25, lo que significa que presentan buenas condiciones de roca madre, reservorio, trampa, migración y timing.

El riesgo para el reservorio T va de moderado a bajo en un 80 % como se puede observar en el Mapa N° 17 (Fig. 5.3), esto se debe a tres aspectos importantes como son: la calidad del reservorio, la migración y el timing para el caso de la Cuenca oriente.

Para T los principales reservorios en lo que se refiere a calidad (facies, porosidad, permeabilidad y arena neta); se los puede encontrar geográficamente casi en su totalidad en la parte central de la Cuenca Oriente (límite de distribución de crudo): Porosidades y permeabilidades buenas a excelentes en la parte oriental y central de la cuenca, los mejores espesores de arenas netas en el sur oriente hasta la parte central de la cuenca disminuyendo sus potencias hacia el NW. En el mapa de litofacies (anexo 2; mapa N° 10), se puede observar la dirección y el ambiente de depositación, teniendo las mejores arenas como reservorio en la parte Sur – Oriental y Nor-Oriental del Corredor Capiron Tiputini y un ambiente de transición en la parte central de la cuenca.

Con lo que tiene que ver a la migración y al timing; la migración es uno de los aspectos no muy bien definidos hasta la actualidad en la Cuenca Oriente, el mapa de grado API (Anexo 2), muestra dos tendencias principales de posibles cocinas con características diferentes una al NW (crudos livianos) con una dirección de migración al S-SE que es la más importante y la otra ubicada al SE (crudos pesados) con una dirección de migración al NW. Con lo que tiene que ver con el timing este fue al tiempo en que las trampas ya estuvieron formadas es decir no existe un riesgo prominente con este parámetro.

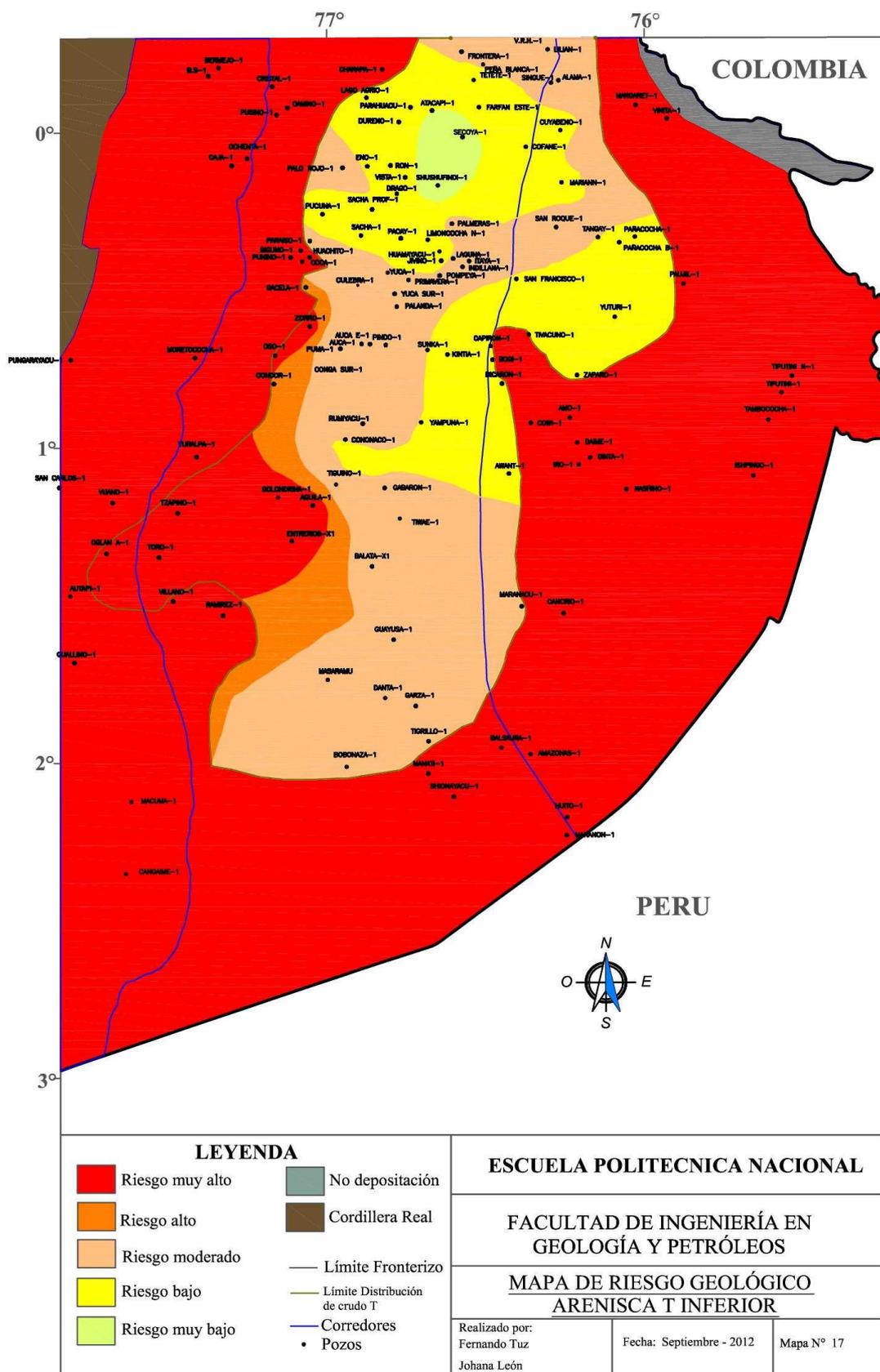
El riesgo para el reservorio T dentro del límite de distribución del crudo, después de haber analizado los parámetros antes mencionados obtenemos riesgo bajo en la parte Oriental y Centro Norte del límite de distribución del crudo, moderado en la parte central con una tendencia hacia el Sur-Occidente de el riesgo alto a muy alto. Donde no está presente el crudo es decir fuera del límite de distribución del crudo ha sido considerado como riesgo muy alto como se observa en la figura 5.3.

El reservorio T presenta un riesgo geológico para las áreas cercanas a los pozos exploratorios que va de moderado a bajo a lo largo del eje Cuyabeno - Capirón con una tendencia NE-SW, similar al límite tectónico Occidental del Corredor Oriental.

Para el reservorio T Inferior los mejores prospectos son las áreas cercanas a los pozos exploratorios Atacapi-1 (P: 0.51), Limoncocha-1 (P: 0.55), Secoya-1 (P: 0.55), Shushufindi-1 (P: 0.70) en el Corredor Central, que sobrepasan el valor de probabilidad de 0.5 el cual está en un rango de riesgo muy bajo y los valores muy altos de riesgo son Aguila-1 (P: 0.0), Zorro-1 (P: 0.0).

Si zonificamos el área para el reservorio T Inferior, teniendo como referencia el límite de distribución de crudo como el 100 % del área en la Cuenca Oriente, el riesgo muy alto sería de 11 %, riesgo alto de un 7%, riesgo moderado de un 47%, riesgo bajo de un 32 % y riesgo muy bajo de 3 %; teniendo en cuenta que los valores aceptables son a partir del 0.25 de probabilidad de suceso (P), siendo un total del 35% del área de la Cuenca con valores aceptables (riesgo bajo+riesgo muy bajo).

Como se dijo anteriormente los valores aceptables de probabilidad de un proyecto, son mayores o iguales a P: 0.25 teniendo valores buenos para el caso del reservorio T inferior, en un 50 % del proyecto prometedora de 50 datos de pozos exploratorios, 25 son datos prometedores es decir mayores o iguales a P:0.25.



18 -Figura 5.3 Mapa de Riesgo Geológico Arenisca T Inferior.

5.5 ARENISCA “U”

5.5.1 Características Generales

El intervalo estratigráfico de la Arenisca “U” está datado como Cenomaniano medio (Jaillard, 1997). El miembro principal o Arena “U” Inferior es considerado un relleno de valles incisos tomando en cuenta que se depositó a principio de un intervalo transgresivo (Vaca, 2004).

Las rocas reservorio del intervalo estratigráfico “U”, son arenas de grano medio a fino, bien sorteadas, especialmente en el nivel inferior, que pertenece a canales de marea hacia el Oeste y relleno de valles incisos en el centro y relleno de valle fluvial hacia el Este de la Cuenca Oriente (Vaca, 2004). El nivel superior son arenas glauconíticas de grano más fino, presenta niveles de cementación calcárea definidos en un ambiente de plataforma marina (Vaca, 2004).

Por ser todo este conjunto de arenas ligadas a un proceso continuo de transgresión a gradación se consideran estas arenas como un solo reservorio, por lo cual el espesor de arena neta será la suma de los espesores parciales de las arenas y el espesor total será el de todo el intervalo.

El contacto inferior es erosivo sobre las lutitas U y sobre la caliza U. La arenisca “U” Inferior disminuye su espesor hacia el noroeste por no depositación y también disminuye su espesor hacia el Suroeste por erosión. La Arenisca “U” no está presente en la zona Subandina debido a que está erosionada en el eje Yuralpa – Caja.

5.5.2 Parámetros Fundamentales de la Arenisca “U”

Para la elaboración de este estudio, con los datos obtenidos, de la recopilación bibliográfica y datos de reservas para determinar la distribución del crudo U; se generaron los mapas respectivos de porosidad, permeabilidad, espesor y grado °API. En los sitios donde no existían datos o eran incongruentes, se obtuvieron los valores interpolados y extrapolados a partir de los mapas elaborados (Anexo 3).

En la Tabla 5.6 se presentan los datos obtenidos y los datos interpretados en diferente coloración.

Pozo Exploratorio	Ø (%)	K (md)	Sw (%)	°API	Espesor (m)	Pozo Exploratorio	Ø (%)	K (md)	Sw (%)	°API	Espesor (m)
Alama-1	15	200	63	25	12.8	Marañacu-1	18.36	2700	41.57	15.5	7.9
Amazonas-1	16.2	2250	56	18.3	4.0	Mariann-1	19.2	500	41	19	6.4
Armadillo-1	16.6	600	9	18	7.0	Mono-1	15.1	150	25	16.5	6.1
Atacapi-1	15.2	1100	40.95	32.6	7.9	Ocano-1	18	550	80	20	5.2
Auca-1	17.5	300	25	18.3	11.6	Pacay-1	20	800	60	24.5	10.1
Balsaura-1	16.4	2200	54	14.7	3.7	Palanda-1	15	450	24	18	6.1
Biguno-1	17	34	9.8	24	3.7	Palmeras N-1	21	1400	27	23	8.8
Chanangue-1	17	700	45	30	5.2	Palo Rojo-1	17	300	23	30.7	12.2
Charapá-1	17.9	9	50	29	14.3	Pañacocha-1	15.5	1200	43	29	5.5
Coca-1	16.6	100	10	22	6.7	Parahuacu-1	15.4	800	38	32	9.5
Conga Sur-1	17	400	21	14	5.5	Paraíso-1	17.3	100	5	25	9.1
Cononaco-1	18	225	8	27	9.1	Pindo-1	20	500	21	18	16.8
Culebra-1	17.4	100	50	18	12.2	Pucuna-1	17.5	150	10	30	21.3
Cuyabeno-1	20.6	450	38.3	25.1	7.6	Punino-1	16.5	100	12	23	6.4
Drago-1	19	800	6	27.9	5.2	Rumiyacu-1	15	600	3	20.62	6.1
Dureno-1	15.9	950	35	31.4	9.8	Sacha-1	18.7	27.5	12.8	27.9	15.2
Fanny-1	19.7	800	40	20	6.1	San Roque-1	19	375	34	25.5	5.8
Frontera-1	18	750	55	30.7	9.1	Secoya-1	17.4	1686	80	29.5	6.4
Huachito-1	16.9	100	1	21.2	6.7	Shushufindi-1	19.4	1300	35	27	6.7
MDC-1	21.5	1400	2	18.7	10.4	Singue-1	14.5	144	10	23.4	12.8
Iro-1	21	4153	0	16.5	6.1	Tetete-1	24	303	19.6	29.7	8.2
Jivino-1	21	1400	20	18	9.1	VHR-1	14	580	40	31.7	15.2
Joan-1	19.6	600	42	20	6.4	Yuca-1	18.5	251.5	11	22.1	14.0
Lago Agrio-1	15.4	200	34	30.8	12.8	Yuca Sur-1	16	350	22	18	9.1
Lilian-1	15	450	45	29	14.3	Yuturi-1	24.1	1700	31	18	3.0
Limoncocha-1	22	1541	10	20	12.2	Zorro-1	14	100	38	19	7.3

17 -Tabla 5.6 Datos de los Parámetros del Reservorio Arenisca U en los Pozos Exploratorios Escogidos

Nota: Los casilleros de color rojo son datos interpolados.

Los mapas 11 – 15, Anexo 3, muestran la variación de los parámetros que caracterizan la Arenisca “U”, estos datos fueron evaluados en cinco niveles: Excelente, Muy Bueno, Bueno, Regular y Pobre, como se puede apreciar en la tabla 3 del anexo 3.

5.5.3 Análisis del Riesgo Geológico

Para la evaluación del Riesgo Geológico se elaboró la Tabla 3 del Anexo 3, que contiene la información usada para obtener los riesgos parciales en lo que se refiere a Roca Madre, Roca Reservorio, Trampa y Sello, y Migración y Timming.

Pozo Exploratorio	Roca Madre (P1)	Reservorio (P2)	Trampa (P3)	Migración y Timming (P4)	PT = P1 * P2 * P3 * P4
Alama-1	1	0.43	0.45	0.7	0.135
Amazonas-1	1	0.3	0.54	0.4	0.06
Armadillo-1	1	0.43	0.6	1	0.26
Atacapi-1	1	0.42	0.8	1	0.34
Auca-1	1	0.4	0.9	1	0.36
Balsaura-1	1	0.3	0.54	0.4	0.06
Biguno-1	1	0.2	0.45	1	0.09
Chanangue-1	1	0.47	0.45	1	0.21
Charapá-1	1	0.44	0.8	1	0.35
Coca-1	1	0.2	0.7	1	0.14
Conga Sur-1	1	0.37	0.4	1	0.15
Cononaco-1	1	0.33	0.8	1	0.26
Culebra-1	1	0.28	0.54	1	0.15
Cuyabeno-1	1	0.47	0.7	0.8	0.26
Drago-1	1	0.35	0.55	0.8	0.15
Dureno-1	1	0.36	0.7	1	0.25
Fanny-1	1	0.32	0.6	0.8	0.15
Frontera-1	1	0.55	0.6	0.6	0.20
Huachito-1	1	0.2	0.45	1	0.09
MDC-1	1	0.42	0.6	1	0.25
Iro-1	1	0.6	0.35	0.8	0.17
Jivino-1	1	0.4	0.6	1	0.24
Joan-1	1	0.3	0.53	0.8	0.13
Lago Agrio-1	1	0.31	0.9	1	0.28
Lilian-1	1	0.51	0.4	0.65	0.133
Limoncocha-1	1	0.44	0.8	1	0.35
Marañacu-1	1	0.37	0.3	0.6	0.07
Mariann-1	1	0.28	0.6	0.8	0.13
Mono-1	1	0.34	0.54	1	0.18

Ocano-1	1	0.38	0.54	0.6	0.12
Pacay-1	1	0.38	0.6	1	0.23
Palanda-1	1	0.25	0.5	1	0.13
Palmeras N-1	1	0.4	0.2	1	0.08
Palo Rojo-1	1	0.33	0.54	1	0.18
Pañacocha-1	1	0.41	0.45	0.8	0.15
Parahuacu-1	1	0.48	0.7	1	0.34
Paraíso-1	1	0.33	0.6	1	0.20
Pindo-1	1	0.5	0.54	1	0.27
Pucuna-1	1	0.4	0.54	1	0.22
Punino-1	1	0.22	0.6	1	0.13
Rumiyacu-1	1	0.4	0.55	1	0.22
Sacha-1	1	0.4	0.9	1	0.36
San Roque-1	1	0.44	0.35	0.8	0.123
Secoya-1	1	0.41	0.8	1	0.33
Shushufindi-1	1	0.38	1	1	0.38
Singue-1	1	0.55	0.4	0.6	0.13
Tetete-1	1	0.67	0.8	0.6	0.32
VHR-1	1	0.56	0.75	0.6	0.25
Yuca-1	1	0.37	0.6	1	0.22
Yuca Sur-1	1	0.28	0.6	1	0.17
Yuturi-1	1	0.5	0.7	0.8	0.28
Zorro-1	1	0.25	0	1	0.00

18 -Tabla 5.7 Resultados obtenidos para las probabilidades parciales y total

Los valores de probabilidad de suceso varían entre 0,1 y 0,4, un valor intermedio de 0,25 se toma como aceptable para tomarlo en cuenta como un prospecto prometedor. La Tabla 5.7 expone los valores de probabilidad de suceso para cada uno de los pozos exploratorios estudiados. Los pozos exploratorios Armadillo-1, Atacapi-1, Auca-1, Charapa-1, Cononaco-1, Cuyabeno-1, Dureno-1, MDC-1, Lago Agrio-1, Limoncocha-1, Parahuacu-1, Pindo-1, Sacha-1, Secoya-1, Shushufindi-1, Tetete-1, VHR-1 y Yuturi-1, tienen valores de probabilidad mayores o iguales a 0.25, esto significa que los parámetros evaluados presentan buenas condiciones.

El riesgo para el reservorio U es moderado en un 50 % como se puede observar en el Mapa N° 18 (Fig. 5.4), esto se debe a tres aspectos importantes como son: la calidad del reservorio, la migración y el timing para el caso de la Cuenca oriente.

Para el reservorio U como se puede apreciar en los mapas del anexo 3 (litofacies, porosidad, permeabilidad y de arena neta), los mejores reservorios están ubicados en el centro-centro norte y en la parte oriental de la cuenca. Porosidades buenas con tendencia del SE al NW identificadas en el sur del Corredor Oriental y parte en el Corredor Central. Permeabilidades similares a las de las porosidades. Los mejores espesores de arenas netas ubicados al Este de la cuenca con una tendencia marcada hacia el Oeste algo similar ocurre con el ambiente de depositación donde se puede observar las mejores facies son proximales al Este hacia el centro facies transicionales y hacia el Oeste facies más distales.

Con lo que tiene que ver a la migración y al timing; la migración es uno de los aspectos no muy bien definidos hasta la actualidad en la Cuenca Oriente, el mapa de grado API (Anexo 3), muestra dos tendencias principales de posibles cocinas con características diferentes una al NW (crudos livianos) con una probable dirección de migración al NW-SE que es la más importante y la otra ubicada al SE (crudos pesados) con una probable dirección de migración al NE. Con lo que tiene que ver con el timing este fue al tiempo en que las trampas ya estuvieron formadas es decir no existe un riesgo prominente con este parámetro.

