



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

PROYECTO DE TRABAJO DE TITULACION

**“DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS EN
LOCACIONES OFF SHORE A TRAVES DE ESTRANGULADORES
DE FLUJO SUPERFICIALES”**

MODALIDAD

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

AUTORA

CRISTINA JOSEFA POW CHON LONG SANCHEZ

TUTOR

ING. CARLOS MALAVE CARRERA

LA LIBERTAD-ECUADOR

2018

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

PROYECTO DE TRABAJO DE TITULACION

“DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS EN
LOCACIONES OFF SHORE A TRAVES DE ESTRANGULADORES
DE FLUJO SUPERFICIALES”

MODALIDAD

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

AUTORA

CRISTINA JOSEFA POW CHON LONG SANCHEZ

TUTOR

ING. CARLOS MALAVE CARRERA

LA LIBERTAD-ECUADOR

2018

APROBACIÓN DEL TUTOR

Como Tutor del proyecto de investigación: **“DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS EN LOCACIONES OFF SHORE A TRAVES DE ESTRANGULADORES DE FLUJO SUPERFICIALES”**

Desarrollada por la estudiante Cristina Josefa Pow Chon Long Sánchez, egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que luego de haberla dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad el trabajo de investigación.

Atentamente,

ING. CARLOS MALAVE CARRERA
TUTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

DECLARACIÓN

Yo, Cristina Josefa Pow Chon Long Sánchez, declaro bajo juramento que el trabajo descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de Propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Cristina Josefa Pow Chon Long Sánchez

NARCISA GARCÍA CAJAPE
LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MÁSTER EN EDUCACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
DOCENTE NIVEL SUPERIOR EN LENGUAJE ESPAÑOL Y LEXICOLOGÍA

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

A petición de la interesada tengo a bien certificar que he realizado la revisión y el análisis del contenido del presente trabajo de titulación con el tema:

"DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS EN LOCACIONES OFF SHORE A TRAVÉS DE ESTRANGULADORES DE FLUJO SUPERFICIALES", de la egresada **CRISTINA JOSEFA POW CHON LONG SANCHEZ** con cédula de identidad N° 0924923667, de la Carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que el mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos lingüísticos dados por la Real Academia Española para el uso del idioma español.

Certificación, que otorga en la ciudad de Santa Elena a los quince días del mes de enero del dos mil dieciocho, para fines académicos respectivos.

CERTIFICA,


Lic. Narcisa García Cajape
C.I 1307095818

INFORMACIÓN PERSONAL						
Identificación:	1307095818					
Nombre:	NARCISA GARCIA CAJAPE DEL ROSA					
Apellido:	GARCIA					
Residencia:	ECUADOR					

ESTADOS DE CUARTO NIVEL						
Nombre	Institución de Educación Superior	Tipo	Modalidad de Estudio	Fecha de Emisión	Fecha de Vigencia	Observaciones
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS Y GAS	UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DEL PETRÓLEO	Grado	Presencial	15/01/2018	2018/01/15	

ESTADOS DE TERCER NIVEL						
Nombre	Institución de Educación Superior	Tipo	Modalidad de Estudio	Fecha de Emisión	Fecha de Vigencia	Observaciones
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS Y GAS	UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DEL PETRÓLEO	Grado	Presencial	15/01/2018	2018/01/15	
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS Y GAS	UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DEL PETRÓLEO	Grado	Presencial	15/01/2018	2018/01/15	

UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA
Carrera de Ingeniería en Petróleo

La Libertad, 22 de febrero de 2018

Señor Ingeniero
CARLOS PORTILLA LAZO
DIRECTOR DE CARRERA DE INGENIERÍA EN PETROLEO
Ciudad.

De mis consideraciones:

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado "DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS EN LOCACIONES OFF SHORE A TRAVES DE ESTRANGULADORES DE FLUJO SUPERFICIALES", elaborado por la estudiante CRISTINA JOSEFA POW CHON LONG SANCHEZ, egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniera en Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 9 % de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,



Ing. Carlos Malavé Carrera
C.I.: 0912370095
DOCENTE TUTOR

DEDICATORIA

Quiero dedicar esta tesis a mis padres, por su gran ejemplo de perseverancia e invaluable apoyo, por sus ideales de superación y consejos desde el inicio de mis estudios.

A mis hijos, por el tiempo que no han podido disfrutar de la presencia de una madre a tiempo completo.

A todos mis familiares y amigos en general, que me dieron el aliento y apoyo necesario durante mi vida universitaria.

Gracias una vez más a todos ellos.

AGRADECIMIENTO

Primeramente, agradezco a Dios, que me ha permitido hacer posible la conclusión del presente trabajo de titulación.

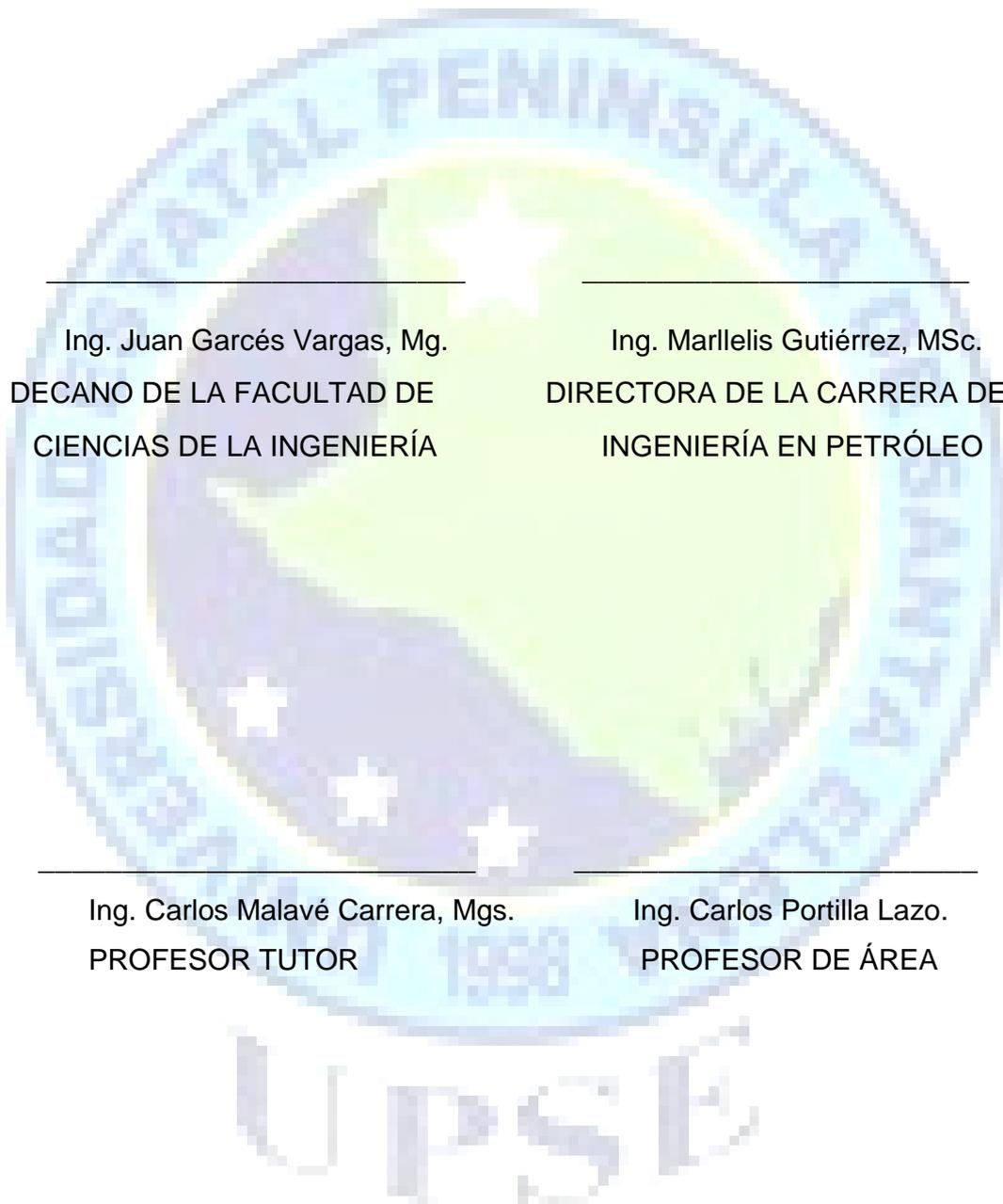
Agradecer y reconocer especialmente a la Universidad Península de Santa Elena, a la Carrera de Ingeniería en Petróleo, al Ingeniero Carlos Portilla que siempre estuvo presto a ofrecer su ayuda incondicional.

A mi tutor el Ingeniero Carlos Malavé por sus valiosas recomendaciones e ideas respecto a esta investigación.

Gracias también y porque no decirlo a mis compañeros por su colaboración y ayuda, cuando la necesitaba.

Gracias a todos y a todas aquellas personas, que de uno u otro modo me impulsaron a seguir hacia adelante.

TRIBUNAL DE GRADO



Ing. Juan Garcés Vargas, Mg.
DECANO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Marllelis Gutiérrez, MSc.
DIRECTORA DE LA CARRERA DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Ing. Carlos Malavé Carrera, Mgs.
PROFESOR TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo.
PROFESOR DE ÁREA

Abg. Lidia Lorena Villamar Morán, Mgt.
SECRETARIA GENERAL

CONTENIDO

Tabla de contenido

APROBACIÓN DEL TUTOR.....	iii
DECLARACIÓN.....	iv
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGO.....	v
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	vi
DEDICATORIA.....	vii
AGRADECIMIENTO.....	viii
TRIBUNAL DE GRADO.....	ix
CONTENIDO.....	x
RESUMEN.....	xiii
ABSTRACT.....	xv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I – GENERALIDADES.....	3
1.1. DESCRIPCIÓN DEL TEMA.....	3
1.2. ANTECEDENTES.....	3
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.4. OBJETIVOS:.....	4
1.4.1. OBJETIVO GENERAL.....	4
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
1.5. JUSTIFICACIÓN.....	5
1.6. HIPÓTESIS DE TRABAJO.....	5
1.7. VARIABLES.....	6
1.8. METODOLOGÍA.....	6
CAPÍTULO II – DEFINICIONES Y APLICACIONES DE ESTRANGULADORES.....	7
2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO UPSE XY1.....	7
2.1.1. CARACTERÍSTICAS UBICACIÓN E HISTORIA.....	8
2.1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	9

2.1.3. ASPECTOS GEOLÓGICOS Y GEOFÍSICOS GENERALES DEL CAMPO.....	11
2.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE GAS EN PLATAFORMAS OFF SHORE.....	15
2.2.1. ESTRANGULADORES DE PRESIÓN.....	17
2.2.2. PRINCIPALES USOS DE ESTRANGULADORES DE PRESIÓN.....	17
2.2.3. TIPOS DE ESTRANGULADORES DE PRESIÓN.....	18
2.2.4. DAÑOS TÍPICOS EN ESTRANGULADORES DE PRESIÓN	18

CAPÍTULO III - DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DEL ESTRANGULADOR.....	23
3.1. RÉGIMEN CRÍTICO.....	23
3.2. RÉGIMEN SUB CRÍTICO.....	25
3.3. COEFICIENTE DE DESCARGA.....	25
3.4. TIPO DE MODELOS MATEMÁTICOS.....	27

CAPÍTULO IV - MODELOS PARA PRODUCCIÓN DE GAS.....	29
4.1. MODELO MULTIFASICO.....	29
4.1.1. GILBERT.....	29
4.1.2. BAXENDELL.....	29
4.1.3. ROS.....	30
4.1.4. ACHONG.....	30
4.2. APLICACIÓN DE MODELOS DE FLUJO PARA GAS MULTIFASICO A POZOS OFF SHORE.....	31
4.2.1. APLICACIÓN DE MODELOS DE FLUJO A POZOS X61, X81, X121, X151, X161 DEL CAMPO UPSE XY1.....	31
4.3. RESULTADOS OBTENIDOS POR POZOS.....	38
4.4. CLASIFICACIÓN DE POZOS BASADOS EN TIEMPO DE DECLINACIÓN.....	68
4.5. PROCEDIMIENTOS DE APERTURA Y CIERRE CORRECTO DE ESTRANGULADORES.....	68

CAPÍTULO V - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	72
5.1. CONCLUSIONES	72
5.2. RECOMENDACIONES.....	73
BIBLIOGRAFÍA.....	74
ANEXOS.....	76

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS EN
LOCACIONES OFF SHORE A TRAVES DE ESTRANGULADORES DE
FLUJO SUPERFICIALES”

Autora: Cristina Josefa Pow Chon Long Sánchez

Tutor: Ing. Carlos Malavé Carrera, Mgs.

RESUMEN

La producción de gas natural en locaciones Off shore atraviesan grandes desafíos por la complejidad en todas sus etapas de Operación, los altos costos que generan los trabajos en pozos y la logística aérea y marítima necesaria, para mantener una buena coordinación y ejecución de las tareas para lograr mantener estable la operación de la Plataforma.

El propósito de este trabajo de investigación es la de definir un método de estimación de caudales y maniobras operativas a ejecutarse para el correcto uso de válvulas estranguladoras de caudal (CHOKES) reduciendo uno de los tantos problemas que se presentan en la vida productiva de los pozos.

Un manejo inadecuado de las válvulas estranguladoras ocasiona incremento en los costos operativos del Campo, ya que pueden generar, debido a la apertura o cierre incorrecto: daño en las formaciones no consolidadas por aumento en la producción de arena, incremento en la producción de agua debido al alto diferencial de presión generado en el pozo, erosiones de equipos y facilidades entre otros.

La bibliografía que habla de este tema es muy extensa, existen muchos métodos de estimación de caudal producido a través de válvulas estranguladoras, que fueron resultados de años de estudios y que en su mayoría son aplicables para campos petroleros o gasíferos específicos, estas fórmulas desarrolladas empíricamente dan una idea de las variables que se deben considerar en la ejecución de las maniobras de apertura y cierre, considerando siempre que debe primar el Gerenciamiento correcto del yacimiento por sobre el incremento de producción ya que al final, esto se verá reflejado en los años de vida útil de cada pozo.

Toda la información detallada en el presente trabajo fue obtenida de las páginas especializadas en la industria petrolera y de gas, además de las entrevistas a los Técnicos y Supervisores de las áreas de producción del Campo, quienes con su amplia experiencia colaboraron en la materialización de esta idea y su aplicación efectiva en campo.

Palabras claves: Válvulas estranguladoras, Chokes, Producción de gas.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS EN
LOCACIONES OFF SHORE A TRAVES DE ESTRANGULADORES DE
FLUJO SUPERFICIALES”

Autora: Cristina Josefa Pow Chon Long Sánchez

Tutor: Ing. Carlos Malavé Carrera, Mgs.

ABSTRACT

The production of natural gas at off shore locations face great challenges due to the complexity in all the operation stages, the high costs that are generated by the works at the well, the necessary air and marine logistics, in order to keep a good coordination, tasks execution and to maintain stable the operation at the platform.

The purpose of this investigation is to define a flow estimation method and operational maneuvers to be executed for the correct use of the choke valves reducing one of the several problems that are presented in the productive life of the wells. An improper handling of the choke valves causes an increase of the operational costs of the field, because it can generate by the incorrect opening or closing: Damage at unconsolidated formations because of an increase of sand production, an increase in the water production due to a high differential pressure generated in the well, erosion in the equipment and facilities, among others.

The bibliography that describes this topic is very extensive, there are many methods of flow estimation produced through check valves, which were the results of years of studies and that are mostly applicable to specific oil or gas fields, these formulas developed empirically give an idea of the variables that should be considered in the execution of the opening and closing maneuvers, always considering that the correct management of the reservoir should prevail over the increase in production since this will be reflected in the years of useful life of each well.

All the detailed information of this work was obtained from specialized pages from the oil and gas industry, in addition to interviews with technicians and supervisors of the production areas from the field, that

with their extensive experience collaborated in the materialization of this idea and its effective application at the field.

KEY WORDS: Choke valves, Gas Production.

INTRODUCCIÓN

El estrangulador es un dispositivo provisto de un orificio, utilizado para controlar la tasa de flujo de fluido o la presión del sistema aguas abajo. Los estranguladores se encuentran disponibles en diversas configuraciones tanto para modos de operación fijos como ajustables (regulables). Los estranguladores ajustables (regulables) permiten modificar los parámetros de presión y flujo de fluidos para adecuarlos a los requerimientos del proceso o la producción. Los estranguladores fijos no ofrecen esta flexibilidad, si bien son más resistentes a la erosión en condiciones prolongadas de operación o producción de fluidos abrasivos.

Son dispositivos mecánicos que se utilizan en los pozos para provocar una restricción flujo, así como también para controlar el aporte de agua y arena proveniente de los yacimientos y así evitar problemas superficiales de producción de arena, desgastes superficiales y sub-superficiales como arenamiento del pozo y conificación de agua y/o gas. Los hay de diámetros fijos (positivos) y ajustables (variables)

Los temas a estudiarse en este proyecto se los enuncian a continuación:

El capítulo I.- Generalidades, descripción del tema, antecedentes, planteamiento del problema, objetivos, objetivo general, objetivos específicos, justificación, hipótesis de trabajo, variables, metodología.

El capítulo II.- Definiciones y aplicaciones de estranguladores, generalidades del campo UPSE xy1, características ubicación e historia, ubicación geográfica, aspectos geológicos y geofísicos generales del campo, descripción del proceso de producción de gas en plataformas off shore, estranguladores de presión, principales usos de estranguladores de presión, tipos de estranguladores de presión, daños típicos en estranguladores de presión.

El capítulo III.- Determinación de la capacidad máxima del estrangulador, régimen crítico, régimen sub crítico, coeficiente de descarga, tipo de modelos matemáticos.

El capítulo IV.- Modelos para producción de gas, modelo multifásico, gilbert, baxendell, ros, achong, aplicación de modelos de flujo para gas multifásico a pozos off shore, aplicación de modelos de flujo a pozos x61, x81, x121, x151, x161 del campo UPSE xy1, resultados obtenidos por pozos, clasificación de pozos basados en tiempo de declinación, procedimientos de apertura y cierre correcto de estranguladores.

El capítulo V.- Conclusiones y recomendaciones

CAPÍTULO I – GENERALIDADES.

1.1. DESCRIPCIÓN DEL TEMA

Por medio de la ejecución del proyecto de investigación de la determinación de producción de gas proveniente de pozos costa afuera “Off Shore” en Campos determinados como ficticios, se demostrará los métodos empíricos existentes para el cálculo planteado, a fin de mantener un eficiente control de la producción de cada pozo, esto es, poder manejar de forma adecuada los recursos del yacimiento, precautelando la producción del campo, evitar problemas operativos, extender la vida útil de los equipos asociados.

El objetivo de este proyecto es conocer la eficiencia operativa que estos equipos dando como resultado la estabilización de los diferenciales de presión ΔP , que se originan desde el yacimiento hasta el estrangulador, conservando a través del tiempo la vida productiva económicamente rentable del yacimiento.

1.2. ANTECEDENTES

El inadecuado manejo de los estranguladores o chokes, por la mala operación tanto en aperturas como en cierre de pozos, ocasionan pérdidas económicas grandes a las compañías operadoras en campos que producen gas, debido principalmente a un manejo inadecuado del yacimiento volviéndolo no rentable, entre otros tantos problemas, están los causados por la formación de hidratos, producción alta de arena desde yacimiento hasta superficie y la erosión de los equipos por altas velocidades, los costos que ocasionan estas condiciones sub estándar son muy elevados en las operaciones Off Shore.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El cabezal de los pozos off shore en el campo UPSE-XY1 utiliza una configuración del sistema de producción con estranguladores

superficiales, mismos que ayudan a mantener un caudal de gas adecuado evitando problemas operativos que generan costos a la empresa.

Dependiendo de las condiciones de operación y los parámetros del pozo aguas arriba y aguas abajo del choke, se tendrán 2 tipos de flujos críticos y sub-críticos, mismos que afectan de diferentes formas al estrangulador.

En el mercado se conocen diferentes tipos de estranguladores, modelos muy variados con varias aplicaciones y clasificaciones, que se rigen a modelos matemáticos que se fundamentan en las caídas de presión en el choke, además de los problemas que se presentan en los estranguladores. (Arena, asfaltenos, cavitación, etc.)

Para evitar los problemas operativos y mantener una operación confiable en nuestro sistema de producción es necesario desarrollar cálculos que permitan tener un panorama más claro a fin de mejorar la vida útil del yacimiento y de los equipos involucrados en la producción de gas en pozos off-shore.

Palabras clave: Gas Natural, chokes o estranguladores, velocidad de erosión, caudal, presiones, temperaturas.

1.4. OBJETIVOS:

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar las tasas de producción de cada pozo off shore, mediante la ejecución de los cálculos aplicados a los diferentes flujos que se originan en el gas al a travesar los estranguladores o chokes superficiales instalados en el cabezal del pozo, usando los métodos empíricos más conocidos.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Calcular tasas óptimas de caudal de gas.
2. Precautelar la vida útil del yacimiento y de los equipos asociados, manteniendo una rata de flujo adecuada.

3. Mejorar el caudal crítico de flujo de gas en los pozos problemáticos, con altos aportes de agua.
4. Realizar una guía de trabajo seguro y maniobras operativas enfocada en las buenas prácticas operacionales, relacionadas al manejo de apertura y cierre de chokes.

