

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**“APLICACIÓN DE COMPLETACIONES TIPO COMMINGLED  
SENSADAS PARA INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE  
PETRÓLEO EN EL CAMPO VHR”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN  
PETRÓLEOS**

**BENAVIDES MUÑOZ EVELYN SORAYA**

**evita\_171285@hotmail.es**

**TREJO TAPIA PABLO ANDRÉS**

**pablotrejo\_1986@yahoo.com.mx**

**DIRECTOR: ING. GUILLERMO ORTEGA V. MSC.**

**Quito, Julio 2012**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Benavides Muñoz Evelyn Soraya y Trejo Tapia Pablo Andrés, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Benavides Muñoz Evelyn Soraya

---

Trejo Tapia Pablo Andrés

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Benavides Muñoz Evelyn Soraya y Trejo Tapia Pablo Andrés, bajo mi supervisión.

---

Ing. Guillermo Ortega V. Msc  
DIRECTOR DEL PROYECTO

## AGRADECIMIENTO

*Agradezco a Dios por ser mi acompañante todos los días de mi vida.*

*A mis Padres, Marcelo y Gladys, gracias por enseñarme que en la vida todo absolutamente todo es a base de sacrificio y dedicación, gracias por formarme una persona de bien, llena de valores y principios, lista para volar en la vida.*

*A mis hermanos, Christian y Carlos, por ser el apoyo en cada etapa de mi vida y ser mis consejeros permanentes.*

*A mis abuelitos: Rodrigo, Teresita y Mamá Bertha quienes con sus gestos de ternura y cariño siempre estuvieron vigilantes de mi vida.*

*A mis tíos, primos y demás familiares por brindarme su apoyo incondicional.*

*A mi ángel de la guarda, Papá Zoilo (+), que con su guía y sus bendiciones desde el cielo me ayudaron a cumplir este gran sueño.*

*Al Ing. Guillermo Ortega por brindarme su amistad y profesionalismo.*

*A personas tan especiales: Gabriel, Los Trece, Lili, Carlita, Emi, Rosita, Mary y Lore por ser aquellas personas que marcan mi vida con su cariño, comprensión y apoyo, gracias por tener un pedacito de mi corazón.*

*A mi compañero de mi tesis, Pablo por ser aquella persona que con sus palabras mantenía la paciencia durante este arduo tiempo.*

*Al Ing. Raúl Valencia, Sra. Marianita, Ximenita y Dianita y todas las personas que hicieron de esta carrera lo más hermoso de mi vida y mi segunda familia.*

*Evelyn Soraya*

## **AGRADECIMIENTO**

A la Escuela Politécnica Nacional por todos los conocimientos impartidos, así como a toda su planta docente.

Al Ing. Guillermo Ortega por toda la confianza y su gran apoyo brindado.

Al Ing. Jorge Velásquez e Ing. Ricardo Villacreses de la Empresa EP PETROECUADOR por toda la colaboración prestada.

A los Ingenieros: Raúl Valencia, Carmen Minihuano, Gabriel Muñoz, Eduardo Rodríguez, Elizabeth Peñafiel, Lucía Montenegro, Anita, Johny Zambrano, Jorge Alvarez, Consuelo Sánchez, Rocío López, Marcelo Echeverría y Eduardo León, por todo el conocimiento y sobre todo por el apoyo y cariño recibido.

A mis amigos Josúe Vasquez y Leonardo Soque quienes me acompañaron hasta el final por la comprensión, el cariño, la amistad recibida y por ser una bendición en mi vida.

A todo mi curso: Salomé, Sindy, Wilson, Raquel, José Miguel, David, Gaby, Pauli, Álvaro, Carlitos, Soe, Sandrita, Andrés, Víctor, Cristian, Primo Walter por la gran compañía que fueron durante todos los años de estudio.

A Marianita, Ximenita, Don Pato, Paolita, Nathy, Tefa, Stefy, Fer, Dianita, Chave, Jessy, Rafa, Evita, Anita, Fernandito, Andreita, Leito, Rita, Alexis, Alexa, Marco, a Evelyn mi gran compañera de tesis y a toda esa gente linda de la Facultad por ser parte de mi vida.

Pablito

## DEDICATORIA

*A Dios por ayudarme a luchar por lograr este sueño y por fortalecer mi corazón y enseñarme a ser el apoyo de mis Padres.*

*A los dos seres que le debo todo lo que soy, que han depositado en mí toda mi confianza y su ejemplo, Mis Padres.*

*A Paula y Valentina, por ser el complemento de mi vida.*

*A Gabriel Alejandro, por ser aquella persona que siempre estuvo a mi lado, apoyándome y amándome, que siempre confió en mí y en mis logros, gracias flaquito porque sé que juntos llegaremos lejos.*

*A la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, mi segunda familia, que me regaló una amistad sincera, el amor incondicional y un título universitario para crecer profesionalmente.*

*A todas las personas que creyeron en mí, con las que llegué que soñaría este momento y simplemente se les anticipó su partida de este mundo, a todas mis personitas especiales que siempre estuvieron ahí para motivarme y levantarme de cada caída.*

*Evelyn Soraya*

## DEDICATORIA

Con todo mi amor a *Dios* por concederme la vida y la bendición de tener una familia maravillosa, unos amigos y todo para ser feliz.

A mi *Madrecita del Cielo* por haberme cuidado, y por toda la fuerza y el valor que me dio en los momentos más difíciles.

A mi *Padre* que con su ejemplo, su amor y todo su apoyo ha forjado en mí la persona que soy.

A mi *Madre* que la amo con toda mi alma, cuyo amor y oración siempre me acompañó en toda circunstancia y en cualquier lugar.

A mi *Hermano*, cuanto lo amo, quien siempre estuvo ahí para ayudarme, aconsejarme y darme mucho apoyo moral.

A todos mis *Amigos* que me supieron aguantar, que con su apoyo fueron un pilar fundamental para mi desarrollo personal y profesional.

A todos mis *Profesores* que supieron ser pacientes, amables y buena gente, que me apoyaron, ayudaron y supieron ser ejemplo de persona.

A todos *Aquellos* que pusieron un granito de arena en mi vida, para cada día crecer.

Y para *Toda esa* gente maravillosa de mi querida *Poli* que supieron ser una familia y una bendición de Dios para mí.

*Pablito.*

## ÍNDICE

CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO VICTOR HUGO RUALES .....	1
1.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO .....	5
1.2.1 ESTRATIGRAFÍA (FORMACIONES).....	5
1.2.1.1 Formación Hollín .....	5
1.2.1.2 Formación Napo .....	5
1.2.1.3 Tope Napo .....	6
1.2.1.4 Zona Caliza “M2” .....	6
1.2.1.5 Arenisca “M2” .....	6
1.2.1.6 Caliza “A” .....	6
1.2.1.7 Arenisca “U” Superior .....	6
1.2.1.8 Arenisca “U” Media .....	7
1.2.1.9 Arenisca “U” Inferior .....	7
1.2.1.10 Caliza “B” .....	7
1.2.1.11 Arenisca “T” Superior .....	7
1.2.1.12 Arenisca “T” Inferior.....	7
1.2.1.13 Formación Tena.....	8
1.2.1.14 Arenisca Basal Tena.....	8
1.2.1.15 Tiyuyacu Inferior .....	8
1.2.1.16 Tiyuyacu Superior .....	8
1.2.1.17 Formación Orteguaza .....	9
1.2.1.18 Arajuno, Chambira, Meza y Mera .....	9
CAPÍTULO II.....	11
ANÁLISIS DE LOS RESERVORIOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO DEL CAMPO VICTOR HUGO RUALES.....	11
2.1 INTRODUCCIÓN.....	11
2.2 PRE-SELECCIÓN DE POZOS PARA CÁLCULO DE RESERVAS.....	11

2.3 POZOS PRE-SELECCIONADOS.....	12
2.4 ANTECEDENTES DE LOS POZOS PRE-SELECCIONADOS.....	12
2.5 RESERVAS .....	12
2.6 PARÁMETROS DETERMINADOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS.....	13
2.6.1 ÁREA DE ROCA PRODUCTORA.....	13
2.6.2 POROSIDAD DE LA ROCA .....	14
2.6.3 SATURACIÓN DE LA ROCA .....	14
2.6.4 ESPESOR DE LA CAPA HIDROCARBURÍFERA (h neta).....	14
2.6.5 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO.....	14
2.6.6 FACTOR DE RECOBRO .....	15
2.7 CÁLCULO DE RESERVAS EN LOS POZOS PERFORADOS.....	15
2.7.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS.....	15
CAPÍTULO III.....	19
ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN ACTUAL Y SELECCIÓN DE POZOS QUE PUEDAN PRODUCIR DE DOS O MÁS ZONAS.....	19
3.1 ANTECEDENTES .....	19
3.2 POZOS PRODUCTORES EN EL CAMPO VHR. ....	19
3.3 SELECCIÓN DEL POZO .....	21
3.5 INFORMACION REQUERIDA .....	21
3.8 DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA.....	22
3.8.1 INFORMACIÓN REQUERIDA .....	22
3.9 PARÁMETROS DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE.....	22
3.9.1 PARÁMETROS REQUERIDOS.....	22
3.9.1.1 Condición Mecánica.....	22
3.9.1.2 Parámetros de Producción.....	23
3.9.1.3 Proyección de Producción.....	23
3.9.1.4 Parámetros del fluido producido. ....	24
3.9.1.5 Fuentes de energía.....	24
3.9.1.6 Problemas durante la producción.....	24
3.10 PARÁMETROS A CALCULARSE .....	24
3.10.1 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN .....	24

3.10.2 DETERMINACIÓN DE GAS .....	24
3.10.3 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO.....	25
3.10.4 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO.....	25
3.10.5 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS.....	26
3.10.6 CÁLCULO DE LA CABEZA DINÁMICA TOTAL (TDH).....	27
3.10.7 SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBA.....	28
3.10.8 DETERMINACIÓN DEL TAMANO ÓPTIMO DE LOS COMPONENTES.....	28
3.10.9 SELECCIÓN DEL TIPO DE CABLE.....	28
3.10.10 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL EQUIPO ELÉCTRICO .....	29
CAPÍTULO IV.....	30
DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA PARA COMPLETACIONES TIPO COMMINGLED SENSADAS	30
4.1 INTRODUCCIÓN .....	30
4.2 OBJETIVOS DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	30
4.4 HERRAMIENTAS PRINCIPALES DE LAS COMPLETACIONES COMMINGLED SENSADAS.....	31
4.4.1 EMPACADORES DE PRODUCCIÓN (PACKER .....	31
4.4.2 REGULADORES DE FLUJO (CAMISAS DESLIZABLES).....	34
4.4.3 PAQUETES DE LÍNEAS DE CONTROL.....	35
4.4.4 SENSORES DE FONDO.....	36
4.4.4.1 Sistema de Monitoreo de Fibra Óptica .....	36
4.4.4.2 Sistema de Monitoreo de Presión y Temperatura.....	37
4.4.4.2.1 Cable de Fibra Óptica a Hueco Abierto .....	37
4.4.4.2.2 Calibrador Óptico De Presion y Temperatura .....	38
4.4.4.2.3 Equipo de Superficie .....	40
4.4.4.2.4 Indicador de estado de fibra óptica para presión y temperatura.....	41
4.4.4.2.5 Flujo y Fracción de fase .....	42
4.4.4.2.6 Flowmeter .....	43
4.4.4.2.7 Esquema de funcionamiento del flowmeter.....	45
4.4.4.2.8 Determinación volumétrica de flujo .....	46
4.4.4.2.9 Determinación de la fracción de fase.....	47
4.4.4.2.10 Ventajas del uso del Flowmeter.....	48
4.4.3 Sistema de Monitoreo de Distribución de Temperatura .....	49

4.4.3.1 Sistema DTS.....	49
4.4.3.2 Mecanismo de funcionamiento del sistema DTS.....	50
4.4.3.3 Ventajas del sistema DTS .....	52
4.4.4 Sísmica en el pozo .....	53
4.4.4.1 Acelerómetro Sísmico Óptico 3-C .....	55
4.5 COMPONENTES ADICIONALES .....	57
4.5.1 BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.....	57
4.5.2. MOTOR.....	59
4.5.3 SECCIÓN SELLANTE.....	59
4.5.4 SUCCIÓN.....	60
4.5.5 CABEZAL DE COMPLETACIÓN COMMINGLED SENSADA.....	60
CAPÍTULO V.....	61
DISEÑO DE COMPLETACIONES COMMINGLED SENSADAS APLICADO A LOS POZOS SELECCIONADOS .....	61
5.1 DISEÑO DE UNA COMPLETACIÓN COMMINGLED SENSADA .....	61
5.1.1 ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA U SUPERIOR.....	61
5.1.1.1 Cálculo de gravedades específicas. ....	63
5.1.1.2 Elaboración de la Curva IPR.....	64
5.1.1.3 Presión de entrada a la bomba (PIP).....	67
5.1.1.4 Porcentaje de gas libre que manejará la bomba.....	79
5.1.1.5 Determinación del Levantamiento Neto Vertical .....	82
5.1.1.6 Cálculo de la columna Dinámica Total .....	82
5.1.1.7 Selección de la bomba.....	83
5.1.2 ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA BASAL TENA. ....	85
5.1.2.1 Cálculo de gravedades específicas. ....	87
5.1.2.2 Elaboración de la Curva IPR.....	88
5.1.2.3 Presión de entrada a la bomba (PIP).....	91
5.1.2.4 Porcentaje de gas libre que manejará la bomba.....	103
5.1.2.5 Determinación del Levantamiento Neto Vertical. ....	105
5.1.2.6 Cálculo de la columna Dinámica Total. ....	106
5.1.2.7 Selección de la bomba.....	106

CAPÍTULO VI.....	109
ANÁLISIS TÉCNICO DEL PROYECTO .....	109
6.1 ANÁLISIS ECONÓMICO .....	109
6.1.1 FLUJO DE CAJA.....	109
6.1.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN) .....	109
6.1.3 TASA INTERNA DE RETORNO .....	110
6.1.4 RELACIÓN COSTO-BENEFICIO.....	110
6.1.5 COSTOS DEL PROYECTO.....	111
6.1.5 INGRESOS .....	112
6.1.6 EGRESOS .....	113
CAPÍTULO VII.....	120
CONCLUSIONES.....	120
RECOMENDACIONES .....	122
BIBLIOGRAFÍA .....	123

## TABLAS

TABLA 1.1 ESTADO ACTUAL DE POZOS DEL CAMPO VHR .....	3
TABLA 1.2 INFORMACIÓN DE POZOS DEL CAMPO VHR.....	4
TABLA 1.3 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS EN LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO VHR.....	10
TABLA 3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	22
TABLA 5.1 PARÁMETROS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE. ....	62
TABLA 5.2 INFORMACIÓN DEL POZO. ....	62
TABLA 5.3 INFORMACIÓN DEL POZO .....	63
TABLA 5.4 INFORMACIÓN DEL POZO. ....	63
TABLA 5.5 DETERMINACIÓN DE LA IPR .....	65
TABLA 5.6 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP). ....	68
TABLA 5.7 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP). ....	69
TABLA 5.8 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN.....	72
TABLA 5.9 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA .....	74
TABLA 5.10 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DEL SISTEMA.....	76
TABLA 5.11 CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA.....	84
TABLA 5.12 CARACTERÍSTICAS DEL CABLE. ....	84
TABLA 5.13 CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR.....	85
TABLA 5.14 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR.....	85
TABLA 5.15 PARÁMETROS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE. ...	86
TABLA 5.16 INFORMACIÓN DEL POZO. ....	86
TABLA 5.17 INFORMACIÓN DEL POZO .....	87
TABLA 5.18 INFORMACIÓN DEL POZO .....	87
TABLA 5.19 DETERMINACIÓN DE LA IPR .....	89
TABLA 5.20 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP). ....	93
TABLA 5.21 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP). ....	94
TABLA 5.22 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN.....	97
TABLA 5.23 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA .....	98
TABLA 5.24 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DEL SISTEMA.....	100
TABLA 5.25 CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA.....	107

TABLA 5.26 CARACTERÍSTICAS DEL CABLE .....	107
TABLA 5.27 CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR.....	108
TABLA 5.28 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR.....	108
TABLA 6.1. COSTOS DE COMPLETACIÓN COMMINGLED SENSADA .....	111
TABLA 6.2 COSTO DEL EQUIPO DE WORKOVER.....	112
TABLA 6.3 PRODUCCIÓN MENSUAL DURANTE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	114
TABLA 6.4 INGRESOS MENSUALES SOBRE EL TIEMPO DE EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	116
TABLA 6.5 EGRESOS MENSUALES DURANTE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	117
TABLA 6.6 EVALUACIÓN DEL PROYECTO PARA EL POZO VHR-24D.....	118

## FIGURAS

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO VHR.....	2
FIG 3.1 DIAGRAMA DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO VHR- 12 .....	20
FIGURA 4.1 DUAL STRING HYDRAULIC PACKER .....	33
FIGURA 4.2 DIAGRAMA DE SLIDING SLEEVE .....	35
FIGURA 4.3 ESQUEMA DEL SISTEMA DE MONITOREO DE FIBRA ÓPTICA.....	36
FIGURA 4.4 SENSOR DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.....	37
FIGURA 4.5 CABLE DE FIBRA ÓPTICA.....	37
FIGURA 4.6 CALIBRADOR ÓPTICO DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.....	38
FIGURA 4.7 VISTA DE CORTE DE UN CALIBRADOR ÓPTICO DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.....	39
FIGURA 4.8 HARDWARE DE PROCESAMIENTO Y MONITOREO DE DATOS .....	40
FIGURA 4.9 SISTEMA DE MONITOREO DE FIBRA ÓPTICA .....	41
FIGURA 4.10 ESQUEMA DE UBICACIÓN DE SENSORES DE FLUJO Y SENSORES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.....	42
FIGURA 4.11 VISTA LATERAL DEL FLOWMETER .....	43
FIGURA 4.12 FLOWMETER Y CALIBRADOR DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.....	44
FIGURA 4.13 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DEL FLOWMETER.....	45
FIGURA 4.14 ESQUEMA DE LA DETERMINACIÓN VOLUMÉTRICA DE FLUJO.....	46
FIGURA 4.15 PROPAGACIÓN DEL SONIDO EN EL FLOWMETER .....	47
FIGURA 4.16 VELOCIDAD DEL SONIDO VS FRACCIÓN DE FASE (AGUA).....	48
FIGURA 4.17 PERFIL DE TEMPERATURA DE UN POZO. ....	50
FIGURA 4.18 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DTS .....	51
FIGURA 4.19 PERFIL DE TEMPERATURA EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD.....	51
FIGURA 4.20 ESQUEMA DE ADQUISICIÓN SÍSMICA EN EL POZO .....	53
FIGURA 4.21 SÍSMICA 4D DE UN POZO .....	54
FIGURA 4.22 ACELERÓMETRO SÍSMICO ÓPTICO 3-C .....	55
FIGURA 4.23 CORRELACIÓN DE LA SÍSMICA DE FONDO CON LA DE SUPERFICIE .....	56
FIGURA 4.24 DIAGRAMA DE UNA BOMBA TIPO ESP SUPPORT BLOCK.....	58
FIGURA 5.1 CURVA IPR.....	66

