

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

**PROPUESTA ALTERNATIVA PARA LA TERMINACION DE POZO
INCAHUASI-4, PARA INCREMENTAR LOS CAUDALES MAXIMOS DE
PRODUCCION**

POSTULANTE: MARIA MAGDALENA LUCANA QUISPE

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

LA PAZ – BOLIVIA

2018



**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.

DEDICATORIA

A MI DIOS DE ABRAHAM, DE ISAAC Y JACOB, CREADOR DEL CIELO Y LA TIERRA,
QUIEN ME DIO LA RAZON DE VIVIR.

A MI MAMA NATIVIDAD Y MI PAPA PAULINO, POR DARME SU DEDICACIÓN, APOYO,
SACRIFICIO Y ESFUERZO MAS ALLA DE SUS FUERZAS.

A MI QUERIDO ESPOSO ANJHELO E HIJA ANITA, GRACIAS POR CUIDARME Y
APOYARME SIEMPRE, LOS AMO MUCHO.

AGRADECIMIENTOS

Al Dios de la Biblia por ser el pilar fundamental en mi vida y darme la fuerza necesaria para concluir esta etapa de mi carrera.

A mi mama y mi papa por el sacrificio, esfuerzo y cariño brindado durante todo este tiempo de vida, gracias por existir.

A mi esposo Anjhelo por su esfuerzo y apoyo incondicional, gracias por estar a mi lado en todo momento.

A la Universidad Mayor de San Andrés y a la Facultad de Ingeniería.

A los docentes de la carrera de Ingeniería Petrolera por los conocimientos impartidos a lo largo de mi formación profesional.

A mi tutor Ing. M. Sc. Marco Montesinos por su apoyo en el presente proyecto y por su dedicación como docente y director de nuestra carrera, gracias a la enseñanza brindada a lo largo de mi carrera profesional.

Contenido	
INDICE DE FIGURAS	VII
INDICE DE GRAFICAS	VIII
INDICE DE TABLAS	IX
RESUMEN	X
CAPITULO I: CONSIDERACIONES GENERALES	1
1.1. INTRODUCCION	1
1.2. ANTECEDENTES	2
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.3.1. Identificación del problema	3
1.3.1. Formulación del problema	4
1.4. OBJETIVOS	4
1.4.1. Objetivo general	4
1.4.2. Objetivos específicos	4
1.5. JUSTIFICACION	5
1.5.1. Justificación técnica	5
1.5.2. Justificación económica	5
1.5.3. Justificación social	6
1.5.4. Justificación ambiental	7
1.6. ALCANCES	7
1.6.1. Alcance temático	7
1.6.2. Alcance geográfico	7
1.6.3. Alcance temporal	8
CAPITULO II: CONSIDERACIONES TECNICAS SOBRE LAS PROPIEDADES DEL SISTEMA	9
2.1. TERMINACION DE POZOS	9
2.2. CLASIFICACION DE LA TERMINACION DE POZOS	10

2.2.1. Terminación a pozo abierto (OPEN HOLE)	11
2.2.2. Terminación con tubería ranurada	13
2.2.3. Terminación con pozo entubado y baleado (CASED HOLE)	14
2.2.4. Terminación Simple	17
2.2.5. Terminación Simple convencional	18
2.2.6. Terminación Simple Selectiva	18
2.2.7. Terminación doble	19
2.2.8. Terminación múltiple	20
2.3. DISEÑO DE LAS TERMINACIONES	22
2.3.1. Planeación de la terminación del pozo	23
2.3.2. Programas de operación de la terminación	23
2.4. ANALISIS DE INFORMACION	23
2.4.1. Muestras de canal y corte de núcleos	24
2.4.2. Gasificación y pérdidas de circulación	24
2.4.2.1. Gasificación	24
2.4.2.2. Perdidas de circulación	25
2.4.3. Antecedentes de pruebas durante la perforación	25
2.4.3.1. Pruebas de formación	26
2.5. ANÁLISIS DE REGISTROS EN LA TERMINACION DE POZOS	26
2.6. TOMA DE INFORMACIÓN PARA LA TERMINACION DE POZOS	27
2.6.1. Registros de presión en la toma de información para la terminación de pozos	28
2.6.1.1. Curvas de variación de presión	28
2.6.2. Registros de producción	29
2.6.3. Registro de Molinete	30
2.6.4. Registros de Evaluación de Cementación	30
2.7. INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y PRODUCTIVIDAD DEL POZO	31

2.7.1. Fluidos utilizados durante la Terminación	33
2.7.2. Daño a la formación productora originados por los fluidos de terminación	34
2.8. ANALISIS DE LOS PROBLEMAS EN LA TERMINACION DE POZOS	35
2.8.1. Pozos con problema	35
2.8.1.1. Gasto de producción limitado	35
2.8.2. Problemas con los sistemas artificiales	38
2.8.3. Problemas de producción de agua en pozos de aceite y gas	39
2.8.4. Problemas de gas en pozos de aceite	39
2.9. DISEÑO DE LA VIDA DEL POZO	40
2.10. IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATION)	40
2.11. AOF (ABSOLUTE OPEN FLOW)	41
2.12. ANALISIS NODAL	41
CAPITULO III: PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCION DE LOS POZOS DE APLICACIÓN	44
3.1. INTRODUCCIÓN	44
3.2. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO INCAHUASI	44
3.2.1. Descripción y ubicación del campo	44
3.2.1.1. Historial de la exploración del Campo Incahuasi	44
3.2.1.2. Ubicación del campo Incahuasi	47
3.2.2. Características geológicas y geofísicas del campo	48
3.2.2.1. Geología regional del campo Incahuasi	48
3.2.2.2. Estratigrafía de la Formación	48
3.2.2.3. Geología estructural del área	49
3.3. UBICACIÓN Y ESTADO DE LOS POZOS	51
3.4. ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA PETROLERO DE LA FORMACION	53

3.4.1. Características petrofísicas de las formaciones	56
3.4.1.1. Formación Huamampampa	56
3.4.1.2. Formación Icla	56
3.4.1.3. Formación Santa Rosa	57
3.5. DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS	57
3.5.1. Resultados de pruebas de formación	58
3.5.2. Composición del fluido de yacimiento	59
3.6. EVALUACION DE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO ICS – 4 CON EL ARREGLO ACTUAL Y LA TERMINACION PROPUESTA (POZO ABIERTO)	61
3.6.1. ESTIMACION DEL CAUDAL OPERATIVO Y DEL CAUDAL MAXIMO DE OPERACIÓN DEL POZO ICS – 4 MEDIANTE EL SOFTWARE WELLFLO	63
3.6.2. ESTIMACION DEL CAUDAL OPERATIVO Y DEL CAUDAL MAXIMO DE OPERACIÓN DEL POZO ICS – 4, MEDIANTE EL SOFTWARE PROSPER PARA LAS TERMINACIONES A POZO ENTUBADO Y A POZO ABIERTO	72
3.6.2.1. EVALUACION DE LA PRODUCTIVIDAD A POZO ABIERTO (OPEN HOLE)	73
3.6.2.2. EVALUACION DE LA PRODUCTIVIDAD A POZO ENTUBADO (CASED HOLE)	81
CAPITULO IV: CONSIDERACIONES AMBIENTALES	94
4.1. IDENTIFICACION DE ASPECTOS AMBIENTALES	94
4.1.1. Evaluación ambiental de la propuesta alternativa para la terminación del pozo ICS – 4 en el campo Incahuasi	94
4.1.2. Caracterización de aspectos ambientales	94

4.1.2.1. Temporalidad del aspecto	95
4.1.2.2. Condición de la operación	95
4.1.2.3. Tipo de responsabilidad	95
4.1.3. Evaluación de aspectos / impactos ambientales	96
4.1.3.1. Aspectos ambientales significativos	96
4.1.3.2. Tipos de impactos ambientales	97
4.1.4. Determinación del índice de riesgo ambiental (IR)	97
4.1.4.1. Cálculo del Índice de Probabilidad (IP)	97
4.1.4.2. Cálculo del Índice de Control (IC)	98
4.1.4.3. Cálculo del Índice de Gravedad (IG)	99
4.2. ANALISIS DE RIESGO Y PLAN DE CONTINGENCIAS PARA LA TERMINACION DE POZOS	106
4.2.1. Análisis de riesgos	106
4.2.2. Plan de contingencias	110
4.3. MEDIDAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL	112
4.3.1. Equipos de protección personal requerido	112
CAPITULO V: EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO	116
5.1. INTRODUCCION	116
5.2. ANALISIS ECONOMICO	116
5.3. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL TIPO DE TERMINACIÓN (POZO ABIERTO Y POZO ENTUBADO) DEL POZO ICS – 4	119
5.3.1. Análisis Económico para la Terminación a Pozo Abierto (Open Hole)	120
5.3.2. Análisis Económico para la Terminación a Pozo Entubado (Cased Hole)	122
5.4. INDICADORES DE LA EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO	133
5.4.1. Valor Actual Neto(VAN)	133

5.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)	133
5.4.3. Periodo de Recuperación de la Inversión	134
CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	135
6.1. CONCLUSIONES	135
6.2. RECOMENDACIONES	136
BIBLIOGRAFIA	
SIMBOLOS Y ABREVIACIONES	
GLOSARIO	
ANEXOS	

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.2: ubicación del lugar de estudio	8
Figura 2.1: Terminación a Pozo Abierto	13
Figura 2.2: Terminación Con Tubería Ranurada	14
Figura 2.3: Terminación a pozo entubado y baleado (CASED HOLE)	16
Figura 2.4: Terminación con tubería Ranurada sencilla	17
Figura 2.5: Terminación con tubería Ranurada sencilla convencional	18
Figura 2.6: Terminación con tubería Ranurada sencilla selectiva	19
Figura 2.7: Terminación doble	20
Figura 2.8: Terminación con tubería Ranurada múltiple	21
Figura 2.9: Fuentes de datos para la terminación de pozos	22
Figura 2.14. Economic influence of completions	40
Figura 2.15: IPR	41
Figura 3.1: Mapa de ubicación del Campo Incahuasi (Bloque Ipati / Aquio)	46
Figura 3.2: Pozo Incahuasi X1 ST1 resultados principales	47
Figura 3.3: estratigrafía de la formación	49
Figura 3.3: Corte estructural de referencia	50
Figura 3.4: Mapa estructural de la formación – Bloque Ipati	51
Figura 3.5: Pozo ICS – 4, Bloque Ipati	53
Figura 3.6: Pruebas MDT, DST y PLT POZO ICS - 4 Formación Huamampampa	58
Figura 3.7: Software Wellflo versión 63	
Figura 3.8: Fase inicial del Simulador Wellflo	64
Figura 3.9: Tipo de pozo y fluido	65
Figura 3.10: Correlaciones de flujo	66
Figura 3.11: Profundidades de referencia	67
Figura 3.12: Datos del fluido	68

Figura 3.13: Datos del reservorio	69
Figura 3.14: Caudal Máximo de Producción	70
Figura 3.15: Caudal de Gas y Condensado	71
Figura 3.16: Figura Software PROSPER	72
Figura 3.17: Descripción del pozo ICS - 4 bajo el escenario a POZO ABIERTO	73
Figura 3. 18: Descripción PVT del pozo ICS - 4 POZO ABIERTO	74
Figura 3. 19: Descripción I.P.R. del pozo ICS - 4, ABIERTO	75
Figura 3. 20: Descripción del daño, del pozo ICS - 4 POZO ABIERTO	76
Figura 3. 21: Descripción AOF del pozo ICS - 4 POZO ABIERTO	77
Figura 3. 22: Descripción Equipment down hole del pozo ICS – 4	78
Figura 3. 23: Estimación de la producción del pozo ICS - POZO ABIERTO	79
Figura 3. 24: Curva In (IPR) y Out flow (VLP) del pozo ICS - 4 a POZO ABIERTO	81
Figura 3. 25: Descripción del pozo ICS - 4 POZO ENTUBADO	82
Figura 3. 26: Descripción PVT del pozo ICS - 4 POZO ENTUBADO	83
Figura 3. 27: Descripción I.P.R. del pozo ICS - 4 POZO ENTUBADO	85
Figura 3. 28: Descripción del daño del pozo ICS - 4 POZO ENTUBADO	86
Figura 3. 29: Descripción Equipment down hole del pozo ICS – 4	87
Figura 3. 30: Curva IPR del pozo ICS - 4 CASED HOLE	88
Figura 3. 31: Estimación de la Producción del Pozo ICS – 4 POZO ENTUBADO	89
Figura 3. 32: Curva Inflow y Outflow del pozo ICS - 4 POZO ENTUBADO	91
Figura 4.1: Protector de la cabeza	112
Figura 4.1: Protectores de ojos	113
Figura 4.2: Protectores de oídos	113
Figura 4.3: Protectores de manos	114
Figura 4.4: Protectores de protectores de pies	115

INDICE DE GRAFICAS

Gráfica 1.1: Demanda de hidrocarburos en Bolivia

3

Gráfica 5.1: Declinación de la vida productiva del pozo ICS – 4 a Pozo Abierto 129

Gráfica 5.2: Declinación de la vida productiva del pozo ICS – 4 a Pozo Entubado 129

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1.- Sistema libre de solidos 33

Tabla 3.1: Ubicación del Bloque Ipati, Campos Incahuasi 47

Tabla 3. 2: Escenario 1P 54

Tabla 3. 3: Escenario 2P 55

Tabla 3. 4: Escenario 3P 55

Tabla 3.5: Resultados de análisis de PVT de fluidos del pozo ICS – 4 59

Tabla 3.6: Resultados de reservorio del bloque Ipati 59

Tabla 3.7: Composición del reservorio del bloque Ipati 60

Tabla 3.8: Composición del fluido del reservorio del bloque Ipati 61

Tabla 3.9 : Datos del ICS - 4 para evaluación de productividades ICS -4 62

Tabla 3.10: Datos del fluido introducidos en el software WELLFLO 68

Tabla 3.11: Datos del reservorio introducidos en el software WELLFLO 69

Tabla 3.12: Resultados obtenidos por el software WELLFLO 70

Tabla 3.13 : Resultados obtenidos por el software WELFLO 71

Tabla 3.14: Datos introducidos en el software PROSPER 78

Tabla 3.15: Resultados obtenidos por el software PROSPER 80

Tabla 3.16: Datos introducidos en el software PROSPER 84

Tabla 3.17: Datos introducidos en el software PROSPER 87

Tabla 3.18: Resultados obtenidos de la estimación de producción por el software PROSPER

89

Tabla 3.19: Resultados obtenidos de la estimación de producción por el software PROSPER
90

Tabla 3.20: Comparación en la producción del pozo ICS - 4 a POZO ABIERTO (OPENHOLE) Y POZO ENTUBADO (CASED HOLE) 92

Tabla 3.21: Incremento en la producción del pozo ICS - 4 a POZO ABIERTO (OPEN HOLE) en comparación a la terminación a POZO ENTUBADO (CASED HOLE 92

Tabla 4.1: Valores del Índice de Riesgo. 97

Tabla 4.2: Valores del Índice de Probabilidad. 98

Tabla 4.3: Valores del Índice de Control. 98

Tabla 4.4: Valores del Medio Impactado 100

Tabla 4.5: Valores del Recurso Impactado. 100

Tabla 4.6: Valores de la Naturaleza peligrosa de la Sustancia. 101

Tabla 4.7: Valores de la Magnitud del Impacto. 101

Tabla 4.8: Matriz de identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales al hábitat, flora y fauna. 102

Tabla 4.9: Continuación Matriz de identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales al hábitat, flora y fauna. 103

Tabla 4.10: Continuación Matriz de identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales al hábitat, flora y fauna. 104

Tabla 4.11: Continuación Matriz de identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales al hábitat, flora y fauna 105

Tabla 4.12: Riesgos identificados 106

Tabla 4.13: Matriz de consecuencias 107

Tabla 4.14: Matriz de probabilidad 108

Tabla 4.15: Matriz de nivel de riesgos 108

Tabla 4.16: Significado del nivel de riesgo 109

Tabla 4.17: Nivel de riesgos identificados 109

Tabla 5.1: Tabla comparativa de resultados 125

Tabla 5. 2: Comparación de utilidades 126

Tabla 5.3: <i>Datos para la Predicción de Producción del Pozo ICS – 4</i>	127
Tabla 5.4: <i>Vida Productiva del Pozo ICS – 4</i>	128
Tabla 5.5: <i>Caudales de Producción a POZO ABIERTO</i>	130
Tabla 5.6: <i>Utilidades por día y año a POZO ABIERTO</i>	131
Tabla 5.7: <i>Caudales de Producción a Pozo Entubado</i>	131
Tabla 5.8: <i>Utilidades por día y año a Pozo Entubado</i>	132
Tabla 5.19: <i>Resumen de los indicadores considerados</i>	133
Tabla 5.10 <i>Parámetros considerados para la evaluación económica del proyecto</i>	134

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

CH: Cased Hole(Pozo Entubado)

CO₂: Dióxido de Carbono

DST: Drill Stem Testing

Ft: pies

H₂S: Ácido Sulfhídrico

H₂O: Agua

ID: Diámetro Interno

IPR: Inflow Performance Relation

IDH: Impuestos

KB: Mesa Rotaria

MD: Measured depht

MMBTU: Millones de Unidades Térmicas Británicas

MMpcd: Millón de pies cúbicos por día

mSS: metros Sub Sea

m: metros

OH: Open hole(Pozo Abierto)

Pcd: pies cúbicos por día

Phi: Porosidad

PROSPER: Production and Systems Performance

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 Sub superficial

T: Temperatura

TCFs: Trillones de pies cúbicos

TVD: True Vertical Depht

TVDSS: True Vertical Depht SubSea

UGT: Unidades de gas total

UTM:Universal Transversal de Mercator

Vsh: Volumen de lutitas

YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

μ_g : Viscosidad del gas

μ_o : Viscosidad del petróleo

μ_w : Viscosidad del agua

RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto consta de seis capítulos, los cuales describen el estudio del análisis comparativo de la incidencia del tipo de terminación en la productividad del pozo ICS - 4. Este análisis productivo de incidencia es a través de la evaluación de productividad del pozo para dos escenarios de terminación de pozos los cuales son Terminación a pozo abierto y Terminación a pozo entubado.

El Capítulo I, describe una breve introducción, enfocando los antecedentes y problemáticas enmarcan y 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 delimitando el alcance del proyecto específicamente al área de producción de hidrocarburos.

El Capítulo II, se establecen los fundamentos teóricos que será prescindible para desarrollar este proyecto, se describe el funcionamiento de los principales equipos involucrados en el sistema, el diseño de una terminación de pozo, interfaz de los simuladores, y por consiguiente todos los detalles necesarios.

El Capítulo III, Detalla el Campo de estudio, así como el pozo a ser evaluado mediante el análisis de la evaluación de productividad bajo dos tipos de terminación. Realizamos implícitamente el análisis nodal del pozo ICS - 4, para hallar el AOF (Absolute Open Flow) mediante el software Wellflo, como indicativo que estamos llevando un buen parámetro de simulación, al comparar el resultado con los proporcionados por el software Prosper al evaluar la productividad del pozo en estudio bajo dos escenarios; por lo tanto determinaríamos la factibilidad del tipo de terminación, para nuevamente evaluarlo desde un aspecto técnico-económico.

El Capítulo IV, Describe e identifica los Aspectos e Impactos Ambientales a través de una metodología que permite realizar la Matriz de identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales al hábitat, flora y fauna que son ocasionados durante la terminación de pozos, a fin de determinar aquellos que resulten

significativos según el impacto que produzcan o puedan producir sobre el medio ambiente, de manera que se pueda mitigar tales daños.

El Capítulo V, está orientado a la parte de análisis técnico-económico del proyecto, en el cual se evalúa económicamente la rentabilidad económica del proyecto en base a un estudio de costo beneficio, considerando la factibilidad o no del proyecto, el cual es directamente proporcional a la productividad.

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

CAPITULO I: CONDICIONES GENERALES

1.1. INTRODUCCIÓN.

Las operaciones de recuperación de hidrocarburos se han clasificado en tres etapas: primaria o por flujo natural, recuperación secundaria y terciaria o recuperación mejorada. Al término de la producción por flujo natural de los reservorios y de las técnicas artificiales, ante la existencia de remanencias de petróleo crudo que no es recuperado y que conforma la mayor parte del reservorio que aún se encuentra dentro las rocas reservorio, se requieren otros métodos de producción más modernos basándose en el principio de desplazamiento dentro el yacimiento: métodos de recuperación secundaria.

En el mundo existen muchos métodos de recuperación aplicados en el mundo tomando en cuenta las características geológicas del reservorio y las propiedades físicas y químicas del fluido de producción. La elección del método de recuperación es la consecuencia de esta evaluación previa, además de que se debe tomar en cuenta la disponibilidad del material que se utilizará para realizar esta operación.

Los métodos más conocidos de recuperación son la inyección de agua, la inyección de gas y la inyección alternada de agua y gas, pero también apelándose a este modelo de recuperación, se incluye lo que es la inyección de condensado lo que viene a ser un fluido miscible con el petróleo crudo dentro el reservorio. La inyección de fluidos miscibles con el petróleo garantiza el barrido de un 100% de las reservas remanentes dentro el reservorio, estos fluidos pueden ser agua, alcohol o hidrocarburos, así como gas seco como ultimo solvente que se utiliza. La ventaja de utilizar fluidos miscibles está en la preferencia de componentes que existe en el momento del contacto solvente-petróleo.

El gas condensado tiene la característica de ser de condensación retrógrada o que se encuentre cerca al punto crítico. Pero es considerado un solvente capaz de barrer hasta el 100% de las reservas remanentes de crudo pesado. La cantidad de líquidos

que tiene hace que dentro del reservorio pueda disolverse dentro la formación a cierta presión lo que se denomina Presión Mínima de Miscibilidad (MMP) lo que posibilita tal miscibilidad de fases.

Por el contexto actual del campo en donde se quiere implementar, es importante conocer el tipo de hidrocarburos que se encuentra dentro el reservorio esto con el objetivo de que la inyección recupere la mayor cantidad de fluido posible, se conoce que la eficiencia de barrido es alto, y también se tiene condensado disponible que proviene del mismo campo lo que lo hace económicamente, técnica y logísticamente factible para su utilización.

1.2. ANTECEDENTES.

YPFB entre los años 1963 y 1964, en base a la exploración de superficie determinó varias culminaciones, en las cuales perforó los pozos someros Aquio-X1, Lagunillas-X1 y Pincal-X1, que resultaron negativos. Tecpetrol perforó los pozos someros Curuyuqui-X1001 y LaMontaña-X1001, siendo el resultado negativo para ambos casos.

TOTAL E&P BOLIVIE, nueva operadora del área realizó trabajos exploratorios que condujeron a la perforación de los pozos Aquío-X1002 (AQI-X1002) e Incahuasi - 3 (ICS-3).

El proyecto fue ejecutado por la empresa Geo ambienté Limitada, con el fin de realizarla verificación y actualización de los aspectos geológicos sobre el alineamiento estructural de la Serranía de Incahuasi, con el objeto de obtener mayor información de los aspectos geológicos del área, especialmente datos estructurales que coadyuven en la interpretación del modelo estructural estratigráfico del área.

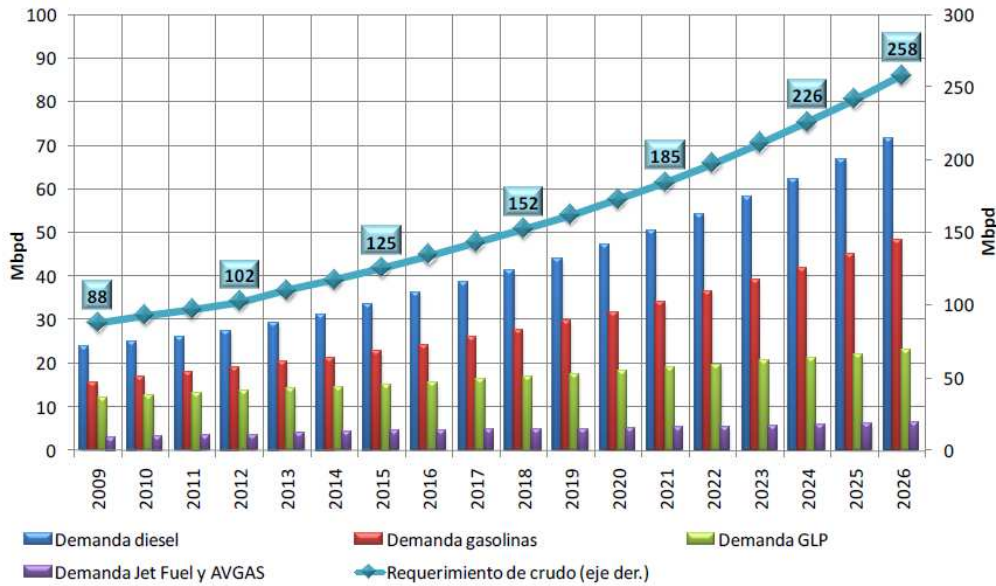
Las características topográficas representan altos pendientes con concordantes abruptas con un anticlinal fallado y con ejes de dirección predominantemente NS.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

1.3.1. Identificación del Problema.

En la medida que se explota un pozo, la velocidad del gas a través de la terminación va variando y se experimenta una baja de producción de hidrocarburos que existe en el país, debido a la declinación que están experimentando los campos hidrocarburíferos descubiertos en el anterior siglo, se deben realizar estudios para poder incrementar la producción y generar mayores ingresos por concepto de recuperación de crudos pesados remanentes en gran cantidad que aun se encuentran en los reservorios petrolíferos.

Gráfica 1.1: Demanda de hidrocarburos en Bolivia



Fuente: YPFB Plan de inversiones 2009-2015

La grafica anterior denota la demanda progresiva de los derivados de hidrocarburos en este sentido los proyectos de exploración y producción en cuanto a los pronósticos de producción deben ser exactos para futuras planificaciones, así mismo podemos observar que algunos prospectos fueron elaborados bajo escenarios de incertidumbre, debido a que están asociados a riesgos geológicos, y la falta de

información proveniente de actividades de evaluación adecuadas, ya que pueden ser muy conservadores o muy optimistas.

1.3.2. Formulación del problema

El daño causado por los baleos realizados en los pozos entubados, ocasiona un efecto negativo sobre la capacidad de entrega del reservorio y por ende en la productividad del pozo, por tanto dentro de este contexto el sistema de baleos hecho en el pozo ICS – 4 bajo una terminación a pozo entubado, no es el más óptimo, siendo incidente negativamente en la producción de gas y condensado, por esta razón el comportamiento productivo del pozo ICS – 4 terminado a pozo entubado (cased hole) se ve afectado por el daño a la formación que causa la perforación, cementación y posterior comunicación del Reservorio y Pozo(baleos) por lo que no se alcanza un caudal óptimo

1.4. OBJETIVOS.

1.4.1. Objetivo General.

Determinar el Caudal Máximo de Producción (AOF) del pozo ICS – 4, a fin de evaluar este comportamiento productivo, mediante una comparación con otro tipo de terminación (AOF - open hole).

1.4.2. Objetivos Específicos.

- ✓ Evaluar las condiciones y características geológicas y de producción actuales del campo Incahuasi
- ✓ Determinar el caudal operativo y el AOF del pozo ICS - 4 mediante el software Welflo.
- ✓ Evaluarla productividad del pozo ICS – 4 con la propuesta de terminación a Pozo Abierto (OpenHole), mediante el software PROSPER.
- ✓ Realizar una evaluación ambiental e identificar los Aspectos e Impactos Ambientales a fin de determinar aquellos que resulten significativos según el impacto que produzcan o puedan producir sobre el medio ambiente.

- ✓ Elaborar la Matriz de identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales al hábitat, flora y fauna.
- ✓ Determinar la viabilidad técnica y económica.

1.5. JUSTIFICACIÓN.

1.5.1. Justificación Técnica.

Los remanentes de petróleo están tomando gran importancia debido a la necesidad energética actual, los cuales colocan a los productores de petróleo a adaptar, mejorar e innovar los mecanismos de recuperación de petróleo, la cual es la razón de esta proyecto donde se busca analizar el tipo de terminación, de esta manera generar un diagnostico que permita orientar a los investigadores a través de una propuesta incrementar la producción del campo.

El perfil de producción presentado para el 2014-2016 corresponde a una declinación del campo con el nivel de actividad actual. Los pozos productores de crudo pertenecientes a este campo presentan inconveniencias en cuanto a la producción asociada a la recuperación artificial primaria, como es el caso de la inyección de agua, el cual ya no recuperara volúmenes en escala comercial de crudo del campo como se lo estimaba al inicio de la producción.

Generalmente un pozo open hole, permite alcanzar mayores IPR como resultado del menor daño a la formación. Por tanto la mayor producción de gas condensado a ser alcanzado mediante la terminación open hole podría ser una propuesta interesante a fin de aplicar softwares para evaluar los comportamientos de producción de manera práctica, para así poder hacer frente al descenso en la producción nacional y la crisis energética en el país.

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.

Puesto que Bolivia se atravesó una de sus peores crisis debido al descenso en la producción del petróleo crudo que abastece al mercado interno, según datos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Se estima que las reservas disminuyeron en función al agotamiento natural de los yacimientos sometidos a un proceso de explotación constante¹.

Asimismo en el año 2009 la empresa Ryder Scott certificó 9,94 trillones de pies cúbicos (TCF), mientras que en 2013 se hizo la certificación con la empresa GLJ, que cuantificó en 10,45 TCF las reservas probadas. El último registro de 2013 comparado con el actual, muestra que hubo una compensación de las reservas consumidas y un leve incremento.²

Ya que actualmente la canadiense Sproule International Limited concluyó con la cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos de Bolivia al 31 de diciembre de 2017. Determinó la existencia probada de 10,7 trillones de pies cúbicos de gas, mientras que las probadas más las probables suman 12,5 trillones de pies cúbicos y 14,7 trillones de pies cúbicos la suma de probadas, probables y posibles.³

Con la propuesta de la terminación a pozo abierto se espera incrementar la producción en el campo Incahuasi, lo que permitirá enviar mayor cantidad de crudo a las refinerías; para que las mismas trabajen acorde a su capacidad, a su vez incrementar la producción de los diferentes carburantes y así cubrir la demanda existente en nuestro país y al mismo tiempo reducir la importación de los mismos, ya que nuestro país invierte gran cantidad de dinero en este aspecto, esto representara un ahorro significativo en la economía nacional y por ende las recaudaciones por concepto de IDH y regalías.

1.5.3. Justificación social

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

¹Importación de petróleo por bajas, periódico Los Tiempos, Agosto 2016.

² Las reservas probadas de gas en Bolivia llegan a 10.7 TCF, periódico La Razón, Agosto 2018

³ Las reservas probadas de gas en Bolivia llegan a 10.7 TCF, periódico La Razón, Agosto 2018

departamentos productores y no productores, lo que posibilita que se desarrollen más proyectos a nivel regional y nacional.

1.5.4 Justificación ambiental

En la ejecución de la terminación de pozos, al igual que en todo de proceso de perforación se requiere un análisis y estudio del impacto ambiental, que causa dichas operaciones en el medio y pese a la existencia de estudios relacionados con el manejo medio ambiental en la completación de pozos, una conclusión definitiva es que se debe identificar y evaluar los aspectos e impactos ambientales de las actividades que competen al mismo, a fin de determinar aquellos que resulten significativos según el impacto que produzcan o puedan producir sobre el medio ambiente.

1.6. ALCANCES.

1.6.1. Alcance Temático.

El presente proyecto está destinado al área de Producción Petrolera, mediante la cual describe los tipos de terminación a ser evaluadas, realiza análisis mediante simulación para analizar cual sería la productividad bajo un escenario de open hole, no infiere al ámbito de perforación ya que se rige netamente bajo conceptos de producción e implícitamente bajo los escenarios y diseño propuestos.

1.6.2. Alcance Geográfico.

El presente proyecto tiene como estudio el campo Incahuasi en el Bloque Ipati, el cual se encuentra a travesando de norte a sur por la serranía de Incahuasi, cuya cresta sirve de línea divisoria entre las provincias Luis Calvo del Departamento de Chuquisaca y Cordillera del Departamento de Santa Cruz. Estos bloques se encuentran situados a 250Km. de distancia al sur de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, en la faja sub-andina sur, siendo Lagunillas la localidad principal del área.

Figura 1.2: ubicación del lugar de estudio



Fuente: Informe de plan de trabajos y Presupuesto, TOTALE&P BOLIVIE, 2013.

1.6.3. Alcance Temporal.

El proyecto es una propuesta presentada a la Universidad Mayor de San Andrés, este proyecto tiene un periodo de vigencia dentro la línea de tiempo, hasta que cambie de manera peyorativa la producción de los pozos de estudio, por tanto el análisis técnico respecto de la incidencia de evaluaciones de productividad, ya no podrá ser considerada por el ingeniero en producción, a razón de que se deberá analizar otro método de optimización para la producción.

CAPITULO II:

CONSIDERACIONES TECNICAS SOBRE LAS PROPIEDADES DEL SISTEMA

2.1. TERMINACION DE POZOS

La terminación de pozos se refiere al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas. Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestidor y, finalmente, la instalación de la tubería de producción

La terminación de un pozo es esencial para la productividad del mismo, ya que es la que comunica el yacimiento con el pozo, por tanto es muy importante seleccionar la terminación que de la mayor productividad debido a las diferentes características del yacimiento, y evitar el daño a los mismos⁴.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es:

- ✓ obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo posible.
- ✓ Tomar un pozo que se está perforando y convertirlo en un pozo seguro y eficiente de producción o inyección.

El diseño de terminación es una mezcla de física, química, matemáticas, ingeniería geológica, hidráulica, material científico y pasa por la experiencia práctica, es decir la mejor terminación en ingeniería puede ser un balance de lo teórico con lo práctico⁵. En la etapa de terminación del pozo que es el conjunto de operaciones ejecutadas desde el momento en que se baja la cañería de producción, las operaciones principales son:

⁴ Barbieri, Efraín E. El Pozo Ilustrado. 5ta. Edición. Ediciones FONCIED, Caracas, 2001

⁵ Society of Petroleum Engineers, Bellarby J. 2009, Well Completion Design

- ✓ Re-perforación del cemento.
- ✓ Cambio del fluido.
- ✓ Registros eléctricos.
- ✓ Baleos de cañería (Zona de Interés).
- ✓ Prueba de evaluación.
- ✓ Empaque de grava en OH o en cañería.

En la terminación del pozo se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- ✓ Tasa de producción requerida.
- ✓ Reservas de zonas a terminar.
- ✓ Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a terminar.
- ✓ Necesidades futuras de estimulación.
- ✓ Requerimientos para el control de arena.
- ✓ Futuras reparaciones.
- ✓ Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- ✓ Inversiones requeridas
- ✓ Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, etc.
- ✓ Revestimiento del hoyo que va acorde con la profundidad y tipos de formaciones productoras.
- ✓ Disposición del Equipo de Producción como ser los diseños de los equipos de tuberías, obturadores, niples, etc.
- ✓ Número de Zonas Productoras

2.2. CLASIFICACION DE LA TERMINACION DE POZOS

Básicamente una Terminación consiste en establecer en forma controlada y segura la comunicación entre el yacimiento y la superficie, cuidando de proteger las tuberías de revestimiento que representan la vida del pozo, aprovechando así óptimamente la energía del yacimiento.⁶

⁶ Oil Production,2011,Terminación y mantenimiento de pozos

La terminación de Pozos se clasifica según tres criterios comunes

- Interface Reservorio– Wellbore, entre las cuales se encuentran las terminaciones a pozo abierto, terminación con tubería ranurada, con pozo entubado y baleado.
- Zonas productivas–Pozos fluyentes, a este criterio pertenecen las terminaciones sencillas, terminación sencilla convencional, sencilla selectiva, terminación doble y terminación múltiple.
- Métodos de producción

Interface Reservorio – Wellbore

2.2.1. Terminación a Pozo Abierto (OPEN HOLE)

La terminación a pozo abierto es realizada en zonas donde la formación está altamente compactada, o con un método de control de arena, como lo es el empacamiento de grava y donde no haya problemas de contacto gas-aceite y/o agua-aceite. Por lo general se utiliza en formaciones de baja presión donde el intervalo de aceite es considerablemente grande, siendo el intervalo de terminación o producción normalmente grande (100a 400 pies) y homogéneo en toda su longitud.

Consiste en correr y cementar el revestimiento de producción hasta el tope de la zona de interés, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento. Este tipo de terminación se realiza en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera producción de agua/gas ni producción de arena ó derrumbes de la formación (Caliza o dolomita), debido a su consolidación.⁷

En esta terminación la zona productora es perforada después de cementar la última tubería de revestimiento o liner en la cima del intervalo productor, por lo tanto la producción sale directamente del yacimiento al pozo, lo que causa ciertas ventajas y desventajas al usar este tipo de terminación: ⁸

⁷Baker Hughes, Completions and Production, Pág.1-8

⁸ UNAM, 2000, Perforación y Terminación de pozos

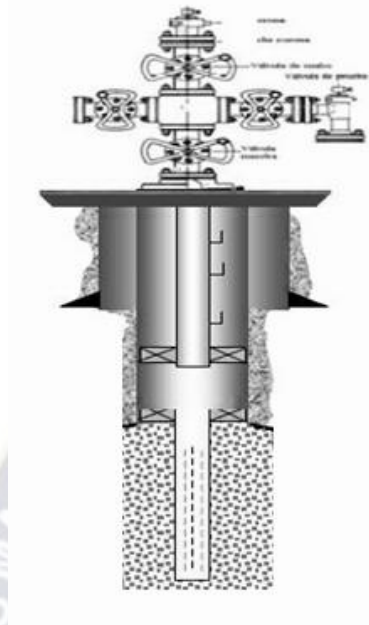
Ventajas

- ✓ Se elimina el costo de baleos.
- ✓ Existe un máximo diámetro del pozo en el intervalo completado.
- ✓ El flujo hacia el pozo es a través de los 360°
- ✓ Es fácilmente profundizable.
- ✓ Puede convertirse en otra técnica de determinación; con forro o revestidor baleado.
- ✓ Se adapta fácilmente a las técnicas de perforación a fin de minimizar el daño a la formación dentro de la zona de interés.
- ✓ La interpretación de registros o perfiles de producción no es crítica.
- ✓ Reduce el costo de revestimiento.
- ✓ Buen acceso a las fracturas

Desventajas

- ✓ No hay forma de regular el flujo hacia el hoyo.
- ✓ No se puede controlar efectivamente la producción de gas o agua.
- ✓ El enjarre puede afectar la productividad a menos que se lave la zona.
- ✓ No hay protección contra el colapso del pozo.
- ✓ Es difícil tratar los intervalos productores en forma selectiva.
- ✓ Puede requerirse la limpieza periódica del hueco.
- ✓ No se puede aislar las zonas.
- ✓ Presenta problemas con los contactos gas – aceite y/o agua – aceite.

Figura 2.1: Terminación a Pozo Abierto



Fuente: MALDONADO Raúl, Producción de Hidrocarburos I, apuntes de clase, Universidad Mayor de San Andrés, agosto 2013

2.2.2. Terminación con Tubería Ranurada

Este tipo de terminación se utiliza mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de fragmentos de rocas y de la formación.

