



UNIVERSIDAD UTE

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E
INDUSTRIAS**

MAESTRÍA EN PETRÓLEOS

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LOS ESTUDIOS PETROFÍSICO Y
SEDIMENTOLÓGICO DE LA ARENISCA "T SUPERIOR" EN EL
MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL
CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE
MAGISTER EN PETRÓLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE
PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS**

ROBERTO CARLOS VILLALVA OJEDA

DIRECTOR: VICTOR FERNANDO PINTO TOSCANO

Quito, octubre 2019

© Universidad UTE. 2019
Reservados todos los derechos de reproducción

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

TRABAJO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1712153731
APELLIDO Y NOMBRES:	Villalva Ojeda Roberto Carlos
DIRECCIÓN:	Av La Coruña N32-275
EMAIL:	robertvillalva@yahoo.com
TELÉFONO FIJO:	2545969
TELÉFONO MOVIL:	0997908138

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Análisis del impacto de los estudios petrofísico y sedimentológico de la arenisca "T Superior" en el mejoramiento de la producción de petróleo en el campo Cuyabeno-Sansahuari.
AUTOR O AUTORES:	Roberto Villalva
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	31 de octubre del 2019
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Victor Fernando Pinto Toscano
PROGRAMA	PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO <input checked="" type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Magister en Petróleos, Mención en Procesos de Producción e Industrialización de Hidrocarburos
RESUMEN: Mínimo 250 palabras	El presente trabajo da a conocer los métodos y resultados que se obtuvieron en la ejecución de los nuevos estudios sedimentológicos y petrofísicos del miembro Arenisca T Superior en el campo Cuyabeno-Sansahuari, también se hace una comparación de los nuevos volúmenes de petróleo estimados en este estudio, respecto a los que se manejaban hasta el año 2017. Para la ejecución de este trabajo se integró la descripción de 225 pies de núcleos, con los registros eléctricos de 93 pozos, para generar un modelo sedimentológico de electrofacies, que describe tres ambientes de

	<p>depósito dominantes: arenas de barras marinas, arenas de planicie de marea, y lodolitas; que fueron interpretadas por la asociación de al menos 20 litofacies. La información de análisis petrográficos (RCA y SCAL) fueron incluidos en la evaluación petrofísica de los pozos del campo, para ajustar los cálculos de los principales parámetros petrofísicos como porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla, Swirr y también para corregir el efecto de minerales como la glauconita presente en la Arenisca T Superior. La relación k/phi y la reducción de litofacies a litotipos permitió la identificación de 4 tipos de roca para el reservorio T Superior. Se realizó el cálculo de petróleo original in situ (POES) con los valores promedios de NTG: 51%, Net Pay: 14.30 ft, ϕ_e: 14.73 % y Sw: 36.9 %, dando como resultado un valor 172 MMbbls de petróleo en el yacimiento T Superior. Con la integración de la información de producción y los modelos sedimentológico y petrofísico se determinó áreas potenciales para la ubicación de nuevos pozos que tengan como objetivo principal el reservorio Arenisca T Superior. Finalmente se sugieren una lista de trabajos de “workover” que se proponen con el análisis de la identificación de los niveles posibles de agua (actuales), con el objeto de realizar trabajos de reacondicionamiento que incluyen cambios de zona. Este trabajo da a conocer una metodología que permita evaluar de una manera sistemática todos los demás yacimientos de este campo y es perfectamente aplicable a esta y otras cuencas.</p>
PALABRAS CLAVES:	Litofacies, litotipos, POES, campo Cuyabeno-Sansahuari
ABSTRACT:	<p>The present project reveals the methods and results which were obtained in the execution of the new sedimentological and petrophysical studies of the Arenisca T Superior in the Cuyabeno-Sansahuari field. A comparison is also made of the new volumes of oil estimated in this study respect to those that were handled until 2017. For the execution of this job the description of 225 feet of cores, with the electrical logs of 93 wells of Cuyabeno Sansahuari field were integrated to generate a sedimentological electrofacies model, which describes three dominant reservoir environments: marine bars, sands of tidal plain, and shale; which were interpreted by the association of at least 20</p>

	<p>lithofacies. The petrographic analysis information (RCA and SCAL) were integrated into the petrophysical evaluation of the field wells to adjust the calculations of the main petrophysical parameters such as porosity, permeability, clay volume, Swirr and correct the effect of minerals such as glauconite existing in the Upper T Sandstone. The k / phi ratio and the reduction of lithofacies to lithotypes allowed the identification of 4 types of rocks for the Upper T reservoir. The calculation of original oil in place (OOIP) was performed with the average values of NTG: 51%, Net Pay: 14.30 ft, Øe: 14.73% and Sw: 36.9%, resulting in 172 MMbbls of oil in the field. With the integration of the production information and the sedimentological and petrophysical models, new potential areas were determined to place new wells whose main objective is the Upper Sandstone T reservoir, and finally a list of "workovers" proposed to be performed. With the analysis of the identification of the possible water levels (current), in order to carry out reconditioning works that include zone changes. This project releases a methodology that allows a systematic evaluation for all other deposits in this field and is perfectly applicable to this and other oil basin.</p>
KEYWORDS	Lithofacies, lithotypes, POES, Cuyabeno-Sansahuari field

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.



f: _____

VILLALVA OJEDA ROBERTO CARLOS

1712153731

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **ROBERTO CARLOS VILLALVA OJEDA**, CI 1712153731 autor/a del trabajo de titulación: **Análisis del impacto de los estudios petrofísico y sedimentológico de la arenisca "T Superior" en el mejoramiento de la producción de petróleo en el campo Cuyabeno-Sansahuari** previo a la obtención del título de **MAGISTER EN PETRÓLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS** en la Universidad UTE.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación de grado para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad UTE a tener una copia del referido trabajo de titulación de grado con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 31 de octubre del 2019



f: _____

VILLALVA OJEDA ROBERTO CARLOS
1712153731

Quito, 24 de julio de 2019

**Señor
Ing. Fausto Rene Ramos Aguirre, Mgt, MGH
Coordinador de la Maestría en Petróleos
Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias
UNIVERSIDAD UTE**

REF: Proyecto de Titulación de Maestría

Presente. -

CUYABENOPETRO S.A. confirma que el Ing. Roberto Carlos Villalva Ojeda con CC: 1712153731 ha realizado el proyecto de Titulación con el tema "*ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LOS ESTUDIOS PETROFÍSICO Y SEDIMENTOLÓGICO DE LA ARENISCA "T SUPERIOR" EN EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI*". Los resultados del trabajo están en CONFORMIDAD con los objetivos planteados.

Atentamente,



Ing. Robert Peñaranda
Gerente de Yacimientos
CUYABENOPETRO S.A
Tel:023933960
rpenaranda@cobraecuador.com

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor, certifico que el presente trabajo de titulación que lleva por título **Análisis del impacto de los estudios petrofísico y sedimentológico de la arenisca "T Superior" en el mejoramiento de la producción de petróleo en el campo Cuyabeno-Sansahuari** para aspirar al título de **MAGISTER EN PETRÓLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS** fue desarrollado por **ROBERTO CARLOS VILLALVA OJEDA**, bajo mi dirección y supervisión, en la Maestría en Petróleos de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y que dicho trabajo cumple con las condiciones requeridas para ser sometido a las evaluación respectiva de acuerdo a la normativa interna de la Universidad UTE.



Ing. Victor Fernando Pinto

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 171310693-6

DECLARACION JURAMENTADA DEL AUTOR

Yo, ROBERTO CARLOS VILLALVA OJEDA, portador de la cédula de identidad N° 1712153731, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en ese documento.

La Universidad UTE puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



f: _____

VILLALVA OJEDA ROBERTO CARLOS

1712153731

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUCCIÓN	3
2. METODOLOGÍA	7
2.1 ANALISIS DEL MODELO SEDIMENTOLÓGICO DE FACIES, EVALUACIÓN PETROFÍSICA Y GENERACIÓN DEL MODELO DE TIPO DE ROCA	7
2.2 COMPARACIÓN DE LOS VOLÚMENES DE PETRÓLEO ACTUALES CON LOS VOLÚMENES CALCULADOS POR PETROAMAZONAS EP	11
2.3 MEDICIÓN DE LA EXTENSIÓN AREAL DEL YACIMIENTO COMO ACUMULADOR DE PETRÓLEO Y COMPARACIÓN CON LOS DATOS DE PRODUCCIÓN	13
3. RESULTADOS Y DISCUSION	14
3.1 COMPARACIÓN DEL MODELO SEDIMENTOLÓGICO DE FACIES CON LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA, Y GENERACIÓN DE UN MODELO DE TIPO DE ROCA	14
3.1.1 MODELO ESTRATIGRÁFICO Y SEDIMENTOLÓGICO	14
3.1.1.1 Uso del registro eléctricos para definir ambientes de depósito	14
3.1.1.2 Revisión de informes sedimentológicos de núcleos	16
3.1.1.3 Elaboración de columnas estratigráficas y definición de litofacies	19
3.1.1.4 Descripción de columnas estratigráficas	19
3.1.1.5 Reducción de litofacies a litotipos	26
3.1.1.6 Mapas sedimentológicos & producción	28

3.1.1.7	Perfiles estratigráficos-sedimentológicos del Campo Cuyabeno-Sansahuari	32
3.1.2	MODELO PETROFÍSICO CUYABENO SANSAHUARI	36
3.1.2.1	Información de Núcleos Disponible	36
3.1.2.2	Propiedades Eléctricas	38
3.1.2.3	Presión Capilar	39
3.1.2.4	Modelado de la Saturación Irreducible de Agua	42
3.1.2.5	Modelo del Volumen de Arcilla	42
3.1.2.6	Cálculo de la Porosidad	43
3.1.2.7	Salinidades del Agua de Formación y Saturación de Agua	44
3.1.2.8	Modelo de Permeabilidad	47
3.1.2.9	Cortes de Saturación, Porosidad y Volumen de Arcilla	47
3.1.2.10	Análisis de Tipos de Roca, Napo T	48
3.2	COMPARACIÓN DE LOS VOLÚMENES DE PETRÓLEO ACTUALES CON LOS VOLÚMENES CALCULADOS POR PETROAMAZONAS EP	52
3.2.1	EFEECTO DE LA MINERALOGÍA EN LOS REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZO	57
3.2.2	IMPACTO DEL USO DE LOS PARAMETROS PETROFISICOS EN EL CALCULO DEL POES	58
3.3	MEDICIÓN DE LA EXTENSIÓN AREAL DEL YACIMIENTO COMO ACUMULADOR DE PETRÓLEO Y COMPARACIÓN CON LOS DATOS DE PRODUCCIÓN	64
3.3.1	NUEVAS OPORTUNIDADES A BAJO COSTO	70
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
4.1	CONCLUSIONES	73
4.2	RECOMENDACIONES	75

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Núcleos analizados en este estudio.	19
Tabla 2. Litofacies de los núcleos de T Superior Campo Cuyabeno-Sansahuari	26
Tabla 3. Tabla de Litotipos y Litofacies para el reservorio Arenisca T Superior	26
Tabla 4. Inventario de información de núcleos RCA y SCAL	36
Tabla 5. Índice de resistividad y factor de formación	38
Tabla 6. Exponente de cementación (m) y exponente de saturación (n)	39
Tabla 7. Variación de saturación de agua- presión capilar pozo CYB-21	39
Tabla 8. Variación de saturación de agua- presión capilar pozo SNS-10	40
Tabla 9. Datos validados de análisis de presión capilar, Napo T	41
Tabla 10. Valores de R_w y Salinidades usados para T Superior	44
Tabla 11. Sumario de propiedades petrofísicas, Napo T (estudio anterior)	60
Tabla 12. Sumario de propiedades petrofísicas Napo T (actual estudio)	61
Tabla 13. Cálculo de POES para el intervalo T Superior	62
Tabla 14. Pozos candidatos para hacer recorte de intervalo	72

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Mapa de ubicación del Campo Cuyabeno-Sansahuari.	3
Figura 2. Cross-Plot Neutrón-Densidad usado para el cálculo del VCL	8
Figura 3. Relaciones Swirr vs. Phi, Napo T.	10
Figura 4. Respuesta del registro GR y posibles ambientes sedimentarios asociados	14
Figura 5. Reasignación del tope de T Superior basado en criterios estratigráficos	15
Figura 6. Topes estratigráficos para el Miembro Arenisca T pozo Cuyabeno 23	16
Figura 7. Mapa de los pozos con núcleos disponibles para T Superior	17
Figura 8. Correlación N-S con núcleos disponibles para la Arenisca T Superior	18
Figura 9. Columna estratigráfica del núcleo del pozo Sansahuari-1	20
Figura 10. Columna estratigráfica del núcleo pozo Cuyabeno-014	21
Figura 11. Columna estratigráfica del núcleo del pozo Sansahuari-010	21
Figura 12. Mosaico de fotos del pozo Cuyabeno-002	22
Figura 13. Columna estratigráfica del núcleo del pozo Cuyabeno-002	22
Figura 14. Columna estratigráfica del núcleo del pozo Cuyabeno-021	23
Figura 15. Columna estratigráfica del pozo Cuyabeno-023	24
Figura 16. Correlación en el intervalo C al norte del campo.	24
Figura 17. Mosaico de fotos del núcleo del pozo Cuyabeno-023	25
Figura 18. Correlación N-S de la Caliza B en la zona de Sansahuari	25
Figura 19. Mapa Base con la ubicación de los mejores pozos productores de la arenisca T Superior.	29
Figura 20. Mapa del intervalo A de la Arenisca T Superior	30

Figura 21. Mapa del intervalo B de la Arenisca T Superior	31
Figura 22. Perfiles estratigráficos-sedimentológicos realizados para las areniscas T	32
Figura 23. Corte sedimentológico-estratigráfico A-B	33
Figura 24. Corte sedimentológico-estratigráfico C-D	33
Figura 25. Corte sedimentológico-estratigráfico E-F	34
Figura 26. Corte sedimentológico-estratigráfico G-H	34
Figura 27. Corte sedimentológico-estratigráfico I-J	35
Figura 28. Corte sedimentológico-estratigráfico K-L	35
Figura 29. Gráfico con las mediciones K vs. Phi de núcleos originales, Napo T	37
Figura 30. Gráficos de FF-IR a condiciones STD, Ejemplo Napo T	38
Figura 31. Ensayos de presión capilar plato poroso a condiciones STD, reservorio T	40
Figura 32. Ensayos de presión capilar plato poroso a condiciones STD, reservorio T. (CuyabenoPetro & (Sand Energy, 2019))	41
Figura 33. Relaciones Swirr vs. Phi, Napo T	42
Figura 34. Modelo de arcillosidad, Pozo SNSB0-10, ejemplo Napo T	43
Figura 35. Cálculo de Porosidad, Swirr y Sw, Pozo CYB-006, Napo 7	44
Figura 36. Diagrama Gen 6 (Schlumberger) para estimar Rw a partir del gradiente de temperatura y la salinidad, Napo T	45
Figura 37. Estimación de Rw y salinidad, pozo Cuyabeno-005 (Bajo estructural)	46
Figura 38. Calibración de la permeabilidad absoluta con el registro eléctrico de pozo, Pozo SNSB-010 Napo T	47
Figura 39. Identificación de posibles unidades de flujo según Litotipos, según datos de K/Phi	49
Figura 40. Tipos de roca según relación K/Phi y Litotipos	50

Figura 41. Tipos de roca según relación K/Phi y Litotipos, Napo T	51
Figura 42. Histograma de distribución de tipo de roca para T Superior	52
Figura 43. Evaluación petrofísica del pozo CYBE-023	53
Figura 44. Evaluación petrofísica del pozo SNSA-019	54
Figura 45. Evaluación petrofísica del pozo CYBI-049	55
Figura 46. Evaluación petrofísica del pozo CYBF-036	56
Figura 47. Presión Capilar agua-petróleo Napo T	58
Figura 48. Mapas estructurales usados para los cálculos de POES, a la izquierda el mapa de Petroamazonas, y a la derecha el mapa de CuyabenoPetro a nivel de Napo T Superior	59
Figura 49. Histograma (P50) del volumen total de roca, para el reservorio T Superior	59
Figura 50. Mapas 2D de propiedades petrofísicas para el miembro Arenisca T Superior en el campo Cuyabeno Sansahuari	63
Figura 51. Correlación estratigráfica A-B en el área de Sansahuari, pozos marcados en rojo presentan los mayores acumulado de petróleo	65
Figura 52. Correlación estratigráfica C-D en el área de Cuyabeno, pozos marcados en rojo presentan los mayores acumulado de petróleo, pero no necesariamente coinciden con los de la correlación	66
Figura 53. Correlación estratigráfica E-F en el área de Cuyabeno, pozos marcados en rojo presentan los mayores acumulado de petróleo, pero no necesariamente coinciden con los de la correlación	67
Figura 54. Correlación estratigráfica G-H en el área de Cuyabeno, pozos marcados en rojo presentan los mayores acumulado de petróleo, pero no necesariamente coinciden con los de la correlación, muy bajos acumulados de petróleo	68
Figura 55. Esquema de justificación técnica para recorte de intervalo, nueva propuesta repunzar el intervalo (7795'-7820')	71

Figura 56. Esquema de justificación técnica para recorte de intervalo,
nueva propuesta repunzar el intervalo (7778-7789') 72

RESUMEN

El presente trabajo da a conocer los métodos y resultados que se obtuvieron en la ejecución de los nuevos estudios sedimentológicos y petrofísicos del miembro Arenisca T Superior en el campo Cuyabeno-Sansahuari, también se hace una comparación de los nuevos volúmenes de petróleo estimados en este estudio, respecto a los que se manejaban hasta el año 2015. Para la ejecución de este trabajo se integró la descripción de 225 pies de núcleos, con los registros eléctricos de 93 pozos, para generar un modelo sedimentológico de electrofacies, que describe tres ambientes de depósito dominante: arenas de barras marinas, arenas de planicie de marea, y lodolitas; que fueron interpretadas por la asociación de al menos 20 litofacies. La información de análisis petrográficos (RCA y SCAL) fueron incluidos en la evaluación petrofísica de los pozos del campo, para ajustar los cálculos de los principales parámetros petrofísicos como porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla, Swirr y también para corregir el efecto de minerales como la glauconita presente en la Arenisca T Superior. La relación k/ϕ y la reducción de litofacies a litotipos permitió la identificación de 4 tipos de roca para el reservorio T Superior. Se realizó el cálculo de petróleo original in situ (POES) con los valores promedios de NTG: 51%, Net Pay: 14.30 ft, ϕ_e : 14.73 % y Sw: 36.9 %, dando como resultado un valor 172 MMbbls de petróleo en el yacimiento T Superior. Con la integración de la información de producción y los modelos sedimentológico y petrofísico se determinó áreas potenciales para la ubicación de nuevos pozos que tengan como objetivo principal el reservorio Arenisca T Superior. Finalmente se sugieren una lista de trabajos de “workover” que se proponen con el análisis de la identificación de los niveles posibles de agua (actuales), con el objeto de realizar trabajos de reacondicionamiento que incluyen cambios de zona. Este trabajo da a conocer una metodología que permita evaluar de una manera sistemática todos los demás yacimientos de este campo y es perfectamente aplicable a esta y otras cuencas.

Palabras Clave: Litofacies, litotipo, POES, Cuyabeno Sansahuari

ABSTRACT

The present project reveals the methods and results which were obtained in the execution of the new sedimentological and petrophysical studies of the Arenisca T Superior in the Cuyabeno-Sansahuari field. A comparison is also made of the new volumes of oil estimated in this study respect to those that were handled until 2015. For the execution of this job the description of 225 feet of cores, with the electrical logs of 93 wells of Cuyabeno Sansahuari field were integrated to generate a sedimentological electrofacies model, which describes three dominant reservoir environments: marine bars, sands of tidal plain, and shale; which were interpreted by the association of at least 20 lithofacies. The petrographic analysis information (RCA and SCAL) were integrated into the petrophysical evaluation of the field wells to adjust the calculations of the main petrophysical parameters such as porosity, permeability, clay volume, Swirr and correct the effect of minerals such as glauconite existing in the Upper T Sandstone. The k / ϕ ratio and the reduction of lithofacies to lithotypes allowed the identification of 4 types of rocks for the Upper T reservoir. The calculation of original oil in place (OOIP) was performed with the average values of NTG: 51%, Net Pay: 14.30 ft, ϕ_e : 14.73% and Sw: 36.9%, resulting in 172 MMbbls of oil in the field. With the integration of the production information and the sedimentological and petrophysical models, new potential areas were determined to place new wells whose main objective is the Upper Sandstone T reservoir, and finally a list of "workovers" proposed to be performed. With the analysis of the identification of the possible water levels (current), in order to carry out reconditioning works that include zone changes. This project releases a methodology that allows a systematic evaluation for all other deposits in this field and is perfectly applicable to this and other oil basins.

Keywords: Lithofacies, Lithotypes, POE, Cuyabeno-Sansahuari

INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

El campo Cuyabeno-Sanshuari fue inicialmente considerado como dos estructuras diferentes, en el año de 1972 la compañía Texaco perfora el pozo exploratorio Cuyabeno-1, posteriormente CEPE perfora el pozo Sansahuari-1 en 1979. A excepción de Texaco que perforo el pozo exploratorio Cuyabeno-001, el campo siempre ha sido operado por las empresas nacionales de petróleo como fueron CEPE, Petroproducción EP, Petroecuador (Petroecuador EP, Abril 2011), y ahora Petroamazonas EP. Los principales reservorios pertenecen a las unidades areniscas Basal Tena, Napo U y T. Hollín no representa un reservorio de interés pues está saturado de agua. El campo Cuyabeno Sansahuari está localizado en la región Amazónica, a 23 km al noreste de la población de Tarapoa en la provincia de Sucumbios, específicamente en la región faunística de Cuyabeno (900 msnm).

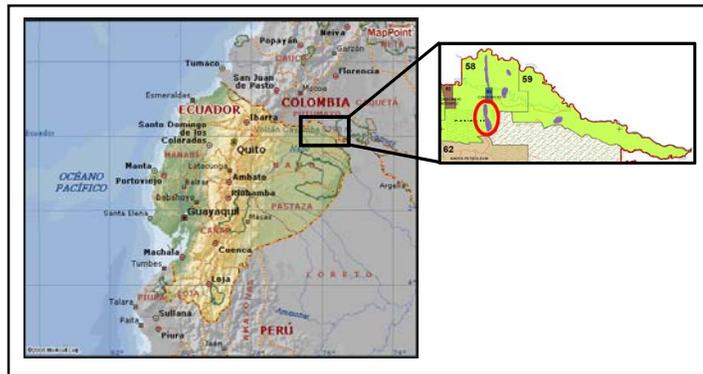


Figura 1. Mapa de ubicación del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

En el campo Cuyabeno Sansahuari, se han perforado 93 pozos hasta la última campaña que termino en el año 2015, en el campo se tiene potencial para 4 Yacimientos que son las Unidades: U Superior, U Media, U Inferior, T Superior (podría haber potencial para yacimientos Arenisca Basal Tena y Arenisca M1).

Durante la fase de visualización del campo Cuyabeno-Sansahuari, se pudo constatar que el miembro Arenisca T Superior a nivel de campo, parece haber sido considerada de menor jerarquía desde el punto de vista de calidad de reservorio, por su carácter de yacimiento estratigráfico y su limitado entendimiento de la sedimentología, lo cual permitió que se dé prioridad para intervenir las arenas superiores de Napo U, que son más limpias y continuas.

A través de la interpretación de miles de registros de pozo en la Cuenca Oriente, la Arenisca T Superior ha sido determinado como un depósito regional en toda la Cuenca Oriente, también reconocida en la Cuenca Marañón y Putumayo; constituye la fase distal en un evento de transgresión marina (TST) también conocido como ciclo T; el miembro arenisca T Superior

son areniscas glauconíticas, calco-arenitas generalmente grano decrecientes, de facies de planicie mareal, facies submareales y facies de plataforma marina somera (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014). Las facies de planicie arenosa mareal, de la Arenisca T Superior, tiene propiedades moderadas, mientras que las areniscas de plataforma desarrolladas hacia el O-NO de la Cuenca Oriente se muestran muy pobres o casi nulas condiciones de reservorio, entre los minerales predominantes se encuentra la glauconita, caolinita, sobrecrecimientos de cuarzo, siderita diagenética, en algunos casos desarrollada por la precipitación de fluidos enriquecidos con hierro (glauconita). (Hazboun, Morales, & Bringe, 2015).

La evaluación por registro de pozo es un método barato y rápido para obtener datos petrofísicos como porosidad, saturación, espesor de pago, etc. Estos parámetros se utilizan para la cuantificación de hidrocarburos y la identificación de zonas de pago y de reservas de hidrocarburos (Ramesh, 2016). Pero para obtener estos parámetros se necesita como mínimo un set de registros como GR, RES, DEN-NEU que entrega un grupo de información con la que se estaría en capacidad de hacer una evaluación de las condiciones del yacimiento. Se necesita realizar una serie de cálculos para determinar los parámetros petrofísicos antes descritos, y ocasionalmente estos registros pueden estar enmascarando una afectación de la mineralogía a la roca. Uno de los minerales que más afecta a la formación Arenisca T Superior es la presencia de glauconita es por ello que a esta arenisca se la puede llamar una greenstone (Ramesh, 2016), el cual es un mineral muy complejo, compuesto principalmente por silicatos de aluminio, hidratos de hierro, potasio y magnesio (Patchett & Wiley, 1993).

La presencia de los minerales arcillosos en la composición de la roca, sin duda tiene un efecto en las lecturas de los registros eléctricos de pozo, por ejemplo la presencia de minerales pesados como piritas presentes en la caolinita, podrían reducir la resistividad, pues estos elementos muestran una buena conductividad eléctrica (Hamada & AL-Award, 2001), en el caso de la glauconita (arcilla), se debe recordar que esta arcilla motiva la disminución de la resistividad por la presencia de hierro en su composición química, en los registros como el Gamma Ray se genera un incremento de las lecturas de arcillosidad debido a que está compuesto de potasio, el cual genera aumento de volumen de arcilla, impactando negativamente en los cálculos de la porosidad; también la presencia de (Fe) afecta los valores de densidad de arena, etc. Lo cual implica que se deban hacer algunas calibraciones o compensaciones para poder determinar de mejor manera todos los parámetros petrofísicos y potenciar así el yacimiento.

Es importante que el estudio micro del pozo se interrelacione con uno de mayor escala, de esta manera tener una idea global del potencial del

campo, para ello se propone la construcción del primer modelo sedimentológico realizado para el campo Cuyabeno Sansahuari.

El estudio sedimentológico pretende correlacionar el reservorio T Superior a lo largo de todo el campo y de esta manera determinar su continuidad lateral y su variabilidad vertical, para ello se utilizará toda la información referente a registro eléctricos de pozo, masterlogs, descripciones de núcleos con lo que se generará mapas sedimentológicos de electrofacies. También es importante aprovechar la disponibilidad de información disponible de carácter sedimentológico, petrográfico, petrofísico de núcleos (RCA) y datos de registros especiales (SCAL) para determinar las relaciones KPhi y poder determinar tipos de roca a lo largo del campo.

Recuperar la mayor cantidad posible de hidrocarburo del reservorio Arenisca T Superior, es uno de los objetivos de producción de la empresa CuyabenoPetro, para poder lograr estos objetivos, es importante que se identifique el potencial del reservorio, esto implica evaluar nuevas zonas con capacidad de almacenamiento, revisar áreas que han sido bypassadas por las evaluaciones petrofísicas anteriores, que subestimaron la calidad de reservorio, además se requiere hacer un mapeo de la distribución de las propiedades de roca a lo largo del campo y entender mejor las áreas donde se puede tener mayor potencial hidrocarburífero.

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo general:

Analizar los resultados de la evaluación petrofísica y el modelo sedimentológico actual (mayo del 2019) del miembro "T Superior" de la Formación Napo, para mejorar la producción del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

Los objetivos específicos son:

- Comparar el modelo sedimentológico de facies con la evaluación petrofísica, y generar un modelo de tipo de roca.
- Comparar los volúmenes de petróleo actuales con los volúmenes calculados por Petroamazonas EP.
- Medir la extensión areal del yacimiento como acumulador de petróleo y cotejar con los datos de producción.

Al final del proyecto se llegará a la identificación de nuevas áreas potenciales en el reservorio Arenisca T Superior del campo Cuyabeno Sansahuari, que permitan con mayor grado de certidumbre la perforación de nuevos pozos, además de la identificación de nuevas oportunidades de workover en pozos productores y pozos cerrados. La metodología usada en este trabajo consiste

en una integración de los estudios estratigráfico-sedimentológico, modelo petrofísico, y datos de producción, que permitirán una visualización desde un nivel micro (dato de pozo) hasta uno macro (nivel de campo). Este análisis debería ser replicado para el resto de las arenas reservorio y se podría establecer como metodología de trabajo.

METODOLOGÍA

2. METODOLOGÍA

Para el cumplimiento de los objetivos de este proyecto, se enfocó el análisis en función de cubrir tres puntos principales, dentro de los objetivos planteados se citan:

2.1 ANALISIS DEL MODELO SEDIMENTOLÓGICO DE FACIES, EVALUACIÓN PETROFÍSICA Y GENERACIÓN DEL MODELO DE TIPO DE ROCA

Lo que se busca es relacionar el modelo sedimentológico elaborado a partir del análisis de electrofacies y petrografía, con la evaluación petrofísica de registros del reservorio Arenisca T Superior, y encontrar los tipos de roca que estos dos análisis generan.

Uno de los primeros pasos, fue hacer una recopilación de información de reportes de núcleo con información de láminas delgadas, donde se sacó y tabulo datos importantes como: porosidades, permeabilidades, densidades, presión capilar, etc, (CuyabenoPetro).

Para construir del modelo sedimentológico del miembro T Superior, se contó con la descripción de 225 pies de núcleos (CuyabenoPetro). Los resultados de la descripción estratigráfica de los núcleos se muestran tabulados en formatos técnicos. En este trabajo se mostrarán todas las descripciones de los 7 núcleos disponibles. CuyabenoPetro facilito los programas de cómputo utilizado en esta sección que fueron Petrel, DecisionSpace Geosciences, Adobe ilustrator, Microsoft Office.

Para la evaluación petrofísica se contaron con los registros eléctricos de 93 pozos, los cuales fueron calibrados con la información petrográfica de núcleos en la plataforma DecisionSpace Petrophysics.

El cálculo del volumen de arcillas (VCL) fue elaborado por dos métodos, el primero hizo la estimación del volumen de arcilla a partir de la curva de GR y el segundo toma en cuenta las curvas Densidad-Neutrón.

En el método que usa la curva de GR, se debe considerar los siguientes aspectos (Schlumberger, 1972):

- Registrar el valor de Gamma Ray en la zona o profundidad de interés (GRlog)

- Seleccionar una sección de 100% arcilla, típicamente los valores más altos de GR. Este da la línea de arcilla/lutita y el valor de GRClay.
- Elegir una zona limpia, sin arcillas/lutitas (GR más bajo). Este da la línea limpia y el valor de GRClean.
- Posterior se usa la ecuación para calcular la fracción de volumen de arcilla.

$$VCLGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad [1]$$

Donde,

VCLGR = Volumen de arcilla según curva de Gamma Ray.

GR = Valor de GR en el registro.

GR min = Valor de GR mínimo del reservorio.

GR max = Valor de GR máximo de una zona de arcilla adyacente al reservorio.

Por otro lado, el método de densidad neutrón conocido también como doble indicador de arcilla, trabaja con el principio de “línea limpia” y “punto arcilloso”.

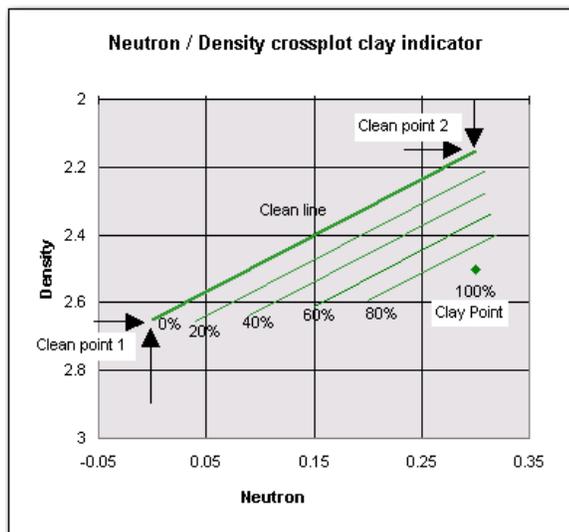


Figura 2. Cross-Plot Neutrón-Densidad usado para el cálculo del VCL

(Schlumberger IP Manual 2008)

La ecuación utilizada para el calculo del volumen de arcilla (VCI) fue:

$$VCLND = \frac{(DenCl2 - DenCl1) * (Neu - NeuCl1) - (Den - DenCl1) * (NeuCl2 - NeuCl1)}{(DenCl2 - DenCl1) * (NeuClay - NeuCl1) - (DenClay - DenCl1) * (NeuCl2 - NeuCl1)} \quad [2]$$

Donde DenCl1 & NeuCl1 y DenCl2 & NeuCl2 son los valores de densidad y neutrón de las dos terminaciones de la línea limpia.

Para el cálculo de la porosidad se consideró la siguiente ecuación:

$$PHID = PHIT = \frac{RHOBma - RHOBlog}{RHOBma - RHOBf} \quad [3]$$

Donde,

PHID = Porosidad derivada de la curva densidad volumetrica.

