



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Identificación y evaluación de pozos
con oportunidades en campos
maduros de gas en yacimientos de
baja permeabilidad con base en
registros geofísicos de pozos**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Cesar Alejandro García Marmolejo

ASESOR DE INFORME

Ing. José Luis Ortiz López



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Agradecimientos

A mis padres, por haberlo dado todo para poder cumplir mis sueños. Ninguna palabra sería suficiente para agradecerles todo lo que soy.

A mis hermanos y familia que siempre han sido un apoyo y fuente de inspiración para lograr mis objetivos.

A mis compañeros y amigos del Petrobowl: Julio Villanueva, Cesar Flores, Oscar Pérez, Aarón Téllez y Emiliano López. Gracias por su compañerismo y trabajo auténtico en equipo.

A mis compañeros y amigos, Jeyson Torres, Darío Altamirano, Emiliano Gonzales, Alejandro Vallejo, Marlon del Valle, de la Facultad con quienes viví grandes momentos y experiencias, los llevaré siempre conmigo.

Al Dr. Fernando Samaniego Verduzco, por su indispensable asesoría técnica y los conocimientos, que muy amablemente me ha transferido.

Al equipo de Jaguar Exploración y Producción, por brindarme su apoyo en la realización de este trabajo.

A mi *alma mater*, la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería. Por haberme proporcionado todo lo necesario para convertirme en un profesionista.

Contenido

Introducción	7
1.- Marco general de la empresa	8
2.- Descripción de la problemática	9
3.- Antecedentes.....	10
3.1. Marco geológico regional	10
3.2. Antecedentes de exploración y desarrollo.....	15
3.3. Inventario de información, estudios e infraestructura	17
4.- Análisis e interpretación de resultados.....	24
4.1. Metodología de trabajo	24
4.2. Auditoria de la información.....	26
4.3 Aspectos geológicos y geofísicos	28
4.4. Aspectos petrofísicos	32
4.5. Caracterización de fluidos.....	47
4.6. Análisis y pronósticos de producción	48
4.7. Análisis Económico.....	52
4.8. Otras actividades	54
4.8. Caso de estudio.....	55
5.- Conclusiones y recomendaciones	73
Bibliografía.....	74

Listado de Figuras

- Figura 3.1 Mapa de la cuenca de Burgos en la que se muestran las franjas y áreas productoras
- Figura 3.2 Sección geológica regional de Burgos en la que se muestran los estilos estructurales dominados por fallamiento normal de crecimiento, bloques rotados y anticlinales de roll over. También se muestra la extensión de las Franjas de Paleoceno al Oligoceno.
- Figura 3.3 Columna estratigráfica del Terciario de la cuenca de Burgos.
- Figura 3.4 Sistemas petroleros de la Cuenca de Burgos: Pimienta-Midway, Wilcox y Vicksburg Frio.
- Figura 3.5 Polígono y Ubicación del Área de estudio.
- Figura 4.1 Metodología para la identificación de pozos con oportunidades.
- Figura 4.2 Ficha técnica de pozo.
- Figura 4.3 Sección estructural con orientación SW-NE, Bloque A.
- Figura 4.4 Sección estructural con orientación SW-NE, Bloque B.
- Figura 4.5 Sección estructural con orientación SW-NE, Bloque B
- Figura 4.6 Gráfica cruzada de porosidad vs permeabilidad de los núcleos del bloque B comparada con las correlaciones de autores para identificar la correlación que mejor ajusta al comportamiento de los yacimientos. En azul el mejor ajuste para los pozos del Bloque B.
- Figura 4.7 Gráfica cruzada de porosidad vs permeabilidad de los núcleos en el bloque A y B para la identificación de los tipos de roca.
- Figura 4.8 Calibración del modelo de saturación del pozo Puma-7. Techlog 2016.
- Figura 4.9 Histograma del volumen de arcilla para la formación Vicksburg. Techlog 2016.
- Figura 4.10 Porosidad efectiva estimada para los pozos Puma-13 y Puma-16. Techlog 2016.
- Figura 4.11 Evaluación petrofísica del pozo Puma-13, bloque A. Techlog 2016.
- Figura 4.12 Evaluación petrofísica del pozo Puma-31, bloque B. Techlog 2016.
- Figura 4.13 Ajuste de modelo de corte del pozo puma 23. Techlog 2016.
- Figura 4.14 Comportamiento histórico de producción del área en estudio.
- Figura 4.15 Diagrama de Flujo de trabajo de Pansystem®.
- Figura 4.16 Metodología para la evaluación económica.
- Figura 4.17 Ubicación geográfica pozo Puma-16.
- Figura 4.18 Historia de producción del pozo Puma-16.
- Figura 4.19 Estado mecánico, pozo Puma-16
- Figura 4.20 Configuración estructural en profundidad del área perteneciente al pozo Puma-16.
- Figura 4.21 Sección estructural sísmica en tiempo.
- Figura 4.22 Análisis de registros, pozo puma-16, intervalo 1916 - 1935 m. Techlog 2016.
- Figura 4.23 Correlación petrofísica pozos puma 16, 17 y 21. Techlog 2016.
- Figura 4.24 Mapa de burbuja de producción acumulada. OFM.
- Figura 4.25 Análisis de Curvas de Declinación, Pozo Puma-16, OFM.
- Figura 4.26 Pronóstico de Producción, Puma-16, intervalo 1916 – 1935 m.
- Figura 4.27 Pronóstico de producción pozo Puma-16.
- Figura 4.28 Pronóstico de producción total del área a desarrollar.
- Figura 4.29 Evaluación económica del intervalo 1916 - 1935 m, Puma 16.
- Figura 4.30 Flujo de caja, intervalo 1916 – 1935 m, pozo Puma-16.

Listado de Tablas

- Tabla 3.1 Inventario de información
- Tabla 3.2 Balance de pozos
- Tabla 3.3 Estado de Pozos.
- Tabla 3.4 Practicas comunes de desarrollo de pozos.
- Tabla 3.5 Instalaciones del área, Bloques A y B.
- Tabla 3.6 Cromatografía de gases del pozo puma 7.
- Tabla 3.7 Análisis de agua del pozo puma 7.
- Tabla 3.8 Estudios integrales
- Tabla 4.1 Saturación de agua y porosidad obtenida de análisis de núcleo.
- Tabla 4.2 Modelo de valores de corte de campos productores.
- Tabla 4.3 Modelo de corte para los yacimientos productores de los bloques A y B.
- Tabla 4.4 Parámetros petrofísicos promedios.
- Tabla 4.5 Composición del Gas por Campo del Área Contractual 5.
- Tabla 4.6 Columna geológica del pozo Puma-16
- Tabla 4.7 Registros tomados al pozo Puma-16.
- Tabla 4.8 Puma-16, intervalo 1916 – 1935 m.
- Tabla 4.9 Datos de salida del modelo analítico, Puma-16, intervalo 1916 – 1935 m.

Introducción

El proceso de desarrollo de campos maduros involucra la selección y evaluación de oportunidades, las cuales permitan potencializar los recursos disponibles con el fin de obtener el máximo beneficio posible. El problema que pretende solucionar este trabajo, es la necesidad de encontrar alternativas para optimizar e incrementar la producción de gas en este tipo de campos y extender su vida productiva a través del trabajo multidisciplinario de las áreas de la cadena de valor de la Exploración y Producción de hidrocarburos

El presente trabajo plantea el estudio global de un campo, centrándose en el análisis individual de cada pozo con potencial, tomando en cuenta la información disponible de datos de pozos y yacimientos a ser evaluados. Integrando los estudios de las diferentes áreas que existen en el campo petrolero se busca definir la mayor cantidad de oportunidades. Una vez detectadas las oportunidades se ubican y calendarizan los pozos candidatos a ser intervenidos en función de su factibilidad técnica y económica, logrando así incrementar la producción sin recurrir en inversiones iniciales altas.

Aplicando el flujo de trabajo descrito, se busca obtener una metodología que permita agilizar el análisis y diagnóstico de pozos un campo maduro de gas en yacimientos de baja permeabilidad, presentando las soluciones más viables a través de un análisis completo de todas las variables involucradas en un plan de desarrollo para este tipo de campos.

1.- Marco general de la empresa

A raíz de la Reforma Energética Mexicana aprobada en el año 2013, se propone la participación de la iniciativa privada en contratos de utilidad compartida en los sectores de exploración y extracción de petróleo y gas. La integración de las nuevas empresas, ha permitido el aumento de capital y tecnología, para el desarrollo de áreas con gran complejidad técnica y económica dentro del país.

Jaguar Exploración y Producción es una compañía mexicana privada establecida en 2014 por el Grupo Topaz, se dedica a la exploración, producción y operación de campos petroleros terrestres. Actualmente tiene operaciones en 2 países, México y Trinidad y Tobago.

En 2017, Jaguar E&P se adjudicó 11 áreas contractuales terrestres, las cuales corresponden a campos maduros, 6 áreas en la ronda 2.2 y 4 áreas en la Ronda 2.3. En la actualidad, por número de áreas adjudicadas es la segunda empresa después de Pemex más grande del país.

El trabajo multidisciplinario de las áreas que constituyen la empresa se enfoca en la evaluación y desarrollo de proyectos de los campos petroleros para aumentar y optimizar la producción, así como para incrementar las reservas de hidrocarburos. Dentro de los estudios y análisis que involucra al área de yacimientos y producción se encuentran la valoración de activos potenciales, análisis de curvas de declinación, simulación numérica de yacimientos, estudios de balance de materia, caracterización de fluidos, análisis de sistema roca fluido, análisis de registros geofísicos de pozo, estimación de reservas, estudio y selección de pozos para reparaciones mayores y menores.

Como empresa privada, con contratos de adjudicación Jaguar E&P al momento de recibir áreas en las rondas realizadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), debe definir un plan de desarrollo que permita establecer una estrategia para la extracción y producción de hidrocarburos, que le permita certificar reservas.

2.- Descripción de la problemática

Los campos petroleros atraviesan diferentes etapas a lo largo de su vida productiva, desde su descubrimiento hasta su abandono. La etapa de producción es una de las etapas más importantes, en la cual se busca obtener la mayor cantidad de hidrocarburo de la manera más eficiente. A medida que la producción de los campos avanza, esta tiende a declinar dado que la mayoría de los campos maduros han estado produciendo por 30 años o más, por lo que el estado de agotamiento juega un papel importante y se empiezan a presentar algunos problemas que afectan la productividad del campo, entre los cuales se encuentran: incrementos en el corte de agua, daño a la formación, fallas en sistemas artificiales de producción, problemas mecánicos en los pozos y problemas en instalaciones superficiales. Estos problemas acarrearán una caída en la tasa de producción de los pozos, pudiendo causar su cierre temporal o permanente.

A la caída en la producción como efecto de los diversos factores ya mencionados, también se le debe sumar el hecho de que muchos de los pozos en estos campos se encuentran en estado inactivo o produciendo por debajo de su verdadero potencial.

La gran demanda energética que se vive en la actualidad y a medida que las reservas de hidrocarburos líquidos comienzan a disminuir, el gas natural desempeñará un papel cada vez más importante, por lo que es necesario implementar acciones para desarrollar los recursos gasíferos con los que ya contamos, lo que presenta un desafío ya que los operadores deben manejar y contrarrestar la declinación de la producción en el corto plazo aumentando a su vez los factores de recuperación a largo plazo, tomando en cuenta que el descubrimiento de campos gigantes disminuye, y que las reservas de yacimientos no convencionales son más difíciles de desarrollar, tanto en el ámbito técnico como en el económico.

La mayoría de los campos de gas en México (gran parte de ellos pertenecientes a la Región Norte) se encuentran en su etapa madura y la fuerte caída en la tasa de producción es inevitable, aunado a esto, la poca inversión destinada para exploración y explotación, la volatilidad de los precios de los hidrocarburos y las complejidades geológicas existentes, implican un reto emergente a la hora de definir localizaciones para perforar pozos nuevos.

3.- Antecedentes

3.1. Marco geológico regional

El área de estudio pertenece a la provincia geológica conocida como Cuenca de Burgos está localizada en el noreste de México, ubicada en el norte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León.

3.1.1. Descripción de la cuenca

El área perteneciente a la cuenca de Burgos se ubica en la denominada Franja del Oligoceno, dentro del área contractual se han identificados los plays Frío Marino, Vicksburg (Oligoceno) y Jackson (Eoceno), la producción en estos plays es de gas húmedo y proviene de areniscas de grano fino a muy fino, depositados en ambientes fluvio-deltaicos y transicionales. En la **Figura 3.1** se muestra el mapa de la Cuenca de Burgos.

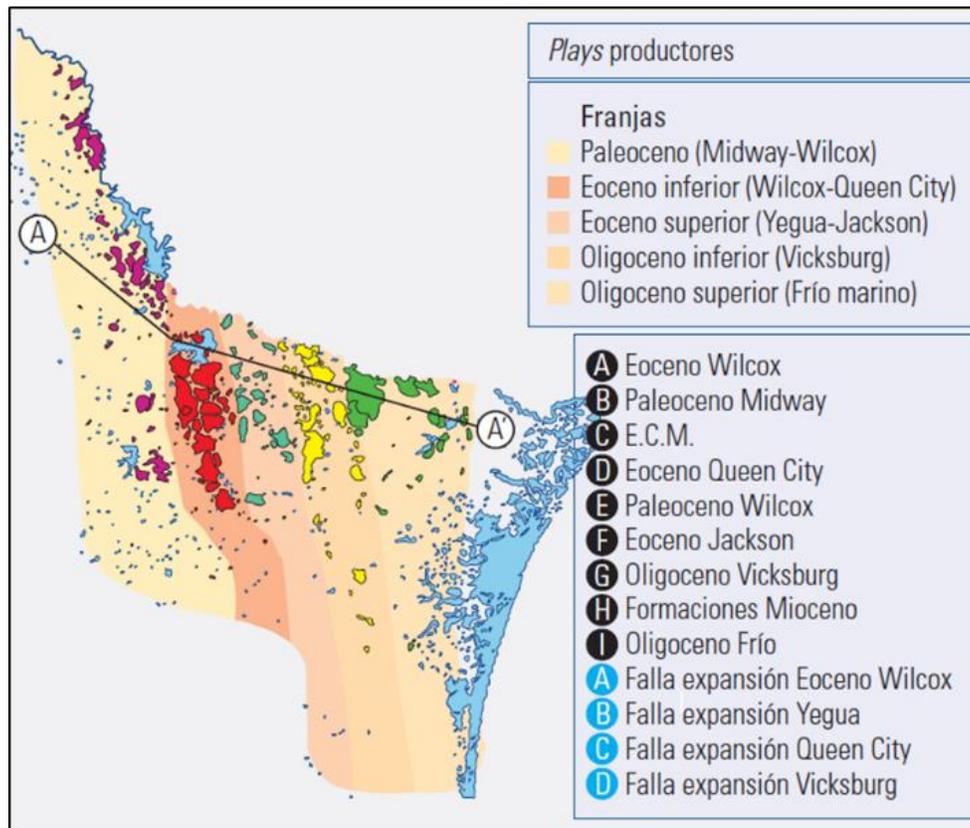


Figura 3.1 Mapa de la cuenca de Burgos en la que se muestran las franjas y áreas productoras

3.1.2. Marco tectónico regional

En su etapa temprana la Cuenca de Burgos formó parte de una antefosa o cuenca de antepaís ubicada hacia el frente del cinturón plegado laramídico de la Sierra Madre Oriental que durante el paleoceno y Eoceno afectó la parte occidental de esta cuenca. Sin embargo, la mayor parte del relleno sedimentario de la cuenca corresponde a depósitos asociados a una margen pasiva del Golfo de México. El alto de basamento conocido como El Burro-Picachos y la Península de Tamaulipas constituyen los límites sur y occidental de la cuenca., la cual se extiende hacia el norte adentrándose en el estado de Texas, EUA y hacia el oriente abarca parte de la planicie del Golfo de México.

El estilo estructural predominante de la cuenca corresponde a un sistema de fallas normales de crecimiento de orientación NW-SE con caída predominante al oriente, hacia donde las fallas se hacen más jóvenes y desplazamientos de algunos cientos de metros, **Figura 3.2.**

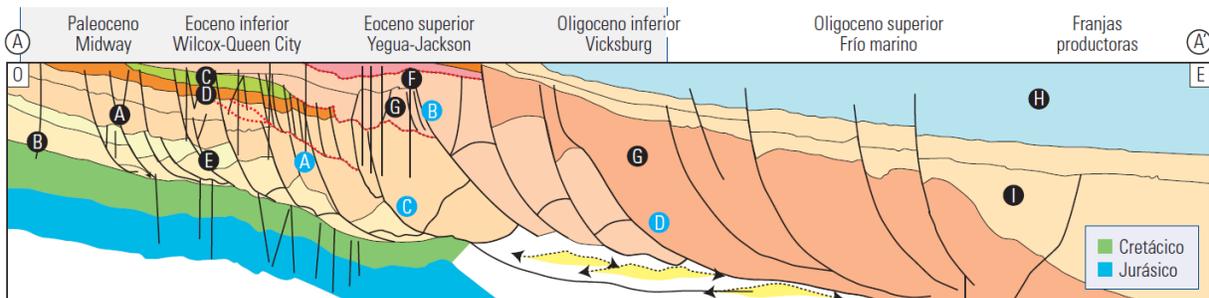


Figura 3.2 Sección geológica regional de Burgos en la que se muestran los estilos estructurales dominados por fallamiento normal de crecimiento, bloques rotados y anticlinales de roll over. También se muestra la extensión de las Franjas de Paleoceno al Oligoceno.

Las estructuras asociadas al área en estudio corresponden a estructuras alargadas tipo roll-overs cortadas por múltiples fallas normales de crecimiento que cortan estratos del Mioceno al Eoceno. Las fallas son lítricas y despegan sobre rocas arcillosas del Paleoceno y Eoceno.

3.1.3 Marco sedimentario y estratigráfico regional

La columna sedimentaria presente en el área incluye rocas carbonatadas del Mesozoico y clásticas del Terciario, sin embargo, los objetivos petroleros se encuentran en rocas del Eoceno (Fm. Jackson) y Oligoceno (FM. Vicksburg y Frío Marino).

La columna sedimentaria de la cuenca de Burgos abarca todo el Terciario y yace sobre rocas del Mesozoico. El espesor máximo de sedimentos calculado en el depocentro de la cuenca de aproximadamente 10,000 m y está compuesto litológicamente por una alternancia de lutitas y areniscas depositadas en ambientes transicionales y marinos someros siguiendo un patrón de progradación hacia el oriente.

En la  No se encuentra el origen de la referencia. se ilustra la columna sedimentaria de la cuenca haciendo referencia a las unidades estratigráficas-litológicas, plays productores y tipo de trampa de hidrocarburos.

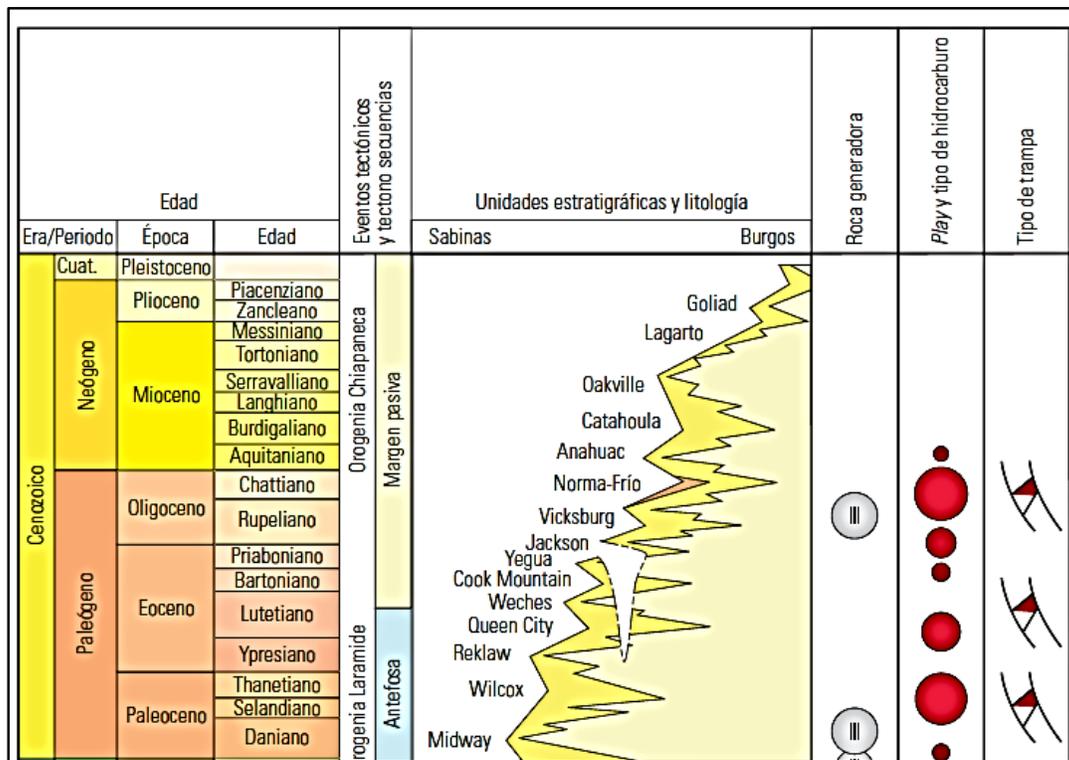


Figura 3.3 Columna estratigráfica del Terciario de la cuenca de Burgos.