Después de haber perforado el intervalo productor se introduce una tubería ranurada o liner ranurado que se ancla por medio de un empacador cerca de la zapata de la tubería de revestimiento que por lo general se encuentra en la cima del intervalo productor. Esta tubería no es cementada, por lo que no se necesita pistolas para perforarla zona productora.

Ventajas

- ✓ Se reduce el daño a la formación
- ✓ No existen costos por cañoneo
- ✓ La interpretación de los perfiles no es crítica
- ✓ Se adapta fácilmente a técnicas especiales para el control de arena

- ✓ El pozo puede ser fácilmente profundizable y queda en contacto directo con el yacimiento
- ✓ Buen acceso a las fracturas
- ✓ El liner provee protección contra el colapso del pozo

Desventajas:

- ✓ Dificulta las futuras reparaciones.
- ✓ No se puede estimular selectivamente.
- ✓ La producción de agua y gas es difícil de controlar.
- ✓ Existe un diámetro reducido frente a la zona o intervalo de producción
- ✓ El enjarre puede afectar la productividad a menos que se lave la zona.
- ✓ Incrementa la dificultad en la estimulación y el fracturamiento del pozo.

Figura 2.2: Terminación Con Tubería Ranurada



Fuente: MALDONADO Raúl, Producción de Hidrocarburos I, apuntes de clase, Universidad Mayor de San Andrés, agosto 2013.

2.2.3. Terminación con pozo entubado y baleado (CASED HOLE)

Es el tipo de terminación que más se usa en la actualidad, ya sea en pozos poco profundos (4000a8000pies), como en pozos profundos (10000 pies o más). Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, la tubería de

revestimiento se cementa a lo largo de todo el intervalo o zonas a terminar, baleando selectivamente frente a las zonas de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco del pozo

Después que la zona productora es perforada, una tubería de revestimiento o liner es introducida y cementada. Posteriormente se introducen pistolas las cuales son las que hacen el conducto entre el yacimiento y el pozo. Estas perforaciones deben de atravesar la tubería de revestimiento, el cemento y preferentemente la zona invadida del fluido de perforación, así se evita que el flujo de hidrocarburos pase por una zona dañada, por lo tanto no perjudicará su productividad.⁹

Ventajas

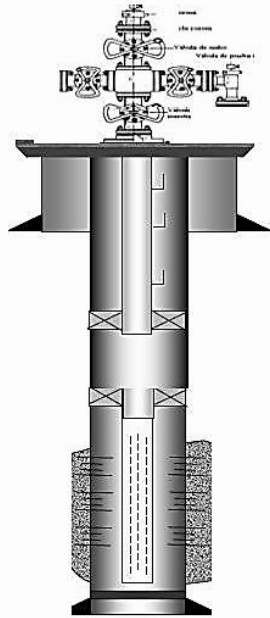
- ✓ La producción de agua y gas es fácilmente prevenida y controlada.
- ✓ La formación puede ser estimulada selectivamente.
- ✓ El pozo puede ser profundizable.
- ✓ Permite llevar a cabo terminaciones adicionales como técnicas especiales para el control de arena.
- ✓ El diámetro del pozo frente a la zona productiva es completo.
- ✓ Se adapta a cualquier tipo de configuración mecánica
- ✓ No se necesita limpiar el enjarre
- ✓ Se pueden aislar zonas
- ✓ Protección contra el colapso

Desventajas:

- ✓ Los costos de baleo pueden ser significativos cuando se trata de intervalos grandes, por lo tanto mayor costo y operacionalmente más difícil.
- ✓ Se reduce el diámetro efectivo del hoyo y la productividad del pozo
- ✓ Requiere buenos trabajos de cementación, por lo que el tiempo para poner en producción el pozo será mayor.
- ✓ Se genera un daño adicional por los disparos.
- ✓ La interpretación de registros o perfiles es crítica.

⁹ UNAM,2000, Perforación y Terminación de pozos

Figura 2.3: Terminación a pozo entubado y baleado (CASED HOLE)



Fuente: MALDONADO Raúl, *Producción de Hidrocarburos I, apuntes de clase, Universidad Mayor de San Andrés, agosto 2013.*

Esta terminación nos brinda una mejor selectividad entre intervalos y fluidos producidos, la única condición es lograr una buena cementación entre el yacimiento y la tubería de revestimiento, ya que si esta es inadecuada pone en peligro la integridad del pozo.

Actualmente este tipo de terminación es el mejor y mas usado, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones posteriores y pueden probarse indistintamente algunas zonas de interés y explotar varias al mismo tiempo, efectuando los disparos productores en las paredes de las tuberías de revestimiento de explotación convencionales y cortas "liners", por medio de pistolas de chorro de distintos tipos, accionadas con equipos de Cable Eléctrico, ajustando las profundidades con registros especiales.

La preparación del pozo consiste en seleccionar un diseño adecuado de tuberías de revestimiento que se introducen y cementan, de acuerdo al programa elaborado para

cubrir las profundidades de los tramos productores. Posteriormente se prepara el pozo con el aparejo de producción seleccionado para su explotación¹⁰.

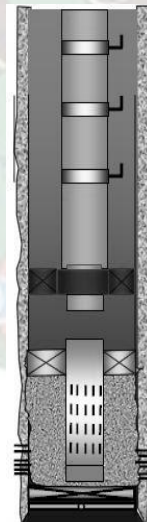
Zonas productivas – pozos afluyentes

2.2.4. Terminación Simple

Este tipo de terminación es una técnica de producción mediante la cual una zona productiva produce simultáneamente o lo hacen en forma selectiva por una misma tubería de producción.

Este tipo de terminación se aplica donde existe una zona de interés. En terminaciones de este tipo, el intervalo productor se cañonea antes de correr el equipo de terminación. Además de producir selectivamente la zona petrolífera, asimismo ofrece la ventaja de aislar zonas productoras de gas y agua. En caso de que la zona petrolífera no tenga suficiente presión como para levantar la columna de fluido hasta la superficie se pueden utilizar métodos de levantamiento superficial.

Figura 2.4: Terminación con tubería Ranurada sencilla



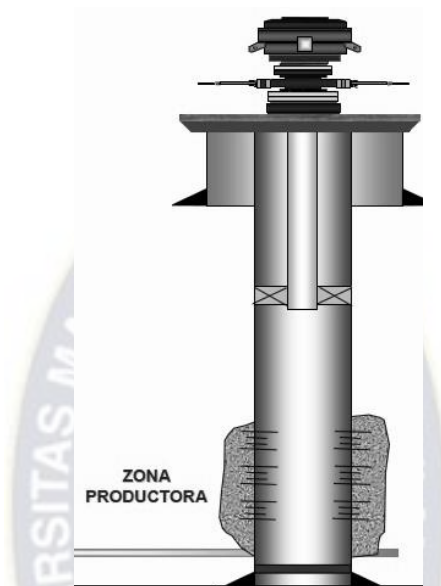
Fuente: MALDONADO Raúl, *Producción de Hidrocarburos I*, apuntes de clase, Universidad Mayor de San Andrés, agosto 2013

¹⁰ Oil Production, 2011, Manual de Terminación y mantenimiento de pozos

2.2.5. Terminación Simple convencional

Este tipo de terminación se realiza para la producción una sola zona, a través de la tubería de producción

Figura 2.5: Terminación con tubería Ranurada sencilla convencional

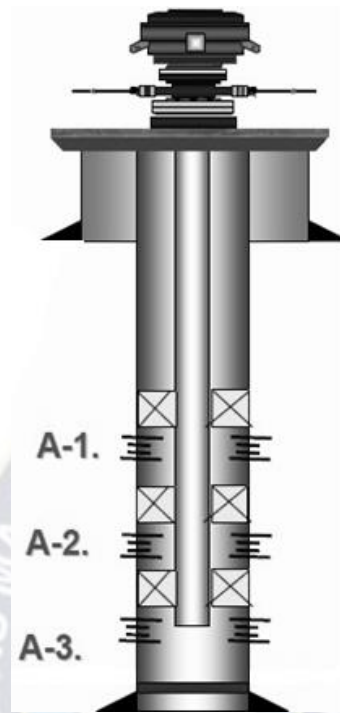


Fuente: MALDONADO Raúl, *Producción de Hidrocarburos I*, apuntes de clase, Universidad Mayor de San Andrés, agosto 2013

2.2.6. Terminación Simple Selectiva

Consiste en separar las zonas productoras mediante empaaduras, produciendo a través de mangas ó válvulas de circulación- (una sola tubería de producción)

Figura 2.6: Terminación con tubería Ranurada sencilla selectiva



Fuente: MALDONADO Raúl, *Producción de Hidrocarburos I*, apuntes de clase, Universidad Mayor de San Andrés, agosto 2013

2.2.7. Terminación doble

Mediante este diseño se pueden producir varias zonas simultáneamente y por separado a través del uso de tuberías de producción paralelas y obturadores dobles.

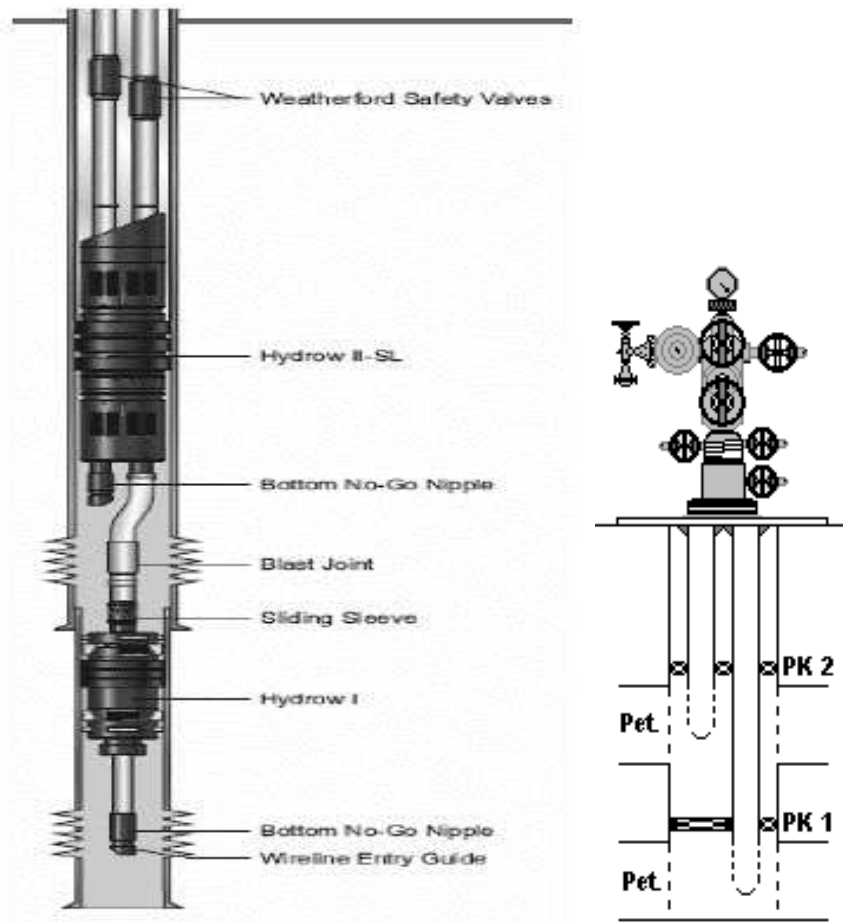
Ventajas

- ✓ Se puede producir con levantamiento artificial por gas.
- ✓ Se pueden realizar reparaciones con tubería concéntricas y con equipo manejado a cable en todas las zonas

Desventajas:

- ✓ Alto costo
- ✓ Las reparaciones que requieran la remoción del equipo de producción pueden ser muy costosas
- ✓ Las tuberías y obturadores tienen tendencia a producir escapes y filtraciones

Figura 2.7: Terminación doble

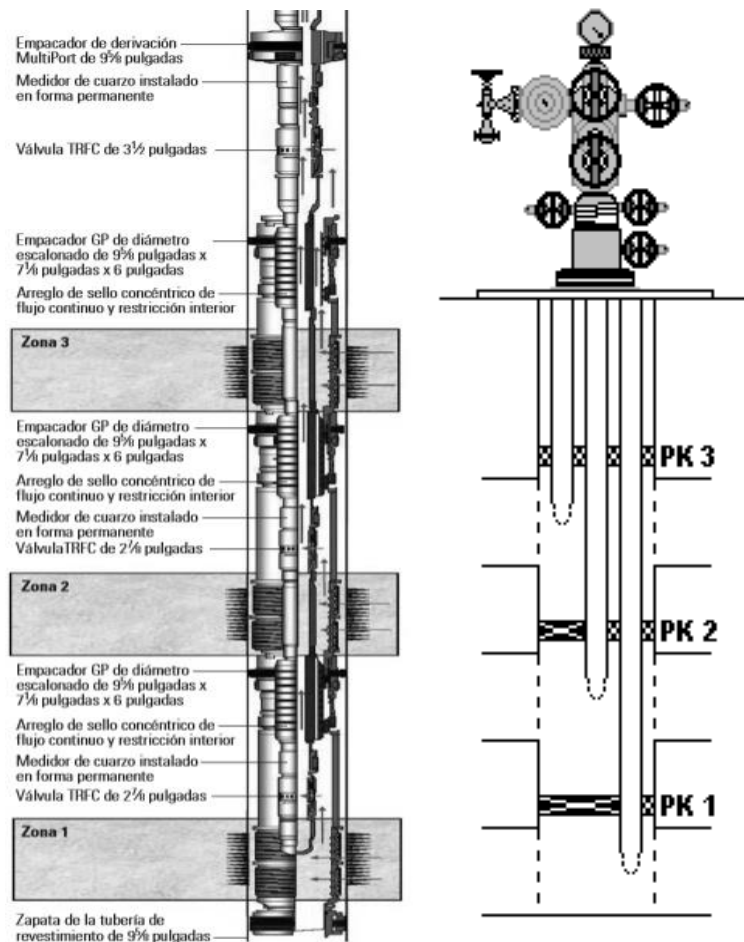


Fuente: MALDONADO Raúl, Producción de Hidrocarburos I, apuntes de clase, Universidad Mayor de San Andrés, agosto 2013

2.2.8. Terminación múltiple.

Se utiliza cuando se quiere producir simultáneamente varias zonas productoras en un solo pozo, sin mezclar los fluidos. Generalmente reduce el número de pozos a perforar. Permite desarrollar los yacimientos en forma acelerada a menor costo.

Figura 2.8: Terminación con tubería Ranurada múltiple



Fuente: MALDONADO Raúl, Producción de Hidrocarburos I, apuntes de clase, Universidad Mayor de San Andrés, agosto 2013

Ventajas

- ✓ Se obtiene tasas de producción más altas y menores tiempos de retorno del capital invertido.
- ✓ Para separar zonas que poseen distintos índices de productividad, con el fin de evitar que la zona de alta productividad inyecte petróleo en la zona de baja productividad.

- ✓ Para separar yacimientos con distintos mecanismos de producción, pues es indeseable producir yacimientos con empuje por agua con uno de empuje por gas.
- ✓ Para tener en control apropiado del yacimiento con el fin de evitar zonas drenadas de petróleo que estén produciendo agua o gas.
- ✓ Para observar el comportamiento de los yacimientos

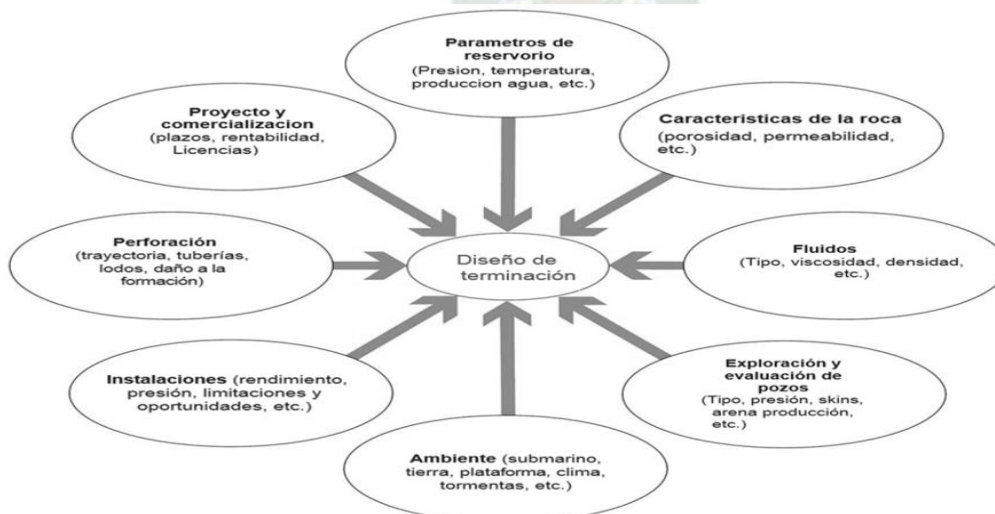
Desventajas:

- ✓ Inversión inicial alta para la tubería de producción, obturadores.
- ✓ Posibilidades de fugas a través de la tubería de producción y de los obturadores y sellos de los obturadores de producción.
- ✓ Probabilidades muy altas de que se originen pescados durante y después de la terminación, lo que eleva los costos por equipos de pesca, servicios y tiempos adicionales de cabria

2.3. DISEÑO DE LAS TERMINACIONES.

Todos los diseños se basan en los datos. Los datos pueden ser datos en bruto (por ejemplo, medida de presión del depósito) o predicciones (por ejemplo, los perfiles de producción) lo que el equipo subsuelo llama realizaciones .Todos los datos son dinámicos (cambios en el tiempo) e incierta. Las fuentes típicas de datos se muestran en la Figura 2.9.

Figura 2.9: Fuentes de datos para la terminación de pozos



Fuente: BELLARBY J., Well Completion Design. 2009

Para el diseño de la terminación de un pozo consiste en una serie de etapas que son descritos a continuación.

2.3.1. Planeación de la terminación del pozo.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. Para que esta se realice debe hacerse un análisis nodal para determinar que aparejos de producción deben de utilizarse para producir el pozo adecuado a las características del yacimiento (tipo de formación, mecanismo de empuje etc.) En la elección del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente, durante la perforación, a partir de: Muestra de canal, núcleos, pruebas de formación análisis petrofísicos, análisis PVT y los registros geofísicos de explotación.¹¹

2.3.2. Programas de operación de la terminación.

Es desarrollado por el Ingeniero de proyecto y es creado con información de la perforación del pozo a intervenir en caso de ser exploratorio y pozos vecinos a él al tratarse de pozos en desarrollo, consiste en un plan ordenado de operaciones que incluyen la toma de registros, la limpieza del pozo, el diseño de disparos, y la prueba de intervalos productores, con el fin de explotar las zonas de interés de potencial económico.

2.4. ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.

En el desarrollo de la planeación de la terminación se deberá de contar con la información del pozo a intervenir y de pozos vecinos, esta estará constituida de: Registros geofísicos, muestras de canal, corte de núcleos, gasificaciones, pérdidas de circulación, correlaciones, antecedentes de pruebas durante la perforación, pruebas de formación (DST). ¹²Esta información se evaluara con el propósito de determinar cuáles son las zonas de interés que contengan hidrocarburos y a través

¹¹Oil Production,2011,Terminación y mantenimiento de pozos

¹² Oil Production,2011,Terminación y mantenimiento de pozos

de un análisis nodal se diseñaran los disparos, diámetros de tubería de producción y diámetros de estranguladores para mejorar la producción del yacimiento.

2.4.1. Muestras de canal y corte de núcleos.

Las muestras de canal se obtienen durante la perforación, son los fragmentos de roca cortados por la barrena y sacados a la superficie a través del sistema circulatorio de perforación, el recorte es recolectado en las temblorinas para su análisis. Estas muestras proporcionan información del tipo de formación que se corta, características de la roca como son: la Porosidad (%), permeabilidad (K), saturación de agua (S_w), Saturación de aceite (S_o), Compresibilidad de la roca (C).

Los núcleos son fragmentos de roca relativamente grande que son cortados por una barrena muestreadora constituidas por: tambor o barril exterior, tambor o interior, retenedor de núcleo, cabeza de recuperación, válvula de alivio de presión. El corte de núcleos de pared del pozo es realizado con un equipo que trabaja a través de percusión. Este tipo de núcleos puede ser orientado para determinar los esfuerzos a los que es sometida la roca.

2.4.2. Gasificación y pérdidas de circulación.

2.4.2.1. Gasificación.

Durante la perforación se presentan gasificaciones que indican posibles acumulaciones de hidrocarburos y proporcionan información aproximada de una densidad equivalente a la presión de poro. Las gasificaciones consisten en la contaminación del lodo de perforación por un flujo de gas que sale de la formación hacia el pozo provocado por una presión diferencial a favor de la formación productora (la presión de formación es mayor que la presión hidrostática.) Se debe de tener cuidado en este tipo de problemas (las gasificaciones) ya que cuando se vuelven incontrolables provocan los reventones o crean peligro de incendio, por lo que es recomendable la realización de un buen control de pozo. Estos problemas de gasificación son muy comunes durante la perforación de pozos petroleros; pero en

especial en los pozos exploratorios, en donde no se tiene información precisa sobre la columna geológica que se está perforando.

2.4.2.2. Perdidas de circulación.

Las pérdidas de circulación se definen como la pérdida parcial o total del fluido de control hacia una formación muy permeable o depresionada. Este problema se presenta en ocasiones en la perforación de pozos y se manifiesta cuando retorna parte o no hay retorno del fluido de perforación. Para que se presente este tipo de problemas se requiere dos condiciones en el pozo: Formación permeable y altas presiones diferenciales para que exista flujo hacia la formación. Las causas más comunes de este tipo de problema son:

- Causas naturales. Son aquellas inherentes a la formación, ejemplo: cavernas o fracturas naturales.
- Causas inducidas. Son provocadas durante la perforación al bajar rápidamente la sarta de perforación (efecto pistón), al controlar el pozo alcanzando la presión máxima permisible y al incremento inadecuado de la densidad de lodo.

En conclusión las pérdidas de circulación indican las zonas depresionadas así como también nos da una aproximación de la presión de fractura de la formación. Así el programa de terminación deberá contener las densidades requeridas para el control adecuado del pozo.

2.4.3. Antecedentes de pruebas durante la perforación.

Una de las pruebas requeridas durante la perforación es la prueba de goteo, la cual exige que después de haber cementado la tubería de revestimiento, rebajado la zapata y se perforen algunos metros, se debe de determinar el gradiente de fractura de la formación expuesta, así como la efectividad de la cementación. Principalmente si han existido problemas durante la cementación, como perdidas de circulación de cemento, heterogeneidad de lechada, fallas de equipo de bombeo etc. Para determinar el gradiente de fractura de la formación, se realiza la prueba de

goteo, esta prueba proporciona también la presión máxima permisible en el pozo cuando ocurre un brote, para determinar las densidades máximas en el pozo.

Otra de las pruebas que se realizan en la perforación es la prueba de formación con la cual se obtiene información del comportamiento del flujo de fluidos y de la formación. La información obtenida en las pruebas realizadas en la perforación del pozo son de utilidad para optimizar la planeación de la terminación.

2.4.3.1. Pruebas de formación.

La prueba de formación consiste en hacer una terminación temporal del pozo y de esta manera provocar que la formación se manifieste. Para lograr esto es necesario crear una presión diferencial a favor de la formación de interés, suprimiendo la presión hidrostática. Para aislar la formación productora se utiliza un empacador ó ensamble de fondo especial, quedando en comunicación la formación con la superficie, por lo que actuará solo en ella la presión atmosférica, lo cual permite que los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo y posteriormente a la superficie. El objetivo de las pruebas de formación es crear las condiciones favorables para que la formación productora fluya, y de esta manera obtener información sobre el comportamiento de los fluidos de la formación.

Con esta información y con la que se obtuvo durante la perforación, se evalúa la capacidad de producción de la formación probada para conocer si es comercial su explotación. Las pruebas de formación se efectúan durante la perforación, por lo que siempre se realizan en agujero descubierto. Estas pruebas son costosas, pero indispensables en ciertos casos, especialmente en pozos exploratorios.

2.5. ANÁLISIS DE REGISTROS EN LA TERMINACION DE POZOS.

Hace más de medio siglo se introdujo el Registro Eléctrico de pozos en la Industria Petrolera, desde entonces, se han desarrollado y utilizado, en forma general, muchos más y mejores dispositivos de registros. A medida que la Ciencia de los registros de pozos petroleros avanzaba, también se avanzó en la interpretación y análisis de datos de un conjunto de perfiles cuidadosamente elegidos. Por lo anterior se provee

un método para derivar e inferir valores de parámetros tan importantes para la evaluación de un yacimiento como es las saturaciones de hidrocarburos y de agua, la porosidad, la temperatura, el índice de permeabilidad, la litología de la roca de yacimiento y actualmente la geometría del pozo, los esfuerzos máximos y mínimos, el agua residual, etc.

El primer Registro eléctrico se tomó en el año de 1927 en el Noroeste de Francia, era una gráfica única de la resistividad eléctrica de las formaciones atravesadas, se realizaba por estaciones, se hacían mediciones y la resistividad calculada se trazaba manualmente en una gráfica, en 1929 se introdujo comercialmente y se reconoció la utilidad de la medición de la resistividad para propósitos de correlación y para identificar las capas potenciales portadoras de hidrocarburos. En 1931, la medición del potencial espontáneo (SP) se incluyó con la curva de resistividad en el registro eléctrico y así sucesivamente se fueron dando los avances de los diferentes registros eléctricos como ser los rayos gamma, neutrones, inducción, doble inducción, sónico de porosidad, de densidad, litodensidad y actualmente otras mediciones de registro incluyen la resonancia magnética nuclear, la espectrometría nuclear (natural e inducida) y numerosos parámetros en agujeros revestidos.

2.6. TOMA DE INFORMACIÓN PARA LA TERMINACION DE POZOS.

La toma de información al inicio y durante la vida productiva del yacimiento es muy importante para conocer la situación real del pozo y la posibilidad de mejorar sus condiciones de explotación, para lo cual se necesita información sobre:

- ✓ Características del sistema roca fluido
- ✓ El estado actual de agotamiento del yacimiento
- ✓ La eficiencia de terminación del pozo, etc.

Así mismo para dar recomendaciones válidas sobre la manera en que un pozo de aceite o gas debe producir, es necesaria una comprensión clara de los principios que rigen el movimiento de los fluidos desde la formación hasta la superficie. Si se encuentra que el pozo no está produciendo de acuerdo con su capacidad, se deben investigar las causas, las cuales corresponden a diferentes tipos de problemas, ya

sea del yacimiento, de los fluidos, del pozo o del equipo. Para poder determinar lo anterior es muy importante tomar información como son los registros de presión de fondo cerrado y fluyendo, realizar diferentes pruebas de variación de presión como son la de Incremento o decremento, de Interferencia, tomar los diferentes registros de producción, etc.

2.6.1. Registros de presión en la toma de información para la terminación de pozos.

Existen registros de presión en donde una buena medición de la presión es parte esencial de las pruebas de variación de presión en pozos. Para obtener mejores resultados, las presiones deben ser medidas cerca de los estratos productores y hay tres tipos básicos de medidores de presión de fondo y son de cable de línea,

- ✓ registro con instalaciones permanentes
- ✓ registro recuperable en la superficie.

2.6.1.1. Curvas de variación de presión.

El objetivo de las pruebas de presión, que consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en los pozos, es obtener información del sistema roca-fluido y de los mismos pozos, a partir del análisis de la citada variación de presión. La información que se puede obtener incluye daño, permeabilidad, porosidad, presión media, discontinuidades, etc., la cual es esencial para la explotación eficiente de los yacimientos. Las diferentes tipos de pruebas de presión son las siguientes: de Incremento, de Decremento, Prueba de inyectividad, de interferencia y de decremento en pozos inyectoros.

Las diferentes pruebas de presión se basan en conceptos básicos y suposiciones para el análisis de las mismas pruebas como son: el daño a la formación y el almacenamiento del pozo, el principio de superposición en donde se realiza un desarrollo matemático intenso para llegar a las fórmulas matemáticas que se utilizan para el análisis.

El análisis se realiza por curvas tipo que fueron desarrolladas y es un análisis realmente sencillo para proporcionar resultados aproximados.

2.6.2. Registros de producción.

Los registros de producción son los registros que se pueden tomar después que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocado el aparejo de producción y disparado el intervalo productor, es decir, después de la terminación inicial del pozo, estos registros han permitido conocer con más detalle el comportamiento no solo de los pozos, sino también de las formaciones. Por ejemplo algunos de los beneficios que se pueden obtener: evaluación de la eficiencia de la terminación, información detallada sobre las zonas que producen o aceptan fluidos, detección de zonas ladronas, canalización de cemento, perforaciones taponadas, fugas mecánicas, etc. Entre los registros de producción se tienen los siguientes: de temperatura, de gastos, de presiones, de diámetro interior de tuberías, etc.

Paralelamente con el perfeccionamiento de las herramientas para correr los registros de producción se han ido desarrollando técnicas depuradas de interpretación, permitiendo que las intervenciones en los pozos sean más efectivas. Existen cuatro condiciones básicas en relación con el pozo, las cuales se determinan con la ayuda de los registros de producción, estas condiciones son:

- Estado mecánico del pozo.
- Calidad de la cementación.
- Comportamiento del pozo.
- Evaluación de las formaciones.

Las herramientas de los registros de producción con una línea eléctrica y registran las señales en la superficie; han sido diseñadas para correrse con cable y grabar gráficas o cintas magnéticas con información sobre las condiciones del pozo, las cuales proporcionan los datos necesarios para evaluar la eficiencia de la terminación del mismo.

2.6.3. Registro de Molinete.

Es un registro medidor continuo de gastos tipo hélice (molinete), que se utiliza para medir las velocidades de los fluidos en el interior de las tuberías de producción y revestimiento, la herramienta es colocada en el centro de la columna de fluido por medio de centrados de resorte y corrida a una velocidad constante en contra de la dirección del flujo, la velocidad de la hélice, que es una función lineal de la velocidad del fluido respecto a la herramienta, se registra continuamente contra la profundidad.

Este tipo de medidor es más efectivo para mediciones de flujo en una sola fase con gastos de producción altos y si el diámetro del agujero y la viscosidad de los fluidos permanecen constantes, el registro puede presentarse en una escala en por ciento del flujo total. Existen tres factores principales que afectan la velocidad de la hélice : velocidad y viscosidad de los fluidos y diámetro del agujero.

2.6.4. Registros de Evaluación de Cementación.

Los registros de evaluación de la cementación primaria de la tubería de revestimiento de superficial, intermedia y de explotación, se veía inicialmente únicamente la cima de cemento en la parte exterior, ya que dicho registro indicaba en donde estaba el cambio de temperatura de caliente a frío y en ese momento se detectaba o se veía la cima de cemento. Actualmente la evaluación de la cementación se realiza con el registro Sónico de cementación CBL, la herramienta consta de dos secciones: Acústica y electrónica, la sección acústica contiene un transmisor y un receptor. La onda sonora emitida por el transmisor viaja a través de la TR y es detectada por el receptor, la sección electrónica mide la amplitud de la porción deseada de la señal del receptor y la transmite a la superficie para ser registrada. La amplitud de la onda es función del espesor de la tubería y de la resistencia, de la adherencia y espesor del cemento. En tubería no cementadas, la amplitud es máxima; en tuberías cementadas (completamente circundada por una capa de cemento, menor de $\frac{3}{4}$ " de espesor) la amplitud es mínima.

El concepto de índice de adherencia proporciona una evaluación cualitativa de la cementación, usando únicamente el registro CBL, excluyendo otros factores, el

índice de adherencia es proporcional a la circunferencia de la T.R. en contacto con el cemento bueno, la experiencia indica que índices de cementación mayores de 8 sobre una sección de 5 pies de T.R. de 5 ½" de diámetro generalmente no hay comunicación a lo largo de la sección particular de T.R. y un índice de adherencia mucho menor de 8 indica la probabilidad de canalización de lodo o cemento contaminado con cemento.

La centralización es extremadamente importante en la amplitud sónica registrada, si se obtiene una repetibilidad adecuada, entonces puede suponerse que se tiene buena centralización y un movimiento rápido en la señal del tiempo de tránsito es debido a la mala centralización. El registro CBL-VDL indica la Adherencia entre la tubería de revestimiento y el cemento y la adherencia entre el cemento y la formación.

2.7. INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y PRODUCTIVIDAD DEL POZO.

Los componentes del sistema de producción de un pozo pueden ser agrupados dentro del Índice de productividad. El papel que juega el diseño de producción del pozo está encaminado a maximizar su productividad de una manera efectiva en relación a los costos. El entendimiento y medición de las variables que controlan el Índice de Productividad (Diagnóstico del Pozo) llega a ser imperativo. Como es conocido el Índice de Productividad de un Pozo está representado por la ecuación

$$J = \frac{q}{p - p_{wf}} = \frac{kh}{\alpha_r B \mu (pD + s)} \quad \text{Ecuación 2.3.}$$

Donde:

J = Índice de productividad

k = permeabilidad

h = espesor

B = factor volumétrico

μ = viscosidad

s = factor de daño o skin

En esta ecuación se describen las variables que controlan y afectan el comportamiento de un pozo y mediante su manipulación a través del diseño optimizado, el ingeniero de diseño puede realizar diversos escenarios de producción del pozo. La presión adimensional, p_D depende del modelo físico que controla el comportamiento de flujo en el pozo, esto incluye el comportamiento transitorio o de actuación infinita, la etapa en estado permanente (donde $p_D = \ln r_e/r_w$) y otros.

El factor skin "s" es la única variable de la ecuación anterior que puede ser ajustada es el factor de daño s este puede ser reducido o eliminado a través de la estimulación matricial si es causa de daño o de otra modo remediado si es causado por medios mecánicos. Un efecto de daño negativo puede ser impuesto si un fracturamiento hidráulico exitoso es creado. Así la estimulación puede mejorar el Índice de Productividad, lo cual resulta en un incremento de la producción.

En yacimientos con problemas relacionados con la caída de presión (producción de finos, agua o conificación de la capa de gas) el incrementar la productividad puede permitir disminuir la caída de presión con atractivos gastos de producción. El incremento en la caída de presión (P-PWF) disminuyendo pwf es la otra opción disponible para que el ingeniero de diseño incremente la productividad del pozo.

Mientras el Índice de Productividad permanezca constante, la reducción de la presión de fondo fluyendo debe incrementar el gradiente de presión (P-PWF) y el gasto de flujo, q, consecuentemente. La presión de fondo puede ser disminuida minimizando las pérdidas de presión entre el fondo y los accesorios de separación en la superficie, o implementando o mejorando los procedimientos en el diseño de los sistemas artificiales de levantamiento. El mejorar la productividad del pozo mediante la optimización del flujo en el sistema, desde su localización en el fondo hasta los accesorios de separación en superficie, es el papel mas importante que desempeña el ingeniero de diseño de estos sistemas de producción y recuperación de hidrocarburos.

En resumen, la evaluación y el mejoramiento del pozo son la mayor importancia del ingeniero de diseño de estos sistemas de producción. Para ello se cuenta con tres herramientas principales para la evaluación del comportamiento del pozo:

(1) medición (algunas veces solo el entendimiento) de las relaciones de la caída de presión contra el gasto para las trayectorias de flujo desde el yacimiento hasta el separador

(2) pruebas del pozo, en las cuales se evalúa el potencial del yacimiento para el flujo y, a través de las mediciones del efecto del daño, proporcionando información acerca de las restricciones de flujo en la vecindad del pozo

(3) los registros de producción, por medio de los cuales se describe la distribución del flujo en el agujero, tanto como el diagnóstico de otros problemas relacionados con la terminación.

2.7.1. Fluidos utilizados durante la Terminación

En general el uso de fluidos limpios es el de mejorar los sistemas para optimizar la terminación e incrementar la producción y prolongar la vida del pozo al evitar el daño que se genera en la formación productora al utilizar fluidos con sólidos.

Existe una amplia variedad de fluidos libres de sólidos y de acuerdo a la formulación, es la densidad que proporcionan en la siguiente tabla se ilustra lo anterior:

Tabla 2.1.- Sistema libre de solidos.

SISTEMA	GRAVEDAD ESPECIFICA (gr/cc)
Agua dulce filtrada	1.00
Cloruro de Potasio	1.16
Cloruro de Sodio	1.19
Cloruro de Calcio	1.39
Bromuro de Sodio	1.52
Bromuro de Calcio	1.70
Cloruro de Calcio/Bromuro de Calcio	1.81

Bromuro de Calcio/Bromuro de Zinc	de	2.42
Bromuro de Zinc		2.50

Fuente: Weatherford – Welflo Well Analysis

Los sistemas libres de sólidos tienen diferentes aplicaciones durante la terminación y reparación de pozos productores de gas o aceite cuando se usan como:

- ✓ Fluidos de terminación Fluidos reparación
- ✓ Fluidos para controlar presiones anormales Fluido de empaque.
- ✓ Fluido de perforación únicamente para la zona productora.

Ventajas de fluidos limpios

- ✓ No dañan la formación productora.
- ✓ El retorno a la permeabilidad es excelente. Se mezclan a la densidad deseada.
- ✓ Tienen tasas de corrosión bajas.
- ✓ Son estables a las condiciones del pozo. Compatibles con los aditivos químicos.
- ✓ No están clasificados como dañinos a la salud o al medio ambiente.

2.7.2. Daño a la formación productora originados por los fluidos de terminación.

Se define como "cualquier factor que afecte a la formación reduciendo o impidiendo la producción de hidrocarburos en un pozo". Y los principales daños a la formación son:

- ✓ Hidratación de arcillas.
- ✓ Invasión de sólidos.
- ✓ Alteración de la mojabilidad de la formación.
- ✓ Dislocamiento y migración de partículas finas.
- ✓ Reacciones químicas por incompatibilidad de fluidos.
- ✓ Invasión de fluidos.

2.8. ANALISIS DE LOS PROBLEMAS EN LA TERMINACION DE POZOS

¿Qué es un problema de pozo?

Dependiendo de la economía de la situación en particular un problema de pozo puede estar relacionado a límites específicos con la baja producción de aceite o gas, alta relación gas-aceite, alto porcentaje de agua, problemas mecánicos. Los problemas de inyección o de pozos de depósito pueden estar relacionados con las altas presiones de inyección y los bajos gastos de inyección o con problemas mecánicos. Antes de considerar pozos individuales el analista debe tener la certeza de que el problema existe y que no es un problema del yacimiento. El análisis de los problemas de pozos puede ser manejado sobre la base de o por el estudio de un pozo individual.

La conclusión de tal estudio debe usualmente resultar en una de las siguientes recomendaciones:

- ✓ Trabajos de reparación.
- ✓ Continuar produciendo el pozo hasta que el gas o aceite declinan a un volumen predeterminado a su límite económico.
- ✓ Mantener la presión del yacimiento.
- ✓ Realizar operaciones de recuperación mejorada.
- ✓ Realizar operaciones de abandono del pozo.

