

Metodología de análisis de incertidumbre y riesgo del volumen original de aceite esperado aplicado a un campo maduro de la MNE

Ing. Demetrio Efraín Álvarez Primo
M.C. Enrique Ortuño Maldonado
M.C. Carlos Alberto González Morales
Ing. Elieser Pérez Alvis
Pemex

Información del artículo: Recibido: junio 2012-aceptado septiembre de 2013

Resumen

El objetivo de este trabajo es visualizar la incertidumbre del volumen original de aceite esperado, considerando las variables caracterizadas probabilística y geoestadísticamente de las áreas, espesor, porosidad, saturación de agua y factor de volumen inicial.

Esta metodología consiste en la realización de las correlaciones de las variables anteriormente mencionadas, para la obtención de un modelo físico, realizando el ajuste integral matemático incluyendo el modelo geológico con datos de cada uno de ellas, estableciendo la función media, conservadora y óptima, las cuales se simulan con el método "Monte Carlo".

En los resultados obtenidos se observó que los escenarios simulados están bajo control dentro del contexto geológico, mostrando que los rangos del volumen original de aceite esperado se ubican en las posibilidades acotadas y próximas a los volúmenes reales. Es importante mencionar que esta metodología nos permite generar planes de mitigación para aquellas variables de mayor incertidumbre y en la etapa de desarrollo del campo se podrá programar la toma de información para reducir la incertidumbre de la estimación del volumen original de aceite y reservas.

Esta metodología ayudará a obtener el grado de incertidumbre del volumen original de aceite esperado y los planes de mitigación para alcanzar mejor asertividad, en la gran cantidad de campos no desarrollados en la MNE que cuentan con poca información.

Palabras clave: Análisis de incertidumbre, MNE, volumen original, análisis geoestadístico.

Uncertainty and risk analysis methodology of the original oil volume expected applied to a mature reservoir at MNE

The means of this analysis to visualize the uncertainty and risk of the original oil volume expected, considering probabilistic and geostatistics characterized variables in area, thickness, porosity, water saturation and initial volume factor.

This methodology consists in obtaining the correlations for the variables above mentioned, to obtaining a physical model, performing mathematical adjustment and including the geological model with data from each of them, establishing the average, conservative and optimal functions simulated with the "Monte Carlo" method.

In the outcome results it was observed that simulation scenarios are controlled within the geologic context, showing that the ranges of the original oil volume expected are within the forecasted possibilities and close to the real volumes. It is important

the fact that this methodology allows us to generate mitigation plans for those variables of greatest uncertainty, itself in the field operational stage, the information take out can be programmed be to reduce the uncertainty of original volume of oil reserves estimated.

This methodology help it to obtaining the uncertainty degree of original volume oil in place expected and the mitigans plans to get away the better asertivity, in the great quantity of MNE reservoirs not development its which have few information.

Keywords: Uncertainty analysis, MNE, original volume, geostatistical analysis

Introducción

La incertidumbre geológica, la heterogeneidad y la información incipiente asociada a campos nuevos o con desarrollo inicial en yacimientos carbonatados con porosidad primaria y/o naturalmente fracturados, hace necesario aplicar un método geoestadístico, que considere toda la información de campos análogos, preferentemente aledaños, apoyados con correlaciones matemáticas entre las variables principales que impactan al volumen de hidrocarburos (área, espesor neto, porosidad, saturación de agua, factor de volumen, exponentes de cementación y de saturación de agua, resistividad en seno de hidrocarburos y de agua irreductible), para obtener las variables con valores adecuados, para estimar los volúmenes originales de aceite esperado de los yacimientos maduros, en desarrollo inicial y en los recursos prospectivos con la mayor certidumbre.

En función de lo planteado, es necesario realizar el análisis de datos directos e indirectos que se obtienen de los pozos de diferentes yacimientos. Para poder llevar a cabo el análisis geoestadístico de la estimación del volumen original de aceite esperado en yacimientos y los recursos prospectivos, relacionándolos al “play” con sus características específicas, para la toma de las decisiones más acertadas, y que en consecuencia las inversiones sean eficientes.

Dependiendo de la cantidad de pozos perforados que se tengan y que para el caso de las regiones marinas cuenta con una cantidad considerable de ellos, actualmente existen un número infinito de datos, asociados a las diferentes formaciones geológicas y unidades productivas de todos los yacimientos petroleros, respaldados en el gran inventario de información y experiencias de todas las cuencas petroleras del país.

Debido a la gran cantidad y dispersión de la información, se requiere realizar el agrupamiento de los mismos de una manera metodológica y con diferentes criterios. Aspecto que se muestra en este trabajo.

La geoestadística es el uso de la probabilidad y estadística dentro de las matemáticas, aplicada en este caso a conceptualizar las variables geológicas, que permitan determinar rangos de distribución con certidumbres aceptables para la toma de decisiones, y programar estudios enfocados a la optimización de inversiones para alcanzar los objetivos, planes y programas, tanto técnicos como económicos, que se establecen en función de la demanda y compromisos internos y externos, del suministro de energéticos fósiles.

En el trabajo presente, se describe la aplicación de una metodología (inédita), para la estimación del volumen original de aceite probabilístico (esperado), manejado con las siglas (VOAE), aplicado a un campo maduro de la RMN, para analizar la congruencia o calibración de la metodología.

La metodología es el resultado de los conocimientos, experiencia, criterios y esfuerzo de un grupo multidisciplinario de especialistas y personal de apoyo de las diferentes disciplinas de geociencias, con esto se soporta un análisis de congruencia de los datos.

Metodología

La ecuación con la que se estima el volumen original de aceite se muestra en la parte superior de la **Figura 1**.

Con la ecuación determinista, difícilmente se puede tener un resultado que oriente a la realidad del volumen original de aceite, por la condición del manejo de las variables implícitas en la fórmula, que al darle un valor a cada una de ellas y si al menos uno es erróneo, la estimación proporciona un resultado también erróneo; desde este punto de vista, sólo se tiene una oportunidad de que el valor de cada una de las cinco variables mencionadas, sea el correcto, por lo que la incertidumbre y el riesgo son muy altos.

Por lo cual, en el método de simulación “Monte Carlo” se lleva a cabo primeramente la simulación de cada una de

las cinco variables, como se observa en la **Figura 1**. Esta metodología está en función de un modelo físico (gráficos con las relaciones de dos variables), de la información directa e indirecta obtenida de los pozos y de un análisis matemático de la misma, hasta obtener el algoritmo que

se simulará con el método “Monte Carlo”, controlado por los modelos geológicos (petrofísicos, sísmicos) e ingeniería de yacimientos, para asegurar que el resultado en la estimación del volumen original de aceite esperado (VOAE), sea representativo del sistema petrolero.

