

CAPÍTULO 3

SISTEMA PETROLERO

3.1 GENERALIDADES

El sistema petrolero es definido como “los procesos y elementos geológicos necesarios para generar, almacenar y preservar hidrocarburos en el subsuelo”. Estos procesos y elementos geológicos son requeridos para originar los yacimientos de hidrocarburos, ya que de faltar alguno de ellos no se podría establecer dicho sistema (Oviedo – Lerma y Aguayo, 2007). En la Cuenca de Burgos se han identificado tres plays: Pimienta–Midway, Wilcox y Vicksburg–Frio (Figura 3.1).

PERIODO	ÉPOCA		PLAYS
CUATERNARIO	PLEISTOCENO		VICKSBURG FRIO (!)
	PLIOCENO		
	MIOCENO	U	
		M	
		L	
	OLIGOCENO	U	
		L	
	EOCENO	U	
		M	
		L	
PALEOCENO	U		
	L		
CRETÁCICO	SUPERIOR		PIMIENTA MIDWAY (!)
	INFERIOR		
JURÁSICO	SUPERIOR		

Fig. 3.1. Columna estratigráfica asociada a los plays de la Cuenca de Burgos (Modificada de PEMEX, 2004).

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 generación de hidrocarburos, condición que esta relacionada con rocas almacenadoras y sello, así como los procesos que incluyen la formación de la trampa, generación, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos, por lo que existe 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.

3.2 GEOLOGÍA ECONÓMICA DEL TERCIARIO

En el Terciario, en la Provincia de Burgos, se depositó una potente secuencia arcillosa, con la intercalación variable de areniscas de espesor delgado a medio. La secuencia se depositó sobre una amplia y extensa plataforma continental de bajo relieve y lenta subsidencia, en la que predominaron ambientes mixtos y marinos internos a medios (Echanove, 1986). 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. Las lutitas marinas son potenciales rocas generadoras y a la vez, actúan como sello; las areniscas intercaladas en la columna representan a las rocas almacenadoras (Figura 3.2).

3.2.1. ROCAS GENERADORAS

La generación principal de hidrocarburos en la provincia, proviene de las lutitas marinas terciarias. Estas rocas se encuentran ampliamente distribuidas e intercaladas en toda la columna sedimentaria y presentan un contenido moderado a alto de materia orgánica (Kerógeno), que en la mayor parte es de origen continental (leñosa – carbonosa) y en menor proporción marina (algácea) (Figura 3.2). Los índices de alteración térmica de la materia orgánica son de “moderada a fuertemente madura”; correspondiente a la zona catagenética de generación predominante de gas seco, gas húmedo, condensado y ocasionalmente aceite ligero (Echanove, 1986). Los yacimientos del Mesozoico ubicados en el occidente de la cuenca son poco significativos, aun cuando las rocas del Jurásico Superior y Cretácico Superior presentan características con buen potencial como generadoras (Best – Martínez y Monroy, 2008).

3.2.1.1 JURÁSICO Y CRETÁCICO SUPERIOR

A estos periodos corresponde el sistema petrolero Pimienta-Midway ubicado en la porción occidental de la misma y tiene como principal roca generadora a las lutitas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior, cuyo potencial generador varía de pobre a bueno con un Carbono Orgánico Total (COT) < 0.5 a 2%, en tanto que su materia orgánica corresponde a Kerógeno del tipo I y II, cuyo grado de madurez es considerado alto, debido a que su Reflectancia de Vitrinita (Ro) equivalente varía de 2 a 3%, condiciones que dan origen a la generación únicamente de gas seco con alto contenido de metano termogénico; dentro de la secuencia del Cretácico, las formaciones Eagle Ford y Agua Nueva (Turoniano), San Felipe (Coniaciano-Santoniano) y Méndez (Campaniano-Maestrichtiano) presentan un comportamiento geoquímico semejante en cuanto a su contenido de carbono orgánico, superior en todos los casos al 1% y con valores considerables de S₂ (hidrocarburos potenciales) en una buena proporción, lo que permite catalogarlas como rocas generadoras (Best – Martínez y Monroy, 2008).

Estas rocas consisten de calizas arcillosas y lutitas calcáreas depositadas sobre una plataforma abierta y extensa, durante las últimas etapas de la transgresión regional que cubrió gran parte del territorio mexicano (Best - Martínez y Monroy, 2008). Una fuente secundaria para la generación de hidrocarburos en este sistema lo constituyen los sedimentos arcillosos de la Formación Midway (Cenozoico) que presenta un potencial generador que fluctúa desde pobre en la porción occidental con valores de COT < 0.5 %, hasta bueno en la porción oriental con valores de COT > 2 % asociados a una acumulación en un ambiente reductor. La materia orgánica es del Tipo III y varía de inmadura hasta sobre madura con valores de Ro > 0.5 hasta 4.0 % en el sentido W -E, esto es el resultado de mayor sepultamiento de estas rocas como ocurre en el oriente de la cuenca.

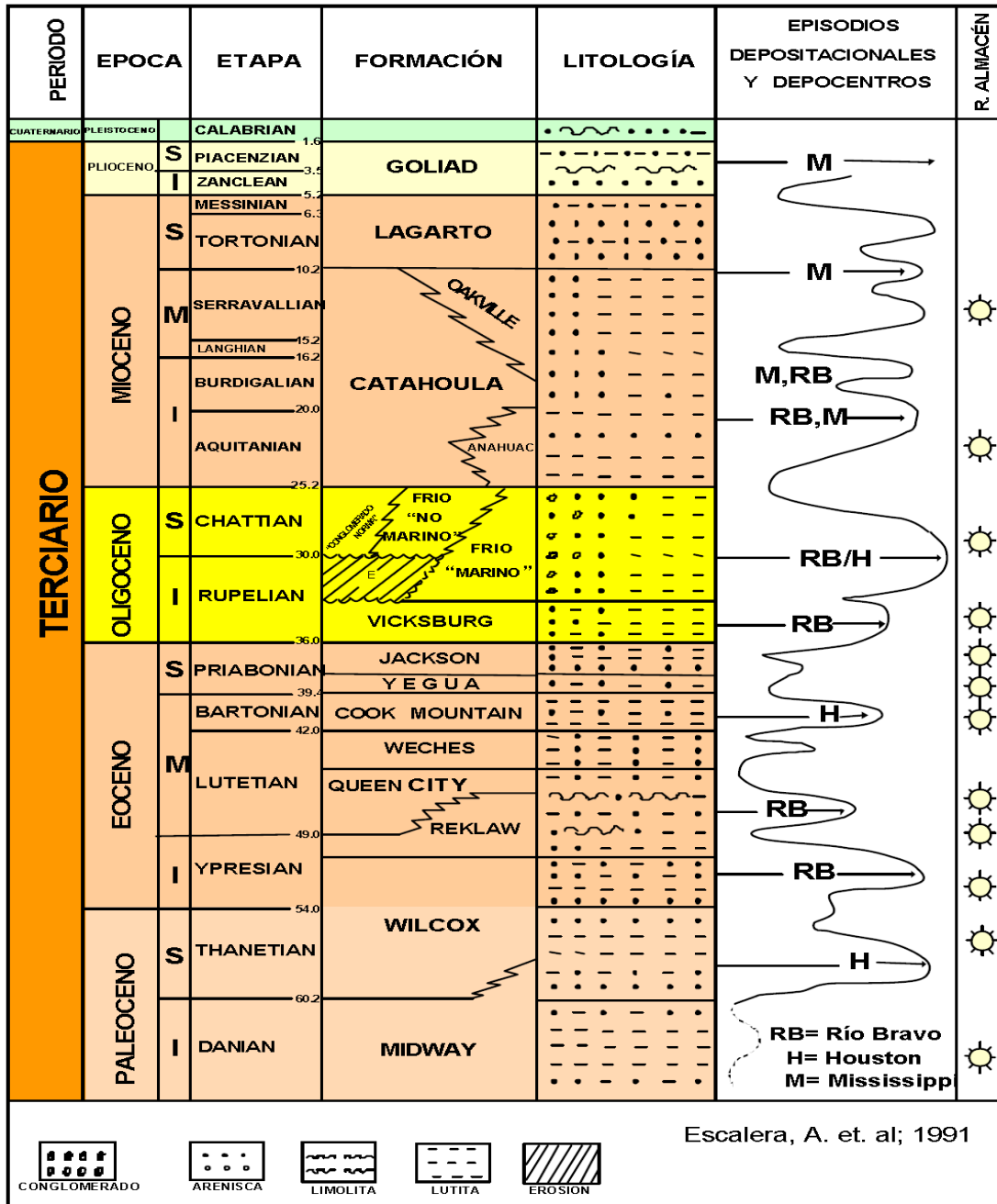


Fig. 3.2.- Columna estratigráfica correspondiente al Terciario de la Cuenca de Burgos y su asociación con los principales afluentes de depósito (Tomado de Bernabé - Martínez y Aguayo, 2006).

3.2.1.2 CENOZOICO

Entre las lutitas y areniscas del Paleoceno y Eoceno, se encuentran valores de Carbono Orgánico Total superior al 1%, en las formaciones Midway del Paleoceno, Recklaw y Cook Mountain del Eoceno. En el marco de una regresión general cenozoica que rompe con la sedimentación de carbonatos mesozoicos, se inicia una fuerte subsidencia y sedimentación de terrígenos finos y arenosos acompañados de materia orgánica continental (tipos III y IV) en condiciones marinas a mixtas, cuyo potencial generador es irrelevante.

No obstante las facies arenosas de estas formaciones producen gas y condensado, al igual que las de la Formación Vicksburg del Oligoceno inferior, cuya parte de arcilla si detecta ligero potencial generador (S₂) en algunas muestras, debido a la probable presencia de cantidades subordinadas de Kerógeno tipo II (Best – Martínez y Monroy, 2008).

El sistema petrolero Wilcox se encuentra ubicado en la parte centro-occidental de la Cuenca, a manera de una franja norte-sur, y las rocas generadoras son las gruesas secuencias arcillosas de las formaciones Midway y Wilcox del Paleoceno y Wilcox del Eoceno, considerándose esta última como la principal secuencia generadora; el potencial generador de esta roca va de pobre a bueno en sentido W-E; ya que sus facies varían en este mismo sentido desde salobres hasta nerítico externo e incluso batial superior, con valores de COT que fluctúan entre < 0.5 a 2.0 % y materia orgánica del tipo III y II. Por lo que respecta a su madurez, los valores de Ro varían entre < 0.5 % en la región occidental a 2.0 % en la porción central, ubicando a esta última en la ventana de generación de gas húmedo.

Mientras que el sistema petrolero Vicksburg-Frio es el más importante de la cuenca y se ubica parte oriental, con un subsistema generador constituido por lutitas que fueron depositadas en ambientes batiales de la formación Vicksburg con un potencial generador bueno con valores de COT < 0.5 a 1 % producto de una mezcla de kerogenos del Tipo II y III y una madurez de 0.5 a 1.2 % de Ro (Best – Martínez y Monroy, 2008).

3.2.2. MIGRACIÓN

La migración de los hidrocarburos se considera casi inmediata a la generación y de carácter local. De las lutitas generadoras, los hidrocarburos se desplazaron hacia los desarrollos arenosos más próximos, siguiendo una trayectoria corta, vertical ascendente y lateral (Echanove, 1986). El proceso de Migración en el sistema Jurásico Pimienta-Paleoceno Midway, es un proceso poco conocido, pero se ha observado asociado a fallamiento normal y lateral que rompe y fragmenta las estructuras mesozoicas, permitiendo la migración de gas seco profundamente generado en la columna mesozoica, los cuales cargan tanto rocas almacenadoras mesozoicas (ejemplo: calizas fracturadas de las formaciones Taraises y Méndez en el Campo Cadena) y cenozoicas (ejemplos campos Emú y Alondra), asociados a tenues anomalías geotérmicas con gradientes <30 °C/km (Best – Martínez y Monroy, 2008). Para el subsistema generador del Wilcox, la migración fue regulada también por los principales sistemas de expansión (fallas de crecimiento), emplaza yacimientos caracterizados por mezclas de metano de origen termogénico y biogénico, con contenidos de gas húmedo y asociados a una fuerte anomalía geotérmica expresada con gradientes de 50-60°C/km.

En la secuencia Vicksburg – Frio, las porosidades controlan un sistema de expansión de fallas regionales de edad Oligoceno tardío- Mioceno temprano que actúan como rutas de migración que alimentan principalmente a trampas combinadas formadas por estructuras rollover, fallas antitéticas y en menor grado a trampas de carácter estratigráfico (Best – Martínez y Monroy, 2008).

3.2.3. ROCAS ALMACENADORAS

Las rocas almacenadoras terciarias las constituyen las areniscas intercaladas en la secuencia arcillo – arenosa. Las areniscas presentan diferente grado de arcillosidad y madurez, de acuerdo a las características del ambiente de depósito y al ciclo sedimentario correspondiente, lo cual influye notablemente en su porosidad y permeabilidad. En la Provincia de Burgos se ha establecido que la mayoría de las areniscas corresponden a los siguientes modelos sedimentarios:

- 1) Sistema integrado y constructivo de barras alargadas y angostas, subparalelas entre sí y a las líneas de costa; este modelo sedimentario es el principal en el Terciario y favorece la existencia de yacimientos múltiples.
- 2) Areniscas asociadas a fallas de crecimiento; que como factor importante en el depósito principal y distribución de ellas, favorecen una mayor acumulación de clásticos en el bloque bajo y una mejor selección de los granos, lo que se refleja positivamente en la porosidad y permeabilidad. La mayoría de los principales campos en el Terciario, se encuentran asociados a fallas de crecimiento.
- 3) Areniscas basales de amplias dimensiones que representan un factor importante en la acumulación de hidrocarburos en el Terciario.