2.8.1. Pozos con problema

Los problemas pueden usualmente ser clasificados como gasto de producción limitada, excesiva producción de agua, excesiva producción de gas en pozos de aceite, y fallas mecánicas. Los problemas de pozos de gas y aceite son similares; sin embargo, la alta producción de agua es más difícil de manejar en pozos de gas.}

2.8.1.1. Gasto de producción limitado.

Los gastos de producción limitados pueden resultar de:

- ✓ Baja permeabilidad del yacimiento
- ✓ Baja presión del yacimiento con respecto a la profundidad.
- ✓ Daño a la formación.
- ✓ Taponamiento del agujero, tubing o de las líneas de flujo.
- ✓ Alta viscosidad del aceite.
- ✓ Excesiva presión contra la formación.
- ✓ Inadecuado levantamiento artificial.
- ✓ Problemas mecánicos.

a) Baja permeabilidad del yacimiento

La baja permeabilidad del yacimiento puede ser una característica total del yacimiento, o puede estar limitada a solo una porción del yacimiento. Si la baja permeabilidad ha sido derivada de una producción limitada, este problema debe ser considerado junto con otras posibles causas de la baja productividad.

En un yacimiento de baja permeabilidad, la productividad del pozo declina rápidamente si los fluidos cercanos al agujero son producidos a un alto gasto. Si los datos geológicos o de yacimiento no indican rápidamente la baja permeabilidad del yacimiento, medidores de flujo y pruebas de incremento de presión pueden realizarse para diferenciar entre baja permeabilidad y daño a la formación.

b) Presión baja del yacimiento

Si las mediciones de presión del yacimiento han sido llevadas a cabo de forma rutinaria, la presión de yacimiento en ese pozo debe ser conocida. Caso contrario, no se debe de llevar a cabo la toma de presión, lo que se debe de considerar es el empuje dominante en el yacimiento y como este mecanismo está asociado con el problema real o aparente del pozo que está siendo investigado.

c) Daño a la formación

Anteriormente ya se definió el daño a la formación y sus diferentes presentaciones en las etapas de producción de un pozo. Sin embargo el problema aquí es determinar el grado de daño del pozo, las probables causas de ese daño y

finalmente la investigación para aliviar cualquier problema serio de daño. Como sabemos el daño a la formación puede ser indicado por medio de las pruebas de producción, pruebas de incremento y decremento, la comparación con pozos vecinos y un análisis cuidadoso de la historia de producción, mismo que incluya las operaciones de terminación y los trabajos de reparación, así como las operaciones de servicio. Si existen múltiples zonas abiertas en una terminación simple los registros de producción corridos en pozos fluyentes o con sistema artificial frecuentemente muestran algunas zonas permeables las cuales pueden contribuir pequeña o grandemente con el deterioro de la producción. Un estudio del yacimiento puede ser requerido para diferenciar entre (1) declinación de la producción debido a la formación gradual del taponamiento y (2) declinación debido a la pérdida de presión del yacimiento. La comparación de pozos vecinos quizá no sea suficiente para detectar el taponamiento gradual debido a que todos los pozos pueden estar sujetos a condiciones similares de daño.

d) Taponamiento del tubing, el agujero y las perforaciones.

Cuando la baja productividad es indicada en un pozo con sistema artificial y una historia de producción alta, la primera consideración que debe hacerse es verificar la operación eficiente de ese sistema. De todos los tipos de pozos la probabilidad de las líneas de flujo, el tubing, el agujero y los disparos deben ser evaluadas. El taponamiento como sabemos puede ser causado por engravamiento o arena de fractura, finos, lodo, roca de la formación, parafinas, asfaltenos, incrustaciones restos de pistolas, u otros detalles adicionales. La remediación de esto depende del tipo de problema aunque en algunas ocasiones resulta en sacar y cambiar el sistema artificial de producción.

e) Aceite con alta viscosidad

La alta viscosidad del aceite puede ser normal para un yacimiento en particular. Si el yacimiento está produciendo por gas disuelto, la viscosidad del aceite se debe incrementar en la proporción en que el gas es liberado del aceite. Si el pozo tiene problemas de producción debido a las emulsiones aceite -agua de alta viscosidad en

o cerca del agujero, puede ser económico romper o invertir la emulsión con surfactantes de alta viscosidad.

f) Excesiva presión contra la formación

La contrapresión excesiva puede ser detectada por los gastos de producción bajos en los pozos que producen de yacimientos cercanos a la presión de depresionamiento. La excesiva contrapresión de la formación puede deberse a lo limitado de las perforaciones, el taponamiento del agujero, el tubing, las líneas de flujo subsuperficiales o superficiales conectados al sistema de producción del pozo. La remediación de este tipo de problemas incluyen: para pozos con alta capacidad, el enfoque usual es incrementar el tamaño del tubing, las líneas de flujo o el separador; en yacimientos de aceite que tiene apreciable pérdida de presión, la eficiencia del sistema artificial mas la reducción del separador, tubing, o la presión en la TR deben incrementar la producción; si la tubería o el agujero o los disparos están parcialmente taponados, la remoción de las restricciones por medio de limpieza deben incrementar la producción; los redisparos frecuentemente son el mejor enfoque.

2.8.2. Problemas con los sistemas artificiales.

Si la declinación en los pozos se debe a insuficiente presión de fondo con relación al peso de la columna de fluido fluyente, los sistemas artificiales de producción son regularmente el mejor enfoque. Si estos ya han sido instalados, un diseño o aplicación inapropiada o el mal funcionamiento del equipo es una causa frecuente de la producción reducida de aceite. Si el exceso de agua es el problema, los trabajos de reparación para la remediación son una posible alternativa. En un pozo fluyente con baja presión en superficie, el bacheo de fluido o el colgamiento en la tubería puede ser el problema. Por lo tanto es necesario, suavear o levantar el pozo por varios días para determinar la correcta relación agua-aceite. Existe problemática diversa que aparece en el uso y aplicación de los sistemas artificiales de producción en los pozos. El enfoque que debe prevalecer en la solución de estos problemas es

el análisis riguroso de las fallas de estos sistemas mediante estadística que permita visualizar áreas de oportunidad para la mejora del proceso.

2.8.3. Problemas de producción de agua en pozos de aceite y gas.

Estos problemas pueden resultar por el empuje natural de agua o la agravada conificación o digitización. Fuentes extrañas incluyen las fugas en las TR's o las fallas en las cementaciones primarias y/o forzadas, así como el fracturamiento o la acidificación dentro de zonas de agua adyacentes. En aquellos pozos terminados dentro de una transición cercanos a zonas con empuje de agua no se puede esperar que produzcan gas libre de agua. Los efectos de digitización y de conificación causados por el agua son más marcados en zonas estratificadas y en horizontes donde el empuje hidráulico está presente. Cuando problemáticas de este tipo se presentan se debe de analizar rigurosamente las posibilidades de corrección o de la producción alternativa de esta agua junto con el aceite, ya que en algunos casos la remediación resulta solo en forma temporal y genera por otra parte, altos costos en intervalos de tiempo cortos.

2.8.4. Problemas de gas en pozos de aceite.

La fuente primaria de gas en los pozos de aceite es:

- El gas disuelto en el aceite.
- Casquetes de gas primarios o secundarios.
- Flujo de gas a través de canales desde otras zonas del yacimiento arriba o abajo de la zona productora.

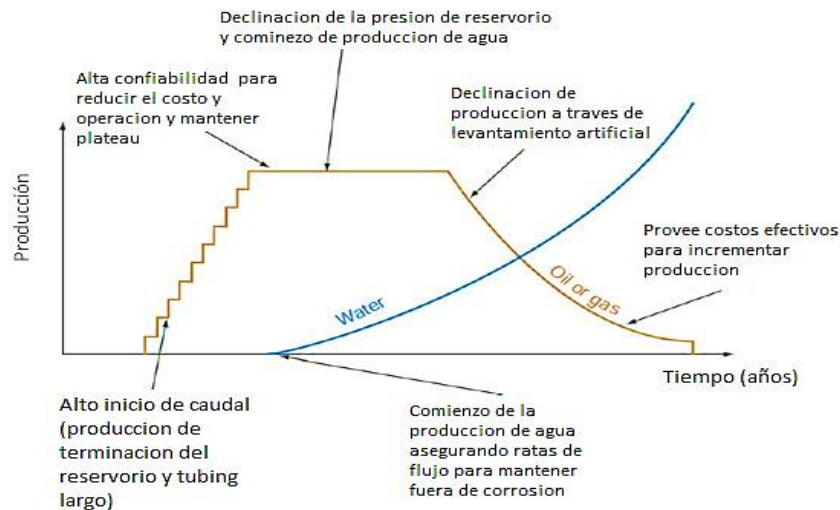
El comportamiento normal de la relación gas-aceite correspondiente al mecanismo de empuje para cualquier yacimiento debe ser considerado en el análisis del problema del pozo. En un yacimiento con empuje de gas, la saturación de gas se incrementa a medida que el aceite es explotado y continua y por lo que la presión del yacimiento declina. Cuando este gas es liberado el aceite, el gas fluye al agujero, y si la declinación de la presión continua, el gas tiende a superar la dominante movilidad del fluido hasta que el gas desaparece. Si no hay barreras al flujo vertical en un

yacimiento con casquete de gas, una declinación a la presión del yacimiento puede permitir que el gas se expanda dentro del intervalo productor de aceite. Con alta caída de presión en el agujero, la conificación por gas puede ocurrir en pozos de gas.

2.9. DISEÑO DE LA VIDA DEL POZO.

El diseño para la vida productiva del pozo, las terminaciones tienen un papel importante en la economía general de un desarrollo del campo. Aunque los gastos de ejecución pueden ser una modesta proporción de los costes totales de capital de un campo, terminaciones tienen un efecto desproporcionado sobre los ingresos futuros y los costos de operación. Algunas de las consideraciones económicas básicas se muestran en la Figura 2.14. Esto no significa necesariamente que las terminaciones tienen que sobrevivir a la vida de campo. Puede que sea óptima para diseñar para los reemplazos de los tubos. Este es especialmente el caso de baja frecuencia en tierra pozos.

Figura 2.14. Economic influence of completions.



Fuente: BELLARBY J., *Well Completion Design*. 2009

2.10. IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATION).

Es la relación funcional entre el caudal producido y la presión de fondo de pozo.

La curva IPR es la representación grafica de las presiones fluyentes y los caudales de producción que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones, es decir, para cada presión fluyente existe un caudal determinado

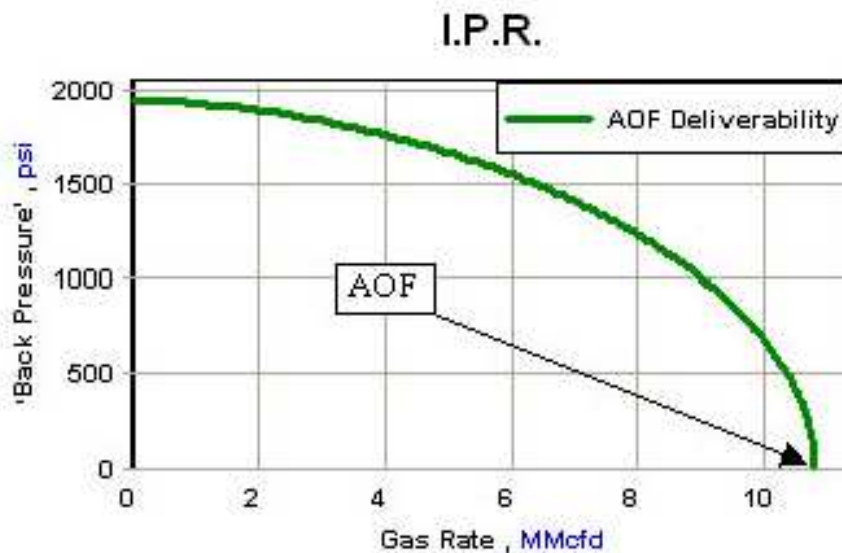
Es normal que la capacidad del yacimiento disminuye con la producción, esto se da generalmente por:

- Reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo
- Aumento de la viscosidad de la fase liquida a medida que se vaporizan las fracciones livianas

2.11. 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 2.15: IPR



Fuente: CIED, Completación y Reacondicionamiento de Pozos

2.12. ANALISIS NODAL

El análisis nodal puede ser realizado con cualquiera de los software que existen el mercado (WEM, FloSystem, y otros desarrollados por otras compañías de servicio) y

nos permite crear un modelo que simula el comportamiento de producción de pozo ajustándolo al gasto y presión de fondo fluyendo del pozo, lo que nos lleva a corroborar o descartar la presencia de daño total del pozo (cuando existen curvas de variación de presión, su interpretación y combinación con el análisis nodal resulta una herramienta muy poderosa para obtener el daño del pozo), para ello requiere de información del yacimiento, datos del pozo y de los fluidos producidos, de esta manera es posible corroborar los datos de daño y demás parámetros del yacimiento.

El análisis nodal es una herramienta que nos permite simular y evaluar un sin número de parámetros, de nuestro interés podemos señalar los siguientes:

- Determinar presencia de daño.
- Obtener pronósticos de producción.
- Determinar caídas de presión.
- Evaluar producción simulando diferentes cambios en el sistema.
- Determinar diámetro óptimo de tuberías de producción.
- Ajustar correlaciones de flujo

A continuación se enlistan los datos requeridos para correr un simulador de análisis nodal.

Datos del yacimiento

- Daño de la formación
- Presión promedio del yacimiento
- Presión de fondo fluyendo
- Temperatura
- Permeabilidad
- Espesor del cuerpo productor
- Porosidad
- Radio de drene
- Factor de forma (arreglo geométrico de explotación)

- Datos de tratamientos anteriores
- Reporte de operación
- Compresibilidad de la formación
- Litología
- Saturación de agua irreductible

Datos del pozo

- Estado mecánico del pozo
- Intervalo productor disparado
- Densidad, penetración y fase de disparos
- Temperatura de superficie
- Datos de Producción:
- Producción de aceite
- Producción de agua
- Relación Gas / aceite
- Historia de Producción
- Presión en superficie
- Datos del sistema artificial:
- Presión de inyección del gas
- Gasto de inyección
- Tipo de inyección: continua ó intermitente
- Gravedad específica del gas
- Profundidad de las válvulas

Datos de los fluidos producidos

- Gravedad específica de los fluidos producidos
- Relación de solubilidad R_{si}
- Presión de burbuja

CAPITULO III

PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCION DE LOS POZOS DE APLICACIÓN

3.1. INTRODUCCIÓN

Incahuasi es el campo nuevo más importante a ser desarrollado en el país, por lo que es el futuro del sector de hidrocarburos en Bolivia, en términos de producción de gas a mediano plazo, a decir de Total E&P Bolívia, operador de este campo. El lineamiento estructural de Incahuasi / Aquio, que se extiende en sentido N-S, está ubicado sobre los bloques AQUIO e IPATI, aproximadamente a 200 Km. al SSW de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, sus elevaciones sirven como límite fronterizo entre los departamentos de Chuquisaca y Santa Cruz.

La implementación del proyecto se lo realiza a corto plazo en el campo Incahuasi en el pozo ICS - 4 debido a que este se encuentra en una etapa de producción. Ante la inminente declinación de la producción de petróleo, es de mucha importancia incrementar la misma, hoy en día las nuevas tecnologías y diferentes métodos de terminación de pozos hacen que el factor de recuperación sea mayor, es por ello que se propone la terminación open hole en dicho pozo (ICS - 4).

3.2. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO INCAHUASI

3.2.1. Descripción y ubicación del campo

3.2.1.1. Historial de la exploración del Campo Incahuasi

Sobre este lineamiento ya mencionado anteriormente, se han perforado cuatro pozos, de los cuales solo el IncahuasiX1 llegó a atravesar gran parte la Formación Huamampampa, el cual contiene el reservorio descubridor del Campo Incahuasi. Los otros tres pozos tuvieron objetivos más someros en los sistemas Carbonífero y Devónico Superior.

Aquio X-1 (AQI-X1), perforado en 1962-1963 por YPFB, esta ubicado a 4 Km. del pozo ICS-X1, en el bloque AQUIO próximo al borde sur. El pozo resulto seco, fue taponado y abandonado, después de alcanzar una profundidad 2209 m. en la Formación Los Monos.

Lagunillas X-1 (LGN-X1), perforado por YPFB en 1964, esta ubicado en la parte septentrional del bloque AQUIO a 23 Km. del pozo ICS-X1, alcanzó una profundidad de 1817 m. en el Grupo Tacuru del Sistema Jurásico. Fue probado gas con baja presión en una capa de 6 m. de espesor de areniscas del Iquiri, el pozo fue Taponado y abandonado.

La Montaña X-1001 (LMT-X1001), perforado el año 2000 por Tecpetrol, esta ubicado a 9 Km. al sur del ICS-X1, en el bloque IPATI, alcanzando una profundidad de 2754 m. El objetivo en la Formación Iquiri fue seco, siendo taponado y abandonado.

Incahuasi X-1 (ICS-X1), perforado en 2003-2004 por TOTAL en el bloque IPATI, cerca de su borde norte, convirtiéndose en pozo descubridor de un reservorio de la Formación Huamampampa con 354 m. de espesor de gas y condensado.

Sobre lineamientos estructurales vecinos, se tienen los siguientes pozos que alcanzaron la Formación Huamampampa. Las distancias citadas estan en relacion al pozo ICS-X1:

- Camiri-201 (CAM-201), perforado entre 1962 y 1964, esta ubicado 28 Km. al SE, alcanzó una profundidad total de 3677 m. de la Formación Huamampampa. Resultado seco, fue taponado y abandonado.
- Tatarenda X-27 (TTR-X27), perforado en 1967 por YPFB, esta ubicado a 80 Km. hacia el NNE y llegó a un TD de 3030, HMP. Resultado seco, taponado y abandonado.
- Iñau X-2 (INA-X2), perforado en 1988-1989 por YPFB, ubicado a 20 Km. hacia el SW, llegando a un TD de 2768 m. en el HMP y llevando una capa de arenisca de 5.5 m. de gas localizada en una sección de Los Monos. Sin

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS POZOS DE APLICACION

embargo los registros eléctricos y DST muestran estos niveles con características de un reservorio pobre y producción marginal (0.282 MMCFD).

- Cumandairenda X-1 (CMD-X1), perforado en 1994-1995 por YPF sobre el mismo lineamiento de Iñau X-2, ubicado a 47 Km. al SSE, alcanzo una profundidad de 3733 m. en el HMP. Resultado seco, taponado y abandonado.
- El pozo descubridor Incahuasi X-1 encontró la Formación HMP a 4905 m. y llego a una profundidad de 5600 m. El reservorio compuesto de cuarcitas y siltitas duras, se encuentra entre los 4905 a 5376 m. MD, muy fallado y fracturado.

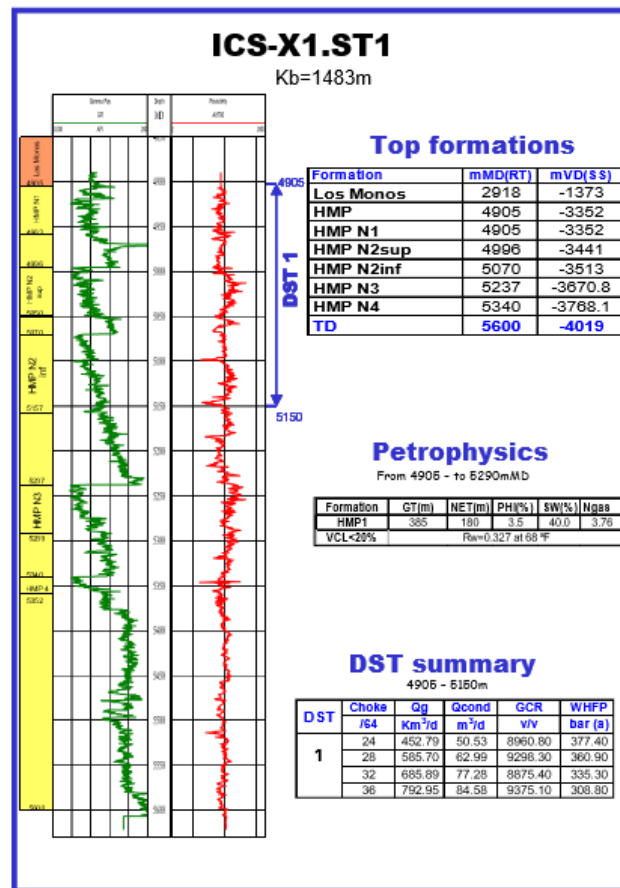
Se ejecutó una prueba DST en el tramo 4905 a 5150 m. dando una producción de 1093kscm³/d de gas y 119m³/m³ de condensado con choque 44/64”.

Figura 3.1: Mapa de ubicación del Campo Incahuasi (Bloque Ipati / Aquio)



Fuente: TOTAL,TECPETROL,2011, Declaratoria de Comercialidad Campo Incahuasi

Figura 3.2: Pozo Incahuasi X1 ST1 resultados principales



Fuente: TOTAL,TECPETROL,2011, Declaratoria de Comercialidad Campo Incahuasi.

3.2.1.2. Ubicación del campo Incahuasi

Tabla 3.1: Ubicación del Bloque Ipati, Campos Incahuasi.

Localidad:	Lagunillas
Provincias:	Luis Calvo / Cordillera
Departamento:	Chuquisaca / Santa Cruz
Ubicación Fisiográfica:	faja sub-andina sur
Distancia:	250 Km al SUR de la ciudad de Santa Cruz

Fuente: TOTAL,TECPETROL,2011, Declaratoria de Comercialidad Campo Incahuasi.

3.2.2. Características geológicas y geofísicas del campo

3.2.2.1. Geología regional del campo Incahuasi

El área que comprende el lineamiento estructural de Incahuasi, esta ubicada aproximadamente en la parte central de la cuenca Paleozoica conocida como Cuenca de Tarija. Su desarrollo empieza en el Precámbrico tardío cuando el margen occidental del continente Gondwana y el Macizo de Arequipa empieza un proceso de colisión creando una zona de subducción. Los depósitos del Devonico inferior, en el Subandino Sur de Bolivia reagrupan los mayores sistemas petroleros del país. Las lutitas oscuras corresponden a las principales rocas madres y los cuerpos arenosos son los principales reservorios productores. El anticlinal de Incahuasi forma la parte meridional del Subandino Sur. La estructura esta re-plegada, localmente retrovolcada, como muestran los resultados del pozo ICS-X1. La falla de Incahuasi esta situada en el corazón del lineamiento de superficie.

3.2.2.2. Estratigrafía de la Formacion

La sección estratigráfica del Subandino Sur de Bolivia tiene un espesor aproximado de 10,000 a 12,000 m. en un rango geológico que va del Silurico al Terciario (Plioceno). Esta sección consiste en su mayor parte de material clástico con presencia en menor grado de carbonatos y evaporizas. La sección estratigráfica puede ser subdividida en tres ciclos: Cordillerano, Subandino y Andino.

Los principales reservorios del bloque IPATI, se encuentran en las formaciones de Huamampampa, Icla y Santa Rosa que pertenecen al ciclo Cordillerano, misma que va de la edad Silúrica a Devónica media, la cual corresponde a aproximadamente 3500m de sedimentos, los cuales abarcan las rocas madres principales de las formaciones Los Monos y Kirusillas.

De manera particular, los pozos ICS-X1 ST1, ICS-2, ICS-3 e ICS-4 finalizaron en la Formación HMP. Los objetivos en el área están formados por areniscas cuarcitas del Devónico, mayormente de porosidad secundaria (fracturación).

Figura 3.3: estratigrafía de la formación

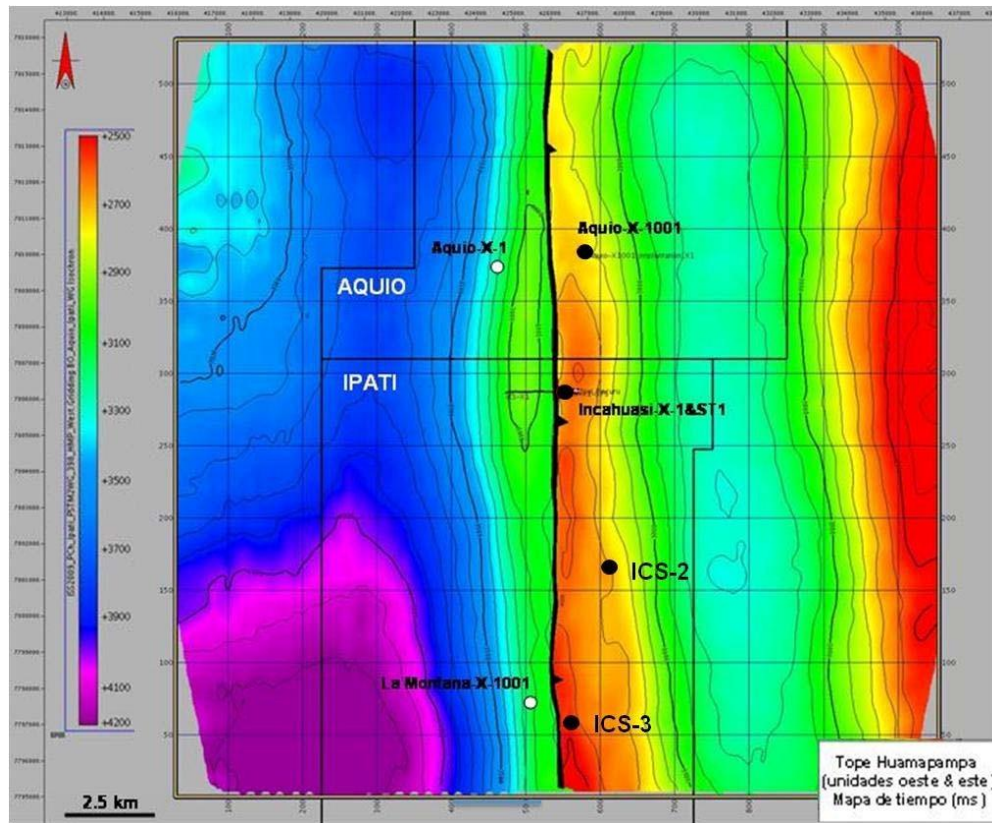
ERA	SISTEMA	SERIE	FORMACION	ESPESOR m	LITOLOGIA		
CENOZOICO	TERCIARIO	MIOCENO	TARIQUIA	>2,300			
		OLIG.SUP.	PETACA	64			
MEZOSOICO	TRIASICO		TAPECUA	142			
			IPAGUAZU	50			
PALEOZOICO	PERM.	SUP.	VITIACUA	24			
		INF.	CANGAPI	150-400			
	CARBONIFERO	SUPERIOR	MACHARETI	SAN TELMO	250		
				ESCARPMENT	370-500		
				TARIJA	540-780		
				ITACUAMI	17		
		INF?	TUPAMBI	300			
	DEVONICO	INFERIOR		SUP.	IQUIRI	140	
				MED.	LOS MONOS	>1,000	
					HUAMAMPAMPA	440	
				ICLA	500		
				SANTA ROSA	600		
SILUR.	SUP.		TARABUCO	>350			

Fuente: Informe de plan de trabajos y Presupuesto Bloque Aquio, TOTALE&P BOLIVIE, 2015

3.2.2.3. Geología estructural del área

La estructura del Campo Incahuasi esta parte de un anticlinal alargado de orientación NNE-SSO que atraviesa los Bloques AQUIO e IPATI. La estructura al afloramiento tiene aproximadamente 36 km. de extensión y 6 Km. de ancho. Esta perfectamente identificada por la imagen satelital y la Geología de superficie y mapas estructurales como se muestra en la figura 3.1. Hace parte de las llamadas Serranías sub-andinas que tienen una edad de plegamiento Mio-Pliocénica. Su característica principal es la presencia de una espesa sección de lutitas de la Fm. Los Monos (Devónico superior)

Figura 3.4: Mapa estructural de la formacion – Bloque Ipati



Fuente: Informe de plan de trabajos y Presupuesto Bloque Ipati, TOTALE&P BOLIVIE, 2015

3.3. UBICACIÓN Y ESTADO DE LOS POZOS

Los resultados de los pozos ICS- X1, ICS-2 constituyen las referencias de correlación para toda la secuencia estratigráfica Devonico- Carbonífera, así mismo podemos indicar la ubicación geográfica de los pozos mencionados y del pozo en interés.

❖ **ICS-X1 ST:** Perforado en el 2003-2004, hasta una profundidad de 5600 m. de la Formación HMP.

Estado: Pozo de descubrimiento de gas y condensado en la Fm. Huamapampa

Ubicación: Coordenadas de superficie en el Datum WGS-84.

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS POZOS DE APLICACION

- E: 426668.67
- N: 7801463.96
- Z: 1682.37m

❖ **ICS-2:** perforado en el 2012-2013, hasta una profundidad de 5.636 m MD en la Formación HMP. Está ubicada al sur del pozo ICS-X1,

Estado: Pozo de descubrimiento de gas y condensado en la Fm. Huamampampa

Ubicación: con las coordenadas siguientes en el Datum WGS-84:

- E: 427846.12
- N: 7801463.96
- Z: 1173.13m

❖ **ICS-3:** Perforado entre el 2013-2014, hasta una profundidad final esperada de 5.250 m MD en un diámetro de 8-1/2" en la Formación HMP (100m dentro de la formación Icla).

Ubicación: La planchada del pozo ICS-3 está ubicada al sur del pozo ICS-2, con las coordenadas siguientes en el Datum WGS-84:

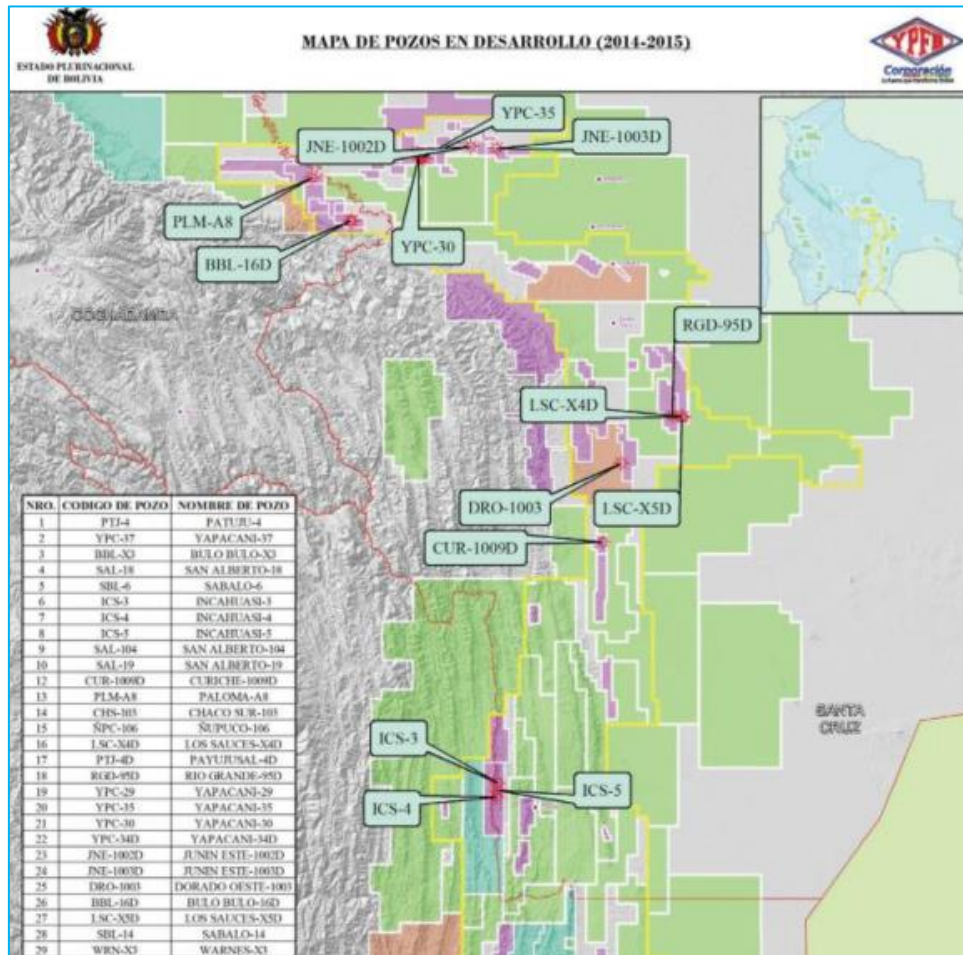
- E: 426807.07
- N: 7796867.75
- Z.: 1064.7msnm

❖ **ICS-4:** perforado en el 2014-2015, hasta una profundidad de 5.636 m MD en la Formación HMP.

Ubicación: Está ubicada al sur del pozo ICS-3, con las coordenadas siguientes en el Datum WGS-84:

- E: 426846.12
- N: 7801463.96
- Z: 1205.17m

Figura 3.5: Pozo ICS – 4, Bloque Ipati



Fuente: Balance Energético Nacional 2000-2014, Ministerio de Hidrocarburos, 2015

3.4. ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA PETROLERO DE LA FORMACION

Debido a la complejidad de los reservorios que principalmente cuentan con dos sistemas de porosidad (matriz y fracturas), cuyos valores de porosidad son muy bajos, es difícil establecer con exactitud los parámetros petrofísicos de los diferentes reservorios. Para la obtención de los valores se utilizaron los datos de perfilaje de pozo calibrados con los datos de testigos.

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS POZOS DE APLICACION

La siguiente tabla ilustra tres diferentes escenarios con diferentes distancias del reservorio Huamampampa, indica el tipo de modelo que se utilizó, la salinidad con la que cuenta el espesor de la distancia tomada, el espesor neto realizando una división entre ambos, la porosidad, la saturación de agua, saturación de gas y un promedio del gas y el volumen. De la misma manera la tabla, muestra los valores promedio interpretados, utilizando 20%, 30% y 40% de Volumen de Arcilla (VCL) como límite inferior de referencia, son similares entre ambos pozos excepto por los datos de saturación de agua específica (Sw) que es un poco más alto de acuerdo a los resultados de la declaratoria de comercialidad del Campo Incahuasi, este análisis se realiza para el pozo ICS - 4.

Tabla 3. 2: Escenario 1P

ESCENARIO 1P: VCL<20 % INTERVALO 4905- 5263 m	ICS - 4	
RESERVORIO	HMP	
Superior inferior	4905	5263
Modelo	TFE2004	
Rw 68 °F	0,134	
Salinidad ppm	54000	
m	1,82	
n	2	
a	1	
Esp. M	358	
Net m	171	
N/E	0,48	
Hu*PHI m	6,74	
Hu*PHI*Sg m	4,29	
PromPHI %	3,9	
PromSw%	36,4	
PromVCL %	11,2	

Fuente: Declaratoria de Comercialidad, Pozo ICS - 4, Bloque Ipati, TOTALE&P BOLIVIE, 2012

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS
POZOS DE APLICACION

Tabla 3. 3: Escenario 2P

ESCENARIO 2P: VCL<30 % INTERVALO 4905- 5320 m	ICS - 4	
RESERVORIO	HMP	
Superior inferior	4905	5320
Modelo	TFE2004	
Rw 68 °F	0,134	
Salinidad ppm	54000	
m	1,82	
n	2	
a	1	
Esp. M	415	
Net m	306.6	
N/E	0,74	
Hu*PHI m	9.86	
Hu*PHI*Sg m	5.68	
PromPHI %	3,2	
PromSw%	42.4	
PromVCL %	16.7	

*Fuente:Declaratoria de Comercialidad, Pozo ICS - 4, Bloque Ipati, TOTALE&P BOLIVIE,
2012*

Tabla 3. 4: Escenario 3P

ESCENARIO 3P: VCL<40 % INTERVALO 4905- 5380 m	ICS - 4	
RESERVORIO	HMP	
Superior inferior	4905	5380
Modelo	TFE2004	
Rw 68 °F	0,134	
Salinidad ppm	54000	
m	1,82	
n	2	
a	1	

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS POZOS DE APLICACION

Esp. M	475
Net m	446.2
N/E	0,94
Hu*PHI m	12.19
Hu*PHI*Sg m	6.41
PromPHI %	2.7
PromSw%	47.4
PromVCL %	21.0

Fuente: Declaratoria de Comercialidad, Pozo ICS - 4, Bloque Ipati, TOTALE&P BOLIVIE, 2012

3.4.1. Características petrofísicas de las formaciones

3.4.1.1. Formación Huamampampa

Las unidades reservorios principales de esta formación (HMP1 Superior, HMP2 yHMP4) presentan las siguientes características:

- ✓ Espesor útil con gas 40 (HMP1 Superior) hasta 140m (HMP2)
- ✓ Relación Espesor neto / espesor bruto 90 hasta 100%
- ✓ Porosidad 2.5 a 4%
- ✓ Saturación de agua 35 hasta 45%

Considerando el conjunto de los diferentes reservorios de dicha formación, se obtiene tomando en cuenta los dos pozos un espesor útil total con gas de 300 a 500 m, una porosidad promedio de 3% a 3.5% y una saturación de agua de 45%.

3.4.1.2. Formación Icla

La formación Icla no ha sido perforada en el Bloque AQUIO, la referencia para estos niveles son los datos obtenidos en pozos sobre el BloqueXX, ubicado a alrededor de 200km al sur de IPATÍ.

La unidad reservorio principal de esta formación (Icla medio) tiene las siguientes características petrofísicas:

- ✓ Espesor útil con gas de hasta 130 m

- ✓ Una relación espesor útil/espesor total de hasta 60%
- ✓ Porosidad baja (1 a 2%),
- ✓ Saturación de agua de 35 a 40%.

3.4.1.3. Formación Santa Rosa

La formación Santa Rosa no ha sido investigada con perforaciones en el Bloque AQUÍO, la referencia para estos niveles son los datos obtenidos en pozos sobre el Bloque XX, ubicado a alrededor de 200 km al sur de IPATI.

Hasta ahora, en el Bloque XX – Tarija Oeste, la Fm. Santa Rosa ha sido perforada únicamente en el pozo ITU-X2, cuyas características petrofísicas son las siguientes:

- ✓ Espesor útil con gas superior a 400m
- ✓ Relación espesor útil/espesor total de 85% a 90%
- ✓ Porosidad baja (1 a 2%),
- ✓ Saturación de agua bastante alta (58%).

3.5. DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS

Se interpretó un contacto gas – agua sobre la estructura de Incahuasi / Ipati, a partir de las pruebas MDT, DST corridas en el pozo y muestras de fluido tomadas en el pozo ICS - 4. La estimación media está a -3780 m SS, la baja a -3696 mSS y la Alta a -3896 m SS.