FIGURA 5.2 IPR Y PIP DISPONIBLE .....	70
FIGURA 5.3 CURVAS DE PRESIÓN DEL SISTEMA.....	75
FIGURA 5.4 CURVA DE LA PRESIÓN TOTAL DEL SISTEMA .....	77
FIGURA 5.5 CURVA IPR.....	90
FIGURA 5.6 IPR Y PIP DISPONIBLE .....	95
FIGURA 5.8 CURVA DE LA PRESIÓN TOTAL DEL SISTEMA .....	101
FIGURA 6.1 PRODUCCIÓN MENSUAL DE EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	115

## ANEXOS

ANEXO N°1 .....	124
MAPA DE UBICACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO VHR .....	124
ANEXO N°2 .....	125
ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE B'UP DE LOS POZOS PRE- SELECCIONADOS .....	125
ANEXO N°3 .....	126
COMPLETACIONES ACTUALES DE LOS POZOS PRE-SELECCIONADOS.....	126
ANEXO N°4 .....	127
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO VHR-24D .....	127
ANEXO N°5 .....	128
GRÁFICA DE LA COMPRESIBILIDAD DEL GAS .....	128
ANEXO N°6 .....	129
COMPLETACIÓN DISEÑADA TIPO COMMINGLED SENSADA AL POZO VHR-24D .....	129
ANEXO N°7 .....	130
REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO VHR-24D .....	130

## RESUMEN

El proyecto APLICACIÓN DE COMPLETACIONES TIPO COMMINGLED SENSADA PARA INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO VHR se basa principalmente en el monitoreo de la producción en tiempo real del pozo a través de sensores los cuales permiten al operador obtener datos exactos del fondo del pozo.

Datos como presión y temperatura también son captados por sensores ópticos los cuales enviarán tan rápido los datos a superficie para manejo del operador.

Al hablar de una completación tipo Commingled Sensada se esta definiendo a una completación combinada de dos o más zonas, esto quiere decir que desde el fondo y habiendo perforado la Arena U Superior a 8876 pies las propiedades del fluido son monitoreadas por un sensor de Flowmeter y Optical P/T que son la tecnología que va a proporcionar caudal, presión y temperatura respectivamente.

Al seguir avanzando desde el fondo hacia la superficie (recorrido del fluido) mantenemos encapsulado el fluido hasta cuando llegamos a la Arena Basal Tena a 8310 pies, la cual también posee un fluido encapsulado juntándose así los dos fluidos y combinándolos para llegar a superficie, los datos de la segunda arena son captados pero como mezcla sin embargo el software los separa, y nos proporciona los datos de cada arena. La completación cerca de completarse a nivel de bomba el fluido de la mezcla es producido por el anular sin embargo se encuentra un intake el cual tiene la función de absorber el fluido encapsulándole nuevamente.

Lo que tenemos que tener en cuenta en la completación es que las dos zonas o más deben mantener presiones similares para poder manejar el fluido, además tener en cuenta que existe un tapón para operaciones de pesca.

Todo este proyecto tiene como objetivo optimizar la producción del pozo seleccionado tras varios parámetros.

## PRESENTACIÓN

La filial de la Empresa Estatal Petrolera EP PETROECUADOR, Petroproducción, tiene como responsabilidad la exploración, explotación y producción hidrocarburífera del Campo Víctor Hugo Ruales ubicado en la Región Amazónica del Ecuador.

WEATHERFORD una empresa prestadora de servicios ubicada en nuestro país se ha visto con la necesidad de crear técnicas mucho más complejas para el desarrollo técnico como económico de todos sus proyectos de completación cumpliendo así también las normas del sector ambiental y aportando una nueva tecnología a base de sensores produciendo dos o más zonas en pozos.

En el primer capítulo se detalla las arenas productoras y características petrofísicas del Campo Víctor Hugo Ruales.

En el segundo capítulo se hace un breve análisis de los reservorios productores del Campo VHR así como también la pre-selección de pozos y un cálculo de reservas de los pozos pre-seleccionados.

En el tercer capítulo se describe todos los parámetros a calcularse para el diseño absoluto del pozo seleccionado.

En el cuarto capítulo se detalla la descripción de la tecnología para Completaciones tipo Commingled Sensadas así como todas las herramientas principales y secundarias que intervienen en el diseño.

En el quinto capítulo se realiza un análisis nodal de las arenas productoras y la selección adecuada de la bomba y el motor. Realizando ahí la descripción total del diseño que da como resultado en el pozo seleccionado.

En el sexto capítulo se compara económicamente el nuevo sistema de completación con el tipo de completación actual obteniendo así si es rentable o no.

En el séptimo capítulo se detalla las conclusiones y recomendaciones del proye

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO VICTOR HUGO RUALES**

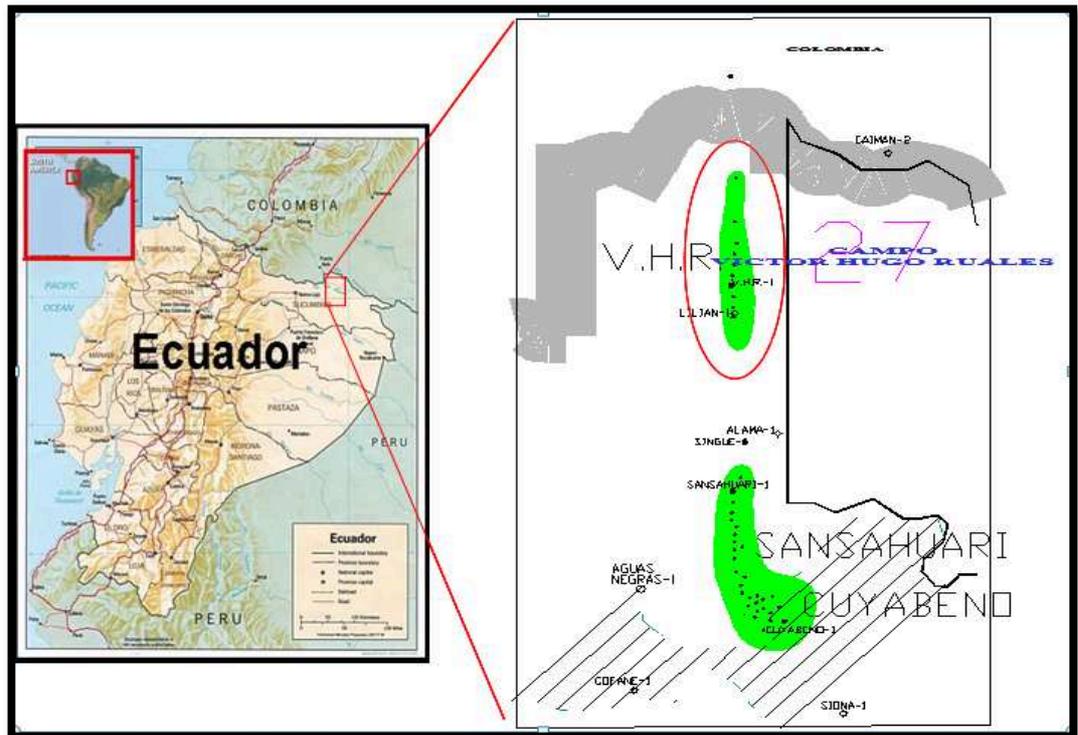
El campo llamado actualmente VHR, inicialmente llamado Cantagallo, con ese nombre se perforó el primer pozo entre el 17 de junio y el 18 de julio de 1988. Alcanzó una profundidad de 8330' y dio una producción de 10617 BFPD de los reservorios "T" (1008 BFPD, 33°API), "U" (8617 BFPD, 32°API), "M2" (442 BFPD, 32°API) y Basal Tena (550 BFPD, 20°API).

En 1991, a raíz del fallecimiento de Víctor Hugo Ruales (Ejecutivo de CEPE, uno de los artífices del arranque de la producción de los primeros campos de la empresa), se le rebautizó con su nombre.

El campo VHR inicia su producción en marzo de 1991. Con la información sísmica obtenida en 1987 e interpretada por CEPE-ECOPETROL se definió un alto estructural compartido entre Ecuador y Colombia, al que se denominó Frontera Quillasinga, perforándose en diciembre de 1987 los pozos FTR-01, con una producción de 4500 BPPD de las arenas "U" y "T" y en 1988 el pozo Quillasinga-01 por ECOPETROL Colombia, con una producción en los mismos yacimientos.

Actualmente se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbios, al Norte de la Cuenca Oriente, limitado al Norte y al Este por la frontera con Colombia, al Sur por el campo Cuyabeno- Sansahuari, y hacia el oeste por los Campos Tapi-Tetete y Frontera.

**FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO VHR**



Fuente: EP PETROECUADOR

En el campo tiene en su actualidad perforado 26 pozos de los cuales 23 están en producción, dos son reinyectores de agua de formación y otro ya se encuentra cerrado, esta especificación se la puede observar en la Tabla 1.1:

**Tabla 1.1 ESTADO ACTUAL DE POZOS DEL CAMPO VHR**

<i>POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO VHR</i>	<i>26</i>
<i>Productores de petróleo</i>	<i>23</i>
<i>Reinyectores de agua de formación</i>	<i>2</i>
<i>Cerrados y Abandonados</i>	<i>1</i>

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Fuente: EP PETROECUADOR

En la Tabla 1.2 se muestra cada uno de los pozos del Campo VHR con su respectivo tipo de levantamiento y su producción.

**Tabla 1.2 INFORMACIÓN DE POZOS DEL CAMPO VHR**

POZO	TIPO DE LEVANTAMIENTO	PRODUCCIÓN			ARENA	BSW (%)	API °
		BFPD	BPPD	BAPD			
VHR-01	BES	<b>REINYECTOR</b>					
VHR-02	BES	2202	881	1321	US	60	28.8
VHR-03	BES	1795	215	1580	US	88	29
VHR-04		1836	441	1395	UM	76	29.1
VHR-05	BES	12025	180	11845	UM	85	29
VHR-06	BES	825	726	99	BT	12	19
VHR-07	BES	1047	377	670	UM	64	31.17
VHR-08	BES	255	153	102	US	40	29
VHR-09	BES	1310	131	1179	UI	90	27.8
VHR-10		<b>REINYECTOR</b>					
VHR-11	BES	990	218	772	M2	78	29.5
VHR-12		930	223	707	US	76	28.69
VHR-13	BES	1254	101	1153	US	84	
VHR-14	BES	704	282	422	BT	60	19.1
VHR-15	BES	1920	307	1613	UI	84	
VHR-16	BES	1560	421	1139	US	73	27.9
VHR-17	BES	834	300	534	BT	64	18.8
VHR-18	BES	1578	110	1468	UI	93	
VHR-19	BES	1565	110	1455	UI	93	
VHR-20	BES	965	212	753	US	78	28.4
VHR-21	BES	583	577	6	UM	1	
VHR-22	BES	365	102	263	BT	72	19.5
VHR-23	BES	<b>EN COMPLETACIÓN</b>					
VHR-24	BES	1386	291	1095	US	79	26.7

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Fuente: EP PETROECUADOR

La producción promedio al último potencial de producción al 3 enero del 2011 fue de 8085 BPPD y 16688 BAPD, posee un factor de recobro del 22.83%, un °API de 29,03.

La ubicación de cada uno de los pozos en el Campo VHR se muestra en el Anexo 1.

## **1.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO**

El campo VHR es un anticlinal alargado de orientación N-S de aproximadamente 15km., de largo 4Km. y de ancho asociado al paleo alto de basamento de edad Precámbrica separa la subcuenca Napo de la subcuenca Putumayo.

El campo presenta a los diferentes niveles cretácicos una configuración morfológica estructural caracterizada por un anticlinal fallado, elongado en dirección N-S.

### **1.2.1 ESTRATIGRAFÍA (FORMACIONES)**

En la columna estratigráfica se observa las formaciones presentes en el campo y de las cuales se describen desde la Formación Hollín hasta el Mioplioceno.

#### **1.2.1.1 Formación Hollín**

Arenisca cuarzosa, blanca, transparente, translúcida, ocasional hialina, suelta, en menor cantidad moderadamente consolidada, friable, grano medio, en menor cantidad grano fino, ocasional grano grueso, sub-redondeado a sub-angular, ocasional matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita.

#### **1.2.1.2 Formación Napo**

Está formada por una secuencia de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas de origen marino somero.

### **1.2.1.3 Tope Napo**

Lutita gris a gris clara, en parte negra, firme a ligeramente suave, sub-laminar, sub-fisil, sub-planar.

### **1.2.1.4 Zona Caliza “M2”**

Lodolita, Caliza gris a gris oscura, en parte blanco crema, moteada de blanco, terrosa, firme a ligeramente suave, bloque a sub-bloque, irregular.

### **1.2.1.5 Arenisca “M2”**

Arenisca cuarzosa, café clara, transparente, translúcida, grano fino a muy fino, sub-redondeada a sub-angular, friable, en parte moderadamente consolidada, moderada a regular selección, matriz no visible, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita.

### **1.2.1.6 Caliza “A”**

Caliza café clara, blanco crema, moteada de blanco, firme a moderadamente dura, ocasionalmente suave, bloque a sub-bloque.

### **1.2.1.7 Arenisca “U” Superior**

Arenisca cuarzosa, clara a café clara transparente, translúcida, grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, friable, moderadamente consolidada, moderada a regular selección, matriz no visible, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita, pobre porosidad visible.

#### **1.2.1.8 Arenisca “U” Media**

Arenisca cuarzosa, blanca a café clara, sub-transparente, sub-translúcida, grano fino a muy fino, menor grano medio, sub-redondeado a sub-angular, friable a moderadamente consolidada, regular selección, matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo.

#### **1.2.1.9 Arenisca “U” Inferior**

Arenisca cuarzosa, clara a blanco crema, sub-transparente, sub-translúcida, grano fino a muy fino, ocasionalmente medio sub-redondeada a sub-angular, suelta a moderadamente consolidada, friable, moderada a regular selección, matriz no visible, cemento ligeramente calcáreo.

#### **1.2.1.10 Caliza “B”**

Lodolita, Caliza gris oscura, gris clara, crema, motead de gris con crema, suave a moderadamente firme, en bloque a sub-bloques, local con inclusiones de glauconita.

#### **1.2.1.11 Arenisca “T” Superior**

Arenisca cuarzosa, crema a café clara, sub-transparente, sub-translúcida, grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, consolidada a moderadamente consolidada, en parte friable, regular selección, ocasionalmente matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita.

#### **1.2.1.12 Arenisca “T” Inferior**

Arenisca cuarzosa, gris clara, transparente, translúcida, hialina, grano medio a grueso, sub-redondeada a subangular, suelta a moderadamente consolidada, en parte friable, regular selección, ocasionalmente matriz no visible, cemento silicio.

#### **1.2.1.13 Formación Tena**

Arcillolitas y limolitas color ladrillo, café chocolate, café rojizo, café claro, en parte gris verdosa, firme a moderadamente dura, en parte suave, de origen continental que presentan un espesor de +/-900 pies.

#### **1.2.1.14 Arenisca Basal Tena**

Arenisca cuarzosa, clara, en parte gris clara, grano fino a muy fino, sub redondeado a sub-angular, suelta, en parte moderadamente consolidada, regular selección, en parte matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo.

#### **1.2.1.15 Tiyuyacu Inferior**

El Miembro Tiyuyacu Inferior está constituido por conglomerados, areniscas y arcillas que descansan en discordancia fuertemente erosiva sobre la Formación Tena (Marocco et al, 1997; Valdez, 1997). Las arcillas son por lo general abigarradas, rojo verde en la parte inferior y rojo, café, azul amarillento en la parte superior. Los conglomerados son sub-redondeados a redondeados y compuestos principalmente de cherts y cuarzo lechoso, y en menor proporción de rocas metamórficas (cuarcitas). El ambiente sedimentario es de tipo fluvial y corresponde a ríos próximos intermitentes o con larga estación seca (Marocco et al, 1997). La potencia varía entre 1440 pies y 1605 pies.

#### **1.2.1.16 Tiyuyacu Superior**

Este miembro presenta una base erosiva, la misma que generalmente fue rellenada por conglomerados de cuarzo lechoso, translucido, muy poco chert, con tamaño de clastos que fluctúa entre 2 y 3 cm (Valdez, 1997) a la base, arcillas y areniscas al tope, con una potencia que fluctúa entre 330 y 440 pies.

#### **1.2.1.17 Formación Orteguzza**

Yace sobre la Formación Tiyuyacu y se encuentra debajo de los sedimentos continentales fluviátiles de la Formación Chalcana. Esta constituida de una serie marina somera compuesta por areniscas grises o verduzcas, y lutitas gris a gris verdosas. Presenta un espesor de 526' a 566'.

