




	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021

MUESTREO DE SUBSUELO, TOMADE REGISTROS DE POZO, Y TOMOGRAFIA COMPUTARIZADA EN LA CUENCA SINU SAN JACINTO CON EL POZO ESTRATIGRAFICO ANH SAN RAFAEL 1.

PROGNOSIS DEL POZO ANH-SAN RAFAEL-1

JULIO 2022.

Versión No	Fecha	Autor	Comentario	Vo.Bo
V1	7/10/2021	SGC	inicial	

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1 OBJETO DEL PROCESO DE SELECCIÓN.

El SGC lleva varios convenios con la ANH, los cuales son desarrollados por las direcciones de Geociencias Básicas, Hidrocarburos, Gestión de Información, Asuntos Nucleares y Laboratorios del SGC en las cuencas Sinú–San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Llanos Orientales, Caguán–Putumayo y cuencas del Caribe para el fortalecimiento del conocimiento; mientras que otros tienen un alcance nacional como el del fortalecimiento de la gestión de la información geocientífica del Banco de Información Petrolera que administra el SGC. Entre ellos está el desarrollo de la cuenca Sinú San Jacinto (Convenio 221016 GSC-ENTERRITORIO).

1.2 ALCANCE DEL OBJETO



Se visualiza realizar la perforación del pozo estratigráfico ANH San Rafael-1 con el fin de obtener información litológica de las unidades del Paleoceno y del Cretácico, determinar el espesor de la formación Cansona, y comprobar la existencia probable de basamento en la zona de Tierralta en la cuenca de Sinú San Jacinto. Se considera un pozo slim hole vertical, donde la profundidad estimada sea de 4000 ft. La locación del pozo se ubica en el municipio de Tierralta, en la vereda San Rafael, a 1000 metros de la entrada del carretable desde la vía Tierralta- Urra.

Las actividades para realizar para la ejecución total de los servicios son:

1. Implementar el PMA y PMS del proyecto, al igual que conseguir la gestión de permisos requeridos para la actividad correspondiente.
2. Aseguramiento del buen estado de la vía que conduce de la vía Tierralta- Urra hasta la locación definitiva del pozo.
3. Perforación de un pozo slim hole estratigráfico hasta 4000 pies, o hasta la recuperación de 3300 ft de núcleos. Esto con el fin de cubrir la mayor parte de la secuencia estratigráfica de la formación Cansona.
4. Recuperación de líquidos y gases, así como datos de presión de las formaciones perforadas.
5. Obtención de información de las formaciones mientras se realiza la perforación y adquisición de datos básicos para curva de aprendizaje para posibles pozos a perforar en el futuro.
6. Adquisición de los registros de pozo (combo básico, nucleares, eléctricos y especiales) para evaluación litológica, como base para la construcción del modelo petrofísico de la cuenca.
7. Realización de una tomografía computarizada a los núcleos extraídos del pozo.
8. Abandono físico y mecánico del Pozo ANH-San Rafael-1 bajo la legislación vigente, y teniendo en cuenta las condiciones fisicoquímicas, mecánicas y de ingeniería de materiales.
9. Recuperación civil y ambiental de la zona intervenida en superficie.

1.3 UBICACIÓN

El punto o coordenada tanto en superficie como en fondo se encuentra ubicado en el Municipio de Tierralta. Departamento de Córdoba, en la región Caribe de Colombia y a 78 kilómetros

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	



de Montería. Ver tabla número 1. El pozo no se encuentra dentro de un área de boque primario, sino en un terreno de explotación agropecuaria, a 3 kms de la cabecera municipal de Tierralta. El terreno se encuentra en promedio en 60 (196 ft) metros por encima del nivel del mar. El área esta cercana a un terreno elevado de las estribaciones del nudo del Paramillo (área la cual si es perteneciente a un parque natural en Colombia). El terreno no fue inundado en la época de invierno del 2011-2012 que fue el máximo de precipitaciones en la historia reciente. El área es zona de influencia de la cuenca del Río Sinú.

POZO TIPO SLIM HOLE SAN RAFAEL	
X	Y
778.322	1.390.492

Tabla No. 1 Coordenadas Geográficas del Pozo



Figura 1. Ubicación de la Locación en la Vereda San Rafael, Municipio de Tierralta.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	

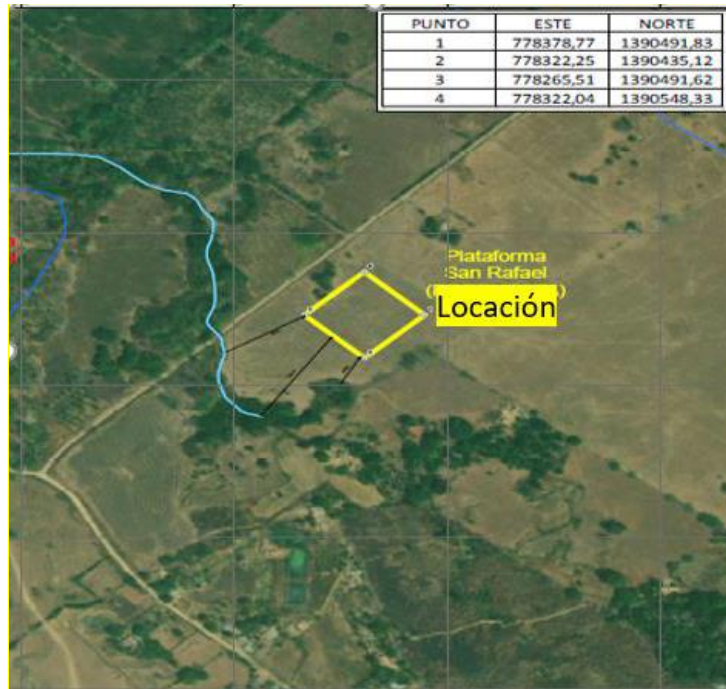


Figura 2. Ubicación de la locación en Tierralta. Longitud -76.092585, Latitud 8.121855

PUNTO	ESTE	NORTE
1	778378,77	1390491,83
2	778322,25	1390435,12
3	778265,51	1390491,62
4	778322,04	1390548,33

Tabla 2. Coordenadas del polígono para la locación pozo ANH-San Rafael-1.

1.4 ANTECEDENTES

Con relación al mapa de Tierras de la ANH del 14/09/2021¹ el proyecto ANH-San Rafael -1 está en el área reservada con el ID:0424, la cual corresponde al Bloque SSJS 7-2. La cuenca ha sido investigada principalmente por pozos estratigráficos y tiene decenas de líneas sísmicas dentro del sector. La cuenca limita con el VIM, Valle inferior del Magdalena y la cuenca Offshore de Sinu San Jacinto.

Áreas Disponibles			
ID	Bloque	Operadora	Estado
0424	SSJS 7-2	Agencia Nacional de Hidrocarburos	Disponible

Tabla 3. Localización del pozo con respecto al Mapa de Tierras de la ANH.

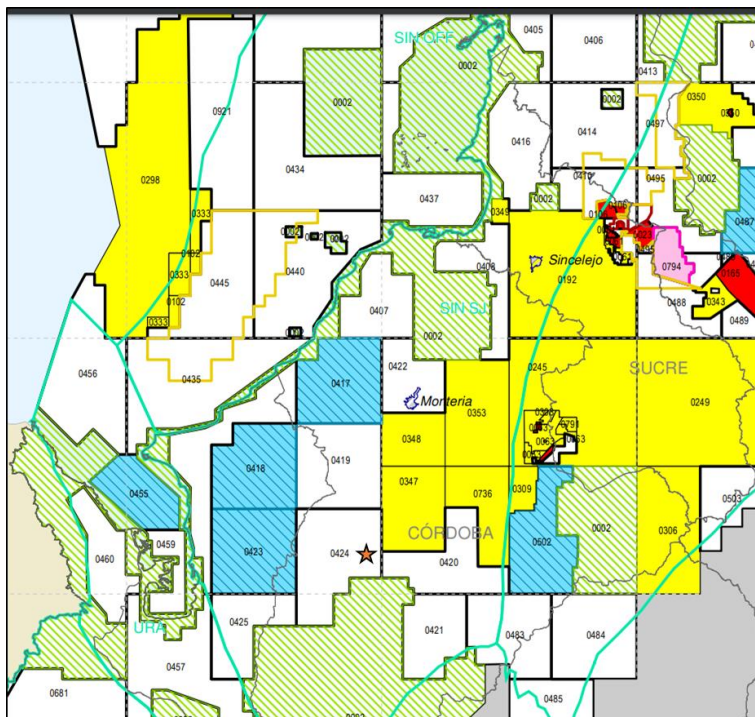




Figura 3. Mapa de Tierras 14/09/2021 de la ANH en la zona de interés del pozo ANH-San Rafael-1.

Las áreas de exploración y explotación cercanas al pozo ANH-San Rafael-1 son:
 El bloque que mayor potencial ha mostrado es el bloque la Esperanza, el cual todavía se encuentra en etapas de delimitación del campo. El valle Inferior del Magdalena junto con la cuenca de Sinu San Jacinto han demostrado un buen potencial para el desarrollo de reservas y recursos contingentes de gas incrementales y adicionales.

ⁱⁱⁱhttps://anh.gov.co/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/mapa-de-tierras/Documentos%20compartidos/2m_tierras_140921.pdf

TABLA 4. AREAS DE PRODUCCIÓN CERCANAS AL POZO ANH-SAN RAFAEL-1				
ID	BLOQUE	AREA EXPLOTACIÓN	COMPAÑÍA	CUENCA
0063	ESPERANZA	ARIANNA	CANACOL	VIM
0063	ESPERANZA	KATANA	CANACOL	VIM
0063	ESPERANZA	CAÑAFLECHA	CANACOL	VIM
0063	ESPERANZA	NELSON	CANACOL	VIM
0023	MAGANGUE		SOLANA	VIM
0106	SAMAN	BONGA	HOCOL	VIM
0106	SAMAN	MAMEY	HOCOL	VIM
0061	LA CRECIENTE	LA CRECIENTE A	FRONTERA	VIM
0061	LA CRECIENTE	LA CRECIENTE D	FRONTERA	VIM
0791	CICUCO BOQUETE	CICUCO BOQUETE	ECOPETROL	VIM

Tabla 4. Areas de producción cercanas al pozo ANH-San Rafael-1.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021

1.5 POZOS PERFORADOS EN BLOQUES O AREAS ADYACENTES.

Los pozos más cercanos que fueron perforados por la ANH están en la tabla 5. Estos pozos fueron perforados desde el 2012 al 2015, por lo que no se tienen datos recientes del comportamiento de los pozos con equipos de perforación más modernos dentro de la cuenca.

Los pozos relacionados son pozos slim hole estratigráficos, excepto el Tierralta 2XP, el cual es un pozo convencional de 8500 pies aproximadamente de profundidad.

Los pozos están asociados a una muestra de roca, pero solo el Tierralta 2XP, esta relacionado con la zona de interés del pozo.

Los pozos exitosos en la recuperación de la muestra fueron perforados con equipos multipropósito. Los equipos multipropósito son equipos híbridos entre los equipos convencionales de minería y los equipos petroleros. El diseño del equipo minero asegura una dirección fija, porque el taladro dispone de un área de contacto mayor de las partes móviles del top drive. Los equipos multipropósito en promedio tienen una profundidad máxima de perforación de 2000 metros.

Adicional perfora más por rotación y grinding que por impacto, hidráulica y torque. Un equipo petrolero tiende a manejar fuerzas de impacto y torque lo que provoca una disgregación mecánica del núcleo. El equipo minero al hacer una perforación basada en rotación implica mas gasto de la broca, pero las fuerzas de torque, hidráulica y peso de la sarta son inferiores.

En un pozo slim hole, los espacios anulares o clearance son limitados, lo que significa que los ripios de perforación no pueden ser de gran tamaño, por lo que una perforación basada en grinding (el grinding es una técnica que provoca que los ripios sean muy finos, como harina de roca).

Este grinding permite que los diámetros del hueco sean menores y que la interacción con la formación productora sea mínima, porque el grano molido de roca forma una pasta que recubre la formación y minimiza la interacción roca fluido.



