

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE INGENIERIA DE CIENCIAS DE LA TIERRA

**REPUESTAS DE LAS FORMACIONES SANTO TOMAS Y ATLANTA DEL
CAMPO ANCON AL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO, ANALISIS
ESTADISTICO E INDICACIONES PARA EL FRACTURAMIENTO**

PROYECTO DE GRADO

Previo a la obtención del título de

INGENIERO EN PETROLEO

PRESENTADO POR

FRANCISCO EDUARDO LOPEZ ORRALA

GUAYAQUIL – ECUADOR

2000

DECLARACION EXPRESA

" La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de graduación de la ESPOL)

FRANCISCO EDUARDO LOPEZ ORRALA

Céd. Id. # 09122635026

TRIBUNAL DE GRADUACION

Ing. Edison Navarrete
DECANO DE LA FACULTAD DE
ING. EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Ing. Gabriel Colmont M.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. José Cabezas
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

Ing. Ricardo Gallegos
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico mi trabajo escrito a ese ser tan especial que es mi madre, además también de mi padre, hermanos y a las personas que me apoyaron moralmente y colaboraron a que se lleve a feliz termino este trabajo.

AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar al divino creador por ser el quien supo guiarme por el camino de la sabiduría para que entrara en una nueva etapa de mi vida, de realizarme como profesional.

Agradezco también, al Ing. Gabriel Colmont profesor guía de mi tesis, al Ing. Ricardo Gallego, y a todo el personal de la compañía General de Combustible, que colaboró de una manera desinteresada con la elaboración de mi trabajo.

Resumen

Los campos de petróleo de la península de Santa Elena viene produciendo un crudo de alta calidad (>36 °API) desde algo mas de 50 años. Pero lamentablemente, las tasas de producción nunca fueron altas y al presente se tienen un promedio de 2-2.5 barriles por día, aunque hay pozos que entregan 15 y algo mas barriles por día.

Para estimular la producción de estos campos en el pasado, se han realizado en sus pozos fracturamientos hidráulicos, lo que habiendo producidos juegos de micro fallas en los alrededores del pozo han incrementado la permeabilidad, el factor de eficiencia de flujo y en consecuencia, la producción de petróleo. Con estos fracturamientos se ha observado que inicialmente las tasas han crecido 1.5 a 2.5 pero rápidamente han vuelto a decrecer estabilizándose en una declinación promedio del 5 – 7%.

Con este antecedente, pareciera una opción válida realizar una nueva campaña de fracturamiento con el propósito de incrementar la producción. Para el diseño de fracturamiento es necesario contar con una información geológica detallada de mecánicas de rocas y petrofísica de la zona de interés. Pero, lamentablemente este tipo de información con el detalle requerido no está disponible para las formaciones Atlanta y Santo Tomás, que son de interés en el presente estudio. Frente a este hecho, un enfoque razonable para conocer cuantitativamente como las formaciones responderían a los nuevos fracturamientos pudiera ser un análisis estadísticos a fin de

buscar parámetros críticos para el diseño de fracturamiento. Este enfoque es el objeto de estudio.

Un total de 400 archivos de pozos fueron consultados y se seleccionaron finalmente 103 pozos del campo Santo Tomás. En la formación Atlanta, 21 pozos han sido fracturados con lodo base petróleo y 23 pozos con lodo base agua; mientras en la formación Santo Tomás , 29 pozos fueron fracturados con lodo base petróleo y 30 pozos con lodo base agua; Solo se recopiló la información del periodo 1963 a 1968, que fue útil a nuestro estudio por reunir los 103 pozos similitud en cuanto al tipo de información requerida.

Para el análisis estadístico se recopiló información respecto a parámetros de fracturamiento, de la zona de pago estimulada y de las respuestas de las formaciones.

Esta información incluye:

1. Volumen de inyección de fluido de fracturamiento.
2. Numero de sacos de arena.
3. Caudal de inyección.
4. Espesor neto de formación (Zona de pago).
5. Producción acumulada de petróleo.
6. Incremento de caudal de producción.
7. Volumen de inyección/Espesor neto.

8. Numero de sacos/Espesor neto.
9. Caudal de inyección/Espesor neto.

Con esta información y apoyado en el programa SYSTAT se realizaron 24 correlaciones de 1 y 2 variables independientes, utilizando MINIMOS CUADRADOS.

Se relaciono líneas de tendencia de base agua y base petróleo con respecto a la acumulada y al volumen de inyección, el total de sacos de arena y la tasa de inyección sobre el espesor neto, sacando como conclusión que los fluidos de fracturamientos base agua tienen mas barriles acumulados hasta los tiempos actuales que los fracturados con los fluidos base petróleo en la formación Santo Tomás Mientras que en la formación Atlanta los fracturados con base agua han tenido mayor éxito.

Convendría hacerse un estudio estadístico de fracturamiento para todos los campos petroleros de la península de Santa Elena, a fin de ganar mayor información complementaria para los nuevos diseños.

INDICE GENERAL

	PAG
RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	IX
INDICE DE FIGURAS.....	XIII
INDICE DE TABLAS.....	XVII
SIMBOLOGIA.....	XVIII

CAPITULO I

OBJETIVO, ALCANCE Y METODOLOGÍA DE ESTUDIO.....	21
1.1 VARIABLE ESTADISTICAS.....	24

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN GEOLOGICA DEL AREA DE ESTUDIO.....	25
2.1 GEOLOGIA REGIONAL.....	25
2.2 FORMACIONES GEOLOGICAS.....	29
2.2.1 Tablazo.....	31
2.2.2 Punta Ancón.....	31
2.2.3 Seca.....	32
2.2.4 Socorro.....	33
2.2.5 Clay Pebbles Beds.....	34
2.2.6 Santo Tomás.....	35
2.2.7 Lutita Atlanta.....	36

2.2.8 Atlanta.....	37
2.2.9 Wildfysch.....	38
2.2.10 Piñón.....	38
2.2.11 Cayo.....	39
2.3 FORMACIONES DE INTERES.....	39
2.3.1 Atlanta.....	40
2.3.2 Santo Tomás.....	40

CAPITULO III

HISTORIA DE LOS DISTINTOS METODOS DE FRACTURA UTILIZADOS DESDE EL INICIO DE LA PRODUCCION DEL YACIMIENTO.....42

3.1 TIPOS DE SERVICIOS DE FRACTURAMIENTO EN LA FORMA DE ESTUDIO.....	45
3.1.1 Sanfrac.....	46
3.1.2 Petrojel.....	46
3.1.3 Petrofrac.....	47
3.1.4 Cellufrac.....	48
3.1.5 Acid Petrofrac.....	49
3.1.6 Stratafrac.....	50
3.1.7 Frac Acid.....	51
3.1.8 Duofrac.....	52
3.1.9 Waterfrac.....	53

CAPITULO IV

TEORIA Y TECNICA DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	54
4.1 DEFINICION.....	56
4.2 SUSTENTADORES.....	57
4.2.1 Equipo de mezclado.....	58
4.3 SELECCION DE POZOS PARA LA FRACTURACION.....	60
4.4 RESULTADOS DE LA FRACTURA SOBRE LA FORMACION.....	62
4.4.1 Limpieza de pozos.....	63
4.5 PROPIEDADES DE LA ROCA.....	65
4.5.1 Deformación elástica.....	65
4.5.2 Tensiones en el subsuelo.....	67
4.6 POZOS MARGINALES.....	70
4.7 FLUIDOS DE FRACTURACION.....	70
4.7.1 Tipos de fluidos.....	77
4.7.2 Fluidos de base acuosa.....	72
4.7.3 Fluidos de base petróleo.....	73

CAPITULO V

ANALISIS ESTADISTICO.....	75
5.1 DESCRIPCION DE LA BASE DE DATO DISEÑADA PARA EL ESTUDIO.....	75

Relación de variables de fracturamiento de la formación Atlanta y Santo Tomás	75
5.1.1 Compilación de información	76
5.1.2 Estructuración de la base de datos	86
5.1.4 Estadística.....	86
5.2 CORRELACION DE DATOS ESTADISTICOS.....	91
5.2.1 Modelo matemático	91
5.2.2 Estudio estadísticos	92
5.2.3 Métodos de los mínimos cuadrados	93
5.2.4 Modelo matemático que relaciona las variables de fracturamientos	95
ANALISIS DE RESULTADO	132
CONCLUSIONES	134
RECOMENDACIONES	136
MAPAS	
BIBLIOGRAFIA	

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO II

FIGURA 2.1 Columna estratigráfica tipo península de Santa Elena.....	30
--	----

CAPITULO IV

FIGURA 4.1 Trampas geológicas.....	55
FIGURA 4.2 Pozos fracturados.....	58
FIGURA 4.3 Fuerza compresional.....	66
FIGURA 4.4 Diagrama de deformación	67
FIGURA 4.5 Presión litostática.....	69

CAPITULO V

FIGURA 5.1 Relación base agua y base petróleo con respecto a la acumulada de petróleo.....	112
FIGURA 5.2: Relación base agua y base petróleo con respecto a la diferencia producción de petróleo.....	113
FIGURA 5.3: Relación base agua y base petróleo con respecto a la acumulada de petróleo	114

FIGURA 5.4: Relación base agua y base petróleo con respecto a la diferencia de producción de petróleo.....	115
FIGURA 5.5: Frecuencia acumulada con respecto al VI/EN base agua	116
FIGURA 5.6: Frecuencia acumulada con respecto al VI/EN base agua.....	117
FIGURA 5.7: Histograma de frecuencia de acumulada VS volumen de inyección sobre espesor neto.....	118
FIGURA 5.8: Histograma de frecuencia de acumulada VS total de sacos de arena sobre espesor neto.....	118
FIGURA 5.9: Histograma de frecuencia de acumulada VS caudal de inyección sobre espesor neto.....	119
FIGURA 5.10: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS volumen de inyección sobre espesor neto.....	119
FIGURA 5.11: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS total de sacos de arena sobre espesor neto.....	120
FIGURA 5.12: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS caudal de inyección.....	120
FIGURA 5.13: Histograma de frecuencia de acumulada VS volumen de inyección sobre espesor neto.....	121
FIGURA 5.14: Histograma de frecuencia de acumulada VS total de sacos de arena sobre espesor neto.....	121

FIGURA 5.15: Histograma de frecuencia de acumulada VS caudal de inyección sobre espesor neto.....	122
FIGURA5.16: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS volumen de inyección sobre espesor neto.....	122
FIGURA 5.17: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS total de sacos de arena sobre espesor neto.....	123
FIGURA 5.18: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS caudal de inyección.....	123
FIGURA 5.19: Histograma de frecuencia de acumulada VS volumen de inyección sobre espesor neto.....	124
FIGURA 5.20: Histograma de frecuencia de acumulada VS total de sacos de arena sobre espesor neto.....	124
FIGURA 5.21: Histograma de frecuencia de acumulada VS caudal de inyección sobre espesor neto.....	125
FIGURA 5.22: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS volumen de inyección sobre espesor neto.....	125
FIGURA 5.23: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS total de sacos de arena sobre espesor neto.....	126
FIGURA 5.24: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS caudal de inyección.....	126
FIGURA 5.25: Histograma de frecuencia de acumulada VS volumen de inyección sobre espesor neto.....	127

FIGURA 5.26: Histograma de frecuencia de acumulada VS total de sacos de arena sobre espesor neto.....	127
FIGURA 5.27: Histograma de frecuencia de acumulada VS caudal de inyección sobre espesor neto.....	128
FIGURA 5.28: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS volumen de inyección sobre espesor neto.....	128
FIGURA 5.29: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS total de sacos de arena sobre espesor neto.....	129
FIGURA 5.30: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS caudal de inyección.....	129

INDICE DE TABLAS

	Pag
TABLA # 1 Formación Santo Tomás base petróleo	77
TABLA # 2 Formación Santo Tomás base agua	79
TABLA # 3 Formación Atlanta base petróleo	81
TABLA # 4 Formación Atlanta base agua.....	83
TABLA # 5 Resultados de los parámetros de fracturas	107
TABLA # 6 Tabla de frecuencia formación Santo Tomás base petróleo	108
TABLA # 7 Tabla de frecuencia formación Santo Tomás base agua	109
TABLA # 8 Tabla de frecuencia formación Atlanta base petróleo	110
TABLA # 9 Tabla de frecuencia formación Atlanta base agua	111
TABLA # 10 Resultados de las relaciones de las ecuaciones de mínimos Cuadrados	130
TABLA # 11 Valores críticos de D*	131

SIMBOLOGIA

α	Confiabilidad.
$\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$	Constante de regresión.
D	Diferencia máxima absoluta.
D*	Valor crítico de D.
DQ*	Diferencia de producción estimada.
DQ	Diferencia de producción antes y después del fracturamiento.
F _i	Frecuencia.
F	Fuerza compresional lbs/pulg ² o Kg/cm ² .
F(x)	Densidad de probabilidad.
σ	Deformación lineal
σ^*	Desviación estándar.
n	Números de muestras.
QI/EN	Caudal de inyección dividido para el espesor neto.
S ²	Varianza.
Σ	Sumatoria.

T_{sxs}/EN	Numero de sacos de arena dividido para espesor neto.
t_{α}	Grado de significancia
τ	Grado de libertad.
μ	Media de la población.
VI/EN	Volumen de inyección dividido para el espesor neto.
x_1, x_2, y_1	Conjunto de coordenadas en el plano.
X	Media de la muestra.
Z	Variable aleatoria estandarizada.

INTRODUCCION

El campo Ancón tiene diversidad de yacimientos, estos yacimientos están demasiados fallados que es imposible acertar a una porosidad y permeabilidad estándar aunque cada pozo se encuentre distanciado entre 5 a 20 metros de distancia entre si.

Se realizará un estudio estadístico para calcular la media aritmética, la varianza y demás parámetros estadígrafos con respecto a los diferentes tipos de fluidos, la cantidad de sacos de arena y la rata de inyección de fluidos de fracturamiento con la cual se fracturó las formaciones Santo Tomás y Atlanta.

Para calcular el espesor neto de formación se fue sumando los tramos de pago de los registros de Gamma Ray de cada pozo en un programa de computación llamado S.I.G.E.O. existente en la compañía general de combustible C.G.C.

En los diferentes tipos de trabajo realizados se utilizaron dos tipos de granulometría de arena 20/40 y 10/20 que eran los más aconsejables para estos tipos de formaciones existentes.

CAPITULO I

OBJETIVO ALCANCE Y METODOLOGIA DE ESTUDIO

El desarrollo de esta tesis tiene como objetivo el relacionar los parámetros de fracturación en las formaciones geológicas Atlanta y Santo Tomas, del campo Santo Tomás de la península de Santa Elena, usando modelos estadísticos de interpretación.

Los datos son obtenidos de muestras o colección de mediciones a menudo son tan numerosos que carecen de utilidad a menos que sean condensados o resumidos a una forma mas adecuada,

Algunas veces puede ser satisfactorio presentar los datos tal como se los encuentran y obtener información directa de ellos; otras veces será necesario agruparlos y presentarlos en forma gráfica o tabulados sin embargo, la mayoría de las veces tienen que ser resumidos aún más.

Una vez reunidos, esos datos se deben describir y analizar para producir información resumida. Con frecuencia, las representaciones gráficas pueden ser el medio más eficaz de comunicar esa información.

La forma más común de presentar gráficamente es por medio de una distribución de frecuencia como lo es el histograma. El histograma de una distribución de frecuencia se construye con rectángulos adyacentes, la altura de los rectángulos representa la frecuencia de clase y su base se extiende entre frontera de clases sucesivas.

Uno de los parámetros estadísticos de medida es la media aritmética y la mediana; muchas veces es preferible utilizar, la mediana como medida descriptiva del centro o localización de un conjunto de datos. Esto sucede en particular si se desea minimizar los cálculos o se requiere eliminar el efecto de valores extremos (muy grandes o muy pequeños). La mediana de n observaciones X_1, X_2, \dots, X_n pueden definirse vagamente como el valor " más cercano a la mitad ".

Una de las características más importante de casi cualquier conjunto de datos es que los valores no son todos iguales; En realidad el grado en que sean distintos o que varíen entre sí es de importancia básica en la estadística. Las cantidades como la media y la mediana describen un aspecto importante de un conjunto datos, pero no nos dicen nada acerca de esta otra característica básica relativa a la dispersión.

Observamos que la dispersión de un conjunto de datos es pequeña si los valores están acotados y muy cerca alrededor de su media, y que es grande si los valores están disperso con amplitud alrededor de su media, por lo tanto parecería razonable medir la variación de un conjunto de números X_1, X_2, \dots, X_n que tiene la media X ; Las diferencias $X_1 - X, X_2 - X, \dots, X_n - X$ se llama desviaciones de la media. Esto nos sugiere por sí mismo que deberíamos usar su promedio como medida de variación en el conjunto de datos: desafortunadamente, aunque esto no suceda, la suma de las desviaciones siempre es cero.

El principal objetivo de esta investigación estadística es efectuar predicciones basándose en ecuaciones matemáticas. El método mas utilizado y que será empleado en esta tesis para un mejor ajuste de curva es el método de mínimos cuadrados.

1.1 VARIABLES ESTADISTICAS

Se entiende como variable de fracturamiento al conjunto de todos los parámetros o condiciones con que se cuentan para un mejor resultado de producción del pozo y que determina el éxito del tratamiento al pozo.

Existe una gran diversidad de parámetros en una fracturación sin embargo, se mencionarán aquellos mas relacionados íntimamente con la formación.

- Número de sacos de arena.
- Volumen de fluido de fracturamiento.
- Tasa de inyección hacia la formación.
- Tipo de fluido.
- Acumulado de petróleo.
- Espesor neto de formación.
- Diferencia de producción antes y después del fracturamiento.

Cabe recalcar que dentro de este grupo de parámetros faltan datos como viscosidad del fluido, presión de inyección y otros que no están en la base de datos debido a que no se encuentran en los archivos de los pozos consultados.

CAPITULO II

BREVE DESCRIPCION GEOLOGICA DEL AREA DE ESTUDIO

2.1 Geología Regional⁽¹⁾

Las cuencas sedimentarias de la costa Ecuatoriana, desde los primeros estudios realizados, fueron relacionadas con las cuencas pacíficas colombianas, encontrando similitudes tanto en los basamentos como en la estratigrafía.

La zona suroccidental del país geológicamente comprende las siguientes unidades tectónicas Chongón-Colonche, Cuenca progreso, Greven de Jambelí y levantamiento de Santa Elena.

El primer modelo basado en la teoría de la Tectónica de Placa para explicar la geología de la costa Ecuatoriana fue presentado por Faucher y Savoyat⁽²⁾ quienes sugirieron que la falla Guayaquil Dolores, definida por primera vez por Molkes y

Sikes es un paleolimites de placas. Esta falla correría paralela al canal de Jambelí y tendría un movimiento dextral. Recién en 1978, se confirma la existencia del “Sistema de Subducción Ecuatoriano” con la descripción de los principales elementos morfotectónicos de la fosa y del margen continental ecuatoriano.

Feininger y Bristol⁽³⁾ desarrollan una historia cretácico-paleógeno basada en supuestas interacciones de placas a lo largo de la falla Guayaquil-Dolores-Romeral, pero todo esto se basó en un macro conocimiento de la estratigrafía de la cuenca Progreso y Península de Santa Elena que los llevó a aceptar como válida la hipótesis del “Complejo Olistostrómico de Santa Elena” propuesta por Azad y popularizada por Coldman⁽⁴⁾ Según estos autores las rocas de los grupos Azúcar y Ancón de la cuenca Guayaquil fueron emplazados por la “tectónica de gravedad”. El levantamiento de Santa Elena conocida como Prisma Acrecional, esta limitado, al Norte por la cordillera Chongón-Colonche, al Noreste por la falla de la cruz, al Sur por el Graven de Jambelí y al Oeste por el Océano Pacífico, siendo en este levantamiento donde se ubica el campo petrolífero de Ancón. En esta área se presenta un conjunto de pelagitas cretácicas (+ o - 70 millones de años de antigüedad) que constituyen el sustratum de la cuenca, y turbiditas paleógenas, depositadas en un ambiente de aguas marinas profundas, que conforman la cubierta sedimentaria de edad terciaria (+ o - 50 millones de años de antigüedad), las cuales guardan entre sí complejas relaciones tectónicas. El levantamiento de Santa Elena se presentó como una unidad geológica emergente a partir del Neógeno cuando se activo el sistema de fallamiento de la

Cruz. Un aumento del nivel del mar, durante el cuaternario, ha dejado como evidencia extensos depósitos de terrazas marinas, que conforman un rasgo típico de la geomorfología peninsular. El Prisma Acrecional está conformado fundamentalmente por las rocas del Grupo Azúcar de edad paleocena, rocas cretácicas como las de la Libertad y Salinas.

En pequeñas cuencas que se observan sobre el Levantamiento de Santa Elena (Prisma Acrecional) se depositaron sedimentos turbidíticos durante el eoceno, los mismos que presentan una menor deformación que los observados en rocas del Prisma propiamente dicho.

Las cuencas ante-arco (Manabí Sur, Manabí Norte y Borbón), difieren estructuralmente al sur y al norte de la cordillera Chongón-Colonche; tienen ejes N.E - S.O y presentan un espesor de columna sedimentaria de hasta 5 Km. (es decir son más someras que al sur de la cordillera Chongón-Colonche). Estos ejes son paralelos pero están desplazados por accidentes transversales interpretados como fallas de desplazamiento sinistral. El límite occidental de la cuenca con el Prisma Acrecional es bien marcado por fallas regionales como la falla Portoviejo, mientras que el límite oriental es un sistema de fallas escalonadas que permite subir lentamente al basamento hasta aflorar en la cordillera occidental.

Al sur de la cordillera Chongón-Colonche se encuentran las cuencas Progreso y Graven de Jambelí con ejes N.O - S.E y N.E - S.O dispuestos perpendicularmente. La dirección N.O - S.E. del eje de la cuenca Progreso corresponde a la de los accidentes transversales que cortan a los ejes de las cuencas ante-arco situadas al norte de la cordillera Chongón-Colonche, por lo que se infiere que las fallas paralelas a esta dirección son también accidentes de desplazamientos sinestral.

La dirección N.E.-S.O. del Graven de Jambelí es paralela a las cuencas ante-arco del norte de la cordillera Chongón-Colonche. Su límite occidental con el prisma está marcado por una serie de fallas escalonadas, mientras que el límite oriental contra el basamento es una paleo-superficie que se inclina regularmente hacia el eje de la cuenca y sobre ella se acuñan los sedimentos pliocuaternarios.

No se puede establecer una información estratigráfica detallada de acuerdo al principio de superposición, ya que el subsuelo del campo Ancón ha sido considerado como un conjunto de cuerpos de areniscas envueltos en una matriz arcillosa, que conforma un gigantesco complejo olistostrómico emplazado en el Eoceno Medio a Superior, con un espesor de más de 12000 pies que ha sido el modelo geológico escogido entre otros posibles aplicables al área, tales como: pliegues y fallas, deslizamientos gravitacionales, sistemas de fallas transcurrentes, prisma acrecino, todos estos asociados a la tectónica de placas.

El término olistostromo en su acepción original, designa a un cuerpo sedimentario de material litológico o petrográficamente homogéneo. Contiene una matriz y cuerpos de material coherente (olistolitos) mezclados íntimamente y sin estratificación. No hay restricción en el tamaño de los olistolitos o en la relación olistolitos/matriz. El flujo de detritos, es decir el flujo sedimentario por gravedad, de clastos transportados y sostenidos por una matriz, es el principal, por no decir el único mecanismo de olistostromo.

Este modelo geológico es el que ha venido siendo más investigado y desarrollado puesto que en forma global coincidiría con otros modelos, en cuanto a que permite establecer la geometría y características estructurales propias de los cuerpos productores en el área de Ancón definidas gracias a la disposición de información del subsuelo de gran número de pozos.

2.2 Formaciones Geológicas.

A continuación se presenta una descripción de cada una de las formaciones que se encuentran en el subsuelo de Ancón en el orden que se presenta en la columna estratigráfica generalizada de la figura N° 2.1

COLUMNA ESTRATIGRAFICA TIPO PENINSULA SANTA ELENA

SISTEMA	LITOLOGIA	FORMACION	DESCRIPCION		
CUATERN		TABLAZO	Deposito aluvial		
		SOCORRO	Lutita gris, rica en radiolarios,		
		C.P.B	Lutita con radiolarios, intercalaciones de arena fina y limolita Lutita grisasea, con intercalaciones de arena		
		Marker	GRUPO ANCON		Conglomerado, fragmento de cuarzo angulosos
					Arena con intercalaciones de lutita. conglomerado, fragmento de cuarzo
					arena sucia de grano medio, con intercalaciones de lutita, con pebbles pequeños (tipo concreciones de la misma arcilla) saturado de petroleo
		EOCEO	SANTO TOMAS		Arenisca lutitica de grano medio fino, con alto contenido de limo, baja porosidad.
					Lutita de color gris oscuro
					Arena de grano medio a fino, dura, compacta, porosidad pobre, con lentes delgado de lutita
		TERCIARIO		ATLANTA SHALE	Arenisca de grano fino. Lentes delgado de lutita Lutita arenosa de color gris, con presencia de fragmento pequeño de cuarzo.
GRUPO AZUCAR				Arenisca conglomeratica, deleznable, de grano medio, fracturada, con inclusiones de lutita y rodado de cuarzo lechoso, vetas de calcita, indicio de oil y gas.	
				Lentes de lutita Arenisca conglomeratica, fracturada, de grano medio a grueso, con raro fragmento de cuarzo saturado de hidrocarburo liviano.	
				Arenisca de grano fino con intercalaciones de lutita y pequeño conglomerado de cuarzo.	
PALEOCENO	ATLANTA SANSTONE				Arenisca conglomeratica, grano medio a grueso, con ligeras intercalaciones de lutita en menor proporcion fragmento de cuarzo, presencia de crudo liviano y gas.
					Arenisca lutitica de grano fino
					Arenisca de grano medio, fracturada con pocas intercalaciones de lutita traza de crudo liviano.
					Discordancia
CRETACEO				CAYO	Lutitas verdosas de bajo grado de metamorfismo.
					Conglomerado tipo Chert, deleznable, de buena porosidad, saturado de hidrocarburo.
		Lutita de color negro, rica en materia organica, posible roca madre			
		Conglomerado tipo Chert.			
			Lutita de color negro, rica en materia organica. Conglomerado tipo Chert.		
	Lutita de color negro, con cierto grado de metamorfismo.				
	PIÑON	Rocas diabasas, porfiriticas (igneas).			

Fig 2.1.

2.2.1 Tablazo

Los tablazos han sido conocidos en la costa por muchos años como “tableland” que significan terrenos de mesa y playas elevadas, antes de la denominación de Tablazo. Se ha dividido a la unidad en tres tablazos, del más profundo al más somero: Muey, Santa Elena y Alto Tablazo.

