

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

**MUESTREO DE SUBSUELO, TOMADE REGISTROS DE POZO, Y TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA EN LA CUENCA SINÚ SAN JACINTO CON EL POZO ESTRATIGRÁFICO ANH SAN RAFAEL 1.**

**ANEXO TÉCNICO**

**JULIO 2022.**

<b>Versión No</b>	<b>Fecha</b>	<b>Autor</b>	<b>Comentario</b>	<b>Vo.Bo</b>
V1	03/12/2021	SGC	inicial	ANH

	Dirección Geociencias Básicas	
	Gestión Contractual	
	Anexo Técnico	Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. INFORMACIÓN GENERAL .....</b>	<b>4</b>
1.1 OBJETO DEL PROCESO DE SELECCIÓN.....	4
1.2 ALCANCE DEL OBJETO .....	4
1.3 UBICACIÓN .....	4
1.4 UBICACIÓN DEL POZO CON RESPECTO A FACILIDADES DE PRODUCCIÓN.....	6
1.5 ANTECEDENTES.....	7
1.6 POZOS PERFORADOS EN BLOQUES O AREAS ADYACENTES.....	9
1.7 CAMPOS CERCANOS.....	12
1.8 PROYECCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO A ENCONTRAR EN EL POZO ANH-SAN RAFAEL-1 ...	20
<b>2. MARCO GEOLÓGICO. (Tomado de la compilación de la cuenca Sinu- San Jacinto, SGC, diciembre del 2014. Autores: Edinson Lozano, Nadezhda Zamora).....</b>	<b>26</b>
2.1 MARCO ESTRATIGRÁFICO.....	27
2.2 MARCO ESTRUCTURAL. (TOMADO DE LA COMPILACIÓN DE LA CUENCA SINÚ SAN JACINTO. SGC. BOGOTÁ DICIEMBRE DEL 2014.).....	35
2.3 INTERPRETACIÓN SÍSMICA .....	40
2.4 CORRELACIÓN DE POZOS DEL ANH-SAN RAFAEL-1. ....	42
2.5 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA A CONFIRMAR.....	43
2.6 EVALUACIÓN DE RESERVAS, RECURSOS CONTINGENTES Y PROSPECTIVOS.....	45
2.7 CONCEPTO DEL RECURSOS PROSPECTIVOS Y CONTINGENTES PARA ENCONTRAR EN LA CUENCA SSJ. ....	49
2.8 YACIMIENTOS CONVENCIONALES DE GAS DE ARENISCA.....	50
2.9 YACIMIENTOS CONVENCIONALES FRACTURADOS DE CARBONATO.....	52
2.10 YACIMIENTOS COMPOSITE DE BAJA CALIDAD DE ROCA, PERO DE ALTA PROBABILIDAD EN ESTRATOS DE BAJAS PROPIEDADES DE FLUJO. ....	57
2.11 YACIMIENTOS DE PETRÓLEO EN ROCA IGNEA. ....	60
2.12 VOLUMÉTRICO DEL POZO.....	62
<b>3. CONSIDERACIONES OPERACIONALES Y RIESGOS POTENCIALES .....</b>	<b>74</b>
3.1 ADECUACIONES DE ACCESO Y LOCACIÓN.....	74
3.2 EQUIPO REQUERIDO .....	78
3.3 DISEÑO DEL POZO.....	79

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

<b>3.4</b>	<b>ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LOS POZOS OFFSET A LAS LOCACIONES PROPUESTAS. ..</b>	<b>80</b>
<b>3.5</b>	<b>CONDICIONES DE LA OPERACIÓN DE LOS POZOS CIRCUNDANTES EN EL ÁREA. ....</b>	<b>92</b>
<b>3.6</b>	<b>EQUIPO TÉCNICO .....</b>	<b>94</b>
<b>3.7</b>	<b>OPTIMIZACIÓN OPERATIVA Y DE COSTOS DE DESARROLLO. ....</b>	<b>98</b>

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

## **1. INFORMACIÓN GENERAL**

### **1.1 OBJETO DEL PROCESO DE SELECCIÓN.**

El SGC lleva varios convenios con la ANH 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 geo científica del Banco de Información Petrolera que administra el SGC.

Entre ellos está el desarrollo de la cuenca Sinú San Jacinto.

### **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.

Un aspecto tan importante como hacer el trabajo técnico de perforar un pozo estratigráfico, es tener las herramientas y criterios para evaluar y reconocer que tipo de recursos se pueden encontrar en una cuenca y hacer la correspondiente validación y levantamiento de información.

Los datos principales para valoración de recursos de hidrocarburos son:

- Estructura de trampa, sellos, roca reservorio y generadora.
- Presiones
- Caracterización de Fluidos y evaluación de componentes de alto valor agregado.
- Toma de muestras de rocas y medición de propiedades de flujo.
- Saturaciones de los fluidos.

Otros insumos dentro de la información de los pozos a perforar son:

- Curvas de aprendizaje de la perforación.
- Reducción de la incertidumbre operativa de la operación.

### **1.3 UBICACIÓN**

El lugar de ejecución del contrato es el departamento de Córdoba, Municipio de Tierralta en la Vereda San Rafael.

A continuación, se presenta los mapas de la localización y las coordenadas del proyecto:



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

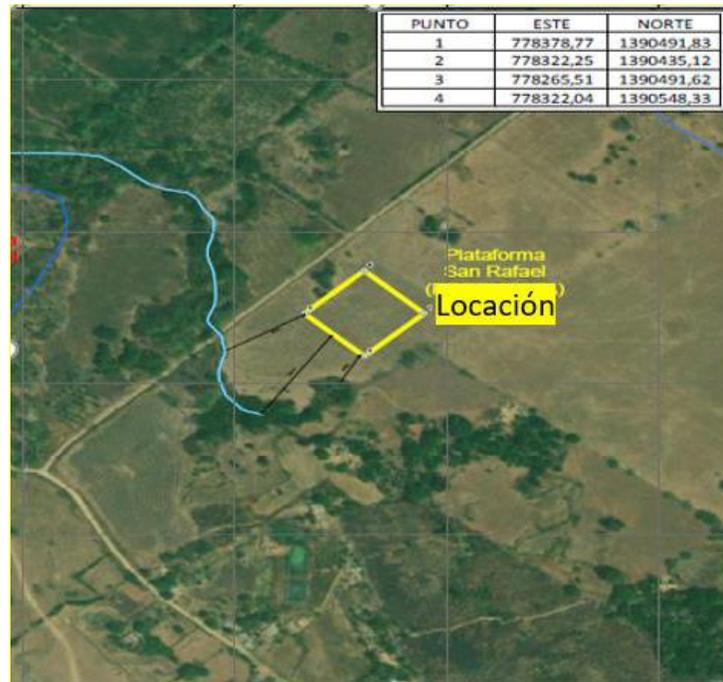


Figura 2. Ubicación de la locación en Tierralta.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

Coordenadas de localización del proyecto:

<b>POZO TIPO SLIM HOLE SAN RAFAEL</b>	
X	Y
778.322	1.390.492

**Tabla No. 1 Coordenadas Geográficas del Pozo**

<b>PUNTO</b>	<b>ESTE</b>	<b>NORTE</b>
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 UBICACIÓN DEL POZO CON RESPECTO A FACILIDADES DE PRODUCCIÓN.**

La ubicación del pozo San Rafael 1 está en un área relativamente cercana a facilidades de producción como la red de gasoductos de la costa Caribe. Esta dentro de una distancia de 30 Kms del gasoducto.

La locación cuenta con un río navegable como es el Río Sinú, por lo tanto, también tiene puntos de salida de materiales por medios fluviales que son mucho más económicos, que por medio de camiones.

Para un pozo productor de gas de poca magnitud, también puede ser utilizado para suministrar gas natural a un municipio cercano y en caso de que la producción sea importante (+5 Mpcd), puede significar un punto donde industrias de alto consumo de combustible puedan instalarse y generar una industria para el municipio.

Para producciones superiores a 10 Mpcd (Millones de pies cúbicos por día), este volumen de gas por un largo periodo de tiempo justifica perfectamente la instalación de generadores eléctricos de gas de ciclo combinado. En el mapa de la figura 2ª se muestra que los gasoductos en la costa Caribe están ampliamente distribuidos en la geografía y la ampliación de estos es posible tanto por aumento de presión o construcción de loops y tramos paralelos a los gasoductos existentes. (Tomado del manual de la GPSA.).

El requerimiento de desarrollar volúmenes de gas con reservas de más de 20 a 30 años implica que es posible hacer proyectos de electrificación o proyectos con una duración mucho más prolongada, lo que permite diversificar el portafolio de clientes para los diversos usos del gas natural.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

Es de notar que muchos de los pozos descubridores de campos petroleros, tanto en el mundo, como en Colombia, son pozos estratigráficos, y posteriormente con la información adquirida con este primer pozo, genera tanto las facilidades como los pozos productores adaptados a las condiciones del reservorio y la rentabilidad de este.



Figura 2. Mapa de los gasoductos en la región Caribe como punto de fácil acceso a producción incremental de gas.

## 1.5 ANTECEDENTES

Con relación al mapa de Tierras de la ANH del 14/09/2021<sup>1</sup> 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 Sinú San Jacinto. La cuenca recientemente ha originado varios descubrimientos de yacimientos de gas, el cual es clave para Colombia, para realizar la transición energética a energías de origen renovable. El ID del bloque a perforación de investigación. Ver tabla 3:

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

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.

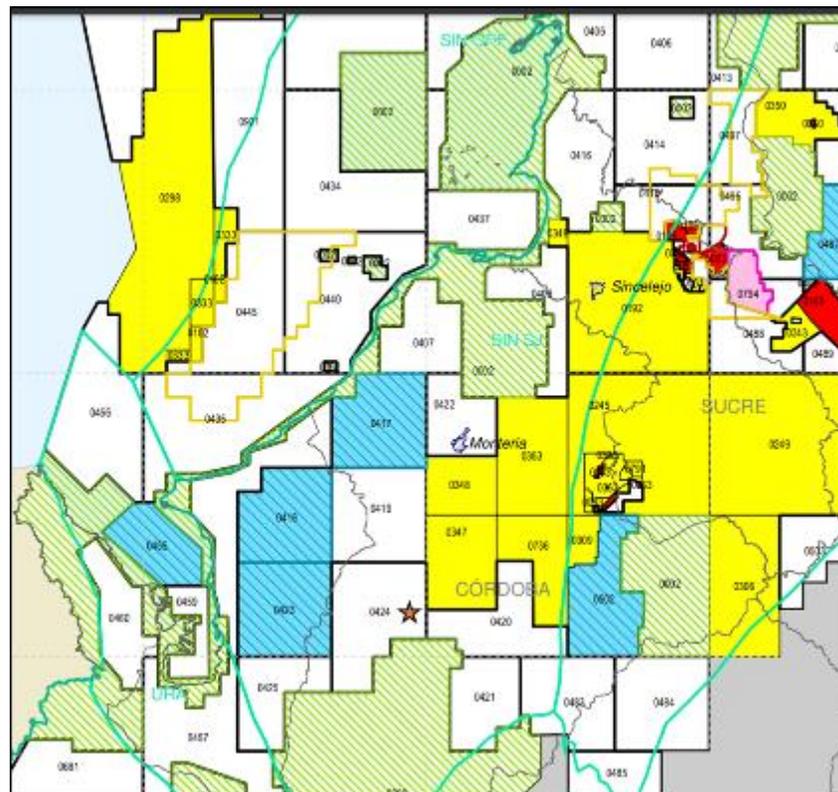


Figura 3. Mapa de Tierras 14/09/2021 de la ANH en la zona de interés del pozo ANH-San Rafael-1.

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 Sinú San Jacinto han demostrado un buen potencial para el desarrollo de reservas y recursos contingentes de gas incrementales y adicionales. Ver tabla 4:

[https://anh.gov.co/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/mapa-de-tierras/Documentos%20compartidos/2m\\_tierras\\_140921.pdf](https://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

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>		
	<b>Gestión Contractual</b>		
	<b>Anexo Técnico</b>		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

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. Áreas de producción cercanas al pozo ANH-San Rafael-1X.**

### 1.6 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. El costo de los pozos someros fue cercano a los 4000 millones de pesos ( Tomado del histórico de perforación de los pozos estratigráficos ANH 2009-2013), lo que implica costos competitivos de desarrollo de campos en cuanto una estructura promedio de pozo descubridor tiene recursos contingentes del orden de 0.1-0.3 Terapiés cúbicos de gas ( Tomado de informes anuales de resultados, Canacol, Hocol y Frontera) , lo que implica flujos de caja de proyectos por pozo en su vida útil de 600 millones de dólares con un precio del gas de 3USD/Millón de BTU. La proyección es que el precio del gas se incremente en la medida que el mix eléctrico renovable en Colombia aumente su participación, dado que las plantas de ciclo combinado de gas generadores eléctricos con capacidad de entrar y salir rápidamente de la red eléctrica. (Tomado de <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/gas>)

El rol del gas en una red eléctrica no es solo suministrar energía en horas nocturnas, sino brindar estabilidad a la corriente dentro de la red, debido a que las fuentes renovables de energía no pueden brindar energía eléctrica con la estabilidad necesaria. (Tomado de <https://www.agnchile.cl/2020/02/cual-es-el-papel-del-gas-en-la-transicion-energetica-de-hoy/>)

Si el costo del pozo de 5-6 millones por pozos promedios de 7000-8000 pies con producción de 20-30 Mpcd. (Datos Tomados de la información de Oil and gas Journal, Portafolio y reportes anuales de compañías petroleras de descubrimientos de gas en Colombia 2020-2021), esto significa que el costo de desarrollo en términos de petróleo equivalente puede ser tan bajo como 1 USD/ Barril equivalente. (1 barril equivalente corresponde a 6000 scf (pies cúbicos estándar). Los pies cúbicos estándar en Colombia corresponden a 1 pie de gas a 60°F y 14,7 psia de presión.

La cuenca Onshore de Sinu San jacinto es muy atractiva económicamente por:

- Presencia de clientes potenciales en las cercanías de los pozos productores. Ciudades con alto potencial de crecimiento industrial como Barranquilla, Explotaciones mineras como Cerro matoso y otras industrias como la construcción y la cerámica, pueden apalancar el crecimiento de la demanda de gas.
- Bajos costos de desarrollo. Los yacimientos de gas requieren una baja densidad de perforación, las acumulaciones se dan en yacimientos de permeabilidades muy comerciales y sobrepresiones.
- Poca presencia de gases contaminantes que requieran de metalurgia especial.
- Cercanía a la costa atlántica, es decir clientes potenciales con necesidad de gas para procesos con GNC en el caribe y sus alrededores.
- Infraestructura de gas en desarrollo.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

- Presencia de otras empresas dentro del área de desarrollo. La presencia de varios operadores de gas dentro del área implica competencia como sinergias para ejecución de proyectos en conjunto, con una diversificación del riesgo.

Los pozos relacionados son pozos slim hole estratigráficos, excepto el Tierralta 2XP, el cual es un pozo convencional de 8500 pies aproximadamente de profundidad. (Tomado de la información de pozos del proyecto SSJ de la ANH. 2009-2014).

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

Los pozos exitosos en la recuperación de la muestra fueron perforados con equipos multipropósito. Ver figura 4:



**Figura 4. Equipo Multipropósito para perforación.**

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. El tema de verticalidad es esencial para la recuperación de núcleos mediante la técnica de wireline y facilita el ajuste de la columna estratigráfica como amarre al modelo de geología regional de los pozos.

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 rípios de perforación no pueden ser de gran tamaño, por lo que una perforación basada en grinding, permite tamaños de partícula más reducidos.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>



**Figura 5. Los gránulos de esta muestra no superan los 2-3 mm de diámetro. Efecto grinding en las muestras de ripios recuperados. Material muy molido por bajo peso del taladro y pobre capacidad de arrastre.**

La aplicación de equipos multipropósito tiene en conclusión este impacto:

- Son entre un 40% al 70% de menor presupuesto que los pozos convencionales. (Tomado de Analysis de Slim Hole Drilling Operations. Msc Thesis. University of Stavanger.2016).
- Son muy utilizados para aplicaciones de ingeniería de aguas, de producción de pozos térmicos y exploración en cuencas frontera y maduras. (Tomado de Slim Hole drilling and testing strategies. Dennis Nielson Colin Gorazon. DOSECC Exploration services. Salt Lake City Utah USA. 6th ITB Geothermal Workshop 01/2001.)
- Tienen un porcentaje muy alto de recuperación de muestras de núcleos, las cuales son críticas para el desarrollo de campos de petróleo y gas, naturalmente fracturados, composites y de roca ígnea. (Tomado del histórico de perforación de pozos estratigráficos cuenca SSJ 2009-2014).
- Requieren una mejor calidad del lodo y de bajo contenido de sólidos, por el bajo clearance entre el diámetro del hueco y el diámetro de la broca.
- Tienen menores velocidades de avance de la perforación. (Tomado del histórico de perforación de pozos estratigráficos cuenca SSJ 2009-2014).
- En la mayoría de las aplicaciones de perforación, la necesidad de construir una locación a veces es innecesaria, y solo requieren un terreno relativamente plano y sin una resistencia a la compresión elevada, como los taladros petroleros convencionales.

En la tabla 5 se muestran resumen de las condiciones más relevantes de los pozos estratigráficos más cercanos al pozo San Rafael 1. La alta variabilidad de los tiempos de perforación obedece a dos causas principales:

- Tiempos no programados por fallas mecánicas de los equipos multipropósito.
- Tiempos no programados por problemas del subsuelo asociados a pérdidas de lodo, disparos de gas, embotamiento de la broca, y otras causas por pegas diferenciales y hueco expuesto sin circulación.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>				
	<b>Gestión Contractual</b>				
	<b>Anexo Técnico</b>				

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. Toluviejo 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. Toluviejo San Cayetano	2047.	9/10/2012	51 días		Multiproposito Franz 350 / Longyear 44	Si	Ns/Nr	Union Temporal Slim Hole Montería
TIERRALTA 2XP.IRRUPCION 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. Ciénaga 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.los días de operación pueden reducirse con un mejor monitoreo de propiedades de perforación y uso de lodos de perforación de mejores prestaciones.**

### 1.7 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 (Tomado del Boletín estadístico mensual de ACIPET y del periódico Portafolio.com.co). 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 o por la división aparente de SSJ de VIM, 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 un área de mucho mayor influencia.

Dentro de los pozos cercanos en la cuenca de offshore. Ecopetrol y Shell EP Offshore Ventures Limited ("Shell") suscribieron un acuerdo mediante el cual Shell adquirirá el 50% de participación en los bloques Fuerte Sur, Purple Ángel y COL-5, localizados en aguas profundas del Caribe colombiano, donde se realizó el descubrimiento de una nueva provincia gasífera con los pozos Kronos (2015), Purple Ángel y Gorgón (2017). (Tomado de acp.com.co). el gran problema del Offshore es que los costos de desarrollo solo se justifican con el hallazgo de reservorios de un gran tamaño del orden de 5-10 Terapiés cúbicos, lo cual implica prolongados tiempos de desarrollo, por que probar geológicamente estructuras muy grandes, también implica largos tiempos de pruebas de formación y de producción, que generalmente un desarrollo offshore no realiza, sino hasta etapas avanzadas del desarrollo.). Costos de desarrollo offshore por plataforma corresponde a cientos de millones de dólares. (Tomado de Oil and Gas Journal).

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

Con miras a incrementar su participación en el mercado de gas e hidrocarburos, Charle Gamba, CEO y presidente de Canacol Energy, afirmó que con el gasoducto Jobo Medellín esperan tener 30% del total del mercado de gas natural en Colombia para 2025. Asimismo, se esperan perforar entre 12 y 15 pozos exploratorios para el 2022, en especial en la costa Caribe. (Tomado de <https://www.larepublica.co/economia/con-jobo-medellin-en-2025-canacol-tendra-30-del-mercado-de-gas-en-colombia-3268653>)

El directivo explicó las metas fijadas en términos de pozos exploratorios y reveló los montos de inversión para aumentar el nivel de reservas, que actualmente son de 7,7 años

La cuenca ha demostrado tener alto potencial en hidrocarburos en especial cuando la productividad de energía del gas natural es la que menor impacto tiene en aportes de CO2 a la atmosfera.

El rendimiento en las centrales de ciclo combinado es muy superior (un 58% frente a un 36% de una central convencional). Es decir, con un menor consumo de energía primaria se logra una mayor producción de energía eléctrica. (Tomado de <https://www.naturgy.es/hogar>).

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

<b>Información Relevante de los contratos de producción cercanos</b>	
<b>Bloque</b>	<b>Condiciones del campo mas recientes.</b>
<b>ESPERANZA 0063</b>	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 Ciénaga de Oro. Nelson 14 tiene 302 pies de arenisca en Ciénaga de Oro.
<b>PRODUCCION TOTAL ESPERANZA</b>	Produccion del campo a 12/2019: 14,263 BOE. 85 MMscfd
<b>MAGANGUE 0023</b>	Solana compró el campo Guepaje en el año 2002, pero el campo no produce gas desde 1997.
<b>PRODUCCION TOTAL MAGANGUE</b>	CAMPO INACTIVO
<b>SAMAN 0106</b>	Campo descubierto en el 2012, sigue en etapa de desarrollo.
<b>PRODUCCION TOTAL SAMAN</b>	Produccion del campo Bonga: 4,875 MBTUD 5,41 Millones de scfd Produccion del campo Mamey 28,611 MBTUD. 31 Millones de scfd
<b>LA CRECIENTE 0061</b>	
<b>PRODUCCION TOTAL LA CRECIENTE</b>	Produccion de 8,8 Millones de scfd año 2020.
<b>CICUCO BOQUETE 0791</b>	Campo cerrado desde el año 2009

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

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

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. 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 costos de desarrollo de yacimientos Onshore no superan las decenas o millones de dólares y apenas requiere de 10 a 12 pozos por reservorio de gas.

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 geopresión, 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. Este tipo de yacimientos para delimitar su extensión requiere tanto un buen modelo estructural como un control del yacimiento por medio de pozos. En la gráfica se muestra como es el agotamiento de los diferentes tipos de yacimiento. Para la cuenca SSJ los yacimientos geopresionados son la norma. En la figura 4, se muestra como el yacimiento geopresionado mantiene la presión por más tiempo, pero su declive no es lineal. Si un yacimiento geopresionado se interpreta como gas seco convencional, las reservas son muy superiores que la realidad.

El cálculo de reservas de este tipo de reservorios geopresionados requiere un conocimiento muy detallado de la geología del yacimiento y tiempos muy extendidos de seguimiento de la producción. Las reservas de gas es un cálculo mucho más importante para este tipo de yacimientos, porque en base a un cálculo de reservas es posible hacer contratos de suministro de gas a más largo plazo, lo que significan más reservas a legalizar en el balance de las compañías de petróleo.

Las reservas de gas de un yacimiento dependen más de una capacidad de entrega de gas en largos periodos de tiempo, mientras que, para pozos de aceite, recae en un retorno rápido de la inversión, sin importar que, en cortos periodos de tiempo, el pozo de aceite este completamente agotado. (Tomado de la norma PRMS de reservas de aceite y gas <https://www.spe.org/en/industry/reserves/>)

Para la cuenca Sinú San Jacinto, la presencia de yacimientos geopresionados representa una mayor dificultad para validación de volúmenes futuros a producir. Se recomienda habilitar procesos de validación volumétrica basados en volúmenes geológicos y de pruebas muy extensas de producción. Otra forma de adicionar reservas es mediante el uso de tecnologías probadas. Tecnologías probadas para validar volúmenes crecientes de gas en la cuenca de Sinú San Jacinto son:

- Tecnologías de completamiento de arenas tight gas y tight oil como base de recursos contingentes a adicionar a las reservas convencionales.
- Análisis sedimentológicos de estimación de cambios faciales en la cuenca, por modelos geoestadísticos y de análisis de presiones.
- Tecnologías de atributos sísmicos para identificación de cambios de facies asociados a la presencia de gases en estratos productores.
- Tecnologías de machine learning en la cuenca para hacer pronósticos de producción de gas, basados en parámetros de producción, de petrofísica y de presiones para hacer ajustes de pronósticos de producción adicional a los modelos convencionales.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Gestión Contractual	
	Anexo Técnico	

- Realización de estrategias de cobertura y contratos de suministro de gas a largo plazo que garantice un escenario de ingresos que impidan problemas de la alta volatilidad del precio del gas natural, el cual este amarrado al precio del petróleo.

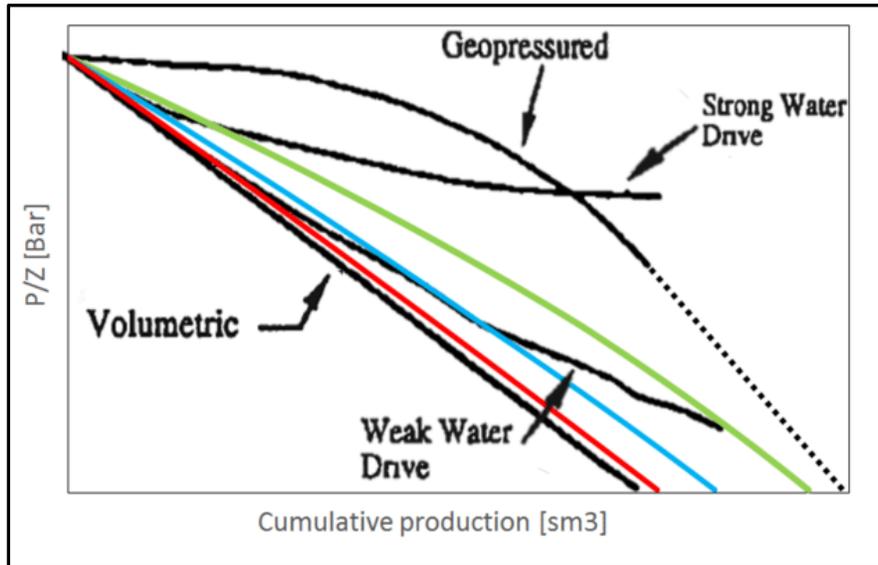


Figura 6. Agotamiento de un yacimiento geopresionado. El yacimiento geopresionado muestra una productividad muy alta en el inicio de la producción, pero no se puede hacer un pronóstico de reservas en base al comportamiento de presión. La evaluación de reservas de este tipo de yacimientos requiere un conocimiento mucho más detallado de la geología de la cuenca y de tiempo de observación.

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. (Tomado del análisis de FEL del pozo de Tierralta 2XP, donde la presencia de minerales como moscovita, pirita, glauconita y plagioclasa es común dentro del registro.). En la figura se muestra un afloramiento en la formación Cansona, como objetivo del pozo. El afloramiento presenta una alta variabilidad estructural, composicional y de origen de los clastos.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>



**Figura 7. Afloramiento de la formación Cansona en las cercanías de la ciudad de Montería. Ambiente de deposición marino con materia orgánica y alta actividad volcánica. Mezcla de roca sedimentaria y de roca ígnea. Cuenca anóxica y provincia ígnea en el Cretácico tardío.**

Otro inconveniente en el modelo petrofísico es la abundancia de minerales conductivos (arcillas conductivas) como la piritita, 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. (Tomado de A Method to Compute Water Saturation in Tight Rocks Accounting for Conductivity of Clay Minerals A. Sarihi, B. Vargas-Murillo. Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, November 9–12, 2015. Paper Number: SPE-177550-MS)

Se recomienda hacer análisis de DRX para identificación de arcillas conductivas y hacer análisis de microscopía electrónica para valorar la ubicación de la arcilla dentro del medio poroso. Arcillas dispersas tienden a afectar mucho la lectura de la resistividad de la roca. La distribución de la arcilla en el medio poroso es un tema fundamental para (Tomado de Advanced Formation Evaluation Approaches in Complex Low-Resistivity Thin Shale Sand Laminations: Success Case Histories from Western Ukraine Chiara Cavalleri, Yernur Akashev, Samira Ahmad, Sviatoslav Yuras, Vasyl Karpyn, Ibrahim Abdelatif. Paper presented at the SPE Eastern Europe Subsurface Conference, November 23–24, 2021. SPE-208513-MS)

- Definición de la técnica de fracturamiento hidráulico compatible con la distribución de arcillas.
- Definición de lodo de perforación compatible con las arcillas en la formación, para prevenir eventos de pérdida de arrastre y embolamiento.
- Inhibición de arcillas en las salmueras y lodos de completamiento.
- Pérdida de productividad por migración de finos.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

- Altos coeficientes de absorción de la arcilla, que provocan una alta retención de químicos, los cuales en fondo tienden a bloquear el flujo hacia el pozo

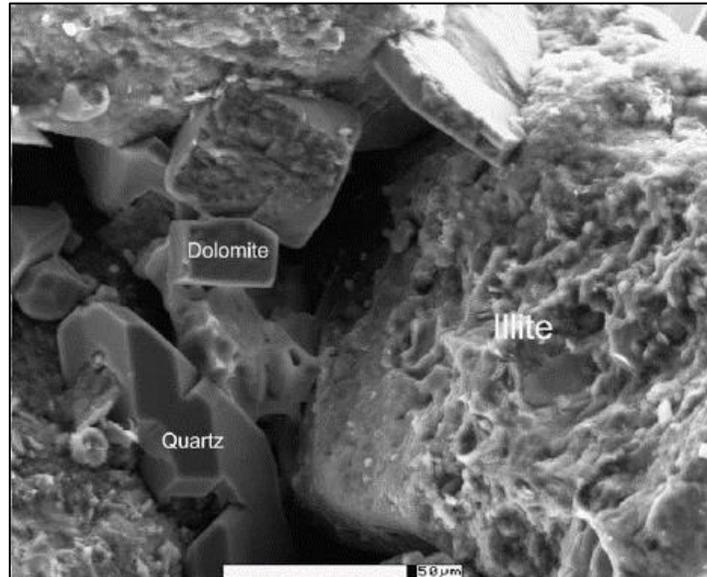


Figura 8. Arcilla dispersa sobre un poro en microscopio electrónico.