Existen otros modelos sedimentarios en la provincia que pueden considerarse como secundarios y poco relevantes, debido a que presentan una distribución local; sin embargo, los desarrollos arenosos presentes, son buenos receptáculos de hidrocarburos (Echanove, 1986). Se han identificado areniscas pertenecientes a canales distributarios, complejos deltáicos de poco desarrollo y antiguas playas. De acuerdo con la edad de las rocas almacenadoras, en esta cuenca se diferencian cinco franjas en dirección norte-sur, correspondientes al Jurásico-Cretácico, Paleoceno, Eoceno, Oligoceno y Mioceno, siendo la más importante la del Oligoceno, por su volumen de producción (Figura 3.3).

Los hidrocarburos se producen, principalmente de areniscas cenozoicas encajonadas por potentes paquetes de arcilla, ampliamente distribuidas e intercaladas en toda la columna sedimentaria y con un contenido moderado a alto de materia orgánica (Kerógeno), que en la mayor parte es de origen continental (leñosa-carbonosa) y en menor proporción marina (algácea) (Best – Martínez y Monroy, 2008).

3.2.4. ROCA SELLO

En el Terciario se ha establecido una secuencia arcillo – arenosa con predominio de potentes secciones arcillosas marinas de amplia distribución que van aproximadamente de 20 hasta 100 metros, se considera que estas lutitas constituyen un magnífico sello, al cubrir a las areniscas almacenadoras.

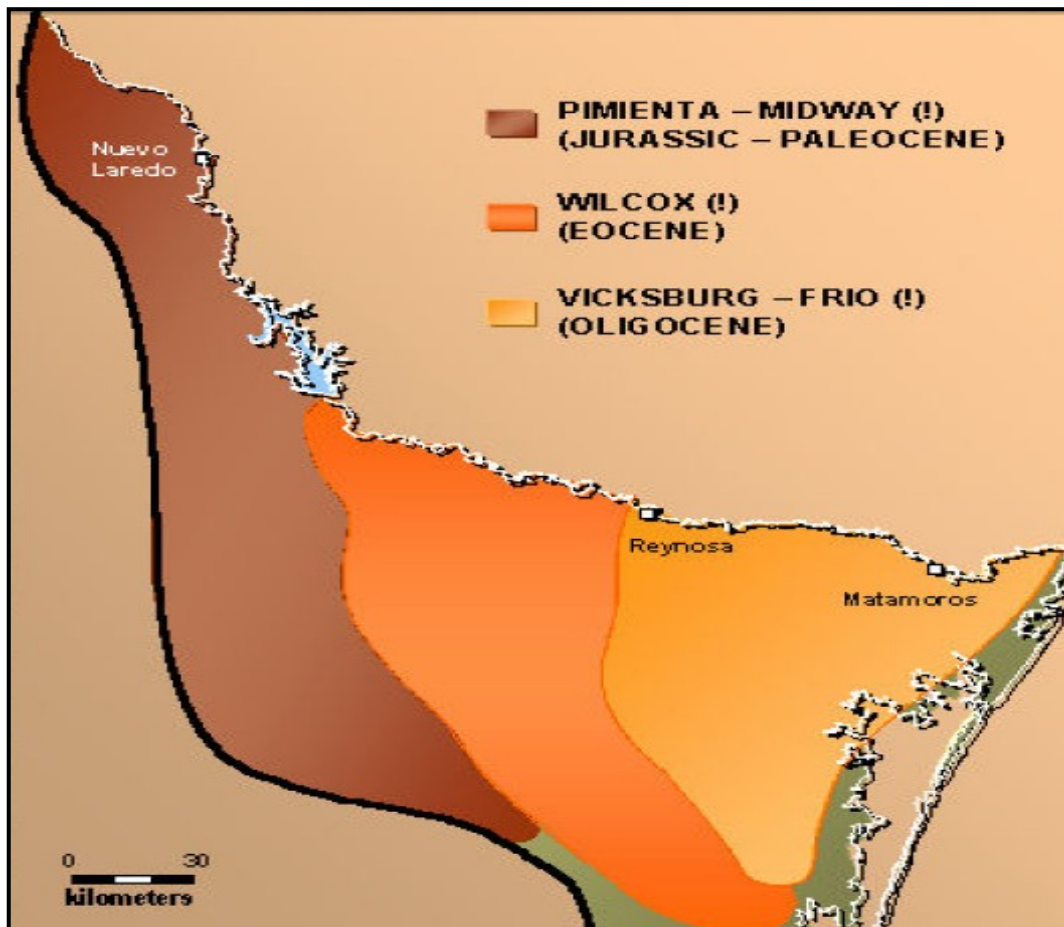


Figura 3.3.- Distribución de rocas almacén de la Cuenca de Burgos (PEMEX, 2005).

3.2.5. TRAMPAS

La gran mayoría de las trampas en la secuencia del terciario en la provincia, son de tipo combinado estratigráfico - estructural y las principales se encuentran asociadas a fallas de crecimiento y/o estructuras anticlinales de suave relieve (rollover), frecuentemente seccionadas en menor o mayor grado por fallas normales, de gravedad y pos - depositacionales (Echanove, 1986).

El fallamiento originó una serie de bloques alargados y escalonados, sobre los que se forman estructuras secundarias y cierres independientes. Igualmente, y en menor proporción, se han identificado algunas trampas de tipo estratigráfico, de distribución restringida y que no representan un atractivo sobresaliente al ser de reducido volumen. En general, los yacimientos se presentan alargados y con una alineación predominante norte - sur, sensiblemente perpendiculares a la dirección del depósito sedimentario y al sistema principal de fallamiento; factores a que están íntimamente relacionados. Asimismo, los yacimientos se presentan estratigráficamente más jóvenes hacia el oriente, como consecuencia del depósito secuencial y progradante del Terciario en este mismo sentido (Echanove, 1986). La Cuenca de Burgos es la provincia que ocupa el primer lugar en producción de gas no asociado a nivel nacional, siendo la franja del Oligoceno la más importante y la más productora. A continuación se describen las principales características de los tres plays que producción en la Cuenca de Burgos.

3.3. PLAY PIMIENTA – MIDWAY

El Play Pimienta – Midway se encuentra ubicado en la porción occidental de la Cuenca de Burgos, se caracteriza por ser de aguas profundas, ya que se desarrolla principalmente en ambientes nerítico – externo a batial superior en algunas áreas en el Paleoceno Inferior (Figón L., Méndez J., Solano J., Téllez M., Méndez E., et. al.). El play corresponde al Jurásico y Cretácico Superior, existe un potencial exploratorio en la franja occidental estimado entre 0.7 y 4 MMMMPC en campos aún no descubiertos en el Play Midway del Paleoceno.

3.3.1 ROCAS GENERADORAS

Las rocas generadoras corresponden a las lutitas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior, cuyo potencial generador varía de pobre a bueno con un Carbono Orgánico Total (COT) < 0.5 a 2%, en tanto que su materia orgánica corresponde a Kerógeno del tipo I y II, cuyo grado de madurez es considerado alto, debido a que su Reflectancia de Vitrinita (Ro) equivalente varía de 2 a 3%, condiciones que dan origen a la generación únicamente de gas seco con alto contenido de metano termogénico; dentro de la secuencia del Cretácico, las formaciones Eagle Ford y Agua Nueva (Turoniano), San Felipe (Coniaciano – Santoniano) y Méndez (Campaniano-Maastrichtiano) presentan un comportamiento geoquímico semejante en cuanto a su contenido de carbono orgánico, superior en todos los casos al 1%, con valores considerables de S₂ (hidrocarburos potenciales) en una buena proporción, lo que permite catalogarlas como rocas generadoras. Estas rocas consisten de calizas arcillosas y lutitas calcáreas depositadas sobre una plataforma abierta y extensa, durante las últimas etapas de la transgresión regional que cubrió gran parte del territorio mexicano.

Una fuente secundaria para la generación de hidrocarburos en este sistema lo constituyen los sedimentos arcillosos de la Formación Midway (Cenozoico) que presenta un potencial generador que fluctúa desde pobre en la porción occidental con valores de COT < 0.5 %, hasta bueno en la porción oriental con valores de COT > 2%, que se acumularon en un ambiente reductor.

La materia orgánica es del Tipo III y varía de inmadura hasta sobre madura con valores de Ro > 0.5 hasta 4.0 % en el sentido W – E, esto es el resultado de mayor sepultamiento de estas rocas como ocurre en el oriente de la cuenca (Figura 3.4).

De acuerdo a la figura 3.4, el área sin capacidad de generación comercial de hidrocarburos, tiene un potencial generador pobre, forma la parte occidental del área, con COT < 0.5 %, asociado a una plataforma nerítica media. El área con un potencial generador regular, con COT de 0.5% a 1.0%, está asociado a una plataforma nerítica externa.

El área con un potencial generador bueno (COT > 1.0 a 2.0%), está asociada con un ambiente de depósito de borde de plataforma, por último, el área con el potencial generador muy bueno (COT > 2%), está asociado a un ambiente batial superior, donde las condiciones de preservación de la materia orgánica fueron excelentes debido a su bajo nivel energético y escaso contenido de oxígeno, destacando el mejor potencial generador en las áreas de Oasis-Pandura, Oriente de Alcaravan, Fosa de Emú, norte de Lomacopa y oriente de Conquistador (Vizcarra – Martínez y Aguayo, 2005).

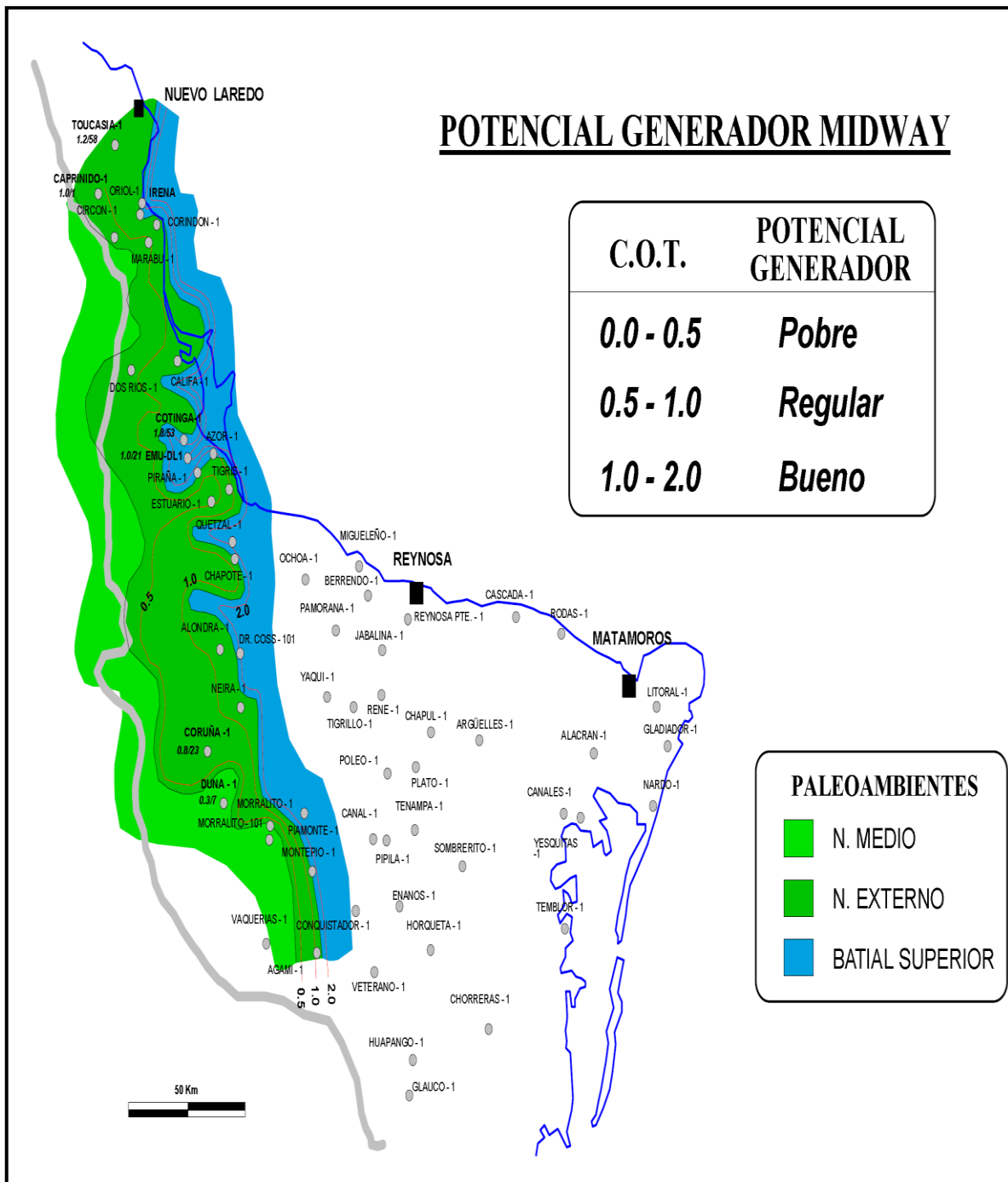


Figura.3.4.- Potencial generador Midway (Tomado de Vizcarra, 2005).

3.3.2. MIGRACIÓN

El proceso de Migración en el sistema Jurásico Pimienta-Paleoceno Midway, es un proceso poco conocido, pero se ha observado asociado a fallamiento normal y lateral que rompe y fragmenta las estructuras mesozoicas, permitiendo la migración de gas seco profundamente generado en la columna mesozoica, los cuales cargan tanto rocas almacenadoras mesozoicas (ejemplo: calizas fracturadas de las formaciones Taraises y Méndez en el Campo Cadena) y cenozoicas (ejemplos campos Emu y Alondra), asociados a tenues anomalías geotérmicas con gradientes <30 °C/km.