AZAD P⁽⁵⁾ tiene una teoría diferente. Piensa que todos los niveles de tablazo, que son más de los tres citados, son el resultado del callamiento. Sin embargo, piensa que han ocurrido tres cambios en el nivel más reciente; el más somero está representado por el tope plano de la Península de Santa Elena, y el más profundo corresponde a la playa elevada en las puntas Certeza, Ancón y Carnero

2.2.2 Punta Ancón.

La localidad tipo es punta Ancón cuyos espesores varían entre 370 y 1400 pies, donde 400 pies de estrato están expuestos, pero es un olistolito grande en contacto tectónico con la lutita seca por debajo. Otras ocurrencias de los olistolitos se conocen entre Santa Elena y San Pablo; en la parcela Progreso 2 Km N. O. De Santa Elena se han encontrado areniscas parecida a las de

Punta Ancón en el Sur, areniscas similares también fueron penetradas en la zona se Santa Paula debajo del Olistostromo Azúcar (En Punta Ancón están encima del Azúcar) y Punta Manbra.

La litología es predominante de grauvaca muy pobremente estratificada de tersura suave a dura y de coloración amarilla-anaranjada. El grano varía entre fino y grueso y están mal clasificados. El ambiente sugerido es marino, de poca profundidad y litoral pasando a deltaico.

En la playa de centinela, el olistostromo está compuesto casi en su totalidad por olistolitos con poca matriz. En cambio unos kilómetros fuera del mar predomina la matriz

2.2.3 Seca

Miembro del grupo Ancón, ahora considerado como parte del complejo olistostrómico de Santa Elena

Anteriormente el nombre ha sido aplicado a la sección argilácea encima de la formación Socorro, y está bien definida en los registros eléctricos. Pero en cambio, en los aflojamientos excelentes a lo largo de la playa, se observan variaciones litológicas y fáunicas. El aspecto unificado de la lutita seca es que

son pedazos de turbiditas distales (las más alejadas de sus fuentes de origen) del Eoceno Superior, Cada uno tiene contacto teutónicos con sus vecinos.

En el subsuelo los depósitos encima de la Socorro son casi exclusivamente Argiláceos pero en la playa se ven las lodolitas masivas de la cacique, lutitas grises yesíferas, lutitas cafés y areniscas turbidíticas. En el S.E. las areniscas son más comunes y pasando punta Mambra se pierde el carácter de turbiditas y no se pueden diferenciar la seca de la Socorro. En el S.E. ocurren horizontes olistostrómicos que contienen olistolitos de piedras hasta 10 cm. y de “ guijarros de arcilla ” . El contacto basal de Socorro es una falla de ángulo bajo y la Socorro abajo está completamente brechada por el movimiento. El contacto superior con los olistolitos arenáceos de Punta Ancón también es teutónico. El espesor incompleto pasa los 500 pies.

2.2.4 Socorro.

AZAD P definió la formación y designó la localidad tipo. Toma su nombre de la parcela Socorro del campo petrolero de Ancón y de la quebrada Socorro. Luego en 1957 dividió la formación en tres miembros: Socorro Superior, Seca Falsa Y socorro Inferior, que se distinguen por Geofísica y Paleontología, Ahora con la teoría olistostromica de Azad y Coldman se

piensa que las divisiones no tienen valor, y probablemente son tectónicas y no estratigráficas. La unidad está conocida principalmente en el distrito petrolero de Ancón. Hay buenos afloramientos en los acantilados marinos cerca del campamento de Ancón.

La Socorro tiene contactos tectónicos en cada dirección. NO es una unidad rígida, es muy fracturada y se ha deslizado sobre el olistostromo inferior. Consiste casi enteramente de turbiditas, pero estas representan solamente una porción de la formación original que no se ve en el sitio en ninguna parte.

Las areniscas son grauvacas de color gris-verde, medio duras y cementadas por calcitas y material argiláceo. Las lutitas interestratificadas son gris-verdes. Los buzamientos generales son menores a 20 grados.

2.2.5 Clays Pebbles Beds.

Antes fue considerado como una formación, pero ahora es considerado como un olistostromo. Ocurre principalmente en la zona de Ancón entre el olistostromo Azúcar Inferior Socorro Superior. Hay buenos afloramientos en los acantilados de Ancón y en la quebrada Socorro

La matriz del olistostromo es de arcilla verde-gris que meteoriza al anaranjado. La arcilla es a veces arenosa y generalmente sin estructura. Hay lugares donde está afectada fuertemente por espejos de fricción. Los guijarros de arcilla (Clay Pebbles), son pulidos, redondeados o subangulares, cubiertos por una película de óxido de hierro y se separan fácilmente de la matriz. También hay olistolitos de tipo Socorro (areniscas estratificadas turbidíticas) que son más numerosas cerca del contacto con Socorro. A veces están impregnadas con aceite

En ciertos pozos, un desarrollo de areniscas con capas de Clay Pebbles se ha llamado Arenisca Santo Tomás. Este es un olistolito de tipo Atlanta. El espesor es muy irregular y varía entre 0 y 2500 pies

2.2.6 Santo Tomás

Está definida como arenisca conglomerática dura, debajo de los Clay Pebbles Beds y descansando sobre las areniscas y conglomerados del Azúcar. Coldman declaró que la unidad tipo de Santo Tomás consiste de una lengua de areniscas y conglomerado del tipo Atlanta, que parece unirse con la Atlanta principal al Sur y desaparece al Norte. Al Este y al Oeste termina bruscamente. En este sector la Santo Tomas y la Atlanta están separadas por los Pasajes Beds. Al Norte de la unidad tipo, el nombre Santo Tomás y

Atlanta han sido aplicados a las areniscas y conglomerado de menor importancia de los Clay Pebbles Beds, que parecen ser olistolitos del Complejo olistostrómicos de Santa Elena.

Coldman pensó que el nombre de Santo Tomás había sido dado al número de bloques aislados del tipo de areniscas y conglomerado de Atlanta. Ahora piensa que la arenisca Santo Tomás está formada de olistolitos de tipo de Adnata y que no es una unidad estratigráfica.

2.2.7 Lutita Atlanta.

En los pozos de Ancón generalmente hay un intervalo de areniscas delgadas, limos y arcilla entre el tope de areniscas Atlanta y la base de Clay Pebbles Beds o la arenisca Atlanta y la base de Clay Pebbles Beds o la arenisca Santo Tomás. Coldman lo relaciona con la matriz Azúcar en la parte circundante de Ancón. Azad pensó que son bloques deslizados de formaciones que descansan sobre el olistostromo Azúcar

El espesor varía considerablemente, entre 0 y 2600 pies, y es difícil saber donde poner el contacto superior.

2.2.8 Atlanta

Nombre dado a los olistolitos arenáceos en la península de Santa Elena, que antes se llamaron Arenisca Atlanta. La arenisca Atlanta con la lutita Atlanta antes fueron llamados Formación Atlanta, ahora conocida como Olistostromo Azúcar.

Azad incluyó las rocas del Grupo en el olistostromo Azúcar y esto explica mucho el desorden que se ve en el campo. Como consecuencia de esta teoría, muchos de los nombres anteriores (Arenisca Santa Rosa, Arenisca Atlanta, Lutita Atlanta, Arenisca) que han sido correlacionados, están abandonados y reemplazados por la “Matriz Azúcar” y los “Olistolitos Atlanta” . Ya no es posible dividir el Olistotromo en formaciones litoestratigráficas ni hacer correlaciones laterales

En cortes Olistostromo Azúcar es un lente, su espesor puede llegar a unos 3000 m; así como también al Norte de Ancón el Olistostromo Azúcar desaparece bruscamente. En ciertos lugares el Olistostromo Azúcar descansa sobre el Olistostromo Wildflysch.

2.2.9 Wildflysch

Nombre introducido para un Olistostromo que ocurre entre las rocas cretácicas y el Olistostromo Azúcar en el campamento de Santa Paula, que aflora en la playa de Petrópolis. Antes fue conocido como formación Santa Elena y en parte como la formación Seca

La litología de la matriz varía, pero en las zonas de Santa Paula y Petrópolis, es material con evidencia de flujo plástico y muchos espejos de fricción. En los pozos transportados e incorporados al Complejo Olistostromico de Santa Elena. La formación descansa siempre sobre la formación Piñón

2.2.10 Piñón.

Esta compuesta en su mayoría de rocas extrusivas tipo basalto o andesita basáltica. En la localidad tipo consiste de piroclásticos no estratificados.

A veces se ven las estructuras “pillow” en los basaltos. Aglomerados ocurren en cantidad menor, así como argilitas tobáceas, limonitas y areniscas en capas delgadas.

La base no se encuentra. El tope es la base de la formación Cayo que descansa concordantemente y contacto transicional sobre la Piñón.

2.2.11 Cayo.

Se trata de una serie potente (hasta 8000 pies) de sedimentos duros y resistentes a la erosión. Comprende pizarras arcillosas y tobáceas muy solidificadas de color verde oscuro a gris verdusco, areniscas bastas, arenosas tobáceas hasta conglomeráticas de color pardo o negro, grauvacas y brechas finas de material volcánicos.

2.3 Formaciones de Interés.

La producción proviene principalmente de los yacimientos denominados Socorro, Azúcar (Atlanta), y Wildflysch, que se encuentran a profundidades que varían desde 800 a 4000 pies, desde 200 a 1800 pies y desde 200 a 1000 pies, respectivamente. Los yacimientos Azúcar y Socorro son de edad geológicas Eoceno Superior y Wildflysch del Cretácico.

2.3.1 Atlanta

En el campo Ancón es la de mayor aporte. La formación Atlanta es la más importante de todas por su volumen y producción. El máximo espesor de Atlanta en el campo fue detectado en el pozo X50 que atravesó más de 7000 pies sin llegar al contacto inferior, por lo que no se conoce su espesor total.

2.3.2 Formación Santo Tomás.

Formación Santo Tomás esta compuesta de secuencia de arenisca, conglomerado y lutitas. Se presenta como un canal de relleno con su eje central desarrollo hacia el área La Fe con dirección Este Oeste.

Presenta buen desarrollo hacia el campo Tigre y también hacia el Oeste (Central) y comienza a desaparecer hacia el campo la Fe. El espesor oscila entre 100 y 150 pies con resistividades del orden de los 12 a los 15 ohm-m. Hacia el Sur lo que antes se llamaba formación Santo Tomás en la zona de Tablazo la Fe ahora recibe el nombre de formación Atlanta. Esta interpretación es dada por análisis de los registros eléctricos. La formación Santo Tomás quedaría relegada a una arena que marca el fin del

ciclo sedimentario de pasaje Bed (PB) en la zona Tigre. Hacia el sur existe un resalto estructural importante debido a una falla que se levanta a la formación Atlanta (Antes llamada formación Santo Tomás).

CAPITULO III

HISTORIA DE LOS DISTINTOS METODOS DE FRACTURAMIENTOS UTILIZADOS DESDE EL INICIO DE LA PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO

Como resultados de varios años de experimentaciones en el laboratorio y estudio en el campo, en 1948 STANOLIND OIL AND GAS COMPANY, luego llamada Panamericana Petroleum Corporation y ahora AMOCO anuncio su proceso de fracturación hidráulica para aumentar la productividad de los pozos. En 1960, SCHLUMBERGER company realizó en forma simultánea los primeros tratamientos de fracturación con fines comerciales en Ancón. Así comenzó unos de los procesos de estimulación de pozos mas importantes que se haya conocido en la historia de la industria petrolera Ecuatoriana.

¿Cuál ha sido el significado de la fracturación hidráulica en la industria petrolera?. Las estimaciones más conservadoras demuestran que tres de cada cuatro pozos tratados han experimentados aumentos de producción provechosa y a su vez han incrementado en forma considerable el potencial del yacimiento.

En la actualidad muchos campos existen gracias a esta técnica. Sin la fracturación hidráulica se hubiera dejado de lado muchos campos productivos considerándolos improductivos o no comerciales. Un ejemplo es la famosa formación Spraberry en el occidente de Texas que se considero no productiva hasta que los tratamiento de producción probaron lo contrario y desde entonces todos los pozos terminados en ese período han sido fracturados.

Como en todos los descubrimientos se produjeron cambios en la fracturación hidráulica pues los primeros tratamientos se mantuvieron dentro de los límites muy conservadores. La inyección de volúmenes de 200 a 400 galones con $\frac{1}{2}$ libra de arena por galón a una velocidad de 2 a 4 barriles por minuto era considerada como un tratamiento promedio y el doble de esa cantidad era ya un trabajo grande.

En ocasiones un operador aventurero realizaba un tratamiento de 1500 a 2000 galones y se lo consideraba como muy arriesgado. Al hacerlo se utilizaban mas bombas por lo que resultaba un aumento de tasa de inyección; estos trabajos más grandes y con una tasa de inyección mas alta comenzaron a demostrar un aumento de producción mayor y continuo y gradualmente los tamaños de los trabajos y la tasa de inyección aumentaron.

La tasa de inyección mas alta permitieron la experimentación con fluido de menor viscosidad y costos con muy alto resultados. A finales de 1952 se popularizo el uso de

los residuos refinados y crudo mas pesados que permitió un mayor volumen por dólar de costo y a partir de ese momento la curva de tratamiento comenzó a crecer ininterrumpidamente. Los tratamientos realizados en 1975 mostraron un promedio de 37000 galones con 45000 libras de arena o una relación arena-fluido de aproximadamente 1.25 libra por galón.

La Dowell ingeniería, concluye su trabajo principalmente en la producción de gas y de petróleo; recientemente desarrolla una revolucionaria técnica para el tratamiento de fractura dando óptimos resultados.

Con el desarrollo de “Frac Guide”, Dowell ingeniería consolida y correlaciona la industria aceptando cálculos de datos de reservorios, propiedades de los fluidos de fracturas, y sus propias experiencias de miles de tratamiento. La “frac Guide” Ha dado buenos resultados tanto en pozos nuevos como viejos.

La “Frac Guide” ayuda en los siguientes casos:

- Escoge el propio fluido y aditivos que se encuentran en condiciones de reservorios.
- Para predecir el área fractura creada en algún tratamiento.
- Escoge el volumen de fluido para el tratamiento.
- Consigue una gran capacidad de fractura en cada tratamiento.
- Predice la presión en condiciones de superficies previa a un trabajo de fractura.

3.1 Tipos de servicios de fracturamiento en la formaciones de estudios.

Como cada pozo requiere de distintos tipo de tratamiento, la Dowell Schulmberger ofreció 09 tipos de servicio básicos de fracturas de desarrollo fácil, dependiendo de las características del pozo y de la producción de la formación.

Los siguientes diez métodos son:

Sandfrac.

Petrojel.

Petrofrac.

Cellufrac.

Acid Petrofrac.

Stratafrac.

Frac Acid.

Duofrac.

Riverfrac.

3.1.1 Sandfrac

Sandfrac es un servicio desarrollado por la Dowell designado a incrementar la producción de formaciones de baja solubilidades tales como Sandstone, Conglomerados y dolositas. Básicamente se bombea combinando el petróleo y arena en la formación. Se puede usar ambos crudos el especial o el petróleo refinado de gravedad media.

El petróleo especialmente refinado algunas veces es usado para Sandfrac por la Dowell, la arena suspendida idealmente es elevada temperaturas permanecen algunos pozos de petróleo.

Los pozos mixtos que dan crudo pueden ser cortado por otro de baja o alta pérdida de fluido. Estos también tienen un bajo contenido de asfalto la cual mantiene la adhesión de granos de arena hasta el petróleo de baja calidad. Estos permiten el flujo de petróleo retroceda libremente desde la formación después del tratamiento.

El Sandfrac es rápido, este no requiere de un equipo especial dura poco tiempo y no necesita gel para romper la formación.

3.1.2 Petrojel

Petrogel es un servicio de fractura por la Dowell empleando petróleo, Kerosene o diesel, que tiende a ser denso para reducir la rata de inyección

de arena. El tratamiento del material puede ser mezclado por el operador del pozo en los tanques que pertenecen al equipote la Dowell, este aceite denso se puede trabajar sin ningún problema.

El material usado por Petrojel resiste problema de altas temperatura, de ahí que este sea un medio de fractura para pozos de alta temperatura.

El aceite densificado después de entrar a la formación es diluido por los fluidos que existen dentro del pozo llevándolo cerca del crudo original, este fluido es de fácil retorno y no necesita de ningún agente de sostén.

Otras de grandes ventajas son:

Las pérdidas de fluidos de los materiales usados en petrojel pueden especialmente ser confeccionado de acuerdo a la necesidad de cada pozo, este es un medio de fácil penetración y de fácil retorno las paredes del pozo.

Las propiedades de la tensión superficial son bajas, también posee características lavables en la formación (bloquee el agua y remueva el lodo).

3.1.3 Petrofrac

Petrofrac es un servicio de fracturamiento de la Dowell en que se emplea el propio crudo de la operadora un agente especial desmulsificante y arena. La habilidad del fluido para llevar altas concentraciones de arena y reducir grandemente el peligro (screen out) aun en grandes agujeros disparados.

El kerosén, el diesel o destilados pueden también ser usados para petrofrac donde el crudo no es manejable no se lo puede utilizar, estos fluidos de alta gravedad son particularmente ventajosos donde la presión de fondo de pozo baja y causa dificultades en el retorno de los mas pesados, los fluidos más livianos pueden ser usados en pozos de gas.

La preparación del crudo modificado solo toma pocos minutos. La Dowell suministra todo el tanque móviles para muestra necesaria, equipo de inyección, químicos, aditivos y personal entrenado. No se requiere rompedor de gel para el retorno de los materiales que fueran tratados ni requeridos que se cierre el pozo después del tratamiento.

El tratamiento con Petrofrac presentaron buenos incrementos de producción en arena, arcilla, dolositas. Los pozos de petróleo y de gas están correspondientemente en este servicio de fractura. Este tratamiento a sido utilizado en las Formaciones Santo Tomás, de interés en el presente estudio.

3.1.4 Cellufrac

Cellufrac es un servicio de fracturamiento de la Dowell en que se usa petróleo para el fracturamiento. Se usa un agente químico especial para reducir la perdida de fluido y la caída de inyección de la arena de suspensión.

El incremento de agentes en el Cellufrac, son agentes miscibles grasosos estos proveen partículas de jabón en la base petróleo de los fluidos de fracturamientos. Este aditivo es producto estable manufacturado uniforme. Después que la reacción de los agentes es completados durante el trabajo se esperara grandes resultados.

La adición de agente usado en Cellufrac sirve como agente de control en perdida de fluido en el pozo. Tiene un costo comparable con otros agentes no solo para el control de perdida de fluido sino que también se puede trabajar con una baja rata de inyección.

3.1.5 Acid Petrofrac

Acid Petrofrac es un servicio de la Dowell designado para incrementar petróleo y gas designado para incrementar la zona de la formación en una operación. Esta fue desarrollado en fracturamientos primarios en zona con formaciones de limonitas y dolositas. Pero es más efectivos en sectores donde se encuentra los sandstone y conglomerado.

El material usado es un ácido en emulsión aceite, la fase del ácido se encuentra en grandes porcentajes. La fase de la mezcla con aceite puede ser kerosén, diesel o petróleo. La concentración de ácido puede ser variada

desde uno hasta quince por ciento. El fluido usado en el Acid Petrofrac puede ser mezclado a la densidades deseadas. Esta pérdida de fricción es baja. Esta tiene excelentes propiedades aun a altas temperaturas. Este crea un especial sitio a profundidad de pozo.

El fluido usado en el Acid Petrofrac tiene ácido de propiedades retardadas. La acción de el ácido no tiene limites, este ácido trata de entrar por todos los canales que existen en la formación aumentando el drenaje de la formación y el incremento de la permeabilidad.

Los silicatos son agentes de control inherente usado en el fluido del Acid Petrofrac. Este previene el ensanchamiento y minimiza las posibilidades del bloqueo del silicato en los poros de la formación.

3.1.6 Stratafrac

Es otro servicio de fracturamiento de la Dowell que combina el fracturamiento mecánico y la acidificación química en una simple operación. Estos emplean emulsión de ácido y kerosén con suficiente cuerpo para llevar arena en suspensión. Cuando se bombea en la formación la arena actúa abriendo la fractura mientras que el ácido disuelve las partículas que se encuentra en la formación creando nuevos estratos de alta permeabilidad.

La concentración de ácido usado en Stratafrac aumenta el tamaño de la arena empleada, puede ser variada apto para las condiciones de la formación. El material usado puede también incluir agentes para reducir el hinchamiento del silicato, y las propiedades Mud Acid para disolver las partículas de arcilla y silicato en la formación. Recomendaciones observar la mezcla exacta dependiendo de la características del pozo, de la producción de la formación y de la experiencia ganada con pozos similares dentro del área. Stractafrac no requiere de equipo especial, estos tratamientos son usualmente ejecutado debajo del paker donde se trabaja a altas presiones.

Down-time es corto en el Stractafrac. Los materiales líquidos llegan hasta el pozo ya mezclado. El tratamiento es rápido con mínimo impulso. Cuando los componentes del ácido reaccionan dentro de la formación, los materiales sobrantes retornan hacia el agujero del pozo.

3.1.7 Frac Acid

Frac Acid es un tratamiento desarrollado por Dowell, este tratamiento provee de dos vías de ataque dentro de la formación de pago. Este combina todo el poder de acidificación en canales abiertos hechos en una fractura.

El Frac Acid es usado denso, este impide que el ácido hidroclorídrico lleve arena suspendida. La tensión superficial reduce la emulsión, controla el silicato e intensificante que hay en la formación.

El tratamiento con Frac Acid confirma el éxito tiene resultado exitosos donde fracturando al pozo con ácido obtiene beneficios deseados en pozos de petróleo, pozos de gas y pozos de agua.

El fluido de fracturamiento usado contiene mas ácido por volumen que otro fluido de fracturamiento usado por Dowell.

3.1.8 Duofrac

El Duofrac es otro servicio de fracturamiento de la Dowell, donde se usa agua fresca, ácido y arena. Este fue propuesto para usarse en formaciones de poca solubilidad. Estos tratamientos son realizados con grandes volúmenes y con gran rata de inyección.

El Duofrac, El agua actúa para disolver la sal presente, mientras el ácido ataca los materiales en la formación que tiene partes calcáreas. La gran rata de inyección permite que el fluido lleve arena muy adentro de la formación creando áreas de largo drenajes.

El Duofrac controla silicatos, la tensión superficial, los agentes desmulsificantes, también puede ser añadido en forma superficial para cada problema del pozo. La cantidad de ácido usado en cada pozo depende de la característica de la producción de la formación.

3.1.9 Riverfrac

El Riverfrac es otro servicio de fracturamiento de la Dowell esos se usan, con o sin algún tipo de arena. Estos tratamiento son generalmente realizados en altas ratas de inyecciones, En Riverfrac disuelve los depósitos de sal que existen en algunas formaciones así aumentando la permeabilidad.

En algunos casos, el mas grande incremento de producción a sido obtenido con agua que con fluido base petróleo. Generalmente el agua es mas económica de los fluidos de fracturamiento y este limita los riesgos de peligro con fuego presente en los fluidos de base petróleo. También la baja viscosidad del agua da la más baja propiedad perdida de fricción en algunos fluidos de fracturas conocidas. Este combinada con la densidad del agua es un poco mas alto que los otros fluidos de fractura, permitiendo además mayor potencia a la maquina de bombeo.

CAPITULO IV

TEORIA Y TECNICA DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Las acumulaciones de petróleo y gas se producen en fallas estructurales, trampas, o yacimientos subterráneos formados por características estructurales o estratigráficas. Las acumulaciones generalmente se producen en las porciones más porosas o permeables del hecho rocoso subterráneo. Estas rocas se clasifican en arena o areniscas, calizas y dolomitas. Luego se han localizados estas fallas estructurales (trampas), o yacimientos, la próxima etapa en la producción de petróleo o gas es la perforación de un pozo en el yacimiento (Fig. 4.1).

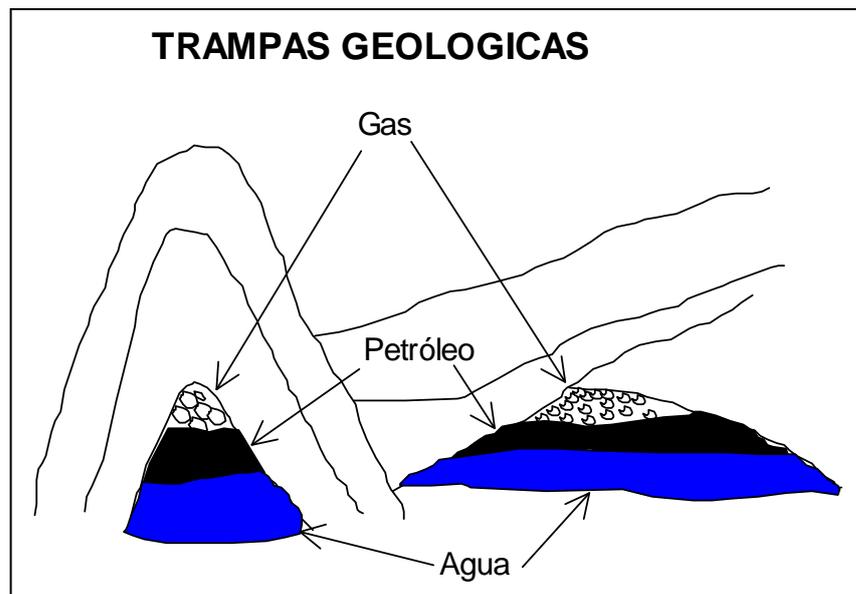


Figura 4.1: TRAMPAS GEOLOGICAS.

Se define un yacimiento como la porción de esa falla estructural (trampa) que contiene petróleo y/o gas en un sistema conectado hidráulicamente. Por ejemplo el hidrocarburo puede estar en la porosidad o espacio de poro e hidráulicamente conectado por medio de permeabilidad o canales interconectante entre los espacios de poros. Si toda falla estructural esta llena de petróleo o gas la trampa y el yacimiento son la misma cosa.

Después de perforar el pozo, el petróleo y el gas se desplazan hacia el mismo por distintos medios tales como (1) expansión de fluido, (2) desplazamiento natural o artificial del fluido, (3) drenaje por gravedad, (4) expulsión capilar, etc. Los distintos procesos pueden trabajar juntos o en forma independiente para impulsar hidrocarburo

al pozo a través de canales ya existentes. En muchos casos la producción de un pozo puede ser insuficiente desde un punto de vista comercial, ya sea por los fluidos de perforación o el filtrado de cemento han penetrado y taponados los canales de flujo o porque los canales naturales que van hacia el pozo son insuficientes.