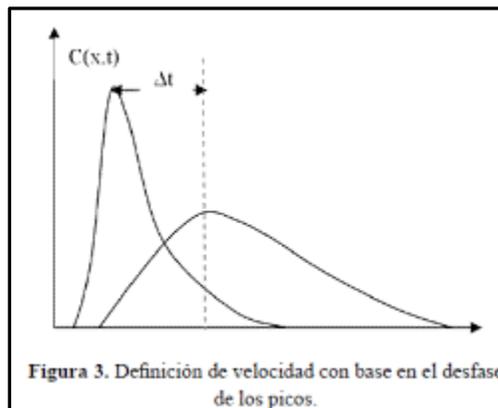
Debido a las características complejas de la mineralogía de la cuenca, la información de núcleos es crítica y son estrictamente necesarios para la reconstrucción del modelo petrofísico en cuanto a la distinción de sello, reservorio y roca generadora.

Se ha visto un esfuerzo muy grande por parte de países no petroleros, desarrollar recursos en gas natural, debido a la fragilidad de estos países antes los suministros del exterior. Se ha encontrado con recursos donde la evaluación de los reservorios implica una alta dificultad, por ser yacimientos delgados, con altas variaciones en propiedades y en países con baja experiencia en desarrollo de campos petroleros. (Tomado de [www. Onepetro.org](http://www.Onepetro.org)).

Otro hallazgo relacionado con el modelo petrofísico es que se han visto pozos con excesivo wash out, 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.

El GR del pozo Tierralta 2XP se muestra una baja variabilidad a la respuesta del GR para reconocer arcillas de areniscas. Esto es debido a que el GR muestra una sensibilidad muy reducida en zonas con un severo Washout de hasta 13-16 pulgadas para un diámetro de broca de apenas 8.5". Para una columna apenas se ven variaciones de 30-50 unidades API, cuando la condición normal la variación cubre todo el espectro de la medición de GR en más de 150 Unidades API. (Tomado de la información de registros de pozo del Tierralta 2XP).

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>



**Figura 9.** Respuesta cuadrática de la señal un trazador radiactivo de Gamma Ray con la distancia. La fuente radiactiva se aleja de forma lineal del detector mientras que la señal decae de forma cuadrática. Este efecto debe corregirse cuando el wash out del hueco del registro es excesivo donde la señal debe ajustarse en proporción al cuadrado de la distancia entre el diámetro de la broca y el del Caliper.

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. (Tomado del registro FEL del peso del lodo, la presión de bomba y manifestaciones de gas del pozo Tierralta 2XP). La geopresión en la cuenca puede deberse a:

- La misma generación de petróleo que genera gases como el metano, donde la expansión incrementa la presión de poro a niveles muy elevados.
- Las reacciones químicas de rocas con mineralogía compleja, proveniente de rocas sedimentarias, ígneas y material orgánico.
- El flujo de calor primario de cuencas de provincias ígneas (+ de 800°C).
- La deformación misma de la cuenca, por el gradiente de presión litológico.

Las formaciones de reservorio se identifican como areniscas delgadas, calizas con alto contenido de arcilla 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.

La presencia de gas somero es un factor a tener en cuenta en la cuenca de SSJ. En la figura 7, se ven varios pozos perforados con presencia de gas en etapas muy tempranas de la perforación, incluso a 350 metros de profundidad. El problema del gas somero es que no da tiempo al equipo de superficie de programar una respuesta adecuada, por lo que se recomienda el uso de la tea durante toda la perforación.

Otro aspecto de la litología de la figura 10 es que algunos pozos presentan alta variabilidad vertical en los cambios litológicos, lo que conlleva al uso de brocas adaptables a diversas litologías, o por el contrario dedicar muchos viajes de perforación al cambio de broca adecuada para la litología que atraviese el yacimiento. Si los cambios litológicos son mayores a 30 pies de longitud del pozo, no hay forma de realizar cambios de broca con tanta continuidad.

Para la perforación del pozo es muy claro que las brocas deben ser adecuadas al menos para 3 rangos de litologías distintas, es especial con las formaciones someras, mientras que las formaciones profundas se identifican menores variaciones litológicas, identificado en el pozo Tierralta 2XP. (Tomado del FEL del pozo Tierralta 2XP).

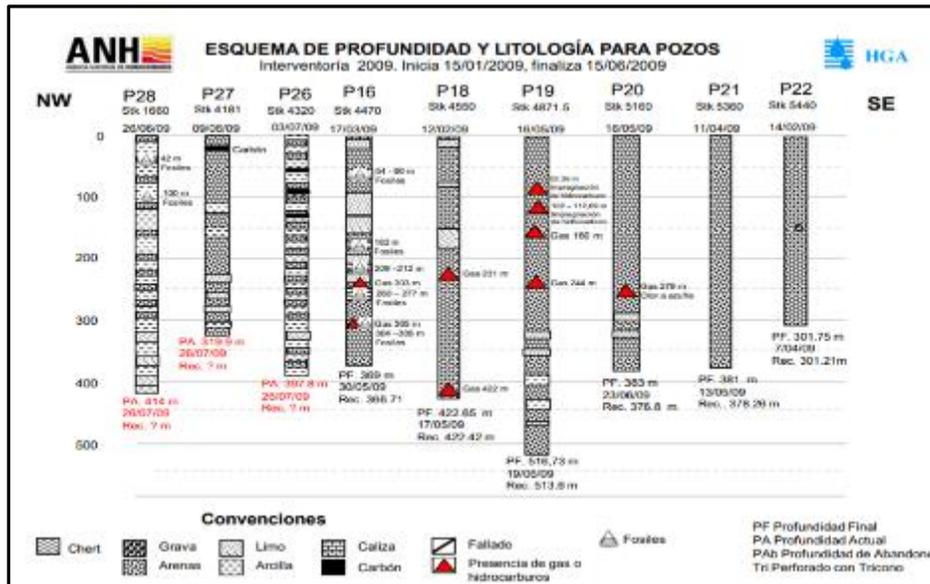


Figura 10. Esquema de profundidad y litología de pozos someros ANH-2009. Se observa una presencia predominante de gases en intervalos someros.

En la figura 11 se muestra la distancia entre el pozo San Rafael 1 y el pozo Tierralta 2XP, entre los pozos hay al menos 10 Kms de distancia, lo que implica unas grandes dimensiones de un posible recurso contingente entre el offset del pozo San Rafael-1 y Tierralta 2XP. El cálculo de área volumétrica de 2200 acres para pozos tan distantes es bastante conservador. Se asume un área lineal de 10 kms<sup>2</sup> En dado caso se podría asumir un área de 30-40 kms<sup>2</sup>

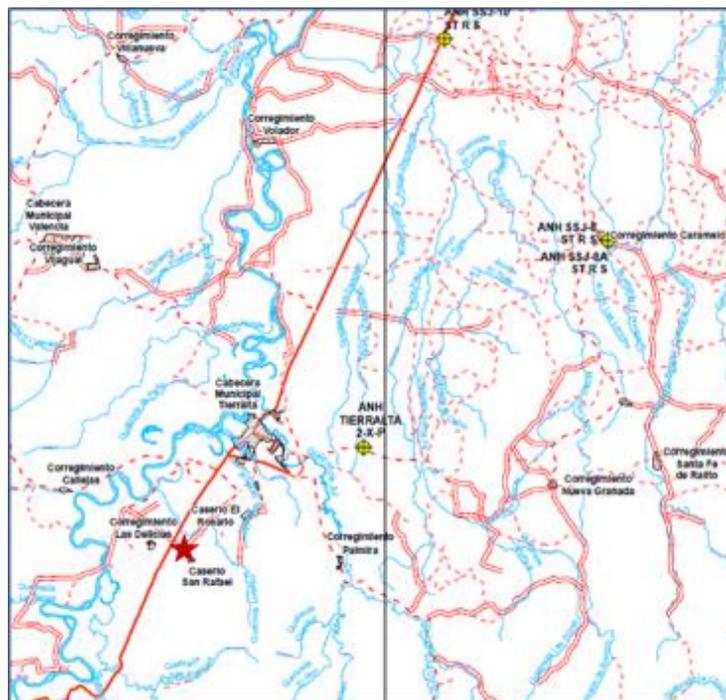


Figura 11. Pozos cercanos estratigráficos y convencionales al pozo ANH-San Rafael-1.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

### 1.8 PROYECCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO A ENCONTRAR EN EL POZO ANH-SAN RAFAEL-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 12 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. En la tabla se muestra unos escenarios de posibles rangos de fluidos a encontrar durante la perforación.

Un indicio de presencia de gas condensado en la perforación de un pozo es que la llama de la tea en un pozo con gas condensado es una llama caótica y tiende a presentar cambios muy rápidos en el volumen y luminosidad de la llama. Por otro lado, tiende a tener un perfil como escupiendo el fuego, lo que se recomienda tomar buena distancia de la tea a la boca del pozo como medida preventiva por el estallido de la llama, por la presencia de gas condensado.

El conocimiento previo en los fluidos a encontrar en el pozo tiene impacto tanto en evaluación de recursos de la cuenca como en aspectos de seguridad de la operación de perforación.

<b>Propiedades Volumetricas de los fluidos en SSJ.</b>			
<b>Propiedad</b>	<b>Minimo</b>	<b>Maximo</b>	<b>Unidades</b>
Factor Volumetrico Bg	30	200	SCF/PC Reservorio
Temperatura	90	180	°F
Presiones	500	7000	psia
Viscosidad del gas	0,022	0,5	cps
Presion de saturacion	1200	3500	psia
Rendimiento	25	150	Barriles de liquido por Mpc.

**Tabla 7. Rango de propiedades de los fluidos a encontrar en el pozo San Rafael 1. Análisis basado en el pozo Tierralta 2XP. No se cuenta con mas información por que pozos anteriormente perforados no contaba con caseta de mud logging ni cromatografía de pozo. Posible condición de flujo en el gas producido durante eventos de disparo en el pozo. Varias de estas variables son necesarias para evaluación de recursos prospectivos y contingentes. Pozos sin datos de fluidos y presiones carecen de datos suficientes para certificación de recursos por cuenca.**

En la figura 12 se muestra un diagrama de fases de las posibles fases presentes durante la perforación. Si el fluido producido es gas condensado o aceite volátil, la condición de los recursos contingentes cambia. Un aceite volátil tiene un factor volumétrico menor, es decir se recupera mas

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

líquido por unidad volumétrica en el reservorio, pero requiere propiedades de permeabilidad y porosidad superiores a un milidarcies, mientras que gases condensados y húmedos requiere tan solo permeabilidades superiores a 0,01 milidarcies. Un fluido mucho más ligero en componentes implica una columna de fluidos mucho más espesa y con mayor prospectividad volumétrica. La viscosidad de gas de 0.5 cp corresponde a un gas muy rico en componentes ligeros o en el caso de aceite volátil de un líquido cercano al punto crítico.

Un yacimiento de gas condensado tiene un valor comercial muy superior al de un yacimiento de gas. Un yacimiento de gas condensado tiene muchos componentes que, bajo un tratamiento de planta de gas, es posible de vender a precios cercanos a la gasolina natural y no al precio del petróleo.

El mercado de productos derivados del petróleo es un mercado más estable y con más altos precios que el del petróleo. Esto es cierto porque cada vez hay menos crudo idóneo para hacer diésel o gasolina y para el propano y butano, gran parte de los yacimientos de gas condensado están completamente agotados, tales como los yacimientos ya desarrollados del piedemonte llanero colombiano.

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 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 oíl 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).

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

Si el poro es muy pequeño, no existen fases líquidas ni gaseosas, sino que el fluido funciona como un fluido supercrítico en ausencia de una presión de burbuja o de rocío. Incluso en campos de arenisca, es posible encontrar poros donde el líquido podría ser producido en el medio poral y el del pozo.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

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 de inmediato una vez extraído del pozo, para lo cual se requiere una disponibilidad de equipos Dean Stark que los provee la universidad industrial de Santander y es posible tener respuestas tempranas en calidad de los fluidos (Básicos para evaluación comercial) y de componente geoquímicos (Evaluación de la cuenca y de migración). (Tomado de <http://www.ub.edu/talq/es/node/238>)

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. El potencial económico de la recuperación de líquidos del gas es bastante bueno, en cuanto estos componentes toca importarlos a la fecha. Tabla 8.

<b>Propiedades económicas de los fluidos en SSJ.</b>				
<b>Componente</b>	<b>Comerciabilidad</b>	<b>Importación actual</b>	<b>Costo actual USD</b>	<b>Unidades</b>
Metano	Mercado Nacional	No	5,425	Millón BTU
Etano	Mercado Nacional	No	6,425	Millón BTU
Propano	Exportación	Si	0,5	Kg
Butano	Exportación	Si	0,5	Kg
Pentano	Exportación	Si	0,59	Kg
Gasolina natural	Exportación	No	0,59	Kg

**Tabla 8. Precios de productos que se han manifestado en las cromatografías de la cuenca Sinu San Jacinto.**

En caso de encontrar zonas más pobres en componentes líquidos que en relación con el pozo Tierralta 2XP, una hipótesis sería que el estrato desarrollo un gradiente composicional y por lo tanto implica una comunicación en todo el espesor poroso, por lo que lodolitas calcáreas deberían tener propiedades comerciales de permeabilidad, superiores a 0.01 md como permeabilidad absoluta.

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.

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

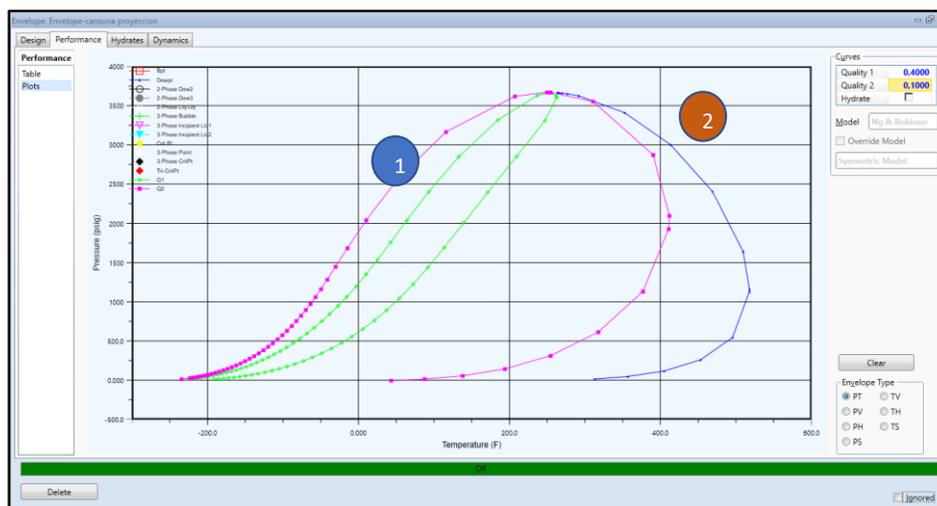
Sinu San Jacinto Basin, Northwestern Colombia. JE, Cortes, R Aguilera, O Wilches, JF Osorno, SI Cortes.12 junio 2018, Journal of South America Earth Sciences).

Para hacer el modelamiento de la figura 12, se utilizó el crudo más liviano encontrado, porque crudos de menor gravedad API, se supone que han sido previamente biodegradados.

El diagrama de fases se basó en una mezcla de líquido y gas en condición crítica 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 líquido más ligero debido a que los procesos de biodegradación del crudo tienden primero a despojarlo de los componentes más livianos y también los n-alcenos. 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 crítica 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 sería de más fácil manejo para la toma de muestras.

Los gases condensados tienen un factor de recobro del 40-50% y puede ser el 60% en el caso que tenga muchos nanoporos por el efecto de no existencia del punto de rocío. (Tomado de Oil phase Behavior, año 2000, Monograph series SPE, Curtiss Whitson PhD.)



**Figura 12.** Diagrama de fases de un gas condensado con líquido 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. El concepto de encontrar gas condensado se basa en los criterios estequiométricos de las cromatografías del FEL del pozo Tierralta 2XP y de los datos obtenidos de los manaderos de la cuenca, donde una gravedad de 41-42 API corresponde a fluidos cercanos al punto crítico y de altas relaciones de GOR. Otro factor está relacionado con la baja calidad de la roca, que solo permite fluidos con viscosidades inferiores a 0.3-0.5 cp.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

- **Propiedades de Flujo y de almacén esperados en el pozo San Rafael 1.**

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 hacer el análisis de las condiciones de flujo se considera la roca con menores propiedades de flujo vaya a tener el pozo. En este caso sería una lodolita calcárea. (Calcareous Mudstone), cualquier otro tipo de caliza (packstones, wackestones, grainstone y caliza químicamente formada), se considera que tiene suficientes propiedades de flujo durante la perforación.

Para una lodolita de bajo contenido de carbonato de calcio, se asume que la permeabilidad de la roca es el valor más 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 más frágil, y se fracturaría. Tanto la disolución como el fracturamiento incrementan las propiedades de flujo del medio poroso de la lodolita. El valor máximo de permeabilidad a encontrar para la lodolita calcárea sería de 0.01 md que correspondería a un yacimiento tight gas de baja productividad, pero con valores comerciales de flujo.

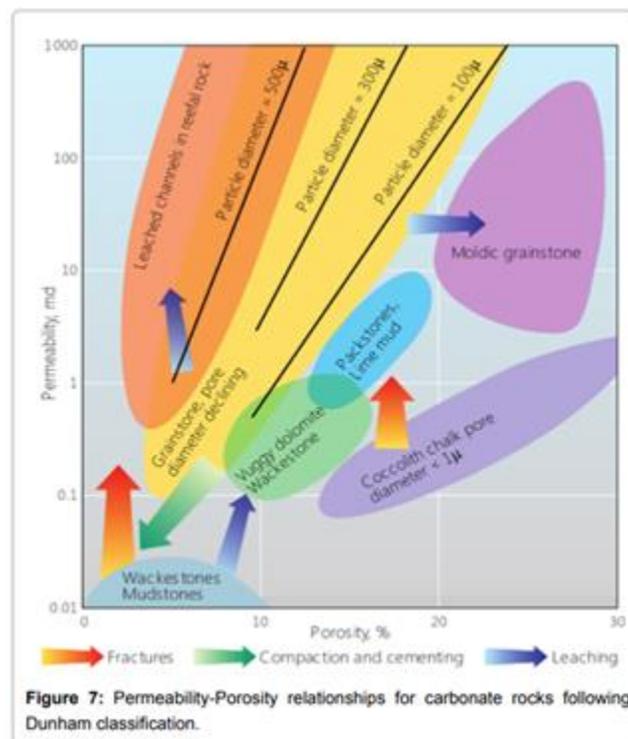


Figura 13. Relación entre porosidad y permeabilidad para rocas de carbonato. (Tomado de Porosity and permeability analysis from well logs and core in fracture, vuggy and intracrystalline Carbonate reservoirs. Journal of aquaculture Research and development. Jan 2015). Para Mudstone es posible tener valores comerciales de permeabilidad para gases.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

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. Ver figura 7.



**Figura 14.** Laminaciones de calizas y margas observados en muestras de superficie en el pozo San Rafael 1.

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 más capacidad de aporte de fluidos que el pozo Tierralta 2XP, que, en condiciones de sobrepresión, mostro flujo continuo de gas en varios sectores durante su perforación

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
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.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

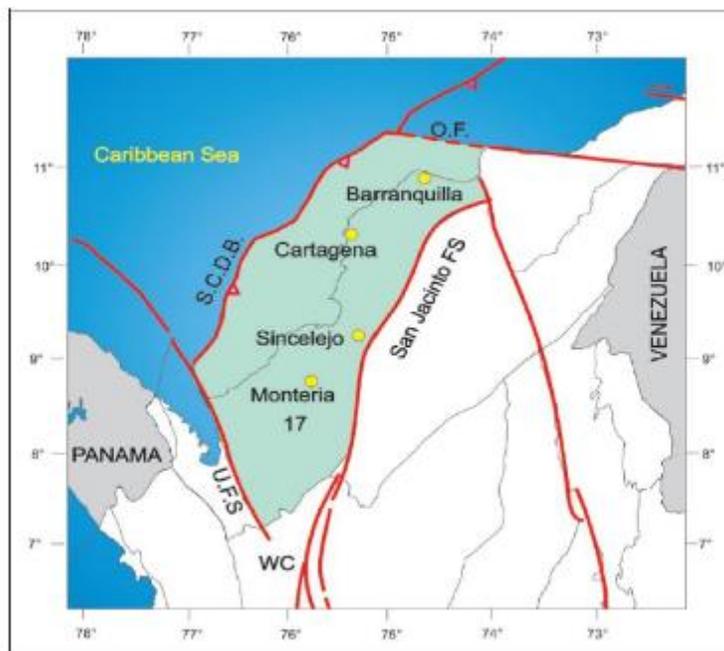
**2. MARCO GEOLÓGICO. (Tomado de la compilación de la cuenca Sinu- San Jacinto, SGC, diciembre del 2014. Autores: Edinson Lozano, Nadezhda Zamora).**

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 14 se muestra la localización de la cuenca.



**Figura 14. Localización de la cuenca Sinú 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).**

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

## 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 en Colombia.

Esta cuenca desde el punto de vista estratigráfico es una secuencia de regresiones y transgresiones marinas que incluso ocurrieron en el Mioceno, mientras que las cuencas más explotadas en Colombia como el valle medio del Magdalena y los llanos orientales dieron su transición definitiva actual de ambientes marinos en el cretáceo y en las etapas tempranas del paleoceno hacia ambientes terrestres en los periodos geológicos más recientes.

Es de notar que la presencia de cuerpos como calizas, implica el desarrollo de yacimientos fracturados calcáreos que no son del uso común de la geología ni ingeniería de petróleos en Colombia, por lo que se da la oportunidad de mejorar el conocimiento en la explotación de este tipo de reservorios, que por el ambiente deposicional, pueden desarrollarse en extensión, a diferencia de los campos de arenisca típicos en Colombia, que suelen ser de tamaños inferiores a 200 Millones de barriles in situ. Estos cambios de facies en los ambientes deposicionales favorecen el desarrollo de yacimientos composite.

Un **yacimiento composite** es un tipo de yacimiento cuyas propiedades de flujo experimentan variaciones tanto en propiedades de almacenamiento como en propiedades de flujo. En un yacimiento convencional existen variaciones laterales de permeabilidad debido a 1 a 100, pero en términos de porosidad su variación es mucho menor (12-25% de porosidad). En un yacimiento composite pueden tener una arenisca, una caliza, una limolita y muchas otras litologías que comparten un reservorio y su comportamiento es mucho más discontinuo y existe un predominio de fuerzas capilares. Lo que define a un yacimiento composite son los diversos comportamientos de la ecuación de difusividad hidráulica en el mismo reservorio, e incluso los simuladores de yacimientos usualmente no están diseñados para modelar este tipo de comportamiento. Por otro lado, la variabilidad del término de almacenamiento de la ecuación de difusividad es muy severo. (Tomado de Comparison of pressure transient Behavior of composite and multilayer reservoir Canadian Petroleum Society. Jordan and Mattar. Paper 2000-45. Canadian International Petroleum Society.)

Debido a la amplitud de la cuenca y su continua interacción con ambientes marinos, la cantidad de formaciones es bastante amplia debido principalmente a la abundancia de cambios faciales impulsado por un ambiente tan erosivo como las costas y la secuencia de ríos que dominaron la sedimentación de la cuenca.

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 número 8 se presenta la columna estratigráfica de la cuenca bastante simplificada con respecto a lo que se conoce actualmente de la cuenca:



Figura 15. Cambios faciales a lo largo de la formación Cansona, Cambios Verticales y cambios en la densidad de fracturas con cambios en el Buzamiento. Sección de 20 metros con una alta variabilidad en propiedades y litología.

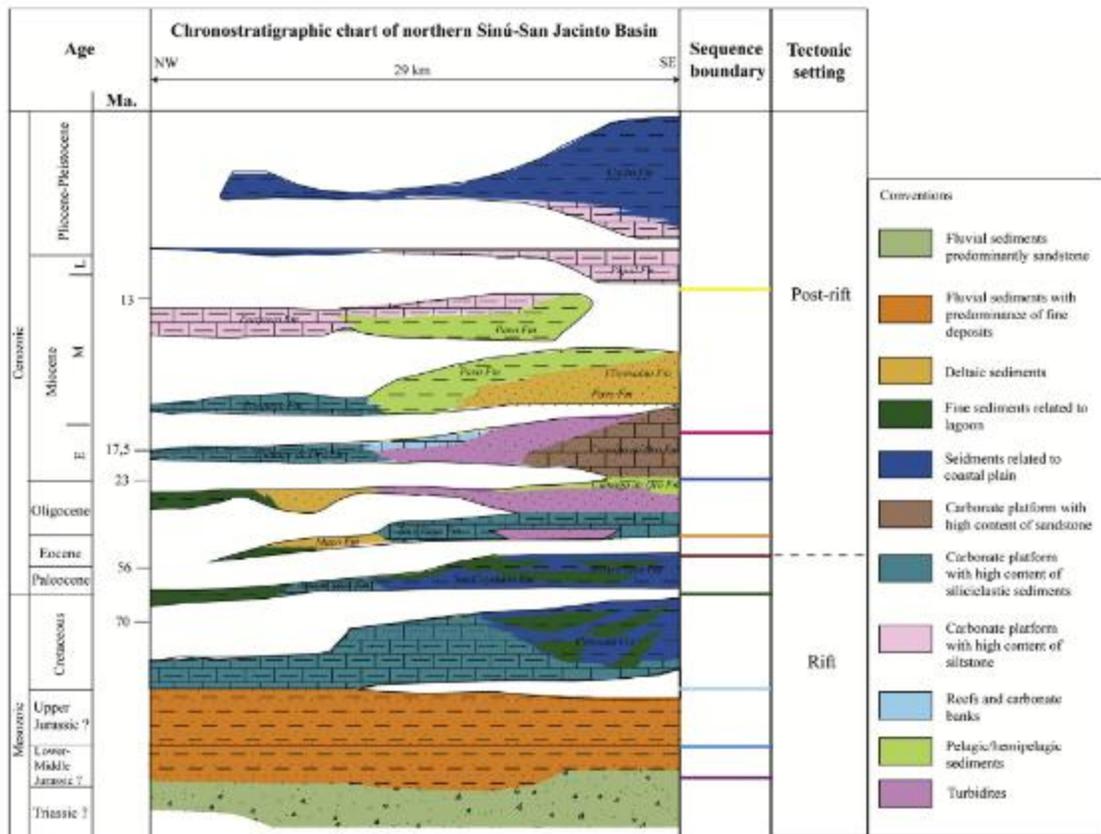


Figura 15 Cambios Faciales de la cuenca Sinu San Jacinto. La gran cantidad de formaciones mencionadas en la columna estratigráfica obedecen a que el ambiente de deposición varía fuertemente con respecto a la línea de costa. Existe un predominio de ambientes transicionales.

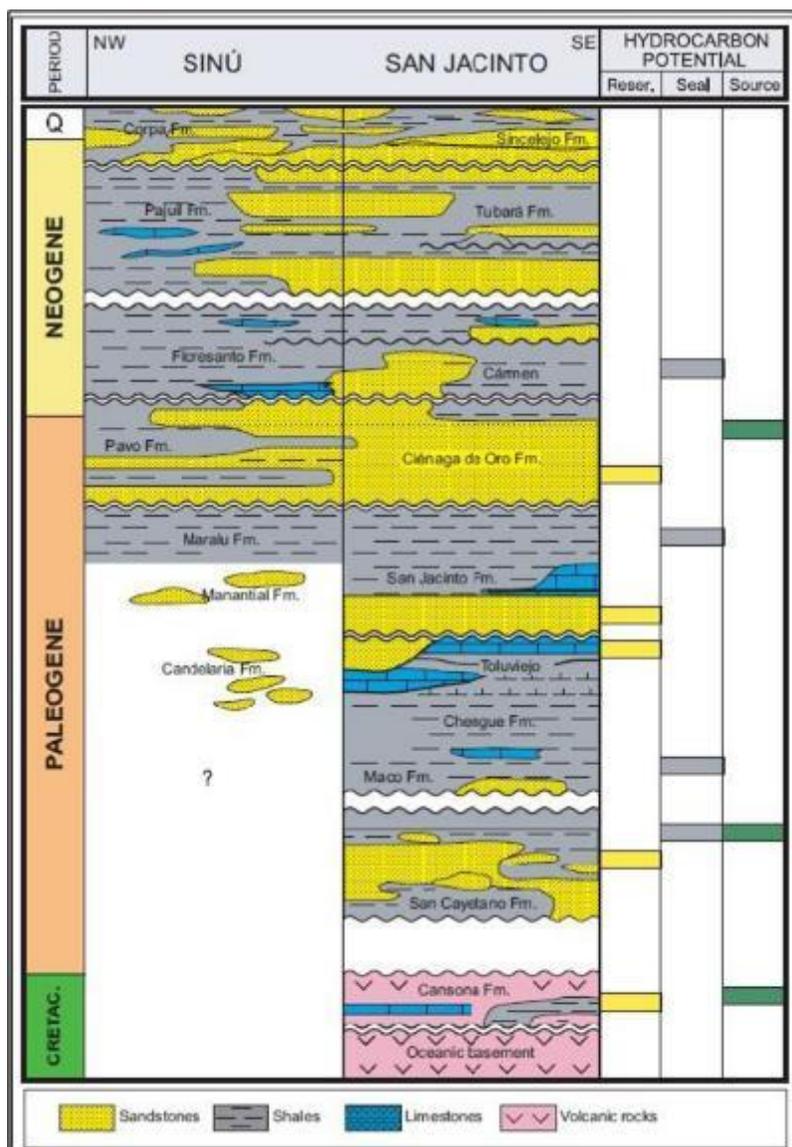


Figura 16. Columna Estratigráfica de la cuenca Sinu San Jacinto. Tomado de Colombian Sedimentary Basins, Nomenclature, Boundaries and petroleum geology, a new proposal. Bogotá, ANH, 2007. Autores: Barrero, D, Vargas y Martínez.

