

1. SUPERVISION Y RECOMENDACIONES AL PLAN DE CUBRIMIENTO NACIONAL

Una de las cláusulas del contrato 13426-07-2010 estipula la supervisión de las actividades conducidas por la Universidad Nacional de Colombia durante el desarrollo del Plan de Cubrimiento Sísmico Nacional. La Universidad Nacional hizo entrega de dos tomos con el análisis de dicho plan. En las próximas 2 secciones se listan los comentarios pertinentes al Tomo I que corresponden al diagnóstico de la información disponible, conceptualización teórica, cuantificación de la información y definición de zonas para el trazado de líneas sísmicas; y al Tomo II que corresponden a el diseño de parámetros

1.1. TOMO I

Los objetivos específicos de dicho plan están conformados por:

División del área de estudio en zonas de interés para la exploración geofísica:

Las 23 cuencas sedimentarias de Colombia se dividieron en 11 zonas de exploración geofísica: Caribe Norte Costa Afuera, Caribe Sur Costa Afuera, Caribe Norte, Caribe Sur, Pacífico Norte Costa Afuera, Pacífico Sur Costa Afuera, Pacífico Norte, Pacífico Sur, Central, Llanos Orientales y Orinoquía, y Sur.

Las zonas de interés “Llanos Orientales y Orinoquía” al igual que la zona “Sur” son demasiado grandes para la asignación de los mismos parámetros de adquisición 2D a las diferentes líneas 2D a ser propuestas. La geología del subsuelo cambia significativamente en estas áreas grandes y por lo tanto se aconseja dividir estas zonas en áreas más pequeñas.

Compilación, análisis y evaluación de la información geológica y geofísica:

Para cada una de las cuencas se compiló, analizó y evaluó una gran cantidad de información pertinente a diferentes criterios a los cuales se les asignaron un peso. Se utilizó un método estadístico en donde la suma de cada uno de los pesos define el grado de prospectividad de las zonas de exploración.

La información geológica usada fue:

- Cuencas sedimentarias
- Unidades geocronológicas
- Fallas
- Geomorfología
- Geología del petróleo

La información geofísica usada fue:

- Sísmica
- Magnetometría
- Gravimetría
- Pozos

La información de geografía usada fue:

- SIG
- Morfología
- Topografía
- Batimetría

La información del área ambiental usada fue:

- Parques
- Reservas Forestales

La información del área socio-cultural usada fue:

- Grupos étnicos
- Negritudes

La información del área legal usada fue:

- Mapas de tierras

La Universidad Nacional generó una base de datos con la información compilada por zona y cuenca sedimentaria en la tabla 2 llamada “Matriz de Parámetros para la Selección de Zonas de Exploración Geofísica de Hidrocarburos en Colombia”. Las columnas “Profundidad Aproximada Target” y “Promedios Unidades de Interés” se prestan a confusión dado que en muchas cuencas la profundidad del target es igual a la profundidad más grande de las unidades de interés. Esto implica que las unidades de interés más tempranas no serían importantes. En esta tabla se debería agregar una columna más para definir la profundidad del basamento en aquellas cuencas en donde está disponible.

Muchas cuencas sedimentarias del país han tenido una gran cantidad de sísmica realizada en la historia de la exploración colombiana. Uno de los objetivos es determinar en las zonas prospectivas las áreas en donde no existe sísmica para optimizar los recursos de la ANH.

Las densidades de líneas sísmicas existentes, las unidades prospectivas, información de pozos y rezumaderos, las pendientes y batimetría, y las anomalías residuales de Bouguer fueron usadas en los modelos de Von Neumann y de Moore que utilizan geometrías de vecindad. Estos modelos estadísticos se consideran una aplicación apropiada al problema definido.

Las cuencas fueron clasificadas según su prospectividad pero no se realizaron estimaciones de reservas, el cual es uno de los objetivos de este estudio.

Elaborar el Plan de Cubrimiento Sísmico en las cuencas sedimentarias de Colombia:

Una vez determinadas las áreas a ser cubiertas con sísmica 2D, se prosiguió al posicionamiento de cada línea 2D tomando en consideración la distancia mínima de las líneas después de amarres con otras líneas y pozos, redundancia de líneas, definición de anomalías geológicas de interés, longitud de las líneas para observar dichas anomalías, longitud de algunas líneas para unir diferentes cuencas.

1.2. TOMO II

Este tomo se estudiará desde 2 perspectivas. La primera corresponde al estudio de los principios aplicados para la generación de los parámetros de adquisición. La segunda corresponde a la corrección de contenido, del cuerpo del Tomo II.

La “Tabla 6: Parámetros Geofísicos para la Exploración de Hidrocarburos en Colombia” es por sí sola una compilación excelente de información necesaria para el diseño de parámetros. La Universidad invirtió un gran esfuerzo para la generación de la misma.

Se procede al diseño sísmico de cada zona de exploración. Se interpretan líneas 2D existentes y se tabula la información. Se identifican con coordenadas y nombres cada una de las líneas 2D propuestas.

En las siguientes páginas se analizarán diferentes tablas que muestran la información de las cuencas compilada por la Universidad Nacional, los parámetros calculados por la Universidad Nacional, análisis derivados de la información de la Universidad y análisis realizados por Mustagh Resources.

Las bandas de colores horizontales representan una misma área de exploración.

Las celdas en color rojo representan valores que necesitan revisión y las razones se presentan debajo de cada tabla.

Areas de Exploración	Zona #	Nombre de la Zona	Cuenca	Profundidad target (ft)	Profundidad Reflectores (ft) de	Profundidad Reflectores (ft) a	Profundidad target (m)	Profundidad Reflectores (m) de	Profundidad Reflectores (m) a
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Colombia	15000	9500	15000	4572	2896	4572
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Guajira Offshore	15000	10250	15000	4572	3124	4572
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Los Cayos	11000	4000	15000	3353	1219	4572
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Colombia	15000	9500	15000	4572	2896	4572
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Sinú Offshore	18000	9000	18000	5486	2743	5486
2	3	Caribe Norte	Guajira	15000	10000	15000	4572	3048	4572
2	3	Caribe Norte	Cesar - Ranchería	7500	4000	7500	2286	1219	2286
3	4	Caribe Sur	Urabá	18000	10000	18000	5486	3048	5486
3	4	Caribe Sur	Sinú-San Jacinto	7500	4000	7500	2286	1219	2286
3	4	Caribe Sur	VIM	10250	4000	10250	3124	1219	3124
3	4	Caribe Sur	Catatumbo	10250	4000	10250	3124	1219	3124
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	15000	8000	15000	4572	2438	4572
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Chocó Costa Afuera	19000	8000	19000	5791	2438	5791
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	15000	8000	15000	4572	2438	4572
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Tumaco Costa Afuera	15000	8000	15000	4572	2438	4572
4	7	Pacífico Norte	Chocó	15000	8000	15000	4572	2438	4572
4	7	Pacífico Norte	Amagá	1000	1000	4000	305	305	1219
4	8	Pacífico Sur	Tumaco	15000	8000	15000	4572	2438	4572
4	8	Pacífico Sur	Cauca-Patía	15000	8000	15000	4572	2438	4572
5	9	Central	VMM	8000	4000	8000	2438	1219	2438
5	9	Central	VSM	11000	4000	11000	3353	1219	3353
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Cordillera Oriental	12000	4000	12000	3658	1219	3658
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Llanos Orientales	3000	2000	4600	914	610	1402
6	11	Sur	Caguán - Putumayo	8000	7500	8000	2438	2286	2438
6	11	Sur	Vaupés - Amazonas	13000	6500	13000	3962	1981	3962