1.5. JUSTIFICACIÓN.

El flujo multifásico que se presenta en los estranguladores es un problema de ingeniería que se ha tratado de resolver por varios investigadores, quienes con sus análisis han conseguido mejorar el funcionamiento de los de los mismos, analizando datos y realizando investigaciones que permiten ahora poder tener una operación segura y confiable, redundando en la extensión de la vida útil de los yacimientos y equipos.

El campo UPSE XY1 está tendiendo a mantener un perfil de producción con una caída significativa lo que ha causado que se aperture mas los chokes de los pozos a fin de mejorar el flujo de los mismos. Este proyecto de investigación analizará las consecuencias causadas en los equipos por las aperturas de los estranguladores y se definirá un rango de apertura óptimo, a fin de precautelar siempre la seguridad en las operaciones off shore.

Los costos por paradas que se pueden evitar, daño de equipos o mucho peor daños en formación o completaciones para campos Costa Afuera representan altos costos a diferencia de resolver estos problemas en campos On Shore (Costa adentro), razón por la cual se debe tener experiencia suficientemente basta, para realizar una positiva selección de tecnología y una adecuada predicción de los problemas que se puedan presentar a fin de reducir riesgos y costos operativos.

1.6. HIPÓTESIS DE TRABAJO

La ejecución de maniobras operativas y la realización de cálculos afines al diseño y la operación de los estranguladores permitirá mantener un

adecuado control de la producción de gas en pozo off shore, evitando o reduciendo la conificación en yacimientos, altas producciones de agua, erosión en equipos superficiales, o la producción del yacimiento de gas a gastos no adecuados reduciendo su vida útil y rentabilidad.

1.7. VARIABLES

Variable independiente

1. Principios básicos de diseño y operación de estranguladores o chokes.
2. Cálculos matemáticos de condiciones de flujo.
3. Manejo y operación estranguladores superficiales en pozos de gas natural y cálculo de variables críticas.

Variable dependiente

Métodos de Operación, diseño y confiabilidad de estranguladores.

1.8. METODOLOGÍA

El proyecto se desarrollará implementando los procedimientos existentes de diseño, operación y mantenimiento de estranguladores, siendo estas técnicas aceptadas dentro de la normativa API ajustándose a las condiciones particulares de cada campo de producción de gas.

Se desarrollarán las pruebas de producción de pozo, analizando todos los registros existentes referente a los parámetros de operación de los equipos, realizando cálculos que serán analizadas a fin de determinar la línea base para el correcto funcionamiento de los equipos, de los pozos y principalmente manteniendo una adecuada gestión de rentabilidad del yacimiento, permitiendo obtener resultados satisfactorios en el perfil de producción.

CAPÍTULO II – DEFINICIONES Y APLICACIONES DE ESTRANGULADORES.

2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO UPSE XY1.

En enero 1970 fue descubierto el Campo UPSE xy1, donde se perforaron 13 pozos exploratorios en 29 años en el Golfo de Guayaquil.

A partir de los primeros resultados se perforaron 5 pozos exploratorios en 29 años en el Campo UPSE xy1, 3 pozos prueban producción de gas (EDC determina la presencia de 345,000 millones de pies cúbicos de gas natural recuperable).

En julio 1996, EDC firma contrato de participación para el Bloque 3 en el Golfo de Guayaquil.

Para abril 1999, en la administración gubernamental del Dr. Jamil Mahuad Witt se adjudica la construcción de:

- Plataforma fija para perforación.
- Plataforma fija para producción.
- Construcción del gasoducto (Mar-Tierra)
- Construcción de la Planta de deshidratación en la Parroquia Bajo Alto.

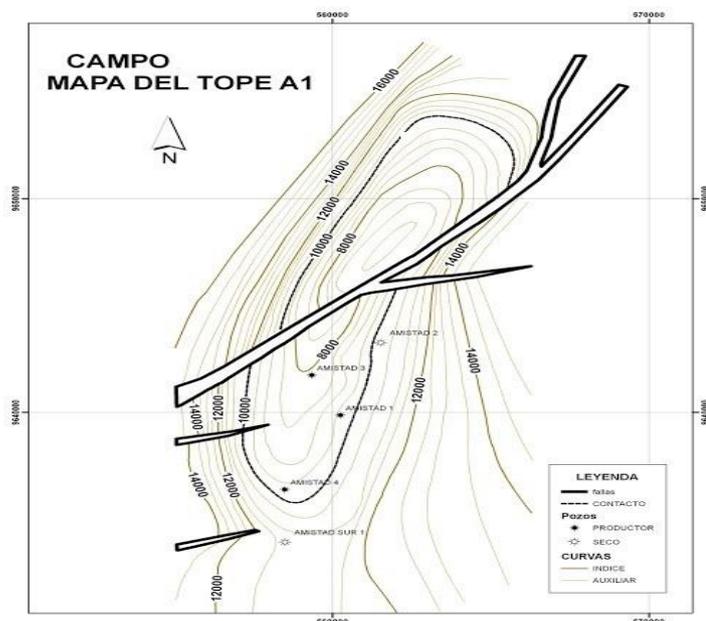


FIGURA 1: Mapa de tope del campo

FUENTE: <http://ecuageo.blogspot.com/2010/11/el-campo-Amistad.html>

2.1.1. CARACTERÍSTICAS UBICACIÓN E HISTORIA.

Ryder de Scott, estima reservas probadas de 156 millones de pies cúbicos, las reservas probables en 157 millones de pies cúbicos, y las reservas posibles en 204 millones de pies cúbicos, Noble Energy mantenía el 100% de participación de trabajo en 864.126 acres brutos subdesarrollados. Se estiman espesores tan altos de arena de 323 pies y caudales de hasta el 20 MMpc / día. La construcción de la planta de energía Machala Power finalizó en 2002.

Una tubería de 40 millas y 12 pulgadas de diámetro externo, conecta las instalaciones del campo con la Planta de generación de energía pudiendo transportar aproximadamente 100 MMpc / día, proveniente de los pozos del Campo, es decir actualmente está transportando el 50 % de su capacidad, se estima la perforación de más pozos en la zona Norte del Campo, frente a la isla Santa Clara a fin de incrementar la producción del Bloque.

2.1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo UPSE xy1, se encuentra en el bloque 6 en alta mar del Ecuador en el Golfo de Guayaquil, en profundidades de agua generalmente menos de 65 metros. El campo se encuentra a 100 kilómetros al suroeste de la ciudad de Guayaquil y 65 kilómetros al oeste de la base logística de Puerto Bolívar cercana en la ciudad de Machala. El bloque tiene una superficie de 3.497 kilómetros cuadrados (864,126 acres), la mayor parte del cual se encuentra en alta mar. La esquina noreste del Bloque 3 abarca la parte inferior de un tercio de la Isla Puná y el límite sur coincide con la frontera Ecuador-Perú.

2.1.3. ASPECTOS GEOLÓGICOS Y GEOFÍSICOS GENERALES DEL CAMPO.

El campo UPSE xy1, se encuentra localizado en el Golfo de Guayaquil considerado como una subcuenca de la cuenca Progreso, aunque Benítez (1996) la identificó como antearco debido a que es una depresión tectónica situada entre el prisma de acreción y el arco volcánico de la cordillera Andina. El campo Amistad es estructuralmente y estratigráficamente compleja. Estudios micropaleontológicos indican que las areniscas productoras de gas corresponden a una edad Mioceno Medio.

Definido como un anticlinal alargado en dirección norte-sur de 11 km. de largo por 3,7 km. aproximadamente de ancho, bastante fallado, con una falla principal al oeste de la estructura, con un salto de alrededor de 1.000 pies.

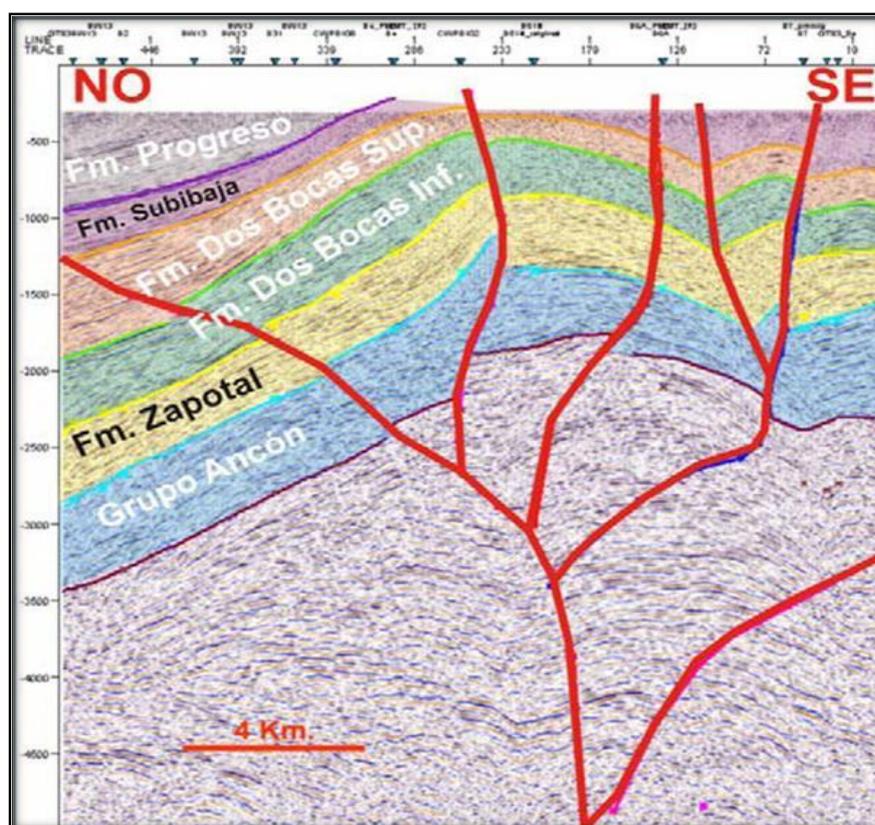


Figura 3. Estructura litológica del campo Amistad.

FUENTE: (Petroamazonas, 2014)

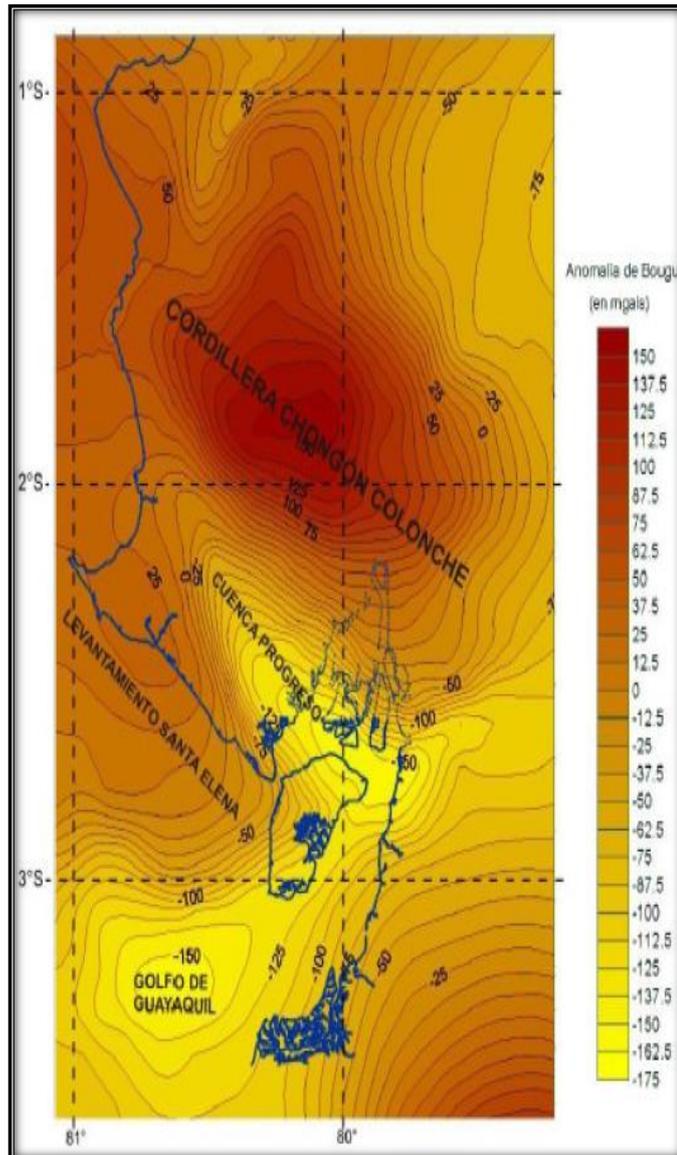


Figura 4: Mapa de anomalías de bouguer simples del suroeste de la costa ecuatoriana, modificado de feinger (1977). Valores altos (color rojo) están relacionados con la presencia de altos estructurales. Valores bajos (color amarillo) están relacionados con la presencia de cuencas sedimentarias.

FUENTE: Tesis de luis cobos, agosto 2010.

2.1.4. LITOLOGÍA DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

Descripción de formaciones de la columna estratigráfica del campo amistad

FORMACIÓN PUNÁ

La Formación Puná puede ser subdividida en dos miembros: Puná Inferior o Placer y Puná Superior o Lechuza. El miembro Puná Inferior Placer comprende areniscas compactas con intercalaciones de arcillolitas y limolitas, que cambian lateralmente a microconglomerados y areniscas conchíferas. Ocasionalmente pueden ocurrir brechas de rocas ígneas. El Miembro Puná Superior o Lechuza presenta areniscas friables con intercalaciones de limolitas, y hacia el tope coquinas y areniscas conglomeráticas fosilíferas.

Hacia la base de la Formación Puná se presentan sedimentos de origen estuarino, mientras que hacia el tope se transforma en un ambiente más marino (Ordoñez et al., 2006).

Ordoñez et al., (2006) basada en la ocurrencia de foraminíferos planctónicos sugiere para el miembro Puná Inferior o Placer una edad Plioceno; mientras que para el miembro Puná Superior o Lechuza una edad Pleistoceno Temprano.

FORMACIÓN PROGRESO

Los sedimentos de la formación Progreso pueden ser subdivididas en dos zonas, Inferior y Superior. La zona inferior corresponde a arenas muy finas a medias estratificadas con arcillolitas tobáceas y lutitas, las cuales corresponderían a la roca reservorio en el Campo Amistad (Amistad-8, Zambrano y Benítez, 2001). Las areniscas de la Formación Progreso han sido clasificadas como litoarenitas, hacia la base el tamaño de grano varía entre muy fino a gruesa, mientras que al tope los sedimentos son muy finos. Medina, (2001) sugiere la presencia de dos sellos al tope de esta zona.

La zona superior de la formación Progreso corresponde al sello de lutitas del reservorio en el Campo Amistad e incluye arcillolitas tobáceas grises y lutitas gris verdosas, con intercalaciones de arenas muy finas y limolitas. (Amistad-8, Zambrano y Benitez, 2001).

FORMACIÓN SUBIBAJA

La Formación Subibaja puede ser subdividida en dos miembros: Saiba y Sacachum. El Miembro Saiba comprende lutitas grises y cremas y hacia el tope presenta areniscas finas arcillosas. El Miembro Sacachum presenta areniscas y arcillolitas de varios colores.

Ordoñez et al, (2006) basada en la ocurrencia de foraminíferos planctónicos sugiere una edad Mioceno Temprano Tardío para el Miembro Saiba; mientras que para el Miembro Zacachum una edad Mioceno Temprano Tardío – Mioceno Medio Temprano.

Los sedimentos del Miembro Zacachum de la Formación Subibaja son arenas finas a medias y arcillolitas tobáceas gris verdosas con intercalaciones subordinadas de arcillolitas y limolitas rojas (Amistad-8, Zambrano y Benitez, 2001). La presencia de capas rojas es un buen indicador del contacto entre la formación Subibaja y la formación Progreso

2.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE GAS EN PLATAFORMAS OFF SHORE.

La extracción de gas natural del campo proviene de 4 pozos con cabezales secos y de 2 pozos con cabezales húmedos o subsea well, estos últimos tiene un sistema especial de control desde la Plataforma Marina, un panel que comanda la apertura y cierre de las principales válvulas del cabezal (SCSSV, PMV, PWV), un segundo panel controla el sistema de bombeo de metanol y químicos en general a través de un sistema de tuberías conocidos como umbilicales.

La producción proveniente de los pozos, de ser necesario deberán pasar por los calentadores en línea (LINE HEATER), a fin de realizar transferencia de calor entre el baño de agua caliente y el gas frío producto de la reducción de presión ocurrida en el estrangulador, esto se realiza para evitar la formación de hidratos que provocarían taponamiento en tuberías.

Paso siguiente el flujo de gas es dirigido a los manifold de producción o de prueba que distribuyen el flujo entre los separadores trifásicos, donde se separa el agua, el condensado y el gas, el flujo de ambos separadores convergen aguas arriba a la PCV (presión control valve), cuya función es mantener presión en el sistema para un adecuado proceso de separación de fluidos, el exceso de gas fluye hacia el gasoducto de 12 pulgadas por donde se dirige el flujo de gas hasta la Planta de deshidratación en tierra.

Los condensados recuperados en los separadores son inyectados al gasoducto para junto al gas fluir a la Planta de Gas, donde serán almacenados.

El agua producida luego de ser contabilizada es enviada a un desnatador o Water Skimmer, donde se separan los condensados remanentes, que mediante una bomba de alta presión inyecta estos fluidos a los separadores.

El agua separada en el wáter skimmer es tratada químicamente hasta cumplir con los parámetros de descarga adecuados.

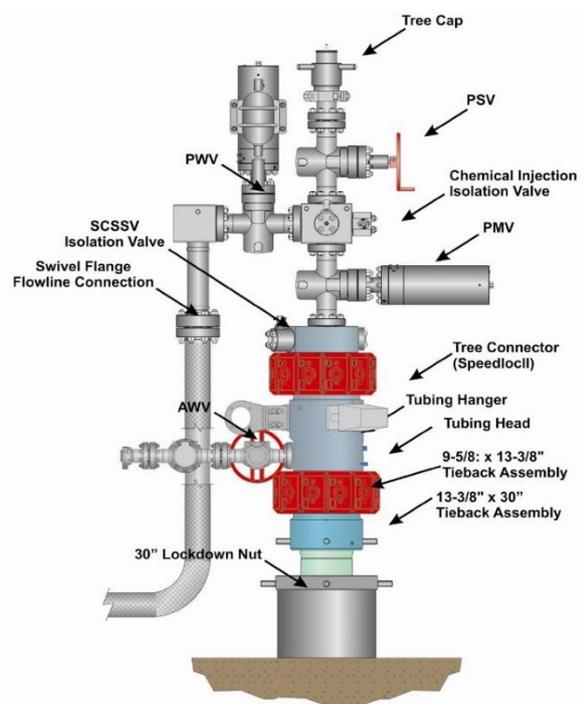


FIGURA 7A: Cabezales de pozos subsea well y cabezales superficiales.

FUENTE: (PETROAMAZONAS, 2014)

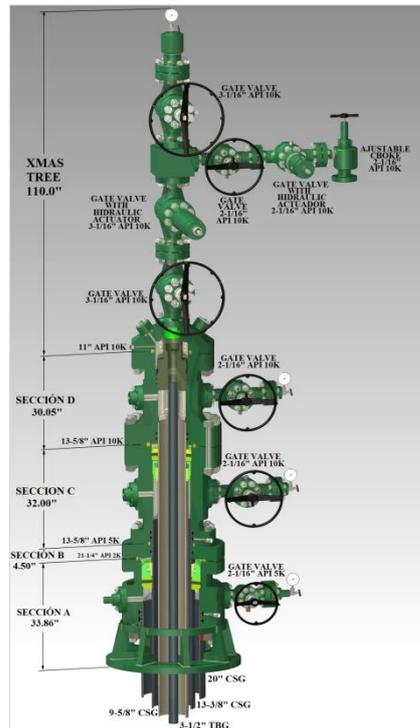


FIGURA 7B: Cabezales de pozos subsea well y cabezales superficiales.

FUENTE: (PETROAMAZONAS, 2014)

2.2.1. ESTRANGULADORES DE PRESIÓN

Los estranguladores de presión o chokes son válvulas que restringen una línea de flujo, provocando que ocurra una caída de presión que limita el caudal del pozo a través de un orificio regulable o fijo, de esta manera se controla la presión y producción del pozo, manteniendo una adecuada reducción de presión en el yacimiento, alargando la vida útil del mismo.

2.2.2. PRINCIPALES USOS DE ESTRANGULADORES DE PRESIÓN

Gilber en 1954 indicaba que las principales razones para instalar un estrangulador o choke en un pozo deberían ser:

- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
- Mantener una producción razonable.
- Proteger el equipo superficial.

- Mantener suficiente contrapresión para prevenir entrada de arena.
- Prevenir conificación de gas.
- Prevenir conificación de agua.
- Obtener el gasto de producción deseado.

2.2.3. TIPOS DE ESTRANGULADORES DE PRESIÓN.

Existen variedad de opciones dentro del mercado cada uno cumpliendo funciones específicas, dentro de los tipos más importantes están los estranguladores de Superficie y de Fondo.

Los estranguladores de Superficie están clasificados en fijos y variables, este último grupo se subdivide en Manuales, Eléctricos, Hidráulicos y Neumáticos, estas definiciones indican el tipo de energía que usan para ejecutar la función de apertura o cierre de la válvula de choke, siendo los más usados los manuales debido al bajo costo y facilidad de instalación en relación a los otros sistemas.

2.2.4. DAÑOS TÍPICOS EN ESTRANGULADORES DE PRESIÓN

Los daños ocurridos en las partes internas de los estranguladores causan perjuicio económico a las compañías ya que deben ser reemplazados por unos nuevos, para este trabajo debe cerrarse el pozo aumentando las pérdidas de producción por mantenimientos de estos equipos.