### 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-Maastrichtiano. 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

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

estas rocas fueron depositadas en plataforma subóxica a anóxico, 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 H<sub>2</sub>S 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. En estos ambientes anoxico todo un ecosistema complejo se desarrolla por el altísimo aporte de nutrientes que suministran los volcanes y en especial una provincia ígnea donde cientos a miles de fumarolas se desarrollan en un momento dado.

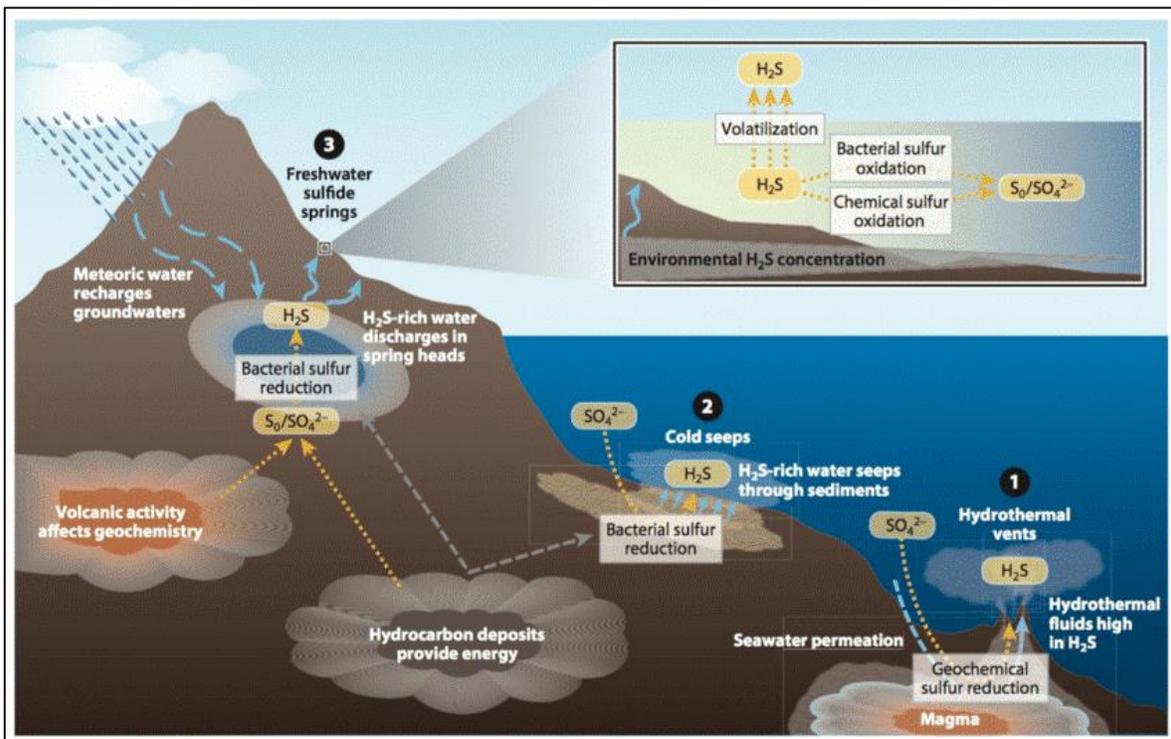


Figura 17. Ambiente deposicional de la formación Cansona. Presencia de intrusiones ígneas y aporte de materiales que consumen el oxígeno incluso a bajas profundidades. Tomado de Evolutionary Ecology of Animals Inhabiting hydrogen sulfide rich environments. Michel Tobler, Courtney Passow. Annual review of ecological evolution 2016. Este ambiente deposicional se caracteriza por ser mucho más activo que el ambiente típico de mar anoxico sin corrientes.

El ambiente anoxico es inducido por la reducción del oxígeno por las corrientes de H<sub>2</sub>S de los manaderos hidrotermales. Este ambiente anoxico caliente es mucho más activo que la típica roca generadora.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

- **EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA CUENCA.**

La formación Cansona es de origen tanto sedimentario como ígneo. En la revisión de la literatura mundial, el proyecto de PALEOMAP de la universidad Northwestern para la cuenca Norte de Colombia, hizo una reconstrucción de la paleogeografía de Colombia y la cuenca de sinu san jacinto esta considerada en el estudio como parte de una cuenca somera anóxica y considerada como parte de una provincia ígnea. Esta reconstrucción paleogeográfica es un trabajo continuo de mas de 30 años. También se hizo una reconstrucción paleo climática, paleo oceanográfica, de patrones de circulación. La zona para perforar de acuerdo con el pozo Tierralta 2XP corresponde a un ambiente marino somero anoxico con alto contenido de materia orgánica, carbonatos y esta atravesado por intrusiones ígneas.



Figura 18. Mapa de Colombia en el Maastriciano. La cuenca corresponde a un ambiente marino somero epicontinental y esta conectado a una cadena de islas de origen volcánico.



Figura 19. Mapa de Campaniano con una serie de mares epicontinentales en el área. La provincia ígnea esta desplazada al oeste de la cuenca actual de Sinu San Jacinto y está asociada a la formación de la cordillera oriental. La inundación máxima en el campaniano, recogió una gran cantidad de materia orgánica en la superficie, lo que pudo ayudar en la formación de la cuenca anóxica posterior.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

### 2.2.1 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. En el mapa paleogeográfico el ambiente corresponde a un ambiente marino somero con borde costero montañoso.



Figura 20. Mapa paleogeográfico de Colombia en el Paleoceno. En el mapa se muestra un territorio colombiano montañoso incluso en la costa atlántica y parte de la cuenca sumergida y la otra parte de la cuenca con montañas en pleno desarrollo. La cantidad de sedimentos de montañas de origen volcánico, explican la complejidad de la formación San Cayetano. El mapa es coherente con el ambiente deposicional de cuencas como el Catatumbo, donde las formaciones corresponden a ambientes de transición de delta hasta formaciones de shoreface y de barrera de arena.

**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.

### 2.3.1 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).

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

#### 2.4.1 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).

Espacialmente 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 micriticas lenticulares, sin microfósiles, dispuestas en capas plano paralelas medias y gruesas. En el área de Carmen de Bolívar-San Juan Nepomuceno, Duarte 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.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

### 2.5.1 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 Porquera.** 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.

**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.

### 2.6.1 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.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

**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).

**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

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

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/cm<sup>3</sup>), con las densidades usadas en la cuenca citada, que fueron del orden de 2.6-2.67 g/cm<sup>3</sup>, densidades que caracterizan rocas de afinidad continental.

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.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

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 formó 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 atraviese 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.



**Figura 21. Intrusión Ignea en una cantera en la formación Cansona cercana a Montería. Nótese el color verdoso de la formación y el proceso de diaclasamiento como consecuencia de la intrusión.**

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

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

pudo generar una mayor cantidad de kerógeno, que la misma cuenca anóxica en una zona pasiva. El flujo de gases volcánicos como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, generó una corriente reductora de oxígeno que generó un ambiente propicio a las bacterias sulfato reductoras, así como metales como hierro (pirita) y sulfatos, así como otros minerales que funcionaron como super nutrientes en una cuenca ya cerrada por cadenas de islas volcánicas. En la muestra de la roca ígnea de la cantera de la formación Cansona cercano a Montería aparecen muestras de pirita con mineral máfico de formación. También se evidencia un alto grado de fracturamiento. Esta roca ígnea es bastante conveniente para perforar, ya que la roca dura se facilita más la perforación por su comportamiento convencional de transporte de ripios.

Se recomienda hacer un muestreo de aguas de formación, debido a que las aguas de formación asociadas a provincias ígneas suelen estar asociadas a minerales de alto valor comercial, como los minerales de transición energética, como es el caso del níquel, del cobre, oro y plata.



**Figura 22. Roca ígnea tomada en la cantera cercana a Montería. La roca presenta muchas diaclasas rellenas con posible carbonato de disolución.**

En el modelo de la figura 23, se muestra una zona de subducción marina dentro de la placa de Suramérica, que durante el plegamiento genera una serie de estructuras, y que en condiciones de roca reservorio como carbonatos, genera el ambiente perfecto para la formación de reservorios de yacimientos naturalmente fracturados que requieren de plegamiento para desarrollar propiedades de flujo para yacimientos comercialmente explotables.

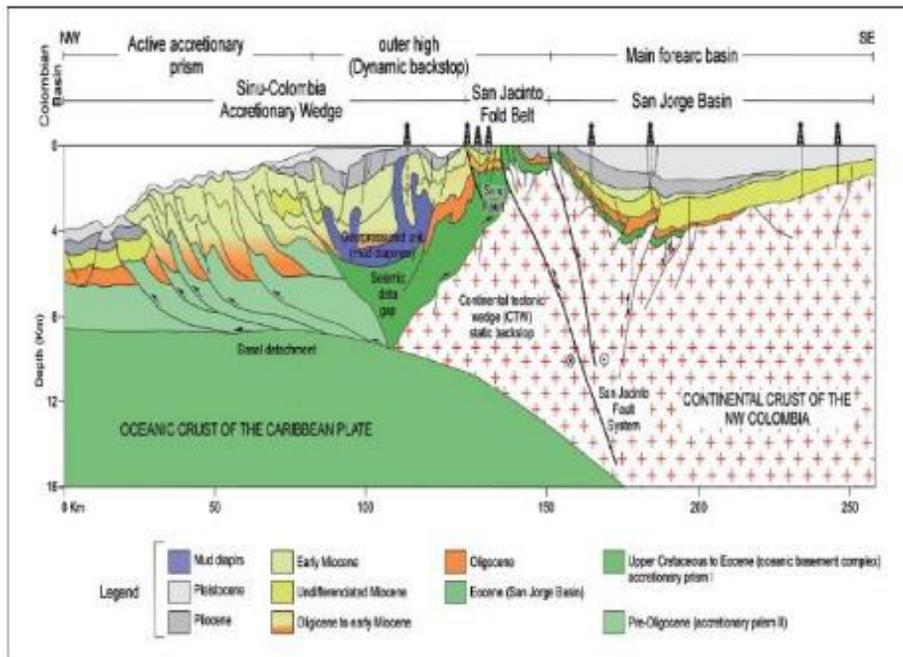


Figura 23. Esquema estructural de cuña acrecionaria para la cuenca SSJ.

En esta figura 23, se le adiciona la condición de provincia ígnea del Caribe y se adicionan los cuerpos de intrusión como las tobas que funcionan como zonas de alta permeabilidad y de estimulación química en el desarrollo de cuencas de yacimientos composite.

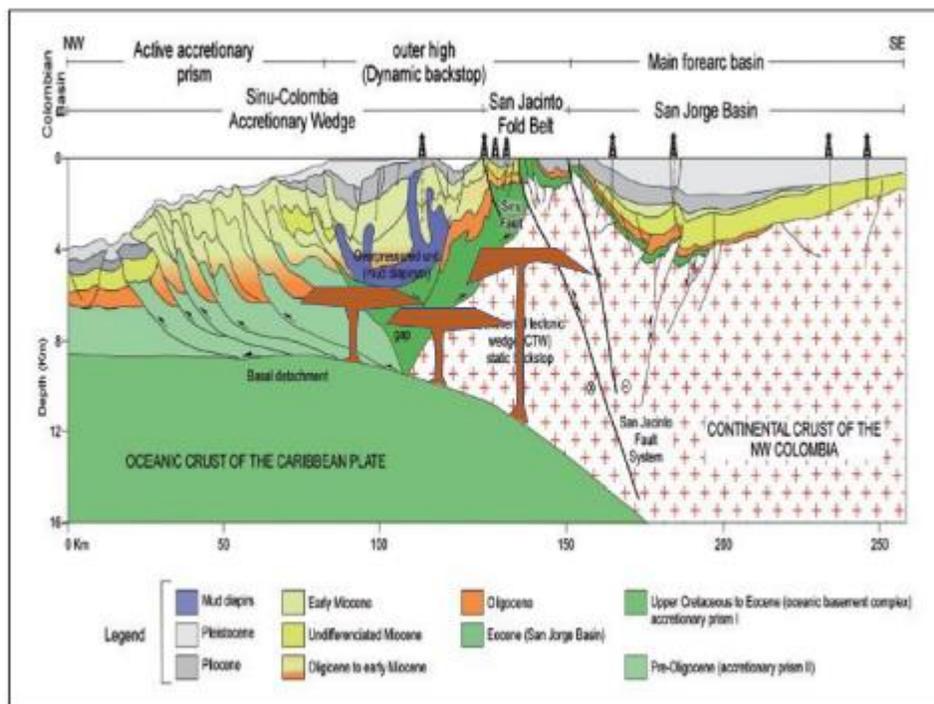


Figura 24. Esquema estructural modificado por intrusiones ígneas en la cuenca.

### 2.3 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

La interpretación sísmica de la cuenca y del pozo a perforar se anexa en la figura 25. (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.

En la figura 26 se da un detalle de la zona a perforar desde el punto de vista de la estructura. Desde el punto de vista de ingeniería de producción y de yacimientos, la locación es un punto idóneo donde la densidad de fracturas por expansión de fluidos, la cercanía a fallas mayores y el fracturamiento por plegamiento, genera las condiciones para que la roca generadora en sus facies permeables pueda producir un flujo de gas comercial.

Si bien para el objeto de recuperar núcleos es mas recomendable tomar muestras en zonas mucho mas pasivas de los estratos, este punto es necesario para determinar la respuesta en densidad y espesor de fracturas de una roca como la formación Cansona.

En la figura 27 se muestra la ubicación de la línea sísmica y la correlación mas cercana al pozo. Esto permite con una moderada incertidumbre, deducir la volumetría de la trampa , aun cuando el primer pozo de la estructura prueba un LKO ( lowest known oil)

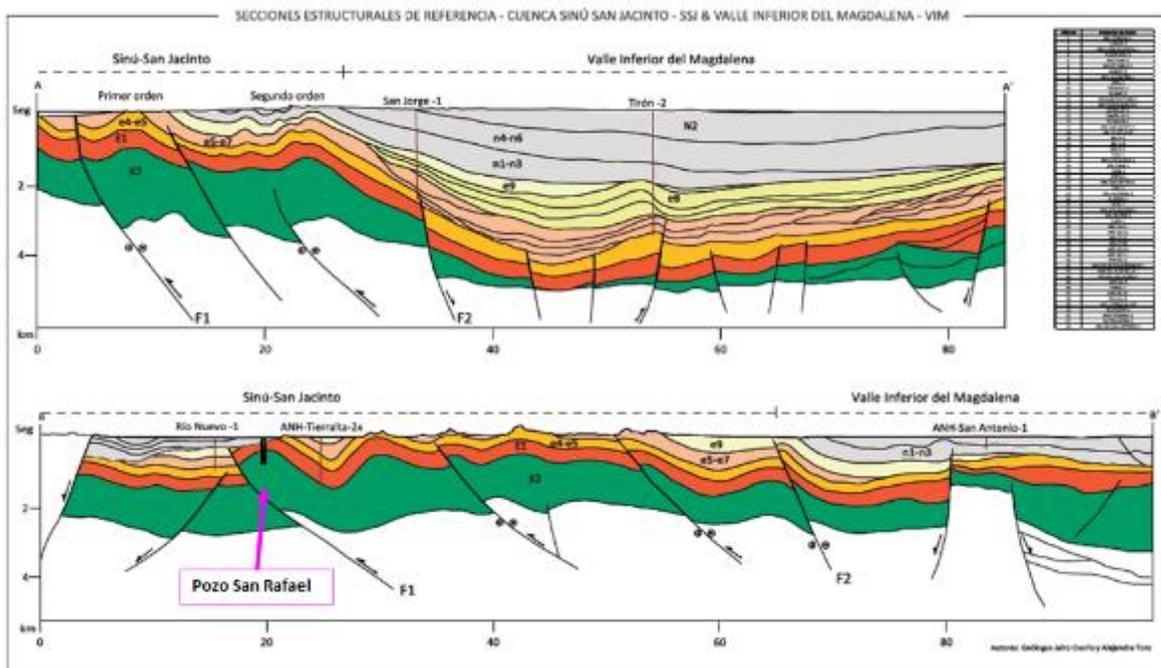


Figura 25. Ubicación estructural basado en la interpretación de la sección B en el municipio de Tierralta. Autores Jairo Osorio y Alejandra Toro.

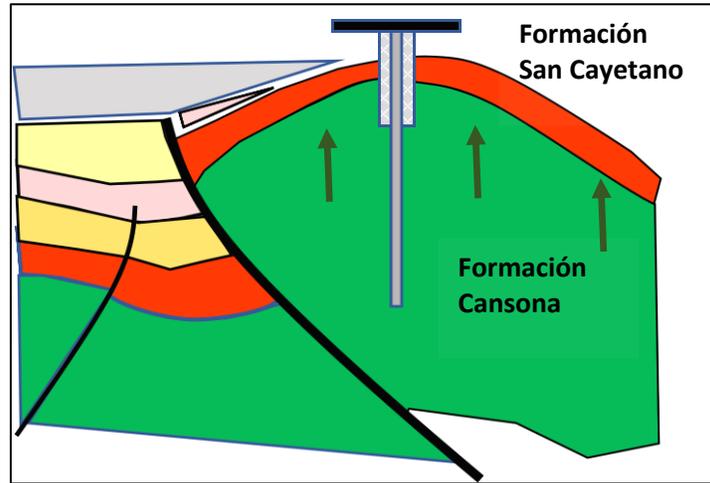


Figura 26. Detalle estructural de la ubicación del pozo ANH-San Rafael-1. La formación asciende hacia la dirección sur por lo que las formaciones cretácicas deberían estar más cercanas a la superficie.

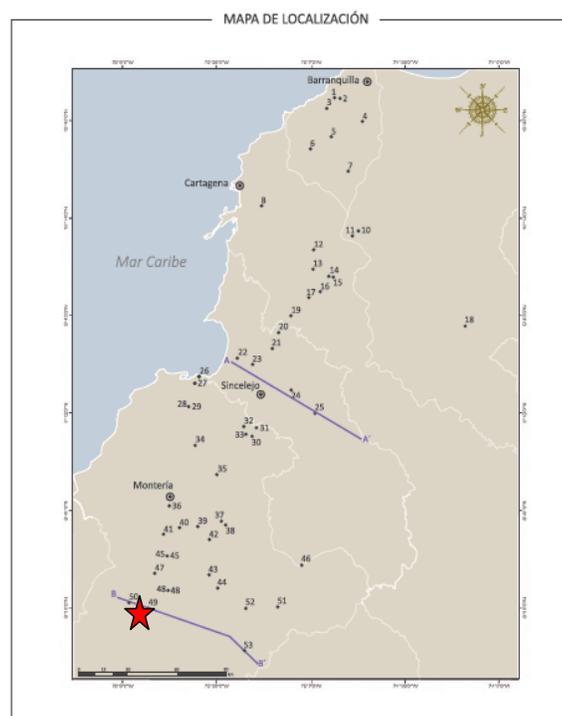


Figura 27. La ubicación del pozo pegado al corte B de la sección inferior del Mapa de la cuenca.

## 2.4 CORRELACIÓN 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. La correlación es un panorama de la cuenca general. No es posible hacer una correlación convencional de pozos asociados, debido a que las correlaciones asociadas a campos petroleros tienen un espaciamiento muy reducido.

El espaciamiento de la figura 28 es de al menos 10 kms en el pozo mas cercano al pozo San Rafael-1. Lo notable de la correlación regional es que gran parte de los pozos tienen manifestación de gases y aceite, comprobando la alta prospectividad de la cuenca.

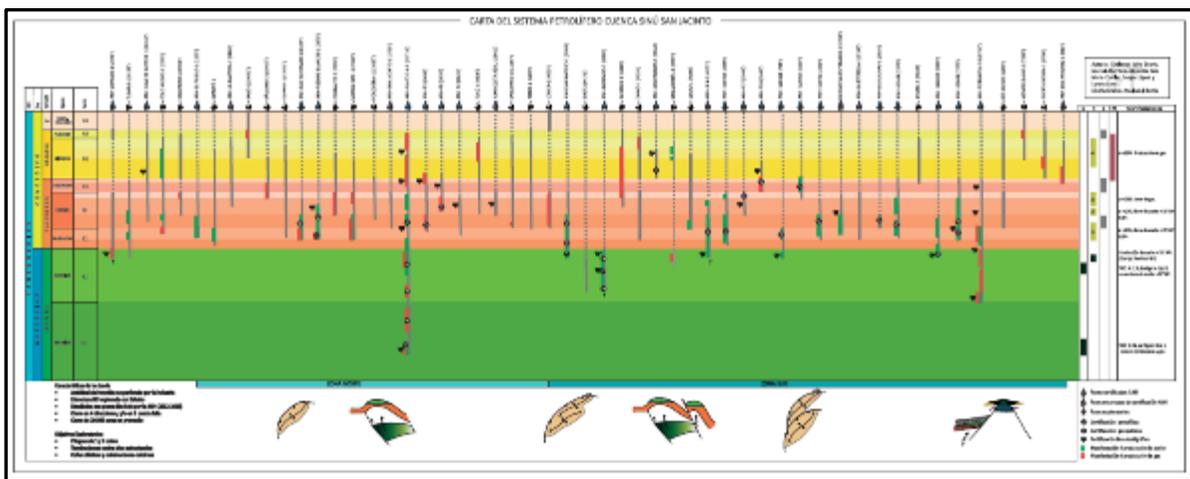


Figura 28. Correlación generalizada de la cuenca Sinu San Jacinto.

- |   |                                       |
|---|---------------------------------------|
|  | Pozos certificados ANH                |
|  | Pozos en proceso de certificación ANH |
|  | Pozos exploratorios                   |
|  | Certificación petrofísica             |
|  | Certificación geoquímica              |
|  | Certificación bioestratigráfica       |
|  | Manifestación / producción de aceite  |
|  | Manifestación / producción de gas     |

Figura 28ª. Convenciones utilizadas para descripción de los pozos de la correlación

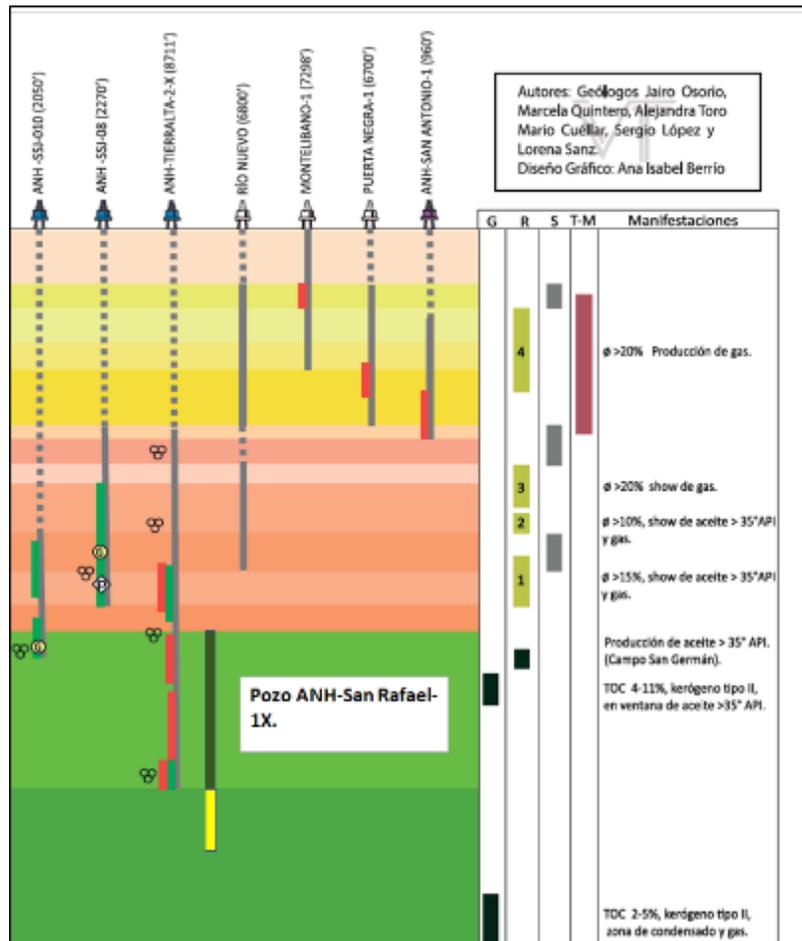


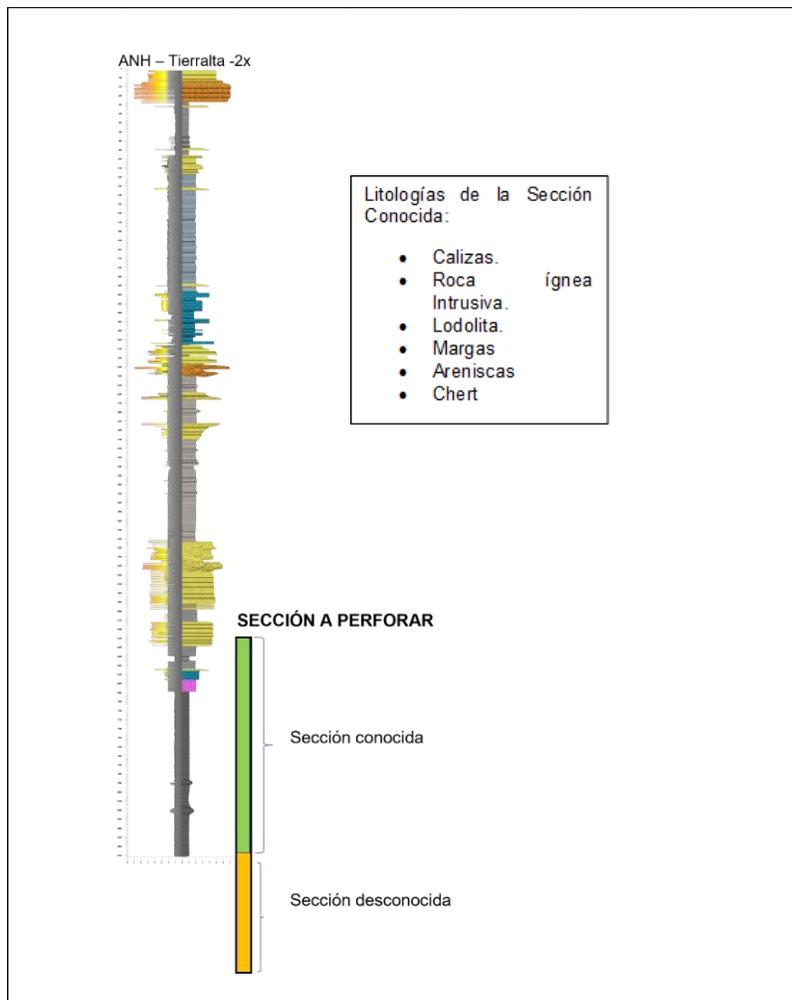
Figura 29. Correlación en detalle del pozo ANH-San Rafael-1.

## 2.5 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA A CONFIRMAR.

Basados en la estratigrafía del pozo más cercano y que geológicamente hacen parte de la misma estructura. Se asume que el pozo arrancaría en la zona basal de la formación San Cayetano que fue verificada en la zona cercana en la carretera de Tierralta-Urra. En la figura 32 se muestra el punto de amarre en superficie del pozo San Rafael -1.