	Dirección Geociencias Básicas		
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)		

Tabla 5. Pozos Slim Hole Perforados en la cuenca Sinu San Jacinto cercanos al pozo SH									
Nombre del pozo/ contingencia/ Municipio	Pies/formación	Recuperados/Hcs H2S	Fecha	Duración	Costo	Equipo	Registro	Tomografía	Contratistas
ANH-SSJ-LAS LAURAS-1X. MUNICIPIO PLANETA RICA	2310. Intrusión Ignea	2172. H2S	23/11/2015	74 días		Multiproposito VD6000	Si	Si	Union Temporal Exploraciones Petroleras
ANH-SSJ-2 LA FLORIDA. CON CONTINGENCIA DE REVESTIMIENTO ADICIONAL. MUNICIPIO TIERRALTA	2160. Formación San Cayetano	2150,97. Petroleo y Gas	28/11/2012	26 días		Multiproposito Long year 44	Si	Ns/Nr	Union Temporal Slim Hole Montería
ANH-SSJ-04A. Maracayo. Presento Colapso y reinicio de perforación MUNICIPIO TIERRALTA	2269,89. Formación San Cayetano	2201.	15/10/2012	118 días		Multiproposito A5 Zenix/ Longyear 44	Si	Ns/Nr	Union Temporal Slim Hole Montería
ANH-SSJ-8A CAMELO. Cambio de dos taladros. MUNICIPIO TIERRALTA	2160. Toluvejo San Cayetano	2154. Hcs y H2S	20/11/2012	124 días		Multiproposito Sprague 142/ A5 Zenix / Longyear 44	Si	Ns/Nr	Union Temporal Slim Hole Montería
ANH-SSJ-10 LA CEIBA. Cambio de 1 taladro . MUNICIPIO TIERRALTA	2050. Toluvejo San Cayetano	2047.	9/10/2012	51 días		Multiproposito Franz 350 / Longyear 44	Si	Ns/Nr	Union Temporal Slim Hole Montería
TIERRALTA 2XP. IRRUPCIÓN DE GAS Y PETROLEO, DERRUMBES. ADMINISTRACIÓN DEL POZO. MUNICIPIO TIERRALTA	8711. Formación Cansona	1554. Gases, Hidrocarburos H2S.	4/10/2013	101 días		RIG SAI 1500.	Si	Si	THX-Energy-Colombia
ANH-SSJ-LA ESTRELLA-1X. Pescado en Fondo. MUNICIPIO PLANETA RICA	2190. Cienaga de Oro. San Cayetano.	2168,1 Gases Agrios H2S.	11/11/2015	81 días		Multiproposito VD6000	Si	Si	Union Temporal Exploraciones Petroleras



Tabla 5. Información relacionada con los pozos Slim hole y convencionales vecinos al pozo ANH-San Rafael-1.

1.6 CAMPOS CERCANOS

Los campos cercanos al pozo son campos principalmente de gas. El campo más antiguo es el campo Cicuco Boquete que actualmente ya está cerrado. Los campos más recientes son los pertenecientes a Bloque la Esperanza y aun no se conoce su verdadero potencial como reservorio.

El resumen de los datos relevantes está en la tabla 6. En la definición oficial de la cuenca del VIM y de SSJ se consideran como cuencas separadas por la falla el Romeral, por lo que se consideraría que los campos pertenecen a otra cuenca. Por otro lado, también está el escenario que ambas cuencas son parte de una sola, por lo que la información de la presencia de gases en cantidades comerciales es relevante para la ejecución de la actividad. (Tomado de los reportes de estado de las empresas operadoras de cada bloque).

Desde el punto de vista del tipo de fluido son yacimientos de gas seco y gas húmedo.


	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021

Información Relevante de los contratos de producción cercanos	
Bloque	Condiciones del campo mas recientes.
ESPERANZA 0063	En enero 8 de 2019, la Compañía anunció que el pozo de desarrollo Nelson 13, encontró 104 pies de verdadera profundidad vertical de zona productiva neta de gas en el depósito poco profundo de arenisca de Porquero y 162 ft de verdadera profundidad vertical de zona productiva neta de gas en el depósito de arenisca más profundo de Ciénaga de Oro. Pozo Nelson 7 encontró 56 ft en Porquero y 165 ft en Cienaga de Oro. Nelson 14 tiene 302 pies de arenisca en Cienaga de Oro.
PRODUCCION TOTAL ESPERANZA	Produccion del campo a 12/2019: 14,263 BOE. 85 MMscfd
MAGANGUE 0023	Solana compró el campo Guepaje en el año 2002, pero el campo no produce gas desde 1997.
PRODUCCION TOTAL MAGANGUE	CAMPO INACTIVO
SAMAN 0106	Campo descubierto en el 2012, sigue en etapa de desarrollo.
PRODUCCION TOTAL SAMAN	Produccion del campo Bonga: 4,875 MBTUD 5,41 Millones de scfd Produccion del campo Mamey 28,611 MBTUD. 31 Millones de scfd
LA CRECIENTE 0061	
PRODUCCION TOTAL LA CRECIENTE	Produccion de 8,8 Millones de scfd año 2020.
CICUCO BOQUETE 0791	Campo cerrado desde el año 2009

Tabla 6. Información relacionada con los campos vecinos al pozo ANH-San Rafael-1.

En los pozos estratigráficos perforados, la presencia de gas ha sido una constante dentro de la perforación de pozos estratigráficos en el área en la siguiente tabla se muestra esa condición. Se ha encontrado presencia de gas a profundidades tan someras como 160 metros (Tomado de la presentación de la ANH de pozos estratigráficos 2009). Esta presencia de gases en intervalos tan someros implica que las estrategias de control de pozo deben iniciarse desde el inicio de la perforación y asimismo el monitoreo de gases dentro de la perforación.

Los yacimientos en general son de areniscas y algunos intervalos de calizas y se consideran yacimientos convencionales. Lo que se observa es que los yacimientos presentan fuertes variaciones en espesor y posiblemente la continuidad de los yacimientos es limitada. El problema con los campos de gas en la cuenca es que algunos campos como la Creciente, presentan una fuerte geo presión, lo que implica que calcular un volumen Original gas in place (Tomado de gas reservoir engineering de John Lee y Robert Wattenberger), es complicado porque el declive en la presión no solo obedece a la reducción de masa del reservorio, sino a la reducción de la porosidad en el medio del reservorio, esto clasifica algunos reservorios como tight gas(Tomado de Characterization of Tight Reservoir), WJ Lee y CW Hopkins). Este tipo de yacimientos para delimitar su extensión requiere tanto un buen modelo estructural como un control del yacimiento por medio de pozos.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	

El otro inconveniente es el tema petrofísico. Debido a que el aporte de sedimentos proviene de cordilleras como la central y occidental, esto implica que hay un aporte muy fuerte de sedimentos de plagioclasas, ortoclasas y otros tipos de roca que, por su calidad mineralógica, generan una alta cantidad de radioactividad incluso en arenas relativamente limpias. La toma de núcleos es fundamental en la resolución del modelo petrofísico en la cuenca, en la identificación de yacimientos clásticos y de origen bioquímico.

Otro inconveniente en el modelo petrofísico es la abundancia de minerales conductivos como la pirita (Tomado del FEL del pozo Tierralta 2XP), lo que representa que la respuesta de resistividad del crudo y del gas se vería muy inhibido, lo que implica que se requieren métodos adicionales de interpretación de intervalos productores, tales como el registro de gases en el pozo, y un análisis petrofísico basado en análisis básicos y especiales de la roca recuperada de los núcleos.

Debido a las características complejas de la mineralogía de la cuenca, la información de núcleos es crítica y son estrictamente necesarios para la reconstrucción del modelo petrofísico en cuanto a la distinción de sello, reservorio y roca generadora.

Otro hallazgo relacionado con el modelo petrofísico es que se han visto pozos con excesivo wash out (Tomado del Caliper de varios pozos del área en especial del Tierralta 2XP), lo que provoca una inhibición severa de la respuesta del GR con la distancia. La medida de la radioactividad declina con el cuadrado de la distancia lo que implica que un hueco de 1 diámetro normal recibe una señal y la misma señal se reduce en $\frac{1}{4}$ con el doble de diámetro. Un GR de 150 para una arcilla se reduce a un valor de 37.5 lo que cae en un valor de una arena bastante limpia. Se requiere una normalización del Gamma Ray en función del tamaño del washout.

Este rasgo de geo presiones en la cuenca implica que el diseño del lodo de perforación debe ser distinto que en campos de presión normal. Se habla de gradientes de geo presión por encima de 1,2 psi/ft.

Las formaciones de reservorio se identifican como areniscas y en algunos casos de turbiditas, que muestran una fuerte reducción en las propiedades de flujo si existe una fuerte reducción en la presión del yacimiento.

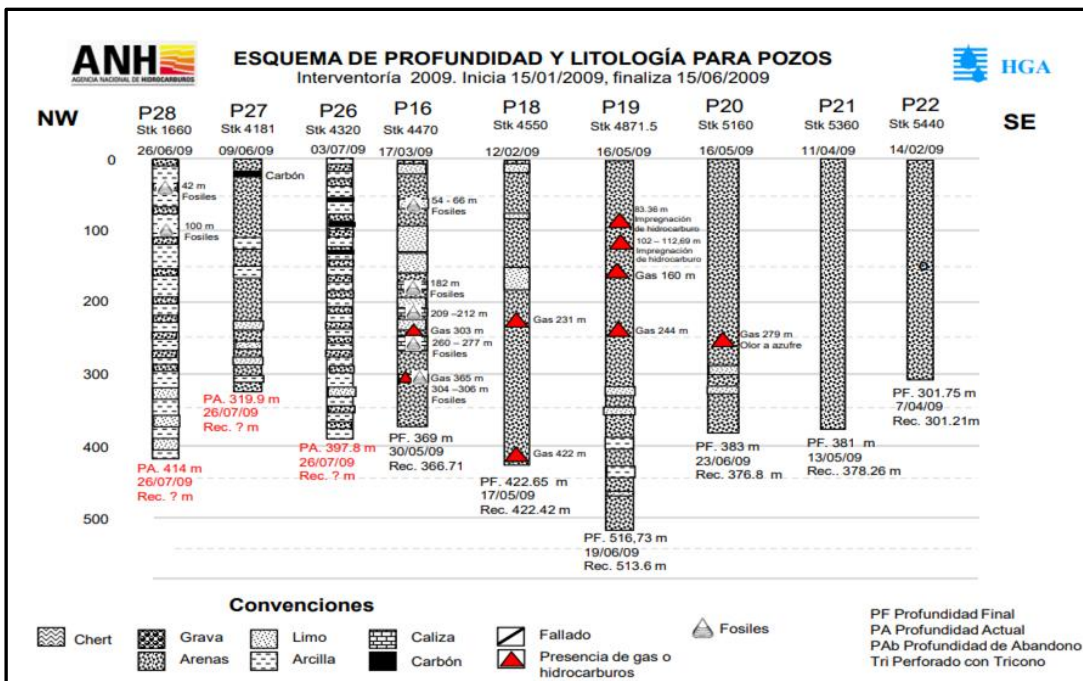



Figura 4. Esquema de profundidad y litología de pozos someros ANH-2009.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	

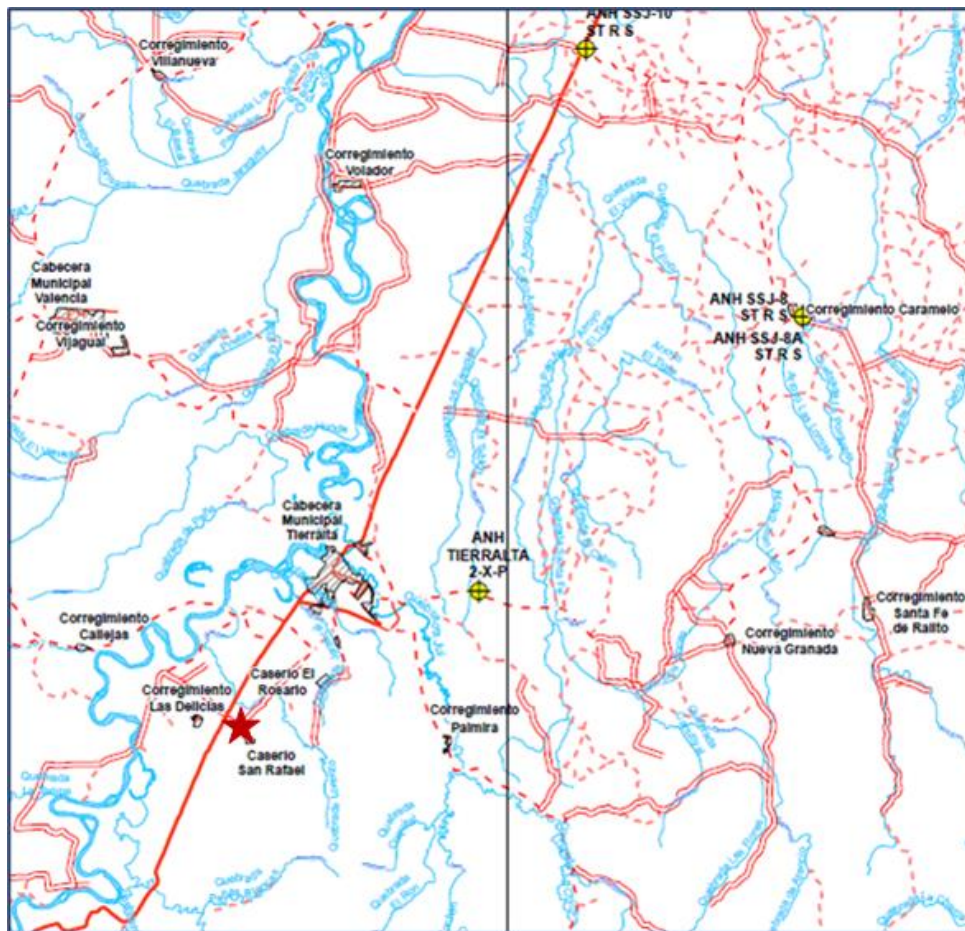


Figura 5. Pozos cercanos estratigráficos y convencionales al pozo ANH-San Rafael-1.