Cuanto mayor sea el ΔP entre la entrada y la salida del choke, mayor es el potencial de daño a las partes internas de la estrangulación. Cuando la relación ΔP ($=\Delta P / P_1$) es mayor al factor 0,6, el daño del choke tiene un alto porcentaje de producirse. Para precautelar la integridad de los equipos que se encuentran aguas abajo y además para extender la vida útil del choke es necesario realizar una buena selección de los materiales de construcción y de los métodos de implementación para estos equipos.

“EFECTO DE CAVITACIÓN DURANTE EL FLUJO DE LIQUIDOS”.

1. El desplazamiento de las burbujas a muy alta velocidad desde el área de baja presión hacia una zona de alta presión y el

subsiguiente colapso crea ondas de choque que producen ruidos y vibraciones anormales.

2. El rápido colapso de las burbujas provoca el movimiento de alta velocidad del líquido y daños alrededor del sitio.
3. Implosión de las burbujas y las ondas de choque.
4. Línea de recuperación de presión - límite de daños

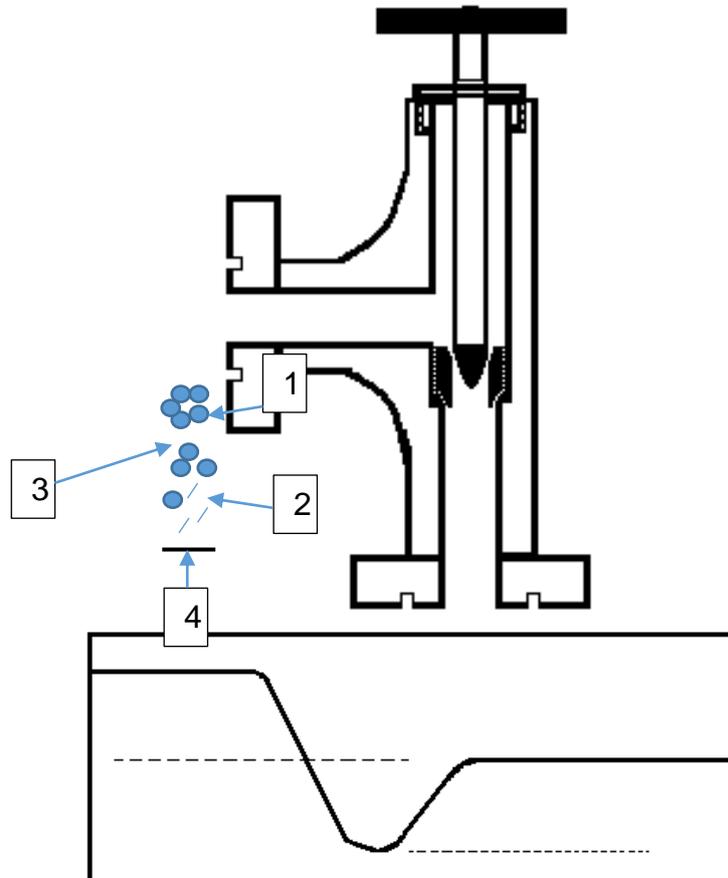


FIGURA 8: Efecto de cavitación durante el flujo de líquidos.

FUENTE: (PETROAMAZONAS, 2014)

“Fenómeno vena contracta”

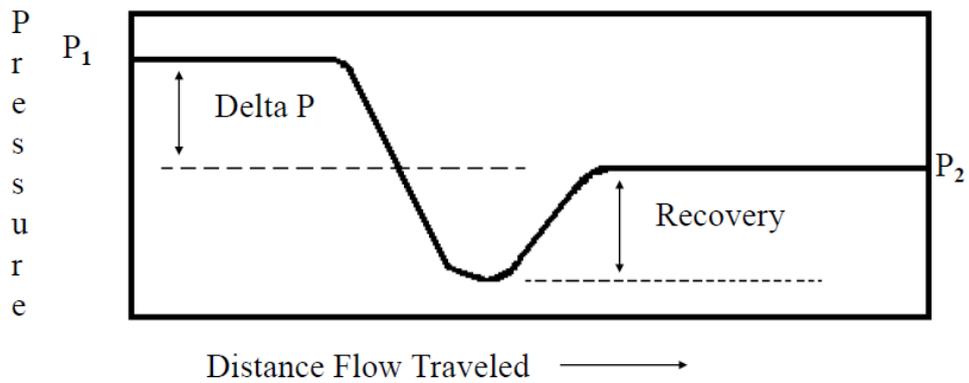


FIGURA 9: Fenómeno vena contracta

FUENTE: (PETROAMAZONAS, 2014)

Las consecuencias de la zona de baja presión en el estrangulador pueden dar lugar a graves problemas de cavitación y en relación intermitente (vaporización).

“FLASHING DURANTE EL FLUJO DE LÍQUIDO”

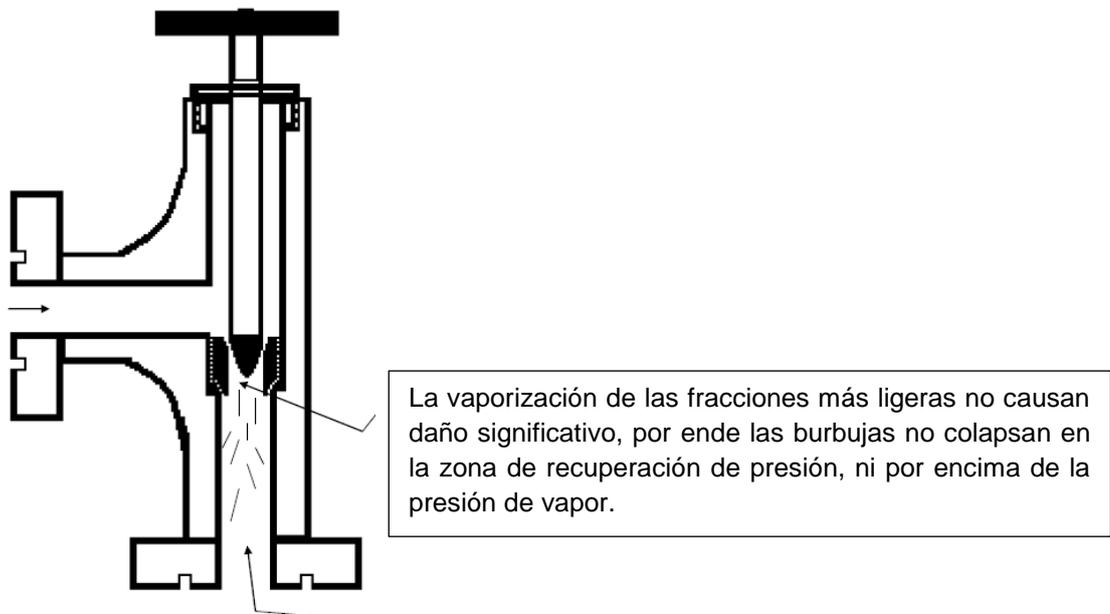


FIGURA 10: Flashing durante el flujo de líquido

FUENTE: (PETROAMAZONAS, 2014)

“CONGELACION –HIDRATOS”.

La expansión súbita del gas luego de atravesar la zona de restricción donde se baja la presión, hace que este se enfríe, las pérdidas temporales de calor en exceso y la presencia de vapor de agua pueden formar un tapón de hielo conocido como hidrato.



FIGURA 11: Formación de hidrato por baja temperatura del gas (CONGELACION –HIDRATOS)

FUENTE: (PETROAMAZONAS, 2014)

El descenso de la temperatura en los chokes es de aproximadamente 1°F por cada atmosfera de reducción de presión.

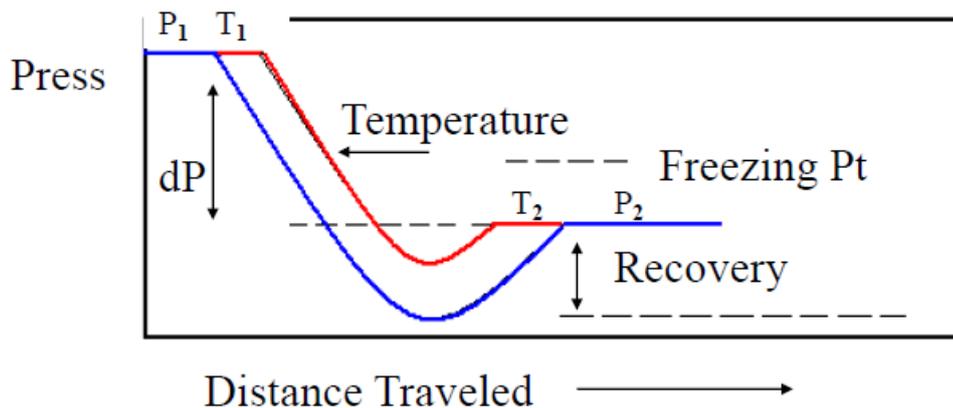


FIGURA 12: Efecto de la temperatura con relación a la reducción de presión.

FUENTE: George E. King CHOKES.

2.2.4.1. FLUJO A TRAVÉS DE ESTRANGULADORES

Al usar un estrangulador ocurre una restauración de presión en el pozo; al disminuir el orificio del estrangulador, mayor será el incremento de presión en el fondo del pozo y menor será el caudal, en pozos con problemas de colgamiento de agua, se deberá determinar el caudal crítico a fin de evitar que el pozo se inunde creando una columna hidrostática que evite el flujo de gas desde el yacimiento hasta superficie.

La función principal de un estrangulador es disipar energía -presión -en una distancia muy corta.

El diseño de un estrangulador aprovecha el régimen de flujo resultante de un disturbio de presión repentino en flujo continuo a través de un conducto circular.

CAPÍTULO III - DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DEL ESTRANGULADOR.

3.1. RÉGIMEN CRÍTICO

El flujo multifásico en restricciones (Chokes) es evaluado bajo las condiciones de flujo crítico y sub-crítico, la práctica usual en el campo es evaluar el flujo en el well head bajo las condiciones de flujo crítico, para válvulas de seguridad PSV y estranguladores en sistemas de alivio de presión se utiliza el flujo sub-crítico.

El flujo sónico o más conocido como crítico, es el flujo de fluido a la velocidad equivalente a la velocidad de propagación sin fricción, de una onda de presión (sonido) en el fluido, este ocurre cuando la velocidad relativa de un fluido en cualquier punto (**vf, pie/seg**) es equivalente a la velocidad de onda elástica (**vp, pie/seg**) en aquel punto:

$$\frac{vf}{vp} = M = 1 * 10^5$$

Donde M = Número de Mach

En función de este número se definen tres diferentes regímenes de flujo:

- Para $M < 1$ el flujo es subsónico.
- Para $M > 1$ el flujo es supersónico.
- Para $M = 1$ el flujo es sónico o crítico.

Cuando $M = 1$, el área de flujo alcanza su valor mínimo y se dice que se ha logrado una condición de garganta a cuyas propiedades se les denomina “críticas” y a las anteriores a ella como relaciones críticas.

El flujo crítico para los gases ocurre aproximadamente cuando:

$$\frac{P_2}{P_1} = 0.528$$

Mach 1 o flujo sónico para gases (1,100 /ft seg para aire) es diferente que para los líquidos. Para flujo multifásico algunos investigadores han observado que la velocidad sónica para una mezcla de gas-líquido es menor que para una sola fase. Olson (Essentials of Engineering Fluid Mechanics, Intl. Textbook, 1961) estableció que para mezclas gas líquido la velocidad acústica es menor que para cualquiera de las fases por sí solas.

Durante la presencia de flujo crítico o supercrítico, el gasto a través del estrangulador alcanza un valor máximo con respecto a las condiciones prevalecientes corriente arriba. La velocidad del fluido bifásico fluyendo a través de la restricción alcanza la presión sónica o presión de velocidad de propagación de la onda para los fluidos en dos fases. Esto implica que el flujo es “estrangulado” porque el disturbio corriente abajo no puede propagarse corriente arriba.

Por lo tanto disminuciones no tan significantes en la presión corriente abajo no hacen incrementar el gasto, es decir, el flujo crítico o sónico es el flujo en el cual perturbaciones de presión y temperatura corriente abajo no son transmitidas corriente arriba tal que puedan afectar el gasto, no así en flujo subcrítico. Si la presión corriente abajo es gradualmente incrementada, esta presión no podría cambiar el gasto o la presión corriente arriba, esto hasta alcanzar el límite de flujo crítico-subcrítico.

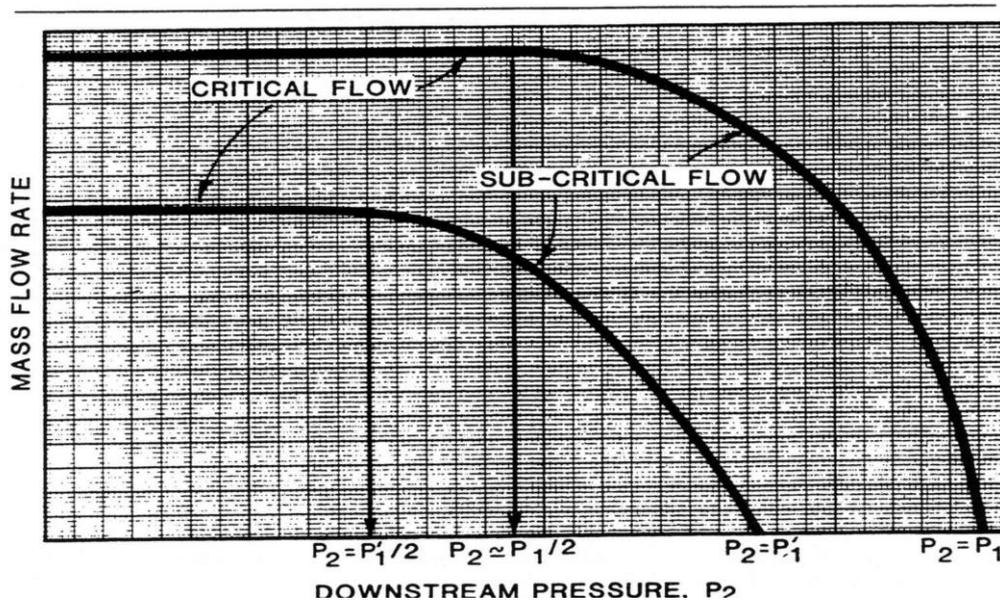


FIGURA 13: Velocidad de flujo de masa a través de un choke según la gestión de la baja presión

FUENTE: (Petroamazonas, 2014)

3.2. RÉGIMEN SUB CRÍTICO

A partir de este momento si la presión corriente abajo se incrementa ligeramente cerca de las condiciones límite, el gasto y la presión corriente arriba serán afectados, entonces la velocidad de los fluidos pasando a través del estrangulador caen debajo de la velocidad sónica. Aquí, el gasto depende de la diferencial de presión, o bien, los cambios en la presión corriente abajo afectan la presión corriente arriba, este comportamiento es caracterizado como flujo subcrítico.

Los estranguladores superficiales se diseñan de manera que el flujo sea crítico, mientras que en las válvulas de seguridad subsuperficiales el flujo es subcrítico. El flujo través de restricciones en el pozo también es subcrítico.

3.3. COEFICIENTE DE DESCARGA

El coeficiente de descarga (CD) es la constante requerida para corregir el gasto teórico al gasto real que se presenta en los estranguladores. Distintos autores han presentado gráficas, tablas y ecuaciones de CD, con

las cuales el gasto de gas líquido o multifásico calculado puede ser corregido para obtener el gasto real para ambos tipos de flujo: crítico y subcrítico. Esto muestra que CD para flujo crítico no es el mismo que para flujo subcrítico. El coeficiente de descarga está definido por:

$$CD = \frac{GASTO\ MEDIDO}{GASTO\ CALCULADO}$$

El coeficiente de descarga CD se multiplica por el gasto teórico para obtener el gasto real:

$$qTP_{real} = qTP_{teorico} \times CD$$

Prácticamente, el valor de CD depende del tamaño del estrangulador, diseño, tipo de flujo y régimen de flujo. En la derivación de las ecuaciones analíticas de flujo a través de restricciones, es de uso común utilizar coeficientes de descarga (CD) como un factor de modificación final en la ecuación de gasto. Normalmente se espera que el empleo de éste absorba errores debido a suposiciones realizadas mientras se está desarrollando un modelo. Así, los valores de CD dependen de las suposiciones realizadas durante el desarrollo del modelo.

Un modelo “perfecto” tendrá $CD = 1.0$, esto es, el uso de CD será redundante si todos los procesos de flujo son tomados en cuenta de manera precisa. Las leyes de la termodinámica implican que pueden resultar valores de CD menores que la unidad. Frecuentemente, CD también es correlacionado con factores como el número de Reynolds, diferencial de presión, factor de expansión del gas, etc. Obviamente, si un modelo toma en cuenta variables como éstas, tal dependencia no debe de existir.

En el lenguaje común se ha adoptado decir “flujo crítico” a lo que estrictamente es “flujo supercrítico”, cabe aclarar que el flujo crítico es la condición de flujo que se alcanza cuando la velocidad del fluido es “igual” a la velocidad de propagación de una onda en la mezcla del fluido en cuestión. En la práctica difícilmente se puede mantener estable el valor de la velocidad y se llega a sobrepasar por lo que en realidad es un flujo

supercrítico el cual no tiene mayor diferencia en términos significativos. En lo posterior se mencionará flujo crítico para hacer referencia al flujo supercrítico, dejando en claro que el flujo crítico es el límite entre flujo supercrítico y flujo subcrítico.

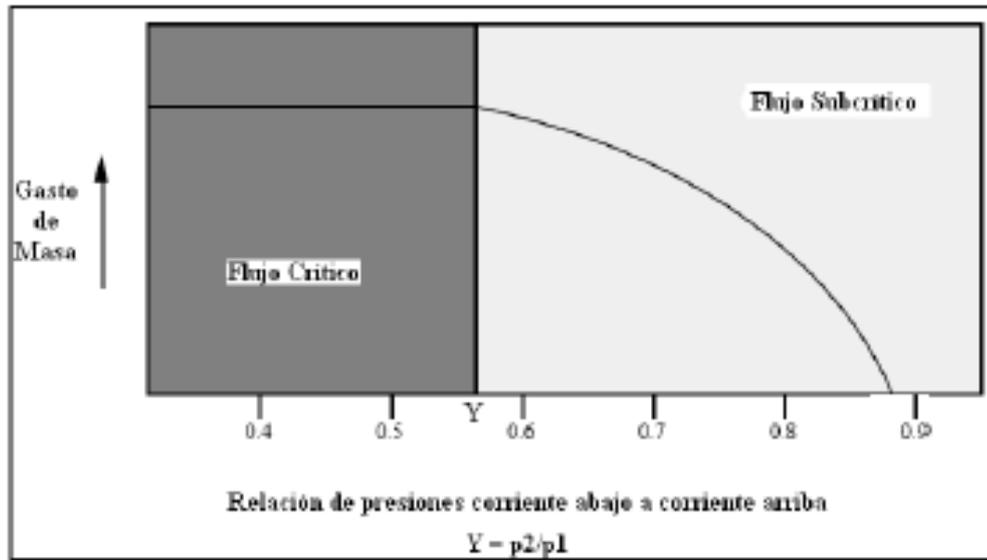


FIGURA 14: Gasto de masa vs relación de presiones

FUENTE: (Petroamazonas, 2014)

3.4. TIPO DE MODELOS MATEMÁTICOS

Innumerables estudios se han desarrollado por diferentes científicos para tratar de ajustar un cálculo más cercano a lo real variando las condiciones de operación y de producción de cada pozo, esto ha dado varios modelos matemáticos que bien aplicados servirán a la estimación de variables operativas que permitan un control adecuado de la producción de gas de los pozos, precautelando la vida útil del mismo, minimizando los problemas de arenamiento, conificación, erosión de facilidades, y reducción de la declinación brusca del yacimiento.

Entre los principales modelos matemáticos tenemos:

- Sachdeva and Others
- Thornill-Craver
- Ros

- Gilbert
- Baxendell
- Achong

Cuando se tiene un flujo considerado crítico y se genera un cambio de la presión aguas debajo de la restricción no se obtendrá ningún efecto en la tasa de flujo (q), a través de la restricción ni tampoco en la presión aguas arriba de la restricción.

CAPÍTULO IV - MODELOS PARA PRODUCCIÓN DE GAS.

4.1. MODELO MULTIFASICO.

Para determinar el límite entre flujo crítico y subcrítico para el escenario de flujo multifásico se torna más complicado que para el fluido monofásico.

La velocidad sónica de una mezcla bifásica depende tanto de las propiedades del gas como de las propiedades de equilibrio.

Sachdeva y otros presentaron ecuaciones para determinar la relación crítica de la presión aguas abajo a la presión aguas arriba en el límite.

Ellos propusieron un método para calcular rata de flujo a través de un choque para varias condiciones de presión.

4.1.1. GILBERT

A partir de datos de producción, Gilbert desarrolló una expresión aplicable al flujo simultáneo gas-líquido a través de estranguladores. En su trabajo describe en forma detallada el papel del estrangulador en un pozo y analiza cuál es el efecto sobre la producción de cambios bruscos en el diámetro del orificio.

Tomando como base la relación entre las presiones antes y después de un orificio para flujo sónico de una fase, Gilbert recomendó para tener flujo sónico, una relación de 0.588 o menor, entre la presión promedio en el sistema de recolección (después del estrangulador) y la presión en la boca del pozo (antes del estrangulador).