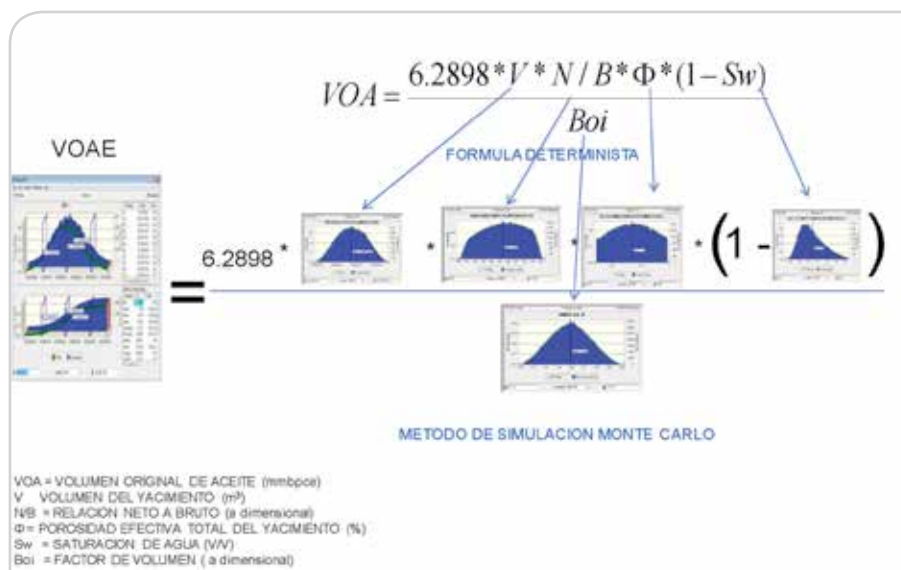


Figura 1. Ecuación determinista y probabilística de la estimación del volumen original de aceite (VOA) y del volumen original de aceite esperado, (VOAE).

Para efectuar un análisis más detallado del yacimiento, que sólo fue productor en el Cretácico Superior, se detalló a nivel de unidades litoestratigráficas, siendo cuatro las analizadas, **Figura 2**, limitada esta formación

en la unidad litoestratigráfica C-11 por el contacto agua aceite, con el objetivo de visualizar en qué unidad se tiene la mayor carga de hidrocarburos por sus propiedades petrofísicas.

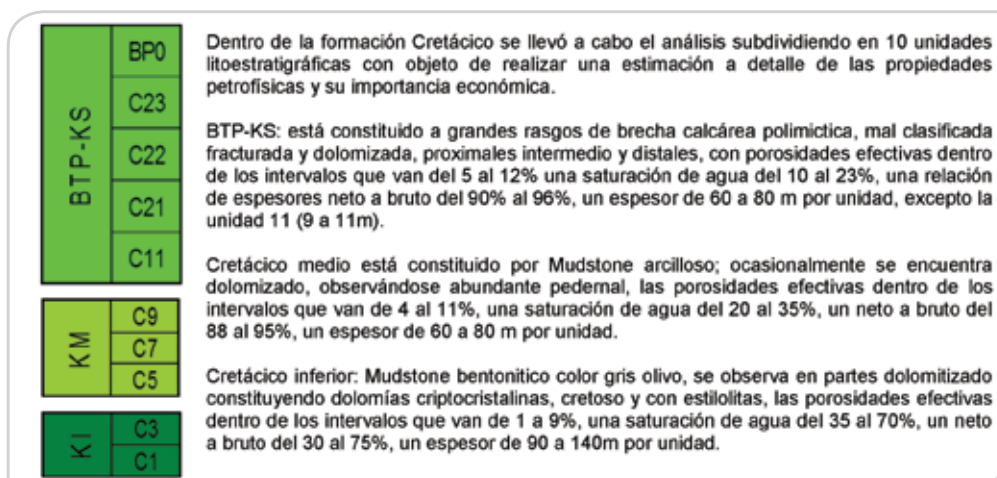


Figura 2. Columna dividida en 10 unidades litoestratigráficas de la de la formación Cretácico de la RMNE.

Análisis del volumen (V) de la ecuación de la simulación “Monte Carlo” de la primera unidad litoestratigráfica (U.L.), productora C-23 KS nomenclatura de la RMNE*, Figura 2.

Para obtener las dimensiones físicas aproximadas, de un yacimiento, se emplean los resultados obtenidos de la interpretación sísmica, con varios modelos de velocidades, cuyos productos son: el volumen de roca bruta en m³ y el área m², con esto se obtiene el espesor en m, **Tabla 1.**

Tabla 1. Modelo de velocidades para determinar el volumen y área de la unidad litestratigráfica C-23, campo maduro.

MODELO DE VELOCIDADES	VOLUMEN (m ³)	AREA (m ²)	ESPESOR (m)
C23_1	1,019,170,000	16,615,100	61
C23_4	976,200,000	16,162,000	60
C23_6	1,001,770,000	16,398,500	61
C23_7	1,218,230,000	17,035,000	72
23_9	1,218,310,000	17,035,000	72
C23_10	1,218,240,000	17,035,000	72
C23_ori	952,060,000	16,521,800	58

Se obtiene el análisis estadístico que se muestra en la **Tabla 2.**

Tabla 2. Análisis estadístico de volumen, área y espesor de la U.L. C-23, campo maduro.

EVALUACIÓN ESTADÍSTICA			
	VOLUMEN m ³	ÁREA m ²	ESPESOR m
Mínimo	952,060,000	16,162,000	58
Promedio	1,086,282,857	16,686,057	65
Máximo	1,218,310,000	17,035,000	72
Desv. Estand.	125,189,504	354,642	6

El modelo físico se obtiene graficando el volumen de roca vs el área, para obtener la correlación deseada, como se observa en la **Figura 3.** Cuando la variable del volumen de

roca no se controla con alguna correlación se observa una dispersión.