Proyección del Tipo de fluido a encontrar en el pozo ANH-San Rafael-1

1.6.1. Condiciones Termodinámicas y de flujo de un gas condensado como fluido dentro de la roca generadora.

En esta parte se describen los escenarios posibles del comportamiento termodinámico en la roca generadora. En la figura 6 se describe un diagrama de fases donde las variables del eje Y corresponde a presión y el eje X corresponde a temperatura. Se asumió un fluido en la roca generadora como un fluido cercano al punto crítico, el cual tiene una gravedad API de 41°, el cual es el máximo valor de gravedad API, dentro de los estudios geoquímicos de la cuenca. Esto es bajo el supuesto que la roca generadora contiene el fluido líquido más liviano y el crudo en su ascenso a las rocas almacenadoras empiece a aumentar su densidad por pérdida de componentes intermedios y livianos.

Se considera que el fluido tenga una viscosidad mínima de 0.03 centipoises y una máxima de 0.52 cp como líquido proveniente de gas condensado. Líquidos más viscosos se producirían de litologías areniscas o litologías de alto grado de fracturamiento.

La condición 1 es lógicamente la condición donde el fluido producido es muy rico y es la condición donde la roca estaría si por la deformación no fuera a la superficie. Si la roca es mucho más somera

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021

y fría que las condiciones originales que la formaron, el fluido pasa a ser aceite volátil donde la relación de gas- aceite es menor y la producción de líquidos sea mayor y la mayor parte de la saturación de líquido sea la predominante en el medio poroso. En este caso si el fluido está dentro de poros muy pequeños, la fase líquida sería inmóvil y solo produciría una fase gaseosa, que generalmente sería más pobre en componentes intermedios.

En la condición 2, el gas presentaría un contenido mucho menor de líquidos, tanto por la limitación del flujo en diámetros de garganta de poros de decenas a cientos de nanómetros, como por el mismo comportamiento termodinámico.

Existe una excepción a la regla y consiste en que la roca tenga un altísimo predominio de poros de menor de 1,5 nanómetros ($1 \cdot 10^{-9}$ mts) y el comportamiento de punto de rocío sea inexistente por la condición de equilibrio cuántico de las moléculas. Grupos de moléculas de gas de unidades o decenas de moléculas, no poseen propiedades macroscópicas, por lo que no presenta cambio de fases. Paradójicamente un reservorio de shale gas y oil no convencional tiene mayor capacidad de producción de líquidos que el mismo reservorio en forma convencional. (Tomado de curso de yacimientos no convencionales, Universidad de los Andes, Bogotá, Julio 2017 Instructor Deepak Devegowda).

La recuperación de líquidos de formaciones de shale gas y Oil, es posible para la cuenca y su composición es clave para la definición del tipo de kerógeno y del valor económico por pie cúbico para modelos de recursos contingentes.

Se recomienda recuperar muestras de líquido de los núcleos recuperados y preservarlos en viales o botellas de presión si es posible.

Es posible recuperar fluido análogo al fluido original durante la operación de recuperación de los núcleos. La muestra necesaria para la corrida de una cromatografía de gases para una muestra líquida es de pocos mililitros, asimismo la muestra puede separarse de fluidos no deseados como agua y material pétreo por procedimientos de decantación y centrifugación, así como el uso de rompedores de emulsión y demás técnicas.

Un gas condensado de bajo rendimiento daría como fluido producido del pozo si la posición estructural fuera más alta.

Esto implica que en la recuperación del núcleo se requiere hacer una recuperación de la muestra, sea por medio de una extracción Soxhlet o un método adicional.

Dentro de la interpretación de las pruebas y el análisis cromatográfico durante la perforación del pozo, se considera que el volumen producido de líquido será muy inferior al contenido real de líquido contenido dentro del medio poroso, tanto para formaciones con propiedades de flujo, como para formaciones con propiedades con mucha menor permeabilidad.

En caso de encontrar zonas más pobres en componentes líquidos que en relación al pozo Tierralta 2XP, podría pensarse que el estrato desarrolla un gradiente composicional y por lo tanto, implica mejores propiedades de permeabilidad que la esperada para lodolita calcárea.

La hipótesis de encontrar fluidos cercanos al punto crítico se basa en el análisis de gases del pozo Tierralta 2XP, que presenta muy alto contenido de componentes como etano, propano, butano y pentano, que son muy comunes en yacimientos de gases condensados. En la tabla 7 se muestra un pronóstico de composiciones del gas a encontrar en la zona generadora:

Composición Predicha para Gas condensado de Baja Merma		
Componente	Maximo %	Minimo %
Metano	80	61
Etano	9	6
Propano	7	3
Butanos	5	2
Pentanos	4	2
Hexanos	4	2
Heptanos Plus	10	5
Peso Molecular Maximo		48
Peso Molecular Minimo		35

Tabla 7. Composiciones predichas para el gas condensado en la roca generadora.

Los parámetros muestran fluidos de mas o menos contenido parafínico, pero sin formar solidos con una gravedad API de las muestras geoquímicas de entre 12.69 y 43.17°API. (Tomado de Organic geochemical insights from oil seeps, tars, rocks and mud volcanoes on the petroleum systems of the Sinu San Jacinto Basin, Northwestern Colombia. JE Cortes, R Aguilera, O Wilches, JF Osorno, SI Cortes.12 junio 2018, Journal of South America Earth Sciences).

El diagrama de fases se baso en una mezcla de liquido y gas en condición critica en las condiciones de 3700 psia, producción de líquido de 0.05 cp de viscosidad y una temperatura de 220°F. para saber las condiciones de temperatura el registro debe tomarse con tiempos extendidos, debido a la baja conductividad térmica del gas hidrocarburo. Se tomo el liquido mas ligero debido a que los procesos de biodegradación del crudo tienden primero a despojarlo de los componentes más livianos y también los n-alcanos. La información de muestras de crudo y gas en la cuenca es abundante por ser la región con la mayor presencia de manaderos de gas y liquido en Colombia.

La condición critica del gas condensado se supone por ser el fluido más complejo que podría encontrarse en este tipo de cuencas. Un fluido de aceite volátil o gas húmedo seria de más fácil manejo para la toma de muestras.

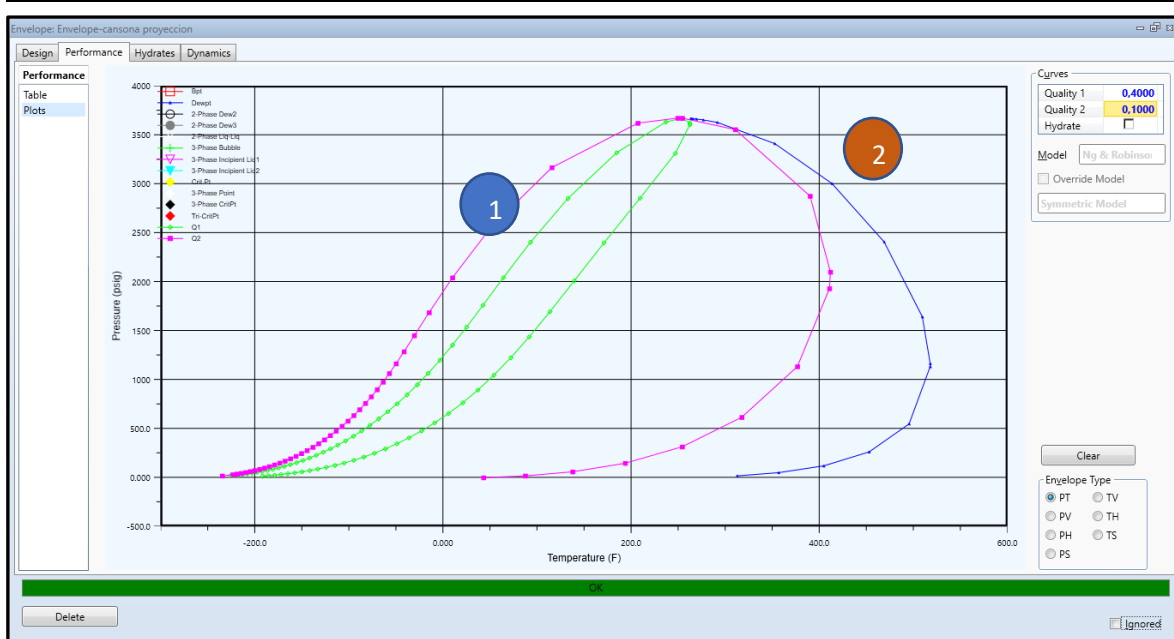


Figura 6. Diagrama de fases de un gas condensado con liquido de 42° API y presión de rocío de 3700 psia como condición de presión saturada a 220°F. el fluido se comporta como aceite volátil con temperaturas más bajas.



Para propósitos de predicción de propiedades de flujo para la roca a encontrar en el pozo San Rafael se tiene esta tabla supuesta para la columna estratigráfica. (Tomado de A permeability and porosity relationship for mudstones, Yunlai Yang, Andrew Aplin, Marine and petroleum Geology, 8/07/2009).

Para una lodolita de bajo contenido de carbonato de calcio, se asume que la permeabilidad de la roca es el valor mas bajo. Por el contrario, en la medida que el contenido de carbonato de calcio, o de magnesio sube en el contenido de la roca, esta tiende a ser mas frágil, y se fracturará.

Otro aspecto es que la lodolita tenga una fuerte laminación, donde esta actuaría como un multiplicador de la permeabilidad efectiva, dando como resultado zonas que tienen capacidad de aporte de gas sostenido en el tiempo. En el escenario de una fuerte laminación, la permeabilidad sería suficiente para generar un flujo importante de gas hacia el pozo.

Para la porosidad, se asume que haya porosidad vugular en las fracturas, pero en el caso de un ascenso de altitud de la capa de roca y la expansión de fluidos, se puede considerar una porosidad efectiva de la roca. Se asume que un valor de permeabilidad de 0.01 md es considerado un valor que una formación puede aportar fluidos en especial gas. Este ejercicio muestra que el pozo al somerizarse tiene mas capacidad de aporte de fluidos en especial gas. Este ejercicio muestra que el pozo al somerizarse tiene mas capacidad de aporte de fluidos en especial gas. Este ejercicio muestra que el pozo al somerizarse tiene mas capacidad de aporte de fluidos en especial gas.

Tipo de Roca	Propiedad	Rango Menor	Rango Superior (Roca Fracturada o Expandida)
Lodolita	Permeabilidad	0.000001	0.0001
Lodolita Calcárea	Permeabilidad	0.001	0.001
Limolita	Permeabilidad	0.001	0.1
Caliza	Permeabilidad Matriz	0.01	1-10 md
Caliza	Permeabilidad fractura	1	10-1000

	Dirección Geociencias Básicas		
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)		Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021

Intrusión Ignea	Permeabilidad Matriz	0.001	1
Intrusión Ignea	Permeabilidad fractura	0.001	100-1000 md
Arenisca	Permeabilidad	1	250

Tabla 8. Propiedades asumidas de permeabilidad para control de pozo.

Tipo de Roca	Propiedad	Rango Menor	Rango Superior
Lodolita	Porosidad	0.15	0.5
Lodolita Calcárea	Porosidad	0.07	0.25
Limolita	Porosidad	0.05	0.17
Caliza	Porosidad Matriz	0.03	0.18
Caliza	Porosidad fractura	0.21	0.8
Intrusión Ignea	Porosidad Matriz	0.05	0.12
Intrusión Ignea	Porosidad Fractura	0.25	0.8
Arenisca	Porosidad	0.08	0.35

Tabla 9. Propiedades asumidas de porosidad para control de pozo.

2. Marco Geológico. (Tomado de la compilación de la cuenca Sinu- San Jacinto, SGC, Diciembre del 2014. Autores: Edinson Lozano, Nadezhda Zamora).

El marco geológico presentado en este documento no es el definitivo y precisamente el objeto de la perforación del pozo, es consolidar la información de la cuenca, en especial en lo relacionado al cretácico y el basamento.

La cuenca se encuentra en el extremo noroccidental de Suramérica, sobre el noroeste de Colombia, en una zona muy compleja geológicamente porque existe una serie de influencias que han dado forma a la cuenca a lo largo de millones de años:

- Esta primariamente influenciada por el Mar Caribe.
- Hasta un periodo muy reciente de tiempo, también estaba influenciado por el Océano Pacifico.
- La placa suramericana, (Bloque Andino).
- La placa de Nazca.
- El bloque Chocó.
- El Istmo de Panamá y la zona terrestre de Centro América.