RHOBma = Densidad de matriz de la formación (2.65 gr/cc en areniscas, y 2.68 - 2.75 gr/cc en areniscas glauconiticas)

RHOBf = Densidad del fluido (1 gr/cc)

RHOBlog = Lectura curva densidad del registro

El modelo de porosidad efectiva (PHIE) fue calculado multiplicando la porosidad total (PHIT) por la fracción de arcilla contenida en el reservorio:

$$PHIE = PHIT \times (1 - VCL) \quad [4]$$

Donde,

PHIE = Porosidad efectiva

PHIT = Porosidad total

VCL = Volumen de arcillas mínimo entre VCLGR y VCLND

Para el cálculo de la saturación de agua se utilizó el modelo de Indonesia:

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\sqrt{\frac{\phi^m}{a \times R_w}} + \frac{V_{cl}^{\left(\frac{1-V_{cl}}{2}\right)}}{\sqrt{R_{cl}}} \right) \times S_w^{n/2} \quad [5]$$

Donde,

Rt = Resistividad de la formación

Rcl = Resistividad de la arcilla adyacente

Vcl = Volumen de arcilla

a = Coeficiente de tortuosidad

m = Exponente de cementación

n = Exponente de saturación

Φ = Porosidad efectiva

Sw = Saturación de Agua

La saturación de agua irreducible (Swirr) fue inferida a través del método de Buckles, a partir de los ensayos de presión capilar y porosidad de núcleos.

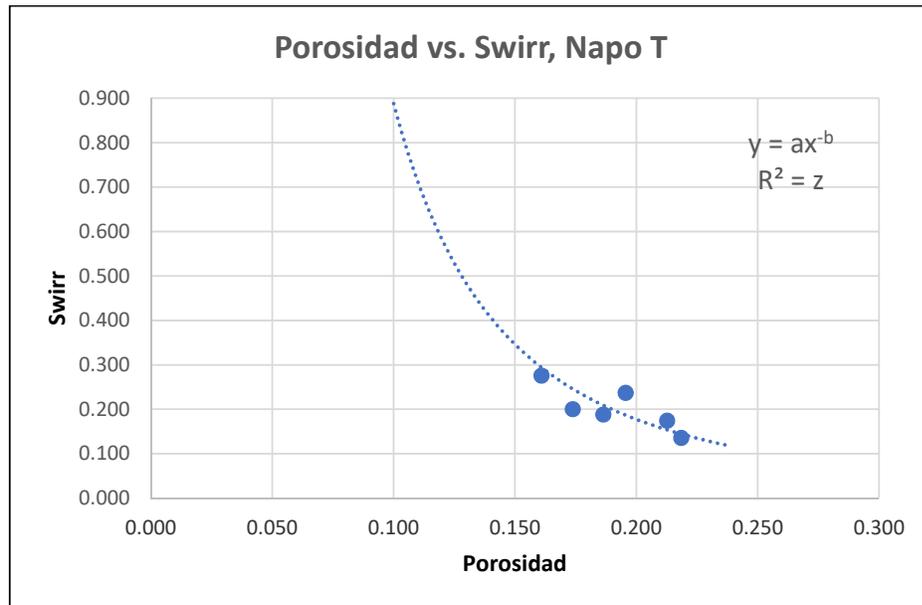


Figura 3. Relaciones Swirr vs. Phi, Napo T.

(Sand Energy, 2019)

A través de un proceso iterativo se llegó a definir una curva de Swirr que sea de uso exclusivo para Napo T. La ecuación de la curva que ajusta a los puntos de medición genera la siguiente regresión matemática:

$$Swirr = \frac{a}{Phi^b} \quad [6]$$

Donde:

Swirr: saturación de agua residual irreducible

Phi: porosidad

Para el modelo de permeabilidad se hizo una modificación al método original de Timur, ejecutable en el Software Decision Space Petrophysics de la compañía Halliburton.

$$K = a \frac{Phi^b}{Swirr^c} \quad [7]$$

Siendo,

K = Permeabilidad absoluta (mD) (no toma en cuenta el fluido)

a = coeficiente, establecido como 11000 (En este estudio)

PHI = porosidad efectiva
b = exponente, establecido como 4
Swirr = Saturación irreducible de agua.
c = exponente, establecido como 2

El análisis del tipo de roca se lo hizo partiendo del método de unidades hidráulicas, en donde se comienza por ranquear las mediciones K/Phi a partir de los datos de porosidad y permeabilidad de núcleos existentes, y después se calcula el Índice de calidad del reservorio (RQI).

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi}} [um] \quad [8]$$

Posteriormente se calcula el factor de la porosidad normalizada, que relaciona volumen poroso y volumen de roca.

$$PHIz = \frac{\phi}{(1 - \phi)} \quad [9]$$

Relacionando los anteriores parámetros se puede de determinar el indicador de zonas de flujo (FZI), que es un parámetro único de textura y estructura de las diferentes facies.

$$FZI = \frac{RQI}{PHIz} \quad [10]$$

2.2 COMPARACIÓN DE LOS VOLÚMENES DE PETRÓLEO ACTUALES CON LOS VOLÚMENES CALCULADOS POR PETROAMAZONAS EP

Para realizar la comparación de los volúmenes de petróleo, fue primordial primero contar con los inputs de los parámetros petrofísicos a nivel de Arenisca T Superior, posteriormente se debe realizar el cálculo del POES a través de la siguiente metodología:

1. Se debe obtener los mapas estructurales en profundidad del tope y de la base de los yacimientos.
2. Para el CAP Original se debe tomar en cuenta los pozos que representan las condiciones originales del yacimiento, de todos estos se tomara un solo valor el más profundo de los CAP de cada pozo. En caso de que no se pueda definir el CAP en los registros eléctricos, se

puede utilizar como Área Cero, el Límite Inferior probado de petróleo LIP (Límite Inferior de Arena Saturada de petróleo).

3. A los mapas estructurales del tope y la base se les resta el CAP ORIGINAL y los mapas resultantes se restan entre sí, obteniendo un mapa de Gross Oil Original o GRV ORIGINAL.
4. A partir de los datos de la interpretación petrofísica, para la cual se utilizan los cut off de: Sw del 50%, VCL del 37% y Porosidad del 8 %, se define si es o no roca reservorio y se obtienen los siguientes parámetros:
5. El GROSS o Espesor Total es la medida en TVD entre el Tope y el CAP ORIGINAL o desde el Tope del Yacimiento hasta la Base del mismo en el caso de que el pozo no atravesase el CAP ORIGINAL
6. El Espesor Neto es el que cumple con los límites (cutoffs) de porosidad y volumen de arcilla.
7. NTG: Relación entre el Espesor Neto para el Espesor Total de cada pozo.
8. Para el cálculo de POES, se requiere el NTG del Campo, obtenido de la relación del Espesor Promedio Neto para el Espesor Promedio Total, de todos los pozos.
9. La Porosidad Efectiva del Campo, es igual al promedio de la Porosidad Ponderada con el Espesor Neto.
10. La Saturación de Agua Intersticial Promedio del Campo es igual al promedio ponderado de la Saturación de Agua con el Espesor Neto.
11. La saturación de crudo, So, se obtiene con la fórmula: (So = 1 - Swi).
12. De los PVT existentes se define el factor volumétrico Boi.
13. Para determinar el POES en superficie se aplica la fórmula (Petroamzonas EP, Diciembre 2017)

$$POES = \frac{7758 * A * h * \Phi * (1 - Sw)}{Boi} \quad [11]$$

Donde:

A= Area (acres)

Φ : porosidad, adimensional expresada en fracción

Sw: Saturacion de agua

Boi: factor volumétrico deformación de petróleo

h: espesor (ft)

Los valores de magnitud de A y h pueden ser remplazados por el cálculo del VTR (Volumen total de roca) que está dado por la grid 3D del modelo estructural o modelo estático, cuando se dispone del modelo geocelular.

2.3 MEDICIÓN DE LA EXTENSIÓN AREAL DEL YACIMIENTO COMO ACUMULADOR DE PETRÓLEO Y COMPARACIÓN CON LOS DATOS DE PRODUCCIÓN

Para cumplir con este objetivo se desarrolló un barrido a nivel del campo donde se relacionó cortes estratigráficos-estructurales, y con la disponibilidad de los nuevos mapas sedimentológicos y los datos de producción de los pozos perforados, se identificó las áreas con potencial de petróleo remanente, y se seleccionaron las nuevas ubicaciones de puntos de drenaje en el yacimiento T Superior, además se hicieron algunas recomendaciones para trabajos futuros de bajo costo, para optimizar la producción en el campo Cuyabeno Sansahuari.

RESULTADOS Y DISCUSION

3. RESULTADOS Y DISCUSION

3.1 COMPARACIÓN DEL MODELO SEDIMENTOLÓGICO DE FACIES CON LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA, Y GENERACIÓN DE UN MODELO DE TIPO DE ROCA

3.1.1 MODELO ESTRATIGRÁFICO Y SEDIMENTOLÓGICO

3.1.1.1 Uso del registro eléctricos para definir ambientes de depósito

Los registros eléctricos son la base para identificar marcadores estratigráficos; en este trabajo se tomó como referencia la forma del registro eléctrico gamma ray (especialmente para análisis de electrofacies), el cruce de los registros Densidad/Neutrón y cambios en la tendencia de los valores de GR, Densidad, PEF, NEUTRON y SONICO.

El registro Gamma Ray (GR) muestra los cambios en el contenido de elementos radioactivos (U, Th, K). La diferencia en la radiactividad permite distinguir las formaciones arcillosas de las no arcillosas. Estos cambios en el contenido de arcilla están relacionados con variaciones en el tamaño de grano y sorteo de la roca, los cuales están controlados por el ambiente deposicional. Por tanto, basándose en la respuesta que presenta el GR y correlacionado con datos de núcleos y otros registros, se puede definir diferentes tipos de depósitos ver Figura 4.

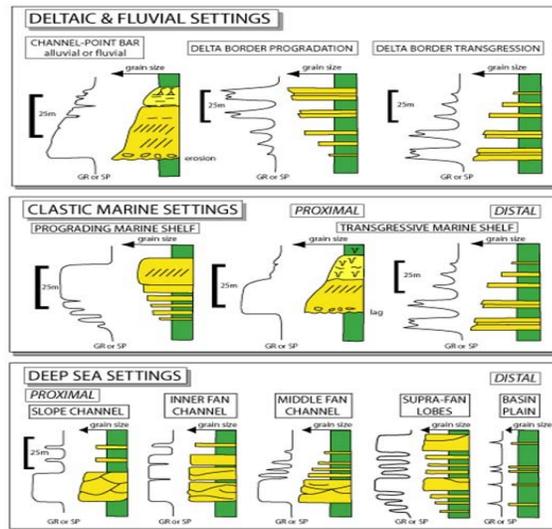


Figura 4. Respuesta del registro GR y posibles ambientes sedimentarios asociados.

(Kendall 2003 modified from Rider 1999)

De acuerdo con la reinterpretación de la ubicación del tope en este trabajo, la arenisca T Superior medida desde el tope hasta la base representa una sección vertical de 80 ft de espesor promedio de sedimentos silíceo-clásticos con glauconita e intercalaciones de niveles calcáreos.

Para definir el modelo estratigráfico de T Superior se realizaron cortes estratigráficos regionales N-S y E-W, tomando como base los registros eléctricos disponibles y se amarraron con los núcleos disponibles del campo Cuyabeno-Sansahuari. La nomenclatura de los topes utilizados en este estudio fue la misma que usa Petroamazonas EP como estándar, sin embargo, en este estudio como se mencionó se replantea el cambio del tope T Superior porque su picado fue determinado pensando en su condición como reservorio y no estrictamente bajo la culminación del ciclo sedimentario que representaría una superficie de máxima inundación (Sand Energy, 2019).

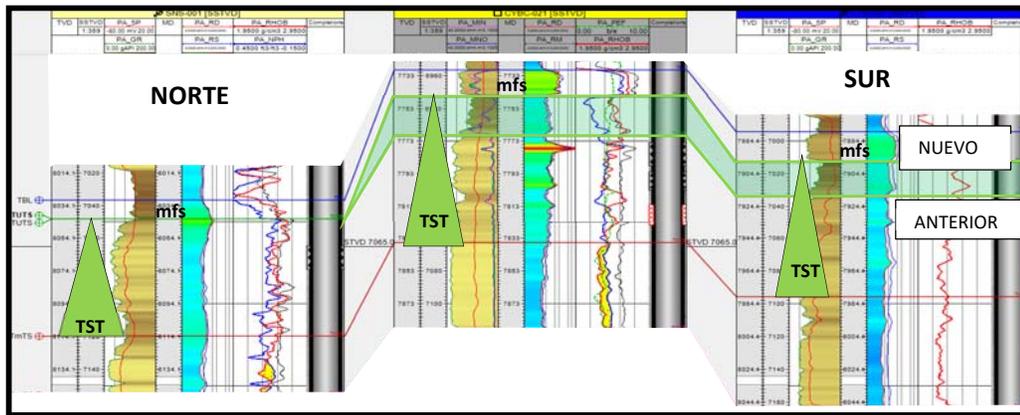


Figura 5. Reasignación del tope de T Superior basado en criterios estratigráficos

La Figura 6, muestra los topes estratigráficos: Tope Caliza B (TBL), Tope Arenisca T Superior (TUTS), Tope Arenisca T Inferior (TmTS) y Base de la Arenisca T Inferior (BmTS). En este intervalo la zona de interés es la Arenisca T Superior, de acuerdo a las correlaciones estratigráficas se recomendó subdividir en 3 subintervalos: A, B y C.

- El tope **BmTS** (Base de la Arenisca T Inferior) representa el cambio de sedimentos calcáreos de plataforma a un ambiente más energético que corresponden a los sedimentos de T Inferior. Este nivel se caracteriza por la disminución de valores en los registros de densidad, PEF y por un aumento en los registros neutrón y sónico.
- El tope **TmTS** (Tope de la Arenisca T Inferior) es el máximo valor de gamma ray y representa la máxima inundación del ciclo Arenisca T Inferior y el comienzo del depósito sedimentos marinos de plataforma somera de la Arenisca T Superior.

- Los topes **TSa** y **TSb** (Topes internos en T Superior) representan superficies de inundación dentro del intervalo Arenisca T Superior, estos topes pueden ser seguidas a lo largo del Campo Cuyabeno-Sansahuari. Es importante indicar que para Petroamazonas el tope **TSb** es definido como **TUTS**.

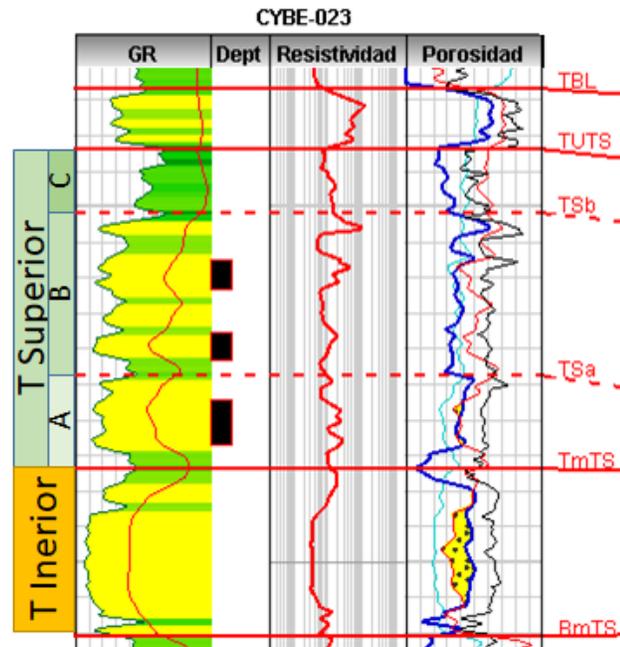


Figura 6. Topes estratigráficos para el Miembro Arenisca T pozo Cuyabeno 23.

(Sand Energy, 2019)

- El tope **TUTS** (tope de la Arenisca T Superior) es el cambio de areniscas glauconíticas (norte) y de lutitas negras calcáreas (centro y sur) a una zona de sedimentos muy calcáreos que representa la Caliza B.

3.1.1.2 Revisión de informes sedimentológicos de núcleos

Los núcleos son una porción de roca tomada en el yacimiento petrolífero el cual entrega una gran cantidad de información de las características geológicas y de fluidos presentes, sin duda los datos de núcleo, son una de las mejores herramientas de evaluación, porque de ellos se pueden tomar un sinnúmero de pruebas y análisis de beneficio para el desarrollo de estudios (Tavakoli, 2018).

Para el reservorio Arenisca T Superior, se ha logrado recolectar información de al menos 7 núcleos distribuidos a lo largo del campo, también se dispuso de datos sedimentológicos, petrográficos, mineralógicos y/o fotográficos de

núcleos, la mayor parte en reportes, los cuales fueron posteriormente tabulados.

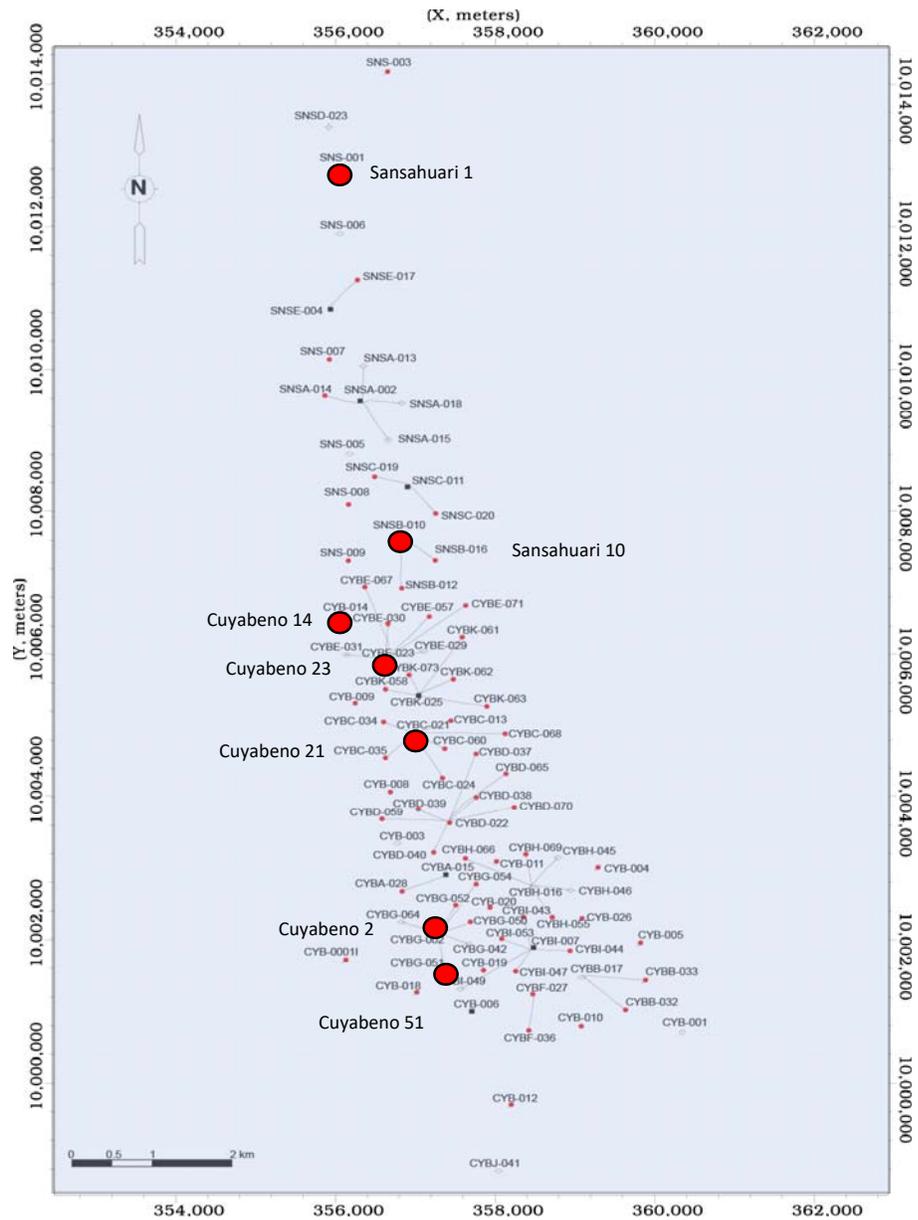


Figura 7. Mapa de los pozos con núcleos disponibles para T Superior.

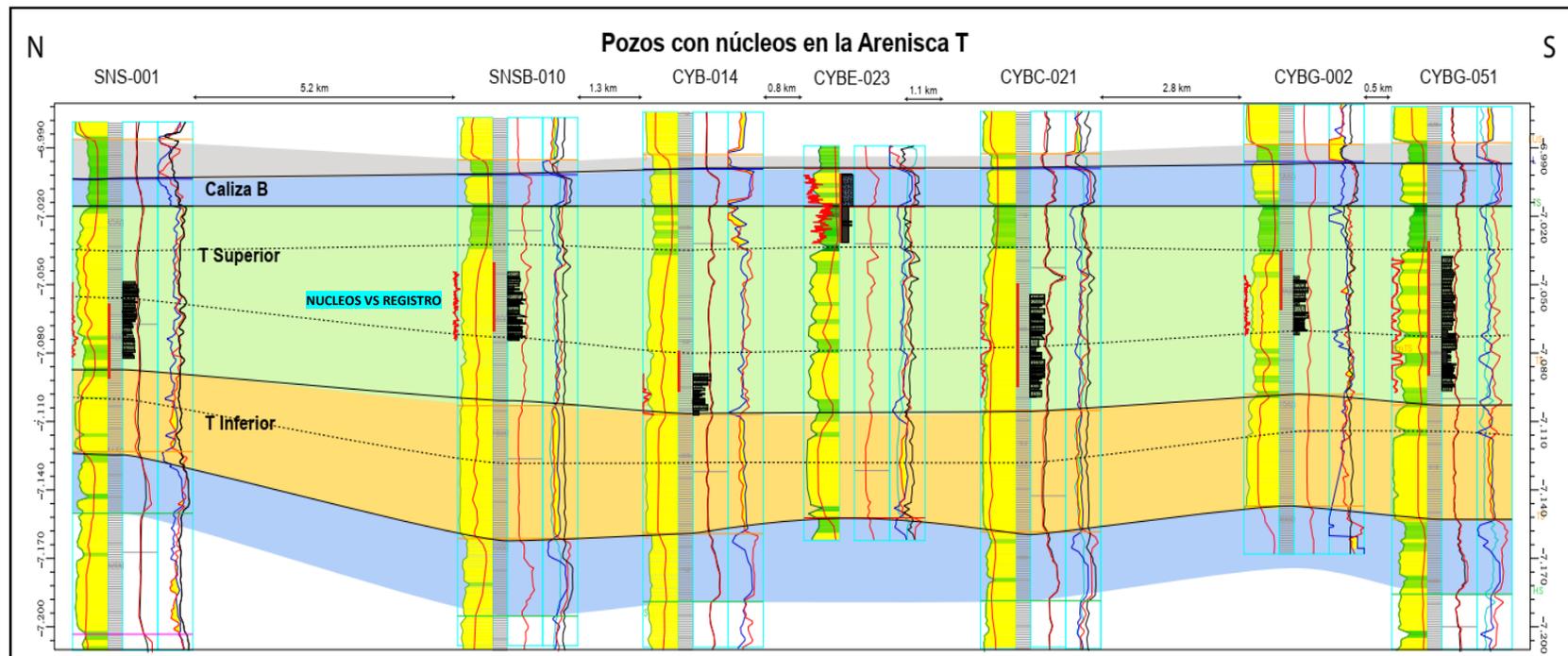


Figura 8. Correlación N-S con núcleos disponibles para la Arenisca T Superior.

(Sand Energy, 2019)

La compañía CuyabenoPetro a través de su personal técnico especializado, hizo el levantamiento sedimentológico y estratigráfico de 225 pies de núcleo, los cuales se encuentran disponibles en el laboratorio de Petroamazonas EP ubicado en San Rafael. En la Tabla 1, se describe las profundidades y longitudes a las que fueron tomados los núcleos.

Tabla 1. Núcleos analizados en este estudio.

#	POZOS	UNIDAD	FROM	TO	LONG. [Pies]
1	CUYABENO-02 (CYBG-002)	T Sup	7882	7910	28
2	CUYABENO-014 (CYB-014)	T Sup	7804	7822	18
3	CUYABENO-021 (CYBC-021)	T Sup	7780	7825	45
4	CUYABENO-051 (CYBG-051)	T SUP	8251	8310	59
5	SANSAHUARI-01 (SNS-001)	T Sup	8086	8118	32
6	SANSAHUARI-010 (SNSB-010)	T Sup	7775	7805	30
7	CUYABENO-023 (CYBC-023)	T Sup	7837	7850	13
					225.0

3.1.1.3 Elaboración de columnas estratigráficas y definición de litofacies

La base del modelo sedimentológico fue la elaboración de columnas estratigráficas donde se logró sintetizar esquemáticamente características como granulometría de los granos, matriz, cemento. De los análisis petrográficos de las láminas delgadas se obtuvo información de porosidad y permeabilidad y de las texturas-estructuras de depósito. Este estudio fue fundamental para lograr la identificación de litofacies y entender la distribución de facies y la relación que existe con los patrones de los registros eléctricos en la identificación de ambientes sedimentarios.

La nomenclatura utilizada para las litofacies consiste en un nemónico que incluye las primeras letras del nombre descriptivo dado a la facies, que simboliza la litología y las principales estructuras sedimentarias encontradas (ej. AGM para areniscas glauconíticas masivas). A continuación, se muestra un breve resumen de las descripciones sedimentológicas realizadas para el miembro Arenisca T Superior.

3.1.1.4 Descripción de columnas estratigráficas

La Figura 9, muestra la descripción del pozo Sansahuari-001, representa principalmente el intervalo A de la Arenisca T Superior, el núcleo no muestra estar saturado por petróleo. La mayoría de las facies en este intervalo

corresponde a areniscas con laminaciones continuas (AGlc), la glauconita varía entre 5-25%, es evidente la presencia de niveles de arenisca bioturbada glauconítica (AGB), lo cual sugeriría condiciones de baja energía. En el intervalo B, hay un predominio de areniscas de grano medio a grueso masivas (AGMmg) y con estratificación cruzada (AGXm), también se observa una disminución del contenido de glauconita lo que podría sugerir un cambio a un ambiente marino más energético (Sand Energy, 2019).

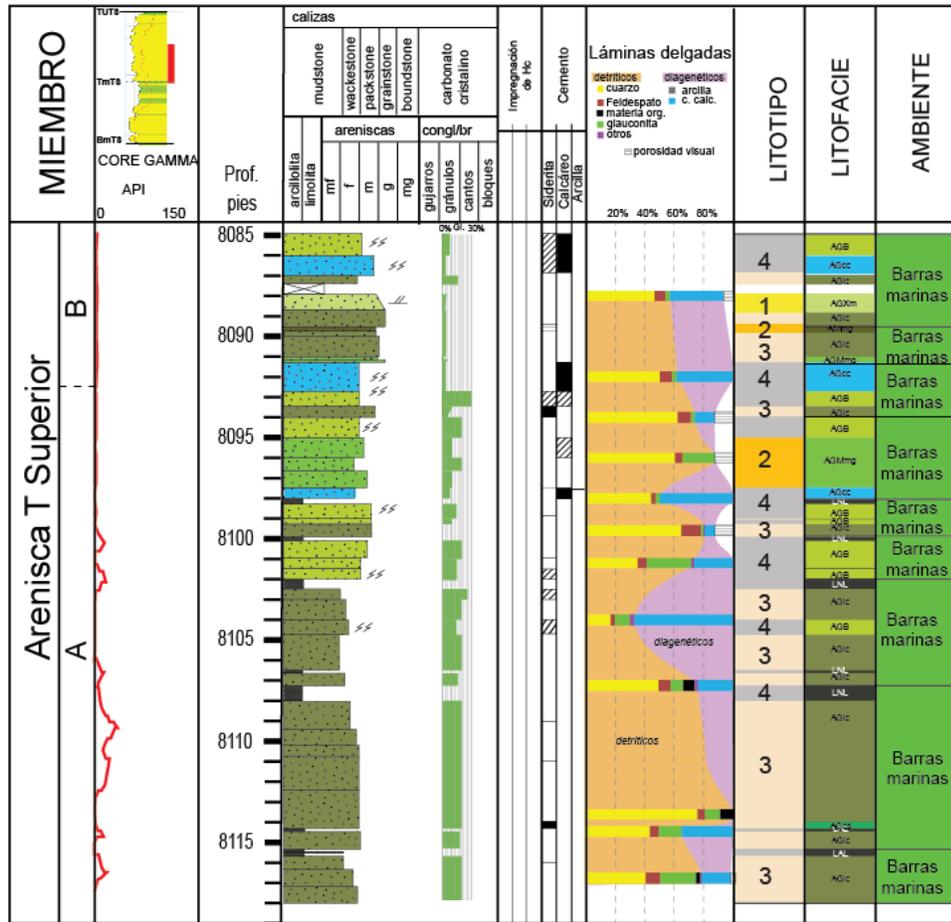


Figura 9. Columna estratigráfica del núcleo del pozo Sansahuari-1

(Sand Energy, 2019).

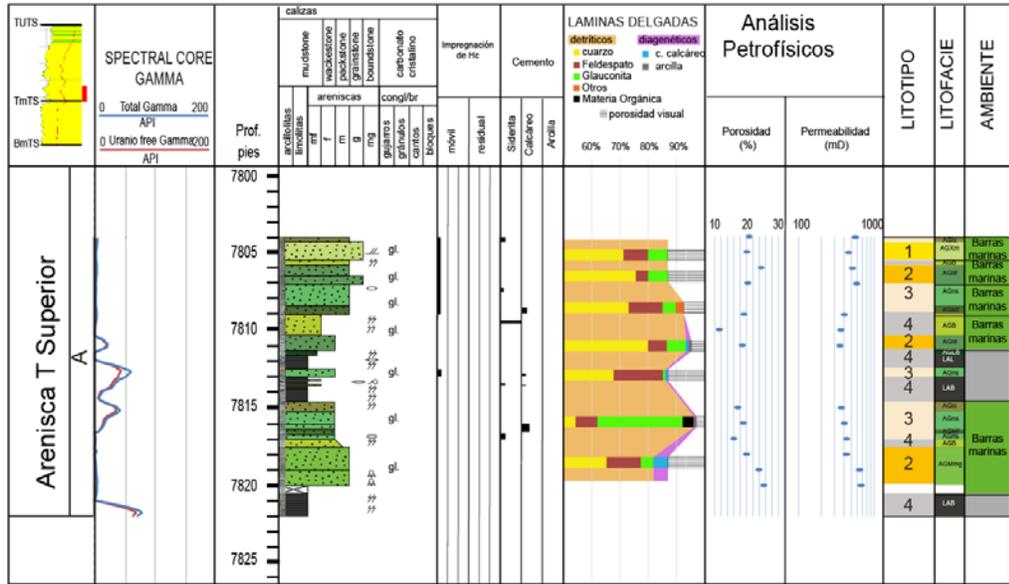


Figura 10. Columna estratigráfica del núcleo pozo Cuyabeno-014.
(Sand Energy, 2019).

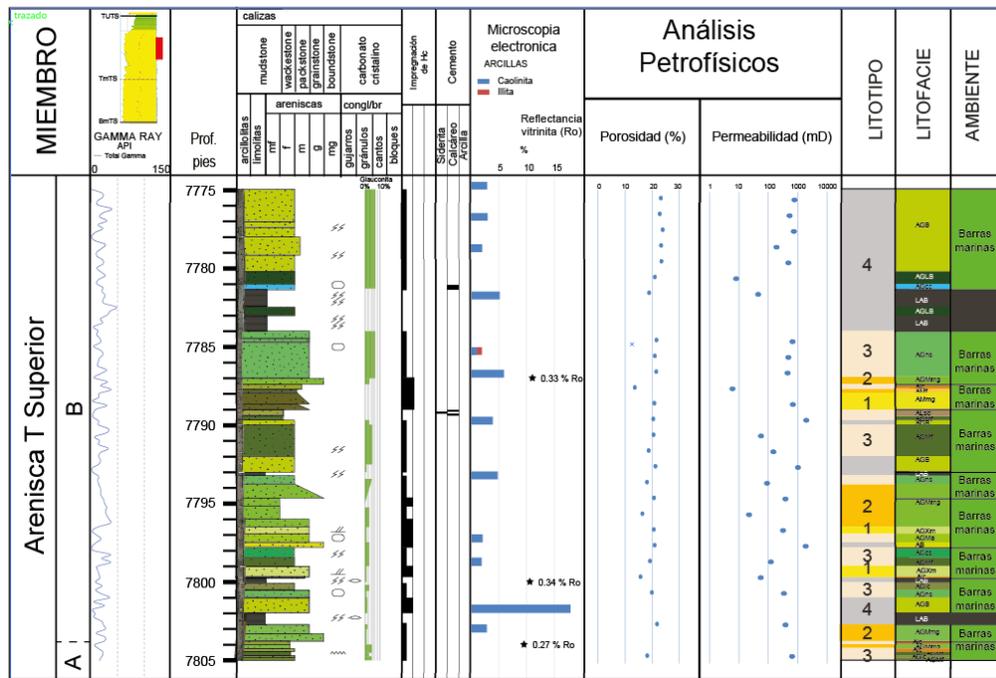


Figura 11. Columna estratigráfica del núcleo del pozo Sansahuari-010.
(Sand Energy, 2019)

En la Figura 10, se describe el intervalo A de la Arenisca T Superior, el núcleo se ve poco manchado con petróleo. En este pozo se puede observar el desarrollo de barras marinas intercaladas con lodolitas. El predominio de

facies bioturbadas (AGB, LAB) podría sugerir depósitos de baja energía intercalados con depósitos de alta energía dada por las facies glauconíticas de grano medio a grueso masivas (AGMmg) y con estratificación cruzada (AGXm).