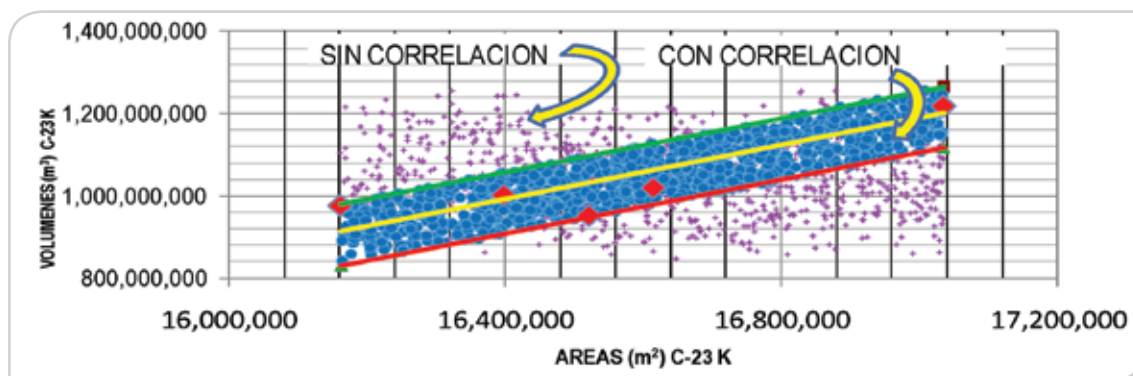


Figura 3. Modelo físico de los volúmenes vs área de los siete modelos de velocidades de la U.L. C-23, campo maduro.

En **Figura 3** se tiene:

- ◆ Modelo físico del volumen vs área de los siete modelos de velocidades.
- Ajuste medio de los siete modelos de velocidades.
- Variación mínima de los siete modelos de velocidades.
- Variación máxima de los siete modelos de velocidades.

- Simulación ‘Monte Carlo’ del volumen de roca.
- + Simulación ‘Monte Carlo’ sin correlación y sin sentido geológico petrolero.

La simulación ‘Monte Carlo’ del volumen que se obtuvo con el algoritmo al que se llegó del modelo físico de área vs volumen, es el esperado, con sus límites optimistas y pesimistas, lo cual se ilustra en la **Figura 4**.

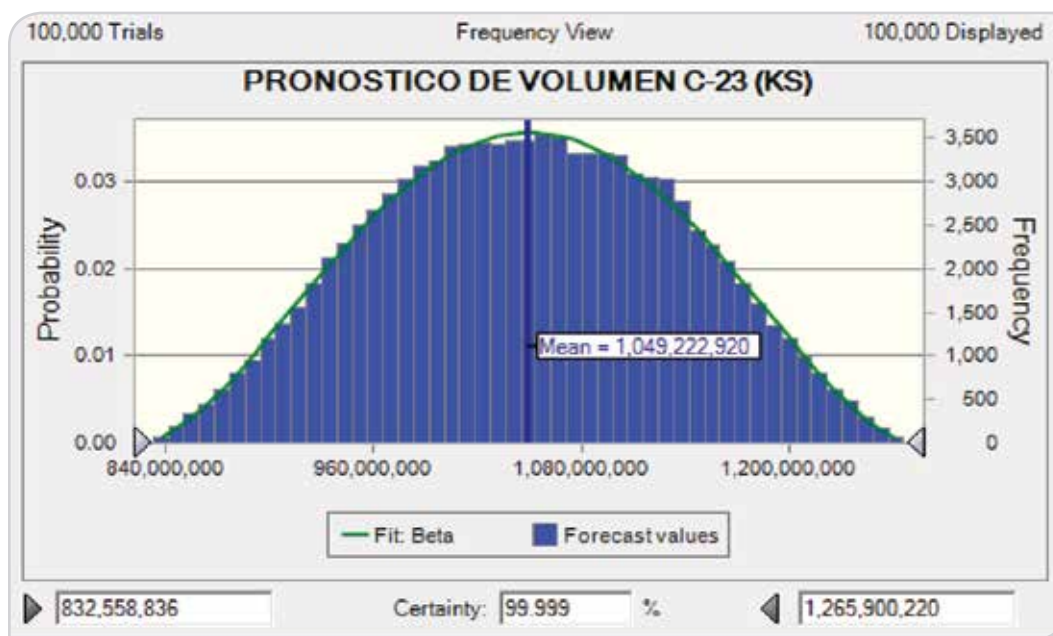


Figura 4. Simulación ‘Monte Carlo’ del volumen con el algoritmo diseñado para este caso.

La representación del plano base para el área, máxima, promedio y mínima, se muestra en la **Figura 5**.

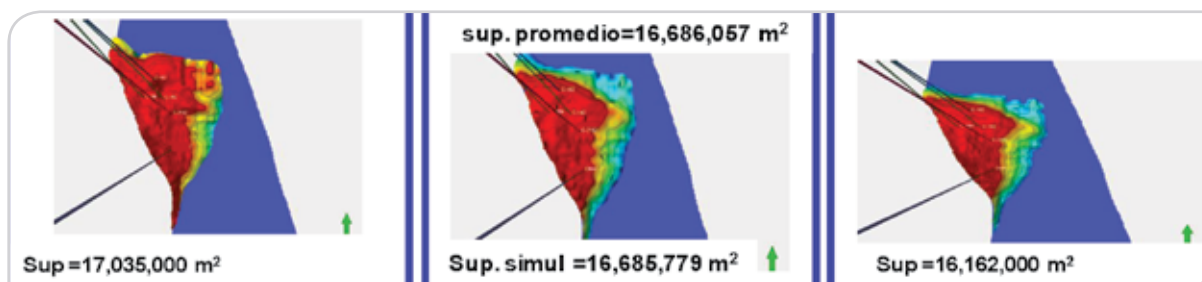


Figura 5. Plano base correspondiente al área, a la superficie máxima, esperada y mínima.

Análisis de la relación neto a bruto (N/G) de la ecuación de la simulación “Monte Carlo” de la primera unidad litoestratigráfica (U.L.) C-23 nomenclatura de la RMNE*, Figura 2.

Es normal, que la relación neto a bruto (N/G), se tome como una constante sin darle alguna variación, o como una distribución con cortes y sin correlación. En la **Figura 6** se puede observar la simulación con y sin correlación, ahora bien, conforme a los datos directos de los pozos se observan la existencia de variaciones, ya que el yacimiento

no es homogéneo ni isotrópico, para lo cual dentro de la metodología que se presenta, se modela esta variable con la correlación de espesores vs relación neto a bruto, de la manera siguiente.

Se grafican los espesores vs N/G (correlacionándolas), que viene siendo el modelo físico; después se desarrolla una serie de ecuaciones para obtener el algoritmo con el que se simula con el método “Monte Carlo”, cuyo resultado se observa en la **Figura 6**.

