

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA**



**PROYECTO DE GRADO**

**EVALUACION Y DISEÑO DE LA FASE DE BALEOS MEDIANTE EL  
SOFTWARE SPAN ROCK PARA INCREMENTAR LA  
PRODUCTIVIDAD DEL POZO BERMEJO-X44**

**POSTULANTE: JHUMA MAGDALENA SEJAS CALLE**

**TUTOR: Ing. M.Sc. MARCO ANTONIO MONTESINOS MONTESINOS**

**LA PAZ – BOLIVIA**

**2020**



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS  
FACULTAD DE INGENIERIA**



**LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.**

**LICENCIA DE USO**

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

**TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.**



DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR  
 Y DERECHOS CONEXOS  
 RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-860/2017  
 La Paz, 14 de junio de 2017

**VISTOS:**

La solicitud de inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha 17 de junio de 2017, por JHUMA MAGDALENA SEJAS CALLE con C.I. N° 3362415 LP, con número de trámite DA 591 – 2017, señala la creación de inscripción de la obra literaria (Proyecto de Grado) titulada: "EVALUACIÓN Y DISEÑO DE LA FASE DE BALEAS MEDIANTE EL SOFTWARE SPAN ROCK PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DEL PÓZO BERMEJO-144", cuyos datos e antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Fada.

**CONSIDERANDO**

Que, en observación al Artículo 4° del Decreto Supremo N° 27928 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 "el Servicio Nacional de Propiedad Intelectual (SENAPI) administra en forma descentralizada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos los departamentos, mediante una estricta observancia de los regimenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos, así como en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de los normas y regimenes comunales que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración".

Que, el Artículo 1E° del Decreto Supremo N° 27928 establece "Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de los solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad con los distintos regimenes legales aplicables a cada área de gestión". En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registro, con carácter declarativo sobre las obras del ingenio con cohera que se refieren a forma de expresión, e impide el plagio literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23001 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con el Artículo 3° de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 20° inciso a), del Decreto Supremo N° 27907, Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 1° de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18° de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 25° de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, se tiene establecido que: "la duración de la protección concedida por la presente ley será por toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios".

Que, en este caso se cumple con el Artículo 7° de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 1° inciso Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: "No son objeto de protección los ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o científico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial".

Unidad Ejecutora: SENAPI						
Unidad Ejecutora: SENAPI						
Unidad Ejecutora: SENAPI						
Unidad Ejecutora: SENAPI						



**POR TANTO**

La Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, con respecto de las atribuciones conferidas.

**RESUELVE:**

INSCRIBIR en el Registro de Obras Literarias de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos la Obra Literaria (Proyecto de Grado) titulada: "EVALUACIÓN Y DISEÑO DE LAS PASF DE BALFOS MEDIANTE EL SOFTWARE SPAN ROCK PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO PERMEJO X44", a favor del autor y titular: FRUJA MAGDALENA SEJAS CALLE con C.I. N° 8302419-IP, quedando en posesión su derecho conforme a Ley, salvo en el mejor derecho que terceros personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.

  
Dña. Silvia Susana Espino Villalón  
**DIRECTORA DE DERECHO DE AUTOR  
Y DERECHOS CONEXOS**  
SERVICIO NACIONAL DE PROPIEDAD INTELECTUAL

2020/08/20

Información de la  
Dirección de Derecho  
de Autor y Derechos  
Conexos  
Calle San Martín 1029  
Lima, Perú  
Teléfono: 374 2000

Correo Electrónico: [info@senapi.gob.pe](mailto:info@senapi.gob.pe)  
Calle San Martín 1029  
Lima, Perú  
Teléfono: 374 2000

Oficina de Asesoría y  
Asesoría Jurídica  
Calle San Martín 1029  
Lima, Perú  
Teléfono: 374 2000

Oficina de Registro  
Calle San Martín 1029  
Lima, Perú  
Teléfono: 374 2000

Oficina de Inspección  
Calle San Martín 1029  
Lima, Perú  
Teléfono: 374 2000

Oficina de Asesoría  
Calle San Martín 1029  
Lima, Perú  
Teléfono: 374 2000

Oficina de Asesoría  
Calle San Martín 1029  
Lima, Perú  
Teléfono: 374 2000

## DEDICATORIA...

A DIOS

*Por ser él ser Supremo en quien encuentro paz y fortaleza, por dar me sabiduría, y fuerza cada día para salir adelante y no desampararme en ningún momento.*

A MI PADRE,

*Porque, sus consejos, y motivación me han permitido ser una persona de bien, por su amor incondicional pues sin él no hubiera logrado culminar este pasó de mi vida.*

A MI MADRE,

*Por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, por inculcarme valores en mi educación tanto académica como de la vida, por su incondicional apoyo y amor, pero, sobre todo, por creer en mí en cada etapa de mi vida.*

A MIS HERMANOS,

*Por brindarme su cariño, apoyo incondicional y motivarme.*

## **AGRADECIMIENTOS**

*Le agradezco a Dios por permitirme culminar este paso de mi vida, por darme sabiduría, fuerza cada día y no desampararme en ningún momento*

*Agradezco a mis padres por todo el apoyo amor y confianza depositada en mi persona, sin ellos no hubiera sido posible esta etapa de mi vida.*

*Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos y gratitud al, docente y amigo que me apoyó durante toda la elaboración de este proyecto: el Ing. Marco Antonio Montesinos Montesinos. Agradezco su ayuda, soporte, consejos y supervisión sin los cuales no hubiera sido posible culminar con éxito esta etapa de mi vida.*

*De igual manera agradezco al Ing. Fernando Cuevas Banda, por el apoyo e interés mostrados durante el desarrollo de este proyecto, pero, ante todo, por haberme enseñado en este tiempo como ser un profesional de excelencia, su honestidad y compromiso hacia la carrera fueron esenciales para mi desarrollo profesional.*

*A mis amigos y futuros colegas, por todas las aventuras y experiencias vividas.*

# EVALUACION Y DISEÑO DE LA FASE DE BALEOS MEDIANTE EL SOFTWARE SPAN ROCK PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO BERMEJO-X44

## INDICE GENERAL

<b>CAPITULO I:</b> .....	<b>1</b>
<b>CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....	<b>1</b>
1.1.INTRODUCCIÓN .....	1
1.2.ANTECEDENTES .....	2
1.2.1.Antecedentes del Campo Bermejo .....	2
1.3.PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
1.3.1.Identificación del Problema .....	3
1.3.2.Formulación del Problema.....	4
1.4.OBJETIVOS .....	4
1.4.1.Objetivo General .....	4
1.4.2.Objetivos Específicos .....	4
1.5.JUSTIFICACIÓN .....	5
1.5.1.Justificación Técnica .....	5
1.5.2.Justificación Económica .....	5
1.6.ALCANCES.....	6
1.6.1.Alcance Temático .....	6
1.6.2.Alcance Geográfico .....	6
1.6.3.Alcance Temporal .....	6
<b>CAPITULO II:</b> .....	<b>7</b>
<b>CONSIDERACIONES TEORICAS RESPECTO DE LAS PROPIEDADES DEL SISTEMA DE BALEOS</b> .....	<b>7</b>
2.1.Descripción teórica general .....	7
2.1.1.- Reservoirs Naturalmente Fracturados .....	7
2.1.2.- Parámetros para Identificar Reservoirs Naturalmente Fracturados .....	9
2.1.3.- Clasificación de los Reservoirs Naturalmente Fracturados .....	10
2.2. Diseño de Sistema De Baleos De Casing .....	10

2.2.1. Selección del sistema optimo .....	10
2.2.2. Software de diseño.....	13
2.2.3. Parametros de diseño .....	13
2.2.4. Estimación de la presión diferencial en arenas .....	14
2.2.5. Explosivos .....	15
2.2.5.1. Sensitividad .....	17
2.2.5.2. Estabilidad.....	17
2.2.5.3. Tren de Explosivos.....	17
2.2.5.4. Detonador.....	18
2.2.5.4.1. Detonadores eléctricos.....	18
2.2.5.4.2. Detonadores de percusión .....	18
2.2.5.5. Cordón detonante.....	18
2.3. Daños.....	19
2.3.1 En la Tubería de Revestimiento.....	19
2.3.2.En la Cabeza de Pozo.....	20
2.4. AOF (Absolute Open Flow) .....	22
2.5. SPAN ROCK (Schlumberger Perforating Analysis).....	22
<b>CAPITULO III:.....</b>	<b>24</b>
<b>PLANTEAMIENTO Y APLICACIÓN DE LA SIMULACION.....</b>	<b>24</b>
3.1.Descripción del campo Bermejo y del pozo Bermejo-X44.....	24
3.1.1.Geomorfología.....	25
3.1.2.Sistema Petrolero .....	25
3.1.3.Reservorios .....	26
3.1.4.Roca Madre.....	26
3.1.5.Roca Sello.....	26
3.1.6.Estratigrafía general .....	26
3.1.7.Formación Huamampampa .....	28
3.1.8.Formación Tarija .....	29
3.1.9.Propiedades Petrofísicas .....	30
3.1.9.1.Porosidad .....	30
3.1.9.2.Permeabilidad .....	30
3.1.9.3.Saturación .....	30
3.1.9.4.Propiedades de los fluidos .....	31

3.2.Reservas .....	34
3.2.1.Reservas del Campo Bermejo.....	34
3.2.2.Producción del campo.....	34
3.2.2.1.Historial de Producción .....	34
3.3.RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS PETROFISICAS DEL CAMPO .....	36
3.3.1.Descripción petrofísica de reservorio Huamampampa .....	37
3.3.2.Determinación de la porosidad .....	38
3.3.3.Saturación del agua .....	38
3.3.4.Análisis petrofísico del campo Bermejo.....	39
3.3.5.Selección del Sistema de cañones.....	39
3.4.DISEÑO DEL SISTEMA DE BALEOS.....	41
3.4.1.Selección del explosivo a utilizarse .....	43
3.4.2.Desarrollo de la simulación con el Software SPAN ROCK.....	44
3.4.3.Análisis de resultados .....	63
3.5.Estudio de impacto ambiental, de seguridad y medio ambiente.....	64
3.5.1.Plan de Abandono .....	70
3.5.2.Gestión de Seguridad, Salud y Medio Ambiente .....	71
3.5.3.Resultados del análisis ambiental .....	72
<b>CAPÍTULO IV: .....</b>	<b>73</b>
<b>EVALUACION ECONOMICA DEL SISTEMA DE BALEOS.....</b>	<b>73</b>
4.1. ANALISIS ECONOMICO.....	73
4.1.1.Consideraciones respecto del software SPAN ROCK.....	76
4.1.2.Ingresos para la fase de baleos de 60° .....	76
4.1.3.Ingresos para la fase de baleos propuesta de 72° .....	79
4.2. Calculo anual.....	81
4.2.1.Flujo de caja para 5 años o más .....	82
4.3. Comparación de costos con otros sistemas convencionales .....	88
4.4. Análisis de los resultados .....	88
<b>CAPITULO V: .....</b>	<b>90</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>90</b>
5.1. CONCLUSIONES .....	90
5.2.- RECOMENDACIONES .....	91

<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>92</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>97</b>
ANEXO 1.....	98
DIAGRAMA DEL POZO BERMEJO –X44 .....	98
ANEXO 2.....	99
ESTATIGRAFIA .....	99
ANEXO 3.....	100
AREAS DE CONTRATO DE PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA .....	100
ANEXO 4.....	101
PERFIL SISMICO.....	101
ANEXO 5.....	102
ESTRUCTURA CAMPO BERMEJO .....	102
ANEXO 6.....	103
CORRELACION DE POZOS DEL CAMPO BERMEJO .....	103
ANEXO 7.....	104
POLITICAS EHS PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A. ....	104

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Ubicación del campo Bermejo .....	2
Figura 2.1: Reservorios Naturalmente Fracturados .....	8
Figura 2.2: Estructura grafica de un Reservorios Naturalmente Fracturado .....	9
Figura 2.3: AOF .....	22
Figura 2.4: Software SPAN .....	23
Figura 3.1: Ubicación del campo Bermejo.....	24
Figura 3.2: Columna Estatigrafica .....	27
Figura 3.3: Corte estructural del pozo BERMEJO-X44 .....	29
Figura 3.4: Historial de produccion Campo Bermejo .....	35
Figura 3.5: Perfil Sismico del pozo BJO-X44.....	37
Figura 3.6: Diseño de terminación de pozo para un sistema TCP .....	42
Figura 3.7: Ingreso de interfaz .....	45
Figura 3.8: Zona .....	46
Figura 3.9: <i>Datos de la terminacion de pozo</i> .....	47

Figura 3.10: <i>Datos de la formacion</i> .....	48
Figura 3.11: <i>Datos de fluidos de formacion</i> .....	49
Figura 3.12: <i>Parametros del Casing</i> .....	50
Configuración de HSD 60, 51B HYPERJET II, HMX	
Figura 3.13: <i>Reporte de penetración</i> .....	51
Figura 3.14: <i>Reporte de productividad</i> .....	52
Figura 3.15: <i>Reporte de perforación</i> .....	53
Configuración de HSD 72, PJ OMEGA 4505 HMX	
Figura 3.16: <i>Reporte de penetración</i> .....	54
Figura 3.17: <i>Reporte de productividad</i> .....	55
Figura 3.18: <i>Reporte de perforación</i> .....	56
Configuración de HEG 90, 38C CLEANPACK, HMX	
Figura 3.19: <i>Reporte de penetración</i> .....	57
Figura 3.20: <i>Reporte de productividad</i> .....	58
Figura 3.21: <i>Reporte de perforación</i> .....	59
Configuración de HSD 180, PJ 1606 HMX	
Figura 3.22: <i>Reporte de penetración</i> .....	60
Figura 3.23: <i>Reporte de productividad</i> .....	61
Figura 3.24: <i>Reporte de perforación</i> .....	62

## ÍNDICE DE GRAFICAS

Gráfica 3.1. Producción Histórica del pozo BJO-X44 .....	35
Gráfica 3.2. Pronostico de Producción Pozo BJO-X44 .....	36
Grafica 3.3. Selección de Explosivo .....	43
Gráfica 4.1: Declinación productiva del pozo BJO-X44.....	85

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Importancia de los 4 Factores Geometricos Principales de un Sistema de Disparo .....	12
---	----

Tabla 2.2: Clasificación de explosivos.....	15
Tabla 2.3: Estabilidad de los explosivos.....	16
Tabla 2.4: Carrier gun arrangement .....	19
Tabla 3.1: Secuencia Estratigráfica Definida del Pozo BJO-X44 .....	28
Tabla 3.2: Parámetros petrofísicos de la formación Huamanpampa.....	31
Tabla 3.3: Componentes del Gas Natural del Pozo BJO-X44 .....	31
Tabla 3.4: Parametros petrofisicos – Registro Pozo BJO-X44 .....	33
Tabla 3.5: Reservas (RYDER SCOTT C.O.)2009 .....	34
Tabla 3.6: Propiedades petrofisicas .....	38
Tabla 3.7: Comparación de los diferentes sistemas de baleos, y selección del sistema .....	40
Tabla 3.8: Datos PVT del Pozo BJO-X44.....	44
Tabla 3.9: Resultados del diseño del sistema de baleos.....	63
Tabla 3.10: Comparación de sistemas de baleos.....	64
Tabla 3.11: Resultados de la evaluación del impacto ambiental .....	66
Tabla 3.12: Valores de referencia para Evaluación de Impactos .....	67
Tabla 3.13: Rangos de importancia de los Impactos Ambientales .....	69
Tabla 3.14: Resultados de la matriz de importancia.....	69
Tabla 4.1: Comparacion de utilidades .....	81
Tabla 4.2: Comparacion de ingresos.....	81
Tabla 4.3: Datos para la Predicción de Producción del pozo BJO-X44.....	83
Tabla 4.4: Vida Productiva del pozo BJO-X44 .....	84
Tabla 4.5: Caudales de Producción para ambos sistemas .....	86
Tabla 4.6: Utilidades por año.....	87
Tabla 4.7: Tabla Comparativa de la Utilidad Final por SLA.....	88

## **SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS**

AOF: Absolute Open Flow

API: América Petroleum Institute

Bbl: Barriles

Bpd: barriles por día

BCF: Billones de pies Cúbicos

BOE: Barril Equivalente de Petróleo

BJO-X44: BERMEJO- X44

DST: Drill Stem Testing

HTF: Heat Transfer Fluid

IPR: Inflow Performance Relation

MMBTU: Millones de Unidades Térmicas Británicas

MMpcd: Millón de pies cúbicos por día

Pcd: pies cúbicos por día

Pcs: Pies Cúbicos Estándar

Plg: Pulgadas

Psia: Libra por pulgada cuadrada absoluta

PVT: Presión- Volumen- Temperatura

RASH: Reglamento Ambiental del Sector Hidrocarburo

RGO: Relación gas Petróleo

SSSV: Válvula Subsuperficial

T: Temperatura

TCFs: Trillones de pies cúbicos

TVD: True Vertical Depht

YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

## **RESUMEN EJECUTIVO**

El presente proyecto está dividido en cinco capítulos, referidos a la evaluación y diseño de la fase de baleos mediante el software SPAN ROCK para incrementar la productividad del pozo Bermejo-X44, correspondiente a un mejor diseño de baleos el cual pueda optimizar los tiempos de baleos, baleando más de una zona con el mismo arreglo, logrando así optimizar la producción con un menor daño a la formación.

El Capítulo I, realiza una breve introducción, enfocando los antecedentes y problemáticas que originaron el planteamiento del presente proyecto. En este capítulo se fijan los objetivos, además se justifica la propuesta de estudio para diferentes ámbitos y delimita el alcance del proyecto específicamente al área de producción de hidrocarburos.

El Capítulo II, expone el marco teórico que será prescindible para desarrollar este proyecto, se describe el funcionamiento de los principales equipos involucrados en el sistema, interfaz del simulador, y todos los detalles necesarios.

El Capítulo III, Detalla el Campo de estudio, así como el pozo en cuanto a sus características geológicas, y próximo a ser evaluado mediante el diseño de baleos el cual genere menor daño a la formación.

El Capítulo IV, está orientado a la parte de análisis económico del proyecto, en el cual evalúa económicamente la rentabilidad económica mediante un estudio de costo beneficio.

El Capítulo V, presenta las conclusiones y recomendaciones en base a la evaluación realizada de los efectos de las variables operacionales sobre el sistema de producción propuesta.

# **CAPITULO I:**

## **CONSIDERACIONES GENERALES**

### **1.1. INTRODUCCIÓN. -**

La terminación de pozos es el diseño, selección e instalación de un arreglo de completación o conjunto de herramientas dentro del pozo, con el propósito de recuperar hidrocarburos de manera óptima, estable, controlada, eficiente y racional y/o inyectar algún fluido dentro del o los reservorios.

Un factor importante dentro de la terminación de pozos, es la comunicación entre el agujero principal y la formación seleccionada o de interés, denominada reservorio, que se realiza mediante baleos, disparos denominados también como cañoneo.

En la ejecución de los baleos, el disparo, es la fase más importante, ya que permite establecer comunicación entre los fluidos almacenados en el reservorio productor y el fondo de pozo.

Para este fin existen una serie de técnicas de cañoneo o disparo en las cuales los cañoneos son bajados ya sea por sistema de cables (cableado) o por medio de tubería (TCP) las cuales pueden ser efectuadas en sistemas en sobre balance o en sistemas en bajo balance.

En el transcurso del tiempo se ha observado que los sistemas en bajo balance ofrecen ventajas con respecto a los efectuados en sobre balance, debido a que en el último se daña la formación de manera considerable por la sobre presión que se ejerce sobre la formación, en contra posición los sistemas en bajo balance minimizan este daño a la formación induciendo a la reacción de esta, logrando mayor limpieza en las perforaciones, esta técnica permite un bajo balance inmediato al disparo, logrando una reacción de la formación en un menor tiempo que la técnica convencional y por ende una mejor limpieza y una mejor combinación de la perforación.

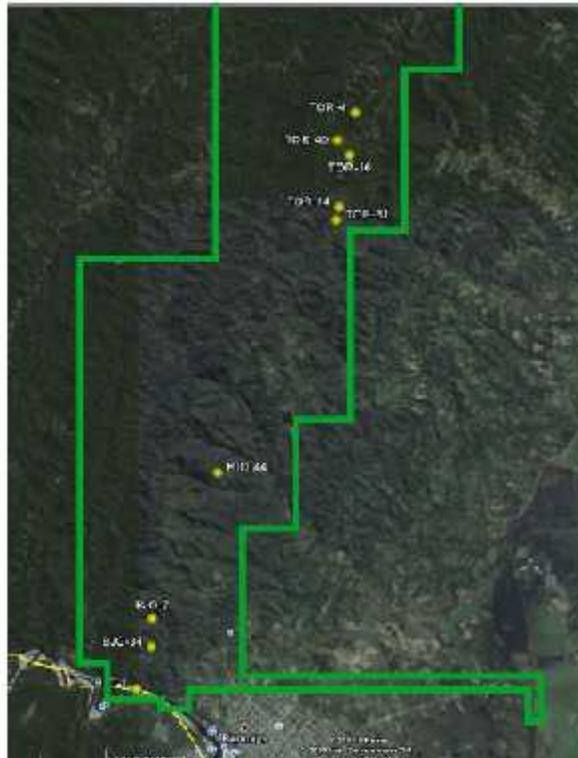
## 1.2. ANTECEDENTES. -

### 1.2.1. Antecedentes del Campo Bermejo. -

El área de explotación Bermejo se encuentra ubicada en la parte sur del Sub-andino boliviano, próximo a la frontera y a la localidad de Bermejo en el extremo sur de nuestro país. El paisaje está constituido por una serie de cordones serranos donde se destacan las serranías de Bermejo y del Candado con alturas de 700 a 800 msnm. Los límites naturales están dados por los Ríos Bermejo al oeste y Tarija al este, coincidiendo con el límite internacional entre Bolivia y Argentina.

La estructura Bermejo fue prospectada por YPFB mediante la perforación de 2 pozos exploratorios. El pozo BJO-X44 perforado en 1986 fue descubridor del gas y condensado de la Formación Huamampampa y el pozo Toro-X40 que resultó improductivo. Posteriormente, Pluspetrol perforó el pozo exploratorio Tigre-X1001 con objetivos profundos en el Devónico con resultados negativos.

**Figura 1.1: Ubicación del campo Bermejo.**



**Fuente:** Informe de plan de trabajos y Presupuesto, PLUSPETROL, 2015

La Formación Huamampampa está constituida por espesores variables de areniscas cuarcíticas blanquecinas, gris blanquecinas y gris claro de grano fino a muy fino, escaso medio, en partes micácea, cemento silíceo, dura con intercalaciones de limonitas arenosas, limonita gris oscura, limoarcilitas gris clara y lutitas gris oscura a negra.

La Formación Huamampampa presenta 3 cuerpos arenosos bien definidos denominados H-1, H-2 y H-3. La arenisca H-2 es el reservorio principal del pozo BJO-X44 con presencia de fisuras y microfisuras. En menor importancia le sigue la arenisca H-1 que es de menor espesor y características más pobres la cual no aporta al reservorio, similar aspecto presenta la arenisca H-3 la cual tiene muy poco aporte posiblemente por ausencia de porosidad secundaria.

Actualmente el reservorio H-2 se encuentran con alta producción de agua de formación y volúmenes residuales de producción de gas que se utilizan para abastecer el consumo del mercado local en Bermejo.

### **1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA. -**

#### **1.3.1. Identificación del Problema. -**

El Pozo Bermejo-X44, ubicado en el departamento de Tarija próximos a la frontera y a la localidad de Bermejo, provincia Gran Chaco, presenta volúmenes de Gas y Condensado asociados al reservorio Huamampampa, arenisca "H2", con una terminación a Pozo Entubado (Cased Hole), por consiguiente, identificamos el problema a partir de las siguientes consideraciones:

La terminación Pozo Entubado (Cased Hole) al requerir la aplicación de baleos para comunicar el reservorio y el pozo, provoca un daño al reservorio que disminuye la productividad estimada para el pozo, el sistema de baleos aplicado corresponde al de 60° donde la orientación y densidad del mismo no permitió una penetración perpendicular a las fracturas naturales que presenta dicho pozo.

### **1.3.2. Formulación del Problema. -**

El sistema de baleos hecho en el pozo Bermejo-X44 influye en el comportamiento productivo afectado por el daño a la formación causado por la perforación, cementación y posterior comunicación del Reservorio y Pozo (baleos) por lo que no se alcanza un caudal óptimo (AOF) proyectado por el modelo de Jones.

Por tanto, dentro de este aspecto podemos formular una incógnita, la cual es, determinar si el diseño de un nuevo sistema de baleos, en función a las características geológicas de la formación, son las más convenientes, o si el sistema seleccionado por la empresa operadora es el más óptimo.

### **1.4. OBJETIVOS. -**

#### **1.4.1. Objetivo General. -**

Realizar un estudio comparativo de productividad, a partir de la evaluación del sistema de baleos a una fase de 60° hecha por la empresa operadora, y el diseño propuesto por el simulador SPAN ROCK a partir de diferentes sistemas de baleos y fases (análisis de sensibilidades del software SPAN), las cuales generen menos daño en el reservorio, e incrementen la producción del pozo BJO-X44.

#### **1.4.2. Objetivos Específicos. -**

- Realizar un diagnóstico de las características del campo Bermejo y del pozo BJO-X44 (evaluar las características de la muestra de investigación).
- Reducir de la zona compactada formada alrededor de las perforaciones con la aplicación de la técnica Tubing Conveyed Perforating, la cual incrementara la producción en pozos gasíferos.
- Aplicar el diseño de los cañones, la distribución y el uso de cargas especiales, que generan un bajo balance inmediato produciendo esfuerzos de corte que cizallan esta zona compactada.
- Realizar un estudio económico en función a la nueva fase de baleos y hacer un análisis comparativo respecto del actual.

## **1.5. JUSTIFICACIÓN. -**

### **1.5.1. Justificación Técnica. -**

Generalmente un sistema de baleos efectiva, permite alcanzar mayores IPR como resultado del menor daño a la formación. Por tanto, se justifica por la mayor producción de gas condensado a ser alcanzado con la técnica de baleos.

### **1.5.2. Justificación Económica. -**

La generación de mayores ingresos por concepto de comercialización de mayores volúmenes de gas condensado, permite obtener una mayor utilidad para la empresa y consiguientemente para Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Por tanto, económicamente presentaría la generación de mayores ingresos por concepto de comercialización el cual permite obtener una mayor utilidad para la empresa y consiguientemente para Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

### **1.5.3. Justificación social. -**

La mayor producción de gas condensado a ser alcanzado mediante la eficiencia de un sistema de baleos optima, incrementa el concepto de ingresos por producción de hidrocarburos, así como de regalías y pago de impuestos, lo que conlleva a que se destinen más recursos hacia departamentos productores y no productores, lo que posibilita que se desarrollen más proyectos a nivel regional y nacional, al percibir mayores recaudaciones para la región productora, por concepto de IDH y regalías.

### **1.5.4. Justificación ambiental. -**

La ejecución de los baleos bajo el sistema TCP, genera un daño menor a la formación, pero no al medio ambiente, por tanto, no haremos uso de la normativa vigente.