3.3.3. ROCAS ALMACENADORAS

Las rocas almacenadoras del Paleoceno Midway (66.5-60 m.a) corresponden con depósitos en una plataforma nerítica externa a batial superior en su parte inferior y en su parte superior es mas somera, ocurriendo el depósito en plataformas de ambientes nerítico externo; también se tienen depósitos de complejos abanicos submarinos de talud y de piso de cuenca, con espesores brutos de hasta 110 m y de arenas netas saturadas con espesores promedio de 35 m. Los yacimientos almacenados en rocas mesozoicas, ocurren en calizas de cuenca fracturadas de las formaciones Taraises y Méndez.

3.3.4. ROCA SELLO

La roca sello corresponde a una secuencia arcillo – arenosa con predominio de potentes secciones arcillosas (lutitas – lutitas limolíticas) de amplia distribución que van aproximadamente de 20 hasta 100 metros, constituyen un magnifico sello, al cubrir las areniscas almacenadoras (Best – Martínez y Monroy, 2008).

3.3.5. TRAMPA

Las trampas definidas para este subsistema Pimienta - Midway son del tipo estratigráfico estructural, se tienen anticlinales mesozoicos afectados por fallas laterales y normales que actúan como rutas de migración y que emplazan yacimientos en el Jurásico, Cretácico y Cenozoico.

3.4. PLAY WILCOX

El play Wilcox se encuentra ubicado en la parte centro – occidental de la Cuenca de Burgos, a manera de una franja norte-sur.

3.4.1. ROCAS GENERADORAS

Las rocas generadoras corresponden a las gruesas secuencias arcillosas de las formaciones Midway y Wilcox del Paleoceno y Wilcox del Eoceno, considerándose esta ultima como la principal secuencia generadora; el potencial generador de esta roca va de pobre a bueno en sentido W-E; ya que sus facies varían en este mismo sentido desde salobres hasta nerítico externo e incluso batial superior, con valores de COT que fluctúan entre < 0.5 a 2.0 % y materia orgánica del tipo III y II. Con lo que respecta a su madurez, los valores de Ro varían entre < 0.5 % en la región occidental a 2.0 % en la porción central, ubicando a esta ultima en la ventana de generación de gas húmedo.

La capacidad de generación de gas de la Formación Paleoceno Wilcox varía desde pobre (C. O. T. < 0.5%), asociado a un ambiente salobre y nerítico interno, a regular (C. O. T. de 0.5-1.0%), asociado a un ambiente nerítico medio; la mejor capacidad para generar, con potencial bueno (C. O. T. de 1.0 a 2.0%) ocurre en la parte más profunda de la cuenca asociado de ambientes nerítico externo a batial superior (Ziga et al, 1198). El potencial generador de esta roca va de bueno a pobre en sentido W-E (Figura 3.5). El tipo de materia orgánica para el Paleoceno Wilcox está formada por Kerógeno tipo III y IV, por lo que solo produce gas seco y escaso condensado.

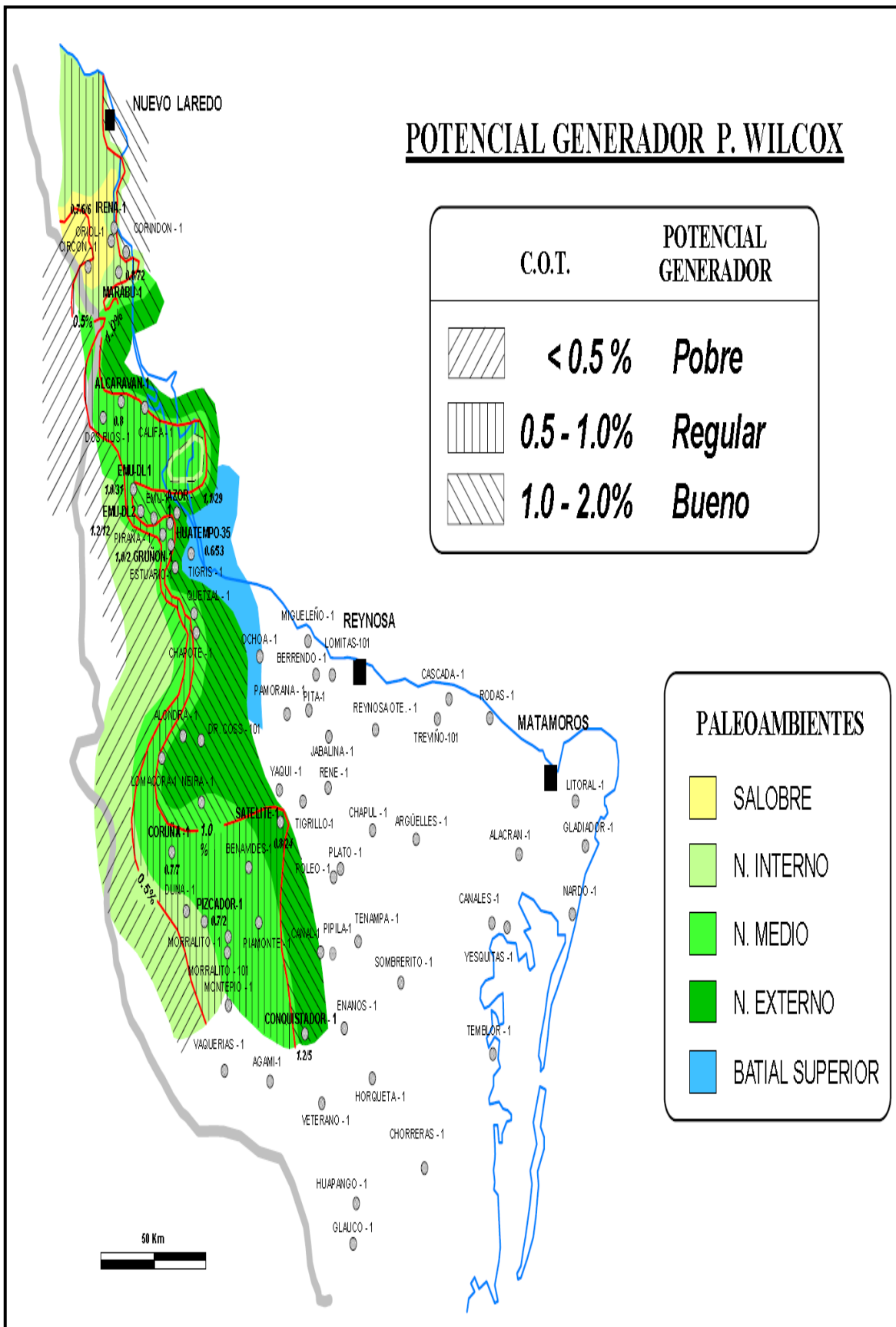


Fig. 3.5 Potencial generador Paleoceno Wilcox (Tomado de Vizcarra, 2005).

El potencial generador de E. Wilcox, varía desde pobre hasta bueno asociado a una cuenca cuyos ambientes varían desde fluviales hasta batiales (Fig. 3.6) (Vizcarra – Martínez y Aguayo, 2005).

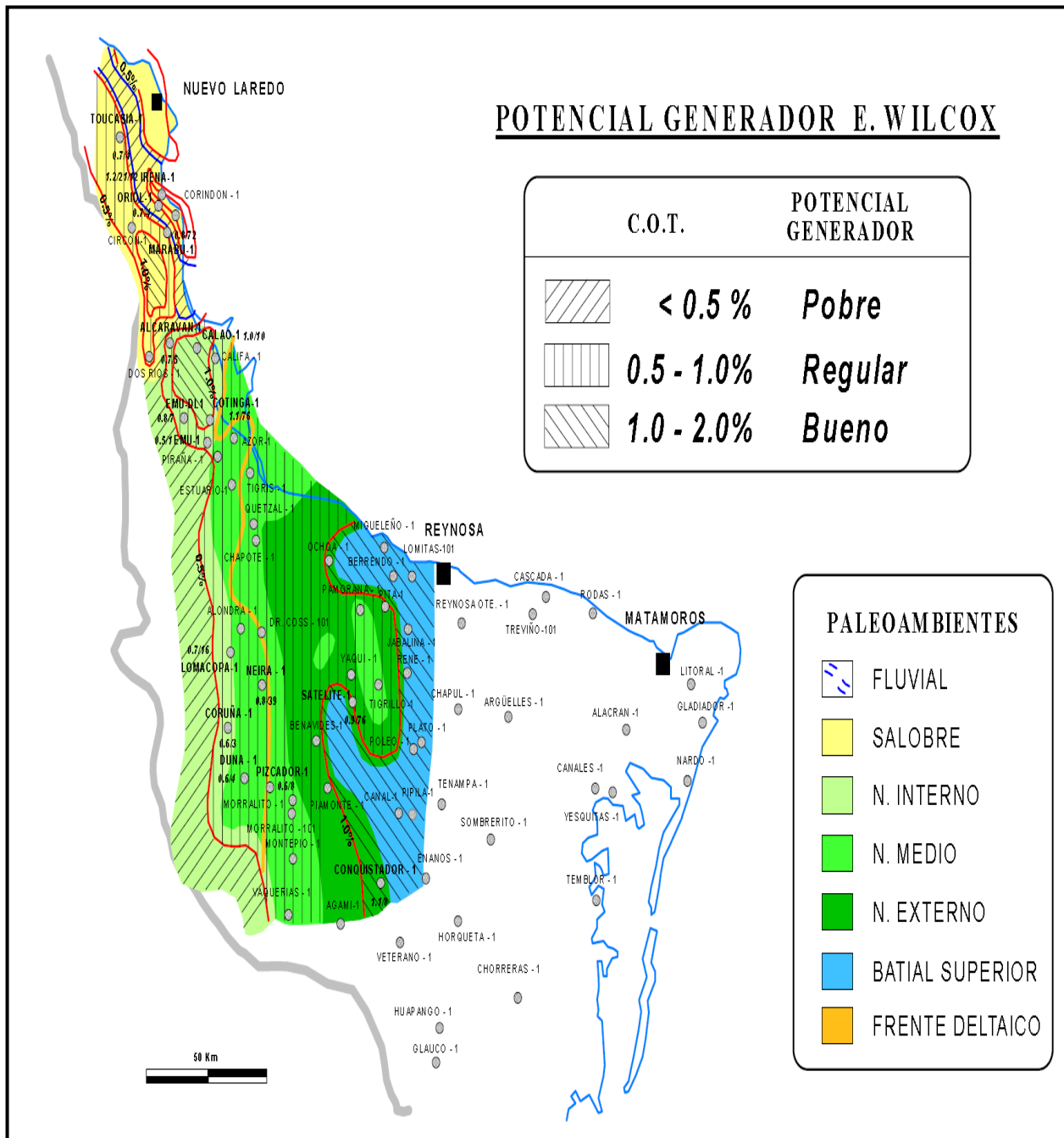


Fig.- 3.6 Potencial generador Eoceno Wilcox, (Tomado de Vizcarra, 2005).

De acuerdo a la figura 3.6, en el norte del área, se tienen ambientes salobres, con potencial generador bueno (COT de 1.0 a 2.0%), que podrían representar zonas paludales, asociados a un drenaje fluvial sin capacidad de generación comercial (COT<0.5%). Hacia el oriente la cuenca se profundiza, aumentando también su potencial generador, desde un potencial regular asociado a un ambiente nerítico medio, hasta un potencial muy bueno (COT>2.0%), asociado a un ambiente batial (Vizcarra – Martínez y Aguayo, 2005).

3.4.2. MIGRACIÓN

Las rutas de migración son de tipo vertical y lateral, probablemente se efectuó mediatamente a la generación de los hidrocarburos a partir del Paleoceno Tardío – Eoceno Temprano (58.5 – 49.5 m.a.). El alineamiento de los campos de gas asociados a los sistemas de fallas regionales extensivas que se han observado tanto en Texas como en la Cuenca de Burgos, sugiere que la migración de los hidrocarburos está sujeta a un control estructural responsable de la distribución y espesor de los cuerpos arenosos que constituyen los principales yacimientos, caracterizados por la mezcla de metano de origen termogénico y biogénico con contenidos de gas húmedo que varían de 5 a 20 %, así como a la distribución y tamaño de las trampas, la madurez de los focos de generación de las rocas generadoras y las rutas de migración que se tienen desde los focos de generación hasta las trampas.

3.4.3. ROCA ALMACENADORA

La principal roca almacenadora para este sistema la constituyen cuerpos de areniscas dentro de la formación Wilcox, depositados en un ambiente de frente deltaico dominado por el oleaje. De acuerdo a los resultados de los registros geofísicos, los intervalos probados tienen una porosidad entre 10 y 15 %, es de tipo intergranular como intragranular y en ocasiones secundaria, mólida e intercrystalina, con una saturación de agua de 35 a 70 %. De acuerdo a los resultados de los análisis de núcleos de pared, la porosidad es de entre 5 y 17%, con una permeabilidad que va de 0.0003 a 1.494 md. Los espesores brutos de la roca almacén fluctúan entre los 18 y 30 m, en tanto que sus espesores netos lo hacen entre 5 y 15 m. Los sistemas regionales de fallas formadas por deformación por extensión ejercieron una gran influencia en el depósito de estos cuerpos arenosos, ya que originaron grandes depocentros en los bloques bajos de las fallas (Fig. 3.7).