#### **1.2.1.18 Arajuno, Chambira, Meza y Mera**

Las formaciones neógenas y cuaternarias Arajuno, Chambira, Mesa y Mera corresponden al relleno sedimentario de la cuenca de antepais actualmente visible.

### **1.3 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL CAMPO VHR**

Los principales reservorios productores del campo VHR son:

- U Superior.- Es un cuerpo arenoso no muy desarrollado con muy buena porosidad y permeabilidades moderadas. Esta arena posee un crudo mediano y de gran espesor neto, en el Campo VHR el crudo producido posee un °API promedio de 32 y un FR de 28%.
- U Inferior.- Se encuentra sobre el intervalo de lutitas que separan a esta de la caliza B. Su espesor varia de 40 a 60 pies con buenas porosidades y grandes espesores netos de petróleo, se desarrolla regularmente a través de todo el campo, el crudo de esta arena posee un °API promedio de 32 y un factor de recobro de 29%.
- Basal Tena.- En esta arena la saturación de petróleo es moderada y los espesores netos de la arena son pequeños, en el Campo VHR el crudo proveniente de esta arena posee un °API promedio de 19.50 y un FR de 45%.

- T superior.- Esta capa es de gran espesor neto de petróleo, con porosidades y permeabilidades relativamente buenas. No se observa contacto agua petróleo pero la entrada de agua se debe a flujos laterales que están siendo monitoreados constantemente, el crudo de esta arena posee un °API promedio de 31 y un FR de 20%

En la tabla 1.3 se muestra más características de las arenas productoras del Campo:

**Tabla 1.3 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS EN LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO VHR**

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>BT</b>	<b>Us</b>	<b>Um</b>	<b>Ui</b>	<b>Tsup</b>
Presión inicial (Psi)	3150	3250	3280	3340	3400
Presión de saturación (Psi)	700	780	850	800	280
Presión actual (Psi)	3100	2950	3050	3100	3000
Gravedad API	20	32	30	32	31
RGP (Pcn/Bln)	180	210	260	230	50
Porosidad %	15,5	15,9	15,7	15,7	14
Saturación de agua inicial %	37	22	25	28	30
Boi (By/Bn)	1,0852	1,179	1,1806	1,2248	1,2690
Factor de recobro (%)	20	29	20	28	20
Permeabilidad (md)	889	1468	592	1048	77
Viscosidad del petróleo (cp)	8	2	2	2	1.8
Temperatura de formación (F)	196	198	198	198	199
Rw @ Temp. de formación	0,05	0,07	0,07	0,07	0,15
Salinidad cloruro de sodio	50000	40000	40000	40000	15000

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Fuente: EP PETROECUADOR

## **CAPÍTULO II**

### **ANÁLISIS DE LOS RESERVORIOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO DEL CAMPO VICTOR HUGO RUALES**

#### **2.1 INTRODUCCIÓN**

El mejoramiento del factor de recobro en los campos marginales del Ecuador, se ha convertido en unas de las prioridades de las empresas operadoras y prestadoras de servicio, ya que el desempeño de las mismas se sustenta en la innovación de nuevas tecnologías para obtener una mayor producción de petróleo.

El campo Víctor Hugo Ruales, operado por la Empresa Estatal EP PETROECUADOR, no es la excepción es por ese motivo que se ha convertido en nuestro objetivo de estudio para la aplicación de tecnología de completación por parte de la empresa WEATHERFORD.

#### **2.2 PRE-SELECCIÓN DE POZOS PARA CÁLCULO DE RESERVAS**

La primera clasificación consiste en separar los pozos productores de los reinyectores, así como de los pozos que se encuentran en mantenimiento y los pozos que se encuentran cerrados, según indica la Tabla 1.2.

Ya teniendo los pozos que son productores de petróleo se va a seleccionar en base al tiempo de producción que cada uno presenta, y el año base es 2009 hasta la fecha, luego de tener esta pre-selección se realiza el respectivo cálculo de reservas el cual nos indicará cuantas arenas productoras y su potencial hidrocarbúfero por recuperar.

Cuando ya se encuentren los pozos seleccionados se tendrá información de ciertos parámetros como son:

- Tipo de Pozo
- Tubería de Producción (Tubing)
- Fluidos del pozo
- Presiones
- Temperaturas

Estos nos ayudarán para seleccionar el pozo candidato para implementar la completación.

### **2.3 POZOS PRE-SELECCIONADOS**

Luego de una pre-selección en base a ciertas condiciones habladas anteriormente se decide a escoger los pozos: **VHR-12D, VHR-16, VHR-18D, VHR-19D, VHR-20, VHR-21D, VHR-22D, VHR-24D** como pozos pre-seleccionados

### **2.4 ANTECEDENTES DE LOS POZOS PRE-SELECCIONADOS**

Para calcular las reservas de los pozos pre- seleccionados, se presenta en el Anexo 2 parámetros que se obtuvo en base a pruebas de B'UP incluyendo un análisis de cada uno de los pozos, añadiendo a esto presentamos las Tabla 1.3 y Tabla 2.1 las cuales nos brindan un apoyo para escoger al pozo candidato.

### **2.5 RESERVAS**

Se entiende por reserva el volumen de hidrocarburo que será posible extraer bajo ciertos parámetros técnicos y que se consideran económicamente rentables a lo largo de su vida útil, considerando que el volumen de petróleo a extraerse es una fracción del volumen total calculado y esta fracción está entre el 15% al 60% del petróleo existente.

Para establecer dicha fracción hay que conocer cuál será el factor de recuperación del yacimiento, factor que implica también el conocimiento del tipo de empuje del yacimiento como: su presión, permeabilidad de la roca, medida de transmisibilidad entre los poros de la roca y la forma de explotación.

En la clasificación de reservas se consideran dos grandes grupos que son: Reservas Probadas y No Probadas.

## **2.6 PARÁMETROS DETERMINADOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS**

Para determinar las reservas lo primero que se debe conocer es cuanto petróleo y/o gas están presentes en el yacimiento, más conocido como POES.

Este concepto se basa en:

- El área de roca productora
- La porosidad de la roca
- La saturación de estos espacios
- Factor volumétrico de petróleo
- Espesor de la capa Hidrocarburíferas

### **2.6.1 ÁREA DE ROCA PRODUCTORA**

Es normalmente determinada de mapas geológicos y se considera como el área de extensión de la formación de interés que contiene petróleo. Por eso los mapas isópacos son delimitados arriba por el contacto gas-petróleo y por debajo por el contacto agua-petróleo. Las profundidades de estos contactos son normalmente establecidas por análisis de registros y pruebas de producción.

Para esto primero de los datos obtenidos en una prueba de restauración de presión, calculamos el radio de drenaje con la siguiente fórmula:

$$Re = \sqrt{\frac{k ts}{948 \mu \phi Ct}} \quad (2.1)$$

Y por último el área de drenaje en acres (Ad) del pozo se calcula con la siguiente ecuación:

$$A = \frac{\pi r_e^2}{4047} \text{ [Acres]} \quad (2.2)$$

Siempre y cuando el  $r_e$  sea en metros cuadrados

### **2.6.2 POROSIDAD DE LA ROCA**

La porosidad de una roca se define como la fracción del volumen total de la roca ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Generalmente se expresa como porcentaje, fracción o decimal.

### **2.6.3 SATURACIÓN DE LA ROCA**

Cada uno de los fluidos están presentes en un punto del yacimiento en una proporción determinada respecto al volumen total de los poros. Este valor porcentual es llamado saturación del fluido. La suma de las saturaciones de los fluidos es igual a 1. En la tabla 1.2 se especifica las saturaciones de las arenas.

### **2.6.4 ESPESOR DE LA CAPA HIDROCARBURÍFERA (h neta)**

El espesor neto de petróleo es determinado del grosor de la altura de petróleo (entre el contacto gas – petróleo y el contacto agua- petróleo). La lutita es una roca que es usualmente de baja porosidad y baja permeabilidad esto se ha entendido en base de datos de análisis de núcleos.

### **2.6.5 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO**

El factor volumétrico de petróleo, es el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más

su gas en solución. Se puede definir de igual manera como el cambio en volumen que experimenta una fase líquida al pasar de las condiciones de yacimientos a las de superficie como consecuencia de expansión líquida o liberación de gas en solución.

### 2.6.6 FACTOR DE RECOBRO

Es el porcentaje de petróleo que puede ser recuperado en superficie.

## 2.7 CÁLCULO DE RESERVAS EN LOS POZOS PERFORADOS

Para realizar el respectivo cálculo de reservas de los pozos en las posibles arenas que puedan complementarse a la producción, tenemos que realizar un cálculo individual de reservas.

Para el cálculo respectivo usaremos el método volumétrico que es en base del volumen de las cantidades de petróleo in situ que se encuentran en los yacimientos, a los cuales se les multiplica por el factor de recuperación que se determina de análisis petrofísicos, de presión, volumen, temperatura y de ingeniería en petróleos.

### 2.7.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS

El volumen total de hidrocarburos in situ es expresado como:

$$POES = A * h_{neta} * \phi * (1 - S_w) \quad [Bls] \quad (2.3)$$

Para obtener el dato a condiciones estándares o de superficie lo calculamos con la fórmula:

$$POES = \frac{7758 A * h_{neta} * \phi * (1 - S_w)}{\beta_{oi}} \quad [Bf] \quad (2.4)$$

El volumen de hidrocarburos que se podría recuperar es:

$$N_p = \frac{7758 A * h_{neta} * \phi * (1 - S_w)}{\beta_{oi}} * Fr \quad [Bls] \quad (2.5)$$

Nuestros resultados del cálculo de reservas se encuentran en la Tabla 2.1.





## **CAPÍTULO III**

### **ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN ACTUAL Y SELECCIÓN DE POZOS QUE PUEDAN PRODUCIR DE DOS O MÁS ZONAS**

#### **3.1 ANTECEDENTES**

Para la elección del modelo de arreglo mecánico de la completación se requiere del conocimiento del potencial de producción del pozo, el sistema de levantamiento artificial y sus arenas productoras.

En el momento que el pozo ha sido seleccionado se debe disponer de la información necesaria referente a las características del pozo como sus zonas productoras, y posteriormente ejecutar algún plan para la instalación de una completación tipo commingled sensada en base a un análisis técnico.

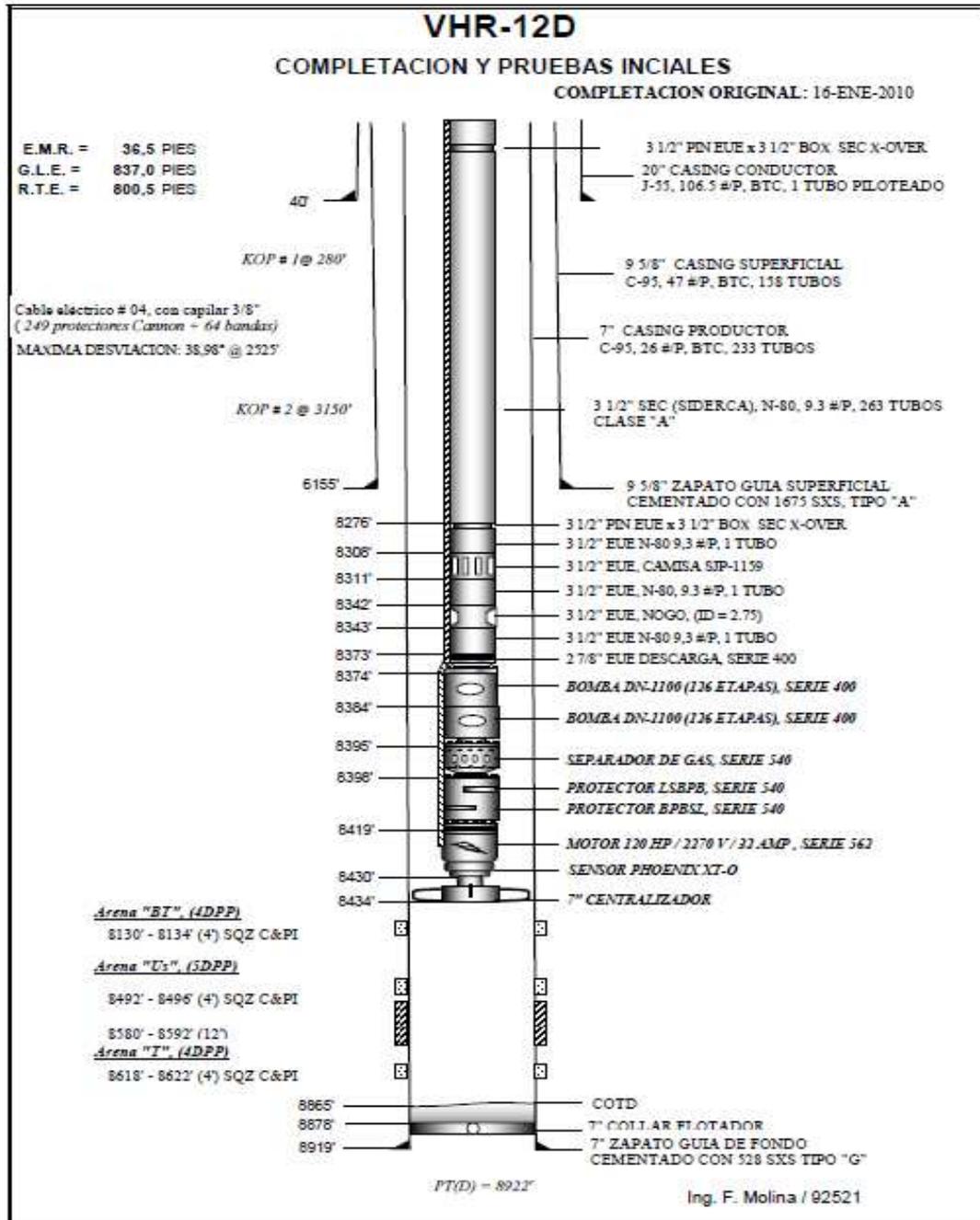
En el tipo de pozo que se desea instalar una nueva completación, se debe considerar el número de zonas a ser producidas; para esto es necesario conocer el tipo de equipo a utilizarse para el arreglo de fondo, considerando que el equipo utilizado en pozos de reinyección puede ser muy diferente al equipo utilizado en pozos de producción.

#### **3.2 POZOS PRODUCTORES EN EL CAMPO VHR.**

En el Campo VHR se utiliza completaciones sencillas con bombeo Electrosumergible en donde las zonas productoras son aisladas mediante packers que son asentados en la tubería de revestimiento, proporcionando la alternativa para seleccionar la arena productora o para producir de dos o más zonas a la vez. En el caso de producir dos o más zonas es necesario conocer la producción por separado de cada una de las arenas, con la finalidad de evaluar, controlar y solucionar posibles daños en el reservorio, esto se puede ver en la Tabla 2.1.

En la Figura 3.1 se muestra un diagrama de las completaciones presentes en el campo VHR (VHR-12D), las demás están en el anexo 3.

FIG 3.1 DIAGRAMA DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO VHR- 12



Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Fuente: PETROPRODUCCIÓN

### **3.3 SELECCIÓN DEL POZO**

Un pozo debe ser considerado como candidato para instalar una completación commingled sensada si de por lo menos de dos zonas con potencial hidrocarburífero.

Además se deben evaluar parámetros como:

- Sistema de producción ocupado.
- Producción actual de todos los fluidos.
- Datos petrofísicos.
- Datos de pruebas de restauración de presión.
- Diagramas de completación.
- Características del potencial del yacimiento.

Estos datos se encuentran en la Tabla 1.2, 1.2, 2.1, Anexo 2 y Anexo 3.

Luego de una pre-selección y la evaluación de datos antes mencionados se decide elegir el pozo VHR-24D, por las arenas productoras que dispone, por las reservas que estas tienen, y por el bajo aporte de agua que presenta, también cabe mencionar que no presenta ningún problema en su completación inicial así como en el sistema de levantamiento utilizado .

### **3.5 INFORMACION REQUERIDA.**

Seleccionado el pozo se debe recopilar o disponer de información para obtener las características del pozo y de todas las zonas productoras, de modo que se pueda realizar un análisis apropiado para el diseño de la completación commingled sensada.

La información se completa con los historiales de producción del pozo seleccionado (Anexo 4) como el diagrama actual de completación presente ya en el Anexo 3.

### 3.8 DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA.

#### 3.8.1 INFORMACIÓN REQUERIDA.

Hay un conjunto de datos mínimos que se requiere para el correcto dimensionamiento de la bomba eléctrica sumergible, tal información debe ser actual, veraz y verificada, estos datos se encuentran en la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN**

TIPO DE TUBERÍA	GRADO	DIAMETRO EXTERNO		PESO	ESPESOR		DIAMETRO INTERNO		TORQUE EN TIPO DE ROSCA	
		Pulg	Mm	lb/pie	Pulg	mm	pulg	mm	LC	XC
LINER	C-95	7	177,8	26	0,362	9,2	6,276	159,41	6830	4200

Elaborada por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Fuente: TENARIS

Además para la selección de la bomba se debe tomar en cuenta datos de los fluidos que se encuentran como son el BSW, API, IPR, los cuales se muestran en el Anexo 2.

Cabe recalcar que la temperatura del fondo del pozo y la presión de cabeza del pozo son muy importantes ya que sirven para la selección del cable y para la carga dinámica total respectivamente.

### 3.9 PARÁMETROS DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE.

#### 3.9.1 PARÁMETROS REQUERIDOS.

##### 3.9.1.1 Condición Mecánica.

Se refiere a todos los parámetros mecánicos requeridos para el diseño de la bomba eléctrica sumergible tales como:

- Intervalos abiertos (perforaciones).
- Características y diámetro de la tubería de producción.
- Diámetro de la tubería de revestimiento.

### **3.9.1.2 Parámetros de Producción.**

Se refiere a todos los parámetros de producción requeridos para el diseño de la bomba eléctrica sumergible tales como:

- Temperatura el fondo del pozo (BHT).
- Relación Gas-Petróleo (GOR).
- Índice de productividad (IP).
- Corte de agua (BSW).
- Profundidad del tope de las perforaciones (TPP).
- Rata de producción permitida por la Secretaría de Hidrocarburos (SHE).
- Rata de producción deseada.
- Presión de revestimiento en la cabeza del casing (CHP).
- Presión de cabeza (THP y CHP).
- Presión estática del pozo a nivel de referencia.