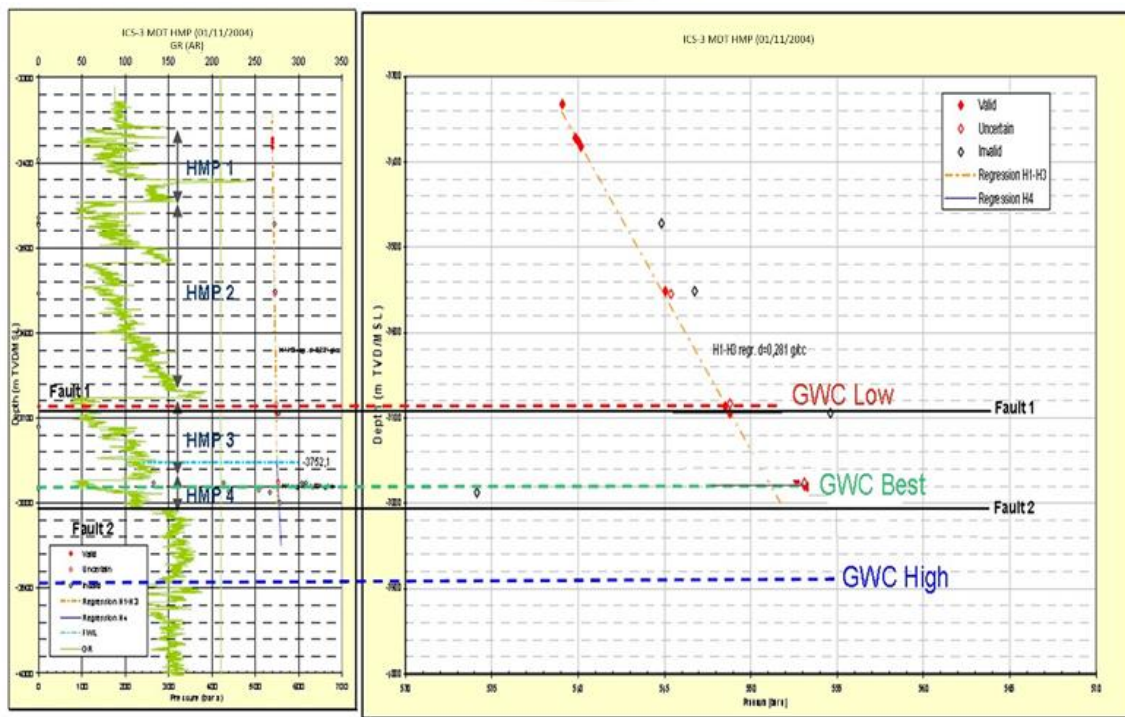
La figura siguiente, ilustra las probabilidades de ocurrencia de gas para los tres posibles escenarios de contactos gas, agua y gradientes de presión existentes en el campo Incahuasi, mismos que son función de la incertidumbre existente, relacionada a los espesores netos de los reservorios productores, contenido de arcilla y la ubicación de la zona de transición más probable.

La importancia de estimar o determinar los contactos reales, o mínimamente los contactos de gas agua teóricos, radica en que los mismos permiten determinar o estimar con mayor grado de certeza los volúmenes de gas o la columna de gas

existente en la estructura Incahuasi Ipati y por ende cuantificar las reservas del campo.

Si se confirmase la estimación más baja para el contacto gas-agua, únicamente los reservorios H1 y H2 serían productores de gas y condensado, ya que a partir de los 3700 mbnm aproximadamente estaría presente el acuífero.

Figura 3.6: Pruebas MDT, DST y PLT POZO ICS - 4 Formación Huamampampa



Fuente: Declaratoria de Comercialidad, Pozo ICS - 4, Bloque Ipati- Aquio,, TOTALE&P BOLIVIE, 2012

3.5.1. Resultados de pruebas de formación

Los resultados obtenidos por las pruebas realizadas muestran el gran potencial productivo de la Fm. Huamampampa sobre la estructura de Incahuasi/Ipati.

Los objetivos del DST en el ICS – 4 realizado en el reservorio de Huamampampa fueron:

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS POZOS DE APLICACION

- ✓ Calibrar las propiedades PVT (características de gas y condensado) tomando muestras de fluido de superficie confiables
- ✓ Medirla presión de reservorio
- ✓ Evaluar la extensión de la acumulación de gas y detectar sus límites y barreras, si las hubieran
- ✓ Determinar propiedades de flujo en el reservorio (productividad intrínseca, conexiones en la red de fracturas, skin, Kh/mu).

Tabla 3.5: Resultados de análisis de PVT de fluidos del pozo ICS - 4

<i>Presión del reservorio (bar)</i>	<i>498 @ 4905 mMD/RT</i>
<i>Temperatura del reservorio (°C)</i>	<i>120</i>
<i>GOR (m³/m³)</i>	<i>6 000 – 7 000</i>
<i>Presión de saturación (bar)</i>	<i>400</i>
<i>1/Bg (vol.vol)</i>	<i>310 – 320</i>
<i>Densidad del fluido en condiciones de reservorio (kg/m³)</i>	<i>292</i>
<i>Viscosidad del fluido en condiciones de reservorio (cPo)</i>	<i>0.04</i>

Fuente: Declaratoria de Comercialidad, Bloque Ipati - Aquio, TOTALE&P BOLIVIE, 2012

3.5.2. Composición del fluido de yacimiento

Los resultados obtenidos de los fluidos de composición del yacimiento para el campo, se indican en la siguiente tabla:

Tabla 3.6: Resultados de reservorio del bloque Ipati

	Presión(bar)	Temperatura (°C)
Reservorio	543.0	105.0
Superficie de pozo	527.5	104.2
Cabeza de pozo	-	-
Separador	70.6	43.3

Fuente: Declaratoria de Comercialidad, Bloque Ipati - Aquio, TOTALE&P BOLIVIE, 2012

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS POZOS DE APLICACION

Como se puede observar los datos van desde la presión de reservorio hasta el separador, esta última alcanza los 1037.82 psi, por lo que la planta a ser instalada deberá considerar un tren de separación de tres etapas, debido a que las mismas son función de la presión en cabeza de pozo, la relación gas, petróleo y la gravedad API.

Tabla 3.7: Composición del reservorio del bloque Ipati

COMPOSICIÓN MOLAR				CARACTERISTICAS
Comp	Sep gas	Sep líq	Fluido de reservorio	
N	0.968	-	0.947	Características de producción: Caudal del Sep.Gas:797216.5m ³ /d 745751.3m ³ /d Caudal liquido del tanque Contracción:sep.líq .0.8412m ³ /m ³ Caudal liquido del separador 100.2 m ³ /d GOR.Sepliquido del gasa 7956.25 m ³ /m ³ GOR.Sepliquido del gasa 7442.8 m ³ /m ³
CO ₂	1.068	0.504	1.056	
H ₂ S	-	-	-	
C1	88.40	22.154	86.985	
C2	5.331	4.696	5.318	
C3	2.041	4.270	2.089	
ic4	0.377	1.534	0.401	
nC4	0.656	3.596	0.719	
iC5	0.257	2.996	0.315	
nC5	0.211	2.932	0.269	
C6	0.283	7.739	0.443	Características del fluido de reservorio BHT: Presión punto de Rocio 438.6 bar Densidad ABHP 282.19 kg/m ³ Apunto de Rocio 281.55kg/m ³ Compresibilidad BHP 1.2710 10 ⁻⁴ m ³ /m ³ /bar Factor Z, apunto de roció 1.263610 ⁻⁴ m ³ /m ³ /bar
C7	0.182	10.531	0.403	
C8	0.096	8.568	0.277	
C9	0.052	7.238	0.205	
C10	0.026	4.938	0.131	
C11+	0.051	18.326	0.422	

Fuente: Declaratoria de Comercialidad, Bloque Ipati - Aquio, TOTALE&P BOLIVIE, 2012

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS
POZOS DE APLICACION

La siguiente tabla ilustra la composición de fluido con la que cuenta el reservorio:

Tabla 3.8: Composición del fluido del reservorio del bloque Ipati

COMPONENTES	% MOL	PESO MOLECULAR	PRESION CRITICA (bar)	TEMPERATURA CRITICA (K)
N2	0.947	28.01	33.90	126.20
CO2	1.056	44.01	73.80	304.20
H2S	-	-	-	-
C1	86.985	16.04	46.00	190.60
C2	5.318	30.07	48.80	305.40
C3	2.089	44.10	42.50	369.80
iC4	0.401	58.12	36.50	08.10
nC4	0.719	58.12	38.00	425.20
iC5	0.315	72.15	33.79	460.29
nC5	0.269	72.15	33.70	469.60
C6	0.443	85.64	31.81	509.87
C7	0.403	99.18	30.06	545.46
C8	0.277	113.26	26.59	571.97
C9	0.205	126.49	25.47	600.98
C10	0.131	140.21	23.90	627.16
C11	0.442	215.77	17.11	736.61
Peso molecular medio del fluido de reservorio 20.8				

Fuente: Declaratoria de Comercialidad, Bloque Ipati - Aquio, TOTALE&P BOLIVIE, 2012

3.6. EVALUACION DE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO ICS – 4 CON EL ARREGLO ACTUAL Y LA TERMINACION PROPUESTA (POZO ABIERTO)

Para realizar este objetivo se tomó en cuenta los simuladores Welflo y Prosper, ya que con el primero se logrará determinar el AOF en pozo con tubería y con el segundo veremos los diferentes tipos de terminación las cuales se quieren evaluar. Con este software podemos elegir el tipo de terminación al cual deseamos trabajar, eso es lo más importante para este proyecto, también se puede determinar condiferentes métodos artificiales, el tipo de fluido. En la aplicación del software se verá detalladamente como se siguió con los diferentes tipos de terminación.

Para poder realizar la simulación, se cuenta con los siguientes datos:

Tabla 3.9 : Datos del ICS - 4 para evaluación de productividades ICS -4

DATOS DE POZO ICS – 4	
Presión de Reservorio [P_R]	5758.5 [psig]
Profundidad Final [P_f]	4562 [m]
Temperatura de Reservorio [T]	244 [°F]
Área de drenaje	15[acres]
Temperatura del separador [Tsep]	93[F]
Presión del separador [Psep]	1050 [psig]
Dewpoint at Reservoirtemp	5828[psig]
Relación Gas- Agua [RGW]	31.63[MMscf/STB]
Relación Gas-Petróleo [GOR]	8390 [scf/STB]
Relación Gas-Petróleo [GOR _{TK}]	1 [scf/STB]
Tank Gas Gravity	0.717[spgravity]
Gravedad Especifica del Gas [SGg]	0.65
°API Gravedad del condensado [API]	55
Permeabilidad	0.706 [md]
Skin	-2.24
Non-Darcy Flow Factor [D]	$4.3301 \cdot 10^{-5} \left[1 / \left(\frac{MSCF}{d} \right) \right]$
Saturación de agua connata [fraccion]	0.377
Impurezas	
Mole por ciento CO ₂	0.057 [%]

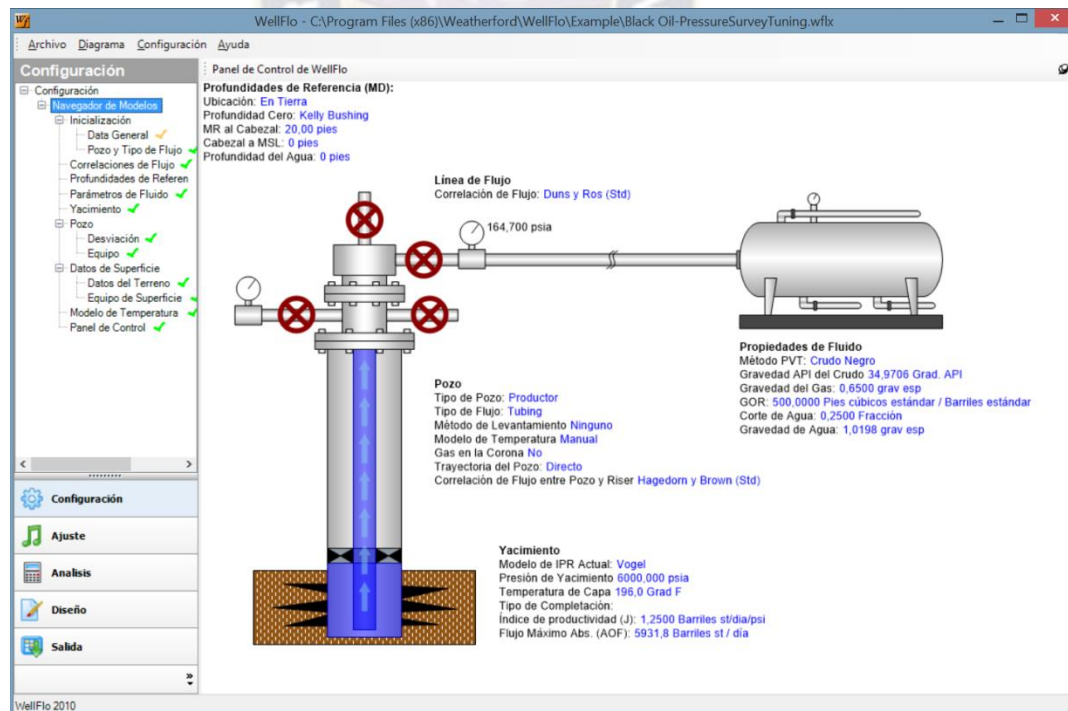
Fuente: Plan de Perforación de ICS - 4, YPFB Chaco S.A

3.6.1 ESTIMACION DEL CAUDAL OPERATIVO Y DEL CAUDAL MAXIMO DE OPERACIÓN DEL POZO ICS – 4 MEDIANTE EL SOFTWARE WELLFLO

WELLFLO, es un programa de análisis nodal que sirve para analizar el comportamiento de los fluidos en un sistema integral de producción, este comportamiento es modelado en términos de presión y temperatura como en las propiedades de los fluidos y del caudal, este programa considera descripciones del reservorio

Este simulador es una herramienta para pozos petroleros que usa técnicas de análisis nodal para modelar el influjo del reservorio y el desempeño del flujo a la salida del pozo, el software se utiliza para diseñar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales.

Figura 2.16: Software Wellflo versión

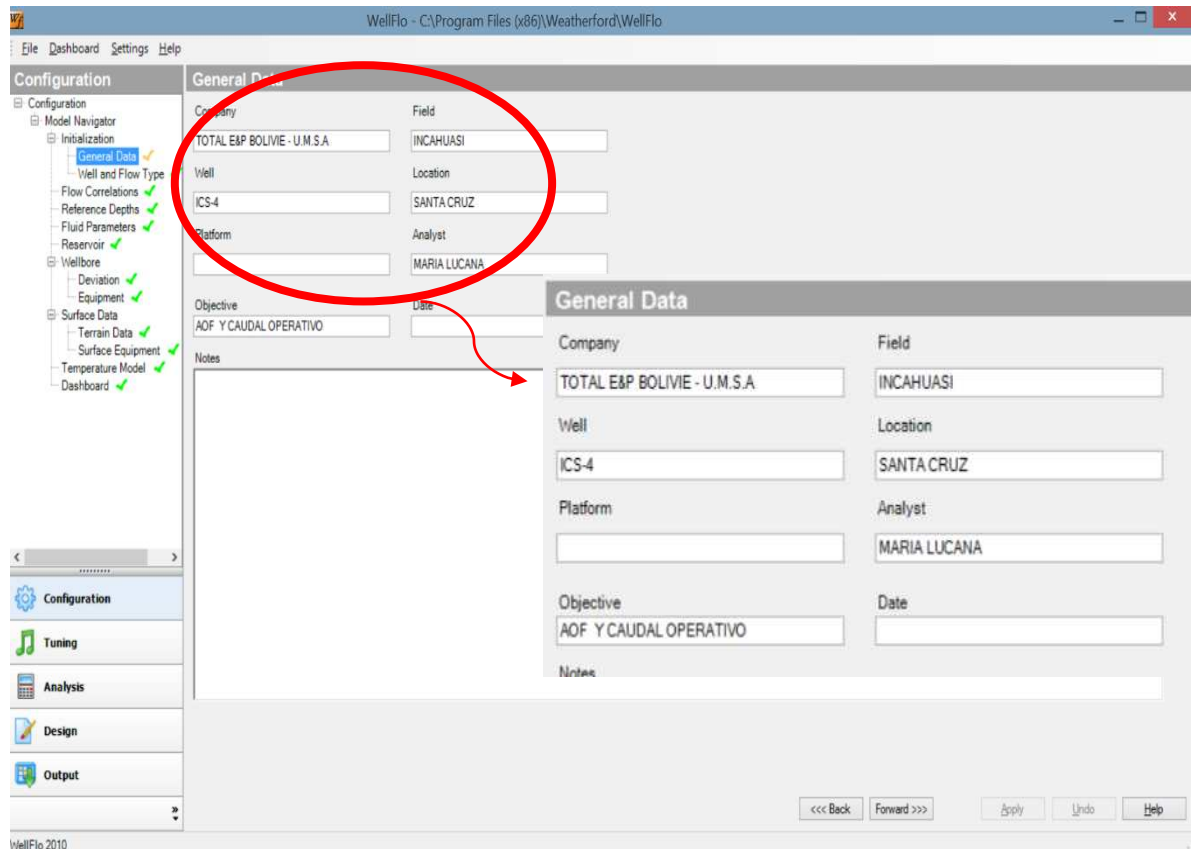


Fuente: Weatherford – Wellflo Well Analysis

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS POZOS DE APLICACION

Para la estimación del caudal máximo de operación mediante el software Wellflo, se debe ejecutar el simulador, generándose al instante un nuevo proyecto para modelarlo, en el que se procede a ingresar información general referente al pozo ICS - 4, compañía, campo, ubicación, plataforma, analista, objetivo, como observamos en la figura 3.7.

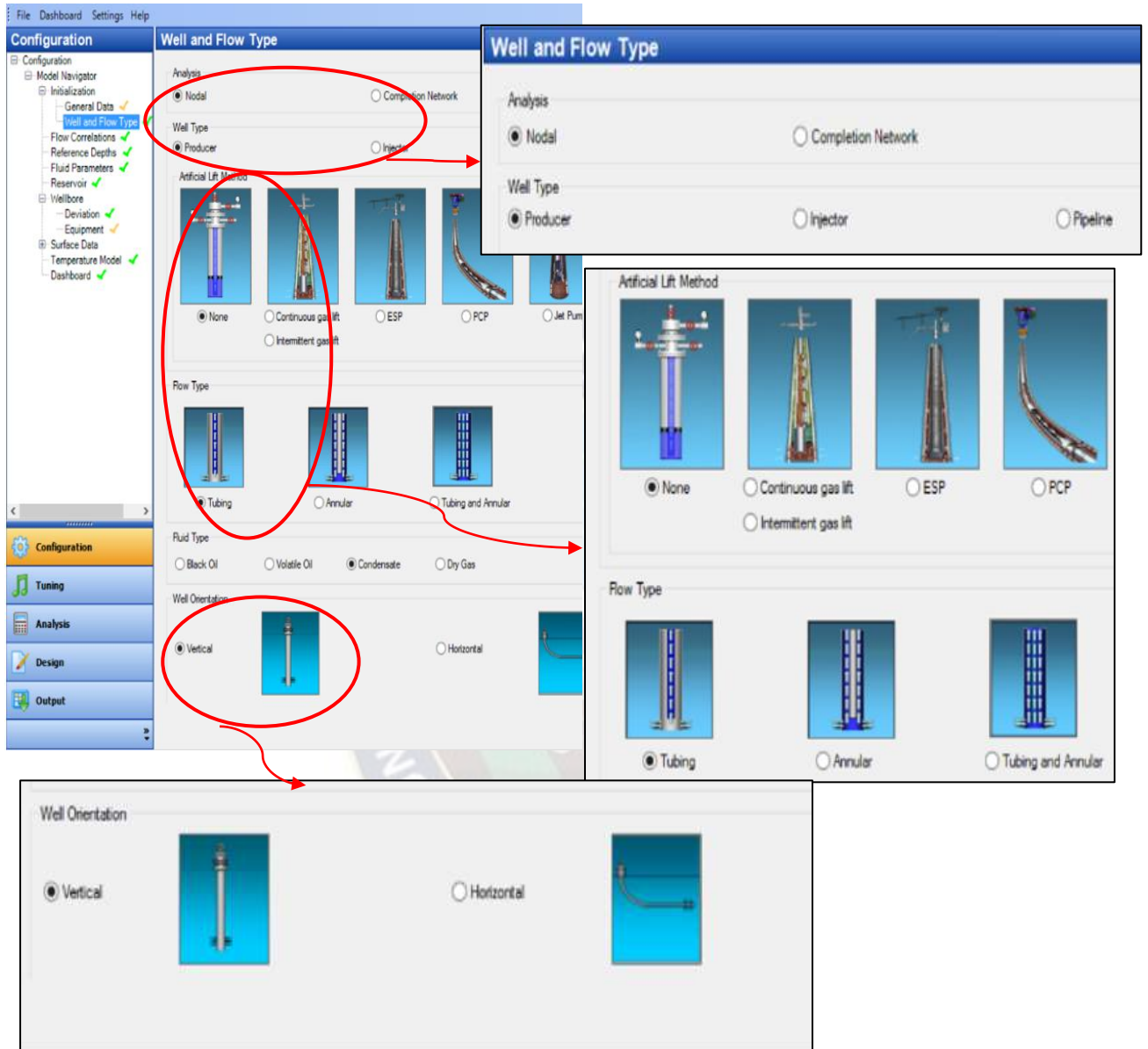
Figura 3.7: Fase inicial del Simulador Wellflo



Fuente: WELLFLO 2010.

A continuación se selecciona y define el tipo de flujo, para nuestro caso seleccionamos como Condensado ya que los estudios demostraron la existencia de gas condensado en el reservorio, donde la producción es a través de la tubería, e introducimos los datos requeridos en esta sección, además se selecciona el tipo de pozo como productor, y finalmente la orientación del pozo es vertical debido a que su ángulo de desviación no es mayor.

Figura 3.8: Tipo de pozo y fluido



Fuente: WELLFLO 2010

Posteriormente debemos elegir el tipo de correlación de flujo que utilizaremos para realizar nuestro análisis nodal, existen varios tipos de correlaciones de correlaciones que podemos escoger, entre estos tenemos Duns and Ros, Beggs and Brill, Hagendom and Brown, Francher and Brown, Orkiszewski, Dukler Eaton Flanigan, Gray.

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS POZOS DE APLICACION

La correlación que emplearemos es la de Hagedorn and Brown, puesto que un estudio realizado fue hecho para determinar una correlación generalizada en la que pueda incluir todos los rangos prácticos de caudales de flujo, un amplio rango de razón gas-liquido, todos los diámetros ordinarios de tuberías y el efecto de la propiedades del fluido¹³

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \rho_{hb}(F_e) + \frac{f q_l^2 m_o^2}{A d^5 \rho_m} + \frac{\rho_{hb} \Delta \left[\frac{v_m^2}{2g_c} \right]}{\Delta L} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Donde :

f = factor de fricción adimensional

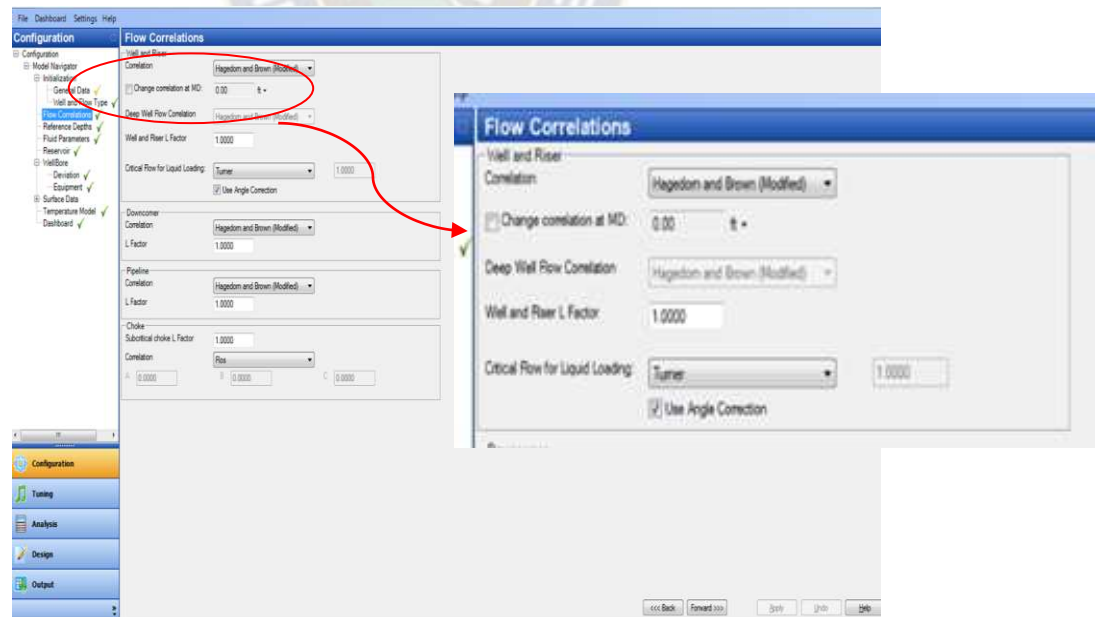
m = flujo masico (lbm/dia)

ρ = densidad promedio in-situ (lbm/cft)

d = diámetro de tubería (ft)

$\frac{\Delta P}{\Delta L}$ = gradiente de presión (psi/ft)

Figura 3.9: Correlaciones de flujo



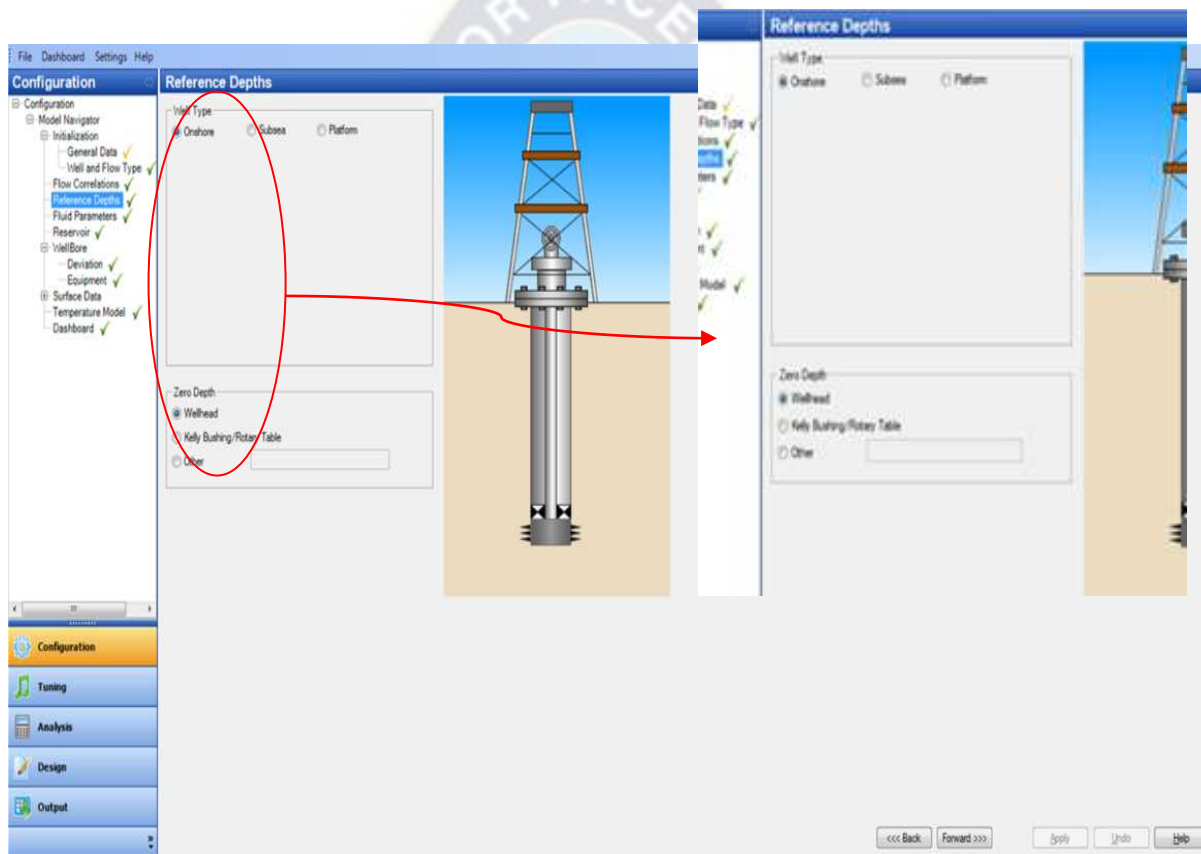
Fuente: WELLFLO 2010

¹³ Hagedorn, A. R. and Brown, K. E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits," J. Pet. Tech. 1965

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS POZOS DE APLICACION

Ya definido el tipo de correlación, se selecciona en el simulador la condición del pozo ya sea este en submarino, en plataforma o en superficie, en nuestro caso en superficie así también se podrá indicar en donde se localiza nuestro nivel de referencia ya sea este en el cabezal o en el Kelly bushing. Una vez seleccionada la condición de nuestro pozo podemos ver un diagrama que representa gráficamente el estado del pozo según lo elegido.

Figura 3.10: Profundidades de referencia

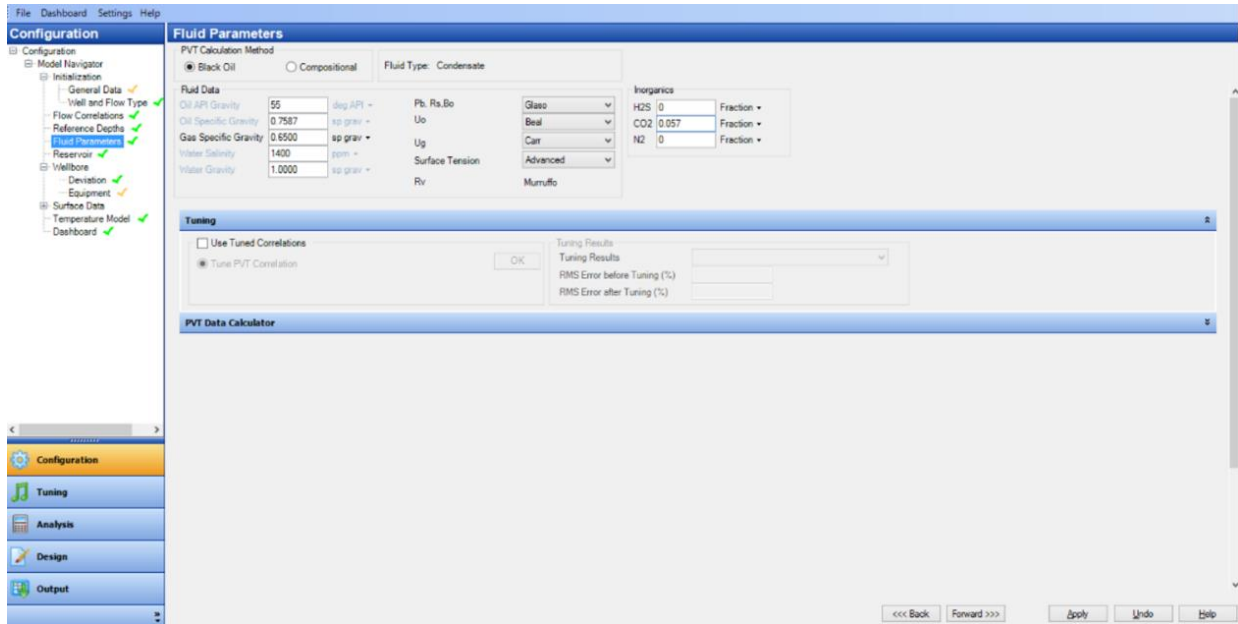


Fuente: WELLFLO 2010

Posteriormente introduciremos datos del fluido como se observa en la figura 3.11, mismas que se encuentran en la tabla 3.9.

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS POZOS DE APLICACION

Figura 3.11: Datos del fluido



Fuente: WELLFLO 2010

Tabla 3.10 : Datos introducidos en el software WELLFLO

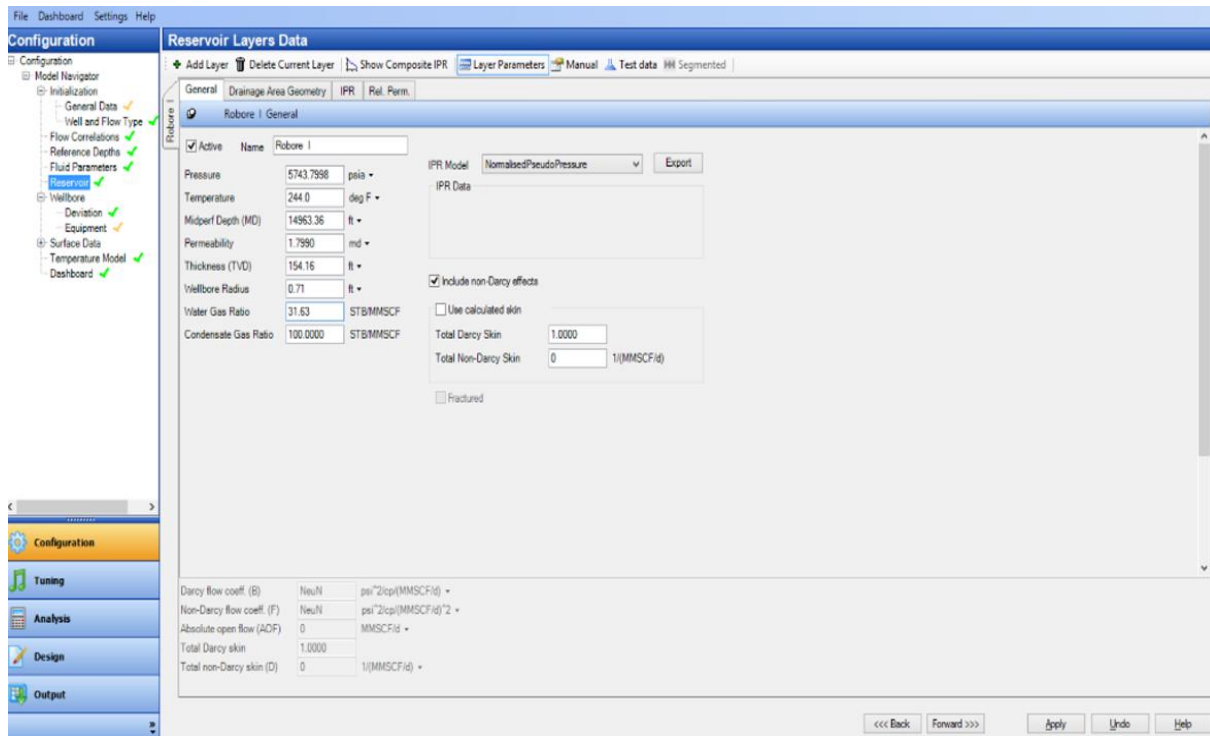
Fluid Parameters					
PVT calculation method					
black oil	on				
Fluid Data		Inorganics			
OIL API Gravity	55	Pb.Rs.Bo	Glaso	H2S	0
OIL Specific gravity	0.7587	Uo	Beal	CO2	0.057
Gas specific gravity	0.6500	UG	car	N2	0
Water Salinity	1400	Surface tension	Advanced		
Water gravity	1000	Rv	Murrufo		

Fuente: Elaboración propia en base a datos recopilados de la tabla 3.9

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS POZOS DE APLICACION

A continuación ingresaremos los datos correspondientes sobre el reservorio y se selecciona el tipo de análisis de acuerdo con la información recopilada.

Figura 3.12: Datos del reservorio



Fuente: WELLFLO 2010

Tabla 3.11 : Datos introducidos en el software WELLFLO

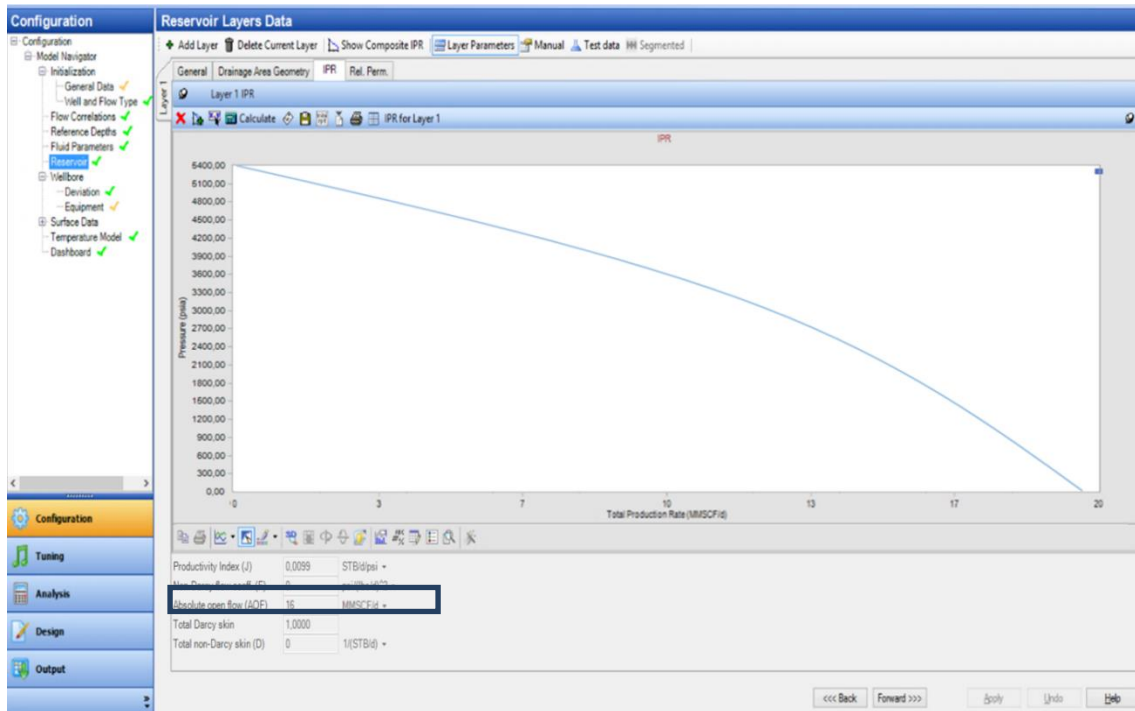
Reservoir Layers Data			
Pressure	57.437.998		
Temperature	244.0		
Midper Depth (MD)	14963.36		
Permeability	17990		
Thickness	154.16		
Wellbore radius	0.71	Total Darcy skin	1000
Water gas ratio	31.63		
Condensate gas radio	100.000		

Fuente: Elaboración propia en base a datos recopilados de la tabla 3.9

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS POZOS DE APLICACION

Proseguimos al objetivo de esta simulación que es hallar el AOF y el caudal operativo bajo las condiciones de un terminado a Cased Hole del pozo ICS -4, por lo que llegamos a la parte principal y obtenemos los resultados como se observa en las figuras 3.13 y 3.14.