**Figura 30. Zona basal de la formación San cayetano como Chert.**



**Figura 31. Estratigrafía del pozo a perforar con respecto al pozo Offset de Tierralta 2XP.**

	Dirección Geociencias Básicas	
	Gestión Contractual	
	Anexo Técnico	Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021

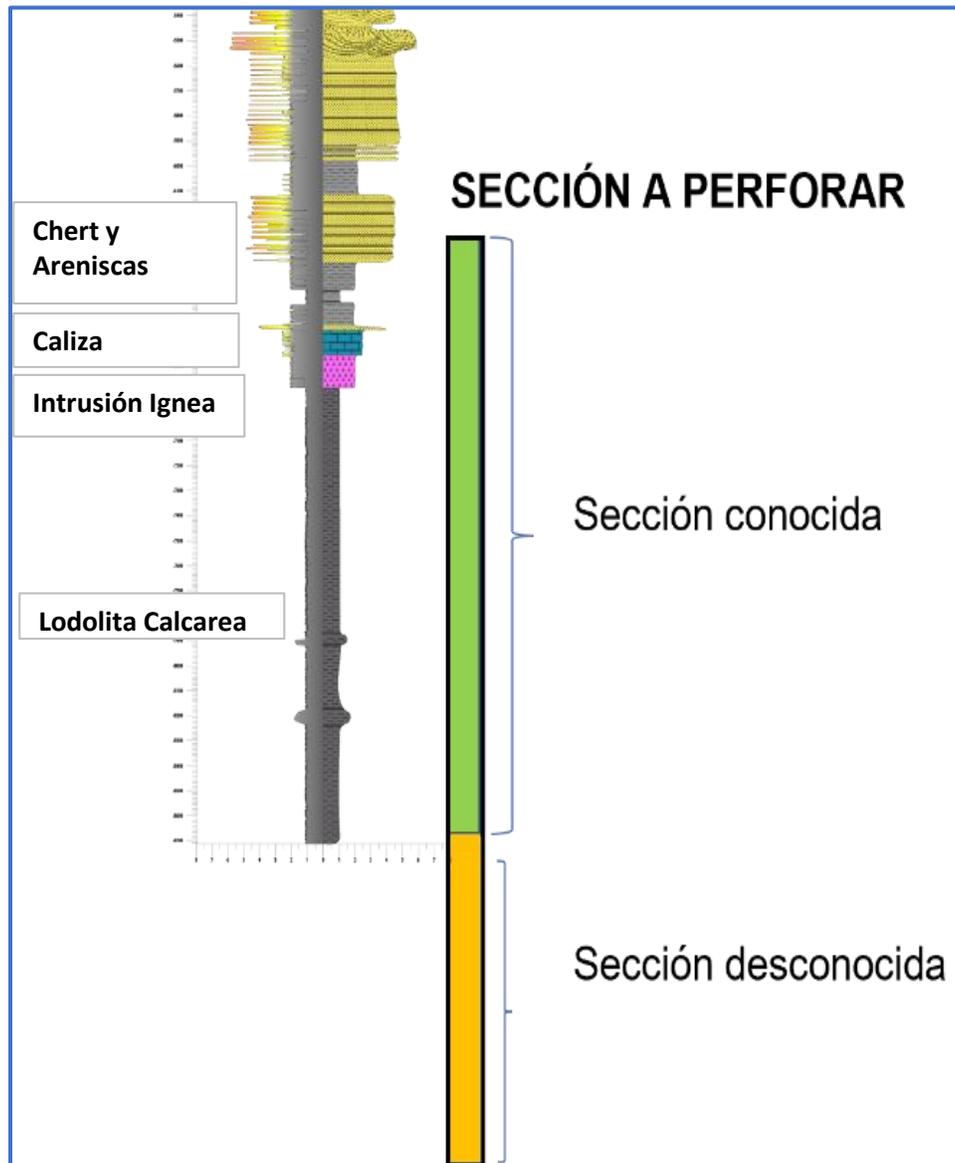


Figura 31ª. Imagen detallada de la estratigrafía tomada del pozo vecino Tierralta 2XP

## 2.6 EVALUACIÓN DE RESERVAS, RECURSOS CONTINGENTES Y PROSPECTIVOS

Las Reservas Probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalentes. Para un reservorio compartido entre un país A y un país B, la cantidad de petróleo que puede extraer económicamente puede ser completamente distinto, porque el factor geológico apenas es un aspecto en el modelamiento operativo del campo, e incluso la geología no sea lo más relevante.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

Es de notar que las empresas petroleras prefieren invertir en zonas de menor riesgo e incertidumbre en la medida que las cuencas tienen menos cantidad de recursos por desarrollar.

Es por eso que el desarrollo de datos e información de las cuencas sedimentarias adquiere una enorme importancia en la medida que reducir el riesgo exploratorio y reducir la incertidumbre geológica y operativa, es la mejor forma de que áreas exploratorias y de producción tengan:

- Un mayor valor en las subastas de áreas de exploración. Un mayor valor mientras tengan mas valores consolidados en recursos y en el costo de desarrollo asociado a este recurso.
- Un menor riesgo y toleren un menor retorno financiero, en caso de que los recursos sean menores a los esperados.

### Diferencia entre Riesgo e Incertidumbre.

El riesgo es una evaluación en base a lo que conocemos y esperamos de los posibles resultados de un proyecto o de una decisión. Se expresa mediante una función de probabilidades y/o posibles salidas de una situación

La incertidumbre es la ausencia de conocimiento de un suceso y no es posible asignar una función de probabilidad. En este caso la incertidumbre requiere un manejo instintivo de la situación. El problema de la incertidumbre resulta en que muchas situaciones tienen diferentes alternativas y el sesgo de las decisiones solo cubre aspectos muy puntuales de una situación.



Figura 32. Riesgo e Incertidumbre.

Desde principios de los años 2000, con el aumento de la importancia de los yacimientos de gas y al adquirir este la condición de alta importancia en el mix energético de la transición energética.

Mediante la utilización de las prácticas de PRMS, la gestión de la información de las cuencas sedimentarias para exploración y producción da unas pautas para:

- Definir una estrategia de adquisición de información de pozos, con el propósito de adquirir información suficiente para validar la certificación de recursos contingentes.

[www.spe.org/industry/docs/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf)

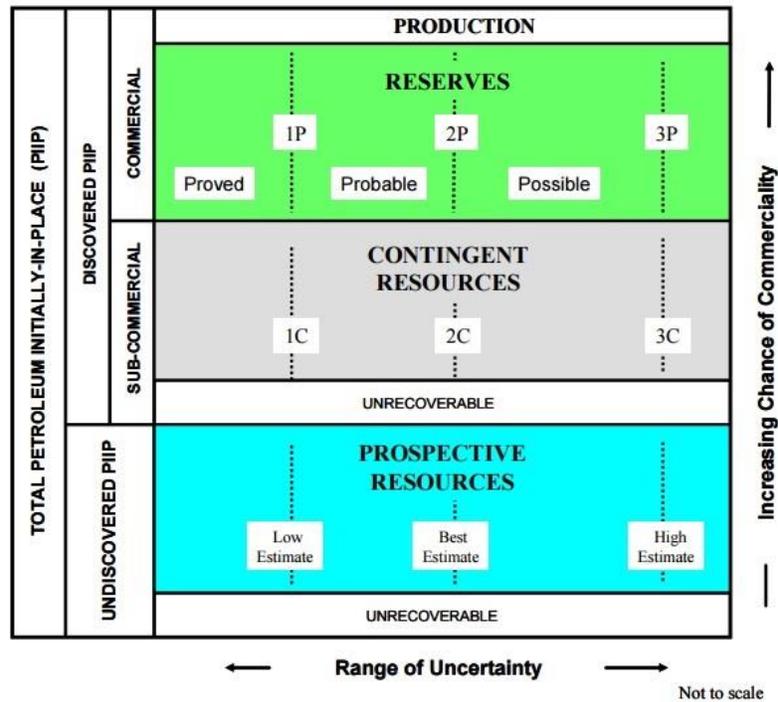


Figura 33. Clasificación de Recursos y Reservas según PRMS. (Tomado de [www.spe.org](http://www.spe.org). PRMS guidelines Noviembre 2011.)

Las reservas corresponden a la cantidad de petróleo que yo tengo bastante certeza de recuperar con un escenario económico, financiero, legal y ambiental definido. Las reservas probadas tengo un rango de certeza que las voy a producir en un 90%, las probables entre un 80 y 60% y las posibles en un rango del 50%.

Los recursos como tal no tienen un valor monetario intrínseco, pero son las fuentes primordiales del desarrollo de las reservas por que existe la conversión continua de recursos en reservas. NO es común que haya equipos dedicados a destrabar recursos por reservas.

Para que ocurra la conversión de recursos en reservas el primer y mas importante paso es identificar los recursos o por el contrario el obstáculo que impide la conversión del recurso en reserva.

- Identificación de recursos.
- Identificación de obstáculos o barreras para el desarrollo de este recurso.

Los recursos en cambio tienen mucha menos certeza de ser recuperadas, pero existen recursos donde:

- **Reservas para recuperar por permisos, autorizaciones y compromisos legales:** El riesgo geológico es mínimo y la economía es tan buena como con las reservas probadas, pero una condición inmobiliaria social, legal o ambiental impide que estos recursos puedan llegar a ser reservas. Para este desarrollo de reservas se requiere que las reservas sean recuperables

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

por equipos no técnicos, sean ambientales, legales o sociales. Un trabajo de incorporación de reservas de este tipo es una tarea pendiente en muchas operadoras.

Un ejemplo de reservas recuperadas por permisos es cuando alguien dueño de un terreno concede permisos para tender una línea a través de un río, o una comunidad aprueba un proyecto de explotación de un área.

- **Reservas para recuperar por tecnología probada:** Existe conocimiento geológico y la permisología es adecuada, pero la tecnología probada es inadecuada. En este caso las reservas deben ser resueltas por equipos tecnológicos y de tareas de desarrollo. Un potencial que se requiere liberar por equipos técnicos especializados.

Un ejemplo típico de tecnología probada es como la perforación segura de domos de lodo en una cuenca con este tipo de trampas o perforar espesores muy grandes de arcillas con problemas de embotamiento, o reducir los costos de desarrollo por perforación segura en un 30 al 70% por uso de pozos mineros.

- **Reservas por impuestos y régimen tributario:** Se requiere cuando los gobiernos plantean una estrategia de incremento de producción o cambio en la declinación de los pozos petroleros, mediante una deducción de impuestos que se vería compensado con un incremento en el recaudo por el incremento en la productividad de los campos. Esta estrategia es muy delicada y requiere una base de datos y estrategias de machine learning donde la recuperación sea un hecho cumplido y el beneficio para el gobierno sea transparente.

Ocurre cuando un operador ejecuta un plan de desarrollo basado en perforación infill o un proyecto de recobro mejorado, pero donde el incremental supera el valor deducido del plan de desarrollo.

- **Reservas por plan de desarrollo:** Existe el potencial geológico, la permisología y la tecnología, solo se requiere el planteamiento del plan de desarrollo. Este es el método convencional de recuperación de reservas. Modelo que continuamente esta sometido a fuerte estrés y cada día con rendimientos decrecientes. Este modelo es esencialmente técnico y no toma en cuenta modelos de desarrollo donde el 50% del fracaso son factores no sociales.

- **Recursos Contingentes:** son las cantidades de petróleo que se estima que, a partir de una cierta fecha, serán potencialmente recuperables en acumulaciones conocidas, pero el(los) proyecto(s) aplicado(s) aún no se considera(n) lo suficientemente maduro(s) para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. En Colombia, mucha de esta contingencia es Ambiental, de uso del suelo y de Comunidades. Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales en la actualidad no existen mercados viables esto es especialmente cierto en campos de gas donde el cliente debe estar cercano, o por lo menos haya conexión por gasoducto. También sucede cuando la recuperación comercial depende de una tecnología que hasta ahora se está desarrollando, tal como los yacimientos presal de Brasil que depende en gran medida de la tecnología viable económicamente de perforación offshore en capas muy gruesas de sal y geopresionada. En el caso particular de la cuenca Sinú San Jacinto o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente la comercialidad. Otro caso es cuando los volúmenes encontrados son muy pequeños para justificar su desarrollo por los costos tan elevado.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

- Para un offshore en el Golfo de México, el aceite original de un descubrimiento debe ser de cientos de millones de barriles de petróleo equivalente. Para un yacimiento Onshore en la cuenca SSJ y VIM, un pozo de menos de 2 millones de aceite equivalente es bastante más viable económicamente y los costos de desarrollo serían muy marginales.
- Los recursos Contingentes también se catalogan de acuerdo con el nivel de certeza asociado a los estimativos y pueden ser subclasificados según la madurez del proyecto y/o pueden ser catalogados por su estado económico.
- El propósito de los pozos estratigráficos es reducir el nivel de riesgo del recurso (tanto por vía costos como por vía de volúmenes de recurso) a menores costos que un pozo convencional. Un pozo convencional puede probar la producción de hidrocarburos, por lo que la certeza sobre el reservorio es mucho mayor, que un pozo estratigráfico que solo hace muestreo de la roca.
- La perforación de un pozo estratigráfico posee la mejor calidad de datos de subsuelo, solo siendo superado por el dato de producción de un pozo (información relevante en términos financieros). Esto implica que la adición de datos duros de pozos estratigráficos la da un mejor apoyo a la información generada por la geología de superficie, la petrofísica y la geofísica con la descripción de muestras en superficie.
- El nivel de certeza es una variable económica fundamental, porque una alta incertidumbre requiere una gran recompensa en cuanto la respuesta del potencial de la cuenca. Esto implica que, en escenarios de alta incertidumbre, la cuenca solo sería comercial, si casualmente se perfora el yacimiento más grande de la cuenca, lo cual es bastante más improbable, que encontrar un yacimiento de menor tamaño. ( Tomado de probabilistic modelling processes for oil and gas, Vsevolod Kershenbaum, Leonid Grigoriev, Petr Kanygin and Andrey Nistratov, Probabilistic Modelling in System Engineering)
- Si el nivel de certeza es muy alto, es factible desarrollar recursos de pequeño tamaño, pero de más abundancia, porque por análisis probabilístico existen pocos yacimientos de alta calidad, pero existen muchos recursos de baja calidad, pero de menor riesgo de hallazgo. Eventualmente unos pocos hallazgos de pequeño tamaño conducirían al hallazgo de la estructura de gran tamaño, lo que no es posible en condiciones de muy alto riesgo.
- Sin embargo, desde el punto de vista de la estrategia de desarrollo, la importancia de la roca cobra más importancia porque la geomecánica del completamiento es compleja y tener información directa de la roca, es sin duda decisiva en cómo hacer productivo un reservorio.

## **2.7 CONCEPTO DEL RECURSOS PROSPECTIVOS Y CONTINGENTES PARA ENCONTRAR EN LA CUENCA SSJ.**

Hace unos 30 años, la búsqueda de recursos prospectivos se hubiera reducido a la búsqueda de yacimientos de arenisca de permeabilidades altas (>20 md) con una respuesta positiva a un cañoneo y completado con un liner o con un cañoneo convencional con un pozo cementado.

Para el año 2020 con todo el conocimiento adquirido en la ingeniería de yacimientos de petróleo y gas es que hay diversos tipos de acumulaciones de petróleo y gas como muestra la figura 34.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

La practica de identificación de diferentes tipos de acumulación en un reservorio, no solo aumenta la probabilidad de incrementar el éxito exploratorio, sino que hace un llenado conceptual de los tipos de roca para cada acumulación, de tal manera que existe un conocimiento integral de la cuenca y generaría un plan de desarrollo enfocado a:

- Hacer un desarrollo temprano con los volúmenes de los yacimientos de más fácil acceso, con una identificación previa de los demás recursos.
- Una vez se agoten los recursos de fácil adquisición, los pozos de la primera etapa de exploración hacen una explotación de las zonas de menor calidad de la columna, empezando un ciclo nuevo de desarrollo, pero con la infraestructura inicial ya construida.
- Esta estrategia es muy parecida al desarrollo convencional donde los recursos fáciles pagan las primeras inversiones y los recursos de menor calidad pueden sustentarse en la actividad primera que construye las facilidades y los pozos con el 90% de la inversión ya ejecutada.
- Este ejercicio de levantamiento del valor numérico de las columnas de fluido se ha utilizado con éxito en cuencas con muchos recursos de alta calidad.

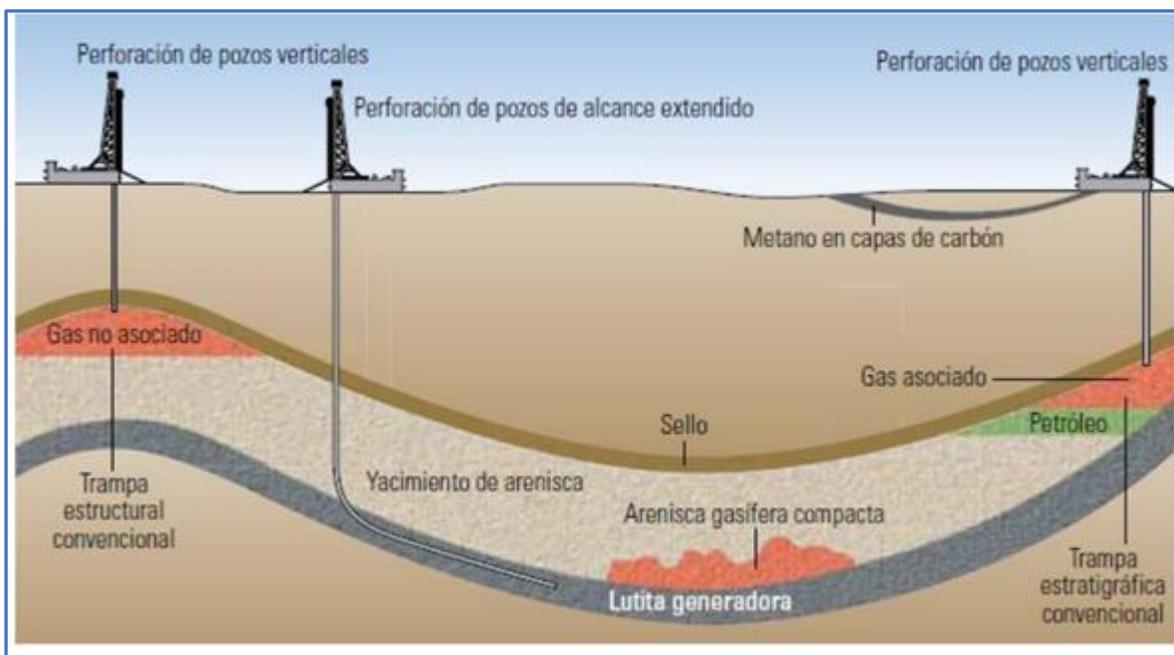


Figura 34. Diversos tipos de acumulaciones de petróleo y gas en una cuenca sedimentaria ordinaria.

## 2.8 YACIMIENTOS CONVENCIONALES DE GAS DE ARENISCA.

El recurso de los yacimientos de gas almacenados en arenisca es el recurso con mejor retorno de capital y requiere un número bajo de pozos de desarrollo. Estos pozos esencialmente no requieren sistemas de levantamiento artificial, excepto cuando tienen un empuje activo hidráulico, pero en el caso de la cuenca de Sinu San Jacinto, la abundancia de fallas y de cierres estructurales, impiden un

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

desarrollo de acuíferos activos, excepto cuando el mismo fallamiento habilite comunicación entre estratos permeables. Las propiedades de este tipo de yacimientos son:

- Permeabilidades superiores a 20 md
- Buena continuidad vertical y horizontal.
- Porosidades entre 12 y 25% e incluso mayores.
- Bajo contenido de saturación de agua.
- Arenas relativamente limpias de arcilla y en el caso de arenas sucias de arcilla, una baja saturación de agua atrapada en los poros.

Los descubrimientos de gas en la cuenca SSJ y VIM corresponden a campos de gas de alta permeabilidad y espesores mayores a 50 pies, lo que da indicios de buena conectividad hidráulica en la distancia, lo que significan bajos costos de desarrollo. Los campos son de gas seco y gas condensado de bajo rendimiento. En la figura 35 se muestra una geología expuesta en superficie de un yacimiento gigante ya agotado de crudo pesado y su naturaleza expuesta. Generalmente son estratos de areniscas intercalado con arcillas como roca sello. En el caso de un campo de gas, que la arena sea masiva, tiene un menor impacto en el recobro ultimo que puede rondar del 90-95%, dependiendo de la presión de abandono del reservorio y de la entrada de agua connata en las últimas etapas de producción.

La cuenca ha encontrado recientemente este tipo de yacimientos, pero es de notar que la roca fuente de las areniscas en la cuenca, tienen un origen volcánico o de roca ígnea.

Las pruebas petrofísicas de un tipo de muestra de los yacimientos son:

- Porosidad de la roca, modelada para efecto Klinkenberg, en lo posible con Helio.
- Permeabilidad de la roca, modelada para el efecto Forcheimer para cálculo de efectos inerciales de la productividad del gas. Modelada con nitrógeno.
- Mineralogía de la roca y caracterización textural de las arcillas por SEM-DRX y microscopia electrónica, para hacer una calibración de la respuesta petrofísica en areniscas con alto contenido de minerales de origen ígneo, tal como se muestra en la historia geológica de la muestra.
- Calibrar la arenisca con diferentes presiones de confinamiento para determinación de propiedades de compresibilidad de la roca, para escenarios de pérdida de propiedades por compactación de la roca, donde una roca poco consolidada puede experimentar pérdida de permeabilidad por compactación.
- Pruebas de resistividad de la roca y toma de muestra de agua de formación.
- Si es posible obtener muestra de agua de formación en evaluación de presión de cierre en yacimientos convencionales.
- Calibración de la densidad de la roca para calibración de registros.
- Clasificación de las rocas por unidades de flujo.
- Cromatografía básica para yacimientos de gas y PVT para gases húmedos y condensados con muestras obtenidas de pruebas de presión de cierre.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Gestión Contractual	
	Anexo Técnico	Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021

- El completamiento del pozo puede ser con cañoneo convencional, con pozo cementado o fracturado si se requieren AOF elevados para garantizar productividad en contratos de gas a largo plazo. El pozo se produciría muy por debajo de su capacidad máxima de producción, pero con menor gasto de energía por unidad de gas producido.



Figura 35. Yacimiento de Kern River en California. El yacimiento aflora a superficie por lo somero que es. Intercalación de shale y arenisca para mejor recobro.

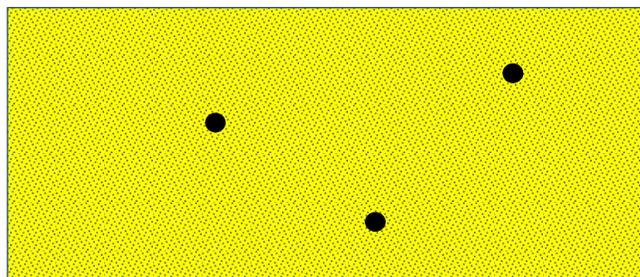


Figura 36. Esquema de desarrollo de un campo de gas de arenisca.

## 2.9 YACIMIENTOS CONVENCIONALES FRACTURADOS DE CARBONATO.

En Colombia no existe mucha experiencia con yacimientos de carbonato que sean fracturados, aunque hay vasta experticia del tema alrededor del mundo. De hecho, en la cuenca de Catatumbo se han presentado este tipo de yacimientos y el ejemplo mas cercano a la cuenca de Sinu San Jacinto es la cuenca del Lago de Maracaibo (Tomado de Acid Fracturan in Lake Maracaibo: How Continuous Improvements Kept on Raising the Expectation Bar Gerardo A. Burgos; Marten Adriaan Buijse;

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

Ernesto Fonseca; Arthur Milne; Mark Edward Brady; Raul Olvera Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2005. Paper Number: SPE-96531-MS) el cual sería la zona análoga para comparar por presentar packstones y wackestones análogo a la zona caliza del pozo Tierralta 2XP. (Descripción de núcleos recuperados pozo Tierralta 2XP).

Estos yacimientos son de importante valor y fueron los últimos campos en ser desarrollados en la cuenca. Un problema de evaluar este tipo de yacimientos con núcleos es el fracturamiento inducido por la expansión de fluidos (entre otros fenómenos), en especial cuando la porosidad de la matriz de la roca tiene pobre comunicación, y esto genera un estallido que modifica la condición inicial de densidad de fracturas como de grosor de las fracturas. Los eventos que pudieron habilitar una roca de carbonato fracturada en la cuenca fueron:

- Eventos de intrusiones ígneas que fracturan la roca por efecto de la misma intrusión, generando un rompimiento, adicional a la presencia de agua a altas temperaturas, reacciones químicas entre la roca generadora e ígnea.
- Formación del cinturón plegado del sinu san jacinto que genero eventos de componente de deformación hasta rompimiento de la caliza.
- Efecto de expansión de la roca y los fluidos en poros confinados.

La cuenca tiene la característica que tiene varios ciclos de transgresiones y regresiones marinas, donde las secuencias de areniscas se intercalan con secuencias de calizas fracturadas o sin fracturamiento visible.

Para evaluación de este tipo de reservorios, adicional a las pruebas petrofísicas de las areniscas, deben incorporarse registros de imágenes para hacer un modelamiento de:

- Densidad de fracturas y espesor de las fracturas por un registro de imágenes.
- Variables petrofísicas de carga de información en el simulador de yacimientos.
- Deben hacerse análisis petrofísico de calizas no fracturadas y calizas fracturadas.
- Deben incluirse análisis de roca geomecánico y propiedades mecánicas para diseño de fracturamiento hidráulico como fracturamiento ácido.
- El fracturamiento ácido se basa en una serie de 10-15 estimulaciones en serie, la cual empieza a desarrollar una estructura en productividad con valores de producción obtenido en el lago de Maracaibo de hasta 6000 bopd (Tomado de Paper SPE 96531).
- Caracterización SARA y PIANO, para valoración de fluidos con contenido de asfáltenos, que no son compatibles con tratamientos ácidos.
- Evaluaciones de porosidad y permeabilidad antes y después de tratamientos o estimulaciones ácidas.
- Pruebas de desplazamiento de fluidos en condiciones de presión y temperatura de reservorio.
- Evaluación de lodos de perforación con control de filtrado o lodos nitrogenados para inhibición del daño a la formación en las fracturas.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

- Para trabajos de microscopio electrónico se requiere un mayor trabajo en caracterización de la naturaleza poral de la muestra por tener un comportamiento mucho más heterogéneo que yacimientos de arenisca.
- Análisis de daño a la formación de efecto de productos de acidificación para procesos de estimulación de la roca.
- Análisis de esfuerzos axiales y compresibilidad de la roca.
- Análisis mineralógicos de matriz de roca (mineralogía de matriz) y material de relleno de las fracturas (mineralogía del relleno de las fracturas.)
- Análisis de respuesta mecánica a completamientos no convencionales como ventanas, mallas preempacadas, fracturamiento ácido e hidráulico y procesos como stim Gun.
- No se recomienda completar con procesos de cementación, por la pérdida del sistema de fracturas.
- Calibración de atributos sísmicos con propiedades de densidad de fracturas de los registros de pozo. Uso de análisis estadístico o de minería de datos.

Es posible, pero nada recomendable hacer un desarrollo de un campo de areniscas, con poca data petrofísica y de núcleos, pero casi imposible tener éxito en el desarrollo de un campo fracturado de carbonatos sin el conocimiento de datos de muestra de núcleos como de la respuesta a fracturamiento ácidos y fracturamiento hidráulicos.

Los yacimientos fracturados si bien son muy grandes, requiere en la ubicación del pozo, lugares donde el estrés y el plegamiento tengan una mayor probabilidad de desarrollar fracturas con una conductividad mejor que el resto del reservorio. Ver figura 37 como una zona idónea para ubicar pozos de alta conductividad de fractura.

Los yacimientos de carbonato fracturados no podrían producirse de forma commingled junto con arenas productoras de arenisca, por lo que es necesario hacer evaluaciones de productividad y desempeño antes de hacer diseño de pozos de gas dedicados a este tipo de reservorios. No es recomendable hacer desarrollos de campos de arenisca y calizas produciendo simultáneamente ya que generan los siguientes problemas en el desarrollo.

- Malas asignaciones de distribución de producción, donde el criterio  $K^*H$  no es válido por tener muy diferentes propiedades de difusividad hidráulica.
- Problemas de contaminación por aguas de producción, donde procesos de colmatación, terminarían por sellar las fracturas en los yacimientos de caliza.
- Diferente declinación de la presión con un exagerado efecto de agotamiento del pozo, lo que representa pérdida de reservas por una declinación exagerada por la producción commingled.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Gestión Contractual	
	Anexo Técnico	Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021



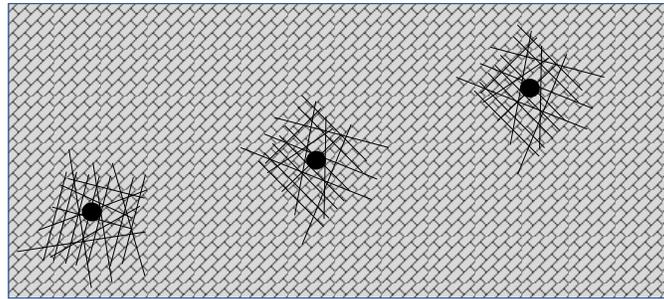
**Figura 37.** Secuencia de calizas fracturadas por plegamiento en afloramiento de la formación Cansona. Montería, Córdoba. Zonas con un fuerte componente de cambio de pendiente y un plegamiento para formación de fracturas de alta densidad, conductividad y espesor.



