RESPUESTAS DE LAS FORMACIONES SANTO TOMAS Y ATLANTA DEL CAMPO ANCON AL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO: ANALISIS ESTADISTICO E INDICACIONES PARA EL FRACTURAMIENTO.

Francisco Eduardo López Orrala[1]; Gabriel Colmont Moncayo[2]

[1]Ingeniero en petróleo 2000

[2]Director de Tesis, Ingeniero de Petróleo, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1980 (revalidación). Postgrado, Master of Science in Petroleum & Natural Gas Eng, Penn State University, Pennsylvania, EE.UU, 1976. Profesor de ESPOL desde 1977.

RESUMEN

Los campos de petróleo de la península de Santa Elena vienen 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 en 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 microfallas 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 de 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 mecánica de rocas y petrofisica 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 cómo 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 del presente estudio.

Un total de 400 archivos de pozos fueron consultado y se seleccionaron finalmente 103 pozos del campo Santo Tomás. En la formacón 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 repuestas de las formaciones. Esta información incluyó:

- Volumen de inyección de fluido de fracturamiento.
- Números de sacos de arena.
- Caudal de inyección.
- Espesor neto de formación (Zona de pago).
- Producción acumulada de petróleo.
- Incremento de caudal de producción.
- Volumen de inyección/Espesor neto.
- Numero de sacos/Espesor neto.
- Caudal de inyección/Espesor neto.

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

OBJETIVO, ALCANCE Y METODOLOGIA DE ESTUDIO

El desarrollo de esta tesis tiene como objetivo relacionar los parámetros de fracturación en las formaciones geológicas Atlanta y Santo Tomás del campo Santo Tomás en Ancón de la Península de Santa Elena, usando modelos estadísticos de interpretación, con el fin de generar información de campo útil para el diseño mejorado e instrumentación de un nuevo proceso de fracturamiento.

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.

Formaciones de Interés.

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.

Formación Santo Tomás.

Formación Santo Tomás esta compuesta de secuencia de areniscas, conglomerados y lutitas. Se presenta como un canal de relleno con su eje central de mayor desarrollo hacia el Area 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.

HISTORIA DE LOS DISTINTOS METODOS DE FRACTURAMIENTO UTILIZADOS DESDE EL INICIO DE LA PRODUCCION DEL YACIMIENTO

Desde 1948 se han utilizado muchas técnicas de fracturamiento en el campo Ancón, una de la compañía que trabajaban estos campo es la SCHLUMBERGER. Esta compañía realizó en forma simultánea los primeros tratamientos de fracturación con fines comerciales en Ancón. Así, comenzó uno de los procesos de estimulación de pozos más importantes que se haya conocido en la historia de la industria petrolera Ecuatoriana.

Tipos de servicios de fracturamiento en las formaciones de estudios

Como cada pozo requiere de distinto tipo de tratamiento, la Dowell SCHLUMBERGER ofreció 10 tipos de servicios básicos de fracturas de desarrollo fácil, dependiendo de las características del pozo y de la producción de la formación.

Los siguientes diez métodos son: Sanfrac, Petrojel, Petrofrac, Cellufrac, Acid Petrofrac, Stratafrac, Frac Acid, Duofrac, Riverfrac, Waterfrac.

El método utilizado en este estudio es el de Waterfrac

WATERFRAC

Waterfrac es un servicio de fracturamiento usando agua densa como medio para llevar la arena. Esta es diseñada para usar en formaciones en las cuales los materiales tratados con base petróleo pueden ser indeseables o dañinos.

TEORIA Y TECNICA DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Definición

La fracturación 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.

Sustentadores

Desde el comienzo de la fractura hidráulica se han utilizados muchos materiales como agentes sustentadores, por ejemplo arena, cáscaras de nueces, pastilla de aluminio, bolas de plásticos, perdigones de acero, bolítas de vidrio.

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.