La Figura 11, muestra el intervalo B de la Arenisca T Superior en el pozo Sansahuari-010, este núcleo si muestra manchamiento en las arenas. El intervalo se caracteriza por tener areniscas de grano medio con glauconita (AGMmg) y areniscas masivas de grano fino con glauconita (AGMf) o muy poca glauconita (AMf); también se describe la presencia de areniscas glauconíticas de grano medio con estratificación cruzada (AGXm).

En la Figura 12, se muestran una foto de lo que corresponde al intervalo B de la Arenisca T Superior del pozo Cuyabeno-002, como se observa el núcleo se encuentra muy mal preservado, por lo que la interpretación sedimentológica tiene mayor incertidumbre ver Figura 13.

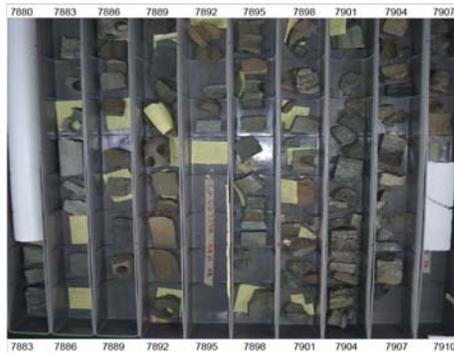


Figura 12. Mosaico de fotos del pozo Cuyabeno-002.

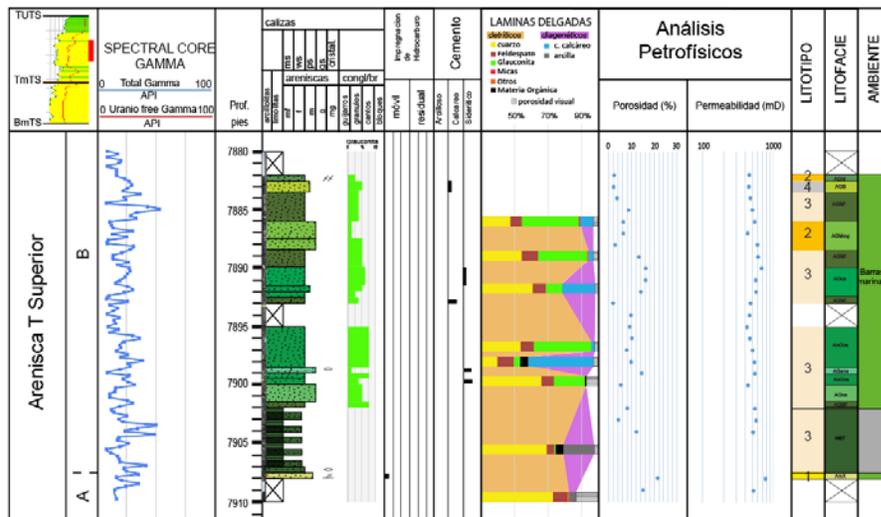


Figura 13. Columna estratigráfica del núcleo del pozo Cuyabeno-002

(Sand Energy, 2019)

La Figura 14. Columna estratigráfica del núcleo del pozo Cuyabeno-021. Se describen los intervalos A y B de la Arenisca T Superior, los cuales presentan zonas con impregnación de hidrocarburo. En general, existe una mayor proporción de facies de tamaño de grano medio en el intervalo B, lo cual sugiere un ambiente marino de mayor energía. En el intervalo A hacia el tope se observa rocas de buena calidad que están impregnadas de petróleo, y finaliza con una lodolita de planicie de marea.

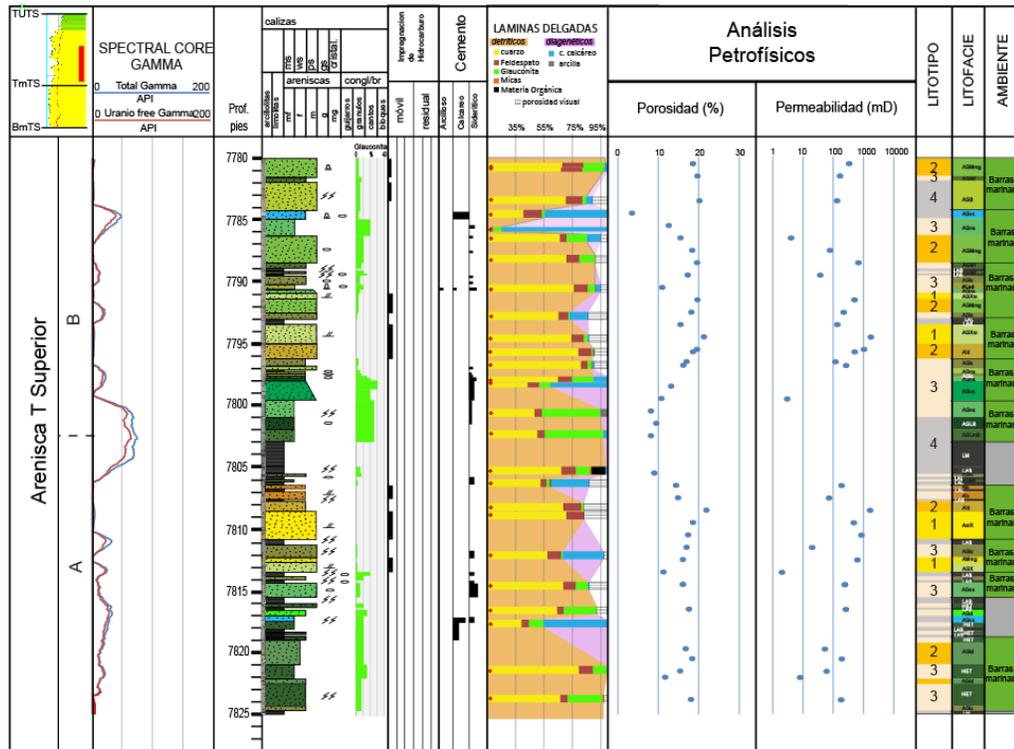


Figura 14. Columna estratigráfica del núcleo del pozo Cuyabeno-021

(Sand Energy, 2019)

El intervalo C de la Arenisca T Superior sólo lo cortó el núcleo del pozo Cuyabeno-023, se describe una secuencia monótona de lutitas negras con cemento calcáreo. La falta de bioturbación y laminaciones arenosas indican un ambiente marino somero ver Figura 15.

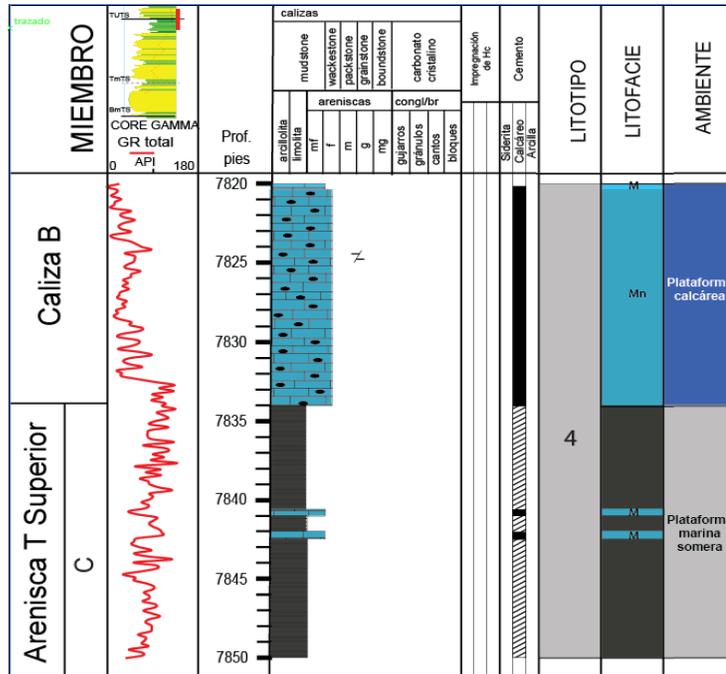


Figura 15. Columna estratigráfica del pozo Cuyabeno-023
(Sand Energy, 2019)

Basados en los análisis de electrofacies y la descripción de las columnas estratigráficas se generaron dos mapas sedimentológicos para la Arenisca T Superior correspondientes a los intervalos A y B. no se realizó un mapa para el intervalo C debido a que la mayoría de sus facies corresponde a lodolitas y quedaría prácticamente un mapa en gris, pocas excepciones son los pozos SNS-003, SNSD-023 y SNS-001, donde este intervalo son areniscas ver Figura 16.

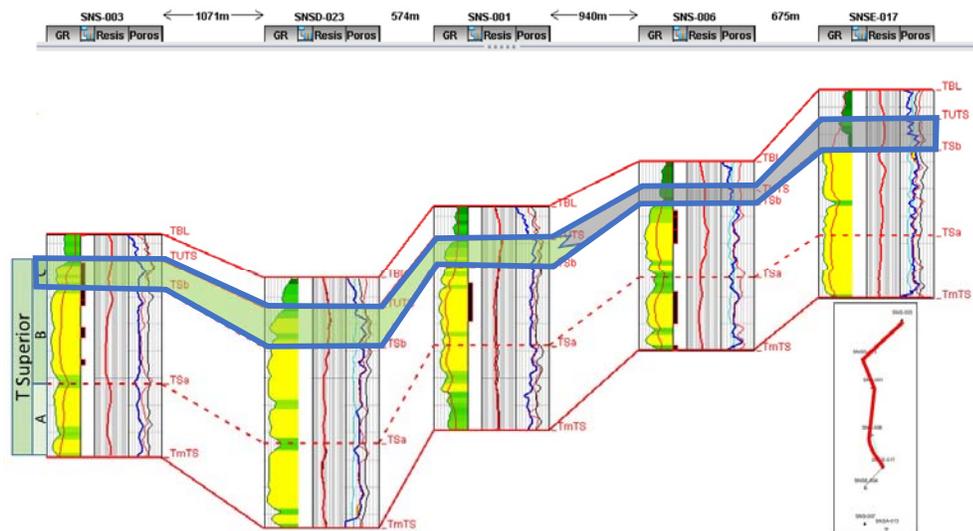


Figura 16. Correlación en el intervalo C al norte del campo.

Modificado de (Sand Energy, 2019).

La Caliza B corresponde a la facies final del ciclo T principalmente depositada en un ambiente de plataforma marino somera de baja energía, la caliza B es cortada únicamente en el núcleo del pozo Cuyabeno-023 ver Figura 15. En el núcleo, la principal facies es una caliza tipo mudstone nodular (Litofacies Mn) sin presencia de hidrocarburo Figura 17.

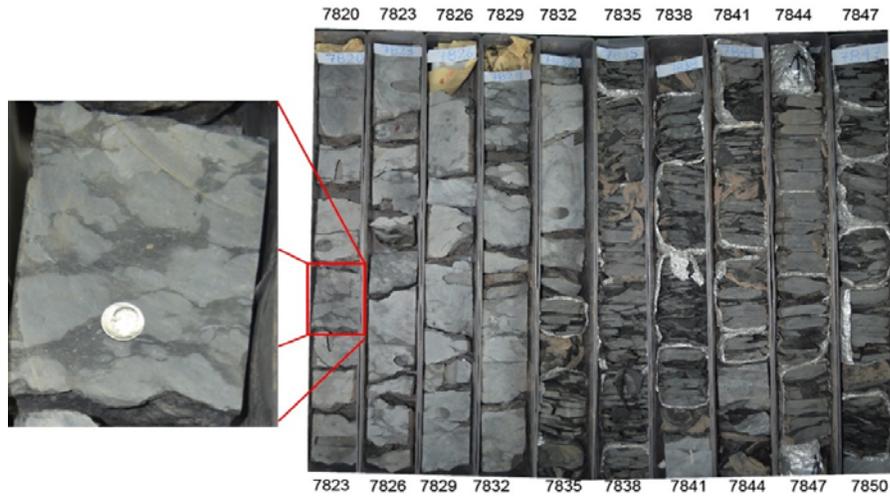


Figura 17. Mosaico de fotos del núcleo del pozo Cuyabeno-023
(Sand Energy, 2019).

La Caliza B se hace más arcillosa hacia el norte, en los pozos SNS-003, SNSD-023, SNS-001, SNS-006, SNSE-017 y SNE-004 Figura 18, el espesor de la Caliza B varía entre 5 a 25 pies aproximadamente, siendo el sur donde mejor se desarrolla, mientras que al norte su espesor disminuye (Sand Energy, 2019).

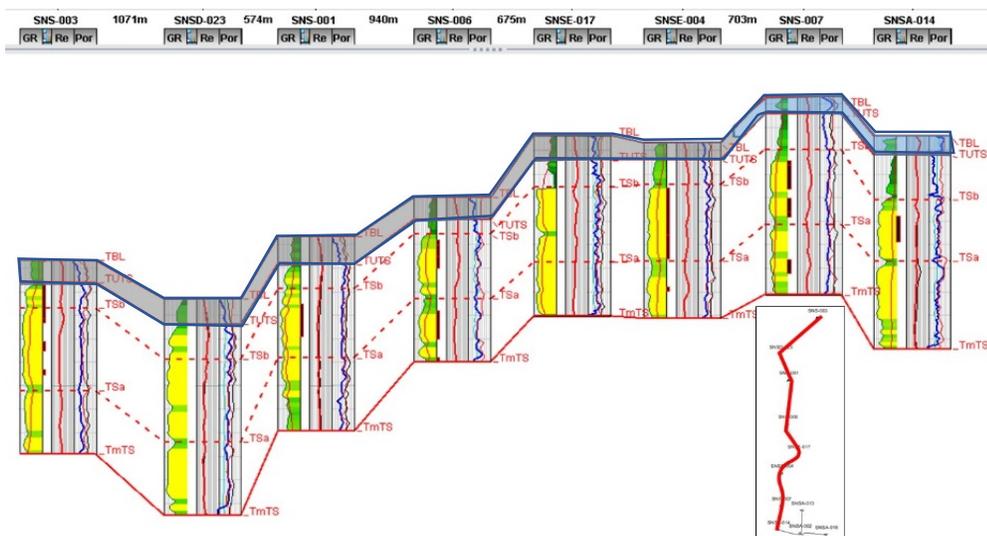


Figura 18. Correlación N-S de la Caliza B en la zona de Sansahuari.
Modificado de (Sand Energy, 2019).

Una vez hecha la descripción de los 7 núcleos (Sansahuari-1, Sansahuari-10, Cuyabeno-14, Cuyabeno-23, Cuyabeno-21, Cuyabeno-2 y Cuyabeno-51). A continuación, se muestra en la Tabla 2, un breve resumen de las litofacias encontradas en el miembro Arenisca T Superior.

Tabla 2. Litofacias de los núcleos de T Superior Campo Cuyabeno-Sansahuari

Modificado de (Sand Energy, 2019).

LITOFACIES	grano medio a grueso	grano medio a fino	grano fino a muy fino	tamaño de limo	carbonatos	glauconita	masivas	laminación continua	laminación discontinua	estratificación cruzada	bioturbación	clastos arcillosos	nódulos de siderita	nódulos calcáreos	fósiles	cemento siderítico	cemento calcítico	cemento arcilloso	Ambiente sedimentario
AGans	✓				✓									✓					
AGB		✓			✓						✓								
AGcc	✓	✓			✓												✓		
AGcs	✓				✓									✓					
AbGbs		✓			✓						✓								✓
AGd		✓			✓														
AGLB		✓			✓		✓			✓									
AGlc		✓			✓		✓												
AGld	✓				✓			✓											Barras marinas
AGLmB		✓			✓						✓								
AGMa		✓			✓	✓				✓									
AGMf		✓			✓	✓													
AGMmg	✓				✓	✓													
AGns		✓			✓	✓								✓					
AGXm	✓				✓					✓									
HET					✓		✓						✓				✓		
Alc		✓					✓												
Ald	✓							✓											
ALsd		✓															✓		Influencia mareal
LAB			✓							✓									

3.1.1.5 Reducción de litofacias a litotipos

Más tarde en este trabajo se va a explicar los criterios usados para relacionar las litofacias y litotipos en la determinación de tipos de roca. Por ahora cabe indicar que las 20 litofacias descritas en los núcleos fueron agrupadas en 4 litotipos ver Tabla 3.

Tabla 3. Tabla de Litotipos y Litofacias para el reservorio Arenisca T Superior

Modificado de (Sand Energy, 2019).

#	LITOFACIES	DESCRIPCIÓN	LITOTIPO
1	AGXm	Arenisca Glauconítica con estratificación cruzada	1
2	AGMmg	Arenisca glauconítica masiva de grano medio a grueso	2
3	Ald	Arenisca con laminaciones discontinuas de lodos	2
4	AGld	Areniscas glauconíticas con laminaciones discontinuas de lodo	2
5	Alc	Arenisca con laminaciones continuas de lodos tipo crinkle	3
6	AGlc	Arenisca glauconítica con laminaciones continuas de lodo y concentrados de glauconita	3
7	AGns	Arenisca glauconítica con nódulos de siderita	3
8	AGcs	Arenisca glauconítica con cemento siderítico	3
9	AGMf	Arenisca glauconítica masiva de grano fino	3
10	AGans	Arenisca glauconítica de grano fino a muy fino con abundantes pseudonódulos de siderita	3
11	ALsd	Arenisca lodosa con nódulos de glauconita	3
12	HET	Intercalación de areniscas glauconíticas con areniscas glauconíticas y láminas de lodo, localmente láminas de lodos sideritizado, y cemento calcáreo.	3
13	AGMa	Arenisca glauconítica masiva con arcilla, localmente presencia de bioturbación.	3
14	AGd	Arenisca glauconítica con deformación syndimentaria, localmente láminas de lodo)	3
15	AbGbs	Arenisca con bastante glauconita y bioturbaciones sideritizadas	3
16	AGB	Arenisca glauconítica bioturbada	4
17	AGcc	Arenisca glauconítica con cemento calcáreo	4
18	AGLB	Arenisca glauconítica lodosa bioturbada	4
19	AGLmB	Arenisca glauconítica lodosa muy bioturbada,	4
20	LAB	Lodolita arenosa bioturbada, localmente sideritizada	4

El **litotipo 1** corresponde a las litofacies con buena calidad de reservorio el tamaño de los granos son medios a gruesos con estratificación cruzada (AGXm).

El **litotipo 2** incluye areniscas de menor calidad de reservorio principalmente por disminución de tamaño de grano (medio a fino) y/o el aumento del contenido de glauconita. Las facies incluyen areniscas masivas (AGMmg), areniscas laminadas (Ald, AGld).

El **litotipo 3** predomina sobre los litotipos 1 y 2, presenta litofacies con mayores heterogeneidades debido a la presencia de laminaciones, glauconita y siderita. Este litotipo incluye areniscas glauconíticas masivas (AGMf, AGMa), areniscas laminadas (Alc, AGlc, HET, AGd), areniscas con nódulos o cemento siderítico (AGns, AGcs, AGlc, AGans, ALsd, AbGbs).

El **litotipo 4** incluye las litofacies que por sus características petrofísicas pueden ser considerados como sellos, en esta litofacies se incluyen areniscas con muy baja porosidad y permeabilidad, areniscas arcillosas y calcoarenitas (menos probable). Este litotipo presenta las siguientes litofacies: areniscas bioturbadas (AGB, AGLB, AGLmB, LAB), rocas completamente cementadas (AGcc), rocas de grano fino (LAB) modificado de (Sand Energy, 2019).

3.1.1.6 Mapas sedimentológicos & producción

En un mapa base del campo Cuyabeno-Sansahuari se marcaron los pozos con producciones acumuladas mayores a 500 Mbbls de petróleo del intervalo T Superior, y se correlacionó con la respuesta de registros eléctricos en función de la litología (electrofacies) ver Figura 19, para determinar la distribución del perfil eléctrico del reservorio en el campo. Se determinó la relación que existe entre los pozos productores y los niveles con mejor desarrollo de arena, y por otro lado se confirmó que los pozos con perfiles más acerrados dados por intercalaciones de niveles lodosos y calizas contenían mayores concentraciones de glauconita, caolinita (>20%) como lo confirman las interpretaciones de los núcleos, son pozos de menor o nula producción en el campo.

El análisis de electrofacies fue resumido en tres ambientes sedimentarios principales:

- a) Ambiente de Barras marinas; en donde el registro de GR muestra un comportamiento de arena limpia con escazas o sin intercalaciones de material fino. En el mapa sedimentológico se le asignó una coloración verde clara y se espera que sea coincidente con las zonas de mayor producción.
- b) Ambiente de barras intercaladas con lodolitas: el registro GR presenta niveles de arena limpia con intercalaciones de material fino sea este lodolitas o calcarenitas que disminuyen la capacidad de almacenamiento de T Superior.
- c) Ambientes de planicie de Inundación: básicamente corresponden a niveles donde predomina el material fino como lodolitas, lodolitas calcáreas o calizas, aquí la calidad como roca reservorio es pobre o nulo.

Dos mapas sedimentológicos son sugeridos para el intervalo T Superior.

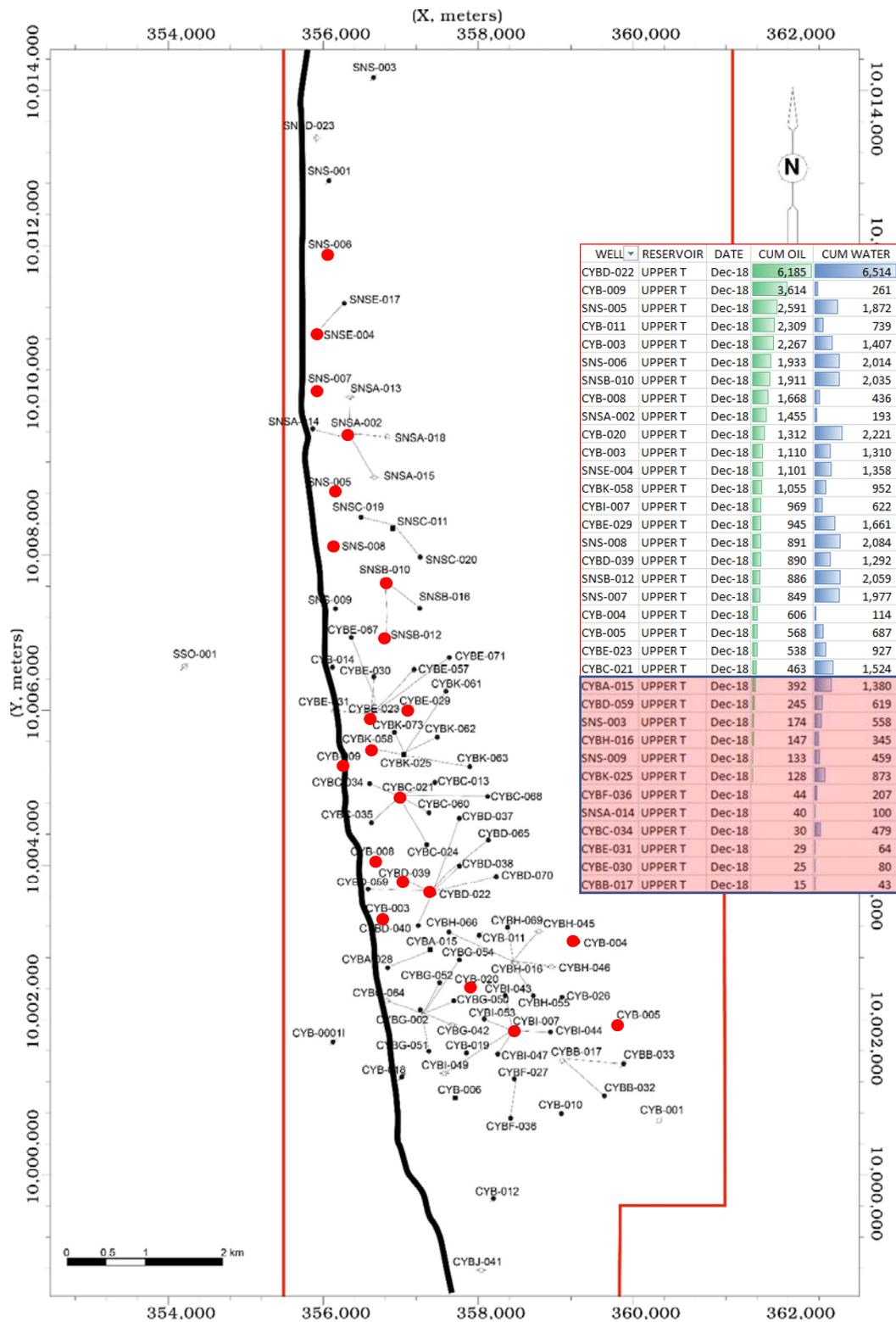


Figura 19. Mapa Base con la ubicación de los mejores pozos productores de la arenisca T Superior.

La Figura 20, muestra el mapa del intervalo A, hacia el norte se puede apreciar zonas más arenosas específicamente en el área de los pozos Sansahuari. Hacia el sur predominan las facies más glauconíticas y los intervalos lodosos. La dirección de las barras marinas probablemente son E-O hacia el centro del campo y al norte podría ser SSE-NNO.

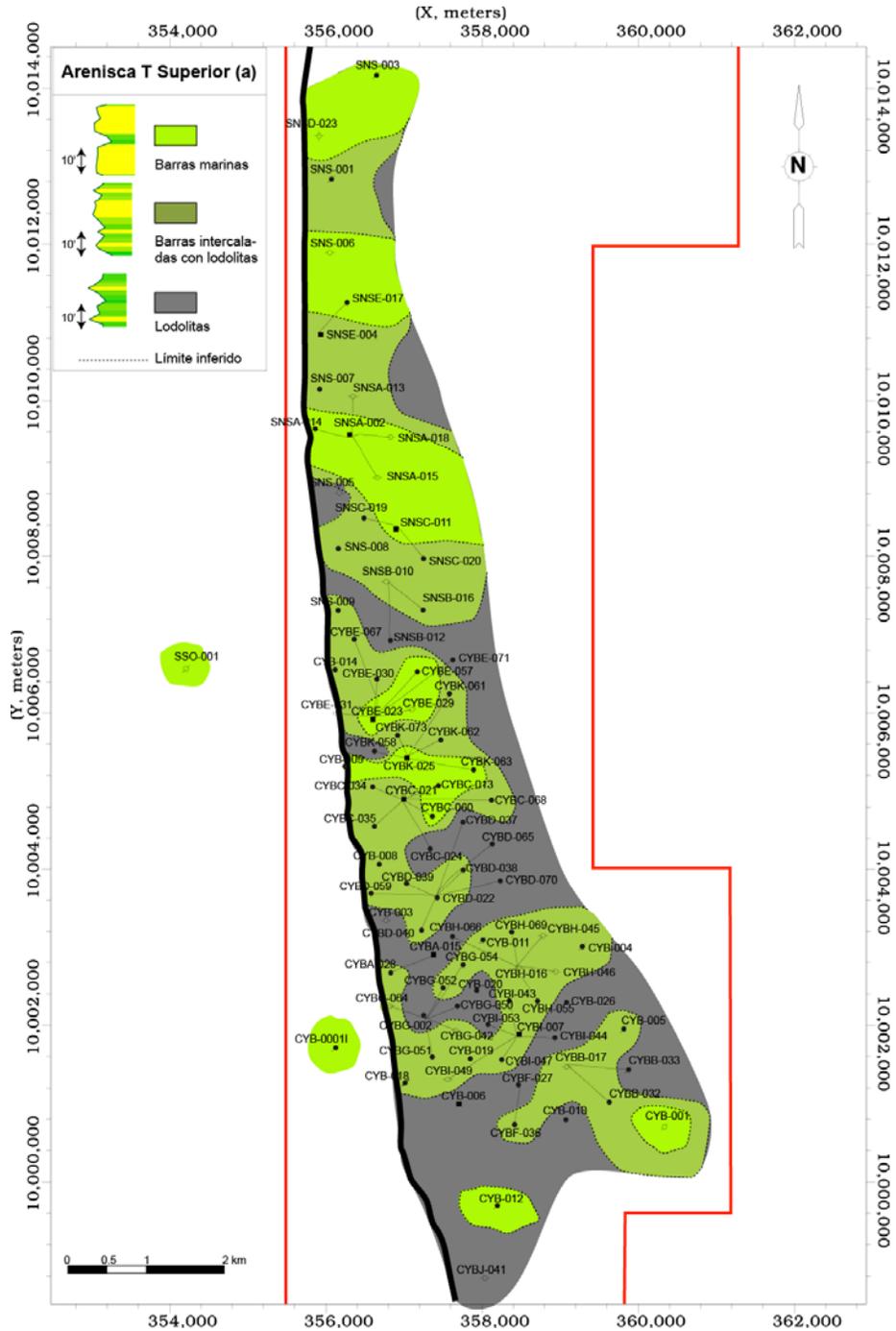


Figura 20. Mapa del intervalo A de la Arenisca T Superior.

(Sand Energy, 2019)

En la Figura 21, se muestra el mapa del intervalo B, este nivel es el de mayor interés de estudio, se puede apreciar como las zonas mejor desarrolladas se encuentran al norte del campo en la zona de los pozos Sansahuari al igual que el nivel inferior, mientras que al centro del campo hay un desarrollo importante cerca de los pozos Cuyabeno 21 y Cuyabeno 22. Al sur del campo las facies son más glauconíticas y los intervalos lodosos son más frecuentes.

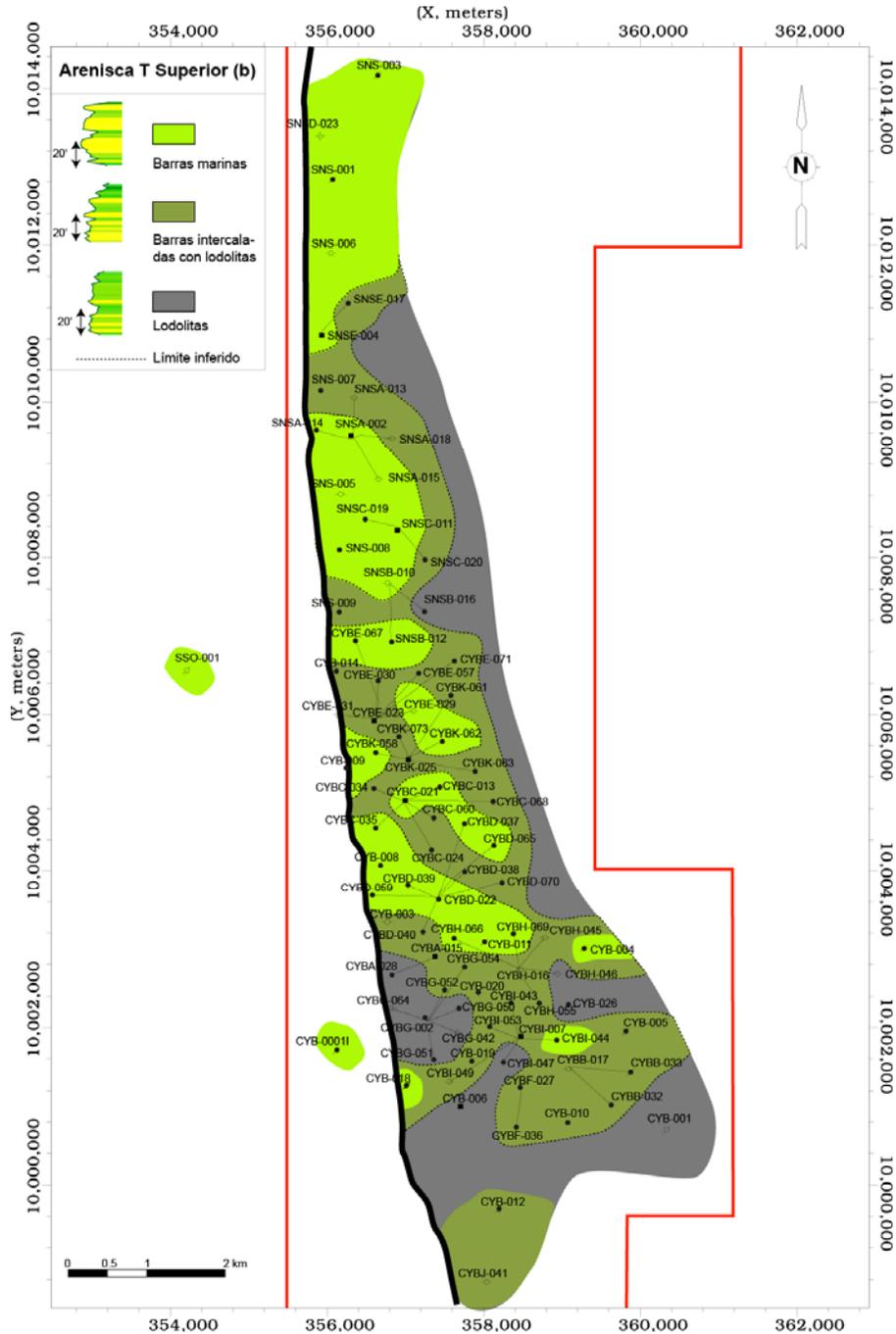


Figura 21. Mapa del intervalo B de la Arenisca T Superior.

(Sand Energy, 2019)

3.1.1.7 Perfiles estratigráficos-sedimentológicos del Campo Cuyabeno-Sansahuari

Se realizaron 6 perfiles estratigráficos-sedimentológicos en el Campo Cuyabeno-Sansahuari en sentidos N-S y NO-SE ver Figura 22.