4.1.2. BAXENDELL

Utilizando datos adicionales Baxendell actualizó la ecuación de Gilbert, modificando los coeficientes. Baxendell realizo varios trabajos entre los que se destaca métodos para calcular las caídas de presión en flujos multifásico vertical.

4.1.3. ROS

Ros, orientó su trabajo al flujo de mezclas con alta relación gas-aceite, en las que el gas fue la fase continua. En su desarrollo llegó a una expresión similar a Gilbert; pero con coeficientes diferentes. Aparentemente su expresión la comprobó con datos de campo.

4.1.4. ACHONG

Achong, también revisó la ecuación de Gilbert y estableció una expresión que validó con más de 100 pruebas de campo.

La forma general de las ecuaciones desarrolladas por los investigadores citados es:

$$P_1 = \frac{A \cdot q_L \cdot R^B}{d^C \varphi}$$

Donde:

- P_1 = Presión corriente arriba (lb/in²)
- q_L = Producción de líquido (bl/día)
- R = Relación gas-líquido (ft³/bl)
- $d^C \varphi$ = Diámetro del estrangulador (64avos de in).
- A, B, C = Constantes que dependen de la correlación y se toman los valores de la tabla 1.

CORRELACIÓN	A	B	C
GILBERT	10.00	0.546	1.89
BAXENDELL	9.56	0.546	1.93
ROS	17.4	0.5	2.00
ACHONG	3.82	0.65	1.88

Tabla 1. Coeficientes empíricos para correlaciones de flujo crítico en dos fases

FUENTE: ajuste de correlaciones para estranguladores de pozos de gas y condensado del activo muspac

4.2. APLICACIÓN DE MODELOS DE FLUJO PARA GAS MULTIFASICO A POZOS OFF SHORE.

Entre los modelos empíricos que estudian el flujo a través de chokes o estranguladores mismos que se basaron en ensayos con datos de diferentes campos para desarrollar una correlación y predecir la presión agua arriba de los estranguladores donde se presenta un flujo crítico.

Los pozos serán evaluados con las correlaciones de Gilbert, Baxendell, Ros y Achong.

4.2.1. APLICACIÓN DE MODELOS DE FLUJO A POZOS X61, X81, X121, X151, X161 DEL CAMPO UPSE XY1.

Para la aplicación de los varios modelos de cálculos empíricos existentes se crean varias hojas de cálculos a fin de poder realizar los ejercicios con cada parámetro definiendo de esta manera el procedimiento que más se ajusta a las condiciones de operación.

Las hojas de cálculos estarán disponibles en los anexos con la siguiente distribución:

1. Anexo 1 Ejemplo 6 todos los chokes.
2. Anexo 2 Prueba de flujo crítico.

Las instrucciones de ingreso de datos y de interpretación de resultados son las siguientes para el Anexo 1:

CALCULATE OF FLOW RATE THROUGH OF SURFACE CHOKES FOR DRY GAS FLOW OR MULTIPHASIC (WATER - OIL - GAS) FLOW

DATAS OF ENTRANCE		
P1	1146	psi
P2	1000	psi
T1	93	°F
T2	79	°F
Cv	0,45	BTU/Lbm * °F
Cp	0,59	BTU/Lbm * °F
CL	0,65	BTU/Lbm * °F
k	1,31	
GLR	4764,04	scf/STB
GSG	0,58	
API	20	
Diameter	0,82	inches
WOR	31,97	STBW/STBO
Gas rate		Mscf/d
¿Are there any perturb effect for upstream flow?	NO	
YES		

CHOOSE THE MODEL	
Sachdeva and Others	<input type="radio"/>
Thornill-Craver	<input type="radio"/>
Ros	<input type="radio"/>
Gilbert	<input type="radio"/>
Baxendell	<input type="radio"/>
Achong	<input type="radio"/>

ANSWERS	
Type of Flow:	Critical Flow
Ycritical	
Y	
Cm2	
pm2	
Cd	
qL	2372,39173 STB/d
qsc	Mscf/d

CALCULATE

CLEAR

TABLA 2: Cálculo de la tasa de flujo a través de choke de superficie

FUENTE: Elaborado por Cristina Pow Chon Long

Ingresar los valores EN DATA OF ENTRANCE, siendo:

- P1 = Presión aguas arriba del choke.
- P2 = Presión aguas abajo del choke.
- T1 = Temperatura de flujo en cabeza de pozo.
- T2 = Temperatura de flujo después del choke.
- CV = Specific heat in a constant volume process
- CP = Specific heat in a constant pressure process
- K = CP / CV - the specific heat capacity ratio
- CL = Calor específico del líquido. (Condensado)
- GLR = Relación Gas – Líquido.
- GSG = Gravedad específica del gas.

API	=	Grados API del condensado
Diámetro	=	Apertura del choke en 64avos de pulgada.
WOR	=	relación agua – petróleo.

Luego elegir el modelo a calcular, en este caso de estudio solo se tomarán los modelos Ross, Gilbert, Baxendell y Achong, se da clic en CALCULATE.

Estos modelos darán los resultados en STB/ día los cuales se deben multiplicar por el factor de conversión de esos barriles totales a MSCFD, para el gas que se está estudiando el factor de conversión es 5800.

Los valores calculados mediante estos métodos se presentan en la tabla 1.

Pruebas de flujo crítico

Otro tipo de medición de gas, son las pruebas de flujo crítico en la cual el flujo de gas es medido en la descarga a bajas presiones a través de un orificio en la atmósfera. Esta medida no es bastante segura debido a que se tiene una variación del 1 al 6 % del caudal de gas pero es muy apropiada para lugares remotos, donde no existen líneas y el acceso es muy difícil. Debido a estos problemas presentados es necesario realizar las mediciones de caudales a condiciones de flujo crítico para poder determinar la potencialidad del reservorio y ver la factibilidad de la explotación.

Cuando el flujo de gas pasa a través de un orificio, la velocidad aguas arriba es controlada por la diferencial de presión a través del orificio. Como la diferencial de presión incrementa por un incremento en la presión aguas arriba, una disminución en la presión aguas abajo o ambos, la velocidad del gas aumenta y se acerca a un valor conocido como la velocidad crítica. Después de que esta velocidad crítica alcanza la presión diferencial a través del orificio no afecta a la velocidad. La velocidad crítica se alcanza cuando la relación de la presión aguas arriba / aguas abajo es

aproximadamente 2 o más. Sobre la relación de presión crítica no importa cuánta presión está aplicada en el lado de las aguas arriba.

El Bureau of Mines, da la siguiente tabla de los factores de orificio y la fórmula para los cálculos de caudal de gas. (Referencia _ Explotación del Gas Autor- JL Rivero).

$$Q_g = C P / (SG_g * T)^{0.5}$$

Donde:

Q_g = Caudal de Gas MPCD

C = Coeficiente de orificio dado en tablas

P = Presión Superficie psi

SG_g = Gravedad Específica del gas

T = Temperatura Fluyente ($^{\circ}F + 460$) $^{\circ}R$

Como punto de partida se debe determinar el valor del Coeficiente promedio lado de las ordenadas tomando en la intersección de la curva con el diámetro de choke (abscisa) que se desea analizar, usamos la siguiente figura 15.

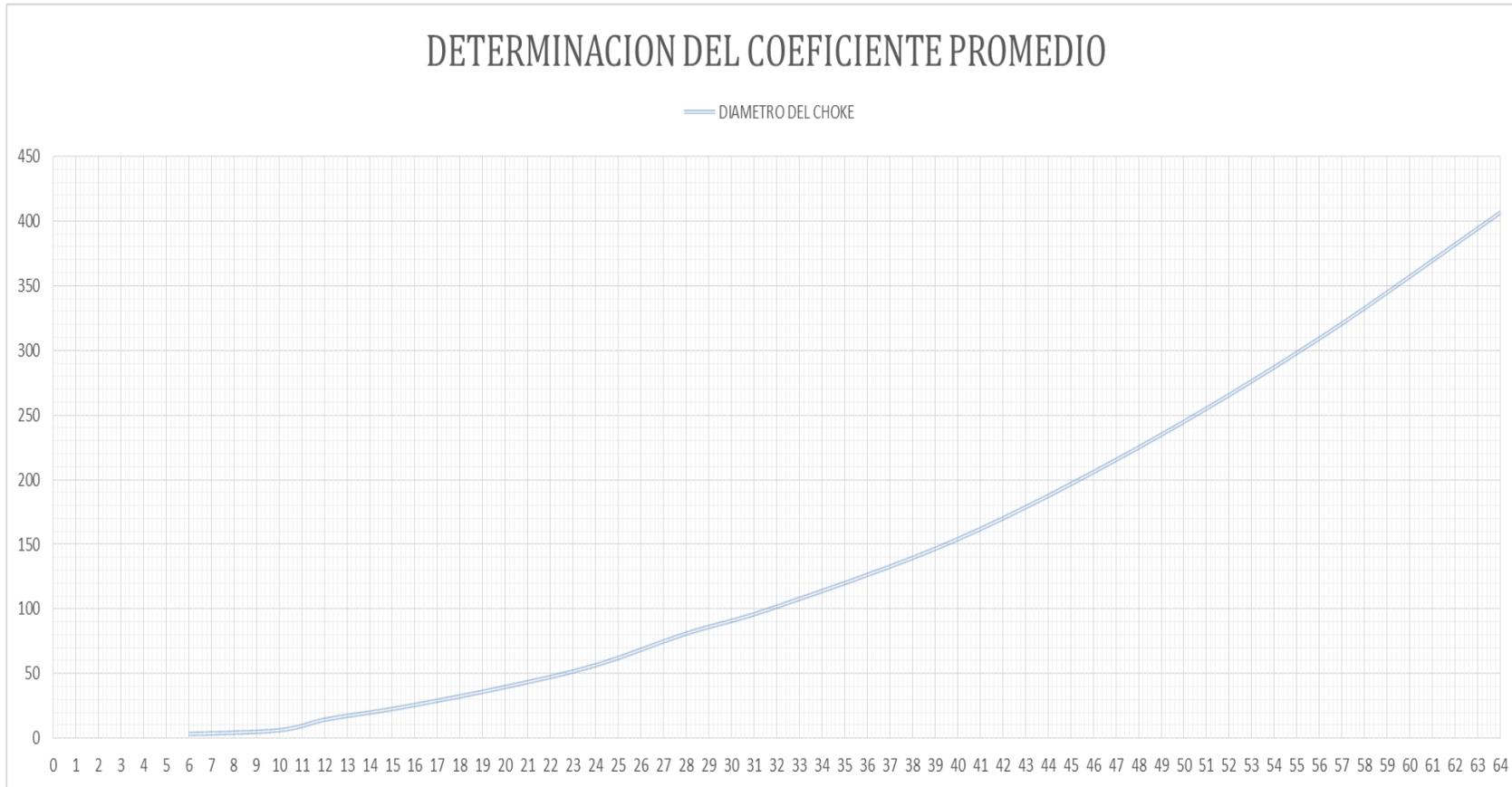


FIGURA 15: Comparación de chokes mediante el método de la ecuación de Texas A&I.

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

Calculo de la velocidad del gas utilizando la ecuación Modelo de choque Texas A & I

$$Q_g = \frac{0.60537 \times Cd \times A \times WHP}{\sqrt{\gamma_g \times (WHT + 460)}}$$

where :

Q_g = gas flow rate, Mscf/d

Cd = 0.83 (avg. discharge coefficient)

A = choke area, sq. inch

WHP = flowing wellhead pressure, psia

WHT = flowing wellhead temperature, deg. F

γ_g = gas gravity (air = 1)

Ingresar los valores correspondientes a todos los parámetros de flujo del pozo y calcular el caudal de gas a cada valor.

CHOKE SIZE (64ths)	CHOKE SIZE (inch)	WHP (psig)	WHT (°F)	Specific Gravity		Measured Flow Rates			Calculated	DIF.	ERROR
				OIL (API@60°F)	GAS (Air=1)	GAS (MMscf/d)	OIL (bopd)	WATER (bw pd)	GAS (MMscf/d)	GAS (MMscf/d)	%
35	0,6	1146	93	24,0	0,560	7,972	1	22	7,774	198	2,5
35	0,5	1089	95	24,0	0,560	7,280	1	25	7,291	11	0,2
35	0,5	1089	94	24,0	0,560	7,329	1	23	7,299	30	0,4
35	0,5	1084	94	24,0	0,560	7,169	1	23	7,263	94	1,3
35	0,5	1042	92	24,0	0,560	7,186	1	24	6,995	191	2,7
35	0,5	1037	93	24,0	0,560	7,154	1	24	6,955	199	2,8
35	0,5	1057	94	24,0	0,560	6,778	1	22	7,079	301	4,4
35	0,5	1057	94	24,0	0,560	6,778	1	22	7,079	301	4,4
35	0,5	1015	92	24,0	0,560	6,544	1	15	6,813	269	4,1
35	0,5	1015	92	24,0	0,560	6,544	1	15	6,813	269	4,1
35	0,5	1001	96	24,0	0,560	6,456	1	20	6,695	239	3,7
35	0,5	1012	97	24,0	0,560	6,404	1	21	6,763	359	5,6
35	0,5	1012	97	24,0	0,560	6,404	1	21	6,763	359	5,6
35	0,5	999	97	24,0	0,560	5,777	1	21	6,676	899	15,6
35	0,5	992	95	24,0	0,560	5,835	1	18	6,641	806	13,8
35	0,5	984	94	24,0	0,560	5,709	1	18	6,593	884	15,5
35	0,5	995	95	24,0	0,560	5,717	1	18	6,661	944	16,5
35	0,5	968	94	24,0	0,560	5,411	1	21	6,486	1075	19,9
35	0,5	969	96	24,0	0,560	5,582	1	19	6,483	901	16,1
35	0,5	970	97	24,0	0,560	5,586	1	18	6,482	896	16,0
35	0,5	964	95	24,0	0,560	5,315	1	20	6,451	1136	21,4
35	0,5	969	95	24,0	0,560	5,515	1	17	6,485	970	17,6
35	0,5	970	96	24,0	0,560	5,519	1	18	6,488	969	17,6
37	0,6	954	96	24,0	0,560	5,062	1	23	7,131	2069	40,9
37	0,6	954	96	24,0	0,560	5,156	0	21	7,129	1973	38,3
37	0,6	959	97	24,0	0,560	5,298	0	18	7,162	1864	35,2
37	0,6	892	96	24,0	0,560	5,846	5	17	6,489	643	11,0
37	0,6	896	97	24,0	0,560	5,639	1	19	6,512	873	15,5
37	0,6	896	97	24,0	0,560	5,639	1	19	6,512	873	15,5
37	0,6	896	97	24,0	0,560	5,639	1	19	6,512	873	15,5

TABLA 3: Parámetros del flujo del pozo

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

4.3. RESULTADOS OBTENIDOS POR POZOS

Los resultados obtenidos en los cálculos realizados y en las pruebas de producción se tabulan en las tendencias mostradas a continuación:

POZO X061

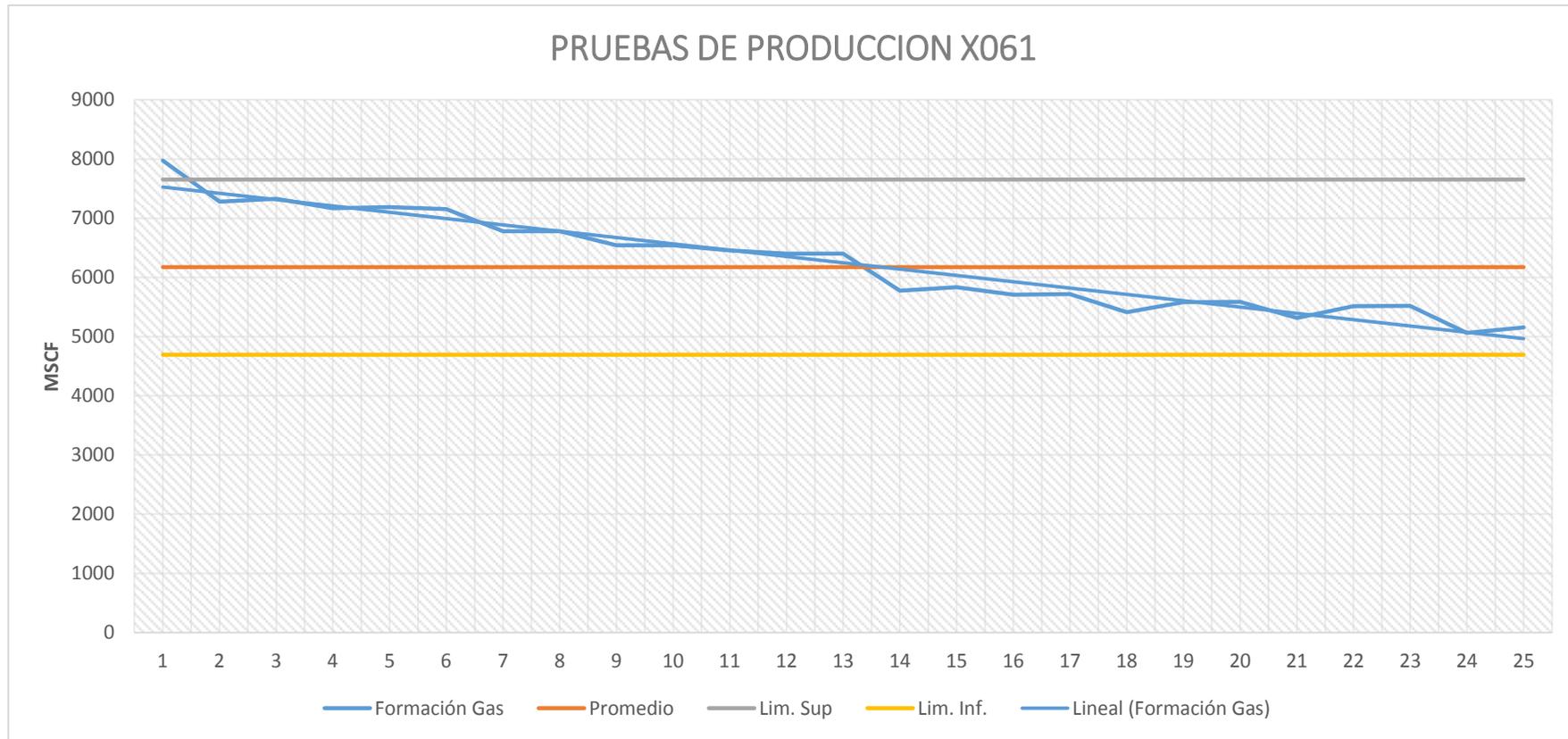


FIGURA 16: Pruebas de producción del pozo X061

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

Pozo X061 presenta una tendencia pronunciada en la disminución del caudal de Gas llegando inclusive a estar cercano al límite inferior, o Caudal crítico.

Cuando el pozo llegue al caudal crítico se tendrá problemas de ahogamiento, pérdida de producción, aumento en los niveles estáticos de líquido, baja producción de líquidos y muerte del pozo.

El análisis se realiza en un periodo de 25 semanas, con pruebas semanales, se analiza además cambios en la salinidad del agua producida por el pozo y aporte de finos.

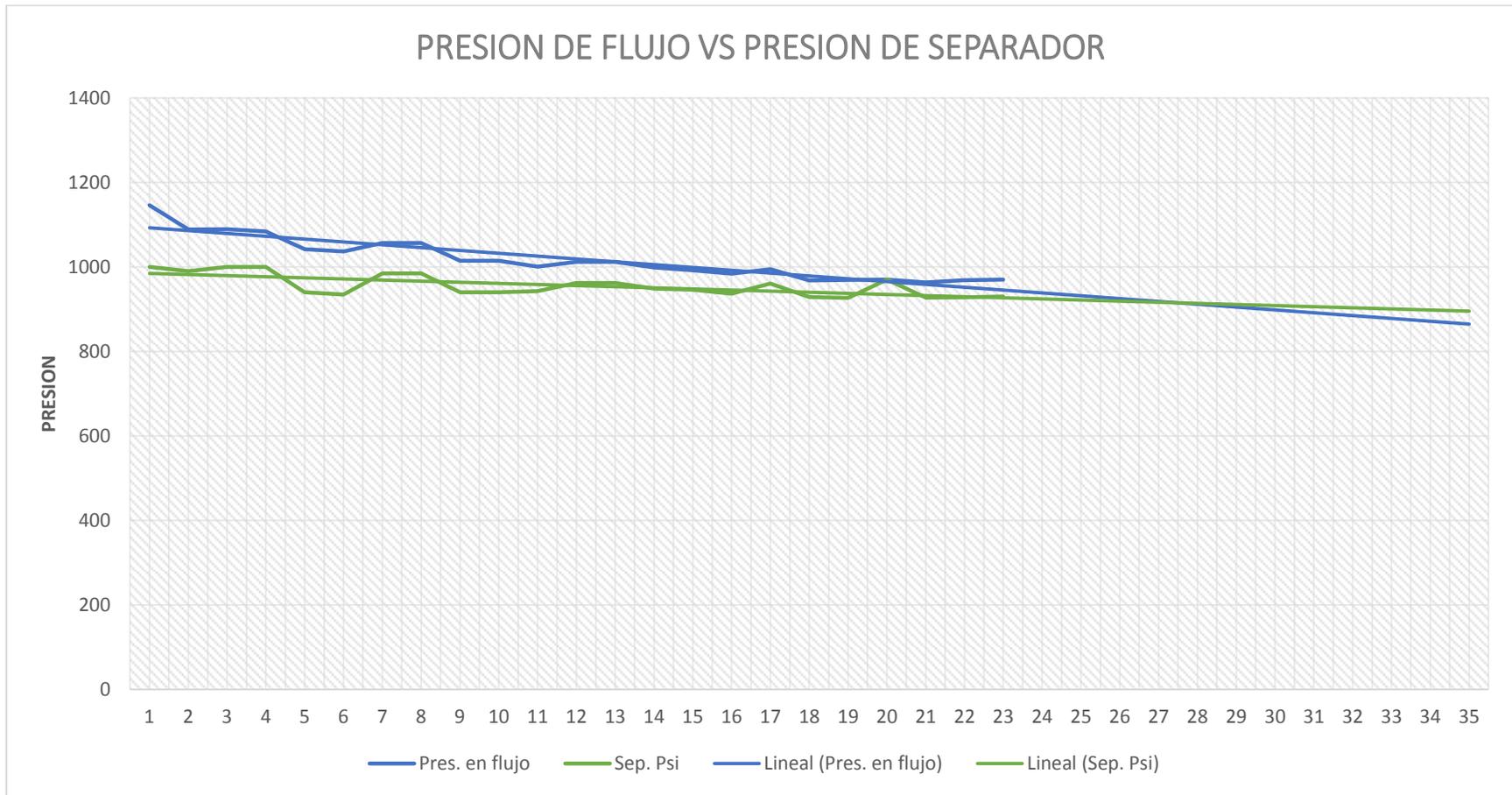


FIGURA 17: Presión de flujo Vs Presión del separador del pozo X061

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

La presión de flujo del pozo tiene una leve estabilización en las últimas semanas, se destaca su proximidad con la presión del separador, cuando las tendencias se entre crucen se tendrá una deficiente separación de fluidos, además de problemas en el sistema de gasoductos por arrastre de líquidos al ducto, incrementando el Diferencial entre el punto de entrega y de recepción de nuestro sistema de producción.