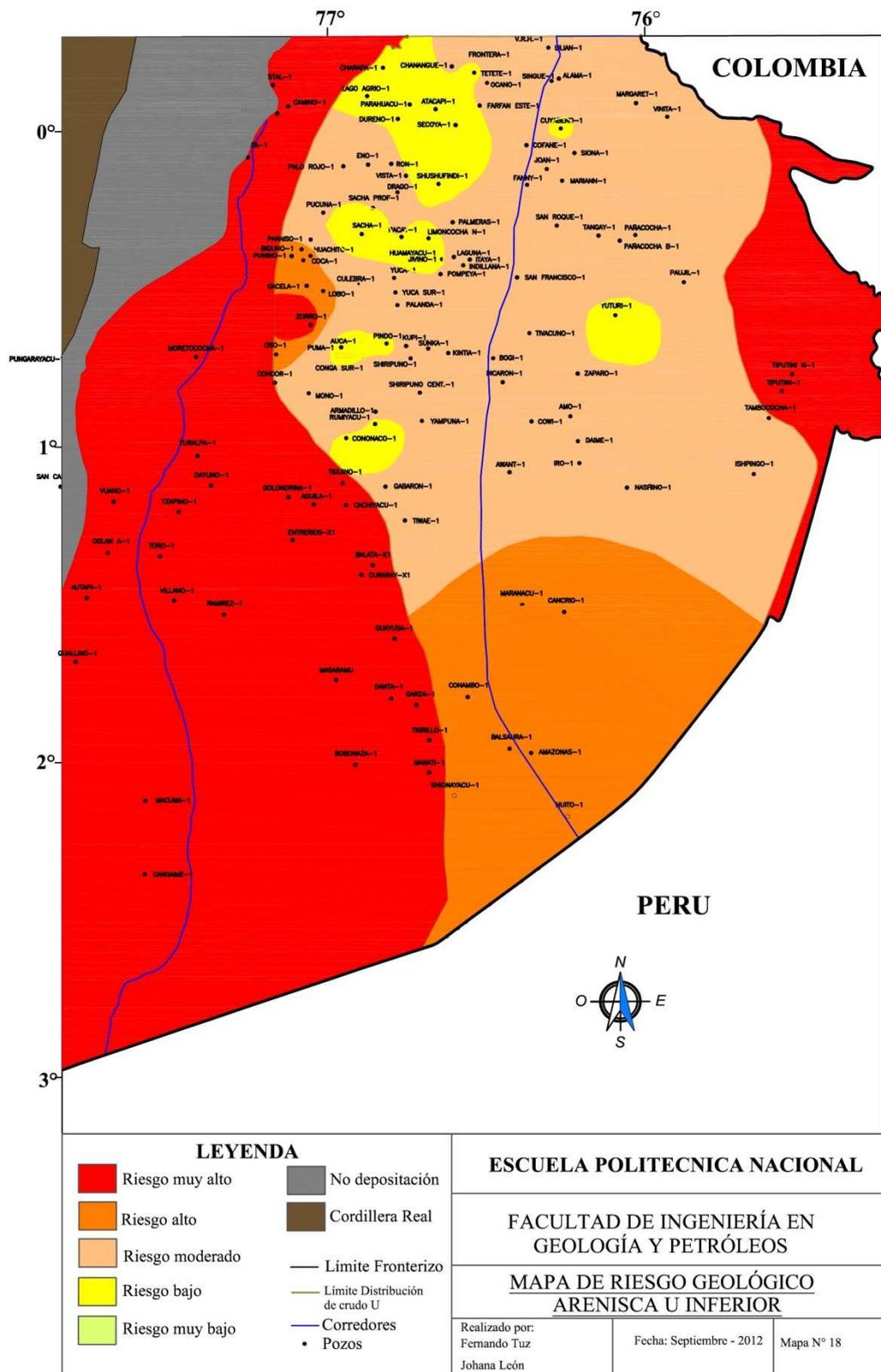
El reservorio U presenta riesgo geológico de moderado a bajo para las áreas cercanas a los pozos exploratorios a lo largo de la franja Lago Agrio – Cononaco con una tendencia NE-SW, similar al límite tectónico Occidental del Corredor Central, extendiéndose hacia el límite oriental del Corredor Oriental. En la parte sur el riesgo es alto esto se debe a la presencia de crudo en el Perú como se indica en algunos datos de reservas, pero en la Cuenca Oriente no ha sido bien explorado.

Para el reservorio U Inferior los mejores prospectos son las áreas cercanas a los pozos exploratorios Atacapi-1 (P: 0.34), Auca-1 (P: 0.36), Charapá-1 (P: 0.35), Limoncocha-1 (P: 0.35), Parahuacu-1 (P: 0.34), Sacha-1 (P: 0.36), Shushufindi-1 (P: 0.38) en el Corredor Central, que tienen valores que caen en el intervalo de probabilidad de 0.25 a 0.5 el cual está en un rango de riesgo bajo y los valores altos de riesgo son Amazonas-1 (P: 0.06%), Balsaura-1 (P: 0.06). donde no hay existencia de crudo es en los pozos Huito, marañón y Zorro-1 (P: 0.0).

Si zonificamos el área para el reservorio U Inferior, teniendo como referencia el límite de distribución de crudo como el 100 % del área en la Cuenca Oriente, el riesgo muy alto sería de 1 %, riesgo alto de 27 %, riesgo moderado de 63 % y riesgo bajo de 9 %; teniendo en cuenta que los valores aceptables son a partir del valor mayor o igual a 0.25 de probabilidad de suceso (P), siendo un total del 9 % del área de la Cuenca con valores aceptables (riesgo bajo+riesgo muy bajo).

Donde no está presente el crudo es decir fuera del límite de distribución del crudo ha sido considerado como riesgo muy alto como se observa en la figura 5.4.

Como se dijo anteriormente los valores aceptables de probabilidad de un proyecto, son valores mayores o iguales a P: 0.25 teniendo valores buenos para el caso del reservorio U inferior, en un 27 % del proyecto promotor de 52 datos de pozos exploratorios, 14 son datos promotores es decir mayores o iguales a P:0.25.



19 -Figura 5.4 Mapa de Riesgo Geológico Arenisca U Inferior.

CAPITULO VI

6. ELABORACIÓN DE UNA GUIA PARA EVALUAR EL RIESGO GEOLÓGICO

6.1 INTRODUCCIÓN

La estimación de la probabilidad de descubrimiento de un prospecto petrolífero es la parte inicial más importante de un programa de exploración tanto en cuencas en las que inicia la exploración como en cuencas maduras para encontrar nuevas reservas. En la Cuenca Oriente se aplica lo segundo, ya que es una cuenca que inició su exploración en los años veinte y enfrenta el reto importante de buscar nuevos prospectos.

El método del CCOP analizado en el Capítulo IV utiliza una gran variedad de datos geológicos sistemáticos y estandarizados, lo que proporciona una guía muy buena, completa y didáctica.

En el caso de la Cuenca Oriente, después de haber analizado 208 pozos exploratorios, se puede concluir que los datos son bastante heterogéneos, no son sistematizados y a su vez incompletos, por lo que se utilizó los datos de tan sólo 82 pozos.

Con estos antecedentes; la guía para evaluar el riesgo geológico aquí propuesta es una modificatoria, lo más cercana posible, al proceso de evaluación de prospectos de exploración propuesto por Otis y Schneidermann (1997), tomando en cuenta los principales reservorios de la Cuenca Oriente: Hollín, Arenisca "T" y Arenisca "U".

6.2 CRITERIOS GEOLÓGICOS CONSIDERADOS PARA LA EVALUACIÓN

Las publicaciones acerca de la de evaluación del riesgo geológico proponen varios modelos de análisis que presentan algunas diferencias a la hora de escoger los parámetros a ser analizados. En base a las condiciones de la Cuenca Oriente y a la información disponible en este trabajo se analizaron los factores de riesgo para

Roca Madre, Roca Reservorio, Trampa y Sello, Timing y Migración. En la figura 5.1 se resume el procedimiento y los parámetros involucrados en la evaluación.

Para evaluar los parámetros que caracterizan cada factor se utilizó la siguiente escala (ver anexo 1,2,3 las tablas 1,2,3 respectivamente):

0,8 – 1,0	Excelente
0,6 – 0,8	Muy Bueno
0,4 – 0,6	Bueno
0,2 – 0,4	Regular
0,0 – 0,2	Pobre

6.2.1 Roca madre

Para este factor se toman en cuenta los siguientes aspectos:

- Espesor
- Extensión
- Área
- % de Materia Orgánica
- Tipo de Kerógeno
- Temperatura Máxima
- Reflectancia de la Vitrinita

La existencia de roca madre en la Cuenca Oriente está probada por cuanto existe un Sistema Petrolífero probado, la dificultad está en la determinación de la ubicación de la cocina de generación.

6.2.2 Roca Reservorio

La evaluación de este componente incluye datos de:

- Litología del reservorio
- Ambiente de depositación
- Porosidad
- Permeabilidad
- Saturación de agua
- Espesor
- Grado %API

La calidad de Roca Reservorio Hollín Inferior es óptima, al igual que los cuerpos inferiores de las Areniscas “T” y “U”. Sin embargo, en el análisis de los cuerpos arenosos superiores (Hollín Superior, T Superior, U Media y Superior), es necesario hacer correcciones por arcillosidad y cementación calcárea.

6.2.3 Trampa

Este factor incluye las características de trampa y sello que se muestran a continuación:

- Tipo de trampa
- Edad
- Tamaño
- Tipo de sello

- Extensión del sello

Las trampas más comunes que han sido explotadas hasta el momento son de tipo estructural, especialmente anticlinales y anticlinales fallados. Por este motivo la probabilidad de encontrar trampas de este tipo es muy alta. Además se pueden presentar también trampas de tipo estratigráfico, pero no están muy bien documentadas por lo que su presencia no fue tomada en cuenta para esta evaluación.

En cuanto al sello se realizó una descripción generalizada y breve, otorgándole valores de probabilidad excelentes y muy buenos.

6.2.4 Timing y migración

El factor de timing y migración estudia los siguientes aspectos:

- Edad de Migración
- Dirección
- Distancia

En este parámetro no hay información sobre el estilo de migración y el tiempo de entrampamiento y preservación. Los datos de ubicación de las cocinas que se utilizaron fueron los propuestos en los trabajos de Bernal (1998) y Bedoya (2010) y a su vez las distancias de migración son estimadas.

6.3 FORMATO PROPUESTO PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO GEOLÓGICO

Después de analizar y otorgar valores de probabilidad para cada uno de los factores descritos anteriormente, se obtienen datos de probabilidad en cada pozo exploratorio y con estos podemos construir mapas que permitan estimar la probabilidad de suceso en áreas con poca información.

La determinación del riesgo geológico se realiza en base a la siguiente tabla de correlación entre probabilidad y riesgo.

19 -Tabla 6.1 Escala de Riesgo Geológico

1	Muy Bajo Riesgo (P: 0.5 y 0.99) :	Todos los factores de riesgo son favorables. Esta categoría está asociada con pozos que probaron plays adjuntos a zonas de producción existente. Con una distancia menor a 5 Km.
2	Bajo Riesgo (P: 0.25 y 0.5) :	Todos los factores de riesgo son alentadores a favorables. Esta categoría está asociada con pozos que probaron plays cercanos a zonas de producción existente. Con una distancia entre 5 y 10 Km.
3	Riesgo Moderado (P: 0.125 y 0.25) :	Dos o tres factores de riesgo son alentadores a favorables ó uno o dos factores son alentadores a neutrales. Esta categoría se asocia con pozos que probaron nuevos plays en cuencas productoras o probaron plays lejanos. Con una distancia mayor a 10 Km.
4	Alto Riesgo (P: 0.063 y 0.125) :	Dos o un factor de riesgo son alentadores ó tres o dos factores son alentadores a neutrales. Esta categoría se asocia con pozos que probaron nuevos plays en cuencas productoras lejanas. Con una distancia mayor a 20 Km.
5	Muy Alto Riesgo (P: 0.01 y 0.063) :	Dos o tres factores de riesgo no son mejores que neutrales

		<p>con unos o dos factores cuestionables o no favorables. Esta categoría se asocia con pozos que probaron nuevos plays en un área no probada lejana de producción existente. Con una distancia mayor de 50 Km.</p>
--	--	--

Con esta escala se puede relacionar valores obtenidos de cada parámetro y construir mapas de riesgo que permitan representar de forma gráfica los distintos niveles de riesgo para la Cuenca Oriente.

Con el fin de tener una guía práctica que se pueda utilizar de forma fácil y rápida; se puede elaborar a futuro una red sobre toda la Cuenca Oriente con una longitud de 5 Km para cada cuadrícula, partiendo del Pozo Sacha o Shushufindi que son los que tienen buenos valores de probabilidad de suceso.

Con esto podríamos obtener valores de riesgo en cada cuadro y aproximar un valor en las zonas que no han sido evaluadas en base a las curvas de probabilidad que están cercanas a la cuadrícula.

CAPÍTULO VII

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- Según Rose, 1987, las consideraciones más influyentes para determinar el valor económico de un programa de exploración de Hidrocarburos son:
 - Tamaño del prospecto considerando el volumen esperado de hidrocarburo
 - Probabilidad geológica de ocurrencia, y
 - Costo total de la operación de exploración perforación y pruebas.

La probabilidad de suceso es el inverso del riesgo geológico en este trabajo para la cuenca Oriente.

- La caracterización litológica y petrofísica de los reservorios Hollín Inferior, Arenisca "T" Inferior y Arenisca "U" Inferior es adecuada para la determinación del riesgo geológico. Sin embargo, es necesario cuantificar y calificar los parámetros litológicos y homogenizar los procesos de cálculo de los parámetros petrofísicos.
- Por la variabilidad de la resolución de geofísica 2D y la poca información de datos geofísicos 3D en la investigación de las estructuras en el tiempo de la recopilación bibliográfica y a su vez la falta estudios a detalle que ajusten históricamente la columna del hidrocarburo con el cierre y el punto de fuga de la trampa. Hizo que la presencia y calidad de la trampa no sea adecuadamente calificada, siendo este un parámetro importante para el cálculo del riesgo geológico. Por otro lado, el riesgo de localizar trampas estratigráficas es alto. Esto hace que el valor de probabilidad para la trampa sea obtenido por métodos bibliográficos.
- En la evaluación del riesgo geológico en la Cuenca Oriente, los factores determinantes son: la presencia y calidad del Reservorio y la trampa (edad),

puesto que los factores de Roca Madre y Migración pueden ser comunes o parecidos para una zona dada ya que se trata de una Cuenca madura.

- Los valores de probabilidad de ocurrencia pueden variar entre 0,1 y 0,4, un valor intermedio de 0,25 es aceptable para decir que un prospecto petrolero es bueno. Para el **reservorio Hollín Inferior** los pozos exploratorios con probabilidad de ocurrencia aceptable son: Auca-1, Bermejo N-1, Bermejo S-1, Caja-1, Charapa-1, Coca-1, Cononaco-1, Huachito-1, MDC-1, Jaguar-1, Jivino-1, Lago Agrio-1, Mono-1, Ochenta B-1, Oglan-1, Pacay-1, Palo Rojo-1, Paraiso-1, Pindo-1, Pucuna-1, Pungarayacu-1, Punino-1, Sacha-1, Tiguino-1, Villano-1, Yuca-1, Yuca Sur-1, Yuralpa-1.
- El riesgo geológico para pozos exploratorios es bajo (P: 0.53-0.57), en la franja Lago Agrio-Vuano, con una tendencia NE-SW similar al limite tectónico occidental del Corredor Central.
- Si zonificamos el área para el reservorio Hollín, teniendo como referencia el limite de distribución de acumulación del crudo como el 100 % del área en la Cuenca Oriente, riesgo moderado de un 38%, riesgo bajo de un 58 % y riesgo muy bajo de 4 %; teniendo en cuenta que los valores aceptables son a partir del 0.25 de probabilidad de suceso (P), siendo un total del 62% del área de la Cuenca con valores aceptables (riesgo bajo+riesgo muy bajo).
- Para el reservorio Hollín los mejores prospectos son los ubicados en las cercanías a los pozos exploratorios: Auca-1 (P:0.81), Lago Agrio-1 (P: 0.81), Cononaco-1 (P: 0.56), Sacha-1 (P: 0.57) y Villano -1 (P:0.50) en el Corredor Central y los pozos Oglan A-1 (P:0.67) y Pungarayacu-1 (P: 0.54), en el Corredor Subandino, que sobrepasan el valor de probabilidad de 0.5 el cual está en un rango de riesgo muy bajo.
- Los valores aceptables de probabilidad de un proyecto, son mayores o iguales a P: 0.25 teniendo valores buenos para el caso del reservorio Hollín inferior, en un 88 % del proyecto promotor de 33 datos de pozos

exploratorios, 29 son datos prometedores es decir mayores o iguales a $P:0.25$.

- Para el **reservorio T** los pozos con probabilidad de ocurrencia aceptables son los pozos exploratorios: Atacapi-1, Auca-1, Capirón-1, Chanangue-1, Cononaco-1, Cuyabeno-1, Danta-1, Dureno-1, MDC-1, Jivino-1, Lago Agrio-1, Limoncocha-1, Mariann-1, Pacay-1, Pañacocha-1, Parahuacu-1, Peña Blanca-1, Pucuna-1, Sacha-1, Secoya-1, Shushufindi-1, Tetete-1, Tivacuno-1, VHR-1 y Yuturi-1, tienen valores de probabilidad de suceso mayores o iguales a 0,25, lo que significa que presentan buenas condiciones de roca madre, reservorio, trampa, migración y timing.
- El riesgo geológico para las áreas cercanas a los pozos exploratorios que va de moderado a bajo a lo largo del eje Lago Agrio – Tiguino con una tendencia NE-SW, similar al límite tectónico Occidental del Corredor Central, abarcando una pequeña zona del límite Occidental del Corredor Oriental.
- Para el reservorio T Inferior los mejores prospectos son las áreas cercanas a los pozos exploratorios Atacapi-1 ($P: 0.51$), Limoncocha-1 ($P: 0.55$), Secoya-1 ($P: 0.55$), Shushufindi-1 ($P: 0.70$) en el Corredor Central, que sobrepasan el valor de probabilidad de 0.5 el cual está en un rango de riesgo muy bajo y los valores muy altos de riesgo son Aguila-1 ($P: 0.0$), Zorro-1 ($P: 0.0$).
- Si zonificamos el área para el reservorio T Inferior, teniendo como referencia el límite de distribución de crudo como el 100 % del área en la Cuenca Oriente, el riesgo muy alto sería de 11 %, riesgo alto de un 7%, riesgo moderado de un 47%, riesgo bajo de un 32 % y riesgo muy bajo de 3 %; teniendo en cuenta que los valores aceptables son a partir del 0.25 de probabilidad de suceso (P), siendo un total del 35% del área de la Cuenca con valores aceptables (riesgo bajo+riesgo muy bajo).