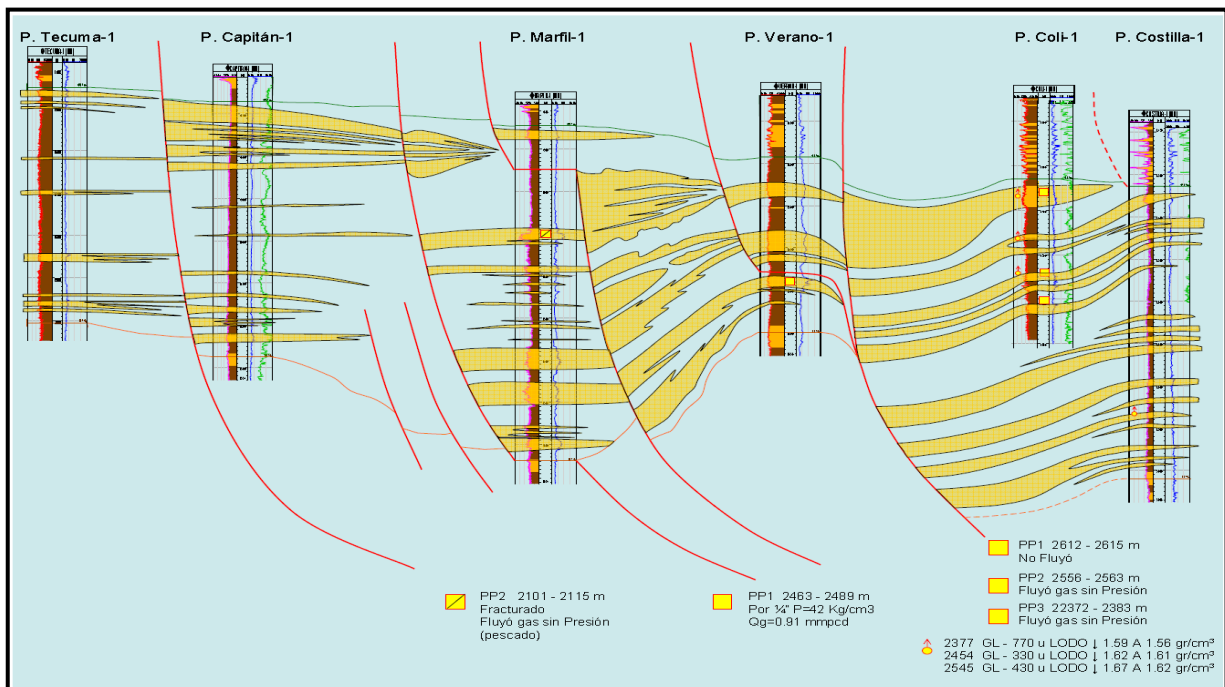


Fig. 3.7.- Diagrama de la roca almacenadora, donde observamos la distribución y espesor de los paquetes de arena (Tomada de García, 2006).

3.4.4. ROCA SELLO

De acuerdo a los registros de inducción la roca sello corresponde a lutitas con espesores que varían de 50 a 200 m; dependiendo del pozo al que se esté refiriendo. También se tiene que a nivel regional el play posee un sello arcilloso tanto en la parte superior, como en la porción inferior (Fig. 3.8).

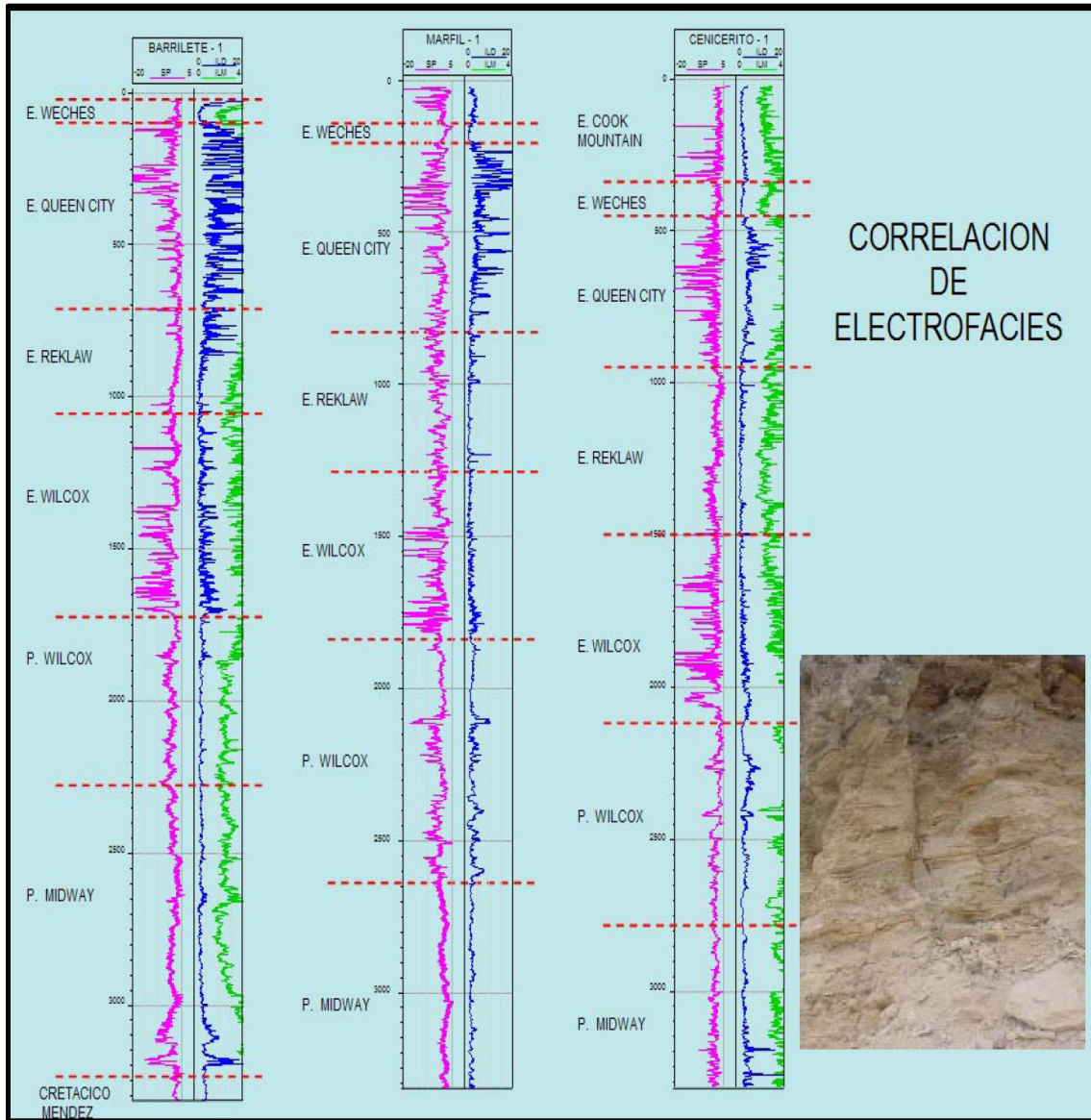


Fig. 3.8.- Correlación de electrofacies, Área China - Barrilete donde se comprueba que la roca sello está presente en el Paleoceno Wilcox (Tomado de García, 2006).

3.4.5. TRAMPA

Para este sistema, los tipos de trampas dominantes son estructuras rollover, asociadas a las fallas de crecimiento, así como cierres contra falla en bloques altamente compartimentalizados, que se formaron entre 33.5 a 29.0 m.a. En la Fig. 3.9, se muestra en una sección sísmica los tipos de trampas que existen en el área China - Barrilete.

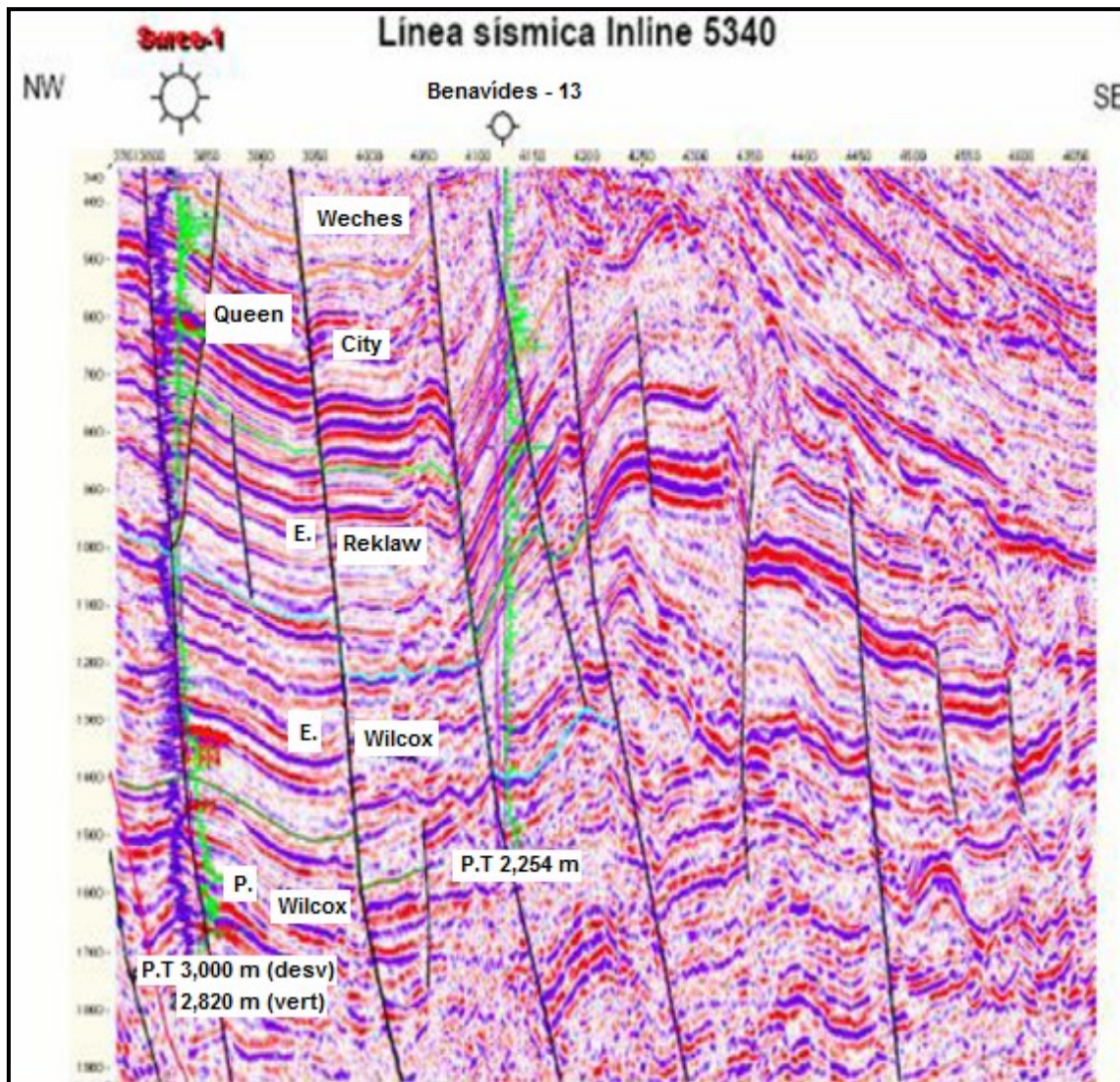


Fig. 3.9.- Trampas de tipo estructurales, estratigráficas y combinadas en el en el área China - Barrilete (Tomado de García, 2006).

3.5 PLAY VICKSBURG – FRÍO

El play Vicksburg – Frio es el más importante de la Cuenca de Burgos, se ubica en la parte oriental, con un subsistema generador constituido por lutitas que fueron depositadas en ambientes batiales de la formación Vicksburg, con un potencial generador bueno con valores de COT < 0.5 a 1 %, producto de una mezcla de kerogenos del Tipo II y III y una madurez de 0.5 a 1.2 % de Ro. La generación de hidrocarburos es principalmente una mezcla de metano termogénico con humedad de 1 al 15% (Ziga, *et al.*, 1999).

El área del Play Frío se restringe a una franja norte – sur en la parte central de la cuenca y cubre aproximadamente 15, 000 Km², presenta facies fluviales, fluvio – deltaicas, de frente deltaico y de prodelta, y se encuentra afectado por fallas normales de expansión con caída al este. Por su mayor producción destacan 6 campos en el Play Frío, siendo éstos: Francisco Cano, Treviño, Pascualito, Reynosa, Brasil y Torrecillas.

La Formación Frío del Oligoceno es la más importante productora de gas no asociado ya que ha aportado a la fecha el mayor porcentaje de los hidrocarburos provenientes de los campos de la Cuenca de Burgos. Cabe señalar que de esta formación produce el Campo Reynosa el cual es un gigante que a la fecha ha acumulado 2.2 MMMMPCG (billones de pies cúbicos de gas) (González – Olivo y Aguayo, 2006).

3.5.1 ROCAS GENERADORAS

El potencial generador del Oligoceno Vicksburg, varía de pobre (Carbono Orgánico Total < 0.5%) a Regular (COT entre 0.5 a 1.0%), encontrándose en lutitas depositadas en un ambiente deltaico; tienen un potencial generador pobre, sin capacidad de generación comercial debido a la intensa biodegradación y oxidación, asociada a un ambiente de alta energía: mientras que las lutitas que se depositan en el prodelta tienen un potencial generador regular. El tipo de Kerógeno corresponde con una mezcla de Kerógeno tipo II (con tendencia a generar aceite y gas) y tipo III (con tendencia a generar solo gas); el índice de Hidrógeno tiene valores de 300 hasta casi 600 mg de HC/g de COT, lo que indica la mejor calidad de materia orgánica detectada hasta el momento en la Cuenca de Burgos, con capacidad para generar gran cantidad de condensados y de gas seco.

Las facies de lutitas marinas que se encuentran distribuidas en la columna sedimentaria en la Formación Vicksburg, presentan un contenido de materia orgánica (Kerógeno) de bajo a alto, en su mayor parte es continental, de tipo leñoso y carbonoso, con índices de alteración térmica de la materia orgánica de moderada a fuerte, con una generación primordial de gas y condensado (García – Esparza y Cuevas, 1999).