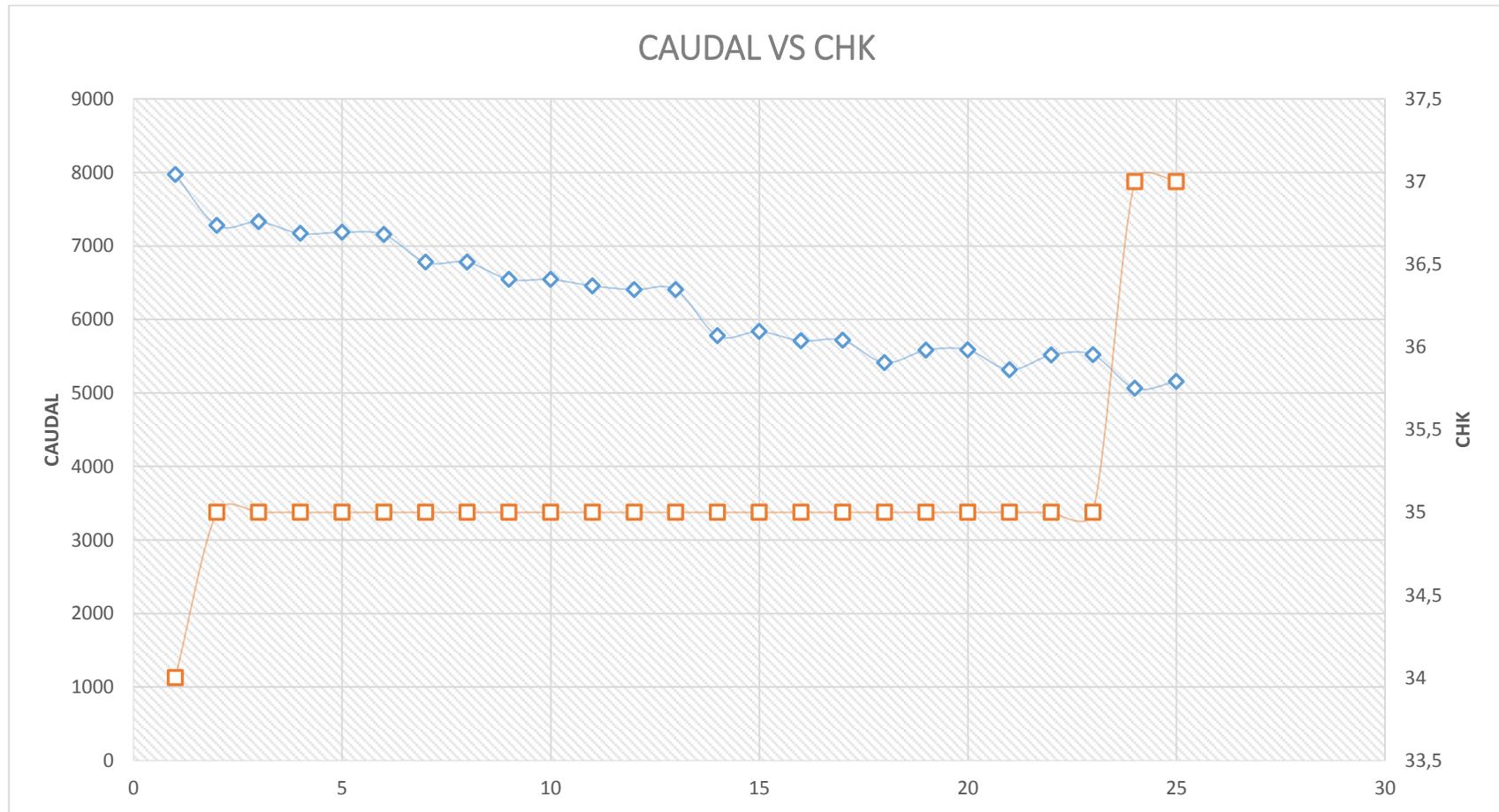


FIGURA 18: Caudal Vs Choke del pozo X061

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

A fin de controlar la caída de producción del pozo se realiza apertura de CHK (34@35@37) sin tener resultados satisfactorios ya que el flujo se encuentra en el punto de flujo Subcritico, en donde la incidencia de la producción no es significativa.

POZO X081

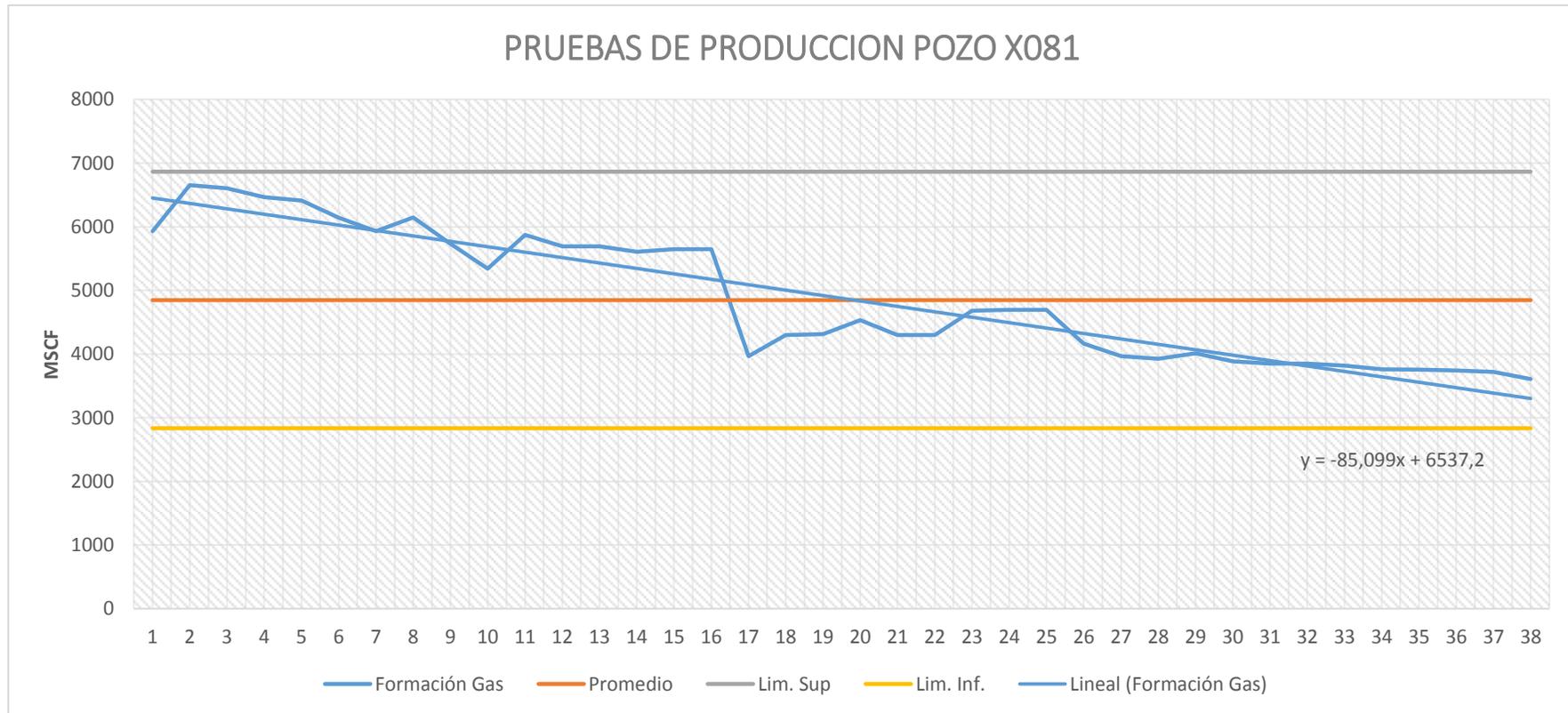


FIGURA 19: Pruebas de producción del pozo X081

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

En las semanas de evaluación el pozo presenta una disminución drástica en el aporte de Gas, aproximándose al caudal Critico, en los periodos de tiempo en donde se tiene un leve incremento y donde se detiene la caída abrupta de producción, es porque se realiza una apertura del Choke el aporte de agua incrementa, y la producción nuevamente decae.

El pozo se debe someter a análisis y control más exhaustivos, a fin de evitar el colgamiento de agua, se recomienda el análisis para la instalación de coiled tubing para extender la vida productiva del pozo mediante la sarta de velocidad.

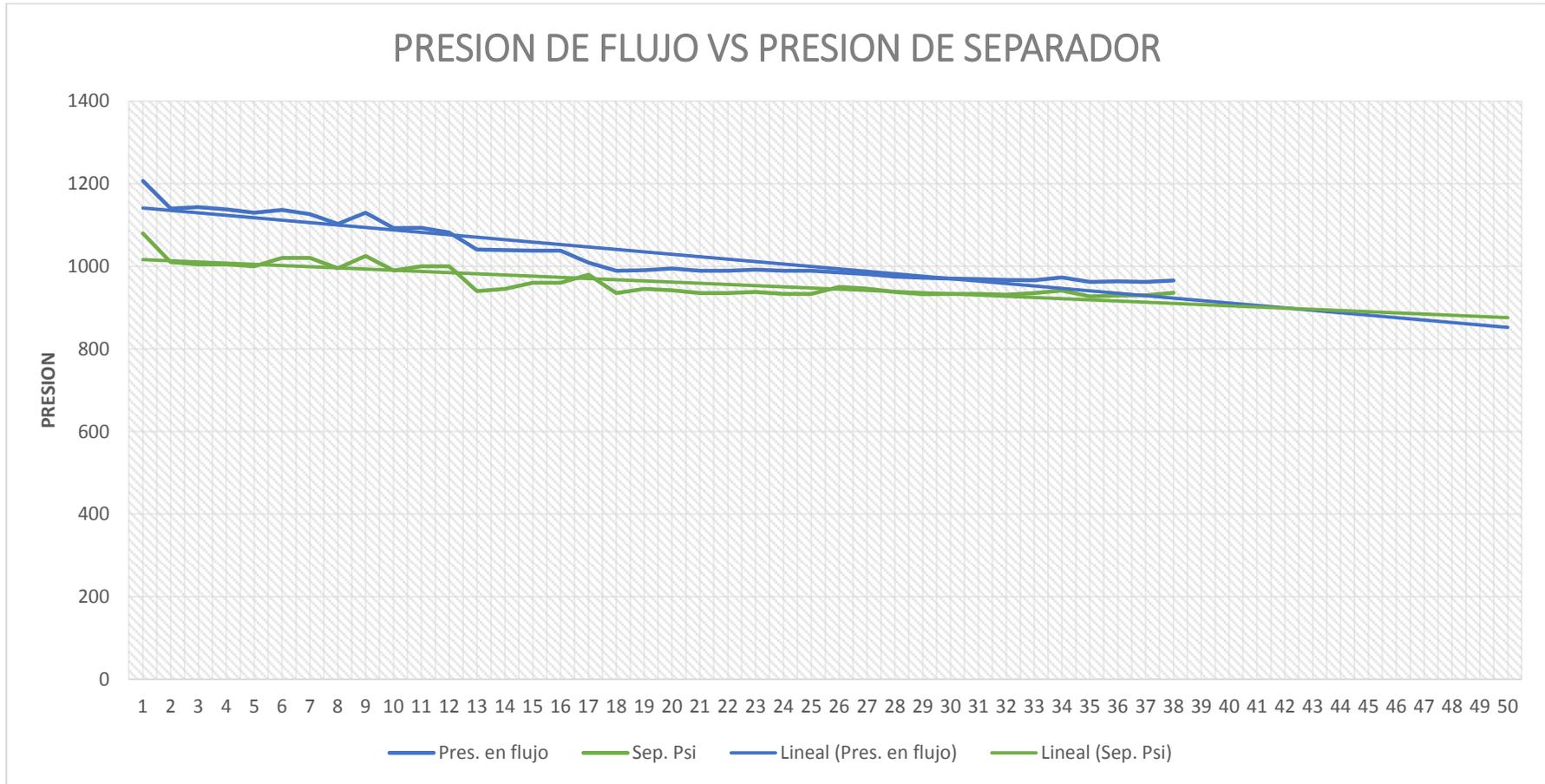


FIGURA 20: Presión de flujo Vs Presión del separador del pozo X081

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

La presión de Flujo del pozo y la presión del Separador están próximas a igualarse, se recomienda cambio de set en válvulas controladoras de presión (PCV) en separador o en su defecto bajar la presión del sistema.

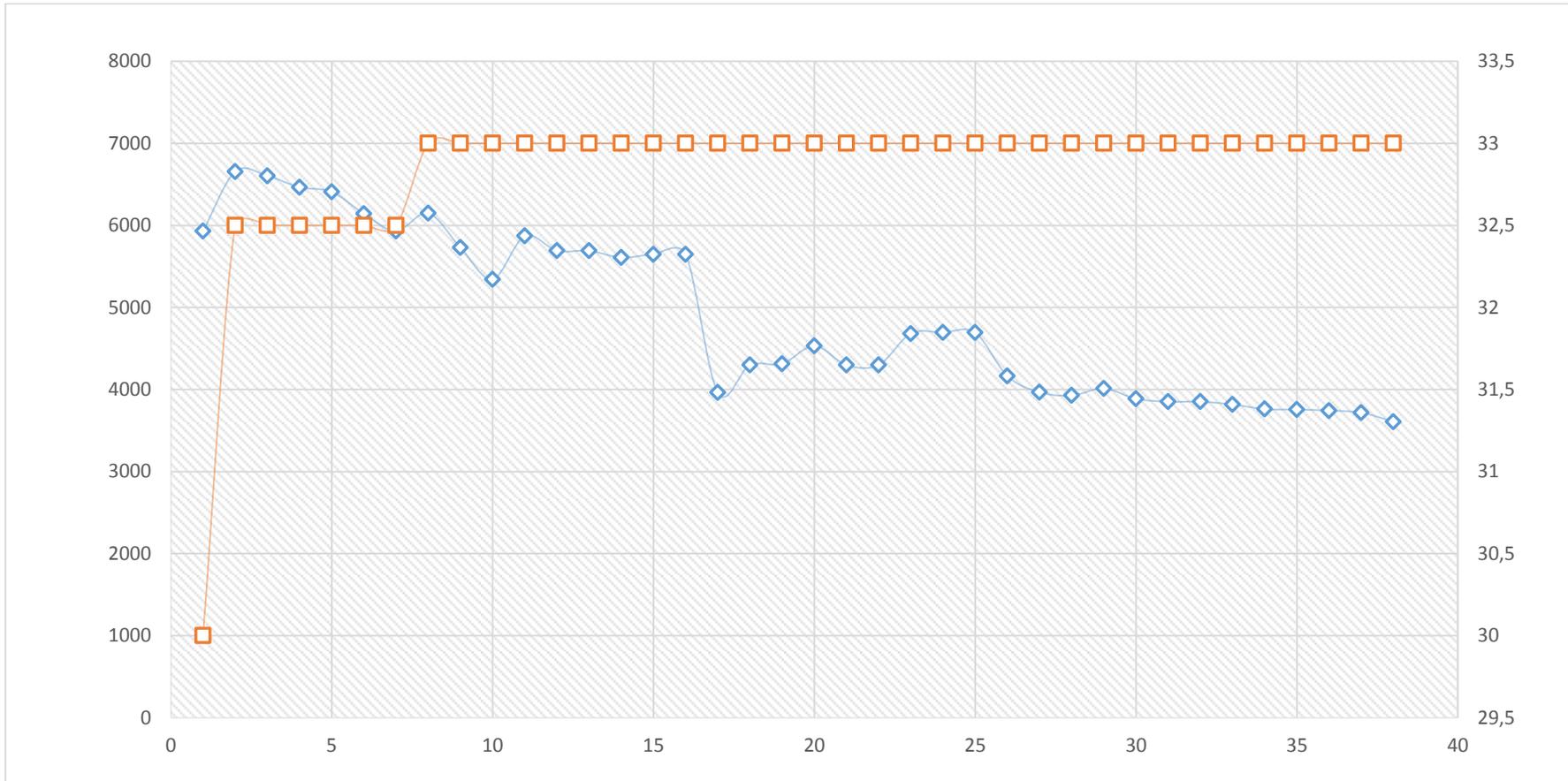


FIGURA 21: Caudal Vs Choke del pozo X081

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

El pozo continuo con su decremento de producción, no se nota mejoramiento luego de aperturar el CHK, pozo se encuentra en Zona Subcritica.

POZO X012

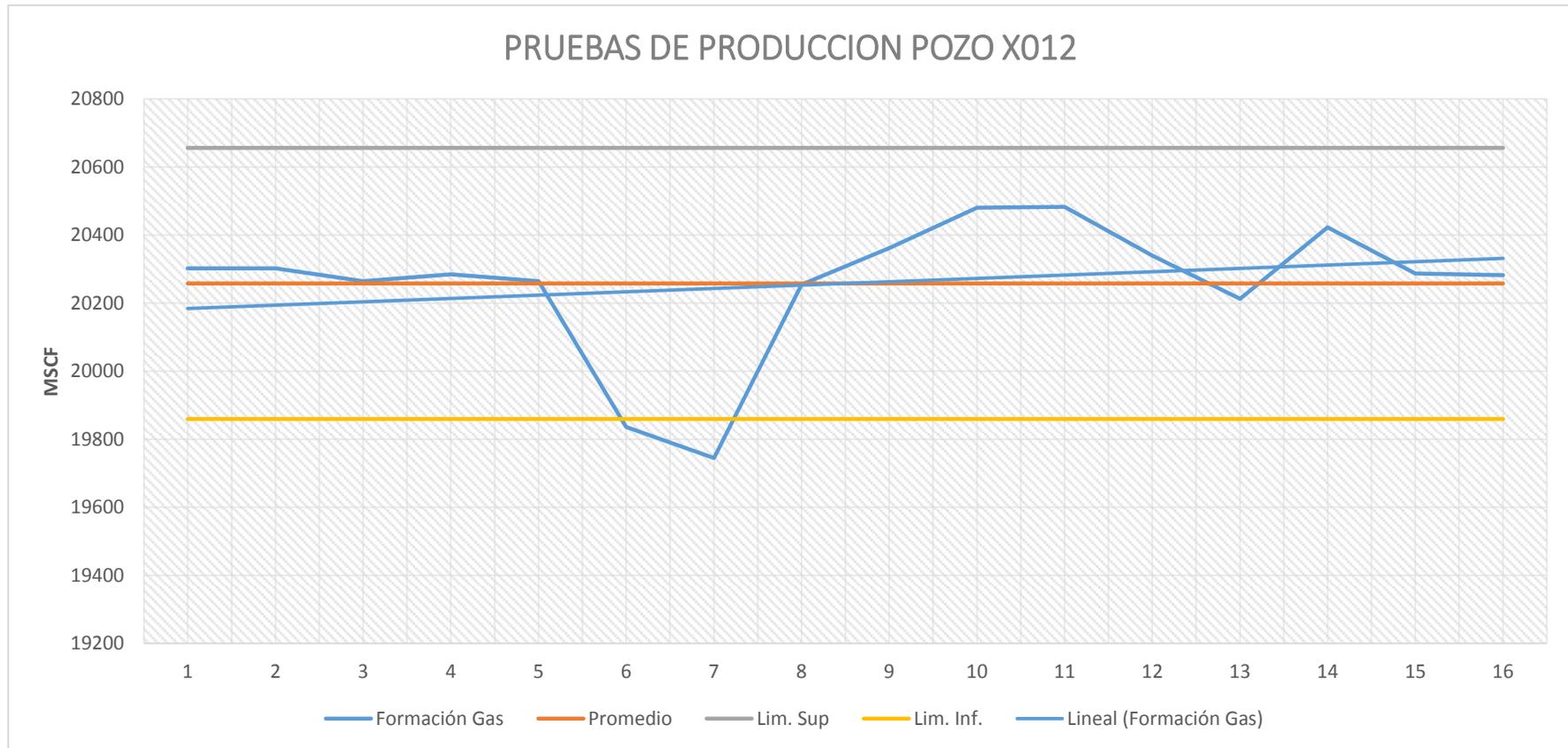


FIGURA 22: Pruebas de producción del pozo X012

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

Pozo X012 está en la zona de flujo Crítico ya que se nota el aumento de caudal al incrementar la apertura del CHK, hasta llegar a una etapa de estabilización, incrementando su caudal inicial, debido a las condiciones de yacimiento con formaciones no consolidadas, se debe monitorear constantemente el aporte de agua y finos.