## **1.6. ALCANCES. -**

### **1.6.1. Alcance Temático. -**

El tema a desarrollarse tiene la finalidad de analizar la fase de baleos, el cual produciría menor skin, es decir cuál es el mejor escenario aplicado de manera particular y no de manera general, al pozo BJO-X44, campo Bermejo, del departamento de Tarija, debido a la declinación natural de sus reservas.

### **1.6.2. Alcance Geográfico. -**

El presente proyecto se pondrá en práctica en el campo Bermejo, el objeto de estudio es el pozo BJO-X44, ubicado en el Departamento de Tarija, este pozo, se encuentra en producción de la formación productora Huamampampa H2, ya que contienen gas y condensado respectivamente.

### **1.6.3. Alcance Temporal. -**

El proyecto es una propuesta presentada a la empresa Pluspetrol Corporation S.A., a fin de que pueda incluirse un análisis de la incidencia entre la terminación a pozo abierto y pozo entubado, para que pueda ser una alternativa tomada en cuenta por el ingeniero terminación de pozos.

## **CAPITULO II:**

### **CONSIDERACIONES TEORICAS RESPECTO DE LAS PROPIEDADES DEL SISTEMA DE BALEOS**

En el presente Capítulo se pretende realizar una descripción teórica general de los términos que serán empleados a lo largo del proyecto, con respecto al sistema de Baleos.

#### **2.1. Descripción teórica general. -**

En este proyecto se estudiarán los Reservorios Naturalmente Fracturados debido a que el Campo en el que se realizara la simulación cuenta con este tipo de reservorios.

##### **2.1.1. Reservorios Naturalmente Fracturados. -**

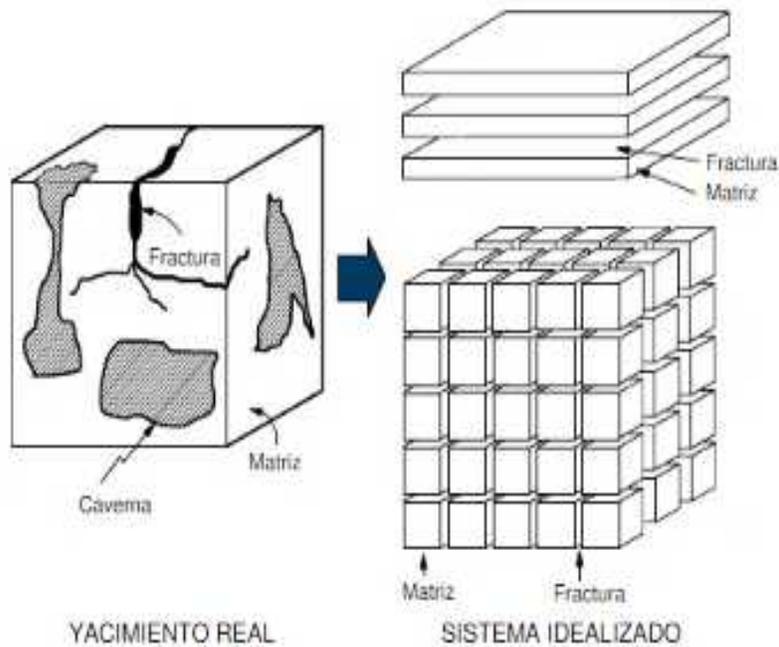
Los reservorios naturalmente fracturados son aquellos que cuentan con fracturas en las rocas almacenadoras, puede definirse también a un reservorio naturalmente fracturado como aquel que tiene una o varias discontinuidades planares macroscópicas y microscópicas que suceden naturalmente debido a la diagénesis o a la deformación.

Estos reservorios de hidrocarburos son considerados como reservorios de doble porosidad, ya que están constituidos por dos sistemas porosos bien diferenciados.

La primera de ellas es la porosidad inter granular o porosidad de la matriz en la cual se encuentra almacenado el mayor volumen de hidrocarburos, pero con una permeabilidad muy baja y por lo tanto estos se encargan de alimentar de fluidos a la red de fracturas.

La segunda de ellas es la porosidad formada por los espacios vacios de las fracturas, los cuales tienen alta permeabilidad, pero poco potencial de almacenamiento.

**Figura 2.1:** Reservorios Naturalmente Fracturados.



**Fuente.** John Lee 2006 *Pressure Transient Testing*.

Este tipo de reservorios ha recibido un fuerte impulso en los últimos años, debido a que los yacimientos más importantes del mundo son naturalmente fracturados y actualmente se continúa haciendo hallazgos de alto interés comercial para este tipo de reservorios

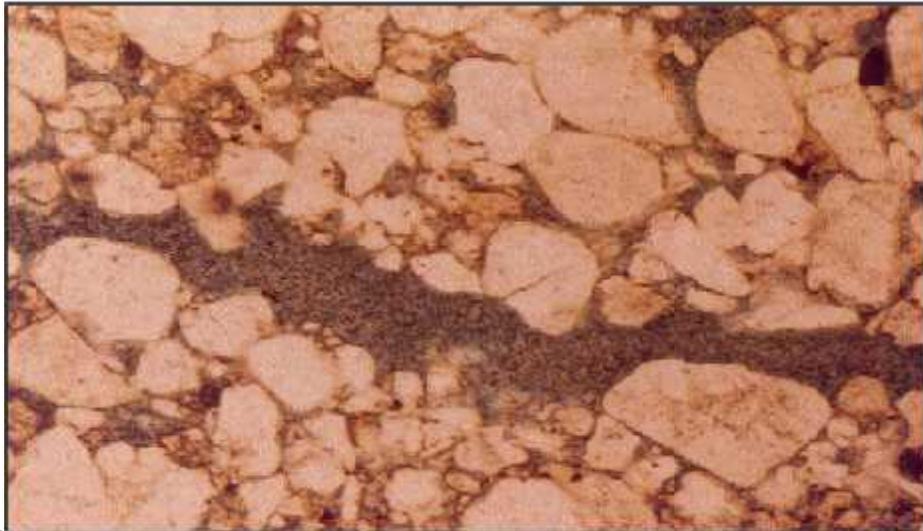
Las fracturas naturales influyen en el comportamiento del pozo, tanto en la producción como en la declinación de la presión del reservorio. Esta influencia puede resultar tanto negativa como positiva sobre todo en la parte de flujo de fluidos.

Por ejemplo, las fracturas que no han sido cementadas o parcialmente mineralizadas (con buena permeabilidad), por lo general presentan un efecto positivo en el flujo de hidrocarburo, pero adversamente ocurre con el flujo de agua y gas, ya que por la alta permeabilidad que ellas presentan tiende a ocurrir los problemas de conificación.

Por otro lado, las fracturas totalmente cementadas o mineralizadas pueden crear barreras de permeabilidad.

Si bien todos los reservorios presentan fracturas de alguna forma, solo son considerados NFR (Naturally Fractured Reservoirs) a aquellos cuyas fracturas gobiernan a los patrones de productividad del reservorio.

**Figura 2.2:** Estructura grafica de un Reservorios Naturalmente Fracturado.



**Fuente:** Amaya Santiago Lucino Buenaventura, Apuntes de la asignatura de Geología de YFR, Agosto 2010

### 2.1.2. Parámetros para Identificar Reservorios Naturalmente Fracturados. -

Existen varias maneras de detectar la presencia de un reservorio naturalmente fracturado, entre los que podemos destacar:

- El pozo produce a tasas muy altas y se registra una declinación brusca de esta, aparentemente, sin alguna explicación de este problema
- Los problemas de pérdida de circulación en un pozo al perforarse
- Los cambios en la tasa de penetración
- La información que se obtiene de los núcleos

- Mediante la corrida de registros petrofísicos

### **2.1.3. Clasificación de los Reservorios Naturalmente Fracturados según Nelson, 2011. -**

Para la clasificación de los tipos de reservorios naturalmente fracturados se toma en consideración la interacción del flujo entre las fracturas y la matriz, además de los efectos positivos de esta interacción que condiciona la calidad del reservorio, bajo estas condiciones Nelson los clasifica de la siguiente manera:

- **Tipo 1.-** Las fracturas proveen la capacidad de almacenamiento efectivo (porosidad) y permeabilidad de un yacimiento. La matriz tiene pequeña porosidad y permeabilidad
- **Tipo 2.-** La matriz de roca provee la capacidad de almacenamiento efectivo (porosidad) y las fracturas proveen la permeabilidad efectiva de un yacimiento. La matriz de la roca tiene baja permeabilidad, pero puede tener un nivel de porosidad baja, moderada o alta
- **Tipo 3.-** Las fracturas proveen la permeabilidad efectiva de un yacimiento ya productor que tiene buena porosidad y permeabilidad.
- **Tipo 4.-** Las fracturas no proveen capacidad de almacenamiento adicional significativa (porosidad) o permeabilidad a un yacimiento ya productivo, pero en lugar de ello crean anisotropía.

## **2.2. Diseño de Sistema De Baleos De Casing. -**

### **2.2.1. Selección del sistema optimo. -**

A continuación se propone un procedimiento para la selección del sistema de disparo en base a las características del pozo y sus accesorios tubulares. El procedimiento puede ser dividido en cuatro etapas:

#### **Etapas I.- Selección del diámetro máximo de la pistola y el tipo de sistema**

En la primera etapa del diseño de Disparo se consideran las tuberías y accesorios tubulares del pozo, así como el estado de éstos. Otros datos necesarios son los relacionados con las condiciones del pozo como son presión temperatura, etc.

El diámetro interno de la Tubería de Revestimiento define el tamaño mayor de pistola bajada con tubería que se puede usar.

Otro dato es el grado o cedencia de la Tubería de Revestimiento que influye en el diámetro real hecho por la carga en la pared de la tubería. Este dato es requerido por los programas de cómputo diseñados para calcular y predecir el desempeño de un sistema de disparo como el SPAN.

**Las condiciones de presión y temperatura.-** Influyen en el tipo de sistema y explosivos a seleccionar.

La Presión Hidrostática que debe soportar la pistola dependerá de la profundidad y la densidad del fluido de terminación. La presión nominal de trabajo del sistema de disparo deberá ser mayor que la presión hidrostática máxima previa al disparo.

La Temperatura del pozo y el lapso de tiempo de exposición determinan el tipo de explosivo que puede ser utilizado. La temperatura del pozo puede obtenerse de un registro en pozo abierto para el intervalo de interés pero deberá tomarse en cuenta de que al estar el pozo entubado la temperatura es menor que la del fluido en la formación, por lo tanto se sugiere considerar al menos un 10% mas que la registrada.

El tiempo de exposición depende del sistema de transporte de la pistola.

En general, los sistemas entubados soportan mayor presión y temperatura que los sistemas expuestos.

**Desviaciones en el pozo.** el ángulo de desviación del pozo influye también en el tipo de pistola a seleccionar. Cuando el pozo tiene cambios de rumbo bruscos es preferible utilizar un sistema flexible como las pistolas expuestas semidesechables con lámina. Cuando la desviación del pozo es mayor de  $45^\circ$ , las pistolas bajadas con cable presentan problemas debido al incremento en la fricción sobre el cable.

Entre 45° y 65°, las pistolas bajadas con cable pueden usarse con la ayuda de contrapesos, Arriba de 65° de desviación es preferible usar una pistola bajada con tubería.

**Profundidad interior.** La distancia entre el fondo del pozo y el intervalo a disparar se debe considerar cuando se pretende usar un sistema que deje residuos, esto con la finalidad de evitar que las pistolas se atrapen con los los residuos.

Cuando se decida usar un sistema TCP y se quiera soltar la pistola después del disparo, se deberá contar con fondo suficiente.

### Etapa II.- Jerarquizacion de los factores geometricos

La siguiente tabla muestra un resumen de la jerarquizacion de los factores geometricos

**Tabla 2.1:** Importancia de los 4 Factores Geometricos Principales de un Sistema de Disparo.

Parámetro	Objetivos de la Terminación			
	Control de Arena No-Consolidada.	Natural Consolidada	Estimulada Consolidada	Remedio al Daño
Densidad de Tiros efectiva	2	1 o 2	2	2
Diámetro de la Perforación	1	3 o 4	3	4
Fase de la Perforación	3	3 o 4	1	3
Longitud de la Perforación	4	1 o 2	4	1

**Fuente:** HUGHES, Baker Incorporated, Completions and production, 2010.

### **Etapa III.- Determinación de los factores geométricos en función de la productividad**

En esta tercera etapa del diseño se determinarán los factores geométricos de mayor jerarquía en función de la Relación de productividad. El objetivo será lograr la máxima productividad del pozo.

### **Etapa IV.- Determinación de la presión diferencial previa al disparo.-**

Una vez determinado el sistema de disparo que va a ser utilizado, el último paso del diseño es la determinación de la presión diferencial bajobalanceada cuyo propósito principal es disminuir o en algunos casos eliminar el daño causado por el lodo de perforación y el disparo.

#### **2.2.2. Software de diseño. -**

Para diseñar las terminaciones con disparos se pueden usar softwares a través de los cuales es posible calcular el desempeño de las cargas en el fondo, cálculos del flujo(análisis nodal), análisis de sensibilidad, con el que se pueden determinar de manera rápida diferentes curvas de IPR (Inflow Performance Relationship) cambiando uno o varios parámetros, etc., todo esto tomando en cuenta todos los parámetros que intervienen en un diseño. (datos deformación, tipo de terminación, estado mecánico del pozo, presiones, tipos decargas, etc.).

Dichos cálculos requieren la aplicación de un gran número de ecuaciones complejas que de resolverse de manera manual ocuparían un consumo de tiempo considerable y/o tener los datos preciso para desarrollar la simulación como es nuestro caso.

#### **2.2.3. Parametros de diseño. -**

Aunque las cargas comprenden de tres componentes, un número de parámetros afectan el desarrollo de las cargas, como ser:

- Propiedades del material del arreglo de completación
- Geometría del arreglo de completación
- Propiedades de los explosivos
- Material y configuración del contenedor
- Tamaño de cargas y configuración de las cargas
- Cañón, particularmente en términos de espaciamiento.

La interacción de estos parámetros principalmente influye en la penetración del jet y diámetro del orificio de entrada.

#### **2.2.4. Estimación de la presión diferencial en arenas. -**

Para determinar la presión bajo balanceada que contrarreste el efecto skin, es importante clasificar la formación en: Consolidada ó No consolidada. Una forma de lograr esto es mediante el análisis de la respuesta de los registros de densidad ó sísmico en las lutitas limpias adyacentes a la zona productora.

Una formación consolidada tiene los granos de arena suficientemente cementados o compactados para permanecer intactos. Estos granos no fluirán, aún si se tiene un flujo turbulento en los espacios de los poros.

Una arena se considera consolidada si se tiene lutitas adyacentes (arriba y/o abajo) compactas con tiempos de tránsito  $\Delta t > 100$  s/pie obtenido de un registro sísmico. Si se tiene un registro de densidad, las arenas se consideran consolidadas si la densidad volumétrica es mayor o igual a  $2.4 \text{ gr/cm}^3$  en las lutitas limpias adyacentes.

Una formación No-consolidada es una arena pobremente cementada o compactada de tal manera que los granos pueden fluir al haber movimiento de fluidos a través de la formación.

Una arena no consolidada se considera cuando las lutitas adyacentes tienen un tiempo de tránsito mayor de 100 S/pie o una densidad menor a  $2.4 \text{ gr/cm}^3$ .

La razón de usar el tiempo de tránsito de las barreras de lutitas adyacentes, abajo o arriba, en lugar de la arena misma, es que el tiempo de tránsito de la lutita está

relacionado directamente con su compactación. El grado de compactación de las lutitas adyacentes indica la compactación de la arena. Si se usara el tiempo de tránsito de la arena para determinar su compactación, sería necesario hacer correcciones por tipo de hidrocarburo, densidad de los granos de arena, porosidad de la zona, saturación de agua, etc., muchos de estos datos no están disponibles y deben ser supuestos, por lo que es posible tener un resultado erróneo.

### 2.2.5. Explosivos. -

Las cargas para perforar la cañería dependen de los explosivos para generar la energía necesaria y tener una penetración efectiva del casing, cemento y formación. Por esto, el desempeño de la carga está relacionado directamente con el desempeño del explosivo.

Debido a su enorme relación Energía – Peso se prefieren los explosivos sobre otra fuente de energía. Los explosivos actúan rápidamente, son confiables y pueden ser almacenados por largos periodos de tiempo. Además, se manejan con seguridad tomando las precauciones debidas.

Los explosivos de acuerdo a su velocidad de reacción pueden clasificarse en altos y bajos.

**Tabla 2.2:** Clasificación de explosivos.

Explosivos Bajos	Explosivos Altos
Velocidad de reacción 330-1500 m/s Sensibles al calor (iniciados por flama o chispa)	Velocidad de reacción $\geq 1500$ m/s Iniciados por calor o percusión

**Fuente:** HUGHES, Baker Incorporated, Completions and production, 2010.

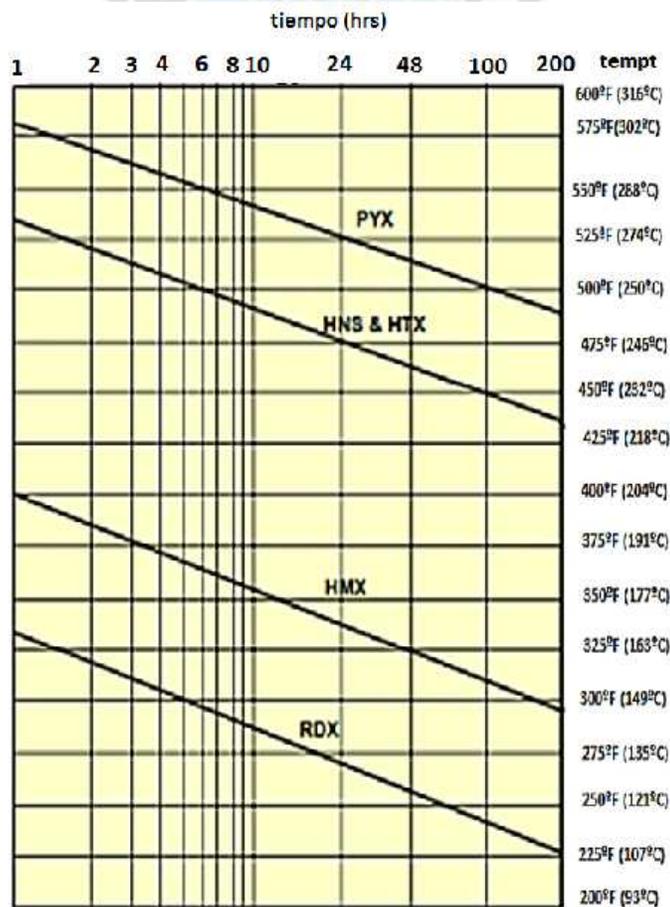
Explosivos de baja son llamados en ocasiones “Propulsores”, se caracterizan por tener baja presión de combustión. Al contrario, los explosivos de alta generan altas presiones, como ser las de un millón de psi en el frente de la detonación.

Los explosivos de alta se dividen en dos grupos de acuerdo a su sensibilidad. Los componentes más volátiles, llamados explosivos primarios, reaccionan rápidamente a las flamas, fricción, o golpe. Para servicios de la industria petrolera, los explosivos primarios son usados en detonadores. Los explosivos secundarios son menos volátiles, de hecho, muchos son insensibles a la detonación, estos pueden ser fundidos y moldeados, maquinados o comprimidos en forma granular.

Los explosivos usados en los disparos deben tener una alta estabilidad para que puedan ser almacenados por un tiempo razonable y que puedan operar efectivamente después de exponerse a las temperaturas del pozo.

En la tabla 2.3 ilustra la estabilidad de algunos explosivos en función de la temperatura y el tiempo.

**Tabla 2.3:** Estabilidad de los explosivos.



**Fuente:** HUGHES, Baker Incorporated, Completions and production, 2010.

### **2.2.5.1. Sensitividad. -**

La sensibilidad es una medida de la energía mínima, presión o potencia requerida para iniciar un explosivo y nos refleja la facilidad con la que puede iniciarse:

- Sensitividad al impacto: Es la altura mínima de la cual puede dejarse caer un peso sobre el explosivo para que detone.
- Sensitividad a la chispa: Es la cantidad de energía que debe tener una chispa para detonar un explosivo.

### **2.2.5.2. Estabilidad. -**

La estabilidad se refiere a la habilidad de un explosivo para perdurar por largos periodos de tiempo o para soportar altas temperaturas sin descomponerse. Los explosivos usados en los disparos deben tener una alta estabilidad para que puedan ser almacenados por un tiempo razonable y que puedan operar efectivamente después de exponerse a las temperaturas del pozo.

Si un explosivo sobrepasa su rango de estabilidad su sensibilidad se incrementará por será más fácil iniciar el explosivo, lo cual es algo indeseable al momento de operar dentro del pozo.

### **2.2.5.3. Tren de Explosivos. -**

La secuencia de explosión consta de varios dispositivos que son utilizados para iniciar y extender la detonación de los cañones.

Está conformada de la siguiente forma:

- 1.-Detonador o Iniciador
- 2.-Cordón Detonante
- 3.-Carga Explosiva Moldeada

#### **2.2.5.4. Detonador. -**

El detonador inicia el proceso del explosivo. El explosivo del cordón debe estar en contacto con el explosivo del detonador. El iniciador puede estar por encima o debajo de los cañones.

Dentro de la industria petrolera existen 2 tipos de detonadores:

##### **2.2.5.4.1. Detonadores eléctricos. -**

Los detonadores eléctricos son utilizados para cañones transportados con cable eléctrico. Hay sensibles al fluido y no sensibles. Mínimo amperaje 0.8 amp.

##### **2.2.5.4.2. Detonadores de percusión. -**

Los detonadores de percusión son utilizados para cañones transportados con tubería. Estos detonadores no son sensibles a corrientes eléctricas.

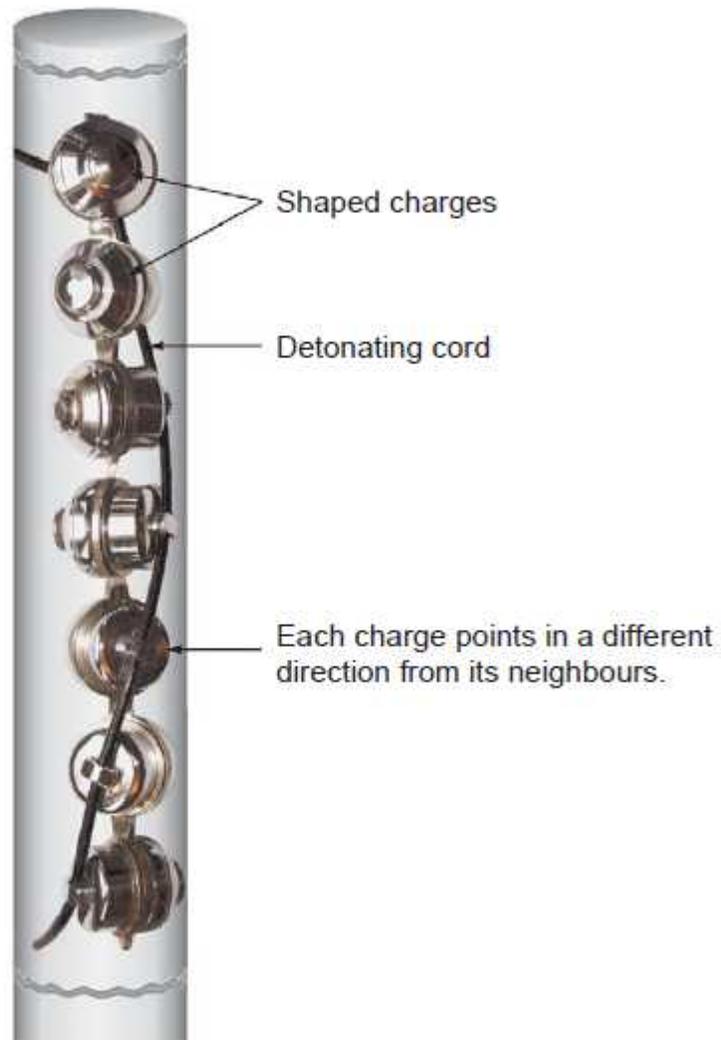
##### **2.2.5.5. Cordón detonante. -**

Consiste en un sistema de conexiones que permite la transmisión del iniciador a las cargas huecas. Permite la detonación a lo largo del eje cañón.

Es un cordón plástico o metálico que cubre el núcleo, el cual es un explosivo secundario.

Entre los explosivos más usados actualmente tenemos RDX, HMX o PYX. Las velocidades de detonación son importantes: Los RDX y HMX son los más rápidos, hasta 26.000 ft/s mientras los HNS y PYX son los más lentos, cerca de 23.000 ft/s.

Tabla 2.4: Carrier gun arrangement.



Fuente: Jonathan Bellarby – “Well Completion Design”, 2009.

## 2.3. Daños. -

### 2.3.1 En la Tubería de Revestimiento. -

Los dos tipos de daño que pueden afectar son llamados:

1. Hidráulico
2. Mecánico

El daño hidráulico puede ocurrir cuando existe un colapso o condiciones de presión de estallo. La Tubería de Revestimiento es normalmente diseño para aguantar el colapso por debajo de las condiciones estimadas de evacuación y como corresponde. Las excesivas condiciones de presión sobre equilibrada entre el hoyo del pozo y el reservorio podrían ser evitado como una respuesta de concentración radial entre la formación cubierta de cemento y tubería de revestimiento. Esto puede resultar en daño para la unión de cemento. El daño debido al reventón puede ocurrir si:

- El análisis de la tubería de revestimiento tiene presión interna alta.
- El espacio anular es cerrado en superficie y existen fallas hidráulicas cuando al realizar el análisis de la tubería de producción se tiene una presión interna alta.

El daño mecánico puede ocurrir como resultado de contacto entre la pared interna de la tubería y cuando la tubería está corriendo. El contacto es posible para prevenir totalmente, pero en la mayoría de los casos el daño es mínimo.

### **2.3.2. En la Cabeza de Pozo. -**

El daño en la región de cabeza de pozo particularmente no es manejado en las arenas productoras, esto tiene un gran significado que da la configuración de la arena productora. El cierre del hoyo puede dañar la capacidad y de ahí los requerimientos de presión de aislamiento. En la mayoría de las arenas y plataformas de terminación permiten al pozo un control en el proceso del bajado de tubería en la cabeza de pozo.

Por invasión de fluidos hacia el pozo durante operaciones de terminación los altos sobre balances de presión que se utilizan como medida de seguridad o desconocimiento de la verdadera ubicación del reservorio.

Los fluidos usados para este tipo de operaciones son, en general, salmueras de alta concentración de sales (Na, Ca, Zn, Li, Mg, Ti) que pueden contener algún polímero para poder sostener sólidos, inhibidores de corrosión y surfactantes.

Es común filtrar estos fluidos para eliminar sólidos que pueden tapan la formación productora, pero los sólidos muy finos suelen pasar por los filtros comúnmente usados con lo cual se tiene invasión profunda de sólidos.