Para resolver este problema de producción es necesario tratar al yacimiento de tal forma que aumente el flujo del fluido hacia el pozo esto puede conseguirse por medio de un simple lavado ácido o rotura ácida de la perforación para remover el daño o by-pass: la restricción del flujo dentro de la formación, sin embargo a menudo es necesario realizar una fracturación hidráulica.

4.1 Definición

La facturación hidráulica es el proceso en el cual se aplica una presión hidráulica a la roca del yacimiento hasta que se produce una falla o fractura. Después de la falla de la roca la aplicación continua la presión hidráulica extendiendo la fractura desde el punto de la falla hacia fuera, de tal forma que se crea un canal de flujo nuevo y mayor que podrá conectar las fracturas naturales existentes y suministrar un área de drenaje adicional desde el yacimiento. El fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica a la roca del yacimiento se llama fluido de fractura. El fluido continuara penetrando a la zona aplicando presiones de fracturación y se producirán roturas o fracturas de la roca de la formación

extendiendo la fractura aun más. El primer fluido de fracturación que penetra en la fractura se llama volumen de colchón, que une la fractura y comienza a controlar la pérdida de fluido.

4.2 Sustentadores

Para prevenir el cierre de la fractura una vez que se detiene el bombeado se agregan al fluido de fractura agentes sustentadores Grafico 4.2 disponibles en distintos grados y que se utilizan en cantidades variables. Los agentes sustentadores actúan como soporte para mantener la fractura abierta después del tratamiento y suministrar a la fractura una mejor capacidad para conducir al petróleo y gas hacia el pozo.

Desde el comienzo de la fractura hidráulica se han utilizados muchos materiales como agentes sustentadores, por ejemplo arena, casaras de nueces, pastilla de aluminio, bolas de plásticos, perdigones de acero, bolitas de vidrio y bauxita sinterizada, pero solo la arena y la bauxita han pasado la prueba del tiempo. Según la ubicación de los materiales sustentadores se consigue distintos tipos de distribución.

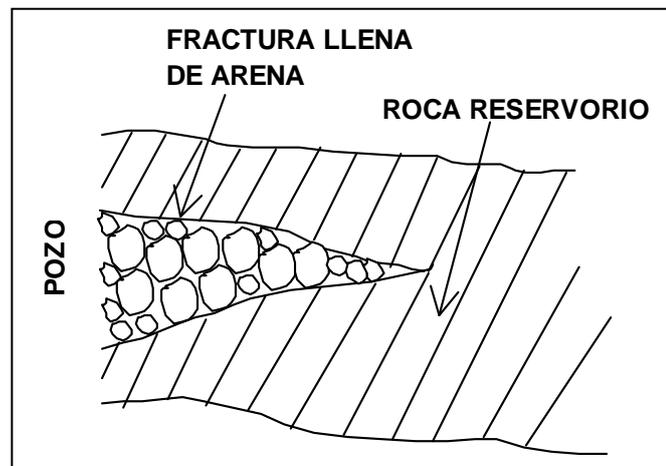


Figura 4.2: Pozo fracturado

La capacidad de la fractura para conducir fluidos al pozo (kh = capacidad de flujo de la fractura) y la longitud de la fractura sustentadas afectan la capacidad de producción de un pozo. Por lo tanto una gran capacidad de flujo de la fractura combinada con una longitud adecuada de fractura sustentada podrá dar como resultado un buen aumento de producción en pozos nuevos y viejos y transformar un pozo comercialmente no productivo en productor.

4.2.1 Equipo de Mezclado

El éxito de un tratamiento de fracturación también depende de los equipos de mezclado y bombeo. La mezcladora o dosificadora transfiere el fluido de fractura desde el área de almacenaje (tanque de fracturación de 500 bls de capacidad) al equipo de bombeo de alta presión. A medida que el fluido pasa

por la mezcladora se le agrega una mezcla uniforme a pesar de la velocidad y el volumen e inyección.

Una mezcladora típica como la ilustrada en la Grafico 4.3 esta compuesta de una o más bomba de dosificación, equipo dosificadores de arena y aditivos secos, todos ellos dosificando los diversos materiales relacionadas en el fluido El fluido es transportados a la mezcladora por la bomba dosificadora y pasa al tanque dosificador, después de agregar los productos químicos y los agentes sustentadores, la bomba de presurización lleva la mezcla de arena y fluido al equipo de bombeo de alta presión.

Los equipos dosificadores pueden alterar la concentración de los productos químicos o los agentes sustentadores durante el trabajo según las condiciones del tratamiento es posible que sea necesario aumentar o disminuir la concentración de los agentes gelificantes. Los aditivos de perdidas de fluidos o los quebradores durante el tratamiento o el lavado (flush) al final del trabajo. La concentración de agentes de sustentación en el fluido comienza generalmente a 0.5 hasta 1.0 libra por galón y aumenta a medida que progresa el trabajo hasta llegar a 5.0 o 6.0 libras por galón en algunos casos una excesiva presión o velocidad reducida durante el tratamiento la mezcladora deberá detenerse inmediatamente la dosificación de agentes de sustentación.

Los fluidos de fracturación que contiene agentes gelificantes para aumentar la viscosidad puede mezclarse en lote o en proceso continuo. La elección del método depende de las condiciones en la zona del pozo. Cualquiera que sea el proceso de mezcla, el fluido de fracturación deberá tener una consistencia suave y uniforme para poder obtener la mayor eficiencia de un producto químico en particular.

4.3 La selección de Pozos para la Fracturación

A fin de decidir si se puede efectuar un tratamiento de fracturación en un pozo específico se puede considerar diversos criterios.

Si como resultado de la fracturación el pozo deberá producir hidrocarburos adicionales es necesario determinar si el pozo tiene gas y/o petróleo adicional para producir.

También el yacimiento deberá tener suficiente presión para que fluya el petróleo y/o gas hacia la fractura. Muchas veces al completar inicialmente se podrá realizar pruebas de la formación o prueba de presión para determinar la capacidad del pozo para responder al tratamiento. En los pozos viejos cualquiera de estas pruebas servirá para determinar la fuerza motriz o de impulsión de los

mismos. Los resultados de estas pruebas servirán para determinar la existencia de una restricción de la permeabilidad alrededor del pozo.

Un pozo perforado en una zona productiva de baja permeabilidad es un buen candidato para un tratamiento de fracturación. Una baja permeabilidad natural no permitirá una producción a niveles económicamente aceptables. Tales pozos debido a su baja permeabilidad no producirán bien hasta tanto sean fracturados pues sufrirían una gran disminución de presión a la tasa de producción deseada.

La fracturación podrá resultar beneficiosa en pozos determinados en zonas sucias o en alto contenidos de arcilla aun cuando exista una permeabilidad de mediana o alta. Esa formación podría haber sido bloqueada o dañada durante la perforación si el daño es grave o muy profundo, un simple tratamiento de limpieza de matriz no sería suficiente para producir los resultados deseados y sería necesario fracturar la zona dañada.

Los pozos viejos de bombeo en los cuales existe presión en el yacimiento con frecuencia responden bien a la fracturación o re-fracturación. En estos casos se necesitaran fracturas mas largas para drenar el pozo a la presión casi agotada del yacimiento.

Algunas formaciones tienen una red de fractura naturales y la producción se producen por fracturas pequeñas y muy delgadas. Generalmente los tratamientos

de fracturación de gran volumen y de alta velocidad conectaran esas fracturas naturales lo suficiente para aumentar la producción

La fracturación no solo esta limitada solo a pozos productivos pero se han a utilizado con éxitos en pozo de inyección o de evacuación.

Los depósitos o de sedimentos de finos, escamas, cera o parafina en la fractura cercana al pozo podría obstaculizar la producción y un pequeño tratamiento de fracturación podría “by-pass” la restricción y re-establecer una producción adecuada.

Los pozos parcialmente agotados que producen en zonas lenticulares, secciones productiva delgadas de areniscas o calizas, pueden ser fracturados con resultados excelentes. Se han utilizados tratamientos de gran volumen para crear fracturas más largas, de tal forma que las fracturas creadas pueden conectar zonas que no habían sido alcanzadas por el tratamiento inicial y se podrá conseguir un importante aumento en la tasa de producción a una presión mayor.

4.4 Resultado de la fracturación sobre la formación

Se puede decir en general que toda formación puede ser una fractura sin embargo algunas formaciones responden mejor que otra a la fracturación.

La experiencia ha demostrado que las formaciones clasificadas como medianas o duras son las que responden mejor, probablemente gracias a la capacidad de los nuevos agentes sustentadores para mantener una fractura abierta y con alguna capacidad de flujo. Las formaciones clasificadas como suaves o no consolidadas, son las de menor rendimiento, pues se podría crear una fractura que sería imposible mantenerla sustentada debido a la encastración de los agentes sustentadores, las formaciones duras en los pozos profundos podrían triturar los agentes sustentadores, disminuyendo la capacidad de flujo y dificultando el mantenimiento de un aumento adecuado de producción. El uso de fracturación en calizas fracturadas naturales o muy irregulares requiere técnicas especiales para producir resultados. En algunos casos de formaciones calizas muy fracturadas, el uso de agua en vez de ácido produce mejores resultados todo depende de la naturaleza de la formación.

4.4.1 Limpieza de pozo

La experiencia indica que es necesario tomar todo tipo de precauciones para asegurarse de que las perforaciones, el pozo y la cara de la formación estén limpias antes de estimular la formación por fracturación. Esto se puede conseguir por medio de un lavado ácido u otro tipo cualquiera de tratamiento de limpieza. Las perforaciones y el pozo se pueden taponar con escama, parafina u otros materiales que no deberían ser bombeados a la

formación y que bien puede ser la causa de la disminución de la producción. Las perforaciones taponadas pueden causar presiones de tratamientos tan altas que impiden efectuar la fracturación.

Es muy frecuente que durante la perforación de una zona potencialmente productiva, esta se dañe por pérdida de lodo de perforación o filtrado hacia la formación. Todo tipo de daño a la formación resultara en presiones elevadas para iniciar la fracturación, por lo tanto es aconsejable reparar este tipo de daño antes de la fracturación.

Es muy importante la selección del producto químico, técnica o tratamiento de limpieza del pozo. Si el taponamiento de las perforaciones o la formación inmediatamente adyacente al pozo fue causa de lodo, emulsiones, corrosión, parafina o escamas u otros materiales de este tipo, es importante utilizar el procedimiento de limpieza y el procedimiento químico adecuado para este tipo en particular de taponamiento.

Generalmente se puede limpiar el pozo y prevenirse la formación de escamas colocando en el pozo o la formación u producto químico de solubilidad lenta, si es necesario un tratamiento de fracturación para pasar a través de la zona dañada se coloca un inhibidor químico en la fractura en

tal forma líquida o granular para un control de largo alcance del problema de escamas.

4.5 Propiedades de la roca

La presión necesaria para fracturar esta relacionada al estado de tensiones en la formación.

Cuando se someten a algún esfuerzo los materiales se deforman. Si al retirar el esfuerzo deformante, el material recupera su forma original, se dice que es un material elástico. Si al quitar el esfuerzo deformante el material no recupera su forma original, se dice que es un material plástico.

En general, podemos decir que la roca de nuestro interés caen dentro de la clasificación de materiales elásticos (aunque en algunos casos particulares no es realmente cierto). Consideremos válido aplicar algunos conceptos de teoría de la elasticidad

4.5.1 Deformación elástica

Supongamos que tenemos un cubo de material elástico y lo sometemos a una compresión con una fuerza Grafico 4.3

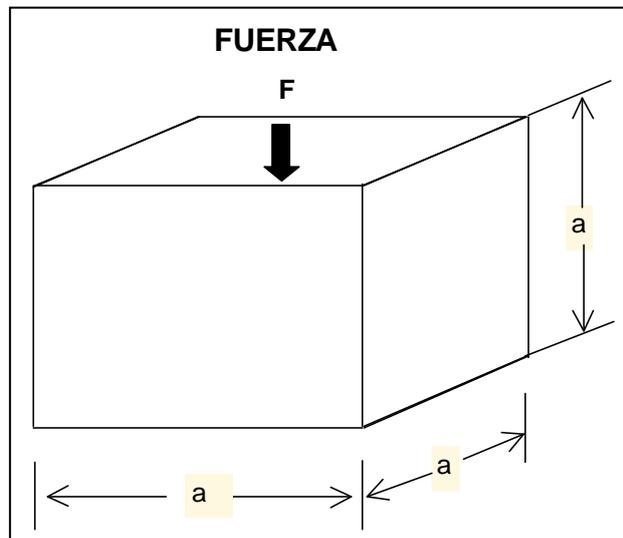


Figura 4.3: Fuerza compresional.

Para independizar el esfuerzo de la fuerza F de las variables geométrica, haremos que esa fuerza se reparta en el área de la sección transversal del cubo, tenemos ahora el concepto de tensión aplicada (con unidades de presión lbs/pulg^2 o Kg/cm^2).

En este ejemplo, la fuerza F es compresional pero puede aplicarse una F de tracción. Ya que la tensión aplicada y la deformación unitaria están relacionadas entre sí, podemos analizar esta relación en forma gráfica los datos experimentales producen diagramas de tensión – deformación como lo muestra el grafico. 4.4.

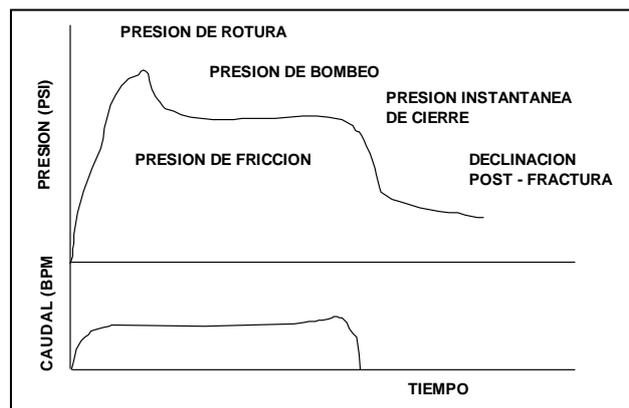


Figura 4.4: Diagrama de deformación.

Cuando aplicamos tensión σ , el material se deforma ϵ , inicialmente en forma proporcional (segmento OP) y luego (a mayores valores de σ) se produce la rotura (punto R). Para la porción recta OP, se establece la relación $E=\sigma/\epsilon$ llamada también ley de Hooke. E es el módulo elástico de elasticidad de Young, y tiene las unidades de σ . Este módulo nos indica cuanto se deforma un material cuando le aplicamos un cierto esfuerzo

Esta ecuación puede tomar otras formas $\sigma=E\epsilon$ $\epsilon=\sigma/E$.

4.5.2 Tensiones en el subsuelo

En su origen las rocas sedimentarias presente en una cuenca se fueron depositando en distintas épocas. Reduciendo el estudio al caso de la arenisca, la secuencia de deformación de la misma es como sigue:

Deposición y acumulación de granos en un ambiente casi siempre relacionados con agua. “Enterramiento” por deposición de nuevo material encima.

Cementación de granos con material mas finos depositados simultáneamente o precipitados de soluciones marinas.

En estas condiciones la arena disgregada se transforma en arenisca sólida.

En nuestro estudio, a este material le atribuimos ciertas propiedades:

Fragilidad: Es decir que, sometida a esfuerzos, pequeñas deformaciones producen la fractura o rotura del material.

Elasticidad: La roca responde aproximadamente a un modulo de Young.

Homogeneidad: Aunque no sea totalmente cierto se asume que la composición y la distribución promedio de materiales son constantes.

Isotropía: Es decir, que las propiedades son y se transmite uniformemente en todas las direcciones.

Porosidad: La roca es porosa y permeable, y contiene un fluido a una cierta presión.

A medida que el tiempo pasa, aumenta el enterramiento y se produce movimientos de descenso de los estratos. Este descenso hace que los niveles inferiores se compacten por el peso que tienen encima. Este peso

puede considerar transmitido como una presión litostática, ya que no hay ningún estrato que se auto soporte.

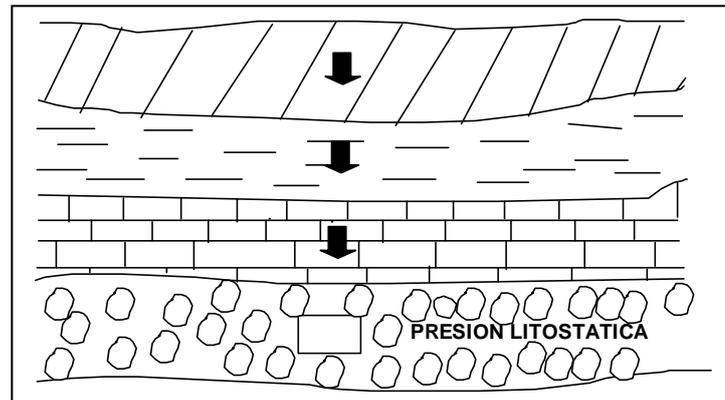


Figura 4.5: Presión litostática.

En definitiva la situación sería como el gráfico 4.6 conociendo la densidad aparente de los estratos suprayacentes, se puede calcular la carga o presión litostática. En la densidad aparente de las rocas se considera el peso de la parte sólida y el peso de la parte fluida que ocupa los poros. El peso de los sedimentos se puede llamar sobrecarga o en la versión Inglesa, “overburden”.

4.6 Pozos marginales

En ciertas condiciones, la fracturación de pozos marginales pueden llegar a ser provechosa. Las estadísticas señalan que responden a la estimulación en un 50 a un 75% de las veces. Si el pozo esta produciendo cantidades considerables de agua, deben examinarse muy bien el costo de la fractura. Mientras que la fractura puede incrementar la producción de petróleo, el agua extra producida va a alargar el tiempo de recuperación económica invertida.

Generalmente los pozos marginales con formaciones de baja permeabilidad, responden mejor a los tratamientos de fractura. Comúnmente se encuentra algo de presión en la formación, y aunque los niveles más permeables pueden estar agotados, las fracturas pueden aumentar la producción apreciablemente, abriendo las secciones generalmente cerrada.

4.7 Fluidos de fracturamiento

4.7.1 Tipos de fluidos

Básicamente, existen dos tipos de fluidos bien definidos usados de fractura hidráulica: fluido de base acuosa y base hidrocarburo. Dentro de esos dos grupos principales, existe un gran numero de variantes, surgida a través del tiempo con el perfeccionamiento de la técnica del fracturamiento.

Los principales éxito logrados a partir de la implementación de esta técnica de estimulación y la necesidad cada vez mayor de aplicar tratamientos en pozos más profundos, hizo que fueran perfeccionándose los fluidos de fracturas usados, hasta nuestros días que se cuentan con una gran variedad de gama de ellos.

Con el desarrollo de nuevos fluidos de fracturamientos se a logrado un mejor perfeccionamiento de la potencia hidráulica aplicada (HHP), pudiéndose realizar exitosamente operaciones en yacimientos considerables infracturados en el pasado.

TIPOS DE FLUIDOS

- **BASE ACUOSA**
 - Débilmente gelificados
 - Reticulados
 - Emulsiones acuosas
 - Ácidos emulsionados
 - Espumados
- **BASE HIDROCARBUROS**
 - Petróleo
 - Reticulados
 - Espumados

4.7.2 Fluido de base acuosa

Son los más comunes usados en las fracturas hidráulica.

Poseen la ventaja de ser fáciles de preparar en el campo y poseer excelentes propiedades de transportes de agentes de sostén y de filtrado. Con el uso de este tipo de fluidos se obtienen las siguientes ventajas adicionales:

- No existen problemas de incendios.
- Fácilmente disponibles en todas las áreas.
- Bajo costo.
- La alta densidad reduce potencia respecto de fluidos de base hidrocarburo.
- Son fácilmente adaptables a las condiciones de cada reservorio.
- Con él animo de mejorar las propiedades del agua como fluido fracturante, se han usado en un principio productos naturales de origen vegetal.

Con el tiempo se han incorporados otros productos mas sofisticados que se adaptan mejor a los requerimientos de alta presión y temperatura de fondo de pozo, y que producen mejor resultados.

4.7.3 Fluido Base Petróleo

El fluido más común y fácil de obtener, usados en fracturas hidráulica, fue simplemente petróleo liviano del mismo pozo u otro yacimiento. El petróleo presenta el inconveniente de producir una elevada pérdida de carga al ser bombeados a altos caudales, con un excesivo consumo de potencia útil. Actualmente se sigue utilizando por su disponibilidad y a bajo costo, pero su uso se restringe a pozos pocos profundos y con bajos gradientes de fracturas.

Un mejoramiento de esta técnica fue el desarrollo de productos reductores de fricción, los cuales se adicionan en pequeñas dosis y producen considerables reducciones de la fricción generadas a altos caudales. Con un producto de buena calidad pueden obtenerse reducciones del orden del 40-50% respecto del petróleo sin aditivos.

PETROLEOS

- FACIL DISPONIBILIDAD
- BAJO COSTO
- EXESIVA FRICCION
- BAJA CAPACIDAD DE TRANSPORTE
- PELIGROSO
- ALTO FILTRADO

Con el uso del petróleo normalmente no se obtienen considerables anchos de fracturas. Otro inconveniente es la excesiva velocidad de decantación de los agentes de sostén, sobre todo a altas temperaturas. Esto incrementa la posibilidad de arenamiento y genera la formación de bancos en las fracturas.

Los crudos de formación generalmente requieren del agregado de uno o más aditivos para mejorar su eficacia. Su alta pérdida por filtrado no permite una fractura de gran extensión, y puede perderse gran parte de él si no se utiliza un reductor de filtrado o una concentración adecuada.

CAPITULO V

ANALISIS ESTADISTICO.

5.1 Descripción de la base de dato diseñada para el estudio.

5.1.1 Relación de las variables de fracturamiento de la formación Atlanta y

Santo Tomas.

Cada una de las formaciones objetos de estudio han usado los dos únicos tipo de fluidos de fracturamientos que son base agua y base petróleo.

Los tipos de arena que se utilizaron en los fracturamientos son dos de tamaños 12/40 mm y 20/40 mm, la mayoría de los archivos de los pozos no tenían la suficiente información de la cantidad de cada una de las clases de arena que se utilizaron en cada uno de los pozos, solo el numero de sacos totales combinados.

5.1.2 Compilación de la Información.

Para poder llevar a cabo el estudio estadístico de las variables de fracturamiento de la formación Atlanta y Santo Tomas en el campo petrolero Ancón y que este resulte representativo al comportamiento de la misma, se requería la recopilación de información de dichas variables con relación a la acumulada y la diferencia de producción antes y después del fracturamiento.

La Compañía General de Combustible CGC disponía de esta información desde 1963 por lo que se opto hacer el estudio basado en los datos comprendido en el periodo desde 1963 y 1968. Posterior a 1968, la información es muy dispersa y las campañas de fracturamiento aparentemente fueron suspendidas.

La información de los fracturamiento abarca los valores de los siguientes parámetros: Números de sacos de arena, Barriles de fluidos de fracturamiento, Caudal de inyección (Bls / min.), , Acumulada total Bls, Diferencia de producción antes y después del tratamiento Bls/diario, Fecha del fracturamiento, numero del pozo, Tipo de fluido de fracturamiento y espesor neto de formación según la tabla I, II, III y IV.

