

RESUMEN

La Cuenca de Burgos es la más importante en cuanto a producción de gas no asociado de México, cuenta con cerca de una tercera parte de las reservas de gas no asociado del país. El contenido original de reservas es casi el doble al correspondiente de la Cuenca de Macuspana y también a los campos de gas y condensados de Chiapas y Tabasco. La cuenca corresponde con una provincia Geológica Cenozoica, productora de hidrocarburos en etapa de exploración y desarrollo, que se localiza en la margen Noreste de la Republica Mexicana, cubre principalmente al estado de Tamaulipas, parcialmente al de Nuevo León, la margen Noreste de Coahuila y parte del Golfo de México. Fisiográficamente, forma parte de la planicie Costera del Golfo de México por lo que presenta un relieve suave y moderado conformado por lomeríos que van disminuyendo su altitud, hacia el oriente.

El marco geológico de la Cuenca de Burgos para el Mesozoico corresponde, a una cuenca marina somera con amplias plataformas, donde a partir del Jurásico Superior y hasta el término del Mesozoico, tuvieron lugar depósitos de areniscas, evaporitas, calizas y lutitas. En el Cretácico Tardío, como consecuencia del evento de la Orogenia Laramide, esta carpeta sedimentaria fue levantada y plegada en el Occidente, para dar lugar a los grandes pliegues estructurales de la Sierra Madre Oriental. Este levantamiento fue acompañado por el desarrollo de cuencas al oriente, paralelas al cinturón plegado, entre ellas está la denominada Cuenca de Burgos, que se formó en el frente de la Sierra Madre Oriental, en donde los paleoelementos de la península de Tamaulipas y la Isla de San Carlos, sirvieron como límite Occidental del depocentro, que operó como centro de recepción de un gran volumen de sedimentos terrígenos terciarios y en donde se encuentra el límite en cuanto a los estilos estructurales que actuaron para la conformación del marco estructural que se caracteriza por fallamiento normal (lístrico de crecimiento). Las secuencias de areniscas y lutitas son de ambientes que varían de marginales a marinos, los que progradaron sobre el margen de la plataforma Cretácica, siendo depositada una columna sedimentaria Cenozoica que alcanza espesores de aproximadamente 10,000 metros en el depocentro. La cuenca tiene continuidad al norte con el embahiamiento del Río Grande (Bravo) en la región sur de Texas, E.U.A.

La Cuenca se puede subdividir en franjas representativas de las áreas de producción y que reflejan la edad de las rocas en las que se encuentran los yacimientos, estas franjas son sensiblemente paralelas entre sí y con una orientación principal noroeste-sureste; a su vez estas franjas se distinguen por sus características sedimentario – estratigráficas, estructurales y por su atractivo económico petrolero, siendo más antiguas de poniente a oriente; estas franjas son: Franja Jurásico-Cretácico, Franja Paleoceno, Franja Eoceno, Franja Oligoceno y Franja Mioceno. La columna estratigráfica completa de la Cuenca de Burgos, está compuesta por sedimentos calcáreos y terrígenos, encontrándose dentro de la misma, con formaciones desde el pre-Jurasico de tipo ígneo, así como Lechos Rojos (Grupo Huizachal), evaporitas (Metate, Olvido), calizas, calizas arcillosas, lutitas calcáreas y margas (Zuluaga, Santiago, Casita, Pimienta, Taraises, Tamaulipas Inferior, Otates, Tamaulipas Superior, Cuesta del Cura, Agua Nueva, San Felipe, Méndez); los terrígenos del cenozoico predominantemente formados por lutitas y areniscas (Midway, Velasco, Wilcox, Reklaw, Queen City, Weches, Cook Mountain, Yegua, Jackson, Vicksburg, Conglomerado Norma, Frío Marino, Frío No Marino, Catahoula, Anáhuac, Oakville, Lagarto, Goliad); teniendo treinta y cinco unidades estratigráficas en la cuenca.

Se han identificado tres plays: Pimienta–Midway, Wilcox y Vicksburg–Frio. 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 está 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 generación principal de hidrocarburos en la provincia, proviene de las lutitas marinas terciarias y la secuencia calcárea arcillosa del Jurásico.

El sistema petrolero Pimienta-Midway está ubicado en la porción occidental de la cuenca, tiene como principal roca generadora a las lutitas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior, su materia orgánica corresponde a Kerógeno del tipo I y II, estas condiciones dan origen a la generación únicamente de gas seco con alto contenido de metano termogénico, ya que se encuentra en la etapa de metagenesis. El sistema petrolero Wilcox se encuentra ubicado en la parte centro-occidental de la cuenca, a manera de una franja norte-sur, su materia orgánica es del tipo II y III por lo cual su generación es de gas húmedo, ya que también se encuentra sobremaduro. El sistema petrolero Vicksburg-Frio es el más importante de la cuenca y 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 producto de una mezcla de kerogenos del Tipo II y III.

Los hidrocarburos se producen, principalmente en 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, que en la mayor parte es de origen continental (leñosa-carbonosa) y en menor proporción marina (algácea). La migración de los hidrocarburos se considera casi inmediata a la generación y de carácter local cuyas rutas de migración son los sistemas de fallas de crecimiento y las discordancias. De las lutitas generadoras, los hidrocarburos se desplazaron hacia los desarrollos arenosos más próximos, siguiendo una trayectoria corta, vertical ascendente y lateral. Las rocas almacenadoras terciarias las constituyen cuerpos lenticulares de areniscas intercaladas en la secuencia arcillo – arenosa. 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. Debido a las características de los yacimientos en la Cuenca de Burgos, se ha hecho uso en los últimos años de la perforación direccional, para acceder a ellos, los tipos más frecuentemente usados son: pozos tipo tangencial, pozos tipo “S”, pozos tipo “J”, pozos inclinados, pozos horizontales y pozos multilaterales. Por otra parte durante la producción de un pozo productor de gas se tiene que en la corriente de flujo se puede presentar cantidades menores de agua y/o condensados. Si la fase gaseosa no tiene la suficiente energía para elevar y descargar los líquidos, estos se acumulan en el pozo ejerciendo una contrapresión adicional a la formación. Tal situación provoca que la producción sea errática y el flujo de gas que es entregado a la succión de compresoras sufra fuertes variaciones de presión y en otras ocasiones, que el pozo deje de fluir debido a la baja presión del yacimiento. Una forma de incrementar racionalmente la producción en pozos de gas, es la aplicación de un sistema artificial de producción (émbolo viajero), otros métodos utilizados para manejar la carga de líquidos, es la operación de sartas de velocidad, introducción de barras espumantes, así como la inyección de reactivos con tubería reflejada a la tubería capilar (TP).