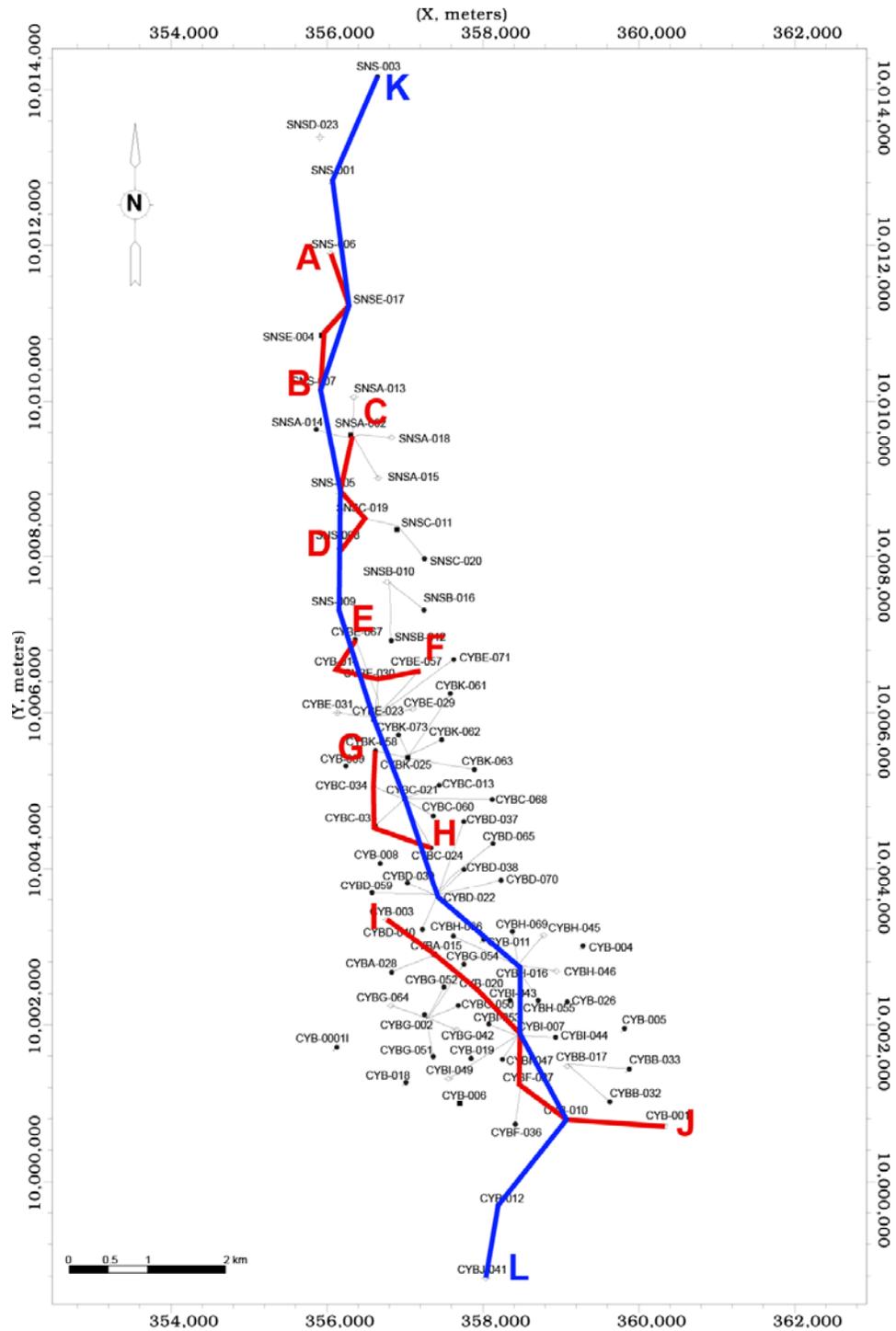


Figura 22. Perfiles estratigráficos-sedimentológicos realizados para las areniscas T.

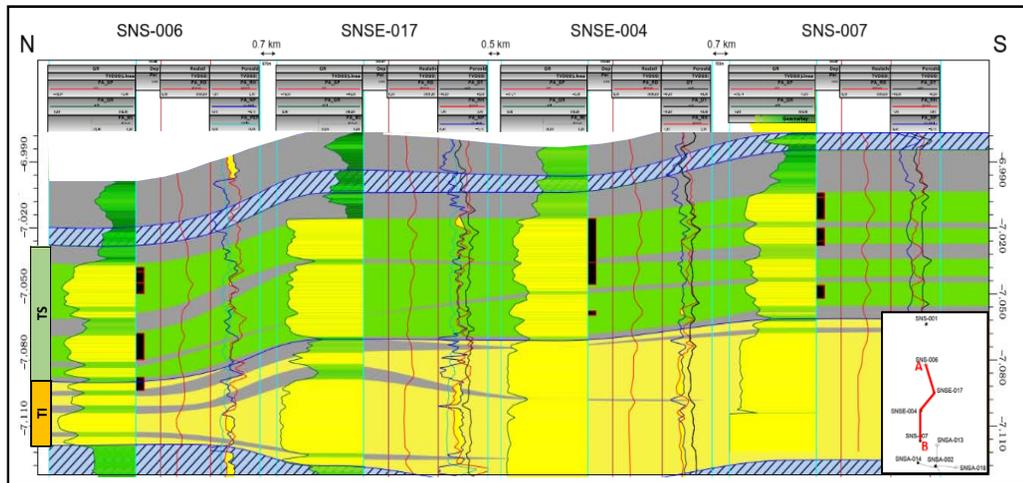


Figura 23. Corte sedimentológico-estratigráfico A-B.

Modificado de (Sand Energy, 2019)

En la Figura 23, se muestra el corte A-B en donde la Arenisca T Superior se desarrolla a lo largo del todo el corte, En general la Arenisca T Superior presentan buenas fases arenosas con pocas intercalaciones.

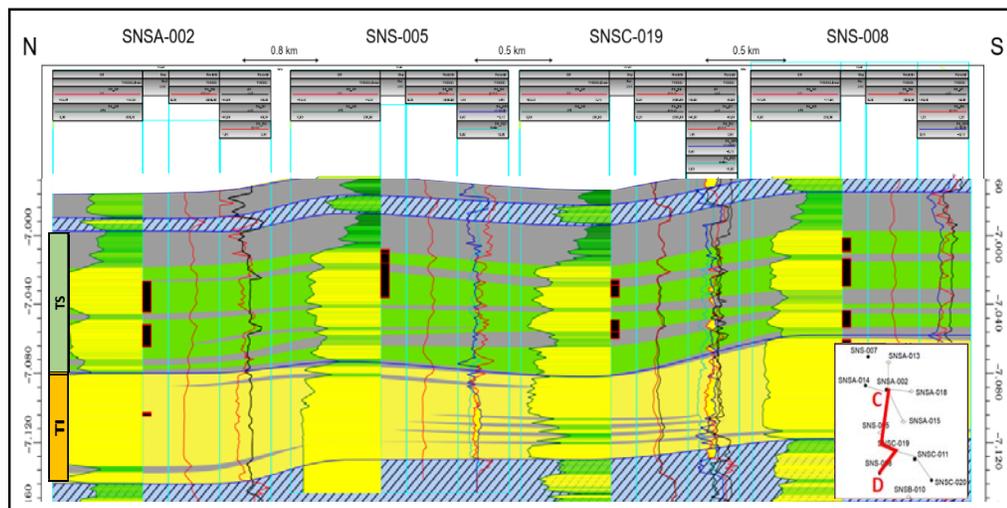


Figura 24. Corte sedimentológico-estratigráfico C-D.

Modificado de (Sand Energy, 2019)

En la Figura 24, el corte (C-D) muestra como el espesor de la Arenisca T se mantiene muy similar a lo largo del corte a diferencia de lo observado en el corte A-B. Sin embargo, la presencia de intercalaciones lodosas o más ricas en glauconita aumenta hacia el sur en el intervalo de la Arenisca T Superior.

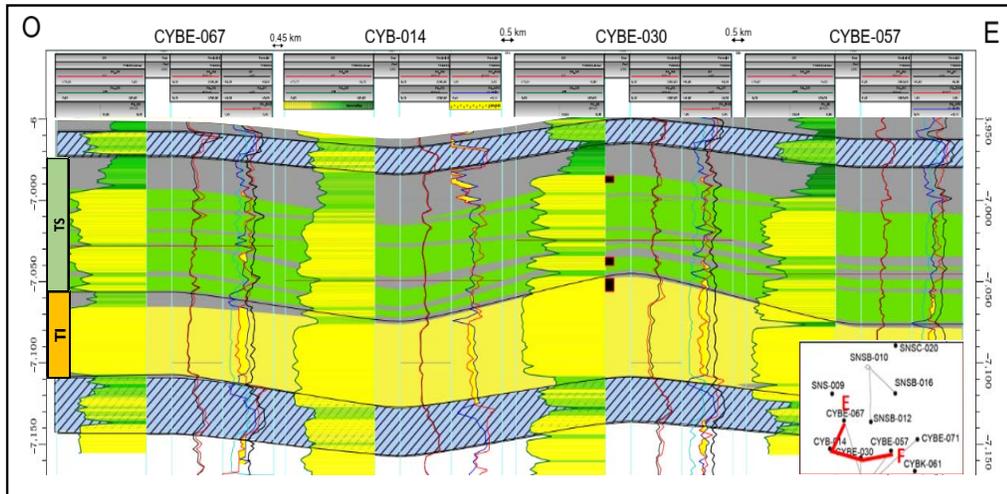


Figura 25. Corte sedimentológico-estratigráfico E-F.

Modificado de (Sand Energy, 2019)

En la Figura 25, corte (E-F), se puede observar como el espesor de la Arenisca T se mantiene muy similar a lo largo del corte a diferencia de lo observado en el corte A-B. Sin embargo, la presencia de intercalaciones lodosas o más ricas en glauconita están presentes en el intervalo de la Arenisca T Superior.

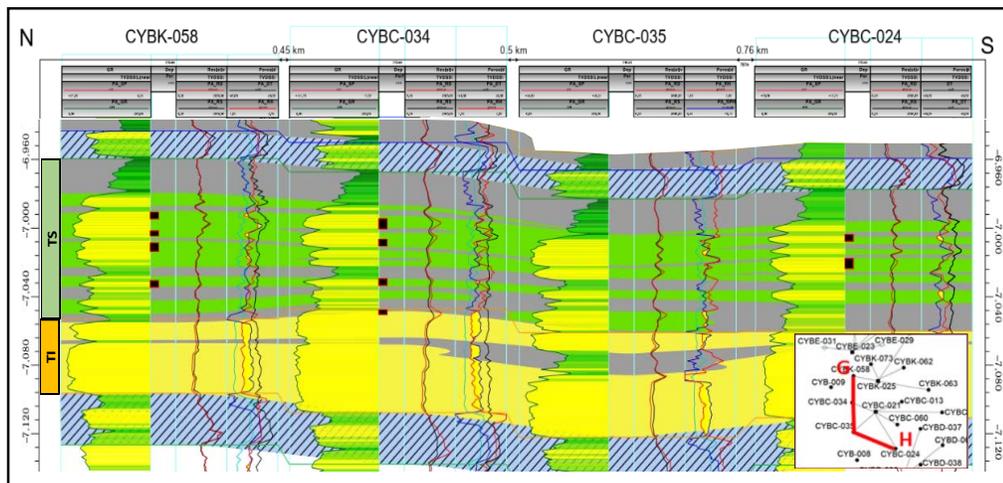


Figura 26. Corte sedimentológico-estratigráfico G-H.

Modificado de (Sand Energy, 2019)

En la Figura 26, en el corte (G-H) se puede observar como el espesor de la Arenisca T se mantiene muy similar a lo largo del corte. Sin embargo, la presencia de intercalaciones lodosas o más ricas en glauconita aumenta en comparación con los otros cortes en el intervalo de la Arenisca T Superior.

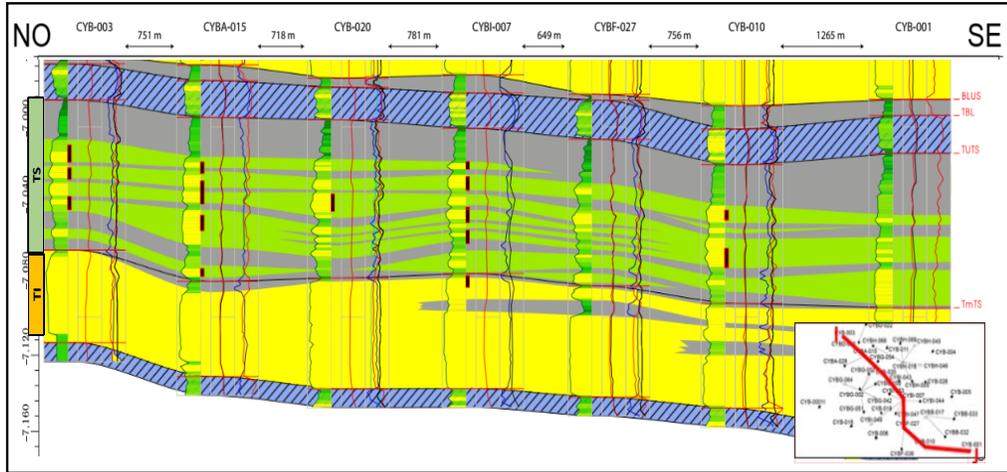


Figura 27. Corte sedimentológico-estratigráfico I-J.

Modificado de (Sand Energy, 2019)

En la Figura 27, corte (I-J), se puede observar como el espesor de la Arenisca T aumenta en pocos pies hacia el este SE. La presencia de intercalaciones lodosas o más ricas en glauconita aumenta en la zona central del corte en el intervalo de la Arenisca T Superior.

La Figura 28, muestra la correlación (K-L) que representa un corte general N-S de todo el Campo Cuyabeno-Sansahuari, en el cual se puede apreciar los siguientes rasgos generales de los miembros Arenisca T de la Fm. Napo:

- El tope de la Arenisca T hacia el norte es arenoso, mientras que desde el centro norte hacia el sur se vuelve lodoso.
- La Arenisca T Superior presenta un buen desarrollo hacia el norte y hacia el sur. Sin embargo, se puede presentar zonas con abundantes intercalaciones lodosas/ricas en glauconita en el centro del campo.

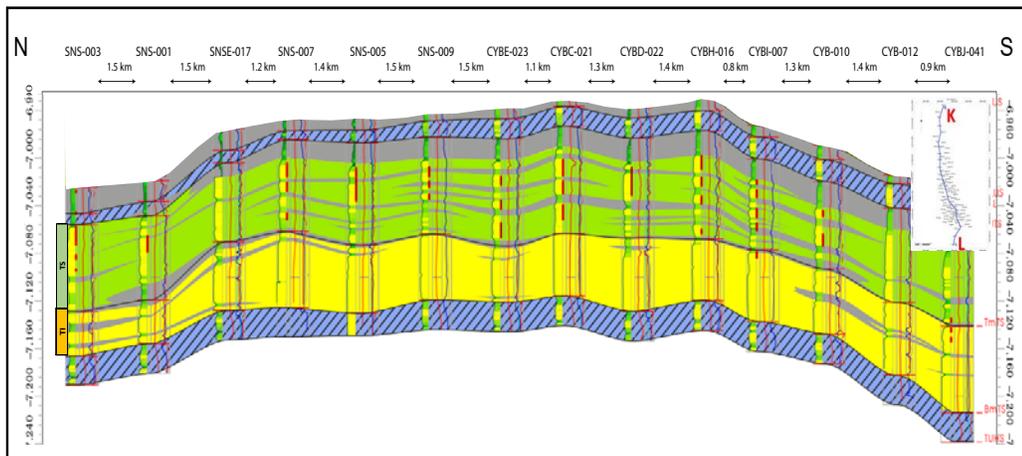


Figura 28. Corte sedimentológico-estratigráfico K-L.

Modificado de (Sand Energy, 2019)

3.1.2 MODELO PETROFÍSICO CUYABENO SANSAHUARI

Un modelo petrofísico es un proceso utilizado para interpretar datos de registros adquiridos con cable o con sarta de perforación, un modelo petrofísico representa un conjunto de ecuaciones y procesos matemáticos que son llevados a cabo en software especializado. A menudo para mejorar estos modelos, se los calibran con datos de núcleos, de producción y de diferentes pruebas (Schlumberger, 1972).

En este estudio se da a conocer los resultados de la nueva versión del modelo petrofísico para el campo Cuyabeno Sansahuari, que integro la información de registros eléctricos, la información de núcleos, análisis RCA (routine core analysis) y SCAL (special core analysis). Los registros de pozos en general estuvieron en buen estado, solo aquellos segmentos con derrumbes necesitaron alguna edición y especialmente aquellos pozos más viejos del campo. Para el cálculo de los parámetros petrofísicos se utilizaron los módulos del programa de computo DSP (Decision Space Petrophysics) de la empresa Halliburton.

3.1.2.1 Información de Núcleos Disponible.

En la Tabla 4, se describe la información de núcleos de los pozos CYBG-002, CYB-014, CYB-021, CYB-023, CYBG-051, SNS-001, SNS-010. estos núcleos tienen mediciones RCA de porosidad, permeabilidad, densidad de plugs y láminas delgadas, y solo algunos tienen análisis especiales SCAL como Presión Capilar, permeabilidad relativa agua-petróleo, también se cuenta con pocos ensayos de propiedades eléctricas (a, m, n) fundamentales para la evaluación petrofísica.

Tabla 4. Inventario de información de núcleos RCA y SCAL.

POZO	ZONA	Tope (ft)	Base (ft)	Shift (ft)	Longitud (ft)	ANALISIS CONVENCIONALES	ANALISIS ESPECIALES
	Basal Tena / Arenisca M1	7148	7170		22	S/I	S/I
CUYABENO-02	Napo U Superior	7686	7698	4.006	12	Poros, Perm, DenG, So, Sw	Permeabilidad relativa (Krel), Presion capilar (Pc)
	Napo U Media	7736	7759	4.028	23		
	Napo T Superior	7882	7910	6.871	28	Poros, Perm, DenG, So, Sw	Krel, Flujo fraccional
CUYABENO-14	Napo T Superior	7804	7822	-3.668	18	Poros, Perm, DenG, So, Sw	Krel, Pc
CUYABENO-21	Napo T Superior	7780	7825	2.531	45	Poros, Perm, DenG, So, Sw	Krel, Pc, Propiedades electricas (FF, IR)
CUYABENO-23	Caliza A	7643	7674	2.131	31	Poros, DenG, So, Sw	S/I
	Caliza B	7820	7850	1.487	30	Poros, DenG, So, Sw	S/I
CUYABENO-51	Napo T Superior	8251	8310	3.925	59	Poros, Perm, DenG	S/I
	Napo U Superior	7841	7872	-3.531	31	Poros, Perm, DenG, So, Sw	Krel, Pruebas de desplazamiento
SANSAHUARI-01	Napo U Inferior-Media	7915	7948	0.000	33	Poros, Perm, DenG, So, Sw	Krel, Pruebas de desplazamiento
	Napo T Superior	8086	8118	1.931	32	Poros, Perm, DenG, So, Sw	S/I
SANSAHUARI-010	Napo U Superior	7584	7615	1.908	31	Poros, Perm, So, Sw	Krel, Pc, Propiedades electricas (FF, IR)
	Napo T Superior	7775	7805	2.407	30	Poros, Perm, So, Sw	Krel, Pc, Propiedades electricas (FF, IR)

a. Mediciones RCA

Las mediciones de porosidad y permeabilidad tomadas en los núcleos del Campo Cuyabeno-Sansahuari están en condiciones standard de laboratorio

(STD), es decir están a condiciones de ambiente y no se disponen mediciones a condiciones de presión de sobrecarga (NOBP, net overburden pressure). La permeabilidad por ser una propiedad vectorial cambia en el tiempo a medida que se explota el yacimiento, por eso es recomendable disponer de análisis en condiciones de sobrecarga (Comunicación verbal Ing. Jose Leal).

De acuerdo a la Figura 29, la distribución de las mediciones de porosidad y permeabilidad de las rocas de Napo T muestran gran dispersión en casi todo el espectro del log K/Phi, lo cual da una idea de la variabilidad en la calidad y tipo de roca (desde rocas malas a rocas muy buenas).

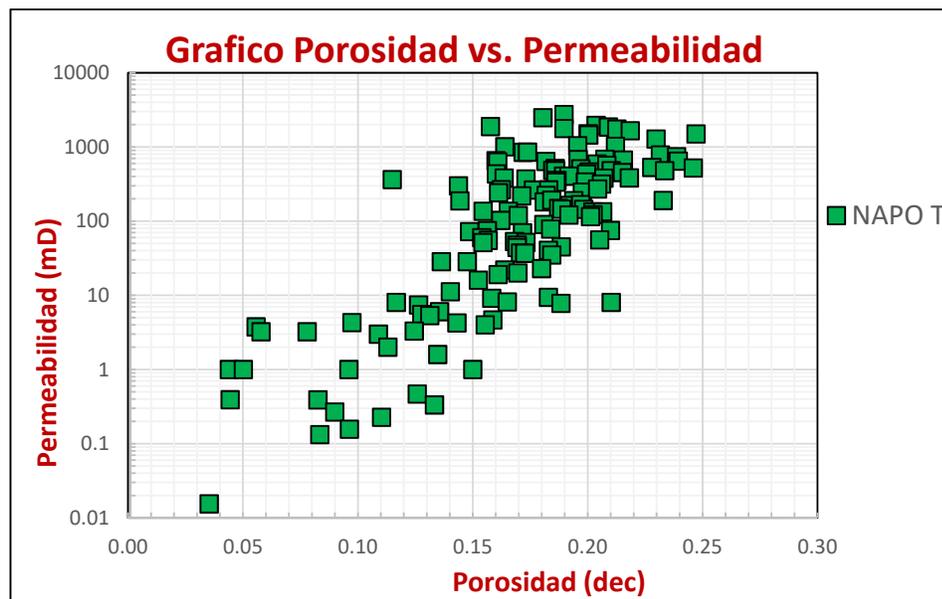


Figura 29. Gráfico con las mediciones K vs. Phi de núcleos originales, Napo T.

b. Mediciones SCAL

Entre los ensayos especiales de núcleos (SCAL) disponibles se encontraron:

- Propiedades Eléctricas – CIC (FF/IR): Las propiedades eléctricas de las rocas permiten ajustar los parámetros para la estimación de porosidad y saturación de agua (a , m , n).
- Permeabilidad Relativa (K_{rel}): que ayuda a conocer la S_{wi} , S_{or} , K_o , K_w y el porcentaje de petróleo que se puede producir en el volumen poroso.
- Presión Capilar (P_c): permite conocer variaciones en calidad de roca, y estimar cambios en la S_{wirr} y nivel de agua libre.

3.1.2.2 Propiedades Eléctricas.

Los datos disponibles de propiedades eléctricas para el miembro T Superior se los encuentra en los pozos CYB-021, SNS-010. En la Tabla 5, se ilustra un ejemplo con el tipo de información que fue obtenida de los archivos de Petroamazonas y fue tabulada por el equipo de CuyabenoPetro de FF/IR.

Tabla 5. Índice de resistividad y factor de formación

CUY-21, ARENA T (40000 ppm NaCl)									
Presion (psi) PROF.	INDICE DE REISITIVIDAD DE FORMACION a 77 F								FACTOR DE FORMACION FF=Ro/Rw
	0.5	1	2	4	8	15	30	60	
7780-81	1.176	1.454	3.549	5.565	10.088	10.881	13.373	14.806	11.54428
7794-95	1.28	2.534	3.447	5.365	6.756	6.875	9.654	9.209	11.42324
7795-96	1.209	1.649	2.64	3.942	4.155	4.148	5.831	5.999	14.13374
7808-09	1.168	2.611	5.412	6.977	11.041	10.734	13.236	13.72	11.56232
7810-11	1.238	1.649	3.366	4.154	4.375	4.134	5.505	5.905	16.10772
7812-13	1.254	1.551	3.724	5.306	9.09	7.774	8.508	9.063	18.31724

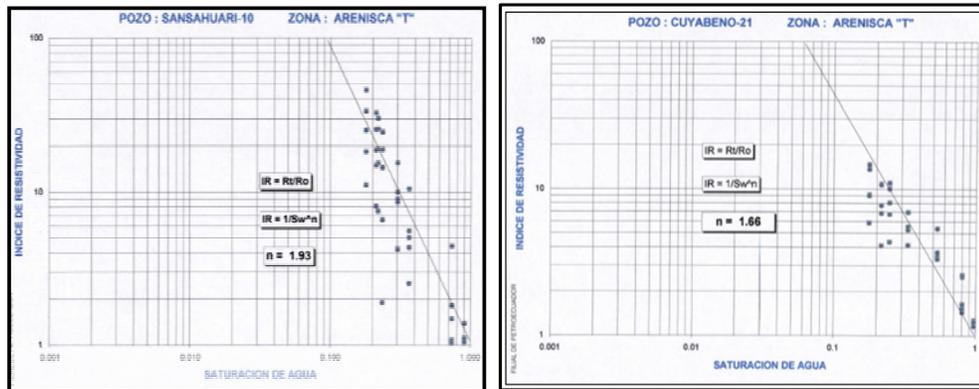


Figura 30. Gráficos de FF-IR a condiciones STD, Ejemplo Napo T.

Los resultados de la Figura 30, indican que para el intercepto $a = 1$ se tienen los valores de $m = 1.69$ y $n = 1.93$ los valores sugieren que la roca es moderadamente cementada, pero el resultado de $m = 1.57$ es anómalo y pudiera sugerir que la arenisca T es más friable, este resultado no es confiable, por lo que es muy recomendable hacer más mediciones del Índice de resistividad y factor de formación para reducir la incertidumbre en los valores de las propiedades eléctricas. Los resultados de m y n (Sansahuari-010) que se consideran consistentes fueron utilizados en la evaluación de los registros para el cálculo de la saturación de agua (Sw) ver Tabla 6, solamente en las zonas con glauconita se calibro los valores de $m=n= 1.5$ para que Sw se acerque a Sw_{irr} (comunicación verbal Ing. Jose Leal).

Tabla 6. Exponente de cementación (m) y exponente de saturación (n)

Pozo	Zona	m	n
Cuyabeno-21	Napo T	1.57	1.66
Sansahuari-10	Napo T	1.69	1.93

3.1.2.3 Presión Capilar

En los informes de laboratorio de Petroamazonas E.P se tienen 12 ensayos de plato poroso para Napo T, correspondientes a los pozos CYBC-021 y SNSB-010. En los gráficos de Presión capilar que se muestran en las Tablas 7 - 8, y Figura 31 - 32, se encuentra la información tabulada, y se observa la distribución de las saturaciones iniciales de reservorio que van desde la saturación de 100% de agua, en la zona de agua, hasta la saturación de agua irreducible (Swirr). Las saturaciones de agua iniciales de los ensayos varían entre 15 y 30 % y podrían relacionarse perfectamente con los tipos de roca.

Tabla 7. Variación de saturación de agua- presión capilar pozo CYB-21

POZO CUY-21, ARENA T												
SATURACION DE AGUA A CONDICIONES DE YACIMIENTO												
Presion (psi)	0.1805	0.361	0.722	1.444	2.888	5.415	10.83	21.66				
Profundidad	0.7995	0.9800	1.3410	2.0630	3.5070	6.0340	11.449	22.279	Muestra	Porosidad	Perm	k/Phi
	48	48	48	48	48	48	05	05				1802.5
7780-81	89.071	76.033	46.44	34.11	25.295	22.976	21.486	18.849	1	0.1864	336	75
											173	8166.4
7794-95	83.309	52.129	35.135	29.007	25.051	22.634	20.241	17.458	2	0.2127	7	32
											104	5316.9
7795-96	86.553	61.186	46.774	37.931	33.048	30.012	27.399	23.73	3	0.1956	0	73
											164	7546.9
7808-09	92.945	47.81	29.323	24.486	18.231	16.417	16.634	13.58	4	0.2185	9	11
												4884.9
7810-11	89.278	65.407	40.819	36.079	31.77	30.219	24.043	20.05	5	0.1738	849	25
												3915.4
7812-13	85.533	71.521	46.917	39.592	33.507	32.831	30.802	27.609	6	0.1609	630	75

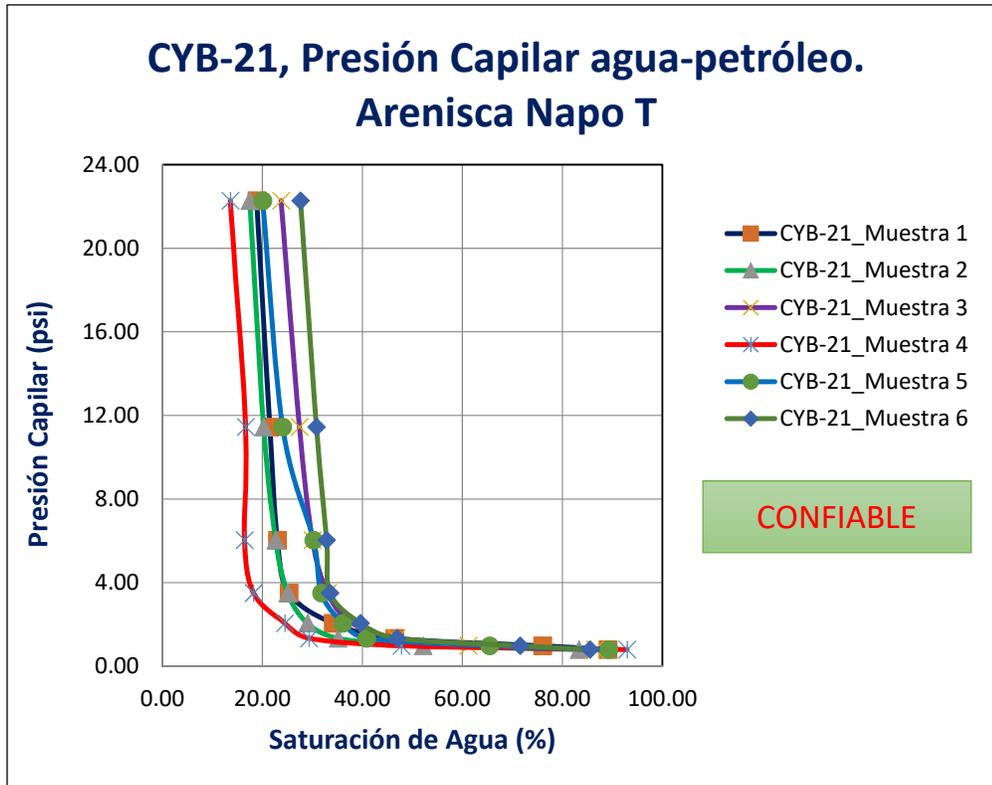


Figura 31. Ensayos de presión capilar plato poroso a condiciones STD, reservorio T.
(CuyabenoPetro & (Sand Energy, 2019))

Tabla 8. Variación de saturación de agua- presión capilar pozo SNS-10

POZO SSH-10, ARENA T												
VARIACION DE SATURACION DE AGUA - PRESION CAPILAR												
SATURACION DE AGUA A CONDICIONES DE YACIMIENTO												
Presion (psi)	0.1805	0.361	0.722	1.444	2.888	5.415	10.83	21.66				
Profundidad	0.799548	0.980048	1.341048	2.063048	3.507048	6.034048	11.44905	22.27905	Muestra	Porosidad	Perm	
7775-76	92.898	90.675	39.028	28.451	22.186	20.816	20.12	17.919	13	0.2316	778	3359.24 3093.04
7777-78	92.719	73.855	31.751	32.033	21.29	19.882	19.233	17.348	14	0.2386	738	195 9592.33
7789-90	83.642	44.059	29.509	25.98	22.093	20.533	19.971	17.567	15	0.2036	101	3 4806.60
7792-93	100.505	76.197	36.15	29.679	23.609	21.535	21.06	18.187	16	0.212	9	4 1752.29
7802-03	78.305	76.546	42.371	32.438	24.659	23.431	22.366	18.338	17	0.218	382	4 3505.77
7804-05	94.304	79.632	39.647	32.511	27.017	24.468	23.902	18.209	18	0.1817	637	9

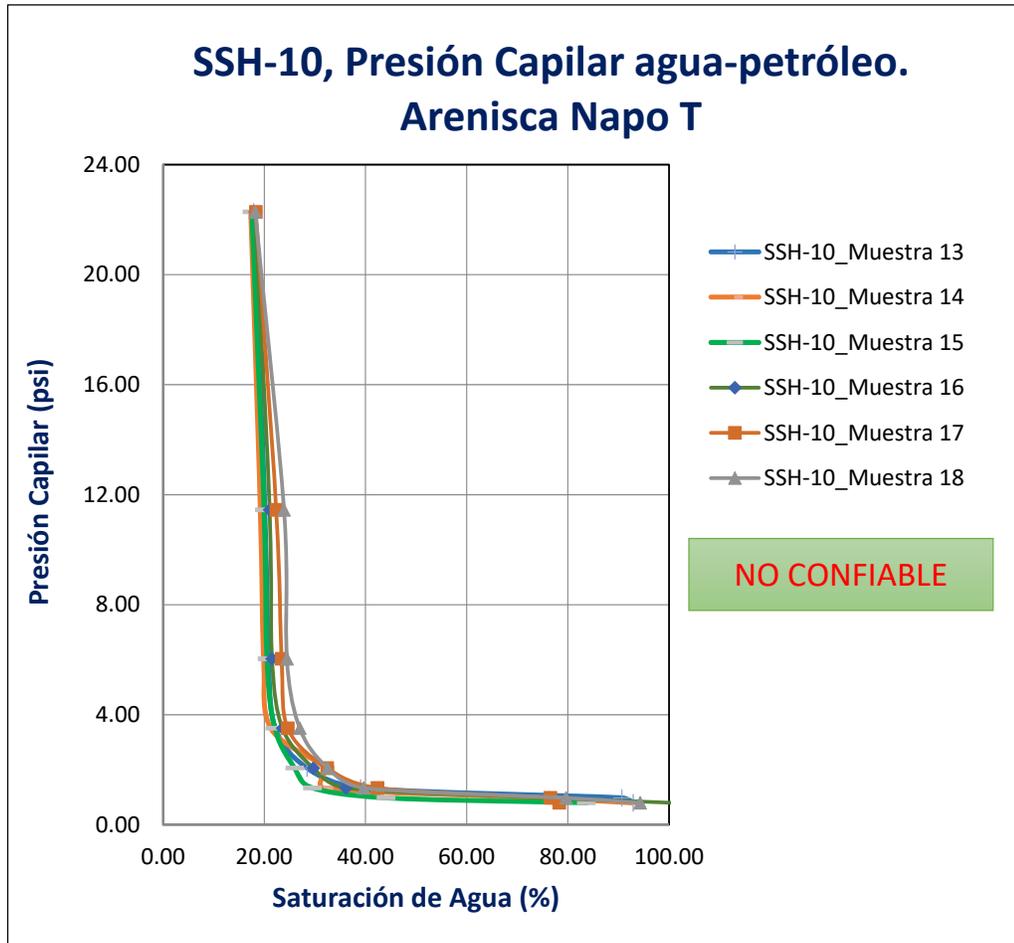


Figura 32. Ensayos de presión capilar plato poroso a condiciones STD, reservorio T. (CuyabenoPetro & (Sand Energy, 2019))

De los 12 ensayos se han descartado los 6 del pozo Sansahuari B-010, porque parece muy sospechoso debido a una posible manipulación de datos por el perfil de curvas muy pegadas. En la Tabla 7 y la Figura 31, se observan las muestras validadas de presión capilar y sus características de porosidad, permeabilidad y saturación irreducible de agua.