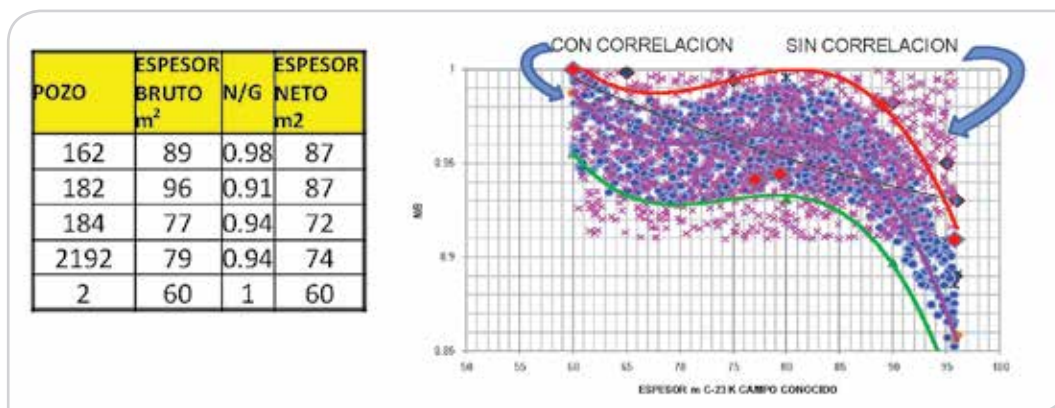


Figura 6. Datos de cinco pozos con valores de espesor con su correspondiente (N/G) y gráfica de la distribución de acuerdo a la correlación de espesores vs N/G de la unidad litoestratigráfica (U.L.) C-23, (nomenclatura de la RMNE*).

En la **Figura 6** se tiene:

- ◆ Modelo físico del espesor vs relación neto a bruto (N/G).
- Ajuste medio de los cinco pares de valores.
- Variación mínima de los cinco pares de valores.
- Variación máxima de los cinco pares de valores.
- Simulación “Monte Carlo” del algoritmo matemático correlacionando espesor vs N/B.

+ Simulación “Monte Carlo” sin correlación y sin sentido geológico petrolero.

La simulación “Monte Carlo” de la relación N/B que se obtuvo, produjo los resultados esperados, con sus límites optimistas y pesimistas, lo cual se puede observar en la **Figura 7**, con el algoritmo que se obtuvo del modelo físico del espesor vs N/B, lo que lo sitúa en un rango de incertidumbre alta, ya que se está considerando la variación cercana a lo real, de la unidad estratigráfica C-23 por medio de la información de los cinco pozos, distribuidos en el yacimiento.

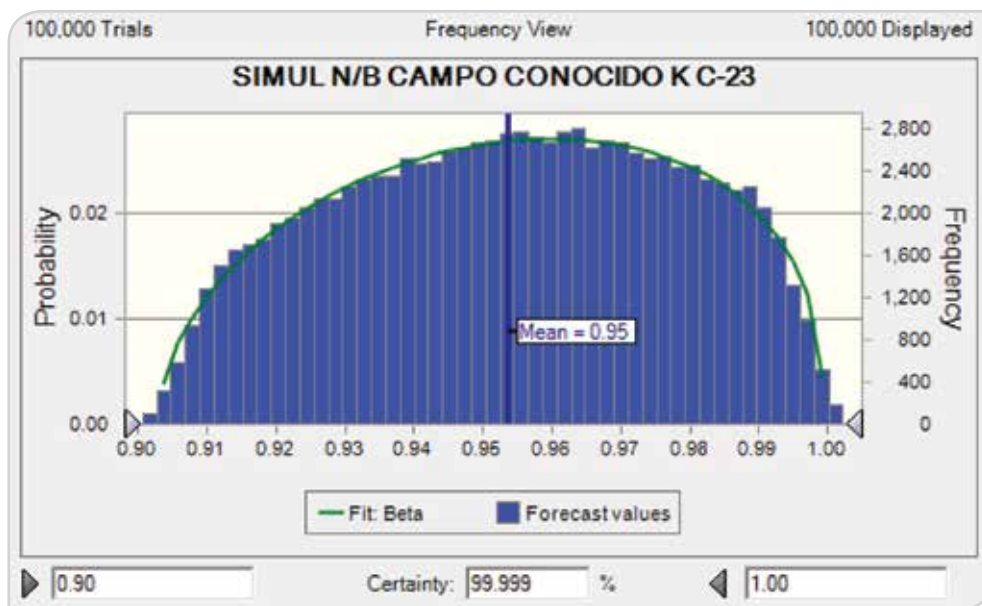


Figura 7. Simulación “Monte Carlo” de la relación N/B con el algoritmo diseñado para este caso.

Análisis de saturación de agua (S_w) y la porosidad efectiva (phite) de la ecuación de la simulación “Monte Carlo” de la primera unidad litoestratigráfica (U.L.) C-23 nomenclatura de la RMNE*.

El modelado de la saturación de agua es otra de las variables que impacta, en su concepción y modelado y en consecuencia afecta fuertemente a los volúmenes originales de aceite esperado, ya que un modelo erróneo no se sitúa en un rango divergente de la realidad.

El modelado de la saturación de agua y consecuentemente de la porosidad efectiva, se propone a través de de la ecuación de Archie, dado que los yacimientos analizados contienen mínima arcilla dispersa, (a excepción de la base de brecha).

Con la información de saturación de agua y la porosidad efectiva de los cinco pozos del campo maduro, **Tabla 3**, (U.L. C-23 KS).

Tabla 3. Propiedades petrofísicas de cinco pozos correspondientes al campo maduro.

Well	Start MD	Zone log	SW	NTG	PHIE	RT
pozo-1	3423	Zone BTPKS_23	0.09	0.98	0.08	339
pozo-2	3683	Zone BTPKS_23	0.11	0.91	0.07	439
pozo-3	3638	Zone BTPKS_23	0.20	0.94	0.05	277
pozo-4	3877	Zone BTPKS_23	0.14	0.94	0.06	179
pozo-5	3498	Zone BTPKS 23	0.16	1.00	0.06	104

El análisis estadístico se presenta en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Análisis estadístico de las propiedades petrofísicas obtenidas a través de los cinco pozos del campo maduro.

	<i>Rt</i> C-23 CAMP. MADURO	Φ C-23 CAMP. MADURO	Sw C-23 CAMP. MADURO	NTG C-23 CAMP. MADURO
min	104	0.05	0.09	0.91
med	267	0.07	0.13	0.96
max	439	0.08	0.20	1.00
desv.estand.	132	0.010	0.05	0.04

Se realiza la simulación con lo que se plantea el modelo físico, los escenarios mínimo, esperado y máximo, variando los exponentes de matriz (m) y la de saturación de agua(n),

se obtiene el algoritmo para este caso y también se ilustra en la **Figura 8**, la simulación que hace el software probabilístico.

