
***OPCIONES PARA LA OPTIMIZACIÓN EN EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN
BATERÍA DE SEPARACIÓN Y ESTACIÓN DE COMPRESIÓN TECOMINOACÁN,
UBICADA EN EL MUNICIPIO DE HUIMANGUILLO, EN EL ESTADO DE
TABASCO.***

INTRODUCCIÓN:

El Campo Tecominoacán esta ubicado Geológicamente en la época del Mesozoico, pertenece geográficamente al Municipio de Huimanguillo, en el Estado de Tabasco, ubicado aproximadamente a 75 Km al Sur de la Ciudad de Villahermosa Tabasco, a los 17° 52' Latitud Norte y 93° 30' Longitud Oeste del meridiano de Greenwich.

El campo esta limitado por las Cuencas de Macuspana y Salinas del Istmo, al Sur por la sierra de Chiapas y al Norte por la Costa del Golfo de México. La presión inicial, de saturación y actual del yacimiento son de 700, 262.4 y 273 Kg/cm² respectivamente, la temperatura de fondo de 153 °C. La estructura es un anticlinal asimétrico de forma alargada orientada NW-SE afectada por fallamiento normal e inverso, con presencia de rocas evaporíticas en su núcleo. La formación productora es Cretácico Inferior, Jurásico Superior Thitoniano y Kimmeridgiano, los mecanismos de desplazamiento son: por expansión del sistema roca-fluido, gas en solución y el empuje moderado del acuífero con una calidad de aceite volátil de 36 a 38 °API.

El Campo Tecominoacán cuenta con una Batería de Separación y una Estación de Compresión, a las cuales confluyen los pozos productores de dicho campo para llevar a cabo la separación de los líquidos (aceite - agua) y gas. El líquido separado es bombeado para su deshidratación a la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus, el gas separado es enviado a la Estación de Compresión en donde se comprime de baja a alta presión (80.0 Kg/cm²), para su envío al Complejo Procesador de Gas Cactus y los condensados obtenidos del enfriamiento y rectificación del gas son enviados al a la Batería de Separación Jujo por medio de una Trampa Neumática en donde son integrados con la producción de esta.

Esta Batería entró en operación el 9 de Octubre de 1989, a una presión de separación de 81.0 Kg/cm². Posteriormente inició su operación la etapa de baja presión el 12 de Marzo de 1992 y quedo operando a plena carga el 27 de Febrero de 1993 a 81.0 y 7.0 Kg/cm² respectivamente.

Debido a la declinación natural y a los ritmos de explotación del yacimiento, esta instalación opera en baja presión (4.8 Kg/cm²).

El problema que se detecta es la contrapresión existente debido al diseño del proceso (equipo de compresión) y el deficiente enfriamiento del gas a través de equipos de enfriamiento de tiro forzado con aire, que ocasiona su condensación durante el transporte, originando problemas de represionamiento de los ductos por la reducción de las áreas de transferencia de los mismos.

Por lo anterior se tiene la necesidad de llevar a cabo el estudio que nos permita simular y reproducir el comportamiento de los hidrocarburos para las condiciones actuales de operación con el propósito de determinar los flujos, composiciones y propiedades físicas de las corrientes manejadas y de esta forma establecer el diagnósticos del manejo de éstos en cada uno de los puntos del proceso que lo integran como:

Separación gas-líquido, rectificación y acondicionamiento del gas, su compresión, estabilización del crudo, almacenamiento y bombeo del crudo, recuperación de vapores, manejo y estabilización de condensados.

Posteriormente se simularán los escenarios tendientes a maximizar la recuperación de hidrocarburos, incrementar su calidad, determinar las condiciones óptimas de operación, para definir propuestas de adecuación de instalaciones de acuerdo a los pronósticos de producción, aprovechando la infraestructura instalada.