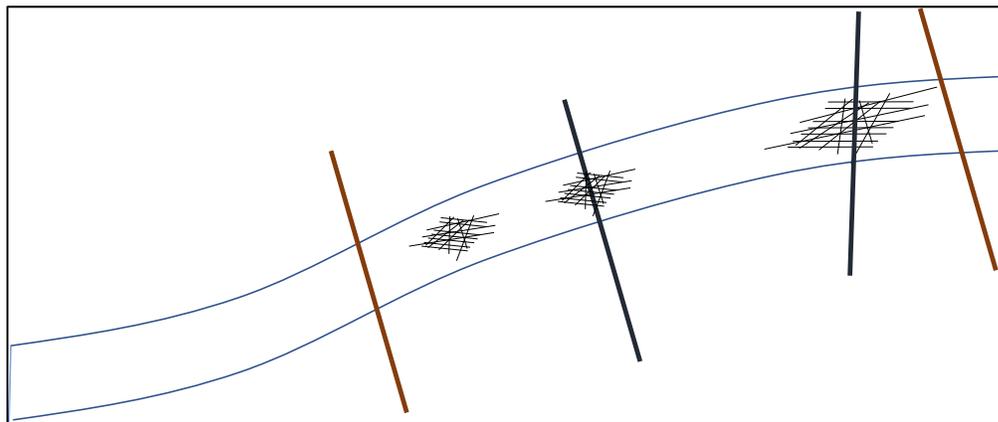
**Figura 38.** Marga de la formación cansona (roca de la izquierda) versus la misma roca en la formación la Luna. En la cuenca del Catatumbo si bien tiene una columna plenamente desarrollada en el cenomaniano (roca generadora 1-2 Formación La Luna y Cogollo) y en el Albiano (roca generadora 3 y 4, Mercedes y Tibú) la acumulación de la formación se dio en un lugar muy pasivo donde la densidad de las fracturas es menor que en la formación cansona.

Para producir campos fracturados de carbonato, se deben identificar zonas con alta densidad de fracturas. Figura 39 y 40, las cuales tiende a concentrarse en zonas de altos estructurales, zonas cercanas a fallas y regiones detectadas por análisis de atributos sísmicos.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

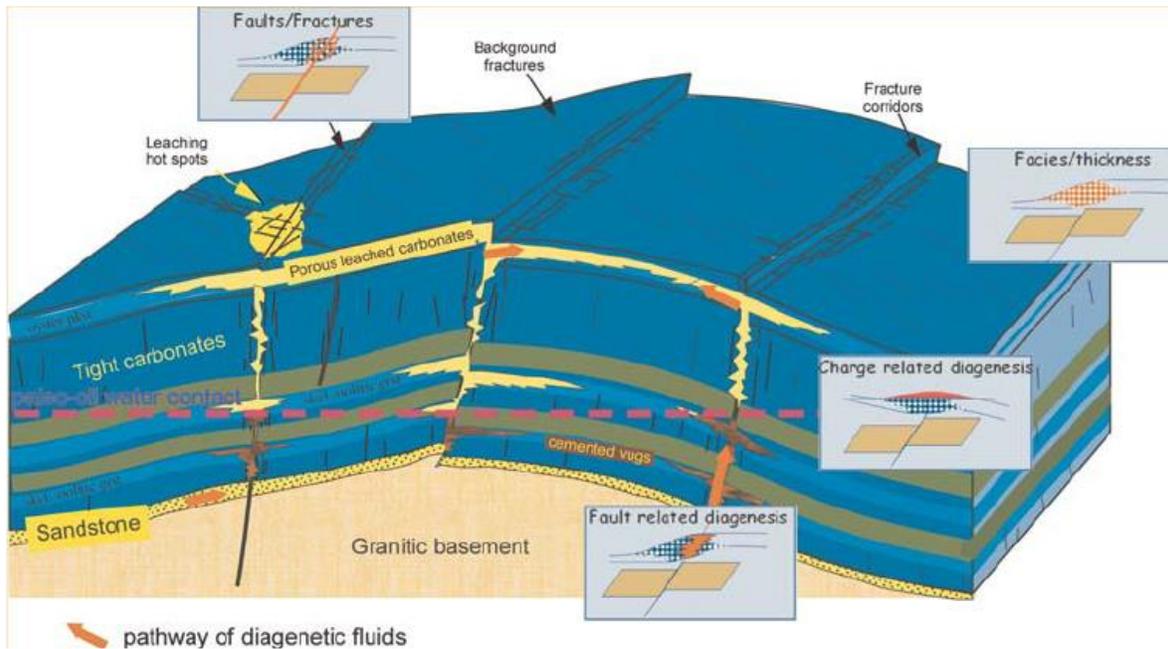


**Figura 39. Zonas con producción con alta densidad de fracturas para incremento de la productividad y producción de pozos de gas muy por debajo del AOF del pozo.**



**Figura 40. Zonas con producción con alta densidad de fracturas para incremento de la productividad y producción de pozos de gas muy por debajo del AOF del pozo. Altos estructurales, fracturas derivadas de fallas adyacentes y zonas fracturadas por atributos.**

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>



**Figura 41. Zonas con potencial de productividad en yacimientos de carbonato.**

## **2.10 YACIMIENTOS COMPOSITE DE BAJA CALIDAD DE ROCA, PERO DE ALTA PROBABILIDAD EN ESTRATOS DE BAJAS PROPIEDADES DE FLUJO.**

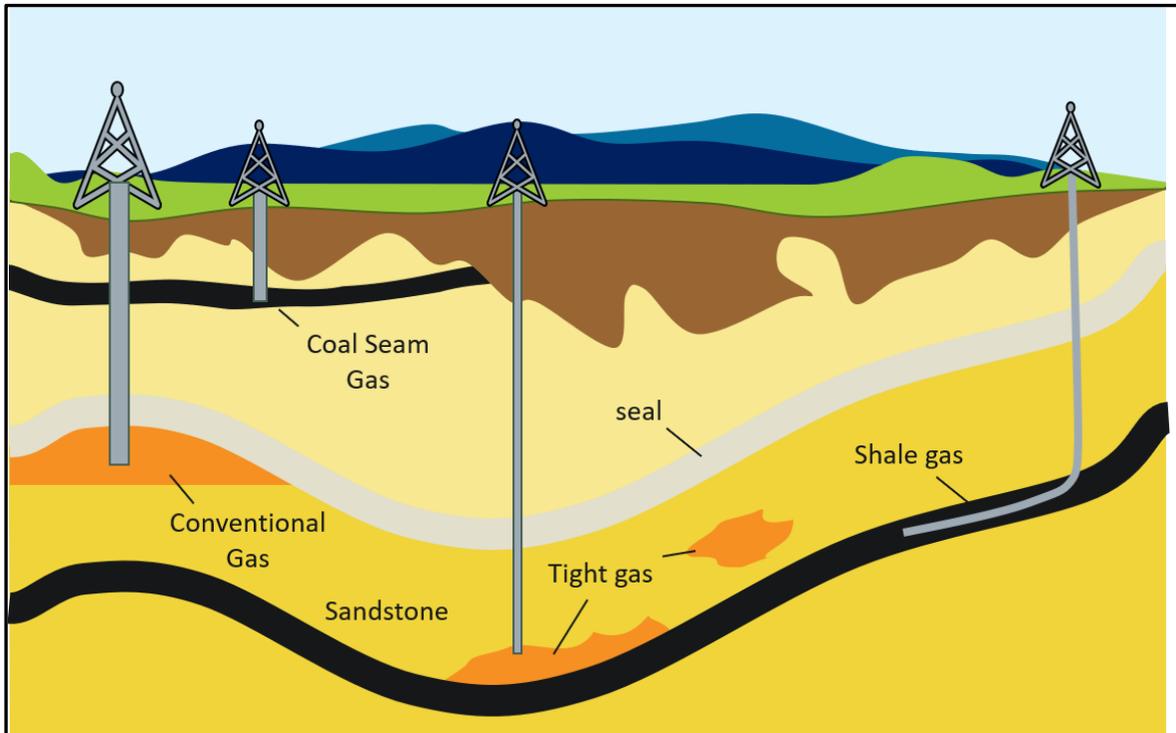
En la literatura de ingeniería de yacimientos es muy abundante la literatura de los yacimientos composite, mientras que en Geología es un tema que también es muy abundante, no tiene el tratamiento numérico y de simulación que implica este tipo de yacimientos.

Un yacimiento composite es un reservorio que tiene una pobre continuidad litológica y este compuesto de varios tipos de roca donde:

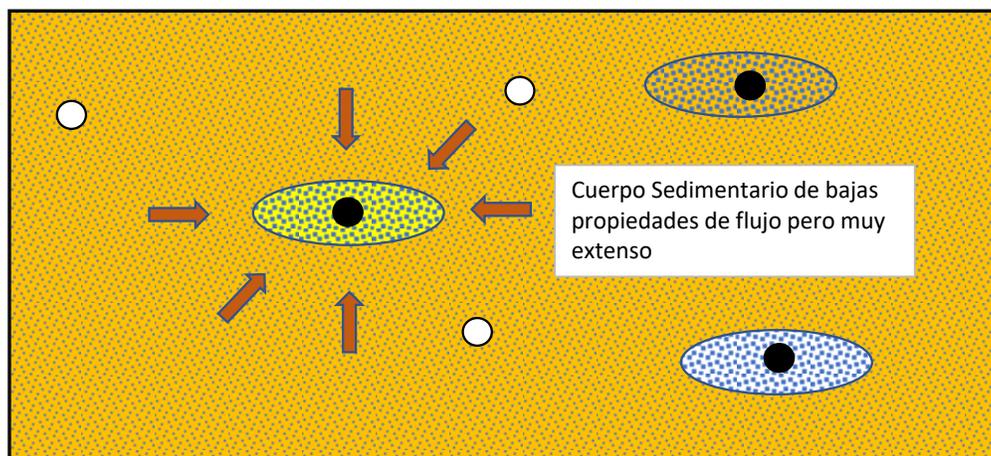
- La variabilidad de la permeabilidad del yacimiento es bastante elevada.
- Existe también una fuerte variación en el termino de almacenamiento que se compone de la porosidad, la compresibilidad total de los fluidos y las saturaciones de los fluidos (gas, agua y aceite). Es común este tipo de estructura en yacimiento tipo tight gas.
- Un ejemplo de yacimientos composite son cuerpos limitados de arena embebidos en cuerpos de caliza. Cuerpos de arenisca embebidos en zonas de limolita, o calizas fracturadas embebidas en cuerpos de limolita e incluso lodolita calcárea.
- El mecanismo de producción suele ser la apertura de zonas sweet spot de altas propiedades de flujo en transferencia con zonas de muy bajas permeabilidades y porosidades.

El tema de yacimientos composites en Colombia puede cobrar mucha importancia porque Colombia es un país que tradicionalmente se ha considerado como un lugar desafiante para el entendimiento y la operación de campos donde los ambientes de depositación tropicales experimentan con mucha

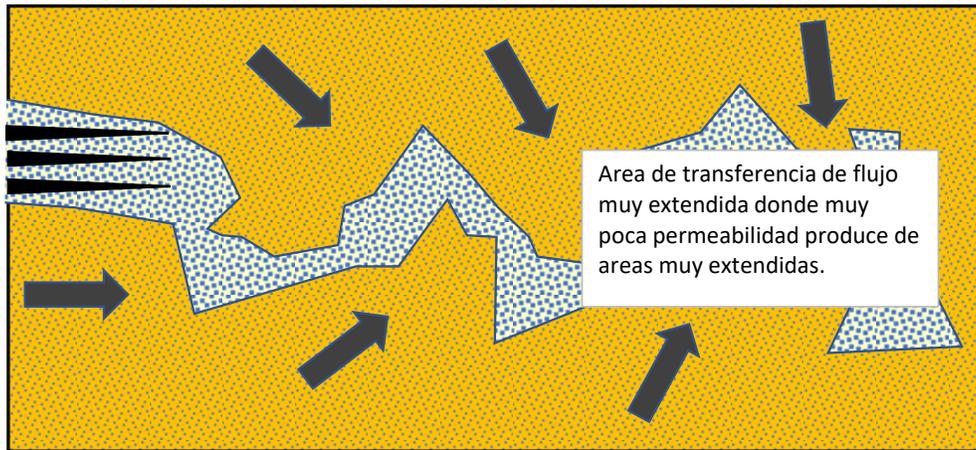
fuerza, la acción de los elementos y la geografía colombiana experimenta variaciones en ambientes en apenas unos pocos kilómetros.



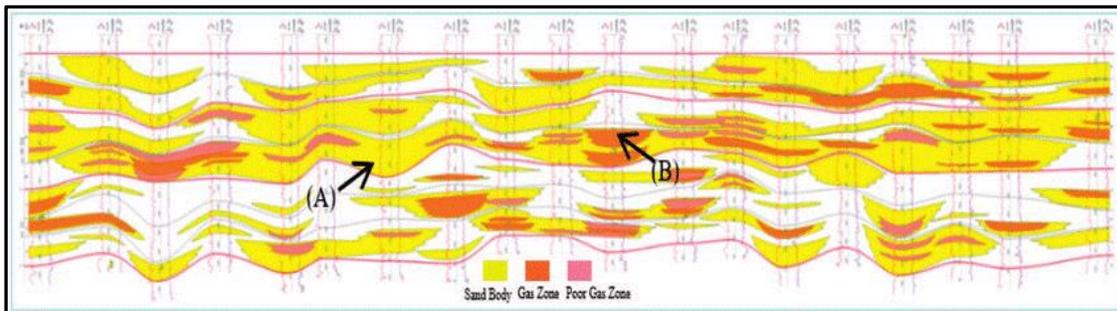
**Figura 42.** Zonas donde es posible el desarrollo de composite reservoir. Los composites reservoir corresponden a yacimientos convencionales y tight gas donde algunas zonas de la arena apretada tienen propiedades de flujo en cara de formación y puede hacer extracción de zonas de propiedades de permeabilidad en uno o dos órdenes de magnitud inferiores.



**Figura 43.** Esquema típico de un yacimiento composite. En una litología de amplia distribución, pero de mala calidad existen zonas de mejores propiedades y con variables de almacenamiento (porosidad, compresibilidad, saturaciones) y de flujo (permeabilidad y viscosidad) apropiadas se hace extracción de gas, y se utiliza como recursos de segunda o tercera generación, cuando la primera generación de gas con alta permeabilidad sea producida.



**Figura 44.** Esquema del mecanismo de producción de un yacimiento composite. Un cuerpo de arena comparte miles de metros cuadrados de área de transferencia de flujo contra un cuerpo sedimentario de pobres propiedades y bajo recobro. El cuerpo de arena puentea el fluido hacia el pozo, mientras que el tamaño del cuerpo de baja calidad da el aporte de fluidos. La naturaleza del reservorio composite puede evaluarse por el registro de presión de formación al cierre.



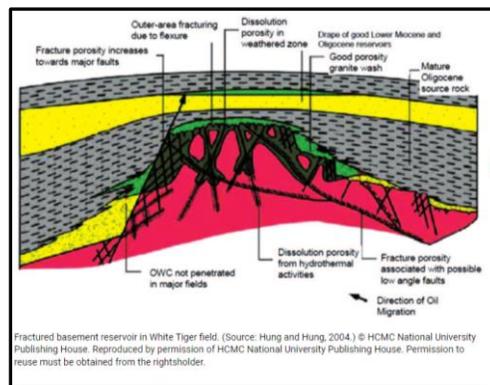
**Figura 45.** Imagen de un yacimiento composite. El gas se acumula en cuerpos dispersos y con altos cambios faciales pero los recursos son mucho más abundantes al ser una trampa estratigráfica donde el gas se acumula a lo largo de las formaciones. Este tipo de acumulaciones puede tener volúmenes importantes de recursos de gas, incluso después de agotar los yacimientos convencionales de gas en la cuenca.



**Figura 46.** Fuerte componente de variabilidad de roca en un yacimiento composite. Foto tomada en un afloramiento entre Montería y Planeta Rica como evidencia de depositacion con alta variación facial de yacimientos de arenisca. En este afloramiento se manifiesta la misma naturaleza composite de la cuenca, donde estratos de espesor delgado 1-10 pies a espesor medio 10-40 ft acumulan gas o aceite, pero tienen fuertes variaciones faciales.

## 2.11 YACIMIENTOS DE PETRÓLEO EN ROCA ÍGNEA.

Una vez depositada la formación de roca generadora, el efecto de la provincia ígnea cambia la composición de la materia orgánica acumulada, así como altera la textura de los cuerpos sedimentarios añadiendo un componente de fracturamiento, tanto para la roca sedimentaria como para la misma intrusión. La roca ígnea fracturada y con porosidad por disolución funciona como roca almacenadora dentro de un sistema de roca generadora.



**Figura 47.** Estructura de un yacimiento de petróleo con roca almacenadora ígnea. Otros fenómenos como la disolución de la roca por aguas lluvias o de escorrentía, la formación de fracturas por enfriamiento, actividad hidrotermal y de expansión de fluidos hidrocarburos. Yacimiento White Tiger en Vietnam.

	Dirección Geociencias Básicas	
	Gestión Contractual	
	Anexo Técnico	Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021



**Figura 48.** Intrusión ígnea en la formación Cansona en el afloramiento de la cantera de Lomagrande. Evidencia de fracturamiento o diaclasamiento de la roca ígnea. Alteración química de la roca y procesos de disolución y erosivos.

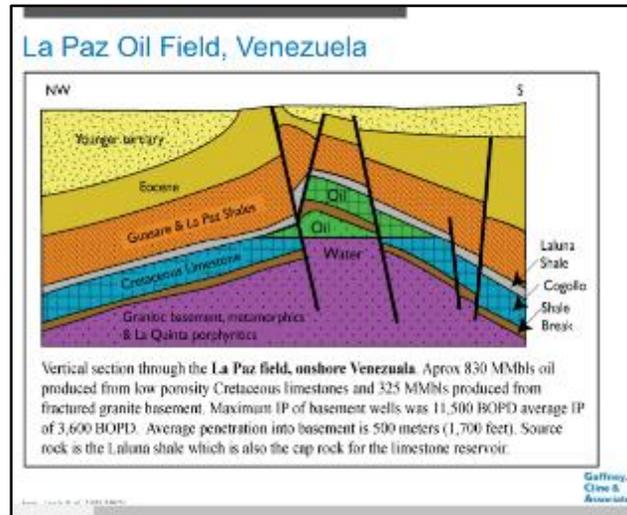


**Figura 49.** Toba obtenida en el afloramiento de la cantera Lomagrande, Montería. Es una roca muy ligera y muy buena porosidad.

El yacimiento de roca ígnea más cercano a la cuenca Sin San Jacinto es el campo La Paz en el lago de Maracaibo en la costa occidental del lago, cercano a la guajira colombiana. La roca ígnea está altamente fracturada y tiene propiedades de flujo donde 1500 pies de espesor de reservorio, funciona como roca almacenadora. Por posición estructural el kerógeno de la formación La Luna Migra hacia el alto estructural de la roca ígnea. En el caso de SSJ es altamente probable que roca ígnea fracturada este estructuralmente por debajo de la formación generadora y favorezca la acumulación de gas y aceite. Es de notar que la roca ígnea preferencial para esta acumulación es

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

granito y rocas basálticas o maficas no son buenas candidatas a la acumulación. El pozo san Rafael esta sobre un anticlinal fallado y suprayace sobre las calizas cretácicas.



**Figura 50.** El campo la Paz fue descubierto en 1922 por el pozo Las Flores 1, donde el pozo estaba cercano a manaderos de petróleo. El pozo fue perforado en la cumbre fallada de un anticlinal. El pozo reporto producción a tan solo 752 pies de profundidad. El pozo penetro calizas cretácicas y tiene un pozo con producción máxima de 30.000 bopd. El pozo está muy cercano a afloramientos de granito de la formación precámbrica. Anticlinal fallado con roca generadora infrayacente.

## 2.12 VOLUMÉTRICO DEL POZO.

Para la definición de la prognosis del pozo Tierralta 2XP, se deben estimar un volumen de recursos prospectivos y hacer el soporte del origen de los recursos. Se utilizo el registro FEL del pozo y de producción de gases para hacer una estimación del volumen. Como no existen registros eléctricos en nucleares en las zonas de interés, se debe hacer un análisis de las rocas y ripios obtenidos de las muestras de zanja dentro del pozo perforado 2XP, el cual se asume un concepto de LKO (Lowest Known oil), por ubicarse el pozo San Rafael en el alto estructural, se asume que existen hidrocarburos desde la base hasta el tope que se perforaría en el San Rafael 1.

En la tabla 10 se muestra la volumetría del pozo San Rafael 1.

Se asumió que la arenisca y caliza corresponden a un yacimiento tight gas reservoir donde la porosidad es baja (8-11%) malas propiedades de permeabilidad de (1-5) md y altos factores volumétricos, correspondientes a gases condensados de alto rendimiento. La porosidad fue muy subestimada para los rangos de profundidad del pozo y valores de 20-25% de porosidad no sería infrecuente en pozos tan someros.

Se piensa que alguna parte del yacimiento entre en el rango de yacimiento convencional porque la arena recuperada del intervalo de interés demostró tener permeabilidad visible.

El área de drenaje se basa en la distancia entre el pozo San Rafael y Tierralta que corresponden a 10 kms. Un área de 10 kms cuadrados muy conservadores se convierten en 2471 acres.

En este documento se comenta que la lodolita calcárea, puede alcanzar valores de permeabilidad de 0.01 md lo cual hace comercial este tipo de roca, se asume que el 90% del intervalo de cansona

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

no tenga productividad suficiente y no haga aporte alguno de llenado a la arenisca a la caliza, ni por mecanismos de difusión molecular o transferencia de masa por baja permeabilidad en un área masiva de contacto.

Tampoco se incluyeron recursos asociados a reservas no convencionales en razón que es bastante atractivo en reservas convencionales de bajo costo de desarrollo.

<b>Campo San Rafael</b>				
<b>Unidad Formación Cansona</b>				
<b>Petroleo in situ en area de offset</b>	20-40 Millones de Barriles estandar en 2200 acres			
<b>Gas insitu de area offset</b>	0,1 Terapias cubicos a 0,24 Terapias cubicos			
<b>Espesor neto promedio</b>	60-100 ft Convencional. 200-300 ft Tight oil and gas			
<b>Capa de gas con sobrepresión</b>	Mecanismo de producción			
<b>Porosidad promedio</b>	0,08-0.11	Convencional	0,20-0.25	Tight gas
<b>Permeabilidad promedio</b>	0,5-2,5	Milidarcies	0,01 md	Tight gas
<b>Saturacion inicial de agua</b>	40%	Agua atrapada capilarmente		
<b>Factor volumetrico de formacion de aceite</b>	3,9-5 RES BBL/STB			
<b>Relacion gas aceite inicial</b>	5000	6000	scf/STB	
<b>Presiones iniciales de yacimiento</b>	6200	4500	psia	
<b>Condiciones geomecánicas</b>				
<b>Gradiente de presion en zona geopresionada</b>	0,67	psi/ft		
<b>Gradiente de fractura en zona geopresionada</b>	0,803012048	psi/ft		
<b>Zonas inestables</b>	Lodolitas en formación Cansona			
<b>Zonas fracturadas</b>	Caliza en el tope de formacion Cansona			
<b>Zonas de gradiente normal con riesgo de perdida de fluidos</b>				
<b>Areniscas y formaciones permeables embebidas en la lodolita y limolita</b>				
<b>Arcillas de muy baja saturacion de agua susceptibles a hinchamiento</b>				
<b>Presiones de formación por encima de las presiones de fractura y de cierre</b>				

**Tabla 10. volumetría de recursos prospectivos y contingentes para el pozo San Rafael 1.**

Por medio del uso de las relaciones estequiométricas de los análisis de los gases obtenidos por el FEL del pozo Tierralta 2XP, se consideran composiciones de aceite volátil como de gas condensado crítico. Es de notar que las fracciones de propano y butano son más abundantes que secuencias de zonas productoras conocidas. En la figura 51 se muestra un pozo análogo de arenisca que produce gas condensado.

Se muestra un pozo productor de un yacimiento colombiano en el Cretácico correspondiente a una edad de Aptiano, donde el pozo efectivamente produjo del intervalo muestreado.

La presión del intervalo es de 4000 psia basado en el peso del lodo. El contenido de C5 no supera los 100 ppms y los butanos no superan los 400 ppms. Esta figura se usa como base de calculo para determinar la prospectividad (dentro de una posibilidad baja por carecer de prueba de producción). Para justificar la perforación de pozos a perforar en medio de una roca generadora que hace lento el avance de la perforación e induce a sobretiempos, la productividad es una variable critica a considerar. Es por eso que la recuperación de los núcleos es tan necesario para obtener beneficio

económico de este tipo de yacimientos, por la cantidad de pruebas a la roca, que son necesarios para una evaluación óptima de estudios de productividad de roca.

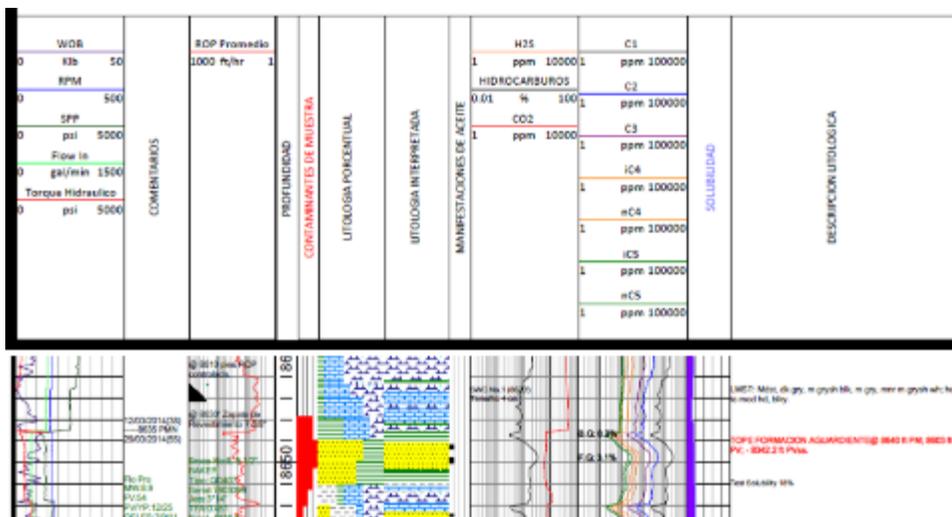


Figura 51. Zona de yacimiento probado en un yacimiento Cretácico en Colombia. Tope de formación de arenisca calcárea de bajo grado de fracturamiento. Los valores de pentanos, butanos no superan los 500 ppms. La producción corresponde a gas condensado de alto rendimiento con 46-50°API. Crudo y gas de alto valor comercial. Productividad inicial de 300 bopd. La roca generadora suprayace sobre la arenisca y otra roca generadora de edad distinta infra yace sobre el reservorio de arenisca calcárea. El pozo en cuestión no fue fracturado ni estimulado. Pozo perforado en anticlinal fallado, pero de bajo buzamiento. El pozo escasamente supera los 30.000 ppms de C1 en la cromatografía. Un indicio de encontrar la arena es el cambio fuerte de una zona geopresionada a un gradiente normal o subnormal.

En la tabla 11 se muestra un escenario de propiedades de fluidos de hidrocarburos basados en los resultados del pozo Tierralta 2XP. Los porcentajes de metano e intermedios corresponden a fluidos cercanos a puntos críticos. En caso de que el pozo san Rafael este en un gradiente composicional, la composición sería más abundante en metano y más pobre en componentes intermedios. En la tabla 11

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 11. Composiciones predichas para el gas condensado en la roca generadora. El rango muestra un gas bastante rico en componentes intermedios. Gas condensado de alto valor comercial. Gasolina natural y GLP.

Espesor Bruto	Intervalo	C1/C2	C1/C3	C1/C4	C1/C5	Wetness	Balace	Character ratio	Comentario
60	8165-8225	6,27	5,49	8,80	18,00	34,00	3,31	0,95	Aceite volatil con presencia de agua
100	6650-6750	8,33	8,33	12,50	41,67	25,60	5,00	0,87	Gas condensado critico
15	7305-7320	20,0	13,3	20,0	33,3	17,0	7,1	1,1	Aceite volatil con alto contenido de gas
5	7382-7387	10,7	8,0	11,4	26,7	25,6	4,4	1,0	Aceite volatil con alto contenido de gas
3	7425-7428	8,6	6,9	11,1	28,2	28,4	4,0	0,9	Aceite volatil con alto contenido de gas
<b>183,00</b>		<b>10,77</b>	<b>8,41</b>	<b>12,76</b>	<b>29,57</b>	<b>26,12</b>	<b>4,75</b>	<b>0,95</b>	

Tabla 12. Relaciones de pixler y estequiométricas para determinar tipo de fluido.