Los valores de la “Profundidad del Target” en Los Cayos, Amagá y Llanos Orientales no coinciden con “Profundidad Reflectores a” lo cual ocurre en todas las otras cuencas.

En Chocó, el rango de la Profundidad de los Reflectores (de-a) no coinciden con el estudio realizado por Mustagh Resources en esta cuenca.

Se debería agregar otra columna en donde se especifiquen las profundidades de los basamentos por ser la mayoría de éstas cuencas fronteras. Esta información es importante porque se usaría en la determinación del número de canales a emplear en los tendidos.

**Información compilada por la
 Universidad Nacional**

Áreas de Exploración	Zona #	Nombre de la Zona	Cuenca	Velocidad RMS (m/s) de	Velocidad RMS (m/s) a	Frecuencia Dominante (Hz) de	Frecuencia Dominante (Hz) a	Buzamiento Desviación ¿Grados o radianes?	Buzamiento Dips Grados
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Colombia	2000	3200	10	30	0.30	16.7
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Guajira Offshore	2500	3000	20	45	0.20	11.3
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Los Cayos	2000	4300	20	50	0.20	11.3
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Colombia	2000	3200	10	30	0.30	16.7
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Sinú Offshore	2800	3400	30	70	0.40	21.8
2	3	Caribe Norte	Guajira	2000	3200	40	100	0.25	14.0
2	3	Caribe Norte	Cesar - Ranchería	1200	2500	30	90	0.30	16.7
3	4	Caribe Sur	Urabá	2000	2500	20	55	0.35	19.3
3	4	Caribe Sur	Sinú-San Jacinto	1200	2500	20	40	0.40	21.8
3	4	Caribe Sur	VIM	1200	3000	20	55	0.35	19.3
3	4	Caribe Sur	Catatumbo	1200	2500	30	60	0.30	16.7
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	2000	3000	40	80	0.10	5.7
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Chocó Costa Afuera	2000	3200	20	50	0.10	5.7
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	2200	3000	40	80	0.10	5.7
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Tumaco Costa Afuera	2200	3000	20	40	0.30	16.7
4	7	Pacífico Norte	Chocó	2200	3000	20	50	0.30	16.7
4	7	Pacífico Norte	Amagá	1200	2300	20	50	0.30	16.7
4	8	Pacífico Sur	Tumaco	2400	3000	20	40	0.20	11.3
4	8	Pacífico Sur	Cauca-Patía	2400	3000	20	50	0.25	14.0
5	9	Central	VMM	2700	3700	20	60	0.25	14.0
5	9	Central	VSM	1800	3200	10	60	0.30	16.7
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Cordillera Oriental	1200	3400	20	50	0.30	16.7
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Llanos Orientales	2800	3200	20	60	0.30	16.7
6	11	Sur	Caguán - Putumayo	2000	3500	20	60	0.15	8.5
6	11	Sur	Vaupés - Amazonas	1800	3800	40	60	0.30	16.7

Las Velocidades RMS no pueden ser menores de 1500 m/s, lo cual es la velocidad de propagación de la onda P en agua.

Estos valores de frecuencias dominantes son muy altos dadas las profundidades de los reflectores especificados.

Nótese que el rango de buzamientos calculados está entre 5.7 y 21.8 grados. Estos valores se usan para el cálculo de intervalo del grupo. Se recomienda usar 30 grados para este cálculo pues la pendiente de los extremos de las difracciones será más limitante que el buzamiento de la geología.

**Información compilada por la
 Universidad Nacional**

Areas de Exploración	Zona #	Nombre de la Zona	Cuenca	Ri (m)	Si (m)	# Canales	Xmax (m)	Fold Nominal (UNAL)	Fold Nominal (Mustagh)
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Colombia	25	50	400	4988	100	100
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Guajira Offshore	25	50	400	4988	100	100
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Los Cayos	25	50	400	4988	100	100
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Colombia	25	50	400	4988	100	100
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Sinú Offshore	25	50	400	4988	100	100
2	3	Caribe Norte	Guajira	15	15	500	6238	100	250
2	3	Caribe Norte	Cesar - Ranchería	15	15	500	6238	100	250
3	4	Caribe Sur	Urabá	30	30	300	4485	100	150
3	4	Caribe Sur	Sinú-San Jacinto	30	30	300	4485	100	150
3	4	Caribe Sur	VIM	30	30	300	4485	100	150
3	4	Caribe Sur	Catatumbo	30	30	300	4485	100	150
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	15	15	800	5993	100	400
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Chocó Costa Afuera	15	15	800	5993	100	400
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	15	15	800	5993	100	400
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Tumaco Costa Afuera	15	15	800	5993	100	400
4	7	Pacífico Norte	Chocó	25	25	400	4988	100	200
4	7	Pacífico Norte	Amagá	25	25	400	4988	100	200
4	8	Pacífico Sur	Tumaco	25	25	400	4988	100	200
4	8	Pacífico Sur	Cauca-Patía	25	25	400	4988	100	200
5	9	Central	VMM	20	20	400	3990	120	200
5	9	Central	VSM	20	20	400	3990	120	200
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Cordillera Oriental	20	20	400	3990	120	200
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Llanos Orientales	20	20	400	3990	120	200
6	11	Sur	Caguán - Putumayo	30	30	300	4485	100	150
6	11	Sur	Vaupés - Amazonas	30	30	300	4485	100	150

Las zonas 1, 2, 5 y 6 corresponden a sísmica costa afuera. Por lo tanto, el tendido no será simétrico como el especificado por los offsets máximos. Se usarán streamers para esta adquisición y los offsets máximos disponibles serán casi el doble. En la zona 3, los valores de offsets máximos corresponden al de la sísmica costa afuera.

