

Margarita creció hasta concentrar un tercio de la producción de gas de Bolivia



Esta nota es parte de la retrospectiva al sector energético publicada en ocasión de celebrar la edición Nº 100 de la Revista Petróleo & Gas

Considerado uno de los mayores productores del país, desde sus yacimientos se extrae gas y condensado, y en su planta diariamente se obtienen cerca 19 millones de metros cúbicos (MMmcd) de gas natural, el Campo Margarita, es en la actualidad uno de los más exitosos en Bolivia, pero su historia como en la mayoría de los proyectos de la industria de los hidrocarburos tiene antecedentes que se remontan décadas en el pasado, en este caso hasta 1990, cuando las empresas petroleras Chevron y su socia Pecten firmaron un contrato con YPFB para explorar en el bloque Caipipendi.

En 1991, la empresa Pecten entregó su participación accionaria a Maxus, que en 1995 contrató a la compañía Western Geophysical para que haga la prospección sísmica de la superficie del campo Margarita en el departamento de Tarija. Posteriormente Maxus se fusionó con la española Repsol y en base a los resultados de dicho trabajo, en 1998 comenzaron las tareas de perforación del primer pozo, el Margarita X-1.

Posteriormente, en 2006, producto de la nacionalización de los hidrocarburos, el Titular fue obligado a migrar a la modalidad de Contratos de Operación, por lo que en octubre de 2006 se suscribió el Contrato de Operación Caipipendi entre la estatal YPFB y las empresas Repsol YPF (37.5%), BG Bolivia (37.5%) y PAE (25%), contrato que es operado por Repsol YPF.

Con el éxito del pozo descubridor se inicia el desarrollo del Campo Margarita. En 1999, se perforan dos pozos más, el Margarita x-2 - y x-3. Sin embargo, el x-2, fue cerrado al experimentar contacto con agua. Las características del gas que se obtiene del campo Margarita son destacables por ser de alto contenido de GLP y muy pocas impurezas.

INICIO DE PRODUCCIÓN

Entre 2003 y 2004 el Campo Margarita había comenzado a producir, gracias a su primera planta Dew Point para la puesta a punto de gas natural cuya capacidad no superaba los 3 MM mcd y que tenía facilidades para separar condensados del gas, deshidratarlo y comprimirlo para su exportación.

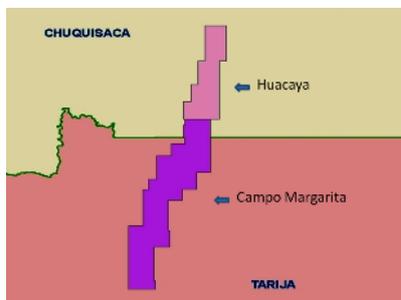
A raíz de la nacionalización del sector en 2006 el titular tuvo que migrar a la modalidad de Contrato de Operación, suscribiendo el Contrato de Operación Caipipendi entre la estatal YPFB y las empresas Repsol YPF (37.5%), BG Bolivia (37.5%) y PAE (25%), donde se establece que Repsol YPF sería la empresa operadora del proyecto.

En 2007 se perfora el MGR – 4st y el HCY X1 que permitieron comprobar las repeticiones del reservorio Huamampampa, denominadas H1a, H1b y H2. Las estimaciones del megacampo Margarita – Huacaya indicaban la existencia de 3 TCF, alojados en las formaciones Huamampampa, Icla y Santa Rosa. A partir de allí la empresa habla de Huacaya – Margarita como un megacampo.

Producto de una reformulación del Plan de Desarrollo del campo solicitada por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía y YPFB, el año 2009 se determinó que los campos de Margarita y Huacaya podrían entregar un volumen de hasta 14 MMm³/d de gas natural para el año 2014, para lo cual se requería una inversión próxima a 1.500 millones de dólares por parte de las empresas participantes del contrato.

En 2010 su producción promedio era de 2,1 MMm³/d de gas natural, pero se programó que para abril de 2012 alcance a 9 MMm³/d (FASEI). Se aclara que esta diferencia de producción se explicaba por la falta de un mercado para colocar el gas producido antes del 2009.

BLOQUE CAIPIPENDI



El Área de Contrato Caipipendi está ubicado en la zona sur de Bolivia, en el departamento de Tarija. También abarca territorio del departamento de Chuquisaca.

Recientemente la producción del campo Caipipendi ya alcanzó una capacidad de producción de más de 19 MM mcd, incremento conseguido en el marco del Plan de Desarrollo del megacampo Margarita – Huacaya, una tarea titánica cuya ejecución implicó el cumplimiento de tres fases o etapas que se pueden resumir de la siguiente manera:

FASE I

Inició en junio de 2010, el primer hito lo marca la firma del contrato para la construcción de la planta de procesamiento de gas del Campo Margarita, que apuntaba a incrementar la capacidad de producción de 2 MM mcd a cerca de 9 MMmcd para principios de 2012.

El presupuesto requerido para concretar la tarea fue de \$us 600 millones por parte de Repsol y las compañías socias del consorcio, BG Bolivia y PAE E&P Bolivia.

En esta fase se perforó el pozo Margarita 4st (MGR - 4st) en el año 2004, cuya profundidad fue de 4.000 metros, y su producción es de gas y condensado de la formación Huamampampa 1b, con un caudal de 5,4 MMmcd.

FASE II

Conseguidos los primeros 11 MMmcd de capacidad de producción en la Fase I, arrancó inmediatamente los trabajos para la Fase II, que apuntaba a subir dicha cifra a 15 MMmcd.

Para ello el Plan de Desarrollo del proyecto contemplaba la perforación de cuatro pozos: MGR-5, MGR- 6, MGR- 7 y MGR- 8.

Para complementar la Fase II, Repsol también realizó trabajos de sísmica 2D y 3D, al norte de Huacaya y al sur de Margarita, datos que permitirían localizar nuevos pozos de desarrollo y conocer mejor el potencial del Bloque.

Finalmente la Fase II fue inaugurada el 1 de octubre por el Presidente Evo Morales y el entonces Ministro de Hidrocarburos y Energía, Juan José Sosa.

El monto de inversión fue de \$us 640 millones. Esta fase culminó en octubre de 2013 con la inauguración de la ampliación de la planta de tratamiento de gas Margarita, que eleva la capacidad de procesamiento de la planta a los 15 MM mcd que se tenía como meta.

FASE III

A inicio de 2015 con una producción de 16.5 MMmcd de gas arranca la fase III, que apuntaba a una meta inicial de producción de 18 MMmcd en enero de 2016. Pero, con la mejora de las instalaciones de superficie y la incorporación de nuevos volúmenes de producción Margarita – Huacaya comenzó a producir hasta 19 MM mcd en noviembre de 2015.

La inversión para esta fase es de aproximadamente \$us 158 MM hasta 2018. En esta etapa también arrancó el la perforación del Huacaya 2, en el municipio de Huacaya de la provincia Luis Calvo. Además la compañía tiene planificado invertir \$us 30 MM para hacer sísmica en campos que ya tienen instalaciones existentes. Con todo, la inversión aproximada hasta el año 2018 ascenderá a \$us 293 millones.

- **Acceda** a las anteriores entregas de [La Nota Energética](#)
- **Ingrese** a [Petróleo & Gas](#)