Tipos de fluidos

Básicamente, existen dos tipos de fluidos bien definidos usados de fractura hidráulica: fluido de base acuosa y base hidrocarburo:

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 facilmentes adaptables a las condiciones de cada reservório.
- Con él animo de mejorar las propiedades del agua como fluido fracturante, se han usado en un principio productos naturales de origen vegetal.

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 perdida 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.

Con el uso del petróleo normalmente no se obtienen considerables anchos de fracturas. Otro inconveniente él 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.

Descripción de la base de dato diseñada para el estudio.

Cada una de las formaciones objeto de estudio han usado los dos únicos tipos 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 10/20 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 fracturamientos. Se optó por hacer el estudio basado en los datos comprendido en el período desde 1963 y 1968. Posterior a 1968, la información es muy dispersa y las compañas de fracturamiento aparentementes fueron suspendidas.

Las variables objeto de estudio fueron: 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 las de mayor consideración en el diseño. 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 las repuestas de las formaciones. Las formaciones Atlanta y Santo Tomás 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

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

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 consideradas 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 mencionó anteriormente. La primera parte corresponde a la tabla de frecuencia en la que se determinaran:

- Las clases (o categorías) en la que se ubicará cada datos;
- La frecuencia, o número de datos en cada clase;
- La frecuencia porcentual, que representa el porcentaje de información, sobre el total de datos, que se ubicarán 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 él número de ellas que se han de utilizar y sus respectivas fronteras. Él numero 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 6 clases. 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:

$$\overline{x} = \frac{\sum xi.Fi}{n} \qquad \text{Ec.1}$$

$$S^2 = \frac{n. \sum xi^2.Fi - (\sum xi.Fi)^2}{n\,(n-1)} \qquad \text{Ec. 2}$$

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

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:

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

$$F(x) = (2\pi)\text{-}1/2 \int_{-\infty}^{z} \exp\,(-0.5\ t2)\, dt \qquad \text{Ec.4}$$

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

$$z = \frac{\overline{x} - x}{s} \qquad \text{Ec. 5}$$

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 procurara evaluar. El intervalo de confianza se determina de la siguiente expresión.

$$\overline{X} - t_{\alpha/2}\,.\,S/\sqrt{n} \ < \ \mu \ < \overline{X} \ + t_{\alpha/2}\,.\,S/\sqrt{n} \qquad \text{Ec.6}$$

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.

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

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

5.2 Correlación de Datos Estadísticos

Modelo Matemático.

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

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 en la regresión se usaran los valores medio de cada una de las variables independientes definidas previamente, producto del estudio estadístico.

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

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

Estudio Estadístico

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

Tabla de frecuencias I, II, III y IV

Finalmente, para poder observar la manera como tienden a comportarse las variables del fracturamiento a través de los años, se han graficado los valores medios y los límites superior e inferior de los intervalos de confianza

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 . Utilizando el método de mínimos cuadrados con el siguiente modelo:

$$Y_i = \beta_o + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \_\ \_\ \_ \beta_n X_n \qquad \text{Ec. 9}$$

las ecuaciones normales son:

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

$\Sigma X_1 Y=b_o\Sigma X_1+b_1\Sigma X_1^2+b_2\Sigma X_1X_2$ Ec. 10

$\Sigma X_2 Y= b_o\Sigma X_2+b_1\Sigma X_1X_2+b_2\Sigma X_2^2$

Donde bo, b1 y b2 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.