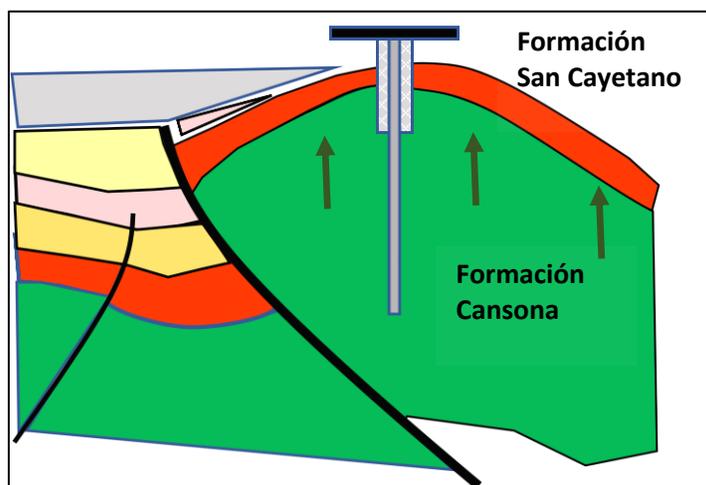


Figura 52. Concepto estructural del pozo San Rafael 1. Alta probabilidad de roca fracturada de transferencia de volúmenes de gas por medio de las fallas. Fracturamiento por plegamiento como por zonas adyacentes a fallas.

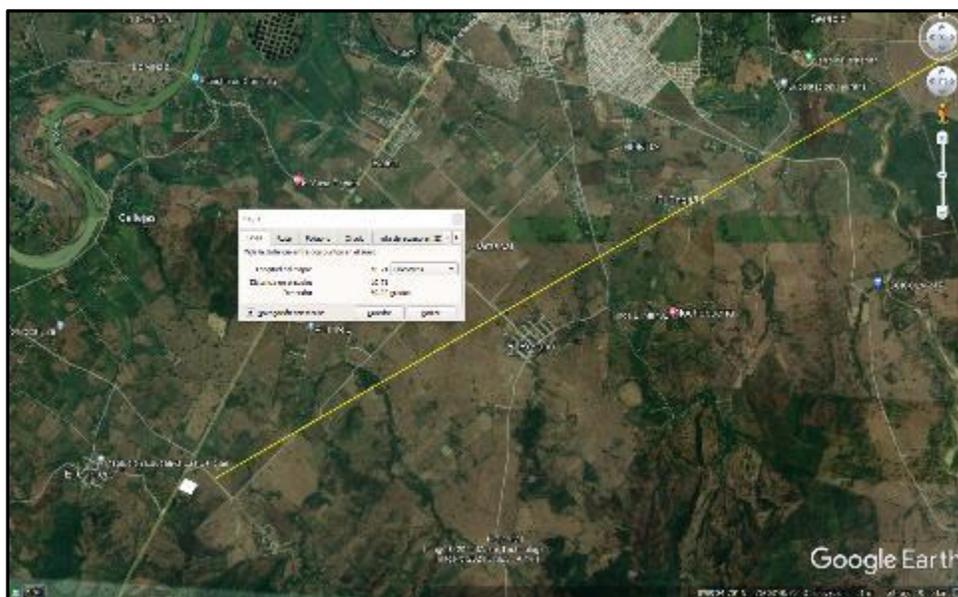


Figura 53. Detalle estructural de la ubicación del pozo ANH-San Rafael-1. La formación asciende hacia la dirección sur por lo que las formaciones cretácicas deberían estar más cercanas a la superficie. Distancia de 10+ kms entre pozos.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

**Primer Intervalo prospectivo: 6650-6750.**

En el FEL se describe un intervalo en el cambio del reflector, como una posible discordancia o cambio de formación. Las zonas de discordancia son zonas muy débiles y son materiales muy trabajados donde la presión disminuye y hay una pérdida de lodo y una aparente caída de la producción del gas. Esto es debido al cambio de régimen geo mecánico de geo presionado a normal. En este intervalo inicial se ve la presencia de gránulos de arena, caliza y marga mezclados.

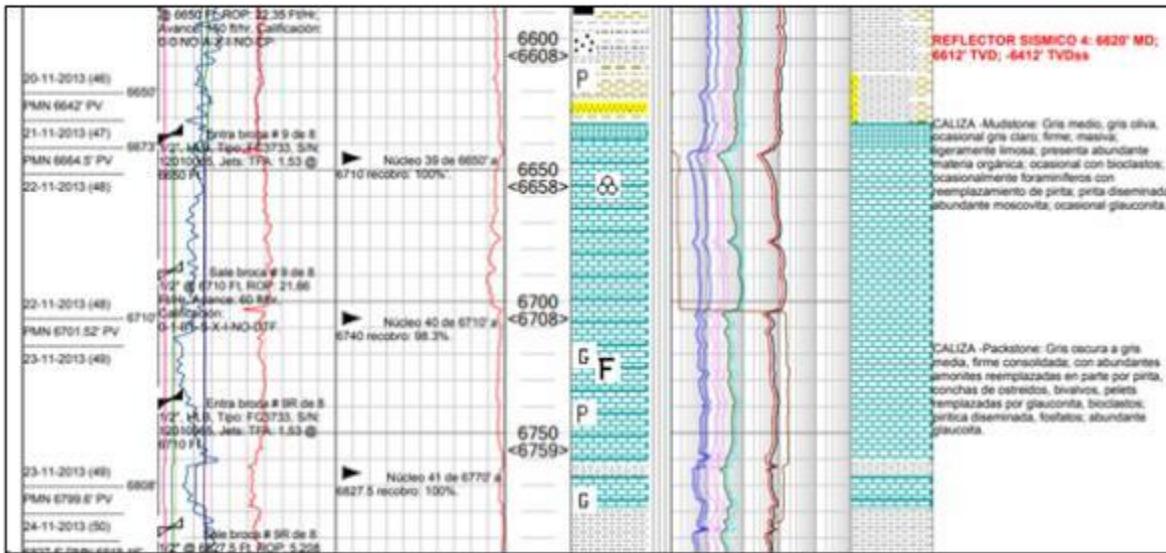
En yacimientos cretácicos en Catatumbo, se ha encontrado que zonas con un mal indicio de FEL, pero con altas pérdidas de lodos y cambios a presiones normales son las zonas de mejores propiedades de flujo. La zona de discordancia tendría muy buenas propiedades de flujo.

El FEL muestra una caída de la productividad y posteriormente un aumento en la presencia de CO<sub>2</sub>, como gas producido del área.



**Figura 54. Areniscas y calizas en el tope de 6600-6620 ft. Granulación de 2 mm de diámetro. Intervalo de la discordancia. Tomado de muestras lavadas de rípios de zanja húmeda recuperados del pozo Tierralta 2XP.**

El primer intervalo prospectivo corresponde al intervalo de caliza en el tope del reflector sísmico 4. Se muestra presencia de Glauconita y Pirita en el intervalo. Se muestran 100-120 ppm de fracción C5+. En la mitad del intervalo se observa un fuerte incremento del contenido de CO<sub>2</sub>, lo que implica que la caliza tiene aporte de este componente. Se podría considerar como un gas condensado con alto contenido de CO<sub>2</sub>.



**Figura 55. Intervalo de 6650-6670. Se ve una reducción del volumen de gas inicial y luego un reemplazo en composición por CO<sub>2</sub>. Zona de gas condensado con alto contenido de CO<sub>2</sub> con 20.000 ppsm**

### **Intervalo 1. 6620-6750 (110 ft). Desde el registro GR y Resistivos y Micro esférico.**

La resistividad de la zona de interés oscila entre 6 y 20 ohmios, esto puede ser un valor muy bajo de resistividad para una caliza, pero es superior a los intervalos adyacentes que no supera el valor de 0.8 ohmios. El bajo valor de resistividad puede responder a una pobre adherencia de la herramienta, dado que el valor del Caliper supera el valor de 11 pulgadas para un hueco de 8 ½. El micro esférico muestra valores muy bajos de resistividad del lodo, pero se desconoce el valor de resistividad del lodo para establecer si el lodo está muy contaminado de sales. Para rocas generadoras, el valor de salinidad puede ser tan alta como 40.000 ppm e incluso superior por el contenido de agua fósil.

Se recomienda hacer pruebas de evaluación de fluidos incluso en intervalos secos para definir un valor de resistividad del agua de formación, lo cual es básico para la interpretación petrofísica futura.

Otro factor es la pirita diseminada que induce una fuerte reducción de la resistividad de la caliza, por lo que se requiere una evaluación SEM-DRX de esta zona para comprobar que la pirita tiene ese efecto reductor en la resistividad. Tanto en el FEL como en el registro se observa una deflexión con la entrada del CO<sub>2</sub> en la corriente del pozo.

El micro esférico y la resistividad profunda y somera divergen fuertemente, después de la irrupción del CO<sub>2</sub> en la composición del gas producido. El registro muestra un descenso en el flujo de hidrocarburos, lo que lleva a pensar que el CO<sub>2</sub> es parte de la corriente de gas condensado obtenido del análisis de pixler.

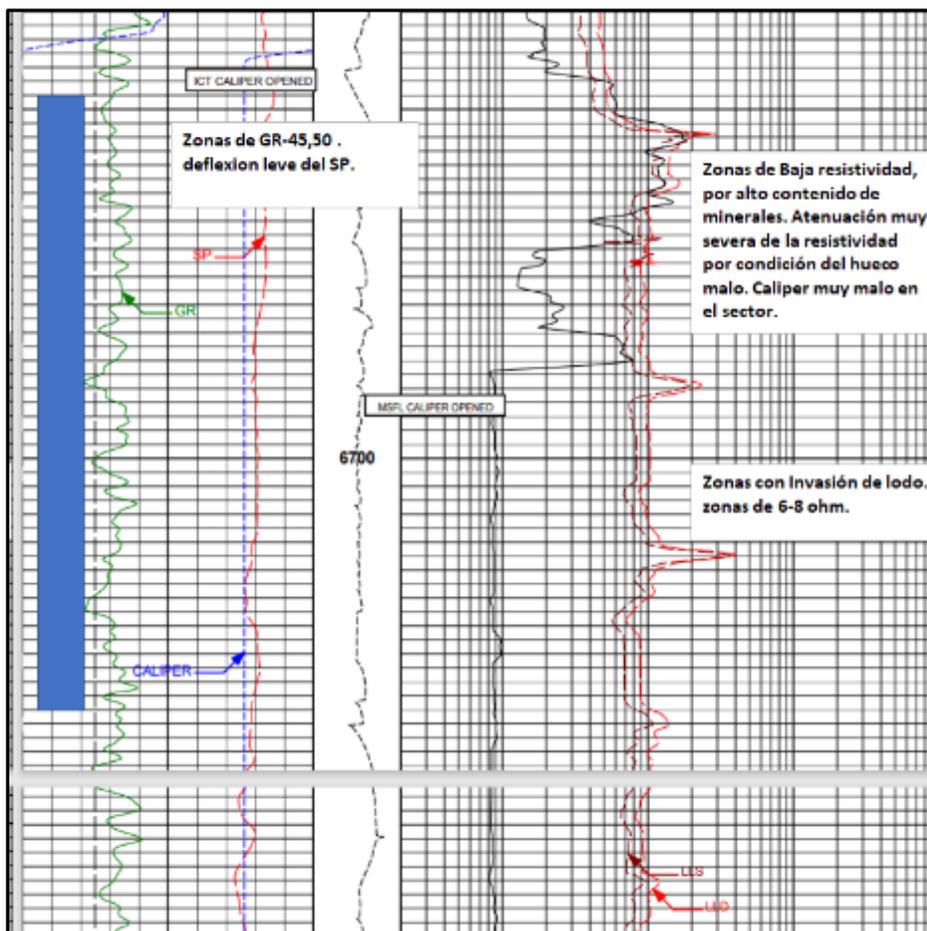


Figura 56. Registro del pozo en el primer intervalo de interés 6620-6750 ft. Este intervalo muestra una pobre manifestación de FEL dentro del pozo, pero alto comparado con intervalos de la formación la Luna en otros pozos.

Profundidad (ft)	DESCRIPCION	MANCHAMIENTO
<b>6652'</b>	<b>CALIZA -Mudstone:</b> Gris medio, gris oliva; firme; masiva; ligeramente limosa; ¿presenta abundante materia orgánica, asfalto?; ocasional con bioclastos; ocasionalmente foraminíferos; pirita diseminada, ocasional glauconita; Posible presencia de Gilsonita.	
<b>6655'</b>	<b>CALIZA -Mudstone:</b> Gris medio, gris oliva, ocasional gris claro; firme; masiva; ligeramente limosa; presenta materia orgánica; ocasional con bioclastos; ocasionalmente foraminíferos; pirita diseminada, ocasional glauconita.	
<b>6659'</b>	<b>CALIZA -Mudstone:</b> Gris medio, gris oliva, ocasional gris claro; firme; masiva; ligeramente limosa; presenta abundante materia orgánica; ocasional con bioclastos; ocasionalmente foraminíferos; pirita diseminada; abundante moscovita; ocasional glauconita.	

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

Profundidad (ft)	DESCRIPCION	MANCHAMIENTO
<b>6712.5'</b>	<b>CALIZA -Packstone:</b> Gris oscura a gris media, firme consolidada; con abundantes amonitas reemplazadas en parte por pirita, pellets reemplazados por glauconita, bioclastos; restos de ostreidos, bivalvos, algunos restos de conchas está reemplazados por fosfatos; abundante glauconita.	
<b>6716,5</b>	<b>CALIZA -Wackestones:</b> Gris medio, gris oliva; firme; masiva; materia orgánica; ocasional con bioclastos; pirita diseminada; ocasional glauconita; presenta superficies de fricción y venas de calcita.	
<b>6718.5'</b>	<b>CALIZA -Packstone:</b> Gris oscura a gris media, firme consolidada; con abundantes amonitas reemplazadas en parte por pirita, pellets reemplazados por glauconita, bioclastos; pirita finamente diseminada, fosfatos; abundante glauconita.	

**Tabla 13. Descripción del núcleo en la zona de interés. Zonas limitadas de flujo, tipo packstone y wackestones con predominio de zonas de baja permeabilidad de Mudstone.**

La descripción del núcleo revela que las propiedades para el flujo son limitadas, pero deben hacerse pruebas con estimulación acida para determinar si con la acidificación sus propiedades pueden mejorar. Por otro lado, esta caliza fracturada por la expansión de fluidos puede tener mejores propiedades de flujo que en la base del sinclinal. Para la estimación de propiedades de porosidad y permeabilidad se utilizó la figura 4 asumiendo malas propiedades para el Packstone.

Es esencial conocer el comportamiento textural del intervalo porque la respuesta del registro de pozo sería idéntica para una roca de la misma mineralogía, pero de naturaleza textural diferente. No se puede subestimar la importancia de la definición textural de la muestra recuperada en la medida que los primeros 5 pies cercanos al pozo, define en gran medida la productividad del pozo, mas no el factor de recobro ultimo.

- **Relaciones Estequiométricas.**

El análisis de tiempo real de las cromatografías de pozo, proveen una efectiva caracterización de fluidos en la medida que las zonas prospectivas de baja o alta permeabilidad son perforadas. Los valores de los gases obtenidos son tabulados para análisis de pixler (Tomado de Formation Evaluation of Analysis of Hydrocarbon Ratios). B:O Pixler, Baroid), así como el valor de wetness, carácter y balance son evaluados. (Tomado de The Application of Chromatographic Gas Ratio Analysis in Reservoir Fluid Evaluation of "Beta" Field in the Congo Basin. Ayonma Wilfred Mode, Okwudiri Aloysius Anyiam. Department of Geology University of Nigeria. Nsukka.).

Se adiciona un análisis petrofísico en la tabla 15, pero es de muy difícil interpretación y debe estar precedido por análisis mineralógicos, de análisis básicos de porosidad y de permeabilidad, así como pruebas adicionales como presión capilar e invasión de lodo.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>							
	<b>Gestión Contractual</b>							
	<b>Anexo Técnico</b>							

Espesor Bruto	Intervalo	C1/C2	C1/C3	C1/C4	C1/C5	Wetness	Balance	Character ratio	Comentario
5	8165-8170	6,67	7,27	10,00	20,00	30,43	4,00	1,09	Aceite volatil con presencia de agua
5	8170-8175	6,67	4,62	10,00	20,00	34,07	3,14	0,69	Aceite volatil con presencia de agua
5	8175-8180	6,88	6,11	8,21	16,18	33,01	3,30	1,12	Aceite volatil con presencia de agua
5	8180-8185	6,67	6,00	8,96	20,00	32,36	3,50	0,97	Aceite volatil con presencia de agua
5	8185-8190	6,33	4,38	8,14	10,96	37,50	2,62	0,94	Aceite volatil con presencia de agua
5	8190-8195	6,50	5,65	8,67	18,57	33,33	3,33	0,96	Aceite volatil con presencia de agua
5	8195-8200	5,38	5,00	8,75	21,54	35,33	3,29	0,88	Aceite volatil con presencia de agua
5	8200-8205	5,77	5,36	9,38	23,08	33,77	3,49	0,80	Aceite volatil con presencia de agua
5	8205-8210	5,42	5,00	9,29	20,63	36,52	3,33	0,88	Aceite volatil con presencia de agua
5	8210-8215	6,47	5,50	7,86	15,71	34,52	3,10	1,05	Aceite volatil con presencia de agua
5	8215-8220	6,47	5,00	7,14	14,29	34,52	3,10	1,05	Aceite volatil con presencia de agua
5	8220-8225	6,00	6,00	9,23	14,29	33,33	3,50	1,00	Aceite volatil con presencia de agua
10	6650-6660	8,33	8,33	12,50	41,67	25,60	5,00	0,87	Gas condensado critico
10	6660-6670	14,00	11,67	20	50,00	18,51	6,88	0,98	Gas condensado critico
10	6670-6680	24,00	20,00	34,29	85,71	11,70	11,47	0,98	Gas condensado
10	6680-6690	24,00	20,00	34,29	85,71	11,70	11,47	0,98	Gas condensado
10	6690-6700	24,00	20,00	34,29	85,71	11,70	11,47	0,98	Gas condensado
10	6700-6710	7,50	7,06	17,14	50,00	26,11	5,15	0,55	Aceite volatil con alto contenido de gas
10	6720-6730	12,50	10,00	10	33,33	23,66	4,70	1,30	Aceite volatil con alto contenido de gas
10	6730-6740	12,50	10,00	10	33,33	23,66	4,70	1,30	Aceite volatil con alto contenido de gas
10	6740-6750	12,50	10,00	10	33,33	23,66	4,70	1,30	Aceite volatil con alto contenido de gas
10	6770-6780	11,25	9,00	10	31,25	23,66	4,70	1,30	Aceite volatil con alto contenido de gas
15	7305-7320	20,0	13,3	20,0	33,3	17,0	7,1	1,1	Aceite volatil con alto contenido de gas
5	7382-7387	10,7	8,0	11,4	26,7	25,6	4,4	1,0	Aceite volatil con alto contenido de gas
3	7425-7428	8,6	6,9	11,1	28,2	28,4	4,0	0,9	Aceite volatil con alto contenido de gas
<b>178,00</b>		<b>10,60</b>	<b>8,81</b>	<b>13,62</b>	<b>33,34</b>	<b>27,19</b>	<b>5,01</b>	<b>1,00</b>	

Tabla 14. Relaciones estequiométricas de las zonas de interés del pozo Tierralta 2XP.

Tabla de Analisis Petrofísico del pozo Tierralta 2XP							
Espesor Bruto	Intervalo	GR	Caliper	Bit Size	Gas de formación	Resistivo Shallow	Resistivo Profundo
5	8165-8170	No tiene	No tiene	No tiene	20,27	No tiene	No tiene
5	8170-8175	No tiene	No tiene	No tiene	20,27	No tiene	No tiene
5	8175-8180	No tiene	No tiene	No tiene	20,27	No tiene	No tiene
5	8180-8185	No tiene	No tiene	No tiene	20,27	No tiene	No tiene
5	8185-8190	No tiene	No tiene	No tiene	20,27	No tiene	No tiene
5	8190-8195	No tiene	No tiene	No tiene	20,27	No tiene	No tiene
5	8195-8200	No tiene	No tiene	No tiene	20,27	No tiene	No tiene
5	8200-8205	No tiene	No tiene	No tiene	20,27	No tiene	No tiene
5	8205-8210	No tiene	No tiene	No tiene	20,27	No tiene	No tiene
5	8210-8215	No tiene	No tiene	No tiene	20,27	No tiene	No tiene
5	8215-8220	No tiene	No tiene	No tiene	20,27	No tiene	No tiene
5	8220-8225	No tiene	No tiene	No tiene	20,27	No tiene	No tiene
10	6650-6660	45,61	9,5	8,5	1,57	130	150
10	6660-6670	50,038	10	8,5	1,57	80	100
10	6670-6680	49,6	9	8,5	1,57	80	100
10	6680-6690	44,32	9	8,5	1,57	150	200
10	6690-6700	49,12	8,7	8,5	1,57	80	100
10	6700-6710	47,64	No registra	No registra	1,57	400	400
10	6720-6730	45,27	No registra	No registra	1,57	70	90
10	6730-6740	50,48	No registra	No registra	1,57	70	90
10	6740-6750	48,4	No registra	No registra	1,57	70	90
10	6770-6780	47,7	No registra	No registra	1,57	70	90
15	7305-7320	No tiene	No tiene	No tiene	5,5	No tiene	No tiene
5	7382-7387	No tiene	No tiene	No tiene	5,5	No tiene	No tiene
3	7425-7428	No tiene	No tiene	No tiene	5,5	No tiene	No tiene

Tabla 15. Bajos valores de GR en las zonas de interés y contraste entre el resistivo somero y profundo, señalando posible invasión de lodo, lo que implica cierto grado de porosidad.

**Segundo Intervalo Prospectivo.**

El segundo intervalo prospectivo es de 7305-7320,7382-7387,7425-7428, estos intervalos ninguno tiene registros de pozo y las muestras recuperadas no permiten distinguir entre caliza o marga. lo que se observa de este intervalo es que tiene roca muy quebradiza, y con alto contenido calcáreo y micrita.



Figura 57. Caliza arenisca y marga en el intervalo de 7450 ft.

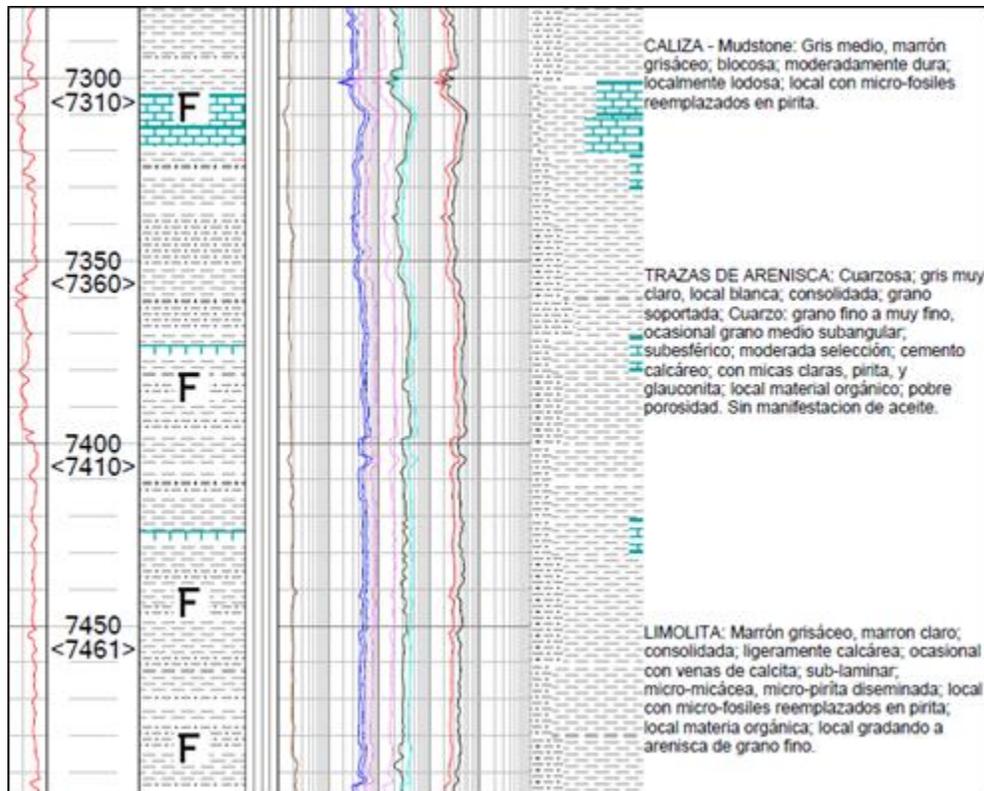


Figura 58. Intervalos de caliza, la cual 7035-7320 presenta deflexión en el registro de gases. Valores de ppms de C5+ de 400-500. Los intervalos de caliza en medio de limolitas son zonas de potencial tipo tight gas. Se requiere análisis SEM-DRX para evaluación petrofísica del intervalo por presencia de pirita.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

### Tercer y cuarto intervalo 7880-7930 y 8165-8240

El cuarto intervalo es el más prospectivo porque los contenidos de c5+ superan con mucho los 2000 ppm, valores que no se encuentran ni en campos de gas condensado ya desarrollados. La permeabilidad puede ser de decenas a cientos de darcies por que la textura es visible, pero mucho de los granos son calcáreos, que son susceptibles a colmatarse en un completamiento convencional. Se consideraron los intervalos arenosos como el pay para el cálculo volumétrico de potencial del sector del pozo San Rafael 1.

Por el tamaño de grano se puede inferir que el pozo tiene buenas propiedades de flujo y este intervalo este asociado a varios eventos de disparo, porque se dio una deflexión de las cantidades de los componentes aumentando en un 50 al 100% de su volumen original.

Se recomienda hacer un análisis de los datos con el dato crudo del FEL, dado que solo se tiene información del registro por las imágenes del mismo.

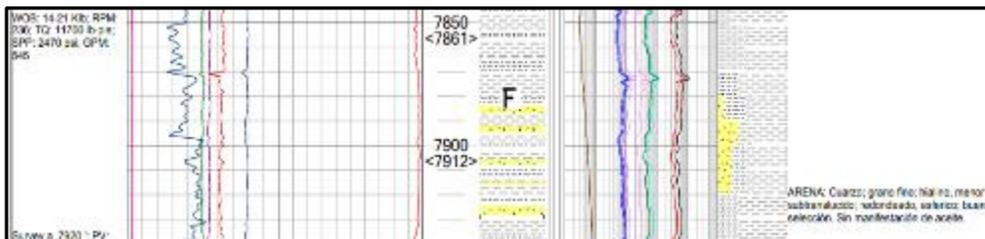


Figura 59. FEL del intervalo 7850-7920, el cual no presenta deflexión notable en la zona. Se considera que la zona tiene una presión muy baja en comparación con los intervalos geo presionados.



Figura 60. Intervalo de arenisca de 7900-7910. Este mezclado con tamaño de grano parecido de Marga o lodolita calcárea, pero texturalmente es de 0.25 mm -0.45 mm de diámetro de grano.

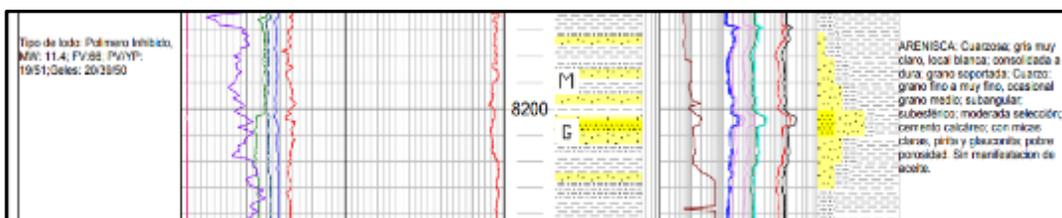


Figura 61. FEL del intervalo 8165-8230. El dato de gas supera los 300.000 ppms, lo que se considera un disparo de 30% en volumen de lodo.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>



Figura 62. Intervalo de 8210-8220. Cuerpo de arenisca, pero texturalmente. Contiene muchos clastos de caliza y lodolita calcárea, junto con otros clastos no identificados. Diámetro del grano de 0.25 mm-0.55 mm con clastos de diferente origen. La imagen es de 5\*3 cms.



Figura 63. Intervalo de 8210-8220. Cuerpo de arenisca, pero texturalmente. Contiene muchos clastos de caliza y lodolita calcárea, junto con otros clastos no identificados.

- Peso del lodo reportado en el registro FEL.

Espesor Bruto	Intervalo	WM	SP Pressure	Presion equivalente WM+Standpipe
60	8165-8225	11,4	2500	7225
100	6650-6780	10,8	500	4252
15	7305-7320	11	2300	6467
5	7382-7387	11	2300	6508
3	7425-7428	11	2300	6532

Tabla 16. Presiones de lodo reportadas en la perforación en las zonas de interés. Presiones de altos gradientes, donde el gas no pudo ser controlado a pesar del peso, y se requirió operaciones de descarga y de sobrepresión.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

### 3. CONSIDERACIONES OPERACIONALES Y RIESGOS POTENCIALES

#### 3.1 ADECUACIONES DE ACCESO Y LOCACIÓN.

La locación se encuentra en un terreno destinado a la ganadería en la vereda san Rafael, en el municipio de Tierralta. El terreno este inundado en unos 10-20 cms de profundidad, debido a la temporada de lluvias en el país. Para noviembre y diciembre se espera que las lluvias continúen por más tiempo, lo que implica que se requiere un trabajo tanto de drenaje de las aguas como de relleno o compactación del área con material seco y pétreo. La locación requiere el diseño de un drenaje y una dirección donde la aplicación sea más eficiente.