- Donde no está presente el crudo es decir fuera del límite de distribución del crudo ha sido considerado como riesgo muy alto.
- Como se dijo anteriormente los valores aceptables de probabilidad de un proyecto, son mayores o iguales a $P: 0.25$ teniendo valores buenos para el caso del reservorio T inferior, en un 50 % del proyecto prometedor de 50 datos de pozos exploratorios, 25 son datos prometedores es decir mayores o iguales a $P:0.25$.
- Para el **reservorio U** los pozos exploratorios con probabilidad de ocurrencia aceptable son: Armadillo-1, Atacapi-1, Auca-1, Charapa-1, Cononaco-1, Cuyabeno-1, Dureno-1, MDC-1, Lago Agrio-1, Limoncocha-1, Parahuacu-1, Pindo-1, Sacha-1, Secoya-1, Shushufindi-1, Tetete-1, VHR-1 y Yuturi-1.
- El reservorio U presenta riesgo geológico de moderado a bajo para las áreas cercanas a los pozos exploratorios a lo largo de la franja Lago Agrio – Cononaco con una tendencia NE-SW, similar al límite tectónico Occidental del Corredor Central, extendiéndose hacia el límite oriental del Corredor Oriental. En la parte sur el riesgo es alto esto se debe a la presencia de crudo en el Perú como se indica en algunos datos de reservas, pero en la Cuenca Oriente no ha sido bien explorado.
- Para el reservorio U Inferior los mejores prospectos son las áreas cercanas a los pozos exploratorios Atacapi-1 ($P: 0.34$), Auca-1 ($P: 0.36$), Charapá-1 ($P: 0.35$), Limoncocha-1 ($P: 0.35$), Parahuacu-1 ($P: 0.34$), Sacha-1 ($P: 0.36$), Shushufindi-1 ($P: 0.38$) en el Corredor Central, que tienen valores que caen en el intervalo de probabilidad de 0.25 a 0.5 el cual está en un rango de riesgo bajo y los valores muy altos de riesgo son Amazonas-1 ($P: 0.06\%$), Balsaura-1 ($P: 0.06$) y Zorro-1 y Huito -1 ($P: 0.0$).
- Si zonificamos el área para el reservorio U Inferior, teniendo como referencia el límite de distribución de crudo como el 100 % del área en la Cuenca Oriente, el riesgo muy alto sería de 1 %, riesgo alto de 27 %, riesgo

moderado de 63 % y riesgo bajo de 9 %; teniendo en cuenta que los valores aceptables son a partir del valor mayor o igual a 0.25 de probabilidad de suceso (P), siendo un total del 9 % del área de la Cuenca con valores aceptables (riesgo bajo+riesgo muy bajo).

- Donde no está presente el crudo es decir fuera del límite de distribución del crudo ha sido considerado como riesgo muy alto.
- Como se dijo anteriormente los valores aceptables de probabilidad de un proyecto, son valores mayores o iguales a P: 0.25 teniendo valores buenos para el caso del reservorio U inferior, en un 27 % del proyecto es prometedor de 52 datos de pozos exploratorios, 14 son datos prometedores es decir mayores o iguales a P:0.25.

7.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda establecer un banco de datos centralizado de la industria petrolera ecuatoriana con los archivos y datos de los pozos perforados; abiertos sucesivamente después de un período determinado para el uso privativo.
- En los programas de exploración, es recomendable, tomar en cuenta prospectos geofísicos pequeños que están en las zonas de menor riesgo determinadas en este trabajo siempre que justifiquen un volumen de hidrocarburo mínimo de pago.
- Complementar la información utilizada con la de los pozos exploratorios más recientes a fin de optimizar los valores de probabilidad de suceso y riesgo geológico para la Cuenca Oriente.

- Se recomienda continuar este trabajo ajustando y actualizando los diferentes parámetros para el cálculo de riesgo geológico para ser utilizado en las zonas de nuevos prospectos.

7.3 BIBLIOGRAFÍA

- Aspden J., & Litherland M., 1992, "The Geology and Mesozoic collisional history of the Cordillera real, Ecuador", Tectonophysics, Vol. 205, 187 – 204pp.
- Baby P., Rivadeneira M., Dávila C., Galárraga M., Rosero J. & Vega J., 1997, "Estilo Tectónico y Etapas de Deformación de la Parte Norte de la Cuenca Oriental Ecuatoriana". VI Simposio Bolivariano, Exploración Petrolera de las Cuencas Subandinas, Vol. 1, 288 – 323pp.
- Baby P., Bernal C., Christophoul F. & Valdez A., 1998, "Modelo estructural y ciclos tectono – sedimentarios de la Cuenca Oriente", ORSTOM – PETROPRODUCCION, 77pp.
- Baby P., Rivadeneira M. & Barragán R. 2004, "La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo", IFEA – IRD – PETROECUADOR, Quito, 295 pp.
- Baldock J., 1982, "Geología del Ecuador", Boletín de la explicación del Mapa Geológico de la República del Ecuador, Escala 1:1 000 000, 54pp.
- Balkwill H., Rodríguez G., Paredes F. & Almeida J., 1995, "Northern part of the Oriente Basin, Ecuador: reflection seismic expression of structures", Petroleum Basins of South America: AAPG Memoir 62, 559 – 571pp.
- Barragán R., 1999, "Relations entre Volcanisme Tectonique d'Inversion et Sedimentation dans le Bassin Cretace Equatorien Oriente", Tesis Doctoral previa a la obtención del Título de Doctor en la Especialización de Tectónica y Sedimentación, Universite PAUL SABATIER TOULOUSE III.

- Bedoya R., 2010, “Modelamiento Geoquímico 1D de Generación y Expulsión de Hidrocarburos en las Zonas Centro, Centro – Oeste, Norte y Noroeste de la Cuenca Oriente”, Tesis de grado previa a la obtención del Título de Ingeniero en la Especialidad de Geología, Universidad Central del Ecuador, Quito, 232 pp.
- Bernal C., 1998, “Modelo Teórico de Generación y Migración de Hidrocarburos de la Formación Napo en la Cuenca Oriente, Ecuador”, Tesis de grado previa a la obtención del Título de Ingeniero en la Especialidad de Geología, EPN, Quito, 99 pp.
- Bristow C. & Hoffstetter R., 1977, “Lexique Stratigraphique International”, Centre National de la Recherche Scientifique, París, Vol. 5, fascicule 5 a 2, Ecuador, 410pp.
- Canfield R., Bonilla G. & Robbins R., 1982, “Sacha Oil Field of Ecuadorian Oriente”, AAPG Bull., Vol. 61, 1076 – 1090pp.
- CCOP, 2000, “Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects”, Special publication, Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southeast Asia (CCOP), Bangkok – Thailand, 35pp.
- Christophoul F., 1998, “Comisión zona Gualaquiza, Mendez-Morona-Santiago-Morona y Cerro Macuna”, Convenio PETROPRODUCCION-ORSTOM, 41 pp.
- Claude G., 1975, “Geostatistical Model for Predicting Oil: Tatum Basin, New Mexico”, AAPG, Bull., Vol. 59, N° 11, 2111 – 2122 pp.
- Dashwood M. & Abbotts I., 1990, “Aspect of the petroleum Geology of the Oriente Basin, Ecuador”, Classic Petroleum Provinces, Geological Society Special Publication, N°50, 89 – 117pp.

- Díaz M., Baby P., Rivadeneira M. & Christophoul F., 2004, “El Preaptense en la Cuenca Oriente ecuatoriana”, en Baby, Rivadeneira & Barragán (Eds). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, IFEA-IRD-PETROECUADOR, Quito, 23 - 44pp.
- Doust H., 2010, “The Exploration Play: What do we mean by it?”, AAPG, Bull., Vol. 94, No. 11, 13pp.
- Downie N. & Heath R., 1983, “Métodos Estadísticos Aplicados”, RODAGRAF, S.A., Madrid – España, 373 pp.
- Duque P., 2000, “Breve Léxico Estratigráfico del Ecuador”, (SIM), 75pp.
- Faucher B. & Savoyat E., 1975, “Esquema Geológico de los Andes Ecuatorianos”, FEGMPE, Traducción del Francés de Stalin Benítez, Quito, 30pp.
- Funes H., 2004, “Métodos estadísticos en problemas espaciales, Tesis de grado previa a la obtención del Título de Magister en Estadística Aplicada, 155 pp.
- Garrido J., 2006, “Análisis y Caracterización Regional de la Roca Madre en función de la Geoquímica de crudos en la Cuenca Oriente”, Tesis, Quito.
- Jaillard E., 1997, “Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriente del Ecuador”, PETROPRODUCCION – ORSTOM, 153pp.
- Knox G., 2002-3, “Subsurface Risk and Uncertainty in Petroleum Exploration – The Challenges”. AAPG Distinguished Lecture.
- López M., 2006, “Estudio de Ambientes de Sedimentación de la Formación Hollín, Miembros Principal y Superior en el Bloque 11 de la Cuenca Oriente”,

Tesis de grado previa a la obtención del Título de Ingeniero en la Especialidad de Geología, UCE, Quito, 90 pp.

- Magoon L. B. y Dow W., 1994, "The Petroleum System, In: Magoon L. B., Dow W. G., eds, The Petroleum System – From source to trap, AAPG Memoir 60, p. 3 – 24.
- Macmillan F., 2000, "Risk, Uncertainty and Investment Decision – Making in the Upstream Oil and Gas Industry", Tesis de la Universidad de Aberdeen, 250pp.
- Mancilla O., Albariño L., Meissinger V., Rivadeneira M. & Sciamanna S., 2008, "Sistemas petroleros de la Cuenca Oriente. Ecuador", 1 - 27pp.
- Martínez A. y Ramírez J., 2005, "Desarrollo actual de la Geoestadística en el mundo, 21 pp.
- Matheron G., 1969, "Curso de geoestadística, Fascículo 2, 78 pp.
- Ordóñez M., Jiménez N. & Suárez J., 2006, "Micropaleontología Ecuatoriana", PETROPRODUCCION – Centro de Investigaciones Geológicas, Guayaquil (CIGG), 634pp.
- Otis R. & Schneidermann N., 1997, "A Process for Evaluating Exploration Prospects", AAPG Bull., Vol. 81, 1087 – 1109pp.
- Pintos O., 2006, "Recursos Energéticos: Geología del Petróleo y del Carbón", Universidad Complutense de Madrid.
- Raynaud et al., 1993, "Equater, Basin de l'Oriente: Etude palynologique d' un intervalle Cretace Superior sur 20 puits. Etude sedimentologique de gres M – 1, Informe inédito Elf – Aquitaine Production, PETROPRODUCCION, 98pp.

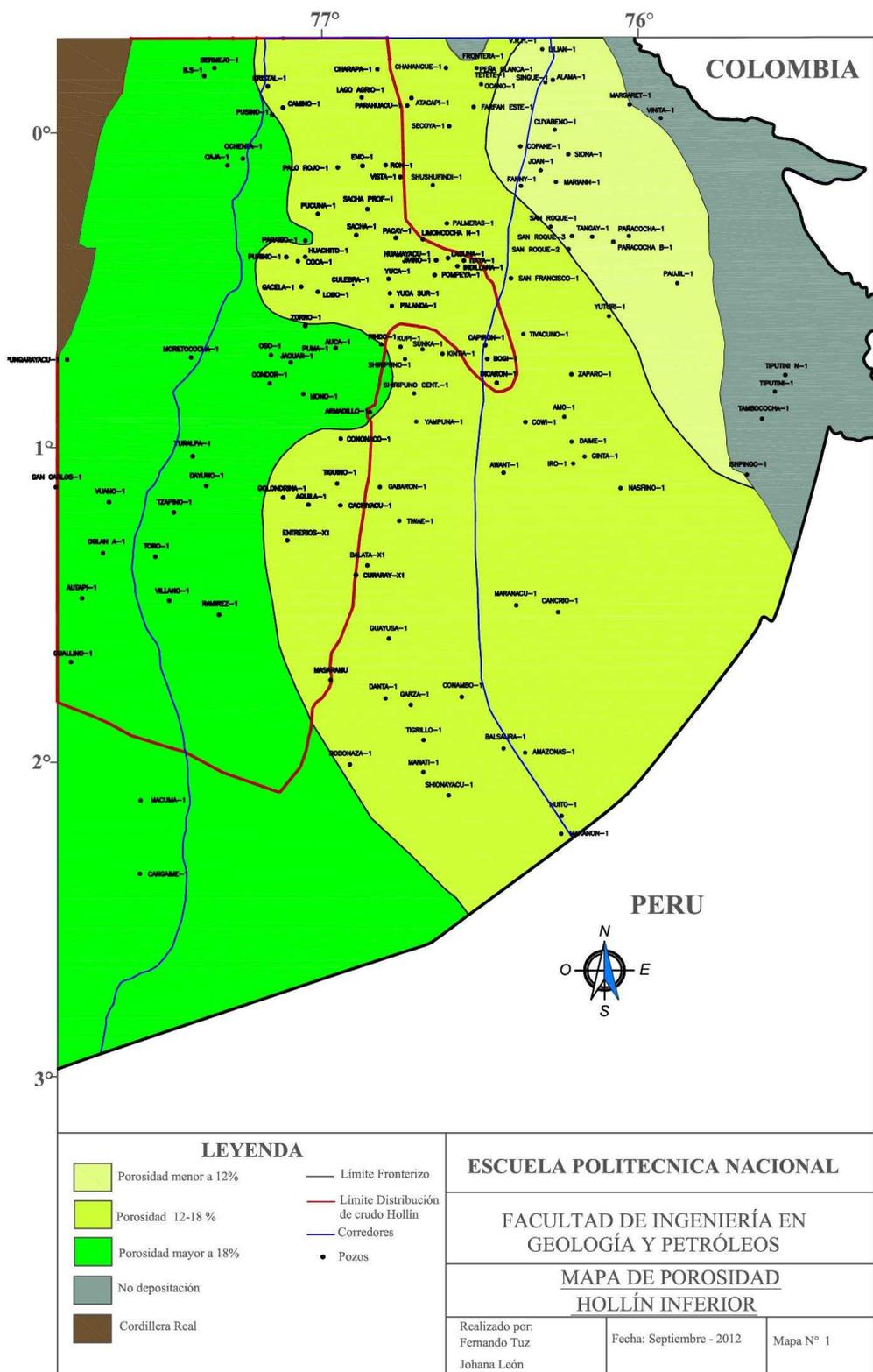
- Rivadeneira M. & Baby P., 1999, “Los Principales Campos de PETROPRODUCCION: Estilo Tectónico, Etapas de Deformación y Características Geológicas”, PETROPRODUCCION – IRD, Quito, 88pp.
- Rivadeneira M. & Sánchez H., 1989, “Consideraciones Geológicas del Preaptense de la Cuenca Oriente: Sexto Congreso Ecuatoriano de Geología, Minas, Petróleo y Geotecnia”, Quito, 214 – 252pp.
- Robinson J., 1982, “Computer Applications in Petroleum Geology”, Hutchinson Ross Publishing Co., NY – USA, 164 pp.
- Rose P., 2001, “Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures”, AAPG Methods in Exploration Series, N°12, 164pp.
- Shanmugan G., Poffenberger M. & Toro J., 1998, “Tide – dominated estuarine facies in the Hollín and Napo (“T” and “U”) Formations (Cretaceous), Sacha Field, Oriente Basin Ecuador, AAPG, Abstract Salt Lake City, Utah, May 17 – 28.
- Satter A. & Thakur G., 1994, “Integrated Reservoir Management, A Team Approach: Pennwell Publishing Co., Oklahoma, 334pp.
- Tschopp H., 1953, “Oil explorations in the Oriente of Ecuador”, AAPG Bull., Vol. 37, 2303 – 47pp.
- Vaca S., 2004, “Estudio Estratigráfico Secuencial del Cretácico entre 0° y 1,5° Sur de la Cuenca Oriente Ecuatoriana”, Tesis de grado previa a la obtención del Título de Ingeniero en la Especialidad de Geología, EPN, Quito, 111 pp.
- Vallejo C., Hochuli P., Winkler W. & Von Salis K., 2002, “Palinological and sequence stratigraphic analysis of the Napo Group in the Pungarayacu 30 Well, Sub – Andean Zone, Ecuador”, Elsevier Science, Vol. 23, 845 – 859pp.

- Villagomez R., 1995, "Estudio de la Formación Hollín y la transgression Albiana en la Subcuenca Napo del Oriente Ecuatoriano", Tesis de grado previa a la obtención del Título de Ingeniero en la Especialidad de Geología, EPN, Quito, 96 pp.
- Villalba R., 2006, "Modelo Geológico de la Arenisca T Basal en la Cuenca Oriente", Tesis de grado previa a la obtención del Título de Ingeniero en la Especialidad de Geología, EPN, Quito, 150 pp.
- White J., Skopec R. Ramírez F., Rodas J. & Bonilla G., 1995, "Reservoir characterization of the Hollín and Napo formations, western Oriente basin of Ecuador", AAPG Memoir 62, 573 - 596pp.
- Yandún L., 2007, "Correlación entre la Geoquímica de superficie y la Cromatografía de gases de los pozos perforados en los campos Sacha y Sansahuari", Tesis, Quito.
- Yang D., 2003, "Geological Risk Analysis and Resource Assessment", Conferencia.
- Yuquilema J. 2010, "Modelo depositacional de la Arenisca "T" en la Cuenca Oriente", Tesis de grado previa a la obtención del Título de Ingeniero en la Especialidad de Geología, EPN, Quito, 206 pp.