Nótese la diferencia entre el Fold Nominal calculado por la Universidad y el calculado por Mustagh. En los cálculos de la Universidad, sólo la zona de exploración 5 tiene un fold de 120 y todas las demás tienen 100. El fold nominal calculado por Mustagh es mayor en todas las zonas de exploración con la excepción de la 1, en donde es igual. La ecuación usada por Mustagh es:

$$\text{Fold} = \frac{\# \text{Canales}}{2} \times \frac{Ri}{Si}$$

Información calculada por
Mustagh Resources Ltd.

Reporte Final del Contrato 13426-07-2010
Preparado para la ANH por Mustagh Resources Ltd.
Página 6 de 18

Areas de Exploración	Zona #	Nombre de la Zona	Cuenca	Xmax registrado (Mustagh) (m)	Prof. target / máxima	Xmax Must/ Prof. reflect Máxima	Spread (Mustagh)	streamer (end-on)
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Colombia	9987.5	1.0	2.18	9987.5-12.5-SP	Yes
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Guajira Offshore	9987.5	1.0	2.18	9987.5-12.5-SP	Yes
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Los Cayos	9987.5	0.7	2.18	9987.5-12.5-SP	Yes
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Colombia	9987.5	1.0	2.18	9987.5-12.5-SP	Yes
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Sinú Offshore	9987.5	1.0	1.82	9987.5-12.5-SP	Yes
2	3	Caribe Norte	Guajira	3742.5	1.0	0.82	3742.5-7.5-SP-7.5-3742.5	
2	3	Caribe Norte	Cesar - Ranchería	3742.5	1.0	1.64	3742.5-7.5-SP-7.5-3742.5	
3	4	Caribe Sur	Urabá	4485.0	1.0	0.82	4485-15-SP-15-4485	
3	4	Caribe Sur	Sinú-San Jacinto	4485.0	1.0	1.96	4485-15-SP-15-4485	
3	4	Caribe Sur	VIM	4485.0	1.0	1.44	4485-15-SP-15-4485	
3	4	Caribe Sur	Catatumbo	4485.0	1.0	1.44	4485-15-SP-15-4485	
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	11992.5	1.0	2.62	11992.5-7.5-SP	Yes
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Chocó Costa Afuera	11992.5	1.0	2.07	11992.5-7.5-SP	Yes
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	11992.5	1.0	2.62	11992.5-7.5-SP	Yes
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Tumaco Costa Afuera	11992.5	1.0	2.62	11992.5-7.5-SP	Yes
4	7	Pacífico Norte	Chocó	4987.5	1.0	1.09	4987.5-12.5-SP-12.5-4987.5	
4	7	Pacífico Norte	Amagá	4987.5	0.3	4.09	4987.5-12.5-SP-12.5-4987.5	
4	8	Pacífico Sur	Tumaco	4987.5	1.0	1.09	4987.5-12.5-SP-12.5-4987.5	
4	8	Pacífico Sur	Cauca-Patía	4987.5	1.0	1.09	4987.5-12.5-SP-12.5-4987.5	
5	9	Central	VMM	3990.0	1.0	1.64	3990-10-SP-10-3990	
5	9	Central	VSM	3990.0	1.0	1.19	3990-10-SP-10-3990	
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Cordillera Oriental	3990.0	1.0	1.09	3990-10-SP-10-3990	
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Llanos Orientales	3990.0	0.7	2.85	3990-10-SP-10-3990	
6	11	Sur	Caguán - Putumayo	4485.0	1.0	1.84	4485-15-SP-15-4485	
6	11	Sur	Vaupés - Amazonas	4485.0	1.0	1.13	4485-15-SP-15-4485	

El Offset máximo registrado se calcula multiplicando $(Ri-0.5) \times \#$ Canales (stack array). Nótese la diferencia entre los valores de esta columna y el Xmax (UNAL) de la página anterior. Aquí se tomo en cuenta el streamer como método de adquisición.

La siguiente columna es un cociente entre la Profundidad del Target y la Profundidad Máxima del Reflector. Si el número es 1, estos dos valores son iguales y si es menor, se debe revisar la profundidad del target.

El cociente Xmax Mustagh/Profundidad del Reflector Máxima indica que tan grande es el Offset máximo con respecto a la profundidad máxima esperada. Este valor no debería ser mayor a 1.3 e indica que el número de canales es mucho mayor de lo necesario. Recuerde que lo ideal es usar la profundidad del basamento.

Se ha agregado la configuración del tendido y en qué cuencas se necesitan streamers.

**Información calculada por
 Mustagh Resources Ltd.**

Áreas de Exploración	Zona #	Nombre de la Zona	Cuenca	Offset Utilizable	Offset Utilizable	Difracciones "Dips"	Vrms Estimada somero	-60	$\lambda_{app} / 2$
				Estimado para tendido (m)	Estimado para fold (m)			Fmax Estimada (Hz)	
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Colombia	5944	3475	30	2760	42	65.9
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Guajira Offshore	5944	3749	30	2842	39	72.0
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Los Cayos	5944	1463	30	2613	108	24.1
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Colombia	5944	3475	30	2760	42	65.9
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Sinú Offshore	7132	3292	30	3100	52	59.9
2	3	Caribe Norte	Guajira	5944	3658	30	2800	40	70.1
2	3	Caribe Norte	Cesar - Ranchería	2972	1463	30	2033	82	24.9
3	4	Caribe Sur	Urabá	7132	3658	30	2278	30	74.9
3	4	Caribe Sur	Sinú-San Jacinto	2972	1463	30	2033	82	24.9
3	4	Caribe Sur	VIM	4061	1463	30	2085	84	24.8
3	4	Caribe Sur	Catatumbo	4061	1463	30	1890	75	25.1
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	5944	2926	30	2533	47	54.3
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Chocó Costa Afuera	7529	2926	30	2505	46	54.4
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	5944	2926	30	2627	49	53.8
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Tumaco Costa Afuera	5944	2926	30	2627	49	53.8
4	7	Pacífico Norte	Chocó	5944	2926	30	2627	49	53.8
4	7	Pacífico Norte	Amagá	1585	366	30	1700	300	5.7
4	8	Pacífico Sur	Tumaco	5944	2926	30	2720	51	53.4
4	8	Pacífico Sur	Cauca-Patía	5944	2926	30	2720	51	53.4
5	9	Central	VMM	3170	1463	30	3200	135	23.7
5	9	Central	VSM	4359	1463	30	2309	94	24.5
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Cordillera Oriental	4755	1463	30	2133	86	24.7
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Llanos Orientales	1823	732	30	2974	261	11.4
6	11	Sur	Caguán - Putumayo	3170	2743	30	3406	72	47.4
6	11	Sur	Vaupés - Amazonas	5151	2377	30	2800	68	41.4

El Offset utilizable estimado para el tendido toma en consideración la profundidad del target.