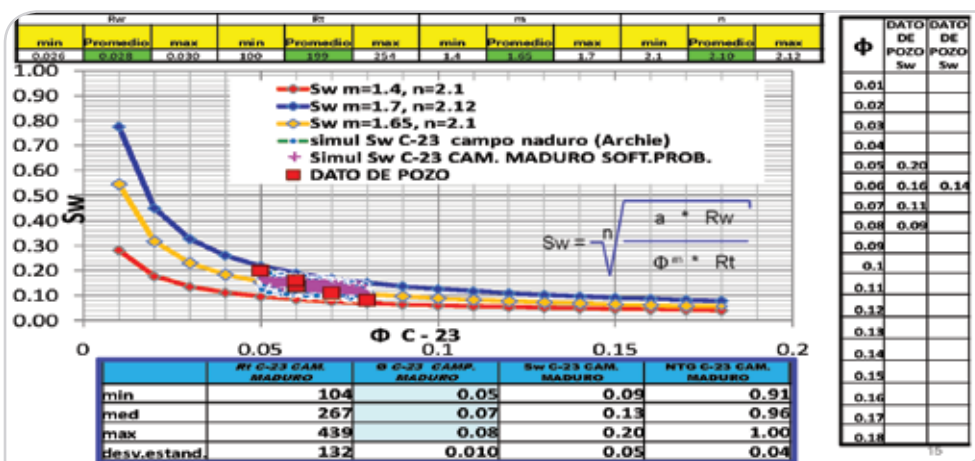


Figura 8. Modelo físico, los escenarios mínimo, esperado, máximo, la simulación con el algoritmo que se llegó para este caso y la simulación que hace el software probabilístico de la saturación de agua y consecuentemente la porosidad efectiva.

Del análisis de la **Figura 8**, se observa en el caso del algoritmo el cual se obtuvo, que cumple con todo lo planteado en el modelo físico, con la simulación “Monte Carlo” (círculos azules) y la simulación que se llevó a cabo con la correlación por medio del software probabilístico (puntos rosas en la gráfica), no llega a los límites optimista ni pesimista y no considerando la información de los pozos que se tomaron como base para el modelo físico.

Los pronósticos de la saturación de agua (Sw) **Figura 9**, que se simuló con el modelo de Archie, con las distribuciones truncadas de las variables implícita (resistividad del agua, porosidad efectiva, resistividad verdadera, variación de los exponentes de matriz y de saturación de agua, información situada en la parte alta de la **Figura 8**), una vez obtenida, se despeja la porosidad de la ecuación y se estiman los pronósticos de la porosidad efectiva, **Figura 10**.

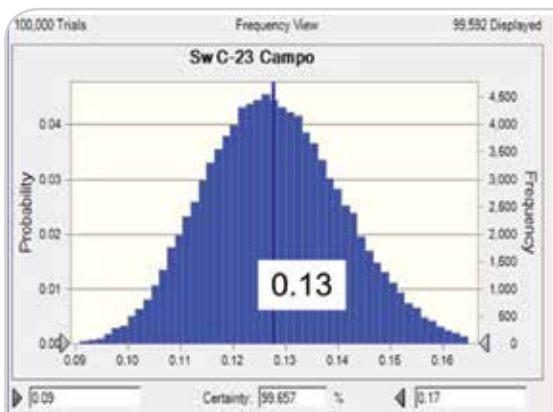


Figura 9. Pronósticos de la Sw.

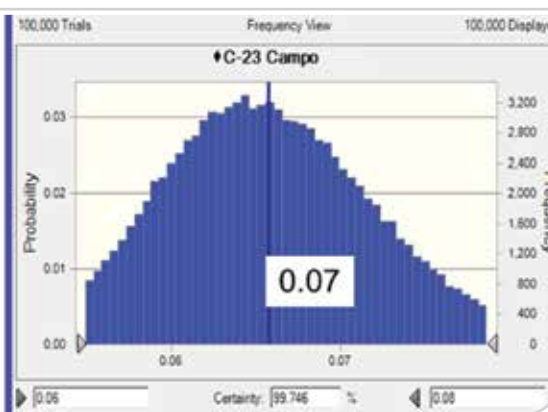


Figura 10. Pronósticos de PHIE.

Análisis del factor de formación (Boi) de la ecuación de la simulación “Monte Carlo” de la primera unidad litoestratigráfica (U.L.) C-23 nomenclatura de la RMNE*.

De la información de Ingeniería de yacimientos y la distribución truncada, Figura 11.

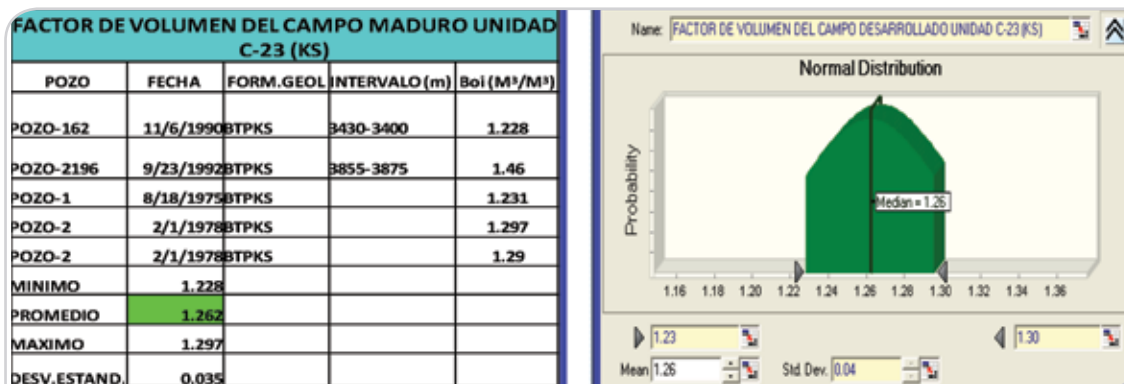


Figura 11. Información de Ingeniería de yacimientos y su análisis probabilístico con su gráfico y truncamiento del factor de volumen.

Se obtiene el modelo físico, gráfica de grados °API vs Boi, con los valores que se encuentran en la parte alta de la Figura 12, para la variable del factor de volumen (Boi), así

como el algoritmo del modelo físico obtenido, con lo que se pronostican los escenarios de esta variable con y sin correlación, Figura 12.