La locación debe tener:

- El contrapozo.
- Una placa de 3\*35 mts para reposar el equipo de perforación.
- Drenajes y trampas para evitar cualquier derrame de líquidos
- Un mecanismo para prevenir derrames en la zona de preparación y embalaje de los corazones de roca.

#### Diseño del contrapozo.

El contrapozo debe tener un tubo conductor de 20 pies para prevenir problemas de inicio de la perforación por el terreno inundable. El esquema propuesto para el contrapozo es:

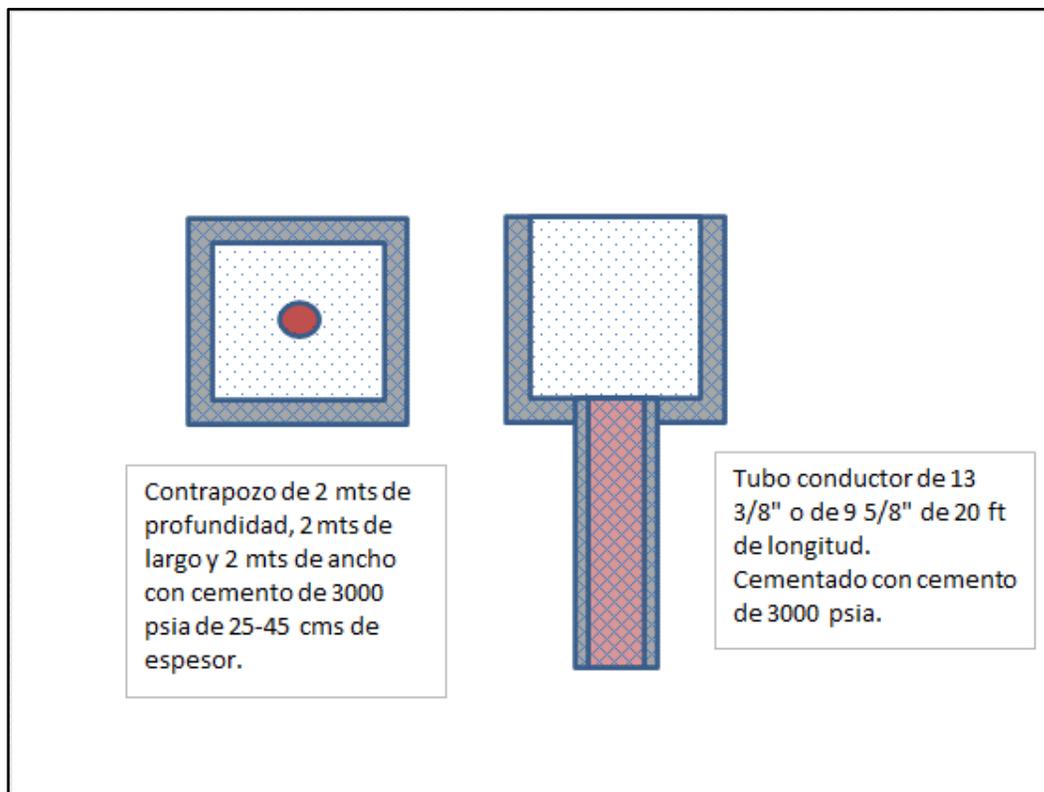


Figura 64. Esquema del contrapozo para la locación ANH-San Rafael 1.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	
		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

El layout del pozo es de 80\*80 mts, esto no es debido al tamaño del taladro multipropósito sino a la adición del

- Equipo de control de sólidos.
- Equipo de control de presiones y flujo del pozo
- Sistema de descarga de fluidos y la tea
- Zona de preparación y embalaje de muestras de roca.
- Área disponible para el equipo de registros de pozo.
- Área disponible para evacuación (al menos dos locaciones distintas para la dirección del viento) El layout del pozo debe ser:

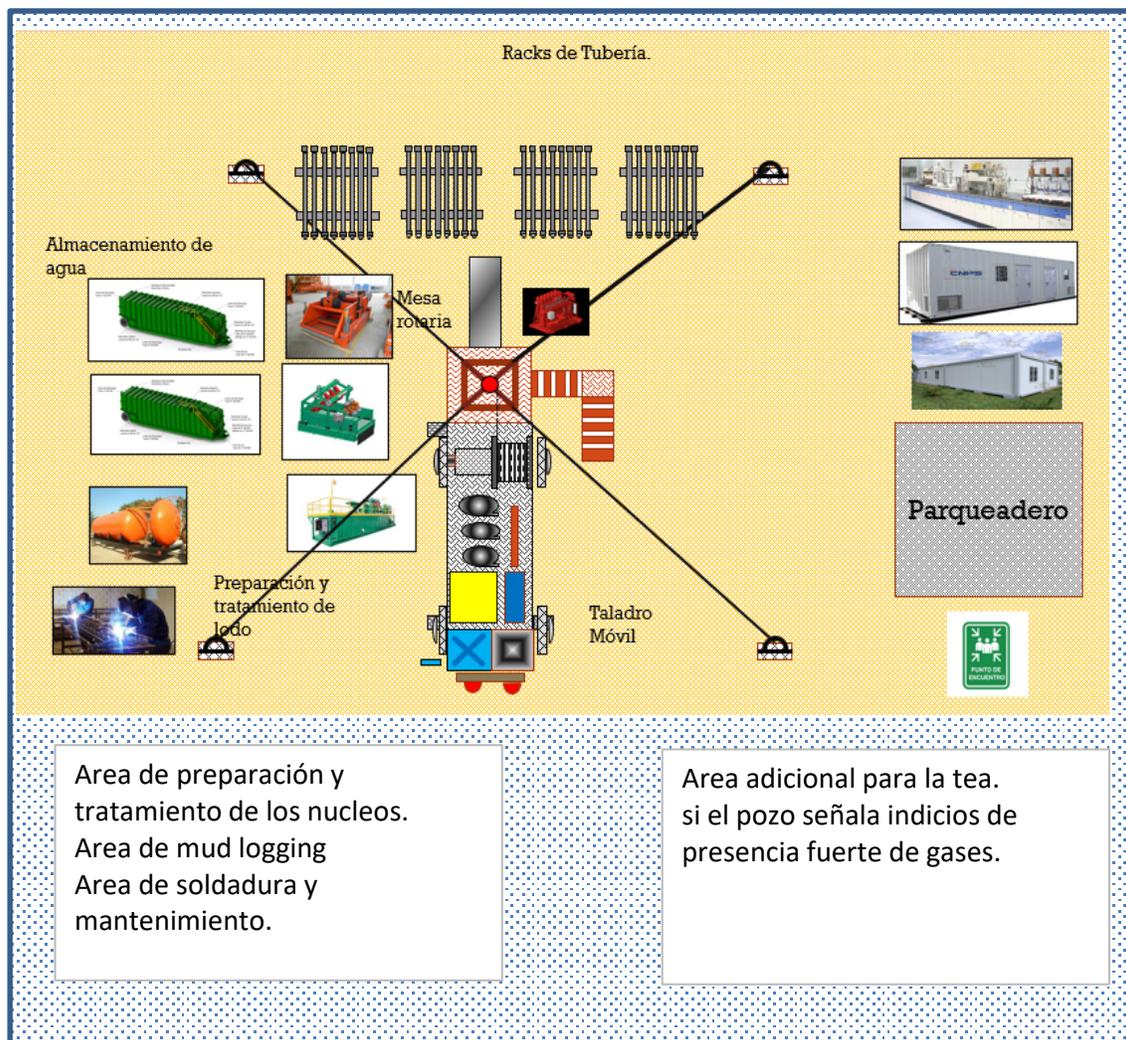


Figura 65. Layout del pozo 80\*80 mts.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

### Adecuación del plano y de la locación en general. PROGRAMA

Para acceder a la locación desde la vía Tierralta-Urra, se requiere acceder a una carretera destapada de acceso de 1000 metros de longitud, la cual debe ser adecuada por parte del contratista, para el tránsito de vehículos pesados antes durante y al finalizar el proyecto, los costos para dicho mantenimiento se deben incluir dentro de los costos por sección,. Es importante garantizar que el acceso tenga cunetas de drenaje para garantizar que la vía no se inunde en los meses de lluvia venideros.

el plano se encuentra en un terreno parcialmente inundado por lo que se requiere:

- Descapotar el terreno húmedo unos 20 cms y retirarlo de la locación; el contratista debe incluir en sus costos un análisis de suelo con el cual determine la cantidad de descapote real basado en las condiciones del suelo y un plan de manejo del mismo.
- Construir unos drenajes para desocupar el agua restante de la locación.
- Rellenar el terreno y subirlo unos 40 a 50 cms adicionales para que no haya riesgo de inundación.
- Construir el contrapozo, la placa y la trampa de grasas en el drenaje. (tentativo).

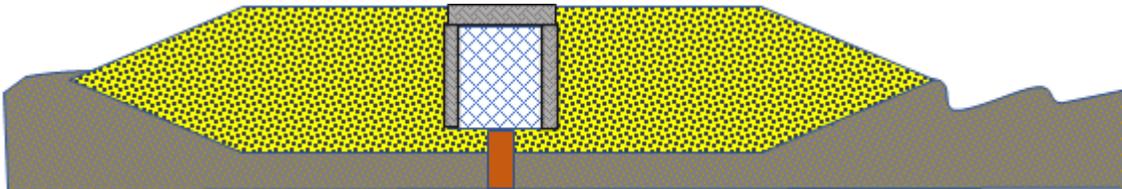


Figura 66. Esquema del plano de la locación. Cambio del material de relleno y construcción de drenajes y trampa de grasas adicional.



Figura 67. Trampa de grasas. Se utiliza para prevenir que fluidos hidrocarburos contaminen fuentes de agua del drenaje natural del pozo, y y porque se espera que durante la recuperación de núcleos, hidrocarburos y materia orgánica se liberen durante la preparación de la muestra. La trampa debe ser cubierta con una malla protectora para evitar caídas

	Dirección Geociencias Básicas	
	Gestión Contractual	
	Anexo Técnico	Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021



Figura 68. Terreno de la locación escogida para la operación. Esta en un terreno relativamente inundado, pero se puede intervenir con un proceso de descapote y drenaje de la zona y un posterior proceso de relleno.



Figura 69. Foto del terreno inundado el 7 de septiembre del 2021. El terreno este inundado en 10-25 cms de profundidad.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>



**Figura 70. Ejemplo de un drenaje para sacar el agua de la locación como etapa preliminar. Este drenaje debe estar en dirección al sentido de drenaje de la cuenca donde se instale la locación.**

### **3.2 EQUIPO REQUERIDO**

Los equipos requeridos son:

- Equipo multipropósito. Figura 71.
- Equipo de mud logging. Figura 72
- Equipo de control de sólidos. Figura 71.
- Equipo de manejo de los núcleos a preservar. Figura 73.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>



Figura 71. Foto de un equipo multipropósito en una locación con equipo de control de sólidos.



Figura 72. Caseta de mud logging con seguimiento a pozos y parámetros de perforación.



Figura 73. Racks de manejo y preservación de núcleos en el pozo.

### 3.3 DISEÑO DEL POZO

Las condiciones operativas de los pozos estratigráficos y pozos de desarrollo petrolero son bastante diferentes. Un pozo de desarrollo petrolero requiere altas tasas de penetración y el peso de la broca, así como el torque están diseñados para avanzar lo más rápido posible dentro de los estratos rocosos. Un pozo estratigráfico debe perforar la roca, pero sin ocasionar un daño a la muestra, porque un deterioro mecánico del núcleo ocasiona menores recuperaciones de muestra de roca.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

Por otro lado, la operación petrolera convencional tiende a ser continua con muy pocas paradas y un mínimo de viajes. En la operación de recuperación de núcleos son frecuentes los cambios de broca de perforación (5+ cambios), donde la rotación controlada del sistema genera menores deformaciones a la roca y la posición vertical del taladro es fundamental para la rápida recuperación de núcleos.

Otro aspecto primordial son los tiempos de parada del pozo. En un pozo convencional petrolero, el lodo se gelifica para mantener estable y controladas las paredes durante las operaciones de paradas, mientras que una operación minera el lodo debe preservarse fluido para la recuperación con wireline de los núcleos. Un lodo muy espeso frena mucho el avance de la cabeza de pesca del wireline y embota el mecanismo de enganche.

En el pozo estratigráfico se mantiene expuesto en hueco abierto por mucho más tiempo que un pozo convencional, esto implica que existe mucha más interacción química y física del lodo con la roca expuesta, lo que resulta en problemas como derrumbes y pérdidas de circulación.

### 3.4 ESTADO MECANICO DEL POZO

A continuación, se detalla un diseño mecánico preliminar del pozo ANH San Rafael, el contratista, de considerarlo necesario, en su oferta puede sugerir variaciones de acuerdo con aspectos técnicos (correlaciones, posible presencia de gas u otros que considere pertinentes), estos serán evaluados por la interventoría y ENTerritorio para su aprobación final.

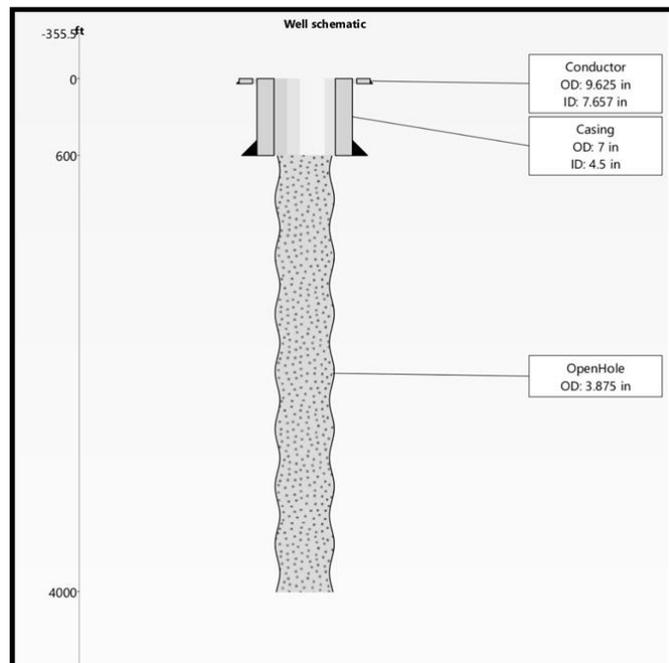


Figura 74. Estado mecánico pozo San Rafael.  
Fuente ANH y el SGC

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

Se sugiere perforar un conductor de 9 5/8" el cual puede estar hincado hasta una profundidad de 40 pies. El revestimiento de 7" se propone para estar sentado a 600 pies, permitiendo así cubrir los cuerpos de agua superficiales que puedan estar presentes. Esta profundidad del zapato debe estar por debajo del tope de la formación Cansona para que con aislamiento del anular de 7" queden protegidos.

Revestimiento	Tipo	Grado de Tubería	Peso	Tope (ft)	Base (ft)
9 5/8"	Conductor	K-55	36 Lb/ft	0	40
7 "	Superficie	N-80	29 Lb/ft	0	600

El corazonamiento del pozo se propone realizar con broca de 3.875" de diámetro hasta una profundidad de 4,000 pies, estimando recuperar 3,400 pies de núcleo.

### 3.5 ASPECTOS TECNICOS SOCIALES Y AMBIENTALES

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

- Implementar el PMA y PMS del proyecto, al igual que conseguir la gestión de permisos requeridos para la actividad correspondiente.
- Aseguramiento del buen estado de la vía que conduce de la vía Tierralta- Urra hasta la locación definitiva del pozo.
- 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.
- 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.
- Realización de una tomografía computarizada a los núcleos extraídos del pozo.
- Abandono mecánico del Pozo ANH-San Rafael-1 bajo la legislación vigente, y teniendo en cuenta las condiciones fisicoquímicas, mecánicas y de ingeniería de materiales.
- Recuperación civil y ambiental de la zona intervenida en superficie.
- Implementar el Plan de Manejo Ambiental – PMA de acuerdo sus fichas de seguimiento y conforme a la normatividad establecida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Decreto 1076 de 2015.
- Dar cumplimiento e implementar el Plan de Manejo Ambiental para la actividad de perforación del pozo estratigráfico en la cuenca Sinú San Jacinto, así como todas las actividades relacionadas con el objeto de esta contratación
- El PMA elaborado por el SGC es parte integral del proceso, así como todos los capítulos contenidos en él, y los aspectos y acciones a ser implementadas propuestas en dicho plan deberán ser cabalmente ejecutadas por la empresa contratista.
- Adecuar de ser necesario, las vías de acceso al área para la llegada de la maquinaria y equipos y de la plataforma de perforación, de acuerdo con la normatividad técnica, ambiental y de seguridad vigentes elaborando previamente su respectivo diseño.
- Presentar un diseño preliminar de los pozos a perforar y un programa de perforación y adquisición de núcleos.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

- Muestrear corazonando desde 600 pies hasta recuperar 3300 pies de corazón con un tope máximo de profundidad de 4000 pies, haciendo tareas de monitoreo de la operación de perforación, así como análisis de gases y registro litológico continuo durante la perforación.
- Recuperar los corazones de acuerdo con lo solicitado: los núcleos de roca cortados tendrán un porcentaje de recuperación deseado mayor al 90% (3.300 pies)
- Muestras de zanja seca y húmeda para el caso en que no se logre obtener núcleo de roca, igualmente se tomarán eventuales muestras de hidrocarburos si se presentan durante la perforación. Las muestras deben ser preservadas, empacadas y entregadas a la Litoteca Nacional ubicada en el municipio de Piedecuesta, departamento de Santander de acuerdo con el Manual de entrega de información técnica de exploración y producción.
- Escaneo de alta resolución para crear imágenes digitales del núcleo que permita la visualización de la heterogeneidad interna, estratificación, microestructuras y fracturamiento para determinar la litología, porosidad, facies de roca y secuencias deposicionales, de acuerdo con el Anexo 3 de la Resolución 183 del 13 de marzo de 2013 “Por la cual se adopta el Manual de entrega de Información Técnica de Exploración y Producción – MEITEP”.
- Adquirir registros eléctricos en la totalidad del pozo, para evaluación litológica y determinar propiedades de rocas y geología así:
  - a) Resistividad Inducción Resistividad Laterolog Micro-Resistivo
  - b) Sónico de Espaciamiento Largo Sónico Dipolar
  - c) Densidad- Neutron compensado. Litho-Scanner
  - d) Gamma Ray Caliper

Nota: Se debe considerar dejar un bolsillo al final para poder correr la herramienta de registro

- Se debe correr registro CBL en la parte con revestimiento
- Entrega de núcleos, set de registros, tomografía, y toda la información finalmente obtenida en la perforación del pozo estratigráfico, de acuerdo con el Manual de entrega de información técnica del Banco de Información Petrolera – BIP o EPIS vigente.
- El Contratista será también responsable y deberá tomar las medidas necesarias para ejecutar las labores en forma segura (teniendo en cuenta los lineamientos HSEQ respecto a la actividad), sin derrames o incidentes que puedan producir contaminación en vías, afectación a los trabajadores y a la comunidad en general o a fuentes de agua en el área de influencia del lugar de los trabajos, entre otros aspectos. Ver PMA capítulo 8 Plan de Contingencia.
- Mantenimiento y/o reparación de los accesos, desde la vía principal hasta el punto donde se realizará la perforación, si es necesario.
- Se requiere programar una visita de campo para evaluar las condiciones técnico social y ambiental del área, como requisito para la presentación de la propuesta, de la misma se realizara un acta o documento que soporte su realización, el cual se anexará a la propuesta.
- Acompañamiento de la interventoría y del equipo de trabajo de ENTerritorio en la validación del diseño preliminar del pozo, programa de perforación y las operaciones.
- Al final del pozo, Enterritorio recibirá un informe sobre el desempeño de los servicios completos con indicadores de desempeño y enfoque de mejoramiento continuo del pozo

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

(Lecciones aprendidas y Post Mortem). Adicional el criterio de desempeño será monitoreado por el supervisor del contrato de ENTerritorio o quien el designe.

- Adecuaciones Locativas.
  - a) Construcción de una plataforma, que incluya placa de cemento para el equipo de perforación y demás construcciones complementarias para instalación del equipo de perforación. Adicional se deben establecer al menos 2 puntos de reunión en el caso de evacuación de la locación.
  - b) Todas las áreas que contengan, Química, combustibles o residuos sólidos, deberán estar impermeabilizadas (Ver PMA)
  - c) Servicio de adecuación de la vía de acceso (100-300m aproximadamente) y plataforma requerida para el desarrollo de las operaciones de perforación. Incluye la construcción del contrapozo en concreto reforzado (mínimo 3,000 psi de resistencia a la compresión), y de medidas aprox de 2.20m x 2.20m y 25 cm de espesor. La construcción de la locación no puede extenderse más allá de 10 días calendario desde el inicio de la contratación, no obstante el contratista podrá sugerir un tiempo de acuerdo a las condiciones sociales, ambientales y de suministros
  1. Nota: Se reciben propuestas de diseño de locación con tiempos de ejecución más cortas. Equipo Minero de Perforación.
  - d) Servicio de alquiler de equipo de 250 a 275 HP's Multipropósito para la perforación de un pozo estratigráfico a 4,000 ft de acuerdo con los pozos offset perforados previamente por la ANH. El equipo minero de perforación deberá contar con equipo de control de sólidos y tratamiento de aguas adaptado a la capacidad y necesidad del mismo, (deberá tener como mínimo 1 shale shaker, 1 desander y 1 desilter, Catch tank, unidad de dewatering y frack tank). En caso de controlar arremetidas de gas en superficie antes de ubicar las preventoras (deberá tener como mínimo 1 diverter, 1 bell nipple, 1 mud cross, 2 salidas laterales con su HCR y línea del quemadero). según responsabilidades técnicas detalladas en el ANEXO 1A.

Listado de características mínimas que deberá tener el equipo minero de perforación:

Profundidad de perforación	4000 ft
Tubería perforación	3 ½" HQ-NQ (Opción, 4", 4 ½")
Capacidad de campamento	Para el personal que sea parte del proceso, debe incluir una oficina para el personal de la ANH y una para el personal de ENTerritorio.
<b>Mástil de perforación</b>	
Carrera de Avance	11 ft
Fuerza de Empuje ascendente (Overpull)	50.200 lbs
Fuerza de empuje descendente	26.500 lbs
Longitud máxima de la varilla	30 ft
Descarga del Mástil (en la torre)	9 ft
Ángulo de perforación	45° de la horizontal a 90° vertical

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	

	descendente
<b>Sistema de Tensión</b>	
Carga en el gancho	40.000 lbs
<b>Sistema Hidráulico</b>	
Bombas de Lodo	2 x 250 HP Mínimo cada una o Equivalente
Bombas de Lodo	1 x 150 HP o Equivalente
Tanques lodo/sistema activo	200 a 500 bls
Shale Shaker, Desander, Desilter	500 GPM (Capacidad min, Incluye desgasificador) o Equivalente
Grúa	Según Requerimiento equipo
Cargador	7-10 Ton
<b>BOP's</b>	
Preventoras arietes	Mínimo 5000 psi
Preventoras anular	Mínimo 5000 psi
Diverter	Requerido
Acumulador	3000-5000 psi
Choque y línea de matar	3000-5000 psi

Para la construcción del pozo tipo Slim hole con el estado mecánico propuesto, se requiere un equipo con capacidad de pulling de 80K – 100K Lbs. que permita tener suficiente capacidad de tensionar la sarta de perforación en caso de una eventual pega de tubería. Se debe contemplar el uso de preventoras (RAM y BOP Anular) instaladas sobre el revestimiento de 7" para continuar con la fase de 3.875" de corazonamiento.

Items		Observaciones
Sistema de control de pozo	SI	Carpa de corazonamiento, tanques de lodo de perforación, zona de almacenamiento de química, TEA, zona de lavado, manejo de residuos, disposición de cortes de perforación, depósito de tubería, caseta Company Man, laboratorio, bombas, dormitorios, oficinas, baños, sistema de control de pozo, comedor, caseta vigilancia, parqueadero, entre otros.
Capacidad de pulling de Equipo (Lb)	80K -100K	

Nota: El contratista podrá incluir en su oferta un equipo de mayor capacidad con miras de optimizar el proceso y tener un mayor control de posibles eventualidades técnicas previsibles durante la perforación.

- Corazonamiento

El corazonamiento del pozo se propone realizar con broca de 3.875" de diámetro hasta una profundidad de 4,000 pies (TD), desde los 700' de profundidad, estimando recuperar 3,300' de núcleo, (recuperados con la técnica de wireline como primera alternativa, la técnica de recuperación convencional se podrá ejecutar previa aprobación de la interventoría y ENTerritorio)

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

la recuperación empezaría desde los 700' y no desde los 600' dejando 100' para cubrir la perforación dentro de la Formación después de la cementación y posibles fallas en la recuperación del núcleo

Por las características de la Formación Cansona, con hueco de tamaño reducido (Slim Hole de 3 7/8") y considerando que es una sola formación para muestrear en el intervalo, no se prevén afectaciones en la toma de corazones ni en la etapa de registros.

Nota: El contratista puede presentar un documento de experiencia con la tecnología de corazonamiento que haya tenido más éxito en pies recuperados y en tiempos mínimos de ejecución.

- a) Los corazones recuperados deberán ir acompañados en campo de una descripción litológica detallada con sus respectivas fotografías, los cuales se entregarán cortados y debidamente preservados a la litoteca nacional previa realización de los siguientes estudios:
- b) Registro "Core Gamma espectral" (100% del núcleo).
- c) Una de las secciones del corazón (la de mayor tamaño) debe ser fotografiada con luz blanca y ultravioleta pie a pie.
- d) El corazón en su estado original deberá ser escaneada con tomógrafos digitales de rayos X de alta resolución que garanticen información en dos niveles de energía que permitan diferenciar densidades absolutas y número atómico efectivo en un rango mayor a 1500 tomografías por metro lineal de corazón.
- e) Se debe incluir una Base de Datos SQL para ser instalada en la ANH la cual deberá cumplir con los requerimientos de manejo de información establecidos por la ANH

NOTA: Tanto los intervalos a corazonar como la profundidad final del pozo, se ajustarán de acuerdo con la litología y/o hallazgos geológicos durante la perforación con el apoyo de la interventoría y del supervisor técnico de ENTerritorio

- Mud Logging.

El servicio continuo de registro de hidrocarburos, paramentos de perforación, recolección, descripción y caracterización de muestras de zanja se requerirá bajo las responsabilidades técnicas detalladas en el ANEXO 1C y 2C.

- Fluidos de Perforación

El servicio de ingeniería de fluidos de perforación y suministro de productos químicos necesarios para general un fluido base agua y mantenerlo en condiciones de diseño bajo los parámetros requeridos de acuerdo con las especificaciones técnicas solicitadas por El Servicio Geológico Colombiano - SGC durante todas las etapas de perforación del pozo, incluye también las píldoras de control de pérdidas, control y limpieza de pozo. Dentro de la aplicación de los sistemas propuestos se deberá considerar las responsabilidades técnicas detalladas en el ANEXO 1D y 2D.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

Los siguientes son valores aproximados, se presentan como guía para las propiedades de fluido que deben mantenerse en cada sección a ser perforada, los parámetros definitivos se ajustaran de acuerdo con el seguimiento de variables de operación que el pozo vaya mostrando durante la ejecución de la perforación del pozo.

Intervalo		37/8" - 8 1/2"	3-7/8"
TIPO DE FLUIDO		AGUA BENTONITA	POLIMÉRICO INHIBIDO
Propiedad	Unidad		
Densidad	lpg	8,6 - 9,0	9,0 - 11
Viscosidad de Embudo	seg/qt.	40 - 60	40 - 60
Viscosidad Plástica	cPs	ALAP	ALAP
Punto de Cedencia	lb/100ft <sup>2</sup>	15 - 22	15 - 26
Geles (10"/30"/30')	lb/100ft <sup>2</sup>	5 - 8 / 8 - 15 / 10 - 25	6 - 10 / 12 - 16 / 14 - 20
pH		8,5 - 9,5	9,5 - 10,0
Alcalinidad (pí/mf)		-	0,5 - 2,0 / 1,2 - 3,5
Filtrado API	ml/30 min.	NC	< 5,5
Filtrado HPHT	ml/30 min.	NC	< 15
MBT	lb/bbl eq.	< 20	< 15
Sólidos Totales	% Vol	< 8	< 12
Calcio	ppm	< 140	< 200
Cloruros	ppm	< 80	< 800
Turbidez	NTU	-	-

- Registros Eléctricos.

Servicio de adquisición e interpretación de los siguientes registros de pozo por intervalo perforado desde superficie hasta profundidad final, el set completo de registros será adquirido en las secciones de interés (3 7/8"), para las demás se realizarán los registros básicos.

#### Básicos

- Resistividad Laterolog
- Micro-Resistivo
- Sónico de Espaciamento Largo
- Sónico Dipolar
- Densidad- Neutrón compensado.
- Litho-Scanner
- Gamma Ray
- Caliper

#### Adicionales

- Registro Dipmeter
- Litodensidad

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>		
	<b>Gestión Contractual</b>		
	<b>Anexo Técnico</b>		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

Nota: Los registros eléctricos básicos y adicionales se deben incluir dentro de la oferta económica final.

- Control de Sólidos.

Servicio de control de sólidos, manejo, tratamiento y disposición de residuos y aguas residuales producto de desecho de las actividades de perforación, así como también de las aguas domésticas de la red-fox del campamento. Incluyendo como método opcional la recirculación u otros métodos que generen beneficios al proyecto.