La cromatografía de gases obtenida de los pozos perforados en la franja productora del Eoceno indica que son mezclas de metano biogénico-termogénico, con contenidos de humedad de 5-20%, asociado con fuertes anomalías geotérmicas de 50-60 °C/km (Ziga, 1977). Los principales campos productores de gas asociados a este subsistema generador son: Arcos, Arcabuz-Culebra, Cuitlahuac, Pípila y Simbad. Los yacimientos con gases expulsados en el Oligoceno también son mezclas de metano biogénico-termogénico y gas húmedo, asociados con anomalías geotérmicas menores a 40 °C/km. Los principales campos productores de gas asociados a este subsistema son: Reynosa, Monterrey y Brasil (Oviedo – Lerma y Aguayo, 2007).

3.5.2 MIGRACIÓN Y SINCRONÍA

La migración de los hidrocarburos, se considera que se efectuó casi de manera inmediata a la generación de los mismos. Los hidrocarburos se desplazaron de las lutitas generadoras hacia los desarrollos arenosos más próximos, siguiendo una trayectoria corta, vertical ascendente y lateral a través de las fallas de crecimiento. La edad de generación de los hidrocarburos y su migración se estima en 35 millones de años (García – Esparza y Cuevas, 1999).

Los hidrocarburos almacenados en el Play Frío fueron originados a partir de focos de generación profundos del Play Vicksburg. Estos hidrocarburos sufrieron una migración secundaria y se entramparon en las areniscas del Frío, la sincronía se muestra en la figura 3.10 (García – Esparza y Cuevas, 1999).

En la secuencia Vicksburg – Frío, las porosidades controlan un sistema de expansión de fallas regionales de edad Oligoceno tardío- Mioceno temprano que actúan como rutas de migración que alimentan principalmente a trampas combinadas formadas por estructuras rollover, fallas antitéticas y en menor grado a trampas de carácter estratigráfico; las fallas son principalmente de rumbo N-S de forma lítrica, formando bloques que segmentan a los yacimientos de la cuenca.

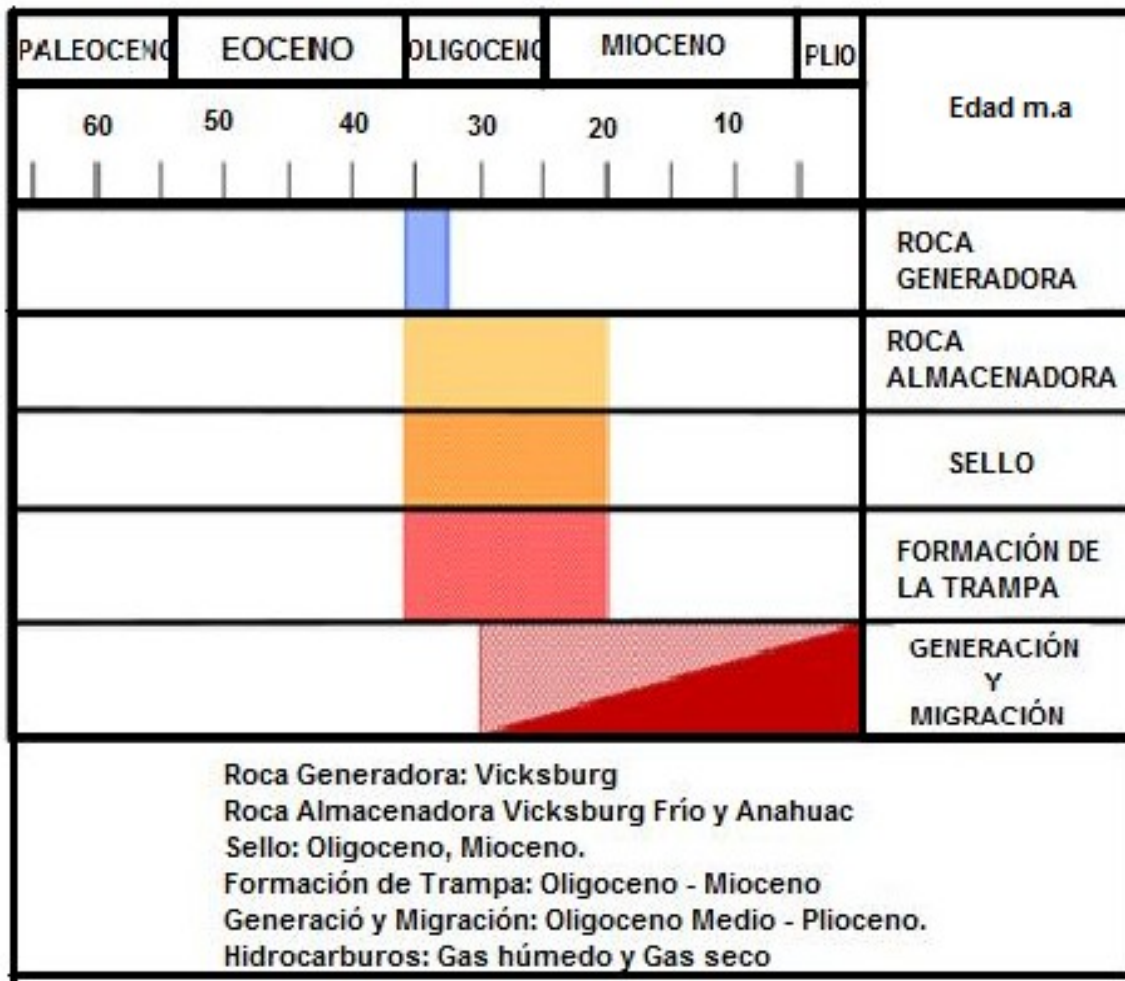


Figura 3.10. - Diagrama de sincronía para el Oligoceno Vicksburg Inferior (Ziga et al., 1999).

3.5.3. - ROCAS ALMACENADORAS

su depósito a un evento de carácter transgresivo, con alternancias de lutitas y areniscas de ambientes continentales, deltaicos, prodeltaicos y turbidíticos. Los depocentros tienen espesores brutos de arenas de 50 a 500 m y espesores netos saturados de 8 a 40 m. En la formación Frío se tiene en promedio 20% de porosidad, la saturación de agua de formación es del 45 % y la salinidad de la misma varía de 6,000 a 25,000 partes por millón; la permeabilidad, presenta variaciones Las rocas almacén en el subsistema generador Oligoceno Vicksburg - Frío, están asociadas en importantes con un rango de 0.05 a 20 milidarcies en promedio (García - Esparza y Cuevas, 1999).

Para la Formación Frío se tiene como roca almacenadora, a los cuerpos arenosos con porosidades promedio de 9 a 32 % y espesores netos de arena de 7 a 50 m; clasificados petrográficamente como areniscas líticas y feldespáticas con porosidades visuales de moderadas a buenas. Hacia la parte occidental de la cuenca de Burgos, la roca almacén consta de paquetes de areniscas, rodeadas y/o cubiertas de limolitas y lutitas depositadas en ambientes deltaicos, tales como islas de barrera, barras costeras, barras de desembocadura, canales distributarios y anastomosados. Mientras que en la parte oriental, la roca almacén fue acumulada en canales y abanicos de piso de cuenca (Oviedo - Lerma y Aguayo, 2007).

3.5.4.- ROCA SELLO

Los elementos que actúan como sello dentro de los yacimientos del Frío son las lutitas de las planicies costeras y deltaicas depositadas dentro de la misma unidad estratigráfica, considerando además el aspecto estructural del área en donde tenemos entrampamientos de hidrocarburos por cierres contra falla, en donde la falla actúa como un sello lateral al estar constituida por millonitas (Oviedo – Lerma y Aguayo, 2007). Un ejemplo de esto se tiene en el Campo Huizache, donde existen numerosos paquetes de lutitas en la Formación Frío que se encuentran distribuidos a lo largo de toda la columna sedimentaria que sellan los cuerpos de areniscas que constituyen el receptáculo de los hidrocarburos. Existen también fallas que en menor proporción tienen la función del sello lateral, así como también los cambios de facies que se encuentran en el área.

3.5.5 TRAMPA

Las trampas son del tipo estructural-estratigráfico y se encuentran conformadas por una secuencia de desarrollos arenosos, depositados principalmente sobre los bloques bajos de las fallas de crecimiento. Las trampas estructurales en rollover, asociadas a las fallas de crecimiento, tienen cierres contra falla por reactivación de éstas y trampas combinadas con acuñamientos por cambios laterales de facies; Un ejemplo de esto se muestra en la figura 3.11., donde se observan las trampas características del campo Huizache.

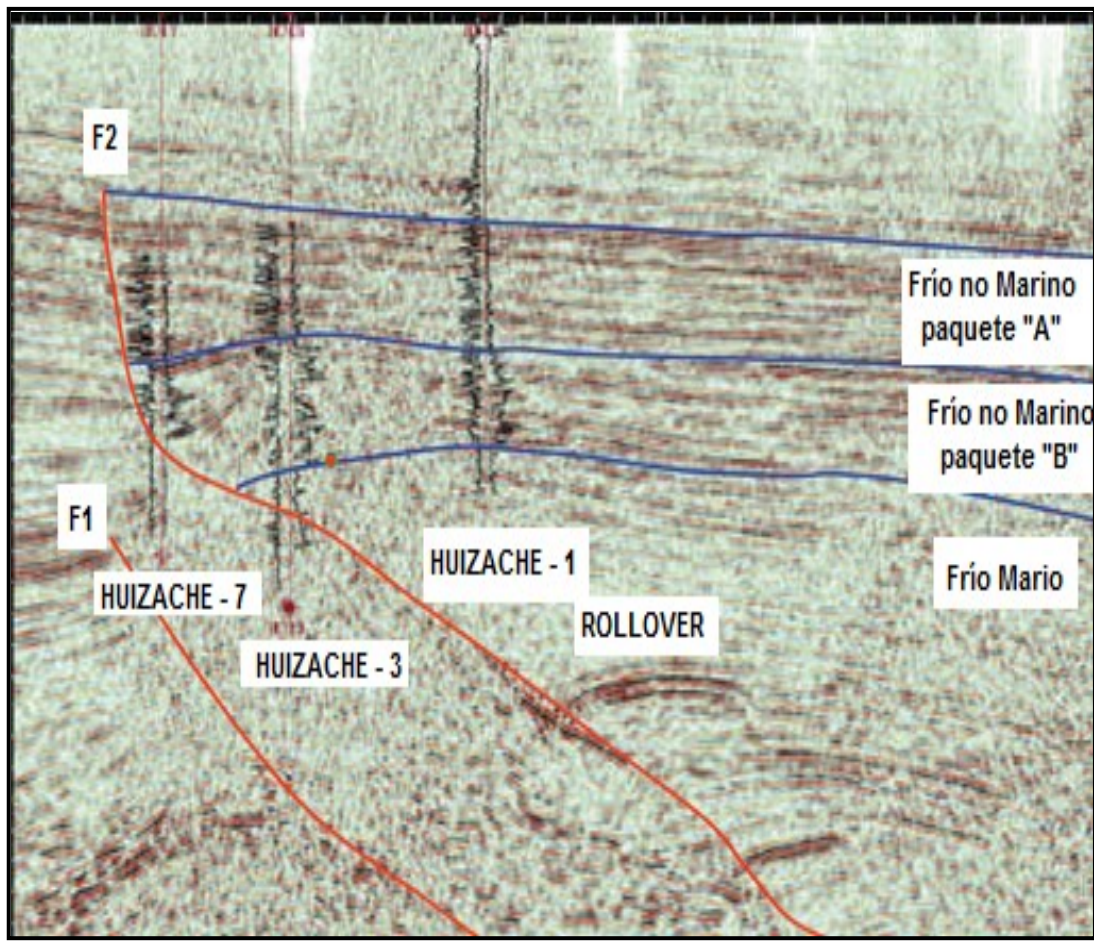


Fig. 3.11. - Trampas en la Formación Frío y Vicksburg Campo Huizache (Tomado de González, 2006).

3.6 DESCUBRIMIENTOS RECIENTES

3.6.1 AÑO 2001

En este año, en la Cuenca de Burgos se incorporaron un total de 66.8, 173.7 y 317.7 miles de millones de pies cúbicos de gas de reservas probadas, probables y posibles, respectivamente. Estos resultados fueron obtenidos con descubrimientos realizados principalmente en los pozos Kriptón-1, Ricos-1, Caudaloso-1 y Dulce-1, entre otros.

La producción promedio diaria de la Cuenca de Burgos durante este año fue alrededor de 1,000 millones de pies cúbicos de gas, que representa 21.9 por ciento de la producción total de gas del país.

De la actividad exploratoria, sobresale la confirmación del alineamiento productor Árabe-Sultán-Kriptón hacia la porción Occidente de los campos Reynosa y Monterrey, a través del descubrimiento de nuevos yacimientos con los pozos Caudaloso-1, Aljibe-1 y Sigma-1A, productores en el play Vicksburg y que conectan la tendencia referida con el campo Torrecillas (Reservas de hidrocarburos de México, 2002).

Asimismo, se reactiva la incorporación de reservas en los plays Yegua y Jackson de edad Eoceno, con los hallazgos de los pozos Dulce-1, Numerador-1, Tilingo-1 y Líncer-1. A continuación se presentan las características de los pozos más sobresalientes descubiertos en este año en la cuenca.

3.6.1.1 POZO RICOS-1

Este pozo exploratorio fue perforado para investigar la secuencia identificada originalmente en el campo Francisco Cano, y para buscar trampas de tipo estratigráfico-estructural dentro de facies deltáicas del play Frío Marino de edad Oligoceno.

Estructuralmente, el pozo se ubicó en la cima de un anticlinal orientado en dirección Norte-Sur, limitado al Oriente y Poniente por dos fallas de crecimiento con caída al Oriente (Reservas de hidrocarburos de México, 2002).