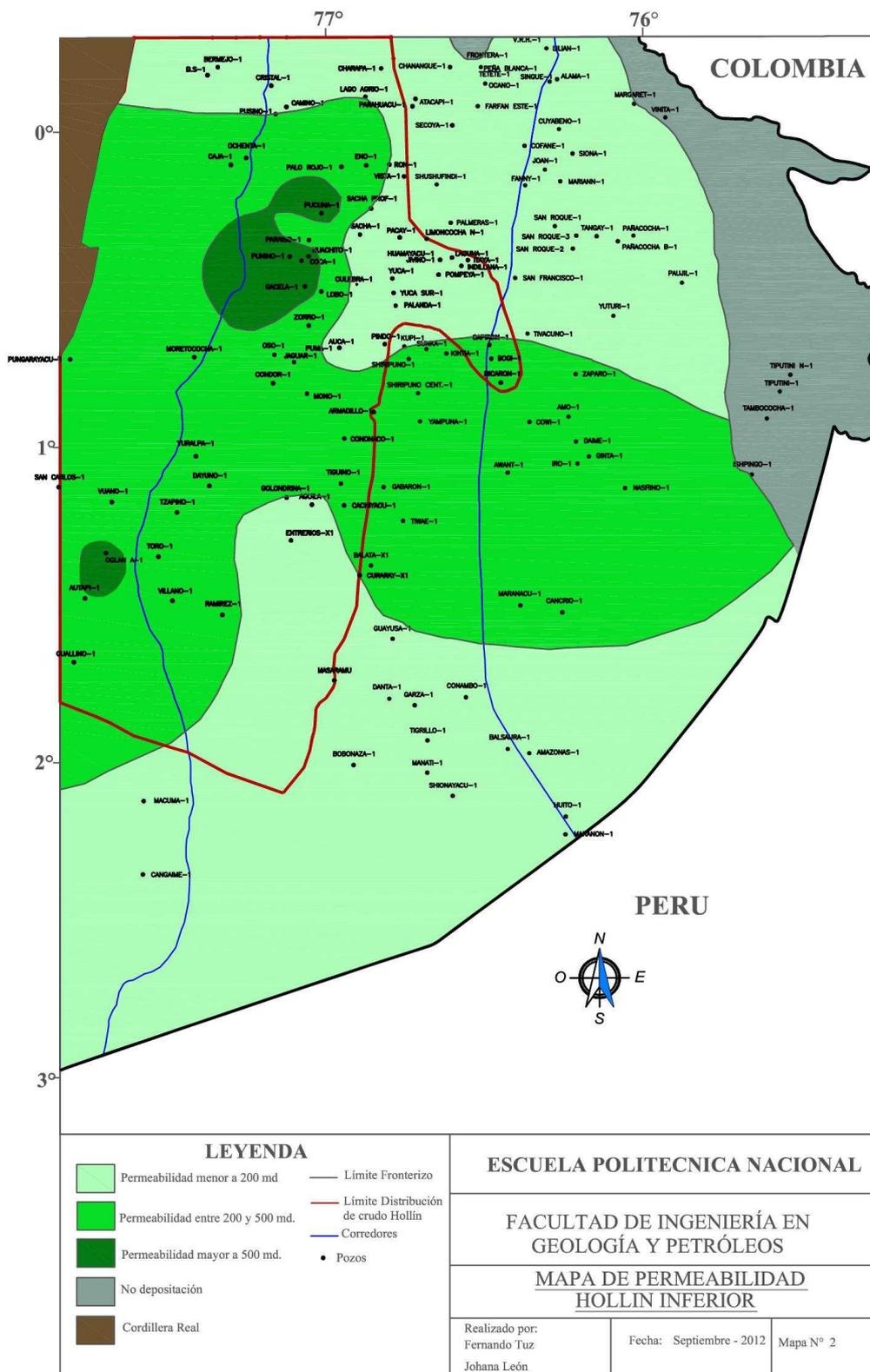
ANEXOS

ANEXO 1:

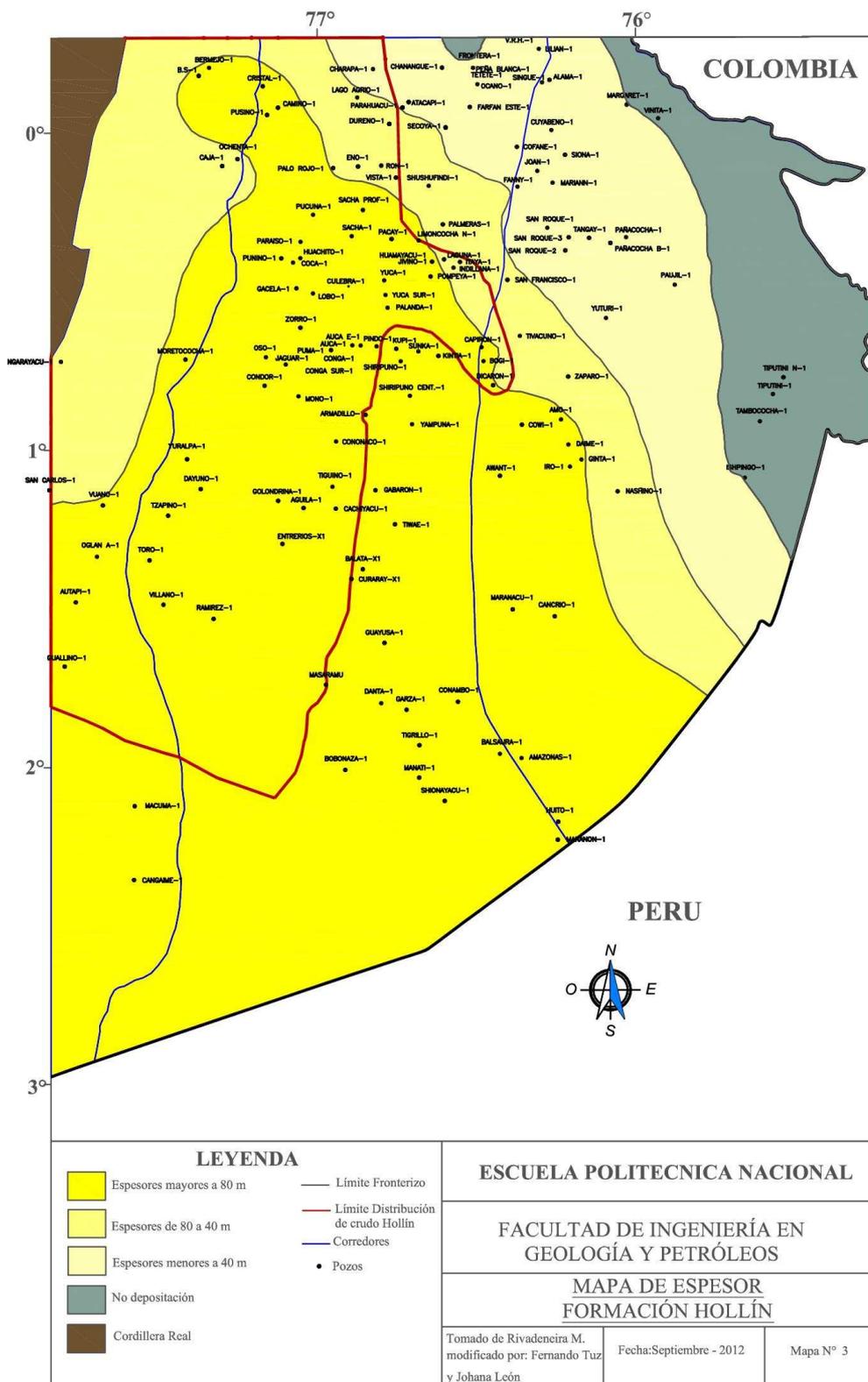
FORMACIÓN HOLLÍN INFERIOR



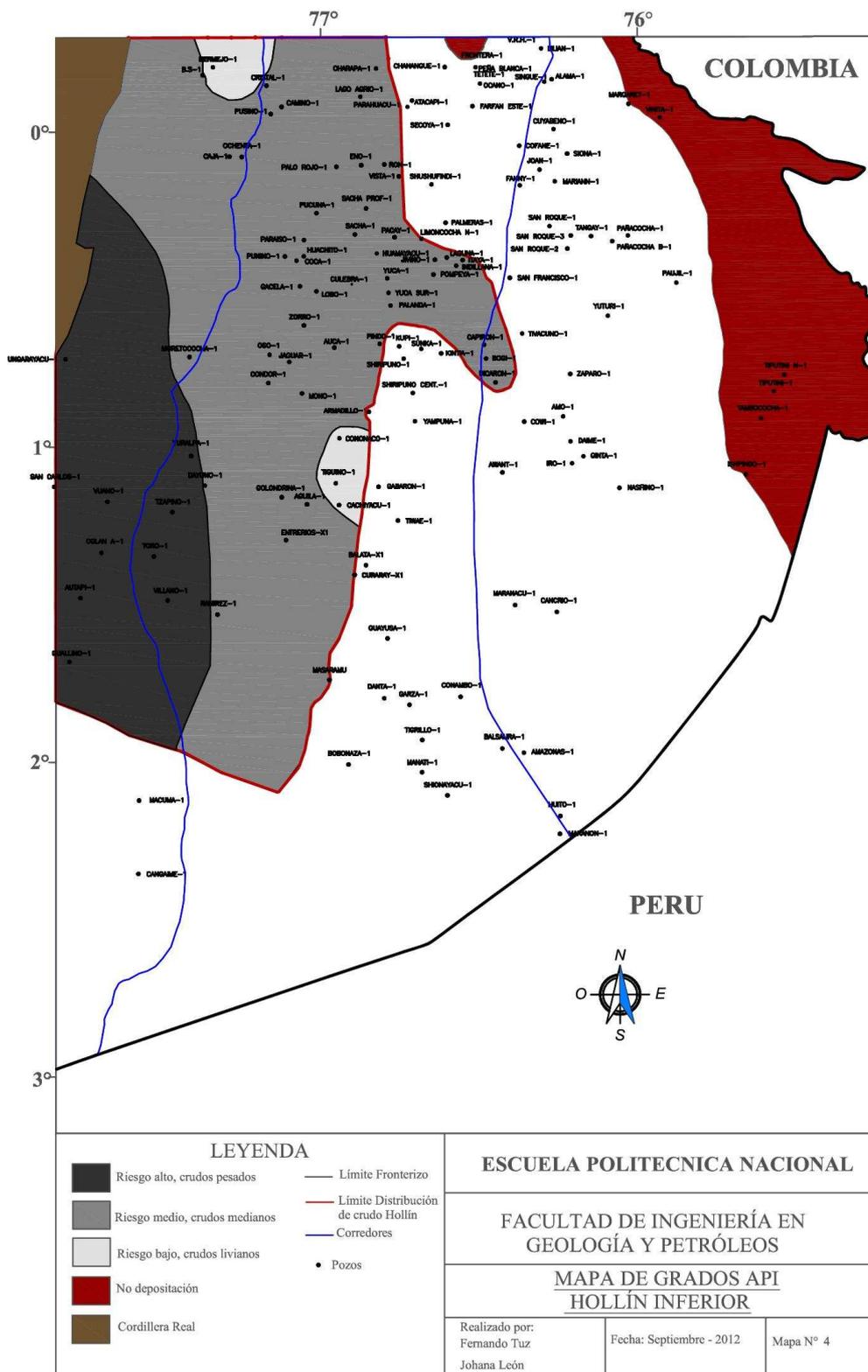
Mapa de porosidad Formación Hollín



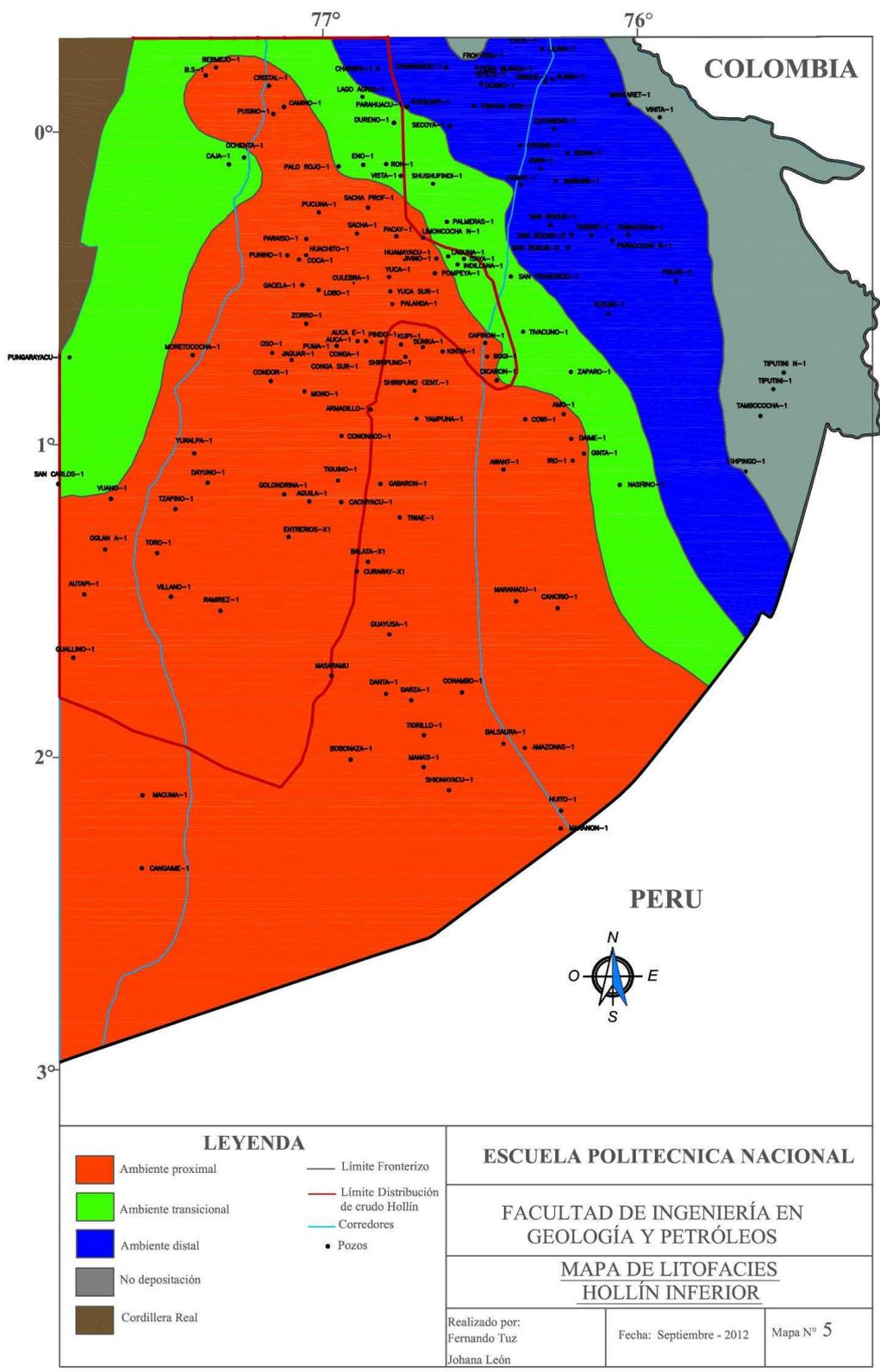
Mapa de permeabilidad Formación Hollín



Mapa de espesor Formación Hollín



Mapa de grados API Formación Hollín



Mapa de litofacies Arenisca Hollín

Tabla 1 Información Utilizada para la Evaluación del Riesgo Geológico en el Reservorio Hollín Inferior para Cada uno de los Pozos Exploratorios

Pozo Exploratorio	Roca Madre	Reservorio						Trampa		Migración y Timing
		Presencia	Calidad					Características	Sello	
	(%COT, Tmáx, Kerógeno)		Ø (%)	K (md)	%API	Sw (%)	Espesor (m)			
Aguila-1	Excelente, Inmadura, II	Ambiente estuarino. Facies de arenisca calcárea y lutitas calcáreas. Se encuentra en barras con dirección preferencial NO - SE. Grano fino a medio, subangular a redondeado, estratificación cruzada.	Bueno	Pobre	Mediano	Muy Bueno	Excelente	Edad: Turoniano - Maastrichtiano con reactivación al final del Mio - Plioceno. Tipo: Anticlinal fallado en sus flancos con geometría de estructura en flor.	Excelente	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Auca-1	Excelente, Madurez temprana, II	Areniscas intercaladas con lutitas. Ambiente fluvial. Estratificación de ripples y cruzada, grano fino a medio, subangular a subredondeado, sorteo moderado a bueno. Relleno de valles incisos.	Bueno	Pobre	Mediano	Excelente	Muy bueno	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal simétrico N - S. Longitud: 23 Km. Se ensancha en dirección N. Tiene poca disturbación tectónica al techo de U Inferior. Bueno	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Bermejo N-1	Excelente, Inmadura, II / III	Areniscas intercaladas con lutitas. Ambiente fluvial. Estratificación de ripples y cruzada, grano fino a medio, subangular a subredondeado, sorteo moderado a bueno. Relleno de valles incisos.	Bueno	Pobre	Liviano	Bueno	Regular	Edad: Maastrichtiano con reactivación en el Neógeno. Tipo: Anticlinal. Constituye la parte occidental de una estructura en flor asociada a la gran falla del frente subandino.	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Bermejo S-1	Excelente, Inmadura, II / III	Areniscas intercaladas con lutitas. Ambiente fluvial. Estratificación de ripples y cruzada, grano fino a medio, subangular a subredondeado, sorteo moderado a bueno. Relleno de valles incisos.	Muy Bueno	Pobre	Mediano	Bueno	Regular	Edad: Maastrichtiano con reactivación en el Neógeno. Tipo: Anticlinal. Constituye la parte occidental de una estructura en flor asociada a la gran falla del frente subandino.	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Caja-1	Excelente, Inmadura, II	Ambiente Fluvial, areniscas cuarzosas pertenecientes a depósitos fluviales anastomosados NE - SO, estratificación cruzada, grano fino a medio, subredondeado, sorteo bueno.	Pobre	Regular	Mediano	Muy Bueno	Bueno	Alto fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Charapá-1	Excelente, Madurez temprana, III	Ambiente Fluvial, areniscas cuarzosas pertenecientes a depósitos fluviales anastomosados NE - SO, estratificación cruzada, grano fino a medio, subredondeado, sorteo bueno.	Regular	Pobre	Mediano	Muy Bueno	Regular	Edad: Turoniano - Maastrichtiano con reactivación en el Neógeno. Tipo Anticlinal en forma de cajón. Longitud: 5 Km. Ancho: 2 - 2.5 Km. Cierre: 130 pies. Deformación sin sedimentaria y posterior inversión tectónica. Está limitada por dos fallas subverticales de tipo transpresivas.	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Coca-1	Excelente, Inmadura, II / III	Areniscas intercaladas con lutitas. Ambiente fluvial. Estratificación de ripples y cruzada, grano fino a medio, subangular a subredondeado, sorteo moderado a bueno. Relleno de valles incisos.	Regular	Excelente	Mediano	Bueno	Muy Bueno	Edad: Maastrichtiano. Pliegue fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Cononaco-1	Excelente, Inmadura, II	Areniscas intercaladas con lutitas. Ambiente fluvial. Estratificación de ripples y cruzada, grano fino a medio, subangular a subredondeado, sorteo moderado a bueno. Relleno de valles incisos.	Bueno	Excelente	Liviano	Muy Bueno	Excelente	Edad: Turoniano y Eoceno Inferior, reactivada en el Neógeno. Tipo: Anticlinal N - S. Longitud: 10.5 Km. Ancho: 3 Km, se adelgaza al N y S. A la base de la Caliza A, el flanco W del anticlinal está cortado por una falla transcurrente. Pobre	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)