En la figura 7 se muestra la localización de la cuenca.

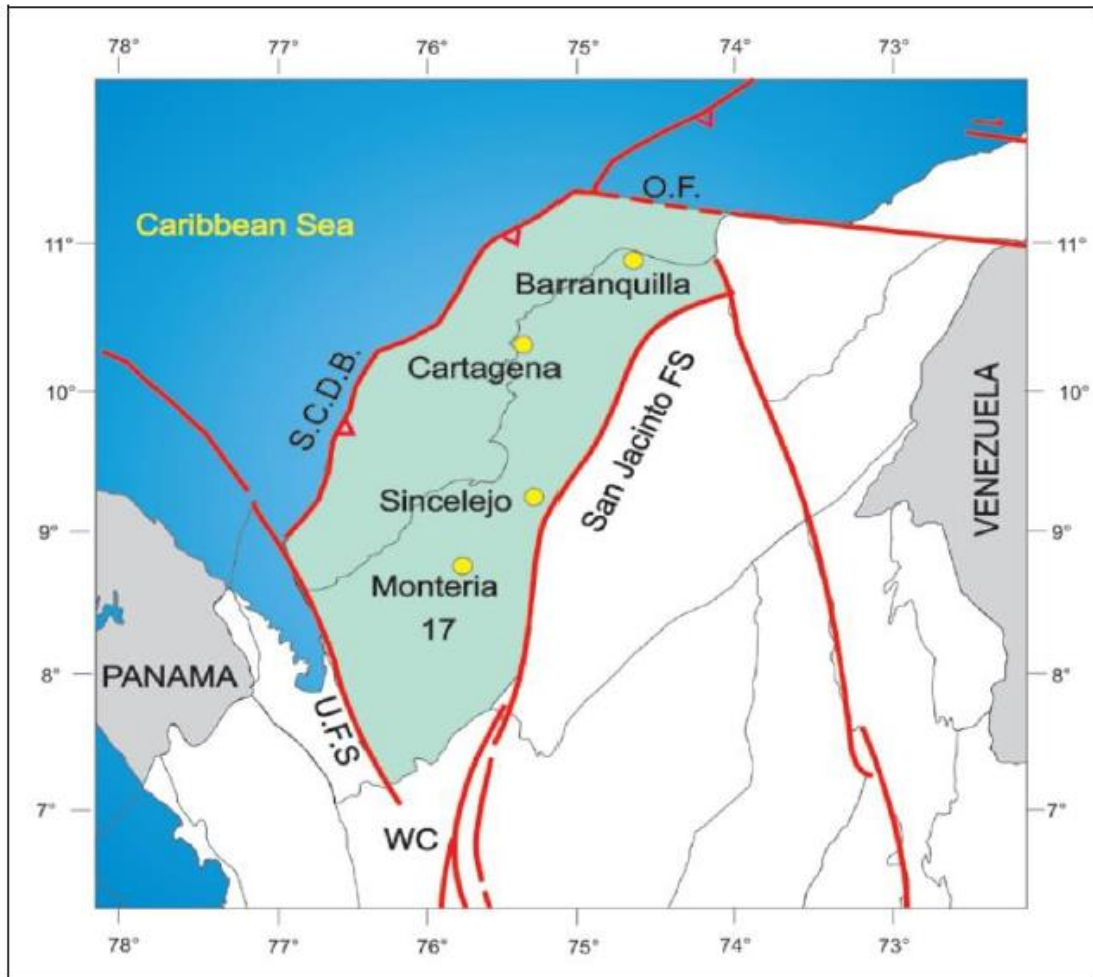


Figura 7. Localización de la cuenca Sinu San Jacinto. (Tomado de Informe preliminar de áreas de interés regional para encontrar yacimientos de hidrocarburos no convencionales en la cuenca Sinu San Jacinto. SGC. Autores: Wilson Quintero Camacho, Bogotá enero del 2016).

2.1 Marco Estratigráfico.

En el área de CPSJ (Cinturón plegado San Jacinto) se encuentra el primer pozo petrolero del país (Perdices-1 en el departamento de Bolívar en 1906, 22 años antes del Campo La Cira Infantas, que se considera como el primer campo gigante a ser explotado. Actualmente, no hay un concepto definitivo de la estratigrafía de la cuenca, y lo aquí se consigna son las unidades mejor descritas. En la figura numero 8 se presenta la columna estratigráfica de la cuenca:

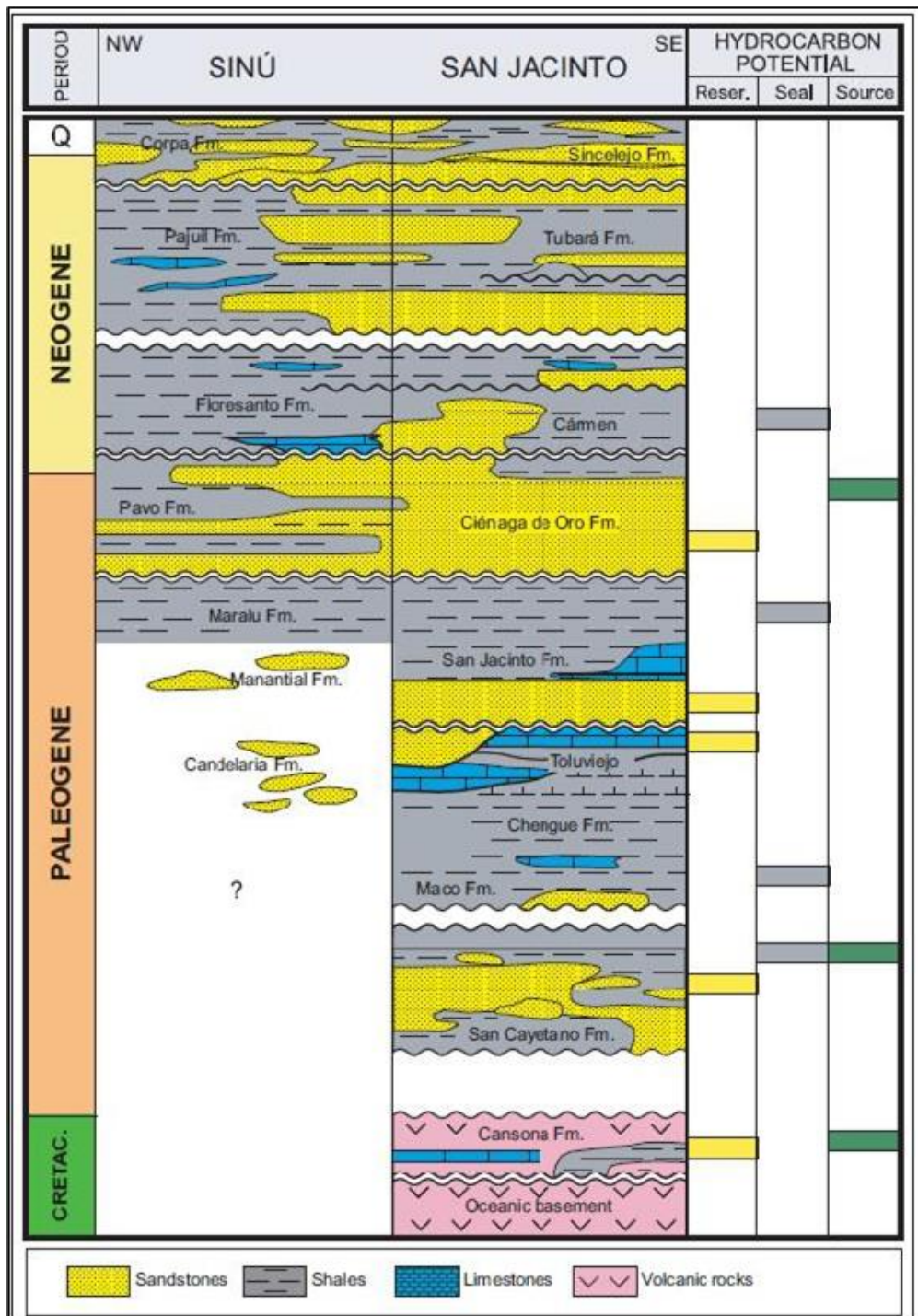




Figura 8. Columna Estratigráfica de la cuenca Sinu San Jacinto. Tomado de Colombian Sedimentary Basins, Nomenclature, Boundaries and petroleum geology, a new proposal. Bogotá, ANH, 2007. Autores: Barrero, D, Vargas y Martínez.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	

2.1.1 Cretácico Tardío.

Formación Cansona. Es la unidad más vieja y comprende depósitos marinos y deltaicos, relativamente someros, acumulados discordantemente sobre el basamento. Su espesor puede alcanzar los 400 m (Alfonso et al., 2009), y se sugiere que se pudo haber depositado en el Santoniano-Maastrictiano. Guzmán, Clavijo, & Barrera, 1994; sugieren ambiente pelágico; GEOTEC (1997) sugiere un ambiente marino abierto incluyendo posiblemente un medio nerítico a ambiente batial. (Alfonso et al., 2009) interpretan esta formación en fluctuaciones de baja energía y fondos marinos poco profundos (de 20 a 100 m). Juliao, Carvalho, Torres, Plata, & Parra, 2011; dicen que estas rocas fueron depositadas en plataforma subóxica a anóxica, hasta ascender a ambientes proximales marinos someras.

Sumado a la presencia de intrusiones ígneas en la roca, esto implica un ambiente muy activo tanto en la actividad bacteriana como en aportes de nutrientes. Esto implica que la formación es de alto espesor tal como muestra el pozo Tierralta 2XP, como consecuencia de un ambiente muy rico en vida bacteriana sulfato reductora. Es de notar que esta formación como objetivo del pozo, tiene indicios de presencia tanto de H₂S como de hidrocarburos ligeros como intermedios, lo que se ha evidenciado en el pozo Tierralta 2XP. (Tomado del informe final de perforación, Pozo Tierralta 2XP)

En la figura 9 el ambiente anoxico puede estar precedido por los eventos volcánicos de muy larga duración. El flujo de gases pudo consumir previamente el oxígeno y generar un ambiente propicio, incluso si el agua no haya presentado una condición de reposo.

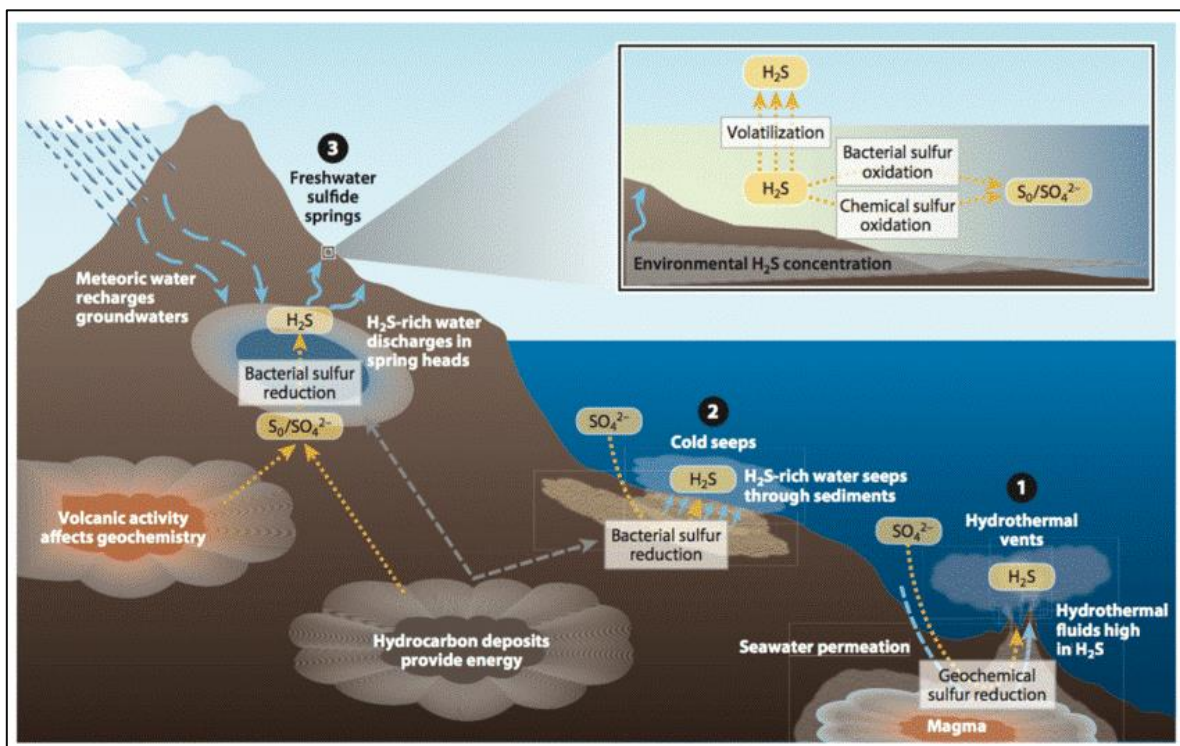




Figura 9. Ambiente deposicional de la formación Cansona. Presencia de intrusiones ígneas y aporte de materiales que consumen el oxígeno incluso a bajas profundidades. Tomado de Evolutionary Ecology of Animals Inhabiting hydrogen sulfide rich environments. Michel Tobler, Courtney Passow. Annual review of ecological evolution 2016.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	

2.1.2. Paleoceno Medio a Tardío y Eoceno Temprano.

Formación San Cayetano. Acorde a Alfonso et al., 2009; se describe como un conjunto de camas gruesas a muy gruesas de guijarros y clastos soportados en conglomerados. Guzmán, Londoño, & Serrano, 2004; postulan un origen turbidítico para esta formación en un ambiente de abanico proximal medio a interior. La formación corresponde a una edad de entre el paleoceno medio a tardío.