La columna geológica perforada alcanzó 3,900 metros verticales y desde el punto de vista estratigráfico, comprende sedimentos que van desde el Pleistoceno hasta el Oligoceno. El pozo Ricos-1 tuvo producción comercial en las arenas de facies deltáicas del Oligoceno Frío Marino en dos intervalos. La prueba de producción en el primer intervalo, con fracturamiento hidráulico, produjo casi 7 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

La litología de estos yacimientos consiste de areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio entre 14 y 18 % y una saturación de agua entre 48 y 51 %. Cabe destacar que en el bloque donde se encuentra el pozo Ricos-1, se realizó un estudio de inversión sísmica con el propósito de extrapolar las propiedades petrofísicas de los yacimientos y así, determinar la extensión areal impregnada de gas.

El volumen original 3P de gas natural se ha calculado en 205.0 miles de millones de pies cúbicos. En tanto, las reservas originales 1P, 2P y 3P alcanzan 13.3, 86.4 y 159.2 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.6.1.2 POZO KRIPTÓN – 1

Este pozo exploratorio fue perforado en una trampa de tipo estratigráfico-estructural, dentro de facies deltaicas y fluvio deltaicas de los plays Frío No Marino y Vicksburg, ambos de edad Oligoceno. Estructuralmente, el pozo quedó ubicado en la cima de un anticlinal seccionado, con orientación Norte-Sur, limitado en el flanco occidental por la falla de crecimiento denominada Berrendo.

El pozo atravesó una columna de 3,720 metros verticales, abarcando desde el Pleistoceno hasta el Oligoceno. Se ubicaron dos intervalos en donde se estableció producción comercial, y que corresponden a facies deltáicas del Oligoceno Vicksburg y del Frío No Marino (Reservas de hidrocarburos de México, 2002).

La litología en los yacimientos está compuesta por areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio de 18 % y una saturación de agua de 51 % para el intervalo más profundo, y de 20 % de porosidad y 30 % de saturación de agua en el intervalo más somero. El volumen original 3P de gas natural es de 59.6 miles de millones de pies cúbicos, mientras que sus reservas 1P, 2P y 3P son 12.8, 38.3 y 45.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.6.1.3 POZO CAUDALOSO – 1

Este pozo exploratorio fue dirigido hacia una trampa de tipo estratigráfico-estructural dentro de facies deltaicas y fluvio deltáicas del play Vicksburg de edad Oligoceno. Estructuralmente, el pozo se ubicó cerca de la culminación de un anticlinal asimétrico y segmentado, cuya orientación es en dirección Norte-Sur, limitado en el flanco Poniente por una falla de crecimiento con caída al Oriente y al Este, por dos fallas secundarias, una con caída al Oriente y otra al Poniente, y que seccionan al campo en varios bloques (Reservas de hidrocarburos de México, 2002).

La columna geológica perforada alcanzó 1,980 metros verticales, investigando del Mioceno Catahoula hasta el Oligoceno Vicksburg. Como resultado de las pruebas realizadas, se estableció producción comercial en arenas de facies deltaicas del Oligoceno Vicksburg. Adicionalmente, por registros geofísicos de pozos se han incorporado reservas posibles a profundidades más someras.

La litología en los yacimientos descubiertos está compuesta por areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio de alrededor de 20 % y una saturación de agua de 53 % para los intervalos probados, y 19 % de porosidad y 52 % de saturación de agua para los intervalos no probados, y clasificados como reserva posible. El volumen original 3P de gas no asociado es de 36.2 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas 1P, 2P y 3P son 2.2, 3.4 y 26.0 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.6.1.4 POZO DULCE – 1

El objetivo de este pozo exploratorio fue alcanzar una serie de trampas de tipo estratigráfico-estructural dentro de facies deltaicas de las formaciones Yegua y Jackson de edad Eoceno. La ubicación estructural del pozo corresponde a la cima del bloque más importante de la estructura, el cual está limitado en los flancos occidental y oriental por fallas de crecimiento (*roll over*) con caída al Oriente. Este pozo, alcanzó una profundidad de 1,650 metros verticales. Estratigráficamente, el estilo predominante en el área está regido por la tectónica de fallamiento por crecimiento (*roll over*) (Reservas de hidrocarburos de México, 2002).

La columna va del Oligoceno Frío No Marino hasta el Eoceno Superior Yegua. Desde el punto de vista de producción, dos pruebas fueron realizadas para establecer producción comercial en las arenas de facies deltaicas del Eoceno Jackson Medio e Inferior. La litología en los yacimientos identificados consiste de areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio de 19 % y una saturación agua de 57 %. El volumen original 3P de gas natural es de 50.5 miles de millones de pies cúbicos, con reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas en 1.5, 11.6 y 35.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.6.2 AÑO 2002

En este año son de destacar al igual que en años anteriores, los resultados obtenidos en la Cuenca de Burgos de la Región Norte, en donde los pozos Carretón-1, Dandi-1, Enlace-1, Levita-1, Fundador-1, Garufa-1, Jazmín-1A, Líncer- 1, Pingüino-1, Ricos-101, Socavón-1, Surco-1 y Unicornio-1, incorporaron junto con otros un total de 165.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural de reservas 2P (Reservas de hidrocarburos de México, 2003).

La Cuenca de Burgos sigue siendo el área más importante del país en términos de reservas y producción de gas no asociado. Contiene 1,844.7, 1,099.4 y 1,583.8 miles de millones de pies cúbicos de gas de reservas probadas, probables y posibles, respectivamente, es decir, alcanza 8.5, 5.0 y 7.3 por ciento de las reservas probadas, probables y posibles de gas no asociado del país. Esta participación del total nacional ha permitido que su producción promedio diaria en este año ascienda a un poco más de 1,000 millones de pies cúbicos de gas, es decir, representa 22.8 por ciento de la producción total de gas del país, incluyendo gas asociado y no asociado.

Durante este año se adquirieron 2,637 kilómetros lineales de sísmica bidimensional y 499 de kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional. La interpretación de esta información ha permitido fortalecer la cartera de localizaciones para los años subsecuentes, y asegurar la producción de los volúmenes de reservas identificadas y por descubrir.

En términos de descubrimientos, el número de pozos que incorporaron reservas en la Cuenca de Burgos fue de 13. A continuación se ilustran los aspectos más sobresalientes de los descubrimientos más significativos de esta cuenca en el 2002 (Reservas de hidrocarburos de México, 2003).

3.6.2.1 POZO LEVITA - 1

Este pozo investigó la secuencia profunda del Paleoceno Midway en el área denominada Emú, donde se encuentra el campo del mismo nombre. La estructura es un anticlinal orientado de Norte a Sur, limitado por una falla hacia el Sur y por un cambio de facies hacia el Norte, mientras que al Oeste se encuentra una falla de crecimiento.

La columna perforada alcanzó 3,036 metros verticales y desde el punto de vista estratigráfico, comprende sedimentos que abarcan desde el Eoceno Recklaw que aflora hasta el Paleoceno Midway. La producción comercial de gas se estableció después de probar dos intervalos, dentro de facies de sistemas turbidíticos o de canales turbidíticos del Play Emú, de edad Paleoceno (Reservas de hidrocarburos de México, 2003).

Durante la primera prueba de producción se midieron 5.2 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, y en la segunda se obtuvieron 2.2 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

La litología en los yacimientos descubiertos está compuesta, en el intervalo más profundo por areniscas de grano fino a medio, en tanto el otro intervalo se compone de areniscas de grano grueso a medio. La porosidad promedio es de 18 y 14 %, con una saturación de agua de 51 y 48 % para ambos intervalos, respectivamente.

El volumen original 3P de gas natural se ha calculo en 70.6 miles de millones de pies cúbicos, mientras que las reservas originales 1P, 2P y 3P alcanzan 5.1, 23.4 y 51.9 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente (Reservas de hidrocarburos de México, 2003).

3.6.2.2 POZO LÍNCER – 1

La perforación de este pozo, tuvo como objetivo evaluar las facies deltaicas y fluvio deltaicas del Play Yegua de edad Eoceno. El pozo estructuralmente se ubica en la cima de un anticlinal con suave echado, y limitado por fallas de crecimiento (roll over) en sus flancos Norte-Sur.

La perforación del pozo Líncer-1 alcanzó 3,000 metros verticales, y estratigráficamente su columna sedimentaria va del Oligoceno Frío Marino al Eoceno Yegua. Tiene producción comercial de gas en tres arenas del Eoceno Yegua.

En la primera prueba de producción, la más somera, se obtuvieron 1.6 millones de pies cúbicos diarios de gas natural y 32 barriles diarios de condensado; en la segunda prueba, la intermedia en términos de profundidad, se produjeron 0.6 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, y en la más profunda, la producción registrada fue de 1.4 millones de pies cúbicos diarios de gas natural y 40 barriles diarios de condensado (Reservas de hidrocarburos de México, 2003).

La litología en los yacimientos está compuesta, en general, por areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio de 26, 14 y 13 % y una saturación de agua de 56, 40 y 55 %, para los intervalos productores. El volumen original 3P de gas natural es de 90.3 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P son 9.9, 23.8 y 35.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.6.2.3 POZO FUNDADOR – 1

Este pozo se perforó con la finalidad de alcanzar una serie de trampas de tipo estratigráfico-estructural dentro de facies deltaicas de las formaciones Vicksburg, de edad Oligoceno Inferior. El pozo se ubica en la culminación de una estructura anticlinal orientada de Norte a Sur, limitada en su flanco Occidental y Oriental por sendas fallas de crecimiento (roll over).

La perforación de este pozo intersectó una columna de sedimentos clásticos hasta alcanzar más de 2,200 metros verticales. Estratigráficamente, la columna va del Oligoceno Vicksburg hasta la formación Catahoula del Mioceno. Se presentan horizontes arenosos, esta presencia de cuerpos arenosos fue confirmada con dos pruebas de producción que establecieron su producción comercial en arenas de edad Oligoceno, en la formación Vicksburg.

El gasto de las pruebas de producción, combinando ambos yacimientos, llegó a 6.1 millones de pies cúbicos diarios de gas natural y 79 barriles por día de condensado. La litología en los yacimientos está compuesta por areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio de 16 % y una saturación de agua de 44.8 % en el primer intervalo (Reservas de hidrocarburos de México, 2003).

En el segundo se tiene una porosidad de 14.4 % de porosidad y 49 % de saturación de agua. Adicionalmente, por registros geofísicos se ha interpretado otro yacimiento con una porosidad promedio de 16.5 % y una saturación de agua de 55 %. Estas reservas han sido clasificadas como posibles. El volumen original 3P de gas natural es de 46.8 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P son 3.1, 18.1 y 36.6 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.6.2.4 POZO ENLACE – 1

El objetivo del pozo fue alcanzar una serie de trampas de tipo estratigráfico-estructural dentro de facies de barras de la formación Midway de edad Paleoceno. La ubicación estructural del pozo corresponde a la cima de una estructura anticlinal, limitada en sus flancos Occidental y Oriental por fallas normales. La configuración estructural del yacimiento es asociado a las areniscas de la base del Eoceno Wilcox, depositados en sistemas deltaicos de marea.

El pozo cortó una columna de sedimentos clásticos hasta alcanzar más de 3,100 metros verticales. Estratigráficamente, la columna va del Eoceno Queen City al Cretácico Superior, el estilo predominante en el área está regido por una tectónica de extensión, con fallamiento normal, que da origen a la compartimentalización de la estructura (Reservas de hidrocarburos de México, 2003).

Las pruebas de producción indicaron la presencia de dos yacimientos comerciales en areniscas del Paleoceno Midway y del Eoceno Wilcox. Las pruebas realizadas reportaron un gasto de 1.1 millones de pies cúbicos diarios de gas natural para el intervalo más profundo, mientras que para el intervalo superior se reportaron 6 millones de pies cúbicos de gas natural y 20 barriles por día de condensado.

La litología en los yacimientos está constituida por areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio de 14 y 20 %, y una saturación agua de 64 y 37% para el intervalo inferior y superior, respectivamente. El volumen original 3P de gas natural es de 176.2 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P son 14.3, 58.4 y 149.8 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.6.2.5 POZO PINGÜINO – 1

La perforación del pozo tuvo como objetivo evaluar los abanicos profundos del Paleoceno Midway identificados al Occidente del campo Alondra. El pozo estructuralmente se ubica en la cima de un anticlinal con suave echado y limitado por fallas normales en sus flancos Este y Oeste.

La trampa tiene una componente principalmente estratigráfica, con cierre por cambio de facies. El pozo perforó más de 2,100 metros verticales, y la columna geológica estratigráficamente va del Eoceno Recklaw, que aflora, hasta el Paleoceno Midway. Los datos de la prueba de producción indican un gasto inicial de 1.5 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

La litología en el yacimiento está caracterizada por areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio de 18 % y una saturación de agua de 46 %. El volumen original 3P de gas natural es de 54.5 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P son de 2.4, 10.0 y 33.8 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente (Reservas de hidrocarburos de México, 2003).

3.6.3 AÑO 2003

En este año se descubrió un volumen de reservas 3P de 164.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 705.4 miles de millones de pies cúbicos de gas, que representa 61.9 % de la totalidad de reservas 3P encontradas en la Región Norte en 2003.

Asimismo, es relevante enfatizar el descubrimiento del pozo exploratorio Nejo-1, que reveló la existencia de un yacimiento de aceite supe ligero de 46 °API a una profundidad de 2,650 metros. La incorporación estimada en este último pozo asciende a 28.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, o 150.0 miles de millones de pies cúbicos de gas (Reservas de hidrocarburos de México, 2004).

También, es importante destacar en la Cuenca de Burgos los éxitos obtenidos en los pozos exploratorios Granaditas-1, Ecatl-1, Genoma-1, Patriota-1, Anona-1, Pesero-1, Dragón-1, Viernes-1, Integral-1, Valioso-1, Ita- 1 y Filadelfia-1, los cuales aportaron un volumen agregado de reservas 3P de 384.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, o 83.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los pozos más importantes perforados y con resultados mayormente significativos son descritos a continuación.