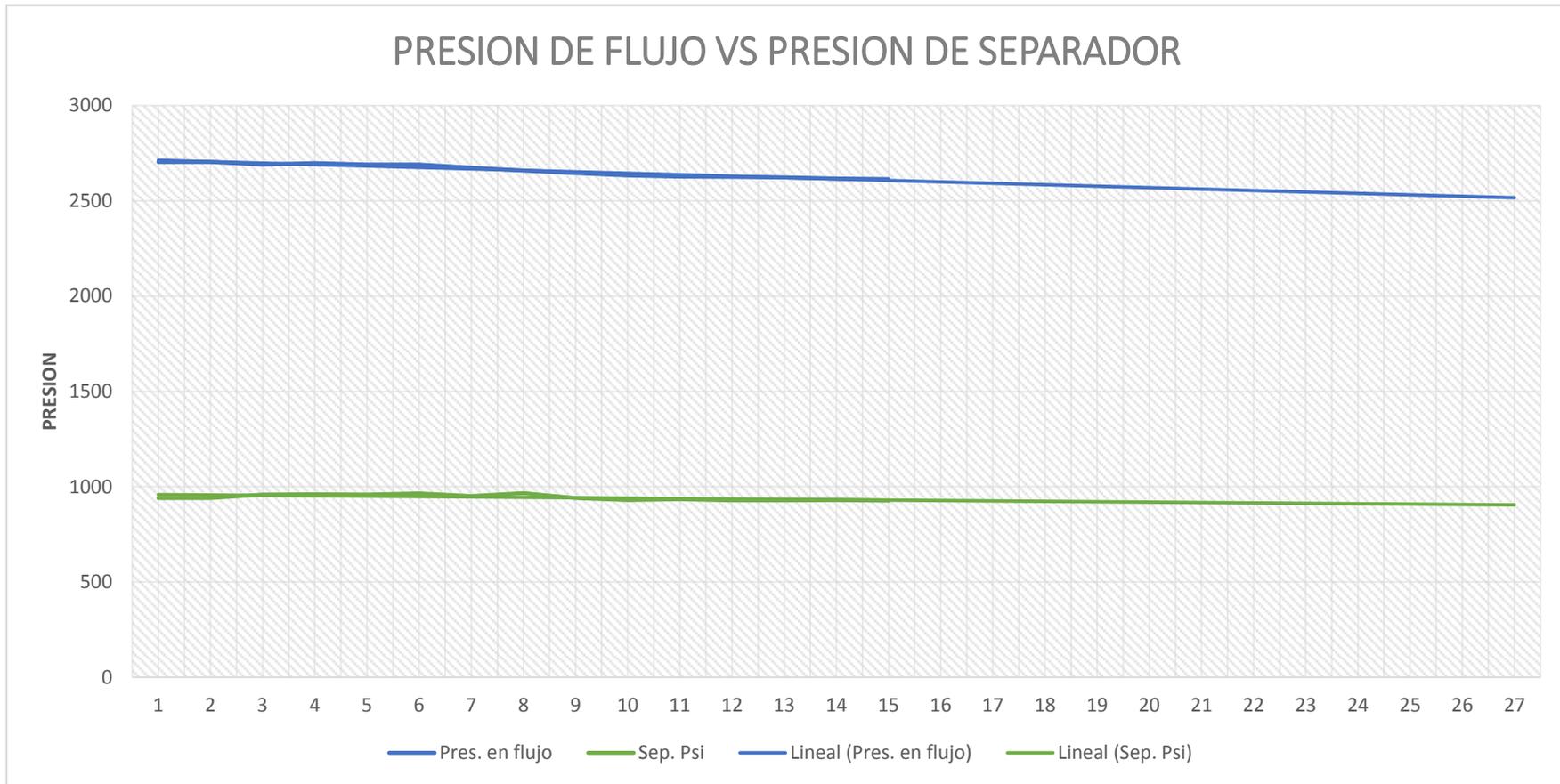


FIGURA 23: Presión de flujo Vs Presión del separador del pozo X012

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

Presión del pozo por encima de los 2500 psi, se debe mantener especial cuidado en las restricciones de flujo por cambios de diámetro de tuberías, en los chokes se debe controlar la caída de presión y de temperatura a fin de evitar la formación de hidratos que obstruiría el flujo de gas, mantener inyección de inhibidores de hidrato ya sea metanol o Glicoles.

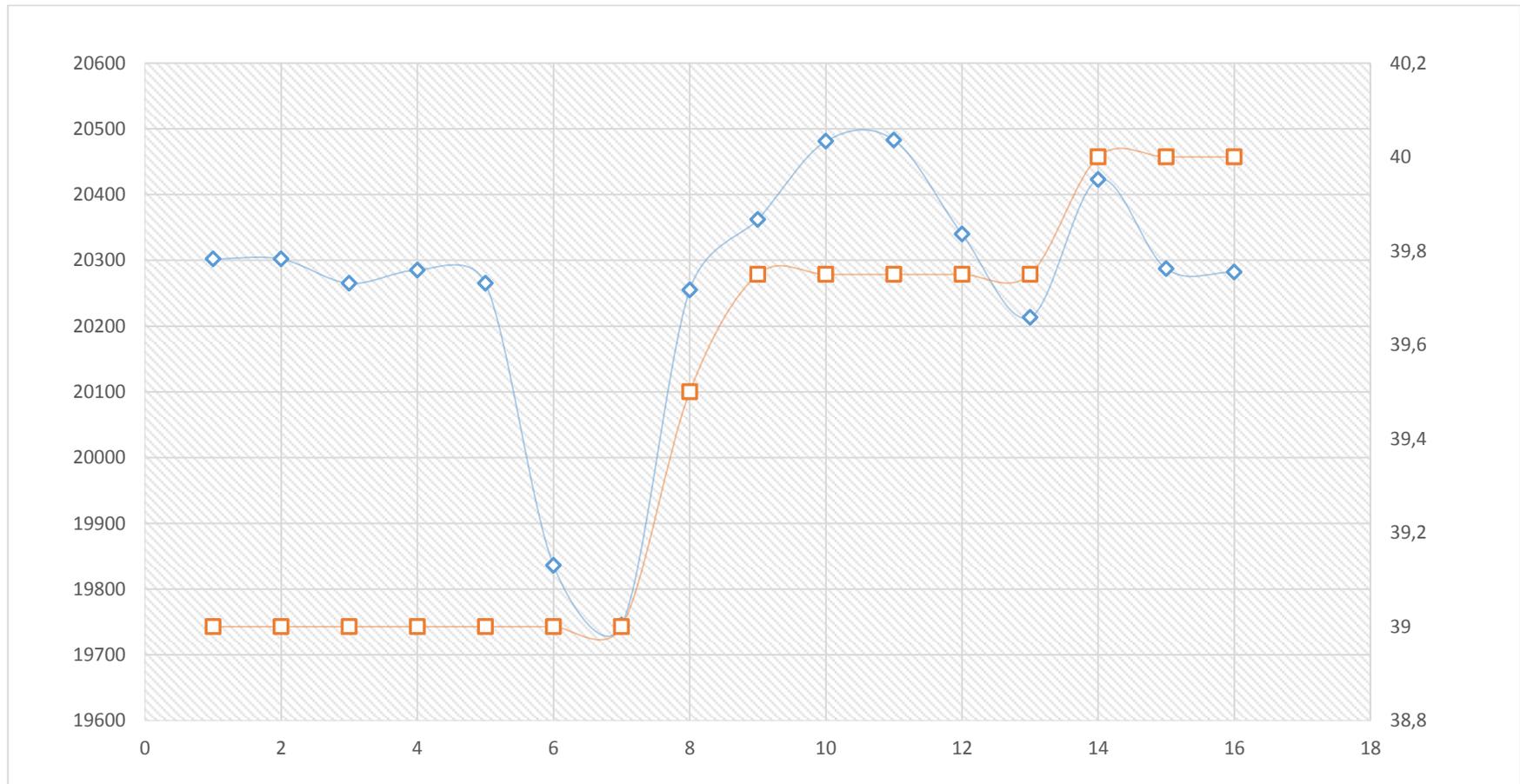


FIGURA 24: Caudal Vs Choke del pozo X012

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

Para el control de producción se realiza la apertura del CHK de 39 @ 40, teniendo un incremento importante de Caudal de gas, aproximadamente de 200 MPC.

POZO X015

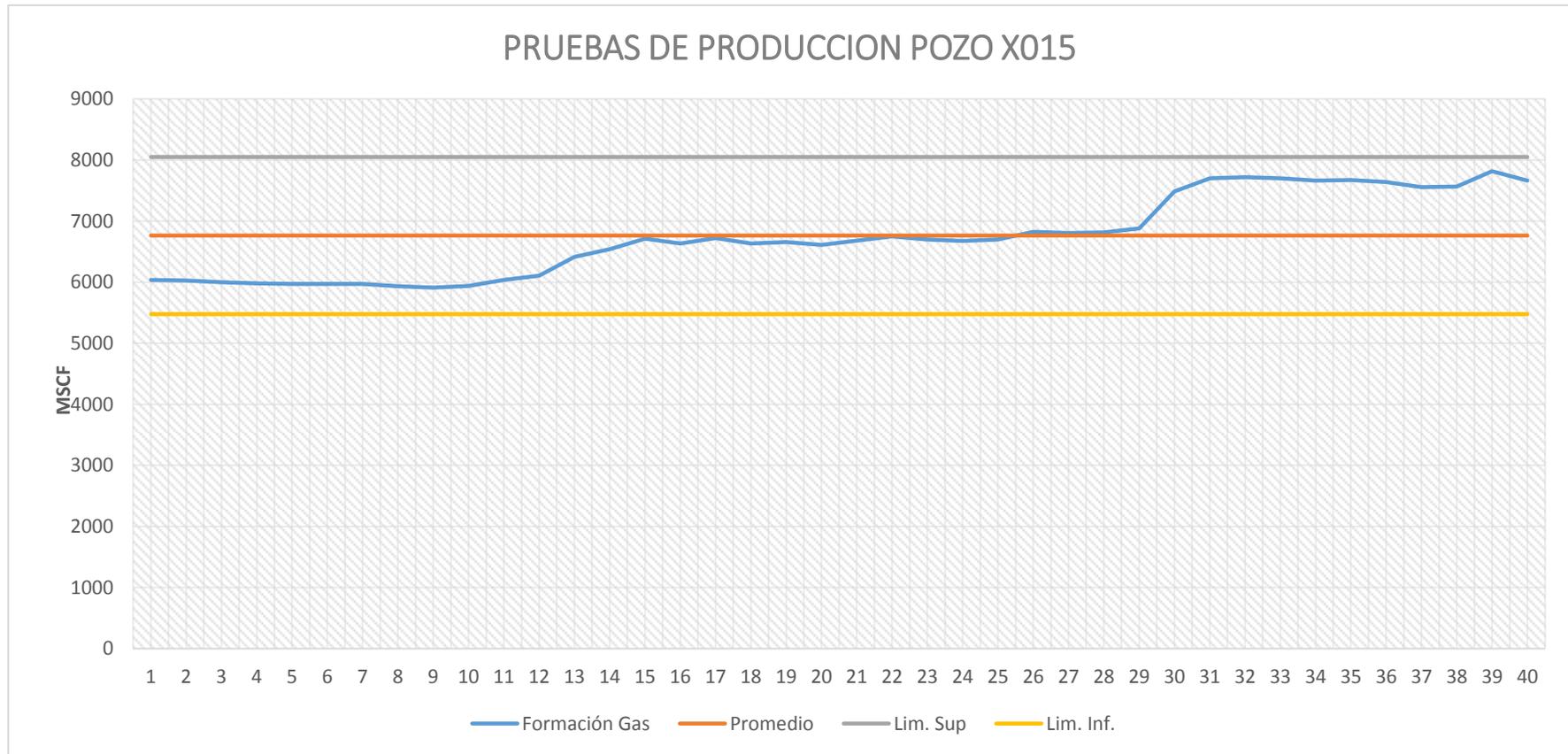


FIGURA 25: Pruebas de producción del pozo X015

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

Pozo X015 está aún en la zona crítica de flujo por lo que el aumento de producción va de la mano con el incremento del CHK, debido a las condiciones del pozo se monitorea el aporte de finos y se mantiene especial cuidado con las variaciones de presión y temperatura.

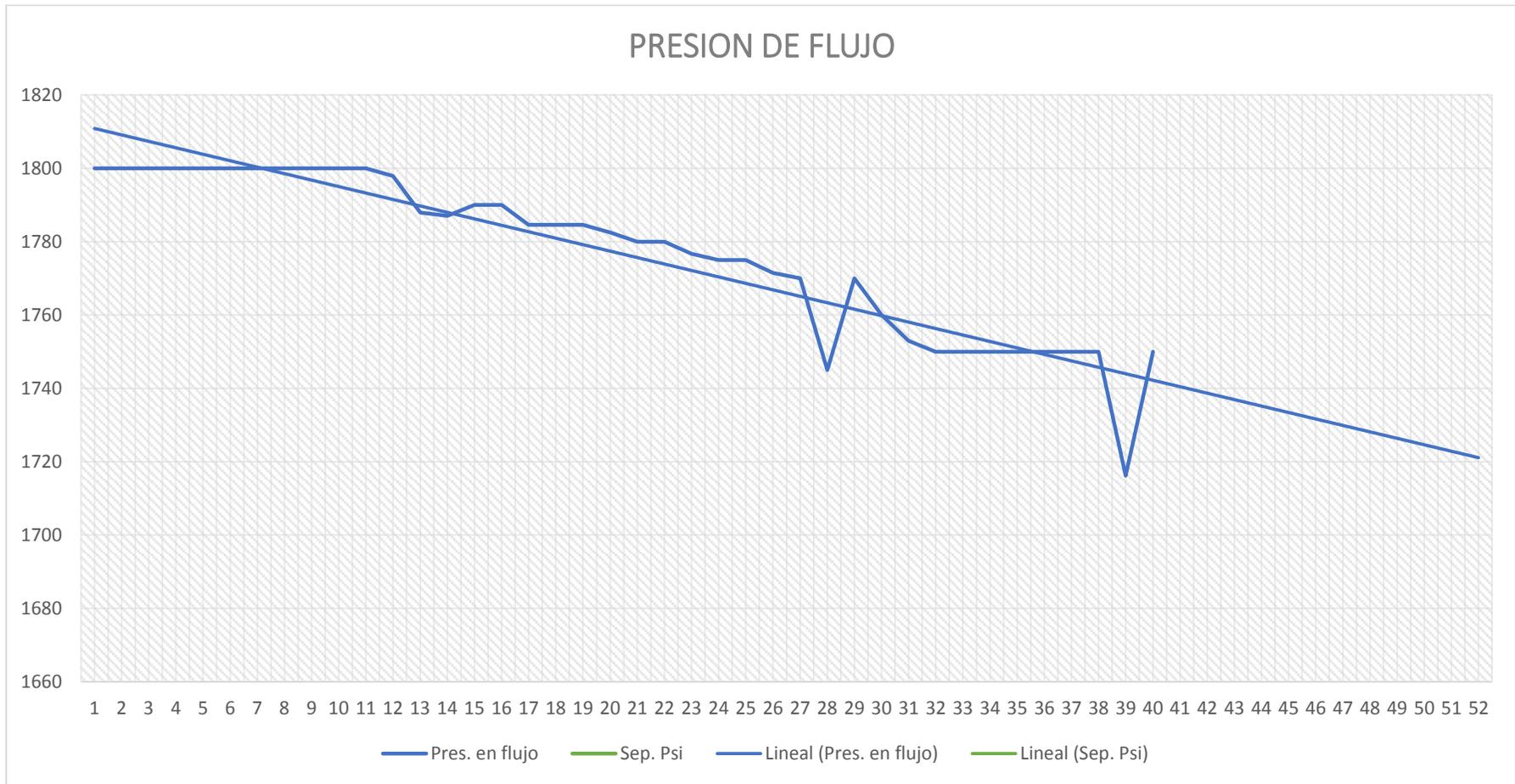


FIGURA 26: Presión de flujo Vs Presión del separador del pozo X015

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

La caída drástica de la presión de flujo se da al someter al pozo a constantes aperturas de CHK, sin esperar estabilizaciones de flujo, de mantener este comportamiento la vida útil del pozo quedará muy reducida.

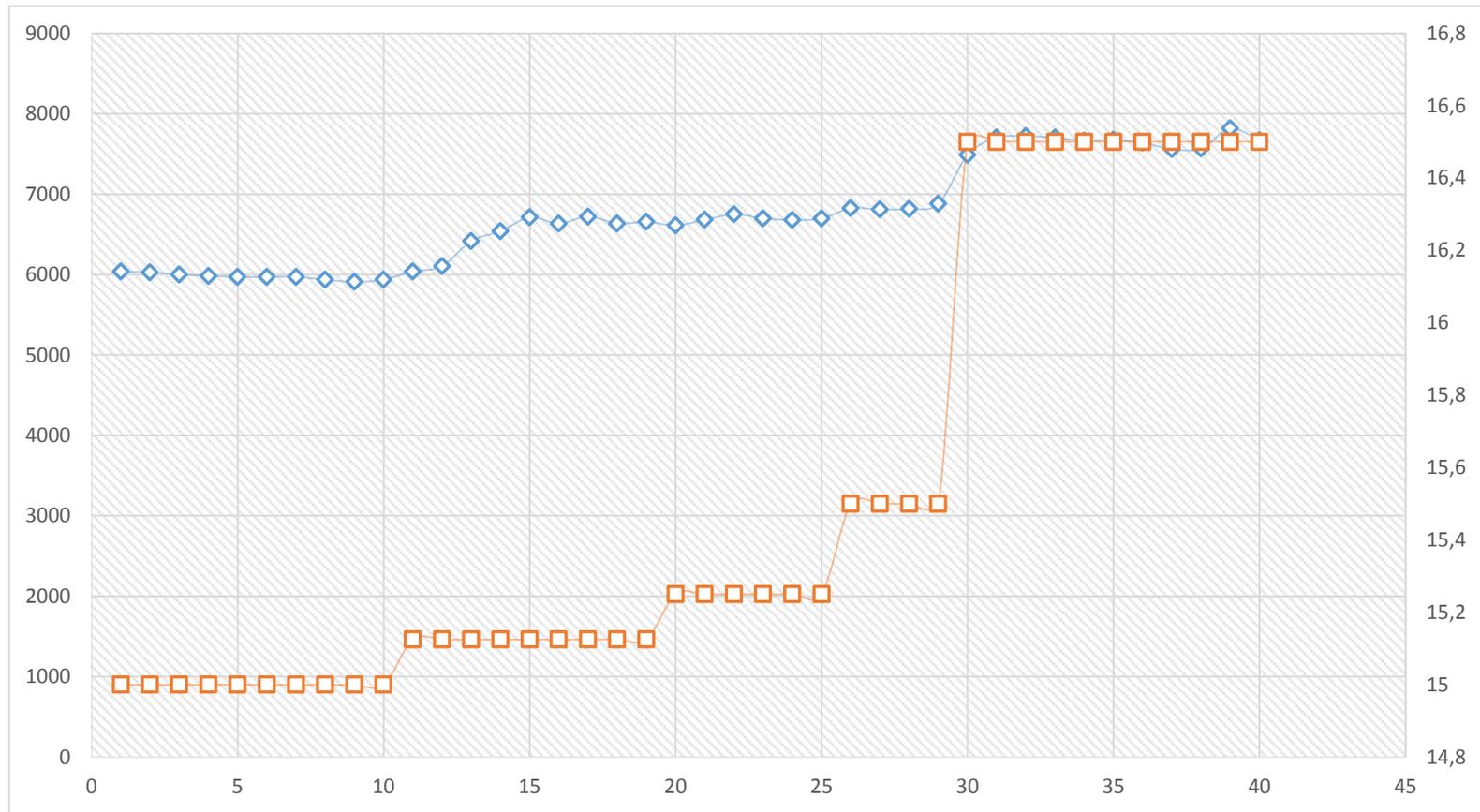


FIGURA 27: Caudal Vs Choke del pozo X015

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

La apertura del CHK debe mantener una secuencia controlada buscando siempre la estabilización del sistema antes de continuar con la apertura, en los gráficos anteriores se evidencia las consecuencias de no controlar las operaciones adecuadamente.