Formación Arroyo Seco. Compuesta de depósitos agradacionales de abanicos de delta (Bermúdez & Hincapié, 2008). Para Guzmán et al., 1994, la formación corresponde a secuencias grano decrecientes de litoarenitas arcósicas, de conglomerados a grado fino, pobremente seleccionados. Alfonso et al., 2009, dice que esta formación correlaciona con la Formación San Cayetano en el área de Chalán, y que muestra evidencia de turbiditas asociadas a deltas en sistemas relativamente someros.

2.1.3 Eoceno Medio.

Formación Maco. Para Guzmán et al., 1994, en la base hay una secuencia de grano medio a litoarenitas arcósicas conglomeráticas, con algunos fragmentos de calizas y rocas ígneas; su ambiente es de depósitos de delta de abanico.

Formación Chenge. De edad Eoceno Medio, consiste en una serie de calizas de algas bioesparíticas y lutitas calcáreas (margas) con laminación plano-paralela y contenido de microfauna; su ambiente es conductivo marino superficial (Guzmán et al., 1994).



2.1.4 Eoceno Tardío- Oligoceno-Mioceno Temprano.

Como se puede observar en la Figura 10 (Estratigrafía), hasta aquí, las rocas descritas hacen parte del Cinturón San Jacinto; para el Sinú estas unidades no se han reportado porque los pozos no han alcanzado dichos sedimentos (Aguilera, 2011).

Especialmente la formación Maralú (Eoceno Tardío) se ubica al Sur de la cuenca; las formaciones San Jacinto (Eoceno tardío-oligoceno temprano), Arjona y el Carmen (oligoceno temprano a Mioceno Temprano) se ubican al norte de la cuenca; y las formaciones Tolú-viejo (Oligoceno Temprano), Ciénaga de Oro y El Floral (Oligoceno Tardío), se ubican en la parte central de la cuenca (Aguilera, 2011).

Formación Maralú. Consiste en una serie de margas blancas a cremas intercalas con lutitas carbonáceas grisáceas, depositada en ambientes someros y calmados (Guzmán et al., 1994), con presencia local de depósitos volcánicos (GEOTEC, 1997).

Formación San Jacinto. Guzmán et al., 2004, definió esta formación como un conglomerado basal en el área de Chalán, con calizas micríticas lenticulares, sin macrofósiles, dispuestas en capas plano paralelas medias y gruesas. En el área de Carmen de Bolívar-San Juan Nepomuceno, Duarte

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021

Lenaertss, 1998; dice que los sedimentos corresponden a depósitos de deltas de abanico proximal, donde la secuencia muestra variaciones de facies causadas por la evolución tectónica del área.

Formación Arjona. Guzmán et al., 2004, sugiere para esta unidad flujos gravitacionales, en un ambiente marino somero a deltaico, con canales rellenos de material clástico, alta bioturbación, intercalaciones de sedimentos arcillosos y limosos con materia orgánica y restos vegetales.

Formación el Carmen. Para Guzmán et al., 2004; esta unidad consiste en lodolitas grises medio perturbadas, con abundancia de foraminíferos plantónicos y venas de yeso y sulfuros. Para Clavijo & Barrera, 1999 y Duque-Caro, Guzmán, & Hernández, 1996; la sedimentación de esta unidad es de tipo marginal interna, con microfauna de zona batial con menos de 900 m de profundidad.

Formación Tolú-Viejo. Su parte inferior está compuesta por calizas en camas gruesas e irregulares, en la parte media y superior predominan capas de conchas equinodermas; esta formación no excede profundidades de 30 m, en ambientes de barreras, playas y barras (Alfonso et al., 2009).

Formación Ciénaga de Oro. Unidad arenosa, donde se alterna de grano fino a areniscas conglomeráticas, limolitas intensamente bioperturbadas, lutitas ligeramente calcáreas, lutitas carbonáceas y carbón, en un ambiente transicional (Dueñas Jiménez, 1986).

Formación El Floral. Para Alfonso et al., 2009, esta unidad en el sector de Chalan está compuesta de capas de espesor medio e irregular, con laminación ondulada, y disminución de las capas de areniscas a medida que se avanza en la sucesión. Se ha interpretado esta formación en un ambiente marino somero en profundidades de agua de 100 y 200 m.



2.1.5 Mioceno Medio.

Formación Pavo. Para Guzmán et al., 2004; La formación Pavo inferior, consiste en camas gruesas de areniscas líticas (conglomerados de guijarros y restos vegetales), intercaladas con camas delgadas a medias de lutitas; mientras que la Pavo Superior para GEOTEC, 1997, consiste en lutitas con niveles arenosos, con restos de plantas y madrigueras.

Formación Floresanto: Consiste en areniscas de grano grueso y medio a la base, y disminuye hacia el tope donde hay delgadas camas de lutitas intercaladas con limolitas (Aguilera, 2011). Según GEOTEC, 1997 los reportes de restos de plantas, carbón, conchas y bivalvos en esta unidad, corresponden a un ambiente marino.

Formación Porqueña. Según Dueñas Jiménez & Duque-Caro, 1981, esta formación del Cinturón Plegado de San Jacinto, compuesto de material calcáreo, con ambiente deposicional posiblemente marino entre 200 y 600 m de profundidad.

Formación Rancho: Para Duque-Caro et al., 1996, esta unidad es un depósito de abanico con predominancia de arenas y lodos transportados sobre el borde exterior de la plataforma y canalizado en la desembocadura de un cañón submarino.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	

Formación Jesús del Monte. Según Duque-Caro et al., 1996; esta unidad se caracteriza por somerización de su parte superior. Duque-Caro, 1972, 1980 y Petters & Sarmiento, 1956; dicen que esta unidad marca el máximo de la orogenia Andina, y para Hermann Duque-Caro, 1990 marca el mayor levantamiento del norte de Suramérica. El ambiente de la unidad es somero marino (Guzmán et al., 2004).

Formación Hibácharo. Para Guzmán et al., 2004 esta unidad consiste en camas gruesas a muy gruesas de areniscas, hacia el tope hay abundantes fragmentos de fósiles de moluscos.

Formación Cerrito. Para Bermúdez & Hincapié, 2008, esta formación es producto de una caída relativa del nivel del mar del Mioceno tardío que permitió progradación de facies arenosas en ambientes costeros.

2.1.6 Mioceno Tardío a Plioceno.

Formación Paujil. La Inferior consiste en areniscas calcáreas intercalaciones de lutitas y restos de plantas, y la Superior es una secuencia de lutitas (Guzmán et al., 2004). Se propone un ambiente marino batial superior a nerítico para la formación Paujil (GEOTEC, 1997).

Formación Morrocroy-El Pantano: GEOTEC, 1997, divide esta formación en cuatro unidades, a, b,c, y d; y la caracteriza como una secuencia siliciclastica mixta, depositada en ambientes marinos superficiales de baja energía, como lagoons o zonas de pantanos donde existen canales de ríos.



Formación Arenas Monas. Para Guzmán et al., 2004; consiste en conglomerados arenosos de guijarros que gradan a areniscas conglomeráticas, areniscas y lutitas grises verdosos hacia el tope.

Formación Corpa. La inferior consiste en una serie de conglomerados arenosos polimicticos en un ambiente continental de abanico aluvial proximal. El Superior consiste en una serie de camas medias a muy gruesas de areniscas y areniscas conglomeráticas, en un posible ambiente fluvial continental (Guzmán et al., 2004).

Formación el Cerrito. Para Guzmán et al., 2004, esta unidad se compone de areniscas calcáreas bioclásticas con grano decrecimiento. Clavijo & Barrera, 1999 le asignaron ambiente marino nerítico.

Formación el Descanso: Es una sucesión de camas medias de litoarenitas conglomeradas con capas delgadas de lodolitas rojizas, con desarrollo de paleosuelos (Guzmán et al., 2004).

Formación Bayunca: Consiste en grano muy fino en la base, a areniscas grises en camas delgadas a medias, intercaladas con limolitas y lodolitas bioperturbadas en el tope; sus depósitos fueron formados en zonas de canales intermareales con canales abandonados rellenos con areniscas (Guzmán et al., 2004).

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	

Formación Tubará: Para Guzmán et al., 2004 esta unidad presenta alternancia de areniscas conglomeráticas con bioclastos y moluscos, intercalados con arcillolitas y lodolitas plásticas hacia el tope. Según H. Duque-Caro, 1973, esta unidad corresponde a facies turbidíticas en un ambiente deposicional marino superficial asociado a lagoons.

2.2 MARCO ESTRUCTURAL. (Tomado de la compilación de la cuenca Sinú San Jacinto. SGC. Bogotá Diciembre del 2014.)

Los límites propuestos por Barrero, Pardo, Vargas, & Martínez, (2007) para la cuenca Sinú-San Jacinto son:

a. Para la zona offshore

Noreste: Falla de Oca

Noroeste: frente de deformación del Cinturón Deformado del Caribe Sur

Sureste: línea de costa actual

Suroeste: Sistema de fallas de Uramita

b. Para la zona Onshore

Nor-noroeste: Línea costera actual

Este: Sistema de Fallas de Romeral

Sur: Cordillera Occidental

Oeste: Línea costera actual



Suroeste: Sistema de Fallas de Uramita

El sistema de Fallas de Romeral (límite Este de la cuenca) presenta un problema en el área de Sinú-San Jacinto y en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena que consiste en que dicha sutura no separa con claridad corteza oceánica de corteza continental puesto que no hay una clara evidencia geológica del sistema de fallas, ni expresión superficial de las mismas. La falla el Romeral para esta cuenca puede ser un límite aparente de la cuenca y puede estar fusionada con la del Valle Inferior del Magdalena

En cambio, hacia el sur del país, el sistema está descrito como una sutura que separa con claridad la corteza oceánica al oeste de la corteza continental al este.

Un ejemplo de la compleja relación que existe entre la corteza oceánica y la continental al noroeste colombiano lo muestra Ruiz, Davis, Bentham, Price, & Carvajal, (2000), a partir de mediciones gravimétricas, al sugerir dos posibles modelos para explicar el gradiente gravimétrico al oeste, cerca de la Falla de Romeral: en el primero se plantea un promontorio preexistente del Jurásico-Cretácico del margen continental, y en el segundo, el gradiente se explica a través de un bloque alóctono de corteza continental que ha sido acrecionado durante la formación del Cinturón Fallado de San Jacinto durante el Terciario temprano.

Cerón, Kellogg, & Ojeda, (2007), con la información gravimétrica disponible concluyen que no existe corteza oceánica en la Cuenca Sinú-San Jacinto, y postulan un basamento transicional. Llegaron a esta conclusión al comparar el modelo del basamento de la Cordillera Occidental de afinidad oceánica por las densidades utilizadas (2.8 y 2.9 g/cm³), con las densidades usadas en la cuenca citada, que fueron del orden de 2.6-2.67 g/cm³, densidades que caracterizan rocas de afinidad continental.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	

De otro lado, Mantilla-Pimiento, Jentzsch, Kley, & Alfonso-Pava, (2009), proponen tres áreas tectónicas principales, para la cuenca (Figura 2-3):

c. El alto exterior (prisma de acreción antiguo) en costa afuera caracterizado por fallamiento normal, pliegues de crecimiento y diapirismo de lodo, incluye el sector más hacia el este de la Cuña de Acreción del Sinú-Colombia y el cinturón plegado de San Jacinto, de edad Cretácico Superior a Mioceno Medio.

d. Un sistema de fallas imbricado con vergencia hacia el mar que se desarrolla en el frente del prisma por deformación activa y acortamiento que dan un prisma de acreción activo desde el Mioceno Tardío al presente y corresponde al exterior de la Cuña de Acreción de Sinú-Colombia, del cual se concluye por modelación en 3D de la densidad, que la falla del Sinú no es el límite entre estos dos eventos acrecionarios.

e. Entre el complejo de acreción antiguo y al arco se encuentra la Cuenca de Antearco de San Jorge-Plato (Valle Inferior del Magdalena).