### **3.9.1.3 Proyección de Producción.**

La proyección de la producción depende netamente del yacimiento, y los estudios del yacimiento me proporciona información como:

- Temperatura el fondo del pozo (BHT).
- Relación Gas-Petróleo (GOR).
- Índice de productividad (IP).
- Corte de agua (BSW).
- Presión de cabeza (THP y CHP).
- Presión estática del pozo a nivel de referencia.

#### **3.9.1.4 Parámetros del fluido producido.**

- Viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ ).
- Presión de burbuja ( $P_b$ ).
- Gravedad específica del gas ( $SG_g$ ).
- Gravedad API del petróleo.
- Gravedad específica del agua (SGW).

#### **3.9.1.5 Fuentes de energía.**

- Frecuencia disponible en superficie.
- Voltaje disponible en superficie.

#### **3.9.1.6 Problemas durante la producción.**

- Formación de parafinas.
- Formación de escamas.
- Depocitación de arena.

### **3.10 PARÁMETROS A CALCULARSE**

#### **3.10.1 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN.**

Se debe determinar el comportamiento del pozo utilizando el índice de productividad (IP) o mediante la relación de desempeño de flujo (IPR). La finalidad de esto es determinar la productividad del pozo a la profundidad de asentamiento de la bomba o determinar la profundidad óptima para asentar la bomba a una tasa de producción deseada.

#### **3.10.2 DETERMINACIÓN DE GAS.**

La presencia de gas en la bomba puede ocasionar problemas de cavitación, además el gas hace que la densidad y la presión del sistema sean variables. Por tales motivos se tiene la necesidad de calcular la cantidad de gas que va a estar presente en la bomba, con la finalidad de instalar algún accesorio para el manejo de gas.

### 3.10.3 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO.

$$R_s = SG_g \left( \frac{Pb}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times API}}{10^{0.00091 \times T}} \right)^{1.2048} \quad (3.1)$$

Donde:

$R_s$  = Relación Gas-Petróleo.

$SG_g$  = Gravedad específica del gas.

$Pb$  = Presión de burbuja.

$T$  = Temperatura del fondo del pozo (\*F).

### 3.10.4 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO.

Este factor puede definirse como el volumen en barriles que un barril en condiciones estándar ocupa en la formación. Se lo puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175} \quad (3.2)$$

$$F = R_s \left( \frac{SG_g}{SG_o} \right) + 1.25 T \quad (3.3)$$

Donde:

$B_o$  = Factor Volumétrico del petróleo.

$R_s$  = Relación Gas-Petróleo.

$SG_o$  = Gravedad específica del petróleo.

$SG_g$  = Gravedad específica del gas.

$T$  = Temperatura del fondo del pozo (\*F).

### 3.10.5 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS.

Este factor puede definirse como el volumen de gas libre, a presión y temperatura del yacimiento, correspondería por cada unidad volumétrica de gas libre a condiciones normales.

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{P} \quad (3.4)$$

Donde:

$B_g$  =Factor volumétrico del gas.

$Z$  =Factor de compresibilidad del gas.

$T$  =Temperatura del pozo en R ( $R=460 + F$ ).

$P$  =Presión de fondo fluyente [psi].

Cuando se conoce la relación gas-petróleo y mediante los datos de producción se puede determinar el volumen de agua y gas libre mediante la siguiente relación:

$$Gas\ Total = \frac{GOR \times BOPD}{1000} [MPCD] \quad (3.5)$$

El gas en solución se puede determinar a la profundidad de asentamiento de la bomba mediante la siguiente ecuación:

$$Gas\ en\ Solución = \frac{Rs \times BOPD}{1000} [MPCD] \quad (3.6)$$

Se puede determinar el gas libre que pasa a través de la entrada de la bomba mediante la siguiente ecuación:

$$Ga\ libre = Gas\ Total - Gas\ en\ Solución \quad (3.7)$$

Se puede determinar el volumen de petróleo, agua y gas a la profundidad de asentamiento de la bomba mediante las siguientes ecuaciones:

$$V_o = BOPD \times B_o [BOPD] \quad (3.8)$$

$$V_w = BWPD \times B_w [BWPD] \quad (3.9)$$

$$V_g = Gas Libre \times B_g [MPCD] \quad (3.10)$$

El volumen total de fluido que va a manejar la bomba es:

$$V_T = V_o + V_w + V_g \quad (3.11)$$

Para calcular el porcentaje de gas permisible en la bomba, el cual no debe exceder el 10 %, se lo hace mediante la siguiente relación:

$$Gas Libre = \frac{V_g}{V_T} \times 100 \% \quad (3.12)$$

Cuando se tiene un porcentaje de gas superior al 10 % se recomienda instalar un separador de gas en la entrada de la bomba.

### 3.10.6 CÁLCULO DE LA CABEZA DINÁMICA TOTAL (TDH).

La Cabeza Dinámica Total (TDH) representa la altura que debe vencer la bomba para llevar el fluido del fondo del pozo hasta superficie. Se lo determina con la siguiente ecuación:

$$TDH = LNV + P.F + THP [pies] \quad (3.13)$$

Donde:

TDH = Cabeza Dinámica Total

LNV= Levantamiento neto artificial desde el nivel dinámico del fluido (pies).

P.F= Pérdidas por fricción en la tubería y accesorios

THP=Cabeza requerida para que el fluido entre al sistema de superficie y llegue a la estación de almacenamiento.

### 3.10.7 SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBA.

La selección del tipo de bomba se lo realiza con los catálogos de la empresa Weatherford, basándose en las necesidades de producción y las características que presenta el pozo , así como en la cabeza dinámica total que se tiene para nuestro caso.

### 3.10.8 DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO ÓPTIMO DE LOS COMPONENTES.

Para el tamaño óptimo de los componentes se necesita determinar el número de etapas, tamaño óptimo y limitaciones del motor como del sello. Mediante la siguiente relación se calcula el número de etapas del equipo:

$$\text{Número de etapas} = \frac{TDH}{\text{Cabeza por etapa}} \quad (3.14)$$

Para la potencia de la bomba seleccionada se ocupa las curvas de desempeño por etapa, para determinar la potencia requerida por etapa de la bomba .El cálculo de la potencia requerida de la bomba de lo hace con la siguiente ecuación:

$$HP = (\text{Etapas Totales}) \times (\text{HP por Etapa}) \quad (3.15)$$

### 3.10.9 SELECCIÓN DEL TIPO DE CABLE.

Para seleccionar el tipo de cable se debe considerar tamaño, tipo y longitud .Otros parámetros de considerarse son el fluido y la temperatura del pozo que afectan directamente la selección del tipo de cable que se va a usar o el tipo de cobertura que debe tener el cable para afrontar las inclemencias de operación, ya sea por la temperatura o por agentes corrosivos.

El tamaño del cable depende de factores como caída de voltaje, amperaje y espacio disponible en el anular.

La longitud del cable se determina por la profundidad de asentamiento de la bomba.

Comúnmente se adicionan 100 a 200 pies más de cable para conexiones externas entre el equipo del subsuelo y el equipo eléctrico de superficie.

Las pérdidas de voltaje en el cable se obtienen mediante la siguiente grafica de Caídas de voltaje en pies de cable según el amperaje ocupado mostrada a continuación:

### 3.10.10 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL EQUIPO ELÉCTRICO.

En el proceso de la selección del variador de frecuencia y de los transformadores es necesario calcular la potencia eléctrica que poseen los equipos con la finalidad de seleccionar el equipo que mejor se ajuste a las condiciones de operación del equipo de subsuelo.

Las unidades de medida de la potencia eléctrica son en kilovatio-Amperio y se puede calcular con la siguiente expresión:

$$KVA_{superficie} = \frac{1.732 \times V_{superficie} \times A_{motor}}{1000} \quad (3.16)$$

Donde:

$V_{superficie}$  = Voltaje en superficie.

$A_{motor}$  = Amperaje normal del motor.

Para calcular el voltaje en superficie se debe conocer el voltaje de operación en el motor y las pérdidas de voltaje en el cable. Éste valor se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$oltaje \text{ en Superficie} = \frac{\frac{Volt. \text{ pérdida}}{1000 \text{ pies}} \times Long. \text{ de cable}}{1000} + Volt. \text{ del Motor} \quad (3.17)$$

## **CAPÍTULO IV**

### **DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA PARA COMPLETACIONES TIPO COMMINGLED SENSADAS**

#### **4.1 INTRODUCCIÓN**

La evolución de las tecnologías en base a los equipos que incluyen en una completación principalmente en sensores de fondo han permitido el desarrollo de pozos a lo largo de su vida productiva.

Hoy en día la tecnología es mucho más avanzada lo que nos permite conseguir resultados más rentables en pozos perforados y completados.

Hablar de la completación tipo commingled sensada generalmente se refiere a la implementación de nueva tecnología de sensores de fondo y de procesos fundamentales de control de fondo de los pozos, este nuevo mecanismo de completación genera una operación continua de realimentación en tiempo real.

El deseo de acceder a múltiples zonas o a la acumulación de hidrocarburo con un solo pozo requiere avances tecnológicos dando como resultado de que el rendimiento del pozo se extienda más allá.

#### **4.2 OBJETIVOS DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE**

El objetivo principal detrás de las completaciones tipo Commingled Sensadas es mejorar el tipo de completación actual de los pozos que disponen de dos o más arenas productoras con la finalidad de optimizar su producción total en tiempo real, maximizar las intervenciones al pozo e incrementando el factor de recuperación.

Cabe recalcar también que esta nueva tecnología ayuda a reducir los costos en las intervenciones de pozos, esto se logra previniendo cambios de comportamiento y evitando las intervenciones al pozo.

Todos los requerimientos para una completación tipo Commingled Sensada constan en el Capítulo I.

#### **4.4 HERRAMIENTAS PRINCIPALES DE LAS COMPLETACIONES COMMINGLED SENSADAS**

La adquisición de datos en tiempo real es posible con el sensor de fondo de pozo que mide presión, temperatura, rata de flujo, densidad y el corte de agua, incluye una instrumentación con fibra óptica además de una combinación con un medidor electrónico.

El regulador de control de flujo puede ser controlado en superficie por válvulas simples de apertura y cierre o multi-posicionales.

Los empacadores de producción especializados con pasajes de líneas de control para la facilidad de alimentación para las líneas de control desde superficie hasta sensores de fondo y controladores de flujo.

Las líneas de control electrónicas e hidráulicas enlazadas al monitoreo de datos en superficie y paneles de control de flujo, se las protege en fondo a través de empalmes especializados.

##### **4.4.1 EMPACADORES DE PRODUCCIÓN (PACKER)**

Para las completaciones commingled sensadas se utilizará los Dual String Hydraulic Packer que es un packer con agarre doble, su función es que aísla el anillo del conducto de producción. Es un sistema patentado y secuencial de deslizamiento superior, activado el sistema de descarga, las cuñas se liberan fácilmente de forma individual para reducir la fuerza requerida para la liberación del empacador de producción.

Como todas las empacaduras tienen funciones entre las cuales podemos mencionar la protección de la tubería de revestimiento de factores como las presiones del pozo como de estimulación y de fluidos corrosivos así también aísla de fugas a la tubería de revestimiento, los disparos cementados e intervalos de producción múltiple.

También ayuda a la instalación de equipos de levantamiento artificial y mantiene los fluidos de matado o de tratamiento en el espacio anular.

El Dual String Hydraulic Packer se aplica en los siguientes casos:

- Pozos horizontales y desviados.
- Altos volúmenes calculados
- Monitoreo de pozo, venteo de gas, inyección de químicos y acceso a líneas hidráulicas.
- Isolación de zonas múltiples.

Entre las ventajas y beneficios del Dual String Hydraulic Packer están:

- La empacadura puede realizar una prueba de presión esto haría ahorrar tiempo en operaciones.
- El diseño compacto facilita el paso en pozos desviados donde se podría evitar que se pegue y mejorar la eficiencia de funcionamiento del equipo.

El diagrama de la empacadura se muestra en la figura 4.1.

**Figura 4.1 DUAL STRING HYDRAULIC PACKER**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Para hacer una buena selección de una empacadura se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- Diámetro de la tubería de revestimiento o hueco abierto en caso del tipo inflable.
- Grado y peso de la tubería de revestimiento.
- Temperatura a la que estará sometido.
- Presión de trabajo.
- Tensión y comprensión.
- Diseño de operación.

Cabe recalcar que se deben considerar los costos de este accesorio, así como los mecanismos de sello y empacamiento mecánico, la resistencia a los fluidos y presiones, su capacidad de recuperación y los cambios de temperatura y presión.

#### **4.4.2 REGULADORES DE FLUJO (CAMISAS DESLIZABLES)**

Las camisas deslizables son de alto rendimiento, y permiten la comunicación entre las tuberías de producción y la de revestimiento para circulación.

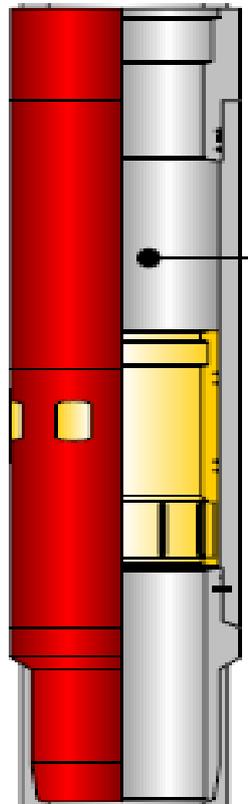
Los beneficios de las camisas deslizables es que proveen un medio de comunicación entre el tubing y el espacio anular para la circulación de fluidos y seleccionar la zona productora o de inyección.

Además de su beneficio principal tenemos otros que también son importantes, como:

- Reduce los costos ya que evitan que la producción decaiga con su manipulación.
- Aísla las zonas productivas usando varios reguladores de flujo
- Son resistentes a la erosión

En la Figura 4.2 se muestra un diagrama de la camisa a utilizarse en el pozo seleccionado.

**Figura 4.2 DIAGRAMA DE SLIDING SLEEVE**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

#### **4.4.3 PAQUETES DE LÍNEAS DE CONTROL**

La línea de control garantiza el suministro eléctrico hacia el motor, están elaboradas de materiales conductores protegidos para salvar su integridad para sus condiciones de operación y de medio ambiente.

Para el diseño de este paquete de líneas deben ser consideradas los parámetros de voltaje, temperatura y de fluidos usados en el pozo.

Estos pueden ser básicos, planos y redondos.

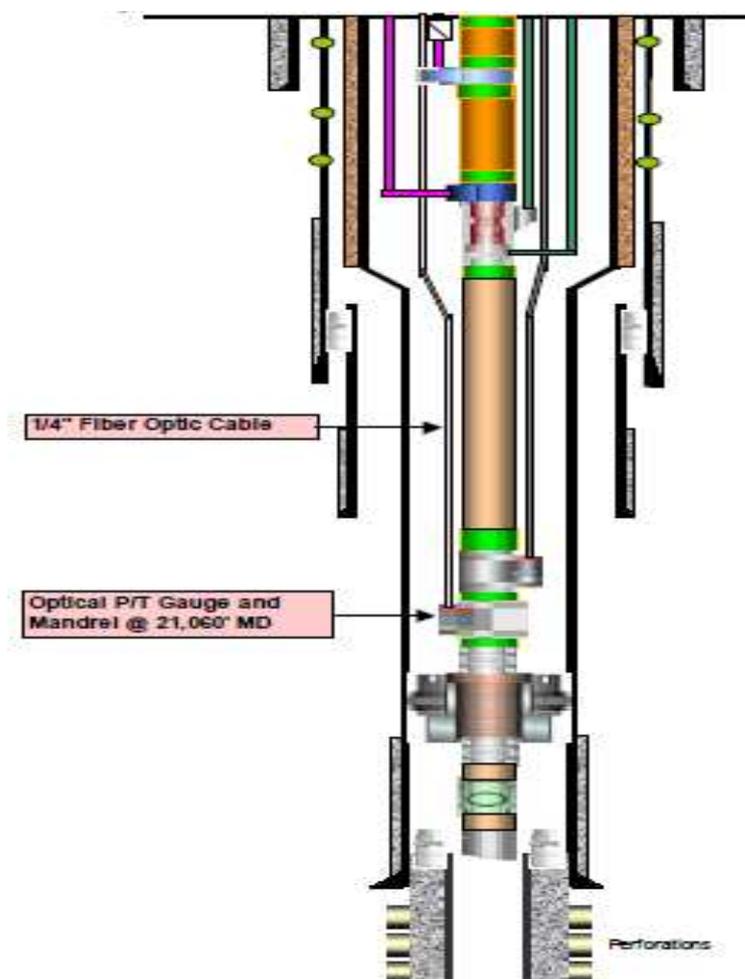
En nuestro estudio vamos diseñar con un Landing Nipple que es un dispositivo sujeto a la tubería que se utiliza para regular el flujo de las zonas productoras individuales o para controlar la comunicación entre el tubo y el anillo del dispositivo.

Posee una rosca interna lo que permite minimizar las fugas, sus sellos son químicamente inertes, por lo que esta es la primera opción en cuestión ambiental.

#### 4.4.4 SENSORES DE FONDO

##### 4.4.4.1 Sistema de Monitoreo de Fibra Óptica

**Figura 4.3 ESQUEMA DEL SISTEMA DE MONITOREO DE FIBRA ÓPTICA**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Dentro de la completación commingled sensada hay la sección que corresponde al monitoreo de datos de producción.