Más importante son los daños que pueden ocasionarse por reacciones químicas de las sales disueltas con los fluidos presentes en la formación, y en algunos casos con los minerales

La penetración de agua en la formación puede causar bloqueo por agua al disminuir la permeabilidad relativa de los hidrocarburos, este bloqueo se incrementa si hay arcillas presentes.

El alto contenido de sales hace que el efecto sobre las arcillas sea inhibitorio, pero siempre puede haber un choque por efecto del pH si este es muy alto, produciéndose desestabilización y migración de partículas de arcilla.

Si en la formación hay presencia de iones sulfato ( $\text{SO}_4$ ), bicarbonato ( $\text{HCO}_3$ ) o Dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), podrá precipitarse sulfato o carbonato de calcio, que afectan negativamente la permeabilidad, hay que tener especial cuidado cuando se usa agua de mar, debido a que esta puede contener grandes cantidades del ion sulfato.

La intención al balear es producir una entrada de fluidos desde el reservorio hasta el pozo, pero también, pasar más allá de la zona invadida por los filtrados y sólidos introducidos en la formación en operaciones anteriores

Hay que tomar en cuenta el efecto de los baleos que tiene sobre la matriz de la roca. La carga explosiva crea una zona resquebrajada, y altamente comprimida alrededor de la formación, y parte de las perforaciones colapsan debido a la concentración de los esfuerzos alrededor del pozo.

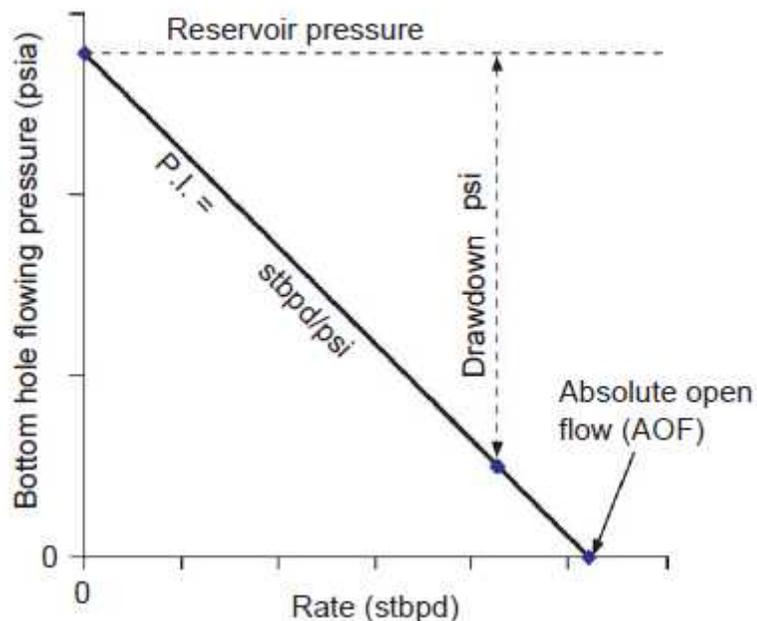
Otra fuente de daño en operaciones de terminación es la práctica de controlar el pozo una vez baleado, para permitir sacar la sarta de perforación y bajar la sarta de producción. Puede haberse tomado todas las precauciones durante las

operaciones previas, pero hay que controlar el pozo con un fluido de densidad suficiente para evitar una arremetida, este fluido puede invadir de nuevo la formación, y causar los daños que se habían querido evitar.

#### 2.4. AOF (Absolute Open Flow). -

El AOF o potencial del pozo es la máxima tasa de flujo que un pozo, teóricamente, puede proporcionar con una presión cero en la cara del reservorio.

**Figura 2.3:** AOF.



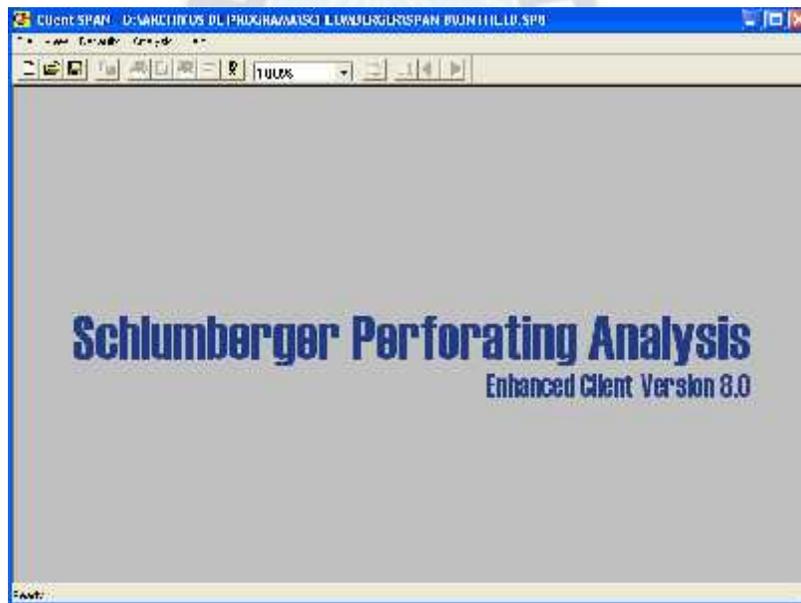
**Fuente:** Jonathan Bellarby – “Well Completion Design”, 2009.

#### 2.5. SPAN ROCK (Schlumberger Perforating Analysis). -

Ofrece la mejor productividad de su finalización con el sistema de arma óptima y cargos especificados por SPAN ROCK de Análisis de Operaciones. Este modelo simple, pero completa guía al usuario por un camino lógico para el diseño de perforación y la predicción de la productividad del pozo. Los parámetros de entrada incluyen casing, cemento y propiedades de las rocas; la geometría del pozo

(orientación y con capacidad para cinco sartas de revestimiento concéntricos); y las características de fluido de terminación. Estos se hacen coincidir con los datos de rendimiento y de posicionamiento para el sistema de arma y carga para predecir el rendimiento de perforación. Aunque API RP 19B datos de la sección 1 es útil para determinar el rendimiento del sistema de perforación como una herramienta comparativa, que no representa con precisión el rendimiento del flujo de roca en condiciones de fondo de pozo. SPAN ROCK puede brindar un análisis mediante la incorporación de cientos de disparos de prueba de carga fabricados hechos en una amplia gama de rocas, para predecir con precisión el perforador de fondo de pozo rendimiento.

**Figura 2.4.- Software SPAN.**



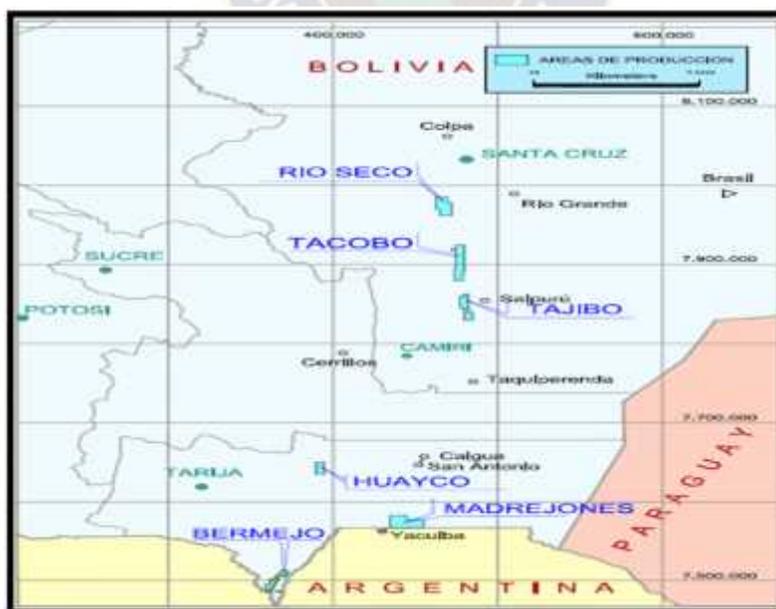
**Fuente:** Software SPAN versión 8

## CAPITULO III: PLANTEAMIENTO Y APLICACIÓN DE LA SIMULACION

### 3.1. Descripción del campo Bermejo y del pozo Bermejo-X44. -

El área de explotación Bermejo se encuentra ubicada en la parte sur del Sub-andino boliviano, próximo a la frontera y a la localidad de Bermejo en el extremo sur de nuestro país. El paisaje está constituido por una serie de cordones serranos donde se destacan las serranías de Bermejo y del Candado con alturas de 700 a 800 msnm. Los límites naturales están dados por los Ríos Bermejo al oeste y Tarija al este, coincidiendo con el límite internacional entre Bolivia y Argentina. La estructura Bermejo fue prospectada por YPFB mediante la perforación de 2 pozos exploratorios. El pozo BJO-X44 perforado en 1986 fue descubridor del gas y condensado de la Formación Huamampampa y el pozo Toro-X40 que resultó improductivo. Posteriormente, Pluspetrol perforó el pozo exploratorio Tigre-X1001 con objetivos profundos en el Devónico con resultados negativos.

*Figura 3.1: Ubicación del campo Bermejo.*



*Fuente: Diagnostico del campo Bermejo, PLUSPETROL, 2015*

La Formación Huamampampa está constituida por espesores variables de areniscas cuarcíticas blanquecinas, gris blanquecinas y gris claro de grano fino a muy fino, escaso medio, en partes micácea, cemento silíceo, dura con intercalaciones de limonitas arenosas, limonita gris oscura, limoarcilitas gris clara y lutitas gris oscura a negra.

La Formación Huamampampa presenta 3 cuerpos arenosos bien definidos denominados H-1, H-2 y H-3. La arenisca H-2 es el reservorio principal del pozo BJO-X44 con presencia de fisuras y microfisuras. En menor importancia le sigue la arenisca H-1 que es de menor espesor y características más pobres la cual no aporta al reservorio, similar aspecto presenta la arenisca H-3 la cual tiene muy poco aporte posiblemente por ausencia de porosidad secundaria.

Actualmente el reservorio H-2 se encuentra con alta producción de agua de formación y volúmenes residuales de producción de gas que se utilizan para abastecer el consumo del mercado local en Bermejo.

### **3.1.1. Geomorfología. -**

El Área no tiene afloramientos de importancia y presenta 2 lineamientos estructurales positivos. En el sector norte se encuentra el lineamiento Tacobo-Curiche y en el sector sur el lineamiento de El Espino vinculado al corrimiento de Mandeyapeca que corresponde al corrimiento emergente del sistema plegado subandino. Sobre el lineamiento Tacobo-Curiche. Se debe hacer hincapié, que el Campo Bermejo, por estar ubicado en el límite Subandino Sur, presenta el mismo reservorio productor de los campos Sábalo, San Alberto, Margarita que son campos de mayor productividad en el País.

### **3.1.2. Sistema Petrolero. -**

No se cuenta con una carta de eventos del Sistema Petrolero al que pertenece el Campo Bermejo, pero a partir del análisis de la estratigrafía del campo, se abordaran dos elementos del mismo: roca madre o generadora y roca reservorio.

El sistema petrolero consiste en una serie de elementos y procesos geológicos; roca madre, roca sello, roca almacén y trampa; cada uno, actuando sincronizadamente, derivan de la acumulación de volumen de hidrocarburos.

### **3.1.3. Reservorios. -**

En el área San Isidro, existen niveles arenosos dentro de toda la sección estratigráfica presente (Devónico a Terciario) que constituyen objetivos como reservorios. En la estructura de campo Bermejo son las areniscas de la Formación Huamampampa.

### **3.1.4. Roca Madre. -**

Se destacan las limo-arcillitas, gris oscuro y negro correspondientes a la Formación Los Monos (Devónico), probadas como generadoras de hidrocarburos en la región sub-andina. Otros niveles potencialmente generadores, corresponden a la formación Kirusillas (Silúrico), aunque no probados en el área.

Como se puede observar en la columna estratigráfica, también se tiene roca madre en la Formación Icla donde se alcanzó una profundidad 5800 mbbp.

### **3.1.5. Roca Sello. -**

Las lutitas negras y gris oscuras de la Formación Los Monos conforman el sello vertical y lateral para la Formación Huamampampa.

En la Formación Icla, también se puede observar que existe roca sello.

### **3.1.6. Estratigrafía general. -**

La columna litológica atravesada en el Área San Isidro está representada por las siguientes unidades, tal como se puede observar en la siguiente figura (Columna estratigráfica Área San Isidro).

- Terciario: Formaciones Guandacay, Tariquia, Yecua, Petaca.
- Jurásico: Fm. Ichoa
- Pérmico: Fm. Cangapi

- Carbónico: Formaciones San Telmo, Escarpment, Taiguatí-Tarija-T2, Tupambi
- Devónico: Formaciones Iquiri, Los Monos, Huamampampa, Icla, Santa Rosa.

**Figura 3.2. Columna Estratigráfica.**

		FORMACIÓN	LITOLÓGIA	
QUA.		EMBOROZU		
TERTIARY	PLEISTOCENE	GUANDACAY		SUPERSEQ. CHACO
		TARIQUIA		
	YECUA			
	PETACA			
	CAJONES			
K	LOW	Gp. TACURU		
		BASALTO ENTRE RIGOS		
		VITACUA		SUPER SEQ. CUEVO
		CANGAPI		
CARBONIFEROS	UPPER	SAN TELMO - ESCARMENT		
		CHORRO - TAIGUATI		
		TARIJA		
	LOW	ITACUAMI		
		TUPAMBI		
		ITACUA		
DEVONIAN	UPPER	IQUIRI		
	MIDDLE	LOS MONOS		
		HUAMAMPAMPA		
	LOWER	ICLA		
		SANTA ROSA		
SILURIAN	UPPER	TARABUCO		SUPERSEQ. CORDILLERANO
		KIRUSILLAS		
		CANCANIRI		
ORDOVICIAN	UPPER	CANCANIRI		
	LOWER	CIENEGUILLAS ISCAYACHI		
CAMBRIAN	UPPER	BARRA / TONQUAYCO / CARIJONO		TACARIPALIO SUPERSEQ. TACARA
PRECAMB	UPPER	SAN CRISTOBAL + BASEMENT		

Fuente: Informe de geología de perforación, Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.

**Tabla 3.1:** Secuencia Estratigráfica Definida del Pozo BJO-X44.

BLOQUE	SISTEMA	FORMACION	TOPE (MBBP)	TOPE (MSNM)	ESPESOR (M)	
BLOQUE ALTO	TERCIARIO	Chaco	Planchada	-----	1695 *	
		Yecua		1695	- 1215.33	149
		Petaca		1844	- 1364.33	31
	JURASICO (Grupo Tacurú)	Ichoa		1875	- 1395.33	277
	PERMICO	Cangapi		2152	- 1672.33	403
CARBONICO	San Telmo Escarpment		2555	- 2075.33	145	
			2700	- 2220.33	165 *	
BLOQUE BAJO	FALLA CURICHE	Carbonico-Permico	2865	-----	-----	
	PERMICO	Cangapi II	2865	- 2385.33	35 *	
	CARBONICO	San Telmo II Escarpment II Taiguati-Tanja-T-2 Tupambi		2900	- 2420.33	289
				3189	- 2709.33	426
				3615	- 3135.33	52
				3667	- 3187.33	291
	DEVONICO	Iquiri Los Monos Huamampampa Icia		3958	- 3478.33	559
			4517	- 4037.33	736	
			5253	- 4773.33	147	
			5400	- 4920.33	400 *	
Profundidad Final			5800			

Fuente: Informe de geología de perforación, Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.

### 3.1.7. Formación Huamampampa. -

Las areniscas de la Formación Huamampampa constituyen los reservorios más importantes del Campo Bermejo, representada por bancos de 5 a 30 metros de espesor de areniscas de coloración gris claro y gris verdoso claro, de cuarzo y líticos oscuros y verdosos, bien seleccionada, cemento silíceo, consolidada, con fluorescencia puntual amarillo oscuro. En el pozo BJO-X44 se presentan 3 cuerpos arenosos bien definidos denominados H-1, H-2 y H-3. La arenisca H-2 es el reservorio principal con presencia de fisuras y microfisuras. Le sigue en importancia la arena H-1 que es de menor espesor y características más pobres, mientras que la arenisca H-3 tiene muy poco aporte posiblemente por ausencia de porosidad secundaria. Actualmente los reservorios H-1 y H-2 se encuentran con alta producción de agua de formación y volúmenes residuales de producción de gas que se utilizan para abastecer el consumo del mercado local en Bermejo.

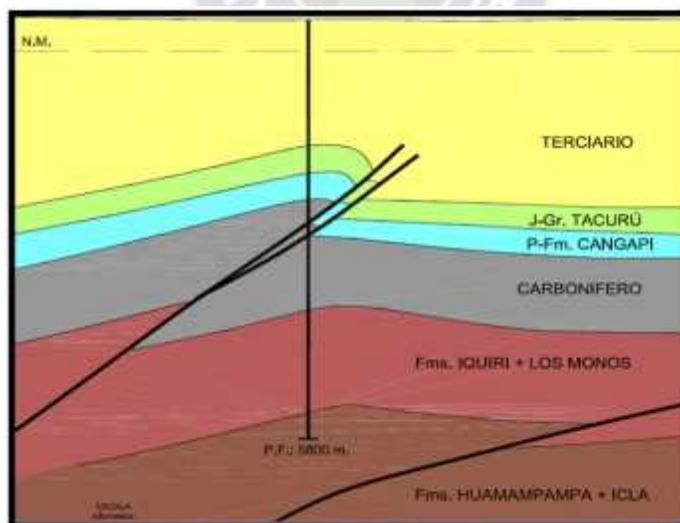
En resumen, la Formación Huamampampa está constituida por espesores variables de areniscas cuarcíticas blanquecinas, gris blanquecino y gris clara de grano fino a

muy fino, escaso medio, en partes micácea, cemento silíceo, dura con intercalaciones de limonitas arenosas, limonita gris oscura, limo-arcillitas gris clara y lutitas gris oscura a negra.

### 3.1.8. Formación Tarija. -

La Formación Tarija está constituida por alternancia de diamictitas gris oscuras de tipo matrix sostén compuesta por granos de cuarzo en matriz limo-arcillosa y areniscas de color gris blanquecino, finas a medianas, con cemento silíceo y compactas. Dichas litofacias se intercalan con niveles de arcillitas gris oscuro a violáceo. En los campos Bermejo-Toro se pueden reconocer cuerpos productivos de arenas delgadas y relativamente gruesos (alrededor de 20m de espesor). Con producciones importantes de petróleo. En vista de que estos pozos son muy antiguos, los únicos perfiles con los que se cuenta son el eléctrico y el de microresistividad. No se disponen de datos de porosidad, por lo que la evaluación petrofísica se limita al empleo de los mismos como herramienta de cálculo, dando valores promedio de 15% de porosidad y 45% de Sw.

**Figura 3.3:** Corte Estructural del Pozo BERMEJO-X44.



**Fuente:** Profundidad alcanzada durante la perforación, Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.

### **3.1.9. Propiedades Petrofísicas. -**

#### **3.1.9.1. Porosidad. -**

El reservorio cuenta con una porosidad promedio de matrix de 7 % y con una porosidad de las fracturas de 5.5 %.

El reservorio cuenta con porosidades promedio entre 4-10% intragranular. La corona indica porosidad de tipos secundario por disolución intragranular que son el principal objetivo del área. Se han identificado fisuras y micro fisuras, abundantes e interconectadas.

Las condiciones del nivel H2 de la Formación Huamampampa como roca reservorio serían muy pobres sin la porosidad secundaria generada y la contribución de las fisuras y micro fisuras en el desarrollo de la permeabilidad.

Debido a la presencia del daño mecánico que se tuvo durante la construcción del pozo se debería realizar la estimulación porque el cemento tapo la garganta poral que no deja fluir al fluido.

#### **3.1.9.2. Permeabilidad. -**

Si bien el reservorio cuenta con una permeabilidad de 136 md que es relativamente buena, se debe realizar estimulación para incrementar el radio efectivo del pozo.

#### **3.1.9.3. Saturación. -**

El reservorio cuenta con una saturación de agua probablemente de 29.5%, la cual influye en el avance del acuífero y por ende en la producción excesiva de agua del reservorio, la saturación de los hidrocarburos es de 69.5%.

**Tabla 3.2:** Parámetros petrofísicos de la formación Huamampampa.

Parámetros Petrofísicos Fm Huamampampa									
AR	Porosidad			Saturación de Agua			Espesor útil		
	Max	Min	Más Prob	Max	Min	Más Prob	Max	Min	Más Prob
H1	14.2	5.0	9.0	41.2	20.9	29.5	20.9	6.1	16.0

*Fuente:* Parámetros petrofísicos, Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.

### 3.1.9.4. Propiedades de los fluidos. -

#### a) Gas.

La composición del gas fue obtenida mediante análisis cromatográfico de muestras tomadas en el separador durante el ensayo de formación con choques 20-24-28/6.

**Tabla 3.3:** Componentes del Gas Natural del Pozo BJO-X44.

COMPONENTES	% Molar	Densidad Total
PROPANE	0.553	13.95
i-BUTANO	0.080	2.60
n-BUTANO	0.141	4.62
i-PENTANO	0.062	2.47
n-PENTANO	0.051	2.05
NITRÓGENO	0.332	0.00
METANO	92.592	937.35
DIÓXIDO DE CARBONO	4.382	0.00

<b>ETANO</b>	1.719	30.49
<b>C9+</b>	0.028	1.98
<b>C6's</b>	0.030	1.43
<b>C7's</b>	0.020	1.12
<b>C8's</b>	0.010	0.60
<b>TOTAL</b>	100	998.67

Fuente: Pisos de la Formación, Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.

Promedio de las propiedades del gas:

- Peso Molecular Promedio: 18.209 lb/lb-mol
- Gravedad Específica (Aire=1): 0.629
- Poder Calorífico: 1002.53 BTU/PC
- Peso Molecular C7+: 104.976 lb/lb-mol

#### **b) Condensado.**

La condensación del líquido hidrocarburo tomó lugar luego de derivar el flujo por chokes 20-24-28/64" durante el ensayo de formación.

- Densidad API @ 60°F: 45.95
- Gravedad Específica @ 60°F: 0.7974
- Poder Calorífico: 20088 BTU/PC
- Color: Amarillo
- Apariencia: Cristalino

### c) Agua.

El análisis del agua indica que de acuerdo al índice de estabilidad el agua es de carácter incrustante a altas y bajas temperaturas. Sin embargo, por la baja concentración de sales (1290 mg/l, Max ión Cloro) se concluye que el agua producida se origina por condensación.

Tabla 3.4. Parámetros petrofísicos – Registro Pozo BJO-X44

Arenisca	Pozo BJO-X44			
	Net Pay (m)	Porosidad total	Porosidad de fracturas	Saturación de agua total
H1	8.2	3.9	0.6	39.6
H2	18.2	9.8	1.9	28.3

Fuente: Parámetros petrofísico, PLUSPETROL BOLIVIA S.A.

Como podemos observar en la tabla anterior el espesor neto de la formación H2 es 18.2 que nos da una buena referencia del espesor del reservorio que se encuentra saturado y el espesor de la arenisca, cuyo volumen poral se encuentra saturado con gas y condensado, la cual tiene una porosidad relativamente buena de 9.8 y porosidad de fracturas, la cual nos indica que existe una buena interconexión de los poros de la roca con el volumen total de la roca.

La formación H1 tiene un espesor menor y su porosidad es más baja que la formación H2 por lo que se necesitaría fracturamiento hidráulico.

### 3.2. Reservas. -

#### 3.2.1. Reservas del Campo Bermejo. -

Tabla 3.5: Reservas (RYDER SCOTT CO.) 2009.

Probadas			Probables			Posibles			
Gas de separador MMpc	Petróleo Mbbl	Condensado MMbbl	Gas de separador MMpc	Petróleo Mbbl	Condensado Mbbl	Gas de separador MMpc	Petróleo Mbbl	Condensado Mbbl	API
133,953	-	249	1,881	-	4	-	-	-	53.8

Fuente: Reservas certificadas, RYDER SCOTT, 2009

Como podemos observar en la tabla anterior se podrá recuperar un volumen de 133.953 MMpc de gas según la certificación de la empresa certificadora de reservas RIDER SCOTT CO.

Se deberá realizar una estimulación en el pozo ya que la producción de gas y condensado tiene una declinación significativa.

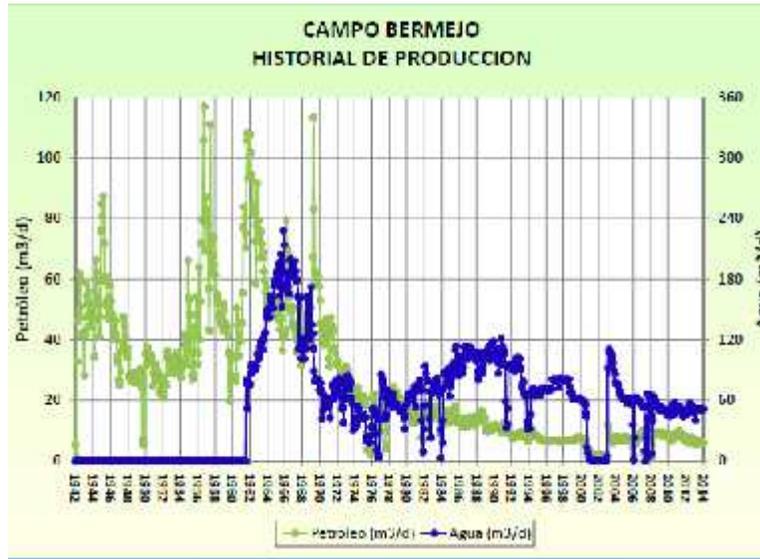
#### 3.2.2. Producción del campo.-

##### 3.2.2.1. Historial de Producción.-

El Campo Bermejo como podemos observar en la siguiente figura, la producción de agua tuvo un incremento significativo, en agosto del 2016 llegó a una producción de gas de 12.6 MMpcd aproximadamente lo cual ha ocasionado una declinación de la producción. La producción de flujo de gas en noviembre del 2014 tuvo su máxima producción de 2.300.000 m<sup>3</sup>/d aproximadamente y posteriormente tuvo una declinación de la producción llegando a 1.400.000 m<sup>3</sup>/d en agosto del 2016.

La producción de Condensado en octubre del 2011 tuvo su máxima producción de 48 m<sup>3</sup>/d que en el año 2012 declinó hasta 20 m<sup>3</sup>/d.