RESULTADOS

Según los resultados, los fluidos base agua en la formación Santo Tomás han tenido mayor éxito que el fluidos base petróleo, mientras que en la formación Atlanta el fluido base agua ha tenido mayor éxito que el fluido base petróleo

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Unos de los fluido más aconsejables para el diseño del fracturamiento en la formación Atlanta es el de la base agua, debido a queel 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 base petróleo.
- El fluido más aceptable en la formación Santo Tomas es el de base agua 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 base agua de la formación Atlanta, la varianza es de 8.33 mientras que en la base petróleo la varianza es 10.37
- Ninguno de los histogramas de frecuencia acumulada tiene forma cíclica, por lo que esto indica que las relaciones de las variables analizadas no están relacionadas con el intervalo de confianza o a la media aritmética de este estudio; sin embargo, remplazos de valores fuera del intervalo de confianza en las ecuaciones de mínimos cuadrados dieron los resultados que se esperaban o casi cercano para un diseño de fracturamiento en estas formaciones.
- 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 eran constantes; sin

embargo, se encontraron pozos donde la relación de fracturamiento se extrapolaban fuera de un rango determinado.

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

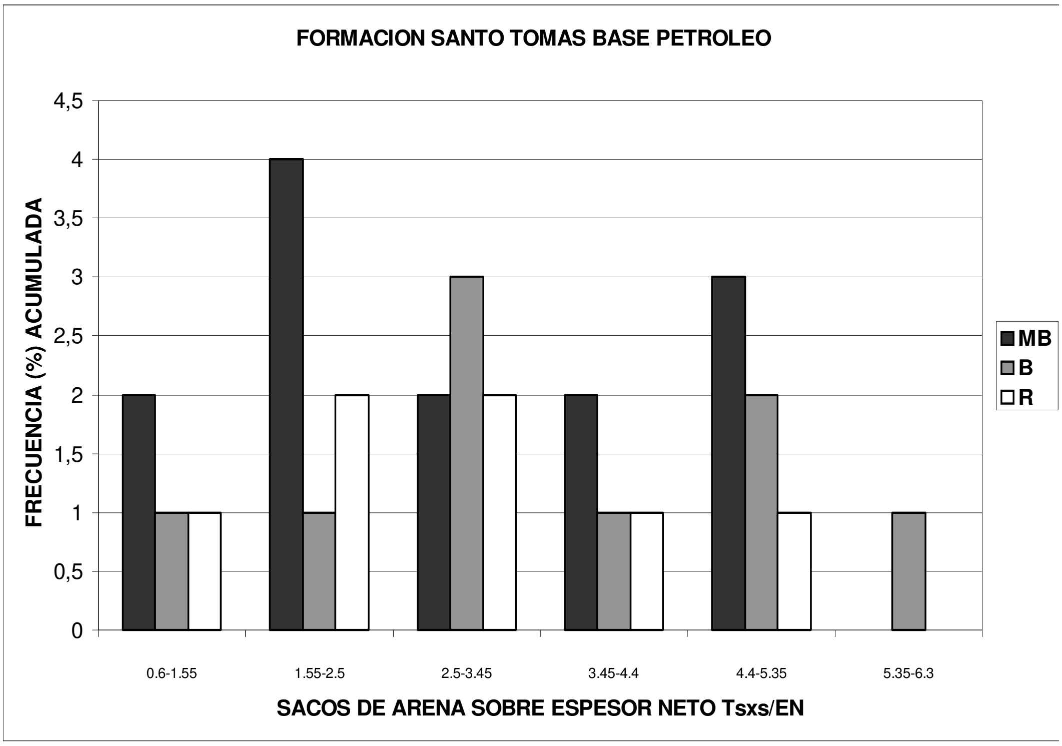
FORMACION SANTO TOMAS BASE PETROLEO
FRECUENCIA (%) ACUMULADA
4,5
4
3,5
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
0.6-1.55
1.55-2.5
2.5-3.45
3.45-4.4
4.4-5.35
5.35-6.3
SACOS DE ARENA SOBRE ESPESOR NETO Tsxs/EN
MB
B
R