3.1.4. Sistema petrolero

En la Cuenca de Burgos se han identificado tres sistemas petroleros: Pimienta–Midway, Wilcox y Vicksburg–Frio, (**Figura 3.4**) Las evidencias para la postulación de estos, se basan en la existencia común de rocas generadoras que presentan buenas condiciones de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica para la presencia de hidrocarburos, relacionadas con rocas almacenadoras y sello, así como los procesos que incluyen la formación de la trampa, generación, migración, acumulación del hidrocarburo y sincronía. La secuencia Cenozoica está integrada por depósitos de potentes secuencias arcillosas, con intercalaciones variables de areniscas de espesor delgado a medio, acumulados sobre una amplia y extensa plataforma continental de bajo relieve y lenta subsidencia, predominantemente de ambientes mixtos y marinos internos a medios. La sedimentación se efectuó en depósitos cíclicos sucesivos transgresivos-regresivos del Paleoceno al Reciente y que en general, representan una extensa progradación hacia el oriente.

PERIOD	EPOCH		PETROLEUM SYSTEM
CUATERNARY	PLEISTOCENE		
TERTIARY	MIOCENE	U	VICKSBURG FRIO (!)
		M	
		L	
	OLIGOCENE	U	
		L	
	EOCENE	U	
		M	
		L	
	PALEOCENE	U	
		L	
CRETACEOUS	UPPER	PIMIENTA MIDWAY (!)	
	LOWER		
JURASSIC	UPPER		

Figura 3.4 Sistemas petroleros de la Cuenca de Burgos: Pimienta-Midway, Wilcox y Vicksburg Frio.

3.2. Antecedentes de exploración y desarrollo

El área en la cual se centra este trabajo está dividida en los Bloques A y B. El Bloque A, se encuentra aproximadamente a 33 km al SE de la ciudad de Reynosa-Tamaulipas, a 19 km al Sur de la ciudad Río Bravo y el Bloque B, está localizado en el estado de Tamaulipas, aproximadamente 15 km al SO del centro de la ciudad de Reynosa, ambos bloques se ubican dentro de la Cuenca de Burgos.

En la **Figura 3.5** se muestra el polígono, ubicación, división estatal y municipal del área de estudio, Bloques A y B.

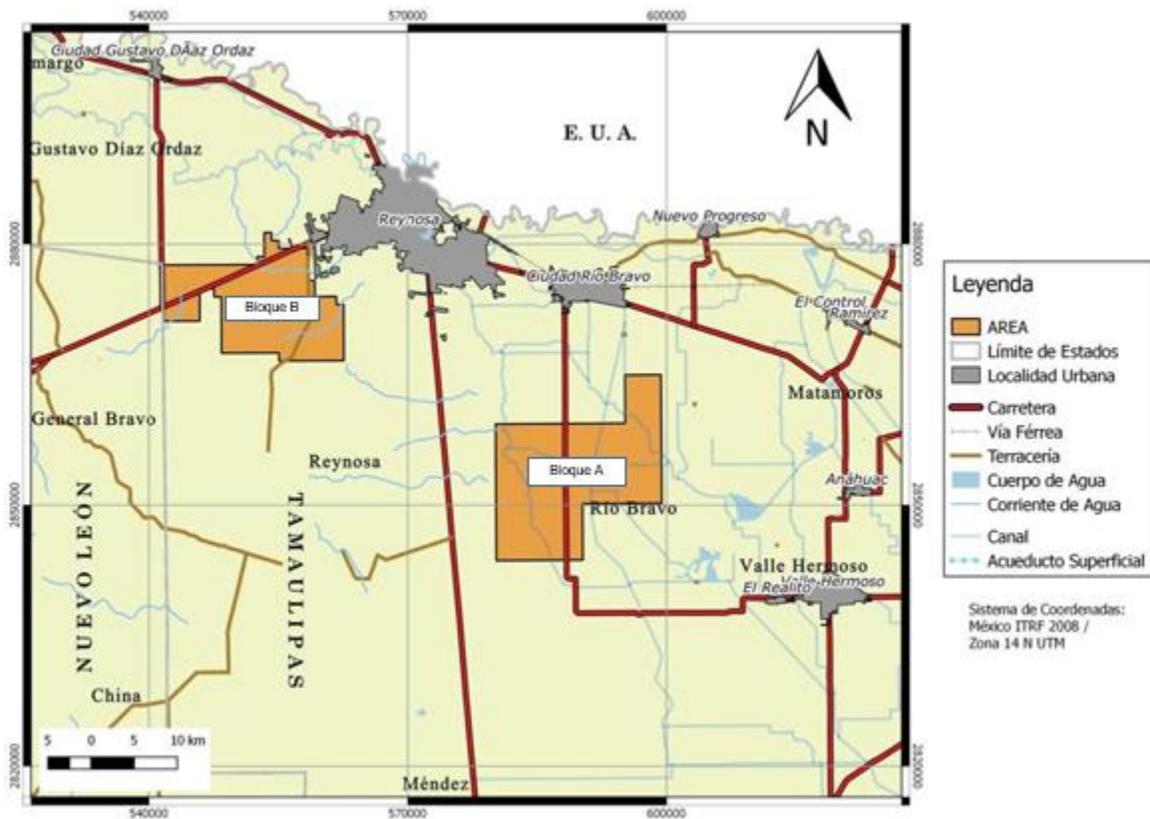


Figura 3.5 Polígono y Ubicación del Área de estudio.

Bloque A

La exploración petrolera en el área, específicamente en el Bloque A, comenzó con la perforación del pozo exploratorio puma 12 en el año 1951, resultando seco. Durante el período entre 1954 a 1960 se perforaron los pozos exploratorios puma 1, 3 y 8, resultando secos los 3 pozos. Posteriormente, en los años 1961, 1965, 1966 y 1969 se perforaron un total de cinco (05) pozos (Puma 12, 4, 6, 9 y 5) resultando secos, improductivos o con producción de gas no comercial.

En marzo y julio del año 2000 se perforaron los pozos exploratorios puma 10 y puma 2, resultando improductivo y productor no comercial respectivamente. Para el año 2001, se perforó el pozo puma 13 resultando productor de gas en la formación Oligoceno Vicksburg con un gasto de 2.44 MMpcd, pero sin posibilidades de explotación por falta de líneas de descarga en el área (nunca conectado). Finalmente, el desarrollo del Bloque A comenzó con la perforación en marzo del 2012 del pozo puma 7, el cual resultó productor de gas de la formación Oligoceno Vicksburg conectado a producción en marzo del 2014.

Bloque B

El Bloque B, comenzó su exploración con la perforación del pozo puma 26 en octubre de 1952, resultando productor en la formación Oligoceno Vicksburg y activo desde 1955 a la fecha.

Los pozos puma 26, 27 y 28 fueron perforados en diciembre de 1952, marzo de 1953 y mayo de 1953 respectivamente, resultando el puma 27 sin posibilidades de explotación por baja rentabilidad y los puma 27 y 28 secos, improductivos. El pozo exploratorio puma 30, fue perforado en el año 1965, siendo improductivo. En agosto del 2001, se perforó el pozo exploratorio puma 14, consiguiendo resultados positivos al producir de la formación Oligoceno Vicksburg, acumulando 2.174 MMMpc hasta abril del 2008. Los pozos exploratorios puma 23 y 16, perforados en Julio y octubre del 2002, son productores de la formación Oligoceno Vicksburg. En el año 2003, se perforaron los pozos exploratorios puma 19 (productor del Eoceno Jackson), puma 22 (productor del Oligoceno Vicksburg) y puma 18, taponado por resultar seco. Posteriormente, en el año 2004, se perforaron los pozos exploratorios puma 31, 20 y 33. Finalmente, en los años 2006 y 2009, se perforaron los pozos exploratorios puma 17 y 21, ambos improductivos.

3.3. Inventario de información, estudios e infraestructura

La información disponible para los yacimientos dentro del área se divide de la siguiente manera: de 33 pozos con los que se cuenta, 17 contienen información relacionada a núcleos, 19 contienen información de muestras de canal, 33 contienen información de registros de pozos, 18 contienen información petrofísica y 14 contienen estudios de fluidos. En la **Tabla 3.1** se muestra la información disponible.

Pozos	Núcleos	Muestras de canal	Registros de Pozos	Petrofísica	Estudios de Fluidos
Puma-14		*	*	*	*
Puma-15			*	*	
Puma-16		*	*	*	*
Puma-17			*		
Puma-18	*	*	*	*	
Puma-19	*	*	*	*	*
Puma-20	*	*	*		*
Puma-21		*	*	*	
Puma-22	*	*	*	*	*
Puma-23	*		*	*	*
Puma-24			*	*	*
Puma-25			*		
Puma-26	*	*	*	*	*
Puma-27	*		*	*	
Puma-28	*	*	*	*	
Puma-29			*	*	
Puma-30	*	*	*		
Puma-31	*	*	*	*	
Puma-32			*		*
Puma-33			*	*	*
Puma-1		*	*		
Puma-2	*	*	*	*	*
Puma-3	*	*	*		
Puma-4			*		
Puma-5	*	*	*		
Puma-6	*	*	*		
Puma-7		*	*	*	*
Puma-8			*		
Puma-9			*	*	
Puma-10	*	*	*		*
Puma-11	*		*		
Puma-12			*		
Puma-13	*	*	*		*

Tabla 3.1 Inventario de información

3.3.1. Pozos

Los 33 pozos perforados se encuentran distribuidos de la siguiente manera: 13 en el bloque A y 20 en el bloque B. En la **Tabla 3.2**, se presenta un resumen del balance de los pozos en estudio, en donde es importante resaltar los pozos que se encuentran en producción según la información con la que se cuenta, con una producción promedio a julio 2018 de **1.8 MMpcd**.

Condición	# Pozos	Comentarios
Abiertos	11	1 pozo productor del Bloque A y 10 pozos del bloque B
Cerrados	4	1 pozo del Bloque A y 3 pozos del Bloque B, de los cuales 1 está programado para taponamiento
Taponados	18	11 pozos del Bloque A y 7 pozos del Bloque B
Total	33	

Tabla 3.2 Balance de pozos

De igual manera en la **Tabla 3.3**, se muestra la cantidad de pozos que cuentan con sistemas artificiales de producción, entre los cuales se tiene tubería capilar, válvula motora, sarta de velocidad y lanzadora de barras. Resaltando la importancia del uso de tecnologías en pozos en campos maduros de gas.

Pozos	Número de Pozos
Productores	Total de productores
Fluyentes	6
SAP	5
Cerrados	3
Inyectores	1
Taponados	Total de taponados
Definitivos	18
Temporales	0
Letrina	0
Total	33

Tabla 3.3 Estado de Pozos.

Por otra parte, las prácticas comunes del desarrollo de pozos tales como, intervalos disparados, estado mecánico, terminaciones, estimulaciones, fluidos de perforación, resultados de pruebas de producción, geometría de pozo, entre otros, se pueden encontrar de manera representativa en la **Tabla 3.4**

Pozo	Terminación	Geometría	Fluido de Perforación	Intervalo (m)	Estimulaciones	Pruebas de producción
Puma-16	TL 3 1/2"	Vertical	Emulsión Inversa	2254-2266	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 1.850 MMpcd , Qw: 97 bpd
				2279-2796	---	Fluyo gas, sin presión
Puma-19	TL 4 1/2"	Vertical	Emulsión Inversa	3516-3528	Fracturamiento Hidráulico	No fluyó, recupero agua
				3170-3177	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 0.3 MMpcd, Qw: 6 bpd
				2883-2892	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 5 MMpcd, Qc: 57 bpd ,Qw: 36 bpd
				2584-2592	---	Qg: 2.3 MMpcd, Qc: 41 bpd , Qw: 38 bpd
Puma-20	TL 4 1/2"	Direccional	Emulsión Inversa	4944-4960	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 3 MMpcd , Qw: 35 bpd
				4077-4085	---	Fluyó gas si presión
Puma-22	TL 4 1/2"	Vertical	Emulsión Inversa	4580-4593	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 6.716 MMpcd , Qw: 80 bpd
Puma-23	TL 4 1/2"	Vertical	Emulsión Inversa	3033-3042	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 2.6 MMpcd, Qc: 57 bpd, Qw: 160 bpd
				2912-2925	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 3 MMpcd, Qc: 24 bpd, Qw: 5 bpd
				2830-2843	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 6.1 MMpcd, Qc: 134 bpd
				2765-2776	Fracturamiento Hidráulico	Qg= 2.809 MMpcd, Qw= 36 bpd
Puma-7	TL 4 1/2"	Vertical	Bentonítico / Emulsión Inversa	2931-2949	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 0.667 MMpcd, Qw: 343 bpd
				3285-3298	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 1.911 MMpcd, Qw: 278 bpd
				3815-3830	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 1.792 MMpcd Qw: 12 bpd
				3947-3955	---	Gas sin presión
Puma-32	TL 4 1/2"	Direccional	Emulsión Inversa	3718-3730	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 3.8 MMpcd, Qc: 1 bpd , Qw: 48 bpd
Puma-31	TL 4 1/2"	Vertical	Emulsión Inversa	3628-3638	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 4.725 MMpcd, Qw: 44 bpd
				2630-2642	---	Fluyó agua
				3627-3638	Fracturamiento Hidráulico	Qg: 4.951 MMpcd, Qw: 81.6 bpd
Puma-26	T.P 2 3/8"	Vertical	Emulsión Inversa	1595.5-1604	Tratamiento ácido	Qg: 0.35 MMpcd

Tabla 3.4 Practicas comunes de desarrollo de pozos.

3.3.2. Infraestructura

El total de instalaciones ubicadas en el área que se presenta en este apartado, fue elaborado con base en la interpretación de la información almacenada en el cuarto de datos.

La infraestructura total existente dentro del perímetro del área, está conformada por las instalaciones presentadas en la **Tabla 3.5**, según información del cuarto de datos. La infraestructura con la que el Operador cuenta, consiste en los pozos y líneas de descarga dentro del área en estudio, así como estaciones de recolección y compresión de gas.

Instalación	Bloque	Descripción
Estación de Recolección de Gas (ERG)	Bloque A	ERG Pozo puma - 7 (Capacidad Instalada de Separación: 20 MMpcd) ²
	Bloque B	ERG Pozo puma - 26 (Sin Información)
Estación de Recolección y Compresión de Gas (ER y CG)	Bloque A	No cuenta con ERG y CG
	Bloque B	ER y CG S-2: Capacidad Instalada de Compresión: S/I (Capacidad Instalada de Separación de Alta Presión: 15 MMpcd) ² (Capacidad Instalada de Separación de Baja presión: 10 MMpcd) ²
Múltiples de Recolección de Pozos	Bloque A	No Reportado
	Bloque B	
Cabezal de Recolección de Gas	Bloque A	No Reportado
	Bloque B	
Líneas de Descarga	Bloque A	01 (01 S/I de Condición Operativa)
	Bloque B	17 (06 operativas, 05 F/O Definitiva, 06 S/I de Condición Operativa)
Gasoductos	Bloque A	02 (01 Operativo, 01 S/I de su Diámetro, Longitud y Condición Operativa)
	Bloque B	14 (11 Operativos, 03 F/O Definitiva)
Gasolinoductos	Bloque A	No Reportado
	Bloque B	05 (04 Operativos, 01 F/O Temporal)

Tabla 3.5 Instalaciones del área, Bloques A y B.

F/O: Fuera de operación
S/I: Sin información

3.3.3. Fluidos

Desde el inicio de la explotación de los campos en área, el estudio de las propiedades de los fluidos se ha realizado a través de cromatografías de gases en superficie y análisis de agua.

El área cuenta con 46 cromatografías de gases a condiciones de superficie. De la cromatografía de gases se obtienen parámetros relevantes para las áreas de yacimientos, producción, comercialización, etc.

Las 46 cromatografías de gases tomadas reportan, principalmente, el peso específico del gas, poder calorífico del gas, así como el porcentaje molar de la composición de metano, etano, propano, i-butano, n-butano, i-pentano, n-pentano, hexano, nitrógeno, dióxido de carbono, etc. (ejemplo, **Tabla 3.6**).

Pozo Campo Fecha de muestreo	Puma – 7 UNAM – 5 30/05/2012
Metano (%mol)	94.91
Nitrógeno (%mol)	0.09
CO ₂ (%mol)	0.03
Etano (%mol)	3.3
Propano (%mol)	0.82
i-Butano (%mol)	0.32
n-Butano (%mol)	0.18
i-Pentano (%mol)	0.08
n-Pentano (%mol)	0.06
Hexanos (%mol)	0.21
Total (%mol)	100
Peso específico	0.594
Poder calorífico (BTU/pc)	1018.72
Peso molar	17.19

Tabla 3.6 Cromatografía de gases del pozo puma 7.

En total, se han realizado 112 análisis de agua en los pozos del área. El análisis de agua conforma un papel significativo en el modelo dinámico, la simulación numérica, la estimación reservas y el cálculo de gastos de operación, así como gastos de capital para infraestructura enfocada en manejo de agua en superficie.

Su realización es importante porque las propiedades del agua de formación varían entre un yacimiento y otro y dentro de un mismo yacimiento. La composición del agua depende de una serie de parámetros que incluyen el ambiente sedimentario, mineralogía, historia de presión y temperatura, entre otros. Entre los parámetros obtenidos se encuentra el pH, la salinidad, alcalinidad, contenido de cloro, Cloruro de Sodio, etc. (**Tabla 3.7**).

Campo	UNAM – 5
Pozo	Puma – 7
Fecha	09/10/2014
pH	7.2
Salinidad (mg/L)	9,650
Alcalinidad (mg/L)	314.7
Cl (mg/L)	4927.2
NaCl (mg/L)	8130.92

Tabla 3.7 Análisis de agua del pozo puma 7.

3.3.4. Estudios Integrales

Se consideran como estudios integrales aquellos que involucran información y análisis de varias disciplinas como geología, petrofísica, geofísica, yacimientos, producción, estadística, administración, etc. (**Tabla 3.8**).

Nombre del estudio	Disciplinas relacionadas	Objetivo del estudio
Análisis del área de drenaje de pozos	Geofísica, geología, yacimientos y producción	Determinar áreas con reservas remanentes para perforación de pozos.
Evaluación petrofísica	Petrofísica, yacimientos y producción	Estimar las propiedades promedio para los intervalos productores.
Análisis de oportunidades	Geofísica, geología, petrofísica, yacimientos, producción, evaluación de proyectos.	Encontrar pozos con potencial de reparaciones mayores y menores.

Tabla 3.8 Estudios integrales

4.- Análisis e interpretación de resultados

4.1. Metodología de trabajo

Los pozos en campos maduros pueden ser un negocio rentable, dependiendo de la estrategia utilizada y del modelo de gestión de campo aplicado para la operación, las consideraciones para su evaluación son las siguientes:

- **Definir una estrategia:** buscar oportunidades, evaluando zonas potenciales así como re-evaluando zonas estudiadas con el propósito de estimular formaciones nuevas o viejas, aplicando nueva tecnología.
- **Definir parámetros críticos:** ubicación de los campos, profundidades de los pozos, estructuras geológicas, formaciones de interés, condiciones del pozo, estado y condición superficial de las instalaciones y/o sistemas artificiales de producción presentes.
- **Realizar inspección en sitio:** visitar cada ubicación e instalaciones. Checar condiciones de infraestructura, líneas de descarga, compresores, sistemas de almacenamiento y recolección.
- **Evaluar la producción cercana:** verificar si los pozos cercanos están produciendo de la misma formación. En dado caso de que el pozo produzca por dos intervalos, realizar una distribución de producción con el propósito de evaluar el potencial de cada intervalo.