Tabla 9. Datos validados de análisis de presión capilar, Napo T

Pozo	Zona	Muestra	Profundidad (ft)	Porosidad (dec)	Perm (mD)	Swirr (dec)
CYB-21	Napo T	1	7780-81	0.186	336	0.188
CYB-21	Napo T	2	7794-95	0.213	1737	0.175
CYB-21	Napo T	3	7795-96	0.196	1040	0.237
CYB-21	Napo T	4	7808-09	0.219	1649	0.136
CYB-21	Napo T	5	7810-11	0.174	849	0.201
CYB-21	Napo T	6	7812-13	0.161	630	0.276

3.1.2.4 Modelado de la Saturación Irreducible de Agua

A partir de los datos de núcleos disponibles de T se buscó relacionar la saturación de agua irreducible y la porosidad (método de Buckles). Con los datos de los ensayos de presión capilar y porosidad de núcleo, se llegó a definir una curva de Swirr que sea de uso exclusivo para Napo T. La ecuación de la curva que ajusta a los puntos de medición generó la siguiente regresión matemática ver Figura 33.

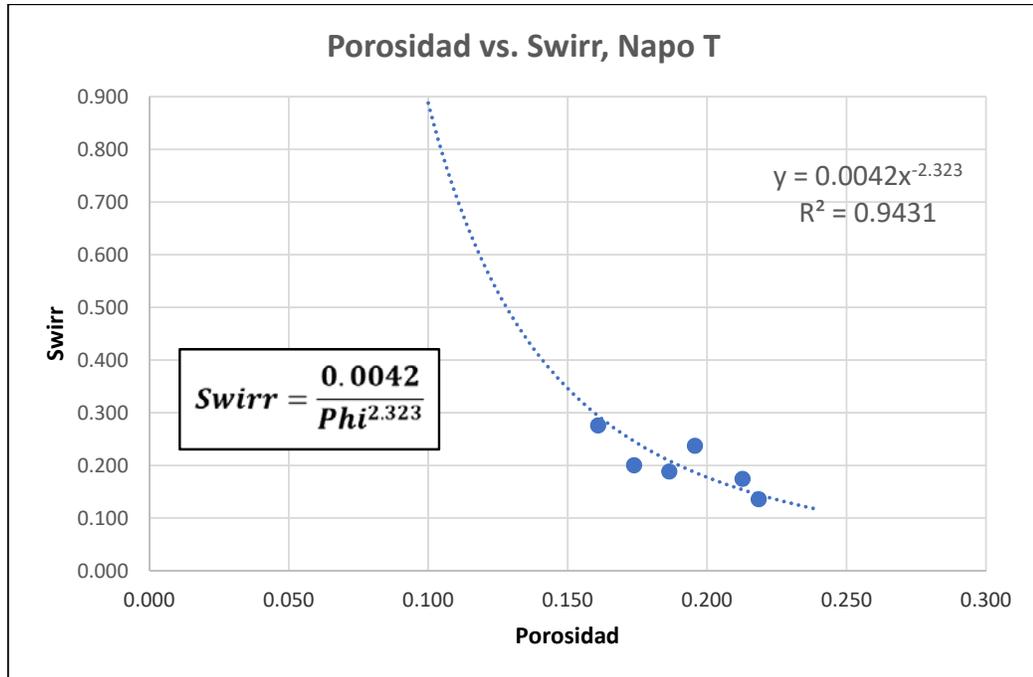


Figura 33. Relaciones Swirr vs. Phi, Napo T.

CuyabenoPetro & (Sand Energy, 2019)

3.1.2.5 Modelo del Volumen de Arcilla

Para el cálculo del volumen de arcilla se utilizó una combinación entre los métodos de Gamma Ray y el gráfico cruzado densidad vs. Neutrón (X plot NPHI-RHOB) como se muestra en la Figura 34, el método de densidad neutrón conocido también como doble indicador de arcilla, trabaja con el principio de “línea limpia” y “punto arcilloso”. El volumen de arcilla es calculado como la distancia medida entre el área limitada de las dos líneas que limitan la zona limpia y arcillosa del reservorio. Este método es más confiable en aquellas zonas afectadas en presencia de glauconita y caolinita en donde el GR estima más alta arcillosidad.

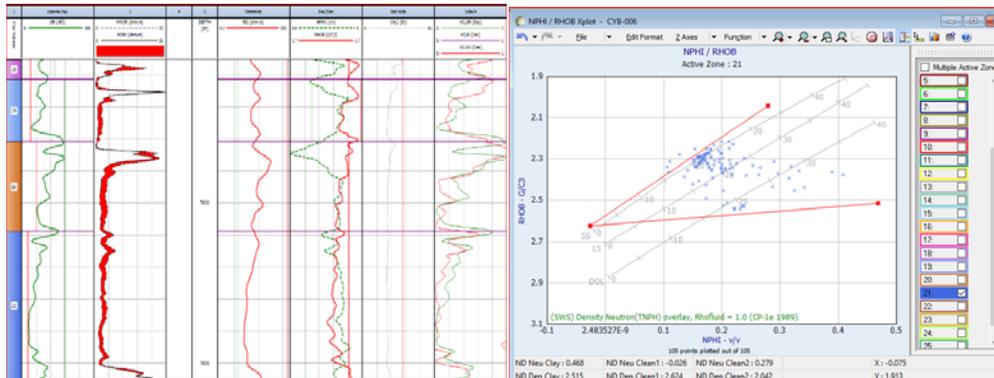


Figura 34. Modelo de arcillosidad, Pozo SNSB0-10, ejemplo Napo T.

Utilizar los dos métodos combinados es una muy buena recomendación ya que se logra estimar mejor el volumen de arcilla debido a la afectación mineralógica que se tiene en zonas afectadas por minerales como la glauconita y caolinita, en donde el modelo Densidad-Neutrón identifica mejor las zonas de arenisca donde podría estar afectado el GR total.

En las láminas delgadas de los reportes de núcleos del campo para Napo T, las areniscas muestran menor arcillosidad total comparado con las evaluaciones que indican los cálculos de VCL en los registros eléctricos, es decir se podría estar subestimando la capacidad de almacenamiento y flujo. Solo si la presencia de glauconita es muy alta (según secciones delgadas mayores a 10% en peso), las areniscas serían muy apretadas de baja porosidad.

3.1.2.6 Cálculo de la Porosidad

La porosidad en este trabajo fue representada como la fracción porosa por unidad de volumen (0.1-1) o en porcentaje (0-100%). Se determinó la porosidad a partir de la curva RHOB en areniscas, se usó $Rhoma = 2.65 \text{ gr/cc}$ y el $DTma = 55.5 \text{ us/ft}$. En zonas de interés, con presencia de glauconita podrían presentarse resistividades entre los 6-10 ohm.m, siendo necesario ajustar la porosidad, variando la densidad de la matriz a $Rhoma$ entre $2.68 - 2.75 \text{ gr/cc}$, y el $DTma$ $45 - 50 \text{ us/ft}$.

Es recomendable ajustar los parámetros de la matriz, ya que como se ha visto en los análisis RCA, la porosidad de núcleo es mayor a la de registro eléctrico de pozo. Además, es importante anotar que las zonas con glauconita, se ven como permeables y porosas según los registros de microlog, caliper y SP ver un ejemplo del pozo CYB-006 en la Figura 35.

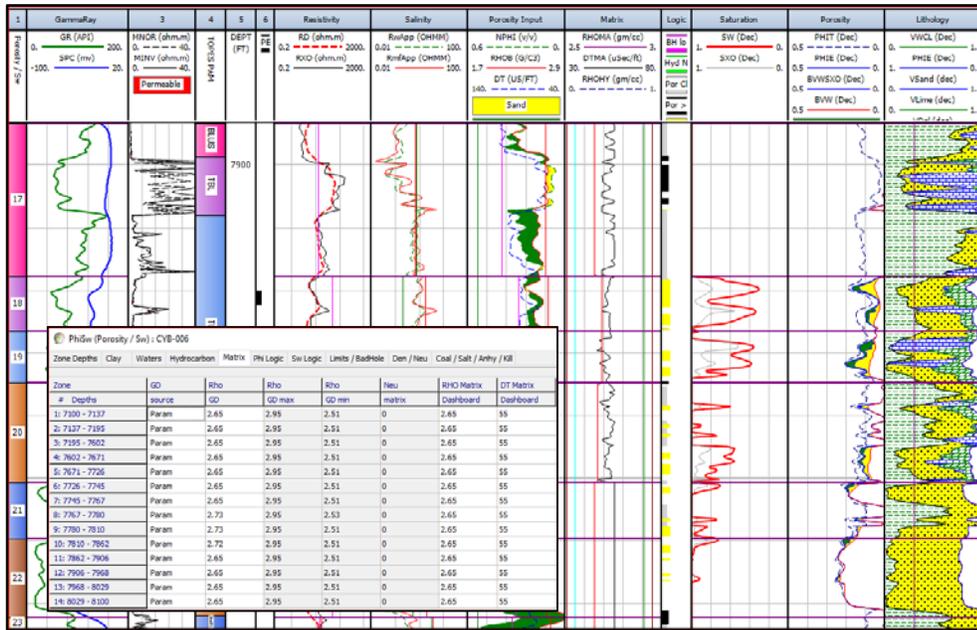


Figura 35. Cálculo de Porosidad, Swirr y Sw, Pozo CYB-006, Napo 7.

3.1.2.7 Salinidades del Agua de Formación y Saturación de Agua

Para el cálculo de la saturación de agua (Sw) uno de los parámetros críticos e input de cálculo en el programa de computo es el Rw, el cual se determinó de dos maneras: la primera fue utilizando los valores de salinidad conocidos por los estudios físicos-químicos, los cuales se ploteó en el diagrama Gen 6 de Schlumberger (Tabla 10 y Figura 36), el mismo que relaciona la temperatura de reservorio, la salinidad de formación y estima la Rw de formación. Cuando no se tiene la salinidad de formación, se estima a partir de los análisis de registros usando el método de Pickett Plot y Resistividad aparente de agua, para esto se seleccionaron los pozos ubicados en la parte baja de la estructura donde se leyó RD que sería el valor de la Rt en la zona 100% saturada de agua (Ro), una vez calculada la porosidad en esta zona se procedió a calcular la resistividad del agua aparente (RWA) y estimar la salinidad para estas zonas de agua, es decir esta metodología podría resultar en un proceso interactivo.

Tabla 10. Valores de Rw y Salinidades usados para T Superior

VALORES DE SALINIDAD CYB-SNS			
RESERVORIO	Ro (ohm.m)	Rw (ohm.m)	Salinidad
TSUP	4.29-6.1	0.19-0.23	9000-11000
TINF	3.39-4.29	0.13-0.19	11000-17000

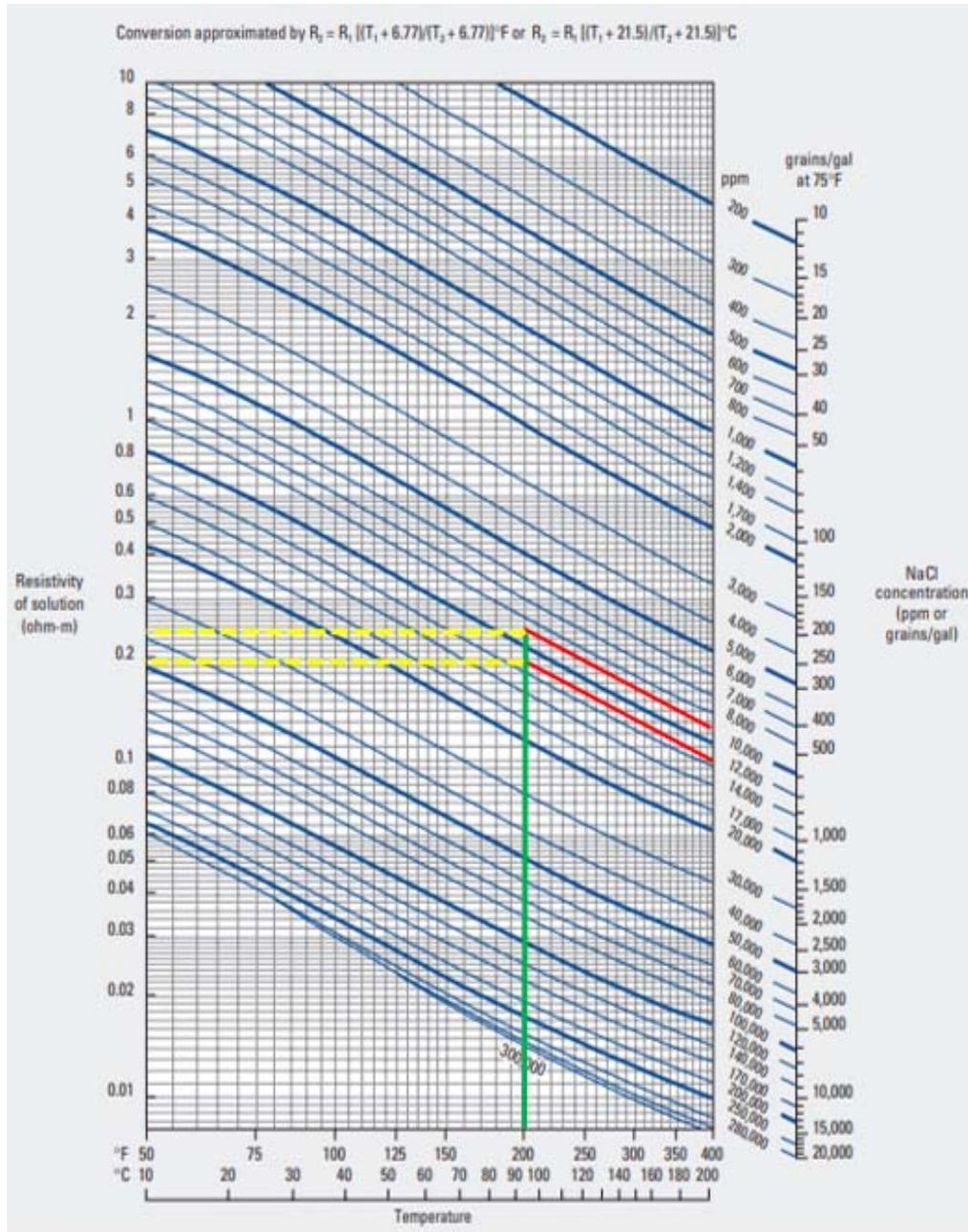


Figura 36. Diagrama Gen 6 (Schlumberger) para estimar R_w a partir del gradiente de temperatura y la salinidad, Napo T.

(Log interpretation chart)

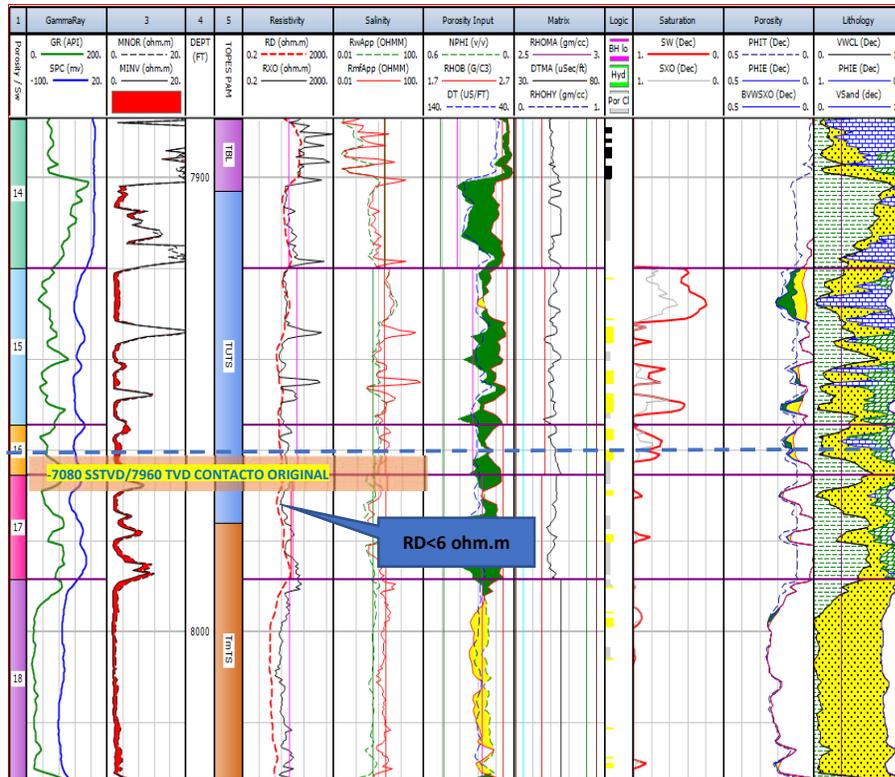


Figura 37. Estimación de R_w y salinidad, pozo Cuyabeno-005 (Bajo estructural).

En el reservorio Napo T, los estimados por medio de registros oscilan entre 9000 – 11000 ppm NaCl (valores que reflejan la afectación de los registros), o $R_w = 0.13 - 0.2$ ohm-m, para una $R_o < 6$ ohm-m, que indica estar en zona 100% agua en arena limpia.

En la Figura 37, se muestra un plot del cálculo de S_w , en el módulo integrado de PHI/ S_w del programa DSP, allí se puede notar la calibración de la porosidad, saturación de agua con las mediciones de presión capilar. Las observaciones para aplicar los modelos de S_w están en función de la salinidad del agua de formación y cuan arcillosas sean las areniscas, en el caso del Campo Cuyabeno Sansahuari, se observa que la salinidad es menor de 100000 ppm de NaCl, y el método adecuado para el cálculo en arenas arcillosas con estas salinidades es el modelo de Indonesia.

En presencia de glauconita se debe tener en cuenta que se necesita calibrar los parámetros m y n , de tal forma que la curva S_w se acerque a la curva S_{wirr} , esto es posible si $m = n = 1.5$. En resumen, para zonas con glauconita se debe compensar de la siguiente manera:

$$R_t < 10 \text{ ohm-m,}$$

$$m = n = 1.5$$

Rhoma = 2.68 – 2.75 gr/cc

DTma = 45 – 50 us/ft

3.1.2.8 Modelo de Permeabilidad

Para el cálculo de la Permeabilidad absoluta se utilizó una ecuación modificada a los parámetros de Timur (a=8581, b= 4.4) porque fue adaptada a la zona de estudio tomando en consideración las mediciones de núcleos K, Phi y las muestras de presión capilar disponibles (comunicación verbal de Ing. Jose Leal), en tal sentido se obtuvo una relación genérica en función de la porosidad y la saturación irreducible de agua. La Ecuación genérica de permeabilidad absoluta para el área Cuyabeno Sansahuari, reservorio T, quedo con las constantes a=11000, b=4, y c=2 ver Figura 38.

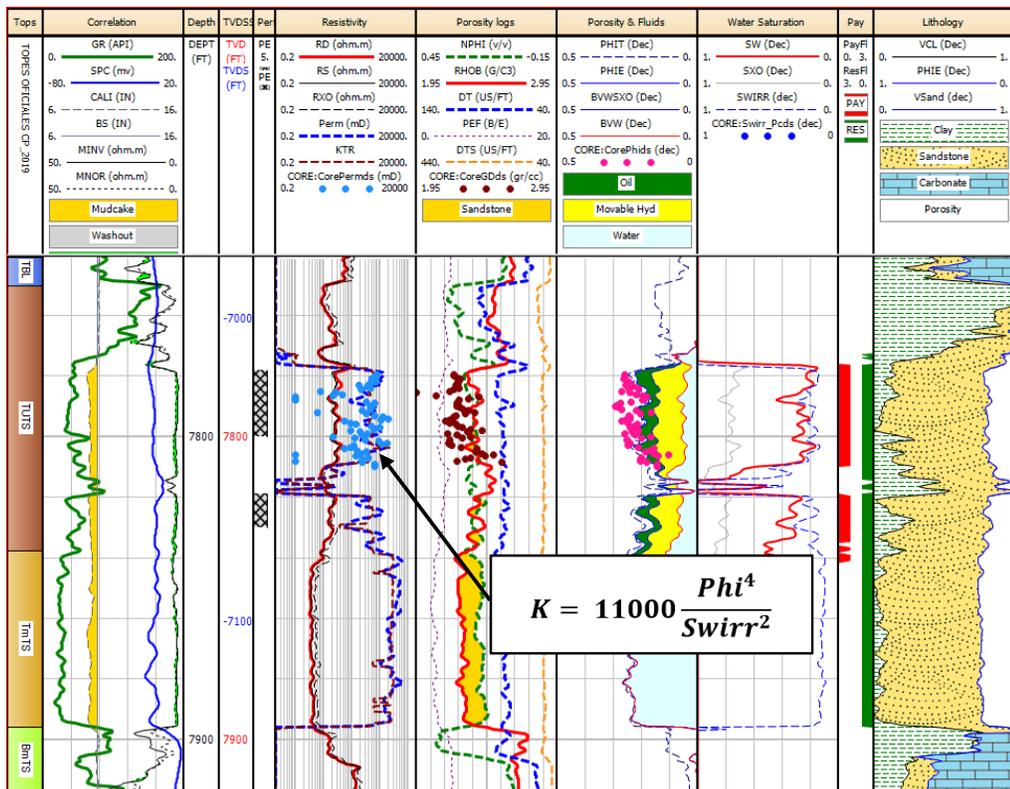


Figura 38. Calibración de la permeabilidad absoluta con el registro eléctrico de pozo, Pozo SNSB-010 Napo T.

(Sand Energy, 2019)

3.1.2.9 Cortes de Saturación, Porosidad y Volumen de Arcilla

Para el cálculo de las zonas saturadas de hidrocarburos en el reservorio Arenisca T Superior, se utilizaron los siguientes criterios de corte o Cutoffs

(validados con los datos de producción) en las evaluaciones de registros eléctricos:

- Volumen de arcilla (VCI) > a 50%
- Porosidad efectiva (ϕ_e) > al 8%
- Saturación de Agua (S_w) > al 50%

3.1.2.10 Análisis de Tipos de Roca, Napo T

Determinar un tipo de roca no es más que clasificar a las rocas reservorio en distintas unidades con características geológicas y petrofísicas únicas, existen algunos métodos como el de Winland R35, que agrupa los tipos de roca en función del radio poral calculado al 35% de saturación en una prueba de inyección de mercurio (Gunter, y otros, 2014), y el segundo es el método de unidades hidráulicas utilizado en reservorios clásticos, que permite clasificar unidades de flujo a través de la obtención de relaciones porosidad-permeabilidad (Amaefule, Atunbay, Tiab, & Kerker, 1993).

El método utilizado en la determinación de tipos de roca fue el de unidades hidráulicas, que consiste en la clasificación de unidades de flujo, para esto se aplicó la metodología del Reservoir Quality Index/ Indicador de Zona de Flujo (RQI/FZI) que considera el cambio de radio de gargantea de poro, distribución de grano y poro.

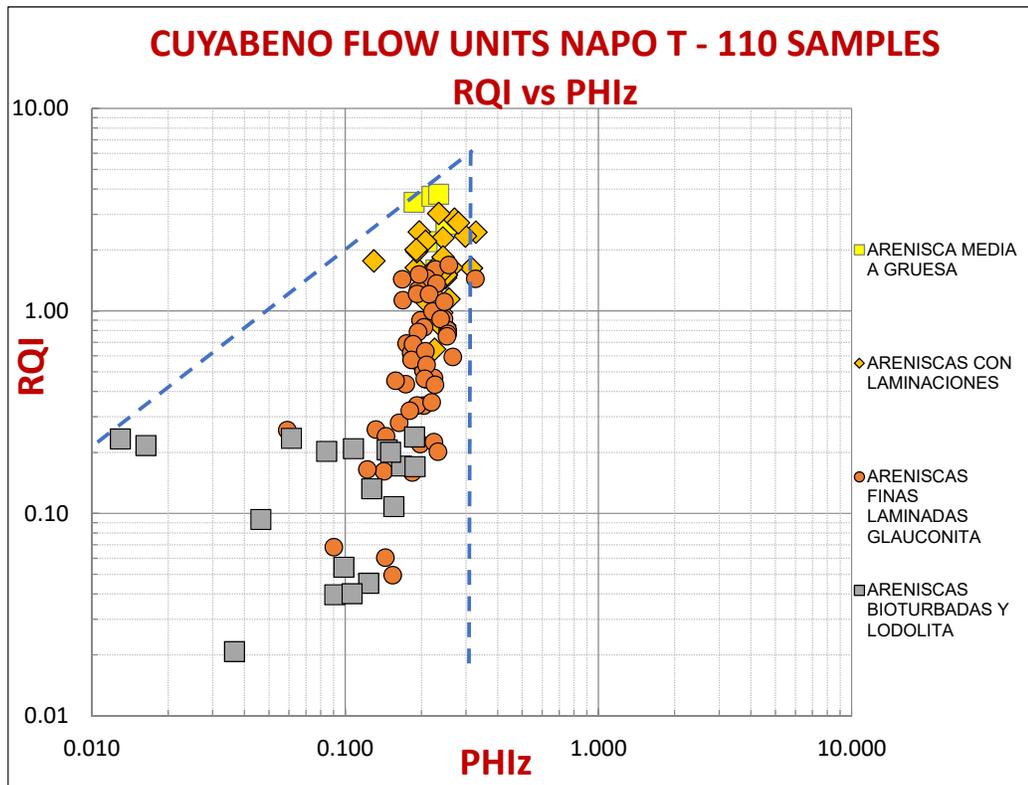


Figura 39. Identificación de posibles unidades de flujo según Litotipos, según datos de K/Phi.

Modificado de (Sand Energy, 2019)

En una grafica log-log de RQI vs. PHIZ de la Figura 39, se puede visualizar las posibles variaciones en tipos de roca que pueden existir en T Superior de acuerdo a la información de los núcleos, en este caso se tabularon las mediciones de porosidad, permeabilidad, RQI, FZI y Litotipos determinados en las descripciones sedimentológicas; el ranqueo se hace desde el punto de vista de los Litotipos observados, basado en tamaño de grano, laminaciones, bioturbaciones, presencia de glauconita, y facies lodosas. Una vez tabulados todos los datos K/Phi se grafican desde FZI mayor a menor. En la Figura 39 se puede apreciar que las muestras de núcleos para la arenisca T Superior presentan más de un tipo de roca, con diferentes propiedades de flujo de fluido.

Para determinar los tipos de roca, se ploteó los valores de porosidad y de permeabilidad (K/PHI) de los núcleos de los pozos, en un gráfico semi-log, La agrupación de litofacies en función de la calidad de roca, o K/Phi, ha permitido agruparlas en cuatro Litotipos principales que serían:

- **Litotipo 1:** Areniscas limpias, masivas, de tamaño de grano medio a grueso.

- **Litotipo 2:** Areniscas con laminaciones, de grano medio a fino, con presencia de glauconita en algunos casos.
- **Litotipo 3:** Areniscas laminadas glauconíticas y/o con bioturbaciones, grano fino a muy fino.
- **Litotipo 4:** Areniscas cementadas y/o bioturbadas, con arcillas y lodolitas, grano muy fino.

Según la Figura 40, se pudo identificar 4 posibles unidades de flujo (UF). La UF1 sería la roca de mayor capacidad de flujo, areniscas muy limpias de grano grueso a medio, la UF2 son areniscas limpias también, grano medio a fino, y presencia de laminaciones, pero de relación K/Phi menor, UF3 son de tamaño de grano fino a muy fino, en esta unidad de flujo, hay incremento en laminaciones con efectos mineralógicos tales como presencia de caolinita, glauconita, siderita y cemento calcáreo, que empeoran la capacidad de flujo. La UF4 sería la roca casi sello, correspondiente a arenas arcillosas/lodosas, bioturbadas y/o cementadas, tamaño de grano muy fino (no se definió tipo de roca para las calizas) modificado de (Sand Energy, 2019).

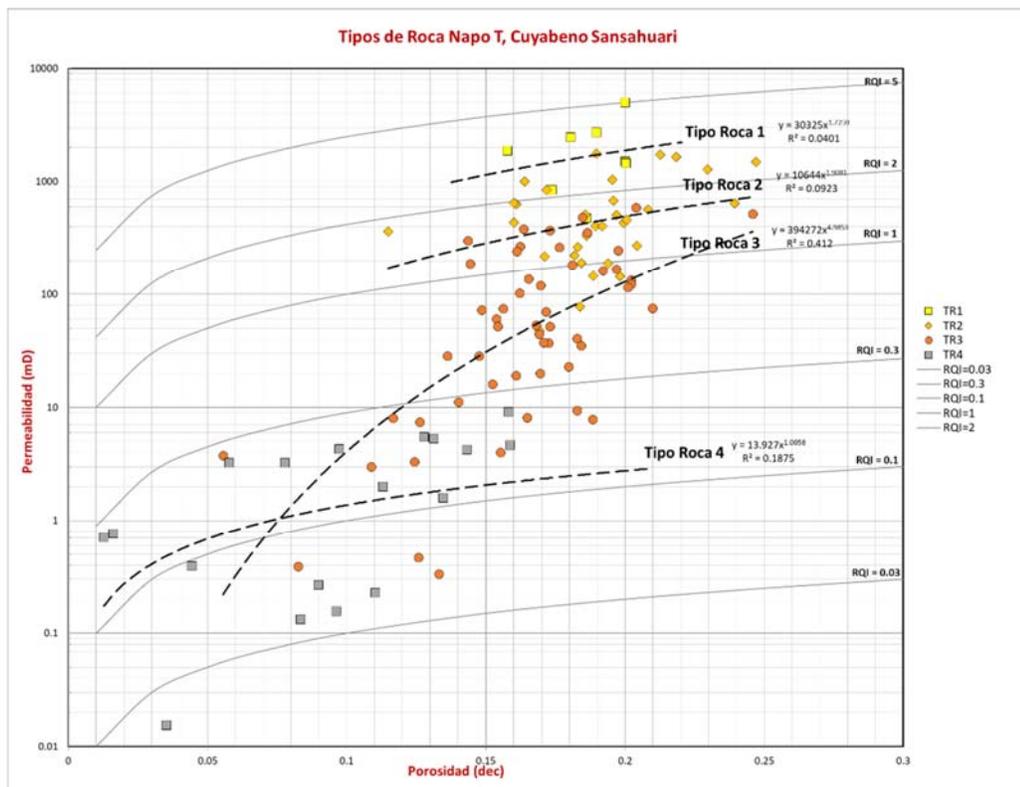


Figura 40. Tipos de roca según relación K/Phi y Litotipos.

Modificado de (Sand Energy, 2019).

Los valores de RQI en el diagrama semilog K/Phi han sido tomados de campos análogos por sus similares características de roca (Palo Azul, Sacha) (comunicación verbal Ing. Jose Leal). Integrando la información sedimentológica y las características de RQI, se procedió a describir los tipos de roca de Napo T mediante la siguiente clasificación (Amaefule, Atunbay, Tiab, & Kerker, 1993):

- Tipo Roca 1: RQI >= 2.6, Megaporo y Macroporo
- Tipo Roca 2: 2.6 > RQI >= 0.7, Macroporo y Mesoporo
- Tipo Roca 3: 0.7 > RQI >= 0.2, Mesoporo y Microporo
- Tipo Roca 4: RQI < 0.25, Micro y Nanoporo, roca sello.