Fig 1

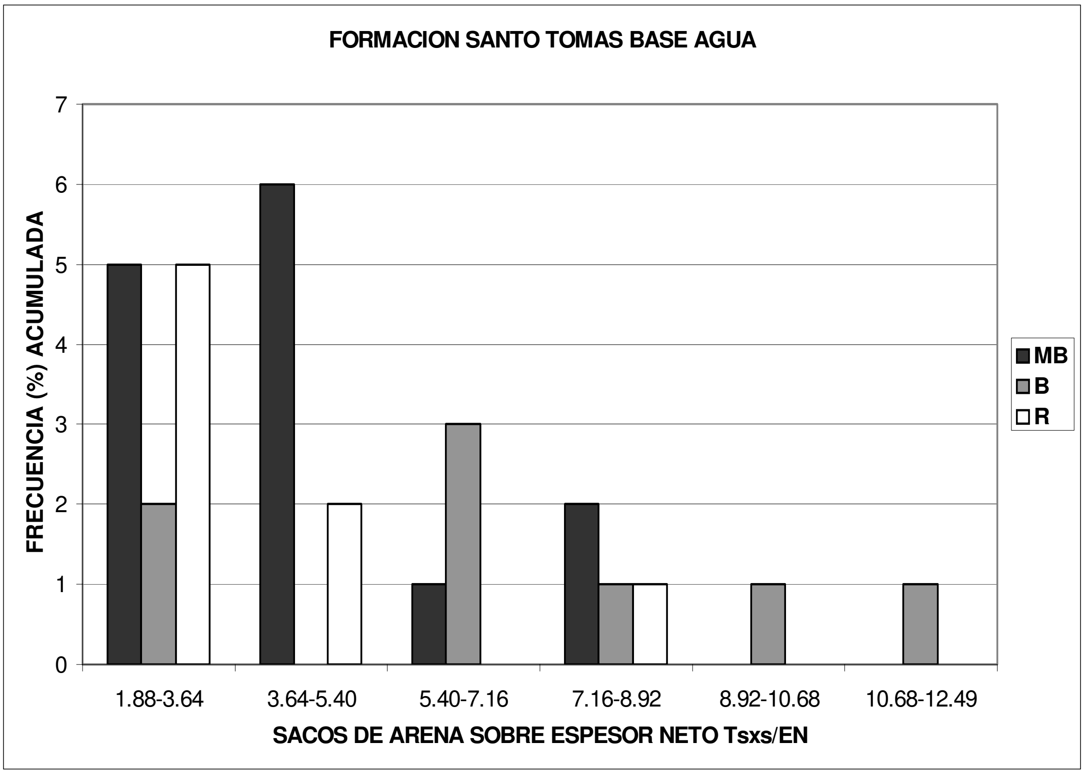
FORMACION SANTO TOMAS BASE AGUA
FRECUENCIA (%) ACUMULADA
7
6
5
4
3
2
1
0
1.88-3.64
3.64-5.40
5.40-7.16
7.16-8.92
8.92-10.68
10.68-12.49
SACOS DE ARENA SOBRE ESPESOR NETO Tsxs/EN
MB
B
R

Fig 2

BIBLIOGRAFIA

(1) **Documentos de la geologia de Santa Elena en el departamento de archivos de la C.G.C.**

(2) **FAUCHER R., SAVOYAT S**., "Depositional Sedimentary Enviroments", Houston, 1980., p. 339-341

(3) **FEINNINGER B., BRISTOW R**.,"Lexique Stratigrafique Internacional", vol V, **Fascículo 2 a 52, Paris,, 1977, p. 82-83,**

(5) **HALLBURTON SERVICES "**FRACTURING DATA" Dunkan Oklahoma., fracturing processes.

(6) **Peter W. Zehna. "**PROBABILITY DISTRIBUTION AND STATISTICS" mathematics. And statistics United State, naval postgraduate school. 1970.

(7) **I Miller**, PROBABILIDAD Y ESTADISTICA PARA INGENIEROS (3ra. edicion ; Mexico : Prentice Hall, 1987).