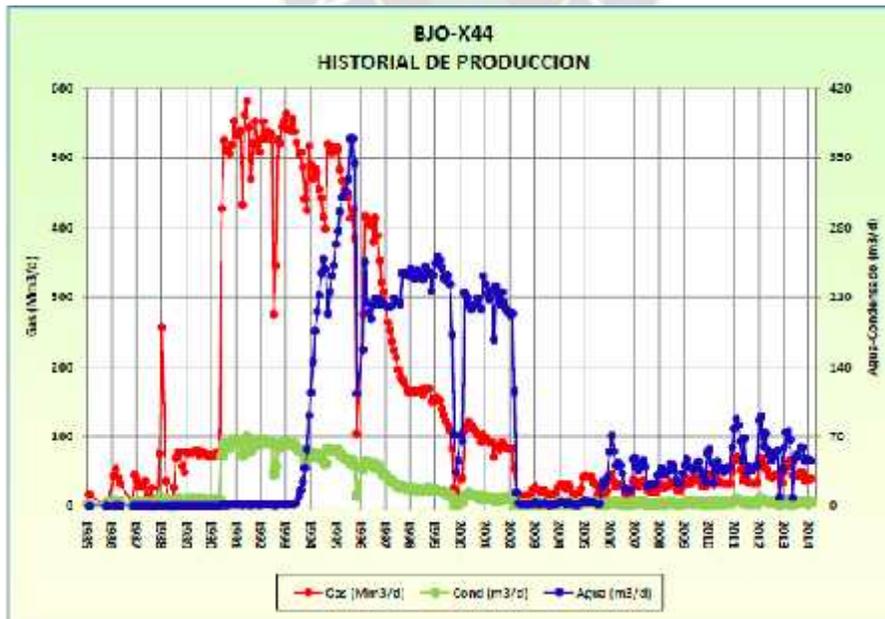
Figura 3.4: Historial de Producción Campo Bermejo.



Fuente: Historial de Producción, PLUSPETROL BOLIVIA CORPORATION S.A.

El campo Bermejo actualmente es productor de gas y condensado. En la siguiente gráfica se muestra la producción del año 2016 de gas y condensado

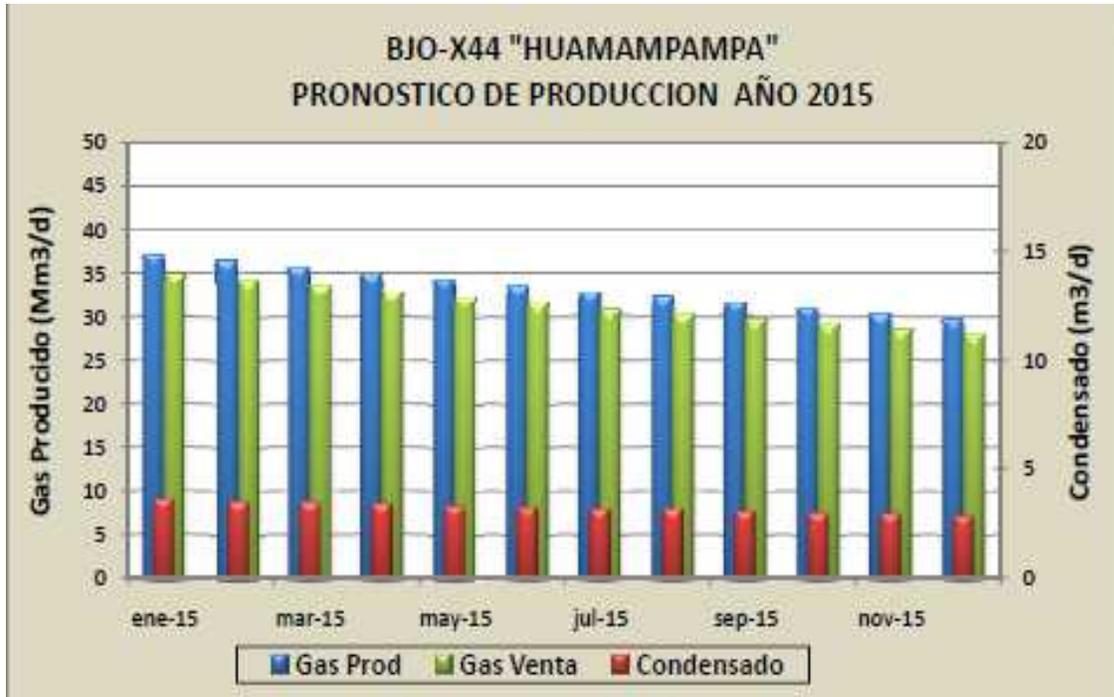
Grafica 3.1: Producción Histórica del pozo BJO-X44.



Fuente: Declaratoria de Comercialidad Campo Bermejo

En la siguiente grafica se puede observar el pronóstico de la producción del Pozo BJO-X44 que fue realizado por Pluspetrol.

**Gráfica 3.2:** Pronostico de Producción Pozo BJO-X44.



*Fuente:* Declaratoria de Comercialidad Campo Bermejo

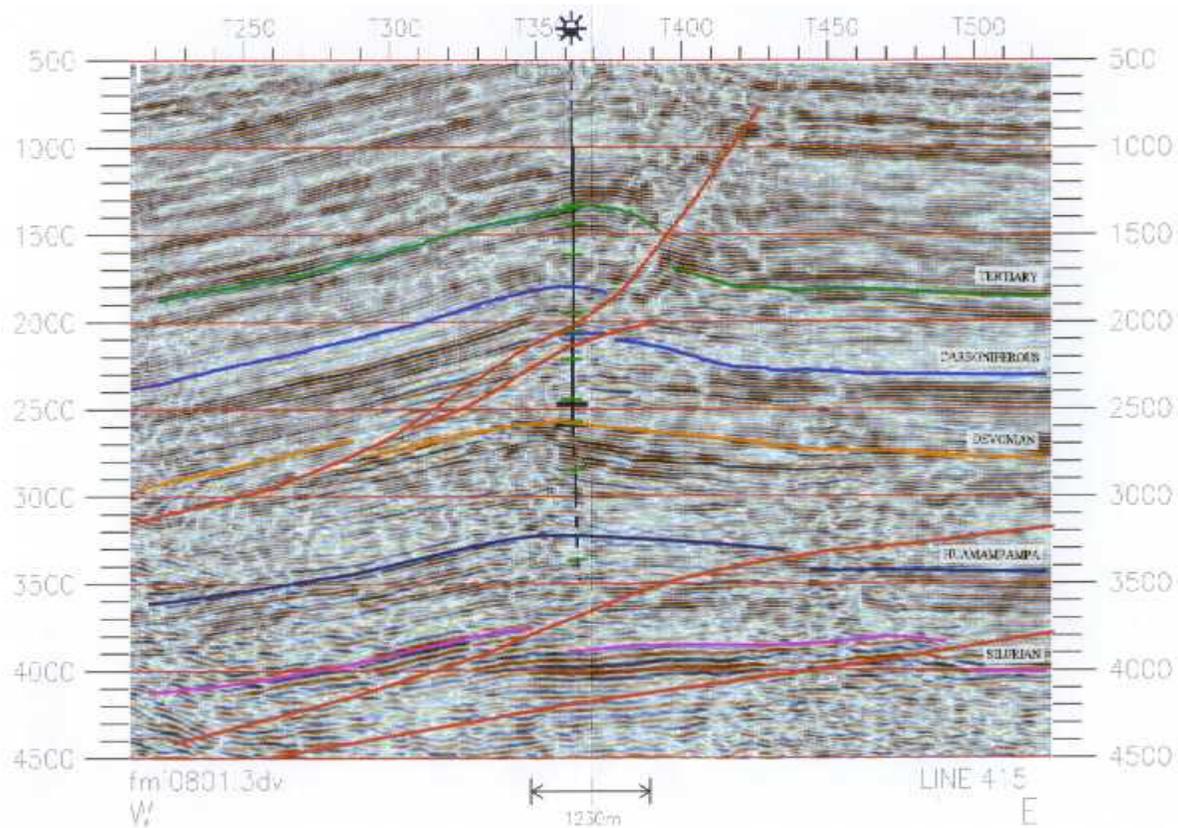
### 3.3. RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS PETROFISICAS DEL CAMPO.-

El pozo Bermejo-X44 tuvo un problema de atrapamiento de herramienta que provoco daño en la formación de tipo mecánico y posteriormente tuvo problemas en la producción de agua que se fue incrementando significativamente.

El reservorio es naturalmente fracturado que cuenta con fisuras que ayuda a la porosidad de tipos secundario y a la permeabilidad de las rocas que constituyen el reservorio.

El pozo Bermejo-X44 en base a la interpretación de la sísmica 3D se establece la presencia de fallas secundarias casi perpendiculares al fallamiento principal, las que posiblemente sean responsables de una segmentación adicional a nivel del reservorio.

**Figura 3.5.- Perfil Sísmico del pozo BJO-X44.**



**Fuente:** Programa de perforación de BJO-X44 PLUSPETROL BOLIVIA CORPORATION S.A.

Una de estas fracturas secundarias, aparentemente habría sido interceptada por el pozo BJO – X44 al perforar la parte basal de la arenisca H-2. Debido a la falta de información no se tienen mayores evidencias de la presencia de esta falla. Sin embargo, el incremento de espesor de la arenisca H-2 y la presencia de intercalaciones arenosas por debajo de este nivel podría deberse a una repetición por falla.

### **3.3.1. Descripción petrofísica de reservorio Huamampampa. -**

El reservorio H-2 está representado por una secuencia predominante arenosa compuesta de areniscas silíceas de grano fino, de coloración gris clara blanquecina, de grano medio a fino, subredondeados, con regular a buena selección, escasa matrix arcillosa, cemento silíceo, algunos niveles con presencia de pirita nodular, las

areniscas presentan UV uniforme, de coloración amarillo pálido y corte al cloroteno, lento de color amarillo blanquecino. El reservorio H-2, presenta mayor contenido de intercalaciones pelíticas de lutitas y limolitas, posiblemente con una petrofísica pobre.

### 3.3.2. Determinación de la porosidad.-

La Porosidad Efectiva fue calculada a partir del Crossplot Densidad Neutrón. La corrección de la porosidad por efecto de arcilla se realizó utilizando la curva del volumen de arcilla, calculada a partir de la curva GR.

### 3.3.3. Saturación del agua.-

La saturación de agua del sistema se calculó utilizando la ecuación de Indonesia, la cual introduce correcciones por efecto de arcilla. Para la determinación de la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ), se utilizó una salinidad de 14000 ppm de cloruro de sodio. Considerando una temperatura de formación de 236°F, y la salinidad del agua de formación, el valor estimado para la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) asume un valor de 0.14 ohm\*m dato que fue utilizado en la evaluación petrofísica. Los resultados de esta evaluación petrofísica para cálculos volumétricos se muestran en la tabla a continuación:

**Tabla 3.6:** Propiedades Petrofísicas.

Zona Nombre	H-2
Tope Reservorio (TVD)	4476.98
Base Reservorio (TVD)	4537.78
Intervalo Bruto (m)	60.96
Intervalo Neto (TVD) (m)	47.243
Promedio Phi (Neto) (fracción)	0.127
Promedio Sw (Neto) (fracción)	0.377
Promedio Vsh (Neto) (m)	0.053
Relación Neto/Bruto (Net/Pay)	0.775

**Fuente:** Declaratoria de Comercialidad Campo Bermejo.

### **3.3.4. Análisis petrofísico del campo Bermejo.-**

Al realizar este análisis lo primero que tenemos que observar es la geología, con el análisis geológico realizado se puede establecer que el Campo Bermejo se encuentra ubicado en un Anticlinal el que presenta la formación H-2 y como rocas sello tenemos la formación Los Monos, formada por lutitas.

El arreglo final de producción del pozo BJO-X44 es una terminación a Cased Hole como se ve en el Anexo 1 la cual cuenta con tres áreas baleadas, el arreglo cuenta con todas las herramientas básicas para que tenga una óptima producción, pero aun con este arreglo simple se daña a la formación reduciendo la producción del pozo.

### **3.3.5. Selección del Sistema de cañones. -**

Es necesario realizar un análisis de las características de cada uno de los sistemas de baleos basándonos en las ventajas y de las desventajas de los mismos, ya que los sistemas en si fueron descritos en el capítulo II, pero es necesario tener una clara diferenciación de cada sistema para así poder aplicar el sistema más adecuado al pozo BJO-X44 de acuerdo a las características geológicas y petrofísicas del mismo.

Actualmente existen varios métodos utilizados para balear entre los más importantes se encuentran:

- Wireline Casing Gun (Cañones bajados a través del Revestidor)
- Through Tubing Perforating (Cañones bajados a través de la Tubería de Producción)
- Tubing Conveyed Perforating o TCP (Cañones transportados con tubería)

Para poder realizar un análisis de los tres sistemas de baleos que se citaron anteriormente se construyó una tabla mostrando cuales son las ventajas y desventajas de cada sistema permitiendo de esta manera elegir un sistema que se adecue a los siguientes parámetros:

- Condiciones geológicas presentes en el pozo BJO-X44
- Tipo de terminación que presenta el pozo

- La presión diferencial presente
- El diámetro del pozo o agujero
- El daño skin que va a provocar el sistema empleado

**Tabla 3. 7:** Comparación de los diferentes sistemas de baleos, y selección del sistema.

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Through Tubing Perforating	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite un desbalance limitado a la formación.</li> <li>• El bajo balance proporciona limpieza de los disparos.</li> <li>• Mejor control del pozo debido a la empacadora y el tubing en su lugar durante la perforación.</li> <li>• Paquet y herramientas de terminación / DST en pozo cuando se perfora.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite un desbalance limitado a la formación.</li> <li>• El bajo balance proporciona limpieza de los disparos.</li> <li>• Mejor control del pozo debido a la empacadora y el tubing en su lugar durante la perforación.</li> <li>• Paquet y herramientas de terminación / DST en pozo cuando se perfora.</li> </ul>

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Tubing Conveyed Perforating o TCP	<p>Es una seguridad durante las operaciones de perforación en el pozo al que ya tiene instalado el cabezal de pozo.</p> <p>Capacidad de batar 100% los intervalos propuestos en una sola corrida.</p> <p>Se logran orificios limpios, profundos y simétricos ya que permiten utilizar cargas de mayor diámetro, cargas de alta penetración, alta densidad de disparo, sin límites de longitud en los intervalos a batar en un mismo viaje, todo esto combinado con un diferencial óptimo a favor de la formación.</p> <p>Con este método el cable se transporta en el extremo inferior de la tubería de producción con una empacadura, la cual debe ser asentada antes de iniciar la operación de baleo.</p>	<p>Probabilidad de tener que cerrar el pozo después de efectuado el baleo.</p> <p>Mayor tiempo de ejecución de la actividad de baleo.</p> <p>Se requiere analizar los factores geométricos del disparo y los que afectan a productividad.</p>

Fuente: Elaboración propia con base a datos recopilados.

Cabe destacar de la tabla anterior que el sistema Tubing Conveyed Perforating tiene como principal propósito obtener agujeros limpios, profundos y simétricos, a su vez permite seleccionar cañones de diámetros elevados cargas de alta penetración, alta densidad de disparos (sin limitaciones de longitud en intervalos de interés a cañonear en un mismo viaje), lo cual también permitirá tener una mayor producción de gas y condensado.

De acuerdo a las condiciones geológicas que presenta el pozo BJO-X44 se podría inferir que sería mejor un sistema de baleos Tubing Conveyed Perforating (TCP) debido a que este tiene la capacidad de balear varios niveles de interés y también a que este método permite crear orificios limpios, profundos y simétricos y de esta manera se logra un menor daño a la formación permitiendo tener una mayor producción del fluido que se quiere producir, que en el caso del pozo BBL-X8 se tendrá una mayor producción de gas y condensado.

#### **3.4. DISEÑO DEL SISTEMA DE BALEOS.-**

Para el pozo BJO-X44 se realizó el siguiente diseño de baleos tomando en cuenta las herramientas principales para para llevar a cabo una buena operación de baleos, el arreglo mostrado a continuación es el diseño más apropiado para un sistema TCP, para poder acomodar adecuadamente cada una de las herramientas que fueron empleadas.

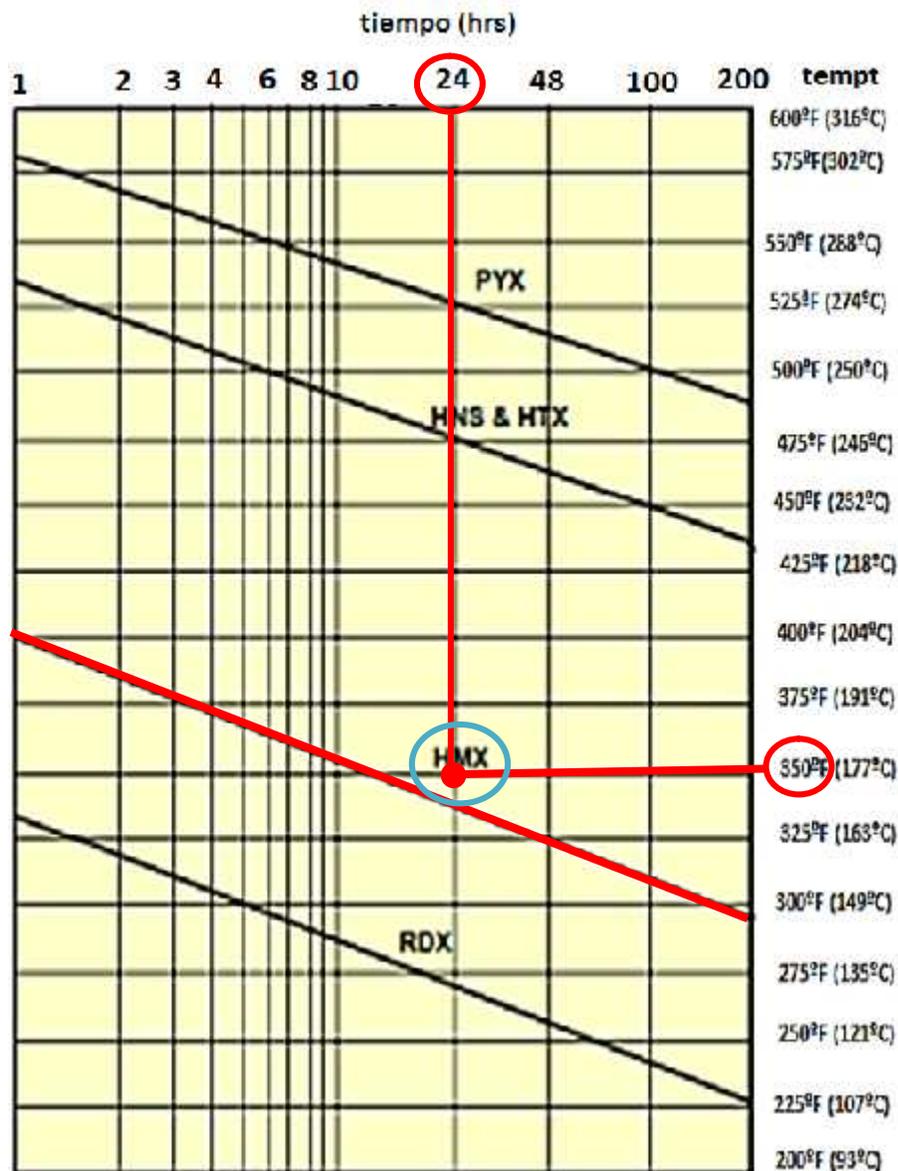
En el gráfico se puede observar que se tiene un pozo entubado y que el cañón es bajado a través de la tubería de producción el cual se encuentra anclado, ya que una de las características del sistema Tubing Conveyed Perforating es que es bajada a través de la tubería de producción y que esta se encuentra anclada.



### 3.4.1. Selección del explosivo a utilizarse. -

De los datos de pozo se obtiene la temperatura de fondo de 350 °F. Generalmente se estima que la carga se someterá a las condiciones del pozo por aproximadamente 24 hrs. Determinar las condiciones de temperatura y tiempo del Anexo 2, se utilizará una caga tipo RDX, como se puede ver a continuación:

*Gráfica 3.3: Selección de Explosivo.*



*Fuente: REMPU Wan, Completion Engineering*

El explosivo es el HMX que es uno de los explosivos más utilizados, debido a que las velocidades de detonación son importantes y los HMX son los más rápidos, cuya velocidad alcanza hasta los 26.000 ft/s.

### 3.4.2. Desarrollo de la simulación con el Software SPAN ROCK. -

Con el software SPAN (Schlumberger Perforating Analysis) se podrá modelar el rendimiento de perforación permitiendo optimizar la eficiencia de la terminación del pozo mediante la comparación de una variedad de configuraciones de arma/carga y las condiciones del yacimiento. Es necesario considerar los siguientes datos para realizar la simulación en el software SPAN, se incrementan datos a la tabla antes indicada, estos datos fueron obtenidos de los análisis de datos de PVT del pozo BJO-X44 y del diagrama del pozo BJO-X44 (Ver anexos).

**Tabla 3.8.- Datos PVT del Pozo BJO-X44.**

DATOS PVT DE POZO BJO-X44	
Presión de Reservorio [ $P_R$ ]	13666.3 [psig]
Profundidad Final [ $P_f$ ]	5800 [m]
Temperatura de Reservorio [ $T$ ]	350[°F]
Salinidad del Agua Producido	1400 [ppm]
Relación Gas-Petróleo [ $GOR_{TK}$ ]	1 [scf/STB]
Gravedad Especifica del Gas [ $SGg$ ]	0.759
Porosidad [%]	14.2 [%]

**Fuente:** Reporte de terminación del pozo BJO-X44, PLUSPETROL.

Las siguientes figuras denotan el planteamiento práctico del entorno de simulación.

**Figura 3.7:** Ingreso de interfaz.

Analysis

Job | Units & Decimals | Zones | Completion | Formation | Formation Fluid | Tubulars | Gun System(s) | Output

Company: PLUJSPETROL EOLIMA CORPORATION

Well: BERMEJO 044

Field: BERMEJO

Engineer: JHJINA MAGDALENA SEJAS CALLE

Comment: ENTORNO DE LA SIMULACION RESPECTO AL ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS BALEOS EN EL RESERVOIRIO H-2

Date:  use today  user: \_\_\_\_\_

Include Job File Name In Reports/Plots

Analysis Type:

- Perforation Only
- Perforation and Perforation Skin
- Perforation and Total Skin

Per-Perforation

MEM / Log Data:

- Single Depth / Zone
- Manual MEM Data Input \*
- Input MEM Data \*

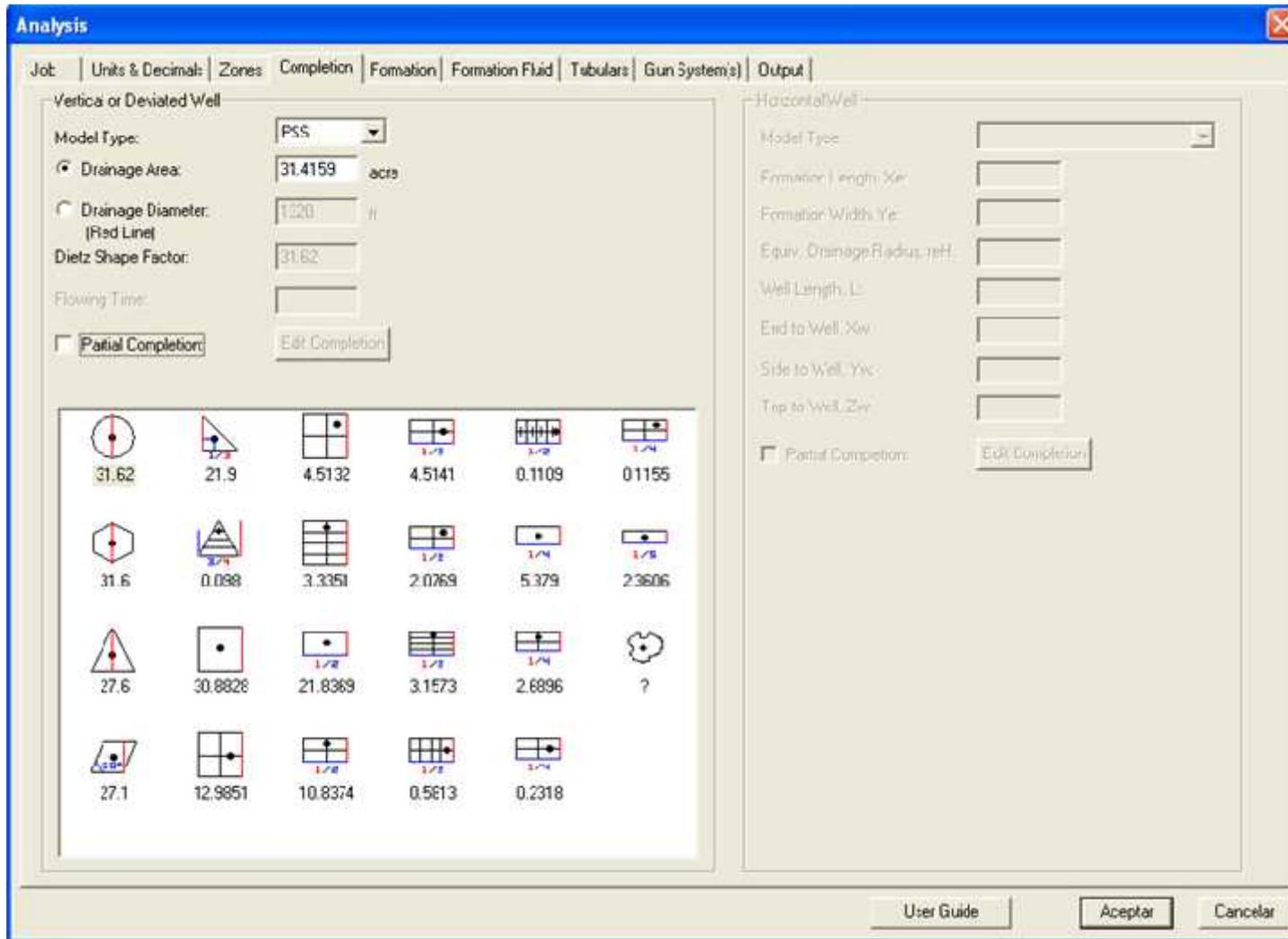
\* Define MEM properties from formation top to bottom. Multiple zones can be defined in the Zones page.