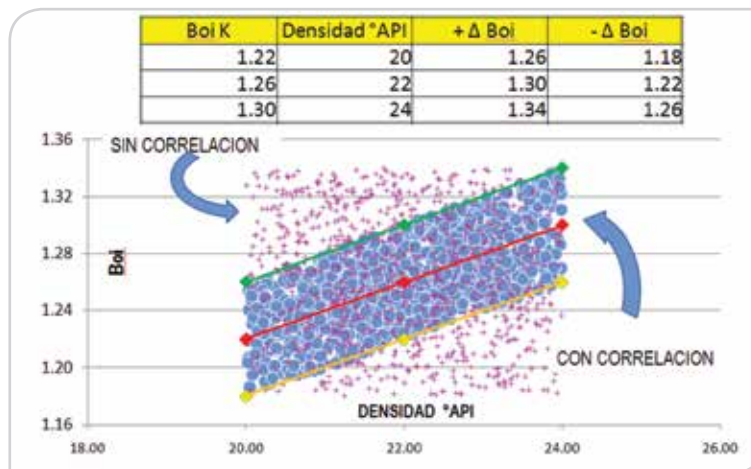


Figura 12. Modelo físico, los escenarios mínimo, esperado, máximo, la simulación con el algoritmo a que se llegó para este caso, (con correlación) y la simulación que hace el software probabilístico del factor de volumen, (sin correlación) (Boi).

En la **Figura 12** se tiene:

- ◆ Modelo físico de la densidad API y factor de volumen (Boi).
- Ajuste medio de la densidad API y factor de volumen (Boi).
- Variación mínima de la densidad API y factor de volumen (Boi).
- Variación máxima de la densidad API y factor de volumen (Boi).

- Simulación ‘Monte Carlo’ del algoritmo matemático correlacionando de la densidad API y factor de volumen (Boi).
- + Simulación ‘Monte Carlo’ sin correlación y sin sentido geológico petrolero.

La simulación “Monte Carlo” para el factor de volumen (Boi) que se obtuvo, fue el esperado, con sus límites optimistas y pesimistas, lo cual se puede observar en la **Figura 13**.

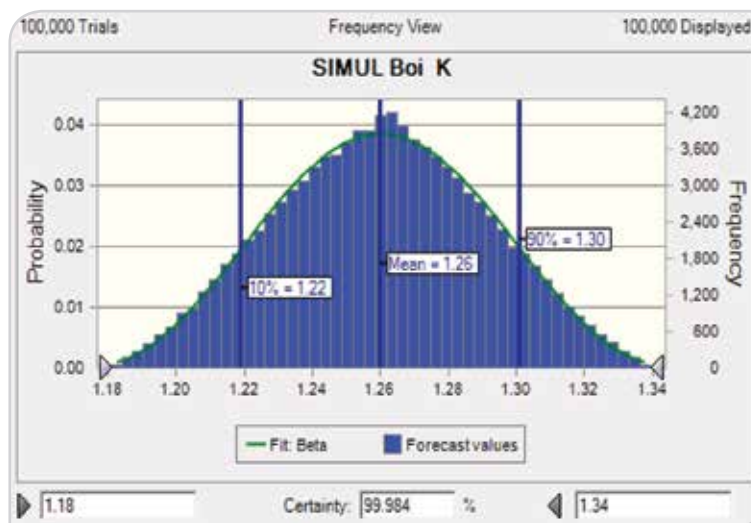


Figura 13. Simulación “Monte Carlo” del factor de volumen (BOI), con el algoritmo diseñado para este caso.

Resultado de la estimación del volumen original de aceite esperado con “Monte Carlo” de la primera unidad litoestratigráfica (U.L.) C-23 nomenclatura de la RMNE*, Figura 2.

o pronósticos del volumen original de aceite esperado con sus rangos bajos y altos con el método de “Monte Carlo” de sólo la unidad litoestratigráfica C-23, Cretácico Superior **Figura 14.**

Con todas las variables analizadas y llevado a cabo los pronósticos de cada una de ellas, se realizó la estimación

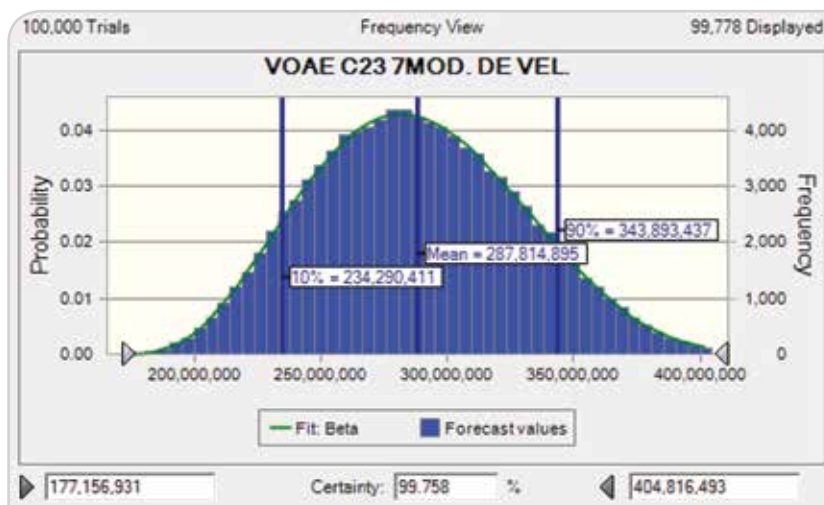


Figura 14. Volumen original de aceite esperado de la unidad litoestratigráfica C-23 KS del campo maduro en análisis.

Resultado de la estimación del volumen original de aceite esperado con “Monte Carlo” total, sumando todas las unidades litoestratigráficas fuera del contacto agua-aceite del campo maduro en análisis.

El procedimiento que se llevó a cabo a la unidad litoestratigráfica C-23, fue aplicado a todas las unidades que se tienen en el campo maduro en análisis, **Figura 15**, con la suma de las medias.

CAMPO MADURO DE LA RMNE	
UNIDAD LITOESTRATIGRAFICA	VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE ESPERADO (VOAE) (EN BPC)
VOAE CAMPO MADURO C-23 (KS)	293,100,931
VOAE CAMPO MADURO C-22 (KS)	188,094,818
VOAE CAMPO MADURO C-21 (KS)	73,011,280
VOAE CAMPO MADURO C-11 (KS)	4,231,149
VOAE CAMPO MADURO KS TOTAL	558,438,177

Figura 15. Volumen original de aceite esperado por unidad litoestratigráfica del campo maduro en estudio, sumado en las medias de cada una de ellas.