Esta evaluación puede conducir a uno o una combinación de flujos de trabajo de optimización inmediata y de impacto porque puede identificar oportunidades para las cuales los tipos de solución pueden estar bien centrados o extenderse a través de un campo. Una vez la zona productiva es identificada se debe tomar una decisión sobre cómo mejorar la recuperación. Este proceso puede identificar oportunidades para su consideración inmediata (re disparos o estimulaciones) o para un análisis de yacimientos más detallado (Pruebas tecnológicas).

La actividad de la evaluación es un trabajo de equipo que requiere de la participación de muchas áreas de experticia, cada una aportando sus mejores estimaciones. La metodología que tiene como objetivo mostrar el flujo de trabajo enfocado en la descripción del proceso de indentificación de pozos con oportunidad se presenta en la **Figura 4.1** de manera esquematica.

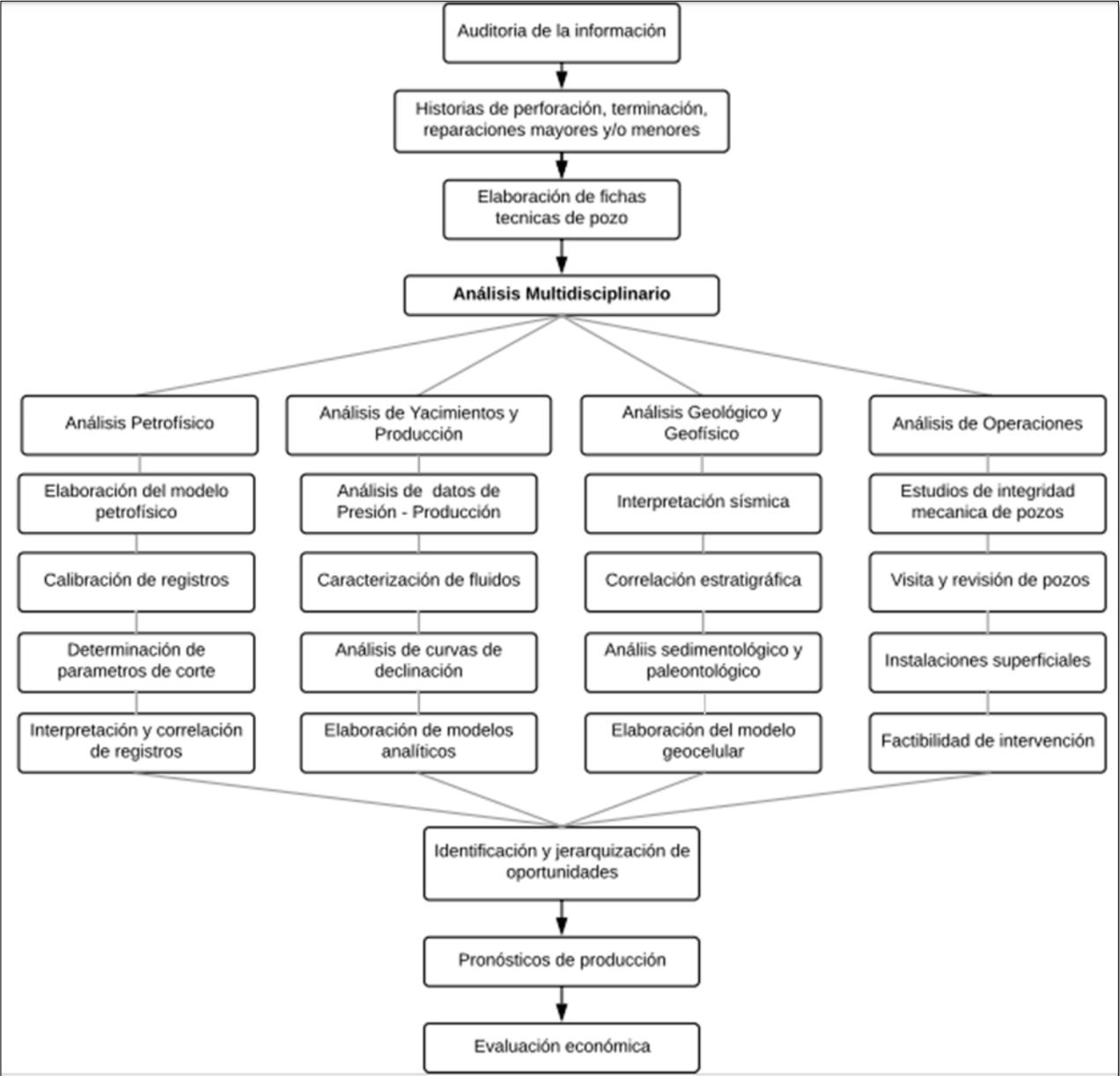


Figura 4.1 Metodología para la identificación de pozos con oportunidades.

4.2. Auditoria de la información

Para entender el potencial que tienen los pozos con oportunidad, se debe de conocer la condición mecánica del pozo y el rendimiento de producción, así como otros parámetros que serán explicados en el presente trabajo. Toda esta información se obtiene de programas e informes de perforación y terminación, estados mecánicos, reportes de intervenciones, reportes diarios de producción, registros de pozo e información adicional adquirida por el personal de campo en las visitas a pozo. La información requerida para la evaluación e identificación de oportunidades, es la siguiente:

- **Historia del pozo:** cronología de los eventos ocurridos en el pozo a lo largo de su historia productiva, incluye la información más relevante sobre la perforación y terminación del pozo, así como reparaciones mayores (RMA) y reparaciones menores (RME), re disparos, o cualquier otra intervención que se hayan llevado a cabo; esto con el propósito de saber que técnicas y/o tecnologías han tenido éxito y cuáles no.
- **Estado mecánico de pozo (actual):** estructura del pozo, incluyendo tubería de producción, tuberías de revestimiento, sistemas artificiales de producción, especificaciones de disparo, empacadores, tapones (mecánicos o de cemento), etc. Esta información es de vital importancia para evaluar las posibles modificaciones que se puedan efectuar en el pozo, así como para saber que tecnologías son compatibles y pueden ser implementadas, para mejorar el rendimiento del pozo.
- **Datos de producción:** Aforos, pruebas de presión - producción, pruebas de formación, resaltando el intervalo probado, así como su periodo de producción, la producción acumulada y la formación a la cual pertenece, con el propósito de establecer una línea base del potencial del pozo.
- **Localización del pozo:** necesaria para poder ubicar pozos vecinos correlacionables con el pozo de interés.

Con la toda la información recopilada, se realizan fichas técnicas (Figura 4.2), las cuales permiten una visualización más rápida y exacta de los parámetros asociados al pozo en estudio. Todo esto con el propósito de establecer y proponer soluciones para mejorar la producción actual del pozo.

Well 31

- Dry Gas Producer.

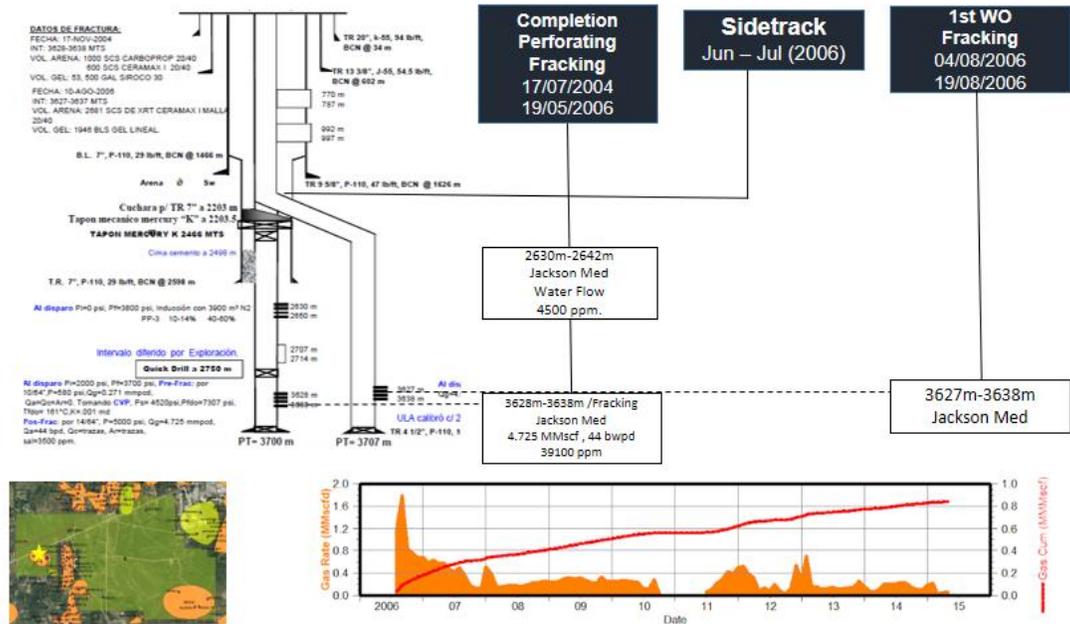


Figura 4.2 Ficha técnica de pozo.

4.3 Aspectos geológicos y geofísicos

El modelo estructural está constituido por seis horizontes que corresponden las formaciones de Oakville, Catahoula, Anáhuac, Frio No Marino, Frio Marino, Vicksburg par el caso del bloque A. En donde, la formación más profunda detectada es la corresponde a Vicksburg. En este bloque se tiene tres fallas de crecimiento principales la más profunda tiene una orientación del NE al SW, es ahí donde todas las demás fallas de crecimiento terminan (**Figura 4.3**).

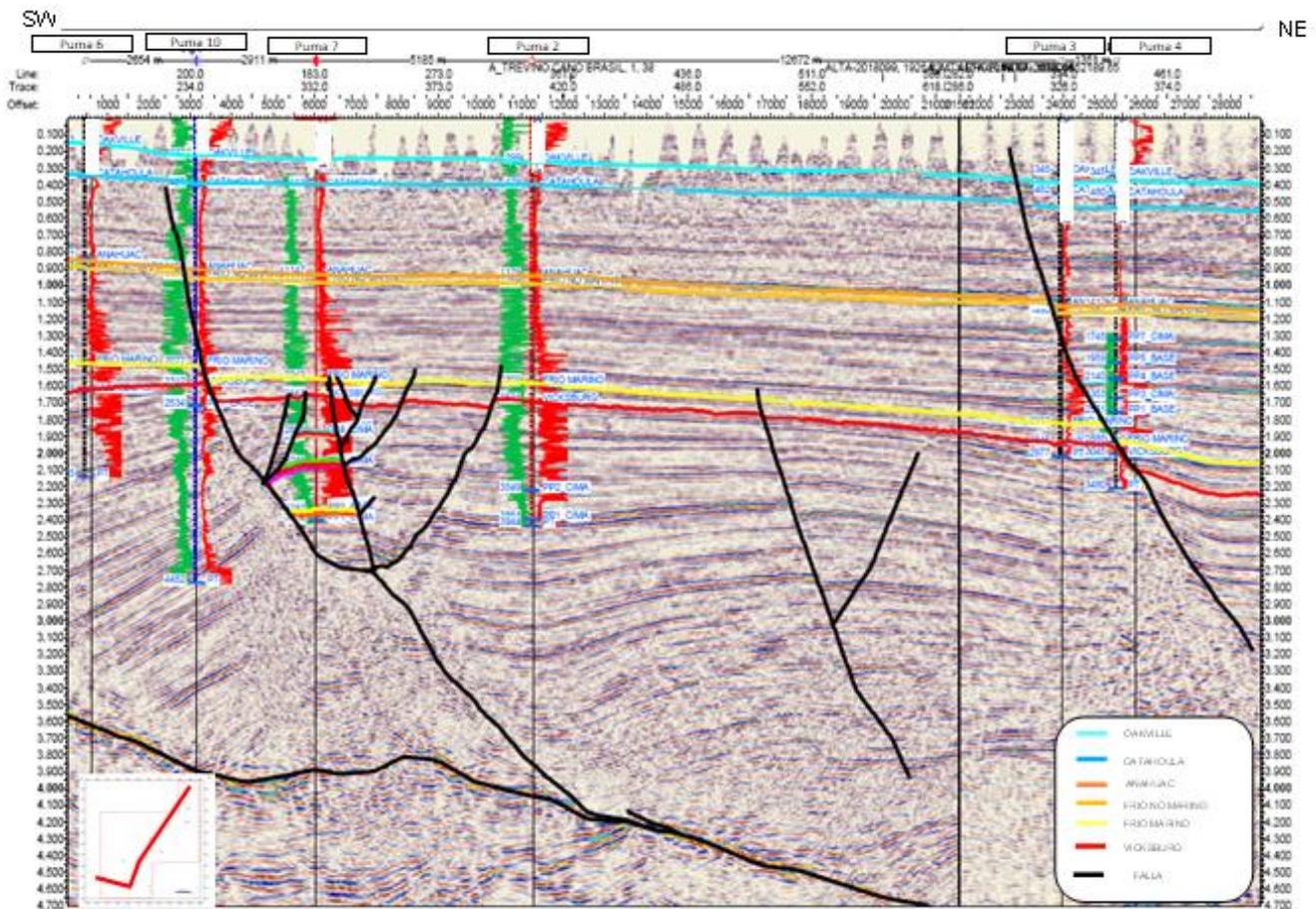


Figura 4.3 Sección estructural con orientación SW-NE, Bloque A.

En la parte norte del Bloque A se encuentra más somera que en la porción sur (zona de los pozos Puma-6, Puma10 y Puma-7). Todas las fallas de crecimiento principales tienen su buzamiento hacia el Este. La segunda falla principal la cortan los pozos Puma-10, entre las formaciones de Frio no Marino y Frio Marino. La tercera falla de crecimiento principal la cortan

los pozos Puma-3 y Puma-2. De esta forma el bloque A se puede zonificar en tres bloques, dados por estas tres fallas principales. Para cada falla principal se tienen asociadas fallas normales de descanso, con las que se forman estructuras en flor negativa, donde es más probable la trampa de hidrocarburos. La mayor de estas estructuras se encuentra en el área del pozo Puma-7, donde se tiene intervalos productores. Las fallas secundarias de esta estructura en flor transgreden hasta la formación Frio Marino. En cambio, las fallas de crecimiento principales llegan hasta la formación Oakville.

En la mayoría de las zonas el echado de los estratos es casi horizontal, con excepción de la porción Oeste, donde por debajo de la formación Vicksburg, entre las dos fallas de crecimiento principal. En esta zona los echados de los estratos van aumentando con la profundidad, efecto de la diferencia de la velocidad con la que cada falla se desarrolló. Este echado buza hacia el Oeste, hacia la falla más regional.

En el caso del bloque B, se correlacionaron las formaciones de Frio no Marino, Conglomerado Norma, Vicksburg, Jackson Superior, Jackson Medio y Jackson Inferior.

Solo el pozo de Puma-19, es donde se cortan las cimas de las formaciones Jackson Superior, Jackson Medio y Jackson Inferior. Es también este pozo que corta la falla de crecimiento más profunda en el área del bloque B. Existen otros pozos que cortan a las unidades del Jackson, pero lo hacen por las fallas de crecimiento, pasando de la formación Vicksburg las unidades de Jackson, pero que no son la cima formacional (**Figura 4.4**).

Se tiene tres fallas de crecimiento principales en el bloque B, estas buzan hacia el Este, y tiene una dirección preferentemente Norte Sur. Esto provoca que se divida en tres bloques. En el bloque del Este se encuentran los pozos: Puma-30, Puma-21, Puma-16 y Puma-17. En el bloque central se encuentran los pozos Puma-18, Puma-14, Puma-15, Puma-23, Puma-24, Puma-25, Puma-33, Puma-20 y Puma.22. En el bloque del Oeste se encuentran los pozos Puma-19, Puma-31, Puma-32, Puma-26, 27, 28 y 29.

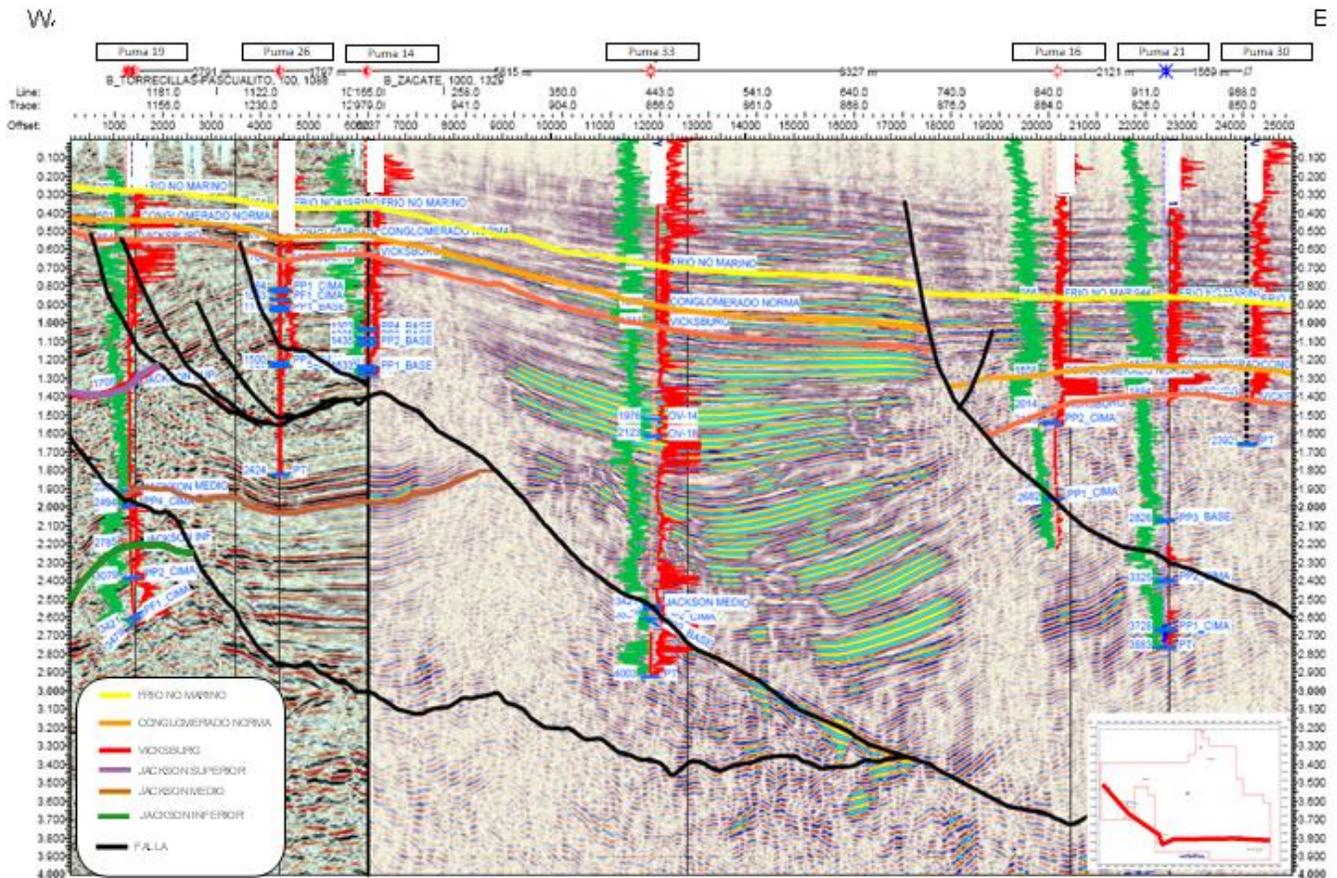


Figura 4.4 Sección estructural con orientación SW-NE, Bloque B.

En el bloque del Oeste es donde se han formado más fallas secundarias que evidentemente facilitan la trampa de hidrocarburos, en la formación de Vicksburg. En el bloque central se tiene un gran depocentro limitado por dos de las fallas principales de crecimiento, donde los estratos de las secuencias más antiguas tienden a ser más profundos en su parte central y se hacen más someros hacia los extremos de las dos fallas regionales que las limitan, formando para cada una de las secuencias una estructura en forma de sinclinal. Esta forma corresponde a las secuencias superiores cada vez menos marcada, por lo cual las secuencias más someras ya no presentan este rasgo estructural. Las cimas de las formaciones Vicksburg, Conglomerado Norma y Frio No Marino, tienen un rasgo estructural con el alto en la porción Oeste y más profunda en la porción Este (**Figura 4.5**).

La segunda falla principal es detectada por los pozos Puma-19, Puma-31, Puma-32, Puma-15, Puma-23, Puma-33, Puma-26, 27, 28 y 29. Esta falla también funciona como una discordancia que limita las formaciones del Vicksburg y Jackson Superior-Jackson Medio. Otra característica de esta falla de crecimiento es que durante el depósito de la formación Vicksburg permitió el desarrollo de una parasecuencia caracterizada por una sedimentación de tipo progradante, formada por cuerpos que están dispuestos sobre la falla en forma de “onlap”. Posiblemente el origen de estos cuerpos se relacione por un lado con las primeras fluctuaciones del nivel del mar durante el inicio del depósito de la formación Vicksburg y sincrónicamente con el desarrollo de la falla de crecimiento. En estas estructuras es donde se encuentran produciendo los pozos Puma-22, Puma-20, Puma-23 y Puma-24.