TABLA I
FORMACION SANTO TOMAS BASE PETROLEO

N°	POZO	FECHA	VOL INY	VI/EN	Tsxs	Tsxs/EN
1	ANC1247	03/12/64	1164	2.34	1000	2.01
2	ANC1264	19/10/64	992	6.99	700	4.93
3	ANC1273	07/02/64	553	1.89	500	1.71
4	ANC1775	17/12/63	356	1.21	175	0.60
5	ANC1277	30/10/63	393	95.00	300	0.73
6	ANC1780	22/07/64	641	4.14	580	3.74
7	ANC1894	07/08/63	267	1.70	208	1.32
8	ANC1896	11/09/63	303	1.92	208	1.32
9	ANC1897	25/09/63	314	2.99	208	1.98
10	ANC1898	03/10/63	333	5.55	270	4.50
11	ANC1899	16/10/63	325	3.65	232	2.61
12	ANC1900	29/10/63	330	2.77	240	2.02
13	ANC1902	19/11/63	358	4.11	260	2.99
14	ANC1903	29/11/63	362	2.68	260	1.93
15	ANC1904	14/12/63	428	3.06	400	2.86
16	ANC1913	03/06/63	88	0.37	400	1.67
17	ANC1915	05/07/67	1088	4.44	800	3.27
18	ANC1918	12/05/64	643	4.02	600	3.75
19	ANC1919	21/05/64	730	3.97	665	3.61
20	ANC1920	27/05/64	672	5.60	600	5.00
21	ANC1924	25/06/64	563	5.52	500	4.90
22	ANC1928	27/07/64	800	4.68	720	4.21
23	ANC1928	09/08/64	81	0.43	467	2.46
24	ANC1929	01/12/66	987	7.77	800	6.30
25	ANC1941	05/12/66	1003	3.42	750	2.56
26	ANC1944	04/10/66	963	3.79	800	3.15
27	ANC1960	22/03/66	669	6.31	500	4.72
28	ANC1970	08/01/67	1080	4.50	800	3.33
29	ANC1987	22/12/66	823	7.48	500	4.55

TABLA I
FORMACION SANTO TOMAS BASE PETROLEO

N°	QI	QI/EN	ACUMULADA	DQ	ESPEJOR NETO
1	37.70	0.08	128480	30.0	497
2	25.60	0.18	105773	6.0	142
3	35.60	0.12	80854	103.5	292
4	17.40	0.06	126447	20.0	294
5	28.60	0.07	158217	256.0	412
6	25.40	0.16	39628	20.9	155
7	29.00	0.18	27449	57.0	157
8	28.40	0.18	76863	105.0	158
9	29.60	0.28	894	3.8	105
10	33.00	0.55	17537	51.0	60
11	30.70	0.34	8449	8.8	89
12	29.00	0.24	118375	266.0	119
13	30.80	0.35	34601	81.0	87
14	32.00	0.24	44204	92.0	135
15	27.70	0.20	94619	97.0	140
16	30.00	0.13	130263	86.0	240
17	30.80	0.13	272644	36.0	245
18	24.90	0.16	71667	101.0	160
19	25.60	0.14	111631	130.0	184
20	29.50	0.25	153181	137.0	120
21	28.11	0.28	121147	139.0	102
22	25.00	0.15	132547	105.0	171
23	23.20	0.12	133783	146.0	190
24	31.80	0.25	93469	57.0	127
25	27.20	0.09	174824	34.0	293
26	34.50	0.14	62233	19.0	245
27	29.40	0.28	53356	255.0	106
28	27.40	0.11	53091	81.0	240
29	27.70	0.25	74535	94.0	110

TABLA II
FORMACION SANTO TOMAS BASE PETROLEO

N°	POZO	FECHA	VOL INY	VI/EN	Tsxs	Tsxs/EN
1	ANC1239	08/10/65	586	7.06	400	4.82
2	ANC1257	25/07/65	450	2.56	330	1.88
3	ANC1261	14/01/65	907	7.43	830	6.80
4	ANC1262	06/07/64	599	10.15	520	8.81
5	ANC1263	19/03/66	1027	15.56	620	9.39
6	ANC1265	20/05/66	862	4.16	610	2.95
7	ANC1272	06/02/65	1263	5.18	1100	4.51
8	ANC1276	24/12/68	990	2.54	800	2.05
9	ANC1789	16/03/65	815	1.98	800	1.95
10	ANC1884	02/07/65	477	5.30	325	3.61
11	ANC1887	02/05/63	363	3.95	208	2.26
12	ANC1890	19/10/63	514	3.40	290	1.92
13	ANC1924	09/02/65	531	4.83	445	4.05
14	ANC1929	15/02/66	720	5.81	533	4.30
15	ANC1941	19/02/65	552	15.77	437	12.49
16	ANC1943	04/03/65	488	6.97	571	8.16
17	ANC1944	22/03/65	542	9.51	440	7.72
18	ANC1945	29/03/65	512	4.49	400	3.51
19	ANC1953	21/08/65	526	5.16	400	3.92
20	ANC1958	09/10/65	584	7.79	335	4.47
21	ANC1959	15/10/65	561	11.45	400	8.16
22	ANC1960	30/10/65	663	8.09	500	6.10
23	ANC1961	09/11/65	663	10.20	450	6.92
24	ANC1987	08/10/68	1008	9.88	700	6.86
25	ANC1992	30/01/67	728	3.01	500	2.07
26	ANC2004	24/10/67	1048	2.86	800	2.18
27	ANC2010	15/02/68	1051	3.79	800	2.89
28	ANC2012	11/04/68	1036	4.98	800	3.85
29	ANC2013	06/08/68	1068	5.11	800	3.83
30	ANC2015	30/08/68	1059	4.39	800	3.32

TABLA II
FORMACION SANTO TOMAS BASE PETROLEO

N°	QI	QI/EN	ACUMULADA	DQ	ESPESOR NETO
1	46.0	0.50	172016	60.0	83
2	33.2	0.19	100589	7.0	176
3	46.0	0.38	227606	25.0	122
4	27.6	0.47	121870	67.0	59
5	36.3	0.55	66186	2.0	66
6	32.1	0.16	158749	1.0	207
7	40.0	0.16	131813	-4.0	244
8	43.2	0.11	176428	16.0	390
9	39.5	0.10	128926	16.0	411
10	44.9	0.50	196421	179.0	90
11	32.8	0.36	63657	125.0	92
12	43.6	0.29	21882	0.3	151
13	41.0	0.37	121147	6.0	110
14	43.0	0.35	133783	138.0	124
15	38.5	1.10	93469	143.0	35
16	38.1	0.54	91374	209.0	70
17	34.3	0.60	174824	377.0	57
18	34.9	0.31	90420	69.0	114
19	38.3	0.38	151374	384.0	102
20	31.7	0.42	101062	169.0	75
21	40.6	0.83	27170	33.0	49
22	42.8	0.52	62233	232.0	82
23	37.0	0.57	78803	105.0	65
24	35.8	0.35	53091	25.0	102
25	41.2	0.17	16665	204.0	242
26	48.1	0.13	35986	95.0	367
27	43.4	0.16	12849	58.0	277
28	48.0	0.23	41276	57.0	208
29	55.5	0.27	15958	44.0	209
30	40.5	0.17	9109	90.0	241

TABLA III
FORMACION ATLANTA BASE PETROLEO

N°	POZO	FECHA	VOL INY	VI/EN	Tsxs	Tsxs/EN
1	ANC1203	06/12/67	845	13.00	450	6.92
2	ANC1208	15/07/66	723	11.12	380	5.85
3	ANC1215	16/07/63	726	2.01	277	0.77
4	ANC1223	11/11/65	748	2.92	396	1.55
5	ANC1249	06/12/65	643	1.21	375	0.71
6	ANC1630	05/06/65	401	3.06	220	1.68
7	ANC1695	07/10/64	403	2.46	212	1.29
8	ANC1715	14/02/63	544	1.46	245	0.66
9	ANC1750	18/06/63	585	0.89	410	0.63
10	ANC1884	29/01/64	593	1.13	500	0.95
11	ANC1886	03/04/64	582	1.08	500	0.93
12	ANC1905	09/01/64	360	2.40	300	2.00
13	ANC1913	17/04/64	446	1.78	400	1.60
14	ANC1922	22/06/64	618	1.41	555	1.27
15	ANC1926	15/07/64	574	1.45	475	1.20
16	ANC1933	21/11/64	636	3.90	540	3.31
17	ANC1937	10/03/67	1095	6.40	800	4.68
18	ANC1969	07/06/66	975	2.67	800	2.19
19	ANC1972	08/10/66	924	1.47	660	1.05
20	ANC1973	09/05/66	943	3.52	760	2.84
21	ANC1994	03/03/67	1142	1.80	800	1.26

TABLA III
FORMACION ATLANTA BASE PETROLEO

N°	QI	QI/EN	ACUMULADA	DQ	ESPEJOR NETO
1	26.10	0.40	300268	5.0	65
2	22.10	0.34	136180	28.7	65
3	23.36	0.06	219612	19.0	362
4	22.23	0.09	326664	70.0	256
5	19.80	0.04	115955	18.0	530
6	21.00	0.16	259688	20.0	131
7	17.70	0.11	50030	22.1	164
8	14.06	0.04	112959	25.0	373
9	23.60	0.04	26189	66.0	654
10	20.00	0.04	196421	101.0	524
11	22.75	0.04	71954	129.0	540
12	28.00	0.19	118856	101.0	150
13	27.40	0.11	130263	64.0	250
14	22.70	0.05	131022	95.0	437
15	19.85	0.05	69265	45.0	397
16	19.10	0.12	74028	24.0	163
17	28.11	0.16	207472	80.0	171
18	32.75	0.09	29652	47.8	365
19	26.15	0.04	73580	58.0	628
20	11.69	0.04	82144	161.0	268
21	29.50	0.05	85832	133.0	634

TABLA IV
FORMACION ATLANTA BASE AGUA

N°	POZO	FECHA	VOL INY	VI/EN	Tsxs	Tsxs/EN
1	ANC1238	27/10/64	947	5.09	630	3.39
2	ANC1239	18/06/65	538	7.08	400	5.26
3	ANC1249	07/09/66	1092	4.63	800	3.39
4	ANC1252	24/06/66	1000	2.65	540	1.43
5	ANC1275	26/02/65	1038	2.87	940	2.60
6	ANC1279	21/01/65	847	4.15	1000	4.90
7	ANC1695	17/03/65	526	8.48	350	5.65
8	ANC1715	08/09/65	822	6.09	700	5.19
9	ANC1750	13/04/65	532	11.08	400	8.33
10	ANC1937	10/01/65	663	1.83	750	2.07
11	ANC1948	06/04/66	533	4.56	400	3.42
12	ANC1950	23/07/65	557	29.32	400	21.05
13	ANC1951	06/01/66	490	10.21	4000	83.33
14	ANC1952	08/08/65	495	26.05	375	19.74
15	ANC1954	04/09/65	511	11.61	400	9.09
16	ANC1956	18/09/65	547	4.97	390	3.55
17	ANC1969	07/04/66	664	1.77	450	1.20
18	ANC1971	22/04/66	1040	4.43	730	3.11
19	ANC1984	08/11/66	1081	3.22	900	2.68
20	ANC1990	18/01/67	414	2.06	685	3.41
21	ANC2004	11/10/67	809	5.32	600	3.95
22	ANC2007	08/12/67	1079	5.14	800	3.81
23	ANC2016	9/24/1968	1142	5.05	800	3.54

TABLA IV
FORMACION ATLANTA BASE AGUA

N°	QI	QI/EN	ACUMULADA	DQ	ESPEJOR NETO
1	32.5	0.17	172016	48	186
2	47.3	0.62	204722	-5.6	76
3	42.6	0.18	115955	43	236
4	32.6	0.09	380883	19	378
5	42	0.12	39614	-6.1	362
6	30.5	0.15	162753	10	204
7	32	0.52	50030	-14.1	62
8	41.5	0.31	112959	16	135
9	35.2	0.73	26189	1.8	48
10	36.9	0.10	207472	226	363
11	34.5	0.29	38586	-30.5	117
12	38.3	2.02	16283	40.5	19
13	31.2	0.65	90364	37	48
14	41.5	2.18	51576	39	19
15	42	0.95	20600	52	44
16	32.9	0.30	33438	58	110
17	29	0.08	29652	10	375
18	32.5	0.14	16598	7	235
19	33	0.10	140	3	336
20	28	0.14	2619	8	201
21	41.4	0.27	35986	95	152
22	40.2	0.19	93804	85	210
23	46.6	0.21	52165	159	226

Las variables de objeto de estudio serán la cantidad de sacos de arena sobre el espesor neto de formación, Caudal de inyección sobre el espesor neto de formación, volumen de fluido sobre el espesor neto. Puesto que son de mayor consideración en este estudio. Sus valores se graficarán respecto a la diferencia de producción del tratamiento y a la acumulada total con el objeto de poder apreciar de mejor manera su comportamiento desde la

(Figura 1 hasta la figura 5.36).

El área La Fe, San Joaquín y Tablazo que corresponde al campamento Ancón son de segundo orden. La formación Atlanta y Santo Tomas son de primer orden y se encuentran ubicadas en las coordenadas UTM:

9746875 N – 520625 E

9746875 N – 523750 E

9743750 N – 520625 E

9743750 N – 523750 E

5.1.3 Estructuración de la Base de Datos

Una vez obtenida la información se estructuró un banco de datos que permitiera almacenar dicha información y a la vez facilitar sus estudio estadístico y la determinación de un modelo matemático.

Así que se elaboro un banco de datos a partir de una hoja electrónica (EXCEL) en la que se definirían las funciones a emplear.

5.1.4 Estadísticas

Los datos obtenidos resultan tan numerosos que por si solo carecen de utilidad a menos que sean condensados o reducido a una forma que resulte más significativa.

Para ello se elaboró una tabla para variables de fracturamientos que son generalmente considerada en este estudio. Como son La cantidad de sacos de arena sobre el espesor neto; El volumen de fluido de fractura sobre el espesor neto y el caudal de inyección sobre el espesor neto. Como se menciono anteriormente. La primera parte corresponde a la tabla de frecuencia en la que se determinaran:

- Las clases (o categorías) en la que se ubicaran cada datos;
- La frecuencia, o numero de datos en cada clase;
- La frecuencia porcentual, que representa el porcentaje de información, sobre el total de datos, que se ubicaran en cada clase;
- La frecuencia acumulada y la frecuencia porcentual acumulada, que representa en cada caso la suma sucesivas de la frecuencia; y
- La marca de clase, que resulta en un valor representativo de cada clase.

Para determinar las clases se requiere establecer primeramente el numero de ellas que se han de utilizar y sus respectivas fronteras. El número de clases se determinan en función del número de datos que se dispongan y la diferencia entre la observación más grande y las más pequeña. En general se recomienda utilizar entre 5 y 15 clases en este estudio se tomaran de 6 clases.

Para establecer las fronteras de clases, se obtienen la diferencia entre los valores máximos y mínimos de los rangos y el resultado se divide para el numero de clases previamente determinado. Este cociente representa el tamaño del intervalo, el cual se sumara al menor valor de los datos y se tendrá la primera clase. Para la segunda clase, a la frontera superior anterior le sumamos 0.1, con el objeto de que las clases no se traslapen y se eviten ambigüedades en la mismas, siendo la frontera inferior de la nueva clase a

la que se sumara el valor del tamaño del intervalo y se obtendrá la frontera superior de la segunda clase, así sucesivamente hasta completar las 6 clases seleccionadas para el estudio.

Seguidamente se determina la frecuencia, frecuencia porcentual, acumulada y la frecuencia porcentual acumulada.

La marca de clase se obtiene promediando las fronteras de clase sucesivas.

Con estos valores se obtendrán los llamados histogramas, que son formas de mostrar gráficamente la distribución de frecuencia, en lo que las alturas de los rectángulos representa la frecuencia de clase y en la base se marcan las fronteras de clase. Además se determinara tres estadígrafos que permitirían conocer el comportamiento de las variables de fracturas objeto de estudio, la media, la varianza y la desviación estándar, por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\bar{X} = \frac{\sum x_i \cdot F_i}{n} \quad \text{Ec. 1}$$

$$S^2 = \frac{n \cdot \sum x_i^2 \cdot F_i - (\sum x_i \cdot F_i)^2}{n(n-1)} \quad \text{Ec. 2}$$

La desviación estándar (σ^*) se define como la raíz cuadrada de la varianza.

La segunda parte de la tabla permite el cálculo de la probabilidad, en la que se define la probabilidad observada como el cociente entre el número de datos en cada clase y el número total de estos; y, la probabilidad observada acumulada, como la suma de las probabilidades observadas.

Llegado a este punto, se debe asumir un cierto tipo de distribución de probabilidad basado en los histogramas y en el tipo de datos, es así que se asume una distribución del tipo normal dada por:

$$F(x) = (2\pi)^{-1/2} \int_{-\infty}^z \exp \{-0.5[(x - \bar{x})/s]^2\} dx \quad \text{Ec. 3}$$

Sin embargo debido a que esta distribución de probabilidad no se puede integrar de manera exacta las probabilidades de este tipo se las determino con la ayuda de la tabla función de distribución normal, de la referencia (), la cual corresponde a un tipo de distribución normal estandarizada (con $\bar{x} = 0$ y $s=1$), y que proporciona los valores según la ecuación:

$$F(x) = (2\pi)^{-1/2} \int_{-\infty}^z \exp (-0.5 t^2) dt \quad \text{Ec.4}$$

Donde z corresponde a una variable aleatoria estandarizada, dada por la ecuación:

$$z = \frac{x - \bar{x}}{s} \quad \text{Ec. 5}$$

Finalmente, se define un intervalo de confianza para la media, lo que resulta de mayor utilidad si se considera que es un poco probable que estimaciones puntuales vayan a coincidir realmente con los valores que se procura evaluar. El intervalo de confianza se determina de la siguiente expresión.

$$\bar{X} - t_{\alpha/2} \cdot \bar{S}/\sqrt{n} < \mu < \bar{X} + t_{\alpha/2} \cdot S/\sqrt{n} \quad \text{Ec.6}$$

La cual es valida para muestras pequeñas ($n < 30$), aunque para muestras grandes ($n \geq 30$) proporciona buena aproximaciones siempre que la muestra no se aparte demasiado del modelo de distribución normal.

Los valores de t_{α} corresponde a los valores de la tabla de la referencia (5.a) y se determinan a partir del nivel de confianza y del numero de grado de libertad (τ),

$$\text{nivel de confianza} = (1 - \alpha) \quad \text{Ec. 7}$$

$$\tau = n - 1 \quad \text{Ec. 8}$$

5.2 Correlación de Datos Estadísticos

5.2.1 Modelo Matemático.

El objetivo del estudio anterior es de establecer la base para llevar a cabo predicciones a partir de ecuaciones matemáticas, para lo cual se debe encontrar una formula que establezca una relación aceptable entre las variables dependiente, es decir las variables cuyo valor se desee predecir, y una o más variables independiente.

Primeramente se define como variable dependiente la diferencia de producción antes y después del fracturamiento DQ y como variable independiente la cantidad de sacos de arena sobre el espesor neto $(Tsxs/EN)$, el volumen de fluido de fractura sobre el espesor neto (VI/EN) y el caudal de inyección sobre el espesor neto (QI/EN) . Vale destacar que para la regresión se usaran los valores medio de cada unas de las variables independiente definidas anteriormente, producto del estudio estadístico.

La diferencia de producción obtenida a partir de la regresión se denominara diferencia de producción estimada (DQ*) y se la comparara gráficamente con los valores medios, producto del estudio estadístico.

Se probara distintos modelos matemáticos hasta llegar a aquel en el que las desviaciones estándares de los coeficientes sean pequeño (alrededor de 1)

5.2.2 Estudio Estadístico

Definida la hoja electrónica de la forma descrita anteriormente se tienen las siguientes tablas, que muestran los resultados:

Tablas de frecuencia VI, VII, VIII y IX

Adicionalmente se muestran los histogramas de las variables del fracturamiento en las siguientes figuras

Figura 5.7 hasta la figura 5.30.

Finalmente, para poder observar la manera como tienden a comportarse las variables del fracturamiento a través de los años, se han graficados los

valores medios y los límites superiores e inferiores de los intervalos de confianza: TABLA V

5.2.3 EL METODO DE LOS MINIMOS CUADRADOS

En esta parte de la tesis empezaremos nuestro estudio del caso en que se predice una variable dependiente en función de una o dos variables independientes simples. En muchos problemas de este tipo la variable independiente se observa sin error o con un error que es despreciable. Cuando se compara con un error (variable aleatoria) de la variable independiente.

Utilizando el método de mínimos cuadrados con el siguiente modelo:

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_{i1} + \beta_2 X_{i2} + \dots + \beta_n X_{in} \quad \text{Ec.9}$$

En el caso de dos variables independientes, el problema es ajustar un plano a un conjunto de coordenadas (x_1, x_2, y_1) .

Aplicando el método de los mínimos cuadrados para obtener estimaciones de los coeficientes β_0, β_1 y β_2 minimizando la suma de los cuadrados de las distancias verticales de los puntos al plano.

Las ecuaciones normales son:

$$\Sigma Y = nb_0 + b_1 \Sigma X_1 + b_2 \Sigma X_2$$

$$\Sigma X_1 Y = b_0 \Sigma X_1 + b_1 \Sigma X_1^2 + b_2 \Sigma X_1 X_2 \quad \text{Ec.10}$$

$$\Sigma X_2 Y = b_0 \Sigma X_2 + b_1 \Sigma X_1 X_2 + b_2 \Sigma X_2^2$$

Donde b_0, b_1 y b_2 son constantes determinadas a partir de la regresión, de este modo se obtuvo un modelo matemático aceptable con los valores de las desviaciones estándares de los coeficientes de la diferencia de la producción y la acumulada estimada.

Los resultados de aplicar las ecuaciones 9 y 10 se detallan en el modelo matemático que relaciona las variables de fracturamiento.

5.2.4 MODELO MATEMATICO QUE RELACIONA VARIABLES

DE FRACTURAMIENTOS

FORMACION ATLANTA BASE PETROLEO

VI/EN Tsxs/EN QI/EN ACUM DQ

Dep Var: ACUM N: 21 Múltiple R: 0.513 Squared múltiple R: 0.263

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef
CONSTANT	117398.177	28511.312	0.0
VI/EN	39832.010	21552.815	1.489
Tsxs/EN	-53604.002	39602.813	-1.091

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	3.89304E+10	2	1.94652E+10	3.210	0.064

$$\text{ACUM} = 117398.18 + 39832.01\text{VI/EN} - 53604\text{Tsxs/EN}$$

Dep Var: ACUM N: 21 Multiple R: 0.450 Squared multiple R: 0.203

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	92662.185	26363.058	0.0	.
VI/EN	2898.370	15991.259	0.108	0.124
QI/EN	300303.700	516897.051	0.347	0.124

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	3.00353E+10	2	1.50177E+10	2.290	0.130

$$\text{ACUM} = 92662.18 + 2898.37\text{VI/EN} + 300303.7\text{QI/EN}$$

Dep Var: **ACUM** N: 21 Multiple R: 0.463 Squared multiple R: 0.214

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	7101.364	27531.267	0.0	.
Tsxs/EN	-12272.810	22891.513	-0.250	0.201
QI/EN	580939.849	402692.788	0.672	0.201

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	3.16785E+10	2	1.58393E+10	2.450	0.115

$$\text{ACUM} = 7101.36 - 12272.81 \text{ Tsxs/EN} + 580939.84 \text{ QI/EN}$$

Dep Var: **DQ** N: 21 Multiple R: 0.532 Squared multiple R: 0.283

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	60.357	14.373	0.0	.
VI/EN	-26.789	10.865	-1.960	0.063
Tsxs/EN	42.568	19.964	1.695	0.063

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	10949.062	2	5474.531	3.553	0.050

$$\text{DQ} = 60.35 - 26.78 \text{ VI/EN} + 42.56 \text{ Tsxs/EN}$$

Dep Var: **DQ** N: 21 Multiple R: 0.408 Squared multiple R: 0.166

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	81.178	13.782	0.0	.
VI/EN	4.842	8.360	0.354	0.124
QI/EN	-317.950	270.222	-0.719	0.124

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	6424.908	2	3212.454	1.793	0.195

$$\text{DQ} = 81.17 + 4.842\text{VI/EN} - 317.95\text{QI/EN}$$

Dep Var: **DQ** N: 21 Multiple R: 0.504 Squared multiple R: 0.254

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	74.176	13.705	0.0	.
Tsxs/EN	18.041	11.396	0.718	0.201
QI/EN	-455.093	200.464	-1.030	0.201

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	9839.999	2	4920.000	3.070	0.071

$$\text{DQ} = 74.17 + 18.04\text{Tsxs/EN} - 455.09\text{QI/EN}$$

FORMACION ATLANTA BASE AGUA

VI/EN Tsxs/EN QI/EN ACUM DQ

Dep Var: ACUM N: 23 Multiple R: 0.258 Squared multiple R: 0.067

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	108750.163	27893.056	0.0	.
VI/EN	4164.773	19425.680	0.324	0.020
Tsxs/EN	-9755.666	25647.307	-0.575	0.020

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	1.19472E+10	2	5.97361E+09	0.715	0.501

$$ACUM=108750.63 + 4164.77VI/EN - 9755.66Tsxs/EN$$

Dep Var: ACUM N: 23 Multiple R: 0.249 Squared multiple R: 0.062

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	113349.248	37273.466	0.0	.
VI/EN	-6597.524	15977.279	-0.513	0.030
QI/EN	43150.539	196826.685	0.272	0.030

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	1.11416E+10	2	5.57082E+09	0.663	0.526

$$ACUM=113349.24 - 6597.52VI/EN + 43150.53 QI/EN$$

Dep Var: **ACUM** N: 23 Multiple R: 0.277 Squared multiple R: 0.077

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	122706.251	38768.185	0.0	.
Tsxs/EN	-15552.339	22365.691	-0.916	0.027
QI/EN	106289.745	208688.215	0.671	0.027

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	1.37082E+10	2	6.85411E+09	0.829	0.451

$$\text{ACUM} = 122706.25 - 15552.33\text{Tsxs/EN} + 106289.74\text{QI/EN}$$

Dep Var: **DQ** N: 23 Multiple R: 0.093 Squared multiple R: 0.009

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	42.234	18.504	0.0	.
VI/EN	-4.626	12.887	-0.559	0.020
Tsxs/EN	5.525	17.014	0.506	0.020

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	641.573	2	320.787	0.087	0.917

$$\text{DQ} = 42.23 - 4.62\text{VI/EN} + 5.52\text{Tsxs/EN}$$

Dep Var: **DQ** N: 23 Multiple R: 0.076 Squared multiple R: 0.006

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	39.139	24.704	0.0	.
VI/EN	1.781	10.589	0.215	0.030
QI/EN	-28.339	130.450	-0.278	0.030

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	427.760	2	213.880	0.058	0.944

$$\text{DQ} = 39.13 + 1.78\text{VI/EN} - 28.33\text{QI/EN}$$

Dep Var: **DQ** N: 23 Multiple R: 0.127 Squared multiple R: 0.016

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	32.543	25.759	0.0	.
Tsxs/EN	7.230	14.861	0.662	0.027
QI/EN	-73.289	138.661	-0.719	0.027

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	1187.534	2	593.767	0.163	0.851

$$\text{DQ} = 32.54 + 7.23\text{Tsxs/EN} - 73.28\text{QI/EN}$$

FORMACION SANTO TOMAS BASE AGUA

VI/EN Tsxs/EN QI/EN ACUM DQ

Dep Var: **ACUM** N: 30 Multiple R: 0.260 Squared multiple R: 0.068

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	89441.807	23435.237	0.0	.
VI/EN	-12895.193	9892.573	-0.760	0.102
Tsxs/EN	18499.924	13223.752	0.816	0.102

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	7.26775E+09	2	3.63387E+09	0.981	0.388

$$\text{ACUM} = 89441.807 - 12895.19\text{VI/EN} + 18499.92\text{Tsxs/EN}$$

Dep Var: **ACUM** N: 30 Multiple R: 0.070 Squared multiple R: 0.005

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	91897.023	24986.041	0.0	.
VI/EN	-225.686	3492.917	-0.013	0.870
QI/EN	12624.313	35485.565	0.073	0.870

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	5.18899E+08	2	2.59449E+08	0.066	0.937

$$\text{ACUM} = 91897.02 - 225.68\text{VI/EN} + 12624.31\text{QI/EN}$$

Dep Var: **ACUM** N: 30 Multiple R: 0.102 Squared multiple R: 0.010

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	84059.567	24983.534	0.0	.
Tsxs/EN	1841.286	4654.089	0.081	0.871
QI/EN	6761.524	35371.446	0.039	0.871

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	1.11779E+09	2	5.58895E+08	0.142	0.868

$$\text{ACUM} = 84059.56 + 1841.28\text{Tsxs/EN} + 6761.52\text{QI/EN}$$

Dep Var: **DQ** N: 30 Multiple R: 0.235 Squared multiple R: 0.055

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	69.391	40.125	0.0	.
VI/EN	-14.173	16.938	-0.491	0.102
Tsxs/EN	24.726	22.641	0.641	0.102

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	17154.366	2	8577.183	0.790	0.464

$$\text{DQ} = 69.39 - 26.78\text{VI/EN} + 24.72\text{Tsxs/EN}$$

Dep Var: **DQ** N: 30 Multiple R: 0.118 Squared multiple R: 0.014

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	75.021	42.304	0.0	.
VI/EN	3.172	5.914	0.110	0.870
QI/EN	5.289	60.081	0.018	0.870

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	4292.663	2	2146.332	0.189	0.829

$$\mathbf{DQ=75.02 + 3.17VI/EN - 5.28QI/EN}$$

Dep Var: **DQ** N: 30 Multiple R: 0.176 Squared multiple R: 0.031

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	65.351	42.052	0.0	.
Tsxs/EN	6.855	7.834	0.178	0.871
QI/EN	-1.831	59.537	-0.006	0.871

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	9562.089	2	4781.044	0.429	0.655

$$\mathbf{DQ=65.35 + 6.85Tsxs/EN - 1.83QI/EN}$$

FORMACION ATLANTA BASE PETROLEO

VI/EN Tsxs/EN QI/EN ACUM DQ

Dep Var: **ACUM** N: 29 Multiple R: 0.216 Squared multiple R: 0.047

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	92347.437	26354.265	0.0	.
VI/EN	-15827.054	14091.956	-0.543	0.157
Tsxs/EN	19570.489	19655.601	0.481	0.157