Figura 3.13: Caudal Máximo de Producción (AOF)



Fuente: WELLFLO 2010

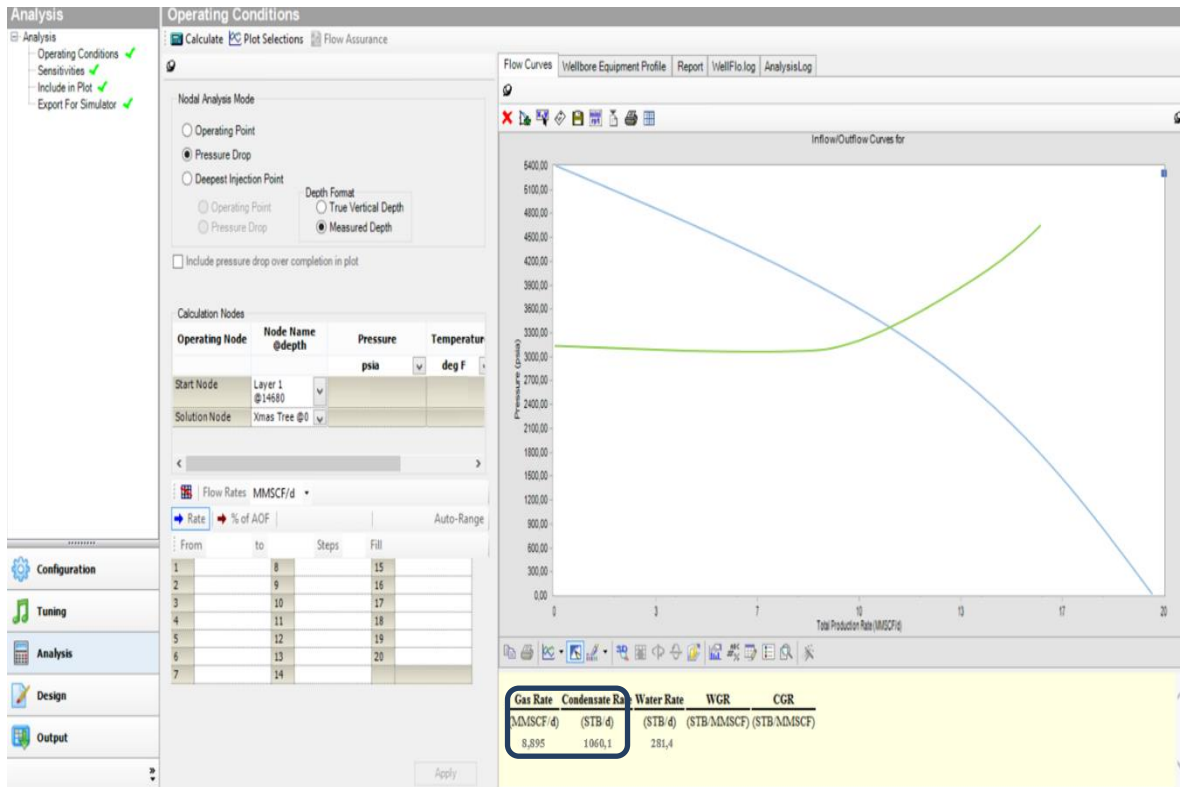
Tabla 3.12: Resultados obtenidos por el software WELLFLO

Productivity index (J)	0.0099	STB/d/psi
Absolute open flow	16	MMSCF/d
Total Darcy Skin	1000	
Total non Darcy skin	0	1/(STB/d)

Fuente: WELLFLO 2010

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y SELECCIÓN DE LOS POZOS DE APLICACION

Figura 3.14: Caudal de Gas y Condensado



Fuente: WELLFLO 2010

Tabla 3.13 : Resultados obtenidos por el software WELLFLO

Gas Rate	8.895	MMSCF/d
Condensate Rate	1060.1	STB/d
Water Rate	281.4	STB/d

Fuente: WELLFLO 2010

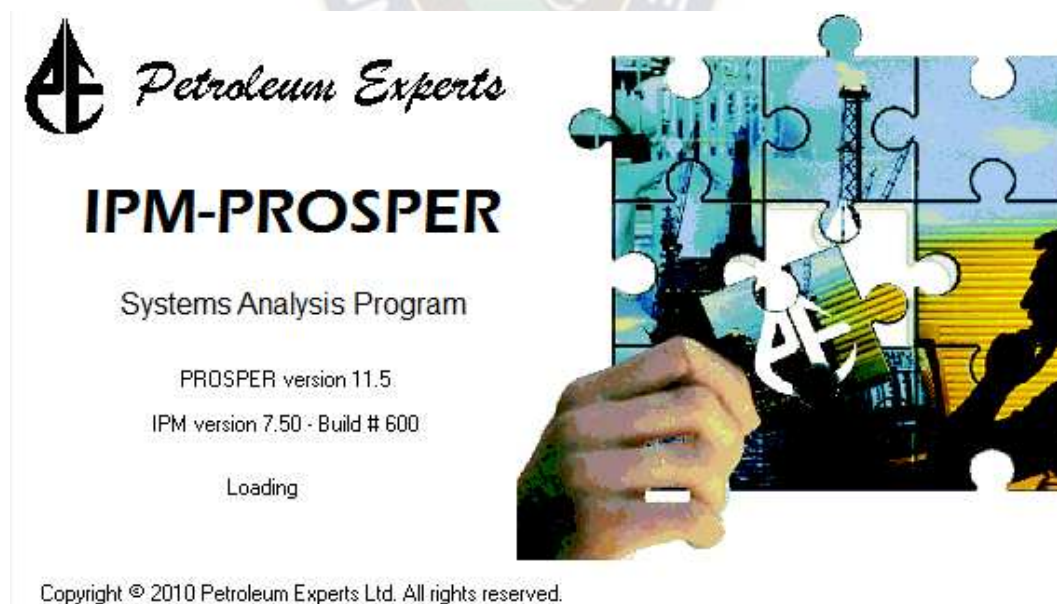
3.6.2. ESTIMACION DEL CAUDAL OPERATIVO Y DEL CAUDAL MAXIMO DE OPERACIÓN DEL POZO ICS – 4, MEDIANTE EL SOFTWARE PROSPER PARA LAS TERMINACIONES A POZO ENTUBADO Y A POZO ABIERTO

PROSPER, este simulador evalúa el rendimiento del pozo, programa de diseño y optimización de modelos para la mayoría de los tipos de configuraciones de pozos de petróleo y gas que se encuentran en todo el mundo.

El prosper ayuda al ingeniero de producción o reservorio a predecir la hidráulica tubos y tuberías, las temperaturas con precisión y velocidad. En el software las funciones de cálculo deben ser optimizados analizando los efectos de los futuros cambios en los parámetros del sistema que deben evaluarse.

Prosper puede usarse de una manera predictiva igualando los datos reales disponibles en el análisis PVT, IPR, de gradientes y el comportamiento de flujo vertical.

Figura 2.17: Figura Software PROSPER

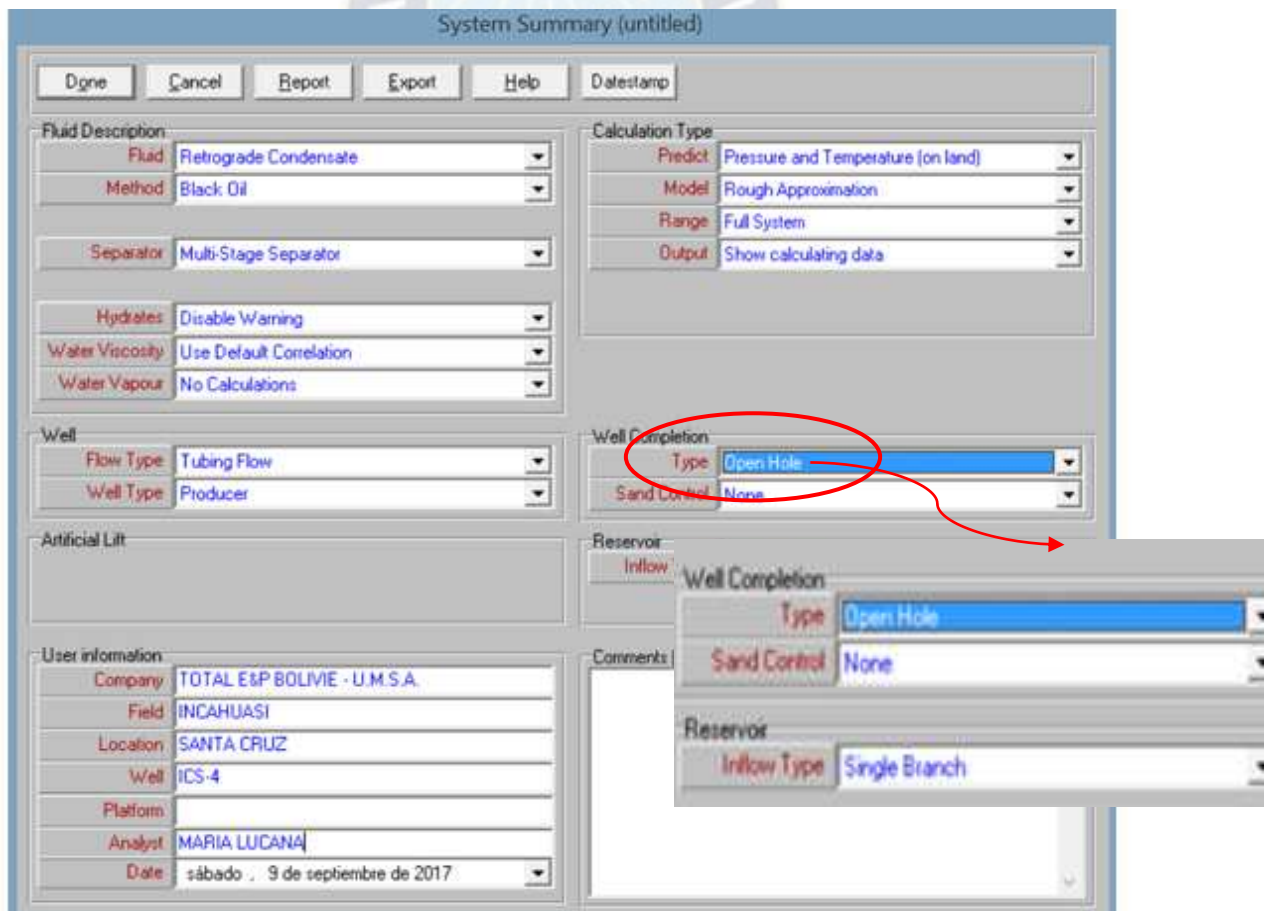


Fuente: IPM Prosper – Petroleum Expert

3.6.2.1. EVALUACION DE LA PRODUCTIVIDAD A POZO ABIERTO (OPEN HOLE).

Con los datos anteriores, mismos que se encuentran en la tabla 3.9, se procederá a calcular la curva IPR y comparar la misma con la ya simulada por el software Wellflo denotado en las figuras 3.13 y 3.14, consiguientemente realizar la comparación de la producción de gas, condensado y agua con la que el pozo cuenta, con la siguiente simulación en el otro escenario productivo. Para iniciar la simulación se debe insertar los datos del fluido y el tipo de terminación a fin de evaluar la productividad en este escenario.

Figura 3.15: Descripción del pozo ICS - 4 bajo el escenario a POZO ABIERTO



Fuente: Software PROSPER

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

Para la descripción del fluido se eligió condensación retrograda ya que el fluido en la formación Incahuasi es Gas-Condensado, al igual que todos los simuladores PROSPER cuenta con dos métodos, “Black oil” y “Equation of state”, ambos simulan el comportamiento del fluido en el reservorio, la diferencia está en la recapitulación de datos, siendo que el “Black oil” está en función a datos de producción o condiciones de separador, densidad del fluido como la relación gas petróleo, mientras que para “Equation of state” se precisa datos de superficie, debiéndose caracterizar la fracción pesada que es el heptano plus, ver el efecto del heptano plus sobre la mezcla y recién realizar la simulación, lo cual complica y retarda la simulación, ambos métodos son de igual de exactos, por la simplicidad del método, por el tiempo para, realizar la simulación y los datos con los que contamos, utilizamos el método “Black oil”, además para el pozo se eligió que la producción se realizara por medio el Tubing, y lo más importante la terminación del pozo se realizara a *pozo abierto*, debido a que no queremos realizar un daño a la formación; después de esto se inserta los datos PVT del pozo, como se muestra a continuación:

Figura 3. 16: Descripción PVT del pozo ICS - 4 bajo el escenario de POZO ABIERTO

Input Parameters		
Separator Pressure	1050	psig
Separator Temperature	93	deg F
Separator GOR	8390	scf/STB
Separator Gas Gravity	0.65	sp. gravity
Tank GOR	1	scf/STB
Tank Gas Gravity	0.717	sp. gravity
Condensate Gravity	55	API
Water to Gas Ratio	31.63	STB/MMscf
Water Salinity	14000	ppm

Reservoir Data		
Dewpoint at Reservoir Temp	5828	psig
Reservoir Temperature	244	deg F
Reservoir Pressure	5758.5	psig

Correlations		
Gas Viscosity	Lee et al	

Impurities		
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0.057	percent
Mole Percent N2	0	percent

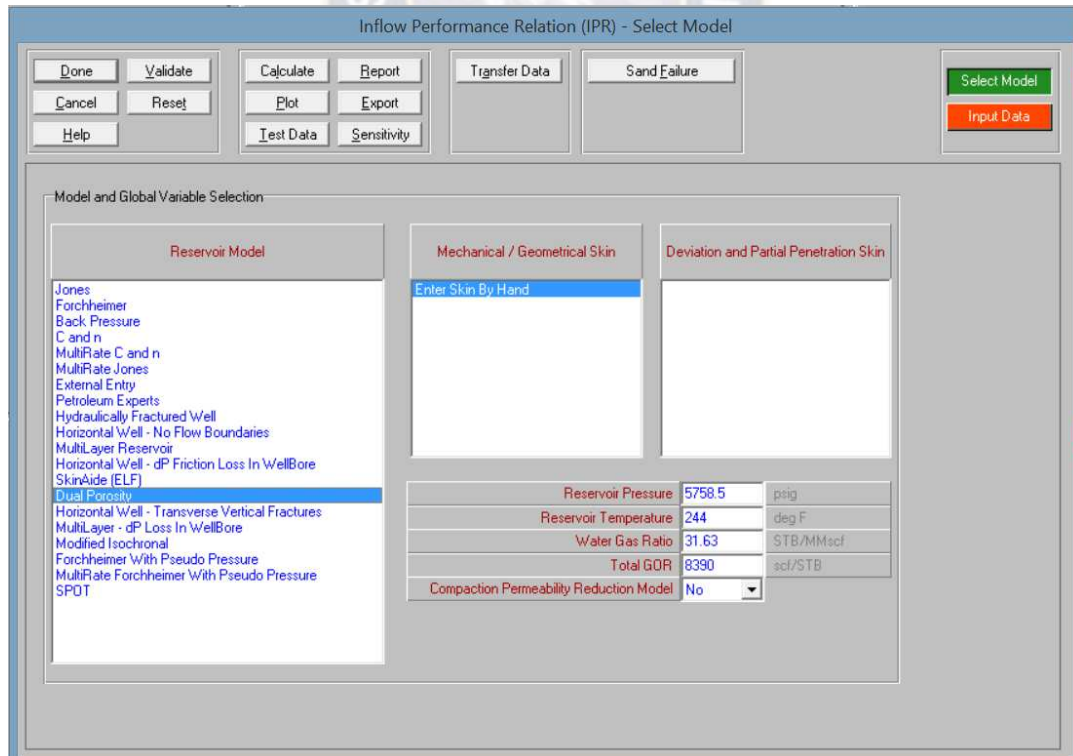
Fuente: Software PROSPER

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

Los datos que fueron insertados se señalaron anteriormente en la tabla 3.9, a continuación se elegirá el modelo del reservorio para poder obtener el IPR, el modelo que fue elegido fue el de doble porosidad ya que el reservorio de doble porosidad se caracteriza porque la porosidad primaria de la matriz de baja transmisibilidad es adyacente a un medio de alta transmisibilidad, también se habla sobre los bloques de porosidad de la matriz y las fracturas ya que el reservorio es naturalmente fracturado. Por eso se considera las porosidades de fracturas y la matriz.

Como se observa, se introdujeron los datos del reservorio, la relación de Gas-Agua entre otros. El modelo también permite introducir el daño Skin ya sea manualmente o un calculado por el software. Se eligió para introducir manualmente ya que es lo que más se toma en cuenta.

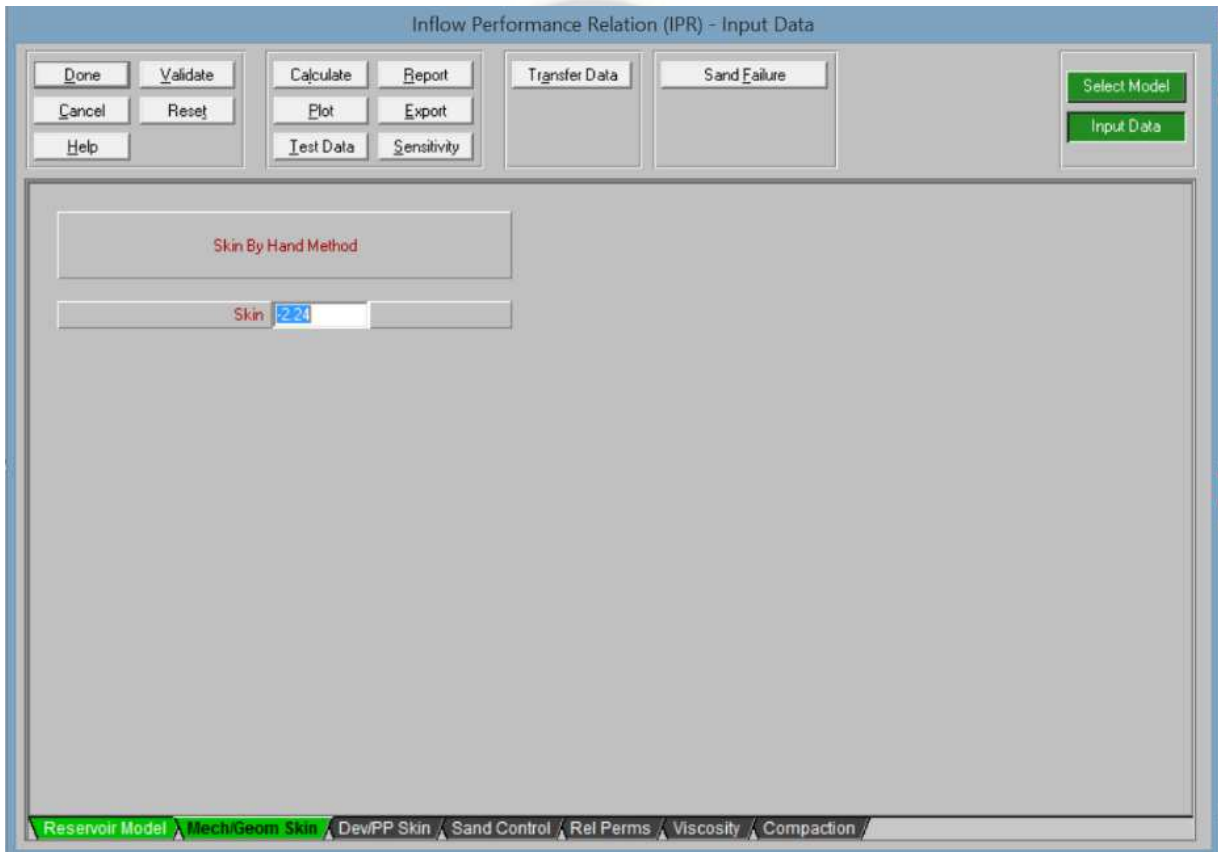
Figura 3. 17: Descripción I.P.R. del pozo ICS - 4, bajo el escenario de POZO ABIERTO



Fuente: Software PROSPER

Como se observa, la entrada de “Input Data”, esta demarcada de color rojo, esto debido a que falta introducir los datos requeridos para este modelo, es así como se muestra en siguiente gráfica, el valor del skin es de -2.24, este dato se lo tomo en cuenta del Plan de Desarrollo de Campo INCAHUASI, ya que con este skin se toma en cuenta por que la formación es naturalmente fracturada.

Figura 3. 18: Descripción del daño, del pozo ICS - 4 bajo el escenario de POZO ABIERTO



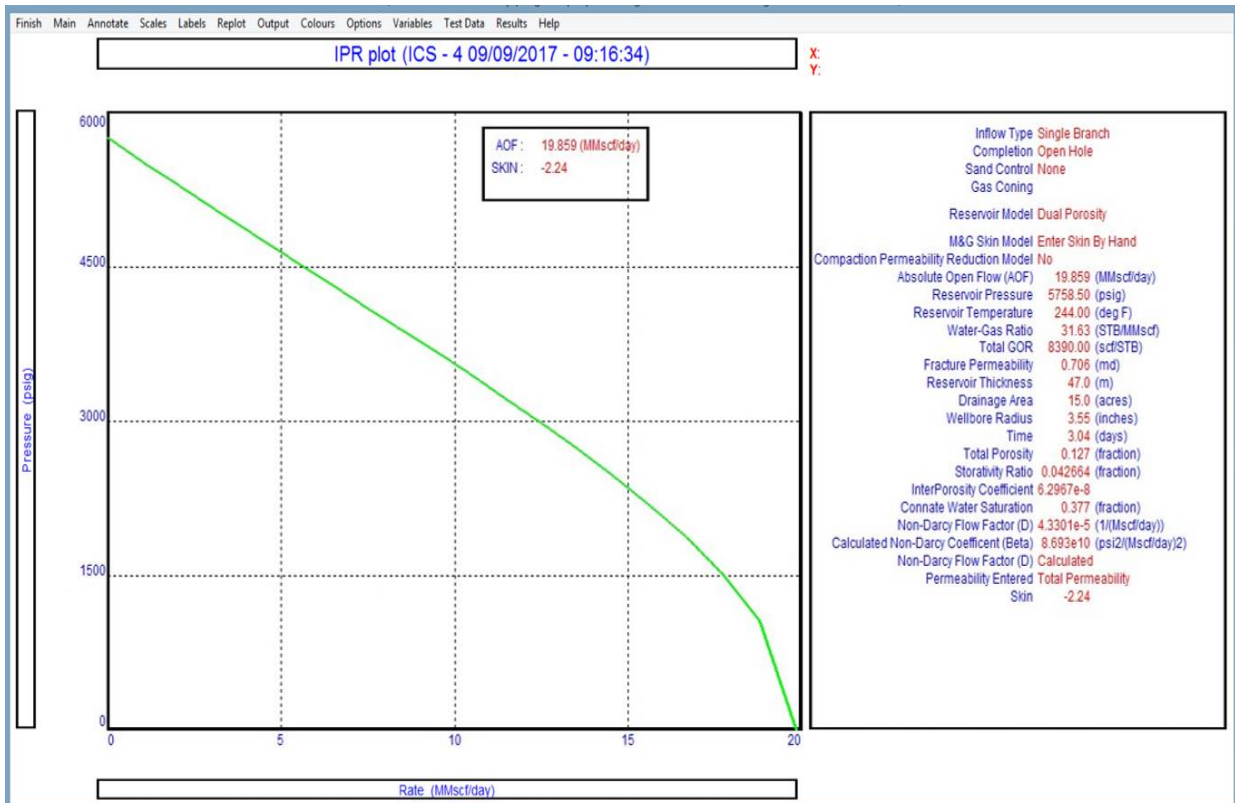
Fuente: Software PROSPER

Al concluir el llenado de los datos se procede a plotear la curva IPR para comparar los AOF de cada terminación y ver cuál será en este caso la mejor terminación que puede tener el pozo ICS – 4 para una óptima producción de gas-condensado. Con los datos ya introducidos procedemos a seleccionar la opción de plotear los resultados para obtener la gráfica IPR, donde podemos observar en

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

la siguiente gráfica teniendo un AOF de 19.859 (MMscf/d), similar al proporcionado por el Wellflo, con un skin de -2.24.

Figura 3. 19: Descripción AOF del pozo ICS - 4 bajo el escenario a POZO ABIERTO



Fuente: Software PROSPER

Con la ayuda de la curva IPR se puede estimar la producción del pozo como se ve a continuación, la cual nos servirá para poder realizar una comparación entre los caudales de producción de los tipos de terminación, es decir, terminación a pozo abierto (open hole) y terminación a pozo entubado (Cased Hole).

En la siguiente grafica se observa los equipos sub superficiales para el arreglo en Terminación Open Hole, como se ve se introduce hasta el tubing (Tubería de Producción) ya que se producirá por la misma:

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

Figura 3. 20: Descripción Equipment down hole del pozo ICS – 4

Label	Type	Measured Depth (ft)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1	Xmas Tree	0							
2	Tubing	1490	2.992	0.0006					1
3	SSSV		2.813						1
4	Tubing	3065	2.992	0.0006					1
5	Restriction		2.9						1
6	Tubing	4562	2.992	0.0006					1
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									

Fuente: Software PROSPER

Tabla 3.14: Datos introducidos en el software PROSPER

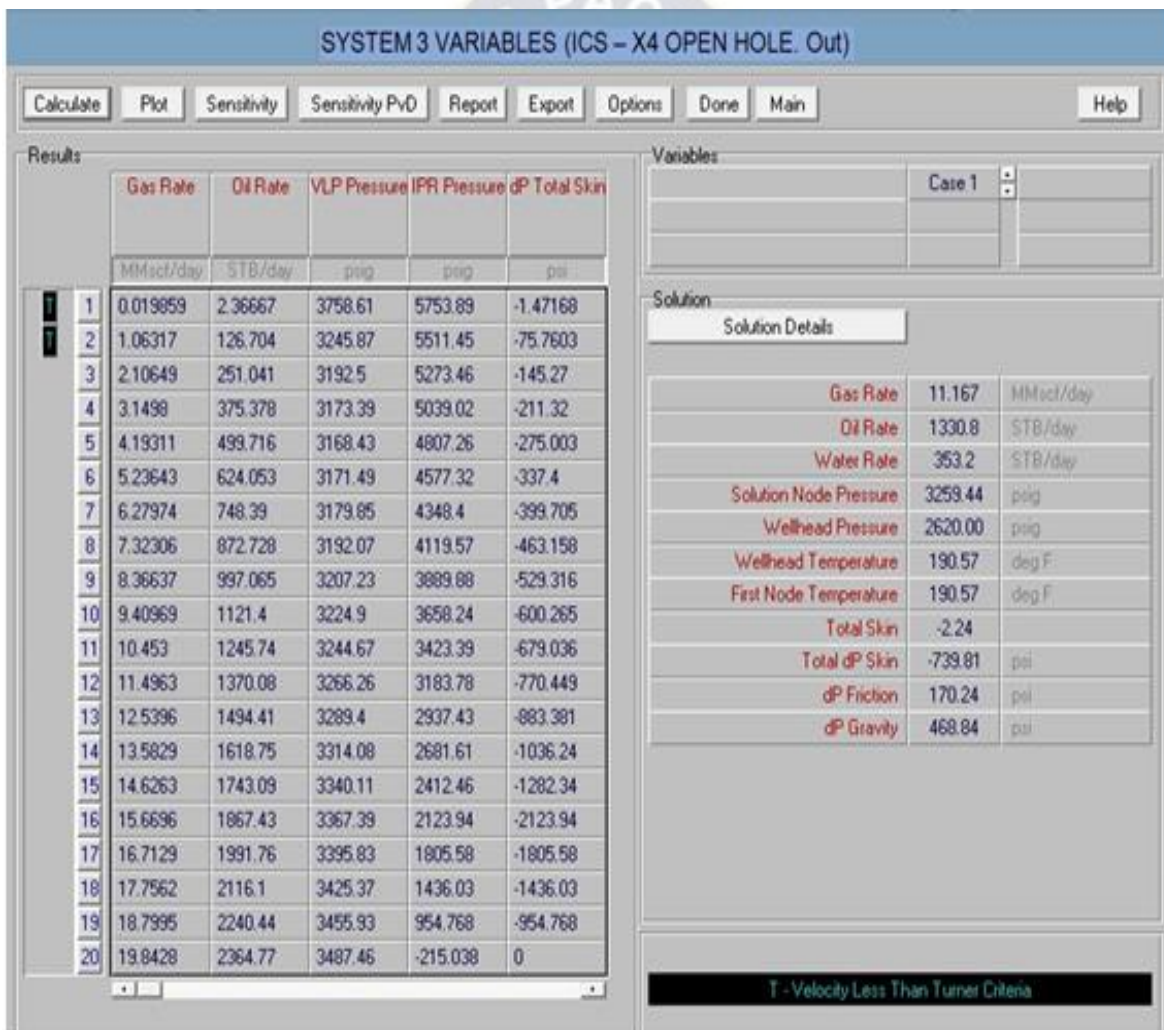
Label	type	Measured depth	Tubing inside diameter	Tubing inside roughness	Tubing outside diameter	tubing outside diameter	casing inside diameter	casing inside roughness	rate multiplier
-	Xmas tree	0	-	-	-	-	-	-	-
-	Tubing	1490	2992	0.0006	-	-	-	-	1
-	SSSV	-	2813	-	-	-	-	-	1
-	Tubing	3065	2992	0.0006	-	-	-	-	1
-	Restriction	-	2.9	-	-	-	-	-	1
-	Tubing	4562	2992	0.0006	-	-	-	-	1

Fuente: Elaboración propia en base a datos recopilados

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

Mediante la siguiente figura obtendremos los resultados que proporciona el software en base a los parámetros bajo un escenario de POZO ABIERTO, a la vez observamos los caudales adecuados a las cuales el pozo trabajara de gas, condensado y agua, también existen 2 símbolos, los cuales son la letra “T”, que indica el caudal mínimo que puede trabajar y la letra “E” simboliza los caudales máximos con los que trabajara.

Figura 3. 21: Estimación de la producción del pozo ICS - 4bajo el escenario POZO ABIERTO



Fuente: Software PROSPER

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

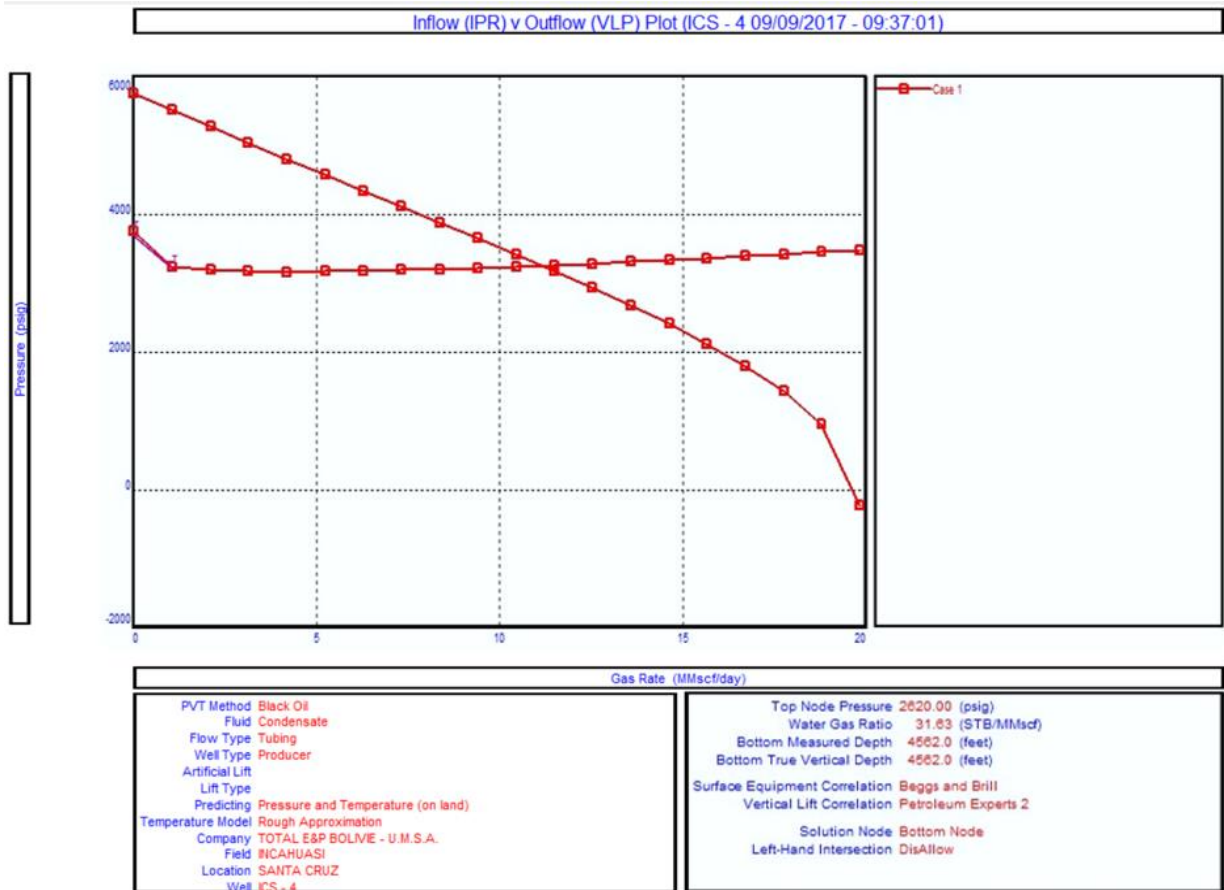
Tabla 3.15: Resultados obtenidos por el software PROSPER

Gas rate	Oil rate	VLP pressure	IPR pressure	dP total skin	Solution Details	
MMscf/day	STB/day	psig	psig	psi	Gas rate	
0,01986	2,36667	3758,61000	5753,89000	-1,47168	Oil rate	1130,8
1,06317	126,70400	3245,87000	5511,45000	-75,76030	Water rate	353,2
2,10649	251,04100	3192,50000	5273,46000	-145,27	Solution node pressure	3259,44
3,14980	375,37800	3173,39000	5039,02000	-211,32	Welhead pressure	2620
4,19311	499,71600	3168,43000	4807,26000	-275,003	Welhed temperature	190,57
5,23643	624,05300	3171,49000	4577,32000	-337,4	First node temperature	190,57
6,27974	748,39000	3179,85000	4348,40000	-399,705	Total skin	-2,24
7,32306	872,72800	3192,07000	4119,57000	-463,158	Total dP skin	-739,81
8,36637	997,06500	3207,23000	3889,88000	-529,316	dP friction	170,24
9,40969	1121,40000	3224,90000	3658,24000	-600,265	dP gravity	468,84
10,45300	1245,74000	3244,67000	3423,39000	-679,036		
11,49630	1370,08000	3266,26000	3183,78000	-770,449		
12,53960	1494,41000	3289,40000	2937,43000	-883,381		
13,58290	1618,75000	3314,08000	2681,61000	-1036,24		
14,62630	1743,09000	3340,11000	2412,46000	-1282,34		
15,66960	1867,43000	3367,39000	2123,94000	-2123,94		
16,71290	1991,76000	3395,83000	1805,58000	-1805,58		
17,75620	2116,10000	3425,37000	1436,03000	-1436,03		
18,79950	2240,44000	3455,93000	954,76800	-954,768		
19,84280	2364,77000	3487,46000	-215,038	0,00000		

Fuente: Software PROSPER

El análisis de esta grafica (figura 3.22) muestra que la curva de flujo de entrada (Inflow) representa las presiones (aguas arriba) y la curva de flujo de salida (Outflow) representa las presiones (agua abajo). Todos los componentes aguas arriba comprenden la sección de flujo de entrada (In flow), en cuanto a la sección de flujo de salida (Out flow) agrupa todos los componentes aguas abajo. La sección de entrada (In flow) cuenta con una tubería de 3.5 plg de diámetro externo y diámetro interno de 2.992. La curva IPR es una representación gráfica de las presiones fluyentes y caudales de producción que el yacimiento aporta al pozo ICS - 4.

Figura 3. 22: Curva In flow (IPR) y Out flow (VLP) del pozo ICS - 4 a POZO ABIERTO



Fuente: Software PROSPER

En la figurada presentada se tiene un AOF o capacidad máxima de producción de pozo de 19.859 (MMscfd) y acorde al sistema de producción establecido o seleccionado para el mismo el caudal operativo u óptimo de producción es de 11.167 (MMscfd) a una presión de 3259.44 (psig.), cabe resaltar que una caída de presión en el sistema se reduce.

3.6.2.2. EVALUACION DE LA PRODUCTIVIDAD A POZO ENTUBADO (CASED HOLE).

Al realizar la evaluación a pozo entubado se debe obtener el skin de la formación, ya que con este cálculo determinaremos el daño a la formación que tiene la formación al ser baleada, el skin que se toma es de 0 se toma como ideal porque

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

el daño que tiene la formación al ser naturalmente fracturada se contrarresta con el daño al ser baleada la formación.

Luego se procede al simulador Prosper realizando el mismo procedimiento que a pozo abierto, pero cambiando terminación del pozo que es la que más importa donde se cambiara a terminación a pozo entubado (cased hole) como se ve a continuación: Para iniciar la simulación se debe insertar los datos del fluido y el tipo de terminación a fin de evaluar la productividad en este escenario.

Figura 3. 23: Descripción del pozo ICS - 4 bajo el escenario de POZO ENTUBADO

The screenshot displays the 'System Summary' window in the Prosper software. The window is titled 'System Summary (untitled)' and contains several sections for configuring simulation parameters:

- Fluid Description:** Fluid (Retrograde Condensate), Method (Black Oil), Separator (Multi-Stage Separator), Hydrates (Disable Warning), Water Viscosity (Use Default Correlation), Water Vapour (No Calculations).
- Calculation Type:** Predict (Pressure and Temperature (offshore)), Model (Rough Approximation), Range (Full System), Output (Show calculating data).
- Well:** Flow Type (Tubing Flow), Well Type (Producer).
- Well Completion:** Type (Cased Hole), Sand Control (None).
- Reservoir:** Inflow Type (Single Branch).
- User information:** Company (TOTAL E&P BOLIVIE - U.M.S.A.), Field (INCAHUASI), Location (SANTA CRUZ), Well (ICS-4), Platform, Analyst (MARIA LUCANA), Date (sábado, 9 de septiembre de 2017).
- Comments:** (Ctrl-Enter for new line).

A red circle highlights the 'Well Completion' section, specifically the 'Type' dropdown set to 'Cased Hole' and 'Sand Control' set to 'None'. A red arrow points from this section to a magnified inset of the 'Well Completion' settings.