ING GABRIEL COLMONT
DIRECTOR DE TESIS
VISTO BUENO

POZO	FECHA	VOL INY	VI/EN	Tsxs	Tsxs/EN	QI	QI/EN	ACUMULADA	DQ	ESPESOR NETO
ANC1239	08/10/65	586	7,06	400	4,82	46,0	0,55	172016	60,0	83
ANC1257	25/07/65	450	2,56	330	1,88	33,2	0,19	100589	7,0	176
ANC1261	14/01/65	907	7,43	830	6,80	46,0	0,38	227606	25,0	122
ANC1262	06/07/64	599	10,15	520	8,81	27,6	0,47	121870	67,0	59
ANC1263	19/03/66	1027	15,56	620	9,39	36,3	0,55	66186	2,0	66
ANC1265	20/05/66	862	4,16	610	2,95	32,1	0,16	158749	1,0	207
ANC1272	06/02/65	1263	5,18	1100	4,51	40,0	0,16	131813	-4,0	244
ANC1276	24/12/68	990	2,54	800	2,05	43,2	0,11	176428	16,0	390
ANC1789	16/03/65	815	1,98	800	1,95	39,5	0,10	128926	16,0	411
ANC1884	02/07/65	477	5,30	325	3,61	44,9	0,50	196421	179,0	90
ANC1887	02/05/63	363	3,95	208	2,26	32,8	0,36	63657	125,0	92
ANC1890	19/10/63	514	3,40	290	1,92	43,6	0,29	21882	0,3	151
ANC1924	09/02/65	531	4,83	445	4,05	41,0	0,37	121147	6,0	110
ANC1929	15/02/66	720	5,81	533	4,30	43,0	0,35	133783	138,0	124
ANC1941	19/02/65	552	15,77	437	12,49	38,5	1,10	93469	143,0	35
ANC1943	04/03/65	488	6,97	571	8,16	38,1	0,54	91374	209,0	70
ANC1944	22/03/65	542	9,51	440	7,72	34,3	0,60	174824	377,0	57
ANC1945	29/03/65	512	4,49	400	3,51	34,9	0,31	90420	69,0	114
ANC1953	21/08/65	526	5,16	400	3,92	38,3	0,38	151374	384,0	102
ANC1958	09/10/65	584	7,79	335	4,47	31,7	0,42	101062	169,0	75
ANC1959	15/10/65	561	11,45	400	8,16	40,6	0,83	27170	33,0	49
ANC1960	30/10/65	663	8,09	500	6,10	42,8	0,52	62233	232,0	82
ANC1961	09/11/65	663	10,20	450	6,92	37,0	0,57	78803	105,0	65
ANC1987	08/10/68	1008	9,88	700	6,86	35,8	0,35	53091	25,0	102
ANC1992	30/01/67	728	3,01	500	2,07	41,2	0,17	16665	204,0	242
ANC2004	24/10/67	1048	2,86	800	2,18	48,1	0,13	35986	95,0	367
ANC2010	15/02/68	1051	3,79	800	2,89	43,4	0,16	12849	58,0	277
ANC2012	11/04/68	1036	4,98	800	3,85	48,0	0,23	41276	57,0	208
ANC2013	06/08/68	1068	5,11	800	3,83	55,5	0,27	15958	44,0	209
ANC2015	30/08/68	1059	4,39	800	3,32	40,5	0,17	9109	90,0	241