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	4.43948E+09	2	2.21974E+09	0.635	0.538

$$\text{ACUM} = 92347.43 - 15827.05\text{VI/EN} + 19570.48\text{Tsxs/EN}$$

Dep Var: **ACUM** N: 29 Multiple R: 0.342 Squared multiple R: 0.117

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	113106.117	23223.729	0.0	.
VI/EN	-2274.046	5384.541	-0.078	0.995
QI/EN	-11759.168	6625.821	-0.328	0.995

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	1.11719E+10	2	5.58594E+09	1.725	0.198

$$\text{ACUM} = 113106.11 - 2274.04\text{VI/EN} - 11759.167\text{QI/EN}$$

Dep Var: **ACUM** N: 29 Multiple R: 0.335 Squared multiple R: 0.112

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	108960.041	26412.973	0.0	.
Tsxs/EN	-1339.380	7521.328	-0.033	0.998
QI/EN	-12010.818	6635.451	-0.335	0.998

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	1.06976E+10	2	5.34879E+09	1.643	0.213

$$\text{ACUM} = 108960.04 - 1339.38\text{Tsxs/EN} - 12010.81\text{QI/EN}$$

Dep Var: **DQ** N: 29 Multiple R: 0.168 Squared multiple R: 0.028

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	91.479	32.837	0.0	.
VI/EN	-15.057	17.558	-0.419	0.157
Tsxs/EN	17.982	24.491	0.358	0.157

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	4090.475	2	2045.238	0.377	0.690

$$\text{DQ} = 91.47 - 15.05\text{VI/EN} + 17.98\text{Tsxs/EN}$$

Dep Var: **DQ** N: 29 Multiple R: 0.526 Squared multiple R: 0.277

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	119.881	25.940	0.0	.
VI/EN	-1.909	6.014	-0.053	0.995
QI/EN	-23.010	7.401	-0.520	0.995

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	40214.424	2	20107.212	4.977	0.015

$$\mathbf{DQ} = 119.88 - 1.9\mathbf{VI/EN} - 23.01\mathbf{QI/EN}$$

Dep Var: **DQ** N: 29 Multiple R: 0.526 Squared multiple R: 0.277

Effect	Coefficient	Std Error	Std Coef	Tolerance
CONSTANT	120.794	29.424	0.0	.
Tsxs/EN	-2.542	8.379	-0.051	0.998
QI/EN	-23.280	7.392	-0.526	0.998

Analysis of Variance

Source	Sum-of-Squares	df	Mean-Square	F-ratio	P
Regression	40179.361	2	20089.680	4.971	0.015

$$\mathbf{DQ} = 120.79 - 2.54\mathbf{Tsxs/EN} - 23.28\mathbf{QI/EN}$$

TABLA V
RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS DE FRACTURAMIENTOS (%)

			MEDIA	VARIANZA	DESV.ST	INTERVALO DE CONFIANZA		
FM. ATLANTA	BASE AGUA	VI/EN	5.34	8.33	2.88	4.030	< μ <	6.64
		Tsxs/EN	4.20	4.68	2.16	3.210	< μ <	5.18
		QI/EN	0.30	0.06	0.24	0.190	< μ <	0.41
	BASE PETROLEO	VI/EN	3.19	10.37	3.22	1.730	< μ <	4.65
		Tsxs/EN	2.06	3.07	1.57	1.340	< μ <	2.77
		QI/EN	0.11	0.33	0.57	0.153	< μ <	0.37
FM. SANTO TOMAS	BASE AGUA	VI/EN	6.45	12.84	3.58	5.110	< μ <	7.79
		Tsxs/EN	4.85	7.00	2.64	3.860	< μ <	5.84
		QI/EN	0.37	0.05	0.22	0.270	< μ <	0.46
	BASE PETROLEO	VI/EN	3.73	3.87	1.96	2.990	< μ <	4.46
		Tsxs/EN	3.04	2.00	1.41	2.510	< μ <	3.56
		QI/EN	0.21	0.30	0.54	0.304	< μ <	0.45

TABLA VI

TABLA DE FRECUENCIA DE LA FORMACION SANTO TOMAS BASE PETROLEO

VI/EN	FRECUENCIA	ACUMULADA			DQ		
		MB	B	R	MB	B	R
0.37 - 1.6	4	4	0	0	3	0	1
1.6 - 2.83	6	2	2	2	3	2	1
2.83 - 4.06	7	2	3	2	3	0	4
4.06 - 5.29	5	2	1	2	3	0	2
5.29 - 6.52	4	2	1	1	3	1	0
6.52 - 7.77	3	1	2	0	1	1	1

Tsxs/EN	FRECUENCIA	ACUMULADA			DQ		
		MB	B	R	MB	B	R
0.6 - 1.55	4	2	1	1	2	1	1
1.55 - 2.5	7	4	1	2	5	0	2
2.5 - 3.45	7	2	3	2	3	0	4
3.45 - 4.4	4	2	1	1	3	0	1
4.4 - 5.35	6	3	2	1	4	1	1
5.35 - 6.3	1	0	1	0	0	1	0

QI/EN	FRECUENCIA	ACUMULADA			DQ		
		MB	B	R	MB	B	R
0.06 - 0.142	11	8	3	0	6	0	5
0.142 - 0.224	15	5	6	4	11	1	3
0.224 - 0.306	8	3	3	2	6	1	1
0.306 - 0.388	2	0	0	2	1	0	1
0.338 - 0.47	0	0	0	0	0	0	0
0.47 - 0.55	1	0	0	1	0	1	0

TABLA VII

TABLA DE FRECUENCIA DE LA FORMACION SANTO TOMAS BASE AGUA

VI/EN	FRECUENCIA	ACUMULADA			DQ		
		MB	B	R	MB	B	R
1.98 - 4.27	9	4	1	4	3	1	5
4.27 - 6.56	9	5	1	3	4	3	2
6.56 - 8.85	5	3	2	0	3	1	1
8.85 - 11.14	4	2	2	0	2	1	1
11.14 - 13.43	1	0	0	1	0	0	1
13.43 - 15.77	2	0	2	0	1	0	1

Tsxs/EN	FRECUENCIA	ACUMULADA			DQ		
		MB	B	R	MB	B	R
1.88 - 3.64	12	5	2	5	5	2	5
3.64 - 5.40	8	6	0	2	3	3	2
5.40 - 7.16	4	1	3	0	2	0	2
7.16 - 8.92	4	2	1	1	2	1	1
8.92 - 10.68	1	0	1	0	0	0	1
10.68 - 12.49	1	0	1	0	1	0	0

QI/EN	FRECUENCIA	ACUMULADA			DQ		
		MB	B	R	MB	B	R
0.10 - 0.26	10	5	0	5	3	2	5
0.26 - 0.42	9	4	3	2	3	2	4
0.42 - 0.58	8	4	4	0	5	2	1
0.58 - 0.74	1	1	0	0	1	0	0
0.74 - 0.90	1	0	0	1	0	0	1
0.90 - 1.10	1	0	1	0	1	0	0

TABLA VIII

TABLA DE FRECUENCIA DE LA FORMACION ATLANTA BASE PETROLEO

VI/EN	FRECUENCIA	ACUMULADA			DQ		
		MB	B	R	MB	B	R
0.89 - 2.91	14	7	5	2	5	5	4
2.91 - 4.93	4	2	2	0	1	1	2
4.93 - 6.95	1	1	0	0	0	1	0
6.95 - 8.97	0	0	0	0	0	0	0
8.97 - 10.99	0	0	0	0	0	0	0
10.99 - 13.00	2	2	0	0	0	0	2

Tsxs/EN	FRECUENCIA	ACUMULADA			DQ		
		MB	B	R	MB	B	R
0.63 - 1.68	14	8	5	1	4	5	5
1.68 - 2.73	2	1	0	1	1	1	0
2.73 - 3.78	2	0	2	0	1	0	1
3.78 - 4.83	1	1	0	0	1	0	0
4.83 - 5.88	1	1	0	0	0	0	1
5.88 - 6.92	1	1	0	0	0	0	1

QI/EN	FRECUENCIA	ACUMULADA			DQ		
		MB	B	R	MB	B	R
0.04 - 0.10	13	6	5	2	5	5	3
0.10 - 0.16	3	1	2	0	0	1	2
0.16 - 0.22	3	3	0	0	2	0	1
0.22 - 0.28	0	0	0	0	0	0	0
0.28 - 0.34	0	0	0	0	0	0	0
0.34 - 0.40	2	2	0	0	0	0	2

TABLA IX

TABLA DE FRECUENCIA DE LA FORMACION ATLANTA BASE AGUA

VI/EN	FRECUENCIA	ACUMULADA			DQ		
		MB	B	R	MB	B	R
1.77 - 6.36	16	6	2	8	4	3	9
6.36 - 10.95	3	1	2	0	0	0	3
10.95 - 15.54	2	0	0	2	0	1	1
15.54 - 20.13	0	0	0	0	0	0	0
20.13 - 24.72	0	0	0	0	0	0	0
24.72 - 29.32	2	0	1	1	0	1	1

Tsxs/EN	FRECUENCIA	ACUMULADA			DQ		
		MB	B	R	MB	B	R
1.20 - 14.89	20	7	3	10	4	4	12
14.89 - 28.58	2	0	1	1	0	1	1
25.58 - 42.27	0	0	0	0	0	0	0
42.27 - 55.96	0	0	0	0	0	0	0
55.96 - 69.65	0	0	0	0	0	0	0
69.65 - 83.33	1	0	1	0	0	0	1

QI/EN	FRECUENCIA	ACUMULADA			DQ		
		MB	B	R	MB	B	R
0.08 - 0.43	16	6	2	8	4	3	9
0.43 - 0.78	4	1	2	1	0	0	4
0.78 - 1.13	1	0	0	1	0	1	0
1.13 - 1.48	0	0	0	0	0	0	0
1.48 - 1.83	0	0	0	0	0	0	0
1.83 - 2.18	2	0	1	1	0	1	1

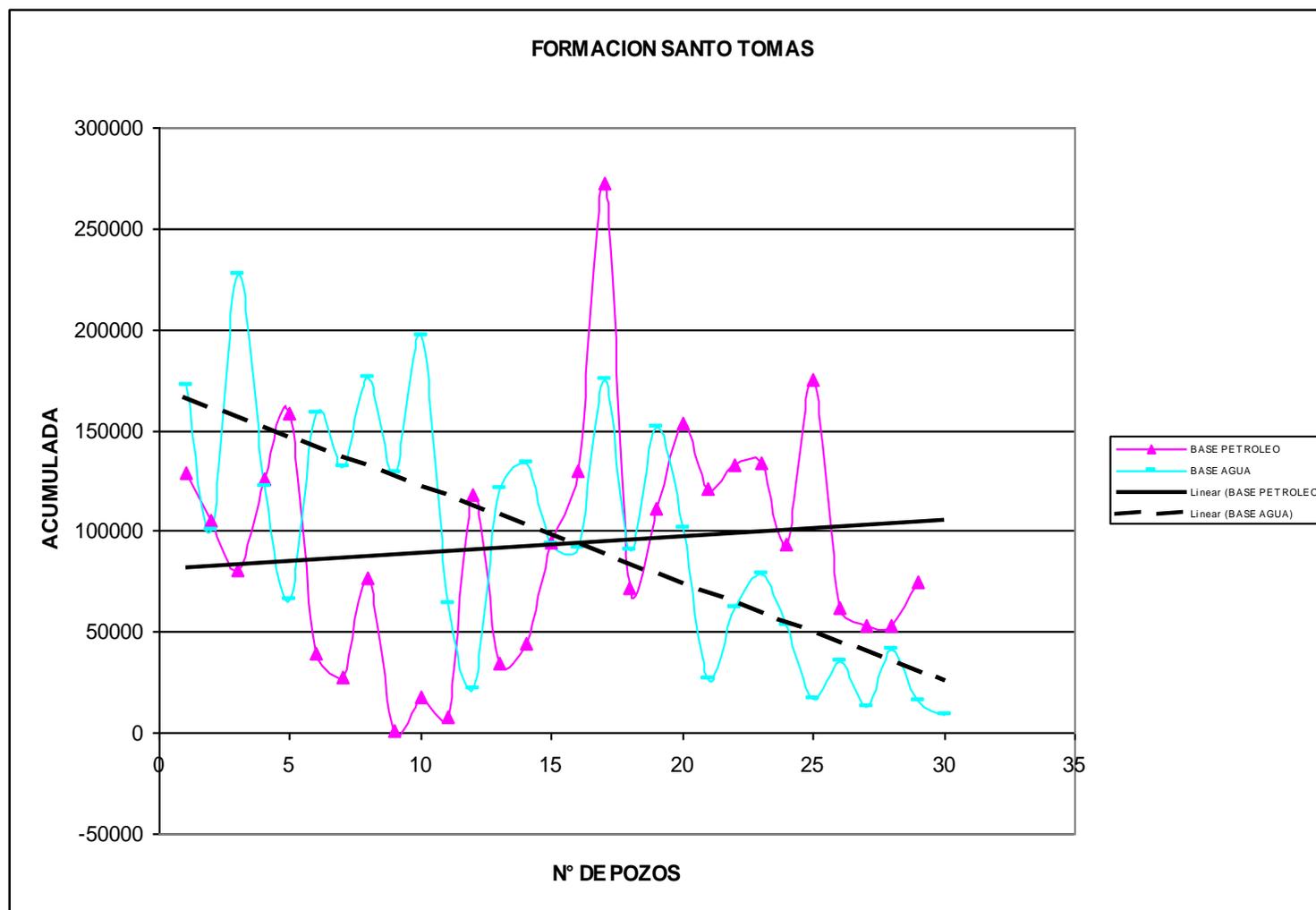


Fig. 5.1 Relación base agua y base petróleo con respecto a la acumulada de petróleo.

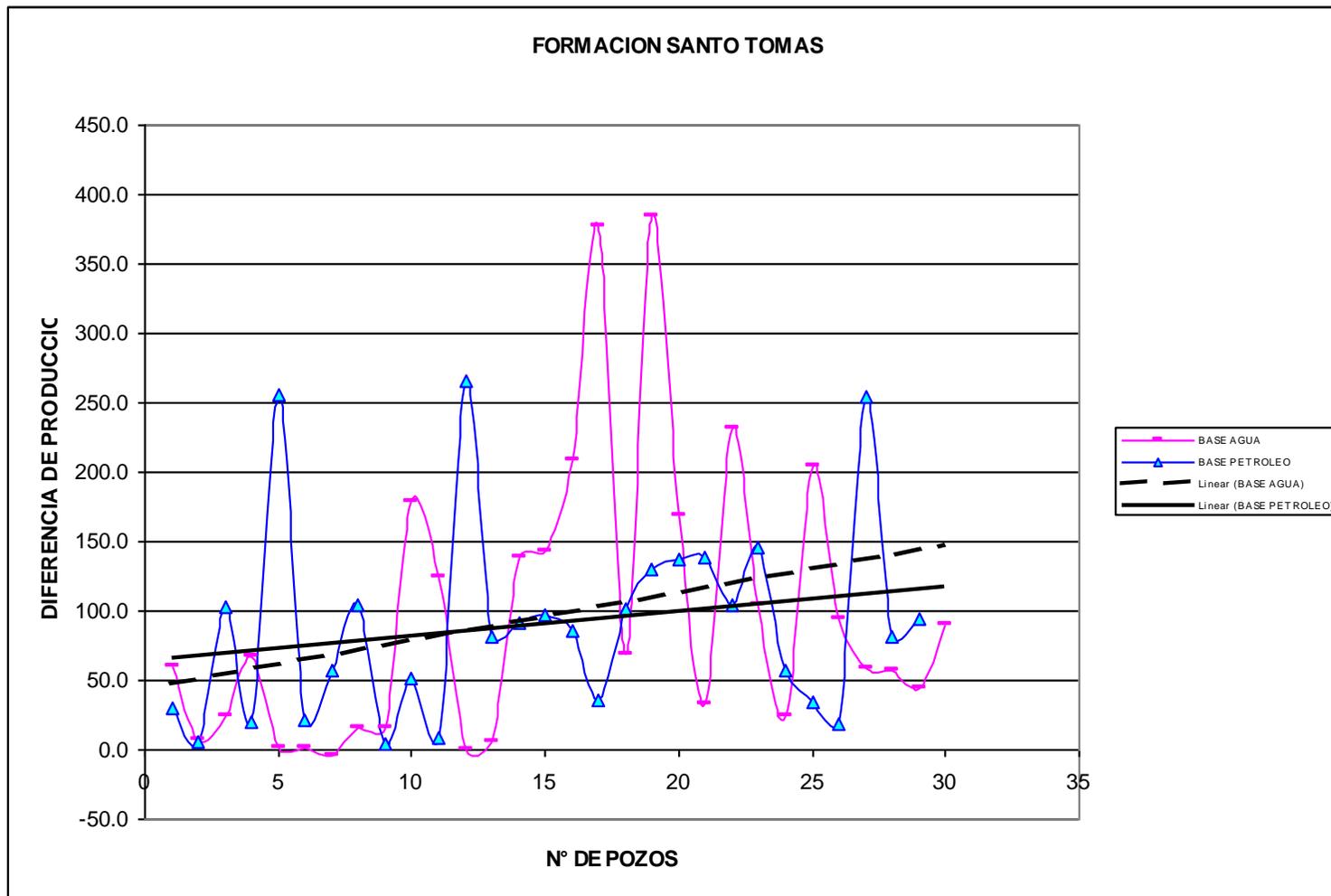


Fig. 5.2: Relación base agua y base petróleo con respecto a la diferencia de producción de petróleo.

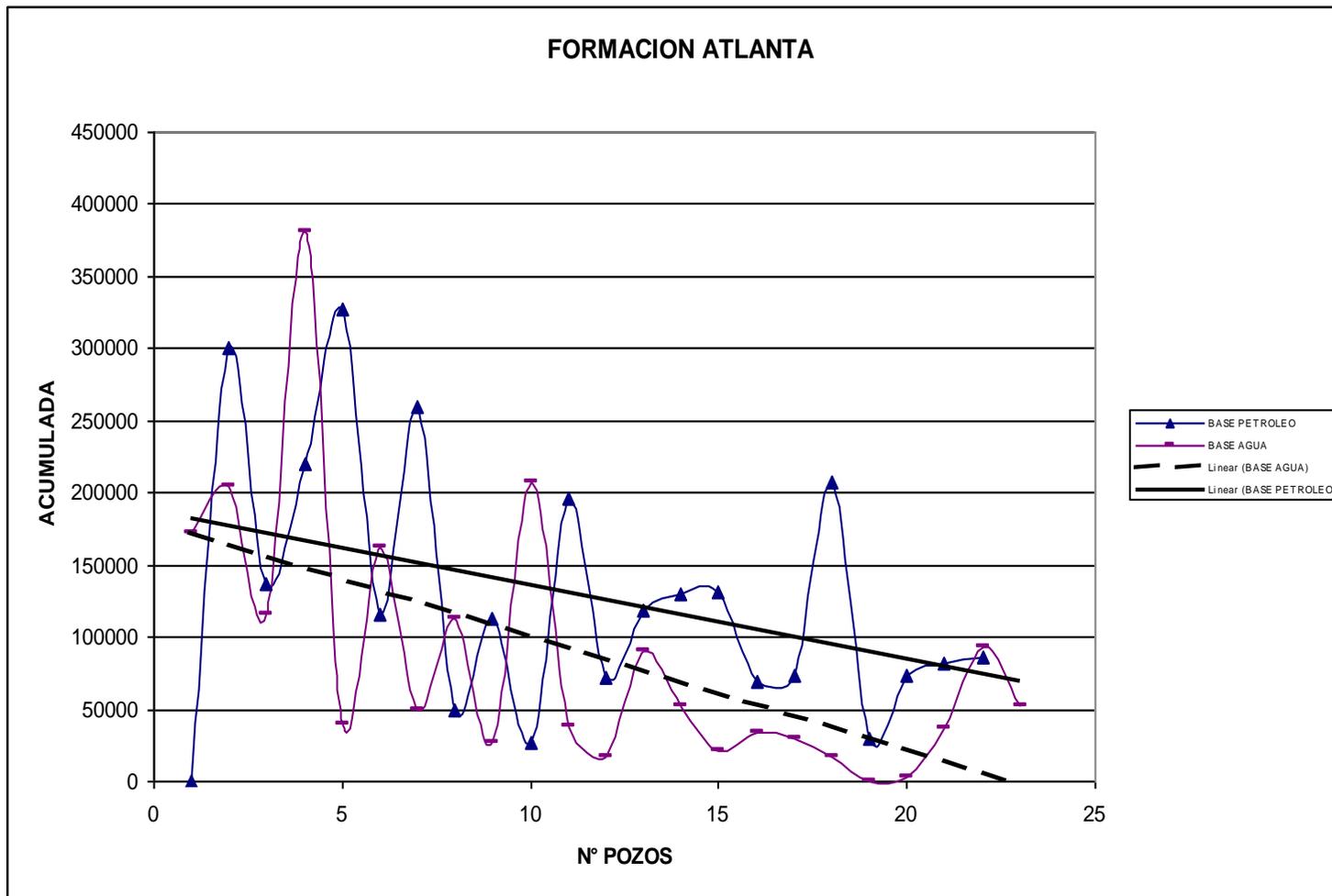


Fig. 5.3: Relación base agua y base petróleo con respecto a la acumulada de petróleo.

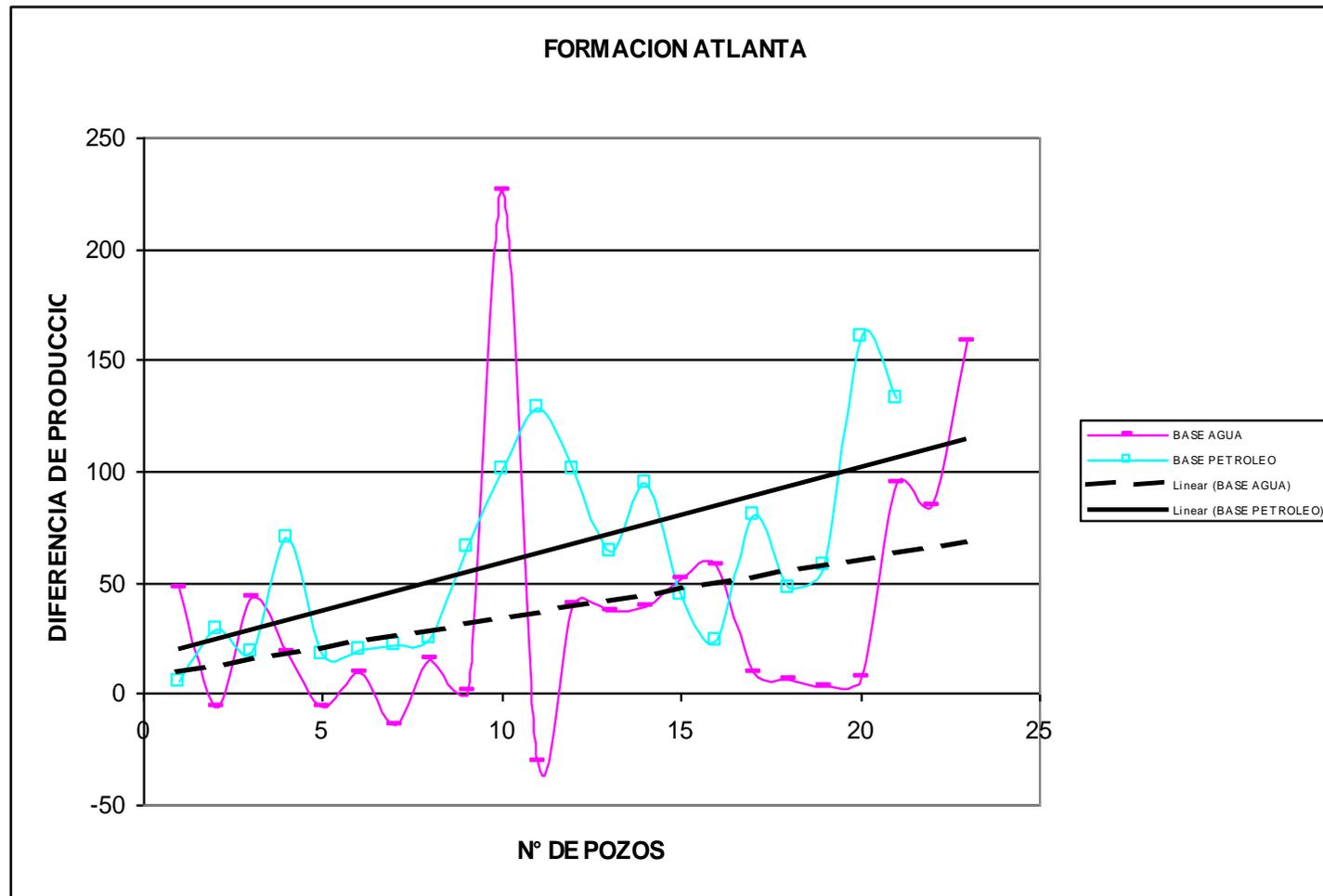


Fig. 5.4: Relación base agua y base petróleo con respecto a la diferencia de producción de petróleo.