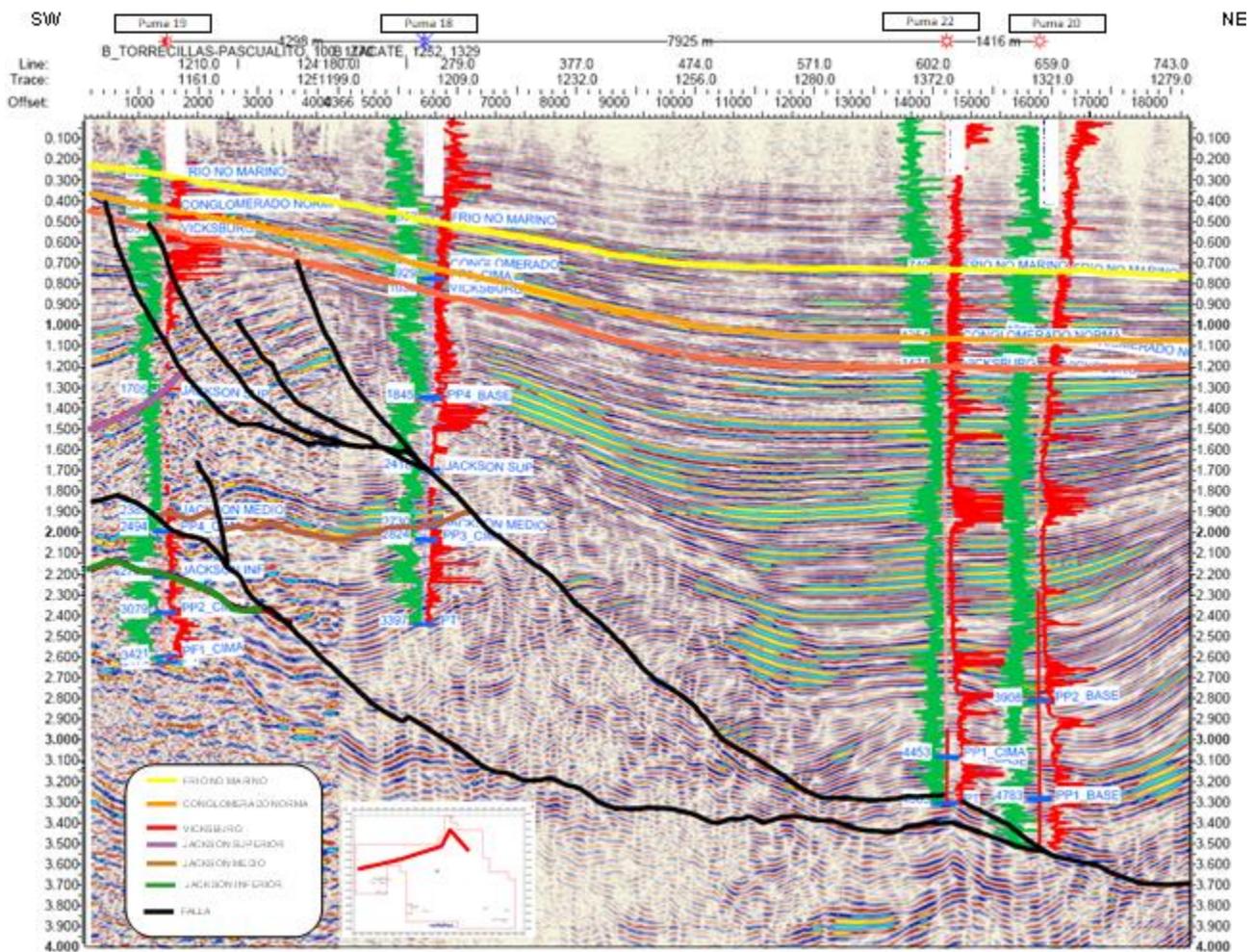


Figura 4.5 Sección estructural con orientación SW-NE, Bloque B

4.4. Aspectos petrofísicos

El procedimiento general para el análisis de registros es seleccionar zonas de interés para la evaluación y extraer datos representativos para la interpretación. Los datos se inspeccionan para la selección de parámetros utilizando diagramas cruzados y cálculos intermedios como ayudantes. La técnica y el modelo de interpretación están determinados por los datos disponibles y las tecnologías encontradas. Los datos de registro se procesan para estimar la porosidad efectiva, la saturación del agua y la calidad del yacimiento.

4.4.1. Porosidad y Permeabilidad

Para el modelo de permeabilidad se utilizó un gráfico cruzado de porosidad versus permeabilidad en el que se observó el comportamiento de los datos de núcleo con las correlaciones encontradas por autores reconocidos para identificar cuál de ellas ajusta mejor al comportamiento de los yacimientos. La **Figura 4.6** muestra los comportamientos de las curvas de permeabilidad de Timur, Tixier, Coates, Coates-Dumanoir y el comportamiento general (así como la ecuación que mejor ajusta a los datos de núcleos de campo) para el bloque A (línea roja) y el bloque B (línea azul).

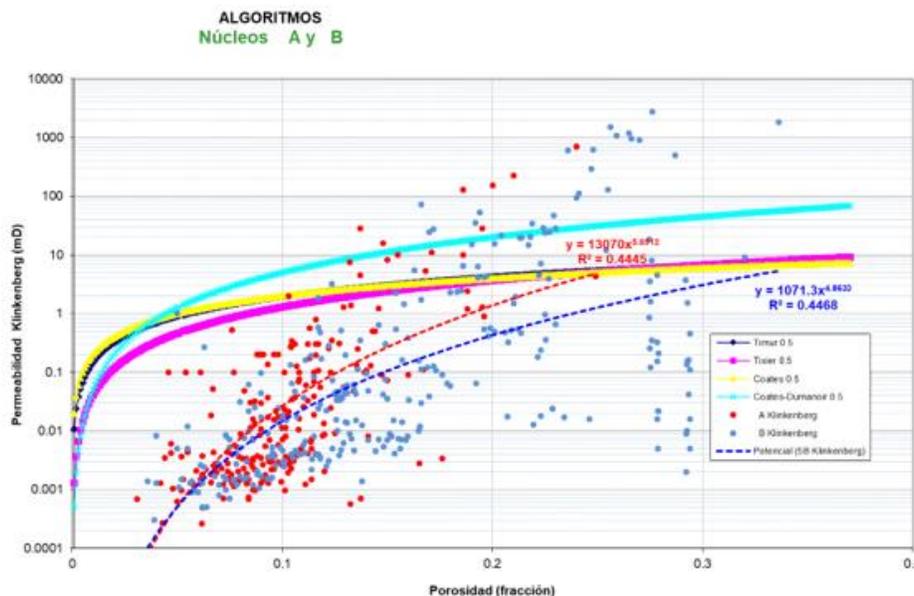


Figura 4.6 Gráfica cruzada de porosidad vs permeabilidad de los núcleos del bloque B comparada con las correlaciones de autores para identificar la correlación que mejor ajusta al comportamiento de los yacimientos. En azul el mejor ajuste para los pozos del Bloque B.

De igual manera en un gráfico cruzado de porosidad versus permeabilidad se identificaron los tipos de roca con el tamaño de la garganta de poro. Una aproximación a este ejercicio se visualiza en la [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.](#)

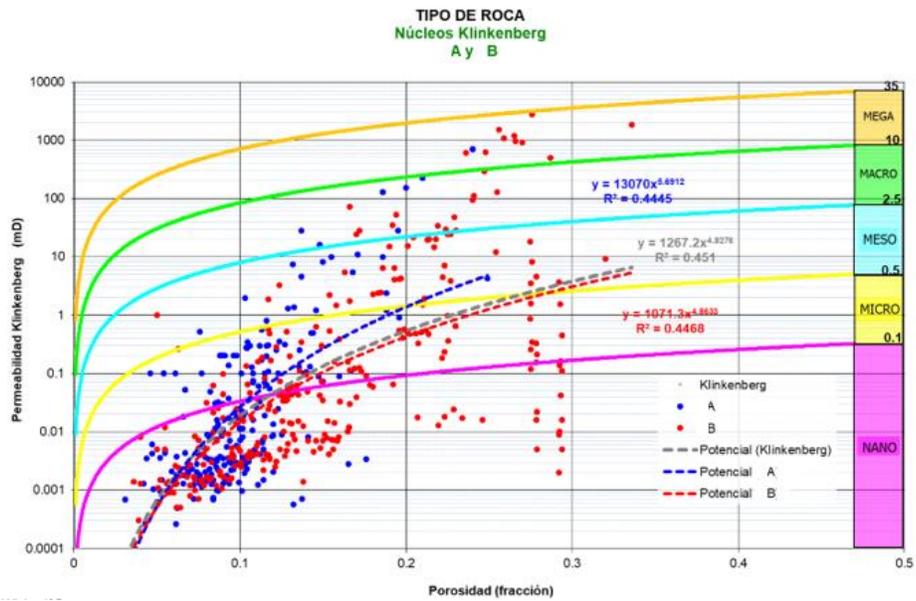


Figura 4.7 Gráfica cruzada de porosidad vs permeabilidad de los núcleos en el bloque A y B para la identificación de los tipos de roca.

4.4.2. Saturación de fluidos

Las primeras estimaciones de saturación de agua se realizaban con un conjunto básico de registros (SP-Resistividad), estas estimaciones fueron evolucionando conforme la tecnología fue avanzando y se pudo obtener mayor información de los yacimientos. Partiendo de la colección de datos con la que se cuenta se determina aplicar dos modelos básicos: modelo resistividad para los pozos con el set de registros básico y el modelo de doble agua que se aplicó para los pozos con el set de registros completos.

Saturación de agua mediante set de registros básico, y experimentos de Archie, requiere de identificar una zona con $S_w=100\%$ y de ahí obtener R_o .

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \quad \Rightarrow \quad S_w = \sqrt[n]{\frac{FR_w}{R_t}} \dots\dots\dots (4.1)$$

Donde:

- S_w Saturación de agua
- n Exponente de saturación
- F Factor de formación
- R_w Resistividad de agua de formación
- R_t Resistividad verdadera de la zona virgen
- R_o Resistividad de la formación, saturada 100% de agua

Con base en lo anterior, se determina la saturación de agua con la curva de resistividad utilizando el valor de 2 para el exponente de saturación (n) para los pozos con el set de registros básicos.

El modelo de doble agua se aplica en los 20 pozos que tienen el set de registros completos, se utilizan los parámetros: exponente de saturación (n) de 2, tortuosidad (a) de 0.81 y exponente de cementación (m) de 1.88.

Estos modelos de saturación de agua se calibraron con la información de los núcleos, evaluaciones previas y con pruebas de producción. Partiendo de los datos de núcleo, donde se cuenta con información de saturación de agua y porosidad, como se muestra en la **Tabla 4.1**.

POZO	FM	Profundidad (m)	SW (dec)	Porosidad (dec)
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	1508	0.65	0.09
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	1783.5	0.78	0.14
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	1784.5	0.74	0.14
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	1907	0.85	0.17
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	1950	0.75	0.25
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	1951	0.90	0.19
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	1952	0.85	0.16
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2060	0.72	0.20
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2061	0.93	0.20
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2062	0.72	0.20
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2063	0.89	0.19
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2078	0.72	0.17
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2079	0.85	0.11
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2079.5	0.78	0.12
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2080	0.65	0.10
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2080.5	0.64	0.12
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2081	0.65	0.07
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2130	0.85	0.12
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2131	0.84	0.09
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2132	0.85	0.15
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2133.5	0.81	0.14
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2134.5	0.79	0.14
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2136	0.79	0.19
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2137	0.78	0.17
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2138	0.81	0.13
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2139	0.84	0.20
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2140	0.84	0.21
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2199	0.90	0.08
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2199	0.81	0.11
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2201	0.85	0.19

Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2201	0.85	0.19
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2202	0.76	0.24
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2202	0.76	0.24
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2319	0.90	0.08
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2320	0.85	0.13
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2321.8	0.89	0.12
Puma - 3	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2342.8	0.65	0.14
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3080.5	0.65	0.09
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3080.95	0.59	0.05
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3081.45	0.63	0.10
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3081.95	0.51	0.12
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3082.45	0.51	0.11
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3082.95	0.74	0.09
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3083.45	0.65	0.09
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3083.95	0.70	0.09
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3084.45	0.65	0.10
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3084.95	0.65	0.11
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3086.75	0.71	0.09
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3087.25	0.51	0.06
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3087.75	0.48	0.05
Puma - 5	OLIGOCENO VICKSBURG	3088.25	0.52	0.08
Puma - 6	OLIGOCENO VICKSBURG	2800.25	0.70	0.11
Puma - 6	OLIGOCENO VICKSBURG	2800.75	0.89	0.05
Puma - 6	OLIGOCENO VICKSBURG	2801.25	0.53	0.10
Puma - 6	OLIGOCENO VICKSBURG	2801.75	0.72	0.12
Puma - 6	OLIGOCENO VICKSBURG	2804.25	0.56	0.12
Puma - 6	OLIGOCENO VICKSBURG	2807.25	0.58	0.14
Puma - 6	OLIGOCENO VICKSBURG	2807.75	0.58	0.13
Puma - 6	OLIGOCENO VICKSBURG	2808.25	0.55	0.14
Puma - 6	OLIGOCENO VICKSBURG	2845	0.11	0.11
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2142.3	0.48	0.12
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2142.9	0.54	0.07
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2144	0.41	0.09
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	2145	0.40	0.14
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO MARINO	2309.2	0.54	0.10
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO MARINO	2316.3	0.38	0.08
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO MARINO	2336.9	0.39	0.05
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO MARINO	2339.2	0.37	0.07
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO MARINO	2339.7	0.26	0.12
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO MARINO	2344	0.23	0.10
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO MARINO	2346	0.18	0.10
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO MARINO	2375.9	0.26	0.09
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO MARINO	2376.5	0.35	0.10

Puma - 7	OLIGOCENO FRIO MARINO	2377.3	0.48	0.13
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO MARINO	2377.9	0.38	0.07
Puma - 7	OLIGOCENO FRIO MARINO	2390.4	0.31	0.10
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2551.53	0.46	0.12
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2557.02	0.94	0.10
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2558.05	0.20	0.04
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2765.03	0.41	0.14
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2794.06	0.70	0.06
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2812.02	0.30	0.12
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2816.02	0.42	0.10
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2819.02	0.38	0.08
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2822.05	0.46	0.12
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2932.03	0.50	0.10
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2936.01	0.38	0.11
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2945.52	0.45	0.10
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2968.03	0.32	0.11
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	2976.07	0.63	0.11
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	3280.06	0.54	0.12
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	3283.01	0.33	0.12
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	3287.04	0.37	0.11
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	3289.08	0.44	0.13
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	3297.51	0.60	0.17
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	3921	0.93	0.13
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	3927	0.83	0.13
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	3948	0.17	0.14
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	3950	0.11	0.12
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	3967	0.07	0.14
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	3969	0.13	0.11
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	3977	0.52	0.10
Puma - 7	OLIGOCENO VICKSBURG	3992.02	0.47	0.15

Tabla 4.1 Saturación de agua y porosidad obtenida de análisis de núcleo.

La información de núcleo y las pruebas de producción se cargan al software para calibrar los modelos de saturación de agua, obteniendo un ajuste de la saturación de agua muy cercano al valor de los núcleos, como se puede observar en el pozo puma - 7, donde el modelo de saturación de agua calibra con las pruebas de producción (¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.).

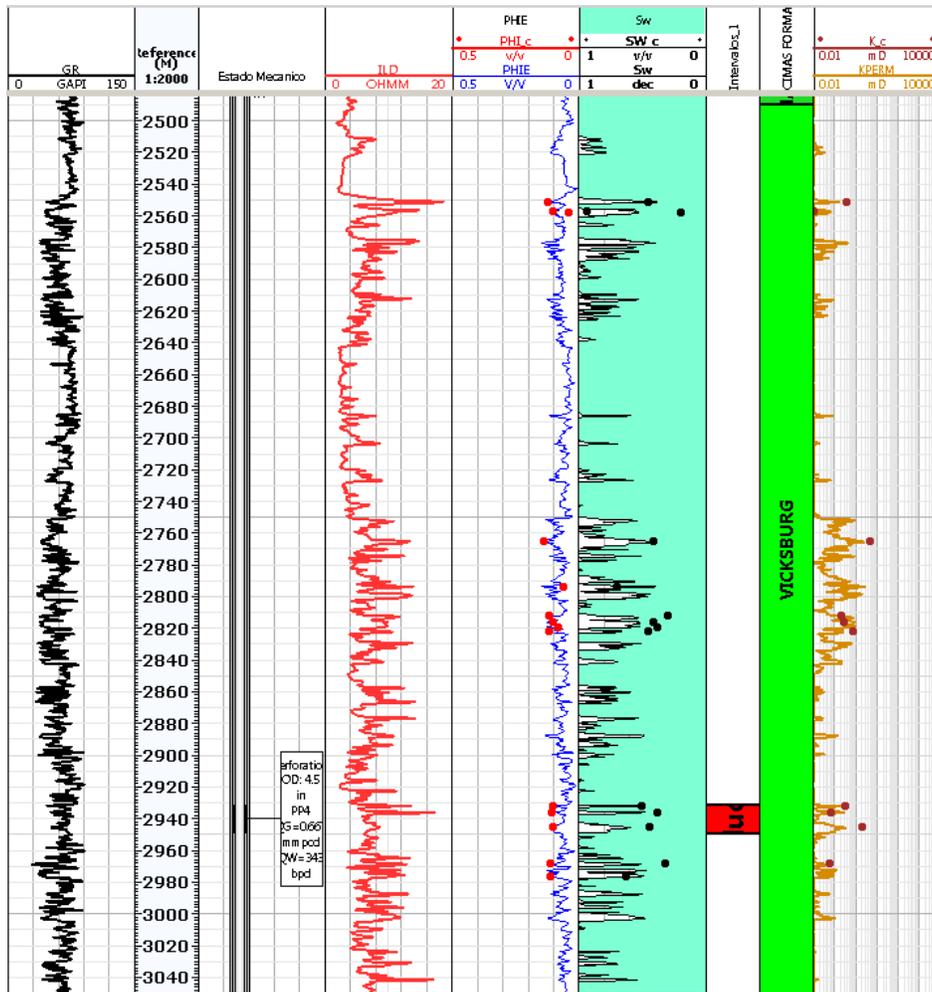


Figura 4.8 Calibración del modelo de saturación del pozo Puma-7. Techlog 2016.

4.4.3. Análisis de registro de pozos y evaluación petrofísica

Los pozos que cuentan con un conjunto de registros completos son la base para la generación del modelo petrofísico, basado en ellos se calibra el modelo petrofísico y se aplica al resto de los pozos. El modelo desarrollado considera:

- a) Volumen de arcilla (Vsh) a partir de SP GR y Rhob-Nphi
 - Modelo lineal, técnica Xplot
 - Porosidad efectiva y Saturación de agua afectada (pozos con set de registros básicos)
- b) Porosidad Efectiva a partir de registros de Resistividad y Rhob-Nphi
 - Modelo Ro y técnica Xplot
 - Algunos análisis básicos de núcleos disponibles
 - DENS-NPHI
- c) Saturación de agua
 - Modelo Doble agua

Volumen de Arcilla (Vsh)

El modelo aplicado a los pozos se analizó en conjunto con el registro de resistividad para tener control de calidad en el modelo lineal aplicado, se tuvo una respuesta muy similar del volumen de arcilla obtenido con el registro de SP, GR y con los registros de NPHI-RHOB.

Se analiza el volumen de arcilla obtenido para los diferentes modelos mediante histogramas, la dispersión de estos datos para cada formación es mínima, se muestra el histograma del volumen de arcilla de todos los pozos para la formación Vicksburg (**Figura 4.9**).