#### 4.4.4.2 Sistema de Monitoreo de Presión y Temperatura

### Figura 4.4 SENSOR DE PRESIÓN Y TEMPERATURA



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Corresponde al equipo utilizado para la medición de la presión y la temperatura. Para lo cual se dispone de:

#### 4.4.4.2.1 Cable de Fibra Óptica a Hueco Abierto

### Figura 4.5 CABLE DE FIBRA ÓPTICA



Fuente: Weatherford

Son captados y registrados mediante sensores ópticos. Para la facilidad de estudio y para la aplicación de las diferentes tecnologías el sistema de monitoreo de fibra óptica se ha dividido en cuatro ramas que son:

En su interior se compone de dos fibras de comportamiento individual, los cuales se ocupan para transmitir datos de Presión y Temperatura, caudales y datos provenientes de los sensores sísmicos. También se compone de una fibra de modo múltiple que es usado para pruebas de presión (DTS); estos cables están recubiertos de un gel absorbente de hidrógeno.

En su exterior se compone de un tubo de metal de 1/8" a esto le prosigue un material polimérico que sirve de amortiguador, le continua una línea de control que es un tubería de metal de 1/4", y finalmente tiene una encapsulación polimérica de 11 x 11 mm.

La data de presión y temperatura corresponden datos a tiempo real los cuales son aplicados en:

- Well ramp-up
- Presión del Reservorio
- Administrador de drawdown
- Análisis de la presión transitoria
- Pruebas de Conectividad e Interferencia

#### **4.4.2.2 Calibrador Óptico De Presion y Temperatura**

**FIGURA 4.6 CALIBRADOR ÓPTICO DE PRESIÓN Y TEMPERATURA**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Esta herramienta nos permite tener un margen para la adquisición de datos. Las características que presenta esta herramienta son:

- Las medidas de Presión y Temperatura son en tiempo real.
- Su instalación es permanente
- Es pasivo, lo que quiere decir que sus dispositivos electrónicos no son para el fondo del pozo.
- Soporta presiones hasta de 20000 psi y temperaturas de hasta 150°C

#### **Figura 4.7 VISTA DE CORTE DE UN CALIBRADOR ÓPTICO DE PRESIÓN Y TEMPERATURA**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Esta herramienta tiene un alto rango de confiabilidad debido a:

- Que todo el elemento sensor es de vidrio
- Diseño simple
- No dispone de partes móviles
- No tiene muchas secciones ni divisiones
- Es químicamente inerte

#### 4.4.2.3 Equipo de Superficie

**Figura 4.8 HARDWARE DE PROCESAMIENTO Y MONITOREO DE DATOS**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

En superficie se dispone del equipo encargado de monitorear y controlar los elementos para los datos de presión y temperatura. Este equipo de superficie se caracteriza por tener un sistema de monitoreo que puede operar sobre los 18 gauges, tiene un hard driver para el retorno de datos locales y presenta opciones flexibles de salida como:

- SCADA

- Wide Area Network
- Portable storage medium
- Screen

#### 4.4.2.4 Indicador de estado de fibra óptica para presión y temperatura.

**Figura 4.9 SISTEMA DE MONITOREO DE FIBRA ÓPTICA**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

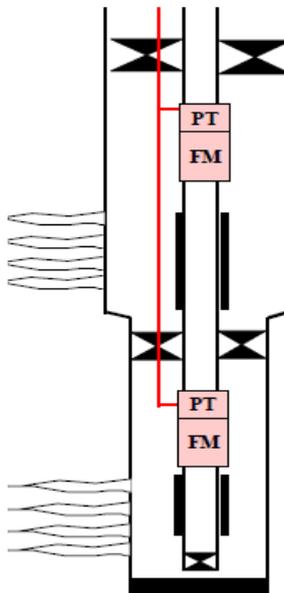
Este equipo permite monitorear desde superficie los datos de presión y temperatura provenientes del pozo con un resultado un gran rango de confiabilidad.

Las características que presenta son las que se detallan a continuación:

- Posee un rango flexible en lo que se refiere a datos de temperatura (hasta 175 ° C)
- Tiene la capacidad de multiplexación
- Integración con el control de flujo hidráulico
- Posee un modulo de filtrado en donde se tiene:
  - Gestión de datos
  - Filtración
  - Visualización
  - Alarmas
  - Formateo

#### 4.4.2.5 Flujo y Fracción de fase

**Figura 4.10 Esquema de ubicación de Sensores de Flujo y Sensores de Presión y Temperatura**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

La herramienta que me permite determinar la cantidad de flujo y la fracción de fase del fluido producido es el flowmeter, esta herramienta me permite tener datos en tiempo real además presenta las siguientes características:

- Well ramp –up
- Asignación de la producción por cada zona
- Producción conjunta de algunas arenas productoras
- Identificación de anomalías de producción
- Determinación del índice de productividad
- Reduce el número de pruebas de presión
- Reduce las facilidades de superficie
- Detección rápida de fugas

#### 4.4.2.6 Flowmeter

**Figura 4.11 Vista lateral del Flowmeter**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

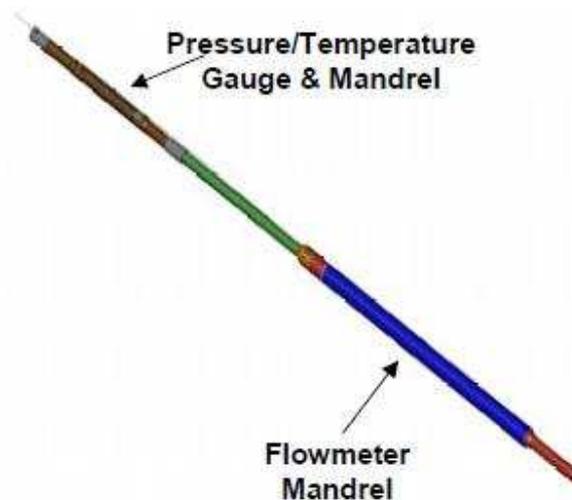
El flowmeter es una herramienta de fibra óptica ocupada en el fondo del pozo para:

- Tomar las medidas de flujo de las dos fases del fluido (Agua-Petroleó o Gas-liquido).
- Tomar las medidas de flujo y fracción de fase en tiempo real.

El flowmeter se caracteriza por los siguientes aspectos:

- Full bore and non intrusive
- Tiene sensores 100 % ópticos
- No dispone de dispositivos electrónicos en el fondo del pozo
- No dispone de partes móviles
- Soporta rangos de presión y temperatura de 15000 psia y 125 C

**Figura 4.12 Flowmeter y Calibrador de Presión y Temperatura**



Fuente: Weatherford

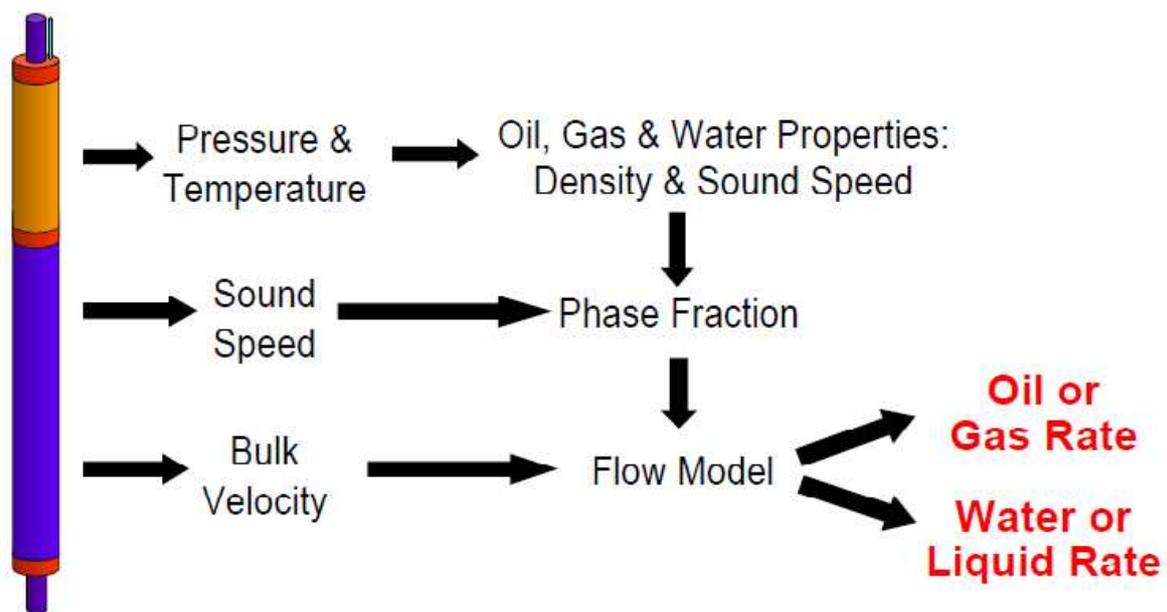
Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

#### 4.4.2.7 Esquema de funcionamiento del flowmeter

En la figura 4.13 se detalla cual es el funcionamiento del Flowmeter.

Los equipos de presión y temperatura me permiten determinar las propiedades del petróleo, gas y agua. La fracción de fase se determina mediante la velocidad del sonido que atraviesa a los sensores que están en la herramienta. El Flowmeter mediante la velocidad de entrada del fluido (bulk velocity) determina los modelos de flujo es decir determina las ratas de petróleo o gas y las ratas de agua o liquido.

**Figura 4.13 Esquema de funcionamiento del Flowmeter**

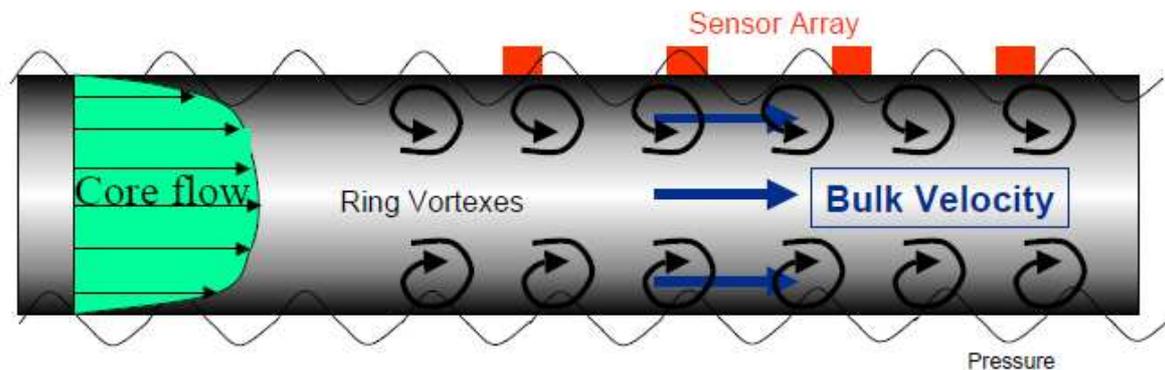


Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

#### 4.4.2.8 Determinación volumétrica de flujo

**Figura 4.14 Esquema de la determinación Volumétrica de Flujo**



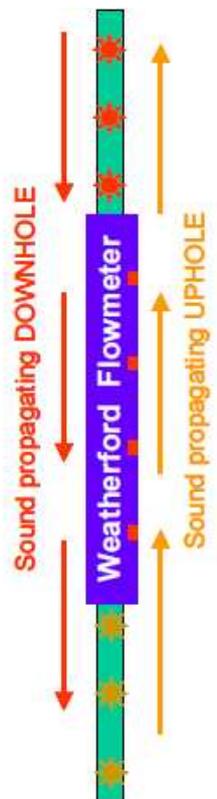
Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Para la determinación de las tasas de petróleo, gas, agua y líquido se fundamenta en la información que recepta unos sensores especializados que se encuentran en el Flowmeter (Sensores Array) , esta información es receptada como turbulencia del producto de los disturbios de presión que generan unos vórtices circulares cerca de los sensores. Los sensores Array interpretan los disturbios de flujo y canaliza la información de flujos monofásicos y multifásicos.

#### 4.4.2.9 Determinación de la fracción de fase

**Figura 4.15 Propagación del sonido en el Flowmeter**

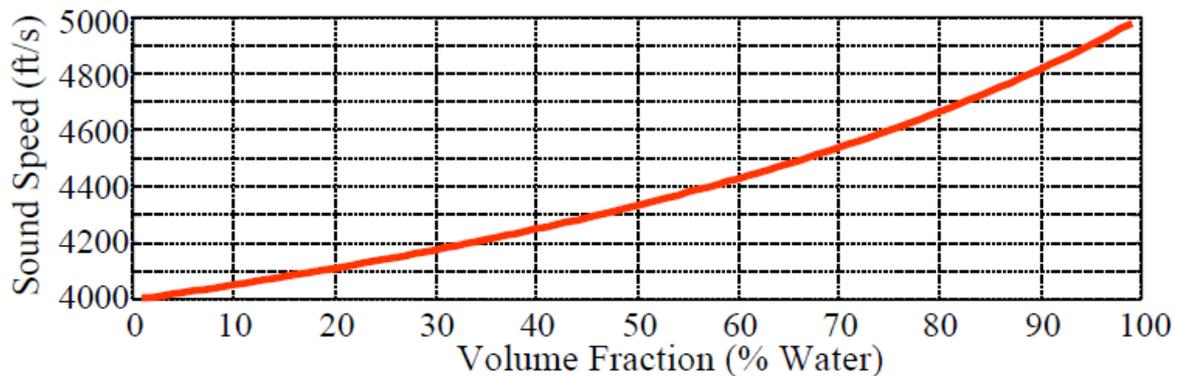


Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Para la determinación de la fracción de Fase se basa en la propagación del sonido en el Flowmeter. El cual detecta el ruido generado por la producción, donde la propagación de las ondas del sonido atraviesa el Sensor Array y la información se obtiene utilizando técnicas de procesamiento sonar, donde la fracción de fase se determina según la velocidad que presente el sonido.

**Figura 4.16 Velocidad del sonido vs Fracción de Fase (Agua)**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

#### 4.4.2.10 Ventajas del uso del Flowmeter

El Flowmeter presenta muchas ventajas en lo que se refiere a cálculo de tasas de producción de gas y petróleo, así como en la determinación de las fases del fluido producido, además se caracteriza por:

- Es una herramienta de fibra óptica lo que facilita el transporte de Datos (Redes LAN-WAN)
- El transporte y monitoreo de datos se lo realiza mediante el Sistema SCADA lo que permite tener datos en tiempo real.
- El procesamiento de datos se lo hace en Hardwares de gran capacidad.
- Tiene seis sensores instalados para adquisición de datos.

- No causa daños ambientales.
- Presenta un margen de error del 5-10 % referente a ratas de producción y fracciones de fase.
- Los datos de ratas de producción, temperatura y presión son de alta precisión.

#### **4.4.3 Sistema de Monitoreo de Distribución de Temperatura**

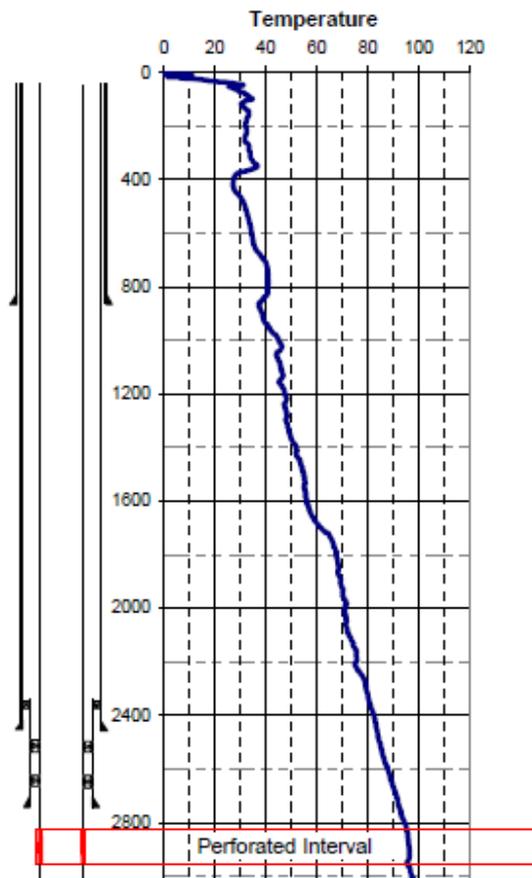
La adquisición y el procesamiento de datos de temperatura son de gran relevancia para lo cual se dispone de sistemas como el DTS.

##### **4.4.3.1 Sistema DTS**

El sistema DTS es un sistema de adquisición y procesamiento de datos de temperatura. Este me permite:

- Tener un perfil de temperatura del pozo.
- Tener un perfil de producción e inyección
- Identificar problemas en el pozo.
- Monitorear cambios bruscos de agua, gas y fracciones de vapor de agua.

**Figura 4.17 Perfil de temperatura de un pozo.**



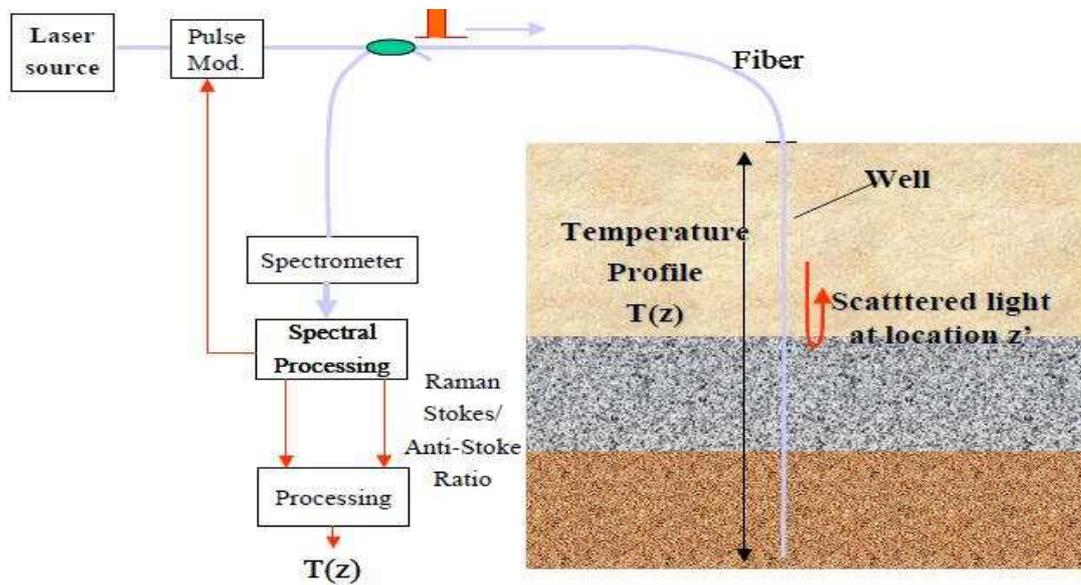
Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

#### 4.4.3.2 Mecanismo de funcionamiento del sistema DTS

El sistema DTS funciona en base a una fuente de energía (láser) que se transmite al pozo mediante fibra óptica, en donde se produce una diseminación de la luz en cada uno de los estratos por donde pasa la herramienta y mediante un espectrómetro se saca un perfil de temperatura en profundidad, donde todos los datos captados por el espectrómetro son procesados para obtener diferentes temperaturas en función de la profundidad.