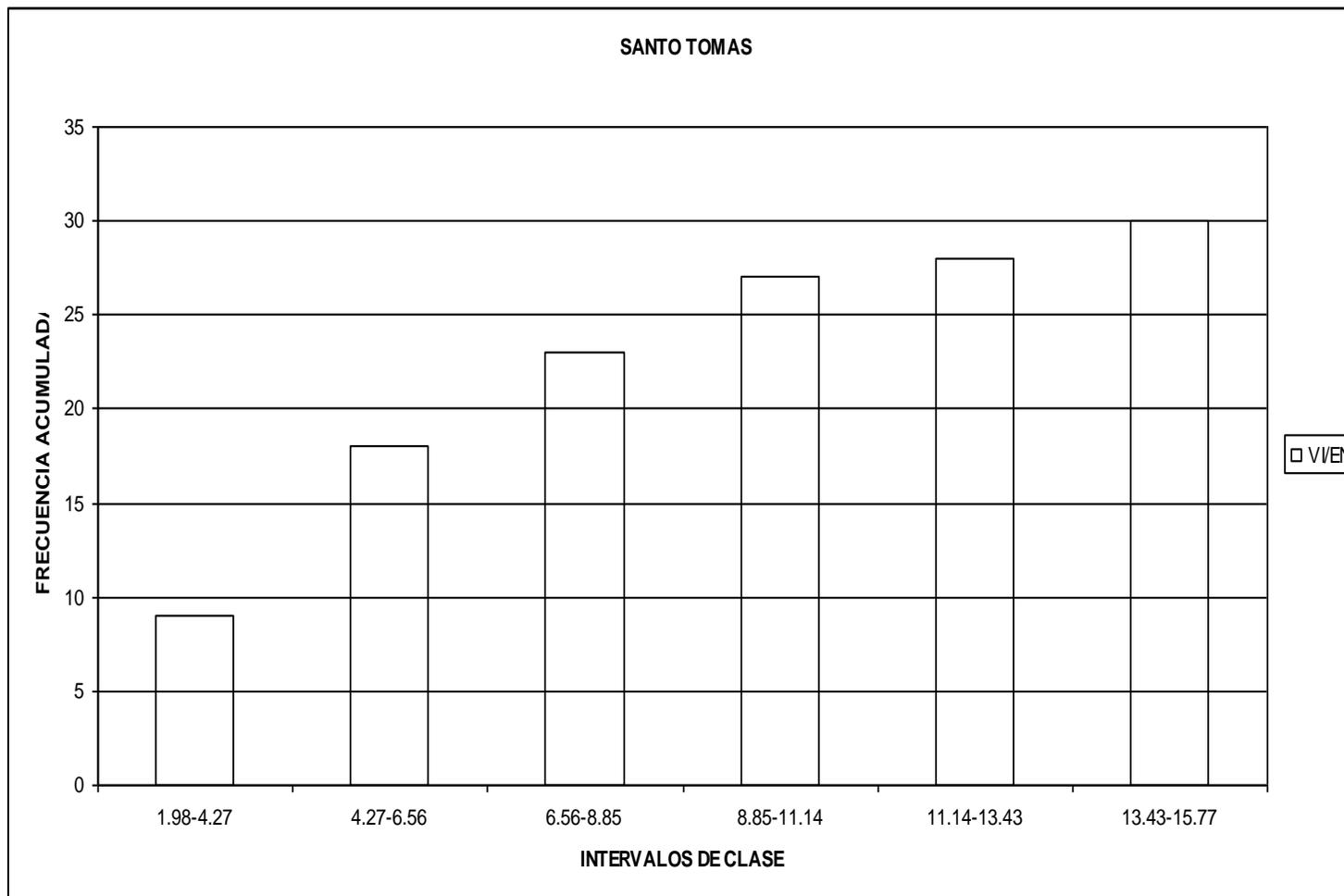


Fig. 5.5: Frecuencia acumulada con respecto al VI/EN base agua

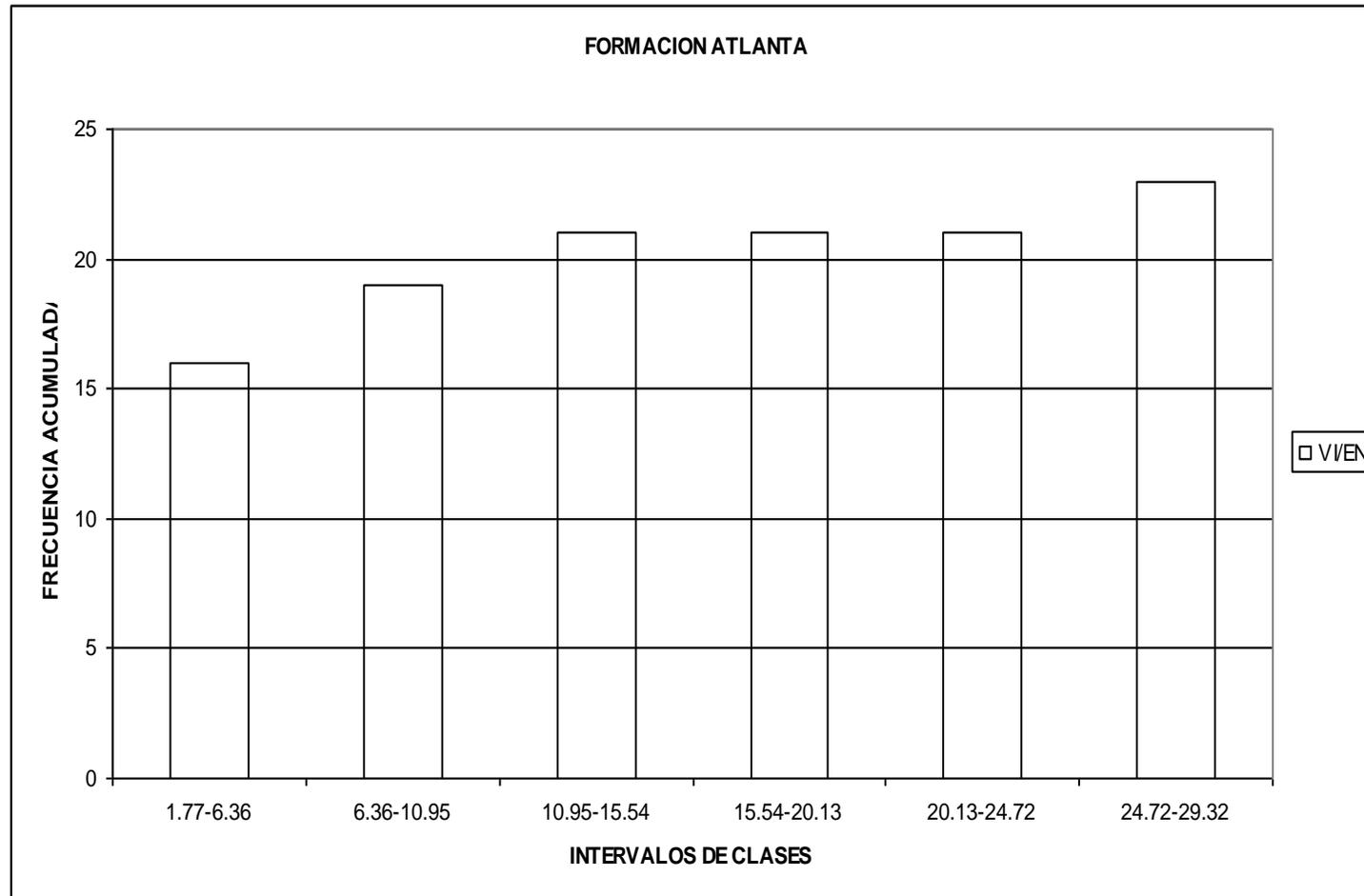


Fig. 5.6: Frecuencia acumulada con respecto al VI/EN base agua

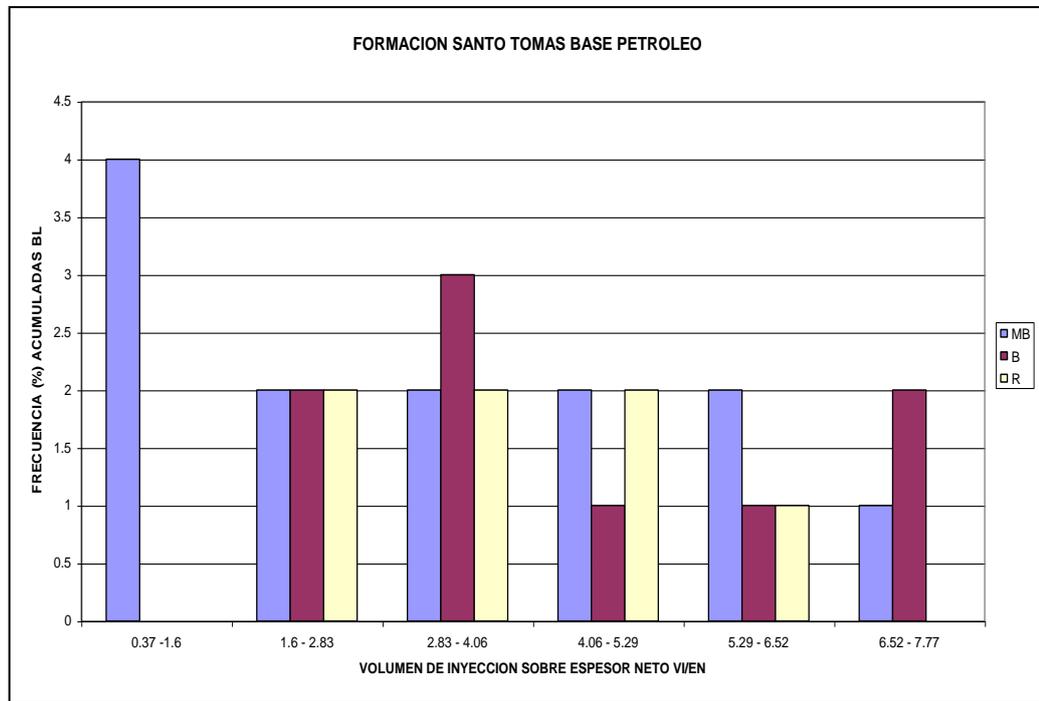


Fig. 5.7: Histograma de frecuencia de acumulada VS volumen de inyección sobre espesor neto.

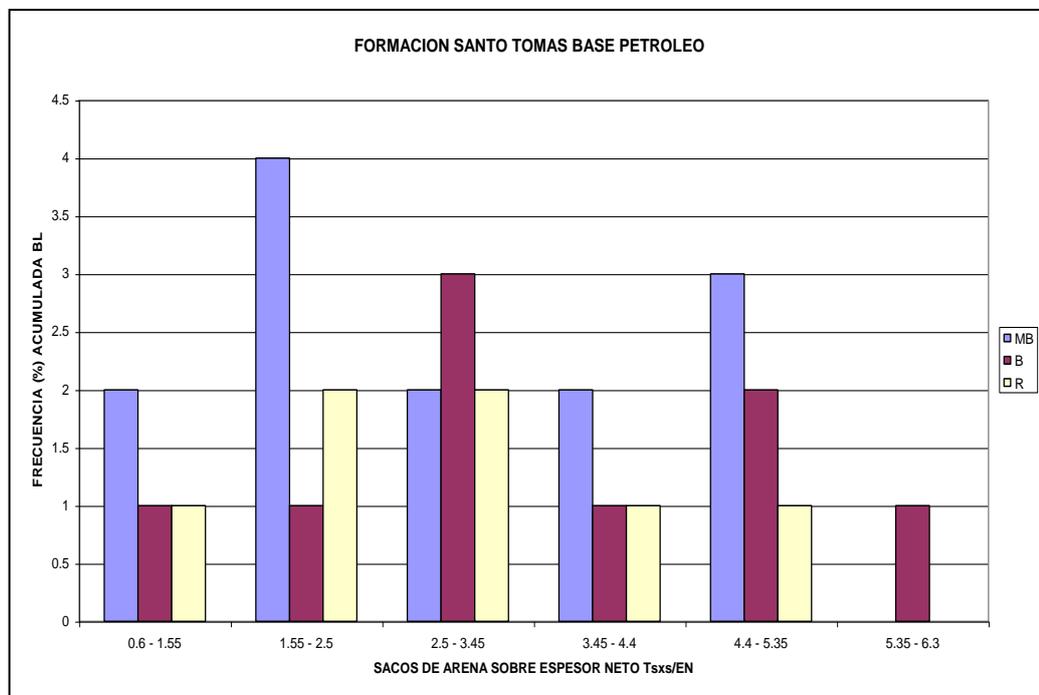


Fig. 5.8: Histograma de frecuencia de acumulada VS total de sacos de arena sobre espesor neto.

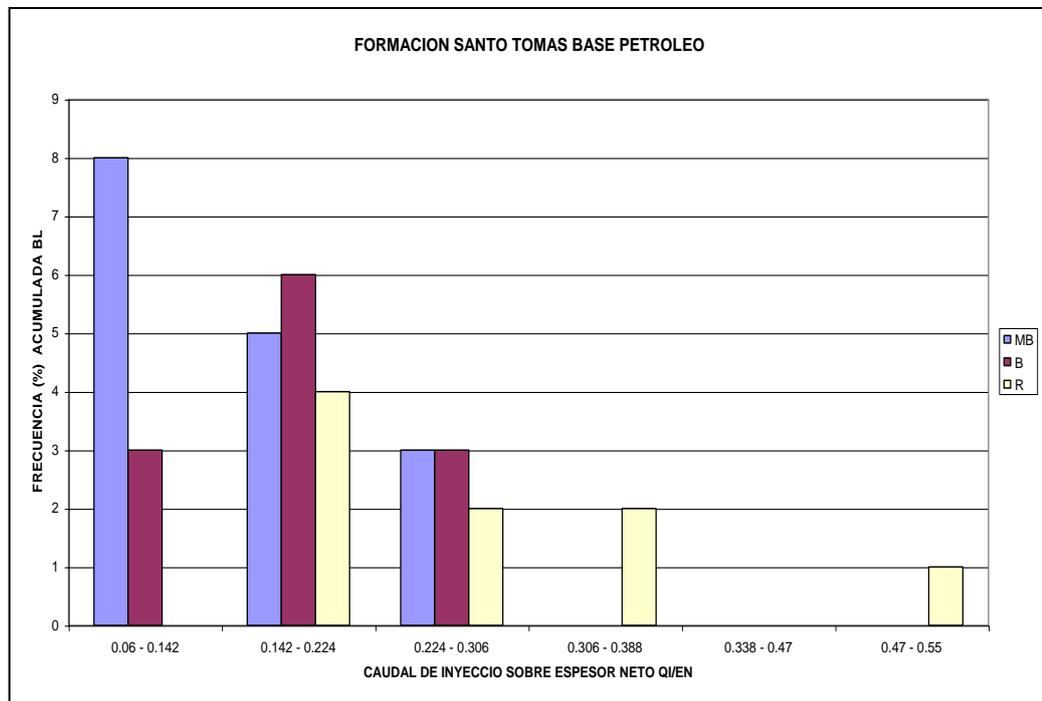


Fig. 5.9: Histograma de frecuencia de acumulada VS caudal de inyección sobre espesor neto.

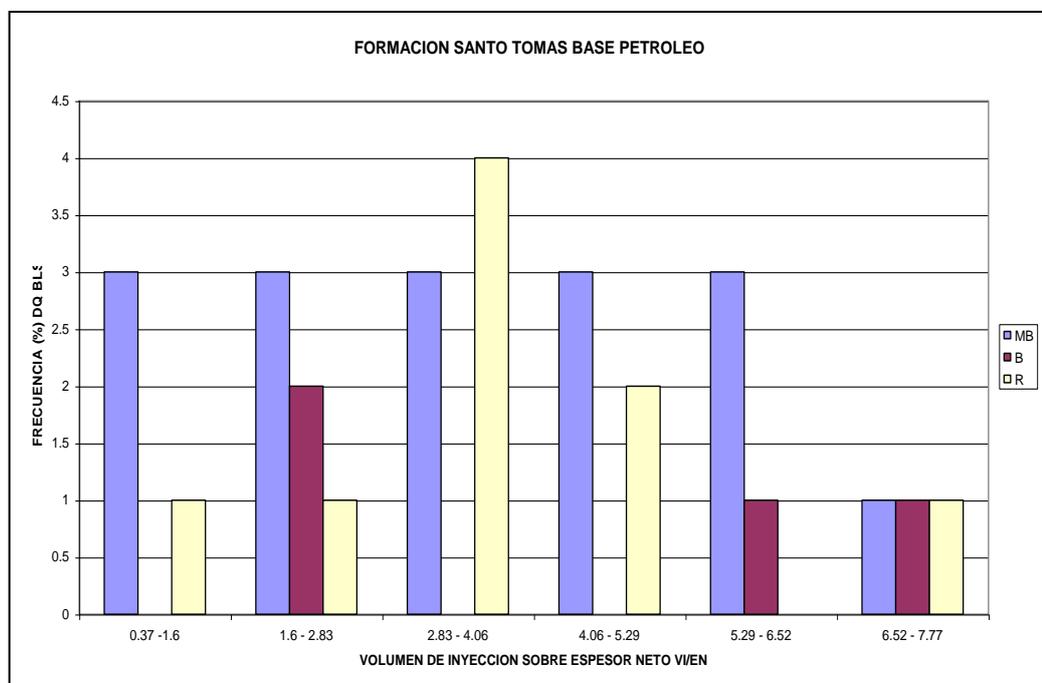


Fig. 5.10: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS volumen de inyección sobre espesor neto.

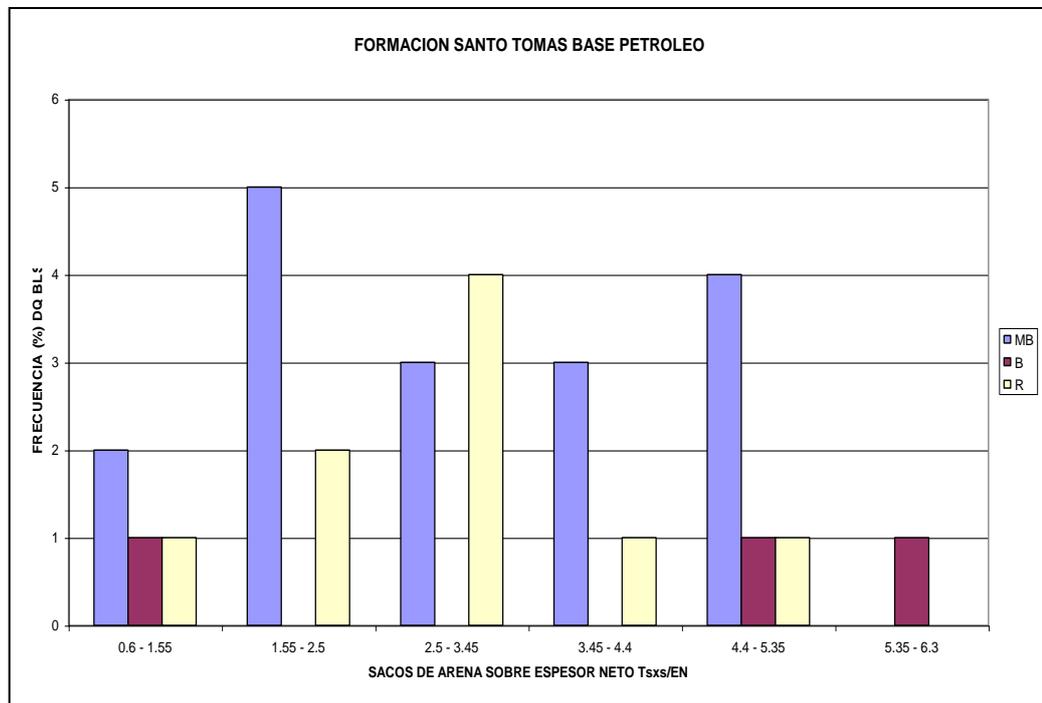


Fig. 5.11: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS total de sacos de arena sobre espesor neto.

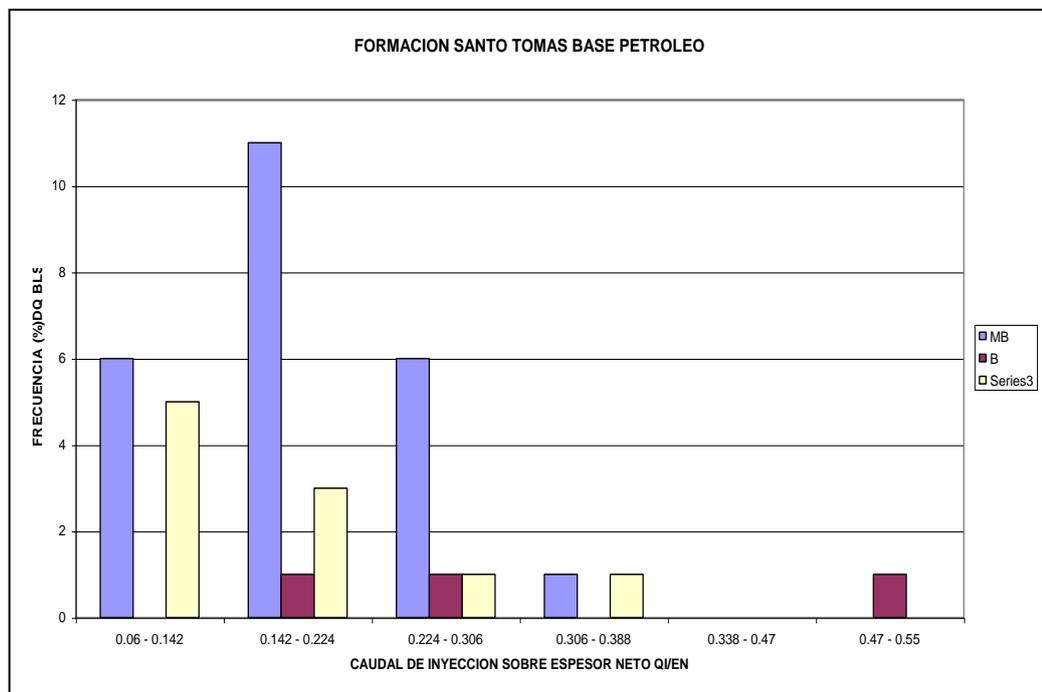


Fig. 5.12: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS caudal de inyección.

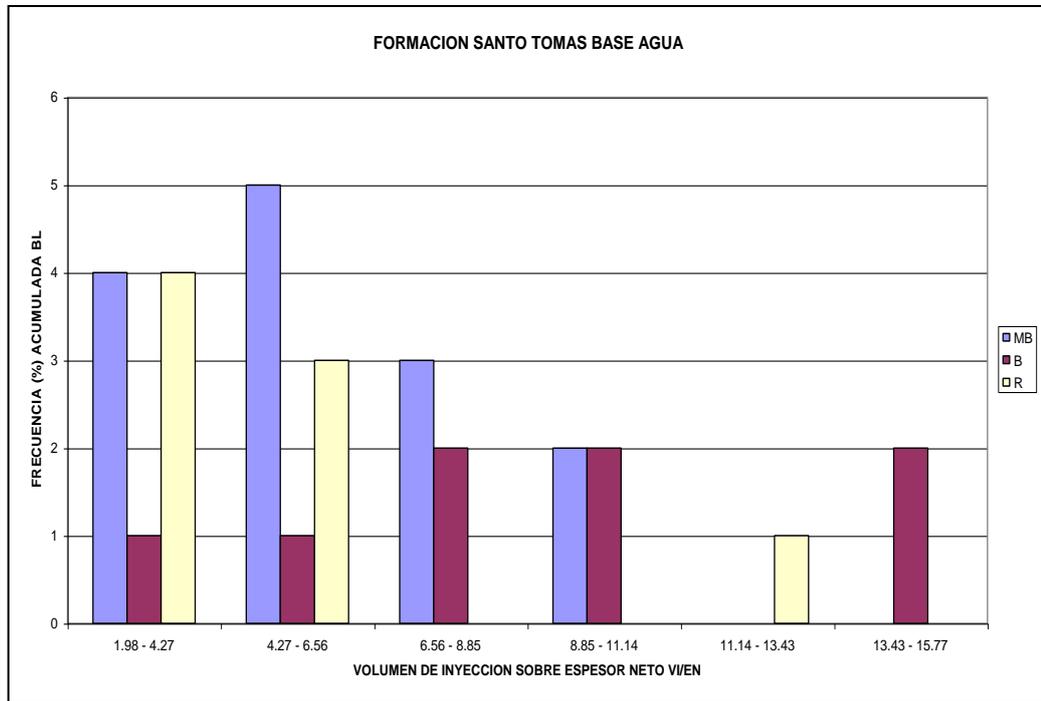


Fig. 5.13: Histograma de frecuencia de acumulada VS volumen de inyección sobre espesor neto.

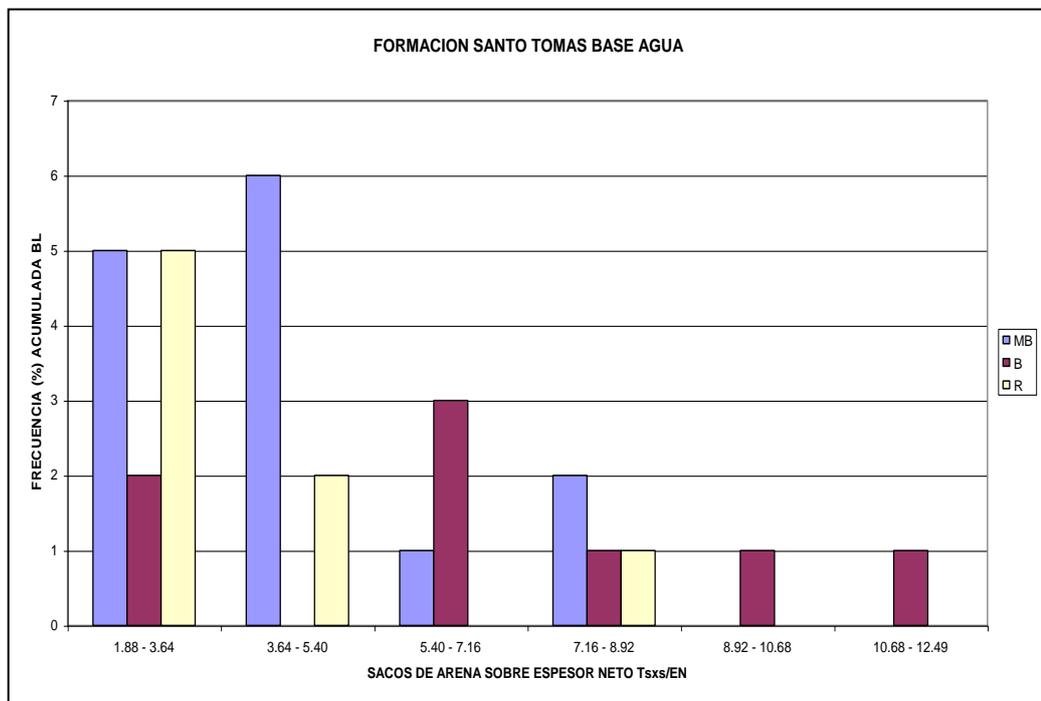


Fig. 5.14: Histograma de frecuencia de acumulada VS total de sacos de arena sobre espesor neto.