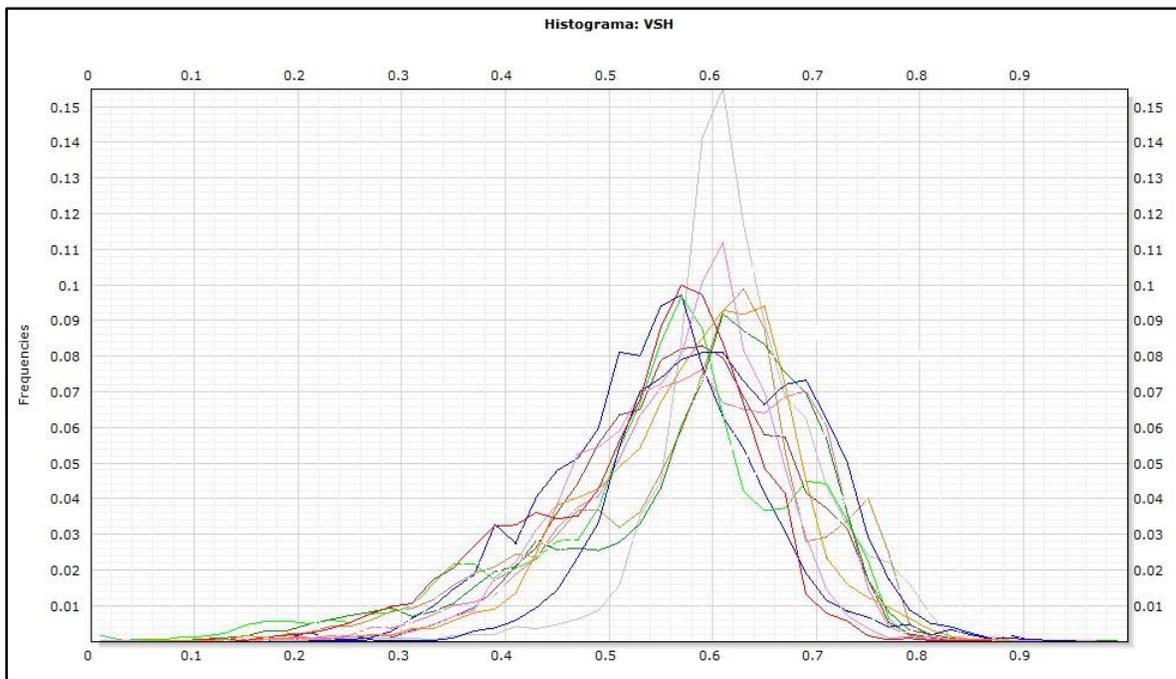


Figura 4.9 Histograma del volumen de arcilla para la formación Vicksburg. Techlog 2016.

Porosidad

La estimación de la porosidad en los pozos con información limitada se determina a partir de la ecuación de Archie despejando la porosidad:

$$S_W = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}} \Rightarrow \phi = \sqrt[m]{\frac{aR_w}{S_W^n R_t}} \dots\dots\dots (4.2)$$

Donde:

- S_W Saturación de agua
- ϕ Porosidad
- m Exponente de cementación
- n Exponente de saturación
- a Tortuosidad
- R_w Resistividad de agua de formación
- R_t Resistividad verdadera de la zona virgen

Aplicando la ecuación de Archie se estima la porosidad total, a la cual se le elimina el efecto de las arcillas para obtener la porosidad efectiva, para este modelo es necesario estimar la saturación de agua primero mediante la identificación de una zona 100% saturada de agua. Para los pozos con el set de registros completo, la porosidad se determina con los registros de NPHI-RHOB.

En la **Figura 4.10** se visualiza la porosidad estimada para el pozo Puma-13 con el modelo de Archie y la porosidad efectiva estimada con el RHOB-NPHI para el pozo Puma-16.

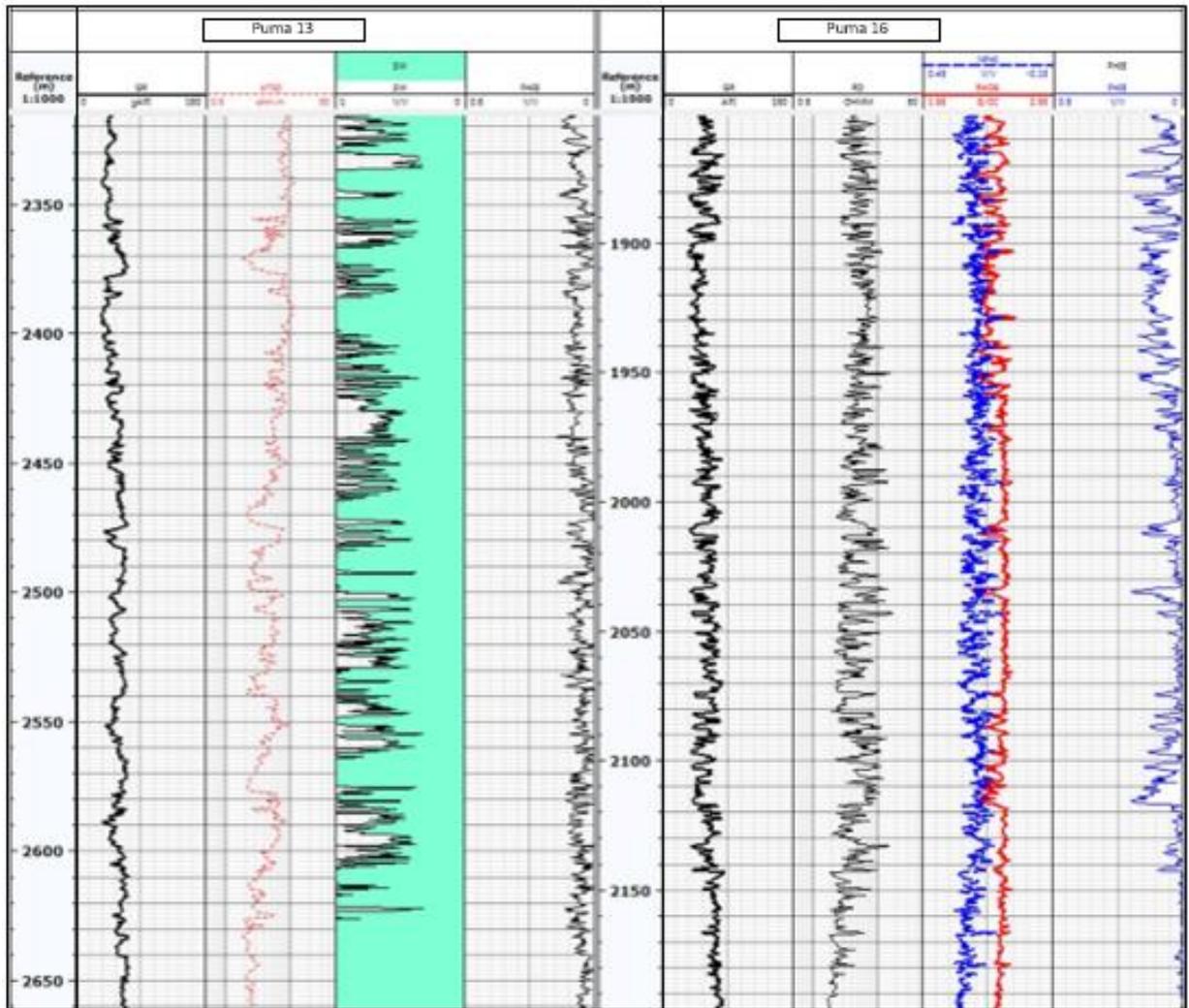


Figura 4.10 Porosidad efectiva estimada para los pozos Puma-13 y Puma-16. Techlog 2016.

Las evaluaciones petrofísicas se calibraron con la información de pruebas de producción, ajustando con los modelos petrofísicos aplicados. La evaluación petrofísica calibrada con pruebas de producción del pozo Puma-13 del bloque A se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y en la **Figura 4.12** se muestra el pozo Puma-31 del bloque B.

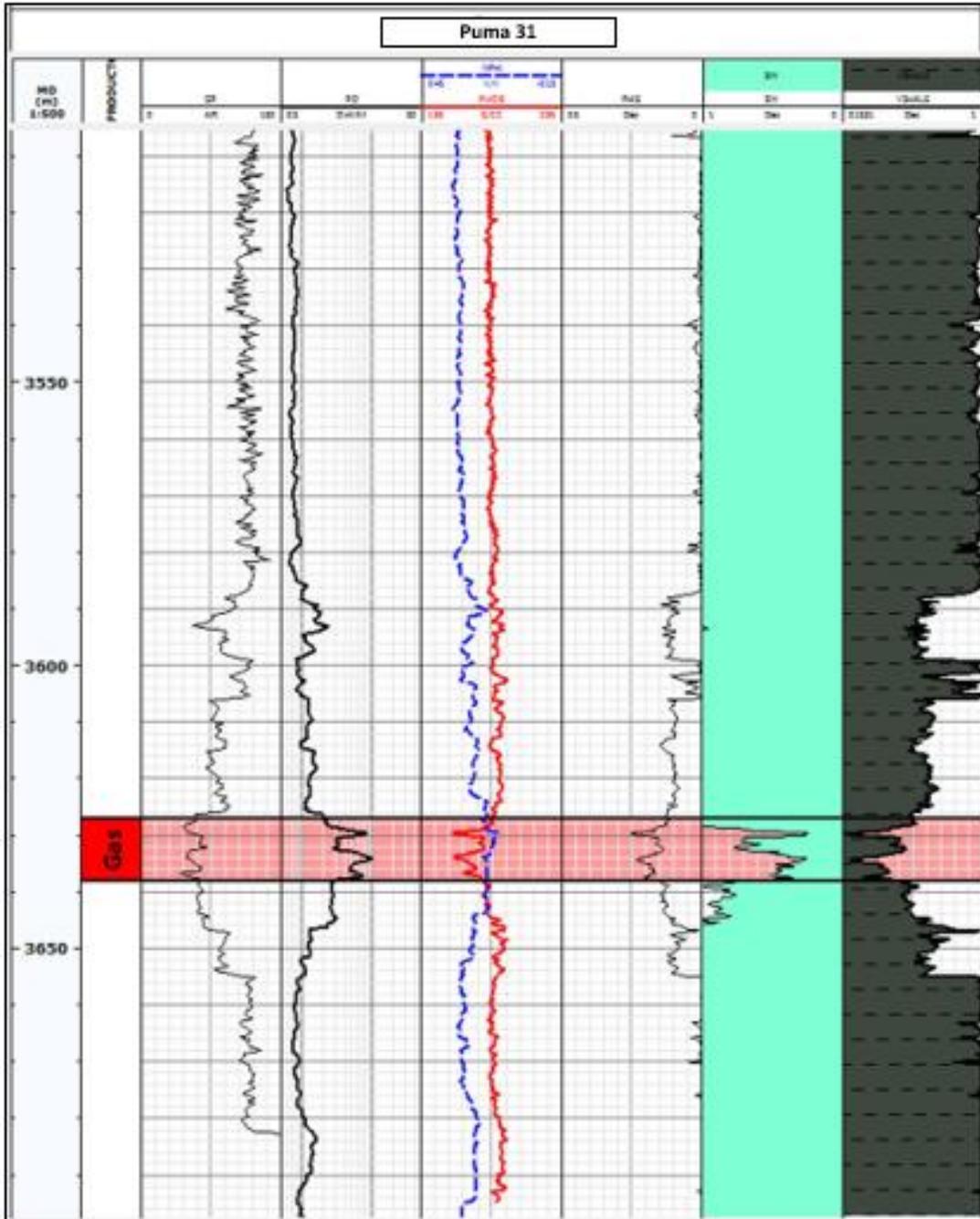


Figura 4.12 Evaluación petrofísica del pozo Puma-31, bloque B. Techlog 2016.

Se tienen valores de corte para la formación Jackson por el campo UNAM 3 mientras que para la formación Vicksburg se tiene una pequeña variación entre campos, obteniendo los siguientes valores (**Tabla 4.3**):

Formación	Valores de Corte		
	Vsh	PHIE	Sw
Vicksburg	< 40%	> 6%	< 65%
Jackson	< 40%	> 6%	< 65%

Tabla 4.3 Modelo de corte para los yacimientos productores de los bloques A y B.

El modelo de cortes se aplica y se obtienen los siguientes parámetros petrofísicos promedio por formación: (**Tabla 4.4**)

Formación	NTG	Volumen de acilla (v/v)	Porosidad Efectiva (v/v)	Saturación de Agua (v/v)
Jackson	0.014	0.27	0.15	0.50
Vicksburg	0.014	0.22	0.17	0.52

Tabla 4.4 Parámetros petrofísicos promedios.

4.5. Caracterización de fluidos

Para el cálculo de las propiedades del gas, se usaron las cromatografías del Cuarto de Datos correspondientes al área en estudio. En la **Tabla 4.5** se presenta la composición del gas producido por Campo. Para los efectos del manejo de la producción en la **Sección 3.3.2** se presentó la infraestructura disponible en el área.

Campo	Densidad (Fracción)	Poder Calorífico (BTU/PC)	C ₁ (%mol)	N ₂ (%mol)	CO ₂ (%mol)	C ₂ (%mol)	C ₃ (%mol)	iC ₄ (%mol)	nC ₄ (%mol)	iC ₅ (%mol)	nC ₅ (%mol)	C ₆₊ (%mol)
UNAM 1	0.604	1075	94.2	0.00	0.57	3.2	0.92	0.49	0.20	0.10	0.06	0.26
UNAM 2	0.645	1091	88.97	0.09	2.37	5.64	1.64	0.39	0.31	0.18	0.1	0.31
UNAM 3	0.594	1019	94.91	0.09	0.03	3.30	0.82	0.32	0.18	0.08	0.06	0.21
UNAM 4	0.596	971	95.59	0.07	4.16	0.16	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
UNAM 5	0.613	1080	93.12	0.25	0.75	3.54	1.17	0.34	0.28	0.14	0.09	0.33
UNAM 6	0.603	970	94.88	0.04	4.65	0.35	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.04
UNAM 7	0.614	1032	92.78	0.06	0.79	3.83	1.38	0.31	0.32	0.15	0.10	0.28
UNAM 8	0.650	936	85.52	6.21	0.61	3.88	1.59	0.45	0.46	0.22	0.18	0.87
UNAM 9	0.577	984	95.96	0.63	0.12	2.80	0.35	0.10	0.00	0.00	0.00	0.04
UNAM 10	0.620	979	93.06	0.11	5.27	1.07	0.15	0.05	0.04	0.04	0.02	0.20
UNAM 11	0.597	990	94.79	0.08	1.45	2.51	0.59	0.14	0.12	0.07	0.04	0.21

Tabla 4.5 Composición del Gas por Campo del Área Contractual 5.

A través del uso de correlaciones PVT de diferentes autores se determinan los parámetros PVT como parte de la caracterización de los fluidos. Para los cálculos de las propiedades del gas, los datos de Presión y Temperatura se obtuvieron de registros de presión de fondo cerrado (RPFC) y mediante el análisis de gradiente de presión, se tomaron los valores representativos de Presión y Temperatura de gas para cada intervalo productor, al cual corresponde el análisis cromatográfico.

El análisis de los parámetros PVT son de vital importancia en el desarrollo de un campo, ya que son parte de los datos de insumo necesarios para el modelo analítico y dinámico, así como para la simulación numérica, la estimación reservas y el cálculo de gastos de operación e infraestructura.

4.6. Análisis y pronósticos de producción

Con base en el ajuste de perfiles de presión-producción, tomando en cuenta los aspectos estructurales, estratigráficos, parámetros petrofísicos, de yacimientos y de fluidos del área de interés, se elaboran los pronósticos de producción a través de modelos analíticos.

La historia de producción del área en estudio (**Figura 4.14**), permite definir una tendencia de producción para efectuar un ajuste histórico mediante un modelo matemático de Análisis de Curvas de Declinación y elaborar un pronóstico de producción para los pozos que actualmente se encuentran como productores (caso base).

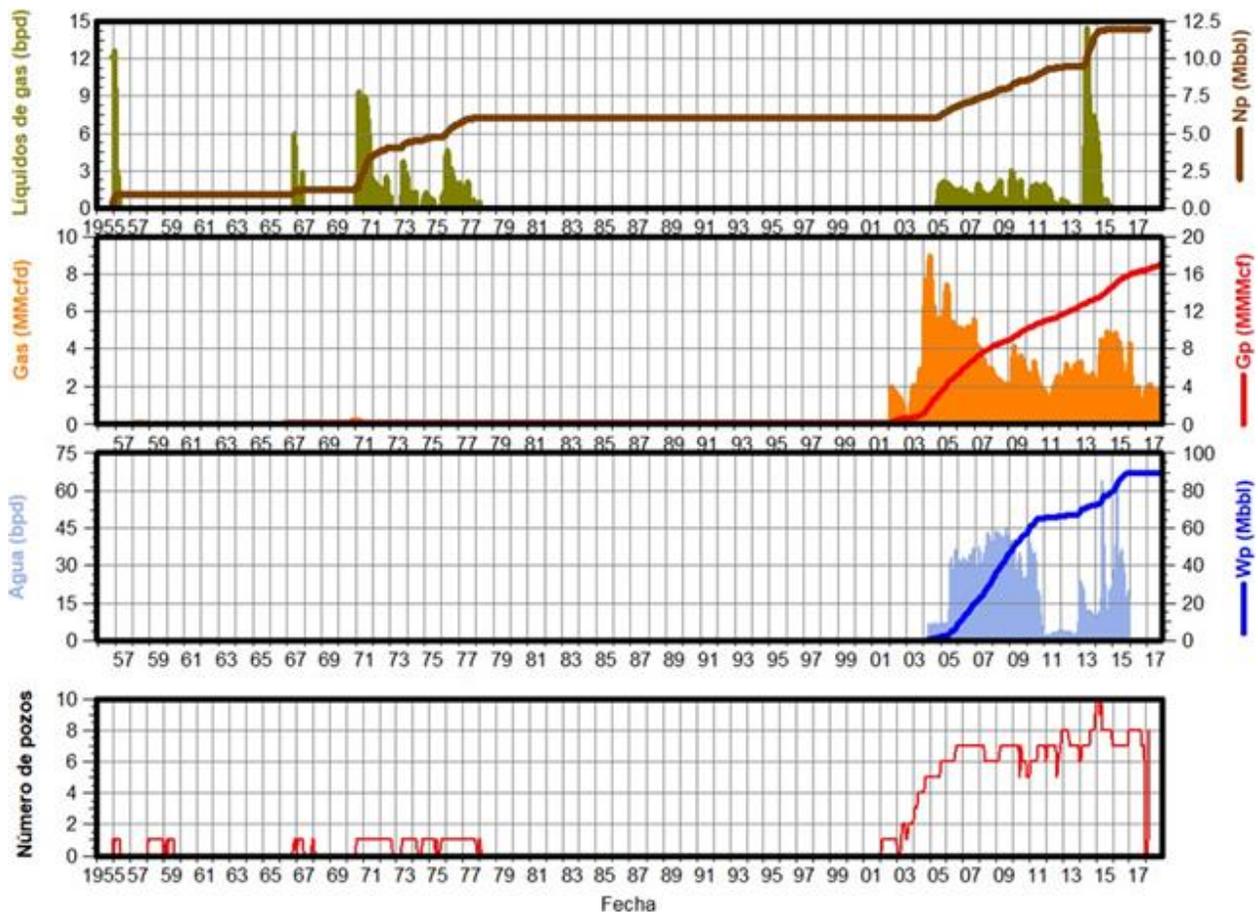


Figura 4.14 Comportamiento histórico de producción del área en estudio.

Las ventajas de utilizar el Análisis de Curvas de Declinación es que los datos de producción son los datos únicos de entrada para este método, de manera que este método puede aplicarse tanto de forma individual por pozo como a todo el campo, según el detalle de información que se tenga.

Cuando la declinación de la producción de hidrocarburos es constante, se considera como exponencial. El pronóstico de producción de gas, puede ser descrito a través de la ecuación siguiente:

$$q_g(t) = q_{gi} * e^{-D_i t} \dots\dots\dots (4.3)$$

Donde:

- $q_g(t)$, gasto de producción pronosticado a un tiempo, t [MMpcd].
- q_{gi} , gasto inicial de producción de gas, [MMpcd].
- D_i , tasa de declinación inicial, [1/año].
- t , tiempo, [meses].

Con la finalidad de obtener un pronóstico de producción asociado a las oportunidades visualizadas, se emplearon modelos analíticos, los cuales permiten formular un pronóstico de producción y estimación del gasto de producción inicial a través de la simulación de diferentes escenarios. El software utilizado para esta tarea fue Pansystem®.

La información requerida por Pansystem®, puede clasificarse en tres tipos principales: (1) parámetros de pozo, (2) parámetros de capa y (3) parámetros de fluido.

Dentro de los parámetros de fluido, pueden elegirse 4 principales, gas, aceite, y condensado, En los parámetros de pozo debe ingresarse el radio del pozo, así como la geometría de este (vertical o desviado); y finalmente en los parámetros de capa deben ingresarse propiedades específicas del intervalo como el espesor neto, porosidad, saturación, etc., en el cual se desea realizar el pronóstico, además de elegirse con sumo cuidado el modelo del yacimiento, el modelo de fronteras y los parámetros de fluido, en estas secciones es en donde debe tratarse de representar con la mayor precisión las condiciones reales de explotación del yacimiento, ya que de ello depende la estimación del pronóstico de producción.