Fuente: Software PROSPER

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

A continuación, se introduce los datos PVT requeridos en el método Black oil, los cuales no cambiarán ya que son datos del reservorio, separador y relaciones en las cuales no afecta la terminación del pozo, para nuestro caso una terminación a pozo entubado y como se mencionó anteriormente en la terminación open hole estos datos fueron extraídos del Plan de Desarrollo del Campo INCAHUASI y demás información que detalló anteriormente. Procedemos por tanto a insertar los datos PVT del pozo, como se muestra a continuación:

Figura 3. 24: Descripción PVT del pozo ICS - 4 bajo el escenario de POZO ENTUBADO

Input Parameters		
Separator Pressure	1050	psia
Separator Temperature	93	deg R
Separator GOR	8390	m3/m3
Separator Gas Gravity	0.65	sp. gravity
Tank GOR	1	m3/m3
Tank Gas Gravity	0.717	sp. gravity
Condensate Gravity	55	API
Water to Gas Ratio	31.63	STB/MMscf
Water Salinity	1400	ppm

Reservoir Data		
Dewpoint at Reservoir Temp	5828	psia
Reservoir Temperature	244	deg R
Reservoir Pressure	5758.5	psia

Correlations

Gas Viscosity: Lee et al

Impurities		
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0.057	percent
Mole Percent N2	0	percent

Fuente: Software PROSPER

Tabla 3.16: Datos introducidos en el software PROSPER

Input parameters		Reservoir data	
Separator pressure	1050	Dewpoint at reservoir temp	5828
Separator temperature	93	Reservoir temperature	244
Separator GOR	8390	Reservoir pressure	5758,5
Separator Gas Gravity	0,65		
Tank GOR	1		
Tank gas gravity	0,717		
Condensate gravity	55		
Water to gas ratio	31,63		
Water salinity	1400		
Impurities			
Mole percent H2S	0		
Mole percent CO2	0,057		
Mole percent N2	0		

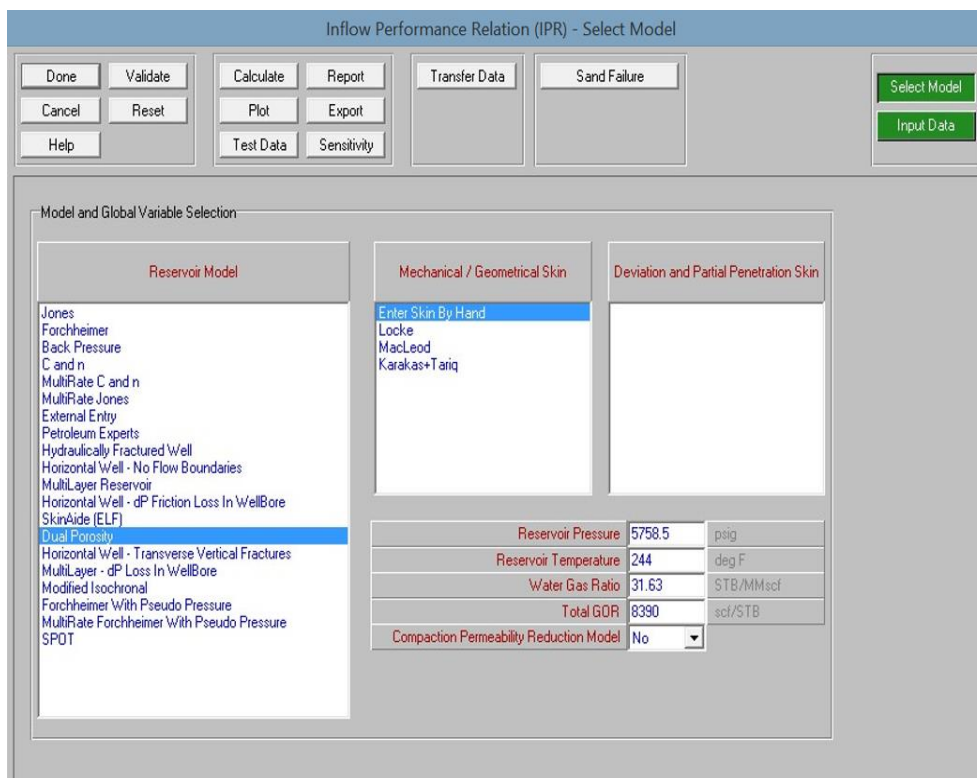
Fuente: Elaboración propia en base a datos recabados anteriormente.

Una vez concluido el llenado de los datos PVT se debe elegir el modelo del reservorio el cual será también dual porosity ¹⁴, como se mencionó anteriormente este modelo toma en cuenta la porosidad de las fracturas que tiene el reservorio y como el Reservorio Incahuasi es un reservorio naturalmente fracturado también toma en cuenta la porosidad de la matriz, se toma el mismo modelo de open hole ya que comparemos la mejor terminación con la cual se obtendrá una óptima producción. También se eligió como se introducirá el skin que será manualmente ya que se calculó para poder diferenciar en las dos terminaciones.

¹⁴ El modelo de reservorio “Dual Porosity” en el simulador PROSPER, hace referencia a la doble porosidad se utiliza cuando un reservorio es catalogado como reservorio naturalmente fracturado, como es el caso del reservorio Incahuasi.

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

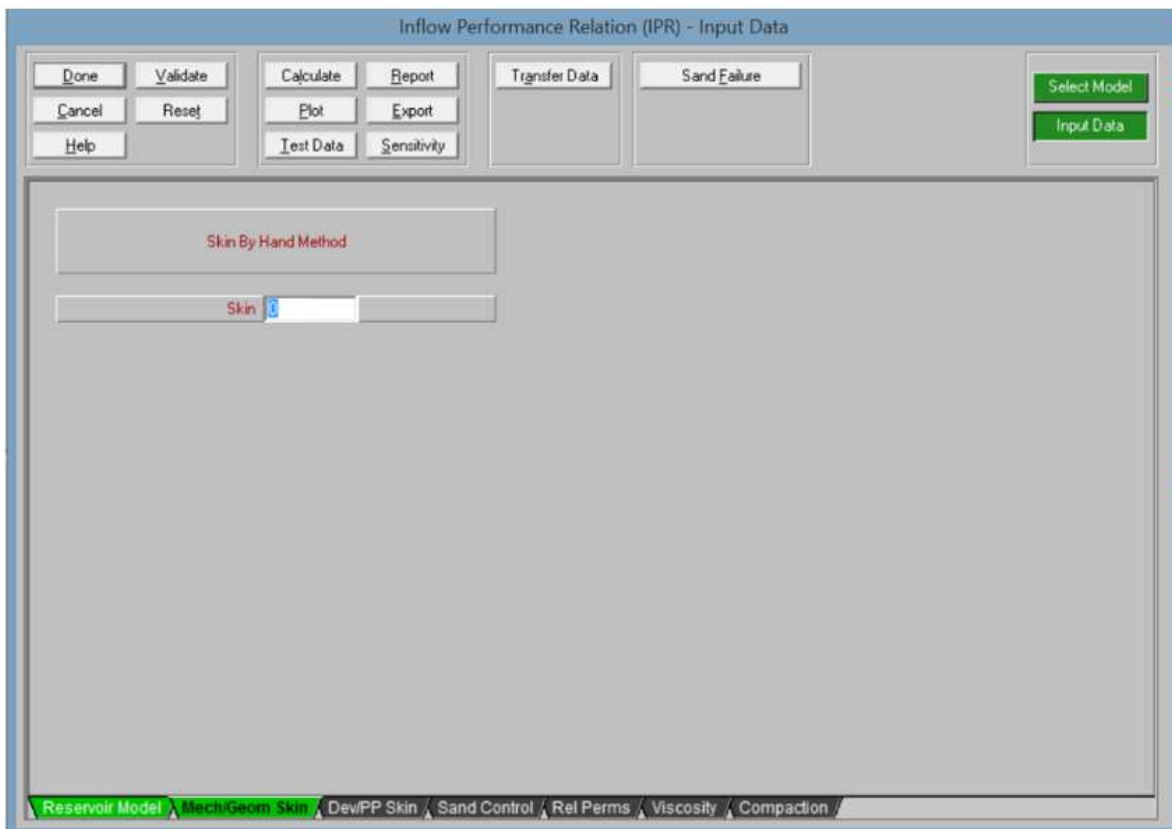
Figura 3. 25: Descripción I.P.R. del pozo ICS - 4 bajo el escenario de POZO ENTUBADO



Fuente: Software PROSPER

Ya concluido la selección del modelo del reservorio, procederemos a introducir los datos que pide el modelo en la cual también serán los mismos datos que la anterior simulación a open hole, lo que cambiara en este modelo será el daño a la formación (skin) como al ser baleada la formación existe un daño a la formación se tomara en cuenta los cálculos realizados anteriormente con la ayuda de la prueba build up, como se menciono anteriormente, el skin que se toma es de 0 se toma como ideal porque el daño que tiene la formación al ser naturalmente fracturada se contrarresta con el daño al ser baleada la formación, también cambiara la permeabilidad de la fractura esta será mucho mayor al anterior caso porque esta tendrá una mayor permeabilidad al realizarse los baleos se ocasionara estimulación del reservorio.

Figura 3. 26: Descripción del daño del pozo ICS - 4 bajo el escenario de POZO ENTUBADO



Fuente: Software PROSPER

Concluyendo con el llenado de los datos se procede a plotear la curva IPR para comparar los AOF de cada terminación y ver cuál será en este caso la mejor terminación que puede tener el pozo ICS – 4 para una óptima producción de gas-condensado.

Se puede apreciar que ya se tiene una diferencia en el AOF en ambos casos, es decir open hole y Cased hole. Pero para tener una mejor comparación se pueden ver los caudales que se producirán de gas, condensado y agua, previo a esta operación llenaremos los datos correspondientes a Equipment Down hole.

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

Figura 3. 27: Descripción Equipment down hole del pozo ICS - 4

Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1	Xmas Tree	0							
2	Tubing	1490	2.992	0.0006					1
3	SSSV		2.813						1
4	Tubing	3065	2.992	0.0006					1
5	Restriction		2.9						1
6	Tubing	4479	2.992	0.0006					1
7	Casing	4503					4.37	0.0006	1
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									

Fuente: Software PROSPER

Tabla 3.17: Datos introducidos en el software PROSPER

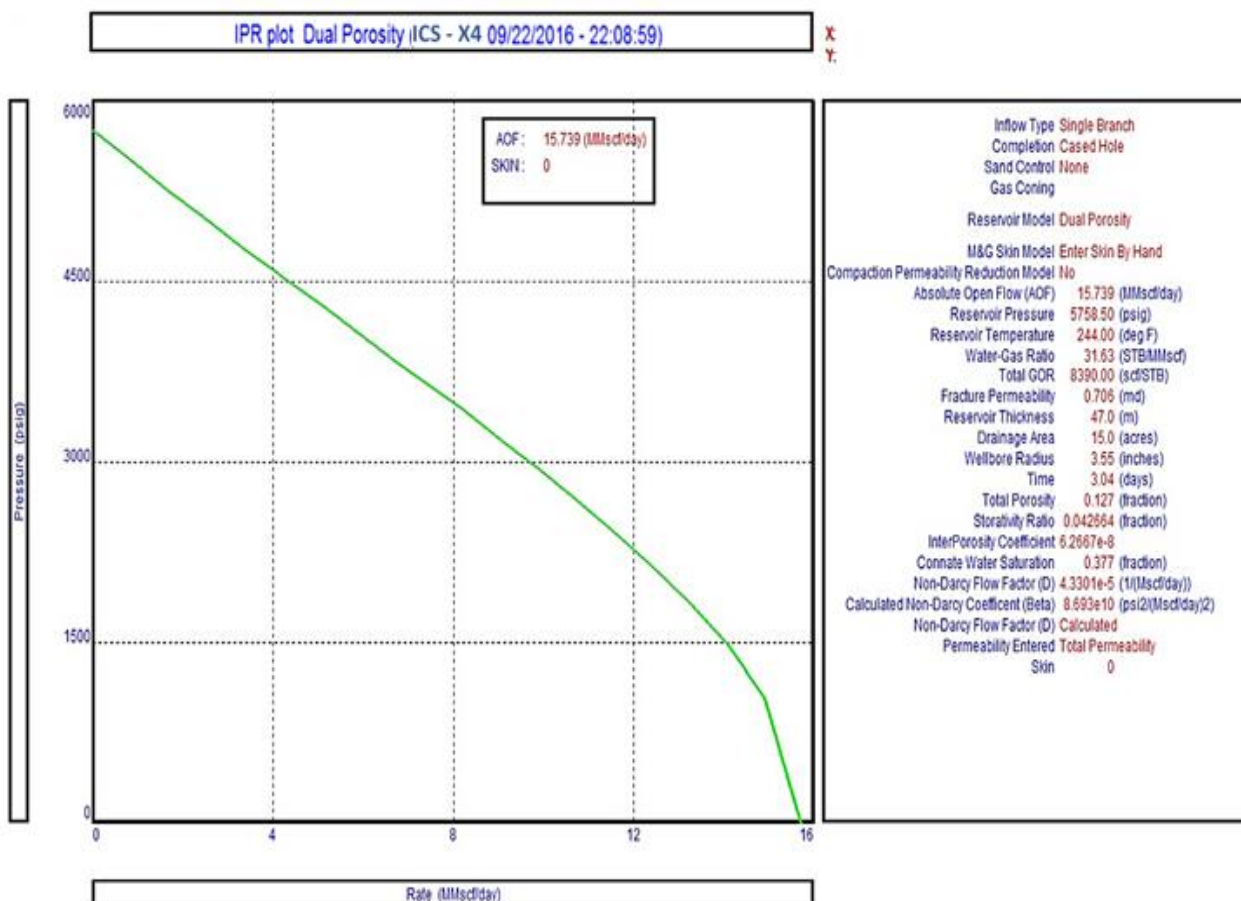
Label	type	Measured depth	Tubing inside diameter	Tubing inside roughness	Tubing outside diameter	tubing outside diameter	casing inside diameter	casing inside roughness	rate multiplier
-	Xmas tree	0	-	-	-	-	-	-	-
-	Tubing	1490	2992	0.0006	-	-	-	-	1
-	SSSV	-	2813	-	-	-	-	-	1
-	Tubing	3065	2992	0.0006	-	-	-	-	1
-	Restriction	-	2.9	-	-	-	-	-	1
-	Tubing	4479	2992	0.0006	-	-	-	-	1
-	Casing	4503	-	-	-	-	4.37	0.0006	1

Fuente: Elaboración propia en base a datos recabados.

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

En la siguiente gráfica podemos apreciar que se tendrá un AOF de 15.739 (MMscfd) y un skin de 0, ya que se calcula el valor del daño a la formación:

Figura 3. 28: Curva IPR del pozo ICS - 4 CASED HOLE



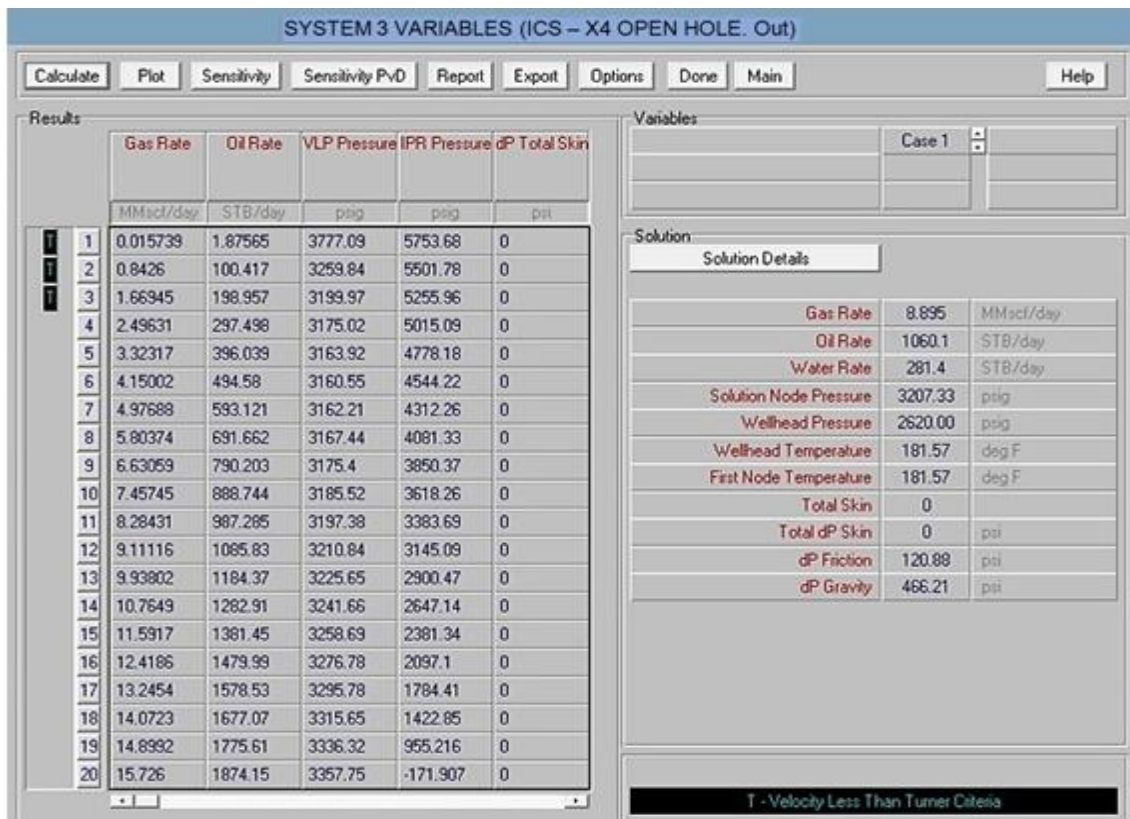
Fuente: Software PROSPER

En la siguiente grafica se ve la estimación de la producción de gas, condensado y agua con la cual podemos comparar con la terminación a pozo abierto para ver con cual se puede optimizar la producción del Pozo ICS - 4.

Asimismo se puede observar la el caudal operativo de gas, dato que nos brinda el software.

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

Figura 3. 29: Estimación de la Producción del Pozo ICS – 4 bajo el escenario de POZO ENTUBADO



Fuente: Software PROSPER

Tabla 3.18: Resultados obtenidos por el software PROSPER

Solution Details	
Gas rate	8,895
Oil rate	1060,1
Water rate	281,4
Solution node pressure	3207,33
Welhead pressure	2620
Welhed temperature	181,57
First node temperature	181,57
Total skin	0
Total dP skin	0
dP friction	120,88
dP gravity	466,21

Fuente: Software PROSPER

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

El caudal operativo (8.895 MMscfd) a alcanzarse con esta terminación es menor con relación al alcanzado por una terminación Open Hole (11.167 MMscfd) como se observa en la tabla 3.18 en los resultados obtenidos por medio del software, así mismo el AOF disminuye.

Tabla 3.19: Resultados obtenidos por el software PROSPER

Gas rate	Oil rate	VLP pressure	IPR pressure	dP total skin
MMscf/day	STB/day	psig	psig	psi
0,01574	1,87565	3777,09000	5753,68000	0,00000
0,84260	100,41700	3259,84000	5501,78000	0,00000
1,66945	198,95700	3199,97000	5255,96000	0,00000
2,49631	297,49800	3175,02000	5015,09000	0,00000
3,32317	396,03900	3163,92000	4778,18000	0,00000
4,15002	494,58000	3160,55000	4544,22000	0,00000
4,97688	593,12100	3162,21000	4312,26000	0,00000
5,80374	691,66200	3167,44000	4081,33000	0,00000
6,63059	790,20300	3175,40000	3850,37000	0,00000
7,45745	888,74400	3185,52000	3618,26000	0,00000
8,28431	987,28500	3197,38000	3383,69000	0,00000
9,11116	1085,83000	3210,84000	3145,09000	0,00000
9,93802	1184,37000	3225,65000	2900,47000	0,00000
10,76490	1282,91000	3241,66000	2647,14000	0,00000
11,59170	1381,45000	3258,69000	2381,34000	0,00000
12,41860	1479,99000	3276,78000	2097,10000	0,00000
13,24540	1578,53000	3295,78000	1784,41000	0,00000
14,07230	1677,07000	3315,65000	1422,85000	0,00000
14,89920	1775,61000	3336,32000	955,21600	0,00000
15,72600	1874,15000	3357,75000	-171,907	0,00000

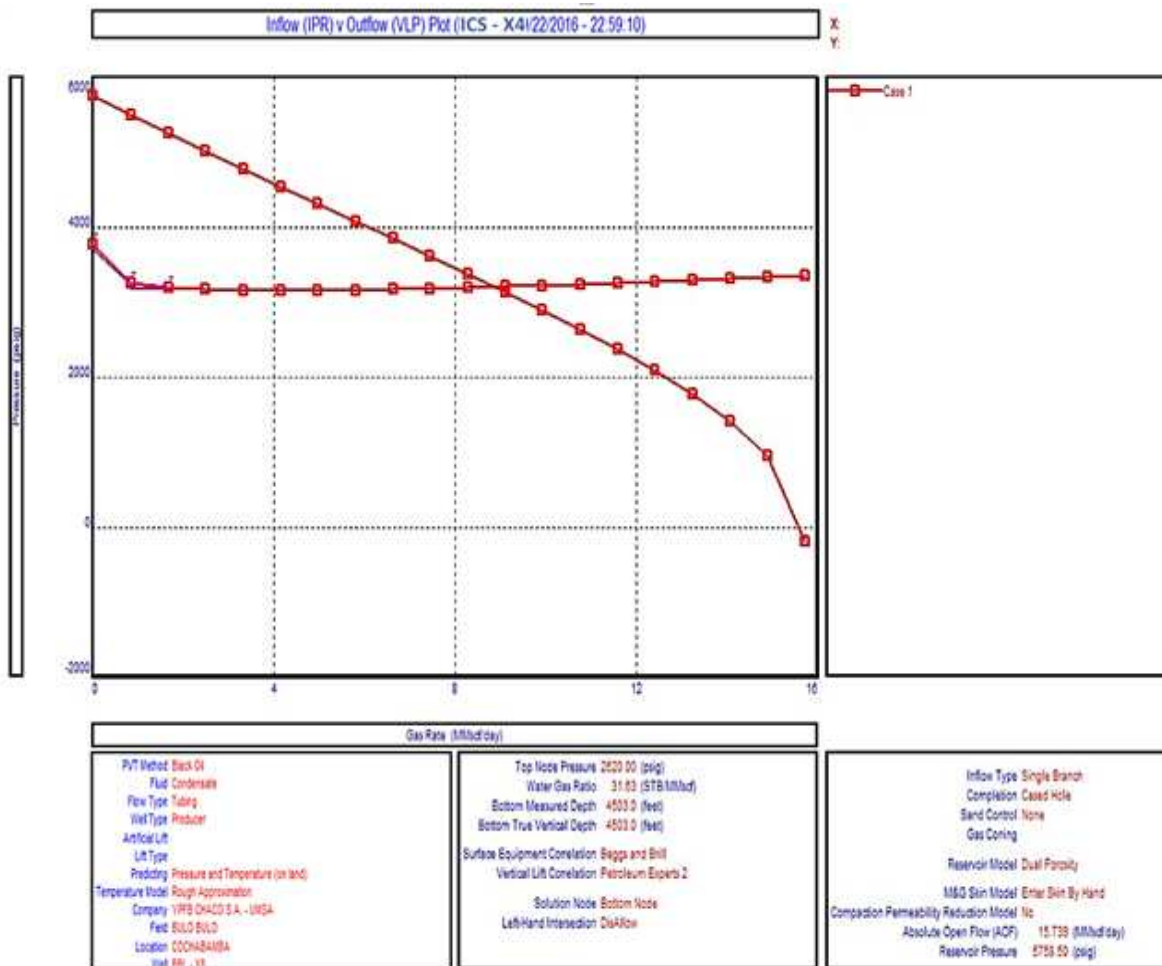
Fuente: Software PROSPER

En la figura 3.30 se observa curva de flujo de entrada (Inflow) representa las presiones (aguas arriba) y la curva de flujo de salida (Outflow) representa las

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

presiones (agua abajo). Así como se hizo para pozo abierto. La curva IPR es una representación gráfica de las presiones fluyentes y caudales de producción que el yacimiento aporta al pozo ICS - 4.

Figura 3. 30: Curva Inflow (IPR) y Outflow (VLP) del pozo ICS - 4 POZO ENTUBADO



Fuente: Software PROSPER

Mediante las siguientes tablas podemos resumir los resultados obtenidos por ambos simuladores WELFLO Y PROSPER con respecto a la evaluación de productividad con la terminación de pozo propuesto y así mismo distinguir el incremento de producción.

CAPITULO III. PLANTEAMIENTO PRÁCTICO DE LA SIMULACION Y ELECCIÓN DEL POZO DE APLICACIÓN

Tabla 3.20: Comparación en la producción del pozo ICS - 4 a POZO ABIERTO (OPEN HOLE) Y POZO ENTUBADO (CASED HOLE)

POZO ICS - 4	WELFLO	PROSPER	
	POZO ENTUBADO	POZO ABIERTO	POZO ENTUBADO
AOF (MMscf/día)	16.000	19.859	15.739
PRODUCCION DE GAS (MMscf/día)	8.895	11.167	8.895
PRODUCCION DE CONDENSADO (STB/día)	1060.1	1330.8	1060.1
PRODUCCION DE AGUA (STB/día)	281.4	353.2	281.4
SKIN		-2.24	0

Fuente: Elaboración propia en base a datos extraídos de la simulación con el software PROSPER

Tabla 3.21: Incremento en la producción del pozo ICS - 4 a POZO ABIERTO (OPEN HOLE) en comparación a la terminación a POZO ENTUBADO (CASED HOLE)

TERMINACION A POZO ABIERTO ICS-4	INCREMENTO DE LA PRODUCCION	INCREMENTO DE LA PRODUCCION (%)
AOF (MMscf/día)	4.120	20.75
PRODUCCION DE GAS (MMscf/día)	2.272	20.34
PRODUCCION DE CONDENSADO (STB/día)	270.70	20.32

Fuente: Elaboración propia en base a los resultados de la tabla 3.20



CAPÍTULO IV

CONSIDERACIONES AMBIENTALES

Actualmente los esfuerzos de optimizar el recobro de las reservas existentes se encuentran en uno de los niveles históricos más altos en Bolivia. Esta situación ha hecho que las empresas tengan mayor actividad, por lo que este panorama plantea la necesidad de evaluar e identificar los Aspectos e Impactos Ambientales a fin de determinar aquellos que resulten significativos según el impacto que produzcan o puedan producir sobre el medio ambiente¹⁵.

El objeto de este acápite es la determinación de los aspectos ambientales significativos asociados a la propuesta alternativa para la terminación del pozo ICS – 4. El procedimiento general a seguir se describe a continuación.

4.1. IDENTIFICACION DE ASPECTOS AMBIENTALES

4.1.1. Evaluación ambiental de la propuesta alternativa para la terminación del pozo ICS – 4 en el campo Incahuasi.

La identificación de los aspectos ambientales surge como resultado del análisis de los procesos considerando y evaluando las corrientes entrantes y salientes, así como las descargas y emisiones de todo tipo debido al manejo de fluidos de perforación y aditivos.

La relación entre aspectos e impactos ambientales es de “causa – efecto”. Debe tenerse en cuenta que un aspecto ambiental puede resultar en varios impactos ambientales, debiendo evaluarse cada impacto en forma independiente.

4.1.2. Caracterización de aspectos ambientales

Luego de realizar la identificación de un aspecto ambiental, se define la caracterización de estos. Las categorías de esta sección son las siguientes:

¹⁵ Identificación y evaluación de los aspectos e impactos ambientales, REPSOL E&P S.A.

4.1.2.1. Temporalidad del aspecto

- **Pasada (P):** aspecto ambiental remanente de una actividad pasada, que no continúa en la actualidad.
- **Actual (A):** aspecto ambiental resultante de actividades que se llevan a cabo en el presente
- **Futura (F):** aspecto ambiental de actividades planificadas, nuevos equipamientos, proyectos, etc.

4.1.2.2. Condición de la operación

- **Normal (N):** cuando el aspecto ambiental se produce, o puede producirse, en condiciones habituales de operación o de acuerdo a los criterios operativos definidos para un determinado proceso.
- **Anormal (A):** cuando el aspecto ambiental se produce, o puede producirse, en condiciones no habituales de operación o en condiciones diferentes a las definidas por criterios operativos. Por ejemplo, puesta en marcha o parada de equipos, actividades de mantenimiento correctivo, etc. En esta categoría, no se consideran las situaciones de accidente y/o emergencia.
- **Contingencia (C):** cuando el aspecto ambiental se produce a raíz de un evento no planeado que da lugar a incidentes o emergencias.

4.1.2.3. Tipo de responsabilidad

- **Directa (D):** aquellos aspectos ambientales sobre los cuales la organización tiene control directo. Debe incluir las actividades de los contratistas y proveedores dentro de los límites del yacimiento.
- **Indirecta (I):** aquellos aspectos ambientales sobre los cuales la organización no tiene control directo pero puede influir. Incluye los asociados a las áreas no operadas, no eludiendo ningún tipo de responsabilidad legal sobre las operadoras.

4.1.3. Evaluación de aspectos / impactos ambientales

4.1.3.1. Aspectos ambientales significativos

Un aspecto ambiental resulta significativo cuando cumple por lo menos uno de estos requisitos:

- a) Tiene un Índice de Riesgo Ambiental igual o mayor a 63 de acuerdo a la metodología de evaluación de riesgos ambientales descrita en este procedimiento.
- b) Está vinculado a: Requisito(s) legal(es) aplicable(s).
 - Códigos, estándares o normas internas de la organización.
 - Requisitos de otro tipo a los que la organización suscribe (acuerdos con autoridad de aplicación, códigos de prácticas industriales, etc.
 - Existen inquietudes, quejas, reclamos y/o demandas de partes interesadas debidamente justificadas.

Para cada uno de estos puntos se especifican cuáles son los requisitos, normas, inquietudes, etc. que aplican a ese aspecto particular. Con el objeto de establecer una prioridad de tratamiento sobre los aspectos ambientales significativos (asignación de recursos, planificación, ejecución de acciones, medición, seguimiento y verificación), éstos se subdividen en tres niveles:

Aspecto Ambiental Significativo de nivel Alto: tiene prioridad de tratamiento, orientándose las acciones al corto plazo. Todo incumplimiento de requisito legal asociado a un Aspecto Ambiental Significativo entra en esta categoría

Aspecto Ambiental Significativo de nivel Medio: sigue en prioridad al de nivel Alto.

Aspecto Ambiental Significativo de nivel Bajo: último lugar en prioridad. Los niveles de significancia para REPSOL BOLIVIA, son los siguientes:

Tabla 4.1: Valores del Índice de Riesgo.

Valor de IR	Significancia
201>IR	ALTO
101>IR<200	MEDIO
63>IR<100	bajo

Fuente: TOTAL E&P, Dirección técnica de producción, Informe BO-TOT-PA-001-03.

4.1.3.2. Tipos de impactos ambientales

Positivo: impacto beneficioso para el ambiente. Estos impactos son identificados pero no evaluados.

Negativo: impacto adverso para el ambiente. Son identificados y evaluados.

4.1.4. Determinación del índice de riesgo ambiental (IR)

El riesgo ambiental es la combinación entre la probabilidad de ocurrencia de un determinado evento peligroso y la magnitud de sus consecuencias.

A los fines de este procedimiento el Índice de Riesgo Ambiental (IR) se calcula como:

$$\text{Índice de Riesgo (IR)} = \frac{\text{Índice de Probabilidad (IP)} * \text{Índice de Gravedad (IG)}}{\text{Índice de Control (IC)}} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

4.1.4.1. Cálculo del Índice de Probabilidad (IP)

El índice de probabilidad de ocurrencia de un cierto evento depende de la frecuencia en la que el aspecto o el impacto pueden aparecer. Para determinar los valores de frecuencia de un aspecto / impacto ambiental que lo genera se utiliza la siguiente tabla:

Tabla 4.2: Valores del Índice de Probabilidad.

Frecuencia	Descripción	Valor
Muy frecuente	El impacto se produce o puede producirse con una frecuencia diaria.	4
Frecuente	El impacto se produce o puede producirse con una frecuencia entre semanal y mensual.	3
Poco frecuente	El impacto se produce o puede producirse con una frecuencia entre mensual y anual (por ejemplo: bimensual, trimestral, semestral, anual).	2
Ocasional	El impacto se produce o puede producirse en forma no periódica o con una frecuencia muy baja o excepcional	1

Fuente: TOTAL E&P, Dirección técnica de producción, Informe BO-TOT-PA-001-03.

4.1.4.2. Cálculo del Índice de Control (IC)

El índice de control corrige el valor de riesgo ambiental que se obtendría del producto de IP x IG a través de un factor que incorpora el concepto de control, es decir, aquellos sistemas que TOTAL BOLIVIA incorpora tendientes a minimizar los impactos que pueden generarse. Dentro de este concepto se incorporan sistemas como protección o barreras físicas, equipos e instrumental de control, programa de mantenimiento, procedimientos, instructivos y/o manuales documentados e implementados, planes ante contingencias exclusivamente para los aspectos vinculados a emergencias. Para determinar el índice de control sobre un aspecto / impacto ambiental, se utiliza la siguiente tabla:

Tabla 4.3: Valores del Índice de Control.

Tipo de Control	Descripción	Valor
Sin controles	No existen controles efectivos para evitar que se produzca el impacto Ambiental.	3
Controles insuficientes	Los controles no son suficientes o efectivos para evitar que se produzca el impacto Ambiental.	2

Existen controles y son adecuados	Las medidas implantadas son suficientes y efectivas para un control total del impacto Ambiental.	1
-----------------------------------	--	---

Fuente: TOTAL E&P, Dirección técnica de producción, Informe BO-TOT-PA-001-03.

4.1.4.3. Cálculo del Índice de Gravedad (IG)

Para evaluar el índice de gravedad de las consecuencias de un evento se analizan los siguientes factores:

- El medio sobre el que ocurre el impacto o el recurso / insumo afectado. En función de si se impacta al medio o al recurso, se utiliza la expresión del Índice de Gravedad que corresponda.
- La naturaleza peligrosa de la sustancia, producto o elemento en cuestión.
- La magnitud del impacto

$$\text{Índice de Gravedad (IG)} = \text{Medio (Me)} + \text{Peligrosidad (Pe)} + \text{Magnitud (Ma)}$$

Ecuación 4.2

$$\text{Índice de Gravedad (IG)} = \text{Recurso (Re)} + \text{Magnitud (Ma)}$$

Ecuación 4.3

4.1.4.3.1. Medio sobre el que ocurre el impacto (Me)

En caso de que se produzca un impacto sobre el medio, se valorará de acuerdo a lo indicado anteriormente, utilizándose la primera expresión del punto 4.1.4.3 para determinar el IG. En este factor se tiene en cuenta la sensibilidad de la zona impactada (características y usos del suelo, factores climáticos, presencia de comunidades, áreas protegidas, posibilidades de recuperación o remediación del medio impactado, etc.)

Tabla 4.4: Valores del Medio Impactado

Medio Impacto	Valor
Aguas superficiales, cauce aluvional, napa de agua dulce, suelo con actividades agrícolas, asentamientos humanos	10
Areas protegidas, patrimonio cultural	8
Suelo con actividades ganaderas	7
Aire, Flora y fauna en forma directa	6
Suelo sin actividades agrícola/ganaderas, napa con alto contenido salino	3
Suelo ocupado por instalaciones	1

Fuente: TOTAL E&P, Dirección técnica de producción, Informe BO-TOT-PA-001-03.

4.1.4.3.2. Recurso impactado (Re)

En caso de que se esté produciendo un consumo de recursos, se valorará de acuerdo a la siguiente tabla, utilizándose la segunda expresión del punto 5.1.4.3 para determinar el IG.

Tabla 4.5: Valores del Recurso Impactado.

Agotamiento de Recurso	Valor
Agua dulce	10
Gas y petróleo extraídos (generación de energía, combustibles)	7
Otros recursos naturales	1

Fuente: TOTAL E&P, Dirección técnica de producción, Informe BO-TOT-PA-001-03.

4.1.4.3.3. Naturaleza Peligrosa de la sustancia, producto o elemento (Pe)

Este concepto considera las características físico-químicas del contaminante. Está relacionado directamente cuando se produce un impacto del medio, y por tanto, debe ser valorado siempre que se valore el Medio Impactado según lo indicado en el punto 4.1.4.3.1, debiéndose aplicar la primera expresión del punto 4.1.4.3 para el cálculo del IG.

Tabla 4.6: Valores de la Naturaleza peligrosa de la Sustancia.

Naturaleza	Valor
Peligrosa	5
Poco peligrosa	3
No peligrosa / No existe contaminante	0

Fuente: TOTAL E&P, Dirección técnica de producción, Informe BO-TOT-PA-001-03.

Para la determinación del grado de peligrosidad de la sustancia, producto o elemento que se trate se debe tomar la siguiente guía de referencia:

- **Peligrosa:** sustancias inflamables, explosivas, corrosivas, radiactivas, reactivas, carcinogénicas, tóxicas, lixiviables, mutagénicas, teratogénicas e infecciosas o que producen efectos irreversibles sobre la salud de las personas o los recursos.
- **Poco peligrosa:** sustancias que por sus características producen impactos sobre la salud de las personas o sobre los recursos, pero sus efectos son reversibles.
- **No peligrosa:** ninguna de las dos anteriores. No existe contaminante: el impacto no involucra ningún contaminante.

4.1.4.3.4. Magnitud del impacto (Ma)

La Magnitud del Impacto (Ma) es función, de entre otras variables, del área afectada, la cantidad de recursos consumidos, la cantidad de residuos generados, la cantidad y/o concentración del contaminante, etc. Para valorar la Magnitud del Impacto se utilizará la siguiente tabla.

Tabla 4.7: Valores de la Magnitud del Impacto.

Magnitud	Valor
Alta	10
Media	7
Baja	4
Despreciable	1

Fuente: TOTAL E&P, Dirección técnica de producción, Informe BO-TOT-PA-001-03

CAPITULO IV. EVALUACION AMBIENTAL

Tabla 4.8: Matriz de identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales al hábitat, flora y fauna.

TOTAL		IDENTIFICACION Y EVALUACION DE ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES AL HABITAT, FLORA Y FAUNA																								
CAMPO	SECTOR	INSTALACION	ASPECTOS AMBIENTALES		IMPACTOS AMBIENTALES (Generación del cambio MA)	Caracterización del Aspecto			EVALUACION ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES																	
			ELEMENTO / PRODUCTO / SERVICIO	FORMA DE INTERACTUAR		Temporal.	Condición	Responsab.	Tipo	Frecuencia	Tipo de Control	Medio	Naturaleza	Recursos	Magnitud	Indice de Gravedad	Indice de Riesgo (IR)	Requisito Legal	Significancia	Nivel						
Incahuasi Bloque Ipati	Sector No Específico	Construcción o Ampliación de Instalaciones. Apertura de Picadas y Caminos	Desmante	Movimiento de Suelo (apertura, extracción y/o aporte, recuperación)	Afectación de drenaje hidrológico	Actual	Normal	Directa	Negativo	Poco Frecuente	2	Existen controles	1	Aguas superficiales	10	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	20	40	No	No significativo	BAJO
	Sector No Específico	Construcción o Ampliación de Instalaciones. Apertura de Picadas y Caminos	Desmante	Movimiento de Suelo (apertura, extracción y/o aporte, recuperación)	Afectación de fauna	Actual	Normal	Directa	Negativo	Poco Frecuente	2	Existen controles	1	Aire, flora y fauna	6	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	16	32	No	No significativo	BAJO
	Sector No Específico	Construcción o Ampliación de Instalaciones. Apertura de Picadas y Caminos	Desmante	Movimiento de Suelo (apertura, extracción y/o aporte, recuperación)	Afectación de flora	Actual	Normal	Directa	Negativo	Poco Frecuente	2	Existen controles	1	Aire, flora y fauna	6	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	16	32	No	No significativo	BAJO
	Sector No Específico	Construcción o Ampliación de Instalaciones. Apertura de Picadas y Caminos	Remoción y nivelación de Suelos	Movimiento de Suelo (apertura, extracción y/o aporte, recuperación)	Afectación de drenaje hidrológico	Actual	Normal	Directa	Negativo	Poco Frecuente	2	Existen controles	1	Aguas superficiales	10	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	20	40	No	No significativo	BAJO
	Sector No Específico	Construcción o Ampliación de Instalaciones. Apertura de Picadas y Caminos	Remoción y nivelación de Suelos	Movimiento de Suelo (apertura, extracción y/o aporte, recuperación)	Afectación de fauna	Actual	Normal	Directa	Negativo	Poco Frecuente	2	Existen controles	1	Aire, flora y fauna	6	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	16	32	No	No significativo	BAJO
	Sector No Específico	Construcción o Ampliación de Instalaciones. Apertura de Picadas y Caminos	Remoción y nivelación de Suelos	Movimiento de Suelo (apertura, extracción y/o aporte, recuperación)	Afectación de flora	Actual	Normal	Directa	Negativo	Poco Frecuente	2	Existen controles	1	Aire, flora y fauna	6	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	16	32	No	No significativo	BAJO
	Sector No Específico	Caminos Internos del Bloque Ipati	Tránsito Vehicular Liviano y Pesado	Emisión de material particulado/polvo	Afectación a las personas/comunidades	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Aire, flora y fauna	6	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	16	64	Si	Significativo	BAJO
	Sector No Específico	Caminos Internos del Bloque Ipati	Tránsito Vehicular Liviano y Pesado	Emisión de ruido	Afectación a las personas/comunidades	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Aire, flora y fauna	6	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	16	64	Si	Significativo	BAJO
	Sector No Específico	Caminos Internos del Bloque Ipati	Tránsito Vehicular Liviano y Pesado	Emisión de dióxido de carbono (CO2)	Contaminación de aire	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Aire, flora y fauna	6	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	16	64	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Operación Rutinaria de Incahuasi	Generación de Emisiones Atmosféricas (Fuentes Fijas Compresores, Generadores y Equipos de Perforación)	Emisión de calor	Contaminación de aire	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Aire, flora y fauna	6	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	16	64	No	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Operación Rutinaria de Incahuasi	Generación de Emisiones Atmosféricas (Fuentes Fijas Compresores, Generadores y Equipos de Perforación)	Emisión gaseosa (Sox, Nox, CO, COV, S2H, gas de HC)	Contaminación de aire	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Aire, flora y fauna	6	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	16	64	Si	Significativo	BAJO

Fuente: Elaboración propia en base a información ambiental de TOTAL E&P BOLIVIA S.A

CAPITULO IV. EVALUACION AMBIENTAL

Tabla 4.9: Continuación Matriz de identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales al hábitat, flora y fauna.