El Offset utilizable estimado para el fold toma en consideración la profundidad del reflector más somero.

Dado que los buzamientos de las estructuras geológicas no son tan significativos, se usarán 30 grados que representan las pendientes más severas en los extremos de las difracciones. Esto se puede considerar como un buzamiento geofísico.

Las celdas en rojo corresponden a aquellas cuencas que tienen una Vrms menor de 1500 m/s las cuales se deben revisar.

Las frecuencias máximas fueron estimadas usando un coef. de decaimiento exponencial de 0.7, un coeficiente de absorción de 0.94 y un nivel de ruido de 60 dB. Finalmente, se calcula la mitad de la longitud de onda aparente para la determinación del intervalo de grupo (Ri).

**Información calculada por
Mustagh Resources Ltd.**

Areas de Exploración	Zona #	Nombre de la Zona	Cuenca	Ri Recomendado (m)	razón	fold deseado somero	fold deseado profundo	Si para fold min somero
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Colombia	12.5	marine streamer	10	60	347
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Guajira Offshore	12.5	marine streamer	10	60	375
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Los Cayos	12.5	marine streamer	10	60	146
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Colombia	12.5	marine streamer	10	60	347
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Sinú Offshore	12.5	marine streamer	10	60	329
2	3	Caribe Norte	Guajira	15	sobre muestreo para el ruido	10	60	366
2	3	Caribe Norte	Cesar - Ranchería	15	sobre muestreo para el ruido	10	60	146
3	4	Caribe Sur	Urabá	20	sobre muestreo para el ruido	10	60	366
3	4	Caribe Sur	Sinú-San Jacinto	20	sobre muestreo para el ruido	10	60	146
3	4	Caribe Sur	VIM	20	sobre muestreo para el ruido	10	60	146
3	4	Caribe Sur	Catatumbo	20	sobre muestreo para el ruido	10	60	146
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	12.5	marine streamer	10	60	293
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Chocó Costa Afuera	12.5	marine streamer	10	60	293
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	12.5	marine streamer	10	60	293
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Tumaco Costa Afuera	12.5	marine streamer	10	60	293
4	7	Pacífico Norte	Chocó	20	sobre muestreo para el ruido	10	60	293
4	7	Pacífico Norte	Amagá	5	revisar prof del target	10	60	37
4	8	Pacífico Sur	Tumaco	20	sobre muestreo para el ruido	10	60	293
4	8	Pacífico Sur	Cauca-Patía	20	sobre muestreo para el ruido	10	60	293
5	9	Central	VMM	15	sobre muestreo para el ruido	10	60	146
5	9	Central	VSM	15	sobre muestreo para el ruido	10	60	146
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Cordillera Oriental	15	sobre muestreo para el ruido	10	60	146
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Llanos Orientales	5	sobre muestreo para el ruido	10	60	73
6	11	Sur	Caguán - Putumayo	20	sobre muestreo para el ruido	10	60	274
6	11	Sur	Vaupés - Amazonas	20	sobre muestreo para el ruido	10	60	238

En esta tabla se muestran los intervalos de grupo (Ri) recomendados y las razones correspondientes.

Si para el reflector somero se necesita un fold de 10, entonces la columna de la derecha determina cual es el intervalo de disparo (Si) recomendado para cada cuenca. Fíjese que estos valores varían para cada cuenca.

En la próxima página se muestra cual sería el intervalo de disparo (Si) cuando el fold deseado para el reflector profundo es de 60.

**Información calculada por
 Mustagh Resources Ltd.**

Áreas de Exploración	Zona #	Nombre de la Zona	Cuenca	Si para fold deseado profundo	Si Mínimo Recomendado (m)	Si/Ri Mínimo	Si Recomendado (m)	Si/Ri Recomendado	razón
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Colombia	99	87.5	7	25	2	marino - cañon de aire
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Guajira Offshore	99	87.5	7	25	2	marino - cañon de aire
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Los Cayos	99	87.5	7	25	2	marino - cañon de aire
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Colombia	99	87.5	7	25	2	marino - cañon de aire
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Sinú Offshore	119	112.5	9	25	2	marino - cañon de aire
2	3	Caribe Norte	Guajira	99	90	6	45	3	muestreo del ruido en Offset
2	3	Caribe Norte	Cesar - Ranchería	50	45	3	45	3	recommended
3	4	Caribe Sur	Urabá	119	100	5	60	3	muestreo del ruido en Offset
3	4	Caribe Sur	Sinú-San Jacinto	50	40	2	40	2	recomendado
3	4	Caribe Sur	VIM	68	60	3	60	3	recomendado
3	4	Caribe Sur	Catatumbo	68	60	3	60	3	recomendado
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	99	87.5	7	25	2	marino - cañon de aire
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Chocó Costa Afuera	125	125	10	25	2	marino - cañon de aire
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	99	87.5	7	25	2	marino - cañon de aire
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Tumaco Costa Afuera	99	87.5	7	25	2	marino - cañon de aire
4	7	Pacífico Norte	Chocó	99	80	4	60	3	muestreo del ruido en Offset
4	7	Pacífico Norte	Amagá	26	25	5	15	3	muestreo del ruido en Offset
4	8	Pacífico Sur	Tumaco	99	80	4	60	3	muestreo del ruido en Offset
4	8	Pacífico Sur	Cauca-Patía	99	80	4	60	3	muestreo del ruido en Offset
5	9	Central	VMM	53	45	3	45	3	recomendado
5	9	Central	VSM	73	60	4	45	3	muestreo del ruido en Offset
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Cordillera Oriental	79	75	5	45	3	muestreo del ruido en Offset
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Llanos Orientales	30	30	6	15	3	recomendado
6	11	Sur	Caguán - Putumayo	53	40	2	40	2	recomendado
6	11	Sur	Vaupés - Amazonas	86	80	4	60	3	muestreo del ruido en Offset

Si para el reflector profundo se necesita un fold de 60, entonces la columna "Si para deseado profundo" determina cual es el intervalo de disparo (Si) recomendado para cada cuenca. Fijese que estos valores varían para cada cuenca.

El Si mínimo recomendado es un múltiplo del Ri. Con estos valores se calcula el cociente Si/Ri mínimo.

Se definen los valores del intervalo de disparo (Si) recomendados y las razones correspondientes.