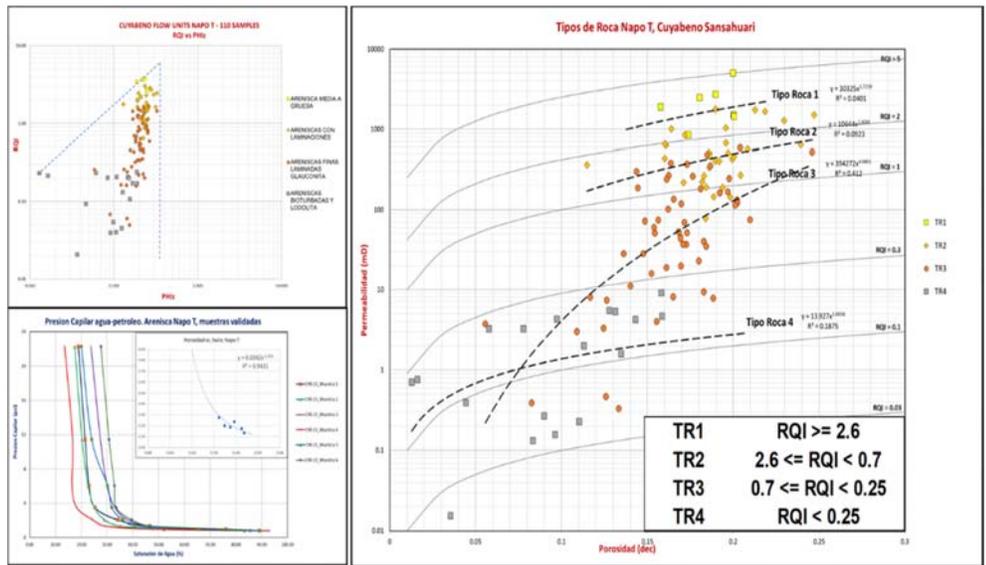


Figura 41. Tipos de roca según relación K/Phi y Litotipos, Napo T

Modificado de (Sand Energy, 2019).

En el gráfico de porosidad vs. permeabilidad de la figura 3.41, se sacaron las regresiones matemáticas (curvas) de la hoja de cálculo, de donde se tomaron los principales parámetros de cada curva, los mismos que permiten determinar las nuevas ecuaciones de permeabilidad para cada tipo de roca, así para Napo T se tienen las siguientes relaciones matemáticas:

$$\begin{aligned}
 K_{TR1} &= 30325 * Phi^{1.7259}, R^2 = 0.0401 \\
 K_{TR2} &= 10644 * Phi^{1.9081}, R^2 = 0.0923 \\
 K_{TR3} &= 394272 * Phi^{4.9853}, R^2 = 0.412 \\
 K_{TR4} &= 13.927 * Phi^{1.0058}, R^2 = 0.1875
 \end{aligned}$$

Para la Arenisca T Superior, se ha determinado el siguiente histograma de distribución de la Figura 42, el cual define la proporción de cada tipo de roca en el reservorio. En este caso el tipo de roca dominante es el tipo de roca 4 y

en menor proporción el tipo de roca 2 y 3. Muy escasos son los niveles con características de tipo de roca 1 (CuyabenoPetro_Modelo Estático).

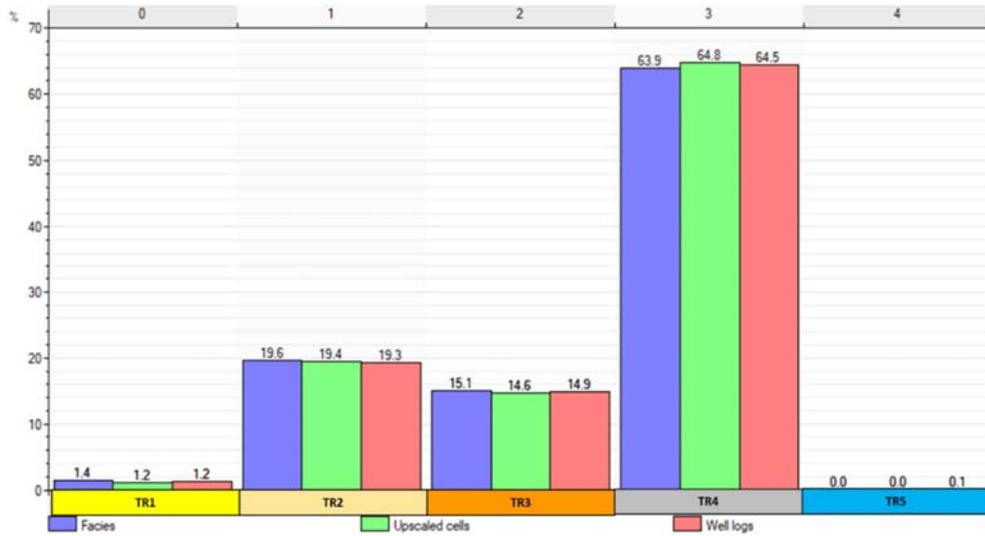


Figura 42. Histograma de distribución de tipo de roca para T Superior.

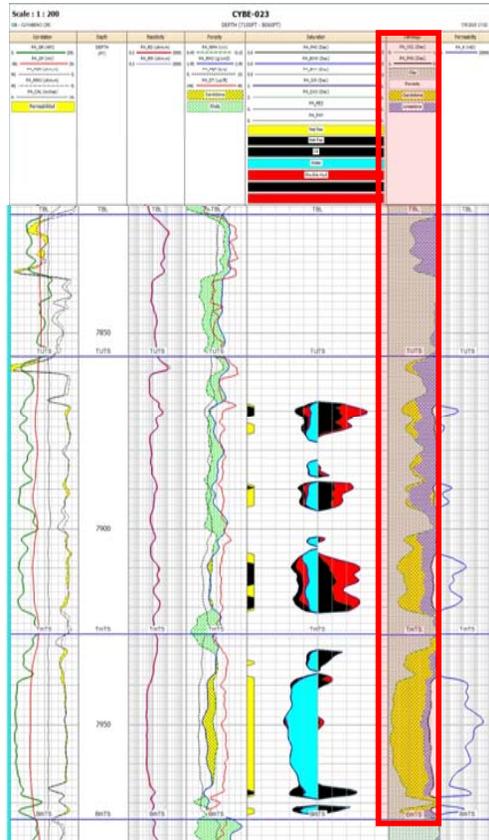
3.2 COMPARACIÓN DE LOS VOLÚMENES DE PETRÓLEO ACTUALES CON LOS VOLÚMENES CALCULADOS POR PETROAMAZONAS EP.

En adelante se hace una comparación de resultados, entre las evaluaciones que fueron usadas por el equipo negociador de CuyabenoPetro (Avansia) que fueron entregadas por Petroamazonas E.P, durante el proceso de adjudicación del Campo Cuyabeno Sansahuari (rondas petroleras del 13 de marzo del 2018), y la nueva interpretación petrofísica del año 2019 (CuyabenoPetro), y que se ha hecho mención en este trabajo.

Es importante indicar que las evaluaciones petrofísicas, así como cualquier otra interpretación, son metodologías que dependen de cada intérprete, en este trabajo se pretende indicar, como el uso de la mayor cantidad posible de información que incluye el dato duro de núcleos y realizando los ajustes y correcciones apropiados, los resultados podrían verse afectados substancialmente.

En las Figuras 43-46, se muestran los plots de las interpretaciones petrofísicas de algunos de los pozos del campo, con el objetivo de visualizar las diferencias obtenidas en el cálculo de los principales parámetros como Volumen de arcilla (VCI), porosidad (Phie, PhiT), Reservorio, NetPay, Swirr, etc. Se muestran dos gráficos: a la izquierda las evaluaciones del 2015 y a la derecha a las evaluaciones 2019.

EVALUACIÓN ANTERIOR



NUEVA EVALUACIÓN

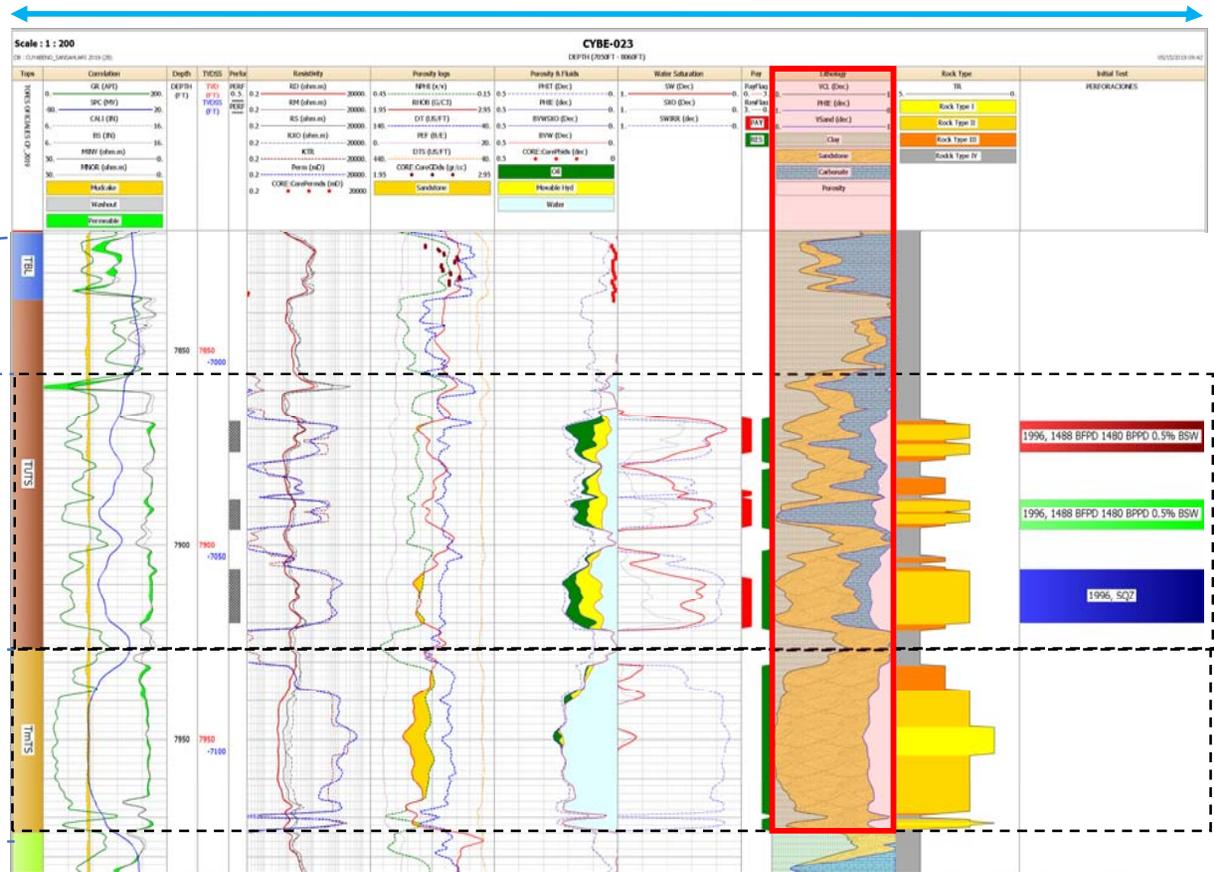
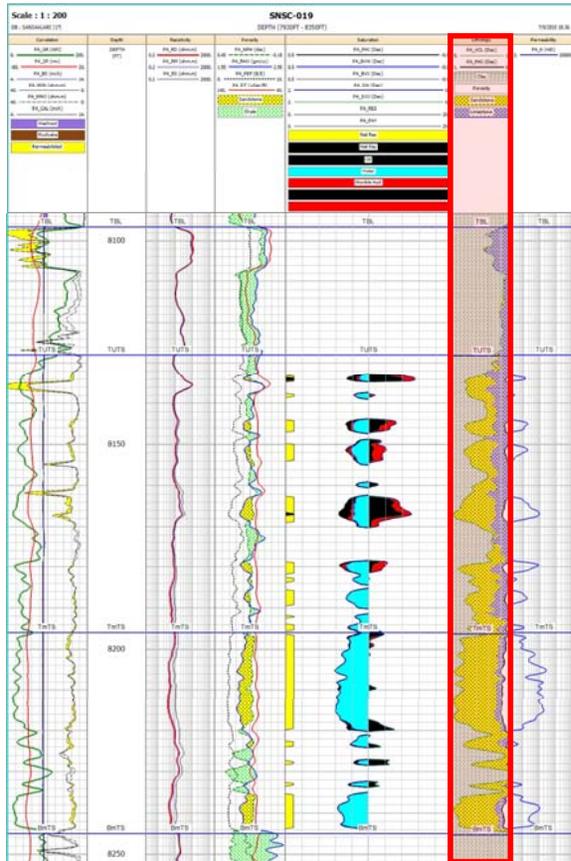


Figura 43. Evaluación petrofísica del pozo CYBE-023.

EVALUACIÓN ANTERIOR



NUEVA EVALUACIÓN

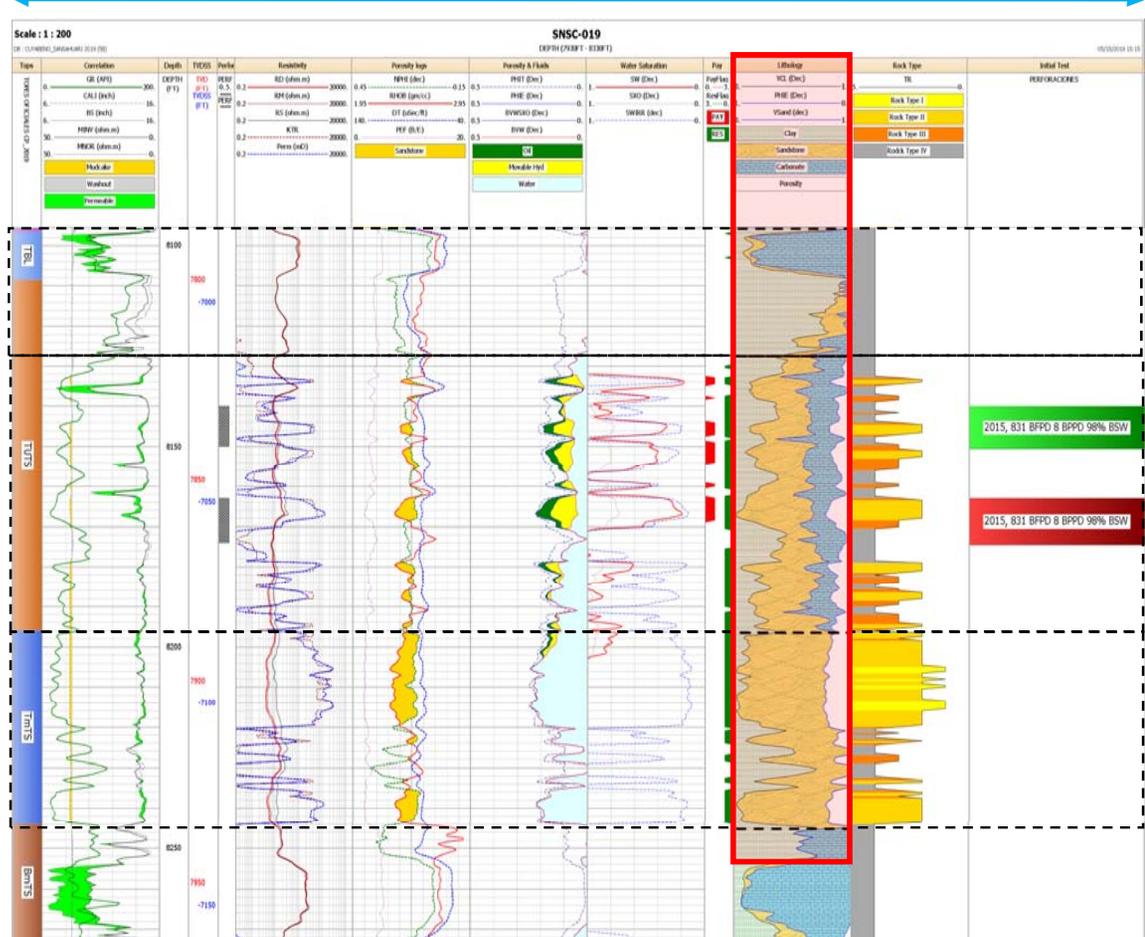
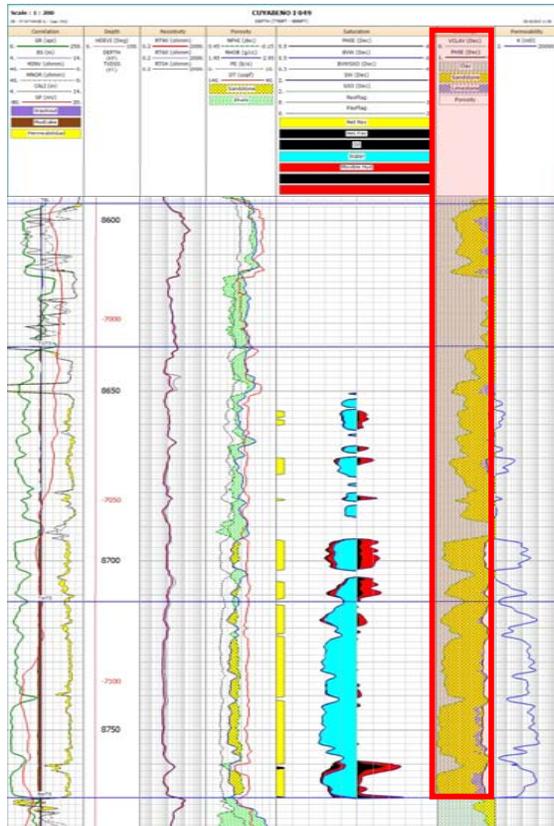


Figura 44. Evaluación petrofísica del pozo SNSA-019.

EVALUACIÓN ANTERIOR



NUEVA EVALUACIÓN

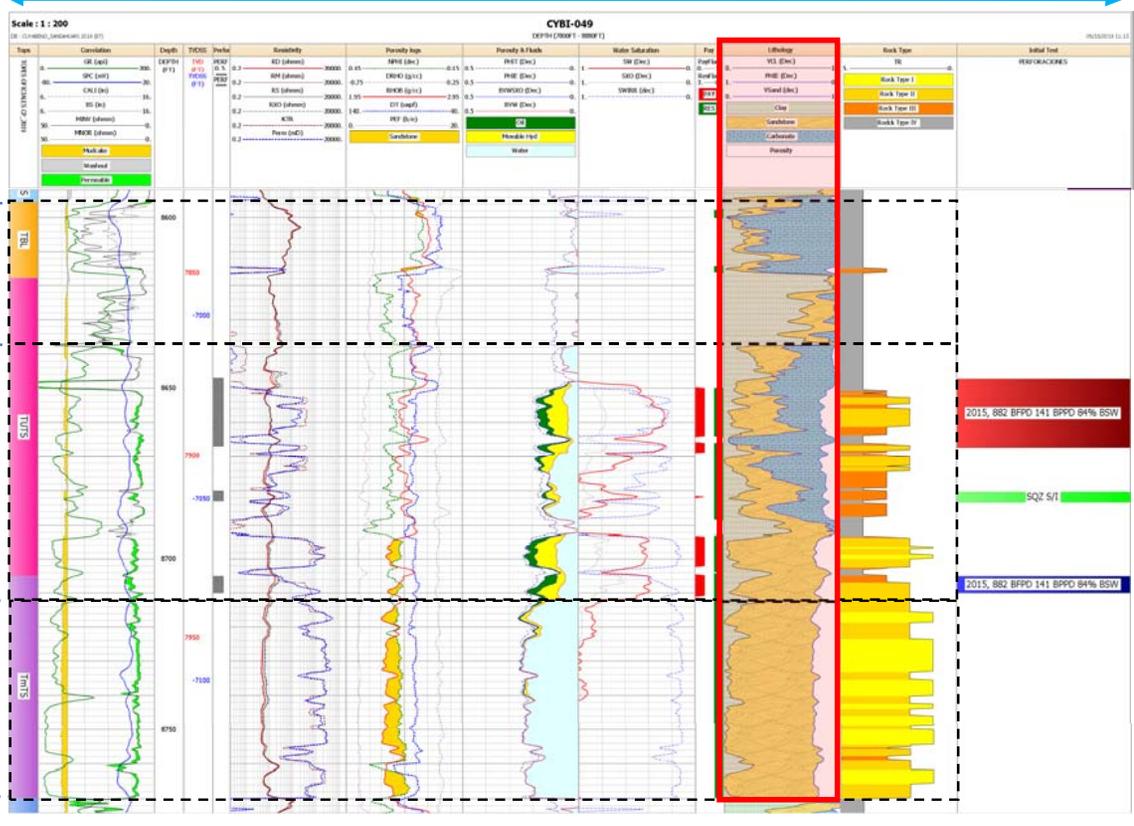
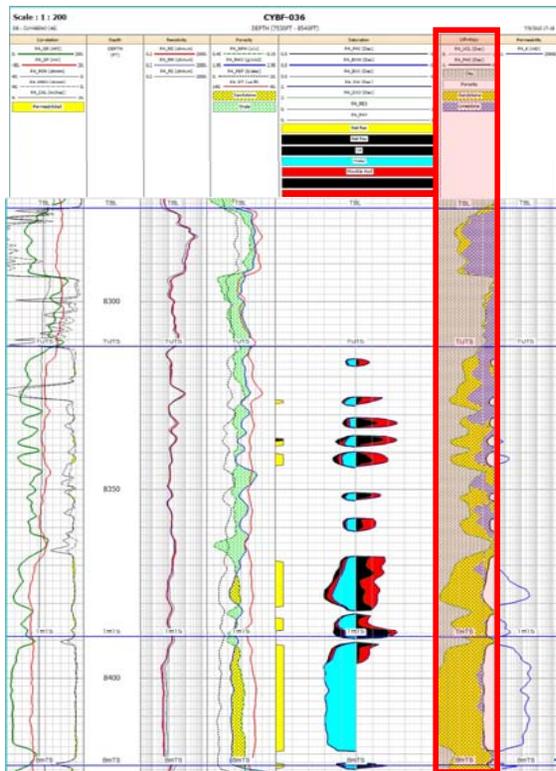


Figura 45. Evaluación petrofísica del pozo CYBI-049.

EVALUACIÓN ANTERIOR



NUEVA EVALUACIÓN

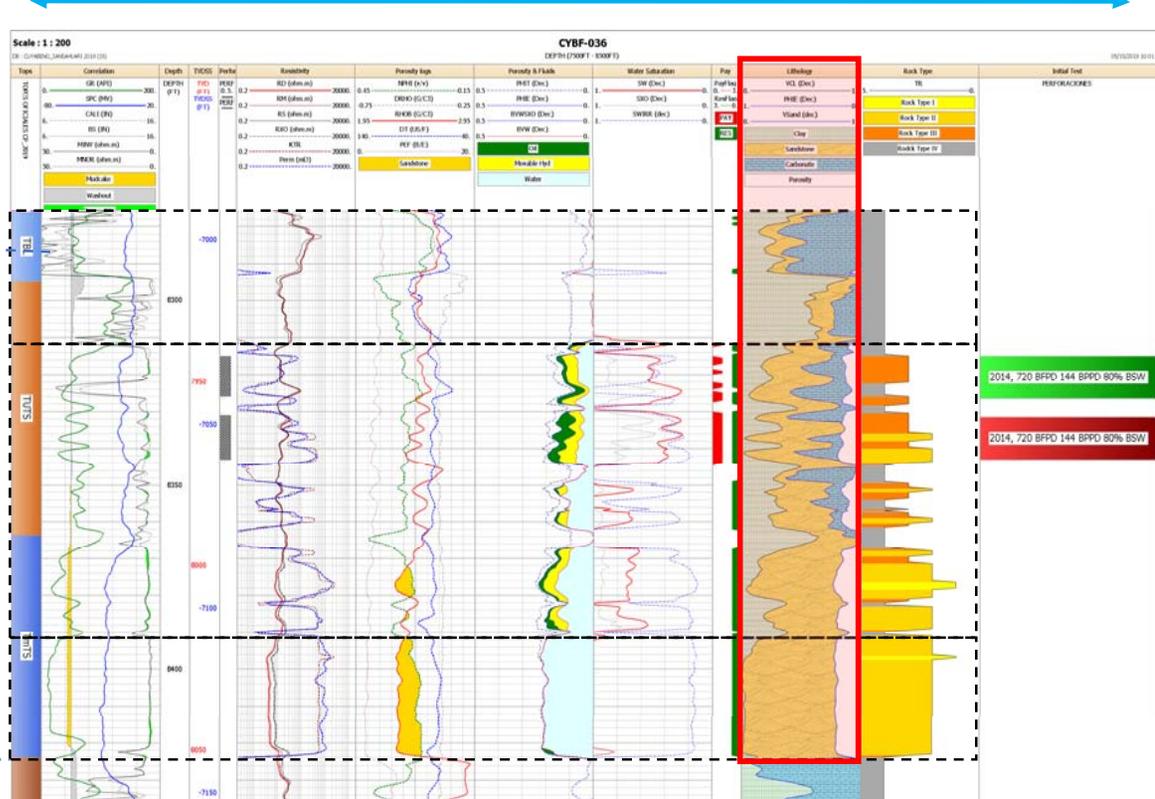


Figura 46. Evaluación petrofísica del pozo CYBF-036.

A pesar de que se muestran 4 casos a manera de ejemplo, se podría indicar que estas diferencias pueden extenderse a todo el campo. A nivel de campo se genera un impacto significativo en la subestimación de los parámetros petrofísicos lo cual afecta directamente en los cálculos de petróleo original in situ (POES), este último parámetro indica la cantidad de petróleo que tiene un campo petrolero, lo cual es un factor decisivo en caso de que se requiera establecer un proyecto de negocio basado en reservas de petróleo.

3.2.1 EFECTO DE LA MINERALOGÍA EN LOS REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZO

En las evaluaciones realizadas en el 2015, no se miró con minuciosidad el efecto que causa las arcillas en los poros especialmente contribuida por la presencia de glauconita, caolinita, y siderita la cual enmascara el volumen de arcilla presente. En las figuras 43-46 se pudo evidenciar como en el estudio anterior, las arenas se interpretan como más arcillosas debido al efecto de usar solamente la curva de GR y por ende esto tenía una implicación en lecturas más bajas de porosidad.

Determinar los métodos adecuados para estimar los volúmenes de arcilla es clave, por ejemplo, no se recomienda usar solamente la curva de GR, sino combinarlas con las curvas de RHOB-NPHI como doble indicador para no sobreestimar la arcillosidad. Los datos tabulados de porosidad y porcentaje de arcilla de los núcleos permiten constatar que la roca es más limpia de lo originalmente se pensó.

En las zonas con glauconita, otro parámetro que sufre un efecto mineralógico es la resistividad, la cual podría verse afectada por la ocurrencia de hierro en sus moléculas, es por ello por lo que podríamos tener un efecto de Low Resistivity Pay asociado a la parte superior de T Superior. Las zonas con presencia de glauconita podrían presentar resistividades cercanas a los 6 ohm.m, siendo necesario ajustar la porosidad, simplemente cambiando la densidad la matriz a $R_{homa} = 2.68 - 2.75 \text{ gr/cc}$, y el $DT_{ma} = 45 - 50 \text{ us/ft}$.

De los ensayos de presión capilar (P_c) para las muestras validas, se logró determinar que la Saturación de agua irreducible (Sw_{irr}) varía entre 14 y 28% para Napo T ver Figura 47, es importante recordar que a mayor Sw_{irr} se podría entender que la roca presenta mayor presencia de arcillas en el caso de T Superior constituiría la glauconita, lo cual da una idea de agua en las arcillas que no es agua libre.

En la interpretación del 2015, al parecer no se utilizó los datos de núcleos y ensayos de Pc que permitiese establecer relaciones entre Swirr y porosidad, por lo que no se presenta esta curva en los plots de Petroamazonas E.P.

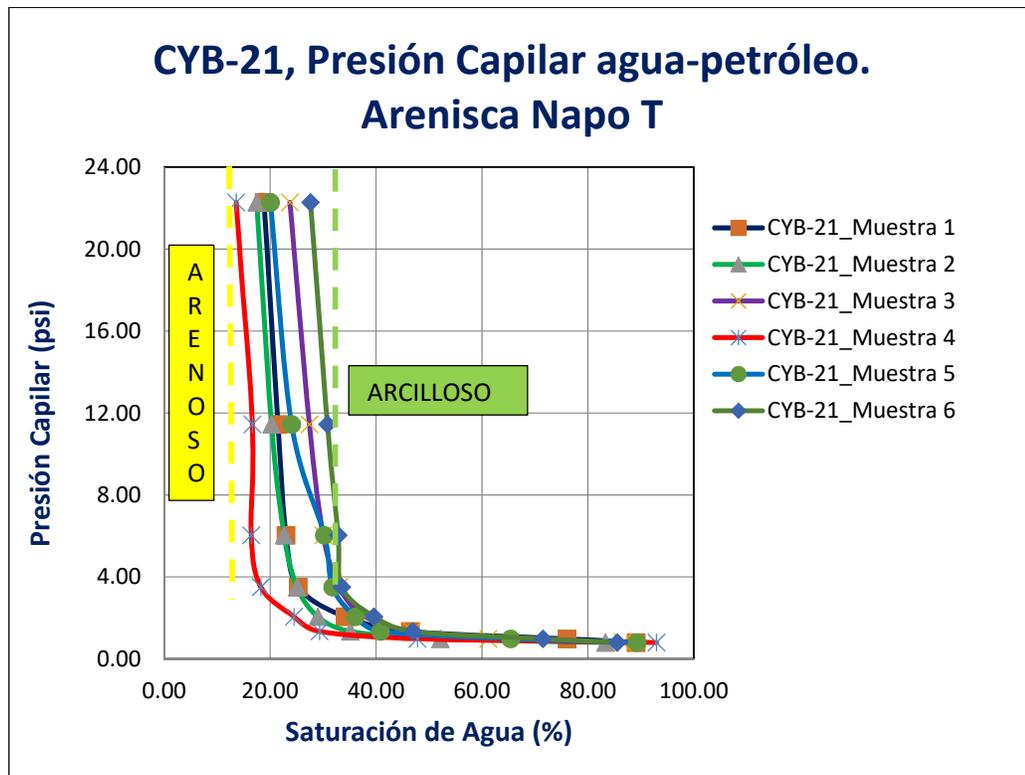


Figura 47. Presión Capilar agua-petróleo Napo T.

3.2.2 IMPACTO DEL USO DE LOS PARAMETROS PETROFISICOS EN EL CALCULO DEL POES

Los datos de entrada para el cálculo del POES fueron los principales parámetros petrofísicos del reservorio T Superior de los 93 pozos perforados, estos datos se muestran en las Tablas 11 y 12.

Más adelante en la Tabla 13 se muestran los cálculos de petróleo original in situ para el reservorio T Superior, el mismo que toma como datos de entrada las superficies limitadas por el LIP tanto de Petroamazonas (-7065 ft SSTVD) como la que se interpretó en este trabajo (-7077 SSTVD) en la Tabla 13, además se incluyó los nuevos valores promedio de los parámetros petrofísicos como porosidad efectiva (Φ_e), Saturación de agua (S_w), y volumen total de roca.

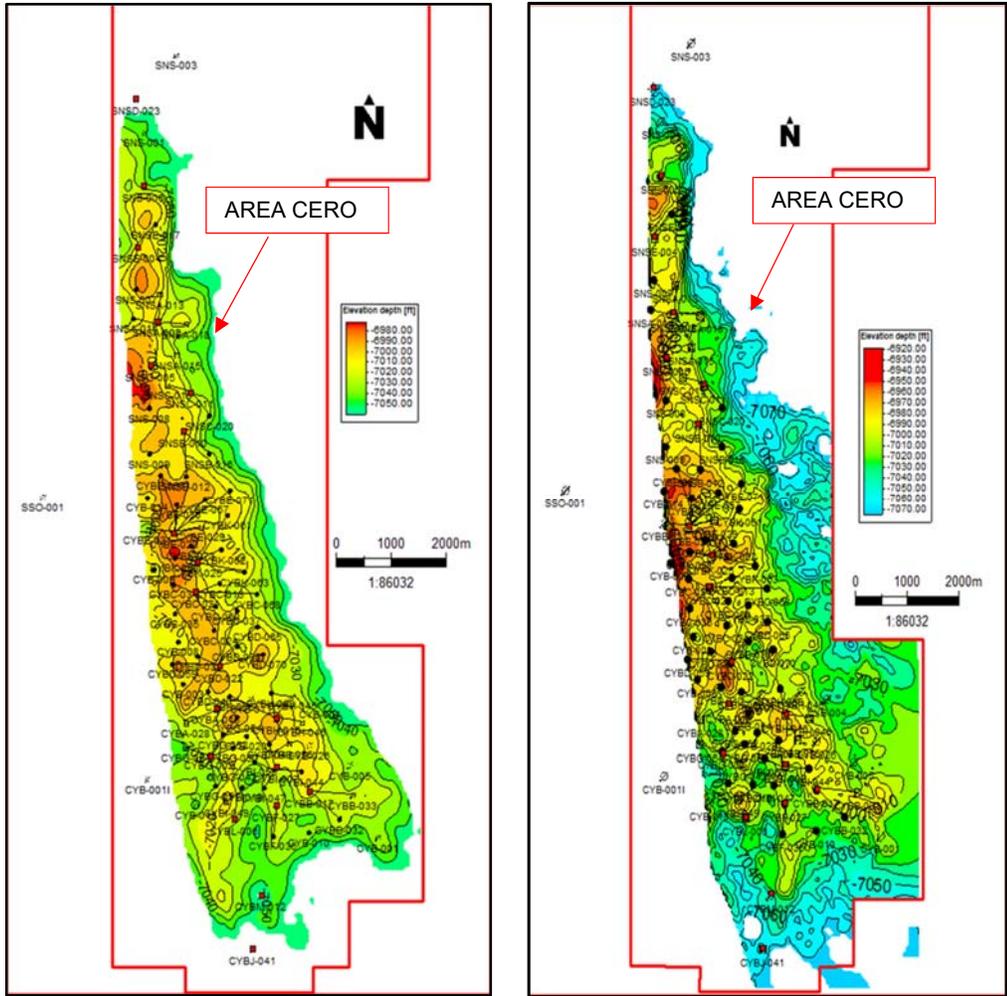


Figura 48. Mapas estructurales usados para los cálculos de POES, a la izquierda el mapa de Petroamazonas, y a la derecha el mapa de CuyabenoPetro a nivel de Napo T Superior.