Finalmente, el programa realiza el pronóstico de producción de acuerdo con las consideraciones establecidas.

Una de las ventajas que el flujo de trabajo en Pansystem® permite, es la facilidad para realizar la sensibilidad de parámetros y su efecto en el pronóstico de producción. En la **Figura 4.15** se presenta la metodología resumida del proceso de ajuste para la estimación de los pronósticos de producción.

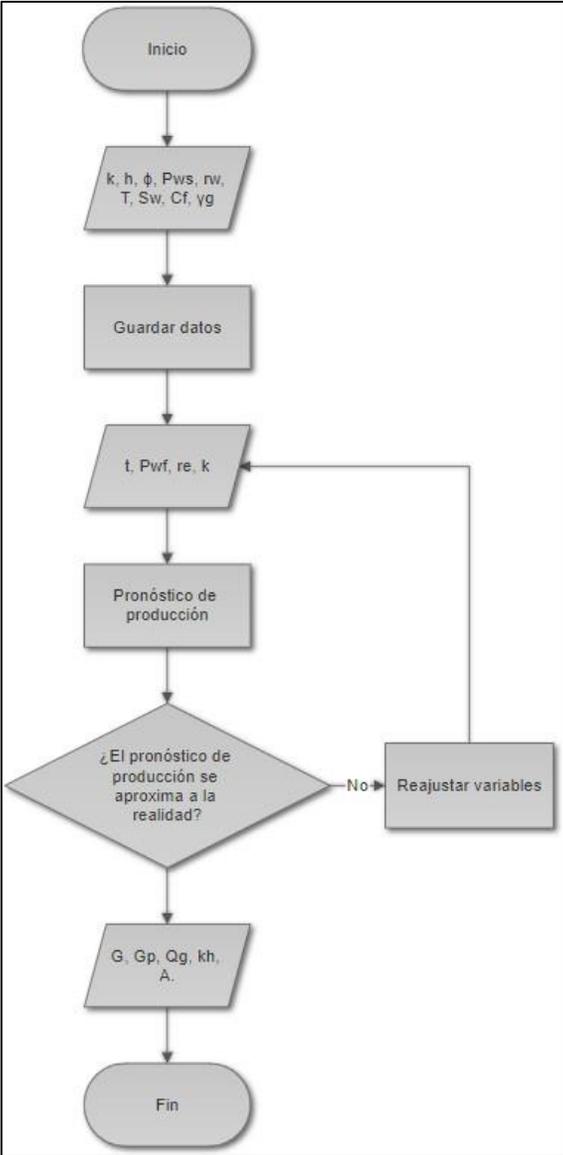


Figura 4.15 Diagrama de Flujo de trabajo de Pansystem®.

Se aplicó este flujo de trabajo para la evaluación de oportunidades, dando como resultado, para cada caso analizado, la capacidad de flujo, el área asociada al volumen original, el volumen asociado a cada oportunidad, el gasto de producción estimado y la recuperación final por intervalo. En términos de declinación, el gasto inicial y la producción acumulada varían según las propiedades asociadas a cada oportunidad.

4.7. Análisis Económico

La evaluación económica está basada en valoraciones que parten de la experiencia previa de la compañía, así como estimaciones resultantes de estudios de mercado. Dicha evaluación se encuentra es realizada para diferentes escenarios en los cuales se realiza la sensibilidad de parámetros de alto impacto como lo son: precios, producción, inversiones y costos, principalmente; que alimentan los modelos y los diferentes escenarios que se simulan a través de programas especializados, con el objetivo de evaluar cada una de las alternativas mediante la generación de matrices que permitan evaluar desde el punto de vista técnico, económico y de riesgo, ya que en el mundo de los negocios se deben tomar decisiones en condiciones de incertidumbre con respecto al futuro, el cual no es posible pronosticar con absoluta certeza. Por ello, es necesario generar escenarios o premisas para analizar sistemáticamente cada proyecto.

El análisis económico por pozo es un ejercicio que se realiza de manera obligatoria con el objetivo de optimizar la operación de cada pozo que permita obtener mejores resultados financieros y con ello a su vez del campo; consiste esencialmente en determinar los ingresos que genera su producción, así como sus costos directos e indirectos asociados.

El ingreso asociado a la producción considerando el precio de venta del fluido producido, debe al menos pagar sus costos directos e indirectos, pero ello no significa que el resto de los pozos asociados al campo o inclusive el campo mismo, sea rentable por lo cual este análisis es realizado para cada uno de los pozos y para el campo en conjunto. Al realizar la evaluación económica del campo, los ingresos que genera la suma de la producción de todos los pozos debe ser capaz de cubrir los gastos de operarlo y pagar la inversión realizada, dejando un margen de ganancia que se encuentre dentro de los objetivos de la compañía.

La evaluación económica de un campo debe ser realizada como un sistema integral considerando todas las actividades contempladas en el plan de desarrollo, el cual considera el programa de perforación e intervenciones, infraestructura necesaria para el manejo, medición y comercialización de los fluidos, toma de información y los costos operativos relacionados. La metodología para realizar la evaluación económica considera las variables que intervienen en el proceso del negocio y que se resume en ingresos, costos e inversiones, cada una de ellas detallada y soportada con la mejor información disponible, enmarcada en las condiciones

contractuales, fiscales, económicas sociales y de riesgos inherentes al tipo de actividad y a la región donde se ejecuta el negocio (**Figura 4.16**).

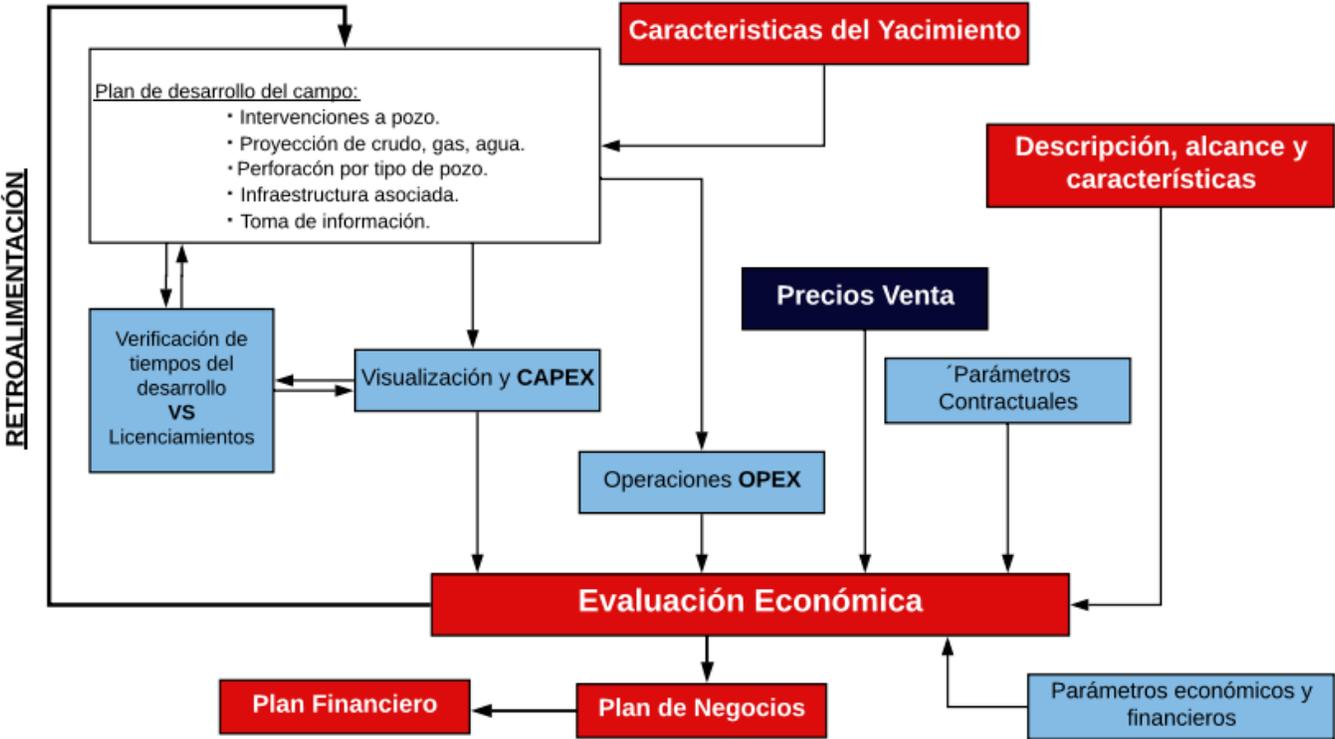


Figura 4.16 Metodología para la evaluación económica.

4.8. Otras actividades

Dentro de otros alcances y objetivos que se contempla en la optimización de pozos en campos maduros, se encuentran:

- Valoración de las condiciones de superficie de pozos y líneas de descargas.
- Realizar pruebas tecnológicas de fracturamiento hidráulico y disparos de alta penetración utilizando cedulas de materiales y bombeo no tradicionales en el campo.
- Reevaluar reservas, de manera particular en aquellos objetivos no tradicionales.
- Efectuar estudios de integridad mecánica en pozos y líneas de descarga en donde las evaluaciones técnicas indique la existencia de potencial para la recuperación de reservas.
- Realizar análisis del riesgo social, de seguridad y del impacto ambiental de las operaciones incluyendo la identificación de las medidas de mitigación correspondientes.
- Identificar las necesidades de crecimiento y/o adecuación de infraestructura de acuerdo a las expectativas de recuperación de reservas.
- Efectuar la evaluación económica del potencial desarrollo de reservas y la determinación de su viabilidad comercial.

4.8. Caso de estudio

Nombre y ubicación del pozo

Nombre:	Puma	Numero:	16	Estado:	Tamaulipas	Municipio	Reynosa
Coordenadas UTM conductor:	X		Y		Equipo:	N/A	
	558,800.00	2,869,200.00					

Plano de ubicación geográfica

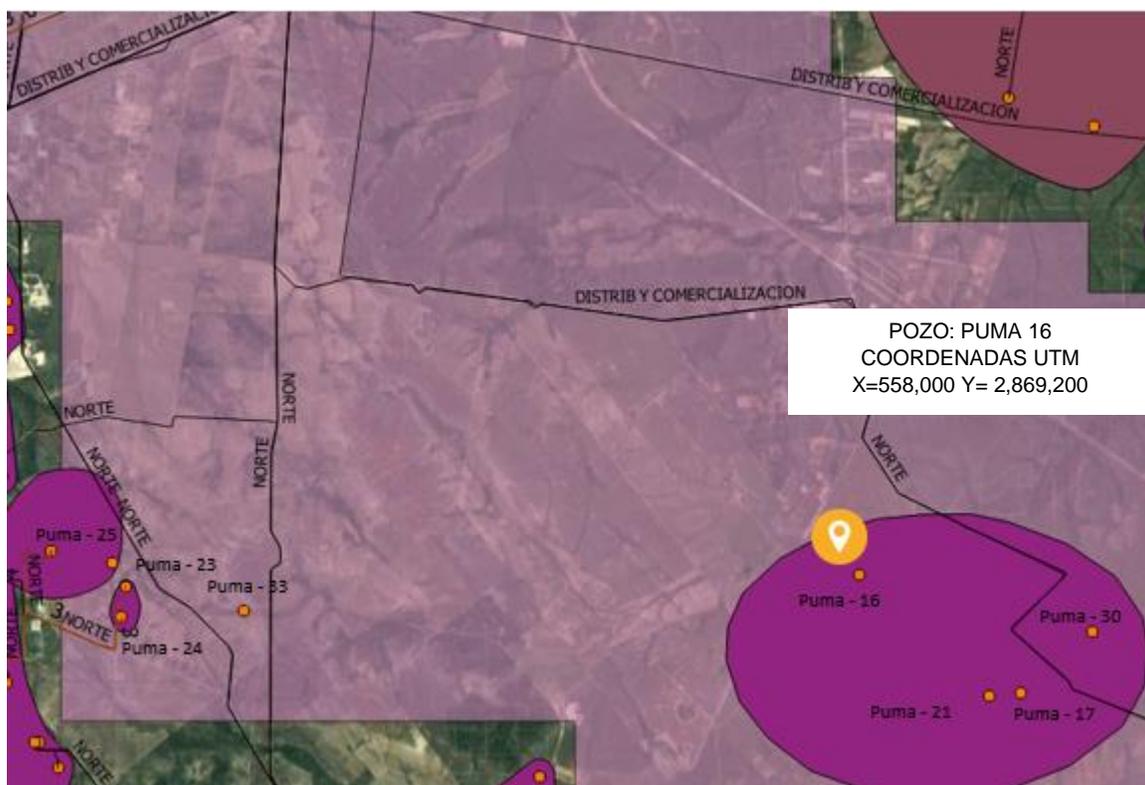


Figura 4.17 Ubicación geográfica pozo Puma-16.

Antecedentes del pozo

El pozo Puma – 16, se localiza en la Cuenca de Burgos, dentro del área correspondiente al Proyecto de Inversión Burgos-Camargo, en la franja del Oligoceno, en los límites del Municipio de Reynosa, Tamaulipas. Su principal objetivo fue el obtener una producción comercial de gas probablemente contenido en arenas del play Vicksburg, de edad Oligoceno Inferior.

Inició la perforación el 06 de octubre de 2002, siendo su profundidad total de 3200 m; se cortaron 31 núcleos de pared para estudios petrofísicos, concluyendo la perforación el 29 de noviembre de 2002. Inició la terminación el 06 de diciembre de 2002, se efectuaron dos pruebas de producción a 2791-2796 y 2254-2266 m, en horizontes de areniscas pertenecientes a la formación Vicksburg del Oligoceno. El pozo cumplió con sus objetivos al resultar productor; dándose por terminado oficialmente el 31 de diciembre de 2002, como: **Productor de gas**.

Inició producción en septiembre de 2014, con un gasto inicial de gas de **0.38 MMpcd**, la producción máxima del campo fue de **2.08 MMpcd** en octubre de 2014, la producción acumulada de gas atribuida a su único intervalo productor de 2254 – 2266 m es de **0.55 MMMpc** al mes de diciembre de 2017 (**Figura 4.18**).

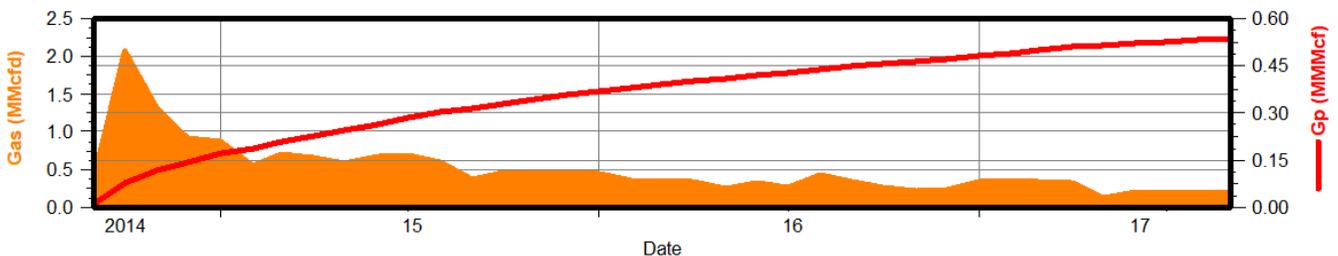


Figura 4.18 Historia de producción del pozo Puma-16.

Estado Mecánico

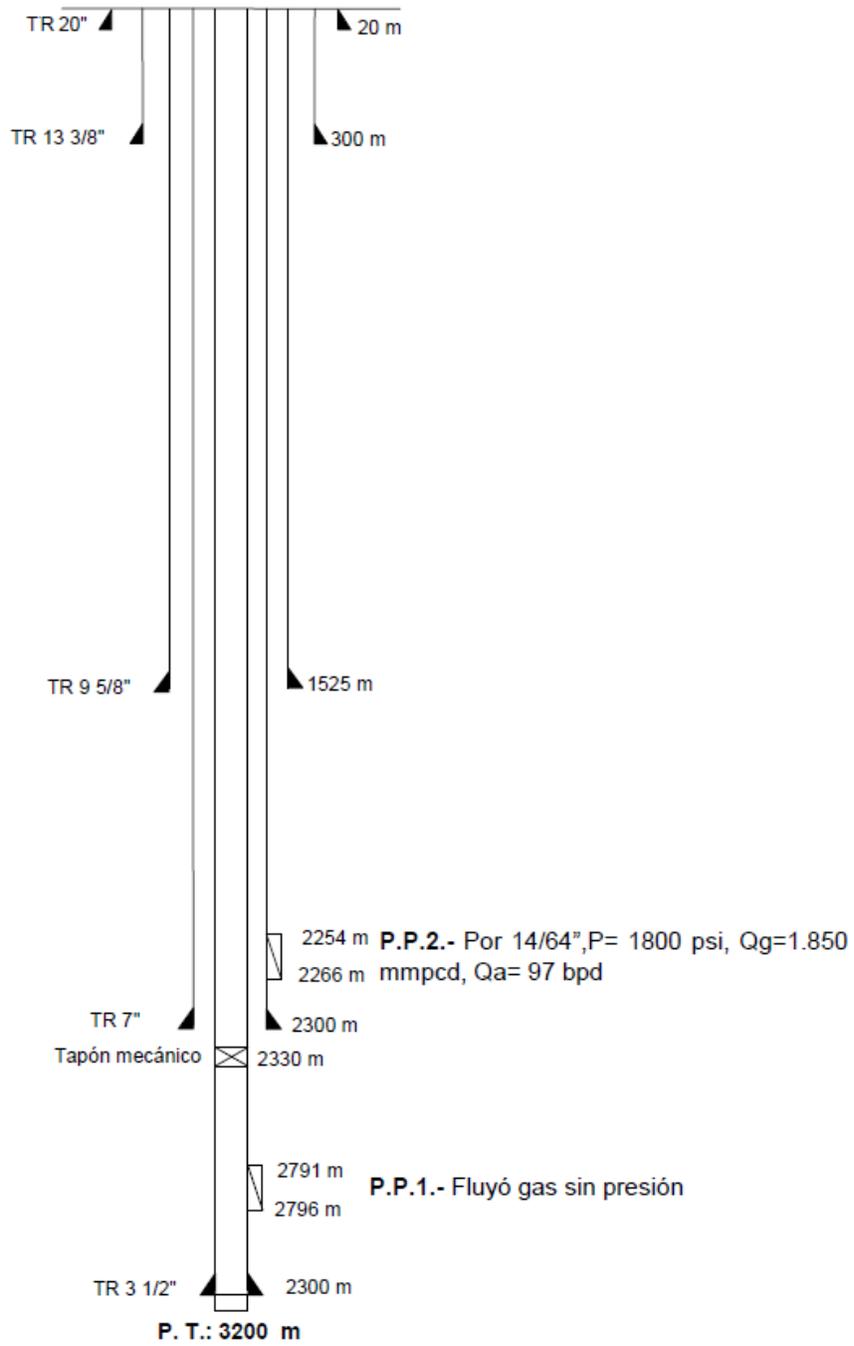


Figura 4.19 Estado mecánico, pozo Puma-16

Columna Geológica

Edad / Formación	Profundidad		Espesor (m)
	m.b.m.r	m.b.n.m	
M. Catahoula	Aflora	Aflora	1242
O. Frio No Marino	1250	-1147	406
O. Vicksburg	1656	-1553	1544
Profundidad total	3200	-3097	

Tabla 4.6 Columna geológica del pozo Puma-16

Registros tomados

Etapa	Tipo	Intervalo (m)	Compañía
1	AIT, BHC	19 - 306	PEMEX
2	AIT, DSI, LDL, CNL	306 - 1520	PEMEX
	CBL - VDL	10 - 306	PEMEX
3	AIT, DSI, LDL, CNL	1520 - 2319	SLB
	CBL - VDL	300 - 1520	SLB
4	AIT, DSI, LDL, CNL,	2319 - 3200	SLB
	CHECK SHOT	20 - 2100	SLB
	VSI	2100 - 3200	SLB
	CBL - VDL	1520 - 2319	SLB

Tabla 4.7 Registros tomados al pozo Puma-16.

AIT = Herramienta de Inducción de arreglo

VDL = Registro de densidad variable.

CNL = Registro de neutrón compensado.

CBL = Registro de adherencia del cemento.