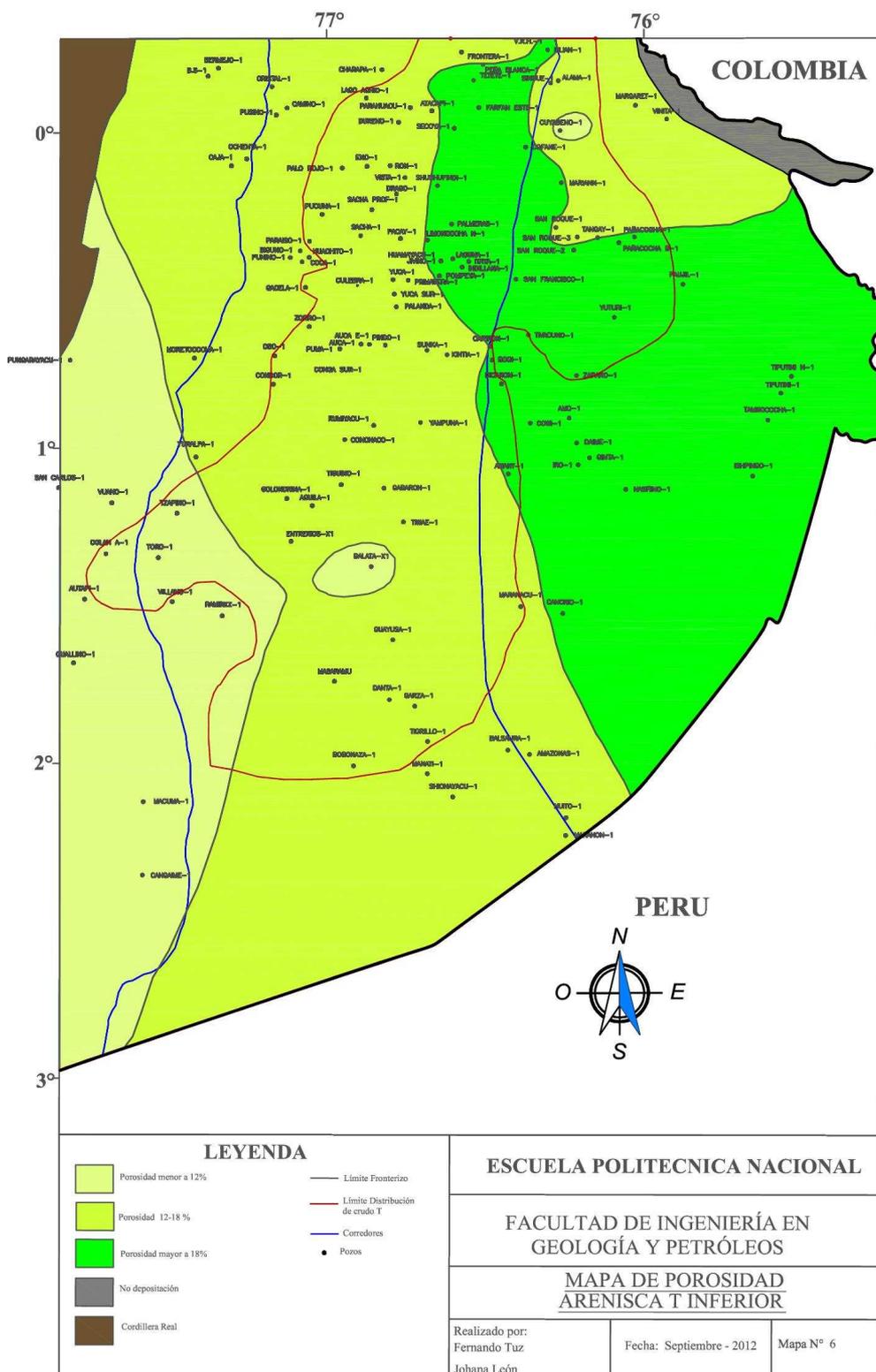
Cristal-1	Excelente, Inmadura, III	Ambiente Fluvial, areniscas cuarzosas pertenecientes a depósitos fluviales anastomosados NE - SO, estratificación cruzada, grano fino a medio, subredondeado, sorteo bueno.	Bueno	Pobre	Mediano	Bueno	Bueno	Anticlinal	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Culebra-1	Excelente, Inmadura, II / III	Areniscas intercaladas con lutitas. Ambiente fluvial. Estratificación de ripples y cruzada, grano fino a medio, subangular a subredondeado, sorteo moderado a bueno. Relleno de valles incisos.	Regular	Pobre	Mediano	Pobre	Muy Bueno	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal O-E - SE. Cierre: 30 - 40 pies. Es una anomalía estructural de la cuenca. Está compuesta por 3 altos conocidos como Culebra, Yulebra y Anaconda.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Huachito-1	Excelente, Inmadura, II / III	Areniscas intercaladas con lutitas. Ambiente fluvial. Estratificación de ripples y cruzada, grano fino a medio, subangular a subredondeado, sorteo moderado a bueno. Relleno de valles incisos.	Regular	Muy Bueno	Mediano	Excelente	Muy Bueno	Edad: Maastrichtiano. Pliegue fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
MDC-1	Excelente, Inmadura, II / III	Ambiente Fluvial, areniscas cuarzosas pertenecientes a depósitos fluviales anastomosados NE - SO, estratificación cruzada, grano fino a medio, subredondeado, sorteo bueno.	Regular	Pobre	Mediano	Muy Bueno	Bueno	Edad: Turoniano - Maastrichtiano. Tipo: estructura desarrollada sobre dos fallas. La falla oriental es subvertical y la occidental buza en dirección E incrementando su buzamiento. Afecta hasta la base de Hollín.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Jaguar-1	Excelente, Inmadura, II / III	Areniscas intercaladas con lutitas. Ambiente fluvial. Estratificación de ripples y cruzada, grano fino a medio, subangular a subredondeado, sorteo moderado a bueno. Relleno de valles incisos.	Bueno	Regular	Mediano	Excelente	Excelente	Domo	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Jivino-1	Excelente, Inmadura, II / III	Ambiente Fluvial, areniscas cuarzosas pertenecientes a depósitos fluviales anastomosados NE - SO, estratificación cruzada, grano fino a medio, subredondeado, sorteo bueno.	Regular	Pobre	Mediano	Bueno	Bueno	Pliegue fallado	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Lago Agrio-1	Excelente, Madurez temprana, III	Ambiente Fluvial, areniscas cuarzosas pertenecientes a depósitos fluviales anastomosados NE - SO, estratificación cruzada, grano fino a medio, subredondeado, sorteo bueno.	Regular	Regular	Mediano	Muy Bueno	Bueno	Estructura Lago Agrio. Edad: crece en 2 etapas, la primera Maastrichtiano y la segunda Mio - Plioceno. Tipo: limitada por fallas que formaron el anticlinal de orientación NNE - SSW. Longitud: 11 Km. Ancho: 4.5 Km. Cierre: 350 pies. Regular	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Mono-1	Excelente, Inmadura, II / III	Areniscas intercaladas con lutitas. Ambiente fluvial. Estratificación de ripples y cruzada, grano fino a medio, subangular a subredondeado, sorteo moderado a bueno. Relleno de valles incisos.	Bueno	Bueno	Pesado	Excelente	Excelente	Domo	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Moretococha-1	Excelente, Inmadura, II	Ambiente estuarino. Facies de arenisca calcárea y lutitas calcáreas. Se encuentra en barras con dirección preferencial NO - SE. Grano fino a medio, subangular a redondeado, estratificación cruzada.	Muy Bueno	Bueno	Mediano	Muy Bueno	Muy Bueno	Alto fallado	Excelente	< 50 km. Cocina centro - Oeste (Area de Pungarayacu)
Ochenta B-1	Excelente, Inmadura, II / III	Ambiente Fluvial, areniscas cuarzosas pertenecientes a depósitos fluviales anastomosados NE - SO, estratificación cruzada, grano fino a medio, subredondeado, sorteo bueno.	Muy Bueno	Regular	Mediano	Muy Bueno	Bueno	Alto fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)

Oglan A-1	Excelente, Inmadura, II	H. Principal.- está caracterizado por un grueso paquete de areniscas cuarzosas limpias en la parte central y baja del reservorio con finos niveles intercalados de limos o "arenas sucias".	Muy Bueno	Bueno	Pesado	Excelente	Muy Bueno	Anticlinal con fallas inversas al lado oriental, se ubica en la occidental del frente subandino, cubierto por el abanico del Pastaza.	Excelente	< 50 km. Cocina centro - Oeste (Area de Pungarayacu)
Pacay -1	Excelente, Inmadura, II / III	Ambiente Fluvial, areniscas cuarzosas pertenecientes a depósitos fluviales anastomosados NE - SO, estratificación cruzada, grano fino a medio, subredondeado, sorteo bueno.	Regular	Pobre	Mediano	Muy Bueno	Bueno	Domos pequeños	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Palanda-1	Excelente, Inmadura, II / III	Arenisca cuarzoza - glauconítica, de grano fino a medio, de forma subangular, bien clasificada. Hacia abajo una arenisca cuarzoza, café claro, con granos de tamaño medio, redondeados, de regular a buena selección.	Bueno	Pobre	Mediano	Bueno	Muy Bueno	Domo	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Palo Rojo-1	Excelente, Inmadura, III	Ambiente Fluvial, areniscas cuarzosas pertenecientes a depósitos fluviales anastomosados NE - SO, estratificación cruzada, grano fino a medio, subredondeado, sorteo bueno.	Bueno	Regular	Mediano	Bueno	Muy Bueno	Anticlinal fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Paraiso-1	Excelente, Inmadura II / III	Areniscas intercaladas con lutitas. Ambiente fluvial. Estratificación de ripples y cruzada, grano fino a medio, subangular a subredondeado, sorteo moderado a bueno. Relleno de valles incisos.	Bueno	Pobre	Mediano	Regular	Muy Bueno	Edad: Maastrichtiano. Pliegue fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Pindo-1	Excelente, Madurez temprana, II	Arenisca hialina, café clara, en parte friable, ligeramente glauconítica, pirítica con cemento silíceo, grano medio, subangular a subredondeada, tiene una buena porosidad visible, buena fluorescencia.	Bueno	Pobre	Mediano	Muy Bueno	Muy Bueno	Al tope de la zona Arenisca "U" la estructura Pindo tiene una extensión aproximada de 8*3 km en su sector norte y 6*1.5 km en el área sur, el cierre vertical máximo es de 90 pies aproximadamente.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Pucuna-1	Excelente, Inmadura, III	Ambiente Fluvial, areniscas cuarzosas pertenecientes a depósitos fluviales anastomosados NE - SO, estratificación cruzada, grano fino a medio, subredondeado, sorteo bueno.	Regular	Muy Bueno	Mediano	Muy Bueno	Bueno	Edad: Eoceno Inferior con reactivación menor en el Neógeno. Tipo: Anticlinal N - S. Tiene relieve estructural suave, sin alteración tectónica a la base de la Caliza A.	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Pungarayacu-1	Excelente, Inmadura, II	Areniscas intercaladas con lutitas. Ambiente fluvial. Estratificación de ripples y cruzada, grano fino a medio, subangular a subredondeado, sorteo moderado a bueno. Relleno de valles incisos.	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Bueno	Anticlinal en la zona subandina	Excelente	< 50 km. Cocina centro - Oeste (Area de Pungarayacu)
Punino-1	Excelente, Inmadura II / III	H. Superior.- sólo 3 pies son de arena continua, lo restante son intercalaciones de arena dentro de una secuencia calcárea y arcillosa. H. Principal.- es una secuencia de arena homogénea, buena permeabilidad, y esporádicas intercalaciones de lentes calcáreas o arcillosos, está saturado de agua.	Regular	Muy Bueno	Mediano	Muy Bueno	Muy Bueno	Edad: Maastrichtiano. Pliegue fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)

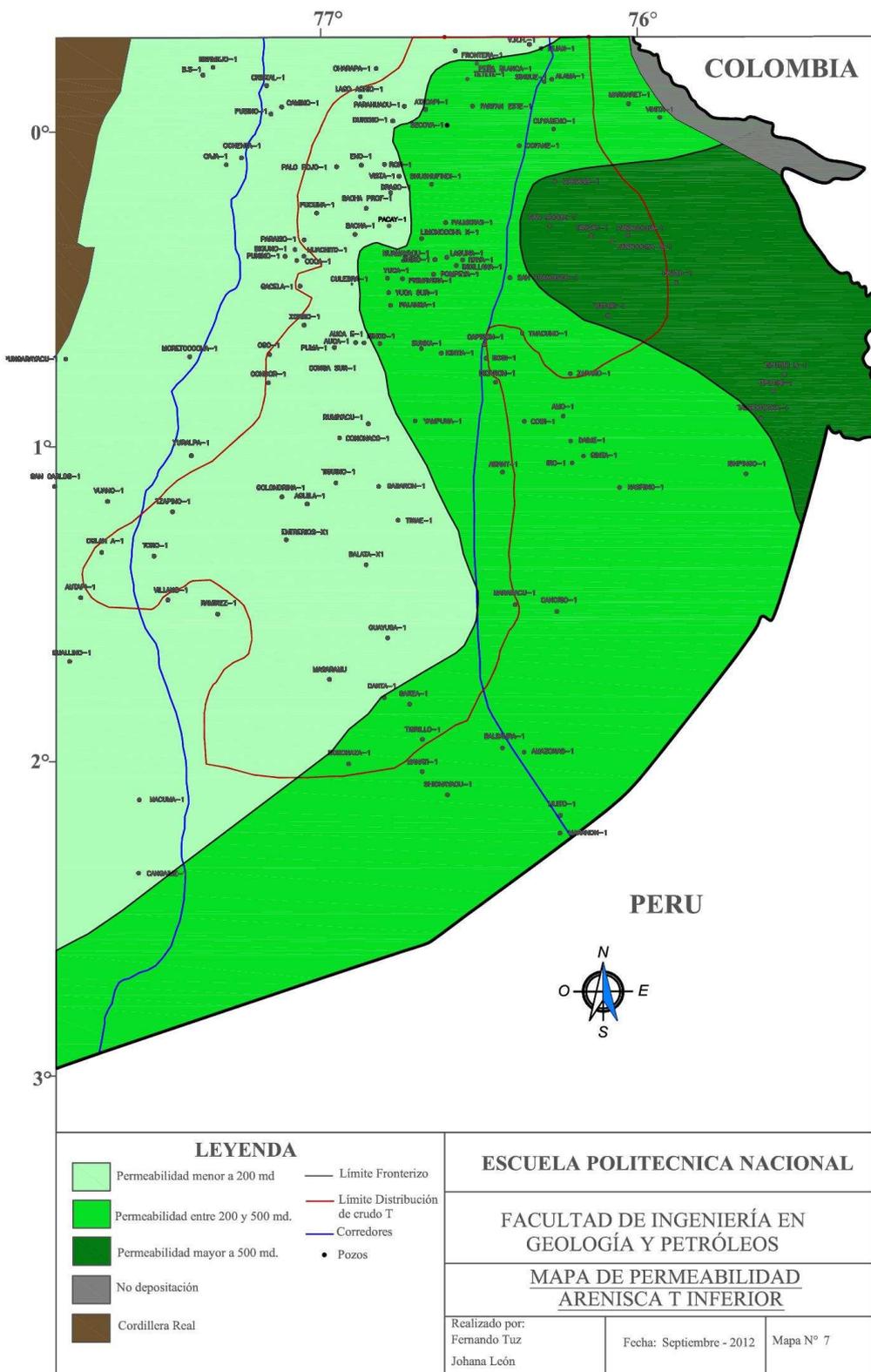
Sacha-1	Excelente, Inmadura, II / III	Ambiente Fluvial, areniscas cuarzosas pertenecientes a depósitos fluviales anastomosados NE - SO, estratificación cruzada, grano fino a medio, subredondeado, sorteo bueno.	Regular	Pobre	Mediano	Excelente	Muy Bueno	Edad: Turoniano - Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal NNE - SSW. Longitud: 33 Km. Ancho: 4 Km al N y 7 Km al centro y S. Cierre: 240 pies. Área: 32617 acres. Está cortada por un flanco oeste por una falla transcurrente. Excelente	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Área de Bermejo)
Tiguino-1	Excelente, Inmadura, II	Ambiente estuarino. Facies de arenisca calcárea y lutitas calcáreas. Se encuentra en barras con dirección preferencial NO - SE. Grano fino a medio, subangular a redondeado, estratificación cruzada.	Bueno	Muy Bueno	Liviano	Muy Bueno	Excelente	Edad: Turoniano - Maastrichtiano con reactivación al final del Mio - Plioceno. Tipo: Anticlinal fallado en sus flancos con geometría de estructura en flor.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Área de Auca)
Villano-1	Excelente, Inmadura, II	Ambiente estuarino. Facies de arenisca calcárea y lutitas calcáreas. Se encuentra en barras con dirección preferencial NO - SE. Grano fino a medio, subangular a redondeado, estratificación cruzada.	Muy Bueno	Bueno	Pesado	Muy Bueno	Muy Bueno	Pliegue fallado, ubicado al este del frente subandino.	Excelente	50 - 100 Km. Cocina Centro - Oeste (Área de Pungarayacu)
Vuano-1	Excelente, Inmadura, II	Arenisca limpia cuarzosa de grano medio a fino, blanco lechoso, subredondeado, friable, no calcárea con cemento silíceo y contiene algo de glauconita, ocasionalmente cemento porfítico	Excelente	Pobre	Pesado	Bueno	Bueno	Anticlinal con fallas inversas al lado oriental, se ubica en la occidental del frente subandino, cubierto por el abanico del Pastaza.	Excelente	< 50 km. Cocina centro - Oeste (Área de Pungarayacu)
Yuca-1	Excelente, Inmadura, II / III	Ambiente Fluvial, areniscas cuarzosas pertenecientes a depósitos fluviales anastomosados NE - SO, estratificación cruzada, grano fino a medio, subredondeado, sorteo bueno.	Regular	Pobre	Mediano	Bueno	Muy Bueno	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal N - S, integrada por dos altos, el mayor de ellos ubicado al N. Cierre: 70 pies el del N y 55 pies el del S.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Área de Auca)
Yuca Sur-1	Excelente, Inmadura, II / III	Ambiente Fluvial, areniscas cuarzosas pertenecientes a depósitos fluviales anastomosados NE - SO, estratificación cruzada, grano fino a medio, subredondeado, sorteo bueno.	Bueno	Pobre	Mediano	Bueno	Muy Bueno	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal N - S, integrada por dos altos, el mayor de ellos ubicado al N. Cierre: 70 pies el del N y 55 pies el del S.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Área de Auca)
Yuralpa-1	Excelente, Inmadura, III	Ambiente estuarino. Facies de arenisca calcárea y lutitas calcáreas. Se encuentra en barras con dirección preferencial NO - SE. Grano fino a medio, subangular a redondeado, estratificación cruzada.	Bueno	Regular	Pesado	Muy Bueno	Muy Bueno	Anticlinal pequeño	Excelente	< 50 km. Cocina centro - Oeste (Área de Pungarayacu)
Zorro-1	Excelente, Inmadura, II / III	Areniscas intercaladas con lutitas. Ambiente fluvial. Estratificación de ripples y cruzada, grano fino a medio, subangular a subredondeado, sorteo moderado a bueno. Relleno de valles incisos.	Bueno	Regular	Mediano	Muy Bueno	Excelente	Anticlinal pequeño	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Área de Auca)

ANEXO 2:

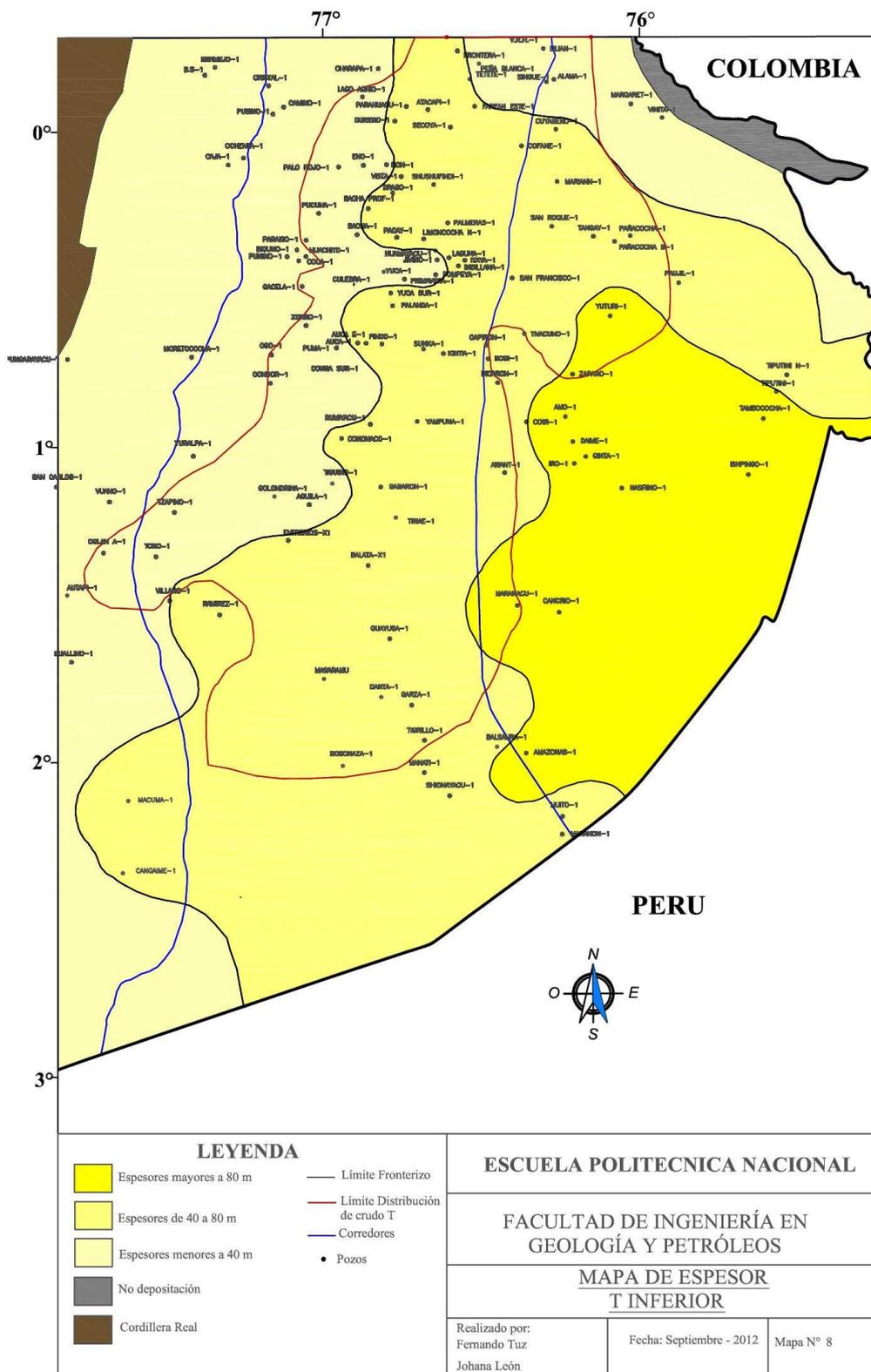
ARENISCA “T” INFERIOR



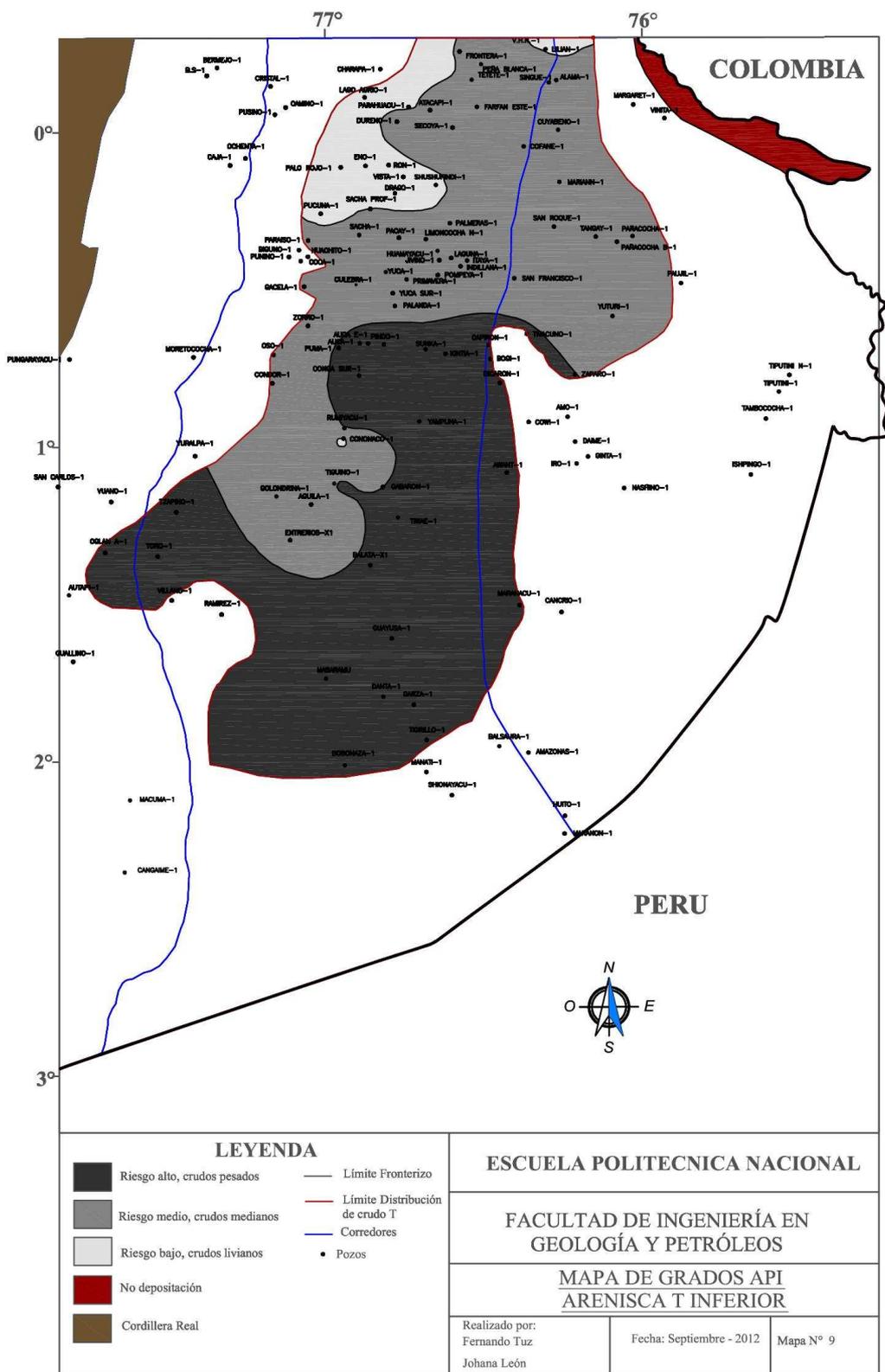
Mapa de porosidad Arenisca T



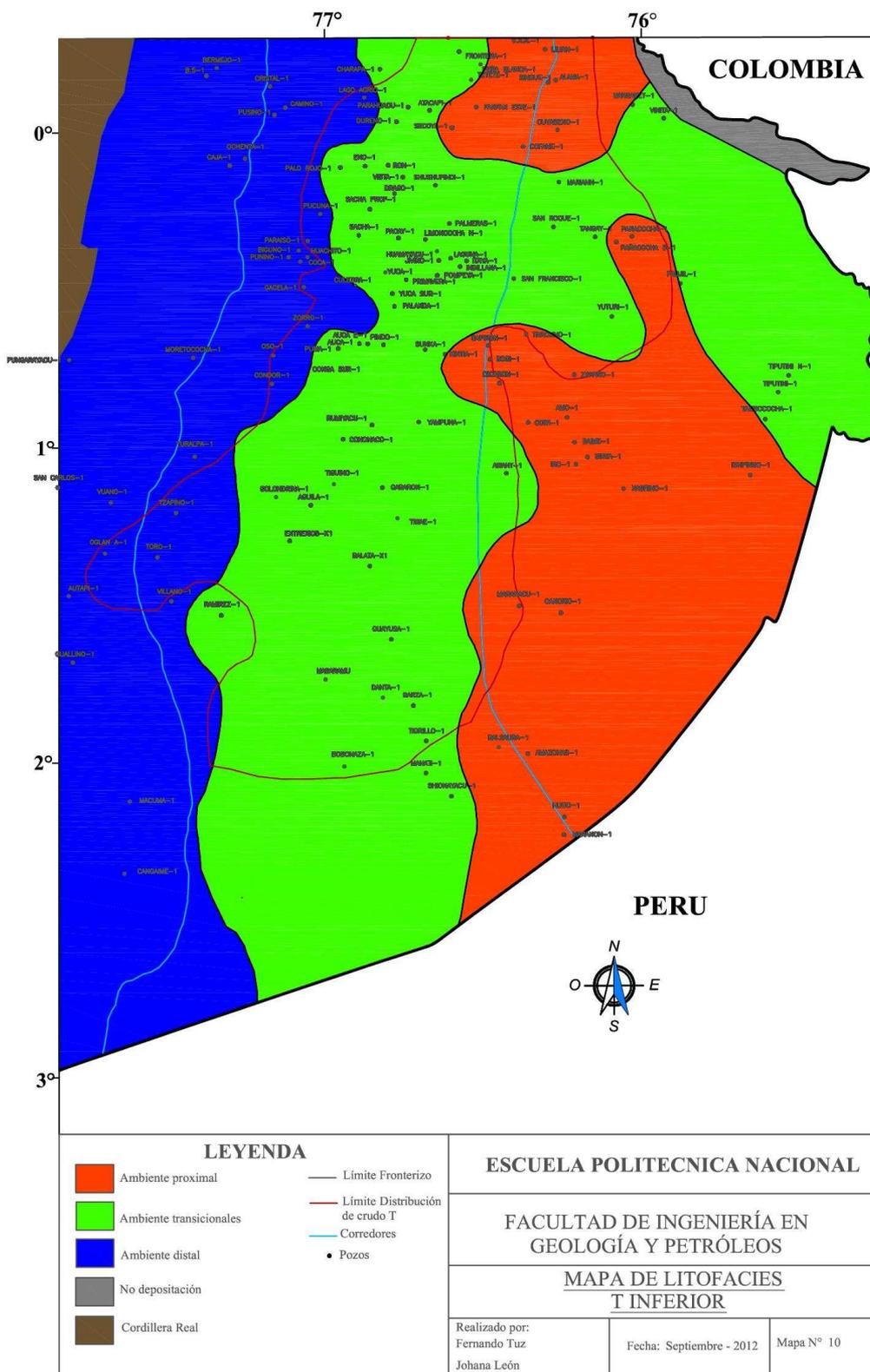
Mapa de permeabilidad Arenisca T



Mapa de espesor Arenisca T



Mapa de grados API Arenisca T



Mapa de litofacies Arenisca T

Tabla 2 Información Utilizada para la Evaluación del Riesgo Geológico en el Reservorio Arenisca “T” Inferior para Cada uno de los Pozos Exploratorios

Pozo Exploratorio	Roca Madre (P1)	Reservorio (P2)	Trampa (P3)					Migración y Timing		
	Presencia		Calidad					Características	Sello	Características (Distancia a la cocina)
			(%COT, Tmáx, Kerógeno)	Ø (%)	K (md)	%API	Sw (%)			
Aguila-1	Pobre - Regular, Inmadura, III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Bueno	Pobre	Mediano	Bueno	Regular	Edad: Turoniano - Maastrichtiano con reactivación al final del Mio - Plioceno. Tipo: Anticinal fallado en sus flancos con geometría de estructura en flor.	Excelente	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Alama-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Bueno	Mediano	Muy Bueno	Regular	Alto de basamento fallado	Muy Bueno	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Atacapi-1	Bueno, Madurez temprana, III	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Regular	Mediano	Regular	Bueno	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticinal N - SSE. Longitud: 17 Km. Ancho: 2 Km. Está limitada al E por una falla que desaparece en la parte S del campo.	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Auca-1	Muy Bueno - Excelente, Madurez temprana, II	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Pobre	Pesado, inmaduro	Excelente	Regular	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticinal simétrico N - S. Longitud: 23 Km. Se ensancha en dirección N. Tiene poca disturbación tectónica al techo de U Inferior.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Auca E-1	Muy Bueno - Excelente, Madurez temprana, II	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Regular	Pesado, inmaduro	Bueno	Bueno	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticinal simétrico N - S. Longitud: 23 Km. Se ensancha en dirección N. Tiene poca disturbación tectónica al techo de U Inferior.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Balata X-1	Pobre - Regular, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Bueno	Pobre	Pesado, inmaduro	Bueno	Muy Bueno	Pliegue fallado, ubicado al este del frente subandino.	Excelente	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Capirón-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Bueno	Pesado, inmaduro	Bueno	Bueno	Edad: Primera etapa, Maastrichtiano y segunda etapa, Paleoceno Inferior.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Chanangue-1	Bueno, Madurez temprana, III	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Regular	Liviano	Bueno	Regular	Bloque alto de falla	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Conga Sur-1	Bueno, Inmadura, II / III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Pobre	Pesado, inmaduro	Muy Bueno	Regular	Anticinal fallado	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Cononaco-1	Pobre - Regular, Inmadura, II	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Pobre	Liviano	Bueno	Regular	Edad: Turoniano y Eoceno Inferior, reactivada en en Neógeno. Tipo: Anticinal N - S. Longitud: 10.5 Km. Ancho: 3 Km, se adelgaza al N y S. A la base de la Caliza A, el flanco W del anticinal está cortado por una falla transcurrente.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Culebra-1	Bueno - Muy Bueno, Inmadura, II / III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Bueno	Regular	Mediano	Excelente	Regular	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticinal O-E - SE. Cierre: 30 - 40 pies. Es una anomalía estructural de la cuenca. Está compuesta por 3 altos conocidos como Culebra, Yulebra y Anaconda.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)

Cuyabeno-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Bueno	Bueno	Mediano, inmaduro	Muy Bueno	Regular	Edad: Inversión tectónica en el Eoceno Temprano - Medio. Longitud: 16 Km. Elongada en dirección N - SSE, se ensancha hacia el S, presenta al menos 5 culminaciones o altos al nivel de la Caliza A. Siendo el alto estructural de 50 pies.	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Danta-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Bueno	Regular	Pesado, inmaduro	Bueno	Bueno	Pliegue fallado	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Drago-1	Bueno, Inmadura, II / III	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Bueno	Pobre	Liviano	Muy Bueno	Regular	Anticinal	Excelente	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Dureno-1	Bueno, Madurez temprana, III	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Bueno	Regular	Mediano	Muy Bueno	Regular	Edad: Turoniano - Campaniano. Tipo: Anticinal de dirección N - SSW. Longitud: 15 Km. Es una estructura lineal. Se ensancha hacia el centro.	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Frontera-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Bueno	Pobre	Mediano	Bueno	Regular	Edad: Turoniano - Maastrichtiano, sedimentación sin tectónica. Tipo: Anticinal NNE - SSW, fallada en su flanco oriental. Cierre: 100 pies.	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Guayusa-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Regular	Pesado, inmaduro	Bueno	Muy Bueno	Anticinal	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
MDC-1	Regular - Bueno, Inmadura, II / III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Bueno	Mediano	Excelente	Regular	Edad: Turoniano - Maastrichtiano. Tipo: estructura desarrollada sobre dos fallas. La falla oriental es sub - vertical y la occidental buza en dirección E incrementando su buzamiento. Afecta hasta la base de Hollín.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Jivino-1	Regular - Bueno, Inmadura, II / III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Bueno	Mediano, inmaduro	Muy Bueno	Regular	Pliegue fallado	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Lago Agrio-1	Bueno, Madurez temprana, III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Pobre	Liviano	Bueno	Pobre	Estructura Lago Agrio. Edad: crece en 2 etapas, la primera Maastrichtiano y la segunda Mio - Plioceno. Tipo: limitada por fallas que formaron el anticinal de orientación NNE - SSW. Longitud: 11 Km. Ancho: 4.5 Km. Cierre: 350 pies.	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Lilian-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Regular	Liviano	Muy Bueno	Pobre	Edad: Turoniano Superior - Coniaciano - Maastrichtiano, sigue su deformación en el Eoceno Temprano - Medio. Tipo: Anticinal. Es producto de dos deformaciones, una tectónica y otra sin - sedimentaria.	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Limoncocha-1	Bueno - Muy Bueno, Inmadura, II / III	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Bueno	Mediano	Muy Bueno	Bueno	Anticinal fallado	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Marañacu-1	Regular - Bueno, Inmadura, III / IV	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Regular	Pesado, inmaduro	Bueno	Excelente	Fallas lítricas invertidas	Muy Bueno	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)