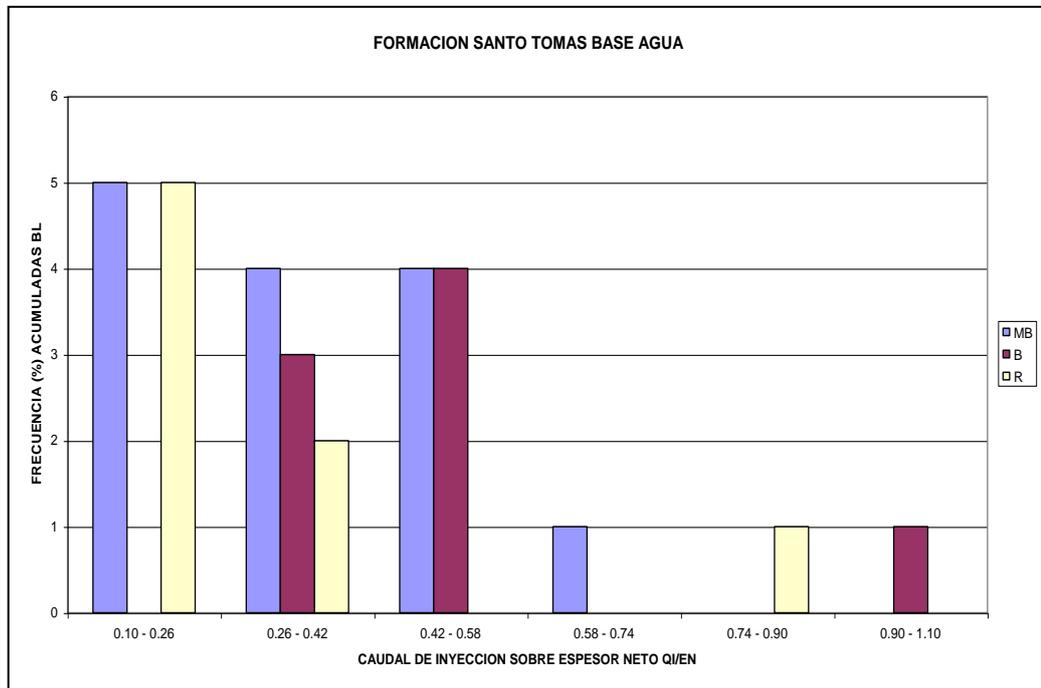


Fig. 5.15: Histograma de frecuencia de acumulada VS caudal de inyección sobre espesor neto.

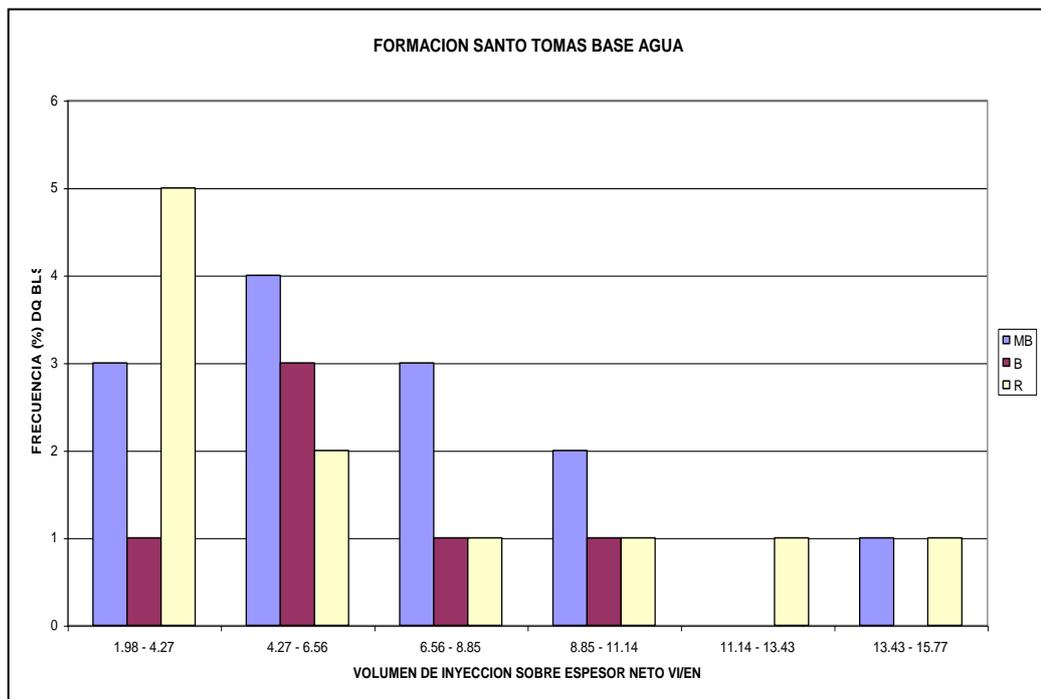


Fig.5.16:Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS volumen de inyección sobre espesor neto.

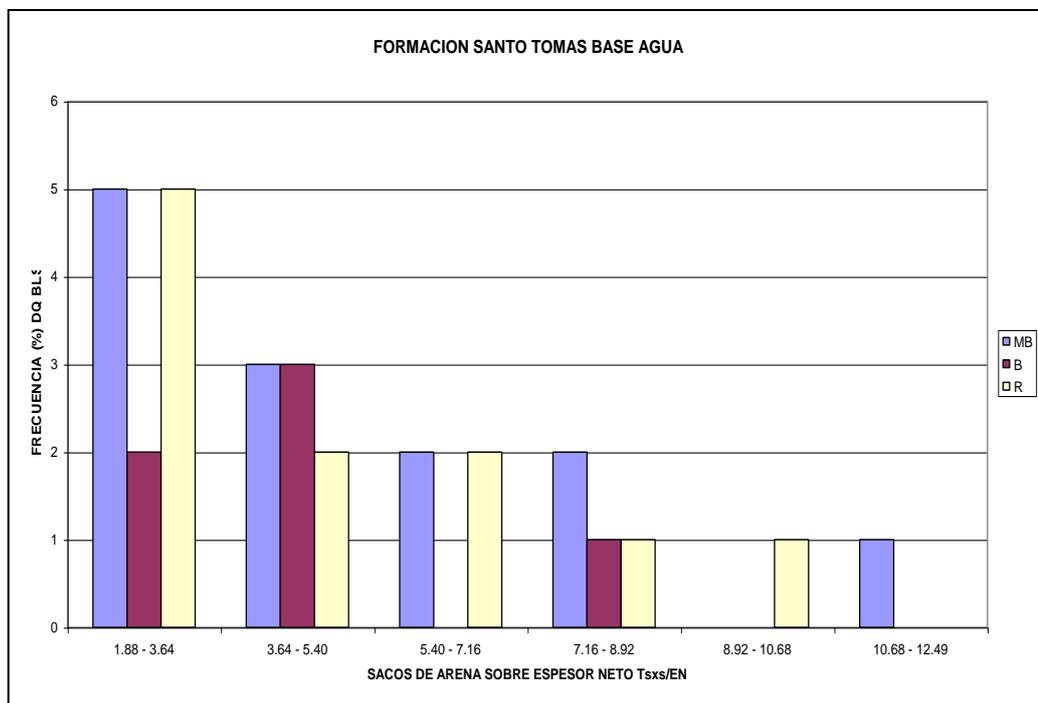


Fig. 5.17: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS total de sacos de arena sobre espesor neto.

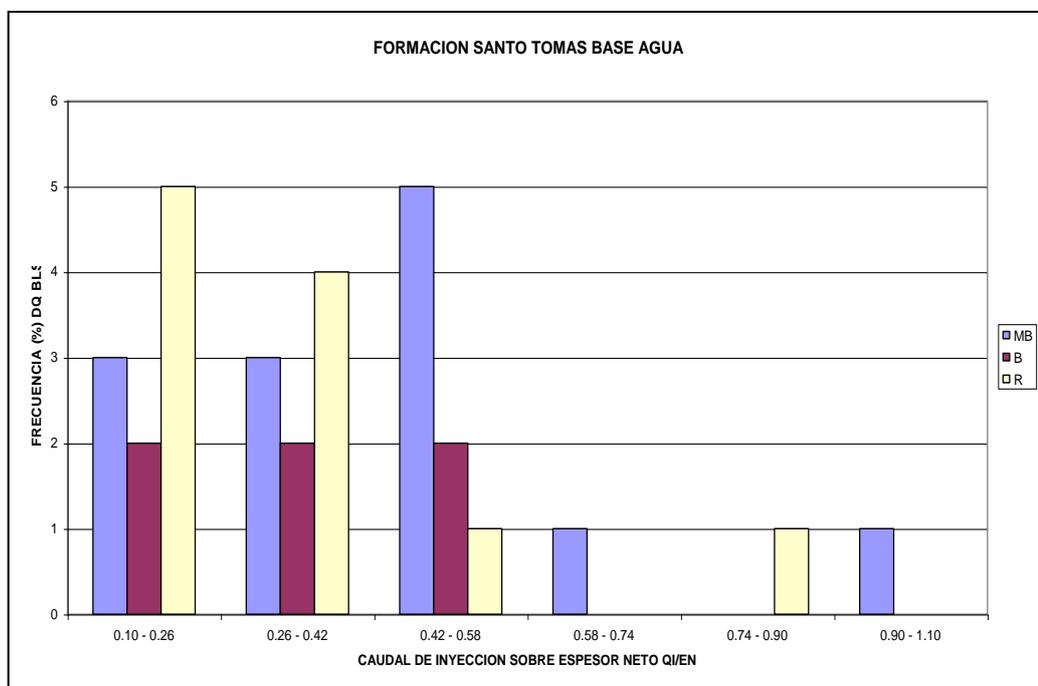


Fig. 5.18: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS caudal de inyección.

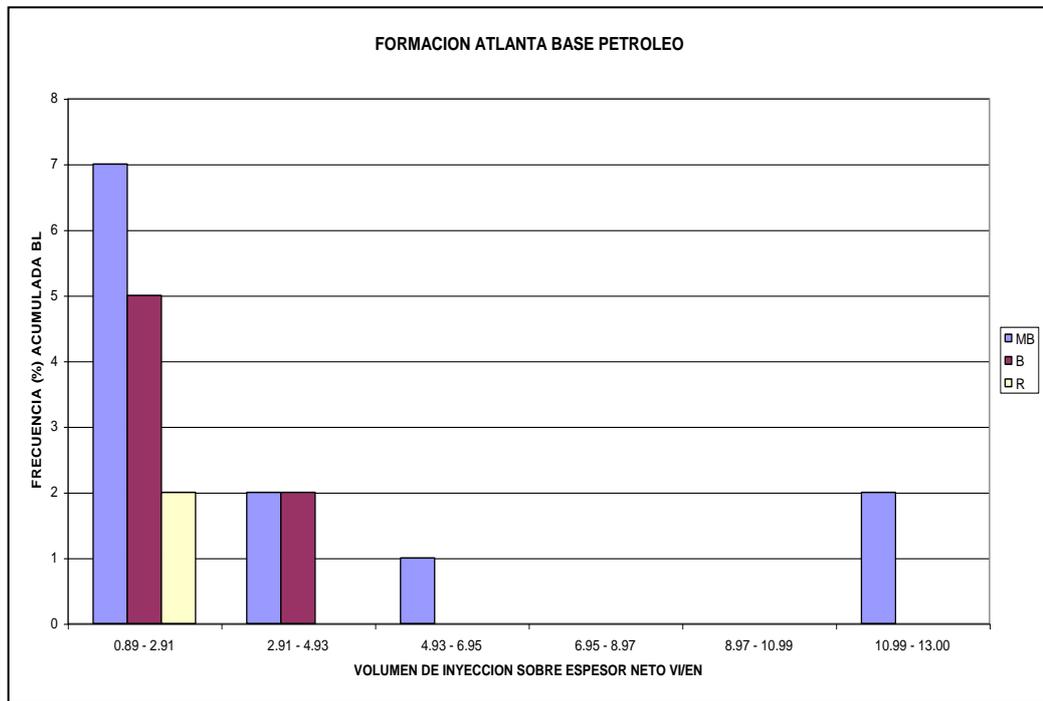


Fig. 5.19: Histograma de frecuencia de acumulada VS volumen de inyección sobre espesor neto.

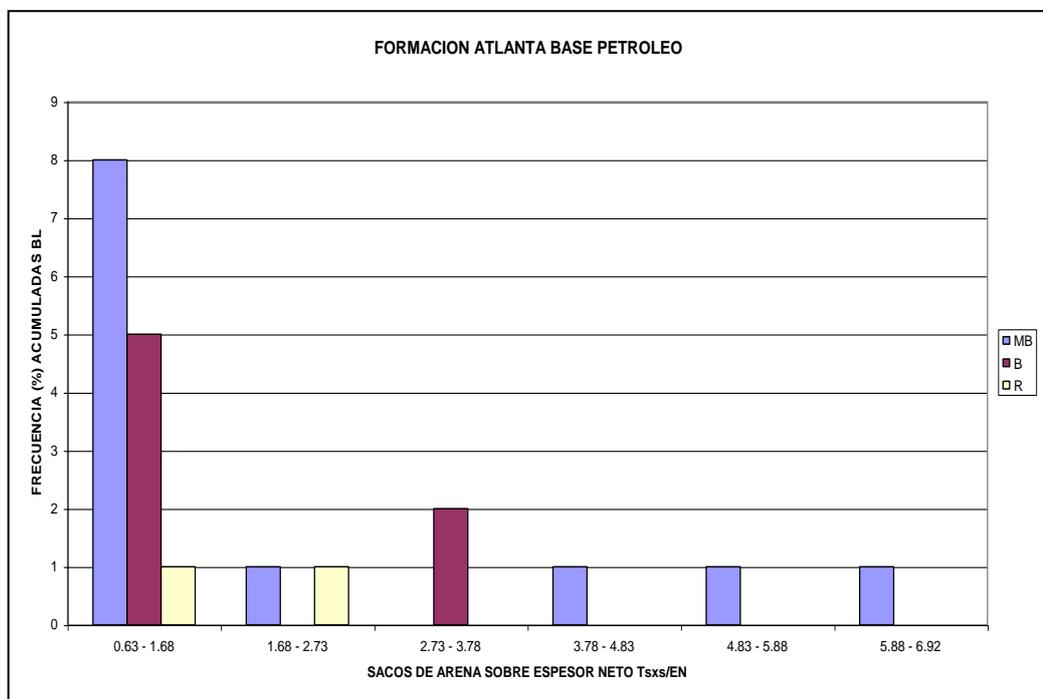


Fig. 5.20: Histograma de frecuencia de acumulada VS total de sacos de arena sobre espesor neto.

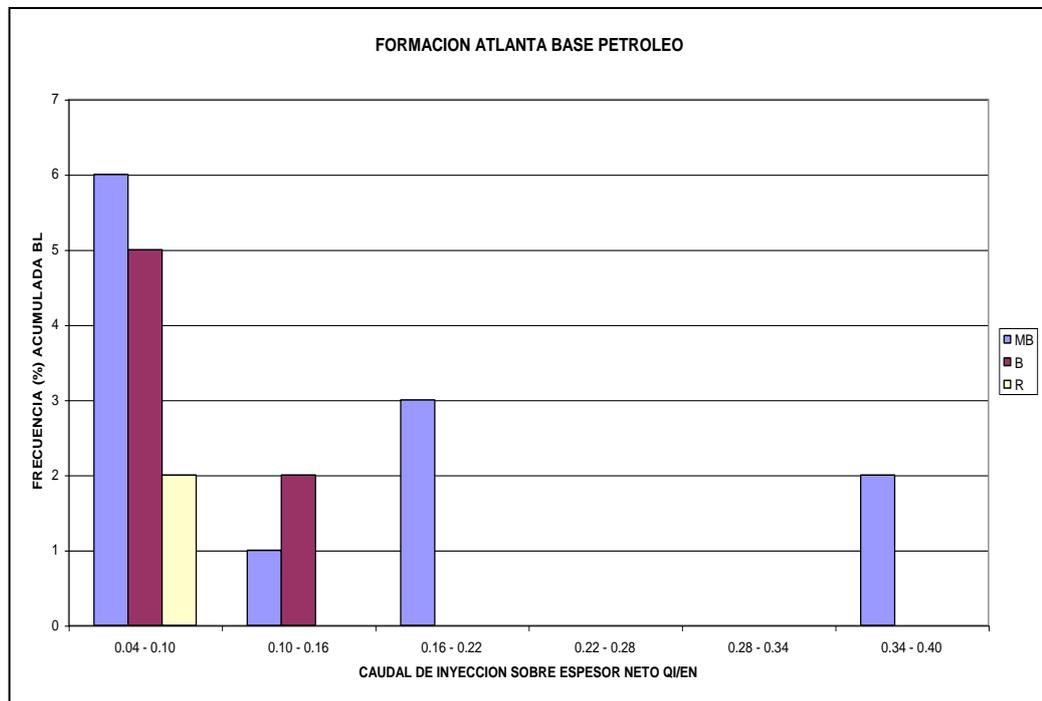


Fig. 5.21: Histograma de frecuencia de acumulada VS caudal de inyección sobre espesor neto.

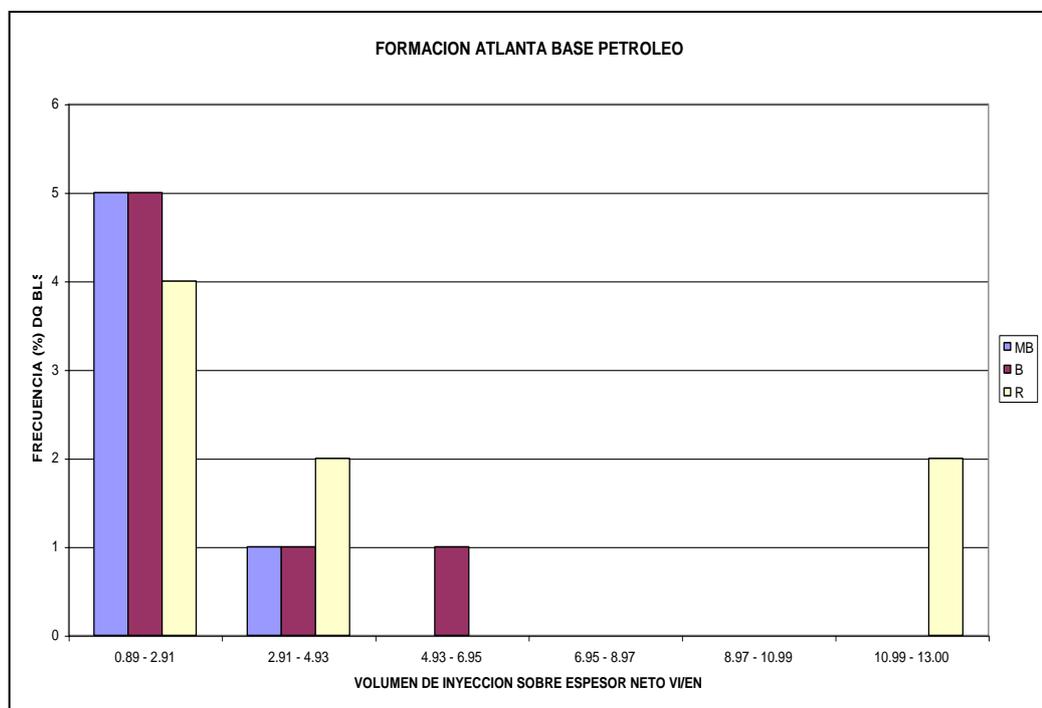


Fig. 5.22: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS volumen de inyección sobre espesor neto.

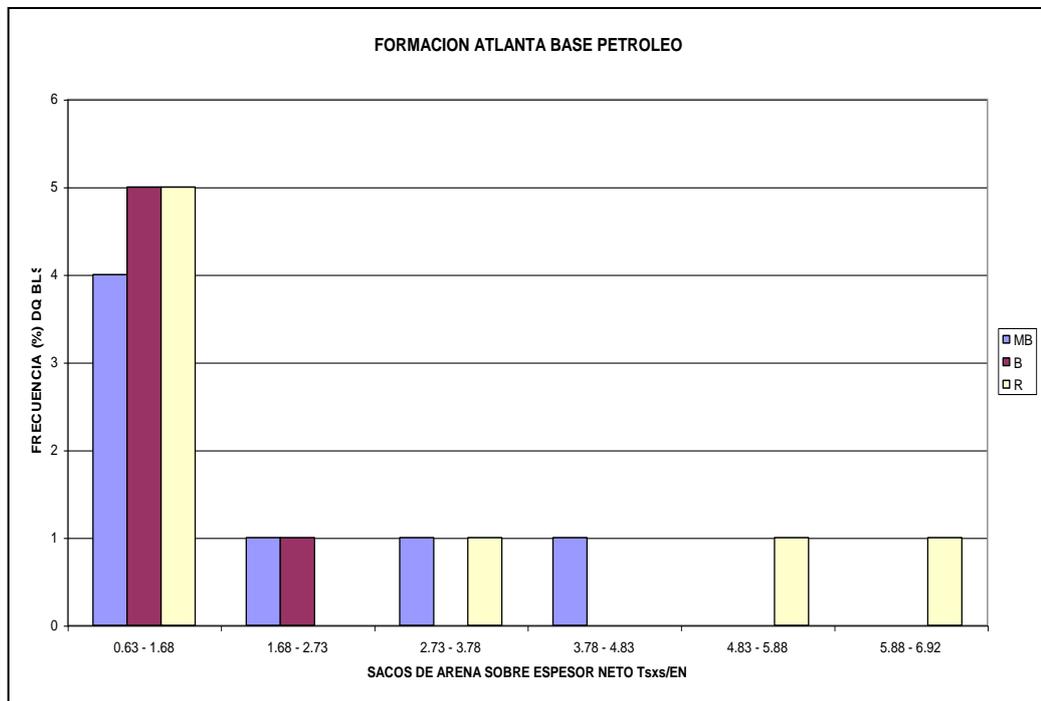


Fig. 5.23: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS total de sacos de arena sobre espesor neto.

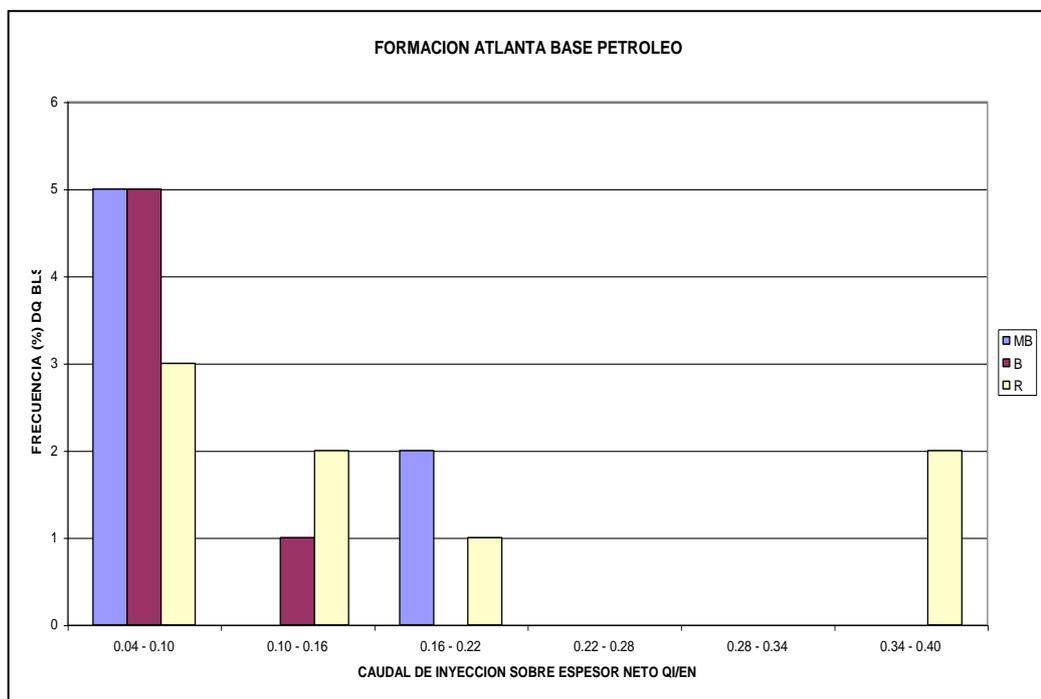


Fig. 5.24: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS caudal de inyección.

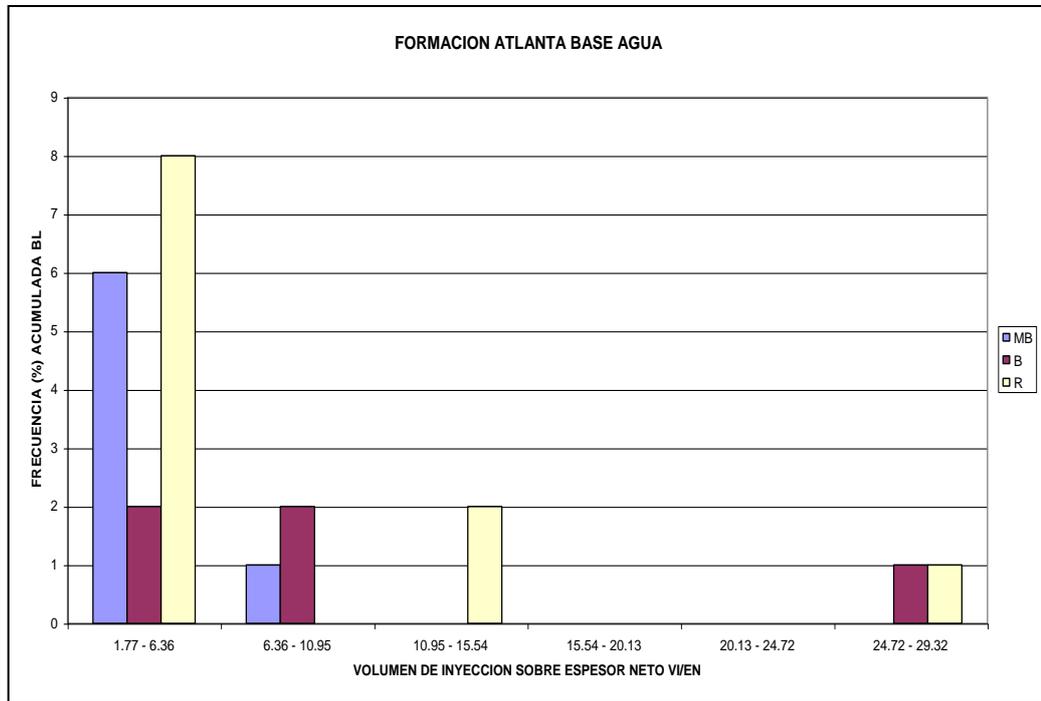


Fig. 5.25: Histograma de frecuencia de acumulada VS volumen de inyección sobre espesor neto.