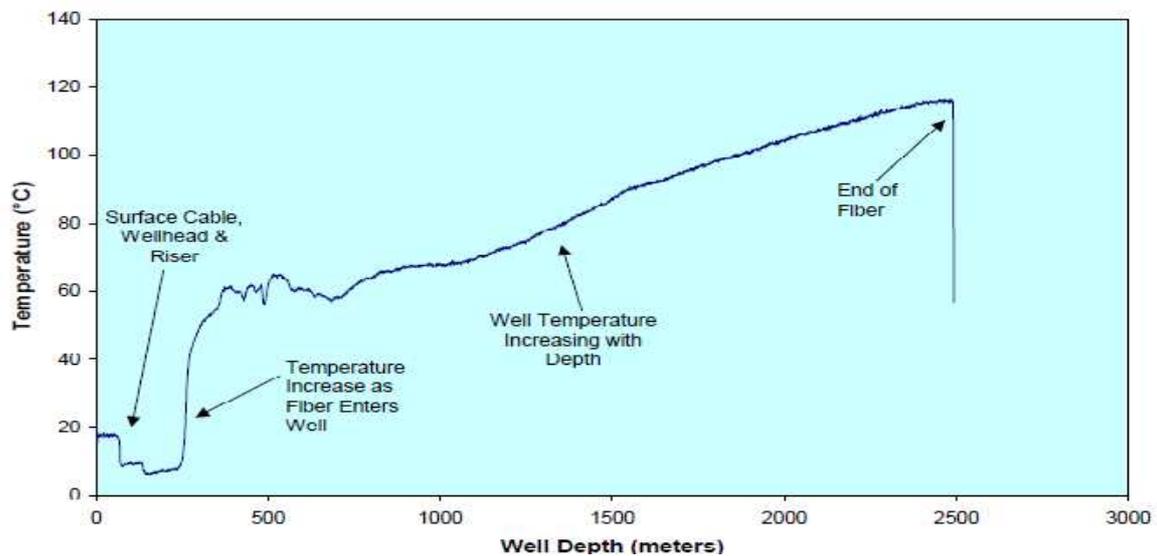
**Figura 4.18 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DTS.**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Figura 4.19 Perfil de Temperatura en función de la Profundidad**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

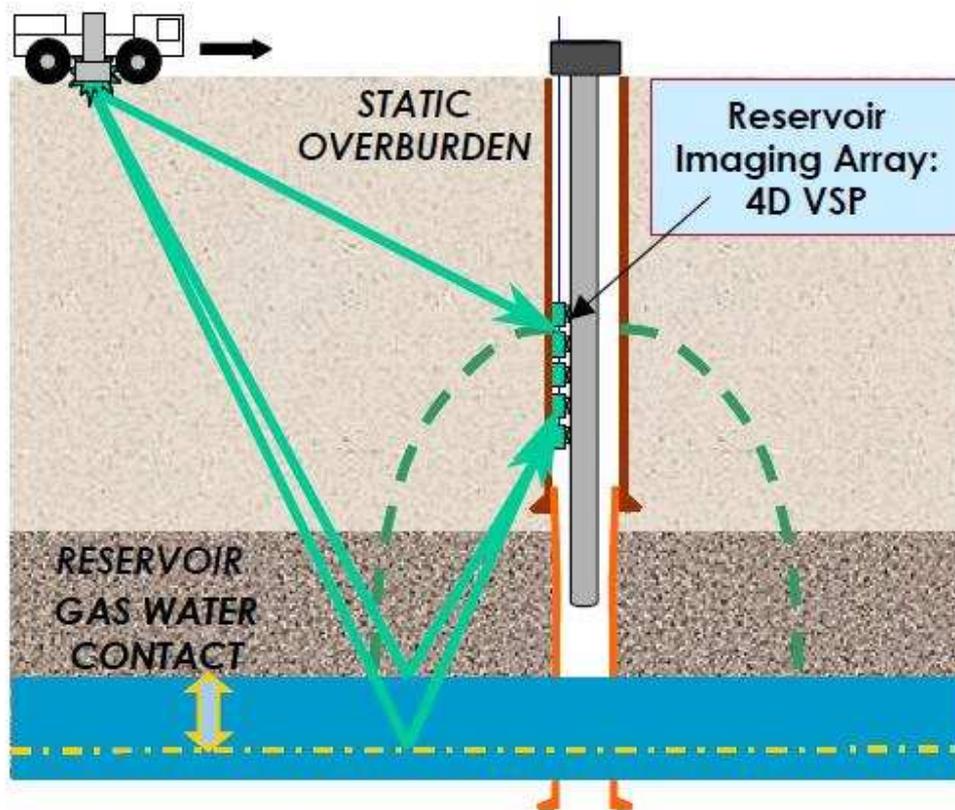
#### 4.4.3.3 Ventajas del sistema DTS

El sistema DTS se caracteriza por:

- Ser un sistema de fibra óptica, lo que facilita la transferencia de información.
- Dispone de una gran variabilidad de opciones de instrumentación.
- Posee una gran capacidad de análisis e interpretación de datos.
- No hay la necesidad de instalarlo en la cara de la arena
- Tener un tipo de análisis PLT
- Simulación de las respuestas de temperatura
- Posee un diseño de prueba DTS.
- Tiene servicios y software de análisis e interpretación de datos.

#### 4.4.4 Sísmica en el pozo

**Figura 4.20 Esquema de adquisición sísmica en el pozo**



Fuente: Weatherford

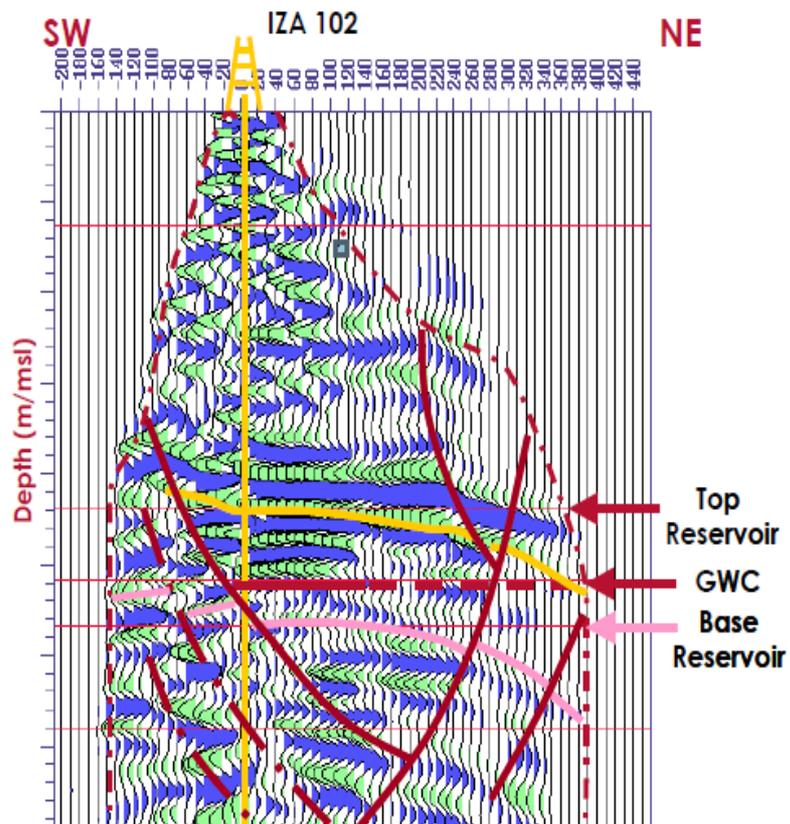
Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

La Data sísmica se utiliza para:

- Generar una proyección frontal del fluido en 4D
- Determinar un Lapso de tiempo sísmico (4D)
- Calibrar la sísmica 4D

- Continuar con el monitoreo pasivo del pozo
- Relacionar con la sísmica de superficie

**Figura 4.21 Sísmica 4D de un pozo**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

#### 4.4.4.1 Acelerómetro Sísmico Óptico 3-C

**Figura 4.22 ACELERÓMETRO SÍSMICO ÓPTICO 3-C**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Ocupado en la adquisición sísmica de datos, este se caracteriza porque tiene un diseño resistente a grandes esfuerzos y golpes, además la forma de esta herramienta es independiente de la desviación del pozo y posee una gran sensibilidad en lo que se refiere adquisición de datos. Puede trabajar hasta con presiones de 15000 psia y temperaturas de 175 C.

Los sensores presentes en el acelerómetro se encuentran instalados, probados y ensamblados en el interior.

El acelerómetro tiene múltiples opciones para su instalación en el fondo del pozo, entre las más ocupadas tenemos:

- Mandril o cualquier tipo de anclaje
- Ubicándolo detrás del casing

### ➤ Fibra Óptica de Sísmica

Es la encargada de transmitir los datos sísmicos y es ocupada en las operaciones de sísmica en el fondo del pozo.

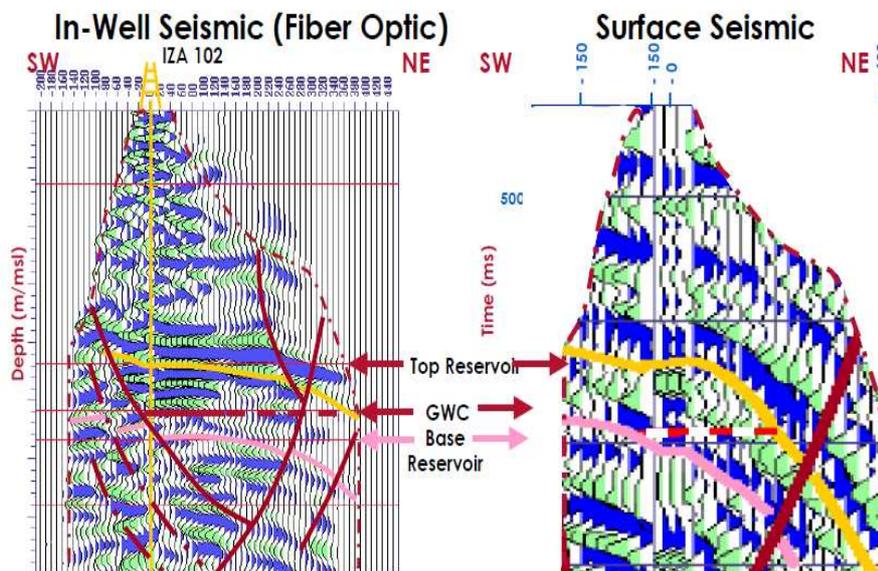
La característica que presenta es la nitidez de sus datos.

Este se encuentra integrado con otros sensores ópticos y controladores hidráulicos de flujo. El uso de esta herramienta se ha visto en muchas operadoras y en varios países del mundo.

En lo que se refiere a sistemas de monitoreo, se dispone de sistemas ópticos que presentan las siguientes características:

- No se compone de partes móviles
- Diseño confiable
- Alta sensibilidad y un rango pequeño de error

**Figura 4.23 Correlación de la sísmica de fondo con la de superficie**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

## **4.5 COMPONENTES ADICIONALES**

Los componentes principales mencionados antes, aportan ya a un diseño de completación Commingled Sensada adaptado a cualquier sistema de levantamiento artificial conocido, como en nuestro estudio el pozo seleccionado posee un Sistema de bombeo Electrosumergible pues mantenemos este concepto. Entre los componentes adicionales tenemos:

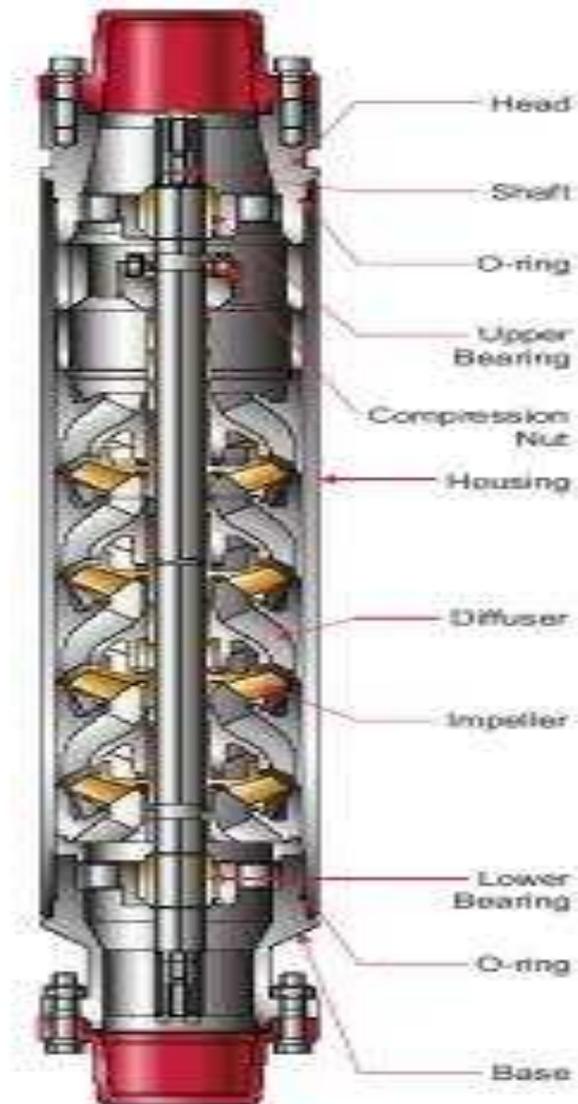
### **4.5.1 BOMBA ELECTROSUMERGIBLE**

En nuestro estudio utilizaremos una ESP Pump Support Block que es una bomba cuyos componentes son de níquel-hierro aleado, tiene rotación fija. Cubren una alta gama de caudales deseados, ya que pueden absorber el mayor empuje descendente mediante la transferencia de las fuerzas hacia abajo a través de la bomba.

Hablamos de una geometría radial de flujo mixto. El tipo de flujo radial es más eficiente a velocidades de flujo inferiores a 2500 BPD. Las etapas de flujo mixto son más eficientes en las tasas de flujo mayor, y también ofrecen características mejoradas de manejo de gas, el tamaño de cada etapa determinará el volumen de fluido a través de la bomba.

Es importante hacer funcionar la bomba dentro de cada rango de operación para asegurar la máxima eficacia y un mayor volumen de su vida útil. El diagrama de la bomba a usarse se muestra en la figura 4.24.

**Figura 4.24 DIAGRAMA DE UNA BOMBA TIPO ESP SUPPORT  
BLOCK**



Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

#### **4.5.2. MOTOR**

El motor suministra la energía a la bomba para su rotación y acelera a los fluidos para ser bombeados, el motor está lleno de aceite mineral refinado y resistencia máxima dieléctrica.

Los motores pueden ser utilizados en sistemas de potencia de 50 a 60 Hz, al igual que las bombas estas se clasifican según su serie, las bombas está directamente relacionadas con el diámetro externo del motor: en nuestro caso de BES, los motores se designan con números de acuerdo a su diámetro externo.

Si por alguna razón el sistema es de una potencia mayor a la del motor pues se ubicaría tandems de dos o tres motores para aumentar la potencia, para esto es recomendable mantener el amperaje, la potencia y el voltaje.

Por ejemplo si utilizamos dos motores tendremos doble potencia, y también necesitaremos doble voltaje en superficie, pero el amperaje será el de la placa del motor.

#### **4.5.3 SECCIÓN SELLANTE**

Las secciones sellantes cumplen funciones principales las cuales describiremos a continuación:

- Equilibra la presión interna del motor con la presión del pozo.
- Evita el ingreso de fluidos del pozo al interior del motor.
- Sirve como vínculo mecánico entre el motor y la bomba.
- Absorbe los empujes ascendentes y descendentes de la bomba.

Cuando se baja el equipo dentro del pozo se genera una pequeña cantidad de fluido que entra en la parte superior del protector, es así cuando el motor trabaja con una pequeña presión diferencial con respecto a la presión anular del pozo.

#### **4.5.4 SUCCIÓN**

Es el acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba para que esta pueda enviarlos hasta la superficie. Existen succiones con separadores de gas, que permite el ingreso de fluidos al interior de la bomba, y elimina la mayor cantidad del gas en solución contenido en los fluidos existentes.

#### **4.5.5 CABEZAL DE COMPLETACIÓN COMMINGLED SENSADA**

Está diseñado para soportar el peso del equipo de fondo y mantener el control sobre el espacio anular del pozo. Debe estar empacado con un empaquetamiento que proporcione un sello de alrededor del cable y de la tubería de producción capaz de resistir presiones diferenciales de hasta 10.000 psi.

## **CAPÍTULO V**

### **DISEÑO DE COMPLETACIONES COMMINGLED SENSADAS APLICADO A LOS POZOS SELECCIONADOS**

#### **5.1 DISEÑO DE UNA COMPLETACIÓN COMMINGLED SENSADA**

Para realizar un diseño de una completación Commingled Sensada se debe empezar con un análisis de todo el sistema, desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo excluyendo la bomba.