3.6.3.1 POZO PATRIOTA-1

Geológicamente, se ubica en la porción Oriente de la Cuenca de Burgos. Su objetivo fue evaluar el potencial de hidrocarburos en los sistemas deltaicos progradantes, correspondientes al Play Vicksburg del Oligoceno.

Las trampas son de tipo estratigráficas y combinadas, las cuales muestran cierre contra falla en la dirección Oeste-Este y cambios laterales de facies en dirección Norte-Sur. Las fallas principales son de crecimiento con caída al Oriente y las fallas menores son normales y antitéticas.

El pozo alcanzó 3,530 metros verticales, y la columna estratigráfica abarca del Eoceno Medio al Mioceno Catahoula. La litología en los yacimientos está constituida por areniscas de grano medio a fino, intercaladas en sedimentos arcillosos (Reservas de hidrocarburos de México, 2004). El yacimiento productor está constituido por areniscas de grano medio a fino, con una porosidad promedio de 16 % y una saturación de agua de 46 %.

La prueba de producción realizada aportó un gasto inicial de 6.1 millones de pies cúbicos por día de gas. El volumen original 3P de gas natural es de 145.6 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 2.0, 45.1 y 56.6 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.6.3.2 POZO NEJO-1

Este pozo se ubica en la porción Sur-Oriental de la Cuenca de Burgos, a 15 kilómetros aproximadamente al Sureste de San Fernando, Tamaulipas. Aunque su objetivo inicial fue identificar la presencia de gas en cuñas arenosas de facies deltaicas del Play Frío, descubrió también la existencia de aceite super ligero.

El pozo perforó 3,709 metros verticales y la columna estratigráfica cortada va del Oligoceno Frío Marino al Plioceno-Pleistoceno que aflora. Los yacimientos están constituidos por areniscas de grano medio a fino y areniscas limolíticas, y corresponden al Play Frío de edad Oligoceno. Para el Play Frío, la distribución y el espesor de las areniscas indican que existieron dos principales aportes sedimentarios: el más importante es el asociado con la evolución del ancestro del Río Bravo, y otro de menor magnitud proveniente del Suroeste, a la altura de la Ciudad de San Fernando, que se considera como el principal alimentador de clásticos de la porción Sureste del área (Reservas de hidrocarburos de México, 2004).

Cabe hacer notar, que este pozo es el descubrimiento más importante de los últimos cinco años en la Cuenca de Burgos, al haber identificado durante la etapa de terminación cinco intervalos productores, notablemente dos de arenas limolíticas con presencia de aceite superligero de 46 °API. Las arenas productoras tienen porosidad promedio de 14 % y una saturación de agua que va del 48 al 56 %. El volumen original 3P de aceite fue de 45.2 millones de barriles y el gas natural es 484.7 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales de petróleo crudo equivalente 1P, 2P y 3P estimadas fueron de 4.6, 35.4 y 81.0 millones de barriles, respectivamente.

3.6.3.3 POZO DRAGÓN-1

Este pozo exploratorio está a 17 kilómetros al Noreste de la Ciudad de Reynosa, Tamaulipas y está ubicado estructuralmente en la porción central del alineamiento formado por la falla regional de expansión de la formación Jackson del Eoceno Tardío, que presenta una dirección Norte-Sur con desplazamiento al Oriente. La estructura muestra al Oeste, cierre contra falla y en las demás direcciones el cierre es estructural. La perforación del pozo tuvo como objetivo evaluar el potencial de gas comercialmente explotable en arenas de barras costeras del Play Jackson del Eoceno Superior.

El pozo perforó 4,500 metros verticales y la columna geológica estratigráfica va del Eoceno Medio al Mioceno Inferior que aflora. El yacimiento productor se estableció en el Eoceno Superior dentro del play Jackson, en donde la columna sedimentaria se divide en tres miembros. La inferior y superior están caracterizadas por ser predominantemente arcillosas, mientras que el miembro medio es normalmente arenoso. El modelo sedimentario para este play consiste de una serie de barras arenosas elongadas, características de una plataforma nerítica (Reservas de hidrocarburos de México, 2004).

El yacimiento productor está constituido por areniscas de grano medio a fino con una porosidad promedio del 13 % y una saturación de agua de 56 %. La prueba de producción realizada aportó un gasto inicial de 6.7 millones de pies cúbicos por día de gas. El volumen original 3P de gas natural fue de 161.0 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas fueron de 8.8, 39.5 y 113.1 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.6.4 AÑO 2004

En este año se incorporaron reservas de gas no asociado con los pozos Cúpula – 1, Vagabundo – 1, Tequis – 1, Visir – 1, Talud – 1, Azabache – 1, Pame – 1, Santander – 1, Casta – 1, Bayo – 1, Patlache – 1 y Nejo – 101, los cuales aportaron un volumen agregados de reservas 3P de 417.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que equivalen a 93.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La Cuenca de Burgos sigue siendo la más importante en términos de reservas descubiertas y producción de gas no asociado, en este año se incorporaron con la perforación de doce pozos exploratorios 34.9, 181.5 y 417.5 miles de millones de pies cúbicos de gas no asociado de reservas 1P, 2P, y 3P (Reservas de hidrocarburos de México, 2005).

3.6.4.1 POZO SANTANDER – 1

Geológicamente, se ubica en la porción Oriente de la Cuenca de Burgos dentro de la faja del Oligoceno. Su objetivo fue evaluar el potencial de hidrocarburos en los sistemas deltaicos progradantes, correspondientes al Play Vicksburg del Oligoceno. La geología estructural se ubica en un alineamiento estructural con dirección Norte – Sur que es parte de la falla de expansión del Oligoceno.

El pozo alcanzó 3,550 metros verticales, y la columna estratigráfica abarca del Oligoceno en la formación Vicksburg al Mioceno dentro de la formación Catahoula que aflora. La columna estratigráfica atravesada está constituida de capas de lutitas, arenas y areniscas, en tanto la litología en los yacimientos está constituida por areniscas de grano medio a fino, intercaladas en sedimentos arcillosos depositados en una serie de deltas.

La trampa es de tipo estratigráfico – estructural, mostrando un probable cambio de facies al Oriente y cierre contra falla hacia el Occidente. La roca sello está constituida por una secuencia de aproximadamente 50 metros de lutitas, en parte bentoníticas de color verde y gris oscuro y con presencia de cuerpos arenosos y calcáreos de edad Oligoceno, con amplia distribución regional. Se probaron dos intervalos que resultaron productores a 3,467 – 3,478 metros en la OV -55. El yacimiento productor denominado OV – 55, es el más importante con un espesor mayor, y con menores características petrofísicas (Reservas de hidrocarburos de México, 2005).

La interpretación sísmica muestra un crecimiento significativo en este intervalo. Las arenas de la OV – 55 se componen de areniscas, son de color gris claro y gris verdoso, de granos finos de cuarzo con una porosidad promedio de 14.5 % y saturación de agua de 32 a 42 %. La prueba de producción en la OV – 60 aportó 0.9 millones de pies cúbicos diarios, en tanto la OV – 55 el aporte fue de 3.3 millones de pies cúbicos diarios. El volumen original 3P de gas natural es de 183.2 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 4.3, 58.4 y 111.2 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.6.4.2 POZO PATLACHE – 1

Se ubica aproximadamente a 16 kilómetros de la Ciudad de Reynosa, Tamaulipas. La perforación del pozo tuvo como objetivo incorporar reservas de gas húmedo en horizontes de areniscas dentro de los plays Vicksburg del Oligoceno Inferior y Jackson del Eoceno.

La geología estructural dentro de esta área y a nivel del objetivo principales es de trampas combinadas dentro de una estructura que presenta su eje principal con dirección preferencial de Noroeste a Suroeste. El cierre de la estructura es contra falla al Este y cortada por una discordancia erosional hacia el Norte (Reservas de hidrocarburos de México, 2005).

El pozo alcanzó la profundidad total de 4,600 metros, y atravesó una columna sedimentaria que va del Eoceno Inferior en la formación Wilcox al Mioceno que aflora, representado por la formación Catahoula. Con este pozo se encontró un nuevo play en el Eoceno inferior, donde la roca almacén se asocia a sistemas de abanicos submarinos.

El yacimiento está contenido en una trampa de tipo combinada dentro de una estructura que corresponde al flanco de un anticlinal con cierre contra falla al Este y cortado por una discordancia erosional hacia el Norte. A nivel del pozo y de acuerdo a la interpretación de los registros geofísicos el sello corresponde a lutitas del Eoceno.

A nivel regional, la roca sello está constituida por una secuencia de lutitas bentoníticas de edad Eoceno y de amplia distribución regional. El yacimiento productor está constituido principalmente de areniscas de color gris claro, de grano medio de cuarzo y con un porcentaje menor de lutita. Los yacimientos presentan una porosidad que varía de un 14 hasta un 19 % que es de tipo intergranular intragranular (Reservas de hidrocarburos de México, 2005).

La saturación de agua varía entre 22 y 60 %. Durante la prueba de producción, se obtuvo un gasto de 12.8 millones de pies cúbicos por día. El volumen original 3P de gas natural es de 181.4 millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 2.2, 8.4 y 26.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

3.6.5 AÑO 2005

A continuación se describan las características principales de los pozos más importantes perforados en este año en la Cuenca de Burgos.

3.6.5.1 POZO ANTIGUO – 1

Su ubicación geográfica es aproximadamente a 100 kilómetros al Noreste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, y geológicamente se ubica en la porción Poniente de la Cuenca de Burgos, dentro de la faja del Paleoceno en la cercanía del Campo Gigante.

El objetivo fue evaluar el potencial de hidrocarburos en los sistemas de canales y barras de barrera correspondientes al Play Wilcox del Eoceno, en donde resultó el pozo Antiguo – 1 productor de gas natural no asociado.

El pozo está localizado en un bloque que se encuentra limitado por dos fallas de tipo normal, una al Oriente y la segunda al Occidente. Los cierres al Norte y Sur se deben a características estructurales. El pozo se perforó hasta cortar una columna geológica que va del Paleoceno Wilcox hasta el Eoceno Weches que aflora, con una profundidad total de 2,492 metros. Como es clásico de la Cuenca de Burgos, la secuencia se compone en su mayor parte por una alternancia de lutitas y areniscas (Reservas de hidrocarburos de México, 2006).

El modelo geológico propuesto para la arena productora se interpreta como un canal relleno de arenas erosionado y por un complejo de islas de barrera.

La trampa es de tipo estratigráfico estructural, en rocas que corresponden a múltiples secuencias de arenas y lutitas de la formación Wilcox del Eoceno. La roca generadora de hidrocarburos corresponde a lutitas pertenecientes a la formación Wilcox del Paleoceno.

La roca presenta buenas características de roca generadora, conteniendo una considerable acumulación de materia orgánica tipo III, con rangos de carbono orgánico total entre 13 y 43 % y un índice de potencial generador moderado. La roca sello de acuerdo a la interpretación de los registros geofísicos, corresponde a una columna de lutitas con ligeras intercalaciones de arenas en espesores de aproximadamente 40 metros (Reservas de hidrocarburos de México, 2006).

El yacimiento se encuentra entre 2,310 a 2,320 metros, y corresponde a la formación Wilcox del Eoceno. En este intervalo se estableció producción comercial de gas natural no asociado con un gasto inicial de gas de 5 millones de pies cúbicos por día y 46 barriles por día de condensado. El yacimiento productor está constituido por areniscas gris claro y gris oscuro de granos finos de cuarzo, sub redondeados, regularmente calcáreo.

La porosidad y saturación de agua promedio son 21.3 y 25.6 %, respectivamente. Las reservas de gas y condensado corresponden a areniscas de la formación Wilcox del Eoceno. El volumen original 3P de gas natural es 31.1 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas estimadas en las categorías 1P, 2P y 3P son 2.3, 10.2 y 22.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.6.5.2 POZO ANTIGUO – 8

Se localiza aproximadamente a 100 kilómetros al Noroeste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, su objetivo fue evaluar el potencial de hidrocarburos alcanzados por el pozo Antiguo – 1 en los sistemas de canales e islas de barra de barreras correspondientes al Play Wilcox del Eoceno, en donde resultó productor de gas natural no asociado. Geológicamente se ubica dentro de la faja del Paleoceno en las cercanías del Campo Gigante.

Estructuralmente se encuentra en el alineamiento estructural de los campos Jaujal y Explorador, el cual está limitado por dos grandes fallas normales con rumbo Noroeste a Suroeste y presenta echado regional al Oriente.

El pozo atravesó la columna geológica de la formación Wilcox del Paleoceno a la formación Recklaw del Eoceno, con una profundidad total de 2,492 metros. El modelo geológico en el intervalo 1,878 – 1,896 metros corresponde a la formación Wilcox del Eoceno, y forma parte de un conjunto de parasecuencias de grano decreciente hacia arriba. Se relacionan con canales de marea progradando a través de las islas de barreras (Reservas de hidrocarburos de México, 2006).

La roca generadora de hidrocarburos para esta área corresponde a las lutitas pertenecientes a la formación Wilcox del Eoceno, con buenas características de roca generadora, conteniendo considerable acumulación de materia orgánica tipo III, con rangos de carbono orgánico total entre 13 y 43 % y un índice de potencial generador moderado.

La roca sello de acuerdo a la interpretación de los registros geofísicos corresponde a lutitas con espesores de aproximadamente 120 metros. La trampa es de tipo combinada limitada por dos fallas normales con rumbo Noreste a Suroeste, mientras que estratigráficamente se ubica en la porción distal de la zona de expansión.

Se estableció producción comercial de gas natural en el intervalo 1,878 – 1,896 metros correspondiente a la formación Wilcox del Eoceno, con un gasto inicial de gas de 4 millones de pies cúbicos por día y 128 barriles por día de condensado.

El yacimiento productor está constituido por arenisca de color claro de granos finos de cuarzo, subangulosos, regularmente clasificados, con una porosidad promedio de 20 %, permeabilidad de 3 milidarcies y una saturación de agua de 39%.