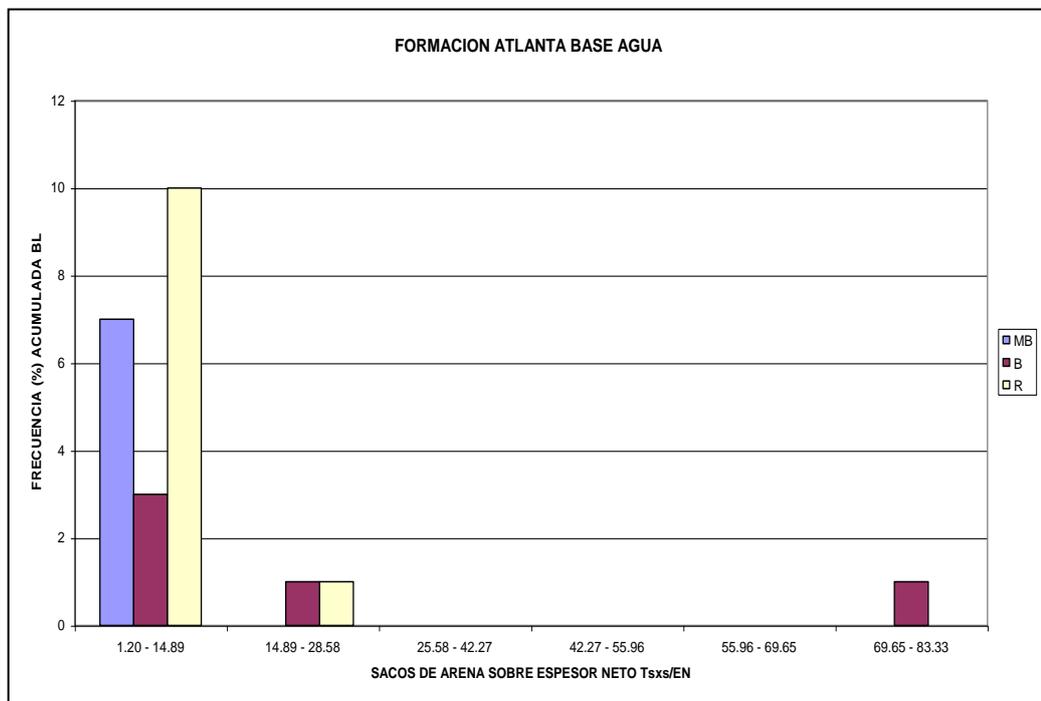


Fig. 5.26: Histograma de frecuencia de acumulada VS total de sacos de arena sobre espesor neto.

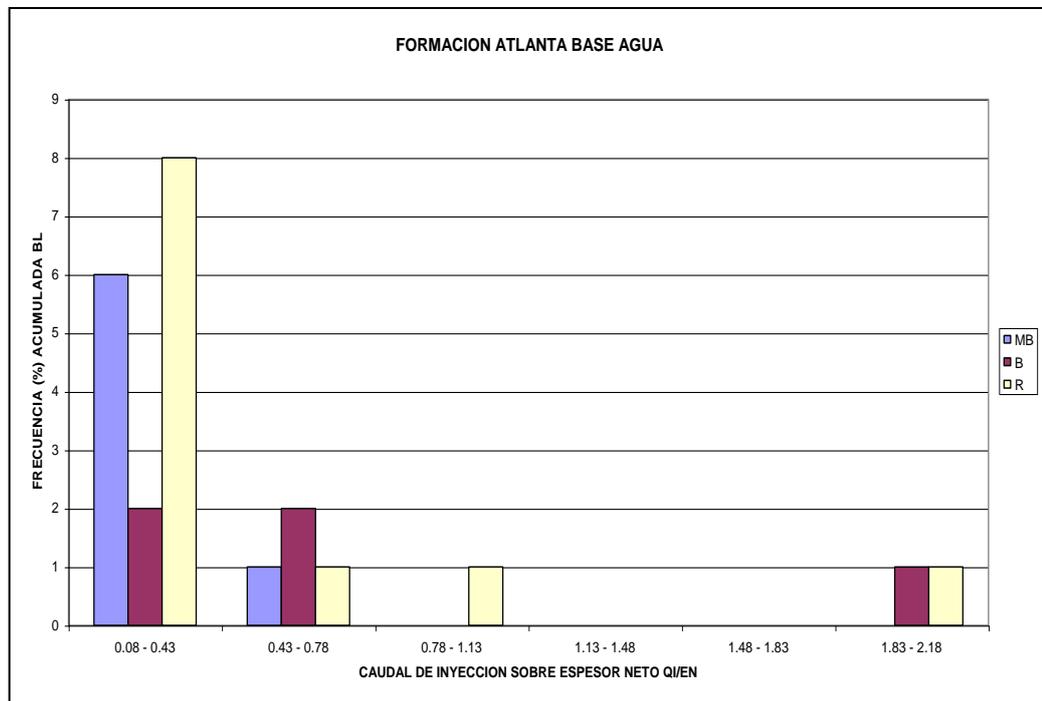


Fig. 5.27: Histograma de frecuencia de acumulada VS caudal de inyección sobre espesor neto.

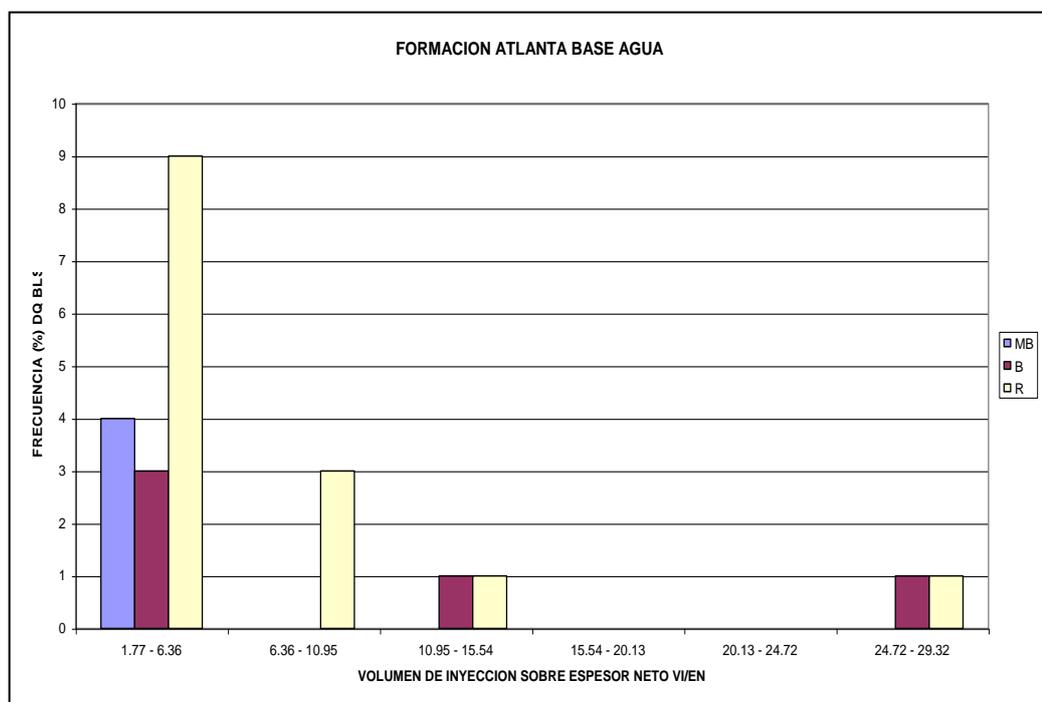


Fig. 5.28: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS volumen de inyección sobre espesor neto.

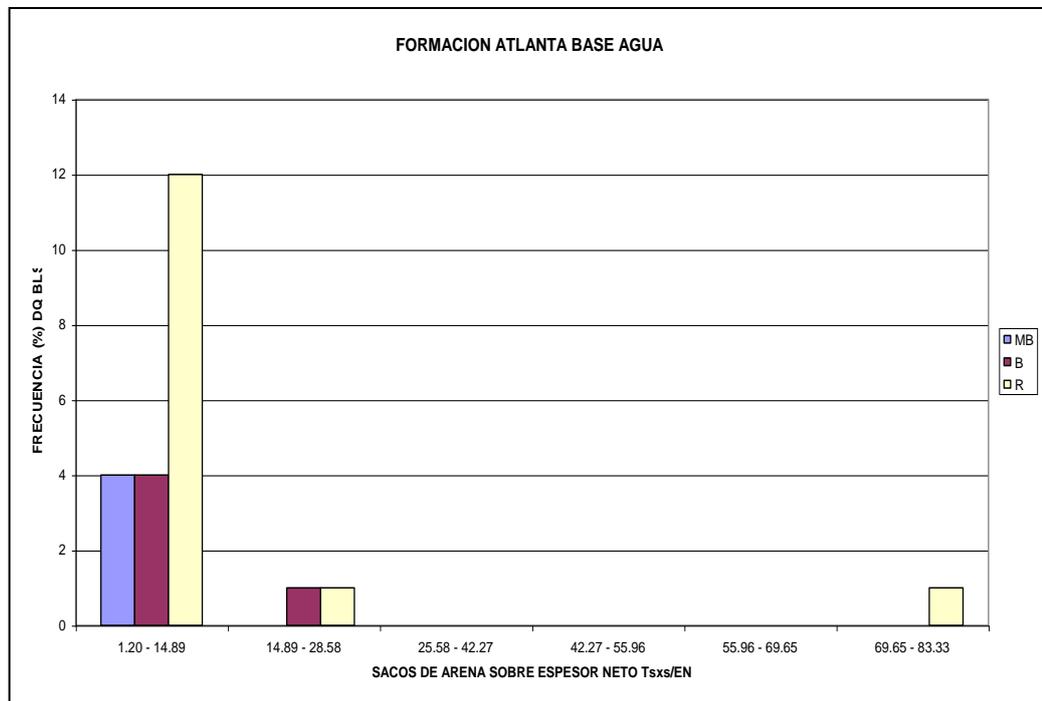


Fig. 5.29: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS total de sacos de arena sobre espesor neto.

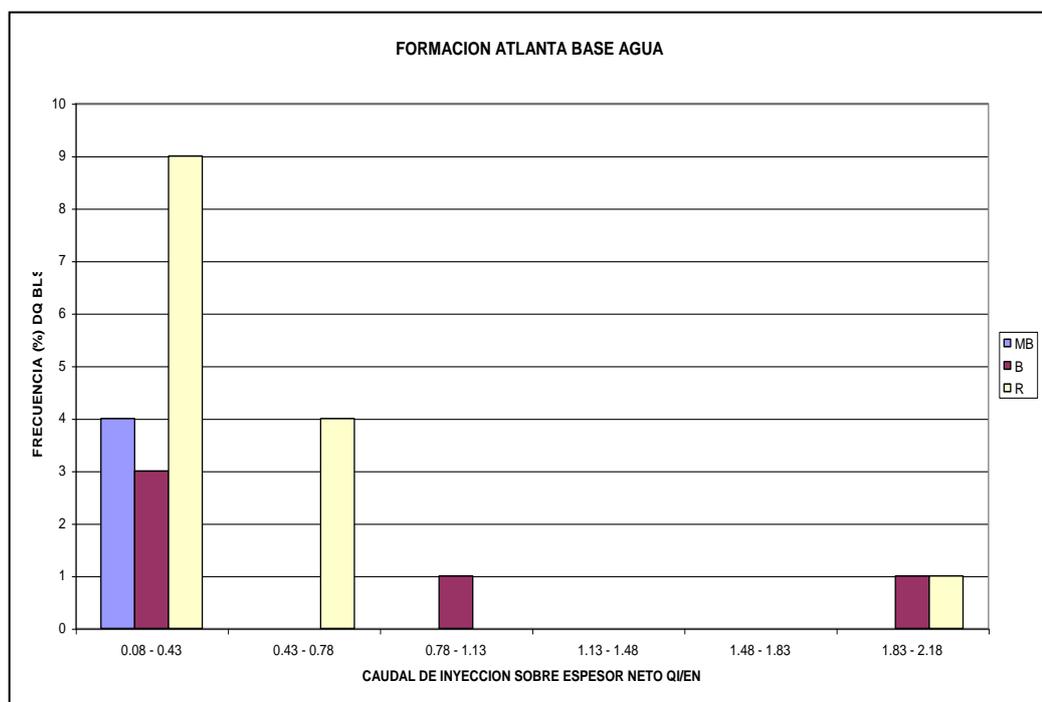


Fig. 5.30: Histograma de frecuencia de diferencia de producción VS caudal de inyección.

TABLA X

RESULTADOS DE RELACIONES DE LAS ECUACIONES DE MINIMOS CUADRADOS

	1		2			3			4			
FORMACION ATLANTA BASE PETROLEO												
ACUM	1.85	1.90	89239.6	2.9	2.6	93540.4	1.20	0.80	122313.2	1.50	0.10	171785.6
ACUM	1.85	0.23	167093.0	2.9	0.32	197163.2	1.20	0.09	123166.9	1.50	0.12	133045.4
ACUM	1.90	0.23	117400.2	2.6	0.32	161094.3	0.80	0.09	49567.9	0.12	0.12	75341.0
DQ	1.85	1.90	91.3	2.9	2.6	93.0	1.20	0.80	61.9	1.50	0.10	24.1
DQ	1.85	0.23	17.0	2.9	0.32	-6.4	1.20	0.09	58.3	1.50	0.12	50.2
DQ	1.90	0.23	3.8	2.6	0.32	-24.5	0.80	0.09	47.7	0.10	0.12	21.4
FORMACION ATLANTA BASE AGUA												
ACUM	4	3.00	96141.0	5.96	4.50	89669.9	2.00	2.50	92690.5	3.00	1.90	102707.5
ACUM	4	0.15	1113580.5	5.96	0.35	1109280.4	2.00	0.12	1125480.0	3.00	0.15	1120177.5
ACUM	3	0.15	91993.4	4.50	0.35	89923.2	2.50	0.12	96580.7	1.90	0.15	109100.6
DQ	4	0.30	25.2	5.96	4.50	39.3	2.00	2.50	46.6	3.00	1.90	38.6
DQ	4	0.15	42.0	5.96	0.35	39.8	2.00	0.12	39.3	3.00	0.15	40.2
DQ	3	0.15	43.2	4.50	0.35	39.4	2.50	0.12	41.8	1.90	0.15	35.3
FORMACION SANTO TOMAS BASE AGUA												
ACUM	6.0	4.20	89766.8	7.50	5.10	87073.4	3.50	3.40	107205.1	3.90	3.66	106856.8
ACUM	6.0	0.30	94334.2	7.50	0.41	95385.3	3.50	0.15	93003.1	3.90	0.19	93418.1
ACUM	4.2	0.30	93819.5	5.10	0.41	96220.1	3.40	0.15	91332.6	3.66	0.19	92081.7
DQ	6.0	4.20	12.5	7.50	5.10	-5.4	3.50	3.40	59.7	3.90	3.66	55.4
DQ	6.0	0.30	92.5	7.50	0.41	96.6	3.50	0.15	85.3	3.90	0.19	86.4
DQ	4.2	0.30	93.6	5.10	0.41	99.5	3.40	0.15	88.4	3.66	0.19	90.1
FORMACION SANTO TOMAS BASE PETROLEO												
ACUM	3.2	2.80	96496.6	4.12	3.30	91720.8	1.60	1.50	96378.8	2.50	2.33	98377.6
ACUM	3.2	0.32	102066.3	4.12	0.41	98915.9	1.60	0.11	108174.1	2.50	0.26	104363.7
ACUM	2.8	0.32	101367.6	3.30	0.41	99617.2	1.50	0.11	105630.4	2.33	0.26	102717.5
DQ	3.2	2.80	93.9	4.12	3.30	89.1	1.60	1.50	94.5	2.50	2.33	95.9
DQ	3.2	0.32	106.4	4.12	0.41	102.6	1.60	0.11	114.3	2.50	0.26	109.2
DQ	2.8	0.32	106.4	3.30	0.41	103.1	1.50	0.11	114.6	2.33	0.26	109.0

TABLA XI**Valores criticos de D***

Tamaño muestral n	D.10	D.05	D.01
1	0.950	0.975	0.995
2	0.776	0.842	0.929
3	0.642	0.708	0.828
4	0.564	0.624	0.733
5	0.510	0.565	0.669
6	0.470	0.521	0.628
7	0.438	0.486	0.577
8	0.411	0.457	0.543
9	0.388	0.432	0.514
10	0.368	0.410	0.490
11	0.352	0.391	0.468
12	0.338	0.375	0.450
13	0.325	0.361	0.433
14	0.314	0.349	0.418
15	0.304	0.338	0.404
16	0.295	0.328	0.392
17	0.286	0.318	0.381
18	0.278	0.309	0.371
19	0.272	0.301	0.363
20	0.264	0.294	0.356
25	0.200	0.270	0.320
30	0.220	0.240	0.290

*Adaptada de F. J. Massey, Jr., "The Kolmogorov-Smirnov test for goodness of fit, "Jamer. Statis. Ass., Vol. 46 (1951), p. 70, Con autorizacion y del editor

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Según los resultados obtenidos con respecto a la media aritmética de cada una de las variables de fracturamiento tanto en los fluidos base agua como en los fluidos base petróleo en la formación Atlanta y Santo Tomás estos caen dentro del intervalos de confianza de este estudio estadístico, sin embargo en el momento de reemplazar estos parámetros en las ecuaciones de mínimos cuadrados no resultaron favorables por lo que se optó en reemplazar los valores de frecuencia acumulada tomada en el intervalo de los mejores pozos por lo que se obtuvo una mejor repuesta al objetivo de este estudio tanto en la acumulada como en la diferencia de producción.

Respecto a los histograma para el caso de las frecuencia acumuladas de barriles de petróleo y la diferencia de producción de la (Fig. 5.7. – 5.30), ninguno se ajusta a una curva de distribución normal aunque los gráficos difieran del modelo lineal (campana de Gauss). Esto repercute al momento de establecer el intervalo de confianza, ya que la ecuación 4 es útil tan solo para el caso de distribuciones normales, sin embargo dado de que se carece de una ecuación que permita establecer de un intervalo de confianza para otro tipo de distribuciones se puede tomar la ecuación 4 para determinar una aproximación, y por lo menos dar una idea de lo que podría ser su comportamiento.

Se relacionó líneas de tendencia de base agua y base petróleo con respecto al acumulada y al volumen de inyección, el total de sacos de arena y la tasa de inyección sobre el espesor neto, sacando como conclusión que los fluidos de fracturamiento base agua tienen mas barriles acumulados hasta los tiempos actuales que los fracturados con los fluidos base petróleo en la formación Santo Tomás (Figura. 5.1 – 5.2).

En la formación Atlanta, la relación base petróleo tiene mayor tendencia que el fluido base agua, tanto en la diferencia de producción como en la acumulada hasta el tiempo en que se tomaron estos datos de la base de dato de la compañía general de combustible C.G.C. (Figura 5.3 – 5.4)

CONCLUSIONES

- Unos de los fluidos más aconsejable para el diseño del fracturamiento en la formación Atlanta es el de la base agua pagina 100 a la 102, debido a que en el modelo estadístico la confianza de no caer en un error es del 0.451 que es la mayor confianza de probabilidad con respecto al modelo del fluido base petróleo.
- El fluido más aceptable en la formación Santo Tomás es el de base agua pagina 106-108 porque se tiene una confianza que sobrepasa 0.338 que es la mayor confianza de probabilidad con respecto al modelo del fluido base petróleo.
- Mientras mayor es el valor de la varianza en comparación con otro parámetro del mismo modelo es mayor la probabilidad de caer en un error, porque según el modelo de la tabla V el VI/EN en la base agua de la formación Atlanta, la varianza es de 8.33 mientras que en la base petróleo la varianza es 10.37.
- El máximo coeficiente estándar de las variables VI/EN, Tsxs/EN y QI/EN en la tabla V es 3.58 entre todas las variables analizadas y no fue 1 como se requería comprobar, esto fue debido a que las relaciones por lo general era constantes; sin embargo, se encontraron pozos donde la relación de fracturamiento se extrapolaban fuera de su rango determinado.
- Los pozos fracturados con base lodo agua en la formaciones Santo Tomás ha tenido más éxitos que los fracturados con base petróleo.
- Los pozos fracturados con base lodo agua en la formación Atlanta ha tenido más éxitos que los fracturados con base petróleo.

- Se aplica el método de mínimos cuadrados, debido a que este método es aplicable para dos o más parámetros estadígrafos.
- Se relacionó los parámetros de fracturamientos de los intervalos de confianza de la tabla V con los de la tabla VI-IX dando como resultado que la mayoría de los pozos fracturados que fueron exitosos están fuera de este rango por lo que se optó hacer un rango propio para el diseño de fracturamiento tabla X.

RECOMENDACIONES

- Los valores recomendados en este estudio estadístico de fracturamiento no se encuentran dentro del intervalo de confianza de la campana de Gauss, será debido a la forma con que se los a calculado estadísticamente y no acorde con la realidad, seria aplicable recomendable trabajar con mas pozos por formación y con diferentes tipos de parámetros y fluido de fracturamiento para dar de una manera mas precisa con los intervalos de confianza requerido para el éxito de una mayor acumulada y diferencia de producción por pozo
- Convendría hacer un estudio estadístico de fracturamiento para todos los campos petroleros de la península de Santa Elena, a fin de ganar mayor información complementaria para los nuevos diseños.
- Seria conveniente la aplicación de distintos modelos matemáticos con el objeto de poder determinar datos mas precisos y que proporcionen una mejor pauta del comportamiento de las distintas variables que se han analizados; aunque vale recordar que no existe una estricta dependencia entre una y otra variable de fracturamiento por lo que el modelo matemático simplemente ofrece una idea de lo que podría esperarse.
- Para estudios posteriores sería aconsejable analizar otras variables de fracturamiento que también inciden en el comportamiento de la vida de un pozo como lo es la porosidad y la permeabilidad.

- Tomar en cuenta para los futuros fracturamientos en las formaciones Santo Tomás y Atlanta, las ecuaciones de mínimos cuadrados de esta tesis y los valores de la tabla X.

BIBLIOGRAFIA

- (1) Documentos de la geología de Santa Elena en el departamento de archivos de la C.G.C.
- (2) **FAUCHER R., SAVOYAT.** “Depositional Sedimentary Enviroments”, Houston, 1980. p.339-341.
- (3) **FEINNINGER B., BRISTOL R.,** “Lexique Stratigrafique Internacional”, vol V, Fascículo 2 a 52, Paris, 1977,p. 82-83.
- (4) **COLDMAN S.,** “Stratigraphy of southwest Ecuador and Ancón oil field studie”, Houston, 1931, p. 67-70.
- (5) **AZAD P.,** “Sand and Sandstone”, Duncan, 1973., p. 34-60.
- (6) **Dr. Folker Brons** “STATISTICS FOR Petroleum ENGINEERS” deparlament of Petroleum the university of Texa. Anstin, Texa.
- (7) **HALLIBURTON SERVICES** “FRACTURING DATA” Dunkan Oklahoma., fracturing processes.

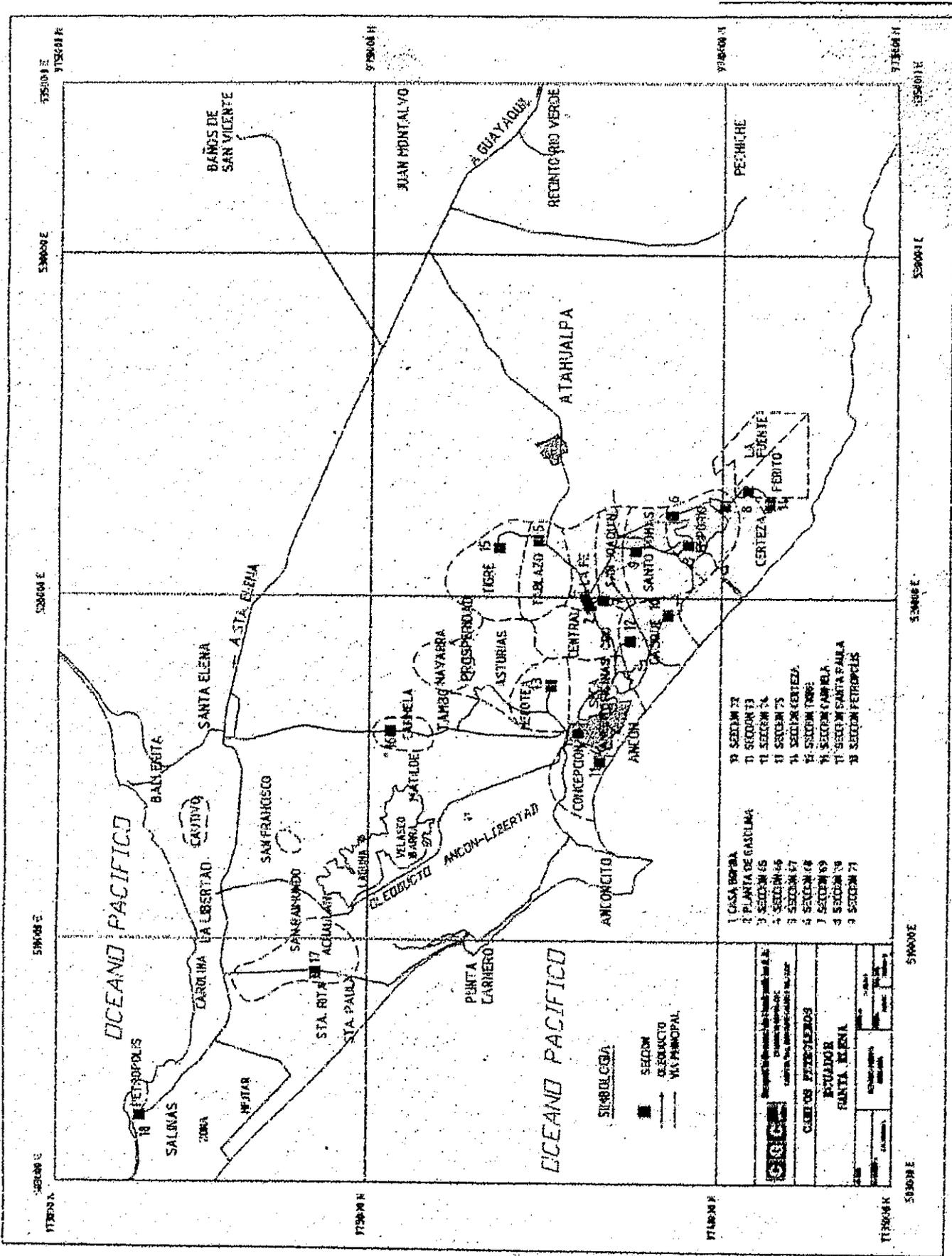
(8) **William a. Nash.** “RESISTENCIA DE MATERIALES”. Serie de comprendios Schaum1967.

(9) **Peter W. Zehna.** “PROBABILITY DISTRIBUTION AND STATISTICS” mathematics. And statistics Unite State, naval postgraduate school. 1970.

(10) **Mene Grande.** OIL COMPANY WELL SERVICE AND WORKOVER MGO 1960.

(11) **I Millar,** PROBABILIDAD Y ESTADISTICA PARA INGENIEROS (3ra. Edicion; Mexico: Prentice may, 1987).

(12) **Montgomery,** INTRODUCTION TO LINEAR REGRESIÓN IN LINEAR ANÁLISIS (New Cork: Jhon Wiley Inc., 1982).



CIGC Compañía Interamericana de Gas y Electricidad S.A.

CENTOS PETROCEROS

ESTACION SANTA ELENA

ESTACION	ESTACION	ESTACION
ESTACION	ESTACION	ESTACION
ESTACION	ESTACION	ESTACION