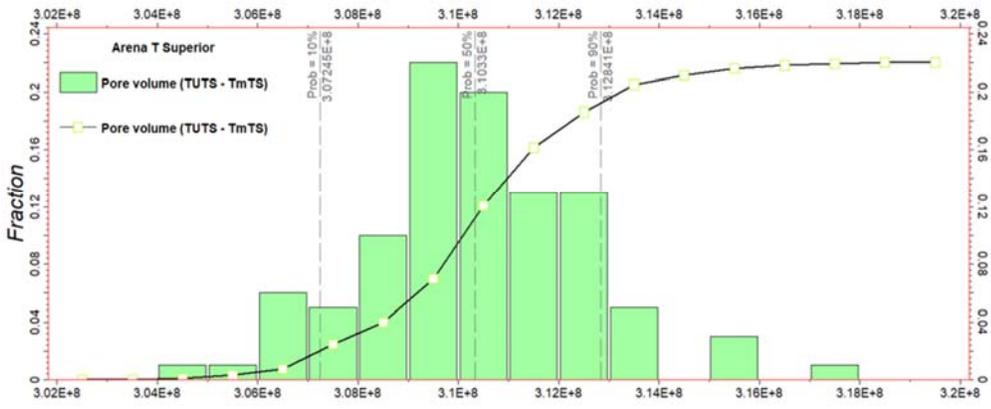


Figura 49. Histograma (P50) del volumen total de roca, para el reservorio T Superior.

Tabla 11. Sumario de propiedades petrofísicas, Napo T (estudio anterior).

Well	Zone Name	Top MD	Bottom MD	Gross	Net Res	NTG	Net Pay	Phi Res	Phi Pay	SW Res	SW Pay	VCL Res	VCL Pay
CYB-001	TUTS	7919	7994	76	30	0.394737	12.5	0.18	0.17	0.50	0.40	0.26	0.32
CYB-001	TUTS	8406	8460	54	28.75	0.532407	-	0.15	-	0.87	-	0.29	-
CYB-003	TUTS	7801	7861	60	13	0.216667	3	0.11	0.13	0.57	0.42	0.32	0.24
CYB-004	TUTS	7900	7962	62.2	19	0.305466	2	0.12	0.13	0.69	0.49	0.28	0.26
CYB-005	TUTS	7920	7978	58	11	0.189655	3	0.13	0.16	0.60	0.42	0.33	0.27
CYB-006	TUTS	7909	7999	91	25	0.274725	-	0.14	-	0.80	-	0.27	-
CYB-008	TUTS	7864	7929	65	23	0.353846	8	0.15	0.15	0.59	0.39	0.29	0.24
CYB-009	TUTS	7871	7935	64	27	0.421875	25	0.13	0.13	0.35	0.34	0.26	0.25
CYB-010	TUTS	7934	8011	77	16	0.207792	-	0.13	-	0.85	-	0.25	-
CYB-011	TUTS	7830	7898	68	10.5	0.154412	2.5	0.11	0.12	0.60	0.46	0.29	0.30
CYB-012	TUTS	7870	7954	84	31	0.369048	-	0.15	-	0.74	-	0.25	-
CYB-014	TUTS	7761	7832	72	18	0.25	8	0.12	0.13	0.53	0.46	0.3	0.29
CYB-018	TUTS	7918.5	7994	75.7	14.75	0.194848	-	0.10	-	0.88	-	0.35	-
CYB-019	TUTS	7984	8063	79	25.5	0.322785	-	0.13	-	0.83	-	0.27	-
CYB-020	TUTS												
CYB-026	TUTS												
CYBA-015	TUTS												
CYBA-028	TUTS	7836	7899	63	12	0.190476	-	0.11	-	0.76	-	0.23	-
CYBB-017	TUTS												
CYBB-032	TUTS												
CYBB-033	TUTS												
CYBC-013	TUTS	8108	8171	63	38	0.603175	-	0.15	-	0.78	-	0.24	-
CYBC-021	TUTS	7767	7836	70	53	0.757143	24	0.16	0.18	0.5	0.37	0.12	0.04
CYBC-024	TUTS	8183	8246	63	15	0.238095	6	0.16	0.18	0.55	0.42	0.28	0.26
CYBC-034	TUTS	8026	8087	61	19	0.311475	10	0.12	0.14	0.46	0.35	0.26	0.22
CYBC-035	TUTS	8201	8279	78	40	0.512821	12	0.16	0.18	0.60	0.37	0.21	0.18
CYBC-060	TUTS												
CYBC-068	TUTS	8706	8760	54	24	0.441636	-	0.16	-	0.73	-	0.20	-
CYBD-022	TUTS	7794	7866	72	29	0.402778	20	0.16	0.18	0.44	0.31	0.24	0.21
CYBD-037	TUTS	8581	8659	78	38	0.487179	2	0.13	0.16	0.76	0.45	0.21	0.13
CYBD-038	TUTS	8156	8225	69	25	0.362319	6.75	0.14	0.16	0.65	0.36	0.23	0.15
CYBD-039	TUTS	8082	8147	65	21.75	0.334615	9.5	0.12	0.12	0.57	0.37	0.26	0.21
CYBD-040	TUTS	8171	8234	63	17	0.269841	5	0.14	0.19	0.58	0.28	0.28	0.21
CYBD-059	TUTS	8310	8372	62	31	0.5	19	0.14	0.15	0.41	0.25	0.16	0.12
CYBD-065	TUTS	8508	8581	73	29	0.390959	4	0.13	0.15	0.63	0.30	0.23	0.21
CYBD-070	TUTS	8319	8391	72	17	0.236857	7	0.14	0.15	0.53	0.38	0.24	0.22
CYBE-023	TUTS	7856	7927	71	26	0.359155	12	0.14	0.16	0.53	0.43	0.30	0.25
CYBE-029	TUTS	8256	8331	75	29	0.386667	4	0.14	0.16	0.66	0.41	0.31	0.27
CYBE-030	TUTS	8251	8310	59	22	0.377119	10	0.12	0.13	0.51	0.36	0.28	0.28
CYBE-031	TUTS	7911	7976	65	19	0.301408	-	0.12	-	0.78	-	0.28	-
CYBE-057	TUTS	8313	8368	55	24	0.431455	3	0.12	0.13	0.65	0.46	0.28	0.22
CYBE-067	TUTS	8636	8702	66	28	0.424848	7	0.14	0.15	0.67	0.35	0.21	0.18
CYBE-071	TUTS	7920	7992	72	17	0.228849	-	0.13	-	0.71	-	0.28	-
CYBF-027	TUTS												
CYBF-036	TUTS												
CYBG-002	TUTS	7882	7946	64	6	0.085938	1	0.12	0.17	0.63	0.46	0.30	0.26
CYBG-042	TUTS	7882	7929	47	10	0.216383	-	0.11	-	0.77	-	0.34	-
CYBG-050	TUTS	8170	8235	65	13	0.2	-	0.122	-	0.828	-	0.317	-
CYBG-051	TUTS	7907.74	7972.73	65	10	0.153846	-	0.13	-	0.77	-	0.29	-
CYBG-052	TUTS	7892	7948	56	23	0.401786	-	0.12	-	0.83	-	0.29	-
CYBG-054	TUTS												
CYBG-064	TUTS	8238	8300	62	13	0.200321	-	0.15	-	0.80	-	0.26	-
CYBH-016	TUTS	7791	7864	73	9	0.116598	6	0.17	0.16	0.49	0.43	0.32	0.34
CYBH-045	TUTS	7830	7902	72	21	0.295139	-	0.14	-	0.80	-	0.23	-
CYBH-046	TUTS	7823	7894	71	15	0.211268	-	0.122	-	0.772	-	0.304	-
CYBH-055	TUTS	7816	7895	79	29	0.367135	1	0.17	0.12	0.72	0.46	0.19	0.34
CYBH-066	TUTS												
CYBH-069	TUTS												
CYBI-007	TUTS	7870.00	7945.00	75.00	7.00	0.093333	-	0.13	-	0.57	-	0.30	-
CYBI-043	TUTS	7865	7935	70	18	0.257143	-	0.13	-	0.80	-	0.27	-
CYBI-044	TUTS	7871	7940	69	35	0.51087	15	0.17	0.19	0.52	0.39	0.23	0.17
CYBI-047	TUTS												
CYBI-049	TUTS												
CYBI-053	TUTS	7890	7952	62	2	0.032258	1	0.15	0.15	0.58	0.44	0.34	0.34
CYBI-041	TUTS	7847	7935	88	42	0.472127	4	0.13	0.13	0.82	0.43	0.22	0.26
CYBK-025	TUTS	7804	7877	74	38	0.517007	9	0.15	0.17	0.70	0.43	0.21	0.20
CYBK-058	TUTS	7798	7869	71	34	0.484857	7	0.14	0.16	0.61	0.39	0.26	0.20
CYBK-061	TUTS	8530	8609	79	10	0.125316	1	0.12	0.15	0.74	0.46	0.22	0.19
CYBK-062	TUTS	8021	8077	56	25	0.444107	2	0.14	0.16	0.72	0.47	0.20	0.14
CYBK-063	TUTS	8372	8434	60	50	0.8307	-	0.15	-	0.69	-	0.17	-
CYBK-073	TUTS												
SNS-001	TUTS	8043	8118	75	33	0.44	-	0.13	-	1.00	-	0.06	-
SNS-003	TUTS	8012	8075	63	27	0.420635	7	0.16	0.13	0.78	0.46	0.29	0.32
SNS-005	TUTS	7830	7897	67	27	0.395522	24	0.16	0.15	0.36	0.32	0.29	0.29
SNS-006	TUTS	7994	8050	56	23	0.410714	11	0.14	0.15	0.62	0.37	0.25	0.24
SNS-007	TUTS	7863	7925	62	28	0.451613	19	0.13	0.14	0.44	0.38	0.29	0.27
SNS-008	TUTS	7770	7837	67	32	0.477612	14	0.13	0.15	0.49	0.43	0.30	0.26
SNS-009	TUTS	7752	7815	63	19	0.293651	8	0.12	0.14	0.53	0.42	0.25	0.24
SNSA-002	TUTS	7861	7925	64	31	0.484375	15	0.12	0.14	0.50	0.39	0.25	0.21
SNSA-013	TUTS	7866	7938	72	28	0.381944	8	0.15	0.17	0.62	0.39	0.18	0.13
SNSA-014	TUTS	7877	7939	62	33	0.532279	8	0.12	0.13	0.55	0.41	0.24	0.26
SNSA-015	TUTS	7884	7957	73	41	0.558219	2	0.13	0.13	0.76	0.44	0.26	0.23
SNSA-018	TUTS	7878	7925	47	22	0.468085	1	0.16	0.17	0.76	0.48	0.24	0.24
SNSB-010	TUTS	7770	7837	67	60	0.891791	31	0.18	0.20	0.50	0.40	0.07	0.03
SNSB-012	TUTS	8242	8296	54	22	0.402778	13	0.13	0.14	0.48	0.42	0.29	0.28
SNSB-016	TUTS	7798	7861	63	15	0.242102	5	0.15	0.16	0.59	0.43	0.23	0.20
SNSC-011	TUTS	7824	7887	63	25	0.388889	12	0.15	0.16	0.49	0.34	0.24	0.22
SNSC-019	TUTS	7819	7887	68	25	0.363971	1	0.12	0.15	0.78	0.47	0.22	0.15
SNSC-020	TUTS	7836	7896	60	23	0.375	-	0.13	-	0.83	-	0.27	-
SNSD-023	TUTS	8021	8098	78	42	0.534106	-	0.15	-	0.90	-	0.15	-
SNSE-004	TUTS	7928	7985	57	12	0.201754	7	0.13	0.15	0.50	0.41	0.29	0.26
SNSE-017	TUTS	7938	8011	73	33	0.452055	-	0.14	-	0.84	-	0.24	-
SSO-001	TUTS	8373	8445	72	15	0.201389	-	0.11	-	0.99	-	0.30	-
PROMEDIO ARITMETICO				67.15	24.15	0.3605	8.7134	0.14	0.15	0.66	0.4	0.25	0.23

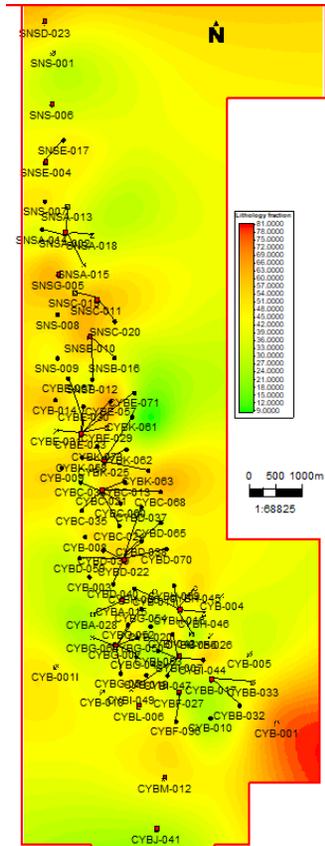
Tabla 12. Sumario de propiedades petrofísicas Napo T (actual estudio).

Well	Zone Name	Top MD	Bottom MD	Gross	Net Res	NTG	Net Pay	Phi Res	Phi Pay	SW Res	SW Pay	VCL Res	VCL Pay
CYB-001	TUTS	7898.3	7979.4	81.1	56.15	0.692355	19	0.182	0.192	0.608	0.447	0.17	0.163
CYB-001i	TUTS	8387	8474.6	87.6	45.5	0.519406		0.161	---	0.897	---	0.165	---
CYB-003	TUTS	7782.2	7861.1	78.9	33.5	0.424588	13.5	0.124	0.148	0.5	0.335	0.172	0.124
CYB-004	TUTS	7883.6	7962.3	78.7	37.5	0.476493	7.5	0.139	0.14	0.757	0.336	0.215	0.199
CYB-005	TUTS	7902.4	7975.7	73.3	31	0.42292	13.5	0.14	0.154	0.593	0.354	0.167	0.165
CYB-006	TUTS	7890.1	7973.9	83.8	38	0.453461		0.121	---	0.882	---	0.232	---
CYB-008	TUTS	7843.1	7929.9	86.8	47.5	0.547235	15	0.141	0.183	0.666	0.341	0.187	0.068
CYB-009	TUTS	7849.6	7935.8	86.2	48.05	0.557425	27.05	0.148	0.172	0.448	0.337	0.18	0.13
CYB-010	TUTS	7915.9	7988.9	73	23	0.315068	12	0.122	0.139	0.501	0.391	0.193	0.151
CYB-011	TUTS	7811.9	7898.9	87	38	0.436782	13	0.126	0.134	0.626	0.286	0.175	0.139
CYB-012	TUTS	7851.9	7931	79.1	47.75	0.603666	2	0.144	0.133	0.779	0.425	0.139	0.096
CYB-014	TUTS	7740.6	7831.4	90.8	53.5	0.589207	14.5	0.152	0.184	0.579	0.441	0.17	0.083
CYB-018	TUTS	7899.8	7970.2	70.4	37.95	0.539063	5	0.127	0.146	0.835	0.407	0.179	0.098
CYB-019	TUTS	7965.9	8051.6	85.7	42	0.490082	15	0.156	0.176	0.659	0.376	0.171	0.124
CYB-020	TUTS	7863	7946	83	28	0.337349	9	0.143	0.176	0.611	0.36	0.204	0.138
CYB-026	TUTS	7848.8	7927.9	79.1	37	0.467762	1	0.118	0.112	0.781	0.44	0.193	0.1
CYBA-015	TUTS	7790.5	7876.6	86.1	39	0.452962	19.5	0.128	0.14	0.539	0.378	0.183	0.147
CYBA-028	TUTS	8342.5	8420.8	78.28	26.5	0.338528	6.5	0.137	0.132	0.603	0.391	0.179	0.164
CYBB-017	TUTS	7865.9	7950.8	84.9	26.5	0.312132	9	0.13	0.134	0.686	0.326	0.129	0.175
CYBB-032	TUTS	8515	8591.8	76.79	37	0.481834	1.5	0.14	0.176	0.892	0.458	0.233	0.066
CYBB-033	TUTS	8615.9	8697.3	81.39	39.5	0.485318	11.5	0.123	0.147	0.705	0.421	0.199	0.186
CYBC-013	TUTS	8088.4	8171.9	83.5	49.5	0.592814	2	0.156	0.217	0.735	0.447	0.22	0.031
CYBC-021	TUTS	7746	7836.3	90.3	51.55	0.570875	36	0.154	0.159	0.445	0.327	0.21	0.17
CYBC-024	TUTS	8163.7	8246.5	82.75	38.48	0.465015	11.49	0.152	0.179	0.628	0.404	0.23	0.115
CYBC-034	TUTS	8005.8	8085.8	80	30.5	0.38125	11	0.132	0.155	0.552	0.341	0.202	0.095
CYBC-035	TUTS	8177.3	8255.4	78.04	41.62	0.533316	13.49	0.162	0.194	0.587	0.375	0.161	0.091
CYBC-060	TUTS	8020.5	8108.1	87.58	44.99	0.513702	11	0.146	0.146	0.572	0.356	0.169	0.125
CYBC-068	TUTS	8683.5	8784.3	92.1	54.85	0.595548		0.155	---	0.836	---	0.153	---
CYBD-022	TUTS	7771.8	7855.4	83.6	49.5	0.592105	21.5	0.165	0.2	0.547	0.273	0.152	0.062
CYBD-037	TUTS	8558.5	8639.8	76.02	38.04	0.500395	6.55	0.159	0.184	0.666	0.455	0.168	0.086
CYBD-038	TUTS	8135.1	8220.8	85.69	43.25	0.504726	15.25	0.148	0.179	0.635	0.311	0.179	0.1
CYBD-039	TUTS	8061.4	8147	85.59	46.75	0.546209	18.75	0.151	0.166	0.555	0.29	0.18	0.124
CYBD-040	TUTS	8147.9	8235.2	87.27	37.99	0.435316	13.25	0.158	0.184	0.621	0.337	0.191	0.106
CYBD-050	TUTS	8284.7	8364.9	77.95	35.24	0.452085	18.47	0.146	0.174	0.455	0.238	0.191	0.118
CYBD-065	TUTS	8485.6	8565.3	76.76	35.09	0.457139	4.09	0.14	0.165	0.87	0.341	0.137	0.097
CYBD-070	TUTS	8298.3	8387.3	86.61	46.24	0.533888	7.3	0.139	0.182	0.743	0.37	0.201	0.039
CYBE-023	TUTS	7836.7	7926.5	89.8	47.5	0.528953	31	0.162	0.179	0.421	0.331	0.167	0.128
CYBE-029	TUTS	8238	8322.7	84.7	49.5	0.584416	30	0.157	0.164	0.463	0.293	0.179	0.179
CYBE-030	TUTS	8230	8311.2	81.2	45.5	0.560345	23.5	0.158	0.177	0.493	0.325	0.191	0.138
CYBE-031	TUTS	8247	8331.1	84.01	36.46	0.433996	34.46	0.159	0.163	0.332	0.317	0.196	0.189
CYBE-057	TUTS	8295.2	8394.6	97.29	63.14	0.648988	7.83	0.148	0.146	0.672	0.371	0.129	0.094
CYBE-067	TUTS	8614.4	8702.7	83.9	43.01	0.512634	8.31	0.145	0.173	0.707	0.364	0.227	0.154
CYBE-071	TUTS	8914	8997.6	76.8	28.49	0.370964	2.3	0.118	0.128	0.675	0.388	0.205	0.265
CYBF-027	TUTS	7901.5	7978.5	77	28	0.363636	6	0.133	0.145	0.664	0.412	0.233	0.157
CYBF-036	TUTS	8294.7	8363.7	69	43	0.623188	21.5	0.139	0.148	0.55	0.387	0.237	0.186
CYBG-002	TUTS	7862.5	7945	82.5	34	0.412121		0.112	---	0.966	---	0.219	---
CYBG-042	TUTS	8143	8222.7	79.7	30.45	0.382058		0.133	---	0.719	---	0.171	---
CYBG-050	TUTS	8151.8	8232.9	81.09	36.5	0.450117		0.13	---	0.777	---	0.231	---
CYBG-051	TUTS	8235.7	8322.5	86.8	52.5	0.604839	1	0.156	0.171	0.649	0.453	0.219	0.135
CYBG-052	TUTS	8169.8	8252	82.2	39	0.474453	1	0.125	0.162	0.799	0.495	0.187	0.047
CYBG-054	TUTS	8358.4	8441.8	80.18	38.96	0.485907	7.69	0.164	0.204	0.595	0.376	0.211	0.131
CYBG-064	TUTS	8216.7	8299.4	82.69	23.5	0.284194		0.133	---	0.908	---	0.2	---
CYBH-016	TUTS	7773.5	7864	90.5	38.5	0.425414	18.5	0.159	0.18	0.525	0.399	0.208	0.175
CYBH-045	TUTS	8191.3	8283.8	92.5	51.5	0.556757	12.75	0.156	0.145	0.702	0.334	0.2	0.15
CYBH-046	TUTS	8158.8	8248.4	89.6	38	0.424107	1	0.149	0.207	0.731	0.481	0.218	0.144
CYBH-055	TUTS	8291.8	8374.3	82.49	26.05	0.315796	5.5	0.146	0.146	0.704	0.387	0.197	0.171
CYBH-066	TUTS	8434.2	8524.7	86.86	36.97	0.425627	7.92	0.15	0.191	0.698	0.392	0.182	0.094
CYBH-069	TUTS	8076.4	8166.5	90.1	38.75	0.430078	11.75	0.145	0.171	0.612	0.438	0.169	0.101
CYBI-007	TUTS	7852.5	7928.8	76.3	30.75	0.403014	19.5	0.124	0.137	0.473	0.396	0.234	0.214
CYBI-043	TUTS	8136.2	8223.6	87.39	46	0.526376	9.5	0.164	0.208	0.647	0.399	0.237	0.169
CYBI-044	TUTS	8186.7	8273.5	86.79	49.5	0.570342	12.5	0.164	0.21	0.624	0.415	0.202	0.084
CYBI-047	TUTS	8049.1	8130.7	81.59	34	0.416718	7.5	0.159	0.186	0.605	0.434	0.166	0.111
CYBI-049	TUTS	8617.8	8705	81.34	45.39	0.558028	24.85	0.156	0.171	0.532	0.377	0.138	0.108
CYBI-053	TUTS	8109.8	8191.2	81.4	25	0.307125	1	0.133	0.19	0.789	0.408	0.192	0.022
CYBI-041	TUTS	7828	7910.7	82.7	24.5	0.296252	5.5	0.142	0.171	0.581	0.436	0.219	0.2
CYBK-025	TUTS	7780.7	7861.3	80.6	49	0.60794	20.5	0.178	0.177	0.607	0.297	0.154	0.151
CYBK-058	TUTS	8054.9	8148.3	93.39	47.75	0.511297	17	0.153	0.176	0.558	0.368	0.167	0.101
CYBK-061	TUTS	8507.8	8641	125.75	20.27	0.161193	1.41	0.132	0.165	0.805	0.391	0.17	0.117
CYBK-062	TUTS	7998.6	8077.2	77.78	40.33	0.518514	16.08	0.165	0.168	0.616	0.401	0.175	0.166
CYBK-063	TUTS	8347.9	8433.1	82.61	52.71	0.638058	15.03	0.157	0.174	0.661	0.423	0.136	0.088
CYBK-073	TUTS	7937.2	8022	84.79	44	0.518929	18.5	0.143	0.172	0.525	0.342	0.186	0.133
SNS-001	TUTS	8042.3	8113.2	70.9	35	0.493653		0.131	---	0.886	---	0.188	---
SNS-003	TUTS	8011.1	8083.9	72.8	60.15	0.826236	14	0.159	0.175	0.699	0.389	0.166	0.133
SNS-005	TUTS	7811.1	7897	85.9	58	0.675204	21.5	0.163	0.2	0.585	0.377	0.2	0.096
SNS-006	TUTS	7989.3	8049.8	60.5	33.5	0.553719	14	0.169	0.192	0.654	0.356	0.133	0.093
SNS-007	TUTS	7848.3	7925.2	76.9	47	0.611183	31	0.155	0.177	0.434	0.353	0.165	0.109
SNS-008	TUTS	7753.7	7836.4	82.7	52.5	0.634825	37	0.19	0.202	0.377	0.303	0.118	0.087
SNS-009	TUTS	7733.4	7814.8	81.4	44.05	0.541155	19.5	0.154	0.179	0.555	0.366	0.258	0.186
SNSA-002	TUTS	7843.3	7925	81.7	41.5	0.507956	35.5	0.156	0.163	0.306	0.261	0.165	0.135
SNSA-013	TUTS	8208.5	8285.7	77.2	38.5	0.498705	16	0.145	0.18	0.481	0.276	0.162	0.09
SNSA-014	TUTS	8218.2	8300.7	82.45	36.98	0.448514	6	0.141	0.169	0.684	0.351	0.148	0.094
SNSA-015	TUTS	8378.1	8448.1	70	38.98	0.556857	14.33	0.155	0.17	0.589	0.416	0.144	0.11
SNSA-018	TUTS	8168.5	8235	66.5	34	0.511278	17	0.177	0.188	0.522	0.373	0.164	0.149
SNSB-010	TUTS	7750.3	7837.8	87.5	59.55	0.680571	50.5	0.183	0.192	0.33	0.289	0.14	0.118
SNSB-012	TUTS	8222.1	8297.7	75.59	36.5	0.482868	30	0.155	0.166	0.311	0.253	0.194	0.172
SNSB-016	TUTS	8158.5	8239.9	81.39	39.49	0.485195	13	0.147	0.181	0.622	0.335	0.222	0.11
SNSC-011	TUTS</												

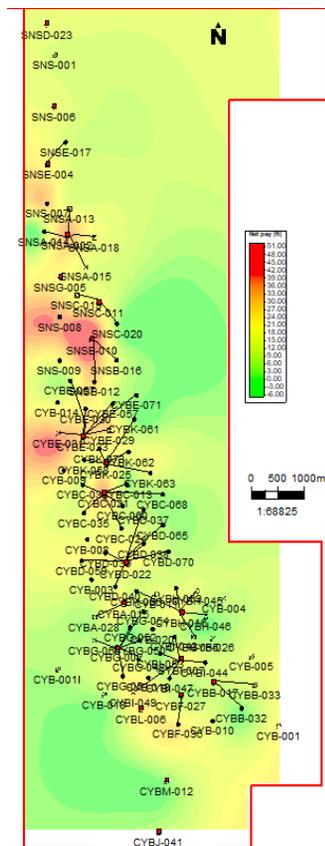
Tabla 13. Cálculo de POES para el intervalo T Superior

CAMPO	ESTUDIOS	RESERVORIO	VOLUMEN TOTAL DE ROCA	AREA CERO	ESPEJOR PROMEDIO NETO	N/G	VOLUMEN NETO DE ROCA	POROSIDAD	S_w	FACTOR VOLUMETRICO INICIAL, B_{oi}	PETROLEO ORIGINAL IN SITU POES	PERMEABILIDAD
			acre-pie	acres	pies	%	acre-pie	%	%	B_y/B_n	B_{is}	mD
CUIABENO SANSAHUARI	ANTERIOR	T Superior	288,696.00	7,967.01	8.71	36.05	104,074.91	15.00	40.00	1.193	60,911,301	296
		T Inferior (Referencia)	46,261.00	3,748.84	4.75	80.00	37,008.80	18.01	40.00	1.250	24,820,454	476
	ACTUAL	T Superior	580,062.00	10,015.16	14.30	51.00	295,831.62	14.73	36.90	1.240	172,030,237	208
		T Inferior (Referencia)	46,261.00	3,748.84	6.41	85.00	39,321.85	20.00	37.00	1.250	30,749,938	1,211

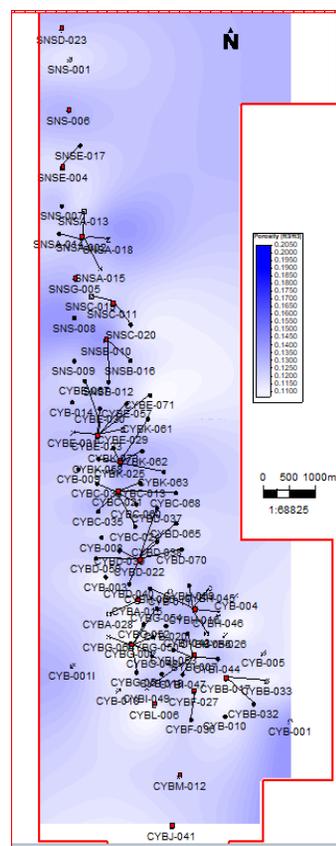
NETO DE RESERVORIO



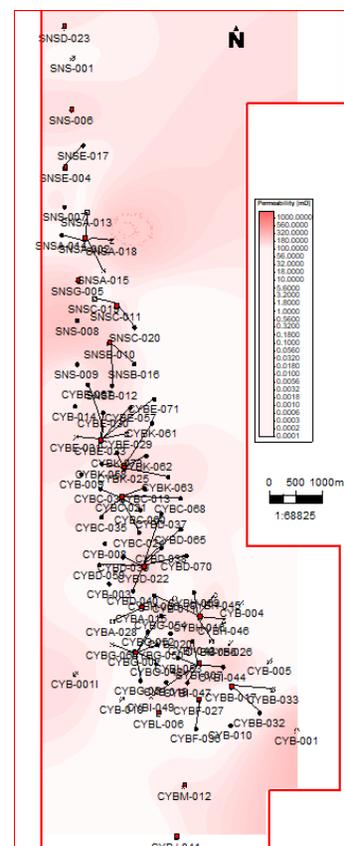
NETO DE PAGO



POROSIDAD EFEC.



PERMEABILIDAD



SoPhih

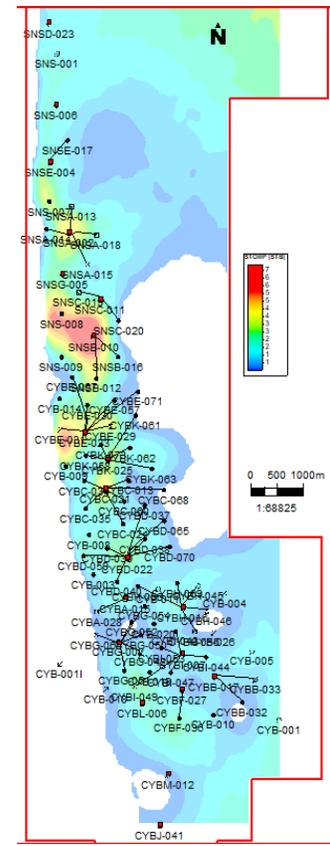


Figura 50. Mapas 2D de propiedades petrofísicas para el miembro Arenisca T Superior en el campo Cuyabeno Sansahuari.

Una vez generado el resumen petrofísico de los 93 pozos, es posible elaborar los mapas de las propiedades petrofísicas Figura 51, ya que es un dato duro, y da una idea bastante aceptable de las características de las rocas en subsuelo, además correlacionado con otro tipo de información también es una herramienta muy válida para la definición de áreas de interés.

3.3 MEDICIÓN DE LA EXTENSIÓN AREAL DEL YACIMIENTO COMO ACUMULADOR DE PETRÓLEO Y COMPARACIÓN CON LOS DATOS DE PRODUCCIÓN.

Para la planeación de los pozos nuevos, es necesario soportar su ubicación con la mayor cantidad de información posible, en este trabajo se ha dado a conocer la construcción de un modelo sedimentológico y petrofísico basado en la utilización de toda la información disponible hasta el momento, esto incluye 220 ft de núcleos, informes petrográficos de núcleos y láminas delgadas, reportes SCAL, etc. Toda esta información se logró sintetizar en mapas sedimentológicos que son de mucha utilidad al momento de combinarlas con otros mapas u otras informaciones de pozo.

La compañía CuyabenoPetro pretende la perforación de aproximadamente 40 pozos de desarrollo en el campo Cuyabeno-Sansahuari, para lo cual, apuesta al éxito de cada uno de ellos, se requiere entonces, hacer las mejores recomendaciones técnicas, en términos de lograr ubicar puntos de drenaje en áreas que han probado ser buenas productoras de petróleo o que la geología de subsuelo indique las mejores características de roca.

En el campo se tienen perforados 93 pozos, entonces se podría entender que los nuevos estudios generados, aumentan la probabilidad de seleccionar áreas de interés con mayor certeza. A continuación, se presenta un barrido del campo a través de la integración de correlaciones estratigráficas-estructurales de pozos perforados distribuidos a lo largo del campo, estas correlaciones son comparadas con el mapa sedimentológico del nivel b presentado en este estudio (el nivel a estaría en agua), se asoció con los datos de producción de pozos cercanos. En general este ejercicio se lo hizo para todas las áreas y en diferentes direcciones, pero en este estudio se tratará de sintetizar todo el trabajo, para solo mostrar la metodología de análisis.