- Cementación.

El servicio de cementación del pozo, incluyendo los equipos, personal y materiales necesarios para realizar la actividad en cada una de las secciones del pozo de acuerdo con los parámetros técnicos establecidos por El Servicio Geológico Colombiano ver ANEXO 1E y 2E. Incluye también el suministro del equipo de flotación para cada revestimiento que sea bajado al pozo.

Los valores típicos que deben ser tenidos en cuenta para el diseño preliminar de las lechadas se encuentran a continuación, sin embargo, el programa final se ajustara en concordancia a las condiciones mecánicas, litológicas, de fluidos y de presiones que el pozo presentó en la tarea de perforación.

Lechada	Sección 8 ½"		Tapones	
	Glase G	Glase G	Glase G	Glase G
Cemento	13.6 ppg	15.8 ppg	15.6	15.8
Densidad	1.81 Cuft/Sx	1.19 Cuft/Sx	1.19 Cuft/Sx	1.15 Cuft/Sx
Antiespumante	0.01 gps	0.01 gps	0.01 gps	0.01 gps
Acelerante			1%	
Polímero	0.07%			
Control de Filtrado		0.8%		
Control de gas		0.9%		
Dispersante		0.15 gps		
Retardador	0.15%	0.012%		
Metasilicato de sodio		0.02 gps		
Bentonita Prehidratada	0.5%			

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

Exceso	100%	100%	15%	15%
--------	------	------	-----	-----

Si se llegase a encontrar zonas de muy difícil control de pérdidas por circulación, una vez agotados todos los recursos para controlarlas, se debe tener estimado el diseño de lechadas livianas de alta resistencia, para aislamiento de cualquier revestimiento.

Para todas las secciones equipo de flotación incluyendo como mínimo lo siguiente:

- a) Zapato Flotador (perforable con PDC)
- b) Collar Flotador (NR) (perforable con PDC)
- c) Centralizadores estándar (para garantizar un 80% stand off)
- d) Stop Ring
- e) Top Plug (non- rotating)
- f) Bottom (non-rotating)
- g) Soldadura líquida

- Brocas.

Servicio de suministro de brocas necesarias para la perforación del pozo, de acuerdo con la prognosis y litología suministrada las cuales pueden incluir, pero no se limita a Tricónica, PDC, de Insertos y coronadoras.

La cantidad de brocas por sección deberá ser estimada por el proponente con base a la litología suministrada al igual que las posibles contingencias con base la especificación mínima IADC que se muestra a continuación.

<b>Primera Fase ( 8 ½"</b>	PDC - TRC 8 ½"
<b>Segunda Fase (3 7/8"</b>	Corazonadoras 3 7/8"

- Tubulares y Cabezales

Suministro de materiales y servicios requeridos tanto para el cabezal como para el revestimiento. Incluye el suministro de los diferentes revestimientos de acuerdo con la especificación generada por el Servicio Geológico Colombiano, cabezales (sección A), adaptadores de cabezales requeridos para instalación del sistema de control del pozo, servicio de soldadura e instalación de cabezal (landing joint, etc), servicio de corrida de tubería de revestimiento (personal y equipos).

- a) Tubería Revestimiento 7", N-80, 23#/ft, BTC ó P-110, 29#7ft, BTC.
- b) Casing head 7 1/16"-5M (top flange), PSL.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

### 3.6 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE LOS POZOS OFFSET A LAS LOCACIONES PROPUESTAS.

El análisis preliminar en el histórico de desempeño de los pozos perforados en las cercanías de las locaciones de Tierralta y Montería las cuales las condiciones son resumidas en la siguiente tabla 3.

Nombre del pozo	Profundidad máxima (ft)	Tipo de equipo utilizado	Eventos relacionados con geología	Eventos relacionados con la operación	Oportunidades de Mejora
<b>Tierralta 2XP</b>	8711 parcialmente corazonado.	1500 HP Taladro petrolero convencional	1. Derrumbes continuos en las lodolitas. 2. Disparos de gas y presencia de H <sub>2</sub> S. 3. Paradas por tormentas eléctricas.	Problemas con las bombas de lodos, Top drive, cabezal	Era necesario bajar un revestimiento adicional para aislar intervalos derrumbados.
<b>SSJ-8A</b>	2161	225 HP. Taladro minero.	1. Embolamiento de la broca de corazonamiento. 2. Fuerte erosión de la broca de corazonamiento. 3. Mucho tiempo expuesta la formación durante la perforación, lo que incrementa fuertemente la posibilidad de problemas de los equipos.	Daño en el top drive, el pozo es un sidetrack del pozo adicional por pega por falta de bomba de lodos. Problemas en la bomba de lodos. Problemas mecánicos continuos en el equipo de perforación, incluido el motor y reemplazo del taladro. uso de revestimientos temporales para aislamiento de zonas problemáticas del pozo.	Tener equipos críticos con backup en locación tales como bombas y material de control de perdidas.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>		
	<b>Gestión Contractual</b>		
	<b>Anexo Técnico</b>		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

				eventos de pesca.	
<b>SSJ-10</b>	2050	350 HP (Taladro petrolero convencional) Taladro minero convencional	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Experimentó fuertes pérdidas de circulación controladas con cascara de arroz y carbonato de calcio grueso mesh.</li> <li>2. Entre los 306 y 336 pies de profundidad existe un evidente olor a azufre.</li> <li>3. Empaquetamiento de la sarta de perforación.</li> </ol>	<p>Se cambió el equipo de perforación petrolero por un equipo de perforación minero.</p> <p>Se recomienda utilizar Preventoras de mayor capacidad de contrapresión.</p> <p>Problemas mecánicos con la transmisión del equipo.</p>	<p>Tener disponibilidad de fuentes cercanas de agua fresca en escenarios de pérdida de circulación.</p> <p>Equipos perforadores mineros con mejor desempeño recuperación de núcleos.</p>
<b>SSJ Las Lauras 1X</b>	2310	250 HP	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Presento influjo de H2S en la zona de basamento.</li> <li>2. La roca de basamento resulto bastante competente y la perforación no presento muchos incidentes.</li> </ol>	<p>No se reportaron incidentes durante la perforación, tal vez porque la roca de basamento es muy competente, lo que facilito la tarea de perforación.</p>	<p>Se recomienda el uso de detectores de gases, así como caseta de mud logging+ cromatógrafo+ espectrómetro de masas.</p>

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>		
	<b>Gestión Contractual</b>		
	<b>Anexo Técnico</b>		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

<b>SSJ La Estrella 1X</b>	2190	320 HP. Taladro minero convencional	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Presentó restricción en varios intervalos y pérdida de circulación.</li> <li>2. Caída del pH del lodo donde la base polimérica se degradaba, se requirió química para incremento del pH.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El pozo presento un pescado de una broca.</li> <li>2. Se presentaron rupturas de tubería.</li> </ol>	Se recomienda hacer inspección previa de equipos y herramientas. Equipo deteriorado.
<b>SSJ 18</b>	735,4. No cumplió con la meta de perforación de 2000+ pies.	215 HP. Taladro minero convencional	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Presenta baja tasa de penetración.</li> <li>2. Problemas de limpieza del hueco.</li> <li>3. Embotamiento de la broca.</li> <li>4. Inestabilidad del hueco por reactividad de las arcillas.</li> <li>5. Pérdida de circulación Total.</li> <li>6. Pérdida de circulación parcial.</li> </ol>	El pozo presento mucha instalación de revestimientos temporales para pasar los intervalos problemáticos. Lodo con sobrepresión y fracturado. 78 días para perforar tan solo 735 pies. Lodolita sobre presionada, fracturada, y con muchos inconvenientes de pegas y pérdida de circulación.	Se recomienda tener caseta de mud logging para hacer seguimiento en el pozo. Se recomienda hacer estudios de interacción roca-fluido en litologías complejas.
<b>Nueva Esperanza.</b>	2266,24	250 HP. Taladro Minero convencional	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Presenta baja tasa de penetración.</li> <li>2. Problemas de limpieza del hueco.</li> <li>3. Embotamiento de la broca.</li> <li>4. Inestabilidad del hueco por reactividad de las</li> </ol>	El pozo llego más profundo por la instalación de revestimientos adicionales que permitieron que el pozo llegara a fondo.	Tener contingencias de bajar revestimientos en zonas complicadas.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>		
	<b>Gestión Contractual</b>		
	<b>Anexo Técnico</b>		<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

			arcillas. 5. Perdida de circulación Total. 5. Perdida de circulación parcial.		
<b>SSJ 17</b>	1059,3. No cumplió con meta de perforación.	220 HP. Taladro minero convencional	1.Embolamiento de la broca. 2. Inestabilidad del hueco por reactividad de las arcillas. 3. Perdida de circulación parcial. 4. Perdida de circulación total	El pozo no llego a objetivo por el continuo proceso de derrumbes y perdidas de circulación en el proceso de perforación.	Tener monitoreo más constante de parámetros.

### 3.7 CONDICIONES DE LA OPERACIÓN DE LOS POZOS CIRCUNDANTES EN EL ÁREA.

En muchos de los pozos perforados en las zonas circundantes la presión en fondo del pozo es un valor que se desconoce. Este valor es determinante en especial cuando las rocas son friables. En un caso donde el gradiente de fractura es de 0.75 psi/ft, una presión de bomba de apenas 575 psia, es suficiente para alcanzar ese valor de gradiente de fractura y ocasionar perdidas de circulación que a su vez puede derivar en episodios de pegas. Para el único pozo que se midieron propiedades de presión, el gradiente máximo es de 1.06, el cual corresponde a formaciones sobre presionadas.

En un escenario donde las presiones excedan los gradientes de fractura de las formaciones de interés, la limpieza de pozo está comprometida por el bajo retorno del lodo a superficie, lo que implica que la broca no se limpia por sí misma y el pozo no pueda avanzar en la extracción de núcleos.

En muchas de las muestras de núcleos hay evidencia de fracturas, pero no se ha determinado si fueron realizadas por el lodo (inducidas) o son de eventos anteriores a la perforación(naturales).

Los eventos de fractura de la formación se dan en eventos de:

- Arranques repentinos de la bomba. La bomba de lodos puede generar un golpe de ariete de 5-6 veces la presión nominal de salida de la bomba. La bomba debe tener en buen estado el fluid dampener para el arranque y parada de la bomba.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>		
	<b>Gestión Contractual</b>		
	<b>Anexo Técnico</b>		

- Descenso súbito de la presión de la bomba y aumento del galonaje. La formación una vez fracturada induce una caída de presión del sistema.

Pozo	Tipo de lodo	Área expuesta del pozo por pie en pies 2	Perdida de Circulación	Eventos de Pega	Disparos de gas	Presión máxima en el pozo. P de la bomba+ peso lodo	Gradiente de presión máxima (psia/ft)
<b>Tierralta 2XP</b>	Lodo Polímero Inhibido	0,39	1ra Fase: Si Segunda Fase: Si	Fase: Si 2da Fase: Si	Si: H2S	9545,0	1,096
<b>SSJ-8A</b>	Lodo Polímero	0,08	1ra Fase: Si 2da Fase: No	1ra Fase: No 2da Fase: Si	Si		
<b>SSJ-10</b>	Lodo Polímero	0,07	1ra Fase: No 2da Fase: Si Tercera Fase: Si	1ra Fase: No 2da Fase: Si Tercera Fase: No	No		
<b>SSJ Las Lauras 1X</b>	Lodo Polímero	0,165 0,1104 0,081 0,045	1ra Fase: No 2da Fase: No Tercera Fase: No	1ra Fase: No 2da Fase: No Tercera Fase: Si	Si: Burbuja H2S		
<b>SSJ La Estrella 1X</b>	Lodo Polímero	0,123 0,081 0,045	1ra Fase: No 2da Fase: Si Tercera Fase: Si	1ra Fase: No 2da Fase: Si Tercera Fase: Si	No		
<b>SSJ-18</b>	Lodo Polímero Disperso	0,39	1ra Fase: No 2da Fase: No	1ra Fase: No 2da Fase: No	No		
<b>SSJ-17</b>	Lodo Polímero Disperso	0,39 0,11 0,084	1ra Fase: No 2da Fase: Si	1ra Fase: No 2da Fase: No	Si		

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>		
	<b>Gestión Contractual</b>		
	<b>Anexo Técnico</b>		

<b>SSJ Nueva Esperanza 1X</b>	Lodo Polímero	0,1295	1ra Fase: No 2da Fase: Si	1ra Fase: No 2da Fase: No	Si		
		0 , 0 7 6 0 , 0 4 5					

**Tabla 16. Análisis de desempeño pozos offset a las locaciones propuestas del proyecto.**

En estos casos se requiere que existan mecanismos de monitoreo y control de las variables del proceso para evitar eventos de fractura.

### 3.8 EQUIPO TÉCNICO

Para garantizar el buen desarrollo del proyecto y el cumplimiento del objeto del contrato, el proponente deberá presentar ante Enterritorio un equipo idóneo de trabajo con la experticia específica demostrable en este tipo de proyectos, el cual deberá contar como mínimo con los siguientes perfiles:

Cantidad	Cargo por desempeñar	Formación Académica	Experiencia General (en años)	Experiencia Específica			% dedicación en la duración total, del contrato
				Como/En:	Número de años o proyectos	Requerimiento particular	
1	<i>Director de proyecto</i>	<i>Ingeniero de Petróleos con posgrado en gerencia de proyectos o petróleo o gas o gerencia de Hidrocarburos, o Ingeniero Geólogo con posgrado en gerencia de proyectos o petróleo o gas o gerencia de Hidrocarburos, o Geólogo con posgrado en gerencia de proyectos o petróleo o gas o gerencia de hidrocarburos</i>	10	<i>Gerente o director de Proyectos en proyectos de perforación de pozos exploratorios o estratigráficos.</i>	6	<i>Contar con certificación en Well control y Rig pass.</i>	100
2	<i>Ingeniero de perforación</i>	<i>Ingeniero de Petróleos</i>	8	<i>Ingeniero de Perforación en Proyectos de perforación de pozos exploratorios o desarrollo o estratigráficos.</i>	6	<i>Minimo uno (1) de los proyectos acreditados debe ser en operaciones de corazonamiento de pozos. El profesional deberá contar con certificación específica en pegas de tubería, control de pozos y actividades de pesca.</i>	100

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>			
	<b>Gestión Contractual</b>			
	<b>Anexo Técnico</b>			

3	Geólogo Well side	Geólogo	8	Geólogo en proyectos donde haya realizado recopilación de información geológica (incluyendo corazonamiento).	8	Deberá conocer sobre la realización de descripción litológica	100
2	Medico	Profesional en medicina licencia en salud ocupacional	4	Proyectos de perforación de pozos petroleros.	2	Mínimo uno (1) de los proyectos acreditados debe tener dentro de su alcance actividades como medico	100
2	Company Man	Ingeniero de petróleos	8	con experiencia como Ingeniero de Perforación con mínimo ocho (8) años en la planificación y ejecución de proyectos de perforación de pozos exploratorios y/o desarrollo y/o estratigráficos.	8	contar con certificación específica en pegas de tubería, control de pozos, actividades de pesca y rig pass	100
2	Profesional HSE	Profesional (Profesional en Salud Ocupacional, Ingeniería Industrial, Administración, Ingeniería Ambiental y Sanitaria, Ingeniería Forestal, Ingeniería Ambiental e Ingeniería Civil), especialista en el área HSEQ	5	Experiencia como supervisor HSEQ y/o interventor y/o auditor en HSEQ durante mínimo CINCO (5) años en pozos petroleros, con licencia en Seguridad y Salud en el Trabajo (anteriormente Salud Ocupacional)	5	5 proyectos como coordinador, director, o supervisor HSE en proyectos de perforación de pozos.	100
2	Profesional Ambiental	Título Profesional (Profesional en Biología, Administración Ambiental, Ingeniería Ambiental y Sanitaria, Ingeniería Forestal, Ingeniería Ambiental e Ingeniería Civil), especialista en áreas Ambientales o afines,	5	Experiencia como supervisor Ambiental y/o interventor y/o auditor en Medio Ambiente durante mínimo CINCO (5) años en pozos petroleros.	5	Proyectos como coordinador o director o supervisor de medio ambiente en proyectos de perforación de pozos	100
1	Profesional de actas	Profesional con título de pregrado en ingeniería ambiental y sanitaria y forestal o civil o arquitectura o hidrogeología o geología.	4	Como profesional de actas	5	Proyectos como experiencia en levantamiento de actas viales y socioambientales.	Mientras dure el levantamiento de las actas pre y post.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>		
	<b>Gestión Contractual</b>		
	<b>Anexo Técnico</b>		

2	Coordinador Social	<p><b>Opción 1:</b> Profesional con título de Pregrado como Trabajador social o sociólogo o antropólogo o comunicador social o profesional de las ciencias sociales.</p> <p><b>Opción 2:</b> Profesional con título de Pregrado de las ciencias sociales con postgrado en Gerencia Social o Gestión y Planeación de proyectos de desarrollo o Responsabilidad social.</p>	5	Como Profesional social o Coordinador o director o supervisor o interventor de Gestión y/o Responsabilidad Social	5	10 proyectos en el área de hidrocarburos, preferiblemente en pozo estratigráficos	100
2	Profesional de apoyo social	Profesional con título de Pregrado de las ciencias sociales	2	Como Profesional en Gestión o responsabilidad social en el sector privado o público	3	3 proyectos en el área de responsabilidad o gestión social en el sector de hidrocarburos	100
2	Administrador	Profesional en el área de administración o finanzas o economía o contaduría	3	Como profesional en administración de proyectos	3	3 proyectos en el área de administración en el sector de hidrocarburos	100
1	Profesional civil	Ingeniero civil	5	Experiencia en construcción de locaciones para la industria petrolera	3	3 proyectos en el área de construcción de locaciones en el sector de hidrocarburos (perforación) y 3 proyectos en el área de mantenimiento de vías	75 % (para la construcción y desmantelamiento de la locación, durante las obras de mantenimiento de la vía (inicial, durante y final del proyecto)

Tabla 17. Perfiles requeridos para la ejecución del proyecto.

### 3.9 Obligaciones técnicas

#### 3.10 Otras Obligaciones

- a. Dar cumplimiento al Plan de manejo ambiental aprobado para la ejecución de las actividades de perforación del pozo estratigráfico.
- b. Dar cumplimiento al Plan de manejo ambiental – PMA, para la ejecución de las actividades de perforación del pozo estratigráfico.
- c. Suministrar el transporte terrestre de carga (equipos, tubulares, herramientas de perforación, cabezales, etc), alquiler de vehículos y/o camionetas para la operación.
- d. Suministrar los combustibles y lubricantes para el equipo de perforación y demás equipos involucrados en las operaciones de perforación, camionetas, etc.
- e. Suministrar el agua para las actividades de perforación, cementación y las necesidades del campamento.

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

- f. Suministrar los sistemas y equipos requeridos para el manejo y tratamiento de las aguas residuales generadas.
- g. Asegurar la contratación de una o varias empresas para el transporte, manejo, tratamiento y disposición de Residuos sólidos y líquidos generados durante las actividades de perforación, incluidos residuos líquidos industriales y residuos sólidos industriales.
- h. Asegurar equipo básico para el control de incendios.
- i. Asegurar kit para el manejo de derrames de hidrocarburos.
- j. Asegurar un MEDEVAC para la operación.
- k. Tener una brigada integral para la atención de emergencias.
- l. Suministro de servicio de corrida de tuberías de revestimiento y soldadura de cabezal de pozo.
- m. Suministro de herramientas adicionales (centralizadores, Xovers, bit sub, sustitutos, herramientas de levantamiento y manejo de tuberías, etc) y martillos de perforación, necesarias para el correcto funcionamiento de las diferentes combinaciones ensambles de fondo a ser utilizados. Se incluyen también las herramientas de pesca necesaria para recuperar la sarta de perforación del contratista o alguno de sus componentes (BHA), las sartas de registros, las sartas direccionales y las de corazonamiento.
- n. Servicio terrestre de comunicaciones (datos y voz) con un canal lo suficientemente amplio (por lo menos 5Mbps a 10Mbps) que permita la transferencia en tiempo real de la información de perforación generada por la caseta de mud logging. Este servicio deberá enlazar adicionalmente los equipos de la caseta del CoMan y Well Site con la red.
- o. Elaboración del programa de perforación para la recuperación de núcleos.
- p. Suministro de equipos de cómputo y/o software e instrumentación para la parametrización de las actividades de seguimiento de desempeño de la perforación, como la recuperación de datos y corazones.
- q. Ejecución de la restauración y recuperación ambiental de las zonas afectadas y/o intervenidas.
- r. Elaboración de programa técnico de las diferentes líneas de servicio, el cual debe contener las instrucciones, procedimientos, descripción de materiales (Group loading), equipos, herramientas y demás especificaciones técnicas a utilizar por parte del Contratista para la ejecución de LOS SERVICIOS objeto de este Contrato el cual se refiere a un plan muy detallado de trabajo de cada línea. Se deberá incluir un árbol de decisiones para los siguientes eventos:
  - ✓ Control de pozo
  - ✓ Perdidas de lodo
  - ✓ Pega de tubería
- s. Se debe presentar a ENTerritorio, por cada fase del pozo, un informe sobre el desempeño de los servicios, que incluya indicadores de desempeño y enfoque de mejoramiento continuo (lecciones aprendidas). El criterio de desempeño será monitoreado por los representantes ENTerritotio campo y Bogotá.
- t. El Contratista cumplirá con los lineamientos legales y normativos en relación con las prácticas de Higiene, Seguridad y Ambiente, en relación con las actividades de construcción, perforación, toma de datos, registros y abandono del pozo. El personal

	<b>Dirección Geociencias Básicas</b>	
	<b>Gestión Contractual</b>	
	<b>Anexo Técnico</b>	<b>Fecha de Emisión: 22 de junio de 2021</b>

que ejecuta esta actividad deberá cumplir con el programa de simulacros y las reuniones de trabajo previas a la ejecución de actividades de riesgo, así como la certificación en cursos de seguridad en actividades y riesgos críticos del pozo, dentro del panorama de riesgos de la actividad.

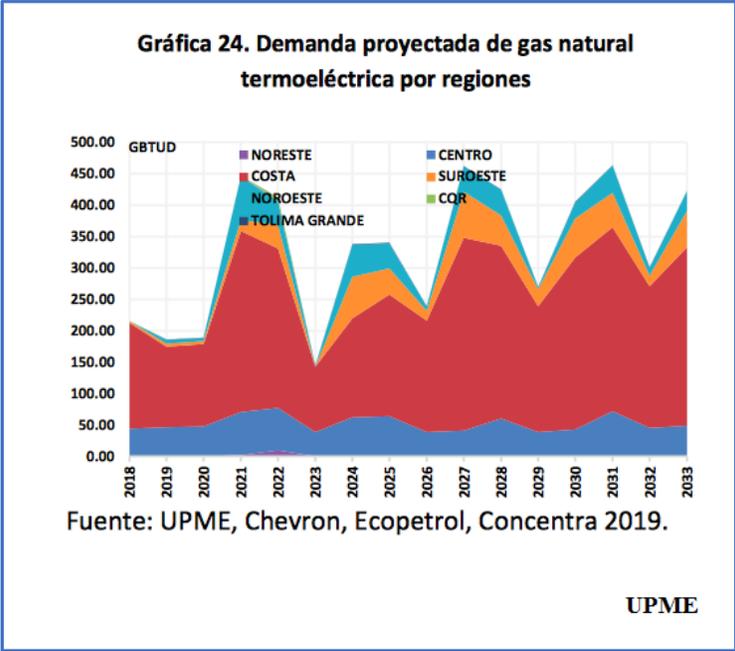
- u. Minimizar las pérdidas de tiempo y los tiempos no operativos. Las pérdidas de tiempo por reparaciones y/o fallas en el equipo de perforación y/o servicios asociados, así como también los tiempos inactivos por falta de materiales, herramientas y repuestos serán imputables al contratista.
- v. Suministrar pantallas o conexiones para operación real on time para ENTerritorio y la ANH, un mínimo de 4
- w. Determinar, gestionar y pagar la remuneración por concepto de servidumbre en el predio el que se llevará a cabo la perforación. Todo procedimiento para la gestión con los propietarios, poseedores, ocupantes de los predios debe orientarse a asegurar el cumplimiento del trámite señalado en la Ley 1274 de enero 5 de 2009 “Por la cual se establece el procedimiento de avalúo para las servidumbres petroleras” para determinar el valor de la indemnización a la que hubiere lugar.

### **3.11 OPTIMIZACIÓN OPERATIVA Y DE COSTOS DE DESARROLLO.**

El término “recursos” como se utiliza en este documento abarca todas las cantidades de hidrocarburos que se encuentran sobre o dentro de la corteza terrestre, descubierto o por descubrir (recuperable y no recuperable) más aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos de petróleo considerados actualmente, ya sea “convencional” o “no convencional”. (Tomado de la metodología de valoración de recursos y reservas en Colombia ANH, 11/09/2008 <https://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2011%20de%202008.pdf>).

Para el caso de la cuenca Sinu San Jacinto, el recurso hidrocarburífero es de gas y en algunos casos de gas condensado. El recurso del gas natural se ha vuelto mucho más aprovechable en las últimas décadas, mientras que a mediados y finales del siglo XX, su valor era bastante más bajo que en la actualidad. Debido a la legislación colombiana que permite que un operador privado pueda ser proveedor de electricidad, la comerciabilidad del recurso de gas está en una condición muy favorable y los tiempos de desarrollo de activos gasíferos es mucho menor. En la gráfica se muestra la demanda proyectada del gas natural para uso de energía termoeléctrica, que es cíclica, pero en franco crecimiento. El ítem de color rojo, que es la costa, señala que el cliente del gas natural tiene un fuerte interés en desarrollar campos de gas con un suministro estable. Este suministro estable implica que la capacidad real de producción de gas debe ser muy superior a la demanda y que la producción de gas estaría regulada vía demanda.

La demanda de gas desde el 2020 al 2032 Figura 20 se duplicaría por lo que la necesidad de una mayor exploración de cuencas con potencial gasífero cada vez es mayor, siendo el año 2022, la fecha en la que oferta de gas no puede ya cubrir la totalidad de la demanda, siendo que todavía no hay plantas regasificadora para importar el gas del exterior, con un precio mucho mayor que el mercado local.



**Figura 75. Demanda proyectada de gas natural termoeléctrica.**

A diferencia del petróleo (con un escenario de precios de muy alta volatilidad), la evaluación de reservas del recurso gasífero se basa en contratos a largo plazo donde el precio del gas este fijo por largos periodos de tiempo. Esto implica que las proyecciones de flujo de caja del ingreso por negocio gasífero son mucho más estables y el precio del gas en barriles de petróleo equivalente pueden ser incluso inferiores a 30 USD, escenario donde el negocio del petróleo no puede subsistir. El negocio del gas para cuencas Onshore y para pozos relativamente someros es bastante más viable en la medida que la demanda del gas proyectada solo puede aumentar. Esto es debido a que el gas libera mucho menos CO2 a la atmosfera por kilovatio producido que su equivalente en carbón térmico y las plantas de ciclo combinado son compatibles con fuentes de energía renovable con alto grado de intermitencia en entrega de energía tal como la energía solar fotovoltaica y la eólica.

La evaluación de las reservas de gas y el modelo económico de mucha menor volatilidad origina un negocio con mucha menor propensión al riesgo financiero y diseñado para dar mejores rentabilidades a proyectos marginales en función de la demanda creciente.

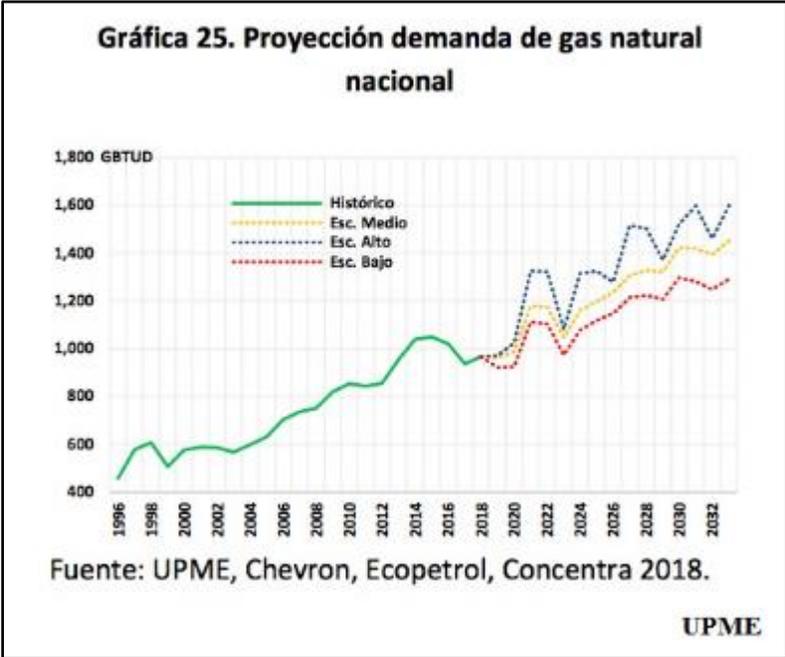


Figura 76. Proyección de demanda de gas natural en Colombia.