POZO X016

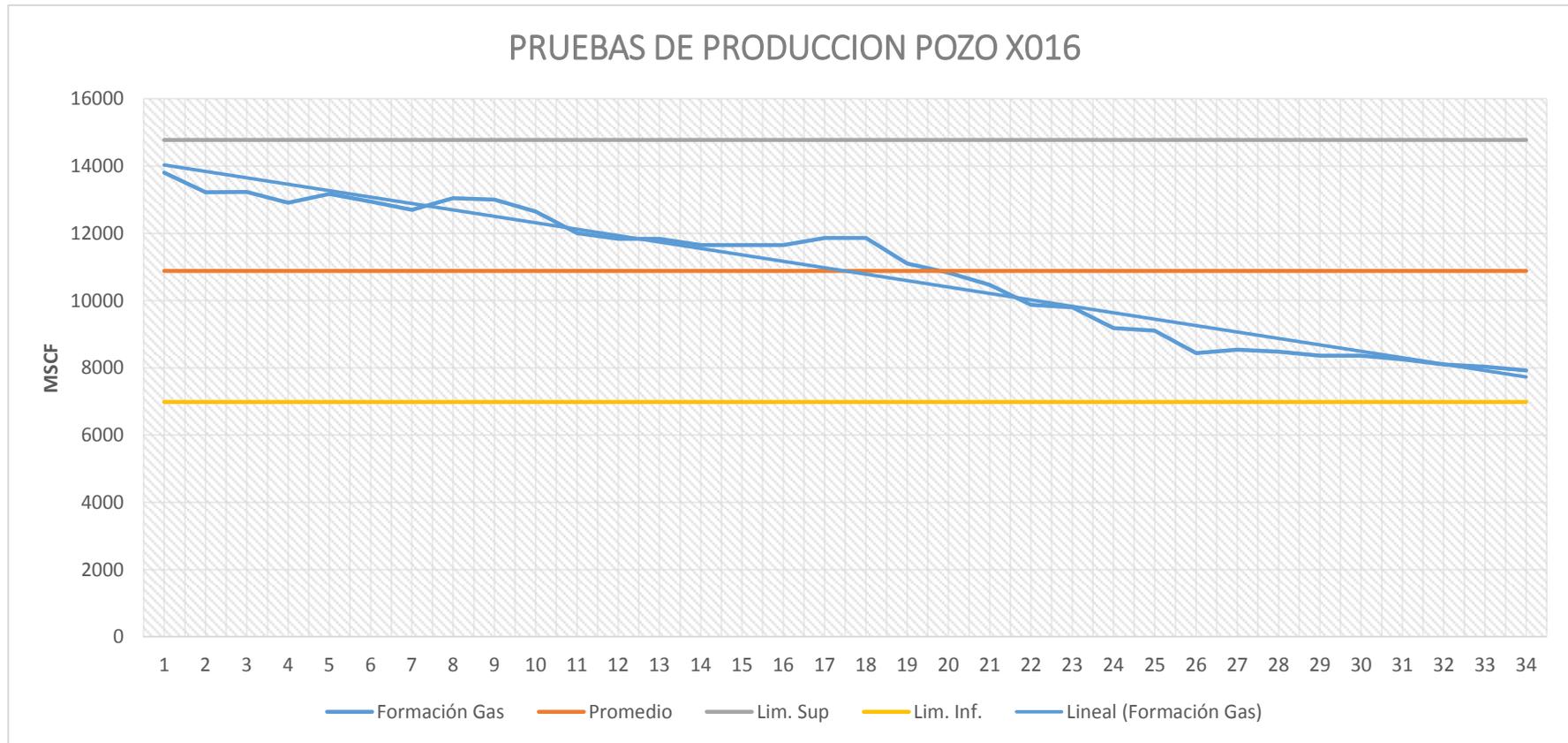


FIGURA 28: Pruebas de producción del pozo X016

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

Pozo mantiene una tendencia con disminución de producción, se realizan apertura de CHK, pero pozo aporta arena, por lo que se mantiene en las últimas condiciones de operación.

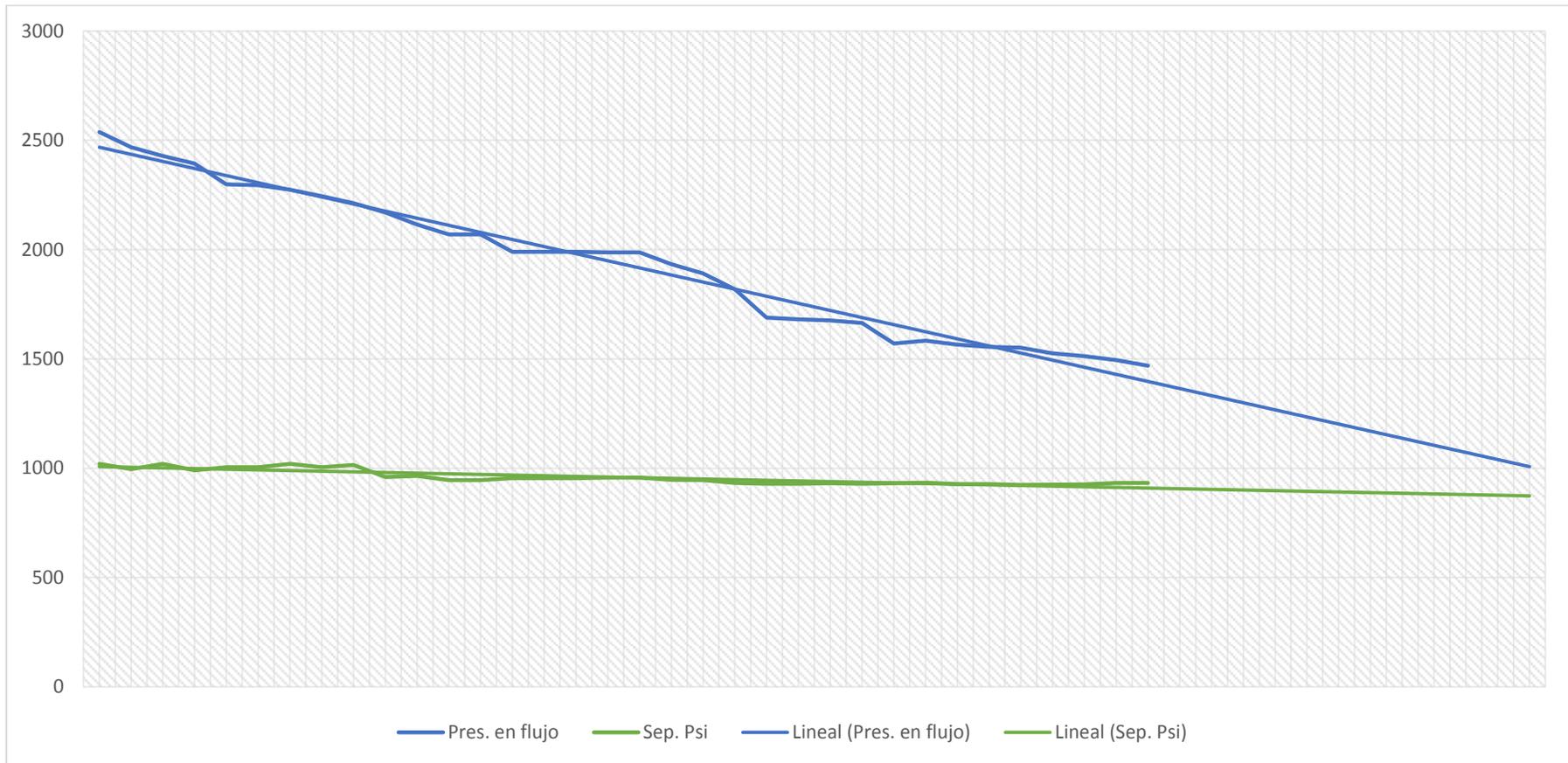


FIGURA 29: Presión de flujo Vs Presión del separador del pozo X016

FUENTE: Cristina Pow Chon Long

La presión de flujo se mantiene muy por encima de la presión del separador, permitiendo cierta estabilización en el sistema, aporte de agua y de arena se mantiene en parámetros normales.

Pozo mantiene su condición inicial debido al aporte de finos en el proceso de apertura de CHK. Se evita la producción de volúmenes altos de arena que dañan la formación y los equipos.

4.4. CLASIFICACIÓN DE POZOS BASADOS EN TIEMPO DE DECLINACIÓN

La clasificación de pozos se da basado en la variación de volúmenes luego de los procesos de aperturas de CHK, en la tabla 2 se muestran las variaciones volumétricas y porcentuales de los pozos del Campo:

Los pozos X061 – X081 son pozos que están cercanos a la presión del gasoducto por lo que se debe tomar acción inmediata a fin de extender su vida productiva de lo contrario estos pozos dejarán de aportar gas debido a problemas de ahogamiento.

Los pozos X015 – X016 deben mantener un proceso de estabilización adecuado luego de cada apertura de CHK, esto a fin de evitar caídas drásticas en la presión y aportes importantes de finos por alteraciones en las formaciones productoras causadas por la onda de presión generada.

El pozo X012 mantiene una operación estable se debe monitorear la formación de hidratos.

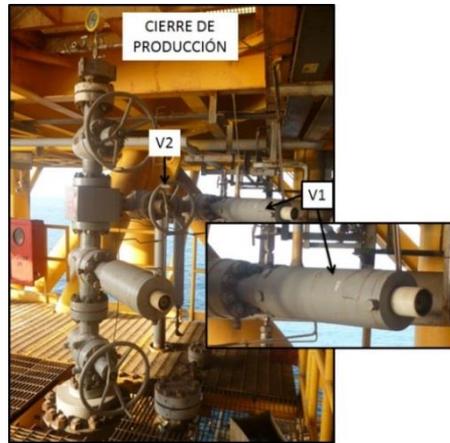
4.5. PROCEDIMIENTOS DE APERTURA Y CIERRE CORRECTO DE ESTRANGULADORES.

El procedimiento de apertura y cierre de estranguladores es una tarea relativamente fácil pero una incorrecta ejecución puede conllevar a la ocurrencia de incidentes no deseados, los cuales pueden ser:

- Accidentes personales, con fatalidades.
- Contaminación.
- Daño de instalaciones y equipos.
- Fuga de gas
- Incendios.

Los pasos previos para una correcta operación son los siguientes:

1. En el Well Control Panel WMP o en el HMI colocar el pozo en posición de “By-Pass”, y posteriormente cierre la válvula Wing SDV” para cerrar automáticamente la válvula V1. Colocar bandera de seguridad para identificación de válvulas cerradas.
2. Cerrar manualmente la válvula V2 (Wing Valve). Colocar bandera de seguridad.
3. Cerrar la válvula V3 de direccionamiento del flujo hacia el manifold de prueba y de producción. Colocar bandera de seguridad.



FUENTE: Procedimientos operacionales de Petroecuador

4. Abrir lentamente la válvula de venteo V5, para despresurizar el tramo entre la V2 y el manifold. Colocar bandera de seguridad.
5. Abrir las válvulas V6 y V7 para despresurizar el tramo entre la V1 y el choque. Colocar bandera de seguridad.



FUENTE: Procedimientos operacionales de Petroecuador

6. Aflojar la tapa de la caja choque, usando un martillo de bronce, para evitar generar una chispa y causar un accidente.
7. Retirar la válvula de choque que se le esté realizando la revisión.



FUENTE: Procedimientos operacionales de Petroecuador

8. Revisar que la aguja y los sellos (partes internas) de la válvula de choque, estén en buen estado.

Nota:

Dependiendo de las condiciones físicas que presente (fisura, corrosión, desgaste o deformaciones), reemplazar por un nuevo choque.

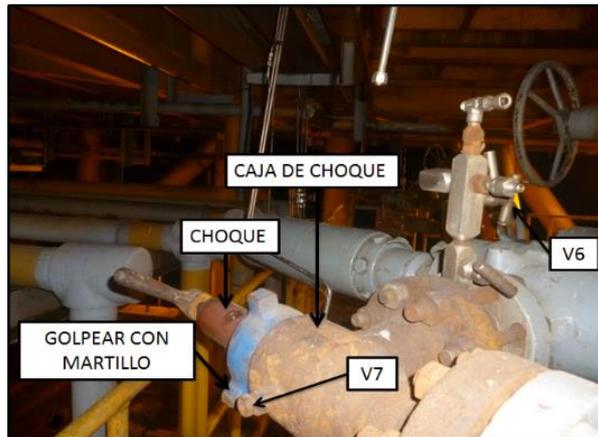
INSTALACION DEL CHOQUE Y APERTURA DEL POZO.

1. Verificar que el choque se encuentre en posición “abierto” antes de la instalación.

Nota:

La apertura total del choque se describe cuando se tiene un 64/64” (1”), observando el tambor numerado del choque.

2. Instalar manualmente el choque y ajustar la tapa de choque con el martillo de bronce; cerrar el choque y ajustar a cero.



FUENTE: Procedimientos operacionales de Petroecuador

3. Cerrar las válvulas V6, V7 y V5. Retirar banderas de seguridad.
4. Abrir en el manifold general la válvula V3, verificar cerrada la válvula V4. Retirar bandera de seguridad.
5. Abrir manualmente la V2 para alinear el pozo hacia el manifold. Retirar bandera de seguridad.
6. Verificar que el choque se encuentre cerrado, ya que la presión al abrir la válvula V1 podría afectar al pozo y causar accidentes.
7. Abrir válvulas de control cerradas desde WMP (Wing SDV)
8. Abrir el choque manualmente, de acuerdo al procedimiento de Apertura de los pozos para presurizar el tramo hasta el manifold y verificar si existen fugas.

CAPÍTULO V - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- La metodología de cálculo difiere mucho de sus resultados, por la dificultad de controlar las temperaturas ambientales cambiantes, más aún las temperaturas del océano que afectan en cierta medida las tuberías submarinas, los cambios de diámetro interno en ciertas tuberías y las deformaciones propias originadas por las corrientes marinas o actividades industriales (pesca).
- La Equation Texas A & I Model, se ajusta mejor a el perfil de operación dando menores errores de medición entre los valores del Flujo Calculado y el Flujo real obtenido de los medidores de flujo, esto se debe a que maneja un valor de Coeficiente de descarga fijo, además que toma como datos principales la WHP y WHT del pozo.
- La declinación mensual de cada pozo está en el orden del 20% con relación de la pérdida total mensual de campo, esto es preocupante ya que la apertura de los CHK es ineficiente para mantener el perfil de producción del bloque lo que llevaría a una caída drástica de la Producción y de la presión de los yacimientos, esto se da principalmente a la alta producción de agua de los pozos de gas cuya característica principal en pozos maduros es que el agua por su mayor densidad llegue primero y ahogue el pozo.
- EL incremento en la producción de agua en campo es un factor que aumenta los costos operativos debido a los gastos en químicos y plantas de tratamiento que ayuden a mantener la descarga de agua dentro de los parámetros.
- Los problemas operativos que causaría un “down stream” el bajar la presión del sistema a fin de permitir que los pozos con menor presión continúen fluyendo por un mayor tiempo, no estaría justificado económicamente.

5.2. RECOMENDACIONES

- Para reducir los errores porcentuales entre la medición de caudal de gas campo y los calculados mediante hojas de cálculo, previamente se deben calibrar y certificar todos los medidores del centro de transferencia de custodia de la Facilidad Off Shore (Barton, Multifasico,Etc).
- Las mediciones tanto de presión como de temperatura deben ser registradas por equipos digitales cuyo error es menor en comparación con los equipos análogos, y que además permitan almacenar suficientes datos para una corrida de promedios ponderados, en cada periodo de apertura o cierre de CHK.
- La energía propia de cada yacimiento está disminuyendo a gran escala, a fin de contrarrestar su efecto es necesario ejecutar trabajos de Work over, además de perforación de pozos nuevos, o la utilización de los pozos originales para ejecutar SIDE TRACK con separaciones de 200 o más metros de radio.
- Realizar un análisis costo – beneficio entre los gastos generados en el tratamiento del agua de producción y la perforación de un pozo reinyector, considerando que a medida que el tiempo transcurra la producción de agua seguirá incrementándose.
- Estudiar la implementación de sistemas de compresión para pozos de baja presión del Campo, a fin de extender su vida productiva.

BIBLIOGRAFÍA

- 1) Beggs, H.D. 1991. Production Optimization Using Nodal Analysis, 123-127. Tulsa, Oklahoma: OGCI Publications.
- 2) Gilbert, W.E. 1954. Flowing and Gas-Lift Well Performanc. Drill. & Prod. Prac., 126-157. Dallas, Texas: API.
- 3) Ros, N.C.J. 1960. An Analysis of Critical Simultaneous Gas/Liquid Flow Through a Restriction and Its Application to Flowmetering. Applied Scientific Research 9 (Series A): 374.
- 4) Norma API 6 A SPECIFICATION FOR WELLHEAD AND CHRISTMAS TREE EQUIPMENT
- 5) Fortunati, F., "Two-phase flow through wellhead chokes", Artículo SPE 3742.
- 6) Rey Meneses H., "Análisis de modelos de flujo multifásico a través de estranguladores", Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México, 2004.
- 7) Beggs H. D. y Brill J. P., "A study of two phase flow in inclined pipes", Transactions
- 8) BoyunGuo, William C. Lyons, Ali Ghalambor, PH D., "Petroleum Production Engineering", Elsevier, ISBN: 0750682701, Publisher: Elsevier Science &Technology Books, February 2007.
- 10) CAMERON, "Catalog 2000".
- 11) FMC Technologies, "Subsea Chokes and Flow Modules", 2008.
- 12) CAMERON, "Subsea Chokes, Setting the industry standard, decade after decade", Flow Control, 2009.
- 13) Well_Heads_Chokes_SSSV_Chapter_5.pdf George E King
- 14) Performance of wellhead chokes during sub-critical 3 flow of gas condensates 4 Hazim Al-Attar*
- 15) H2 CHOKE APPLICATIONS AND SERVICE CRITERIA – CAMERON SLB <http://cameron.slb.com/products-and->

services/production/valves-and-valve-automation/choke-valves/h2-needle-and-seat-choke-valves

- 16) BC, BCF, BFF, BWF & BHF CHOKES CAMERON TECHNOLOGIES: AOP CHOKES – CAMERON SLB
- 17) Flujo Multifásico Instituto Tecnológico Superior de Cosamaloapan Jair Martínez Urbano
- 18) API 6A: Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment
- 19) Katz Donald La Verne 1059, Handbook of natural gas engineerin

ANEXOS

Anexo 1 Ejemplo 6 todos los chokes.

Identificaci	Fecha Prue	oras Pr	rmació	BCP	BA	Chol	Sep.	o de P	Diff. P	Diam.	Gra	Tem	es. en
A-6	06/01/2014	24	7972	1.4	22	34	1000	2.250	56	6.065	24	93	1146
A-6	06/06/2014	24	7280	1.20	24.8	35	990	2.250	46	6.065	24	95	1089
A-6	16/06/2014	24	7329	0.90	23.04	35	1000	2.250	46	6.065	24	94	1089
A-6	19/07/2014	24	7169	0.90	23.2	35	1000	2.250	44	6.065	24	94	1084
A-6	21/08/2014	24	7186	0.90	24.3	35	940	2.250	47	6.065	24	92	1042
A-6	21/09/2014	24	7154	0.90	24.4	35	935	2.250	47	6.065	24	93	1037
A-6	22/10/2014	24	6778	0.80	21.6	35	985	2.250	40	6.065	24	94	1057
A-6	22/11/2014	24	6778	0.80	21.6	35	985	2.250	40	6.065	24	94	1057
A-6	22/12/2014	24	6544	0.80	14.6	35	940	2.250	39	6.065	24	92	1015
A-6	22/01/2015	24	6544	0.80	14.6	35	940	2.250	39	6.065	24	92	1015
A-6	27/02/2015	24	6456	0.80	20.1	35	943	2.250	38	6.065	24	96	1001
A-6	09/03/2015	24	6404	0.90	20.5	35	962	2.250	37	6.065	24	97	1012
A-6	09/04/2015	24	6404	0.90	20.5	35	962	2.250	37	6.065	24	97	1012
A-6	25/05/2015	24	5777	0.90	20.9	35	949	2.250	30	6.065	24	97	999
A-6	22/06/2015	24	5835	0.90	18.3	35	946	2.250	31.04	6.065	24	95	992
A-6	24/07/2015	24	5709	1.0	18.2	35	937	2.250	29.94	6.065	24	94	984
A-6	30/08/2015	24	5717	0.80	17.8	35	961	2.250	29.49	6.065	24	95	995
A-6	22/09/2015	24	5411	0.90	20.9	35	929	2.250	27.15	6.065	24	94	968
A-6	04/10/2015	24	5582	0.80	18.7	35	927	2.250	29.10	6.065	24	96	969
A-6	19/10/2015	24	5586	0.90	17.7	35	970	2.250	29.20	6.065	24	97	970
A-6	28/10/2015	24	5315	0.80	19.9	35	927.5	2.250	26.30	6.065	24	95	964
A-6	13/11/2015	24	5515	0.90	17.4	35	928	2.250	28.30	6.065	24	95	968.7
A-6	21/11/2015	24	5519	0.92	17.5	35	930	2.250	28.00	6.065	24	96	970
A-6	29/12/2015	24	5062	0.75	22.8	37	944	2.000	38.00	6.065	24	96	954
A-6	30/12/2015	24	5156	0.45	21.2	37	930	2.000	38.00	6.065	24	96	954

FUENTE: Cristina Pow Chon Long (datos estimados a partir de pruebas de producción genéricas)