TABLA II FORMACION SANTO TOMAS BASE AGUA

POZO	FECHA	VOL INY	VI/EN	Tsxs	Tsxs/EN	QI	QI/EN	ACUMULADA	DQ	ESPESOR NETO
ANC1247	03/12/64	1164	2,34	1000	2,01	37,7	0,08	128480	30,0	497
ANC1264	19/10/64	992	6,99	700	4,93	25,6	0,18	105773	6,0	142
ANC1273	07/02/64	553	1,89	500	1,71	35,6	0,12	80854	103,5	292
ANC1775	17/12/63	356	1,21	175	0,60	17,4	0,06	126447	20,0	294
ANC1277	30/10/63	393	0,95	300	0,73	28,6	0,07	158217	256,0	412
ANC1780	22/07/64	641	4,14	580	3,74	25,4	0,16	39628	20,9	155
ANC1894	07/08/63	267	1,70	208	1,32	29	0,18	27449	57,0	157
ANC1896	11/09/63	303	1,92	208	1,32	28,4	0,18	76863	105,0	158
ANC1897	25/09/63	314	2,99	208	1,98	29,6	0,28	894	3,8	105
ANC1898	03/10/63	333	5,55	270	4,50	33	0,55	17537	51,0	60
ANC1899	16/10/63	325	3,65	232	2,61	30,7	0,34	8449	8,8	89
ANC1900	29/10/63	330	2,77	240	2,02	29	0,24	118375	266,0	119
ANC1902	19/11/63	358	4,11	260	2,99	30,8	0,35	34601	81,0	87
ANC1903	29/11/63	362	2,68	260	1,93	32	0,24	44204	92,0	135
ANC1904	14/12/63	428	3,06	400	2,86	27,7	0,20	94619	97,0	140
ANC1913	03/06/63	88	0,37	400	1,67	30	0,13	130263	86,0	240
ANC1915	05/07/67	1088	4,44	800	3,27	30,8	0,13	272644	36,0	245
ANC1918	12/05/64	643	4,02	600	3,75	24,9	0,16	71667	101,0	160
ANC1919	21/05/64	730	3,97	665	3,61	25,6	0,14	111631	130,0	184
ANC1920	27/05/64	672	5,60	600	5,00	29,5	0,25	153181	137,0	120
ANC1924	25/06/64	563	5,52	500	4,90	28,11	0,28	121147	139,0	102
ANC1928	27/07/64	800	4,68	720	4,21	25	0,15	132547	105,0	171
ANC1929	09/08/64	81	0,43	467	2,46	23,2	0,12	133783	146,0	190
ANC1941	01/12/66	987	7,77	800	6,30	31,8	0,25	93469	57,0	127
ANC1944	05/12/66	1003	3,42	750	2,56	27,2	0,09	174824	34,0	293
ANC1960	04/10/66	963	3,79	800	3,15	34,5	0,14	62233	19,0	254
ANC1970	22/03/66	669	6,31	500	4,72	29,4	0,28	53356	255,0	106
ANC1987	08/01/67	1080	4,50	800	3,33	27,4	0,11	53091	81,0	240
ANC1988	22/12/66	823	7,48	500	4,55	27,7	0,25	74535	94,0	110