CHECK SHOT = Levantamiento de velocidad

VSI = Imagen sísmica vertical

LDL = Registro de densidad litográfica

DSI = Imagen sónica de dipolo

Análisis estructural

El sector donde se ubica el pozo de evaluación se encuentra al Este del bloque B. En la **Figura 4.20**, se puede observar un mapa estructural en profundidad, cuyo sector a desarrollar se limitó a la cota de 4740 metros que corresponden a 1.5 km² de superficie. El pozo Puma - 16 tiene una prueba de producción positiva por debajo de la falla de crecimiento principal. Así que en mapa estructural se tiene hacia el Este, el límite con cierre lateral por la falla de crecimiento. Se pueden apreciar los cierres estructurales de los contornos hacia la falla de crecimiento. Se observa un ligero bascula miento de la formación Vicksburg hacia el NW. Este es el compartimiento estructural del bloque alto. Es clave la evaluación de la formación Vicksburg en este bloque estructural alto, ya que aumenta el potencial de descubrir zonas contenedoras de hidrocarburo.

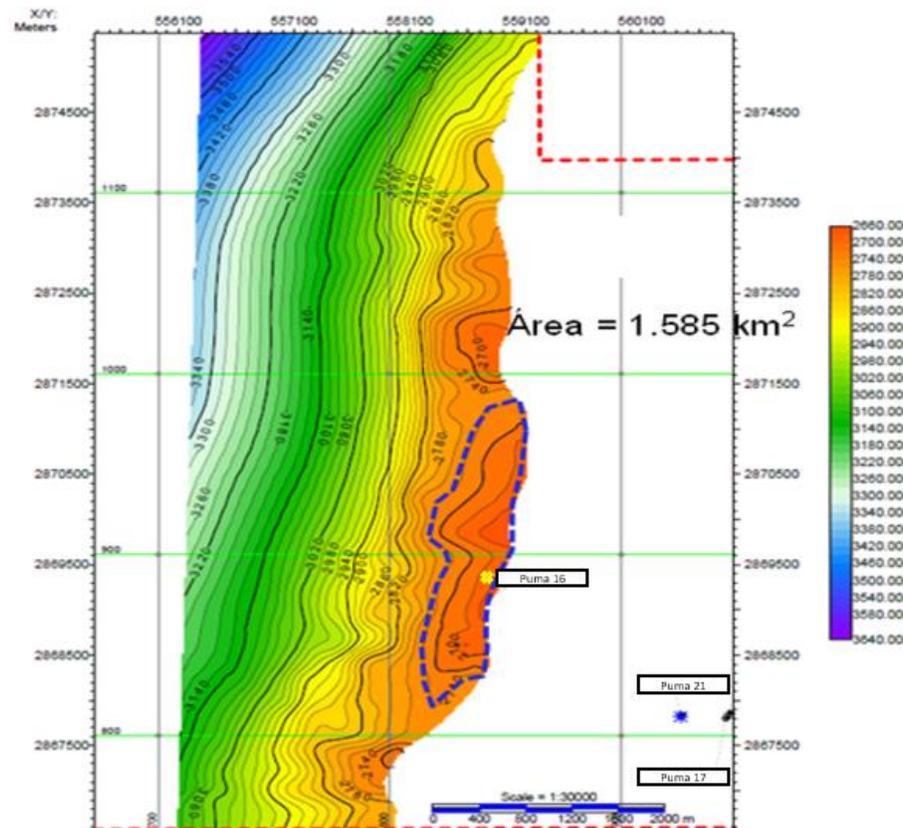


Figura 4.20 Configuración estructural en profundidad del área perteneciente al pozo Puma-16.

En la línea sísmica estructural en tiempo con orientación Oeste-Este, se observa la ubicación del pozo Puma-16 y su prueba de producción PP1, situada por debajo de la falla de crecimiento principal (**Figura 4.21**). La formación Vicksburg no ha sido explotada en su depósito del bloque alto estructural. El registro geofísico de resistividad está respondiendo a la anomalía de amplitud situada por arriba de la falla de crecimiento, por lo que se resalta un potencial aun no explotado en esta zona.

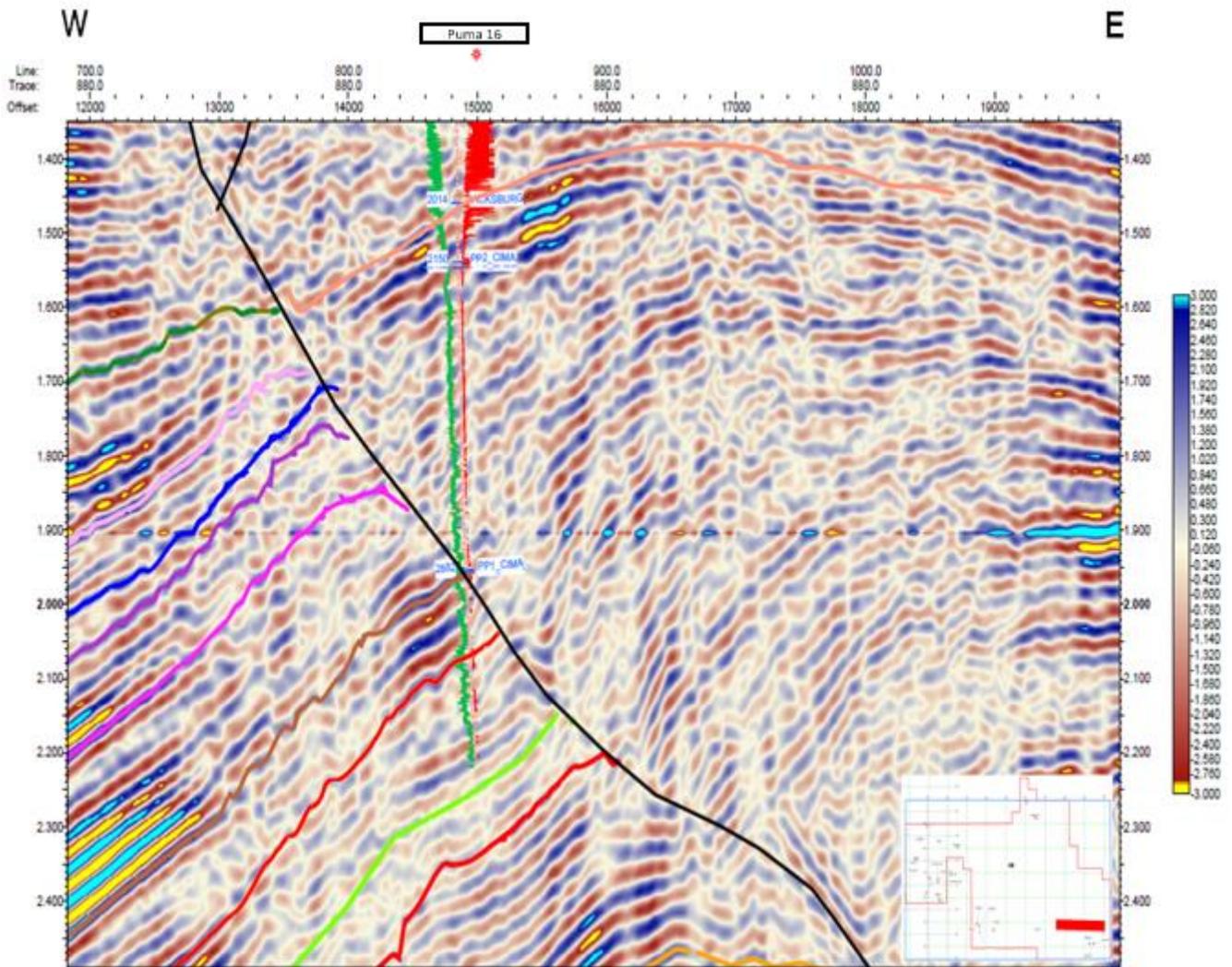


Figura 4.21 Sección estructural sísmica en tiempo.

Análisis de registros de pozo.

La determinación de los indicadores de las zonas saturadas de gas se basa en interpretaciones de registro de pozos, principalmente el de densidad y neutrón los cuales son muy útiles a la hora de evaluar pozos en campos de gas.

La presencia de gas disminuye la porosidad aparente vista por el registro de neutrones debido a que este mide principalmente la concentración de hidrogeno de los fluidos que se encuentran en la formación y el índice de hidrogeno del gas es pequeño en comparación al agua y el aceite. El registro de densidad por su parte, se sale de las condiciones de calibración que considera una roca saturada de agua, por lo cual disminuye al sustituir el agua por el gas, la densidad de volumen de la muestra vista por el registro tiende a mostrar un valor más bajo que el de calibración, aun así, marcando un valor más alto de porosidad, en comparación con el registro de neutrón.

Debido a que la porosidad vista por el registro de neutrón es menor que la porosidad vista por el registro de densidad, las curvas se cruzan entre sí dando lugar al efecto “*Crossover*”. El cruce o al menos la proximidad cercana de las curvas de densidad y porosidad neutrón es el principal indicador de la presencia de gas.

Por otro lado, esta respuesta se puede correlacionar con el registro de resistividad, ya que el gas al ser un medio no conductivo, incrementa la resistividad en comparación con la presencia de agua u otros fluidos que son conductivos, causando que la curva de resistividad tienda a aumentar el valor de su respuesta.

El registro de rayos gama por su parte, muestra una formación con un mínimo contenido de arcilla, lo cual nos permite identificar la continuidad vertical del intervalo que quedaría flanqueado por dos zonas de lutita, aunado a esto en el mismo intervalo la curva de resistividad muestra esta misma continuidad con valores altos como se explicó previamente.

En la oportunidad visualizada en el intervalo 1900 – 1947 m, se encuentra una alta intercalación de lutitas. En este caso es difícil definir un intervalo continuo, por lo cual basado en el estudio de las propiedades petrofísicas que caracterizan al intervalo productor, se establecieron valores de corte, los cuales nos permitieron reconocer o identificar las mismas condiciones que los intervalos probados en el pozo, pudiendo de esta manera establecer el nuevo intervalo de 1916 – 1935 m, como se muestra en la **Figura 4.22**.

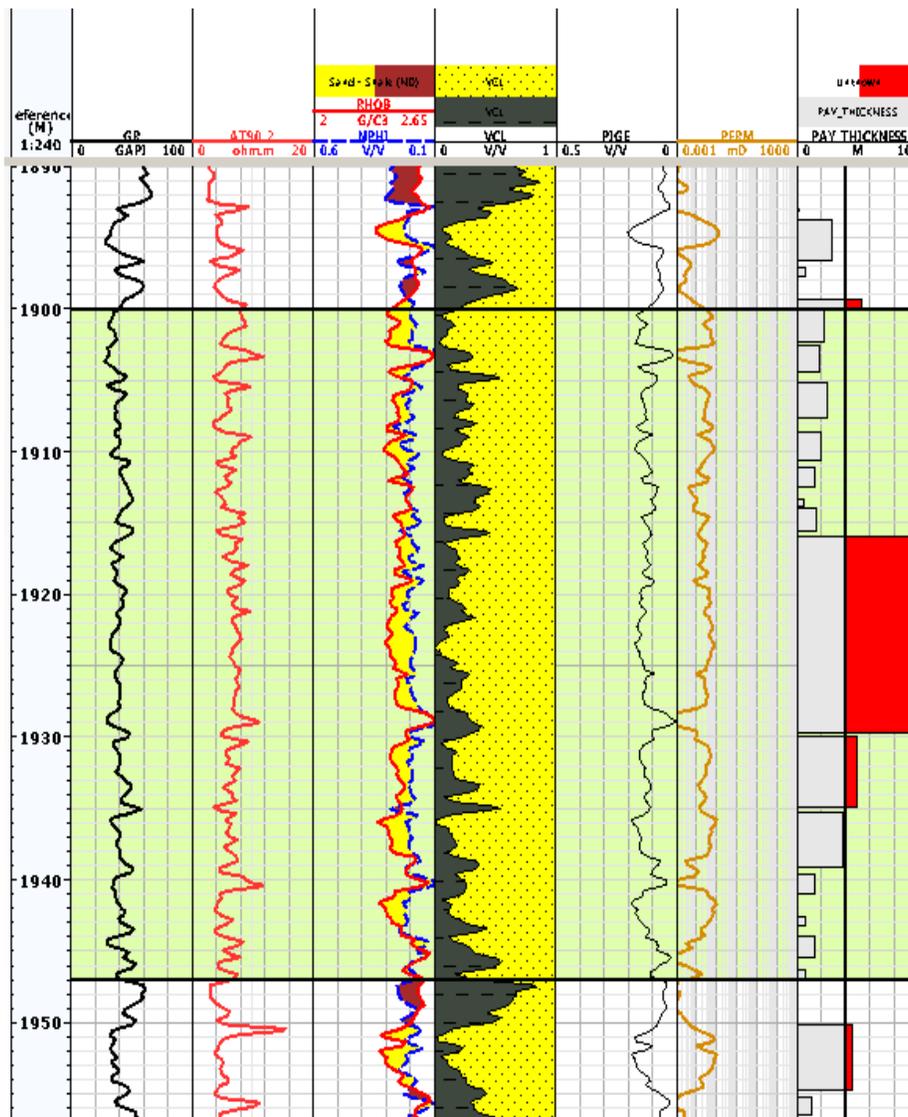


Figura 4.22 Análisis de registros, pozo puma-16, intervalo 1916 - 1935 m. Techlog 2016.

Correlación petrofísica

Uno de los procedimientos que se utilizaron para poder obtener una referencia sobre la continuidad lateral del intervalo propuesto en el pozo puma 16, fue la correlación de registros con otros pozos cercanos al pozo en evaluación. En la siguiente sección (**Figura 4.23**) se puede observar la comparativa del pozo puma – 16 con los pozos puma 17 y 21, los cuales se encuentran a 2.8 y 2.4 km de distancia respectivamente.

Debido a las características de los intervalos probados en este pozo, existen condiciones petrofísicas y geológicas que determinan un cambio de secuencias estratigráficas lateralmente, las cuales permiten identificar un intervalo superior como nueva oportunidad.

Resaltando el comportamiento positivo sobresaliente de los registros del pozo puma 16, se observa una similitud en el comportamiento de los registros en el área donde se identifican el intervalo con potencial, lo cual puede indicar una continuidad lateral importante de la arena propuesta.

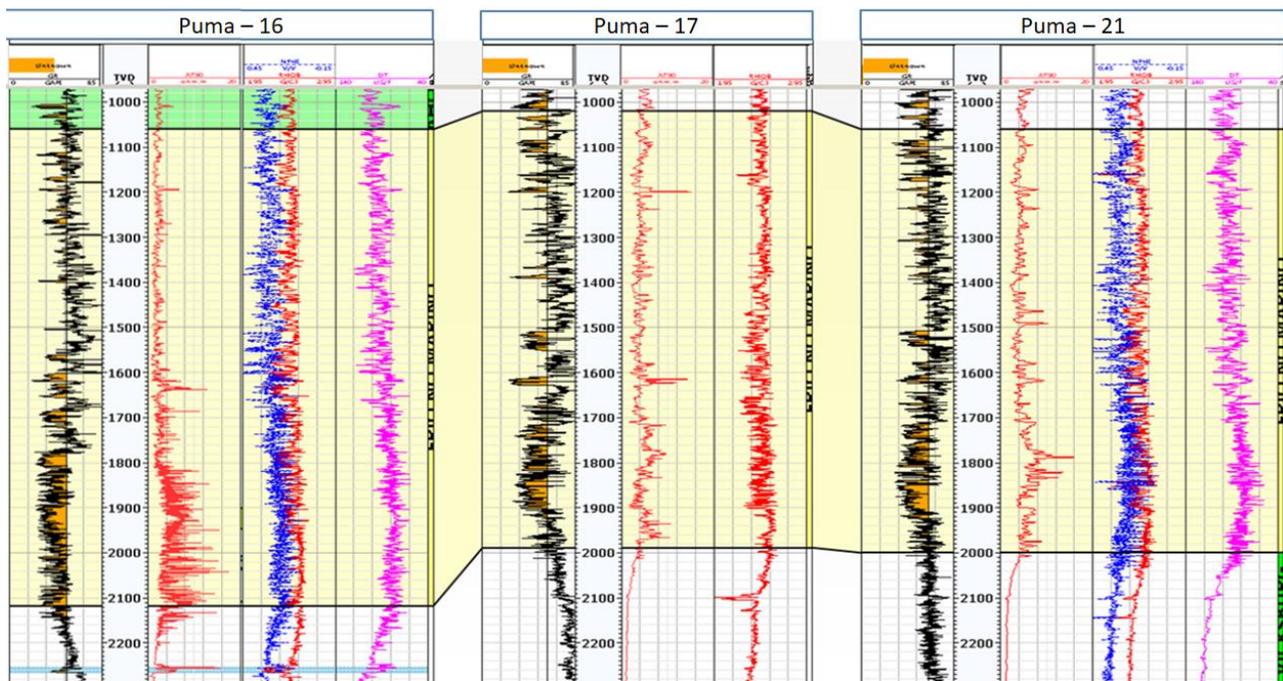


Figura 4.23 Correlación petrofísica pozos puma 16, 17 y 21. Techlog 2016.

Productividad de pozos

El pozo puma – 17 fue probado en los intervalos 3845 – 3855 m, 3442 – 3455 m y 2930 – 2942 m, resultando los dos primeros intervalos productores de agua y en el último intervalo fluyó gas, sin embargo, en el oficio de terminación del pozo, este fue reportado como invadido de agua salada, mientras que el pozo Puma 21 resulto seco y no cuenta con ninguna información adicional de pruebas de producción. Ambos pozos fueron taponados y abandonados. Analizando la historia de estos dos pozos, se puede notar que las arenas superiores nunca se probaron, por lo cual no se puede descartar el potencial en esta zona y abre la oportunidad al estudio de pozos de relleno o evaluación de nuevos prospectos en el campo, para su desarrollo futuro.

En la **Figura 4.24** se aprecia un mapa de burbuja donde se puede observar la producción acumulada asociada al pozo puma – 16, resaltando el comportamiento positivo de producción en contraste con los pozos de correlación, lo que nos sirve de parámetro en paralelo con la correlación de registros y el análisis estructural para evaluar la continuidad o interrupción lateral de las arenas, permitiéndonos delimitar cualitativamente su extensión, además de aspectos como la presencia de fallas y la posición estructural alta o baja de cada arena dentro del campo.

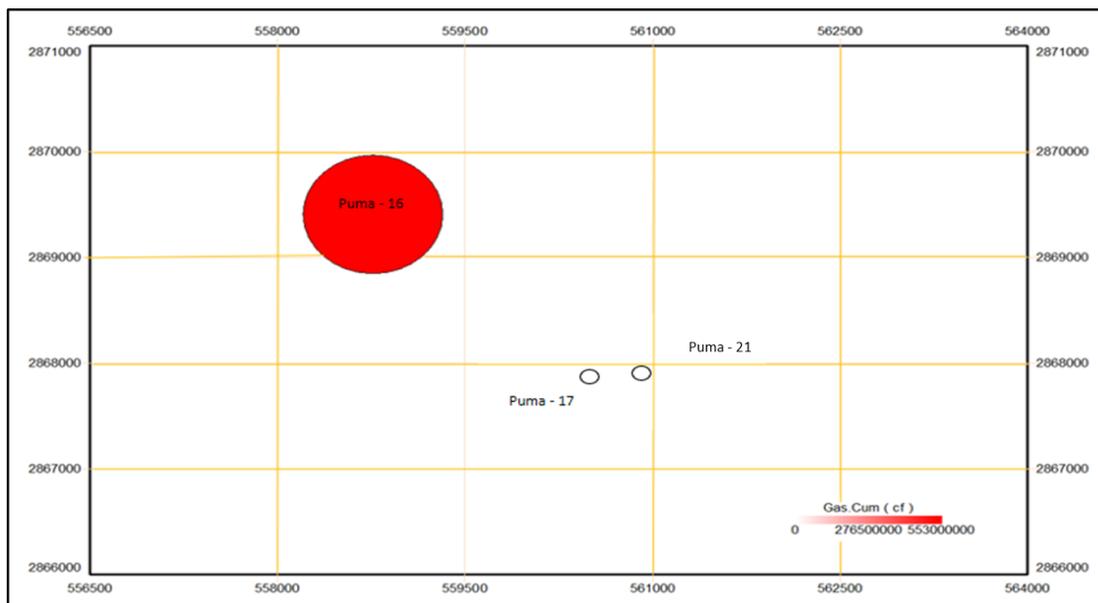


Figura 4.24 Mapa de burbuja de producción acumulada. OFM.