Para empezar el Análisis Nodal dividimos todo el sistema en dos partes, la finalidad de esto es facilitar el estudio pozo-yacimiento. La primera parte corresponde a un análisis desde el cabezal hasta la profundidad de asentamiento de la bomba y la segunda parte abarca todo el yacimiento hasta la profundidad de asentamiento de la bomba.

##### **5.1.1 ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA U SUPERIOR**

Para dimensionar o seleccionar la bomba se necesita realizar un análisis nodal, para dicho análisis se requiere de las características del fluido (PVT), parámetros para el dimensionamiento de la bomba electrosumergible y finalmente información referente al pozo.

Las características del fluido (PVT) se detallan en el Capítulo I.

Los parámetros para el dimensionamiento de la bomba electrosumergible se detallan en la tabla 5.1 y la información referente al pozo se detalla en la tabla 5.2 ,5.3 y 5.4.

**Tabla 5.1 PARÁMETROS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.**

CONDICIONES ACTUALES (Caso Base)			PROYECCIÓN A UN AÑO		
IP	2,91	Bbl/dia/Psi	IP	2,95	Bbl/dia/Psi
Pr	3250	Psi	Pr	2210	Psi
Q deseado	1300	BFPD	Q deseado	1500	BFPD
Pwf	2630	Psi	Pwf	1702	Psi
FRECUEN. OPER	55	Hz	FRECUEN. OPER	59	Hz
BSW	77,7	%	BSW	85,7	%
Qo	290	BOPD	Qo	215	BOPD
Pwhf	100	Psi	Pwhf	110	Psi
P en CSG.	74	Psi	P en CSG.	82	Psi
Tasa SHE	300	BOPD	Tasa SHE	300	BOPD
<b>DESCRIPCIÓN PARA TRATAMIENTO QUÍMICO:</b>					
<b>CORROSION:</b> Baja		<b>EMULSION:</b> Baja		<b>SCALE:</b> Moderada	

Fuente: Petroproducción

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Tabla 5.2 INFORMACIÓN DEL POZO.**

	Top	Bottom	OD	ID	Weight
	MD	MD			
	Ft	Ft	inches	Inches	lbs/ft
Casing	-	5315	9 5/8	8,681	47
Tubing	-	8631	3 1/2	2,441	9,2
Liner	-	9260	7	6,276	26

Fuente: Petroproducción

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Tabla 5.3 INFORMACIÓN DEL POZO.**

	MD Ft	TVD Ft
Profundidad Bomba :	8700	7780
Tope de Perforaciones:	8886	7940
Wellhead Temp:	150	°F
Reservoir Temp:	204	°F

Fuente: Petroproducción

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Tabla 5.4 INFORMACIÓN DEL POZO.**

Input Voltage	460	Volt
DLS @ Prof de la bomba	0.376	deg/100 ft
Desviación @ Prof. de la Bomba	23.93	deg
Máxima desviación	35.6	deg @ 7876 ft

Fuente: Petroproducción

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**5.1.1.1 Cálculo de gravedades específicas.**

Aplicando la ecuación de la gravedad específica del petróleo para la arena U Superior.

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + API} = \frac{141.5}{131.5 + 32} = 0.8654$$

Se determina la gravedad específica de la mezcla para la arena U Superior.

$$SG_{mezcla} = SG_w \times f_w + SG_o \times (1 - f_w) = 1.01 \times 0.777 + 0.8654 \times (1 - 0.777) = 0.9777$$

#### 5.1.1.2 Elaboración de la Curva IPR.

Con la finalidad de evaluar la capacidad de producción del pozo se requiere de la curva IPR. Conociendo el valor del Índice de Productividad (IP), y considerando que este valor es constante construimos la grafica con la variación del caudal, partiendo de la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \quad (5.1)$$

Despejando  $P_{wf}$  de la ecuación 5.1 se tiene la siguiente relación:

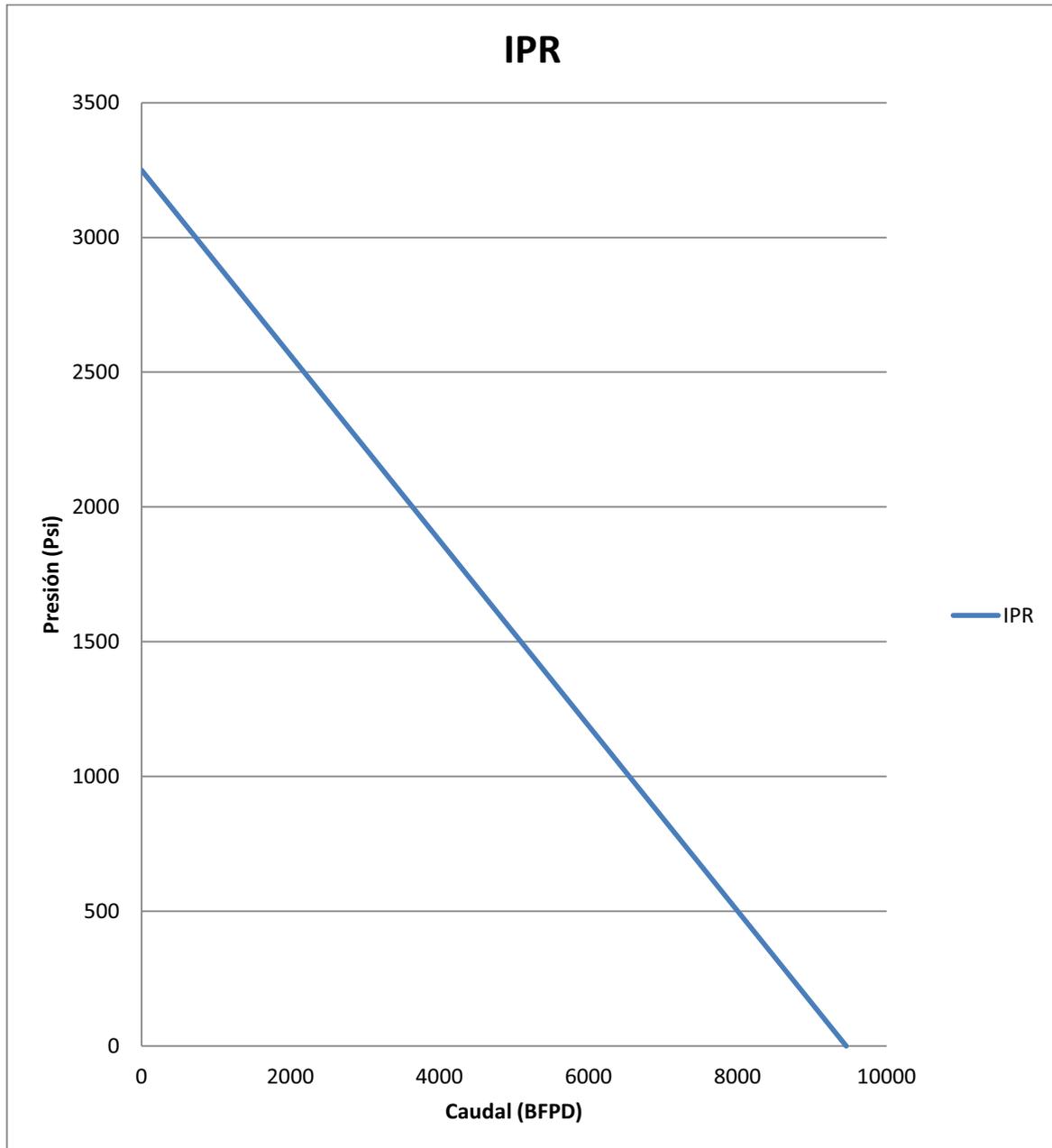
$$P_{wf} = P_r - \frac{q}{IP} \quad (5.2)$$

Se procede a calcular valores de presión de fondo fluyente en base a valores asumidos de caudal.

**Tabla 5.5 DETERMINACIÓN DE LA IPR.**

Caudal	Pwf
BFPD	Psi
0	3250
1000	2906,357388
2000	2562,714777
3000	2219,072165
4000	1875,429553
5000	1531,786942
6000	1188,14433
7000	844,5017182
8000	500,8591065
9000	157,2164948
9457,5	0

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Figura 5.1 CURVA IPR.**

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

### 5.1.1.3 Presión de entrada a la bomba (PIP).

Se va a calcular la presión de entrada a la bomba para lo cual se debe conocer el tope de las perforaciones y la profundidad de asentamiento de la bomba, ya que en la mayoría de los casos no se instala o se asienta la bomba a la profundidad de las perforaciones. Para lo cual se debe calcular el diferencial de presión que se produce entre estos dos márgenes, que no es más que el peso de la columna hidrostática.

Calculamos el tope de las perforaciones:

$$MPP = \frac{h_{\text{tope}} - h_{\text{fondo}}}{2} = \frac{8876 - 8886}{2} = 5 \text{ [pies]}$$

Tope de las perforaciones =  $MPP + h_{\text{fondo}} = -5 + 8886 = 8881$  pies (TVD).

Profundidad de asentamiento de la bomba = 8699 pies (TVD).

Luego se tiene el diferencial de presión:

$$\Delta P = (\text{Tope de las perforaciones} - \text{prof. bomba}) \times SG_{\text{mezcla}} \times 0.433$$

$$\Delta P = (8881 - 8699) \times 0.9777 \times 0.433 = 77.048 \text{ psi}$$

Ahora para determinar la presión de entrada a la bomba (PIP) se considera la presión de cabeza del casing igual cero ya que se va a analizar la presión desde el reservorio hasta la entrada de la bomba.

$$PIP = P_{wf} + CHP - \Delta P$$

Como  $CHP = 0 \text{ psi}$

$$PIP = P_{wf} - \Delta P$$

Tales valores de la presión de entrada a la bomba se detallan en la tabla 5.6

**Tabla 5.6 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP).**

Caudal	Pwf	PIP
BFPD	Psi	Psi
0	3250	3172,952
1000	2906,357388	2829,309388
2000	2562,714777	2485,666777
3000	2219,072165	2142,024165
4000	1875,429553	1798,381553
5000	1531,786942	1454,738942
6000	1188,14433	1111,09633
7000	844,5017182	767,4537182
8000	500,8591065	423,8111065
9000	157,2164948	80,16849485
9457,5	0	-77,048

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

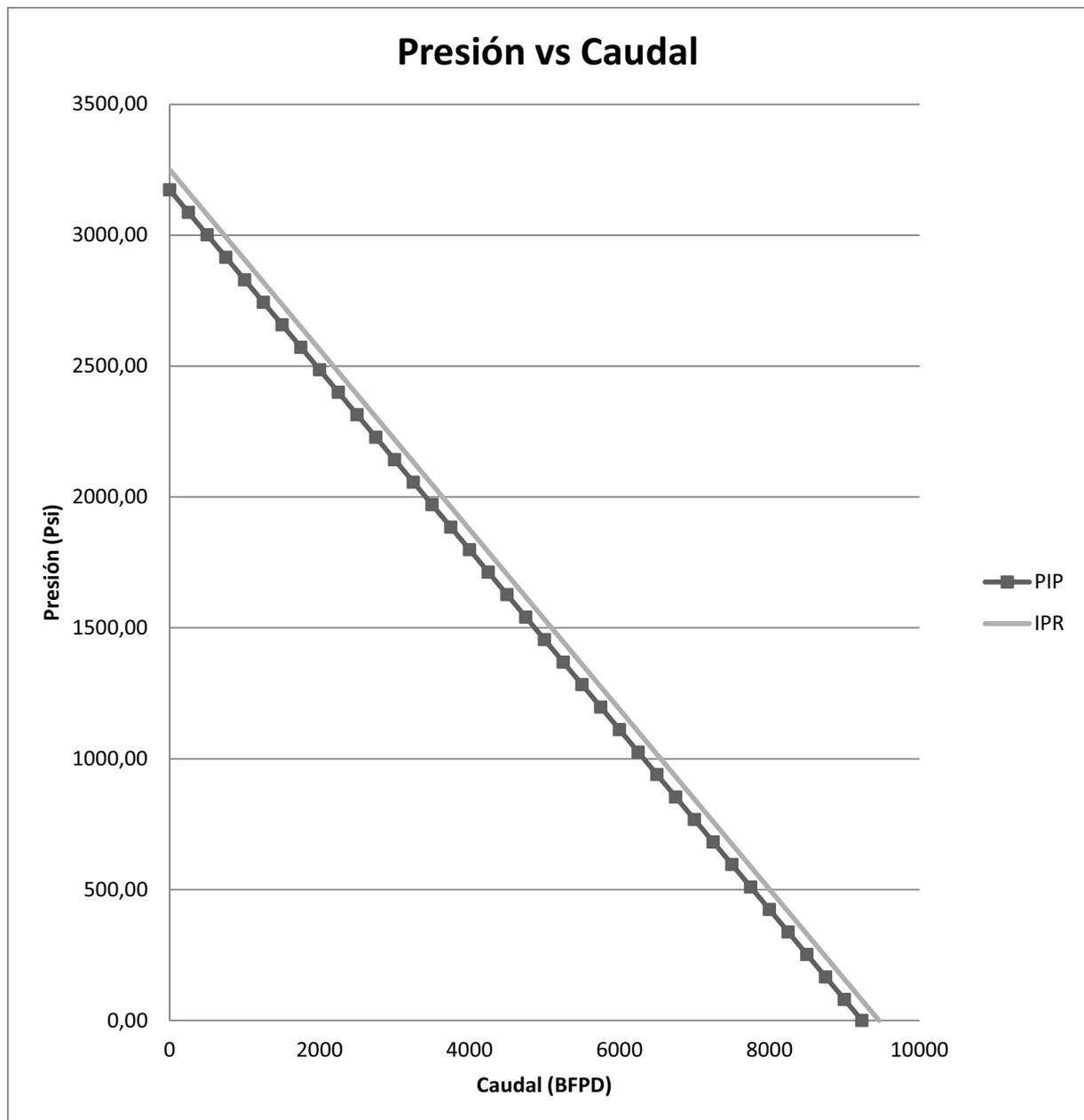
El tener presiones negativas significa que la bomba no puede levantar esos caudales por la falta o poca presión de fondo fluyente, razón por la cual se debe calcular hasta que caudal tolera la bomba para levantar el fluido a superficie. Estos valores se detallan en la tabla 5.7

**Tabla 5.7 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP).**

Caudal	Pwf	PIP
BFPD	Psi	Psi
0	3250	3172,952
1000	2906,35739	2829,309388
2000	2562,71478	2485,666777
3000	2219,07216	2142,024165
4000	1875,42955	1798,381553
5000	1531,78694	1454,738942
6000	1188,14433	1111,09633
7000	844,501718	767,4537182
8000	500,859107	423,8111065
9000	157,216495	80,16849485
9233,2903	77,048	0

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Se determino que el caudal mínimo para un PIP =0 es de 9233,2903BFPD en el cual se dispone de una presión de fondo fluyente de 77,048 psi.

**Figura 5.2 IPR Y PIP DISPONIBLE**

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Ahora se va a proceder el análisis del sistema desde la profundidad de asentamiento de la bomba hasta superficie.

En este momento vamos a calcular las pérdidas de presión que se da por el efecto de la fricción, conociendo que la producción se realiza a través de tuberías de 3 ½ pulgadas y 2.992 pulgadas de ID.

Las pérdidas por fricción leídas en la gráfica que corresponde se dan por cada 1000 pies de tubería; por ejemplo por cada 1000 BFPD en una tubería de 3 ½ pulgadas se tiene 10 pies de pérdidas por fricción por cada 1000 pies de tubería .Los pies de fricción se pueden calcular mediante la siguiente relación:

$$Pies\ de\ Fricción = \frac{pies}{1000} * Profundidad\ Bomba$$

$$Pies\ de\ Fricción = \frac{10}{1000} * 8700 = 87\ pies$$

Se puede transformar los pies de fricción en presión mediante la ecuación siguiente:

$$Cabeza = \frac{Presión\ [psi] \times 2.31 \left[ \frac{pies}{psi} \right]}{SG_{mezcla}}$$

Despejamos la Presión y obtenemos la siguiente relación para obtener las pérdidas de presión por fricción en términos de presión.

$$Presión\ [psi] = \frac{Cabeza \times SG_{mezcla}}{2.31 \left[ \frac{pies}{psi} \right]}$$

$$\text{Presión [psi]} = \frac{87 \times 0.9777}{2.31 \left[ \frac{\text{pies}}{\text{psi}} \right]} = 36,8224 \text{ psi}$$

El cálculo de las pérdidas de presión por fricción se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 5.8 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN.**

Caudal BFPD	Pies de Fricción por cada 1000 pies Pies	Pies de Fricción Pies	Presión de Fricción Psi
0	0	0	0
1000	10	87	36,82246753
2000	24	208,8	88,37392208
3000	49	426,3	180,4300909
4000	73	635,1	268,804013
5000	120	1044	441,8696104
6000	160	1392	589,1594805
7000	210	1827	773,2718182
8000	265	2305,5	975,7953896
9000	320	2784	1178,318961
9233,3	340	2958	1251,963896

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Finalmente debemos considerar el último parámetro que es la diferencia de presión que se genera por la gravedad. Para calcular ésta diferencia de presión procedemos por el cálculo de la presión debido a la columna del fluido a la profundidad de asentamiento de la bomba (7780 ft TVD).

Primero determinamos el gradiente del fluido a la profundidad de asentamiento de la bomba con la siguiente ecuación:

$$\text{Gradiente del Fluido} = SG_{\text{mezcla}} \times 0,433 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}$$

$$\text{Gradiente del Fluido} = 0,9777 \times 0,433 \frac{\text{psi}}{\text{pie}} = 0,4233 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}$$

La presión que genera la columna del fluido hasta la profundidad de asentamiento de la bomba (7780 ft TVD), se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Presión por Gravedad} = \text{Gradiente del Fluido} \times \text{Profundidad de Bomba}$$

$$\text{Presión por Gravedad} = 0,4233 \frac{\text{psi}}{\text{pie}} \times 7780 \text{ pies} = 3293,274 \text{ psi}$$

Ahora se va a calcular la presión de descarga de la bomba con la siguiente ecuación:

$$\text{Presión de Descarga} = P_{wh} + P_{\text{fricción}} + \text{Presión por Gravedad}$$

Como se conoce la presión de entrada a la bomba (PIP) es una medida de la energía que provee el yacimiento y la presión de descarga de la bomba es una medida de la energía que se requiere para levantar los fluidos a superficie.