**Información calculada por
 Mustagh Resources Ltd.**

Áreas de Exploración	Zona #	Nombre de la Zona	Cuenca	Número de canales recomendado	Intervalo de la muestra registro (ms)	Longitud registro (s)	Spread (m)
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Colombia	480	2	6	5993.75 - 6.25 - SP
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Guajira Offshore	480	2	6	5993.75 - 6.25 - SP
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Los Cayos	480	2	6	5993.75 - 6.25 - SP
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Colombia	480	2	6	5993.75 - 6.25 - SP
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Sinú Offshore	580	2	6	7243.75 - 6.25 - SP
2	3	Caribe Norte	Guajira	800	2	6	5992.5 - 7.5 - SP - 7.5 - 5992.5
2	3	Caribe Norte	Cesar - Ranchería	400	2	4	2992.5 - 7.5 - SP - 7.5 - 2992.5
3	4	Caribe Sur	Urabá	720	2	8	7190 - 10 - SP - 10 - 7190
3	4	Caribe Sur	Sinú-San Jacinto	300	2	4	2990 - 10 - SP - 10 - 2990
3	4	Caribe Sur	VIM	400	2	5	3990 - 10 - SP - 10 - 3990
3	4	Caribe Sur	Catatumbo	400	2	6	3990 - 10 - SP - 10 - 3990
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	480	2	6	5993.75 - 6.25 - SP
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Chocó Costa Afuera	600	2	8	7493.75 - 6.25 - SP
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	480	2	6	5993.75 - 6.25 - SP
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Tumaco Costa Afuera	480	2	6	5993.75 - 6.25 - SP
4	7	Pacífico Norte	Chocó	600	2	6	5990 - 10 - SP - 10 - 5990
4	7	Pacífico Norte	Amagá	640	1	3	1597.5 - 2.5 - SP - 2.5 - 1597.5
4	8	Pacífico Sur	Tumaco	600	2	6	5990 - 10 - SP - 10 - 5990
4	8	Pacífico Sur	Cauca-Patía	600	2	6	5990 - 10 - SP - 10 - 5990
5	9	Central	VMM	420	1	3	3142.5 - 7.5 - SP - 7.5 - 3142.5
5	9	Central	VSM	580	2	5	4342.5 - 7.5 - SP - 7.5 - 4342.5
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Cordillera Oriental	640	2	6	4792.5 - 7.5 - SP - 7.5 - 4792.5
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Llanos Orientales	720	1	2	1797.5 - 2.5 - SP - 2.5 - 1797.5
6	11	Sur	Caguán - Putumayo	320	2	3	3190 - 10 - SP - 10 - 3190
6	11	Sur	Vaupés - Amazonas	520	2	5	5190 - 10 - SP - 10 - 5190

En esta tabla se muestran los número de canales recomendados, el intervalo de la muestra a usar durante el registro, la longitud del registro y la configuración del tendido recomendada.

**Información calculada por
 Mustagh Resources Ltd.**

Areas de Exploración	Zona #	Nombre de la Zona	Cuenca	Xmax	Fold Nominal	Fold reflector somero	Fold reflector profundo
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Colombia	5993.75	120.0	69.5	118.9
1	1	Caribe Norte Costa Afuera	Guajira Offshore	5993.75	120.0	75.0	118.9
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Los Cayos	5993.75	120.0	29.3	118.9
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Colombia	5993.75	120.0	69.5	118.9
1	2	Caribe Sur Costa Afuera	Sinú Offshore	7243.75	145.0	65.8	142.6
2	3	Caribe Norte	Guajira	5992.5	133.3	81.3	132.1
2	3	Caribe Norte	Cesar - Ranchería	2992.5	66.7	32.5	66.0
3	4	Caribe Sur	Urabá	7190	120.0	61.0	118.9
3	4	Caribe Sur	Sinú-San Jacinto	2990	75.0	36.6	74.3
3	4	Caribe Sur	VIM	3990	66.7	24.4	66.5
3	4	Caribe Sur	Catatumbo	3990	66.7	24.4	66.5
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	5993.75	120.0	58.5	118.9
4	5	Pacífico Norte Costa Afuera	Chocó Costa Afuera	7493.75	150.0	58.5	149.9
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Pacífico Costa Afuera	5993.75	120.0	58.5	118.9
4	6	Pacífico Sur Costa Afuera	Tumaco Costa Afuera	5993.75	120.0	58.5	118.9
4	7	Pacífico Norte	Chocó	5990	100.0	48.8	99.1
4	7	Pacífico Norte	Amagá	1597.5	106.7	24.4	105.7
4	8	Pacífico Sur	Tumaco	5990	100.0	48.8	99.1
4	8	Pacífico Sur	Cauca-Patía	5990	100.0	48.8	99.1
5	9	Central	VMM	3142.5	70.0	32.5	69.8
5	9	Central	VSM	4342.5	96.7	32.5	96.5
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Cordillera Oriental	4792.5	106.7	32.5	105.7
5	10	Llanos Orientales y Orinoquía	Llanos Orientales	1797.5	120.0	48.8	119.8
6	11	Sur	Caguán - Putumayo	3190	80.0	68.6	79.2
6	11	Sur	Vaupés - Amazonas	5190	86.7	39.6	85.9

Esta última tabla muestra el Offset máximo a utilizar, el fold nominal, el fold que se obtendrá al nivel del reflector somero y a nivel del reflector profundo para cada una de las cuencas.

En el anexo 6, página A6-2, se menciona la ecuación de la frecuencia máxima a usar por la Universidad Nacional en los cálculos de los parámetros de adquisición. A continuación se muestra un análisis que compara la ecuación usada por la Universidad y la ecuación usada por Mustagh.

Universidad:

$$F_{\text{MAX}} = \frac{150}{t}$$

Mustagh:

$$A(f,t) = A_0 \times e^{-b \times t} \times C^{(f \times t)}$$

En donde A(f,t) es la amplitud para un tiempo y una frecuencia dada, b es el exponente de recaimiento exponencial, t es un tiempo dado, C es el coeficiente de absorción y f es la frecuencia máxima.