Incahuasi Bloque Ipati	Producción y Perforación	Operación Rutinaria de Incahuasi	Generación de Emisiones Atmosféricas (Fuentes Fijas Compresores, Generadores y Equipos de Perforación)	Emisión de ruido	Afectación a las personas/comunidades	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Aire, flora y fauna	6	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	16	64	Si	Significativo	BAJO
	Producción	Operación Rutinaria de Incahuasi	Generación de Efluentes Líquidos - Aguas de Producción	Derrame de agua de producción	Contaminación de suelo	Actual	Normal	Directa	Negativo	Poco Frecuente	2	Existen controles	1	Aguas superficiales	10	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	20	40	No	No significativo	BAJO
	Producción	Operación Rutinaria de Incahuasi	Generación de Efluentes Líquidos - Aguas Negras y Grises	Disposición de residuo sólido/semisólido/líquido condicionado	Contaminación de suelo	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Aguas superficiales	10	Peligrosa	5	N/A	0	Media	7	22	88	Si	Significativo	BAJO
	Tratamiento	Operación Rutinaria de Incahuasi	Centro de Acopio y Clasificación de Residuos	Disposición de residuo sólido/semisólido/líquido condicionado	Contaminación de suelo	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Suelo ocupado por instalaciones	1	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	11	44	Si	Significativo	BAJO
	Tratamiento	Operación Rutinaria de Incahuasi	Centro de Acopio y Clasificación de Residuos	Disposición de residuo sólido/semisólido/líquido condicionado	Contaminación de aire	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Aire, flora y fauna	6	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	16	64	Si	Significativo	BAJO
	Perforación	Operación Rutinaria de Incahuasi	Residuos Sólidos Generados en el Equipo y Campamento de Perforación	Disposición de residuo sólido/semisólido/líquido condicionado	Contaminación de suelo	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Suelo ocupado por instalaciones	1	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	11	44	Si	Significativo	BAJO
	Perforación	Operación Rutinaria de Incahuasi	Residuos Sólidos Generados en el Equipo y Campamento de Perforación	Disposición de residuo sólido/semisólido/líquido condicionado	Contaminación de aire	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Aire, flora y fauna	6	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	16	64	Si	Significativo	BAJO
	Planta	Area Incahuasi	Captación de Agua para Uso Industrial	Consumo de agua subterránea	Reducción de recursos renovable	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	N/A	N/A	N/A	N/A	Agua dulce	10	Media	7	17	68	No	Significativo	BAJO
	Perforación	Perforación Pozos de Desarrollo	Captación de Agua para Uso Industrial (Lodos) y Campamento	Consumo de agua subterránea	Reducción de recursos renovable	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	N/A	N/A	N/A	Agua dulce	10	Media	7	17	68	No	Significativo	BAJO	
	Almacenaje	Producción de los Pozos ICS-X3 e ICS-4	Almacenamiento, Tratamiento y Disposición de los Químicos	Disposición de residuo sólido/semisólido/líquido condicionado	Contaminación de suelo	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Suelo ocupado por instalaciones	1	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	11	44	Si	Significativo	BAJO
	Almacenaje	Producción de los Pozos ICS-X3 e ICS-4	Almacenamiento, Tratamiento y Disposición de los Químicos	Disposición de residuo sólido/semisólido/líquido condicionado	Afectación de fauna	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Suelo ocupado por instalaciones	1	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	11	44	Si	Significativo	BAJO
	Almacenaje	Producción de los Pozos ICS-X3 e ICS-4	Almacenamiento, Tratamiento y Disposición de los Químicos	Disposición de residuo sólido/semisólido/líquido condicionado	Afectación de flora	Actual	Normal	Directa	Negativo	Muy Frecuente	4	Existen controles	1	Suelo ocupado por instalaciones	1	Poco peligrosa	3	N/A	0	Media	7	11	44	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Tratamiento	Instalación No Especifica	Rotura de tanques de almacenamiento o cisternas para transporte de combustible	Derrame de combustible	Afectación a las personas/comunidades	Futura	Contingencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aguas superficiales	10	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	25	50	Si	Significativo	BAJO

Fuente: Elaboración propia en base a información ambiental de TOTAL E&P BOLIVIA S.A

CAPITULO IV. EVALUACION AMBIENTAL

Tabla 4.10: Continuación Matriz de identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales al hábitat, flora y fauna.

Incahuasi Bloque Ipati	Producción y Tratamiento	Instalación No Específica	Rotura de tanques de almacenamiento o cisternas para transporte de combustible	Derrame de combustible	Afectación de fauna	Futura	Contingencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aire, flora y fauna	6	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	21	42	Si	Significativo	BAJO
	Producción	Instalación No Específica	Rotura de tanques de almacenamiento o cisternas para transporte de combustible	Derrame de combustible	Afectación de flora	Futura	Contingencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aire, flora y fauna	6	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	21	42	Si	Significativo	BAJO
	Producción	Instalación No Específica	Rotura de tanques de almacenamiento o cisternas para transporte de combustible	Derrame de combustible	Contaminación de suelo	Futura	Contingencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aire, flora y fauna	6	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	21	42	Si	Significativo	BAJO
	Producción	Instalación No Específica	Rotura de tanques de almacenamiento o cisternas para transporte de combustible	Derrame de combustible	Contaminación de agua superficial	Futura	Contingencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aguas superficiales	10	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	25	50	Si	Significativo	BAJO
	Transporte	Instalación No Específica	Rotura de tanques de almacenamiento o cisternas para transporte de combustible	Derrame de combustible	Contaminación de agua subterránea	Futura	Contingencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aguas superficiales	10	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	25	50	Si	Significativo	BAJO
	Transporte	Instalación o Equipo No Específico	Accidente durante el transporte de productos químicos para producción o perforación	Derrame de producto químico (diluido o no)	Afectación a las personas/comunidades	Futura	Contingencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aguas superficiales	10	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	25	50	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Accidente durante el transporte de productos químicos para producción o perforación	Derrame de producto químico (diluido o no)	Afectación de fauna	Futura	Contingencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aire, flora y fauna	6	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	21	42	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Accidente durante el transporte de productos químicos para producción o perforación	Derrame de producto químico (diluido o no)	Afectación de flora	Futura	Contingencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aire, flora y fauna	6	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	21	42	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Accidente durante el transporte de productos químicos para producción o perforación	Derrame de producto químico (diluido o no)	Contaminación de suelo	Futura	Contingencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aguas superficiales	10	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	25	50	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Accidente durante el transporte de productos químicos para producción o perforación	Derrame de producto químico (diluido o no)	Contaminación de agua superficial	Futura	Contingencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aguas superficiales	10	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	25	50	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Accidente durante el transporte de productos químicos para producción o perforación	Derrame de producto químico (diluido o no)	Contaminación de agua subterránea	Futura	Contingencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aguas superficiales	10	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	25	50	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Incendio en instalaciones de producción o equipo de perforación	Emisión de dióxido de carbono (CO2)	Afectación a las personas/comunidades	Futura	Contingencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aguas superficiales	10	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	25	50	Si	Significativo	BAJO

Fuente: Elaboración propia en base a información ambiental de TOTAL E&P BOLIVIA S.A

CAPITULO IV. EVALUACION AMBIENTAL

Tabla 4.11: Continuación Matriz de identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales al hábitat, flora y fauna.

Incahuasi Bloque Ipati	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Incendio en instalaciones de producción o equipo de perforación	Emisión de dióxido de carbono (CO2)	Afectacion de fauna	Futura	Contigencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aire,flora y fauna	6	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	21	42	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Incendio en instalaciones de producción o equipo de perforación	Emisión de dióxido de carbono (CO2)	Afectacion de flora	Futura	Contigencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aire,flora y fauna	6	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	21	42	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Incendio en instalaciones de producción o equipo de perforación	Emisión de dióxido de carbono (CO2)	Contaminacion de aire	Futura	Contigencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aire,flora y fauna	6	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	21	42	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Incendio en instalaciones de producción o equipo de perforación	Emisión gaseosa (Sox, Nox, CO, COV, S2H, gas de HC)	Afectacion a las personas/comunidades	Futura	Contigencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aguas superficiales	10	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	25	50	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Incendio en instalaciones de producción o equipo de perforación	Emisión gaseosa (Sox, Nox, CO, COV, S2H, gas de HC)	Afectacion de fauna	Futura	Contigencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aire,flora y fauna	6	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	21	42	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Incendio en instalaciones de producción o equipo de perforación	Emisión gaseosa (Sox, Nox, CO, COV, S2H, gas de HC)	Afectacion de flora	Futura	Contigencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aire,flora y fauna	6	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	21	42	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Incendio en instalaciones de producción o equipo de perforación	Emisión gaseosa (Sox, Nox, CO, COV, S2H, gas de HC)	Contaminacion de aire	Futura	Contigencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aire,flora y fauna	6	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	21	42	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Residuos generados durante incendio en instalaciones de producción o equipo de perforación	Disposición de residuo sólido/semisólido/liquido no condicionado	Contaminacion de aire	Futura	Contigencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aire,flora y fauna	6	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	21	42	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Residuos generados durante incendio en instalaciones de producción o equipo de perforación	Disposición de residuo sólido/semisólido/liquido no condicionado	Contaminacion del suelo	Futura	Contigencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aguas superficiales	10	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	25	50	Si	Significativo	BAJO
	Producción y Perforación	Instalación o Equipo No Específico	Residuos generados durante incendio en instalaciones de producción o equipo de perforación	Disposición de residuo sólido/semisólido/liquido no condicionado	Impacto visual	Futura	Contigencia	Directa	Negativo	Ocasional	1	Controles insuficientes	2	Aguas superficiales	10	Peligrosa	5	N/A	0	Alta	10	25	50	Si	Significativo	BAJO

Fuente: Elaboración propia en base a información ambiental de TOTAL E&P BOLIVIA S.A

4.2. ANÁLISIS DE RIESGO Y PLAN DE CONTINGENCIAS PARA LA TERMINACION DE POZOS

A continuación se desarrollan: un análisis de riesgo y los planes de contingencias necesarios para prevenir y minimizar el impacto de cualquier emergencia previsible.

4.2.1. Análisis de riesgos

Para llevar a cabo el análisis de riesgos, en primera instancia se debe identificar los riesgos que, aunque en el presente no alcancen a ser un peligro, son posibles problemas que pueden comprometer la seguridad de los trabajadores o las instalaciones en la terminación de pozos. El proceso de identificación debe considerar los peligros sobre:

- (P) Personas,
- (E) Equipos,
- (M) Materiales, y
- (A) Ambiente de trabajo.

Es así que, de manera general, se registran los siguientes riesgos referentes a la terminación de pozos:

Tabla 4.12: Riesgos identificados

Nº	RIESGO
1	Accidentabilidad con lesiones leves
2	Accidentabilidad con lesiones graves
3	Inhalación o ingestión de sustancias nocivas o tóxicas
4	Explosiones
5	Incendios

Fuente: *Elaboración propia.*

Habiendo ya identificado los riesgos, pasamos a realizar el análisis de los mismos, es decir, a estudiar la probabilidad y las consecuencias de cada factor de riesgo con el

fin de establecer el nivel de riesgo y las prioridades para la eliminación y control de los riesgos.

El nivel de riesgo es determinado a partir de:

$$\text{Nivel Riesgo (NR)} = \text{Probabilidad (P)} \times \text{Consecuencia (C)}$$

Donde la probabilidad y la consecuencia son determinadas a partir de las matrices:

Tabla 4.13: Matriz de consecuencias

CONSECUENCIAS (C)	SIGNIFICADO	
	DAÑOS PERSONALES	DAÑOS MATERIALES
Mortal o catastrófico	100	1 muerto o más. Destrucción total del sistema (difícil renovarlo).
Muy grave	60	Lesiones graves que pueden ser irreparables. Destrucción parcial del sistema (compleja y costosa reparación).
Grave	25	Lesiones con incapacidad laboral transitoria. Se requiere paro de procesos para efectuar la reparación.
Leve	10	Pequeñas lesiones que no requieren hospitalización. Reparable sin necesidad de paro del proceso.

Fuente: Instituto Nacional de seguridad e higiene en el trabajo, 2017.

Tabla 4.14: Matriz de probabilidad

PROBABILIDAD (P)		SIGNIFICADO
Muy alta	Entre 20 y 24	Situación deficiente con exposición continuada, o muy deficiente con exposición frecuente. Normalmente la materialización del riesgo ocurre con frecuencia.
Alta	Entre 20 y 10	Situación deficiente con exposición frecuente u ocasional, o muy deficiente con exposición ocasional o esporádica. La materialización del riesgo es posible que suceda varias veces en el ciclo de la vida laboral.
Media	Entre 8 y 6	Situación deficiente con exposición esporádica, o mejorable con exposición continuo frecuente. La materialización del riesgo es posible que suceda alguna vez al año.
Baja	Entre 4 y 2	Situación mejorable con exposición ocasional o esporádica. No se espera que se materialice el riesgo, aunque puede ser concebible.

Fuente: Instituto Nacional de seguridad e higiene en el trabajo,2017.

En base a las combinaciones entre los parámetros de probabilidad de causas y severidad de consecuencias, se ubica el riesgo en la siguiente Matriz de Nivel de Riesgos:

Tabla 4.15: Matriz de nivel de riesgos

		PROBABILIDAD (P)			
		2-4	6-8	10-20	20-24
CONSECUENCIAS (C)	10	IV (20) III (40)	III (60-80)	III (100) II (200)	II (200-240)
	25	III (50-100)	II (150-200)	II (250-500)	I (500-600)
	60	III (120) II (240)	II (360-480)	I (600-1200)	I (1200-1440)
	100	II (200-400)	I (600-800)	I (1200-2000)	I (2000-2400)

Fuente: Instituto Nacional de seguridad e higiene en el trabajo,2017.

Tabla 4.16: Significado del nivel de riesgo

NIVEL DE RIESGO	SIGNIFICADO
I	Situación crítica. Medidas correctoras de prioridad inmediata. Deben evaluarse y registrarse e implantarse las medidas de reducción de riesgo necesarias para reducir el riesgo a niveles de riesgo inferiores.
II	Corregir y adoptar medidas de control. Medidas correctoras de prioridad alta. Deben evaluarse, registrarse e implantarse, siempre que sea razonablemente posible, las medidas de reducción de riesgo necesarias para reducirlo, al menos, a niveles moderados.
III	Mejorar si es posible. Medidas correctoras de prioridad normal. Todas las medidas cuyo beneficio supere su costo deben ser implementadas.
IV	Evaluar la necesidad de medidas correctoras con el objetivo de mejora continua. Se implantarán aquellas medidas que supongan un bajo nivel de autorización.

Fuente: Instituto Nacional de seguridad e higiene en el trabajo, 2017.

Por lo que, a continuación se muestran los resultados obtenidos de la evaluación a los riesgos identificados en la terminación de pozos:

Tabla 4.17: Nivel de riesgos identificados

Nº	RIESGO IDENTIFICADO	P	C	NR
1	Accidentabilidad con lesiones leves	10	10	III
2	Accidentabilidad con lesiones graves	60	8	II
3	Inhalación o ingestión de sustancias nocivas o tóxicas	60	4	II
4	Explosiones	60	2	III
5	Incendios	100	8	I

Fuente: Elaboración propia en base a la información recabada del Instituto Nacional de seguridad e higiene en el trabajo, 2017.

4.2.2. Plan de contingencias

Posteriormente, en función al análisis de riesgos realizado, se elaboró los siguientes planes de contingencias, con el fin de evitar y/o planificar respuestas rápidas a los posibles de peligros.

a) *Accidentalidad con lesiones leves:* El plan de contingencias para este riesgo debe conllevar las siguientes acciones:

- Uso del EPP por parte de los trabajadores.
- Capacitación en primeros auxilios a todo el personal.
- Precaución y atención por parte de los trabajadores en las actividades que se desarrollan.

b) *Accidentalidad con lesiones graves:* El plan de contingencias para este riesgo debe conllevar las siguientes acciones:

- Uso del EPP por parte de los trabajadores.
- Capacitación en primeros auxilios a todo el personal.
- Precaución y atención por parte de los trabajadores en las actividades que se desarrollan.
- Contar con ambulancia y paramédico próximos al módulo de tratamiento de agua.
- Conocer los centros de salud más próximos y la manera más rápida de acceder a ellos.

c) *Inhalación o ingestión de sustancias nocivas o tóxicas:* El plan de contingencias para este riesgo debe conllevar las siguientes acciones:

- Uso del EPP por parte de los trabajadores.
- Capacitación en primeros auxilios a todo el personal.
- Precaución y atención por parte de los trabajadores en las actividades que se desarrollan.
- Contar con ambulancia y paramédico próximos al módulo de tratamiento de agua.

- Contar con un sistema de comunicación adecuado y eficiente.
- Conocer los centros de salud más próximos y la manera más rápida de acceder a ellos.
- Contar con un suministro de agua limpia para lavado de ojos u otros.
- Identificación visible de las sustancias y su nivel de toxicidad.

d) Explosiones: El plan de contingencias para este riesgo debe conllevar las siguientes acciones:

- Uso del EPP por parte de los trabajadores.
- Capacitación en primeros auxilios a todo el personal.
- Precaución y atención por parte de los trabajadores en las actividades que se desarrollan.
- Contar con ambulancia y paramédico próximos al módulo de tratamiento de aguas.
- Contar con un sistema de comunicación adecuado y eficiente.
- Conocer los centros de salud más próximos y la manera más rápida de acceder a ellos.
- Mantener un control de los niveles de hidrocarburos y material explosivo en las instalaciones.

e) Incendios: El plan de contingencias para este riesgo debe conllevar las siguientes acciones:

- Capacitación en primeros auxilios a todo el personal.
- Precaución y atención por parte de los trabajadores en las actividades que se desarrollan.
- Contar con ambulancia y paramédico próximos al módulo de tratamiento de aguas.
- Contar con un sistema de comunicación adecuado y eficiente.
- Contar con un sistema de lucha contra incendios.
- Conocer los centros de salud más próximos y la manera más rápida de acceder a ellos.

- Contar con un sistema de alarma temprana y punto de encuentro lejano de las instalaciones.

4.3. MEDIDAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

Garantizar la seguridad es una obligación en todos los proyectos que se desarrollan en la cadena hidrocarburífera, por lo cual, a continuación se indican los principales aspectos que se deben tomar en cuenta durante la terminación de pozos.

4.3.1. Equipos de protección personal requerido

Los EPP's deberán utilizarse para evitar riesgos que no pueden ser mitigados por medios técnicos de protección colectiva o mediante medidas, métodos o procedimientos de organización de trabajo. Estos equipos deben:

- Responder a las condiciones existentes en el lugar de trabajo;
- Ser adecuado a los riesgos de los que haya que protegerse, sin suponer de por sí un riesgo adicional;
- Tener en cuenta las exigencias ergonómicas y de salud del trabajador;
- Adecuarse al portador, tras los ajustes necesarios.

Entre los elementos que forman parte del EPP, se tiene los siguientes:

- a) Protección de la cabeza:** Los elementos de protección de la cabeza, básicamente son los cascos de seguridad. Estos proveen protección contra choques eléctrico, quemaduras, casos de impactos, penetración de objetos que pudieran caer sobre la cabeza.

Figura 4.1: Protector de la cabeza



Fuente: El portal de la seguridad, la prevención y la salud ocupacional, 2017

b) Protección de ojos: Para la protección de ojos se conoce distintos tipos de protectores, dentro de los cuales encontramos protectores:

- Contra proyección de partículas;
- Contra líquidos, humos, vapores y gases;
- Contra radiaciones.

Figura 4.1: Protectores de ojos



Fuente: (El portal de la seguridad, la prevención y la salud ocupacional, 2017).

c) Protección de oídos: Cuando el nivel del ruido excede los 85 decibeles, punto que es considerado como límite superior para la audición normal, es necesario que el trabajador utilice elementos de protección auditiva. Los protectores auditivos, pueden ser tapones de caucho u orejeras (auriculares).

Figura 4.2: Protectores de oídos



Fuente: El portal de la seguridad, la prevención y la salud ocupacional, 2017

- d) Ropa de trabajo:** La ropa de trabajo debe reducir al mínimo cualquier posible riesgo, es así que no debe ofrecer peligro de engancharse o de ser atrapado por las piezas de máquinas en movimiento y no se debe llevar en los bolsillos objetos afilados o con puntas, ni materiales explosivos o inflamables.
- e) Protección de manos:** La protección de las manos se realizará a través de la utilización de guantes, mismos que deben ser de una talla apropiada y mantenerse en buenas condiciones, es así que el tipo de guantes será seleccionado de acuerdo a los riesgos a los cuales el trabajador este expuesto.

Figura 4.3: Protectores de manos



Fuente: El portal de la seguridad, la prevención y la salud ocupacional, 2017

- f) Protección de pies:** El calzado de seguridad debe proteger el pie de los trabajadores contra humedad y sustancias calientes, contra superficies ásperas, contra pisadas sobre objetos filosos y agudos y contra caída de objetos, así mismo debe proteger contra el riesgo eléctrico.

Figura 4.4: Protectores de pies



Fuente: El portal de la seguridad, la prevención y la salud ocupacional, 2017



CAPÍTULO V

EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO

5.1. INTRODUCCION

Como se expuso con anterioridad, la propuesta alternativa para la terminación de pozo, en nuestro caso una terminación a pozo abierto, genera un mayor volumen de gas condensado debido a su configuración donde el flujo hacia el pozo es a través de los 360° dando un buen acceso a las fracturas y por ende existe un mayor diámetro del pozo en la terminación a diferencia de un pozo con terminación a agujero entubado.

Bajo este contexto, en el presente capítulo se procederá a realizar una estimación económica del proyecto. Por lo que con el análisis se permitirá realizar una comparación económica al mismo tiempo de conocer la factibilidad económica del proyecto.

5.2 ANALISIS ECONOMICO

Para la evaluación económica se realizará el cálculo de utilidades en los diferentes casos.

En el presente proyecto, se llevo a cabo un análisis comparativo entre la productividad del pozo ICS - 4, para escenarios de terminación a pozo abierto y pozo entubado, por tanto, 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 de este.

Se evalúa la utilidad del proyecto mediante la siguiente ecuación.

$$Utilidad = Ingresos - Egresos \quad [Ecuación 5.1]$$

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]

GPM Gasolina: X [gal/Mpcs]

Para nuestro análisis emplearemos el ingreso bruto, ya que representa el ingreso total antes de los impuestos u tras deducciones¹⁶

Donde la ecuación 5.1 se transforma en la siguiente:

$$Utilidad = Ingreso_B - Egresos \quad [Ecuación 5.2]$$

Calculamos los indicadores económicos con las siguientes ecuaciones:

✓ Ingreso bruto:

$$Ingreso_B = Q_g P_g + Q_c P_c + Q_{GLP} P_{GLP} + Q_{gasolina} P_{gasolina} \quad [Ecuación 5.3]$$

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

✓ Egresos:

$$Egresos = Costo_{Produccion} + Costo_{Transporte} + Costo_{Imp y Regalias} \quad [Ecuación 5.4]$$

Donde :

✓ Costo de producción:

$$Costo_{Produccion} = BOE \times C_p \quad [Ecuación 5.5]$$

⁴⁰ [La Voz Texas](#) 1.La diferencia entre ingresos netos e ingresos brutos en un negocio
Escrito por Amanda McMullen | Traducido por Anya Briceño

Donde:

BOE = Barril equivalente de petróleo

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

✓ Costo de transporte:

$$Costo_{Transporte} = BOE \times C_t \text{ [Ecuación 5.6]}$$

Donde:

BOE = Barril equivalente de petróleo

Ct = costo de transporte del gasoducto de la planta Incahuasi: 0

Para este cálculo no tenemos el costo de transporte del ducto de la planta Incahuasi, por tanto será un valor igual a 0, en las ecuaciones que sea requerido el costo.

✓ BOE (Barril Equivalente de Petroleo)

Para las ecuaciones 5.5 y 5.6, el Barril Equivalente de Petróleo (BOE) esta dado por la siguiente ecuación:

$$BOE = (Q_{gs} + Q_c + Q_{Gasolina} + Q_{GLP}) \times t \text{ [Ecuación 5.7]}$$

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

✓ Costo de Impuestos y Regalías:

$$Costo_{imp.y regalías} = (I_B) \times R_{IR} \text{ [Ecuación 5.8]}$$

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

Datos Importantes:

- **Precio del gas (P_g).**- El campo Incahuasi, es un productor de gas y condensado, y la producción de este, está destinado a la venta hacia la Argentina, con un precio de 6.0771 (\$us/MMBTU)¹⁷, publicado por Energia Argentina SA (ENARSA) en el trimestre Abril-Junio del 2018.
- **Precio del Condensado y la Gasolina (P_c , $P_{gasolina}$).** - El cual está establecido por decreto supremo 27691 este se encuentra estipulado por 27.11 [\$us/bbl].

Para el presente proyecto, según la información brindada por la ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos, la planta Incahuasi tiene una eficiencia de 0 en cuanto al GLP, por lo que se aplicara en la ecuación que se requiera el dato.

5.3. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL TIPO DE TERMINACIÓN (POZO ABIERTO Y POZO ENTUBADO) DEL POZO ICS - 4.

Realizaremos un análisis comparativo entre la productividad del pozo ICS - 4, para escenarios de terminación a pozo abierto y pozo entubado, donde el referido análisis será respecto a los costos previstos y beneficios esperados a través de la realización del mismo, cabe aclarar que no se emplea un flujo de caja, debido a que en esta parte del proyecto está basado en los resultados del proceso de simulación, es decir

¹⁷ Precio sujeto a variación y en función recopilación nuevamente de la información.

en la incidencia de la producción bajo los escenarios propuestos del pozo ICS - 4, y como se aclaró dentro de las especificaciones de este proyecto es en el área de producción y no así en el área de perforación.

Se evalúa la utilidad del proyecto mediante la ecuación 5.2.

$$Utilidad = Ingreso_B - Egresos \quad [Ecuación 5.2]$$

5.3.1. Análisis Económico para Terminación a Pozo Abierto (Open Hole)

Para este análisis se debe verificar la utilidad del pozo, esto está dado por:

5.3.1.1. Ingresos. -

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

$$Ingreso_B = Q_g P_g + Q_c P_c + Q_{GLP} P_{GLP} + Q_{gasolina} P_{gasolina} \quad [Ecuación 5.3]$$

Para poder realizar este cálculo se debe llevar los caudales a términos de Barril Equivalente de Petróleo (BOE)¹⁸ como se realizará a continuación:

✓ Cálculo del Caudal del Gas:

Para el cálculo del gas, además de tener el gas producido, debe considerarse la eficiencia de la Planta Incahuasi, la cual es igual a la de un turbo expansor, es decir, de 96,42%

$$Q_{gs} = \frac{11,167,000 \text{ pcd} \times 0.9642}{6,000 \text{ pc/bbl}} = 1,794.537 \text{ [bpd]}$$

¹⁸ BOE es utilizado por las compañías de petróleo y gas para el balance de sus estados financieros como una forma de combinar reservas de petróleo y gas natural bajo una sola medida.

✓ *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 $46 \frac{bbl}{MMpc}$, con esto, el caudal del condensado es:

$$Q_{condensado} = 11.167 \text{ MMpcd} \times \frac{46 \text{ bpd}}{\text{MMpc}} = 513.682 \text{ [bpd]}$$

✓ *Cálculo del Caudal de Gasolina:*

Según datos proporcionados por la Planta Incahuasi, en cuanto a lo que gasolina se refiere, existe una eficiencia del 99.95%, entonces, el caudal será:

$$Q_{gasolina} = 11.167 \text{ MMpcd} \times \frac{7.480519 \text{ gal}}{1 \text{ MMpcd}} \times \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} \times 0.9995 = 1.989 \text{ [bpd]}$$

✓ *Cálculo del Caudal de GLP:*

Como se menciona anteriormente, el rendimiento en GLP es cero en la planta Incahuasi, por lo tanto se deduce que no hay producción de GLP.

$$\begin{aligned} Ingreso_B = & \left(11.167 \text{ MMpc}_{gas\ seco} \times 6.0771 \frac{\$us}{MMBTU} \times \frac{1.0349 \text{ MMBTU}}{1 \text{ MMpc}} \right) \\ & + \left(513.682 \text{ bpd} \times \frac{27.11 \text{ \$us}}{bbl} \right) + 0 + \left(1.989 \text{ bpd} \times \frac{27.11 \text{ \$us}}{bbl} \right) \end{aligned}$$

$$Ingreso_B = 14,050.072 \text{ [\$us]}$$

5.3.1.2. Egresos. –

Obtenidos los caudales a las mismas unidades, se debe calcular el Barril Equivalente de Petróleo (BOE), la cual está dada por la ecuación 5.7 antes indicada:

$$BOE = (Q_g + Q_c + Q_{Gasolina} + Q_{GLP}) \times t[\text{Ecuación 5.7}]$$

$$BOE = (1,794.537 \text{ bpd} + 513.682 \text{ bpd} + 1.989 \text{ bpd} + 0) \times 1 \text{ dia}$$

$$BOE = 2,310.208 \text{ BOE/dia}$$

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

- ✓ Costos de Producción por BOE:

$$\text{Costo}_{\text{produccion}} = BOE \times C_p \text{ [Ecuación 5.5]}$$

$$\text{Costo}_{\text{produccion}} = 2,310.208 \frac{\text{BOE}}{\text{dia}} \times 1.5 \frac{\$us}{\text{BOE}} = 3,465.312 \frac{\$us}{\text{dia}}$$

- ✓ Costos por Impuestos y Regalías.-

$$\text{Recaudaciones}_{\text{imp y reg}} = \text{Ingreso}_B \times R_{IR} \text{ [Ecuación 5.8]}$$

$$\text{Recaudaciones}_{\text{imp y reg}} = 14,050.072 \$us \times 0.5 = 7,025.036 \$us$$

El egreso total será:

$$\text{Egresos} = \text{Costo}_{\text{Produccion}} + \text{Costo}_{\text{Transporte}} + \text{Costo}_{\text{Imp y Regalías}} \text{ [Ecuación 5.4]}$$

$$\text{Egreso}_{\text{total}} = 3,465.312 \$us + 7,025.036 \$us = 10,490.348 \$us$$

$$\text{Egreso}_{\text{total}} = 10,490.348 \$us$$

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

$$\text{Utilidad} = 14,050.072 - 10,490.348 \$us = 3,559.724 \$us/d$$

$$\text{Utilidad} = 3,559.724 \$us/d$$

5.3.2. Análisis Económico para Terminación a Pozo Entubado (CasedHole)

Para este análisis se debe verificar la utilidad del pozo, esto está dado por:

$$\text{Utilidad} = \text{Ingreso}_B - \text{Egresos} \quad \text{[Ecuación 5.2]}$$

5.3.2.1. Ingresos. -

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

$$Ingreso_B = Q_g P_g + Q_c P_c + Q_{GLP} P_{GLP} + Q_{gasolina} P_{gasolina} \text{ [Ecuación 5.3]}$$

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

✓ *Cálculo del Caudal del Gas:*

Para el cálculo del gas, además de tener el gas producido, debe considerarse la eficiencia de la Planta Kanata, la cual es igual a la de un turbo expansor, es decir, de 96,42%

$$Q_{gs} = \frac{8,895,000 \text{ pcd} \times 0.9642}{6000 \text{ pc/bbl}} = 1,429.426 \text{ [bpd]}$$

✓ *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:

$$Q_{condensado} = 8.895 \text{ MMpcd} \times \frac{46 \text{ bpd}}{\text{MMpc}} = 409.17 \text{ [bpd]}$$

✓ *Cálculo del Caudal de Gasolina:*

Según datos proporcionados por la Planta Incahuasi, en cuanto a lo que gasolina se refiere, existe una eficiencia del 99.95%, entonces, el caudal será:

$$Q_{gasolina} = 8.895 \text{ MMpcd} \times \frac{7.480519 \text{ gal}}{1 \text{ MMpcd}} \times \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} \times 0.9995 = 1.584 \text{ [bpd]}$$

✓ *Cálculo del Caudal de GLP:*

Como se menciona anteriormente, el rendimiento en GLP es cero en la planta Incahuasi, por lo tanto se deduce que no hay producción de GLP.

Por lo tanto el ingreso bruto será:

$$\begin{aligned} Ingreso_B = & \left(8.895 \text{ MMpc}_{gas\ seco} \times 6.0771 \frac{\$us}{MMBTU} \times \frac{1.0349 \text{ MMBTU}}{1 \text{ MMpc}} \right) \\ & + \left(409.17 \text{ bpd} \times \frac{27.11 \text{ \$us}}{\text{bbl}} \right) + \left(1.584 \text{ bpd} \times \frac{27.11 \text{ \$us}}{\text{bbl}} \right) \end{aligned}$$

$$Ingreso_B = 11,191.428 \text{ [\$us]}$$

5.3.2.2. Egresos. -

Obtenidos los caudales a las mismas unidades, se debe calcular el Barril Equivalente de Petróleo (BOE), como se muestra en la ecuación 5.7:

$$BOE = (1,429.426 \text{ bpd} + 409.17 \text{ bpd} + 1.584 \text{ bpd}) \times 1 \text{ dia}$$

$$BOE = 1,840.181 \text{ BOE/dia}$$

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

✓ *Costos de Producción por BOE:*

$$Costo_{produccion} = BOE \times C_p$$

$$Costo_{produccion} = 1,840.181 \frac{BOE}{dia} \times 1.5 \frac{\$us}{BOE} = 2,760.272 \frac{\$us}{dia}$$

✓ *Costos por Impuestos y Regalías.-*

$$Recaudaciones_{imp\ y\ reg} = Ingreso_B \times R_{IR}$$

$$Recaudaciones_{imp\ y\ reg} = 11,191.181 \text{ \$us} \times 0.5 = 5,595.714 \text{ \$us}$$

El egreso total será:

$$Egreso_{total} = 2,760.272 \text{ \$us} + 5,595.714 \text{ \$us} = 8,355.986 \text{ \$us}$$

$$Egreso_{total} = 8.355.986 \text{ \$us}$$

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

$$Utilidad = 11,191.428 - 8,355.986 \text{ \$us} = 2,835.442 \text{ \$us/d}$$

$$Utilidad = 2,835.442 \text{ \$us/d}$$

Realizando una tabla resumen se tiene:

Tabla 5.1: Tabla comparativa de resultados

	POZO ABIERTO	POZO ENTUBADO
CAUDAL DE GAS	1,794.537 bpd	1,429.426 bpd
CAUDAL DE CONDENSADO	513.682 bpd	409.17 bpd
CAUDAL DE GASOLINA	1.989 bpd	1.584 bpd
TOTAL INGRESO BRUTO	14,050.72 \$us/día	11,191.428 \$us/día
BOE	2,310.208 BOE/día	1,840.181 BOE/día
COSTO DE PRODUCCION	3,465.312 \$us/día	2,760.272 \$us/día
IMPUESTOS Y REGALIAS	7,025.036 \$us/día	5,595.714 \$us/día
TOTAL EGRESOS	10,490.348 \$us/día	8,355.986 \$us/día

Fuente: Elaboración Propia en base a los datos obtenidos de los cálculos de ingreso y egreso.

Obtenido las utilidades para ambos casos, se realizará la comparación de las utilidades de una terminación a pozo abierto con una terminación a pozo entubado, como se aprecia en la tabla siguiente:

Tabla 5. 2: Comparación de utilidades

TIPO DE PRODUCCION	UTILIDAD (\$us/día)	UTILIDAD(\$us/año)
POZO ABIERTO	3,559.724	1,281,500.64
POZO ENTUBADO	2,835.442	1,020,759.12

Fuente: Elaboración Propia, en base a los resultados obtenidos en el cálculo de Utilidad.

Como se puede apreciar, de acuerdo al análisis económico realizado anteriormente, la aplicación de la terminación a pozo abierto, generará mayor utilidad tanto para la empresa operadora, como mayores ingresos al país, por concepto de regalías.

Esto se justifica, debido al incremento en la producción existente por concepto de mayor área de contacto y fracturas existentes en la formación, las cuales generan una doble permeabilidad, permitiendo así un mejor flujo de los fluidos existentes en el reservorio.

Una vez obtenidas las utilidades para 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:*

$$D = \frac{(q_i - q_{ab})}{N_g} \text{ [Ecuación 5.9]}$$

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

$$t = \frac{-\ln(q_{ab}/q_i)}{D} \text{ [Ecuación 5.10]}$$

- ✓ *Calculo de la producción:*

$$q = q_i e^{-Dt} \text{ [Ecuación 5.11]}$$

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

N_g = producción acumulada

Con la producción acumulada de 77250000 pc/año¹⁹, reemplazamos en las anteriores ecuaciones y como resultado se obtiene la tabla 5.13.