User Guide Accept Cancel

**Fuente:** Software SPAN ROCK Version 8.0



**Figura 3. 9:** Datos de la terminación de pozo.



**Fuente:** Software SPAN ROCK Version 8.0

**Figura 3. 10:** Datos de la Formación.

The screenshot shows the 'Analysis' window with the 'Formation Data' tab selected. The window has a blue title bar and a menu bar with options: Job, Units & Decimals, Zones, Completion, Formation, Formation Fluid, Tubulars, Gun System(s), and Output. The 'Formation Data' section contains the following fields:

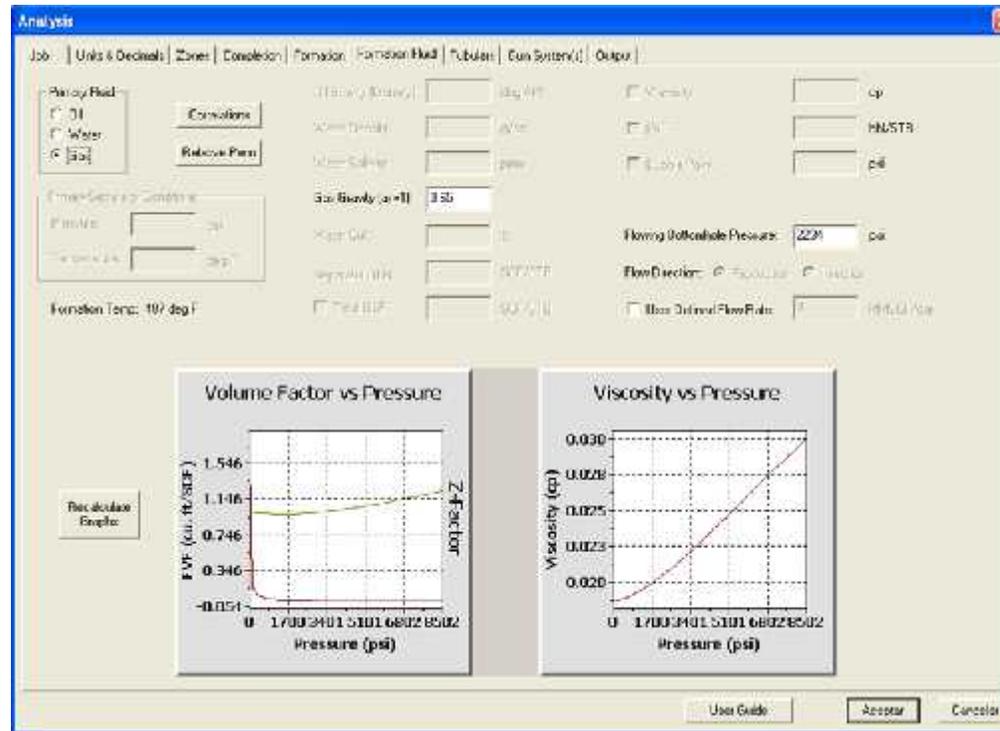
Parameter	Value	Unit
Edr Zone		
Rock Type	Sandstone	
Porosity (PHIE)	14.2	%
Horiz Permeability (KNT)	100	md
Vert Permeability (KINTZ)	20	md
Bulk Density (PHOB)	2.2737	g/cm3
Rock Strength (IUCS)	13743	psi
Vertical Stress (TZSP)	19029	psi
Pore Pressure (PPRS)	9502	psi
Temperature (TEMP)	457	deg F
Well Damage (DMZTHK)	8	in
kd/kc	0.2	

On the left side of the 'Formation Data' section, there is a 'Calculate' checkbox which is checked. Below it are four 'Method' checkboxes, all of which are also checked.

At the bottom right of the window, there are three buttons: 'User Guide', 'Accept', and 'Cancel'.

**Fuente:** Software SPAN ROCK Version 8.0

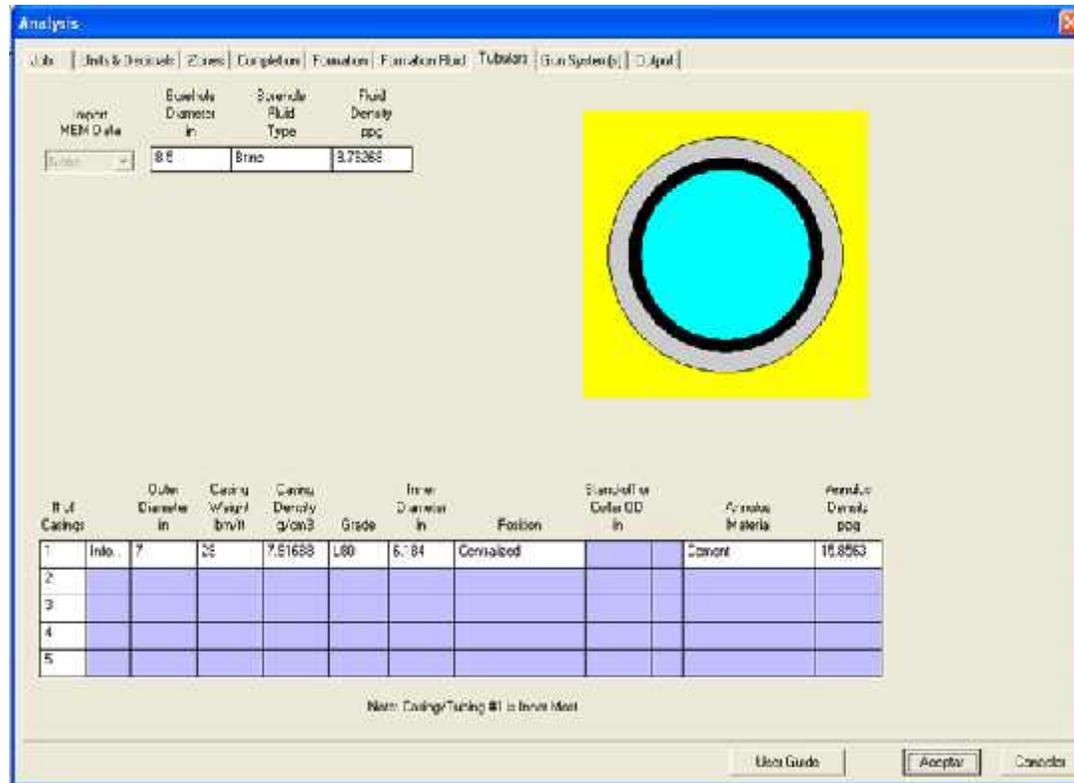
**Figura 3. 11: Datos de los fluidos de Formación.**



**Fuente:** Software SPAN ROCK Version 8.0

Finalmente se introducen los datos correspondiente al diámetro del pozo, el fluido con el cual se trabajara que para este campo es la salmuera con una densidad de 8.76 ppg, también se deben introducir los datos correspondientes al casing que será baleado, se utilizara un liner de diámetro externo de 7” y un diámetro interno de 6.184” y el grado del mismo será de L80 se colocara la opción de tubería centrada ya que el pozo es vertical y para poder tener una mayor eficiencia al momento del disparo de los cañones.

**Figura 3. 12: Parámetros del Casing.**



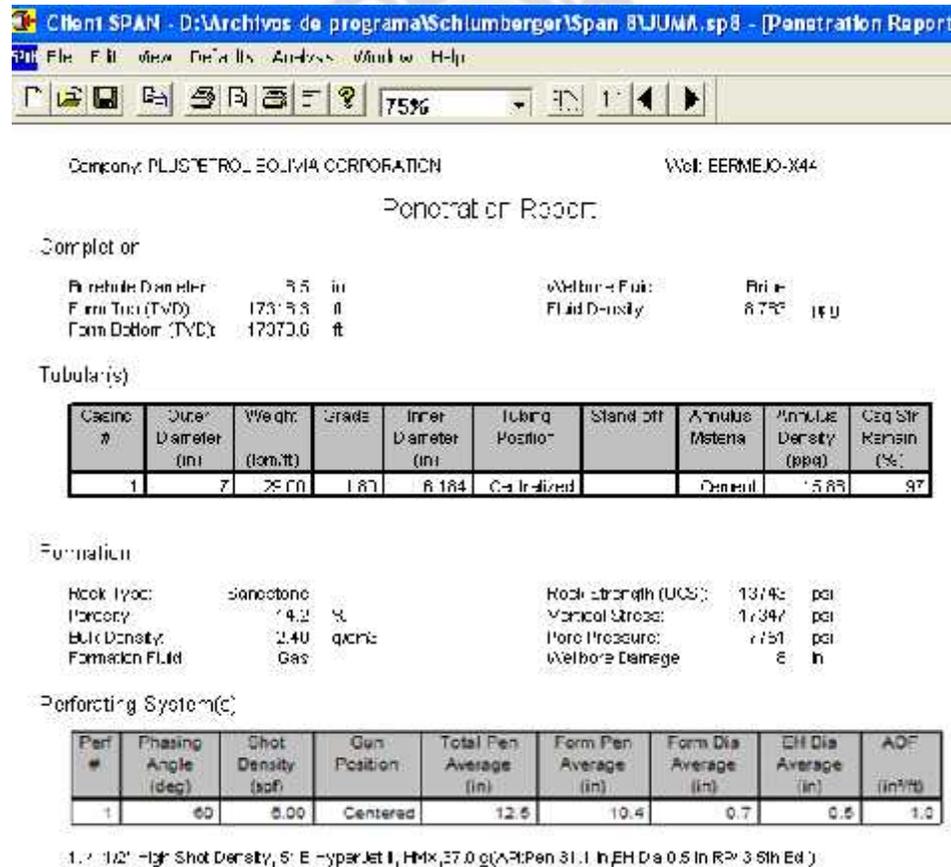
**Fuente:** Software SPAN ROCK Version 8.0

Mediante este software nos permite realizar un análisis de sensibilidades para poder realizar una comparación de los diferentes sistemas de baleos. Se elegirán diferentes tipos de cañones, pero con explosivos HMX debido a que son los más eficientes y también se utilizara una carga de PowerJet ya que este tiene una eficiencia mayor que las otras cargas. También se cambiarán la fase y la densidad de los baleos y posteriormente se evaluarán los resultados obtenidos.

A continuación, tenemos los resultados del software *SPAN ROCK Versión 8.0* que se realizaron para diferentes tipos de configuraciones, cambiando el tipo de cañón, fase, densidad del disparo y el tipo de explosivo.

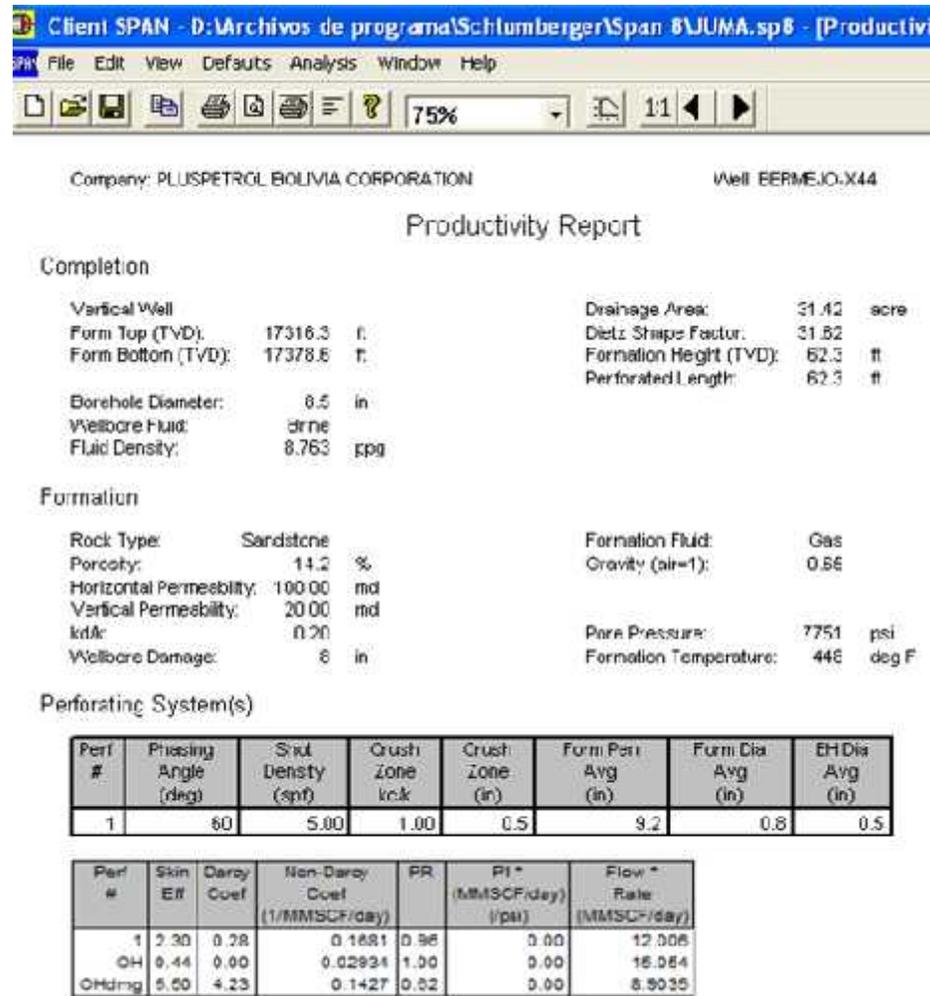
➤ *Configuración de HSD 60, 51B HYPERJET II, HMX*

**Figura 3.13: Reporte de penetración.**



**Fuente:** Software SPAN ROCK Version 8.0

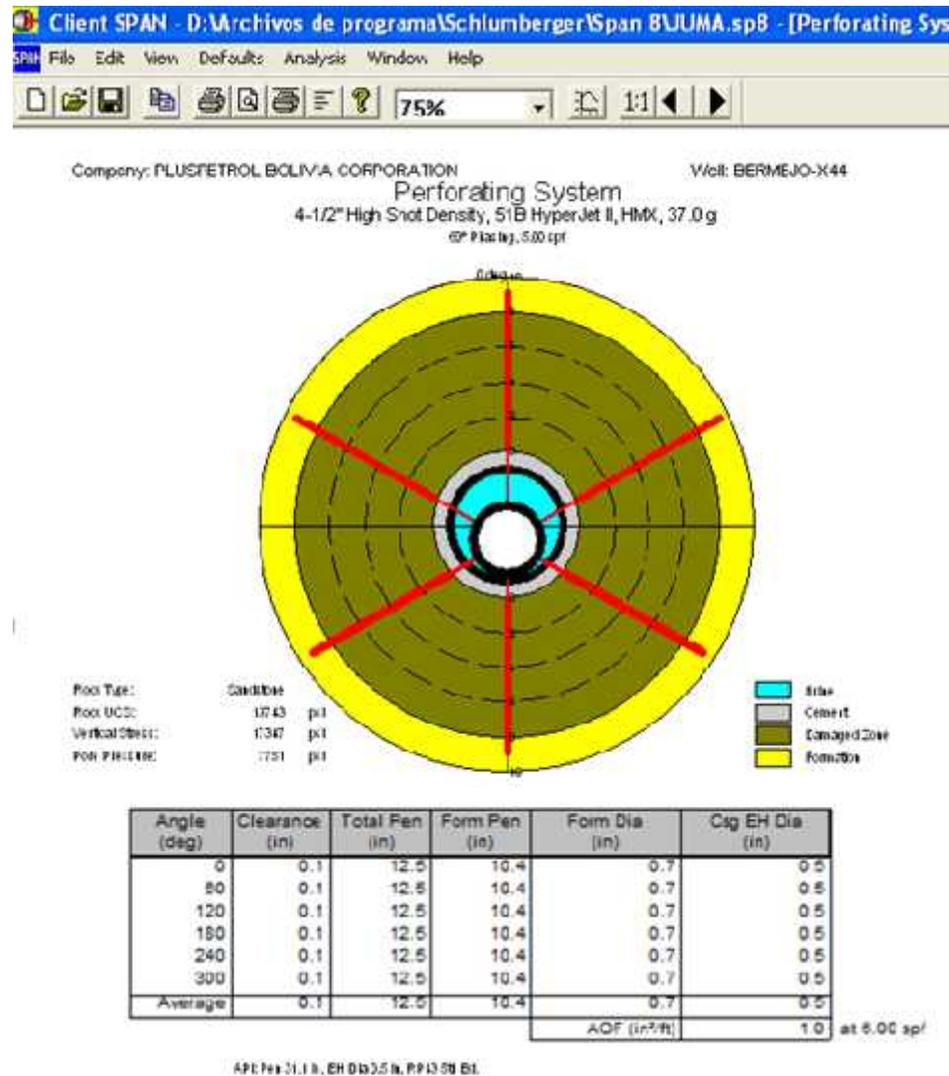
Figura 3. 14: Reporte de productividad.



1, 4-1/2" High Shot Density, 51B HyperJet I, HMX

Fuente: Software SPAN ROCK Version 8.0

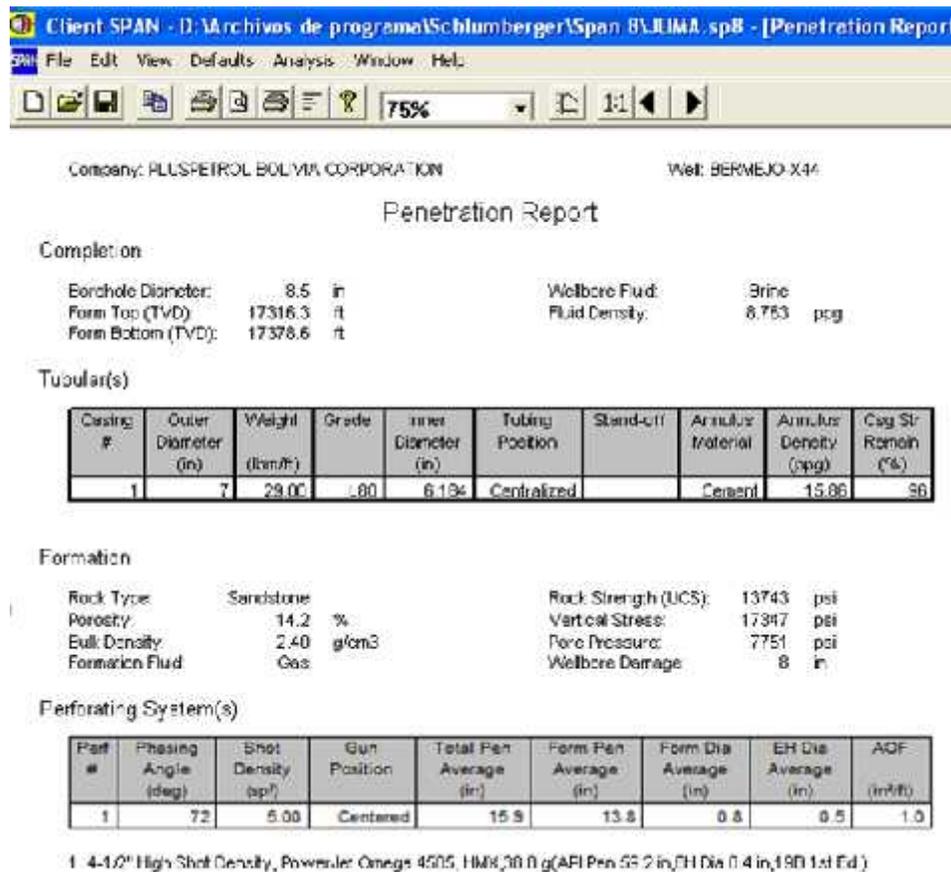
Figura 3.15: Reporte de perforación.



Fuente: Software SPAN ROCK Version 8.0

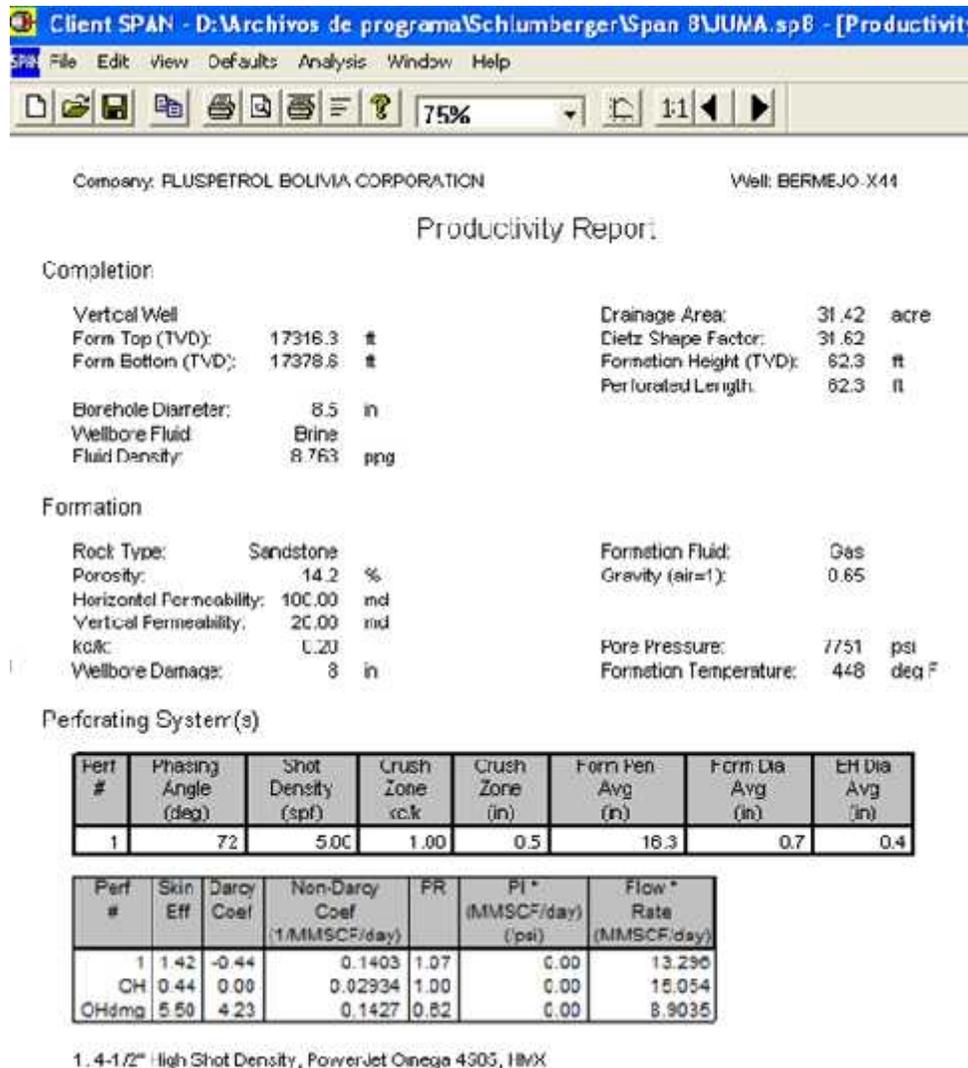
➤ Configuración de HSD 72, PJ OMEGA 4505 HMX

Figura 3.16: Reporte de penetración.



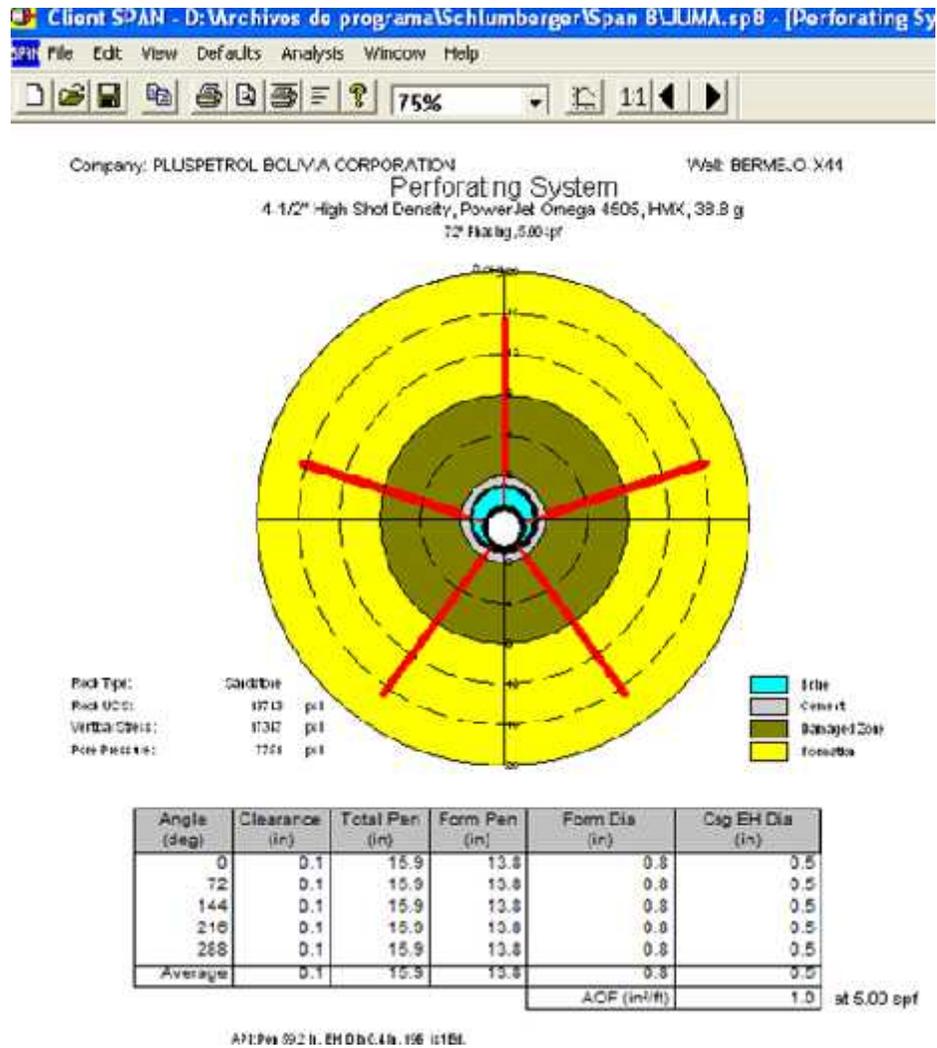
Fuente: Software SPAN ROCK Version 8.0

Figura 3. 17: Reporte de productividad.



Fuente: Software SPAN ROCK Version 8.0

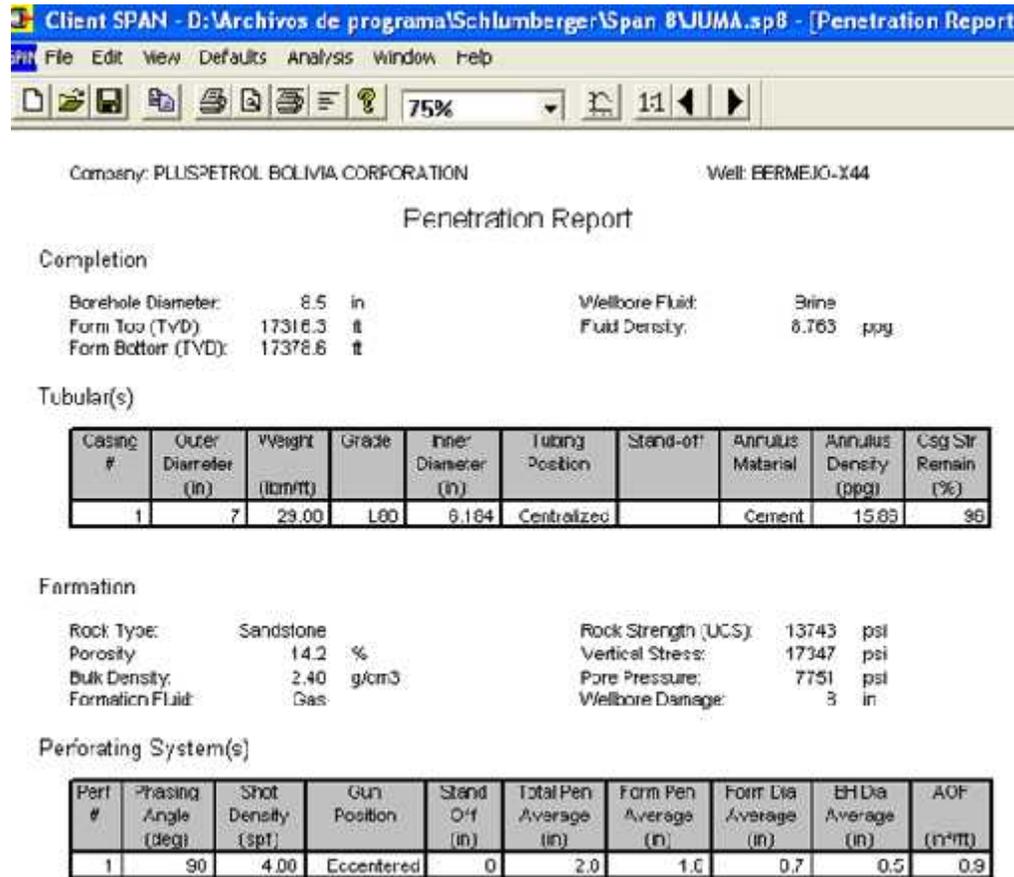
Figura 3.18: Reporte de perforación.