La frecuencia máxima se alcanza cuando A(f,t) recae por debajo del nivel del ruido. Si el ruido se expresa en deciBels de amplitud, entonces:

$$N = 20 \times \text{Log} \left[\frac{A_0 \times e^{-b \times t} \times C^{(F_{\text{max}} \times t)}}{A_0} \right] = 20 \times \text{Log} \left[e^{-b \times t} \times C^{(F_{\text{max}} \times t)} \right]$$

Simplificando se tiene:

$$\frac{N}{20} = t \times \text{Log} \left[e^{-b} \times C^{F_{\text{max}}} \right] = t \times \text{Log} \left[e^{-b} \right] + t \times \text{Log} \left[C^{F_{\text{max}}} \right]$$

Se desea despejar la Fmax

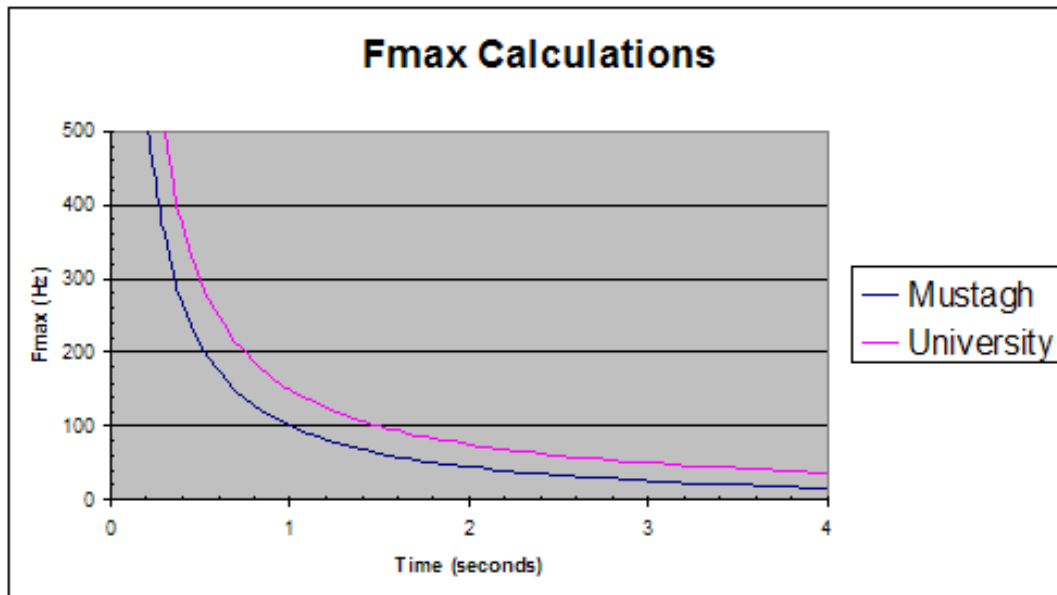
$$\frac{N}{20 \times t} = (-b) \times \text{Log}[e] + F_{\text{max}} \times \text{Log}[C]$$

Al final se obtiene:

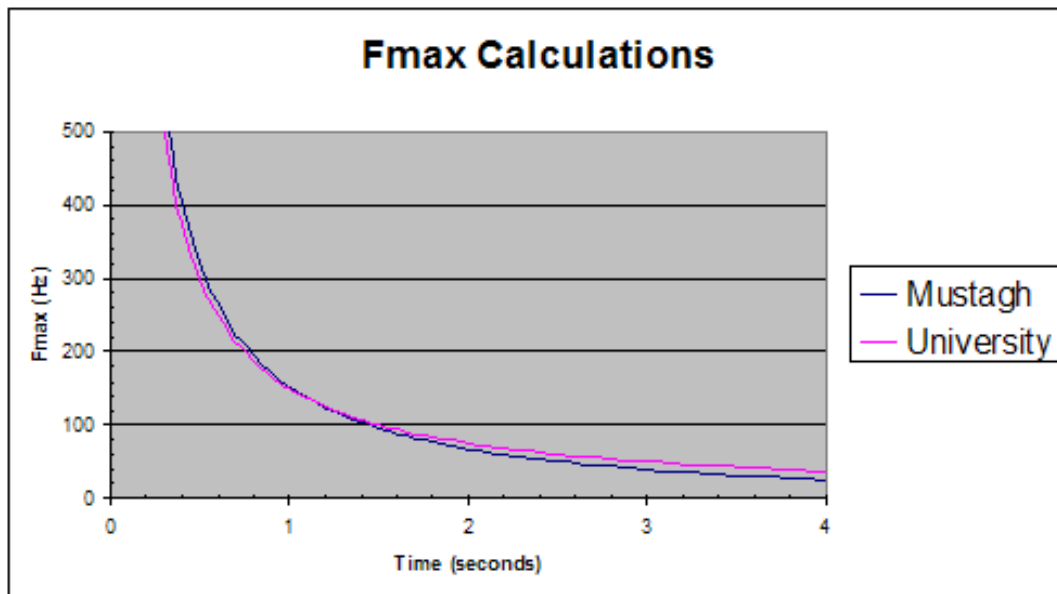
$$F_{\text{max}} = \frac{N}{20 \times t \times \text{Log}[C]} + \frac{b \times \text{Log}[e]}{\text{Log}[C]}$$

Esta ecuación muestra que Fmax es inversamente proporcional al tiempo "t". Sin embargo, esta relación depende del exponente de recaimiento exponencial "b", del coeficiente de absorción "C" y del nivel del ruido "N".

Para la siguiente gráfica se asume $b=0.7$ y $N=-60$ dB. Usando parámetros típicos para sedimentos del Cretácico (coeficiente de absorción de 0.94), entonces se puede observar que la estimación de la Universidad es generalmente muy alta.



Sin embargo, las dos estimaciones son bastante similares si se asume un coeficiente de absorción de 0.96, el cual es más típico de carbonatos de Devónico.



Puesto que la mayoría de las cuencas colombianas se ajustan más al primer caso, se concluye que las estimaciones de Fmax de la Universidad son generalmente muy altas.

A continuación se procede con la segunda perspectiva de análisis la cual corresponde a la corrección de contenido, del cuerpo del Tomo II.

Página X: en la “Lista de Figuras” no aparece la Figura 61.

Página XI: en la “Lista de Tablas” aparece la Figura 61.

Página 63: “Zona no prospectiva” debería ser identificada o definida.

Página 66: hace mención de la Figura 25 la cual aparece en la página 72 y ésta debería aparecer en la página 67 (antes de la Tabla 6).

Página 67: en la “Tabla 6: Parámetros Geofísicos para la Exploración de Hidrocarburos en Colombia” se deben especificar las unidades de las velocidades RMS e interválicas (m/s), al igual que las unidades de frecuencia instantánea y dominante (Hz), y las de buzamientos – desviación (gradianes). Se debería explicar la diferencia entre frecuencia instantánea y dominante y cuál de ellas se usa para los cálculos y el por qué de esto. De igual manera, se debería explicar el por qué se usa la variancia en el estudio de los buzamientos.

Página 76: la “Tabla 8: Resumen de las características principales de la cuenca y parámetros geofísicos” corresponde a la área de exploración 2 y se colocó en la sección del área de exploración 1. También se le deben colocar unidades.