Cuatro cortes regionales son presentados a continuación, se seleccionaron en algunos casos los pozos de mayor producción (estrellas rojas) para poder entender el porqué de tan alto acumulado y su relación con la sedimentología, la petrofísica y la producción.

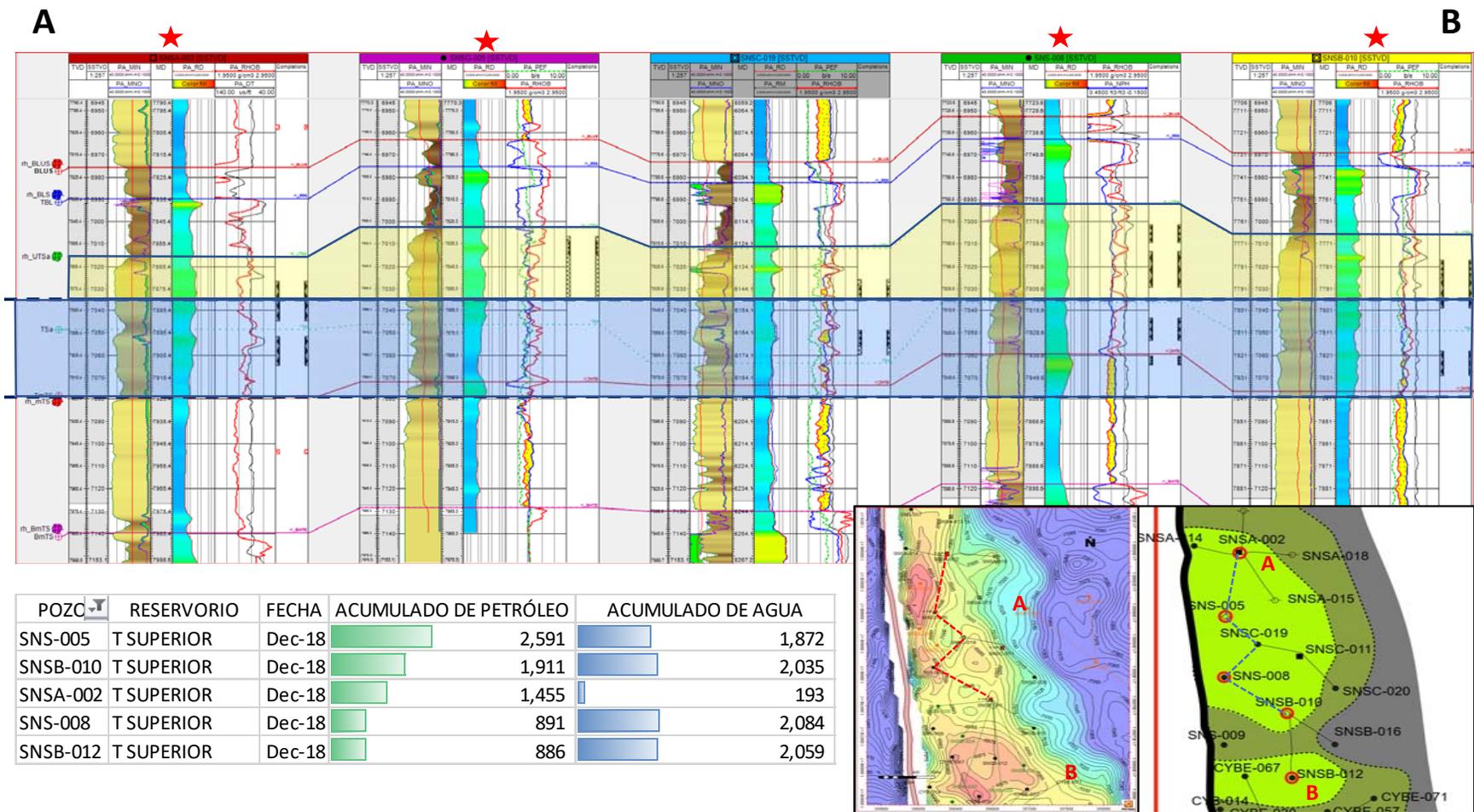


Figura 51. Correlación estratigráfica A-B en el área de Sansahuari, pozos marcados en rojo presentan los mayores acumulado de petróleo.

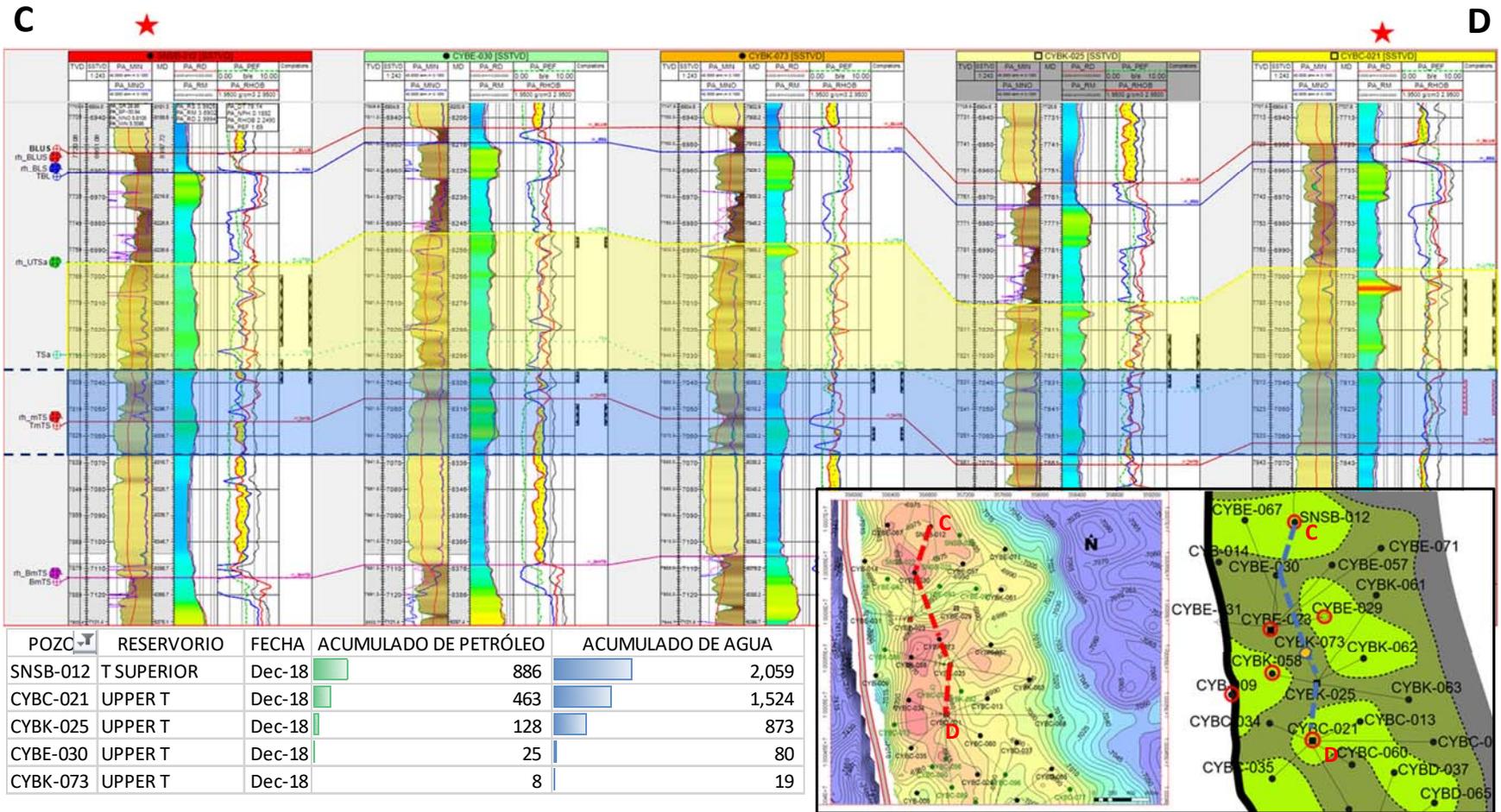


Figura 52. Correlación estratigráfica C-D en el área de Cuyabeno, pozos marcados en rojo presentan los mayores acumulado de petróleo, pero no necesariamente coinciden con los de la correlación.

E

F

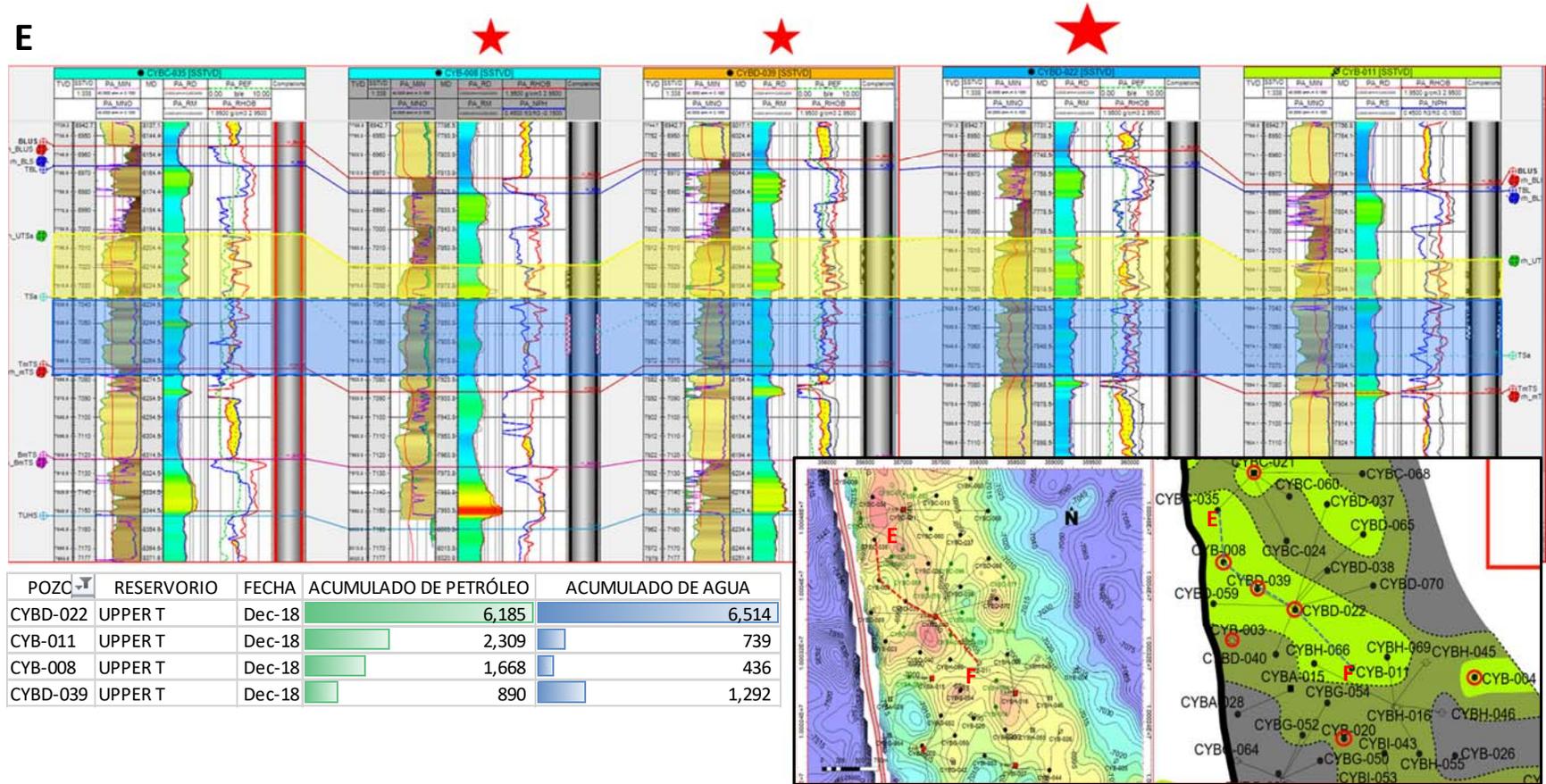


Figura 53. Correlación estratigráfica E-F en el área de Cuyabeno, pozos marcados en rojo presentan los mayores acumulado de petróleo, pero no necesariamente coinciden con los de la correlación.

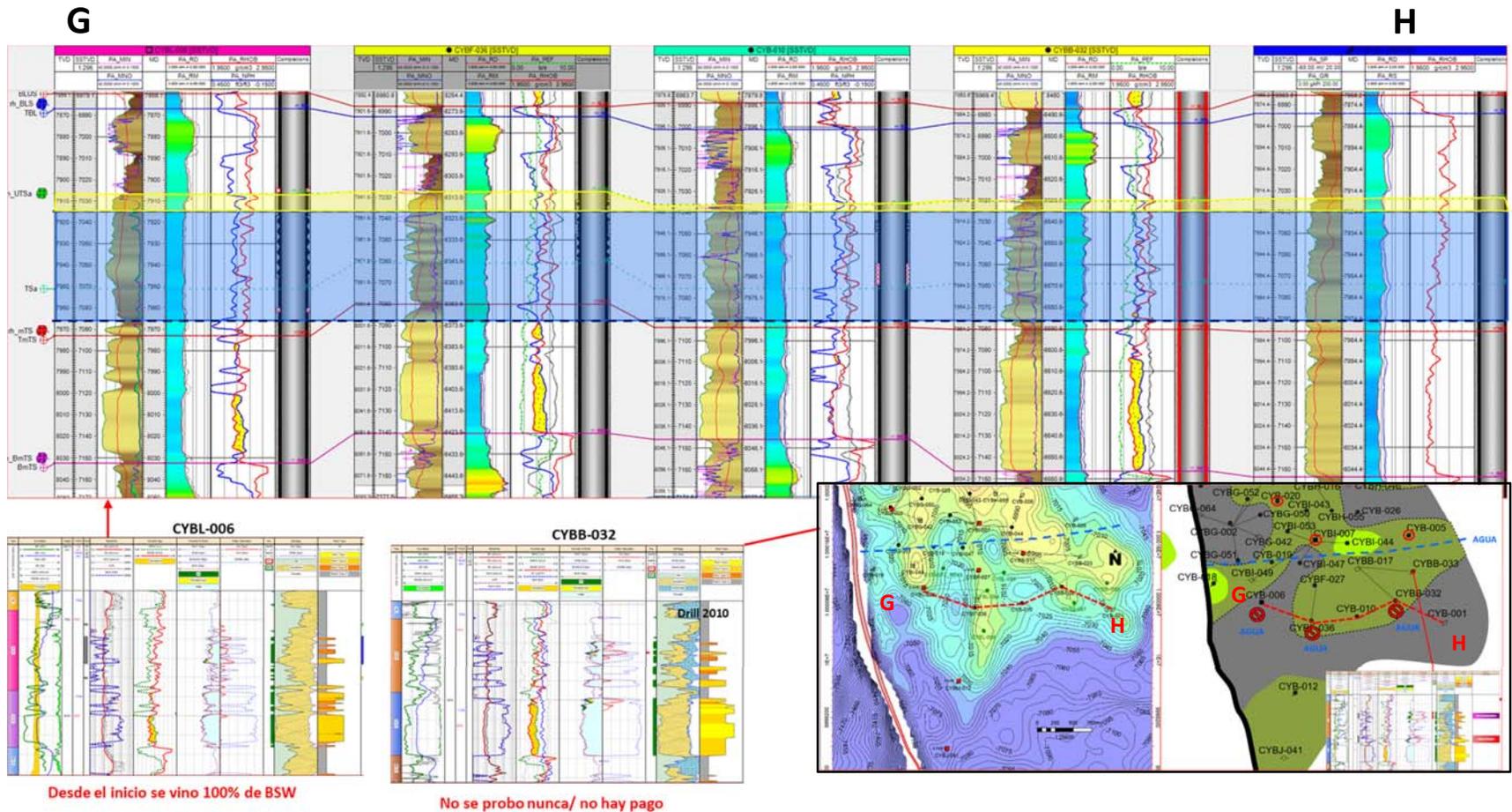


Figura 54. Correlación estratigráfica G-H en el área de Cuyabeno, pozos marcados en rojo presentan los mayores acumulado de petróleo, pero no necesariamente coinciden con los de la correlación, muy bajos acumulados de petróleo.

En la Figura 51, (corte estratigráfico-estructural A-B) se han colocado pozos con buena acumulación de petróleo, siendo el pozo Sansahuari-5 (SNS-005) uno de los de mayor producción en esta área, con un acumulado de petróleo hasta diciembre del 2018 de 2.6 MMbbls. El área verde claro en el mapa sedimentológico (barras de marea) corresponde a las zonas con mejores características de roca en términos de porosidad y permeabilidad, el mapa estructural de T Superior muestra que los pozos de la correlación corresponden a altos estructurales, es decir existe una buena relación entre altos estructurales y producción en esta zona. En el mapa estructural se muestran con trayectorias en color verde, los pozos que atravesaran este reservorio, y muy probablemente vayan como objetivo primario.

En la correlación se muestra el contacto original a 7077 ft SSTVD (LIP) y el posible contacto movido en el reservorio T Superior a 7035 ft SSTVD se puede observar en una de las pistas, los intervalos de cañoneo que se han hecho en los pozos, y como es de notar mucha de la contribución de agua del yacimiento este viniendo de los punzados por debajo de 7035 ft SSTVD. Por lo que sería recomendable realizar las operaciones para aislar parte del intervalo (recortar intervalo).

La Figura 52, (corte estratigráfico-estructural C-D) muestra un corte en dirección N-S, solo los pozos en círculos rojos indican los de mayor producción en esta área, mientras que los otros pozos CYBE-030 y CYBK-073 han mostrado muy pobres acumulados, y esto se debe a que los pozos fueron ubicados en áreas con mayor influencia de facies de barras marinas intercaladas con lodolitas (colores verde oscuro en el mapa), lo que genera una disminución en la calidad de reservorio. A pesar de que algunos pozos podrían encontrarse en altos estructurales como es el caso del pozo CYBK-073, no existe una la relación alto estructural mejor reservorio, es por ello que el factor estratigráfico sería dominante al momento de colocar un pozo en la región centro-norte de Cuyabeno.

La correlación estratigráfica-estructural C-D también muestra los contactos originales y movido, y al igual que los pozos del corte A-B en el área de Sansahuari, podrían realizarse operaciones de suqueze y repunsado para ir a zonas con menor o nulo contenido de agua. Con los estudios petrofísicos actuales se pudo determinar el posible contacto a 7035 ft SSTVD, sin embargo, no se podría esperar que este nivel se mantenga plano a nivel del campo, ya que T Superior no está soportado por un acuífero de fondo, por tal motivo podrían presentarse incursiones lateral de agua en algún punto.

En la Figura 53, (corte estratigráfico-estructural E-F) se observa una zona dominada principalmente por barras mareales (color verde claro en el mapa), los registros eléctricos muestran muy buenos desarrollos de arena limpia, con

características de tipo de roca TR1 y TR2. En esta área se encuentran los mejores pozos productores, como es el caso de los pozos CYBD-022 y CYB-011 que juntos acumulan más de 8.5 MMbbls. Inicialmente los pozos fueron punzados a lo largo de todo el intervalo de T Superior, pero en la actualidad ya se han hecho algunos trabajos de recorte de intervalo para aislar las zonas con agua y en los que no, es recomendable realizarlo.

Como se comentó en la sección anterior, el reservorio T Superior presenta un carácter preferentemente estratigráfico, por lo que no se debería limitar la ubicación de pozos nuevos, a los altos de la estructura, sino más bien buscar los pozos vecinos con mayor producción y con mejor desarrollo de arena limpia (glauconita menor al 10%).

La Figura 54, (corte estratigráfico-estructural G-H) muestra el área centro-sur de Cuyabeno, en la actualidad esta área se encuentra afectada por la presencia de agua, el pozo CYBL-006 perforado en 1982 presentó un BSW de 100% desde el inicio de la producción, más tarde el pozo CYBB-32 mostró una saturación de agua de 100%.

Dos factores podrían estar afectando esta área, uno podría deberse a la influencia del acuífero de fondo que presenta el nivel inferior de T y que podrían estar afectando verticalmente, especialmente en los pozos que no presentan barreras (intercalaciones de lodos) y que protegen de cierta forma los niveles superiores, el otro factor y quizá de mayor importancia, es la disminución como calidad de roca debido a una mayor concentración de glauconita en la roca, en los registros eléctricos se ven perfiles más irregulares causados por la presencia de varias intercalaciones de material fino y niveles calcáreos, esta lleva a pensar que los mejores tipos de roca se encuentran hacia el norte del campo Cuyabeno-Sansahuari y se empobrecen al sur, lo cual también muestra claramente que la zona de aporte tiene una componente hacia el norte y este de la cuenca, para el intervalo T superior.

Se debería soportar esta interpretación convencional con un modelo dinámico de fluidos, el mismo que ayude a soportar la idea de que al sur del campo los pozos podrían verse afectados por la influencia de acuíferos o por otro lado lo descarte y permita identificar zonas nuevas para drenaje.

3.3.1 NUEVAS OPORTUNIDADES A BAJO COSTO

Actualmente, un pozo de petróleo es producido hasta el límite económico, si los precios del petróleo no son lo suficientemente buenos para pagar el valor del petróleo, la empresa decide dejar el pozo. Pero a veces, después de haber realizado estudios de reservorios, la empresa redescubre una nueva zona

potencial y si el precio de petróleo es bueno, en este caso se optan por volver a los pozos y se realizan algunas operaciones llamadas “reacondicionamiento” o Workover (Solesa & Vukov, 2012). El reacondicionamiento consiste en modificar la situación de un yacimiento con la perforación de nuevas zonas, aislamiento de algunas zonas de agua o tal vez hacer una pesca.

Dentro de las evaluaciones para el intervalo Arenisca T Superior, también se incluyen alternativas de workover, encaminadas a mejorar la producción de los pozos existentes, que en la actualidad presentan algunos de ellos, menos de 80 bpd muy cercanas a sus límites económicos (50bbls). Se propone realizar trabajos de recorte de intervalo, donde se debería incluir la toma de registros de calidad de cemento, registro de saturación de agua, identificación de intervalos saturados con agua/petróleo para finalmente realizar squeeze y repunzado, un ejemplo de estos pozos a intervenir se muestran en las Figuras 55 y 56, que muestran dos prioridades: la prioridad 1 corresponde a la intervención de los pozos cerrados, que son de fácil intervención porque no generan costos operativos, y la de prioridad 2, corresponden a los pozos con baja producción de petróleo.

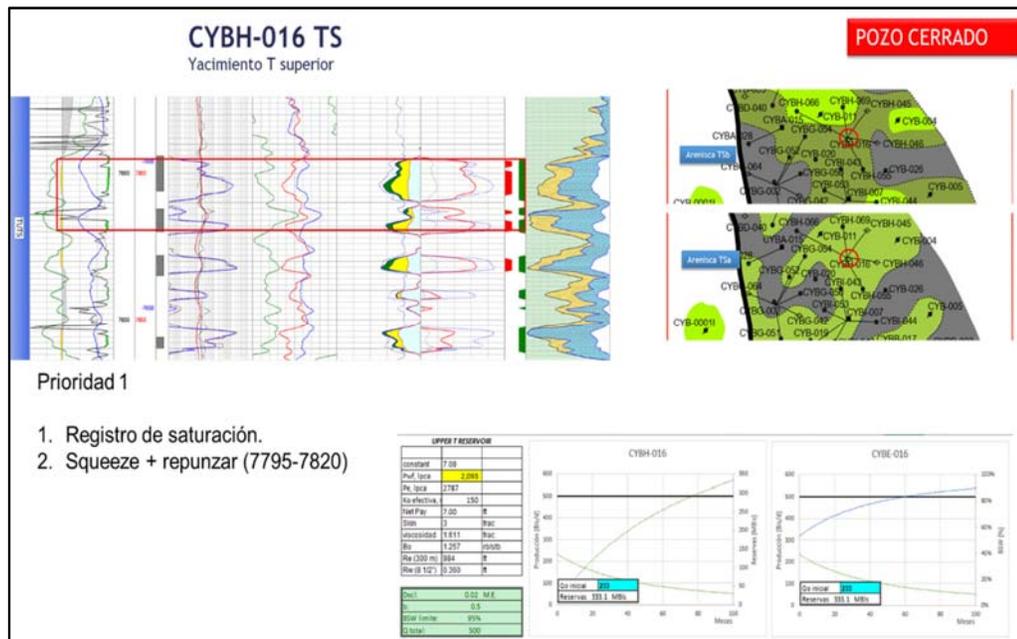


Figura 55. Esquema de justificación técnica para recorte de intervalo, nueva propuesta repunzar el intervalo (7795'-7820').

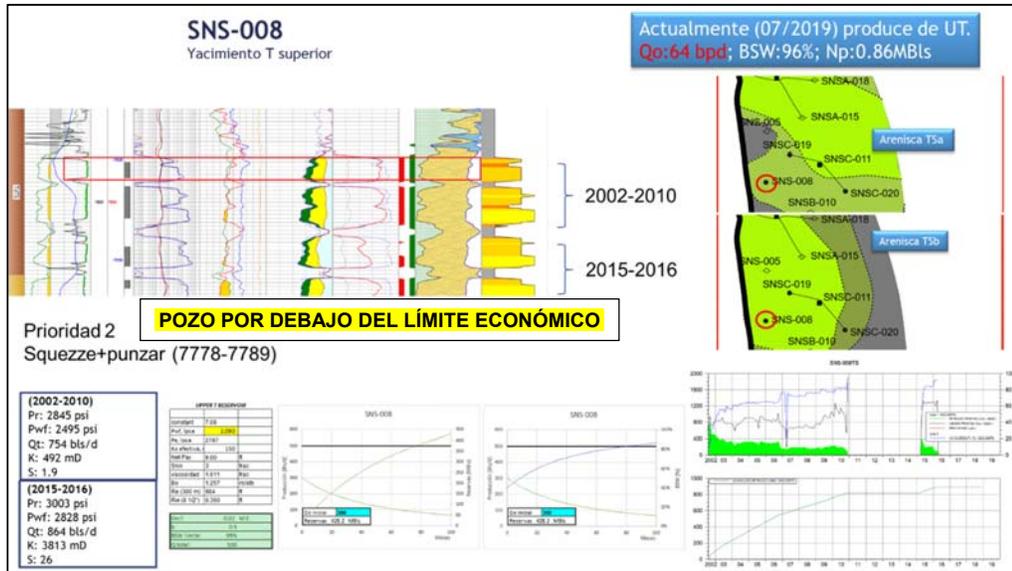


Figura 56. Esquema de justificación técnica para recorte de intervalo, nueva propuesta repunzar el intervalo (7778-7789’).

Finalmente, se muestra en la Tabla 14, el listado de pozos visualizados para ejecutar trabajos de reacondicionamiento en el campo Cuyabeno-Sansahuari.

Tabla 14. Pozos candidatos para hacer recorte de intervalo

POZO	PRIORIDAD	YACIMIENTO	Qo (Bls/d)	Qt (Bls/d)	Reservas (MBls)
CYBH-016	1	T Superior	233	500	333.1
CYBE-029	1	T Superior	200	500	285.5
SNSC-019	1	T Superior	167	400	237.9
SNS-008	2	T Superior	300	500	428.2
SNSA-014	2	T Superior	133	500	190.3
CYBH-069	2	T Superior	100	400	142.7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Se comparó el modelo sedimentológico con el modelo petrofísico del campo Cuyabeno Sansahuari en el miembro Arenisca T Superior, y se llegó a determinar al menos unas 20 litofacies, que corresponden a un ambiente de barras marinas con influencia de mareas, en función de la relación petrofísica K/phi las litofacies se redujeron a 4 litotipos principales que son:
 - TR1: Arenas glauconíticas masivas con estratificación cruzada (muy buena calidad de reservorio)
 - TR2: Arenas glauconíticas con laminaciones de grano medio a fino (Buena calidad de reservorio).
 - TR3: Areniscas laminadas glauconíticas y/o bioturbadas grano fino a muy fino (regular calidad de reservorio).
 - TR4: Areniscas glauconíticas lodosa bioturbadas, lodos de grano muy fino (mala o nula calidad de reservorio).
- Se obtuvo un nuevo cálculo de Petróleo Original in situ (POES) que muestra una diferencia del 64.5% entre las evaluaciones anteriores (61 MMbbls) y la nueva evaluación (172 MMbbls), principalmente los factores que han afectado este cálculo son la diferencia entre espesor promedio neto (14,30 vs 8.71 ft). En menor proporción la saturación de agua (40% vs 36.90%) y sin duda el de mayor impacto es el volumen total de roca (228K acre-pie vs 580K acre-pie) generado por la nueva interpretación del mapa estructural del tope de la Arenisca T Superior.
- La revisión de la extensión areal a lo largo del campo Cuyabeno-Sansahuari, permitió identificar 4 zonas: zona norte, que cubre el área de Sansahuari, esta área se encuentra predominantemente constituida por facies de barras marinas, con calidades de roca tipo 3-4 (menor acumulador de petróleo) y en menor proporción calidad tipo 1-2 (mejor acumulador de petróleo). La zona centro-norte y centro sur presenta un ambiente de barras marinas y planicies arenosas de marea, en estas áreas también predominan los tipos de roca 3 y 4, y menores intervalos de roca tipo 1-2. La zona sur del campo Cuyabeno-Sansahuari es predominantemente tipo 4 y en menor proporción 3 y 2.

- Con la integración de información anterior y la nueva generada, se ha determinado la ubicación de nuevos pozos infill, con objetivo principal al miembro Arenisca T Superior (por motivos de confidencialidad no se han entregado en este trabajo las coordenadas de fondo de los propuestos).

4.2 RECOMENDACIONES

- Debido a la presencia de glauconita en el reservorio Arenisca T Superior es fundamental en los cálculos petrofísicos considerar un doble indicador para estimar mejor el volumen de arcilla esto es GR y RHOB-NPHI, de igual manera se debe realizar una calibración de la matriz Rhoma de 2.65 gr/cc a Rhoma de 2.68-2.75 para que ajuste mejor la porosidad en presencia de esta arcilla.
- Hacer toma de muestras de agua de formación de T Superior, para realizar análisis fisicoquímico-composicionales y clarificar los valores de salinidades para reducir las incertidumbres en las evaluaciones de R_w .
- Es recomendable realizar análisis de propiedades eléctricas como índice de resistividad (IR) y factor de formación (FF), para estimar mejor los parámetros m y n , esto es fácilmente realizable ya que se disponen de núcleos en buen estado.
- Se puede complementar la interpretación con la definición más detallada de límites de secuencia y cualquier otra superficie de interés estratigráfico, que permitan elaborar un análisis estratigráfico secuencial en cada pozo y su posterior correlación para poder entender la distribución cronoestratigráfica de los paquetes sedimentarios a nivel de yacimientos y sellos.
- Validar los cálculos convencionales de POES realizados en este trabajo, con los modelos dinámicos del campo.

BIBLIOGRAFÍA

- Solesa, M., & Vukov, I. (2012). OMV Petrom Workover Best Practices. Romania.
- Amaefule, J. O., Atunbay, M., Tiab, D., & Kerker, D. G. (1993). Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. Society of Petroleum Engineers.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). En P. R. Baby, La Cuenca Oriente Geología y Petróleo. (págs. 295-298). Quito.
- Barragán, R., Christophoul, F., White, H., Baby, P., Rivadeneira, M., Ramírez, F., & Rodas, J. (2014). Estratigrafía Secuencial del Cretácico de la Cuenca de Oriente del Ecuador. En M. R. Baby, La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo (págs. 55-76). Quito.
- Boggs, S. (2009). Petrology of Sedimentary Rocks. New York: United States of America by Cambridge University Press.
- Gunter, G. W., Spain, D. R., Viro, E. J., Thomas, J. B., Potter, G., & Williams, J. (2014). Winland Pore Throat Prediction Method -A Proper Retrospect: New Examples From Carbonates and Complex Systems. Society of Petrophysicists and well Log Analysts.
- Gunter, W. V. (2013). En Applying Petrophysical Types for Formation and Reservoir Characterization. (pág. 1).
- Hamada, G. M., & AL-Award, M. (2001). Log Evaluation of Low - Resistivity Sandstone Reservoirs. SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 15-17 May, , 10.
- Hazboun, N., Morales, O., & Bringe, F. (2015). BLOQUE 7: Desarrollo y Producción en la Nueva Era Petrolera. Quito: ISBN.
- Log interpretation chart. (s.f.). schlumberger Drive, 2009.
- Patchett, J., & Wiley, R. (1993). Modeling The Effects Of Glauconite On Some Openhole Logs From The Lower Senonian In Egypt. OnePetro, 22.
- Petroamazonas EP. (Diciembre 2017). Informe final de reservas del campo Coca-Payamino. Quito-Ecuador: bloque 7.
- Petroecuador EP. (Abril 2011). Plan de desarrollo Cuyabeno Sansahuari 2011-2031. Quito-Ecuador: Gerencia de Exploracion y Desarrollo.
- Ramesh, A. (2016). Well Logging Principles, Interpretation and Applications. En A. Ramesh, Well Logging Principles, Interpretation and Applications (pág. 65). Andhra Pradesh, India: ONGC Rajahmundry.
- Ron, B., & John, H. (2006). between shallow-marine and terrestrial strata: Examples from the Sunnyside Member of the Cretaceous Blackhawk Formation, Book Cliffs, eastern Utah . AAPG Bulletin, 19.

- Sand Energy. (2019). Caracterización Convencional de reservorios Campo Cuyabeno Sansahuari. Quito-Ecuador.
- Schlumberger. (1972). Interpretación de Perfiles-Fundamentos. New York.
- Tavakoli, V. (2018). Geological Core Analysis Application to Reservoir. Tehran: Springer.