Identificación	Fecha Prueba	bras Prue	firmación G	BCPD	BAPD	Choke	Sep. Psib	de Plac	Diff. Pulg	Diam. Val.	Grav.	Temp.	es. en flu
A-8-1A	13/01/2014	4	5930	1.4	79.1	30	1080	2.250	27	6.065	33	86	1207
A-8-1A	31/01/2014	6	6655	1.5	85.6	32.5	1010	3.000	11	6.065	33	87	1140
A-8-1A	08/02/2014	12	6603	2.6	81.04	32.5	1005	3.000	11	6.065	33	87	1143
A-8-1A	08/03/2014	6	6465	1.8	58.28	32.5	1005	2.250	35	6.065	33	86	1138
A-8-1A	16/03/2014	6	6409	1.6	80.56	32.5	1000	2.750	15	6.065	33	85	1130
A-8-1A	04/04/2014	6	6142	1.60	73.52	32.5	1020	2.250	31	6.065	33	85	1136
A-8-1A	27/04/2014	6	5932	1.80	75.6	32.5	1020	2.250	29	6.065	33	86	1126
A-8-1A	03/05/2014	6	6148	1.7	78.5	33	995	2.250	32	6.065	33	86	1103
A-8-1A	13/05/2014	8	5731	1.5	73.53	33	1025	2.250	27	6.065	33	87	1130
A-8-1A	31/05/2014	8	5343	1.6	69.9	33	990	2.250	23	6.065	33	87	1092
A-8-1A	07/06/2014	24	5871	1.4	71.73	33	1000	2.250	29	6.065	33	87	1093
A-8-1A	20/07/2014	24	5691	1.9	67.3	33	1000	2.250	27	6.065	33	84	1082
A-8-1A	27/08/2014	24	5691	1.3	67.2	33	940	2.250	29	6.065	33	84	1040
A-8-1A	19/09/2014	24	5608	1.4	69	33	945	2.250	28	6.065	33	84	1039
A-8-1A	21/10/2014	24	5648	1.4	65	33	960	2.250	28	6.065	33	85	1038
A-8-1A	21/11/2014	24	5648	1.4	65	33	960	2.250	28	6.065	33	85	1038
A-8-1A	14/12/2014	24	3965	0.3	70.3	33	980	2.000	22	6.065	33	88	1009
A-8-1A	15/12/2014	24	4299	0.8	63.3	33	935	2.000	27	6.065	33	85	989
A-8-1A	16/12/2014	24	4312	0.8	61.8	33	945	2.000	27	6.065	33	87	991
A-8-1A	29/12/2014	24	4532	0.6	56.7	33	942	2.000	30	6.065	33	88	995
A-8-1A	15/01/2015	24	4299	0.8	63.3	33	935	2.000	27	6.065	33	85	989
A-8-1A	15/02/2015	24	4299	0.8	63.3	33	935	2.000	27	6.065	33	85	989
A-8-1A	01/03/2015	24	4682	1.00	60.1	33	938	2.000	32	6.065	32	89	992
A-8-1A	02/03/2015	24	4694	1.10	60.2	33	933	2.000	33	6.065	33	89	989
A-8-1A	02/04/2015	24	4694	1.1	60.2	33	933	2.000	33	6.065	33	89	989
A-8-1A	23/05/2015	24	4165	1.1	62.1	33	950	2.000	25.13	6.065	33	90	985
A-8-1A	23/06/2015	24	3967	1.2	63.5	33	946	1.750	39.31	6.065	33	88	981
A-8-1A	22/07/2015	24	3927	1.2	64	33	938	1.750	38.87	6.065	33	88	975
A-8-1A	09/08/2015	24	4013	1.3	65.1	33	932.3	1.750	40.80	6.065	33	87	972
A-8-1A	27/08/2015	24	3887	1.3	64.5	33	933	1.750	38.10	6.065	33	86	970
A-8-1A	28/08/2015	24	3851	1.2	64	33	933	1.750	37.40	6.065	33	86	969
A-8-1A	17/09/2015	24	3852	1.1	66.5	33	931	1.750	37.51	6.065	33	86	967
A-8-1A	26/09/2015	24	3818	1.1	66.4	33	935	1.750	37.00	6.065	33	89	966
A-8-1A	10/10/2015	24	3761	1.2	67.3	33	941	1.750	35.54	6.065	33	88	973
A-8-1A	17/10/2015	24	3755	1.0	66.5	33	927	1.750	36.00	6.065	33	88	962
A-8-1A	11/11/2015	24	3743	1.0	68.4	33	929	1.750	35.60	6.065	33	87	963.6
A-8-1A	19/11/2015	24	3718	1.1	68.1	33	930	1.750	35.00	6.065	33	88	962
A-8-1A	11/12/2015	24	3608	0.4	69.1	33	936.1	1.750	32.90	6.065	33	88	966

FUENTE: Cristina Pow Chon Long (datos estimados a partir de pruebas de producción genéricas)

Identificaci	Fecha Prue	Pras Pr	rmació	BCP	BA	Chol	Sep.	p de P	Diff. Pi	Diam. !	Gra	Tem	es. en
A-12	23/01/2015	24	20302	2.00	87.2	39	940	3.500	52	6.065	20	63	2704
A-12	23/02/2015	24	20302	2.00	87.2	39	940	3.500	52	6.065	20	63	2704
A-12	10/03/2015	24	20265	2.10	94.7	39	959	3.500	51	6.065	20	57	2690
A-12	12/03/2015	24	20285	2.90	98.2	39	960	3.500	52	6.065	20	63	2698
A-12	10/04/2015	24	20265	2.10	94.7	39	959	3.500	51	6.065	20	57	2690
A-12	27/05/2015	24	19836	2.80	94.6	39	965	3.500	51	6.065	20	75	2690
A-12	25/06/2015	24	19745	0.90	101.9	39	950.7	3.500	50	6.065	20	67	2673
A-12	20/7/2015	24	20255	1.20	99.2	39.5	966	3.500	52	6.065	20	70	2659
A-12	05/08/2015	24	20362	1.50	100.3	39.75	940.6	3.250	75.00	6.065	20	68	2645
A-12	15/09/2015	24	20481	2.03	103	39.75	930.3	3.250	75.70	6.065	20	63	2633
A-12	24/09/2015	24	20483	2.05	100.4	39.75	935.3	3.250	75.50	6.065	20	64	2627
A-12	13/10/2015	24	20340	2.10	101.8	39.75	929	3.250	75.22	6.065	20	65	2625
A-12	04/11/2015	24	20213	1.90	103.3	39.75	928.6	3.250	74.10	6.065	20	64	2623
A-12	09/11/2015	24	20423	2.50	102	40	930.2	3.250	75.50	6.065	20	64	2617
A-12	15/11/2015	24	20287	2.10	102.7	40	927	3.250	75.00	6.065	20	67	2613
A-12	27/11/2015	24	20282	1.92	115.8	40	947.9	3,250	77.2	6,065	20	73	2610

FUENTE: Cristina Pow Chon Long (datos estimados a partir de pruebas de producción genéricas)

Identificaci	Fecha Prue	oras Pr	rmació	BCP	BA	Chol	Sep.	o de P	Diff. P	Diam.	Gra	Tem	es. en
A-15	13/05/2014	24	6036.25			15						55.58	1800
A-15	14/05/2014	24	6028.08			15						41.996	1800
A-15	15/05/2014	24	5999.42			15						42.179	1800
A-15	16/05/2014	24	5982.88			15						42.125	1800
A-15	17/05/2014	24	5969.75			15						42.797	1800
A-15	18/05/2014	24	5970.2			15						42.874	1800
A-15	19/05/2014	24	5969.8			15						42.789	1800
A-15	20/05/2014	24	5936.12			15						42.79	1800
A-15	21/05/2014	24	5908.67			15						41.65	1800
A-15	22/05/2014	24	5937.67			15						41.978	1800
A-15	23/05/2014	24	6037.75			15 1/8						52.98	1800
A-15	24/05/2014	24	6105.17			15 1/8						54	1797.92
A-15	25/05/2014	24	6416.63			15 1/8						53.25	1787.92
A-15	26/05/2014	24	6538.96			15 1/8						53	1787.08
A-15	27/05/2014	24	6710.88			15 1/8						53	1790
A-15	28/05/2014	24	6634.5			15 1/8						37.023	1790
A-15	29/05/2014	24	6720.96			15 1/8						37.225	1784.58
A-15	30/05/2014	24	6634.67			15 1/8						36.777	1784.58
A-15	31/05/2014	24	6655.83			15 1/8						39.26	1784.58
A-15	01/06/2014	24	6611.29			15.25						53.75	1782.5
A-15	02/06/2014	24	6680.17			15.25						54	1780
A-15	03/06/2014	24	6749.21			15.25						54	1780
A-15	04/06/2014	24	6698.58			15.25						54.417	1776.67
A-15	05/06/2014	24	6677.63			15.25						54	1775
A-15	06/06/2014	24	6696.71			15.25						54.125	1775
A-15	07/06/2014	24	6824.96			15.5						54.625	1771.46
A-15	08/06/2014	24	6808.13			15.5						54.625	1770
A-15	09/06/2014	24	6816.54			15.5						55.083	1745
A-15	10/06/2014	24	6879.21			15.5						55.625	1770
A-15	11/06/2014	24	7486.5			16.5						56	1760
A-15	12/06/2015	24	7700			16.5						56	1753
A-15	13/06/2015	24	7720.6			16.5						56.667	1750
A-15	14/06/2015	24	7701.6			16.5						57	1750
A-15	15/06/2015	24	7663.9			16.5						57	1750
A-15	16/06/2015	24	7672.7			16.5						57.333	1750
A-15	17/06/2015	24	7638.9			16.5						58	1750
A-15	18/6/2015	24	7558.3			16.5						57.875	1750
A-15	19/6/2015	24	7565.3			16.5						58	1750
A-15	20/6/2015	16	7816.8			16.5						56	1716
A-15	21/6/2015	24	7666.1			16.5						55	1750

FUENTE: Cristina Pow Chon Long (datos estimados a partir de pruebas de producción genéricas)

Identificaci	Fecha Prue	bras Pr	rmació	BCP	BAI	Chol	Sep.	o de P	Diff. Pi	Diam. I	Gra	Tem	es. en
A-16	02/01/2014	24	13804	5.0	1.7	28	1020	3.000	43	6.065	33.9	57	2538
A-16	07/02/2014	16	13219	2.5	6.9	28	995	3.000	41	6.065	33.9	58	2468
A-16	04/03/2014	4	13227	2.6	6.5	28	1020	3.000	40	6.065	33.9	60	2429
A-16	22/03/2014	12	12910	2.1	5.46	28	990	2.750	57	6.065	33.9	60	2394
A-16	03/05/2014	6	13176	1.5	6.4	29	1005	2.750	59	6.065	33.9	62	2299
A-16	11/05/2014	6	12943	0.8	9.6	29	1005	3.500	20	6.065	33.9	62	2295
A-16	30/05/2014	8	12701	0.7	8.19	29	1020	3.500	19	6.065	33.9	64	2274
A-16	13/06/2014	24	13044	2.4	4.12	29	1005	2.750	58	6.065	33.9	63	2245
A-16	12/07/2014	24	13002	2.8	4.57	29	1015	2.750	57	6.065	33.9	63	2212
A-16	14/08/2014	24	12647	3.1	4.13	29	960	3.500	20	6.065	33.9	62	2170
A-16	23/09/2014	24	12006	3.2	4	29	965	3.500	18	6.065	33.9	62	2115
A-16	26/10/2014	24	11833	2.3	5.8	29	945	3.500	18	6.065	33.9	64	2070
A-16	26/11/2014	24	11833	2.3	5.8	29	945	3.500	18	6.065	33.9	64	2070
A-16	24/12/2014	24	11651	3.4	4.5	29	955	3.500	18	6.065	33.9	69	1990
A-16	24/01/2015	24	11651	3.4	4.5	29	955	3.500	18	6.065	33.9	69	1990
A-16	24/02/2015	24	11651	3.4	4.5	29	955	3.500	18	6.065	33.9	69	1990
A-16	11/03/2015	24	11859	3.30	4.4	29	957	3.250	25	6.065	33.9	67	1987
A-16	11/04/2015	24	11859	3.3	4.4	29	957	3.250	25	6.065	33.9	67	1987
A-16	26/05/2015	24	11101	3.5	1.6	29	947	3.250	22	6.065	33.9	70	1933
A-16	19/06/2015	24	10833	1.20	3.2	29	946	3.000	30	6.065	33.9	70	1891
A-16	08/07/2015	24	10465	1.9	3.2	29	932.6	3.000	28.70	6.065	33.9	71	1819
A-16	19/08/2015	24	9875	3.2	9.78	29	928.6	3.000	25.80	6.065	34	73	1689
A-16	20/08/2015	24	9799	3.4	12.2	29	928.7	3.000	25.40	6.065	34	73	1681
A-16	23/08/2015	24	9180	2.4	12.64	28	930.8	3.000	22.30	6.065	34	74	1676
A-16	24/08/2015	24	9108	2.4	14.4	28	929	3.000	22.00	6.065	34	74	1664
A-16	20/09/2015	24	8438	2.6	35.7	28	931	2.750	27.49	6.065	34	77	1570
A-16	28/09/2015	24	8541	2.1	20.1	28	934	2.750	28.00	6.065	34	77	1584
A-16	06/10/2015	24	8482	1.9	21.9	28	928	2.750	27.80	6.065	34	76.3	1565
A-16	15/10/2015	24	8362	1.8	26.8	28	926.8	2.500	40.40	6.065	34	77	1555
A-16	26/10/2015	24	8361	2.1	16.9	28	923.1	2.500	40.50	6.065	34	76.2	1551
A-16	06/11/2015	24	8250	1.47	16.5	28	925	2.500	39.40	6.065	34	77.4	1525
A-16	17/11/2015	24	8104	1.70	25.6	28	926	2.500	37.98	6.065	34	77	1512
A-16	04/12/2015	24	8036	1.60	24.5	28	932	2.500	37.29	6.065	34	79	1495
A-16	17/12/2015	24	7926	1.80	18.9	28	932.6	2.500	36.20	6.065	34	78	1469

FUENTE: Cristina Pow Chon Long (datos estimados a partir de pruebas de producción genéricas)

Anexo 2 Prueba de flujo crítico.

FLUJO CRITICO													FLUJO BI FASICO					
P1	P2	DELTA P.	QREAL	CHK	P2/P1	TF	T R	limite	CD	CAUDAL	DIF.	ERROR %	DCH IN	CD	K	qsc	dif	error
1146	1000	0.8726003	7972	34	0.8726	93	553	0.55	115	7489.04	-482.96	-6.06	0.28222656	0.865	1.27	7260.77	-711.23	-8.92163
1089.1	990	0.9090074	7280	35	0.909	95	555	0.55	120	7413.25	133.25	1.83	0.29907227	0.865	1.27	7298.94	18.94	0.26022
1089.3	1000	0.9180207	7329	35	0.918	94	554	0.55	120	7421.30	92.30	1.26	0.29907227	0.865	1.27	7306.87	-22.13	-0.30195
1083.9	1000	0.9225943	7169	35	0.9226	94	554	0.55	120	7384.51	215.51	3.01	0.29907227	0.865	1.27	7270.65	101.65	1.41788
1042	940	0.9021113	7186	35	0.9021	92	552	0.55	120	7111.90	-74.10	-1.03	0.29907227	0.865	1.27	7002.24	-183.76	-2.55721
1037	935	0.9016393	7154	35	0.9016	93	553	0.55	120	7071.37	-82.63	-1.16	0.29907227	0.865	1.27	6962.34	-191.66	-2.67912
1056.5	985	0.9323237	6778	35	0.9323	94	554	0.55	120	7197.83	419.83	6.19	0.29907227	0.865	1.27	7086.85	308.85	4.55669
1056.5	985	0.9323237	6778	35	0.9323	94	554	0.55	120	7197.83	419.83	6.19	0.29907227	0.865	1.27	7086.85	308.85	4.55669
1015	940	0.9261084	6544	35	0.9261	92	552	0.55	120	6927.61	383.61	5.86	0.29907227	0.865	1.27	6820.80	276.80	4.22982
1015	940	0.9261084	6544	35	0.9261	92	552	0.55	120	6927.61	383.61	5.86	0.29907227	0.865	1.27	6820.80	276.80	-4.22982
1001	943	0.9420579	6456	35	0.9421	96	556	0.55	120	6807.44	351.44	5.44	0.29907227	0.865	1.27	6702.48	246.48	-3.81782
1012	962	0.9505929	6404	35	0.9506	97	557	0.55	120	6876.07	472.07	7.37	0.29907227	0.865	1.27	6770.05	366.05	-5.71591
1012	962	0.9505929	6404	35	0.9506	97	557	0.55	120	6876.07	472.07	7.37	0.29907227	0.865	1.27	6770.05	366.05	-5.71591
999	949	0.9499499	5777	35	0.9499	97	557	0.55	120	6787.74	1010.74	17.50	0.29907227	0.865	1.27	6683.08	906.08	-15.68426
992	946	0.953629	5835	35	0.9536	95	555	0.55	120	6752.31	917.31	15.72	0.29907227	0.865	1.27	6648.20	813.20	-13.93655
984	937	0.9522358	5709	35	0.9522	94	554	0.55	120	6703.90	994.90	17.43	0.29907227	0.865	1.27	6600.53	891.53	-15.61626
995	961	0.9658291	5717	35	0.9658	95	555	0.55	120	6772.73	1055.73	18.47	0.29907227	0.865	1.27	6668.30	951.30	-16.63990
968	929	0.9597107	5411	35	0.9597	94	554	0.55	120	6594.89	1183.89	21.88	0.29907227	0.865	1.27	6493.21	1082.21	-20.00012
969.3	927	0.9563603	5582	35	0.9564	96	556	0.55	120	6591.86	1009.86	18.09	0.29907227	0.865	1.27	6490.22	908.22	-16.27055
970	950	0.9793814	5586	35	0.9794	97	557	0.55	120	6590.70	1004.70	17.99	0.29907227	0.865	1.27	6489.08	903.08	-16.16678
963.6	927.5	0.9625363	5315	35	0.9625	95	555	0.55	120	6559.00	1244.00	23.41	0.29907227	0.865	1.27	6457.87	1142.87	-21.50266
968.7	928	0.9579849	5515	35	0.958	95	555	0.55	120	6593.71	1078.71	19.56	0.29907227	0.865	1.27	6492.05	977.05	-17.71615
970	930	0.9587629	5519	35	0.9588	96	556	0.55	120	6596.62	1077.62	19.53	0.29907227	0.865	1.27	6494.91	975.91	-17.68272
954	944	0.9895178	5062	37	0.9895	96	556	0.55	133	7190.66	2128.66	42.05	0.33422852	0.865	1.27	7138.67	2076.67	-41.02462
953.71	930	0.9751392	5156	37	0.9751	96	556	0.55	133	7188.47	2032.47	39.42	0.33422852	0.865	1.27	7136.50	1980.50	-38.41149
959	934	0.9739312	5298	37	0.9739	97	557	0.55	133	7221.85	1923.85	36.31	0.33422852	0.865	1.27	7169.64	1871.64	-35.32722
892	849	0.9517937	5846	36.5	0.9518	96	556	0.55	130	6571.69	725.69	12.41	0.32525635	0.865	1.27	6495.55	649.55	-11.11100
896	860.6	0.9604911	5639	36.5	0.9605	97	557	0.55	130	6595.23	956.23	16.96	0.32525635	0.865	1.27	6518.82	879.82	-15.60236
896	860.6	0.9604911	5639	36.5	0.9605	97	557	0.55	130	6595.23	956.23	16.96	0.32525635	0.865	1.27	6518.82	879.82	-15.60236
896	860.6	0.9604911	5639	36.5	0.9605	97	557	0.55	130	6595.23	956.23	16.96	0.32525635	0.865	1.27	6518.82	879.82	-15.60236
820.6	769.7	0.9379722	5774	36.5	0.938	95.1	555	0.55	130	6050.56	276.56	4.79	0.32525635	0.865	1.27	5980.46	206.46	-3.57561
814	756	0.9287469	5802	36.5	0.9287	94	554	0.55	130	6007.85	205.85	3.55	0.32525635	0.865	1.27	5938.24	136.24	-2.34820
790.1	737.9	0.9339324	5701	36.5	0.9339	95.2	555	0.55	130	5825.14	124.14	2.18	0.32525635	0.865	1.27	5757.66	56.66	-0.99379
766	704.4	0.9195822	5752	36.5	0.9196	94	554	0.55	130	5653.58	-98.42	-1.71	0.32525635	0.865	1.27	5588.08	-163.92	2.84987
780.4	725	0.9290108	5602	36.5	0.929	95	555	0.55	130	5754.67	152.67	2.73	0.32525635	0.865	1.27	5687.99	85.99	-1.53507
763	704.2	0.9229358	5748	36.5	0.9229	93.1	553	0.55	130	5636.01	-111.99	-1.95	0.32525635	0.865	1.27	5570.72	-177.28	3.08425
762	706	0.9265092	5729	36.5	0.9265	95	555	0.55	130	5618.98	-110.02	-1.92	0.32525635	0.865	1.27	5553.88	-175.12	3.05664
761	707	0.9290407	5687	36.5	0.929	94	554	0.55	130	5616.67	-70.33	-1.24	0.32525635	0.865	1.27	5551.60	-135.40	2.38087
746.9	688.5	0.9218101	5708	36.5	0.9218	96	556	0.55	130	5502.68	-205.32	-3.60	0.32525635	0.865	1.27	5438.93	-269.07	4.71391
745	690	0.9261745	5695	36.5	0.9262	96	556	0.55	130	5488.68	-206.32	-3.62	0.32525635	0.865	1.27	5425.09	-269.91	4.73935

FUENTE: Cristina Pow Chon Long (datos estimados a partir de pruebas de producción genéricas)