Basado en los resultados del modelamiento de gravedad en 3D y magnético, Mantilla-Pimiento et al., (2009) sugiere que el emplazamiento de peridotitas, rocas máficas y ultramáficas en el cinturón de San Jacinto se dio durante la subducción de la placa Caribe, donde rocas de afinidad oceánica se desprenden sobre las rocas continentales en una cuña tectónica. Para el Sistema de fallas de Romeral y el cinturón plegado de San Jacinto, se propone que se formaron en un mismo bloque de afinidad continental.

Cediel, Shaw, & Cáceres, (2003), al sistema de fallas de Romeral le cambian el nombre a sistema de Fallas de San Jacinto, definido por su expresión superficial y subterránea por un espaciamiento muy corto, alto ángulo, fallas que levantan y forman las cadenas montañosas de San Jacinto y San Jerónimo y pliegan y deforman sindeposicionalmente la secuencia al oeste del Valle Inferior del Magdalena.

El límite suroeste, la Falla de Uramita es conocida también como Falla Mutatá y se localiza en la parte noroeste de Colombia, al sur oeste de la cuenca Sinú-San Jacinto, cerca de la unión entre las placas Caribe, Suramericana (Bloque Andino) y Bloque Chocó; tiene sentido de movimiento inverso sinistral e influencia la colisión del Bloque Chocó generando un régimen transpresivo sinistral que afecta El Cinturón del Sinú.

El modelo estructural sugiere que la cuenca esta modelada por la subducción de la placa oceánica del caribe y levanta la cuenca, generando una gran cantidad de estructuras, lo que hace que la cuenca desde el punto de vista estructural sea aún más compleja.

En el levantamiento estratigráfico de la formación Cansona, tanto dentro de Montería como de la zona de Tierralta, el modelo estructural tiene un componente de intrusiones ígneas adicionales que derivan del proceso de subducción de la placa caribe, así como de la formación de la provincia ígnea del caribe que se formo durante gran parte del cretáceo y alcanzo a cubrir periodos del paleoceno.

Efecto estructural de la gran provincia ígnea del caribe (Tomado de The geological history of northwestern south america. From Pangaea to the early collision of the Caribbean large igneous province. (290-75 Ma).

La provincia ígnea del caribe fue un evento volcánico masivo que altero fuertemente la estructura de la cuenca y se menciona por que existe un escenario donde el pozo a perforar atravesase una secuencia de roca ígnea en vez de una secuencia sedimentaria.

Esta implicación modifica la figura 9, por la figura 10. Este concepto implica que se requiere un análisis específico de la roca ígnea, para determinar si hace parte del basamento o si, por el

contrario, hace parte de un sistema de intrusiones que altero la roca anoxica depositada previamente. La presencia de roca ígnea intrusiva dentro del sistema sedimentario ha derivado en el concepto que la cuenca es mucho mas somera, y en la realidad es que es mucho mas compleja de lo que la literatura actual menciona.

La formación de una cuenca anoxica junto con la presencia de intrusiones ígneas en la misma cuenca no son hechos aislados, sino que el evento de intrusión ígnea de hecho pudo aportar tanto los gases, como los nutrientes necesarios para generar una biota marina de bacterias sulfato reductoras, que pudo generar una mayor cantidad de kerógeno, que la misma cuenca anoxica en una zona pasiva. El flujo de gases volcánicos como H₂S y CO₂, genero una corriente reductora de oxigeno que genero un ambiente propicio a las bacterias sulfato reductoras, así como metales como hierro y sulfatos, así como otros minerales que funcionaron como super nutrientes en una cuenca ya cerrada por cadenas de islas volcánicas.

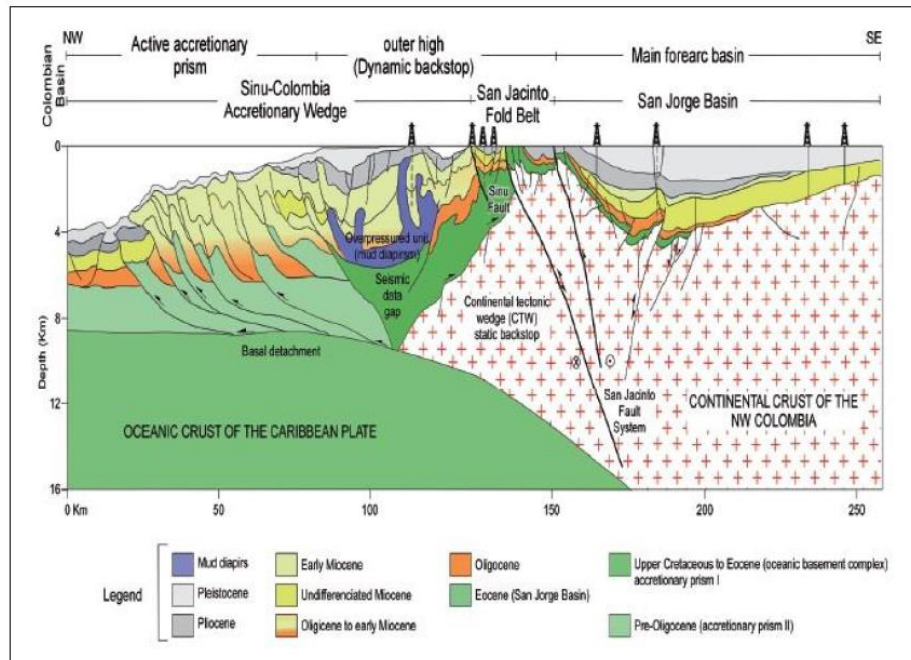


Figura 10. Esquema estructural de cuña acrecionaria para la cuenca SSJ.

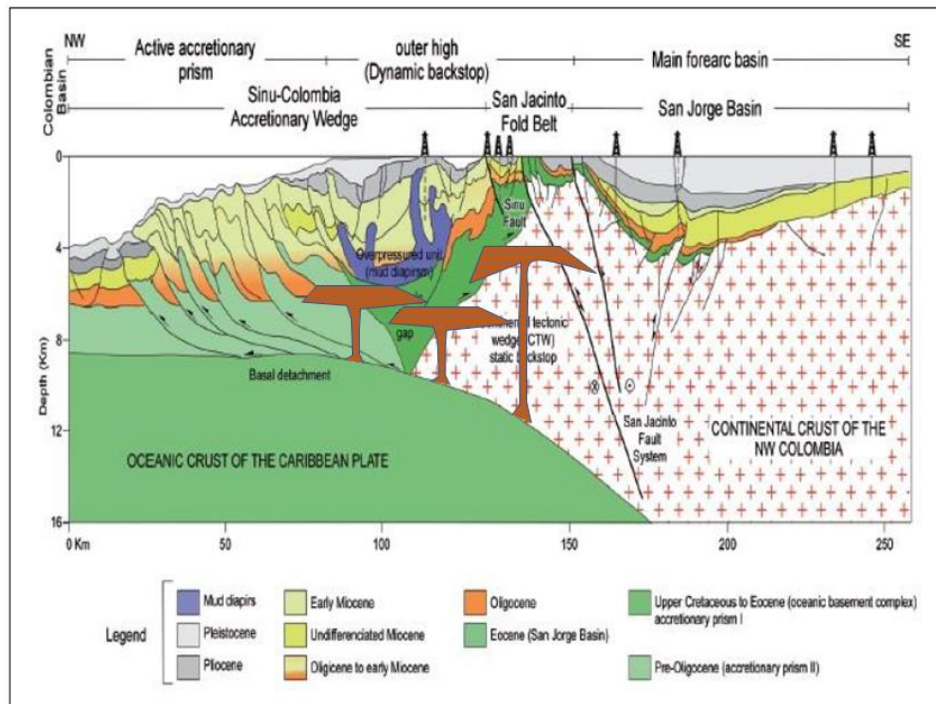


Figura 11. Esquema estructural modificado por intrusiones ígneas en la cuenca.

2.3 INTERPRETACION SISMICA

La interpretación sísmica de la cuenca y del pozo a perforar se anexa en la figura 12. (Tomado de brochure SSJ 2017. Cuenca Sinu San Jacinto. Agencia Nacional de Hidrocarburos.). el pozo esta ubicado en un alto estructural que, desde el punto de vista de propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad, es una posición apta para tener propiedades de flujo, por lo que se requieren materiales de control de filtrado tanto delgado como grueso. Otro aspecto es que la falla al lado izquierdo es otro elemento que favorece las propiedades de flujo por desarrollar fracturamiento adyacentes a las fallas. El pozo esta en un escenario probable de alta densidad de fracturas. (Tomado de Technologies and exploitation strategies applied to the development of a naturally fractured carbonate reservoirs. The Cretaceous Cogollo group in la Concepción Field. Maracaibo Basin Venezuela. SPE-97384-MS. Denis Marshall, Iván Ernesto González). una facie caliza puede desarrollar este tipo de comportamiento.

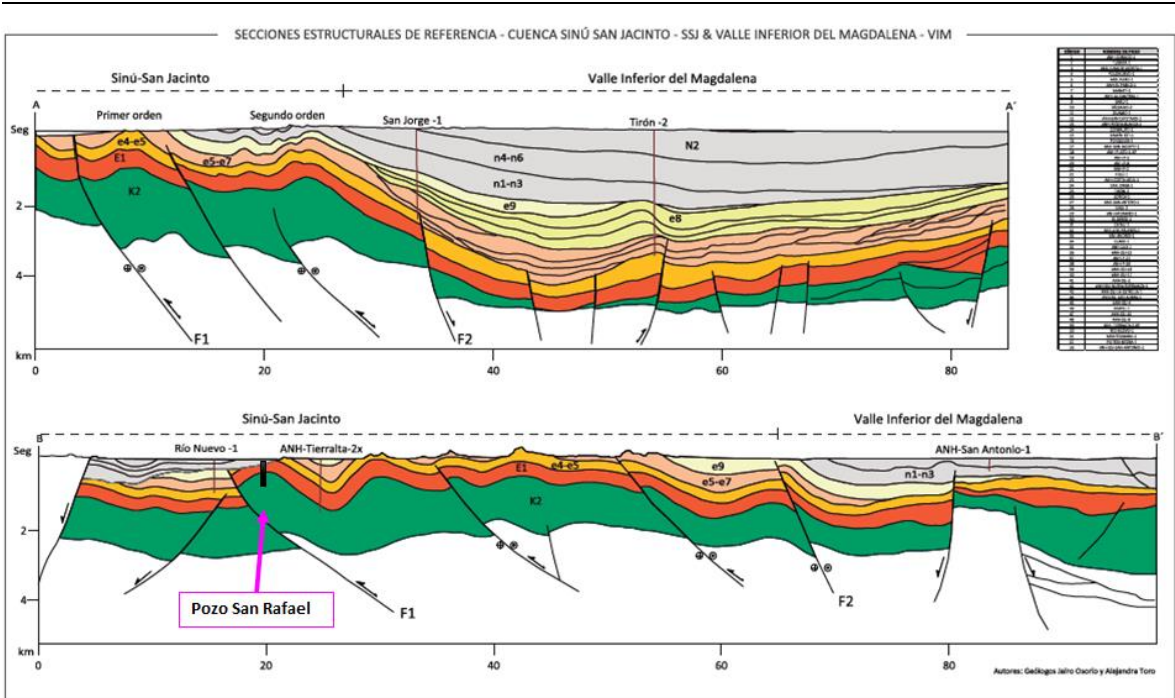


Figura 12. Ubicación estructural basado en la interpretación de la sección B en el municipio de Tierraalta. Autores Jairo Osorio y Alejandra Toro.

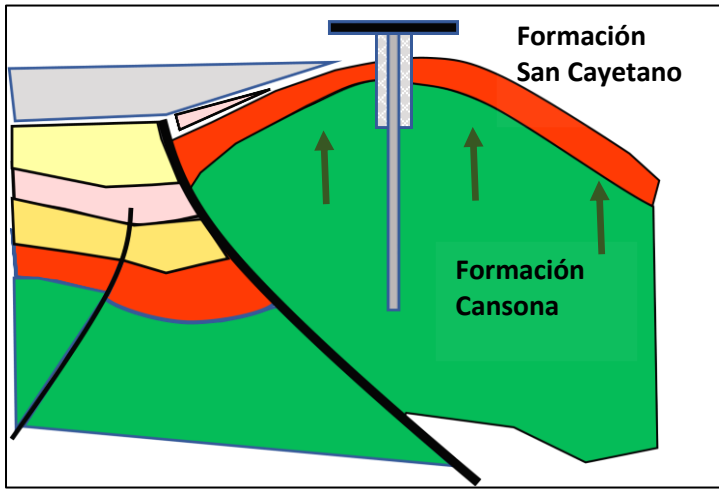


Figura 13. Detalle estructural de la ubicación del pozo ANH-San Rafael-1. la formación asciende hacia la dirección sur por lo que las formaciones cretácicas deberían estar más cercanas a la superficie.