Los datos utilizados en ambos casos se sacaron de la simulación realizada en PROSPER, en excepción el cálculo de la fracción nominal de declinación “D” y el tiempo de vida del pozo “t” mismos que procedemos a calcular con las ecuaciones 5.9 y 5.10, los resultados se muestran a continuación en la tabla 5.13:

Tabla 5.3: Datos para la Predicción de Producción del Pozo ICS - 4

POZO ABIERTO		POZO ENTUBADO	
Qi =	11,167,000.00	Qi=	8,895,000.00
Qab=	1,354,680.00	Qab=	1,669,450.00
D=	0.127	D=	0.112
t=	16.61	t=	14.94

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos del software PROSPER

Seguidamente se desarrollara el cálculo de la producción para ver su comportamiento durante el tiempo de vida del pozo, haciendo uso de la ecuación 5.11 para ambos casos, como se observa en la siguiente tabla:

¹⁹ Energypress, Reservas de gas de Bolivia,2017.

Tabla 5.4: Vida Productiva del Pozo ICS - 4

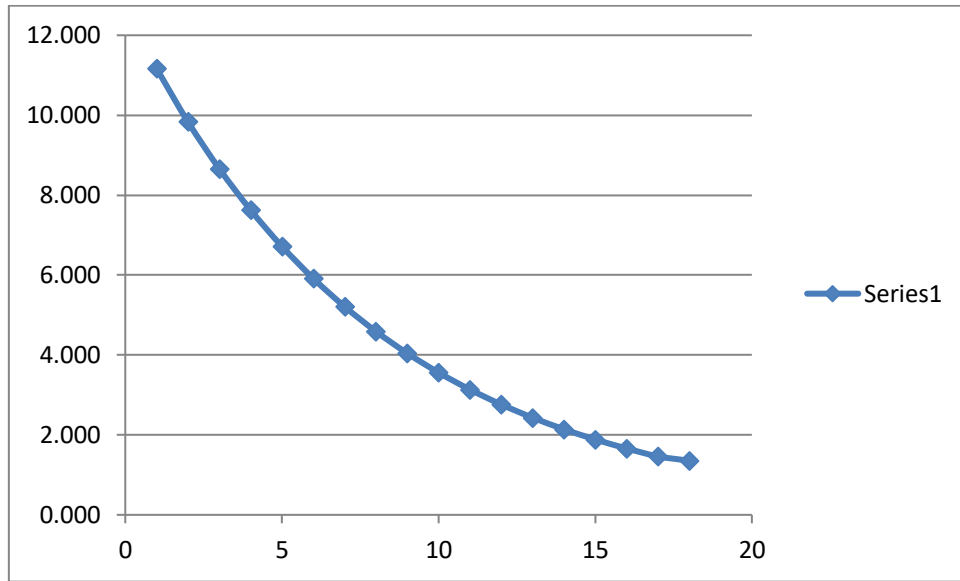
t	POZO ABIERTO		POZO ENTUBADO	
	Q (MMpcd)	Log Q	Q (MMpcd)	Log Q
0	11.167	1.047936516	8.895	0.949145952
1	9.835152922	0.992781116	7.95252367	0.900504971
2	8.662150353	0.937625717	7.10990812	0.851863988
3	7.629047493	0.882470318	6.35657252	0.803223006
4	6.719159017	0.827314919	5.68305716	0.754582024
5	5.917789598	0.772159521	5.08090462	0.705941042
6	5.211996566	0.717004121	4.542553601	0.657300061
7	4.590380877	0.661848721	4.061243961	0.608659078
8	4.042903009	0.606693322	3.630931842	0.560018096
9	3.560720815	0.551537923	3.246213763	0.511377114
10	3.136046721	0.496382524	2.902258773	0.462736132
11	2.762021945	0.441227124	2.594747791	0.414095151
12	2.432605732	0.386071725	2.319819361	0.365454168
13	2.142477781	0.330916326	2.074021178	0.316813186
14	1.886952324	0.275760927	1.854266724	0.268172204
15	1.661902451	0.220605528	1.657796517	0.219531222
16	1.463693448	0.165450128		
16.61	1.354582109	0.131805353		

Fuente: Elaboración propia en base a los resultados de la ecuación 5.11.

En la anterior tabla se observa la producción durante el tiempo de vida del pozo para cada terminación, en nuestro caso para pozo abierto un tiempo de 16.61 años y para la terminación a pozo entubado un tiempo de 14.94 '=15 años.

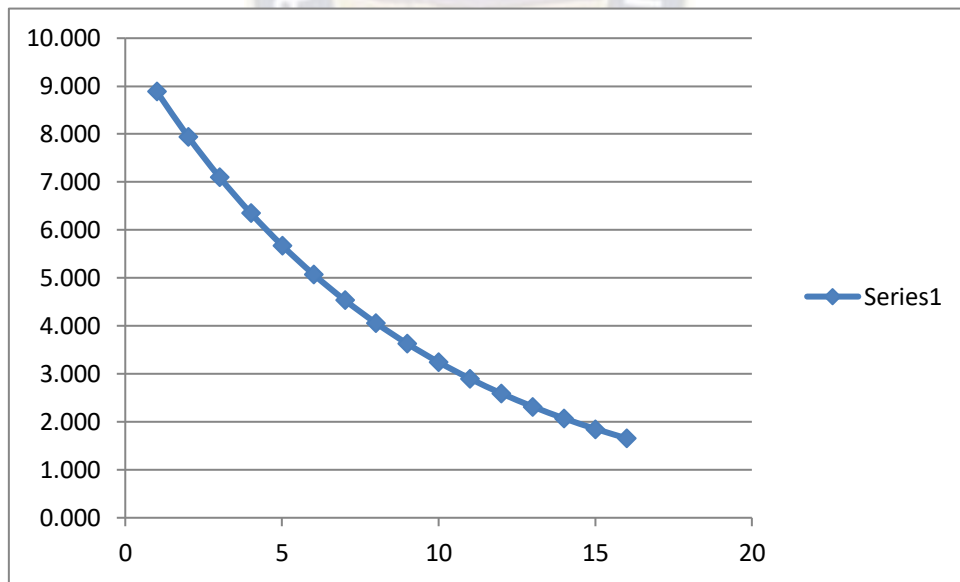
A continuación se realiza la grafica de la declinación de la vida productiva del pozo para ambas terminaciones, es decir a pozo abierto y a pozo entubado.

Gráfica 5.1: Declinación de la vida productiva del pozo ICS – 4 a Pozo Abierto



Fuente: Elaboración Propia en base a la tabla 5.4 Vida Productiva del pozo abierto

Gráfica 5.2: Declinación de la vida productiva del pozo ICS – 4 a Pozo Entubado



Fuente: Elaboración Propia en base a la tabla 5.4 Vida Productiva del pozo entubado

Calculo de la utilidad por año ²⁰ para el escenario de POZO ABIERTO (OPEN HOLE):

Tabla 5. 5: Caudales de Producción a POZO ABIERTO

t	OPEN HOLE		Qgas	Qcondensado	Qgasolina	BOE
	Q(MMpcd)	Log (Q)	Bpd			(BOE/día)
0.00	11.17	1.05	1794.54	513.68	1.99	2310.21
1	9.84	0.99	1581.29	452.64	1.75	2035.68
2	8.66	0.94	1391.66	398.36	1.54	1791.56
3	7.63	0.88	1226.14	350.98	1.36	1578.48
4	6.72	0.83	1079.90	309.12	1.20	1390.22
5	5.92	0.77	951.34	272.32	1.05	1224.71
6	5.21	0.72	837.25	239.66	0.93	1077.84
7	4.59	0.66	737.61	211.14	0.82	949.57
8	4.04	0.60	649.23	185.84	0.72	835.79
9	3.56	0.55	572.09	163.76	0.63	736.48
10	3.14	0.50	504.60	144.44	0.58	649.62
11	2.76	0.44	443.53	126.96	0.49	570.98
12	2.43	0.39	390.50	111.78	0.43	502.71
13	2.14	0.33	343.90	98.44	0.38	442.72
14	1.89	0.28	303.72	86.94	0.34	391.00
15	1.66	0.22	266.76	76.36	0.30	343.42
16	1.46	0.16	234.62	67.16	0.26	302.04
16.61	1.35	0.13	216.94	64.06	0.24	281.24
PRODUCCION ACUMULADA	84.17					

Fuente: Elaboración Propia en base a la tabla 5.14 y los resultados de los cálculos de gas, condensado, gasolina para su respectivo caudal de producción.

²⁰ Todos los cálculos desarrollados en el presente proyecto, con respecto a utilidades, en la variable de tiempo representado por año, tomamos este parámetro de 360 días correspondiente al calendario Lunar, debido a que el calendario gregoriano presenta variables que son los años bisiestos, y necesitamos una constante en el tiempo por ello este indicativo

Tabla 5.6: Utilidades por día y año²¹ a POZO ABIERTO

	UTILIDAD (\$US/DÍA)			UTILIDAD(\$US/AÑO)		
	Ingresos	Egresos	Utilidad	Ingresos	Egresos	Utilidad
0	14,050.07	10,490.34	3,559.72	5,058,025.92	3,776,525.28	1,281,500.64
1	12,380.40	9,243.72	3,136.68	4,456,943.47	3,327,739.20	1,129,204.80
2	10,895.75	8,135.22	2,760.53	3,922,471.22	2,928,677.40	993,790.80
3	9,599.92	7,167.68	2,432.24	3,455,972.61	2,580,364.80	875,606.40
4	8,467.87	6,319.26	2,148.61	3,048,431.69	2,274,935.40	773,499.60
5	7,448.29	5,561.21	1,887.08	2,681,385.38	2,002,035.60	679,348.80
6	6,555.16	4,894.34	1,660.82	2,359,858.17	1,761,962.40	597,895.20
7	5,775.10	4,311.91	1,463.19	2,079,037.08	1,552,285.80	526,748.40
8	5,083.05	3,795.21	1,287.84	1,829,897.98	1,366,275.60	463,622.40
9	4,479.00	3,344.22	1,134.78	1,612,440.87	1,203,919.20	408,520.80
10	3,951.24	2,950.05	1,001.19	1,422,446.49	1,062,018.00	360,428.40
11	3,472.53	2,592.74	879.79	1,250,109.96	933,384.60	316,724.40
12	3,057.30	2,282.72	774.58	1,100,626.50	821,777.40	278,850.60
13	2,692.47	2,010.32	682.16	969,288.86	723,713.40	245,575.80
14	2,379.13	1,776.06	603.07	856,487.44	639,383.40	217,105.20
15	2,088.69	1,559.48	529.22	751,929.36	561,411.00	190,517.40
16	1,836.94	1,371.53	465.41	661,297.83	493,750.80	167,547.60
16.61	1,751.66	1,297.69	453.97	630,598.82	467,168.40	163,429.20
TOTAL			26,860.88			9,669,916.80

Fuente: Elaboración Propia en base a la tabla 5.14 y los datos obtenidos de los cálculos de ingreso, egreso y utilidad para su respectivo caudal de producción.

Calculo de la utilidad por año para el escenario de POZO ENTUBADO (CASED HOLE):

Tabla 5. 7: Caudales de Producción a Pozo Entubado

t	CASED HOLE		Qgas	Qcondensado	Qgasolina	BOE
	Q(MMpcd)	Log (Q)				
0.00	8.90	0.95	1,429.43	409.17	1.58	1,840.18
1	7.95	0.90	1277.97	365.70	1.42	1,645.09
2	7.11	0.85	1142.56	327.06	1.27	1470.89
3	6.36	0.80	1021.50	292.56	1.13	1315.19
4	5.68	0.75	913.27	261.28	1.01	1175.56

²¹Todos los cálculos desarrollados en el presente proyecto, con respecto a utilidades, en la variable de tiempo representado por año, tomamos este parámetro de 360 días correspondiente al calendario Lunar, debido a que el calendario gregoriano presenta variables que son los años bisiestos, y necesitamos una constante en el tiempo por ello este indicativo

Tabla 5.9: Resumen de los indicadores considerados

Tipo de terminación	Tiempo de vida "t" (años)	Producción acumulada (MMpcd)	Utilidad total (\$us/año)
OPEN HOLE	16.61	84.17	9,669,916.80
CASED HOLE	14.94	74.45	8,542,638.00

Fuente: Elaboración Propia en base a las tablas 5.16 y 5.18

5.4. INDICADORES DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

5.4.1. Valor actual neto (VAN)

El Valor Actual Neto es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto. Es un método de evaluación de proyectos de inversión que consiste en determinar el valor que resulta de la diferencia entre el desembolso inicial de la inversión y el valor presente de los futuros ingresos netos esperados, usando la tasa de descuento acorde al rendimiento mínimo esperado.

Para calcular el valor actual neto, la inversión requerida inicial debe considerarse con signo negativo desde el periodo cero. Se tienen los siguientes criterios:

VAN = 0; Da igual realizar la inversión. VAN > 0; Conviene realizar la inversión. VAN < 0; No conviene realizarla.

A mayor VAN más interesa realizar la inversión. Un proyecto es económicamente rentable cuando el valor actual neto (VAN) es > 0.

5.4.2. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa máxima a la que se puede remunerar el capital inicial del proyecto, sin ganancia ni pérdida. Es decir, es la tasa de actualización que anula el valor actual neto del flujo de caja. Representa una medida de la rentabilidad

y está definido como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente, una inversión es aconsejable si el TIR resultante es superior a la tasa exigida por el inversor.

Cuando TIR es mayor a la tasa de actualización (i), el proyecto es rentable. Cuando TIR es igual a la tasa de actualización (i), el proyecto no tiene pérdidas ni ganancias. Cuando TIR es menor a la tasa de actualización (i), el proyecto no es rentable. La tasa de actualización del capital que se utilizó para este estudio es de $i = 0.1831$. Esta tasa es mayor a la tasa normal que se utiliza en los proyectos de inversión, que normalmente es del 0.15, esto debido a que los proyectos de recuperación mejorada son proyectos de alto riesgo en cuanto a la recuperación de la inversión, lo que hace que la tasa se eleve para asegurar la recuperación de la misma.

5.4.3. Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

El período de recuperación de la inversión, PRI, es el tercer criterio más usado para evaluar un proyecto y tiene por objeto medir en cuánto tiempo (años, meses o días) se recupera el total de la inversión a valor presente.

Resumen de los indicadores econométricos considerados

Tabla 5.10 Parámetros considerados para la evaluación económica del proyecto

COSTOS	UNIDADES	TOTAL
COSTO INICIAL	USD/año	3,2MM
VAN 9%	USD/año	2.054.941,75
TIR	%	23
PRI	Años	3,34

Fuente. *Elaboración propia en base a cálculos y datos recopilados*

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1.- CONCLUSIONES. -

- ❖ Del análisis de las características de las terminaciones se pudo establecer que la terminación a pozo abierto presenta muchas ventajas de tipo técnico y económico en comparación con el Pozo Entubado (Cased Hole).
- ❖ Se ve por conveniente desde el punto técnico aplicar la terminación a pozo abierto, ya que al ser el reservorio productor Naturalmente Fracturado, la formación que lo contiene es dura, compacta y homogénea.
- ❖ El comportamiento productivo del pozo ICS – 4 bajo un escenario a pozo abierto (simulado bajo las características operacionales en con el software Wellflo presenta los mismos resultados en cuanto AOF),se incrementa en comparación a un escenario de pozo entubado (escenario actual), ya que se obtiene un AOF mayor en 4.12 MMscfd..
- ❖ Se determinó que la vida productiva del pozo ICS - 4, con una terminación a pozo abierto es mayor en 1,67.
- ❖ La utilidad total durante la vida productiva del pozo es mayor en la terminación a pozo abierto,por lo que la productividad alcanzada por el mismo durante los primeros años no permitiría suplir el déficit de producción ocasionado por el cierre y declinación de campos aledaños al Campo Incahuasi o a otros operados por la misma empresa, y por ende no posibilitaría la reposición de volúmenes de gas y condensado para cumplir los acuerdos de entrega vigentes. Con esta consideración podemos concluir que la terminación a pozo abierto, es factible bajo estas características de operación.

- ❖ En el análisis económico del flujo de caja se obtuvo los indicadores econométricos (tabla 5.10) que infieren que el presente proyecto es económicamente factible.
- ❖ En evaluación ambiental se identificó los Aspectos e Impactos Ambientales, permitiéndonos así elaborar la Matriz de identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales al hábitat, flora y fauna.

5.2.- RECOMENDACIONES. -

- ❖ Para aplicaciones más específicas, se recomienda obtener información más detallada de los parámetros de operación y los rendimientos operativos y económicos en función al volumen que es procesado, y la calidad y cantidad de los productos deseados.
- ❖ 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 INCAHUASI, para así poder obtener aún más información de campo.
- ❖ Al momento de introducir los datos al software PROSPER como el WELFLO es recomendable verificar las unidades de los mismos ya que podría existir una confusión y de esta manera no obtener el resultado esperado.
- ❖ Se recomienda realizar una cuantificación de reservas del Campo Incahuasi en base a dos pozos como muestra de estudio, empleando el software PROSPER.

- ❖ 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. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Dirección Técnica de Exploración y Producción, Fichas técnicas de las plantas que operan en Bolivia, (2017).
2. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Programa de perforación de ICS - X1
3. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Programa de perforación de ICS – X2
4. AHMED Tarek, Reservoir Engineering Handbook, (2001).
5. ALMANZA Edgar, Halliburton Energy Services, (2009).
6. ARRIETA Mario, Completación de Pozos Petroleros, (2008).
7. BRAVO E., Los impactos de la explotación petrolera en ecosistemas tropicales y la biodiversidad, (2007).
8. CALAO R., Caracterización ambiental de la industria Petrolera: tecnologías disponibles para la Prevención y Mitigación de Impactos Ambientales, Universidad Nacional de Colombia Medellín, (2007)
9. CIED, Completación y Reacondicionamiento de Pozos, Maracaibo,(1996).
10. EL DIARIO, Categoría Economista, Demanda de Hidrocarburos en Bolivia (2010)
11. ENERGIA ARGENTINA S.A., Volumen y Precio del gas exportado a la Argentina,(2018).
12. HERIOT Watt University, Production Technology I, (2009).
13. KRUMBEIN W.C. y SLOSS L.L., Estratigrafía y Sedimentación, Universidad de Northwestern, (1963).
14. LAKE W. Larry – Petroleum Engineering Handbook, volumen IV, (2007).
15. MALDONADO, Raul, Producción de Hidrocarburos I, Universidad Mayor de San Andrés, (2013).
16. MALDONADO, Raul, Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, Universidad Mayor de San Andrés, (2013).

17. MINISTERIO DE HIDROCARBUROS, Informe de rendición pública de cuentas, (2017).
18. Olfeld Review, "Técnicas de Diseño de los Disparos para Optimizar la Productividad", (2000).
19. PAGINASIETE, Categoría UPSTREAM, Producción de Petróleo en Bolivia (2012)
20. PARIS DE FERRER, Magdalena, Los Yacimientos de Hidrocarburos, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, (2010)
21. PROSPER, Manual(2009)
22. RYDER SCOTT, Certificación de Reservas, Campo Incahuasi, (2009)
23. SPE, Simple Method for Estimating Well Productivity, (2009)
24. TELLEZ Sasamoto Jose J., Geología del Petróleo y del Gas y la Exploración Petrolera en Bolivia, (2010).
25. TORRICO, Borja Carlos, Diseño de Baleos, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, (2016)
26. TORRICO, Borja Carlos, Ingeniería de Reservorios I, Universidad Mayor de San Andrés, (2013)
27. TOTAL, TECPETROL, Declaratoria de Comercialidad, Campo Incahuasi, Bloque Ipati, (2011)
28. VILLA B., Diseño, Terminación, Reparación de pozos y su ejecución., Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, (2014)
29. VILLEGAS, Interpretación de registros de pozos de petróleo, (2000)
30. WAN Renpu, Advanced Well Completion Engineering, Tercera edición, Capítulo 6, (2009).
31. WELLFLO, Manual(2011)
32. YPFB, Boletín Estadístico, (2015)
33. YPFB, Boletín Estadístico, (2016)

GLOSARIO

Black-oil: Hidrocarburo líquido (petróleo) con una relación gas/petróleo inicial menor que 0.31 m³/Lt y una gravedad API menor de 45°.

Demanda: puede ser definida como la cantidad de bienes y servicios que son adquiridos por consumidores a diferentes precios, a una unidad de tiempo específica (un día, un mes, un año, etc) ya que sin un parámetro temporal no podemos decir si una cantidad demanda crece o decrece.

Espesor neto productivo: El espesor neto de una arena petrolífera productora es la parte del espesor bruto del yacimiento que contribuye al recobro de petróleo.

Gravedad API: La gravedad API, cuyas siglas en inglés son American Petroleum Institute, es una medida de densidad a través de la cual, se describe que tan pesado o liviano es el petróleo con respecto o comparándolo al agua.

Hidrocarburos: Cualquier compuesto químico que contiene sólo hidrógeno y carbono.

Ingreso: tiene básicamente dos acepciones: las cantidades que recibe una empresa por la venta de sus productos o servicios (**ingresos empresariales**, en inglés *revenue*), y el conjunto de rentas recibidas por los ciudadanos (en inglés *income*).

Lutita: Roca sedimentaria detrítica de grano fino, formada por la consolidación de partículas de arcilla y limo en estratos delgados relativamente impermeables. Se considera la roca sedimentaria más abundante.

Permeabilidad: Es la facultad o capacidad que tiene la roca (el medio poroso) para permitir el flujo de fluidos es decir que los fluidos se muevan a través de los espacios porosos interconectados, se obtiene, por medio de La Ley de Darcy.

Petróleo.- En la industria petrolera, la palabra "crudo" se refiere al petróleo en su forma natural no refinado, tal como sale de la tierra. Este petróleo crudo es una mezcla de gran variedad de aceites minerales, llamados "hidrocarburos", pues sus

moléculas están formadas por hidrógeno y carbono, excepto cuando hay contaminación de azufre y otras impurezas indeseables.

Pistola: Es un sistema de disparo constituido por un conjunto de elementos mecánicos y explosivos: cordón detonante, cargas y estopín, montados en un portacargas o contenedor

Porosidad (ϕ): Es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de una muestra que está ocupada por poros o espacios vacíos que puedan almacenar fluido.

pH (potencial de hidrógeno): Es una medida de la acidez o alcalinidad de una solución. Se define como el valor logarítmico negativo de la concentración de iones hidrógeno (H^+), expresada en moles por litro ($kgmol/m^3$). La escala de pH varía de 0 a 14. Las soluciones neutras tienen un pH 7, las ácidas menor que 7 y las básicas o alcalinas, mayor que 7. Debido a que la escala de pH es logarítmica, un valor de pH = 4 es 10 veces más ácido que el de 5 y 100 veces más ácido que el valor de pH = 6 y así sucesivamente.

Producción de hidrocarburos: La producción de hidrocarburos es el proceso de sacar de manera ordenada y planificada el crudo que la naturaleza ha acumulado en yacimientos subterráneos.

Recuperación Primaria.- Esta etapa comienza desde el inicio de la explotación de un campo o yacimiento y es aquella en la cual se aprovecha la energía natural con la que cuenta el yacimiento. Tomando un promedio mundial, se estima que la recuperación primaria produce un 25% del petróleo contenido inicialmente en la roca.

Recuperación Secundaria.- Durante esta etapa, el objetivo es inyectar al yacimiento energía adicional, ya sea a través de inyección de agua o gas natural, ambos procesos para mantenimiento de presión o como métodos de desplazamiento de fluidos dentro del yacimiento. En la actualidad un 85% de la producción mundial de crudo se extrae por métodos de recuperación primaria y secundaria, con un aproximado del 35% de recobro del petróleo existente en el yacimiento.

Recuperación terciara o mejorada de petróleo

Tradicionalmente, tercera etapa de la producción de hidrocarburos que comprende métodos de recuperación que siguen a la inundación con agua o al mantenimiento de la presión. Las principales técnicas de recuperación terciarias utilizadas son métodos térmicos, inyección de gas e inundación química. El término se utiliza a veces como sinónimo de la recuperación de petróleo mejorada (EOR) pero, debido a que los métodos EOR pueden aplicarse actualmente a cualquier etapa del desarrollo del yacimiento, el término recuperación terciaria se utiliza menos frecuentemente que en el pasado.

Reservorio.- Un yacimiento o reservorio de petróleo puede definirse como un volumen poroso que contiene agua, petróleo y a veces una fase gaseosa. La proporción volumétrica del petróleo puede alcanzar a veces el 40%. El medio poroso del yacimiento o roca almacén es de origen sedimentario de tipo arenisca o caliza, consolidado o no.

Salmuera (Brine): La salmuera es el agua salada del yacimiento producida con el petróleo en un pozo, generalmente tiene concentraciones de sal mayores que la del agua del océano (35 ppt). La sal más común en el agua que se encuentra en un yacimiento petrolero es cloruro de sodio (NaCl).

Saturación de fluido: La saturación de un fluido se define como la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido en particular. Es decir es la relación que expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso.

Trampa.- Una trampa petrolífera o trampa de hidrocarburo es una estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración del hidrocarburo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable subterránea.

Utilidad: es la medida de satisfacción del consumidor al obtener un producto.

Valor Presente (VP): El valor presente de un ingreso de dinero en el futuro, es aquella cantidad que se debe entregar o invertir hoy para asegurar esa misma suma

de dinero en el futuro. Esta suma presente es equivalente al flujo de dinero que se espera recibir en el futuro. Recuperación adimensional de petróleo (PV) como una función adimensional del volumen poroso inyectado (PV), y tiempo. La recuperación de petróleo en volúmenes porosos es graficado como una función de PV. La máxima recuperación posible es un volumen de petróleo movable. $q_i=1,000$ rb/d.

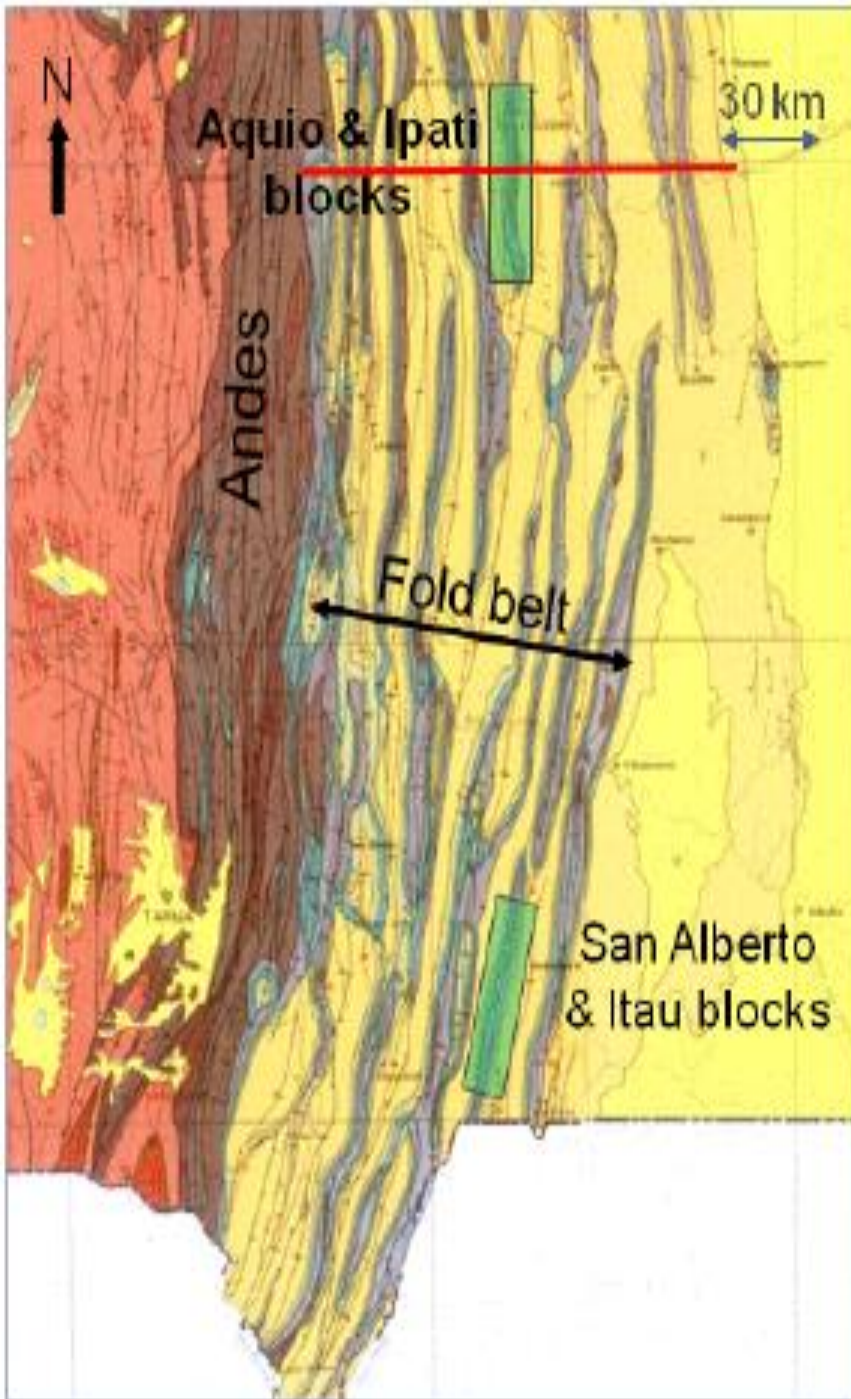
Viscosidad: Ésta se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo la cual es originada cuando las moléculas del fluido intentan desplazarse unas sobre otras y es afectada por diferentes factores. La viscosidad se expresa en centipoise (cp).

Wt (%): significa concentración porcentual en peso. (En este caso por cada 100 gramos de disolución, 20 -25 son de soluto (surfactante) y 80 de disolvente (agua).

Yacimiento: Es una roca sedimentaria porosa, permeable que contiene cantidades comerciales de petróleo y/o gas. Un yacimiento tiene un solo sistema de presiones y no se comunica con otros yacimientos.

ANEXOS

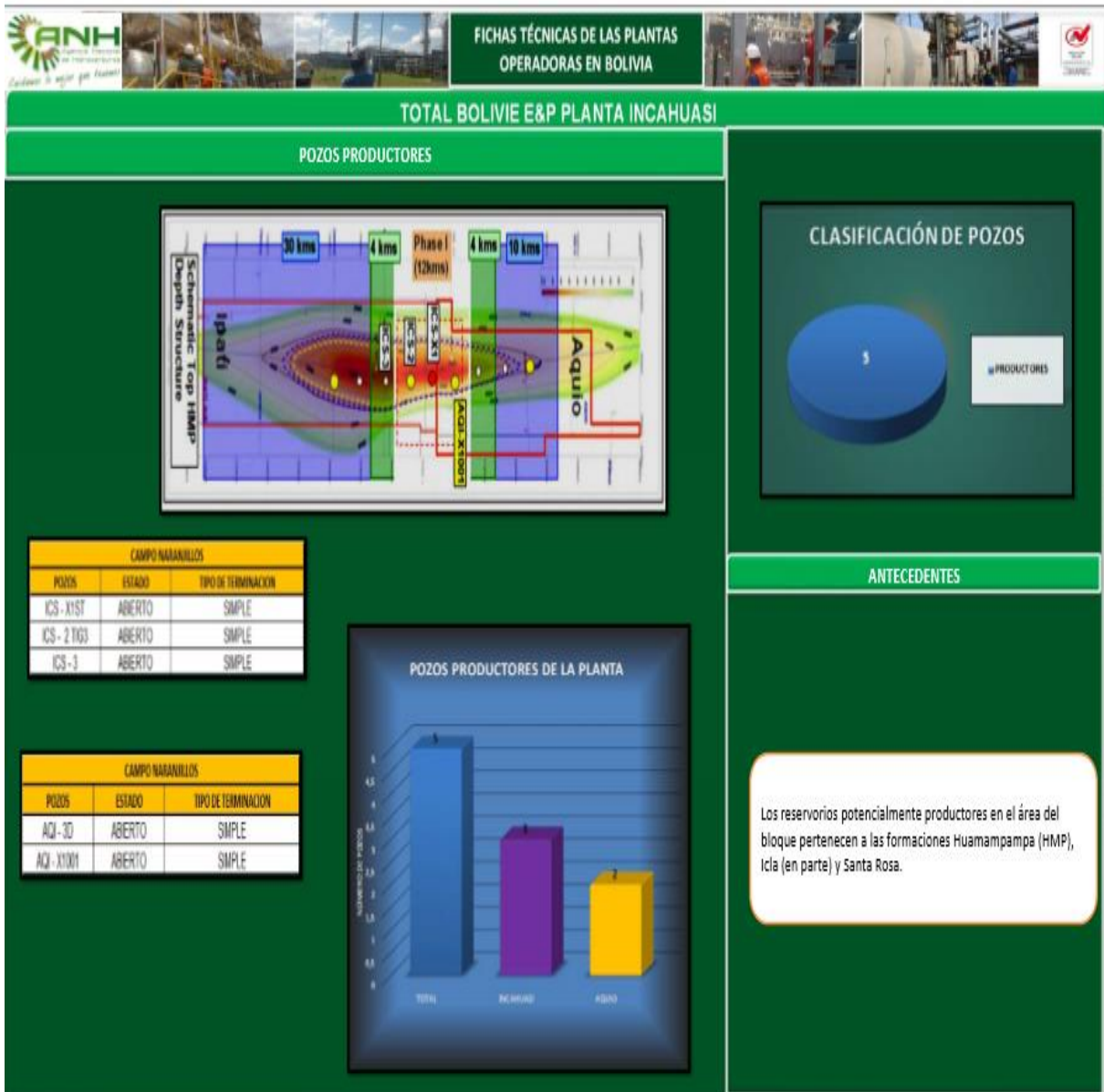
ANEXO 1: Contexto geológico y tabla estratigráfica



Age	Stratigraphic Unit	Lithology	Sedimentary Environment	
TERTIARY	MIOCENE	UPPER TERTIARY (MIOCENE)	FLUVIAL AND ALLUVIAL	
		MIDDLE TERTIARY (MIOCENE)		
		LOWER TERTIARY (MIOCENE)		
	PALEOCENO	TROGON	LACUSTRINE AND ALLUVIAL	
		LIBRETA		
		MADONNA		
		MULLI		
		GLAFO		
		WOLFFI		
	CRETACEO	UPPER CRETACEOUS	UPPER CRETACEOUS	FLUVIAL-LACUSTRINE
MIDDLE CRETACEOUS				
LOWER CRETACEOUS				
LOWER CRETACEOUS		UPPER CRETACEOUS	FLUVIAL	
		MIDDLE CRETACEOUS		
		LOWER CRETACEOUS		
		UPPER CRETACEOUS		LACUSTRINE AND FLUVIAL
		MIDDLE CRETACEOUS		
		LOWER CRETACEOUS		
		UPPER CRETACEOUS		
MESOZOIC	UPPER JURASSIC	UPPER JURASSIC	FLATFORD SHALLOW MARINE	
		MIDDLE JURASSIC		
		LOWER JURASSIC		
	LOWER JURASSIC	UPPER JURASSIC	FLATFORD SHALLOW MARINE	
		MIDDLE JURASSIC		
		LOWER JURASSIC		
		UPPER JURASSIC		FLATFORD SHALLOW MARINE
		MIDDLE JURASSIC		
		LOWER JURASSIC		
		UPPER JURASSIC		
CRETACEO	UPPER CRETACEOUS	UPPER CRETACEOUS	SHALLOW LITTORAL	
		MIDDLE CRETACEOUS		
		LOWER CRETACEOUS		
CRETACEO	UPPER CRETACEOUS	UPPER CRETACEOUS	SHALLOW LITTORAL	
		MIDDLE CRETACEOUS		
		LOWER CRETACEOUS		

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2017

ANEXO 2: Pozos productores en el Campo Incahuasi



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, Fichas técnicas de las plantas operadoras en Bolivia, 2017

ANEXO 4: Plantas de procesamiento de gas natural

PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL									
PERIODO: ENE-DIC									
GESTION: 2017									
№	OPERADORA	GERENTE	PLANTAS	CAMPOS	TIPO DE PLANTA	CAPACIDAD (MMPCD)	EFICIENCIA GLP	EFICIENCIA GASOLINA	PRODUCCION GASOLINA/GLP
1	YPPS ANDINA	ING. MARIO SALAZAR GONZALES	PLANTA YAPACANI	YAPACANI BOQUERON PATULU	DEW POINT	128	0	56,17	Gasolina
			PLANTA RIO GRANDE	RIO GRANDE	ABSORCION	180	89,04	94,23	GLP y Gasolina
			PLANTA SIRARI	SIRARI	DEW POINT	50	0	48,33	Gasolina
2	YFB CHACO	ING. EDUARDO PAZ CASTRO	PLANTA CARRASCO	BULO BULO CARRASCO KANATA NORTE CARRASCO FW	CRIOGENICA	70	93,05	98,89	GLP y Gasolina
			PLANTA SANTA ROSA	SANTA ROSA PALOMETAS NW JUNIN JUNIN ESTE SANTA ROSA W	DEW POINT	60	0	0	Ninguno
			PLANTA PERCHELES	EL DORADO EL DORADO SUR EL DORADO ESTE EL DORADO OESTE PERCHELES	DEW POINT	40	0	0	Ninguno
			PLANTA VUELTA GRANDE	VUELTA GRANDE	CRIOGENICA	100	90,8	98,15	GLP y Gasolina
			PLANTA SAN ROQUE	SAN ROQUE	DEW POINT	30	0	60,73	Gasolina
			PLANTA CAIGUA	CAIGUA	SEPARACION PRIMARIA	20	0	0	Ninguno
			PLANTA MARGARITA	MARGARITA-HUACAYA	DEW POINT	635	0	65,15	Gasolina
3	REPSOL E&P BOLIVIA	ING. DIEGO DIAZ BALDASSO	PLANTA PALDMA	SURUBI (MAMORE) SURUBI BLOQUE BAJO SURUBI NOROESTE PALOMA	CRIOGENICA	40	93,73	99,95	GLP y Gasolina
			PLANTA COLPA	COLPA CARANDA	DEW POINT MODIFICADA	50	73,33	98,89	GLP y Gasolina
			PLANTA SABALO	SABALO	DEW POINT	745	0	78,11	Gasolina
			PLANTA SAN ALBERTO	SAN ALBERTO ITAU	DEW POINT	466	0	77,47	Gasolina
5	PLUSPETROL	ING. SALOMON ARLY MANUEL	PLANTA TACOBO	CURICHE TACOBO	DEW POINT	100	0	34,43	Gasolina
			PLANTA TAJIBO	TAJIBO	DEW POINT	10	0	0	Ninguno
6	MATPETROL	ING. JAVIER PAZ SOLDAN		TATARENDA				0	Ninguno
7	VINTAGE	ING. JORGE MARTIGNONI	PLANTA NARANILLOS	NARANILLOS	DEW POINT	50	0	53,47	Gasolina
			PLANTA PORVENIR	CHACO SUR RUPUCO	DEW POINT	120	0	0	Ninguno
8	TOTAL	ING. LOIC LAURANDEL	PLANTA INCAHUASI	INCAHUASI AQUIO	DEW POINT	254	0	99,95	Gasolina
9	SHELL BOLIVIA	ING. ORLANDO VACA	PLANTA LA VERTIENTE	PALO MARCADO ESCONDIDO LDS SURIS TAIGUATI	DEW POINT	100	0	60,73	Gasolina

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, Fichas técnicas de las plantas operadoras en Bolivia, 2017