Al tener la suma de las medias se lleva el ejercicio con el método “Monte Carlo” de la suma y el comparativo con la

cédula oficial actualizada al 2012, del campo maduro en análisis, **Figura 16**.

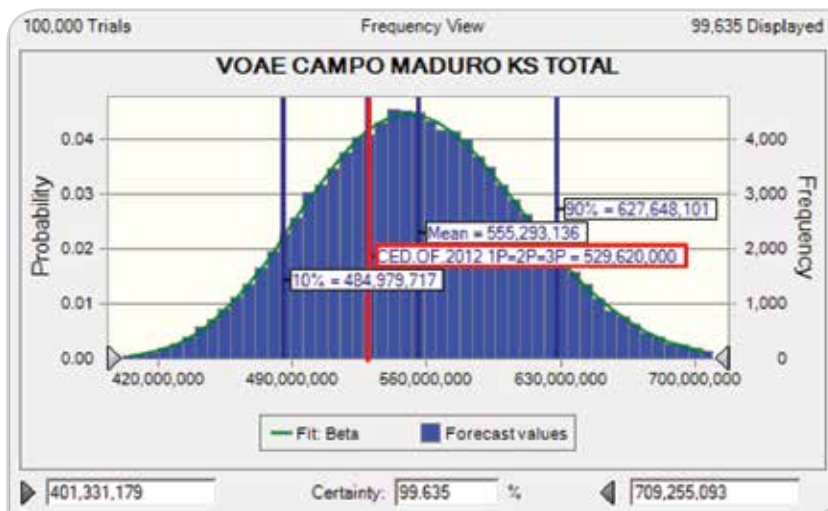


Figura 16. Pronósticos del volumen original de aceite esperado total del campo maduro en estudio y su comparativo con la cédula oficial actualizada a 2012.

Se obtiene la gráfica acumulativa, donde se observa que el valor determinista del volumen original de aceite se sitúa

en el percentil 38 con un 5 % menos a lo simulado con esta metodología en el esperado o medio, **Figura 17**.

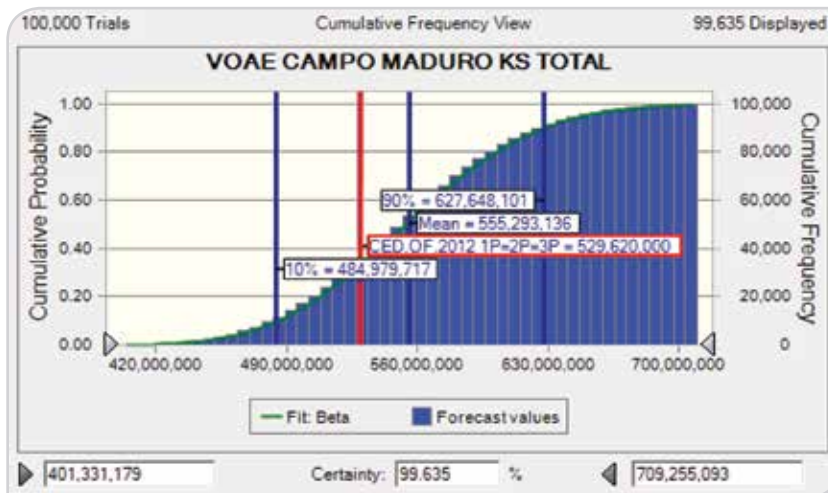


Figura 17. Pronósticos del volumen original de aceite esperado total del campo maduro en estudio y su comparativo con la cédula oficial actualizada a 2012 en un gráfico de la frecuencia relativa acumulada.

Gráfica de tornado

Este gráfico ordena las variables que impactan de mayor a menor, en rango de valores de las variables implícitas en la ecuación de la estimación del VOA E y se observa que las variables que mayormente impactan, **Figura 18**, son la porosidad efectiva y el área del yacimiento de la unidad litoestratigráfica C-23, las demás variables no presentan algún impacto importante y en función de esta guía, se apoya el grupo de especialistas para dar

las medidas de mitigación. Para el caso en la primera variable se recomendaría un estudio a detalle del modelo sedimentológico y en el segundo una sísmica a detalle en tres dimensiones acimutal, las otras tres unidades litoestratigráficas C-22, C-21 y C-11, se aplicó la misma metodología e incidieron prácticamente en la incertidumbre de las mismas variables con sus respectivas porosidades efectivas y aéreas, que para fines prácticos sólo se presenta el análisis de la primera unidad litoestratigráfica C-23.

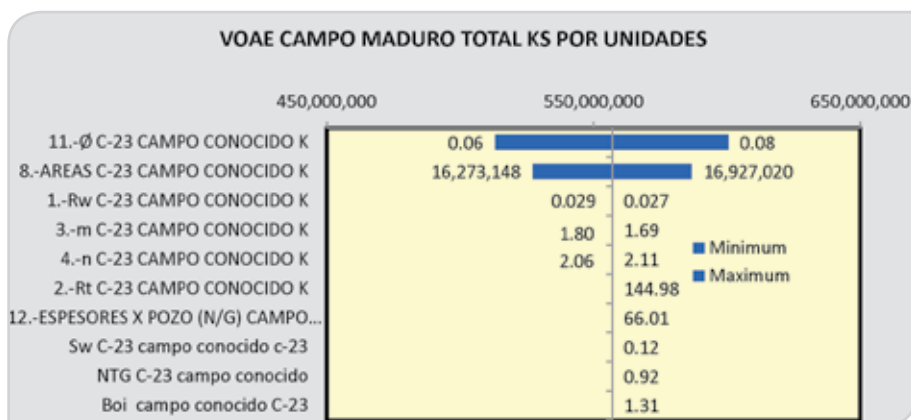


Figura 18. Gráfico de tornado C-23 KS, campo maduro.

Cuantificación del gráfico de tornados, en la **Tabla 5** se observa el valor de la variación del rango, para cuantificar el

grado de incertidumbre en la estimación que se tiene para este caso.

Tabla 5. Valores y variaciones en función del caso base, de cada una de las variables implícitas en la ecuación de la estimación del VOA E.