Análisis y pronósticos de producción

Tomando en cuenta la historia de producción del pozo puma 16, así como los aspectos estructurales, estratigráficos, parámetros petrofísicos, de yacimientos y de fluidos, se realizó un ajuste histórico mediante un modelo matemático de Análisis de Curvas de Declinación (**Figura 4.25**), para modelar el caso base de producción del pozo, el cual considera la declinación de producción de su intervalo de 2254 – 2266 m activo a julio 2018 con un gasto promedio de **0.24 MMpcd**.

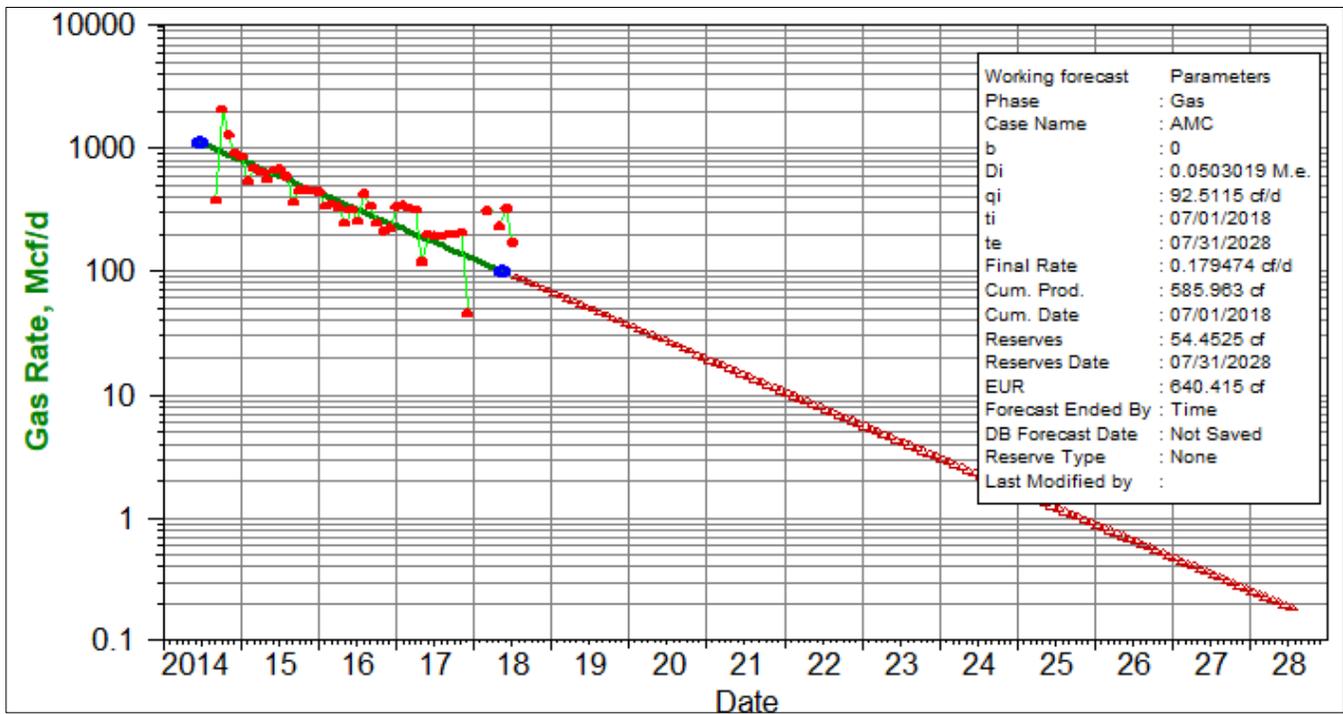


Figura 4.25 Análisis de Curvas de Declinación, Pozo Puma-16, OFM.

Los modelos analíticos realizados en Pansystem® asociado a las oportunidades (Reparaciones mayores), se muestran a continuación. De acuerdo al análisis de las practicas comunes que llevaron al desarrollo del campo y tomando en cuenta la baja permeabilidad del yacimiento, se toma en cuenta la realización de fracturamiento hidráulico en este intervalo visualizado, para poder llevar a cabo un correcto desarrollo del potencial observado.

Los datos de entrada requeridos para la realización del pronóstico de producción del intervalo 1916 – 1935 m, se muestra en la **Tabla 4.8**.

Datos de entrada	Puma - 16
Parámetros de Fluido	
Tipo de Fluido	Gas
Parámetros de Pozo	
Geometría del pozo	Vertical
Radio de pozo (ft)	0.187
Parámetros de Capa	
Espesor (ft)	62.34
Porosidad (fracc.)	0.15
Presión (psia)	2900
Temperatura (°F)	212
Saturación de agua (fracc.)	0.6
Modelo de yacimiento	Fractura vertical de conductividad finita
Permeabilidad (mD)	0.04
Longitud de fractura (ft)	100
Conductividad de la fractura	10
Gravedad específica del gas (fracc.)	0.609
Modelo de frontera	Sistema Cerrado
Radio de drene (ft)	984.3
Parámetros de Pronóstico	
Tiempo de producción (meses)	160
Paso de tiempo (meses)	1
Presión de fondo fluyendo (psia)	340

Tabla 4.8 Puma-16, intervalo 1916 – 1935 m.

Finalmente, el programa realiza el pronóstico de producción de acuerdo con las consideraciones establecidas. La **Tabla 4.9** muestra los resultados para el caso analizado.

Datos de salida	Condiciones post-fracturamiento
Capacidad de Flujo (md*ft)	2.5
Área (acres)	88.96
Volumen original (MMMpc)	2.68
Gasto inicial de producción (MMpcd)	1
Recuperación final estimada (MMMpc)	1.5

Tabla 4.9 Datos de salida del modelo analítico, Puma-16, intervalo 1916 – 1935 m.

Además, en la **Figura 4.26**, se muestra el comportamiento del gasto y la producción acumulada para el intervalo propuesto de 1916 – 1935 m.

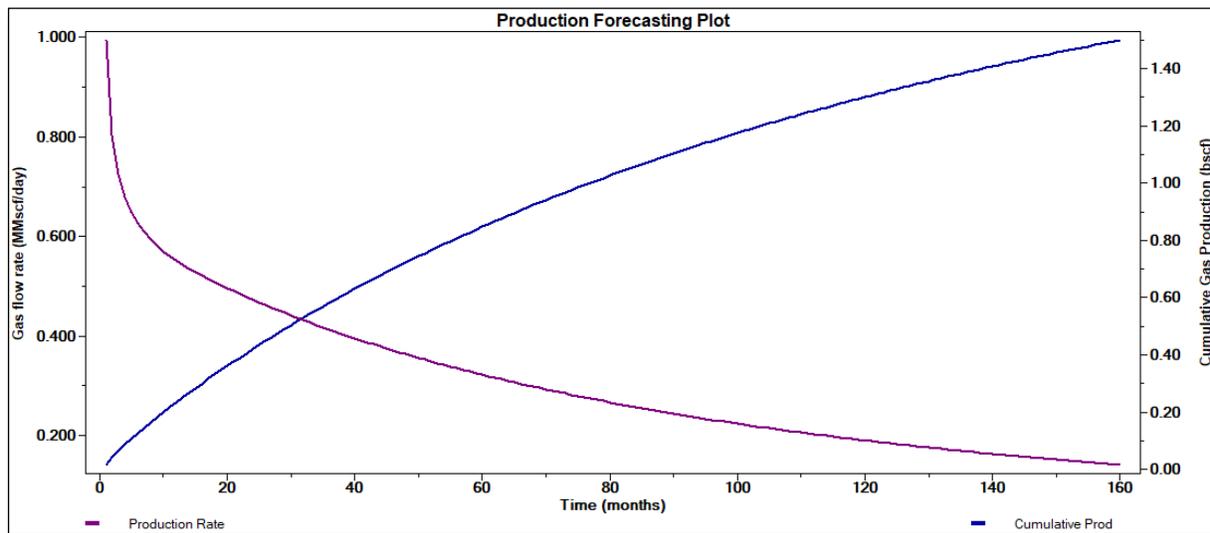


Figura 4.26 Pronóstico de Producción, Puma-16, intervalo 1916 – 1935 m.

Los pronósticos de producción se hicieron tomando en cuenta la producción de los pozos ya existentes (caso base), así como actividades nuevas que posteriormente se calendarizaran para planificar el desarrollo del área. Las estrategias consideradas como premisas son:

- El Pronóstico del caso base se obtuvo a partir de análisis de curvas de declinación obtenido a través de Oil Field Manager®.
- Los pronósticos de producción para las reparaciones se realizaron con base en modelos analíticos programados en Pansystem®.

En la **Figura 4.27** se muestra el pronóstico de producción para el pozo Puma – 16, tomando en cuenta los dos puntos ya mencionados (Caso base y Reparación mayor al intervalo 1916 – 1935 m).

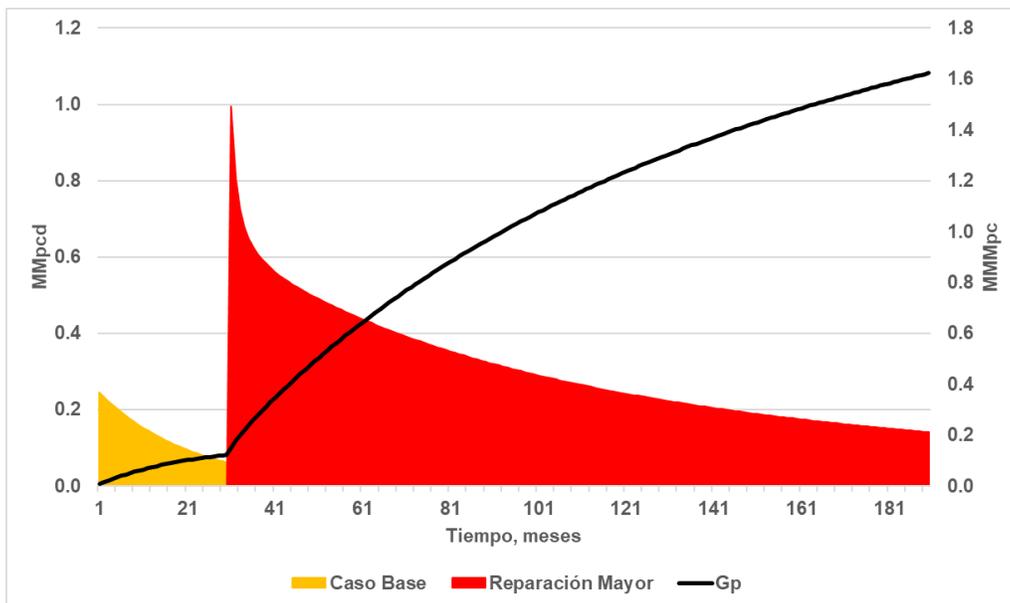


Figura 4.27 Pronóstico de producción pozo Puma-16.

Este procedimiento se lleva a cabo para todos y cada uno de los pozos con potencial en el área, con el motivo de incrementar la producción. Con el análisis previamente mencionado se logró identificar 7 pozos con oportunidades (tanto reparaciones mayores, como reparaciones menores), las cuales se llevarán a cabo de una manera estratégica planteada por el Operador Petrolero, con el fin de aprovechar y optimizar los recursos existentes, maximizando así la eficiencia de producción, obteniendo el mejor beneficio económico. En la **Figura 4.28** se muestra el pronóstico de producción para toda el área a desarrollar, lo cual nos muestra una recuperación total de **14 MMMpc**, tomando en cuenta la declinación de producción de los pozos abiertos actualmente (Caso base), así como la producción de los pozos candidatos a intervenciones (Oportunidades), sin embargo, después de la jerarquización de oportunidades de en pozos existentes lo cual es más viable y rápido de realizar, se deben plantear escenarios en los cuales se tomen en cuenta pozos nuevos, los cuales incrementarían en mayor forma el potencial del campo.

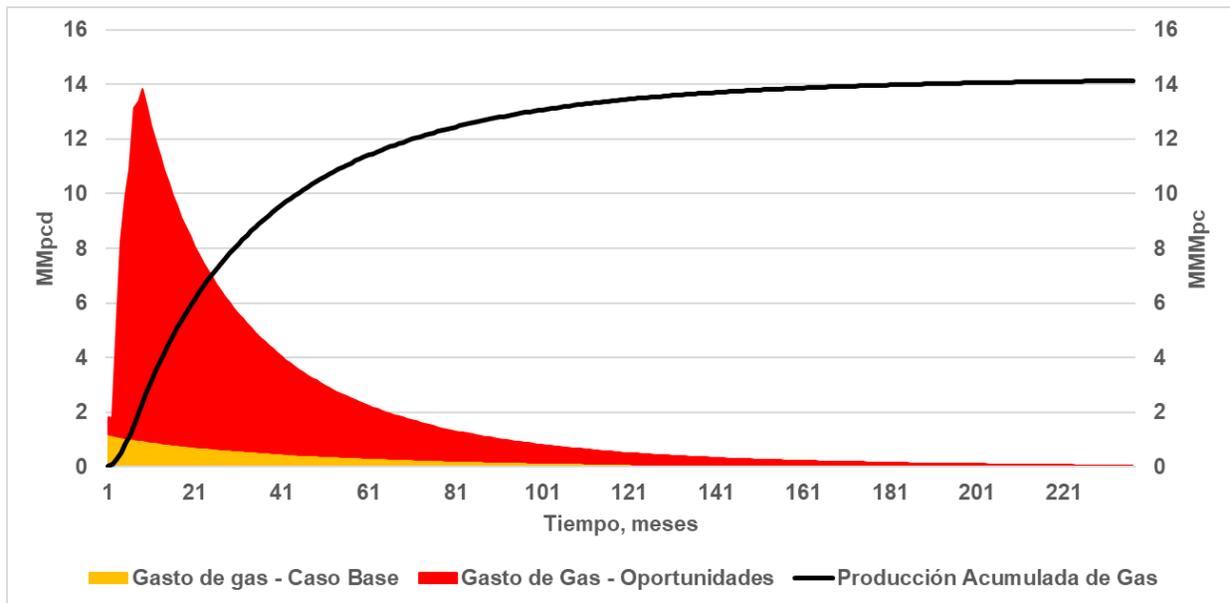


Figura 4.28 Pronóstico de producción total del área a desarrollar.

Análisis económico

El análisis económico se hizo tomando en cuenta varios parámetros que influyen directamente en el costo de intervención, entre los cuales se tiene:

- Reparación y/o mantenimiento de líneas de descarga.
- Reparación y/o mantenimiento de infraestructura en general
- Construcción y/o adecuación de caminos.
- Dictámenes y/o permisos para operaciones.

Todo esto conformara parte de la inversión requerida para llevar a cabo la operación, sin embargo, también se debe de tomar en cuenta los costos operativos, los cuales varían en el tiempo dependiendo de las actividades que se tengan programadas mensualmente en el plan de desarrollo de los pozos. Entre las principales actividades requeridas para el desarrollo del campo, se contempla:

- Revisión y visita a los pozos en campo
- Vigilancia
- Análisis de redes de producción
- Pruebas de integridad a pozo
- Monitoreo de pozos en tiempo real
- Aforos a boca de pozo
- Muestreo de fluidos
- Pago de regalías, contraprestaciones gubernamentales e impuestos.
- Consultorías legales, administrativas, etc.
- Nomina
- Seguros
- Renta o adquisición de equipos superficiales de producción
- Manejo y disposición de residuos.

Mediante el análisis de sensibilidad de los diversos parámetros que influyen en los costos operativos del pozo, se define un comportamiento asociado a la operación de cada uno de los pozos, así como del campo, lo cual permita aunado a la experiencia de la compañía con otros campos análogos, estimar el comportamiento futuro de los flujos de efectivos para conocer la rentabilidad asociada a cada una de las actividades contempladas. En **Figura 4.29** y **Figura 4.30** se muestra los resultados obtenidos de la evaluación económica del intervalo 1916-1935 del pozo Puma.16

Producción Acumulada		USD/Mpc
Gas [MMMPC]	1.50	
Ingresos Brutos		
Total Ingresos Brutos [MMUSD]	4.73	3.15
Regalías		
Total Regalías [MMUSD]	1.28	0.85
Ingreso Después de Regalías		
Total [MMUSD]	3.45	2.30
OPEX		
Total [MMUSD]	1.35	0.90
CAPEX		
Total [MMUSD]	0.53	0.35
Flujo Libre antes de Impuestos		
Total [MMUSD]	1.58	1.05
Impuestos		
Total [MMUSD]	0.54	0.36
Flujo de caja después Impuestos		
Total [MMUSD]	1.04	0.69

Figura 4.29 Evaluación económica del intervalo 1916 - 1935 m, Puma 16.



Figura 4.30 Flujo de caja, intervalo 1916 – 1935 m, pozo Puma-16.

5.- Conclusiones y recomendaciones

La industria del petróleo y el gas ha experimentado un período de incertidumbre en los precios de los hidrocarburos, lo que ha causado un desequilibrio en la certeza comercial de proyectos nuevos. Por esta razón los campos maduros proporcionan una mayor área de inversión para las empresas operadoras, al ser recursos conocidos situados en localizaciones conocidas y al representar menores riesgos como resultado de la gran información disponible, así como infraestructura existente, por lo que no es necesario hacer grandes inversiones. Además, muchos campos maduros se desarrollaron décadas antes de las nuevas tecnologías de evaluación de formación o no se evaluaron de manera óptima, por lo que a menudo solo se requiere la aplicación en forma oportuna y metódica de tecnologías conocidas, como la reinterpretación moderna de los registros de pozo existentes o su re-perfilamiento utilizando una tecnología moderna capaz de identificar zonas nuevas y/o con drenaje ineficiente. Este proceso permite que las zonas en los pozos existentes sean objeto de nuevas perforaciones o terminaciones utilizando técnicas modernas. Identificar los pozos candidatos a ser intervenidos desde el punto de vista técnico y económico es la clave del éxito en el desarrollo de un campo maduro, aumentando el valor extraído del campo más allá de las expectativas originales, y asegurando que las soluciones planteadas sean las más adecuadas.

En México, durante la última década, la administración de campos maduros ha sido de suma importancia para garantizar la sostenibilidad económica del país. El uso de pozos existentes, que ya tienen un estado mecánico consolidado, que cuentan con instalaciones de superficie y sistemas artificiales de producción, son una ventaja significativa y una forma de aumentar la producción y las reservas con una inversión mínima ya que cada elemento en este tipo de campos es una oportunidad para incrementar el valor general del proyecto de desarrollo, puesto que, al combinar estas oportunidades, se crea una sinergia la cual permite cerrar la brecha entre el potencial de producción de cada pozo y su producción real.

Bibliografía

- Can, R. (2018). Opinión y análisis sobre la reforma energética en México. Retrieved from <https://www.gestiopolis.com/opinion-y-analisis-sobre-la-reforma-energetica-en-mexico/>
- Marroquín, V. (2018). Evaluación Económica de Proyectos Petroleros. Retrieved from https://issuu.com/cronpios/docs/af_completo_libro_de_proyectos_petr
- Quintero, L., & Bassiouni, Z. (1997). Gas Zones Detection Using the Dual-Spaced Neutron Tool Responses. *Latin American And Caribbean Petroleum Engineering Conference*. doi: 10.2118/39058-ms.
- Zhou, C., Wu, S., Zhang, C., Zhu, D., & Zhang, V. (1994). Direct Identification of Hydrocarbon From Well Logs: A Neural Network Interpretation Approach. *Annual Technical Meeting*. doi: 10.2118/94-52.
- Ahmad, A., Qutaiba, O., Nandkumar, A., Ali, A., Kunal, S., & Al Dushaishi, M. (2017). Managing Mature and Unconventional Fields. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference And Exhibition*. doi: 10.2118/186442-ms.
- Quiñones, V., Bravo, R., & Chun, N. (2015). Key Parameters to Revitalize Mature Oil & Gas Fields. *SPE Latin American And Caribbean Petroleum Engineering Conference*. doi: 10.2118/177240-ms.
- Hirschfeldt, C., Bertomeu, F., & Lobato-Barradas, G. (2017). Practical Management in Mature Field Operations. *SPE Latin America And Caribbean Mature Fields Symposium*. doi: 10.2118/184937-ms.
- Tang, W., Liu, X., Hu, X., Zhang, X., & Wang, S. (2013). The Correlation of Neutron and Density Logs and Its Application in Tight Gas Reservoirs Identification. *SPE Unconventional Gas Conference And Exhibition*. doi: 10.2118/163951-ms.
- O'Brien, J., Sayavedra, L., Mogollon, J., Lokhandwala, T., & Lakani, R. (2016). Maximizing Mature Field Production - A Novel Approach to Screening Mature Fields Revitalization Options. *SPE Europec Featured At 78Th EAGE Conference And Exhibition*. doi: 10.2118/180090-ms.