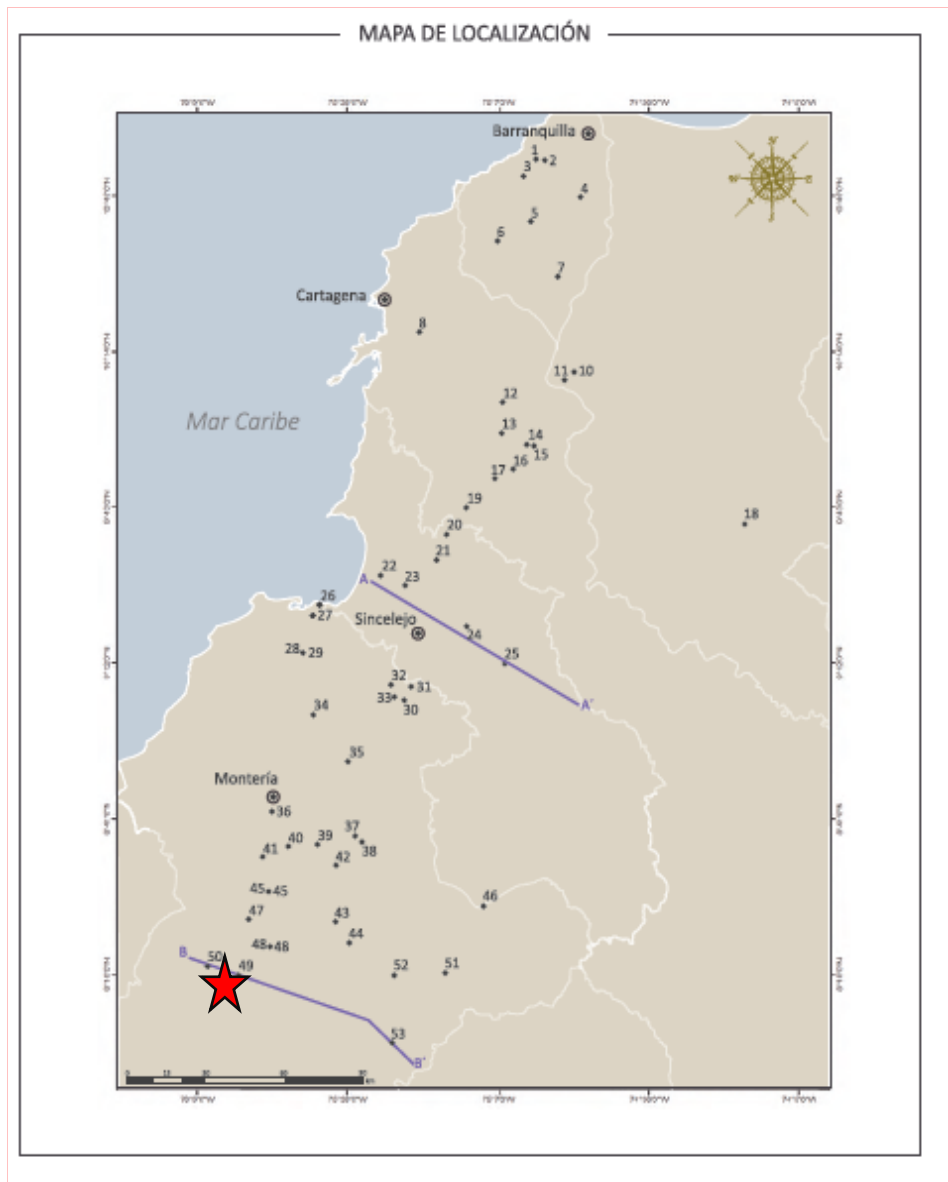


Figura 14. La ubicación del pozo pegado al corte B de la sección inferior del Mapa de la cuenca.

En la figura 15 se muestra una sección sísmica de la zona de interés en el sur de la cuenca.

2.3.1 CORRELACION DE POZOS DEL ANH-San Rafael-1.

Se tiene la correlación regional de la cuenca para hacer la correlación del pozo ANH-San Rafael-1.

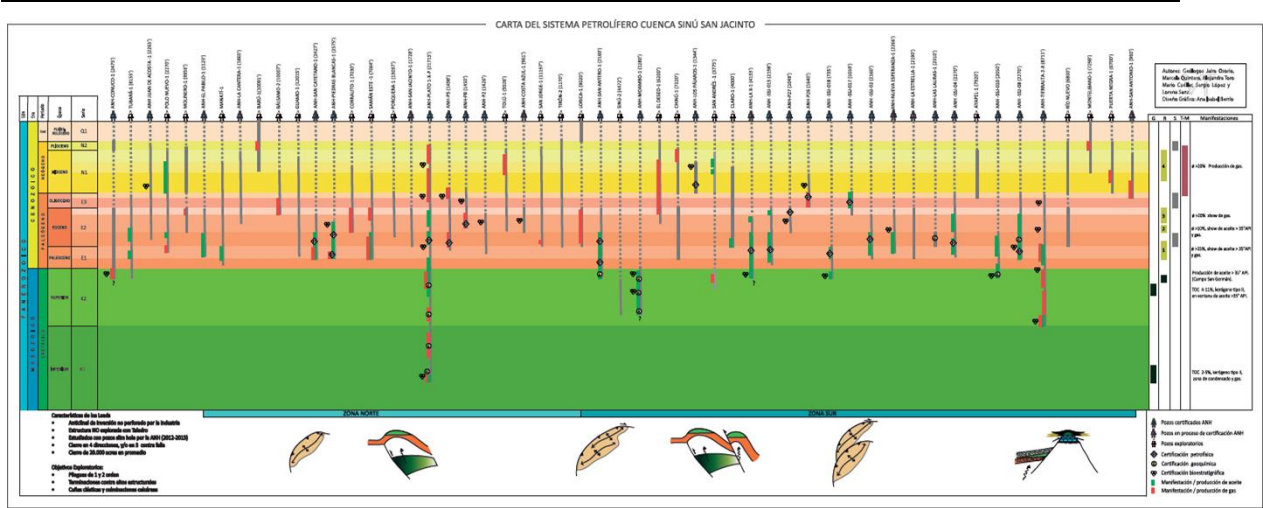


Figura 15. Correlación generalizada de la cuenca Sinu San Jacinto.



Figura 15ª. Convenciones utilizadas para descripción de los pozos de la correlación

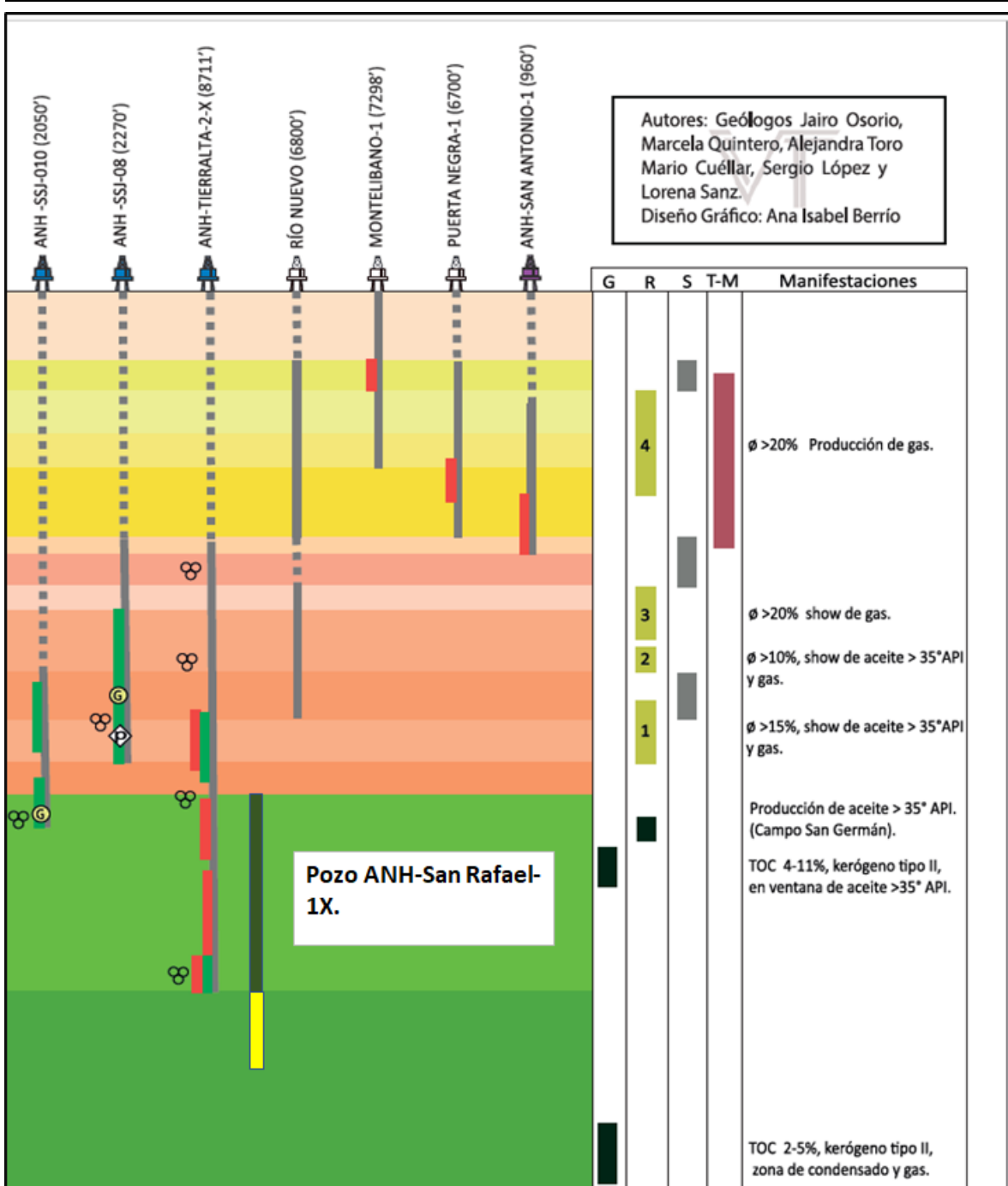


Figura 16. Correlación en detalle del pozo ANH-San Rafael-1.

2.4 COLUMNA ESTRATIGRAFICA A CONFIRMAR.

Basados en la estratigrafía del pozo mas cercano y que geológicamente hacen parte de la misma estructura.

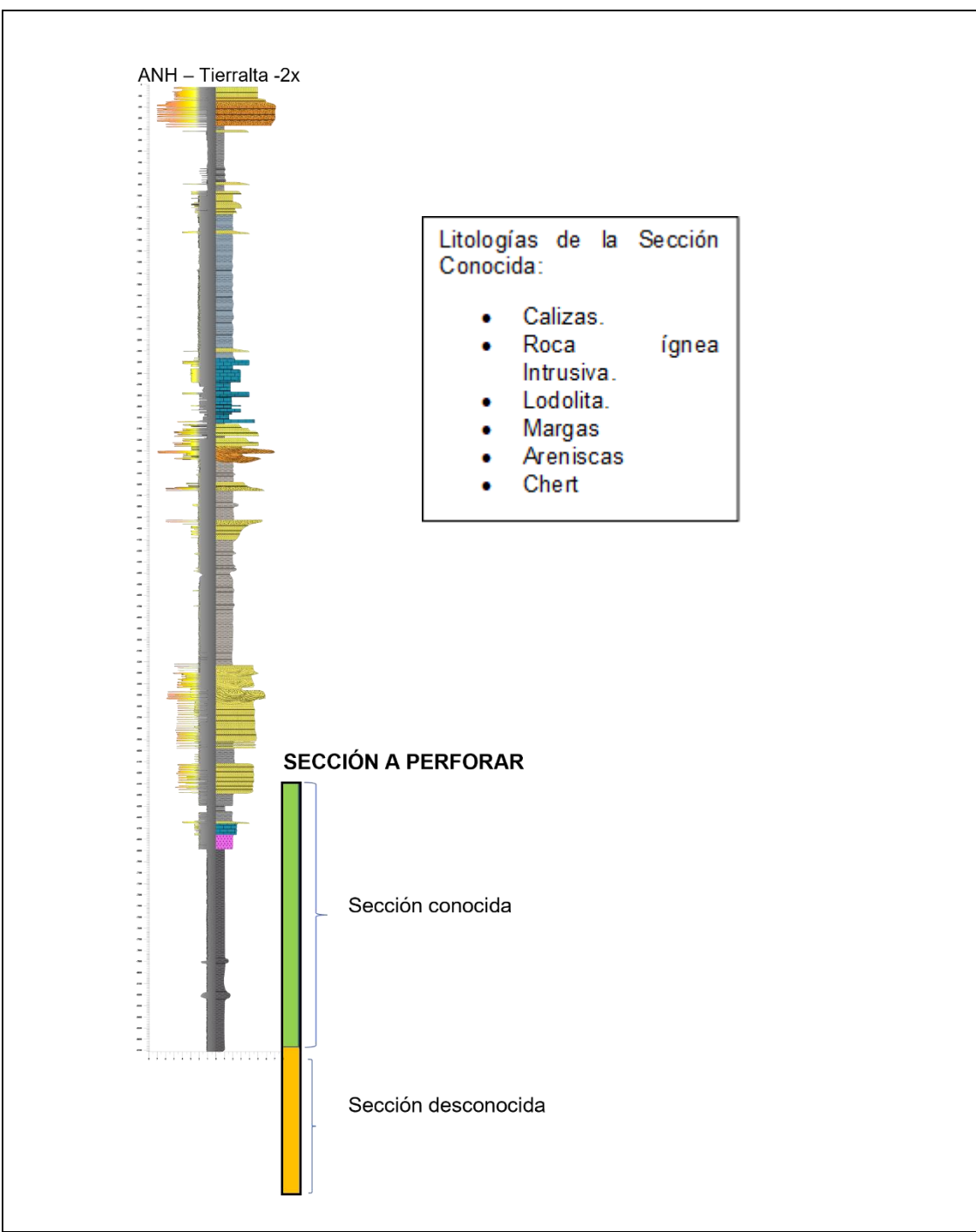


Figura 18. Estratigrafía del pozo a perforar con respecto al pozo Offset de Tierralta 2XP.