El pozo resultó productor de gas y condensado en areniscas de la formación Wilcox del Eoceno. El volumen original 3P de gas natural es 30.4 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas estimadas de gas natural 1P, 2P y 3P son 8.6, 14.0 y 24.3 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente (Reservas de hidrocarburos de México, 2006).

3.6.5.3 POZO PLATINADO – 1

Se localiza aproximadamente a 63 kilómetros al Noroeste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas. El objetivo del pozo fue incorporar reservas de gas húmedo en areniscas del Play Queen City de edad Eoceno. La interpretación de la estructura se realizó con información sísmica 2D y sólo en el flanco Sur de la estructura con información sísmica 3D.

Estructuralmente el pozo se encuentra en el alineamiento estructural de los pozos Fogonero – 1 y Nayaca – 1 y hacia el Sur se correlaciona con el bloque Oriental productor del campo Santa Anita (Reservas de hidrocarburos de México, 2006).

La estructura está acotada al Poniente por una falla de crecimiento con rumbo Noroeste a Sureste. El pozo atravesó la columna geológica constituida por sedimentos que van de la formación Wilcox del Eoceno inferior hasta la Jackson del Eoceno Superior, alcanzando una profundidad de 4,250 metros. Las facies reconocidas a nivel del yacimiento, son sistemas depositacionales de playa e islas de barrera progradacionales. La roca sello de acuerdo a la interpretación de registros, corresponde a lutitas con espesores de más de 100 metros.

La trampa es de tipo combinada con cierre contra falla al Poniente y por buzamiento en las demás direcciones. Se estableció producción comercial de gas natural en el intervalo 3,335 – 3,255 metros correspondiente a la formación Queen City del Eoceno, con un gasto inicial de 1.8 millones de pies cúbicos de gas por día.

El yacimiento productor está constituido por arenas gris claro de grano fino de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, moderadamente consolidadas con cemento calcáreo, con porosidad y saturación promedio de 17 y 58 %, respectivamente.

El pozo incorporó reservas de gas natural en areniscas dentro de la formación Queen City del Eoceno Medio. El volumen original 3P de gas natural es de 119.8 miles de millones de pies cúbicos. La reserva estimadas en las categorías 1P, 2P y 3P son 3.4, 3.4 y 63.5 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente (Reservas de hidrocarburos de México, 2006).

3.6.5.4 POZO COBRES – 1

Se localiza aproximadamente a 100 kilómetros al Sureste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas. El objetivo fue corroborar reservas de gas húmedo en dos horizontes de areniscas en el Play Frío Marino de edad Oligoceno. El pozo atravesó la columna geológica constituida por sedimentos de la formación Frío Marino de edad Oligoceno Medio hasta sedimentos de la formación Oakville del Mioceno Medio, aflorando sedimentos de edad Plioceno – Pleistoceno y alcanzando 4,300 metros verticales. El modelo geológico propuesto para la arena productora consiste de un complejo de islas de barrera cortado por canales distributarios (Reservas de hidrocarburos de México, 2006).

La roca sello de acuerdo a los registros geofísicos analizados corresponde a lutitas con espesores de aproximadamente 40 metros, la trampa es de tipo estructural, limitada por fallas normales. El yacimiento (2,945 – 2,955 y 2,930 – 2,938 metros), consiste de areniscas de la formación Frío Marino de color gris claro y gris oscuro de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, con una porosidad promedio de 18 %, una permeabilidad de 3 milidarcies y saturación de agua de 57 %.

El pozo resultó productor de gas y condensado en areniscas dentro de la formación Frío marino del Oligoceno. El volumen original 3P de gas natural es 41.2 miles de millones de pies cúbicos de gas. Las reservas estimadas en las categorías 1P, 2P y 3P son 3.2, 20.4 y 34.3 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.6.6 AÑO 2006

En este año la Cuenca de Burgos contribuyó con reservas de gas no asociado de los pozos Rusco-1, Fogonero-101, Hidalgo-1, Mareógrafo-1, General-8, Cachas-1, Cheché-1, Quintal-1, Explorador-115, Rosal-2, Antiguo-7, Arcabuz- 560 y Algodonero-1, los cuales aportaron un volumen de reservas 3P de 351.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que equivalen a 67.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

3.6.6.1 POZO GENERAL – 8

Se localiza 130 kilómetros al Noroeste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, dentro del área correspondiente al proyecto de inversión Burgos Presa Falcón, en el cubo sísmico 3D Emú Sur. El objetivo fue establecer producción de hidrocarburos en arenas de sistemas de abanicos de talud del Paleoceno Wilcox y Paleoceno Midway. Estructuralmente está localizado en el bloque contiguo del Campo Gigante. Este bloque está limitado por dos fallas normales con rumbo Noreste a Suroeste y vergencia al Oriente (Reservas de hidrocarburos de México, 2007).

El pozo atravesó la columna geológica de la formación Midway del Paleoceno a la formación Wilcox del Eoceno, que se encuentra aflorando con una profundidad total de 1,769 metros desviados, que equivale a 1,701 metros verticales. La arena productora es parte de un conjunto de sistemas de abanicos de talud de grano decreciente hacia la cima y hacia la base grano crecientes y de tipo bloque.

La roca generadora de hidrocarburos para esta área corresponde a lutitas pertenecientes a la formación Wilcox del Eoceno, con buenas características de roca generadora, conteniendo considerable acumulación de materia orgánica tipo III, con rangos de carbono orgánico total entre

13 y 43 % y un índice de potencial generador moderado. La roca sello corresponde a una columna de lutitas con espesores de aproximadamente 150 metros con intercalaciones de areniscas muy compactas de espesores delgados. La producción de gas está contenida en una trampa de tipo estructural y estratigráfica, delimitada tanto al Oeste como al Este por fallas normales vertiendo hacia el Oriente, y hacia el Norte y el Sur, la secuencia se adelgaza hasta acuñarse.

El yacimiento productor de gas en el intervalo 1,711-1,721 metros, correspondiente a la Formación Midway del Paleoceno, está constituido por arenisca gris claro compuesta principalmente de granos finos de cuarzo, regularmente clasificados, con una porosidad promedio de 20 %, una permeabilidad de 4.09 milidarcies y una saturación de agua de 20 %.

El yacimiento aportó una producción inicial de 12.1 millones de pies cúbicos de gas. El pozo resultó productor de gas seco en areniscas de la formación Midway del Paleoceno. El volumen original 3P de gas natural es de 58.1 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 18.9, 21.5 y 40.4 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente (Reservas de hidrocarburos de México, 2007).

3.6.6.2 POZO MAREÓGRAFO – 1

Se localiza a 102 kilómetros al Suroeste de la ciudad de Reynosa dentro del área correspondiente al proyecto de inversión Burgos-Herrerias en el cubo sísmico 3D China-Duna. El objetivo fue evaluar e incorporar reservas de gas seco en areniscas del play Wilcox y Midway de edad Paleoceno.

La estructura del pozo se sitúa en un alineamiento estructural en los que se encuentran los campos Calabaza y China al oriente del campo Duna. El pozo se perforó con una profundidad total de 2,977 metros, cortó una columna geológica que consiste de sedimentos que van de la formación Midway del Paleoceno hasta la formación Queen City del Eoceno que se encuentra aflorando. La arena productora 2,836 es de facies asociados a sistemas de abanicos de piso de cuenca, alimentados por canales distributarios.

La roca sello de acuerdo a la interpretación de registros corresponde a lutitas con espesores de 100 metros, que se encuentran ampliamente distribuidas en la cuenca. La trampa es de tipo estratigráfica con fuerte componente estructural, al Occidente y al Oriente presenta cierre contra falla. La roca almacén está constituida principalmente por areniscas de grano fino de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, con cementante calcáreo (Reservas de hidrocarburos de México, 2007).

El yacimiento productor aportó un gasto inicial de 6.6 millones de pies cúbicos por día, en el intervalo 2,836-2,849 metros correspondiente a la Formación Midway, que está constituido por areniscas gris claro de grano fino de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, con cementante calcáreo, con una porosidad promedio de 19 %, una permeabilidad de 0.5 milidarcies y una saturación de agua de 19 %.

El pozo incorporó reservas de gas seco en areniscas de la formación Midway del Paleoceno. El volumen original 3P de gas natural es de 175.2 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 11.3, 36.6 y 113.9 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

3.6.7 AÑO 2007

A continuación se presentan las características de los pozos más importantes, perforados en la Cuenca de Burgos en el año 2007.

3.6.7.1 POZO BATO – 1

El pozo se localiza aproximadamente 55 kilómetros al Sureste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, en el municipio de Río Bravo, dentro del área correspondiente al proyecto de inversión Burgos-Reynosa y en el cubo sísmico 3D Mazorca-Pesero.

Su objetivo fue el de incorporar reservas de gas en secuencias arenosas deltaicas, asociadas a barras y canales dentro del play Vicksburg de edad Oligoceno. La estructura de este pozo fue producida por el sistema de rotación de bloques asociada a la falla de crecimiento, de dirección Suroeste a Noreste, generando un anticlinal con la misma orientación y su cierre se presenta contra esta falla de crecimiento y hacia el Sur y al Este por echado de la estructura.

El pozo se perforó hasta alcanzar 5,500 metros de profundidad, la columna geológica penetrada está constituida por sedimentos que van de la formación Vicksburg del Oligoceno hasta el Plio-Pleistoceno que se encuentra aflorando. Tres pruebas de producción resultaron satisfactorias y corresponden a la formación Vicksburg de edad Oligoceno.

El modelo geológico que se interpretó para las rocas del primer intervalo, es el de facies de barras asociadas a un sistema fluvio deltaico. Para los otros dos intervalos, se interpretan como de facies de tipo canalizadas (Reservas de hidrocarburos de México, 2008).

La roca generadora de hidrocarburos para esta área corresponde a lutitas pertenecientes a la formación Wilcox del Eoceno, con buenas características de roca generadora; conteniendo considerable acumulación de materia orgánica tipo III, con rangos de carbono orgánico total entre 13 y 43 % y un índice de potencial generador moderado.

La roca sello del play corresponde a paquetes arcillosos con espesores considerables de hasta 100 metros, de acuerdo a la interpretación de registros, núcleos y muestras de canal. La trampa está asociada a la rotación de bloques producida por la falla de crecimiento. En el lado del bloque bajo de la falla se encuentra la zona donde se desarrollan las trampas en los diferentes niveles estratigráficos, los desarrollos arenosos se acuñan conforme se alejan de la falla principal limitando la extensión de la trampa.

La trampa es de tipo estructural con componente estratigráfica, asociada a la calidad petrofísica de las arenas. Los yacimientos están constituidos por arenas gris claro de grano fino de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, con una porosidad promedio de 13.7 %, saturación de agua de 43 % y una permeabilidad de 0.5 milidarcies.

El volumen original 3P de gas es 61.8 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 10.2, 19.9 y 37.0 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente (Reservas de hidrocarburos de México, 2008).

3.6.8 AÑO 2008

A continuación se explica el detalle de los descubrimientos más relevantes en la Cuenca de Burgos durante en 2008.

3.6.8.1 POZO CALI – 1

Se localiza aproximadamente a 33 kilómetros al Suroeste de la ciudad de Reynosa, en el municipio de Gustavo Díaz Ordaz, Tamaulipas. El objetivo del pozo fue incorporar reservas de gas en secuencias arenosas deltaicas, asociadas a un complejo progradante de barras de desembocadura y canales distributarios dentro del play Jackson de edad Eoceno.

El pozo fue terminado en una estructura asociada a un bloque alto, adyacente a una falla de crecimiento del Eoceno Jackson y producida por la convergencia de dos segmentos de falla extensionales, con inclinación hacia el Oriente, dando lugar a una estructura de tipo rampa de relevo (Reservas de hidrocarburos de México, 2009).

La trampa es de tipo estructural con componente estratigráfica y está asociada a un alto estructural con cierre contra falla. La acumulación de sedimentos estuvo privilegiada hacia los márgenes de la falla producto de la expansión; derivado de ello, la mayor acumulación de sedimentos ocurrió hacia los bloques bajos de los segmentos de falla.

El pozo fue perforado hasta alcanzar una profundidad de 2,411 metros bajo el nivel del mar. La columna geológica atravesada está constituida por sedimentos que van desde la formación Jackson Medio de edad Eoceno, hasta la formación Frío No Marino del Oligoceno, misma que se encuentra aflorando. Una prueba de producción resultó positiva dentro de la formación Jackson Medio. El modelo geológico de estas arenas, que muestran características similares en los registros geofísicos, fue el de barras de desembocadura asociadas a un delta dominado por olas.

La roca almacén en estos yacimientos está litológicamente compuesta por areniscas de grano fino, de cuarzo y fragmentos líticos, subredondeados y regularmente clasificados.

La roca generadora de hidrocarburos para esta zona corresponde a las lutitas pertenecientes a la formación Wilcox del Paleoceno, con buenas características para la generación de hidrocarburos, ya que contiene una cantidad considerable de materia orgánica.

La roca sello para este play corresponde a paquetes arcillosos con espesores considerables, de hasta 200 metros, pertenecientes a la formación Jackson Superior. Esto ha sido corroborado con datos de registros geofísicos y muestra de canal.

Los yacimientos están constituidos por areniscas de grano fino de cuarzo y fragmentos líticos, con una porosidad promedio de 20 %, saturación de agua de 44% y permeabilidad de 5 milidarcies. En este tipo de arenas, los valores de porosidad que se presentan generalmente son buenos, tales como los obtenidos en este yacimiento. En la prueba de producción realizada, el pozo alcanzó un gasto inicial de 23.1 millones de pies cúbicos de gas por día.

El volumen original 3P de gas es de 230.1 miles de millones de pies cúbicos, en tanto que las reservas originales 1P, 2P y 3P, estimadas son 22.0, 22.0 y 160.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente (Reservas de hidrocarburos de México, 2009).