Fuente: Software SPAN ROCK Version 8.0

➤ Configuración de HEG 90, 38C CLEANPACK, HMX

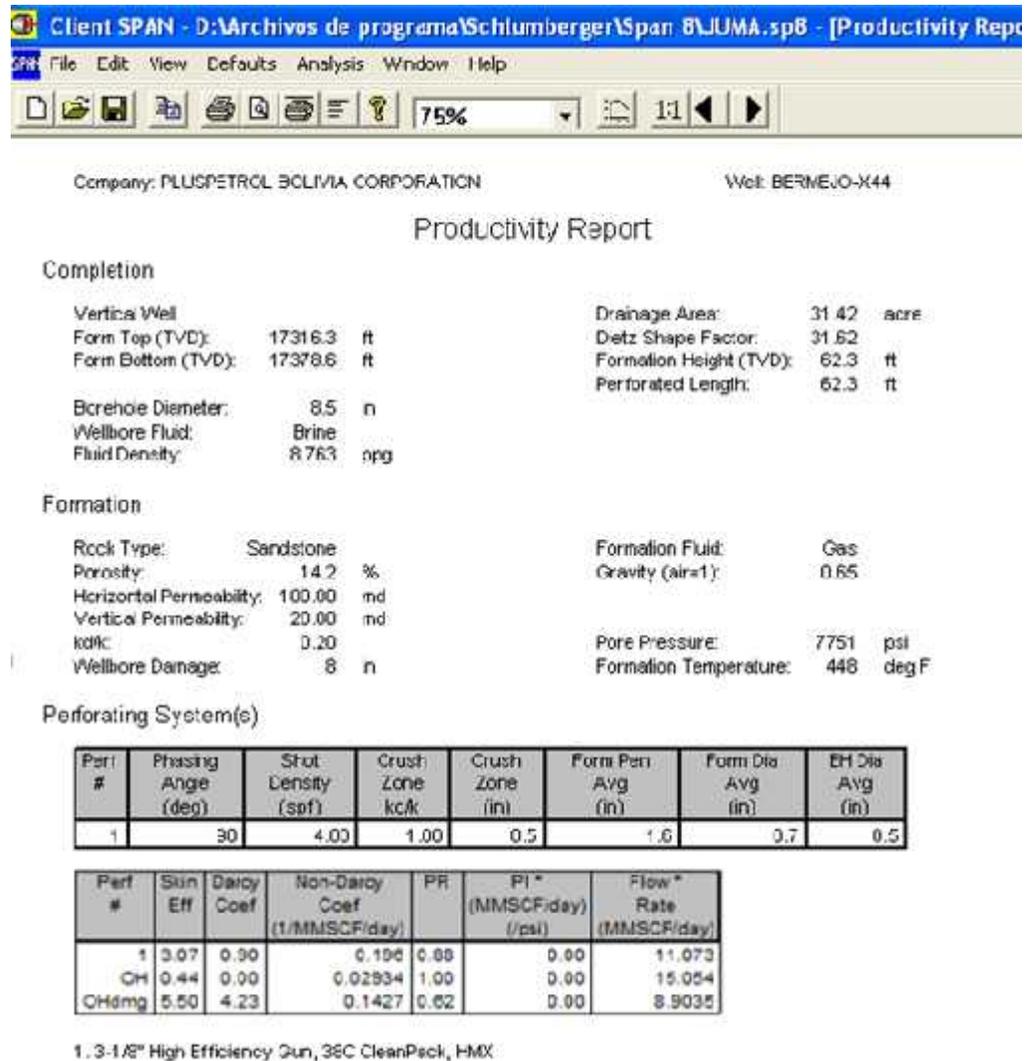
Figura 3.19: Reporte de penetración.



1. 3-1/8" High Efficiency Gun, 38C CleanPack, HMX, 15.0 g/API; Pen 6.6 in, BH Dia 0.7 in, Based on 19B 1st Ed.)  
 Charge performance for 1 of 4 charges have been extrapolated from test data

Fuente: Software SPAN ROCK Version 8.0

Figura 3. 20: Reporte de productividad.

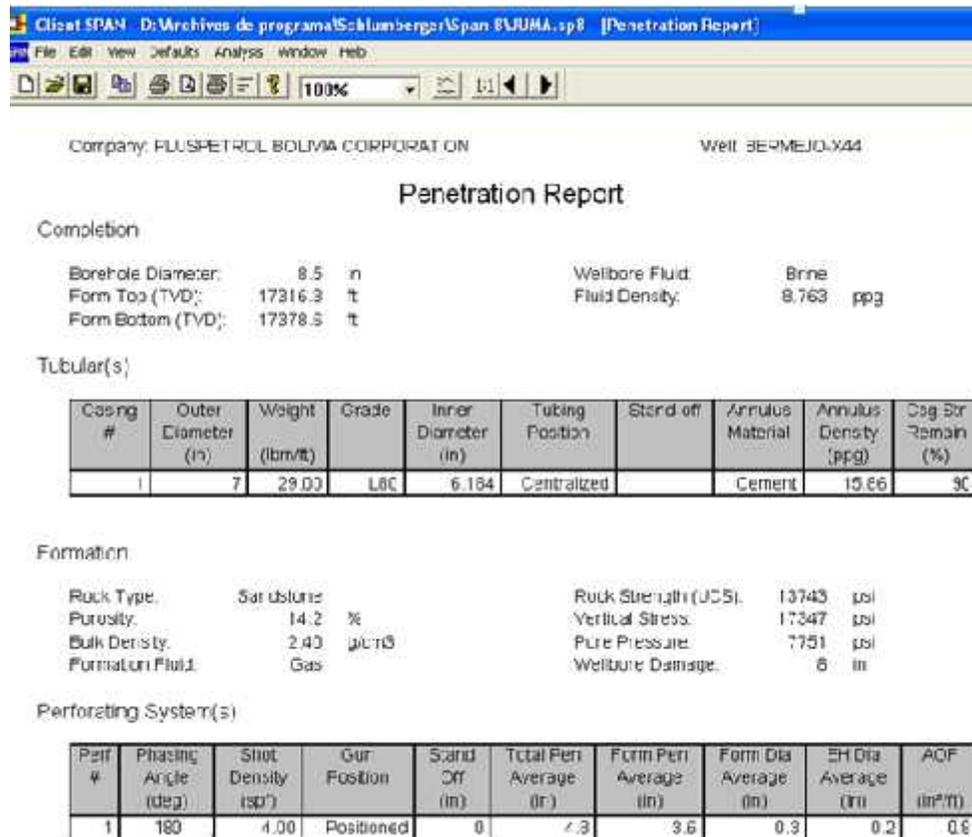


Fuente: Software SPAN ROCK Version 8.0



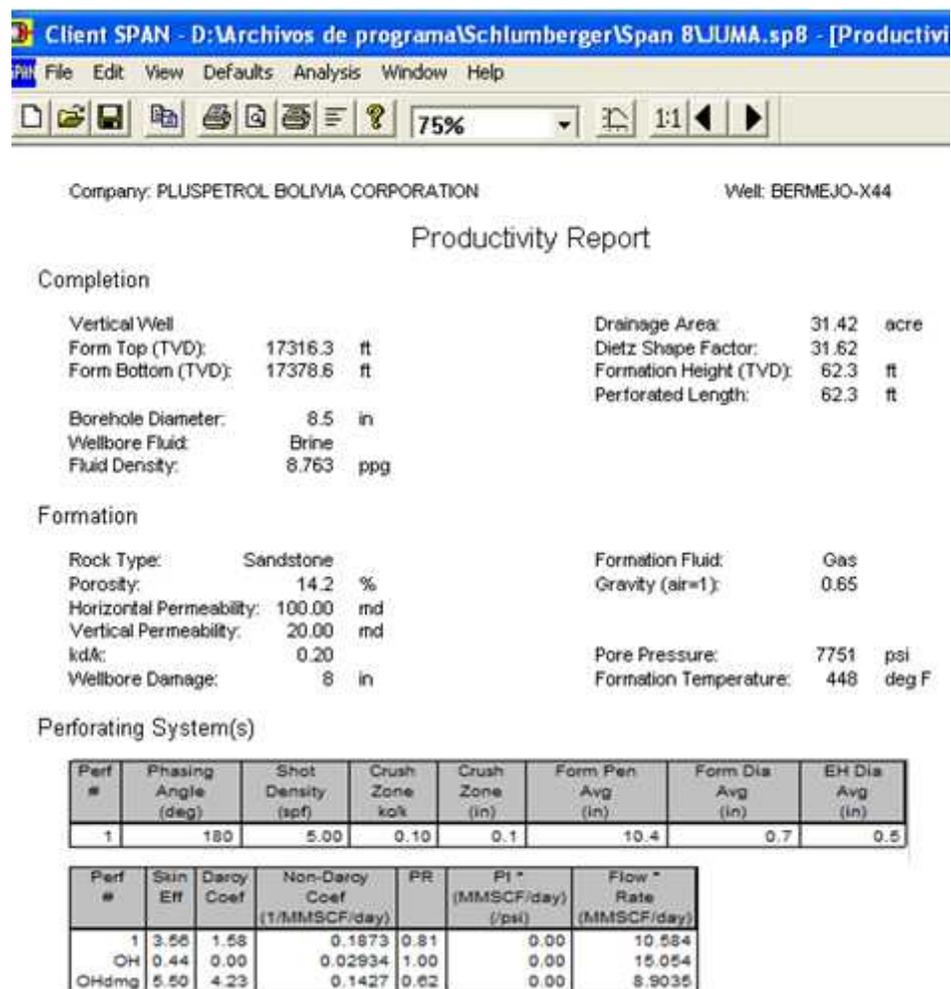
- Configuración de HSD 180, PJ 1606 HMX

Figura 3.22: Reporte de penetración.



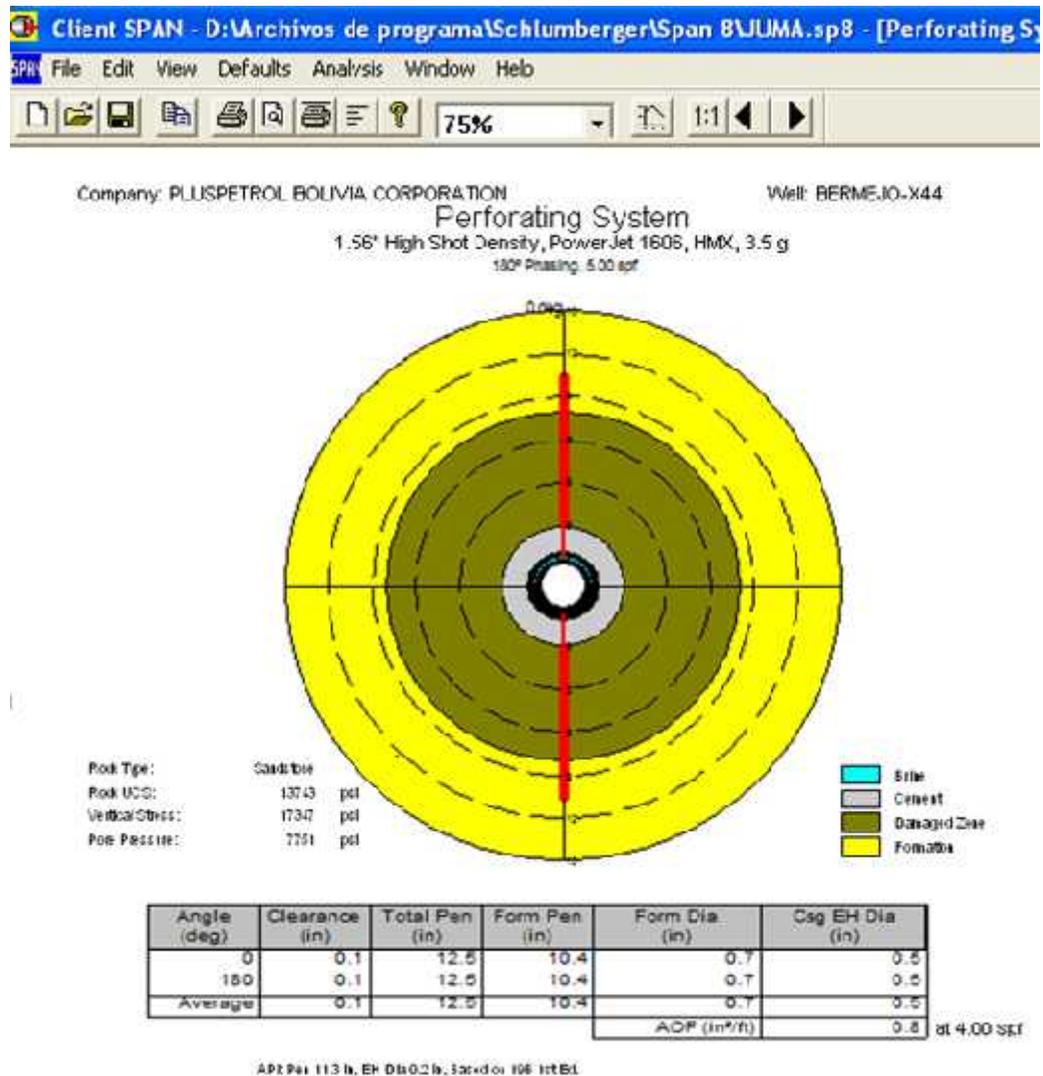
Fuente: Software SPAN ROCK Version 8.0

**Figura 3.23: Reporte de productividad.**



**Fuente: Software SPAN ROCK Version 8.0**

Figura 3.24: Reporte de perforación



Fuente: Software SPAN ROCK Version 8.0

### 3.4.3. Análisis de resultados. -

**Tabla 3.9.- Resultados del diseño del sistema de baleos.**

<b>TIPO DE PISTOLA</b>	<b>TIPO DE CARGA</b>	<b>FASE</b>	<b>DENSIDAD (spf)</b>	<b>PENETRACION TOTAL (plg)</b>	<b>CAUDALES DE PRODUCCIÓN (MMpcd)</b>	<b>SKIN</b>	<b>AOF(MMpcd)</b>
4 1/2" HSD	51B HYPERJET II HMX	60°	6	12.5	12.06	2.3	15.29
4 1/2" HSD	PJ OMEGA 4505 HMX	72°	5	15.9	13,296	1.42	14.9
3 1/8" HEG 90,4	38C CLEANPACK, HMX	90°	4	8.1	6.0596	11.33	7.59
4" HSD	PJ 1606 HMX	180°	5	12.5	10.217	3.56	13.7

**Fuente:** elaboración en base a los datos obtenidos del software SPAN ROCK.

Con los datos obtenidos del software SPAN el mejor sistema de baleos será el de 4” HSD con una carga Power Jet OMEGA 4505 con un explosivo HMX, el mismo tiene una fase de 72°, con una densidad de baleo de 5 disparos por pie, dando como resultado un caudal de 13,296 MMpcd y sobre todo el que presenta menor factor skin el cual es de 1,42, en comparación al sistema actual, también es importante mencionar que el AOF es de 14,9 MMpcd.

**Tabla 3.10:** Comparación de sistemas de baleos.

SISTEMA DE BALEOS DEL POZO BERMEJO –X44	SISTEMA DE BALEOS ACTUAL A UNA FASE DE 60°	SISTEMA DE BALEOS PROPUESTA A UNA FASE DE 72°
AOF (MMpcd)	15.29	14.9
PENETRACION TOTAL (plg)	12.5	15.9
CAUDALES DE PRODUCCIÓN (MMpcd)	12.06	13.296
SKIN	2.3	1.42

**Fuente:** elaboración en base a los datos obtenidos del software SPAN ROCK.

Donde podemos observar la diferencia sobre la cual hace énfasis el presente proyecto es respecto a generar un menor daño, consiguientemente se obtiene con el sistema de baleos propuesto a una fase de 72° un skin de 1.42, el cual es menor al sistema de baleos actual, también podemos destacar una mayor penetración a la formación lo cual influye netamente en el caudal de producción.

### 3.5. Estudio de impacto ambiental, de seguridad y medio ambiental.-

Para identificar los impactos sobre el medio ambiente que tiene la instalación del sistema de baleos, es necesario construir unas matrices conocidas como “matrices de impacto de medio ambiente”.

Estas matrices nos ayudan a predecir el impacto ambiental que causan una serie de

acciones relacionadas con la planta sobre diferentes factores medioambientales.

Estos factores son:

- Aguas superficiales
- Aguas subterráneas
- Suelo
- Aire
- Flora y fauna
- Paisaje
- Salud humana
- Nivel sonoro
- Sistema socio-económico

Y las acciones que causan impacto:

a) Acondicionamiento del terreno

b) Construcción de los equipos

c) Instalación de los equipos

d) Impacto visual

e) Ruido

f) Contaminación del agua

g) Circulación de vehículos

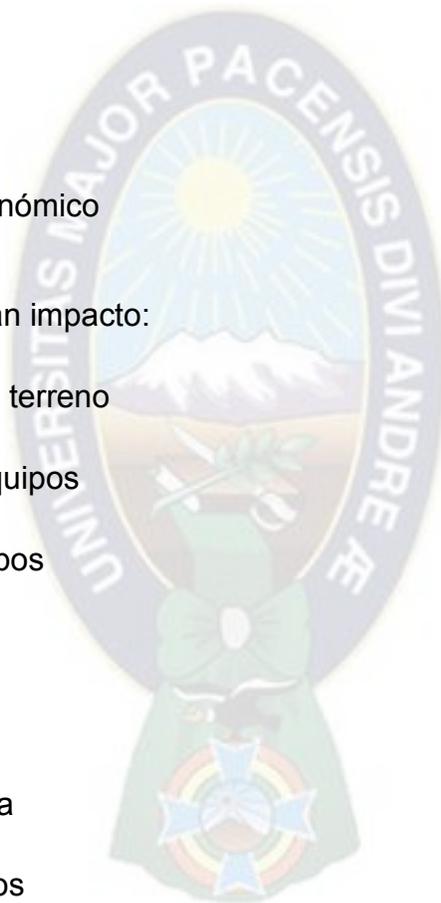
h) Creación de empleo

i) Opinión pública

j) Consumo energético

k) Modificación del hábitat

l) Producción del ácido acético



m) Producción de efluentes gaseosos

n) Producción de efluentes líquidos

o) Pérdida de lugares de trabajo

La matriz relaciona las acciones con los factores medioambientales a los que causan impacto.

Únicamente realizaremos la matriz para evaluar el impacto. Los resultados se muestran en la Tabla 3-11:

Tabla 3.11: Resultados de la evaluación del impacto ambiental.

ACCIONES	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	n	o
<b>Aguas superficiales</b>						x								x	
<b>Aguas subterráneas</b>															
<b>Aire</b>													x		
<b>Suelo</b>				x			x								
<b>Flora y fauna</b>				x							x				
<b>Paisaje</b>				x							x				
<b>Salud humana</b>					x	x									
<b>Nivel sonoro</b>					x		x								
<b>Nivel socio-económico</b>								x	x	x		x			

Fuente: Elaboración Propia en base a datos recopilados

Estos resultados son cualitativos. Para ver exactamente qué es lo que más impacta en el ambiente y poder actuar para corregirlo, se utiliza la “matriz de importancia”.

La matriz de importancia se construye a partir de la de impacto, la diferencia es que en ésta aparece la importancia del impacto que se expresa con un número.

Éste se obtiene de utilizar la siguiente ecuación:

$$Importancia(IMP) = \pm(3I + 2EX + MO + PE + RV + AC + EF + PR)$$

De acuerdo a la magnitud del proyecto a implementarse, se debe tomar en cuenta los factores ambientales, de riesgo, laborales, factores que puedan alterar el equilibrio medioambiental debido a la implementación del proyecto. En las Tablas 3-12 y 3-13, se muestran unos valores de referencia para la creación de la matriz ambiental tentativa para el desarrollo del proyecto

Tabla 3.12: Valores de referencia para Evaluación de Impactos.

Signo		Intensidad	
Beneficioso	+	Baja	1
Perjudicial	-	Media	2
Neutro	0	Alta	4
		Muy alta	8
		Total	12
Extensión (EX)		Momento (MO)	
Puntual	1	Largo plazo	1
Parcial	2	Medio plazo	2
Extenso	4	Inmediata	4
Total	8	Critico	(+4)
Critica	(+8)		

<b>Persistencia (PE)</b>		<b>Reversibilidad (RV)</b>	
Fugaz	1	Corto plazo	1
Temporal	2	Medio plazo	2
Permanente	4	Irreversible	4
<b>Sinergia (SI)</b>		<b>Acumulación (AC)</b>	
Sin sinergismo	1	Simple	1
Sinérgico	2	Acumulativo	4
Muy sinérgico	4		
<b>Efecto (EF)</b>		<b>Periodicidad (PR)</b>	
Indirecto	1	Irregular	1
Directo	4	Periódico	2
		Continuo	4
<b>Recuperabilidad (MC)</b>			
Recuperable inmediato	1	Mitigable	4
Recuperable	2	Irrecuperable	8

Fuente: Elaboración Propia en base a Evaluación Ambiental por YPF. 2011

En la Tabla 3-13 se detalla los rangos de importancia de los impactos ambientales para el proceso.

Tabla 3.13: Rangos de importancia de los Impactos Ambientales.

Variables	Clasificación	Desde >=	Hasta <
	Neutro	0	
	(+) Bajo	1	24
	(+) Moderado	25	49
Signo/Intensidad	(+) Bueno/Relevante	>50	
	(-) Bajo	-24	-1
	(-) Moderado	-49	-25
	(-) Severo/ Critico		<-50

Fuente: Elaboración Propia en base a Evaluación Ambiental por YPF. 2011

La matriz mostrada en la Tabla 3-14 es la matriz de importancia que se ha obtenido de aplicar la metodología anterior:

Tabla 3.14: Resultados de la matriz de importancia

CARACTERISTICAS DE LOS IMPACTOS										
ACCIONES	N	I	EX	MO	PE	RV	AC	EF	PR	TOTAL
Aguas superficiales	-	1	4	4	2	4	4	4	2	-31
Aguas subterráneas	-									0
Aire	-	8	4	2	2	4	4	4	4	-44
Suelo	-	4	2	4	4	2	1	4	4	-35
Flora y fauna	-	4	2	2	4	2	1	1	4	-30
Paisaje	-	8	2	4	4	2	1	1	4	-44

Salud humana	-	2	2	1	2	2	4	4	4	-27
Nivel sonoro	-	4	1	4	4	1	1	4	4	-32
Nivel socio-económico	+	4	4	2	4	1	1	1	4	+33

Fuente: Elaboración Propia en base a los datos recopilados

Como se puede observar, la atmósfera y el paisaje son los más perjudicados por el funcionamiento de la planta, pero no son los únicos.

A continuación, se analizan los resultados más destacados y se plantean modos de minimizar estos impactos:

- *Paisaje*: Es inevitable el impacto que una planta de estas características produce en él. Una manera de mitigar este efecto, al menos en los trabajadores es crear zonas ajardinadas en el exterior del pozo. De este modo se rebaja este impacto visual.

- *Aire*: Antes de expulsar los gases producidos a la atmósfera se incineran para evitar la contaminación atmosférica. De todas formas, se puede plantear utilizar un medio de incineración que logre reducir aún más las emisiones a la atmósfera. Otra opción sería estudiar la posibilidad de reaprovechar estos gases que se emiten a la atmósfera para otros usos, como podría ser energía.

- *Suelo*: Es prácticamente imposible que nuestra instalación no afecte a este medio.

- *Nivel socio-económico*: Desarrollar trabajos de perforación, afecta positivamente al nivel socioeconómico. Da trabajo a personas de la zona y esto provoca aceptación social.

### 3.5.1. Plan de Abandono.-

En cumplimiento del artículo 24 del Contrato de Operación “Bermejo y Otros” se trabajó en el taponamiento de pozos, el desmontaje de las plantas y facilidades de producción, ductos y restauración ambiental de los sitios utilizados en las operaciones petroleras.

### **3.5.2. Gestión de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.-**

Pluspetrol Bolivia Corporation S.A. considera la gestión de EHS como una prioridad de la Compañía. Provee condiciones de trabajo seguras, saludables y ambientalmente amigables a sus empleados. A nivel corporativo, se cuenta con una política de EHS que ratifica los compromisos de cumplir la legislación aplicable, cuidar y proteger a su personal, así como al medio donde se trabaja, operar haciendo uso racional de los recursos, desarrollar programas de mejora continua y relacionamiento con las comunidades. Ver Anexo N° 7 Política de EHS Pluspetrol Resources Corporation.

- **Actividades de EHS**

La gestión de la seguridad y salud ocupacional se centra principalmente en el cumplimiento de procedimientos, instructivos y normas aplicables por parte de todo el personal de la Compañía, en la ejecución de inspecciones y/o auditorías internas / externas en los diferentes yacimientos, y en el control de actividades de las empresas contratistas.

En el área ambiental, la gestión se centra en el manejo de residuos sólidos, control de la calidad del agua de consumo, manejo de aguas residuales, control de emisiones atmosféricas, manejo de sustancias peligrosas, tramitación, obtención, renovación y actualización de licencias ambientales, restauración, revegetación y abandono de áreas.

- **Sistemas de Gestión**

Durante la gestión 2014, Pluspetrol Bolivia Corporation S.A. mantuvo la certificación conseguida al sistema de gestión en Seguridad Industrial y Salud Ocupacional conforme con los requisitos de la norma OHSAS 18001:2007 en los campos Tacobo, Tajibo y Oficina Santa Cruz; además se incorporó a esta certificación el campo Curiche. Este veredicto fue emitido por la certificadora TÜV–Rheinland.

Durante la gestión 2015, se realizó las actividades necesarias para mantener esta certificación en las operaciones descritas, además de mejorar este sistema de gestión siguiendo las recomendaciones que emitió la certificadora TÜV–Rheinland.

Se adjunta la “Política de Medio Ambiente, Salud, y Seguridad de Pluspetrol”, que tiene aplicación en todo el ámbito de la Corporación, así como también la “Política

Integrada de Gestión en Salud, Seguridad, Medio Ambiente y Calidad”, implementada en Pluspetrol Bolivia Corporation S.A. como parte del Sistema de Gestión para su aplicación en las operaciones en Bolivia.

- **Programa de Relacionamento Comunitario**

El objetivo general del Programa de Relacionamento Comunitario de Pluspetrol Bolivia Corporation S.A. es mantener una comunicación e información permanente con las comunidades en las áreas de influencia de nuestras operaciones, enfocadas a sostener relaciones de mediano y largo alcance con nuestros vecinos. Se tiene como línea de trabajo social el apoyo a la salud, educación, saneamiento básico e iniciativas productivas sostenibles.