Página 77: en la “Tabla 9: Parámetros geofísicos de diseño sísmico en la zona Caribe Costa Afuera” se deben especificar las unidades de los parámetros.

Página 77: en la “Tabla 10: Parámetros de interés para el diseño sísmico” se le deben especificar unidades y cuál es el significado de tener 2 columnas de valores diferentes. ¿Cuáles son los datos de entrada para generar 2 opciones?

Página 82: la “Tabla 12: Características Geológicas y parámetros geofísicos de la zona Caribe Costa Afuera” corresponde a la área de exploración 1 y se colocó en la sección del área de exploración 2. También se le deben colocar unidades.

Página 83: la “Tabla 13: Parámetros de Diseño Sísmico” se le deben especificar unidades.

Página 83: la “Tabla 14: Otros Parámetros de Diseño Sísmico” se le deben especificar unidades y cuál es el significado de tener 2 columnas de valores diferentes. ¿Cuáles son los datos de entrada para generar 2 opciones?

Página 88: la “Tabla 16: Datos de la Geología y geofísica obtenidos para la Zona Caribe Sur” se le debe colocar unidades.

Página 89: la “Tabla 17: Parámetros de Diseño Sísmico para la zona Caribe Sur” se le deben especificar unidades.

Página 89: la “Tabla 18: Parámetros de Interés para la zona Caribe Sur” se le deben especificar unidades y cuál es el significado de tener 2 columnas de valores diferentes. ¿Cuáles son los datos de entrada para generar 2 opciones?

Página 96: la “Tabla 20: Resumen de Datos Geológicos y Geofísicos para la Zona Pacífico” se le debe colocar unidades.

Página 97: la “Tabla 21: Parámetros de Adquisición Sísmica para la zona Pacífico” se le deben colocar unidades.

Página 97: la “Tabla 22: Parámetros para la zona Pacífico Norte” se le deben especificar unidades y cuál es el significado de tener 2 columnas de valores diferentes. ¿Cuáles son los datos de entrada para generar 2 opciones?

Página 97: la “Tabla 23: Parámetros para la zona Pacífico Norte Marino” se le deben especificar unidades y cuál es el significado de tener 2 columnas de valores diferentes. ¿Cuáles son los datos de entrada para generar 2 opciones?

Página 106: la “Tabla 25: Datos Geológicos y Geofísicos de las Zonas Central, Llanos Orientales-Orinoquía y Cordillera Central” se le debe colocar unidades.

Página 107: la “Tabla 26: Parámetros de Diseño Sísmico para las zonas Central, Llanos Orientales-Orinoquía, y Cordillera Oriental” se le deben colocar unidades.

Página 107: la “Tabla 27: Parámetros las zonas Central, Llanos Orientales-Orinoquía, y Cordillera Oriental” se le deben especificar unidades y cuál es el significado de tener 2 columnas de valores diferentes. ¿Cuáles son los datos de entrada para generar 2 opciones?

Página 113: la “Tabla 29: Datos de la Geología y geofísica de la Zona Sur” se le debe colocar unidades.

Página 114: la “Tabla 30: Parámetros de Diseño para la Zona Sur” se le debe colocar unidades.

Página 114: la “Tabla 31: Parámetros adicionales para la Zona Sur” se le debe colocar unidades, y cuál es el significado de tener 2 columnas de valores diferentes. ¿Cuáles son los datos de entrada para generar 2 opciones?

Página A6-1: en la sección del Offset Máximo, se debe definir los términos usados en las ecuaciones. Revisar la ecuación 4 pues las unidades finales son m^2/s y debería ser sólo m. En el último párrafo a la izquierda, explicar de donde se sacan los rangos de análisis dado que no son muy razonables. A qué zona corresponden estos cálculos pues en ninguna de las tablas aparece el valor de 8985 m.

Página A6-2, en la sección de la Frecuencia Máxima explicar de dónde se tomó esta ecuación y cuál es el significado del número 150.

Página A8-1: Muy pobre resolución de las líneas sísmicas y no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A8-2: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A9-1: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A10-1: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A10-2: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A11-1: Muy pobre resolución de la imagen y no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A11-2: Muy pobre resolución de las imágenes y no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal. Indicar fuente de los perfiles.

Página A12-1: Muy pobre resolución de la línea sísmica y no tiene escalas en los ejes vertical y horizontal.

Página A12-2: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A12-3: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A13-1: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal. Indicar fuente de los perfiles.

Página A14-3: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A14-4: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A14-5: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A14-6: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A14-7: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A15-1: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal. Indicar fuente de los perfiles. Muy pobre resolución.

Página A15-2: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal. Indicar fuente de los perfiles. Muy pobre resolución.

Página A16-1: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A16-2: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A16-3: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A17-1: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal. Indicar fuente de los perfiles. Muy pobre resolución.

Página A18-1: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

Página A18-2: no se puede leer las escalas de los ejes vertical y horizontal.

2. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para el diseño de parámetros 2D en el departamento del Chocó, se realizó un estudio profundo de la topografía, geología de la superficie, geología del subsuelo, condiciones de ruido, condiciones ambientales, datos sísmicos existentes, información de pozos, etc. de la cuenca Atrato. Afortunadamente, hubo pozos exploratorios, aunque pocos, que brindaron información muy útil para el control de las velocidades de los diferentes reflectores de interés. Por ser esta una cuenca frontera, se contó con poca información sísmica. Sin embargo, en Mustagh Resources, nos sentimos confiados en los parámetros de diseño recomendados.

Con respecto a los equipos de registro, en nuestra opinión, el mejor sistema para las aplicaciones de la ANH en Colombia es una mezcla de Sercel 428XL y sistema I-Seis Sigma con cajas sin cables. Sin embargo, para sistemas con cables, ARAM Aries II es una alternativa fuerte. ION Scorpion debe ser considerado, pero es más débil que Sercel 428XL o ARAM Aries II en varios aspectos. Para una alternativa sin cable, el sistema I-Seis Sigma tiene muchas características interesantes que le otorga ventajas potenciales en condiciones difíciles. OYO GSR es una opción fuerte, pero no tiene la alternativa de radio MESH que puede ser necesaria cuando se pierde la señal GPS. Los sistemas S-Flex y Unite probablemente no son adecuados para todas las condiciones colombianas y se deben incluir en el proceso de licitación sólo si la ANH está interesada en un ejercicio de colección de información (no son aspirantes a ser tomados en serio cuando se otorgue la licitación).