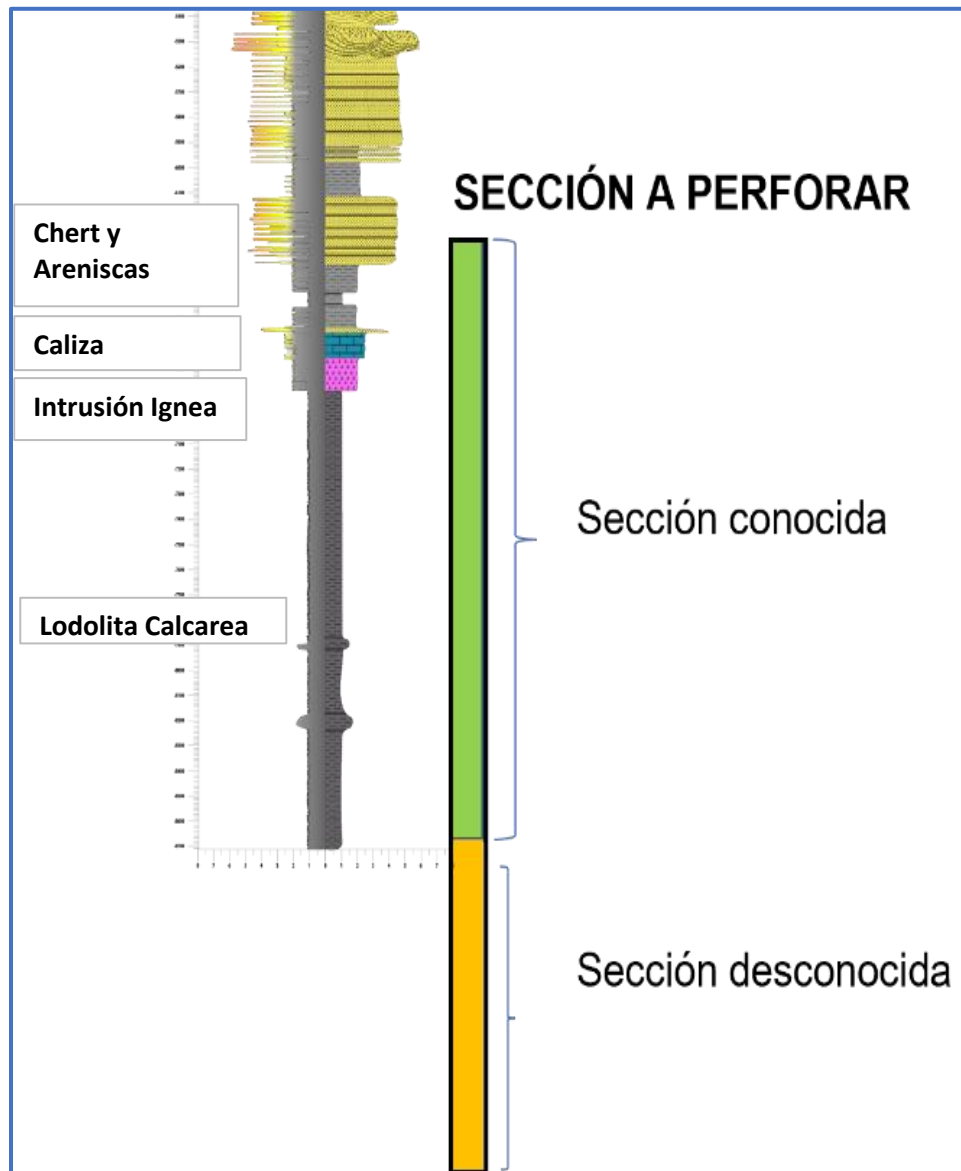




Figura 19. Imagen detallada de la estratigrafía tomada del pozo vecino Tierralta 2XP

3. REGISTROS DE POZO A TOMAR:

El registro de pozo es una de las herramientas más útiles para adquirir información petrofísica del pozo, porque de hecho la información de núcleos es muy escasa y en la gran mayoría de pozos, la información del registro es la única información litológica disponible. La operación de toma de registros se hace al final de la perforación y requiere un proceso de acondicionamiento del hueco, de tal manera que la herramienta pueda bajar al fondo del pozo sin complicaciones. Si bien es un evento común, no poder registrar toda la longitud del pozo perforado, si debe garantizarse que la

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	

operación se realice, porque un pozo corazonado con registro de pozo, no dispone del amarre estratigráfico necesario con sus pozos vecinos. Ver tabla 10.

Los registros slim hole a tomar en el pozo son:

Registros de pozo a Tomar	
Registro.	Comentarios del Registro
Gamma Ray	Herramienta de 2 3/4, rat hole minimo de 19 ft
Caliper	Herramienta de 2 3/4, rat hole minimo de 19 ft
Neutron compensado	Herramienta de 2 3/4, rat hole minimo de 19 ft
Densidad	Herramienta de 2 3/4, rat hole minimo de 19 ft
Laterolog Dual	Herramienta de 2 3/4, rat hole minimo de 19 ft
Survey de desviación	Herramienta de 2 3/4, rat hole minimo de 19 ft
Sónico	Herramienta disponible de Weatherford
Maxima temperatura de 180°F	
Maxima presión esperada de 2500 psia	
Tuberia de diametro minimo en caso de bajar thru tubing 3 1/2	



Tabla 10. Registros de pozo a tomar en el ANH-San Rafael-1.

El gamma ray es el registro litológico básico por excelencia. Permite identificar zonas de arcilla y de arenisca, aunque su utilidad es muy limitada en cuencas como la de Sinu San Jacinto, donde la mineralogía es compleja por el origen volcánico de los detritos de la zona.

El Caliper es la medida del diámetro del hueco y tiene alto impacto en la calidad de los otros registros del pozo. Muchos registros se ven alterados por la naturaleza del hueco, tanto en diámetro como en su configuración.

El sónico esta disponible para algunas compañías de servicios, para otras no. En este caso la disponibilidad de los registros slim hole se hizo por parte de Weatherford, la cual fue una compañía invitada al sondeo de mercado. La toma de registros y bajada de empaques se pueden realizar por medio de técnicas de wireline (con cable a fondo) o thru tubing.

En el caso que la presencia de fluidos hidrocarburos sea bastante fuerte y sea posible recuperar muestras y tomar presiones, se recomienda el uso de herramientas slim hole disponibles en el mercado ver tabla 11. El muestreador compacto de formaciones permite evaluar parámetros, como movilidad del fluido (basado en la viscosidad del lodo), permeabilidad de formación y presión en cara de formación. esta información es importante para la evaluación de recursos contingentes en cuencas exploratorias y es una base de cálculo para proyecciones económicas para participación de recursos y activos petroleros.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	



Registros de toma de presiones de cara de formación y empaques inflables para registros de cierre.	
Herramienta	
Muestreador compacto de formaciones	Diametro minimo de 3" a 3 7/8". Determina gradientes de presión, contactos de fluidos, movilidad del fluido presente y permeabilidades de formación. Tolera fuerte dogleg y presiones y temperaturas extremas. 15.000 psia y 320°F. Herramienta de registro de presión tiene un diametro minimo de 1 1/2".
Empaques Inflables para registrar presiones de cierre de formación	Tamaño de hueco desde 2" a 30" y presiones desde 50 a 10000 psia. Existen aplicaciones que responden al agua con mecanismos de hinchamiento.
Tamaño minimo de la herramienta de toma de presiones 2,4 plg	
Maximo diametro del hueco a medir 14".	

Tabla 11. Registros de pozo especiales y de presiones a tomar en el ANH-San Rafael-1.

4. TOMA DE MUESTRAS DE NUCLEO PARA LITOTECA.

Para la toma de muestras de núcleos para en este pozo en especial están las siguientes recomendaciones en la tabla 12:

Recomendaciones para el manejo de los núcleos a recuperar	
1. Recuperación de muestras de líquido y gas	Debe existir un control de derrames y accesorios en la tea como en la zona de preparación y embalaje de núcleos, viales y botellas para recuperar fluidos (agua, gas y aceite) del pozo.
2. Manejo de gases agrios	El núcleo una vez recuperado en superficie debe monitorearse para verificar que no contiene gases agrios. Debe practicarse los procedimientos de evacuación y despejar el área con saturaciones de más de 15 ppms
3. Manejo de core catcher	En caso de formaciones de poco grado de consolidación y alta perdida por desmoronamiento, se debe adecuar un core catcher para este tipo de roca suelta.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Prognosis (ANH-San Rafael 1)	

4. Diámetro del núcleo	Debe reportarse si la perforación debe reducir el diámetro de la muestra a recuperar. El diseño mecánico puede reducirse a diámetros menores a 3 7/8
5. Expansión del núcleo	En caso de disparo de gas de más del 15-20% del volumen del hueco, se debe hacer un pulling de acuerdo con la norma API RP-44.
6. Normatividad a Aplicar	Recomendaciones para manejo y preservación de núcleos para entrega a LITOTECA del SGC. Recommended practice RP-44, American Petroleum Institute.

Tabla 12. Normatividad y recomendaciones especiales en la recuperación de los núcleos.

5. TOMOGRAFIA COMPUTARIZADA

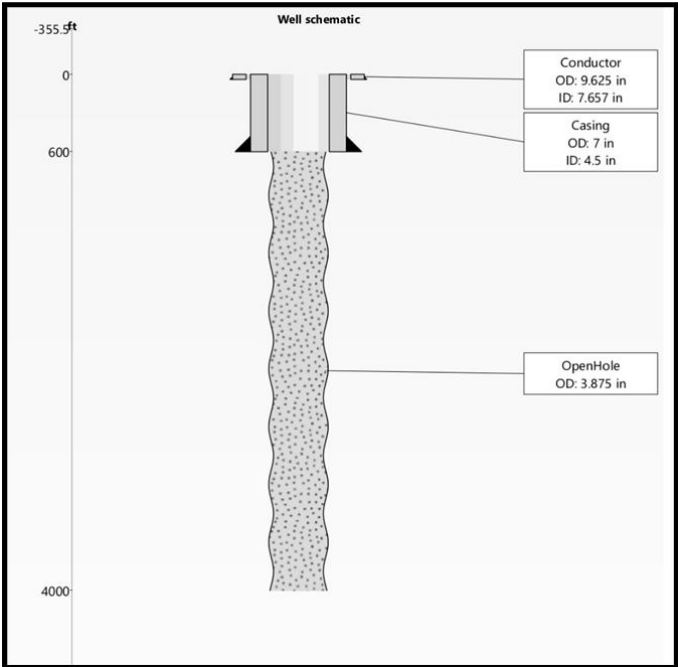
La tomografía axial computarizada de rayos-X (CT) es una técnica no intrusiva que permite la exploración de la estructura interna de los cuerpos. Una de las aplicaciones básicas de la TAC en la industria de los hidrocarburos, es servir de apoyo en la descripción y caracterización de rocas, tanto de manera cualitativa como cuantitativa. Es evidente que la primera facilidad que proporciona la TAC es permitir la inspección visual del interior de la roca de una manera no destructiva, permitiendo la identificación de fracturas, planos de estratificación, heterogeneidades, barreras de baja permeabilidad, zonas invadidas por lodo, mejores zonas para la toma de plugs y entre otras características que no son apreciables al ojo humano (Hunt, P., Engler, P., and Bajsarowicz C. 1988), todo esto sin que sea necesario extraer el núcleo del barril de almacenamiento o descongelarlo.



Figura 20. Tomografía axial computarizada. Laboratorio de la UIS. (Tomado del Grupo de Investigación en Tomografía computarizada para caracterización de yacimientos.)

6. ESTADO MECANICO DEL POZO

En la figura 21, se muestra el estado mecánico del pozo:



Víctor Manuel Rondón Zuluaga

Aspectos Técnicos

Jairo Alonso Osorio Naranjo

Coordinador Técnico