- **Cobertura de Comunidades**

Los campos Bermejo y Toro se encuentran ubicados en el Departamento de Tarija, provincia Arce, Municipio de Bermejo. Las comunidades de influencia en cada campo son: en el Campo Bermejo, la población de Bermejo y en el Campo Toro, la Colonia Linares. En ambas poblaciones se realizan actividades de apoyo básicamente en salud y educación.

### **3.5.3. Resultados del análisis ambiental.-**

Los resultados expuestos anteriormente son relevantes, debido a que, según investigación realizada por mi persona, se debe realizar una adenda al estudio de evaluación de impacto ambiental que tiene el pozo, ya que los trabajos proyectados a realizarse no generan un impacto adicional al mencionado en dicho estudio como campo y pozo, debido a que estos trabajos son hacia la formación y no así en el medio ambiente, por otra parte la empresa PLUSPETROL cumple con su normativa visualizada en el anexo 7.

## CAPÍTULO IV:

### EVALUACION ECONOMICA DEL SISTEMA DE BALEOS

#### 4.1. ANALISIS ECONOMICO. -

Para la evaluación económica se realizará el cálculo de utilidades por lo cual es necesario que los costos y beneficios, hayan sido actualizados al presente, y poder determinar la rentabilidad del proyecto, a través de un análisis comparativo de los costos previstos y beneficios esperados a través de la realización del mismo.

Se evalúa la utilidad del proyecto mediante la siguiente ecuación.

$$Utilidad = Ingresos - Egresos \quad [Ecuación 4.1]$$

Relaciones promedio en función al caudal pronosticado (simulado):

Gas producido: [Mpcd]

Gas seco: eficiencia de Planta en % del Gas producido

Condensado: en función al Yield (Rendimiento) en [bbl/MMpcsd]

GLP Gasolina: X [gal/Mpcs]

El Barril Equivalente de Petróleo (BOE) está dado por la siguiente ecuación:

$$BOE = (Q_{gs} + Q_c + Q_{Gasolina} + Q_{GLP}) \times t \quad [Ecuación 4.2]$$

donde:

$Q_{gs}$ : Caudal de Gas seco [MMpcsd]

$Q_c$ : Caudal de condensado [BPD]

$Q_{gasolina}$ : Caudal de Gasolina [BPD]

$Q_{GLP}$ : Caudal de GLP [BPD]

t: tiempo

Con estos valores podemos empezar a calcular los indicadores económicos utilizando las siguientes ecuaciones:

✓ Ingreso bruto:

$$Ingreso_B = Q_g P_g + Q_c P_c + Q_{GLP} P_{GLP} + Q_{gasolina} P_{gasolina} \quad [Ecuación 4.3]$$

Dónde:

$Q_{gs}$  = Caudal de Gas Seco, Mpcd

$P_{gs}$  = Precio de Gas Seco, \$us/MMBTU

$Q_c$  = Caudal de Condensado, Bbld

$P_c$  = Precio de Condensado, \$us/bbl

$Q_{GLP}$  = Caudal de Gas Licuado de Petróleo, \$us/bbl

$P_{GLP}$  = Precio de Gas Licuado de Petróleo, Bbld

$Q_{gasolina}$  = Caudal de Gasolina,

$P_{gasolina}$  = Precio de Gasolina, \$us/bbl

✓ Costo de producción:

$$Costo_{Produccion} = BOE \times C_p \quad [Ecuación 4.4]$$

Donde:

BOE = Barril equivalente de petróleo

$C_p$  = costo de producción de gas natural: 1.5 \$us/BOE

✓ Costo de transporte:

$$Costo_{Transporte} = BOE \times C_t \quad [Ecuación 4.5]$$

Donde:

BOE = Barril equivalente de petróleo

Ct = costo de transporte del gasoducto.

✓ Costo de Impuestos y Regalías:

$$\text{Costo}_{\text{imp y regalías}} = (I_B) \times R_{IR} \quad [\text{Ecuación 4.6}]$$

Donde:

$I_B$  = Ingreso bruto

$R_{IR}$  = Recaudaciones por impuestos y regalías

Los impuestos, regalías y participación de TGN, están establecidos en la Ley de Hidrocarburos y demás normativas menciona que el estado debe tener el 50% de los ingresos brutos esto es correspondiente a:

- 11 % regalías al departamento productor
- 1 % regalías a los departamentos no productores
- 6 % participación TGN
- 32 % IDH

Donde la sumatoria del detalle anterior corresponde al 50 %, antes mencionado

Egresos:

$$\text{Egresos} = \text{Costo}_{\text{Producción}} + \text{Costo}_{\text{Transporte}} + \text{Costo}_{\text{Imp y Regalías}} \quad [\text{Ecuación 4.7}]$$

Utilidad:

$$\text{Utilidad} = \text{Ingreso}_B - \text{Egresos} \quad [\text{Ecuación 4.8}]$$

Precio del gas ( $P_g$ ). – Para los campos productores de gas y condensado, y la producción de este, está destinado a la venta hacia la Argentina, con un precio de 11.078 [\$us/MMBTU].

Precio del Condensado y la Gasolina ( $P_c$ ,  $P_{gasolina}$ ). - Este se encuentra estipulado por 27.11 [\$/bbl]<sup>1</sup>.

#### 4.1.1. Consideraciones respecto del software SPAN ROCK.-

El software SPAN ROCK, es un simulador creado por Schlumberger, el cual ofrece la mejor productividad de su finalización con el sistema de arma óptima y cargos especificados por análisis de operaciones. Este modelo simple, pero completa guía al usuario por un camino lógico para el diseño de perforación y la predicción de la productividad del pozo, no se tiene acceso al costo de aplicación, pero es parte del servicio que ofrece la empresa de servicios Schlumberger, para la perforación de un pozo por la empresa requerida, el cual vea prescindible este análisis. Así mismo las inversiones que se realiza están bajo un pay back establecidos en los contratos, los cuales no son de dominio público, y como se indicó anteriormente el análisis de costo beneficio expresa la utilidad económica que obtendría la empresa operadora (Pluspetrol) de la producción del pozo, ya que para realizar un análisis de caja de retorno y demás aspectos, sería necesario tener acceso a todos los costos de herramientas y todos los aspectos relacionados a la perforación y posterior terminación del pozo, el cual es el enfoque de este proyecto.

Por tanto, obtenemos los siguientes cálculos, en base a los datos expresados por el simulador:

#### 4.1.2. Ingresos para la fase de baleos de 60°. -

Conocidos los ingresos, se debe realizar el cálculo del Ingreso Bruto, el cual está dado por la ecuación:

$$Ingreso_B = Q_g P_g + Q_c P_c + Q_{GLP} P_{GLP} + Q_{gasolina} P_{gasolina}$$

Para poder realizar este cálculo se debe llevar los caudales a términos de Barril Equivalente de Petróleo (BOE) como se realizará a continuación:

---

<sup>1</sup> Establecido por decreto supremo 27691

➤ Cálculo del Caudal del Gas:

Para el cálculo del gas, además de tener el gas producido, debe considerarse la eficiencia de la Planta Tacobo, considerando que utiliza turbo expansor, es decir, de 96,42%.

$$Q_{gas} = \frac{12.06 \text{ MMpcd} \times 0.9642}{6000} = 554.2543 \text{ bpd}$$

➤ Cálculo del Caudal de Condensado:

El cálculo del caudal del condensado estará en función del Yield, que es la riqueza que tiene el hidrocarburo, la cual es de  $46 \frac{\text{bbl}}{\text{MMpc}}$ , con esto, el caudal del condensado es:

$$Q_{condensado} = 12.06 \text{ MMpcd} \times \frac{46 \text{ bbl}}{\text{MMpc}} = 158,654 \text{ bpd}$$

➤ Cálculo del Caudal de Gasolina:

Según datos proporcionados por la Planta Tacobo, en cuanto a lo que gasolina se refiere, existe una eficiencia del 100%, entonces, el caudal será:

$$Q_{gasolina} = 12.06 \text{ MMpcd} \times \frac{7,480519 \text{ gal}}{1 \text{ MMpc}} = 36,056 \text{ gal} \times \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} = 0,614 \text{ bpd}$$

➤ Cálculo del Caudal de GLP:

El caudal de GLP, fue extraído de las certificaciones de la planta Tacobo a julio del 2015, el cual es de 723 bpd.

Obtenidos los caudales a las mismas unidades, se debe calcular el Barril Equivalente de Petróleo (BOE), la cual está dada por la ecuación antes indicada:

$$BOE = (Q_g + Q_c + Q_{Gasolina} + Q_{GLP}) \times t$$

$$BOE = (554,25 \text{ bpd} + 158,654 \text{ bpd} + 0,614 \text{ bpd} + 723 \text{ bpd}) \times 1 \text{ día}$$

$$BOE = 1,436.522 \text{ BOE/día}$$

$$\begin{aligned} \text{Ingreso}_B &= \left( 3.449 \text{ MMpc} \times 11,078 \frac{\text{\$us}}{\text{MMBTU}} \times \frac{1.0349 \text{ MMBTU}}{1 \text{ MMpc}} \right) \\ &+ \left( 158.65 \text{ bbl} \times \frac{27 \text{ \$us}}{\text{bbl}} \right) + \left( 0.614 \text{ bbl} \times \frac{27 \text{ \$us}}{\text{bbl}} \right) \\ &+ \left( 723 \text{ bbl} \times \frac{16.91 \text{ \$us}}{\text{bbl}} \right) \end{aligned}$$

$$\text{Ingreso}_B = 16,612.147 \text{ \$us}$$

#### 4.1.2.1. Egresos. -

Mencionados los costos de producción, los cálculos son los siguientes:

- Costos de Producción por BOE:

$$\text{Costo}_{\text{produccion}} = \text{BOE} \times C_p$$

$$\text{Costo}_{\text{produccion}} = 1,436.522 \frac{\text{BOE}}{\text{día}} \times \frac{1.5 \text{ \$us}}{\text{BOE}} = 2,154.783 \text{ \$us}$$

- Impuestos y Regalías:

$$\text{Recaudaciones}_{\text{imp y reg}} = \text{Ingreso}_B \times R_{IR}$$

$$\text{Recaudaciones}_{\text{imp y reg}} = 16,612.147 \text{ \$us} \times 0,5 = 8,306.073 \text{ \$us}$$

El egreso diario total será: Egreso todo lo que sale de la empresa o lo que se descuenta por regalías e impuestos = inversiones costos gastos

$$\text{Egreso}_{\text{total}} = 2,154.783 \text{ \$us} + 8,306.073 \text{ \$us} = 10,460.857 \text{ \$us}$$

$$Egreso_{total} = 10,460.587 \text{ Sus}$$

Por tanto, el Costo – Beneficio para un pozo vertical será:

$$Utilidad = 16,612.147 \text{ Sus} - 10,460.587 \text{ Sus} = 6,151.290 \text{ Sus/día}$$

$$Utilidad = 6,151.290 \text{ Sus/día}$$

#### 4.1.3. Ingresos para la fase de baleos propuesta de 72º. -

Procederemos a realizar los pasos anteriores:

- *Cálculo del Caudal del Gas:*

$$Q_{gs} = \frac{13.29 \text{ MMpcd} \times 0.9642}{6,000 \text{ pc/bbl}} = 2,135.14 \text{ [bpd]}$$

- *Cálculo del Caudal de Condensado:*

$$Q_{condensado} = 13.29 \text{ MMpcd} \times \frac{46 \text{ bpd}}{\text{MMpc}} = 611.34 \text{ [bpd]}$$

- *Cálculo del Caudal de Gasolina:*

$$Q_{gasolina} = 13.29 \text{ MMpcd} \times \frac{7.480519 \text{ gal}}{1 \text{ MMpcd}} = 99.41 \text{ gal} \times \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} = 2.37 \text{ [bpd]}$$

- *Cálculo del Caudal de GLP:*

El caudal de GLP, fue extraído de las certificaciones de la planta Tacobo a julio del 2015, el cual es de 723 bpd, como se mencionó anteriormente.

$$BOE = (2,135.14 \text{ bpd} + 611.34 \text{ bpd} + 2.37 \text{ bpd} + 723 \text{ bpd}) \times 1 \text{ día} = 3,471.85 \frac{\text{BOE}}{\text{día}}$$

$$BOE = 3,471.85 \frac{BOE}{\text{día}}$$

$$\begin{aligned} \text{Ingreso}_B = & \left( 13.29 \text{ MMpc}_{\text{gas seco}} \times 11,078 \frac{\text{\$us}}{\text{MMBTU}} \times \frac{1.0349 \text{ MMBTU}}{1 \text{ MMpc}} \right) \\ & + \left( 611,34 \text{ bpd} \times \frac{27 \text{ \$us}}{\text{bbl}} \right) + \left( 2,37 \text{ bpd} \times \frac{27 \text{ \$us}}{\text{bbl}} \right) + \left( 723 \text{ bbl} \times \frac{16.91 \text{ \$us}}{\text{bbl}} \right) \end{aligned}$$

$$\text{Ingreso}_B = 29,044.893 \text{ [\$us]}$$

#### 4.1.3.1. Egresos. -

Los egresos serán determinados por:

$$\text{Egresos} = \text{Costo}_{\text{Producción}} + \text{Costo}_{\text{Transporte}} + \text{Costo}_{\text{Imp y Regalías}}$$

- Costos de Producción por BOE:

$$\text{Costo}_{\text{Producción}} = BOE \times C_p$$

$$\text{Costo}_{\text{producción}} = 3,471.85 \frac{BOE}{\text{día}} \times \frac{1.5 \text{ \$us}}{BOE} = 5,207.775 \frac{\text{\$us}}{\text{día}}$$

- Costos por Impuestos y Regalías. -

$$\text{Recaudaciones}_{\text{imp y reg}} = \text{Ingreso}_B \times R_{IR}$$

$$\text{Recaudaciones}_{\text{imp y reg}} = 29,044.893 \text{ M\$us} \times 0.5 = 14,522.446 \text{ \$us}$$

El egreso total será:

$$\text{Egreso}_{\text{total}} = 5,207.775 \text{ \$us} + 14,522.446 \text{ \$us} = 19,730.221 \text{ \$us}$$

$$\text{Egreso}_{\text{total}} = 19,730.221 \text{ \$us}$$

Por tanto, el Costo – Beneficio para una terminación a pozo abierto será:

$$\text{Utilidad} = 29,044.893 - 19,730.221 \text{ M\$us} = 9,314.671 \text{ \$us/d}$$

$$\text{Utilidad} = 9,314.671 \text{ \$us/d}$$

#### 4.2. Calculo anual.-

Se puede concluir que con el adecuado diseño de los baleos a 72° se podrá tener un mayor caudal, menor AOF, pero menor factor de daño y de acuerdo a eso se tendrá una mayor utilidad.

**Tabla 4. 1:** Comparación de utilidades.

<b>Tipo de sistema de baleo</b>	<b>Utilidades</b>
Sistema de 60°	<b>6,151.290 \$us</b>
Sistema de 72°	<b>9,314.671 \$us</b>

Fuente: Datos obtenidos por la evaluación económica.

En el siguiente cuadro se puede observar que para un sistema de baleos de 60 se podrá tener un menor ingreso y un menor caudal de producción de gas.

**Tabla 4. 2:** Comparación de ingresos

<b>Tipo de sistema de baleo</b>	<b>INGRESOS</b>
Sistema de 60°	<b>16,612.147 \$us</b>
Sistema de 72°	<b>29,044.893 \$us</b>

Fuente: Datos obtenidos por la evaluación económica.

#### 4.2.1. Flujo de caja para 5 años o más en función al cálculo de la vida productiva del pozo.-

A continuación, se realiza el cálculo de la vida productiva del pozo para los dos sistemas evaluados, mediante las siguientes ecuaciones:

Luego de obtener las utilidades con ambos tipos de terminaciones se procede a determinar la vida productiva del pozo en ambos casos, mediante las siguientes ecuaciones

- ✓ *Calculo de fracción nominal de declinación:*

$$D = \frac{(q_i - q_{ab})}{N_g}$$

- ✓ *Calculo de tiempo de vida de pozo:*

$$t = \frac{-\ln(q_{ab}/q_i)}{D}$$

- ✓ *Calculo de la producción:*

$$q = q_i e^{-Dt}$$

Dónde:

$D$ = fracción nominal de declinación

$q_i$ = Caudal Inicial

$q_{ab}$ = Caudal de abandono

$t$ = tiempo de vida de pozo

$q$ = caudal de producción

Para realizar la predicción de la producción se deberá contar con los siguientes datos los cuales fueron calculados por las ecuaciones anteriores y el caudal ( $q_i$ ) fue obtenido del software SPAN ROCK:

**Tabla 4. 3:** Datos para la Predicción de Producción del pozo BJO-X44.

**Sistema de 60°**

$Q_i =$	3,449.000
$Q_{ab} =$	1,669.450
$D =$	0.11780
$t =$	6.15929

**Sistema de 72°**

$Q_i =$	13,296.000
$Q_{ab} =$	1,669.450
$D =$	0.76966396
$t =$	2.69594

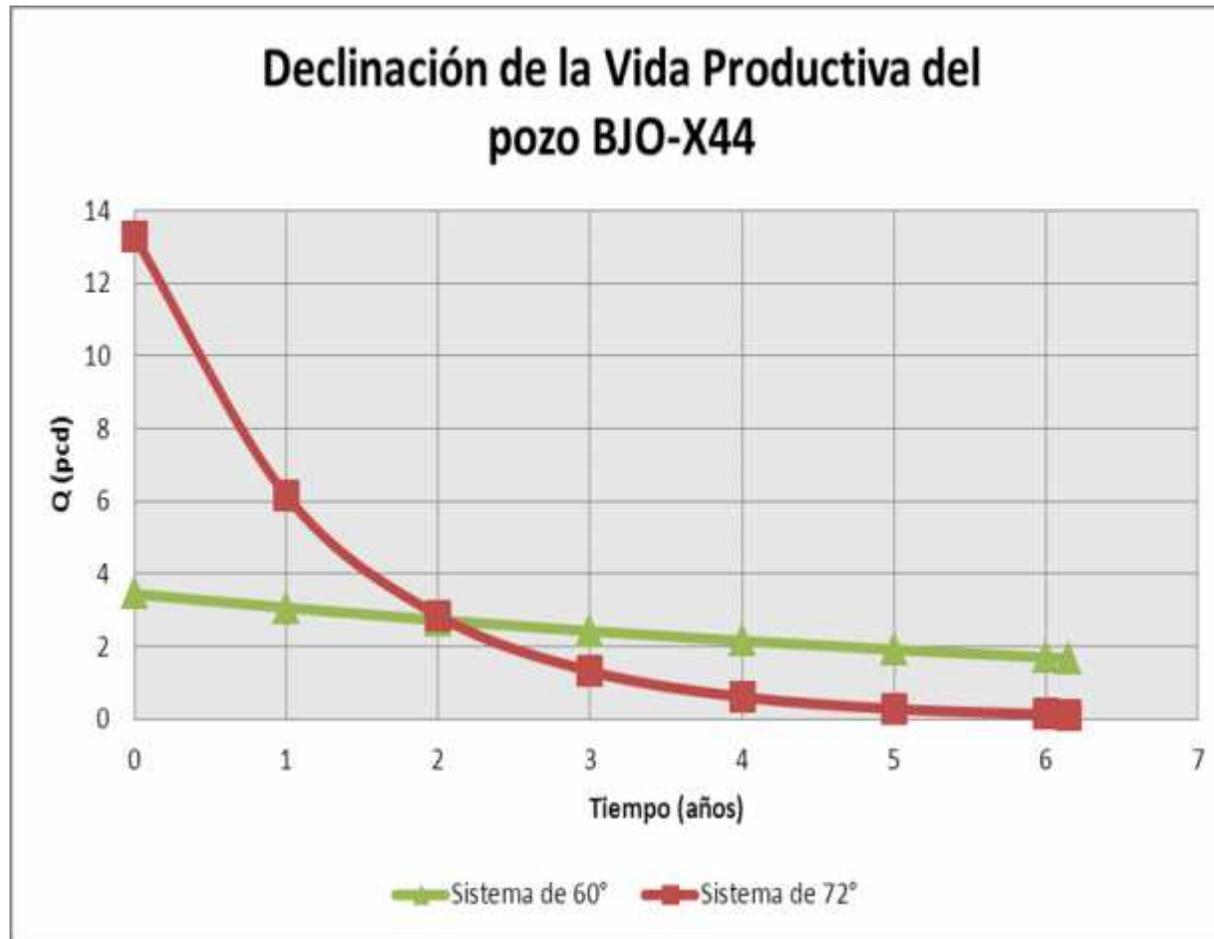
**Fuente:** Datos obtenidos por la evaluación económica.

**Tabla 4.4:** Vida Productiva del pozo BJO-X44.

<i>t</i>	<i>Sistema de 60°</i>		<i>Sistema de 72°</i>	
	Q(MMpcd)	Log Q	Q(MMpcd)	Log Q
0	3,449	0,537693194	13,296	1,123721006
1	3,065713134	0,486531515	6,158290815	0,789460194
2	2,725020882	0,435369835	2,852327449	0,455199381
3	2,42218971	0,384208155	1,321108749	0,120938569
4	2,153012122	0,333046475	0,6118962	-0,213322244
5	1,913748199	0,281884795	0,283411157	-0,547583056
6	1,701073642	0,230723115	0,131267173	-0,881843869
6,15	1,671278642	0,223048863	0,11695452	-0,931982991
<i>Producción Acumulada</i>	19,10103633		24,77125606	

**Fuente:** Datos obtenidos por la evaluación económica.

**Gráfica 4. 1:** Declinación productiva del pozo BJO-X44.



**Fuente:** Datos obtenidos por la evaluación económica.

Tabla 4. 5: Caudales de Producción para ambos sistemas.

<b>Sistema de 60°</b>				<b>Sistema de 72°</b>			
<b>Q gas</b>	<b>Q condensado</b>	<b>Q Gasolina</b>	<b>BOE</b>	<b>Q gas</b>	<b>Q condensado</b>	<b>Q Gasolina</b>	<b>BOE</b>
<b>554,2543</b>	158,654	0,6142931	1436,52259	2136,6672	611,616	2,36811859	3473,65132
<b>492,6601007</b>	141,0228042	0,54602679	1357,22893	989,637334	283,281377	1,09683837	1997,01555
<b>437,9108557</b>	125,3509606	0,48534692	1286,74716	458,369021	131,207063	0,50802118	1313,0841
<b>389,2458864</b>	111,4207267	0,43141038	1224,09802	212,302176	60,7710025	0,2352995	996,308478
<b>345,9890479</b>	99,03855759	0,38346781	1168,41107	98,3317194	28,1472252	0,10898336	849,587928
<b>307,5393356</b>	88,03241717	0,34085309	1118,91261	45,544173	13,0369132	0,05047768	781,631564
<b>273,3625342</b>	78,24938752	0,30297414	1074,9149	21,0946346	6,03828994	0,02337968	750,156304
<b>268,5744778</b>	76,87881754	0,29766742	1068,75096	18,7945913	5,3799079	0,02083049	747,19533

**Fuente:** Datos obtenidos por la evaluación económica.

**Tabla 4.6: Utilidades por año.**

<b>Sistema de 60°</b>			<b>Sistema de 72°</b>		
<i>Ingresos</i>	<i>Egresos</i>	<i>Utilidad</i>	<i>Ingresos</i>	<i>Egresos</i>	<i>Utilidad</i>
6,063,434.75	3,765,909.60	2,297,525.15	10,630,429.74	7,102,879.20	3,527,550.54
5,885,730.18	3,676,228.90	2,209,501.28	7,309,971.60	4,672,216.80	2,637,754.80
5,729,653.14	3,559,841.35	2,169,811.79	5,787,898.38	3,553,905.60	2,233,992.78
5,590,942.80	3,456,378.45	2,134,564.35	5,086,393.50	3,052,288.80	2,034,104.70
5,467,509.30	3,364,292.60	2,103,216.70	4,761,341.58	2,798,791.20	1,962,550.38
5,358,064.32	3,282,601.95	2,075,462.37	4,610,911.92	2,692,983.60	1,917,928.32
5,260,430.16	3,210,080.10	2,050,350.06	4,541,196.24	2,636,830.80	1,904,365.44
5,246,734.44	3,199,688.55	2,047,045.89	4,534,626.54	2,632,003.20	1,902,623.34
	<b>TOTAL A 60°</b>	<b>17,087,477.59\$us</b>		<b>TOTAL A 72°</b>	<b>18,120,870.30\$us</b>

**Fuente:** Datos obtenidos por la evaluación económica.

### 4.3. Comparación de costos con otros sistemas convencionales.-

A su vez podemos considerar las utilidades con respecto a otros sistemas convencionales, los cuales se refieren a incrementar la producción del pozo BJO – X44, conocidos mayormente como sistemas de levantamiento artificial<sup>2</sup>, el cual resumimos en la siguiente tabla:

**Tabla 4.7.-** Tabla Comparativa de la Utilidad Final por SLA

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	UTILIDAD TOTAL
Bombeo de Cavidad Progresiva	10MM\$us.
Bombeo Hidráulico	14 MM\$us.
<i>Plunger Lift</i>	5.6 MM\$us.

**Fuente:** Elaboración en base a los cálculos realizados.

Como se puede observar los sistemas de levantamiento artificial, no son tan influyentes para el análisis que propone el proyecto con respecto a la comunicación wellbore – reservorio, ya que mi persona analiza los aspectos que inciden directamente en la vida productiva del pozo.

### 4.4. Análisis de los resultados.-

En el cuadro anterior se tiene las utilidades del sistema de baleos actual de 60° y del sistema de baleos propuesto de 72°, en el cual se puede observar que se tiene una mayor utilidad anual para el segundo caso.

En la gráfica 4.1 se observa la declinación de la vida productiva del pozo. Para un sistema de baleos de 60° se tiene una caída casi lineal y para el sistema de baleos de 72° se tiene una caída exponencial, esto es debido a que en los primeros años de producción del sistema de 72° será mucho mayor que el primer caso.

---

<sup>2</sup> Un sistema de Levantamiento Artificial (SLA), es un mecanismo externo a la formación productora encargada de levantar crudo desde la formación a un determinado caudal, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando el caudal es inferior al deseado.

El sistema de baleos de 72° es el que más se ajusta a los requerimientos de gas natural en Bolivia cumpliendo con los acuerdos de entrega a la Argentina, pero a la vez es el inadecuado, ya que no se tiene el cuidado de la vida productiva del pozo.



## CAPITULO V:

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES.-

Una vez terminado el presente proyecto de grado se pudo determinar las siguientes conclusiones:

- De la evaluación de las características del Campo Bermejo, se pudo establecer que el reservorio Huamampampa constituye en un reservorio naturalmente fracturado, correspondiente a una clasificación tipo I y II.
- Del análisis de formación de volúmenes originales preliminares se puede establecer que el campo Carrasco puede estar catalogado como campo productor de gas-condensado.
- Seleccionamos el sistema TCP (Tubing Conveyed Perforating) ya que permitirá realizar un baleo mucho más limpio, optimizando los tiempos de baleos en la zona productora.
- El sistema de baleos propuesto de 72° es el que más se ajusta a los requerimientos de nuestro pozo estudiado, pero a la vez es el inadecuado, ya que no se tiene el cuidado de la vida productiva del pozo, ya que para el sistema de baleos a 60° se tiene una caída casi lineal y para el sistema de baleos de 72° se tiene una caída exponencial.
- La selección del sistema de baleos de 60° por la empresa operadora es la más adecuada, pese al daño generado (SKIN), representa un mayor cuidado de la vida productiva del pozo.