TABLA I FORMACION SANTO TOMAS BASE PETROLEO

POZO	FECHA	VOL INY	VI/EN	Tsxs	Tsxs/EN	QI	QI/EN	ACUMULADA	DQ	ESPESOR NETO
ANC1203	06/12/67	845	13,00	450	6,92	26,10	0,40	300268	5,0	65
ANC1208	15/07/66	723	11,12	380	5,85	22,10	0,34	136180	28,7	65
ANC1215	16/07/63	726	2,01	277	0,77	23,36	0,06	219612	19,0	362
ANC1223	11/11/65	748	2,92	396	1,55	22,23	0,09	326664	70,0	256
ANC1249	06/12/65	643	1,21	375	0,71	19,80	0,04	115955	18,0	530
ANC1630	05/06/65	401	3,06	220	1,68	21,00	0,16	259688	20,0	131
ANC1695	07/10/64	403	2,46	212	1,29	17,70	0,11	50030	22,1	164
ANC1715	14/02/63	544	1,46	245	0,66	14,06	0,04	112959	25,0	373
ANC1750	18/06/63	585	0,89	410	0,63	23,60	0,04	26189	66,0	654
ANC1884	29/01/64	593	1,13	500	0,95	20,00	0,04	196421	101,0	524
ANC1886	03/04/64	582	1,08	500	0,93	22,75	0,04	71954	129,0	540
ANC1905	09/01/64	360	2,40	300	2,00	28,00	0,19	118856	101,0	150
ANC1913	17/04/64	446	1,78	400	1,60	27,40	0,11	130263	64,0	250
ANC1922	22/06/64	618	1,41	555	1,27	22,70	0,05	131022	95,0	437
ANC1926	15/07/64	574	1,45	475	1,20	19,85	0,05	69265	45,0	397
ANC1933	21/11/64	636	3,90	540	3,31	19,10	0,12	74028	24,0	163
ANC1937	10/03/67	1095	6,40	800	4,68	28,11	0,16	207472	80,0	171
ANC1969	07/06/66	975	2,67	800	2,19	32,75	0,09	29652	47,8	365
ANC1972	08/10/66	924	1,47	660	1,05	26,15	0,04	73580	58,0	628
ANC1973	09/05/66	943	3,52	760	2,84	11,69	0,04	82144	161,0	268
ANC1994	03/03/67	1142	1,80	800	1,26	29,50	0,05	85832	133,0	634

TABLA III FORMACION ATLANTA BASE PETROLEO

POZO	FECHA	VOL INY	VI/EN	Tsxs	Tsxs/EN	QI	QI/EN	ACUMULADA	DQ	ESPESOR NETO
ANC1238	27/10/64	947	5,09	630	3,39	32,5	0,17	172016	48	186
ANC1239	18/06/65	538	7,08	400	5,26	47,3	0,62	204722	-5,6	76
ANC1249	07/09/66	1092	4,63	800	3,39	42,6	0,18	115955	43	236
ANC1252	24/06/66	1000	2,65	540	1,43	32,6	0,09	380883	19	378
ANC1275	26/02/65	1038	2,87	940	2,60	42	0,12	39614	-6,1	362
ANC1279	21/01/65	847	4,15	1000	4,90	30,5	0,15	162753	10	204
ANC1695	17/03/65	526	8,48	350	5,65	32	0,52	50030	-14,1	62
ANC1715	08/09/65	822	6,09	700	5,19	41,5	0,31	112959	16	135
ANC1750	13/04/65	532	11,08	400	8,33	35,2	0,73	26189	1,8	48
ANC1937	10/01/65	663	1,83	750	2,07	36,9	0,10	207472	226	363
ANC1948	06/04/66	533	4,56	400	3,42	34,5	0,29	38586	-30,5	117
ANC1950	23/07/65	557	29,32	400	21,05	38,3	2,02	16283	40,5	19
ANC1951	06/01/66	490	10,21	4000	83,33	31,2	0,65	90364	37	48
ANC1952	08/08/65	495	26,05	375	19,74	41,5	2,18	51576	39	19
ANC1954	04/09/65	511	11,61	400	9,09	42	0,95	20600	52	44
ANC1956	18/09/65	547	4,97	390	3,55	32,9	0,30	33438	58	110
ANC1969	07/04/66	664	1,77	450	1,20	29	0,08	29652	10	375
ANC1971	22/04/66	1040	4,43	730	3,11	32,5	0,14	16598	7	235
ANC1984	08/11/66	1081	3,22	900	2,68	33	0,10	140	3	336
ANC1990	18/01/67	414	2,06	685	3,41	28	0,14	2619	8	201
ANC2004	11/10/67	809	5,32	600	3,95	41,4	0,27	35986	95	152
ANC2007	08/12/67	1079	5,14	800	3,81	40,2	0,19	93804	85	210
ANC2016	24/09/68	1142	5,05	800	3,54	46,6	0,21	52165	159	226

TABLA IV FORMACION ATLANTA BASE AGUA

			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 V RESULTADOS DE LOS PARAMETROS DE FRACTURAMIENTOS.