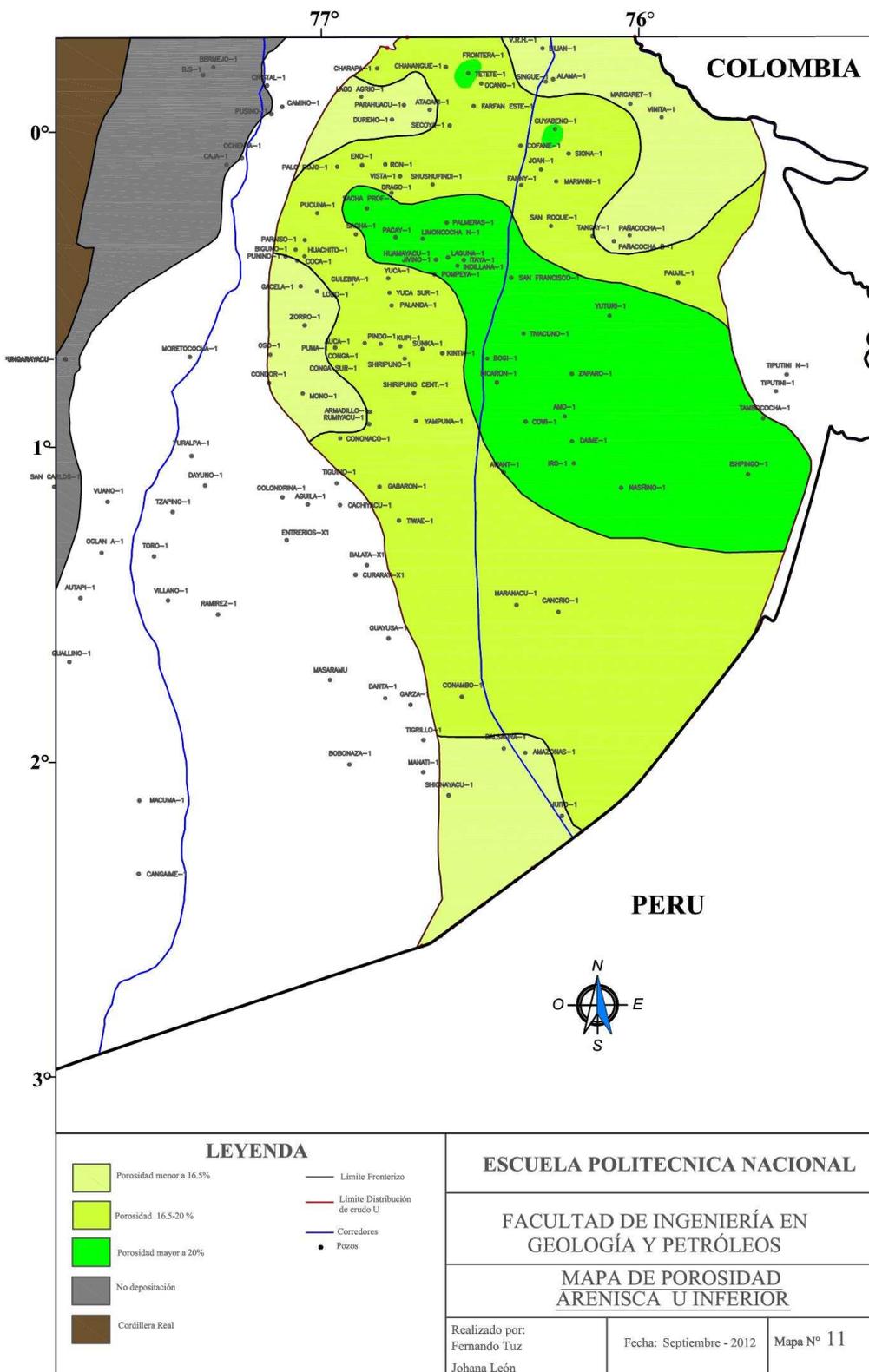
Mariann-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Muy Bueno	Pesado, inmaduro	Muy Bueno	Bueno	Anticinal con falla inversa reactivada	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Oglan A-1	Pobre - Regular, Inmadura, II	Shorface, arenisca con matriz lodosa, estratificación HCS, ambiente marino somero (distal).	Regular	Pobre	Pesado, inmaduro	Bueno	Pobre	Anticinal con fallas inversas al lado oriental, se ubica en la occidental del frente subandino, cubierto por el abanico del Pastaza.	Excelente	< 50 km. Cocina centro - Oeste (Area de Pungarayacu)
Pacay -1	Bueno, Inmadura, II / III	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Pobre	Mediano	Excelente	Bueno	Domos pequeños	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Palanda-1	Bueno - Muy Bueno, Inmadura, II / III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Regular	Mediano, inmaduro	Muy Bueno	Bueno	Domo	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Palmeras N-1	Bueno - Muy Bueno, Inmadura, II / III	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Bueno	Mediano	Muy Bueno	Muy Bueno	Anticinal fallado	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Palo Rojo-1	Bueno, Inmadura, III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Pobre	Liviano	Regular	Regular	Anticinal fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Pañacocha-1	Regular - Bueno, Inmadura, III / IV	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Muy Bueno	Mediano, inmaduro	Muy Bueno	Bueno	Edad: Turoniano - Maastrichtiano. Se formó sobre un semi - graben de edad Permo - Triásico, cuyo sustrato son sedimentos paleozoicos.	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Parahuacu-1	Bueno, Madurez temprana, III	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Pobre	Liviano	Regular	Regular	Edad: Fase extensiva en Albiano, fase compresiva en Turoniano - Maastrichtiano. Tipo: Anticinal N - S. Longitud: 13 Km. Ancho: 2 Km. Está limitada al E por una falla inversa sub - vertical.	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Paraíso-1	Bueno - Muy Bueno, Inmadura II / III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Bueno	Pobre	Mediano	Excelente	Pobre	Edad: Maastrichtiano. Pliegue fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Peña Blanca-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Regular	Mediano	Regular	Regular	Estructura Libertador. Edad: Turoniano - Maastrichtiano y otra deformación en el Eoceno. Tipo: Cajón. Longitud: 21 Km. Ancho: 6 - 6.5 Km. Cierre: 240 Km. Consta de 4 sub estructuras alineadas en 2 ejes N - S que se fusionan hacia el S conformando el pericinal Pichincha - Carabobo. El eje oriental cruza las estructuras Pacayacu y Shuara, el eje W las estructuras Shushuqui y Secoya.	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Pindo-1	Muy Bueno - Excelente, Madurez temprana, II	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Regular	Pesado, inmaduro	Muy Bueno	Bueno	Al tope de la zona Arenisca "U" la estructura Pindo tiene una extensión aproximada de 8*3 km en su sector norte y 6*1.5 km en el área sur, el cierre vertical máximo es de 90 pies aproximadamente.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Primavera-1	Bueno - Muy Bueno, Inmadura, II / III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Bueno	Mediano	Muy Bueno	Regular	Domo (alto)	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)

Pucuna-1	Bueno, Inmadura, III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Pobre	Liviano	Muy Bueno	Regular	Edad: Eoceno Inferior con reactivación menor en el Neógeno. Tipo: Anticlinal N - S. Tiene relieve estructural suave, sin alteración tectónica a la base de la Caliza A.	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Rumiyacu-1	Bueno - Muy Bueno, Inmadura, II	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Pobre	Pesado, inmaduro	Bueno	Regular	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Sacha-1	Bueno, Inmadura, II / III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Bueno	Pobre	Mediano	Muy Bueno	Regular	Edad: Turoniano - Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal NNE - SSW. Longitud: 33 Km. Ancho: 4 Km al N y 7 Km al centro y S. Cierre: 240 pies. Area: 32617 acres. Está cortada en su flanco oeste por una falla transcurrente.	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
San Roque-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Muy Bueno	Mediano	Muy Bueno	Bueno	Alto de basamento limitado por fallas listricas reactivadas	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Secoya-1	Bueno, Madurez temprana, III	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Excelente	Bueno	Mediano, inmaduro	Excelente	Regular	Estructura Libertador. Edad: Turoniano - Maastrichtiano y otra deformación en el Eoceno. Tipo: Cajón. Longitud: 21 Km. Ancho: 6 - 6.5 Km. Cierre: 240 Km. Consta de 4 sub estructuras alineadas en 2 ejes N - S que se fusionan hacia el S conformando el periclinal Pichincha - Carabobo. El eje oriental cruza las estructuras Pacayacu y Shuara, el eje W las estructuras Shushuqui y Secoya.	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Shushufindi-1	Bueno, Inmadura, II / III	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Regular	Liviano	Excelente	Bueno	Edad: Turoniano - Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal N - S. Longitud: 33 Km. Ancho: 6 - 7 Km. Cierre: 371 pies. Tiene tres culminaciones, dos en el anticlinal Shushufindi y una denominada Aguarico.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Singue-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Bueno	Mediano	Muy Bueno	Regular	Estructura Libertador. Edad: Turoniano - Maastrichtiano y otra deformación en el Eoceno. Tipo: Cajón. Longitud: 21 Km. Ancho: 6 - 6.5 Km. Cierre: 240 Km. Consta de 4 sub estructuras alineadas en 2 ejes N - S que se fusionan hacia el S conformando el periclinal Pichincha - Carabobo. El eje oriental cruza las estructuras Pacayacu y Shuara, el eje W las estructuras Shushuqui y Secoya.	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)

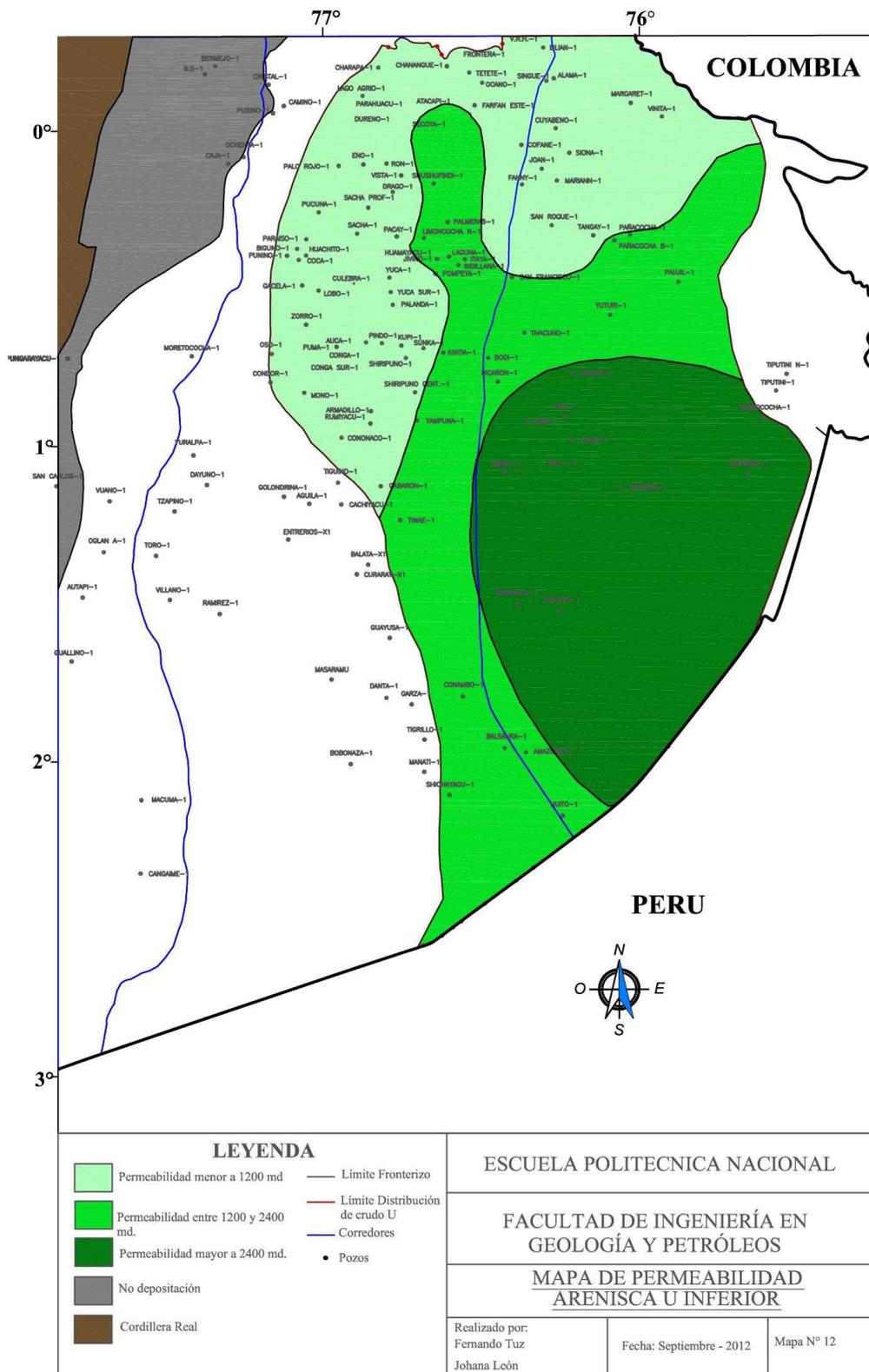
Siona-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Bueno	Muy Bueno	Pesado, inmaduro	Muy Bueno	Bueno	Domo (alto) con fallas invertidas reactivadas	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Tetete-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Excelente	Muy Bueno	Mediano	Muy Bueno	Regular	Edad: Coniaciano - Eoceno Inferior. Formada por 2 altos de orientación NE - SW, el alto Tapi en la parte NW y el alto Tetete ubicado al SE y de mayores dimensiones.	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Tiguino-1	Pobre - Regular, Inmadura, II	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Pobre	Pesado, inmaduro	Bueno	Regular	Edad: Turoniano - Maastrichtiano con reactivación al final del Mio - Plioceno. Tipo: Anticlinal fallado en sus flancos con geometría de estructura en flor.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Tivacuno-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Bueno	Pesado, inmaduro	Bueno	Bueno	Anticlinal y falla listrica reactivada.	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
VHR-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Muy Bueno	Regular	Liviano	Excelente	Pobre	Edad: Turoniano Superior - Coniaciano - Maastrichtiano, sigue su deformación en el Eoceno Temprano - Medio. Tipo: Anticlinal. Es producto de dos deformaciones, una tectónica y otra sin - sedimentaria.	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Yuca-1	Bueno, Inmadura, II / III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Bueno	Bueno	Mediano	Excelente	Regular	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal N - S, integrada por dos altos, el mayor de ellos ubicado al N. Cierre: 70 pies el del N y 55 pies el del S.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Yuca Sur-1	Bueno - Muy Bueno, Inmadura, II / III	Ambiente fluvio-marino, relleno de canales distributarios, estuarios, barras; arenisca con intercalaciones de lutitas (transicional).	Muy Bueno	Regular	Mediano	Excelente	Regular	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal N - S, integrada por dos altos, el mayor de ellos ubicado al N. Cierre: 70 pies el del N y 55 pies el del S.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Yuturi-1	Regular - Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, con buen sorteo, estratificación cruzada, ambiente fluvio continental (proximal).	Excelente	Muy Bueno	Mediano, inmaduro	Muy Bueno	Muy Bueno	Edad: Primera etapa, Turoniano - Maastrichtiano, segunda etapa, Paleoceno Inferior y tercera etapa, Neógeno.	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Zorro-1	Bueno - Muy Bueno, Inmadura, II / III	Shorface, arenisca con matriz lodosa, estratificación HCS, ambiente marino somero (distal).	Bueno	Pobre	Mediano	Excelente	Pobre	Anticlinal pequeño	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)

ANEXO 3:

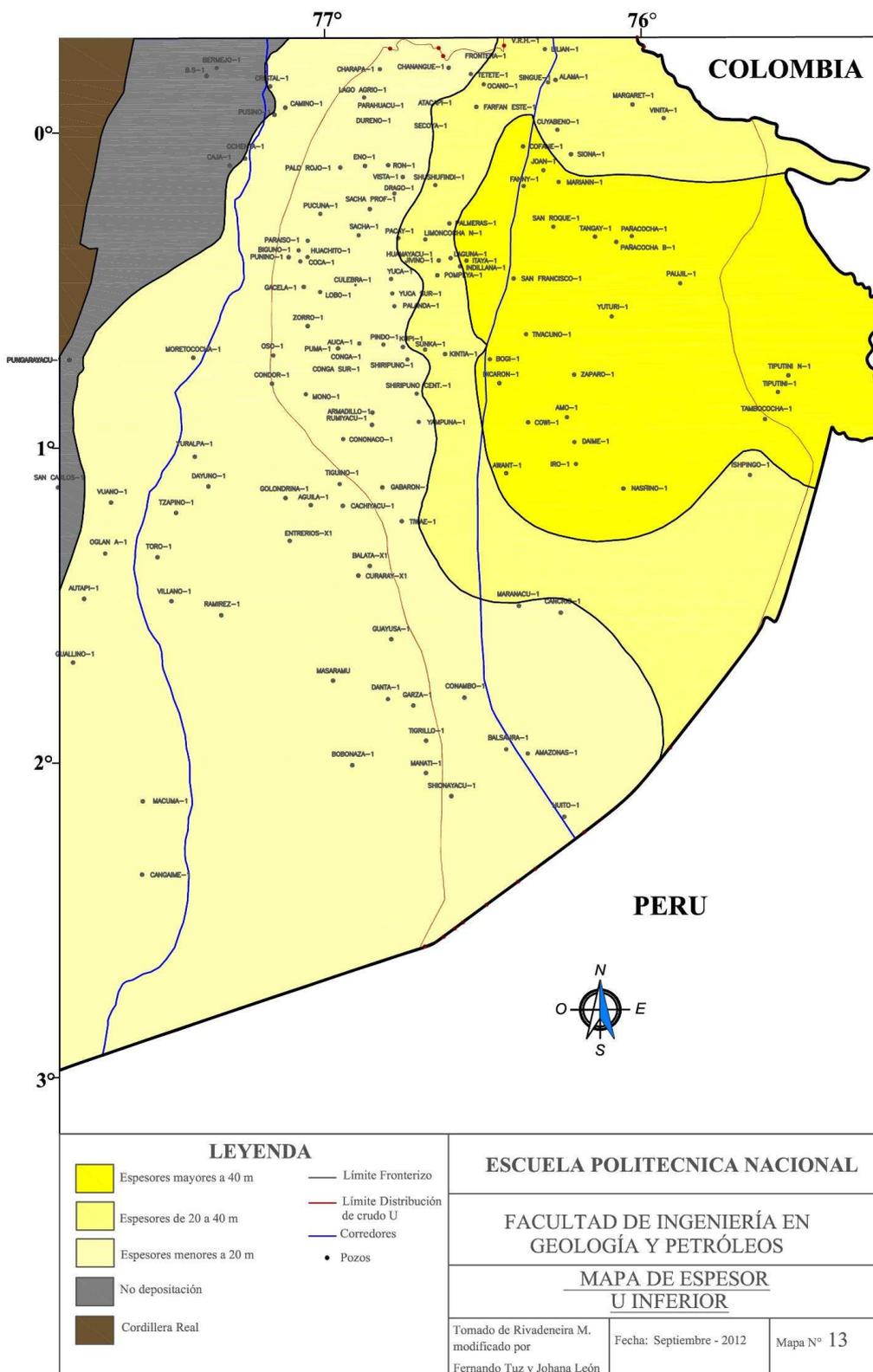
ARENISCA “U” INFERIOR



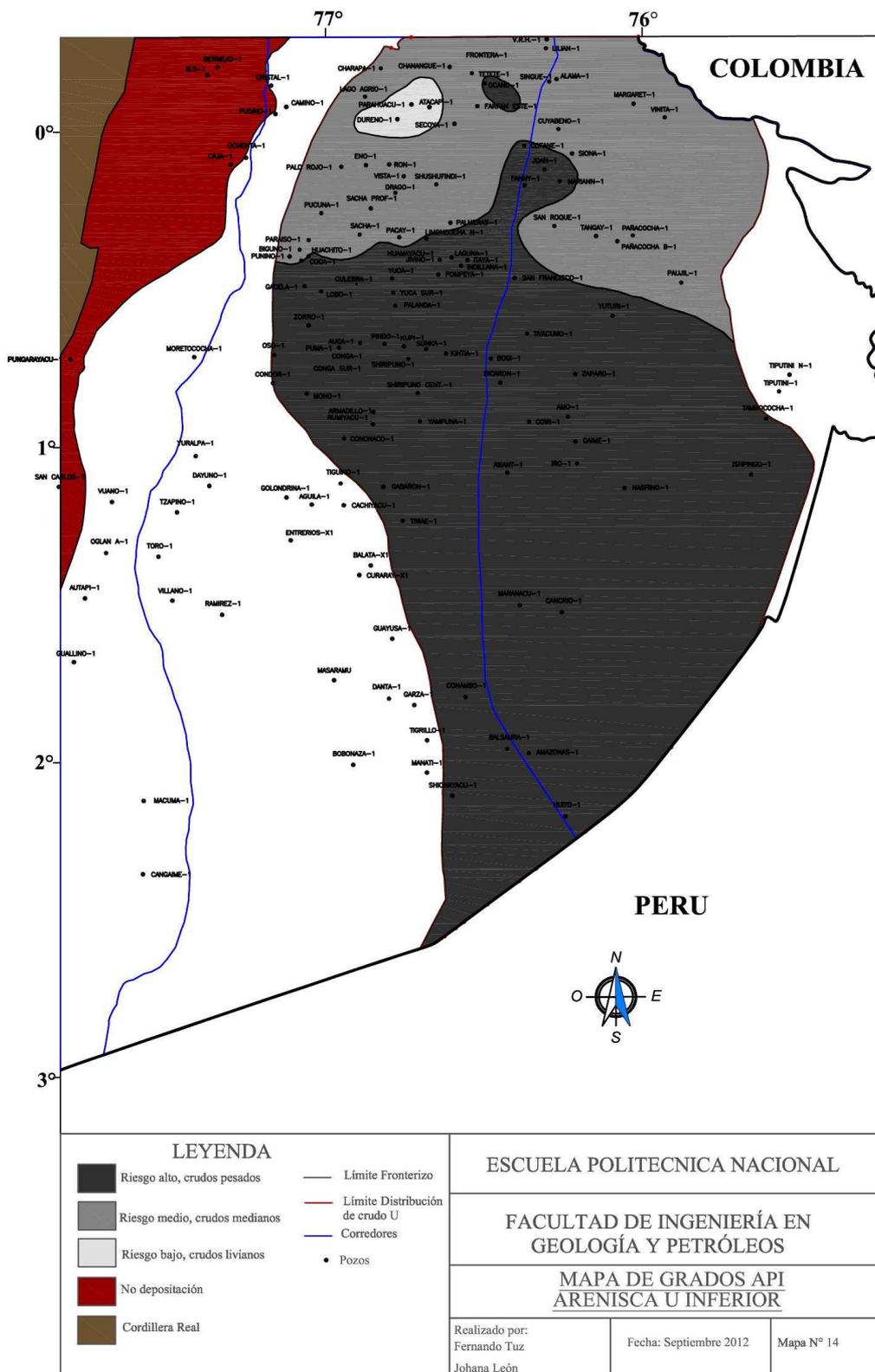
Mapa de porosidad Arenisca U



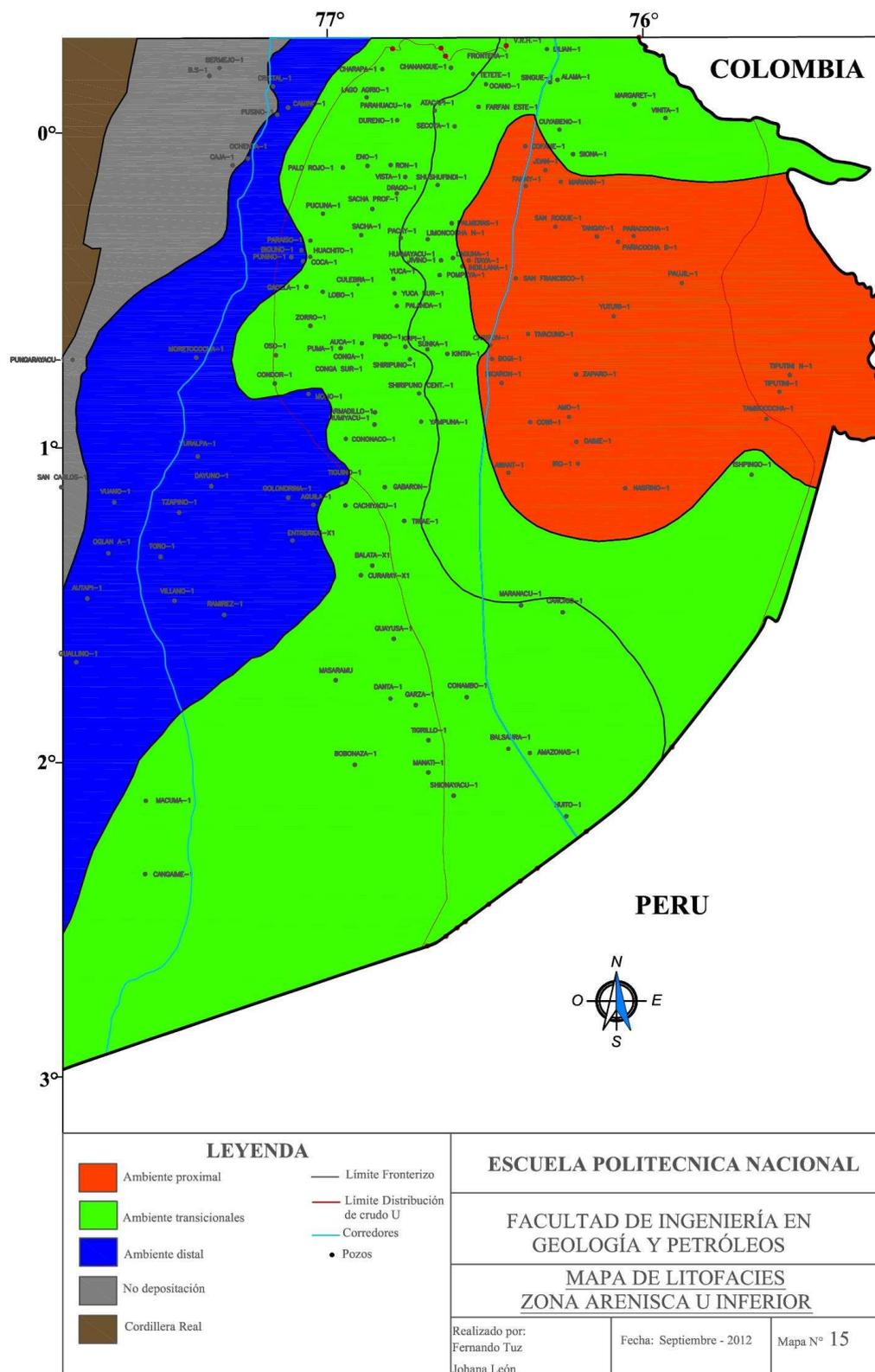
Mapa de permeabilidad Arenisca U



Mapa de espesor Arenisca U



Mapa de grados API Arenisca U



Mapa de litofacies Arenisca U

Tabla 3 Información Utilizada para la Evaluación del Riesgo Geológico en el Reservorio Arenisca “U” Inferior para Cada uno de los Pozos Exploratorios

Pozo Exploratorio	Roca Madre	Reservorio						Trampa		Migración y Timing
		Presencia	Calidad					Características	Sello	
	(%COT, Tmáx, Kerógeno)		Ø (%)	K (md)	%API	Sw (%)	Espesor (pies)			
Alama-1	Pobre, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, buen sorteo, estratificación cruzada.	Pobre	Pobre	Mediano	Regular	Bueno	Alto de basamento fallado	Muy Bueno	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Amazonas-1	Excelente, Inmadura, III / IV	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Regular	Muy Bueno	Pesado	Bueno	Pobre	Alto estructural	Muy Bueno	> 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Armadillo-1	Excelente, Madurez temprana, II	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Regular	Regular	Pesado	Excelente	Regular	Anticlinal fallado	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Atacapi-1	Excelente, Madurez temprana, III	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Pobre	Regular	Liviano	Bueno	Regular	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal N - SSE. Longitud: 17 Km. Ancho: 2 Km. Está limitada al E por una falla que desaparece en la parte S del campo. Pobre	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Auca-1	Excelente, Madurez temprana, II	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Regular	Pobre	Pesado	Muy Bueno	Bueno	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal simétrico N - S. Longitud: 23 Km. Se ensancha en dirección N. Tiene poca disturbación tectónica al techo de U Inferior. Bueno	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Balsaura-1	Excelente, Inmadura, III / IV	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Regular	Muy Bueno	Pesado	Bueno	Pobre	Alto estructural	Muy Bueno	> 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Biguno-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie lodosa mareal. Arenisca con matriz lodosa, estratificación HCS.	Regular	Pobre	Mediano	Excelente	Pobre	Edad: Maastrichtiano. Pliegue fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Chanangue-1	Excelente, Madurez temprana, III	Canales fluviales, areniscas limpias, buen sorteo, estratificación cruzada.	Regular	Regular	Mediano	Bueno	Pobre	Bloque alto de falla	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Charapá-1	Excelente, Madurez temprana, III	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Regular	Pobre	Mediano	Bueno	Muy Bueno	Edad: Turoniano - Maastrichtiano con reactivación en el Neógeno. Tipo: Anticlinal en forma de cajón. Longitud: 5 Km. Ancho: 2 - 2.5 Km. Cierre: 130 pies. Deformación syn sedimentaria y posterior inversión tectónica. Está limitada por dos fallas subverticales de tipo transpresivas. Pobre	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Coca-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie lodosa mareal. Arenisca con matriz lodosa, estratificación HCS.	Regular	Pobre	Pesado	Excelente	Regular	Edad: Maastrichtiano. Pliegue fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Conga Sur-1	Excelente, Inmadura, II / III	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Regular	Pobre	Pesado	Muy Bueno	Regular	Anticlinal fallado	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Cononaco-1	Excelente, Inmadura, II	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Regular	Pobre	Mediano	Excelente	Regular	Edad: Turoniano y Eoceno Inferior, reactivada en en Neógeno. Tipo: Anticlinal N - S. Longitud: 10.5 Km. Ancho: 3 Km, se adelgaza al N y S. A la base de la Caliza A, el flanco W del anticlinal está cortado por una falla transcurrente. Pobre	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)

Culebra-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Regular	Pobre	Pesado	Bueno	Bueno	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticinal O-E - SE. Cierre: 30 - 40 pies. Es una anomalía estructural de la cuenca. Está compuesta por 3 altos conocidos como Culebra, Yulebra y Anaconda.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Cuyabeno-1	Regular, Inmadura, II	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Muy Bueno	Pobre	Mediano	Muy Bueno	Regular	Edad: Inversión tectónica en el Eoceno Temprano - Medio. Longitud: 16 Km. Elongada en dirección N - SSE, se ensacha hacia el S, presenta al menos 5 culminaciones o altos al nivel de la Caliza A. Siendo el alto estructural de 50 pies. Regular	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Drago-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Bueno	Regular	Mediano	Excelente	Pobre	Anticinal	Excelente	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Dureno-1	Excelente, Madurez temprana, III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Pobre	Regular	Liviano	Muy Bueno	Bueno	Edad: Turoniano - Campaniano. Tipo: Anticinal de dirección N - SSW. Longitud: 15 Km. Es una estructura lineal. Se ensancha hacia el centro. Regular	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Fanny-1	Bueno, Inmadura, II	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Bueno	Regular	Pesado	Muy Bueno	Regular	Domo (alto) con fallas invertidas reactivadas	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Frontera-1	Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, buen sorteo, estratificación cruzada.	Bueno	Regular	Mediano	Bueno	Regular	Edad: Turoniano - Maastrichtiano, sedimentación sin tectónica. Tipo: Anticinal NNE - SSW, fallada en su flanco oriental. Cierre: 100 pies.	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Huachito-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie lodosa mareal. Arenisca con matriz lodosa, estratificación HCS.	Regular	Pobre	Pesado	Excelente	Regular	Edad: Maastrichtiano. Pliegue fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
MDC-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Muy Bueno	Bueno	Pesado	Excelente	Bueno	Edad: Turoniano - Maastrichtiano. Tipo: estructura desarrollada sobre dos fallas. La falla oriental es sub - vertical y la occidental buza en dirección E incrementando su buzamiento. Afecta hasta la base de Hollín.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Iro-1	Excelente, Inmadura, III / IV	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Muy Bueno	Excelente	Pesado	Excelente	Regular	Pliegue con falla inversa	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Jivino-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Muy Bueno	Bueno	Pesado	Excelente	Regular	Pliegue fallado	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Joan-1	Bueno, Inmadura, II	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Bueno	Regular	Pesado	Bueno	Regular	Domo (alto) con fallas invertidas reactivadas	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Lago Agrio-1	Excelente, Madurez temprana, III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Pobre	Pobre	Mediano	Muy Bueno	Bueno	Estructura Lago Agrío. Edad: crece en 2 etapas, la primera Maastrichtiano y la segunda Mio - Plioceno. Tipo: limitada por fallas que formaron el anticlinal de orientación NNE - SSW. Longitud: 11 Km. Ancho: 4.5 Km. Cierre: 350 pies. Regular	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)

Lilian-1	Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, buen sorteo, estratificación cruzada.	Pobre	Pobre	Mediano	Bueno	Muy Bueno	Edad: Turoniano Superior - Coniaciano - Maastrichtiano, sigue su deformación en el Eoceno Temprano - Medio. Tipo: Anticlinal. Es producto de dos deformaciones, una tectónica y otra sin - sedimentaria.	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Limoncocha-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Excelente	Bueno	Pesado	Excelente	Bueno	Anticlinal fallado	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Marañacu-1	Excelente, Inmadura, III / IV	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Bueno	Excelente	Pesado	Bueno	Regular	Fallas ístricas invertidas	Muy Bueno	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Mariann-1	Bueno, Inmadura, II	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Bueno	Pobre	Pesado	Bueno	Regular	Anticlinal con falla inversa reactivada	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Mono-1	Excelente, Inmadura, II / III	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Pobre	Pobre	Pesado	Muy Bueno	Regular	Domo	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Ocano-1	Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, buen sorteo, estratificación cruzada.	Bueno	Pobre	Pesado	Regular	Pobre	Estructura Libertador. Edad: Turoniano - Maastrichtiano y otra deformación en el Eoceno. Tipo: Cajón. Longitud: 21 Km. Ancho: 6 - 6.5 Km. Cierre: 240 Km. Consta de 4 sub estructuras alineadas en 2 ejes N - S que se fusionan hacia el S conformando el periclinal Pichincha - Carabobo. El eje oriental cruza las estructuras Pacayacu y Shuara, el eje W las estructuras Shushuqui y Secoya.	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Pacay-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Muy Bueno	Regular	Mediano	Bueno	Bueno	Domos pequeños	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Palanda-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Pobre	Pobre	Pesado	Muy Bueno	Regular	Domo	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Palmeras N-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Muy Bueno	Bueno	Mediano	Muy Bueno	Regular	Anticlinal fallado	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Palo Rojo-1	Excelente, Inmadura, III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Regular	Pobre	Mediano	Muy Bueno	Bueno	Anticlinal fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Pañacocha-1	Bueno, Inmadura, III / IV	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Pobre	Bueno	Mediano	Bueno	Regular	Edad: Turoniano - Maastrichtiano. Se formó sobre un semi - graben de edad Permo - Triásico, cuyo sustrato son sedimentos paleozoicos.	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Pañacocha B-1	Bueno, Inmadura, II	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Pobre	Bueno	Mediano	Bueno	Pobre	Edad: Turoniano - Maastrichtiano. Se formó sobre un semi - graben de edad Permo - Triásico, cuyo sustrato son sedimentos paleozoicos.	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Parahuacu-1	Excelente, Madurez temprana, III	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Pobre	Regular	Liviano	Muy Bueno	Bueno	Edad: Fase extensiva en Albiano, fase compresiva en Turoniano - Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal N - S. Longitud: 13 Km. Ancho: 2 Km. Está limitada al E por una falla inversa sub - vertical. Pobre	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Paraíso-1	Excelente, Inmadura II / III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Regular	Pobre	Mediano	Excelente	Regular	Edad: Maastrichtiano. Pliegue fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)

Pindo-1	Excelente, Madurez temprana, II	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Muy Bueno	Pobre	Pesado	Muy Bueno	Muy Bueno	Al tope de la zona Arenisca "U" la estructura Pindo tiene una extensión aproximada de 8*3 km en su sector norte y 6*1.5 km en el área sur, el cierre vertical máximo es de 90 pies aproximadamente.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Pucuna-1	Excelente, Inmadura, III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Regular	Pobre	Mediano	Excelente	Excelente	Edad: Eoceno Inferior con reactivación menor en el Neógeno. Tipo: Anticlinal N - S. Tiene relieve estructural suave, sin alteración tectónica a la base de la Caliza A.	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Punino-1	Excelente, Inmadura II / III	Planicie lodosa mareal. Arenisca con matriz lodosa, estratificación HCS.	Regular	Pobre	Mediano	Excelente	Regular	Edad: Maastrichtiano. Pliegue fallado	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Rumiyacu-1	Excelente, Inmadura, II	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Pobre	Regular	Pesado	Excelente	Regular	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Sacha-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Bueno	Pobre	Mediano	Excelente	Muy Bueno	Edad: Turoniano - Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal NNE - SSW. Longitud: 33 Km. Ancho: 4 Km al N y 7 Km al centro y S. Cierre: 240 pies. Area: 32617 acres. Está cortada en su flanco oeste por una falla transcurrente. Excelente	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
San Roque-1	Bueno, Inmadura, II	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Bueno	Pobre	Mediano	Muy Bueno	Regular	Alto de basamento limitado por fallas listricas reactivadas	Muy Bueno	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Secoya-1	Excelente, Madurez temprana, III	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Regular	Bueno	Mediano	Regular	Regular	Estructura Libertador. Edad: Turoniano - Maastrichtiano y otra deformación en el Eoceno. Tipo: Cajón. Longitud: 21 Km. Ancho: 6 - 6.5 Km. Cierre: 240 Km. Consta de 4 sub estructuras alineadas en 2 ejes N - S que se fusionan hacia el S conformando el periclinal Pichincha - Carabobo. El eje oriental cruza las estructuras Pacayacu y Shuara, el eje W las estructuras Shushuqui y Secoya.	Excelente	< 90 km. Cocina Noroeste (Area de Bermejo)
Shushufindi-1	Excelente, Inmadura, II	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Bueno	Bueno	Mediano	Muy Bueno	Regular	Edad: Turoniano - Maastrichtiano. Tipo: Anticlinal N - S. Longitud: 33 Km. Ancho: 6 - 7 Km. Cierre: 371 pies. Tiene tres culminaciones, dos en el anticlinal Shushufindi y una denominada Aguarico.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Singue-1	Bueno, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, buen sorteo, estratificación cruzada.	Pobre	Pobre	Mediano	Excelente	Bueno	Estructura Libertador. Edad: Turoniano - Maastrichtiano y otra deformación en el Eoceno. Tipo: Cajón. Longitud: 21 Km. Ancho: 6 - 6.5 Km. Cierre: 240 Km. Consta de 4 sub estructuras alineadas en 2 ejes N - S que se fusionan hacia el S conformando el periclinal Pichincha - Carabobo. El eje oriental cruza las estructuras Pacayacu y Shuara, el eje W las estructuras Shushuqui y Secoya.	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)

Tetete-1	Buena, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, buen sorteo, estratificación cruzada.	Excelente	Pobre	Mediano	Excelente	Regular	Edad: Coniaciano - Eoceno Inferior. Formada por 2 altos de orientación NE - SW, el alto Tapi en la parte NW y el alto Tetete ubicado al SE y de mayores dimensiones.	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
VHR-1	Buena, Inmadura, II	Canales fluviales, areniscas limpias, buen sorteo, estratificación cruzada.	Pobre	Pobre	Liviano	Buena	Muy Buena	Edad: Turoniano Superior - Coniaciano - Maastrichtiano, sigue su deformación en el Eoceno Temprano - Medio. Tipo: Anticinal. Es producto de dos deformaciones, una tectónica y otra sin - sedimentaria.	Excelente	100 - 150 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Yuca-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Buena	Pobre	Pesado	Excelente	Muy Buena	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticinal N - S, integrada por dos altos, el mayor de ellos ubicado al N. Cierre: 70 pies el del N y 55 pies el del S.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Yuca Sur-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Regular	Pobre	Pesado	Muy Buena	Regular	Edad: Maastrichtiano. Tipo: Anticinal N - S, integrada por dos altos, el mayor de ellos ubicado al N. Cierre: 70 pies el del N y 55 pies el del S.	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)
Yuturi-1	Buena, Inmadura, II	Barras arenosas mareales, areniscas intercaladas con lutitas, facies heterolíticas, estratificación cruzada.	Excelente	Buena	Pesado	Muy Buena	Pobre	Edad: Primera etapa, Turoniano - Maastrichtiano, segunda etapa, Paleoceno Inferior y tercera etapa, Neógeno.	Muy Buena	50 - 100 Km. Cocina Centro (Area de Auca)
Zorro-1	Excelente, Inmadura, II / III	Planicie arenosa submareal, mudstone con estratificación lenticular.	Pobre	Pobre	Pesado	Muy Buena	Regular	Anticinal pequeño	Excelente	< 50 km. Cocina Centro (Area de Auca)