Variable	VOAE CAMPO MADURO TOTAL KS POR UNIDADES			Input		
	Minimum	Maximum	Range	Minimum	Maximum	Base Case
11.-Ø C-23 CAMPO CONOCIDO K	513,173,354	600,459,872	87,286,518	0.06	0.08	0.07
8.-AREAS C-23 CAMPO CONOCIDO K	527,214,810	586,635,806	59,420,996	16,273,148	16,927,020	16,601,663
1.-Rw C-23 CAMPO CONOCIDO K	557,068,773	557,068,773	0	0.027	0.029	0.028
3.-m C-23 CAMPO CONOCIDO K	557,068,773	557,068,773	0	1.69	1.80	1.77
4.-n C-23 CAMPO CONOCIDO K	557,068,773	557,068,773	0	2.11	2.06	2.09
2.-Rt C-23 CAMPO CONOCIDO K	557,068,773	557,068,773	0	144.98	144.98	269.76
12.-ESPESORES X POZO (N/G) CAMPO CONOCIDO K	557,068,773	557,068,773	0	66.01	66.01	82.43
Sw C-23 campo conocido c-23	557,068,773	557,068,773	0	0.12	0.12	0.14
NTG C-23 campo conocido	557,068,773	557,068,773	0	0.92	0.92	0.95
Boi campo conocido C-23	557,068,773	557,068,773	0	1.31	1.31	1.32

**Note: Minimums/Maximums were used instead of Downsides/Upsides because some of the dependencies were not monotonic

Conclusiones y recomendaciones

La fortaleza de la aplicación de la metodología está soportada con información sísmica, el modelo con siete tipos de velocidades, petrofísica de pozos perforados en campos análogos con amplia historia de producción, por lo cual la calibración efectuada con núcleos, láminas delgadas, muestras de canal, ingeniería de yacimientos y la aportación en conocimiento, experiencia y criterios de un grupo de especialistas – multidisciplinario en geociencias, permiten clasificar esta metodología como probada y la aplicación de la misma en campos nuevos, lo cual asegura estimar una aproximación con alta certidumbre.

El tener volúmenes estimados con alta precisión nos asegura la realización de un programa de explotación optimizado en el aspecto técnico–económico.

Se recomienda la aplicación de esta metodología como parte de la estimación del volumen original de aceite esperado (VOAE) y reservas en los campos maduros, en proceso de desarrollo y localizaciones exploratorias.

Agradecimientos

Hago un reconocimiento y agradecimiento, por el apoyo que brindaron con sus conocimientos, experiencia, criterios, facilidades y uso en los insumos requeridos para el presente trabajo, a las personas siguientes:

M.I. Enrique Ortuño Maldonado.
M.I. César Cabrera Cuervo.
M.I. Carlos A. Gonzales Morales.
Ing. Elieser Pérez Alvis (Integración).
Ing. Eloísa Téllez García (Petrofísica).
Ing. Lenin Zea Cortés (Petrofísica).
Técnico Manuel de la Paz (T. I.).

Bibliografía de formación académica no de consulta para este trabajo (inédito)

Aitchison, J. y Brown, J.A.C. 1957. *The Lognormal Distribution*. Cambridge, UK: University Press.

Berlanga G., J.M. y Obregón, J.J. 1981. *Geoestadística: Apuntes del Curso*. UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F.

Clark, I. 1979. *Practical Geostatistics*. London: Applied Science Publishers Ltd.

David, M. 1977. *Geostatistical Ore Reserve Estimation*. Amsterdam: Developments in Geomathematics, Elsevier Scientific.

Journel, A.G. y Huijbregts, C.J. 1978. *Mining Geostatistics*. London: Academic Press.

Krige, D.G. 1981. *Lognormal – De Wijsian Geostatistics for Ore Evaluations*, second edition. Johannesburg: South African Institute of Mining and Metallurgy. <http://www.saimm.co.za/Conferences/Geostatistics1/000b-Contents.pdf>

Matheron, G. 1971. *The Theory Regionalized Variables and its Applications*. Paris: Les Cahiers du Centre de Morphologie Mathématique de Fontainebleau, Ecole Nationale Supérieure des Mines. http://cg.ensmp.fr/bibliotheque/public/MATHERON_Ouvrage_00167.pdf

Rendu, J.-M.M. 1981. *An Introduction to Geostatistical Methods of Mineral Evaluation*, second edition. Johannesburg: Monograph Series, South African Institute of Mining and Metallurgy.

Royle, A.G. 1975. *A Practical Introduction to Geoestatics*. Course Notes of the University of Leeds, Dept. of Mining and Mineral Sciences, Leeds, UK.

Semblanza

Ing. Demetrio Efraín Álvarez Primo

Ingeniero Geofísico egresado de la ESIA del IPN, ingresó a Pemex en agosto de 1977, donde desempeñó importantes actividades como diseño de técnicas y parámetros de campo, para la adquisición de información magnetométrica, gravimétrica y sísmológica de exploración, análisis y procesamiento de información magnetométrica, gravimétrica y

sismológica, integración e interpretación de información geológica y geofísica para generación y documentación de localizaciones exploratorias y apoyo en el desarrollo de nuevos campos y de campos en producción, entre otras.

Jubilado en agosto de 2008.

MC. Enrique Ortuño Maldonado

Egresado en 1982 de la ESIA del IPN, como Ingeniero Geólogo.

En el año de 2003 obtuvo el grado de Maestría en Ciencias con especialidad en Geología Petrolera en el IPN.

Ingresó a Exploración, Región Marina Pemex, en 1984.

De octubre de 2008 a la fecha labora en la STE-Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Noreste, como Coordinador de Proyectos de Caracterización Estática de Yacimientos, ahora SGRT como Coordinador especialista "A" en el área de grupos multidisciplinarios de especialistas técnicos en diseño de proyectos.

MC. Carlos Alberto González Morales

Cursó sus estudios de Licenciatura en Geofísica en la Universidad Autónoma de Nuevo León, posteriormente realizó una Maestría en Ciencias en Geofísica Aplicada en el Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Baja California.

Trabajó en el IMP por seis meses e ingresó a Pemex en 1998.

A partir del 26 de marzo del 2012 se encuentra asignado al AIKMZ para apoyar el diseño, adquisición y procesado de la nueva Sísmica 3D-4C Azimutal, que cubrirá los campos KUMAZA.

Es miembro de la AMGP desde hace 4 años.

Ing. Elieser Pérez Alvis

Ingeniero Geofísico egresado de la Universidad Simón Bolívar, Venezuela. Maestría en Ingeniería Petrolera UNACAR (en curso).

Cuenta con más de 15 años de experiencia de trabajo en proyectos multidisciplinarios para la caracterización estática de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados en campos del Golfo de México y en yacimientos terrígenos del Oriente de Venezuela.

Ha participado en eventos nacionales e internaciones de la AMGE, AIPM, SEG, AAPG, AGU, SOVG, SPWLA, CMP y Leading Edge.

Miembro de SOVG, (Venezuela) y AMGP, (México).