Muchos de los levantamientos que se llevarán a cabo, son malos candidatos para el uso de sensores digitales individuales. Usando una mezcla de sensores digitales individuales y patrones de geófonos analógicos si es posible, crearán algunos problemas de planificación en 2D y requerirá una redundancia de equipos considerable. La calidad de los datos sísmicos se ve mejorada al tener un buen acoplamiento de las receptoras y un buen muestreo espacial de

las longitudes de ondas más largas de las señales y del ruido que contiene todas las longitudes de ondas (incluyendo las muy cortas). Sensores individuales moldeados al cable principal no siempre pueden proporcionar el mejor acoplamiento, particularmente en condiciones muy pantanosas. El registro de sensores individuales no proporciona un muestreo espacial adecuado del ruido de longitudes de onda cortas a menos que se usen intervalos de receptoras muy cortos (esto incrementa la cantidad de equipo requerido, a lo mejor por un factor de 3).

Se recomienda que la ANH se enfoque primeramente en un buen sistema capaz de adquirir datos con patrones analógicos. El mejor sistema puede incluir algunas unidades autónomas sin cable a ser usadas en terrenos difíciles. A medida que aumenten las necesidades, se puede considerar la adición de uniones digitales y más equipo se puede añadir para programas 3D pequeños. Recuerde, para programas pequeños, el equipo también puede ser alquilado sin tener que comprometer un capital grande en gastos e inventario de equipos que puede ser usado sólo ocasionalmente.

Con respecto a los equipos de topografía, los equipos Leica son los más usados a nivel mundial por su alta calidad. Sin embargo, existe una gran cantidad de productos en el mercado de calidad comparable. Lo más nuevo en el mercado en estos instrumentos son las estaciones SMART en donde se combinan Las ventajas de las estaciones totales con las del GPS. Sería de beneficio para la ANH, como líder en tecnología de punto en Colombia, adquirir por lo menos una de estas estaciones para introducirla al país.

En cuanto a los equipos de perforación, sólo se incluyeron en el reporte los equipos que se consideran óptimos para las operaciones en el país. Es importante mencionar que quedamos extremadamente satisfechos con la calidad de las respuestas (contenido, prontitud, seguimiento, competencia, etc.) proporcionadas por las compañías Hammerhead de Houston, Capitis de Venezuela e IngeoService de Colombia)

La perforación es una de esas actividades en donde se aprende cada día y la curva de aprendizaje tiene una pendiente muy pronunciada y muy costosa. No se debe esperar que con un mismo equipo, el rendimiento sea el mismo en diferentes partes del país. Aún los perforadores más expertos tienen que pasar por un proceso de aprendizaje con cada taladro diferente y condiciones de la superficie diferentes.

El reporte de los equipos de comunicación queda pendiente hasta que se reciba la información a ser proporcionada por el Ejército Nacional. Sin embargo, se proporcionó una lista inicial de productos disponibles en el país que pueden satisfacer las necesidades de la ANH. Esta sección está incompleta y será terminada o eliminada antes de la impresión y presentación formal de este reporte final el 1ro de Octubre de 2010.

Cuando sea posible, se recomienda comprar equipos/instrumentos que sean vendidos en el país, por distribuidores de buena reputación que garanticen el mantenimiento de los equipos. De igual manera, el trabajar con distribuidoras que puedan importar rápidamente equipos que no estén en el mercado nacional, es de suma importancia.

Una brigada sísmica está conformada tanto de los equipos e instrumentos que disponga, así como también del personal que los opere. Se recomienda tener personal clave con experiencia en adquisición sísmica, conocedores de instrumentos, de las operaciones de campo, y de las comunidades.

Es muy importante resaltar que en varias de estas cuencas fronteras, el ejército conducirá la primera sísmica en muchos años. La experiencia que tengan las comunidades con el ejército será decisiva en las futuras relaciones que se entablarán con las operadoras y sobre todo, con las contratistas quienes serán las que estén en el campo trabajando.

El trabajo realizado por la Universidad Nacional para la definición del plan de cubrimiento nacional es de muy alta calidad. La gran cantidad de información de entrada fue manipulada estadísticamente para generar las zonas de exploración prospectivas y definir la posición de las líneas 2D que conforman dicho plan de cubrimiento. Aún cuando se tenía una gran cantidad de información en total, hubo cuencas con mínima información para analizar.

La Universidad Nacional cumplió con los objetivos establecidos en el Plan de Cubrimiento Nacional. La Universidad Nacional analizó cada cuenca sedimentaria con base a la información suministrada por la ANH. Se formó una base de datos con la información geológica y geofísica compilada por zona y cuenca sedimentaria. Luego

se procedió a la determinación de parámetros de adquisición. Cada cuenca tiene un cubrimiento adecuado de líneas sísmicas. Sin embargo, algunas líneas atraviesan zonas restrictivas.

Mustagh Resources y la Universidad Nacional trabajaron conjuntamente en diferentes fases del plan de cubrimiento. Ellos se encargaron del acopio, manipulación, digestión de la información y de la generación de parámetros. Se les dieron directrices definidas en cuanto al posicionamiento de las líneas para la cobertura de las posibles anomalías identificadas en las diferentes cuencas. También se les orientó en el proceso de diseño. Desafortunadamente, la Universidad no contó con suficiente tiempo para hacer un diseño a fondo de los parámetros de adquisición. Sin embargo, ellos ofrecieron parámetros iniciales.

Se recomienda hacer una verificación de las profundidades, frecuencias y velocidades de los reflectores y trabajar, para los cálculos de diseño, con la profundidad de los basamentos. Por favor revisar también las profundidades de la cuenca Amagá dado que son extremadamente someras y la sísmica en esta zona será muy costosa. Recuerde que estas las profundidades impondrán el límite en cuanto al número de canales requeridos en el tendido.

Los Llanos Orientales y la Orinoquía son áreas muy extensas en donde no se deben usar los mismos parámetros de adquisición. La geología del subsuelo cambia significativamente dentro de estas mismas cuencas.

Dado que los buzamientos de las estructuras geológicas no son tan significativos, se usarán 30 grados que representan las pendientes más severas en los extremos de las difracciones. Esto se puede considerar como un buzamiento geofísico y no geológico.

La sísmica a ser adquirida es del tipo exploratorio y ha de ser de calidad suficiente para realizar interpretaciones y definir características básicas de las cuencas, por lo tanto no se requiere un cubrimiento alto. Se le dejará el trabajo a las operadoras de realizar sísmica con más detalle (resolución, cubrimiento, claridad, etc) cuando estas entren a la etapa de explotación de los recursos hidrocarburos.

Presentado respetuosamente por
Mustagh Resources Ltd.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Yajaira Herrera', with a horizontal line drawn through the bottom of the signature.

Yajaira Herrera, MSc.