## 5.2.- RECOMENDACIONES.-

- Se recomienda contar con el software de simulación ASPEN HYSYS 3.1 para que permita determinar de manera más directa los efectos producidos por las variaciones de las variables operacionales para un futuro análisis de flujo del campo, todo con el objetivo de mejorar la exactitud de los resultados obtenidos, bajo un ámbito de estudio diferente.
- Igualmente, se recomienda realizar gestiones para visitar el campo Bermejo, para así poder obtener aún más información de campo.
- Al momento de introducir los datos al software es recomendable verificar las unidades de los mismos ya que podría existir una confusión y de esta manera no obtener el resultado esperado. Si bien la simulación de productividad de pozos exploratorios es sujeto de muchas suposiciones y analogías, se debe usar, en lo posible, los datos más adecuados a las características geológicas y propiedades del sistema roca-fluido.

## BIBLIOGRAFÍA

- /1/. Amaya Santiago Lucino, *Apuntes de la asignatura de Geología de YFR, Agosto 2010*
- /2/. John Lee 2006 Pressure Transient Testing.
- /3/. HUGHES, Baker Incorporated, Completions and production, 2010.
- /4/. Jonathan Bellarby – “Well Completion Design”, 2009.
- /5/. Abrams, E. (1975). *Identification of Organic Compounds In Effluents from Industrial Sources*. Whashington: Academic Press. Obtenido de <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyNET.exe/2000YZQK.TXT?ZyActionD=ZyDocu>
- /6/. Bann, W. (2016). *Business Manager, Acetyls, Methanol and Engineering Thermoplastics*. Seoul: BVA.
- /7/. Doucette, W. (2000). *Handbook of Property Estimation Methods for Chemicals*. Paris: Lewis Publ.
- /8/. Hyun-Min, K. (2015). *New Normal: Emergs From Chinese Bubble*. Seoul: Tecnon OrbiChem.
- /9/. Lide, D. R. (1994). *Handbook of Data Organic Compounds. 3rd ed.* Orlando: CRC Press.
- /10/. KRUMBEIN W.C. y SLOSS L.L., *Estatigrafia y Sedimentacion*, Universidad de Northwestern, (1963).
- /11/. PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A., *Informe de Plan y Presupuesto, Campo Bermejo*, (2015)
- /12/. PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A., *Diagnostico del Campo Bermejo*, (2015)
- /13/. PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A., *Informe de geología de perforación* (2015)
- /14/. *Reservas certificadas*, RYDER SCOTT, 2009
- /15/. PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A., *análisis PVT campo Bermejo* (2015)

- /16/. PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A., Programa de perforación de BJO-X44
- /17/. SPE, Simple Method for Estimating Well Productivity, (2009)
- /18/. SPAN, Manual (2011)
- /19/. HERIOT Watt University, Production Technology I, 2009
- /20/. WAN Renpu, Advanced Well Completion Engineering, , 2009.

### **WEBGRAFIA**

- /1/. <http://saber.ucv.ve/xmlui/bitstream/123456789/711/1/TEG-MDG.pdf>
- /2/. [http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2008/01/mtodos-de-levantamiento-artificial\\_12.html](http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2008/01/mtodos-de-levantamiento-artificial_12.html)
- /3/. <https://cmirandap.wordpress.com/page/3/>
- /4/. <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S357C.pdf>
- /5/. <http://petrogroupcompany.com/archivos/639966587732.pdf>
- /6/. <https://es.scribd.com/doc/219786368/Sistemas-de-Levantamiento-Artificial-pdf>
- /7/. <http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistemas-de-levantamiento-artificial.html>

## GLOSARIO DE TERMINOS

**Arcillas:** Son minerales muy pequeños con una micro estructura en capas y una gran área de superficie, los materiales arcillosos están formados por pequeñas partículas que son clasificadas según su estructura dentro de un grupo específico denominado minerales arcillosos.

**Arenamiento:** Fenómeno donde material de la formación viaja hacia el pozo y la superficie como parte de los fluidos producidos.

**Arenisca:** Roca sedimentaria clástica formada por granos de arena cuyo tamaño varía entre 2 – 0,0625 mm.

**Bajobalance:** Cantidad de presión (fuerza por unidad de área) ejercida entre la formación y el pozo bajo la presión originada por el fluido que entra a la formación.

**Campo:** Proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico

**Cañoneo:** Método que consiste en perforar la tubería de revestimiento para hacer fluir gas natural y/o petróleo del yacimiento hacia el pozo.

**Cohesión:** Fuerza que une las moléculas de un cuerpo.

**Compactación:** Es el proceso físico donde los sedimentos son consolidados, resultando una reducción de los poros entre los granos.

**Completación:** Es la preparación de un pozo para ponerlo en producción económicamente. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo. El contacto con cada horizonte puede ser alcanzado directamente (a hueco abierto) o por cañoneo a través de la tubería de revestimiento. Otra definición. - Trabajos posteriores a la perforación que tienen por objeto poner el pozo en condiciones de producir.

**Compresión:** Es el proceso donde se obliga a un cuerpo a reducir su volumen.

**Consolidación:** Este término está relacionado con los sedimentos que se han compactado y cementado hasta el grado de convertirse en un sólido. Las consecuencias típicas de consolidación incluyen un aumento en la densidad y la velocidad acústica, y una disminución en la porosidad.

**Darcy:** Un medio poroso tiene la permeabilidad de un Darcy cuando una presión de una atmósfera es capaz de forzar un líquido de un cp de viscosidad a través de una muestra cúbica de un centímetro de lado y atravesándola por 1 cm / seg.

**Diferencial de presión (pe-pwf) (Drawdown):** Es la diferencia entre la presión existente en el límite exterior de un pozo y la presión de fondo de producción del mismo.

**Emulsión:** Es la formada cuando un líquido inmisible disperso en otro y usando un químico, reduce la tensión interfacial entre los dos, logrando la estabilidad.

**Estimulaciones:** Técnicas de rehabilitación aplicadas a los pozos, para estimular su capacidad productora. Entre estas técnicas se encuentran: forzamiento de arena con petróleo, forzamiento de arena con agua, fracturamiento, acidificación, lavado de perforaciones y frac pack.

**Filtrado:** El líquido que atraviesa la costra formada por el filtro influenciado por el diferencial de presión.

**Fino:** Es aquella partícula que posea un tamaño entre el rango de 44 a 74 micrones.

**Formación:** Se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

**Gas natural:** Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos que se encuentra en muchos tipos de roca sedimentaria y estrechamente relacionadas a petróleo crudo, diferenciándose de ésta en el rango de hidrocarburos y sus constituyentes. El gas natural es principalmente parafínico consiste principalmente de metano, con proporciones significativas de etano, propano, butano y algo de pentano, y usualmente nitrógeno y dióxido de carbono.

**Petróleo:** Una mezcla líquida de muchas sustancias, principalmente compuestas de hidrógeno y oxígeno. El petróleo crudo varía en apariencia desde incoloro hasta completamente negro, tiene una capacidad calorífica entre 18,300 a 19,500 Btu por libra y una gravedad específica entre 0.78 y 1.00 (correspondiente a 50° API y 10° API, respectivamente).

**Poro:** Es el espacio vacío que posee la roca donde se puede almacenar aire, agua, hidrocarburo u otro fluido. El porcentaje de espacio vacío es la porosidad de la roca.

**Pozo:** Hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.

**Pozo de gas:** Hoyo que tiene como objetivo de extraer gas natural y llevarlo hasta la superficie.

**Reparación:** Trabajos que se hacen únicamente en las instalaciones de superficie o de subsuelo de los pozos con fines de corregir inconvenientes o desperfectos mecánicos que disminuyan o impidan la producción de pozos.

**Yacimiento:** Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes.

# **ANEXOS**



## ANEXO 2

### ESTATIGRAFIA

		FORMACIÓN	LITOLOGÍA	
QUA.		EMBOROZU		
TERTIARY	ELOCENE	GUANDACAY		SUPERSEQ. CHACO
		TARIQUIA		
	YECUA			
	PETACA			
	CAJONES			
K		Gp. TACURÚ		
PERIODIC BRASSI	LOW	BASALTO ENTRE RIOS		
		VITACUA		SUPERSEQ. CUEVO
PERIODIC BRASSI		CANGAPI		
	CARBONIFEROUS	UPPER	SAN TELMO - ESCARMENT	
CHORRO - FAIGUATI				
TARDA				
LOW		ITACUAMI		
TUPAMBI				
ITACUA				
DEVONIAN	UPPER	IQUIRI		
	MIDDLE	LOS MONOS		
		HUAMAMPAMPA		
	LOWER	ICLA		
		SANTA ROSA		
SILURIAN	UPPER	TARABUCO		SUPERSEQ. CORDILLERA O
		KIRUSILLAS		
ORDOVICIAN	UPPER	CANCANIRI		
	LOWER	CIENEGUILLAS		
		ISCAYACHI		
CAMBRIAN	UPPER	SAN CRISTOBAL		TACARPIALO SUPERSEQ. TACSAVA
		+ BASEMENT		

*Fuente: PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A*

# ANEXO 3

## AREAS DE CONTRATO DE PLUSPETROL CORPORATION

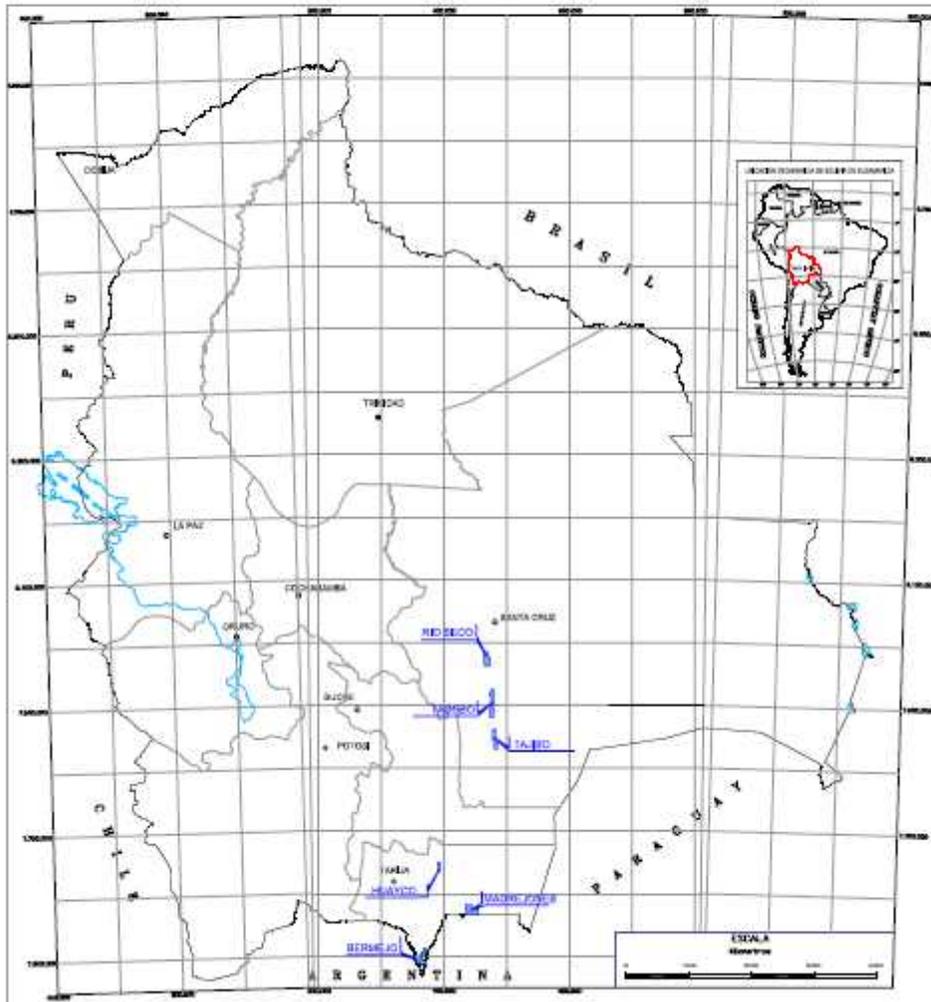
### BOLIVIA



Anexo No 2.1

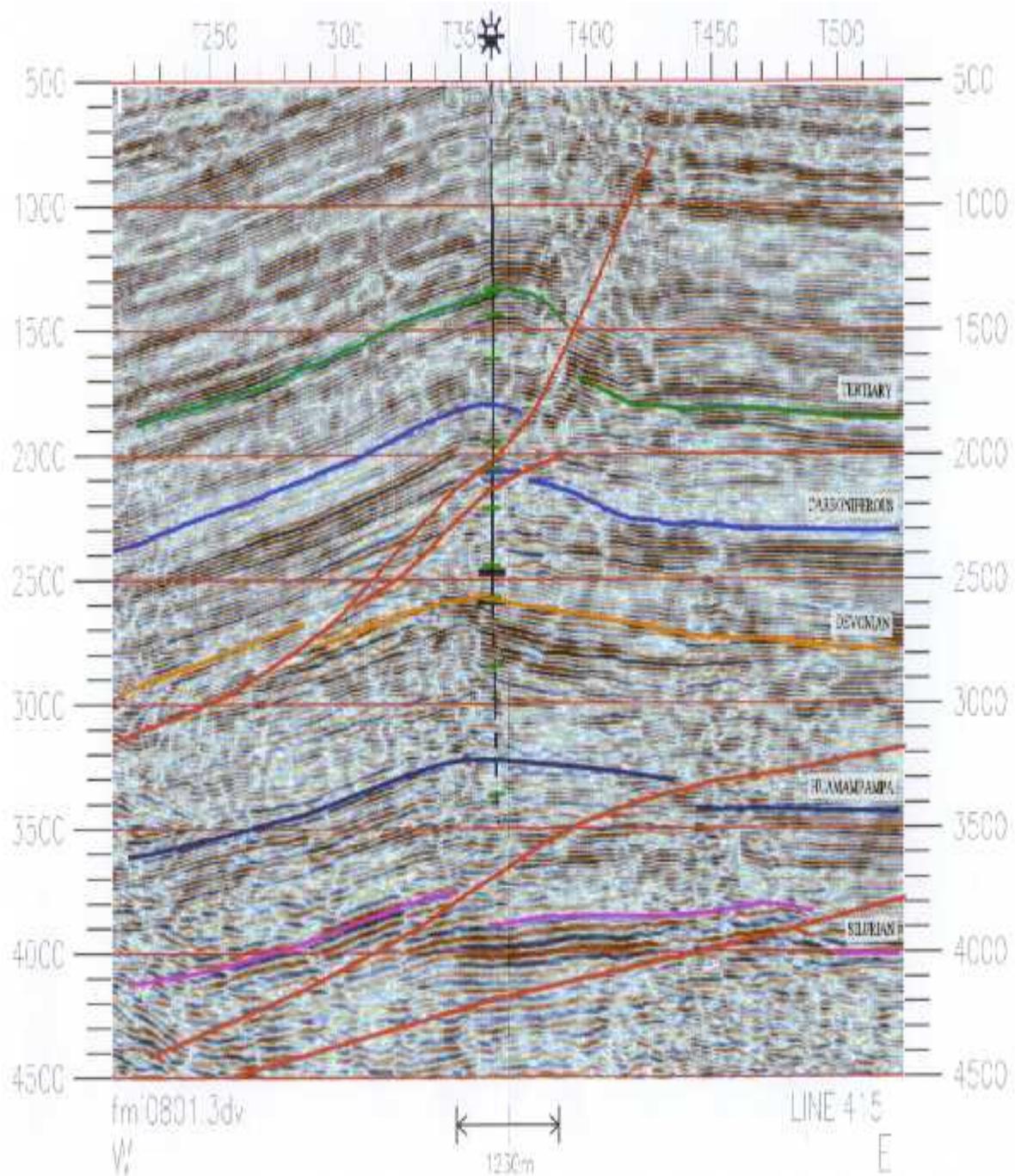
#### MAPA DE UBICACION

#### AREAS CONTRATOS DE OPERACION PLUSPETROL



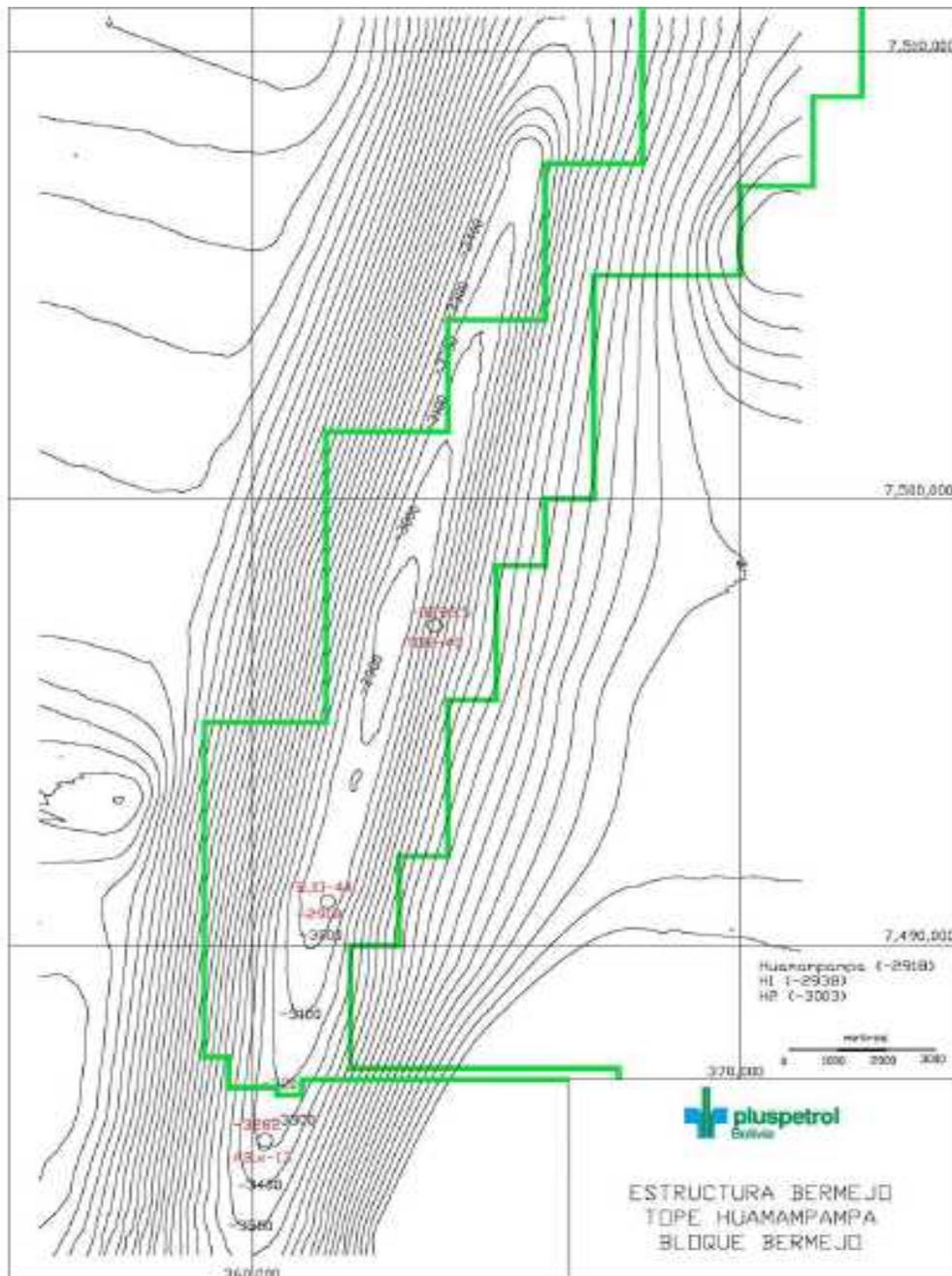
**Fuente:** PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A

**ANEXO 4**  
**PERFIL SISMICO**



**Fuente:** PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A

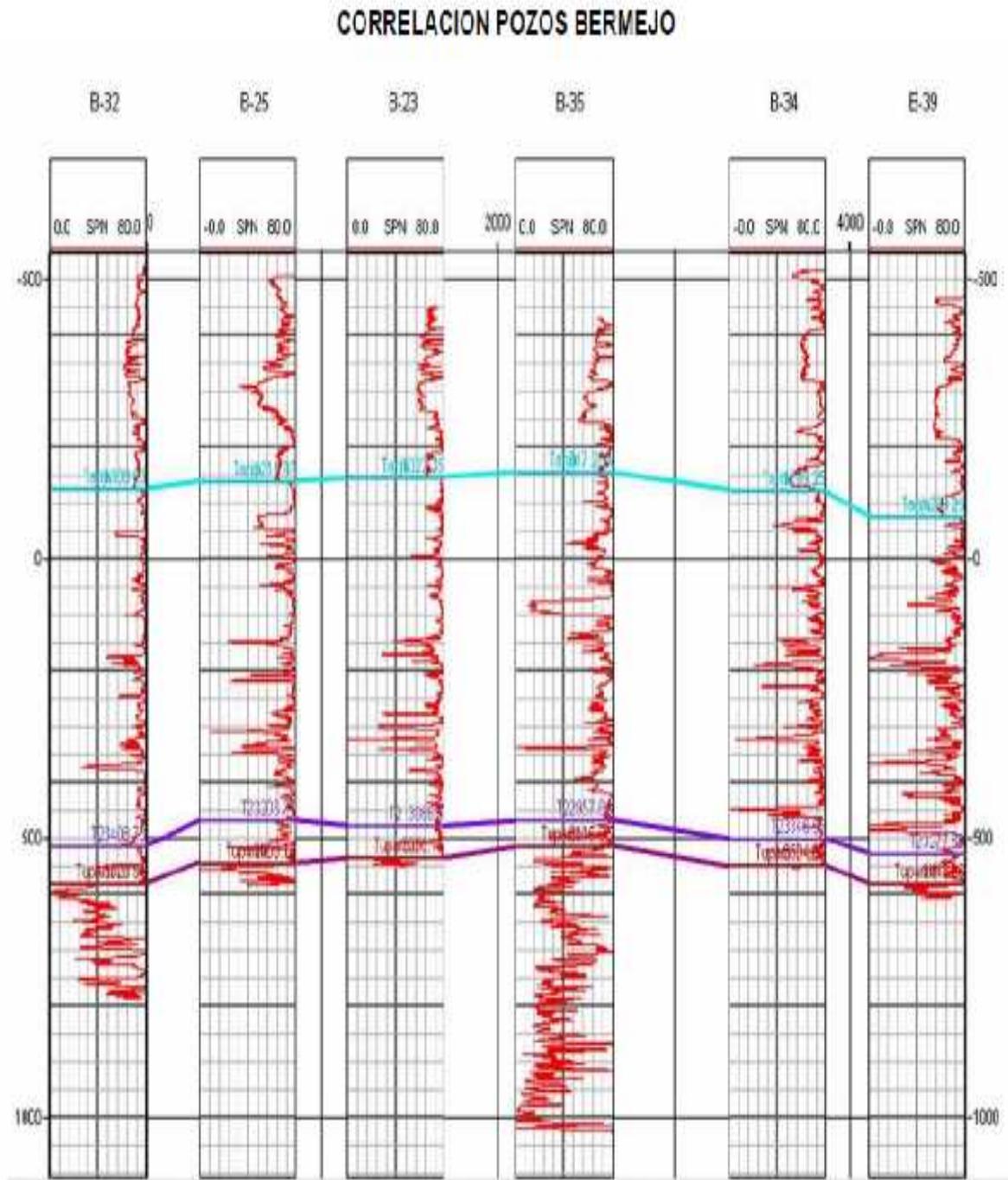
**ANEXO 5**  
**ESTRUCTURA CAMPO BERMEJO**



**Fuente:** PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A

## ANEXO 6

### CORRELACION DE POZOS DEL CAMPO BERMEJO



*Fuente: PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A*

## ANEXO 7

### POLITICAS EHS PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A.



Anexo No 6.4

#### **POLÍTICA DE MEDIO AMBIENTE, SALUD Y SEGURIDAD DE PLUSPETROL RESOURCES CORPORATION S.A.**

Pluspetrol Resources Corporation (Pluspetrol), una compañía internacional integral de energía, establece los siguientes compromisos:

- Cumplir con la legislación aplicable y otros requisitos a los cuales la compañía se adhiera.
- Considerar la Gestión de EHS como una prioridad de la Compañía.
- Proveer condiciones de trabajo seguras, saludables y ambientalmente amigables a sus empleados.
- Prevenir enfermedades ocupacionales y todo tipo de accidentes, contaminación, e impactos adversos al medio ambiente y comunidades.
- Operar haciendo un uso racional de la energía y de los recursos naturales.
- Llevar adelante la Gestión de EHS mediante programas de mejora continua, capacitando y motivando al personal propio y contratado respecto de EHS.
- Promover esta Política a la comunidad y a partes interesadas.

*Fuente: PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A*

## CONTINUACION DEL ANEXO 7

### POLITICA INTEGRADA DE GESTIÓN EN SALUD, SEGURIDAD, MEDIO AMBIENTE Y CALIDAD

Pluspetrol Bolivia Corporation S.A., una compañía dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos, opera bajo el marco de un sistema integrado de gestión cuyo fin principal es asegurar el cumplimiento con los compromisos asumidos en la Política Corporativa de EHS:

- Cumplir con la legislación aplicable y otros requisitos a los cuales la compañía se adhiera.
- Considerar la Gestión de EHS como una prioridad de la Compañía.
- Proveer condiciones de trabajo seguras, saludables y ambientalmente amigables a sus empleados.
- Prevenir enfermedades ocupacionales y todo tipo de accidentes, contaminación e impactos adversos al medio ambiente y comunidades.
- Operar haciendo un uso racional de la energía y de los recursos naturales.
- Llevar adelante la gestión de EHS mediante programas de mejora continua, capacitando y motivando al personal propio y contratado respecto de EHS.
- Promover esta política a la comunidad y a partes interesadas.

Que se complementa con los siguientes compromisos locales:

- Evaluar y controlar los aspectos ambientales que nuestras operaciones puedan producir en los ecosistemas en las regiones donde operamos (aire, aguas, suelos, flora, fauna y seres humanos).
- Evaluar y mejorar continuamente el desempeño del sistema integrado de gestión con el fin de satisfacer en forma equilibrada las necesidades y expectativas de los actores e instituciones relacionados con nuestro trabajo.
- Proveer condiciones seguras, saludables y ambientalmente amigables a contratistas, visitas y cualquier otra persona en los predios de la empresa.
- Promover y asegurar la competencia del personal propio y contratado en base a educación, capacitación, habilidades y experiencia.
- Proveer y mantener la infraestructura y el ambiente de trabajo necesarios acorde con los estándares de la compañía.
- Asignar los recursos necesarios para la implementación y el mantenimiento del sistema integrado de gestión.
- Comunicar y asegurar que esta política sea comprendida por todo el personal de la empresa y de los contratistas.

**Fuente:** PLUSPETROL CORPORATION BOLIVIA S.A