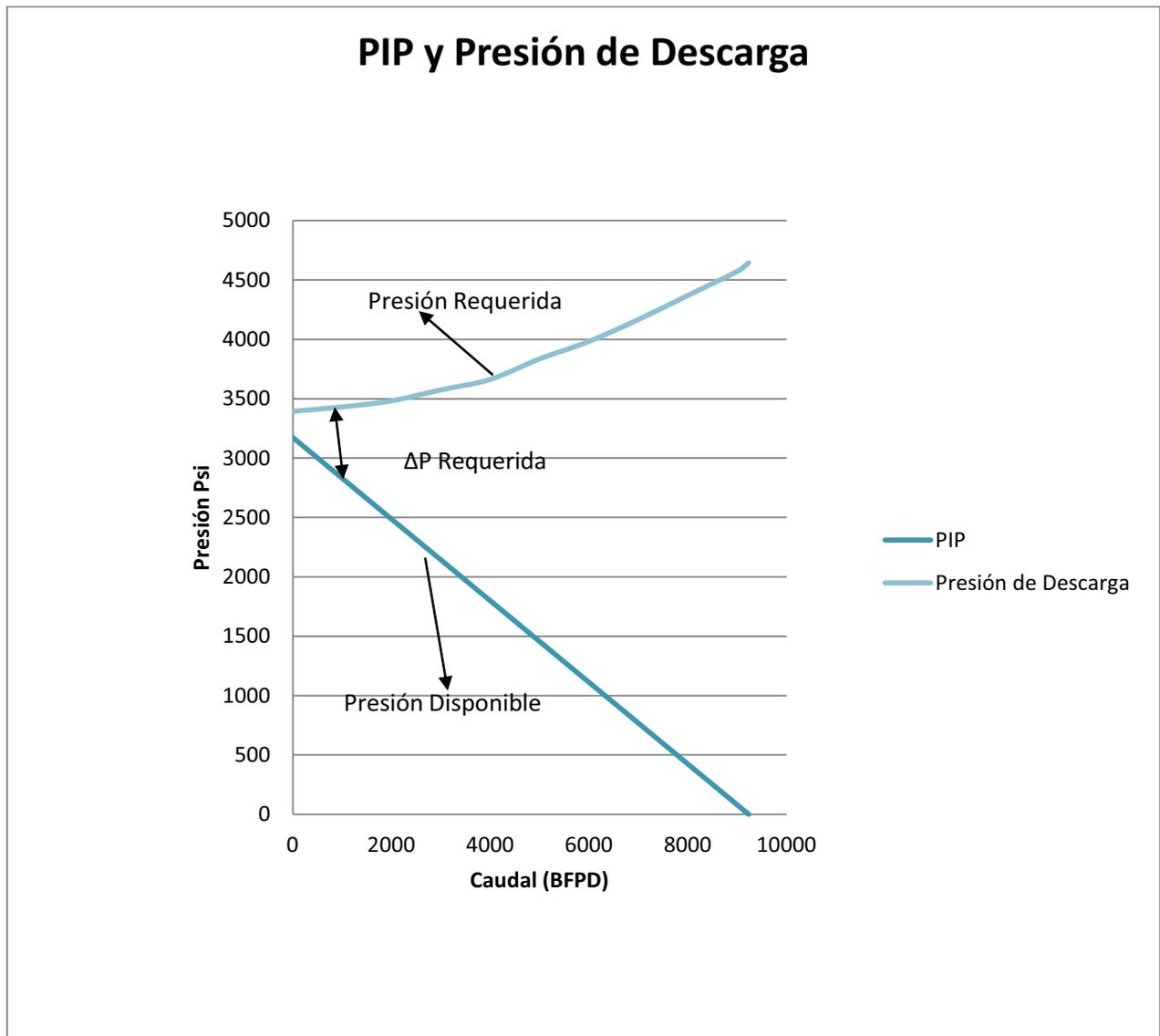
En la tabla que se detalla a continuación se calcula la presión de descarga de la bomba.

**Tabla 5.9 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA.**

Caudal	Pwh	Presión de Fricción	Presión Gravedad	Presión de Descarga
BFPD	Psi	Psi	Psi	Psi
0	100	0	3293,274	3393,274
1000	100	36,82246753	3293,274	3430,096468
2000	100	88,37392208	3293,274	3481,647922
3000	100	180,4300909	3293,274	3573,704091
4000	100	268,804013	3293,274	3662,078013
5000	100	441,8696104	3293,274	3835,14361
6000	100	589,1594805	3293,274	3982,433481
7000	100	773,2718182	3293,274	4166,545818
8000	100	975,7953896	3293,274	4369,06939
9000	100	1178,318961	3293,274	4571,592961
9233,2903	100	1251,963896	3293,274	4645,237896

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Una de las finalidades de separar el sistema en dos partes es de confirmar si existen dos presiones distintas en un mismo punto, lo cual no puede ser posible, y esto se puede observar en la siguiente figura donde se detalla el comportamiento de presión desde el yacimiento hasta la profundidad de asentamiento de la bomba y de la profundidad de asentamiento de la bomba hasta el cabezal de producción.

**Figura 5.3 CURVAS DE PRESIÓN DEL SISTEMA**

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Como se puede observar en la figura 5.3, las curvas de presión no se intersecan, lo que significa que el sistema necesita una energía adicional para llevar los fluidos a superficie. Tal energía debe ser suministrada por la bomba que se va instalar, la cual debe acoplarse a la tubería de producción y debe ajustarse a las necesidades del medio, así como a las propiedades del fluido que se va a poner en producción.

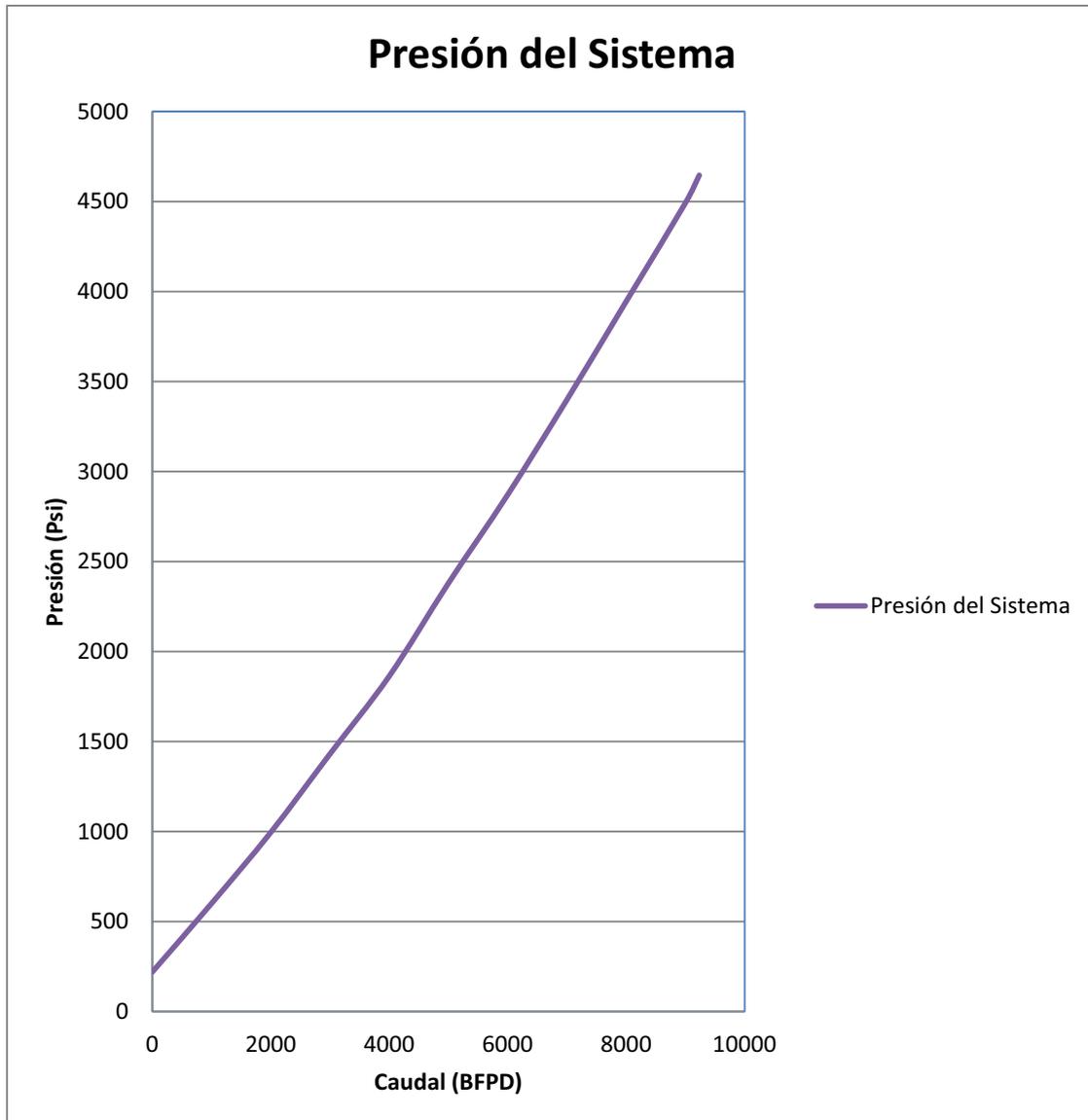
Es necesario conocer la energía o presión del sistema con el que se va trabajar, para lo cual se va a calcular la presión del sistema en conjunto en base a la presión de entrada de la bomba (PIP) y la presión de descarga de la misma.

**Tabla 5.10 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DEL SISTEMA.**

<b>Caudal BFPD</b>	<b>PIP Psi</b>	<b>Presión de Descarga Psi</b>	<b>Presión del Sistema Psi</b>
0	3172,952	3393,274	220,322
1000	2829,309388	3430,096468	600,7870792
2000	2485,666777	3481,647922	995,9811454
3000	2142,024165	3573,704091	1431,679926
4000	1798,381553	3662,078013	1863,69646
5000	1454,738942	3835,14361	2380,404669
6000	1111,09633	3982,433481	2871,337151
7000	767,4537182	4166,545818	3399,0921
8000	423,8111065	4369,06939	3945,258283
9000	80,16849485	4571,592961	4491,424466
9233,2903	0	4645,237896	4645,237896

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Figura 5.4 CURVA DE LA PRESIÓN TOTAL DEL SISTEMA.**



Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

La curva que se observa en la figura 5.4 representa la curva del sistema del pozo, la cual incluye el análisis de todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo a excepción de la bomba. Esta curva puede ser aplicada para cualquier caudal que se desee producir y además me permite analizar el rendimiento de la bomba.

Se calcula la caída de presión en el yacimiento para el caudal deseado (1300 BFPD).

$$P_{wf} = P_r - DD$$

Despejamos el diferencial de presión y tenemos:

$$DD = P_r - P_{wf} = \frac{q}{IP}$$

$$DD = \frac{1300}{2,91} = 446,735 \text{ psi}$$

Así que la presión a la entrada de la bomba será:

$$P_{wf} = P_r - DD$$

$$P_{wf} = 3250 \text{ psi} - 446,735 \text{ psi} = 2803,265 \text{ psi}$$

$$PIP = P_{wf} + CHP - \Delta P$$

$$PIP = 2803,265 \text{ psi} + 100 \text{ psi} - 77,0486 \text{ psi} = 2826,216 \text{ psi}$$

Calculamos la sumergencia de la bomba, conociendo que la gravedad específica es del agua y del petróleo, ya que el gas es separado antes de que entre en la bomba.

$$SG_{mezcla} = SG_w \times f_w + SG_o \times (1 - f_w) = 1.01 \times 0.777 + 0.8654 \times (1 - 0.777) = 0.9777$$

$$\text{Sumergencia} = \frac{PIP}{0.433 \times SG_{mezcla}}$$

$$\text{Sumergencia} = \frac{2826,216}{0.433 \times 0,9777} = 6675,930 \text{ pies}$$

#### 5.1.1.4 Porcentaje de gas libre que manejará la bomba.

Para determinar el porcentaje de gas libre que manejará la bomba se procede a calcular los volúmenes de agua, petróleo y gas a condiciones de superficie..

$$V_o = BOPD \times B_o [BOPD]$$

$$V_o = 1300 \times (1 - 0,777) \times 1,103 = 319,7597 [BOPD]$$

$$V_w = 1300 \times 0,777 \times 1,01 = 1020,201 [BWPD]$$

Para calcular el volumen de gas en el fondo del pozo, primero calculamos el gas en solución.

$$R_s = SG_g \left( \frac{P_b}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times API}}{10^{0.00091 \times T}} \right)^{1.2048}$$

$$R_s = 1,117 \left( \frac{660}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times 32}}{10^{0.00091 \times 204}} \right)^{1.2048}$$

$$R_s = 155,221 \text{ scf/STB}$$

Ahora vamos a calcular el factor volumétrico del gas:

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{P}$$

Para calcular el factor de compresibilidad del gas partimos de las presiones y temperaturas pseudoreducidas.

$$P_{sr} = \frac{P}{667 + 15 \gamma_g + 37,7 \gamma_g^2} = \frac{3250}{667 + 15 \times 1,117 + 37,7 \times 1,117^2} = 4,447$$

$$T_{sr} = \frac{T}{168 + 325 \gamma_g - 12,5 \gamma_g^2} = \frac{204 + 460}{168 + 325 \times 1,117 - 12,5 \times 1,117^2} = 1,288$$

Con la presión y la temperatura pseudoreducida entramos en la grafica del Anexo 5 y hallamos el factor de compresibilidad del gas ( $Z$ ), este valor es 0,68.

Ahora vamos a calcular la cantidad de gas total que se va a producir.

$$Gas\ Total = \frac{GOR \times BOPD}{1000} [MPCD]$$

$$Gas\ Total = \frac{213 \times 319,7597}{1000} = 68,108 [Mpcs]$$

La cantidad de gas en solución a la profundidad de asentamiento de la bomba: :

$$Gas\ en\ Solución = \frac{Rs \times BOPD}{1000} [Mpcs]$$

$$Gas\ en\ Solución = \frac{155,221 \times 319,7597}{1000} = 49,633 [Mpcs]$$

Ahora vamos a calcular la cantidad de gas libre que se dispone:

Ga libre = Gas Total – Gas en Solución

$$\text{Ga libre} = 68,108[\text{Mpcs}] - 49,633[\text{Mpcs}] = 18,475 [\text{Mpcs}]$$

Determinamos la cantidad de gas que pasa por la entrada de la bomba

$$V_g = \text{Gas Libre} \times B_g [\text{MPCD}]$$

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT_{\text{fondo}}}{PIP}$$

$$B_g = 0.00504 \frac{0,68 \times (204 + 460)}{2826,216} = 0.805 \text{ bls/ Mpcs}$$

$$V_g = 18,475 \times 0.805 = 14,872 (\text{BGPD})$$

El volumen total de fluido que va a manejar la bomba es:

$$V_T = V_o + V_w + V_g$$

$$V_T = 319,7597 + 1020,201 + 14,872$$

$$V_T = 1354,832 \text{ BFPD}$$

El porcentaje de gas libre en la bomba es:

$$\text{Gas Libre} = \frac{V_g}{V_T} \times 100 \%$$

$$\text{Gas Libre} = \frac{14,872}{1354,832} \times 100 \% = 1,0977 \%$$

### 5.1.1.5 Determinación del Levantamiento Neto Vertical

Corresponde a la altura de la columna que debe levantar la bomba hasta que llegue el fluido a superficie.

$$\text{LNV} = \text{Profundidad de la bomba} - \text{Sumergencia de la bomba}$$

$$\text{LNV} = 8700 - 6675,930 = 2024,07 \text{ pies}$$

### 5.1.1.6 Cálculo de la columna Dinámica Total

Corresponde a la altura que la bomba debe vencer para que llegue el fluido a superficie.

$$\text{TDH} = \text{LNV} + \text{P.F} + \text{THP} \text{ [pies]}$$

Primero se calcula la presión de cabeza en pies.

$$\text{Cabeza} = \frac{\text{Presión [psi]} \times 2.31 \left[ \frac{\text{pies}}{\text{psi}} \right]}{SG_{\text{mezcla}}}$$

$$\text{Cabeza} = \frac{100 \times 2.31}{0,9777} = 236,268 \text{ pies}$$

Las pérdidas que se generan por fricción para 1300 bls son de 11 pies como se puede observar en la tabla 5.8

$$\text{TDH} = 2024,07 \text{ pies} + 11 \text{ pies} + 236,268 \text{ pies}$$

$$\text{TDH} = 2271,338 \text{ pies}$$

### 5.1.1.7 Selección de la bomba.

Para la selección de la bomba se puede ocupar catálogos o simuladores de la empresa Weatherford. Para dicha selección se debe conocer el caudal del diseño deseado para nuestro caso es de 1300 BFPD y la columna dinámica total en pies calculada.

Para la selección de los equipos de fondo se requieren de algunos parámetros pero entre los más relevantes tenemos las propiedades de los fluidos que van a manejar los equipos y la cantidad de gas libre a la entrada de la bomba, el cual no debe exceder el 10 %, que en nuestro caso es de 1,0977%, lo que significa que no se va a requerir algún equipo adicional para la separación de gas.

En nuestro estudio utilizaremos una bomba ESP Pump Support Block que es una bomba donde sus componentes son de níquel-hierro aleado, tiene rotación fija. Cubren una alta gama de caudales deseados, ya que pueden absorber el mayor empuje descendente mediante la transferencia de las fuerzas hacia abajo a través de la bomba. Es más eficiente a velocidades de flujo inferiores a 2500 BPD. Las etapas de flujo mixto son más eficientes en las tasas de flujo mayor. Es importante hacer funcionar la bomba dentro de cada rango de operación para asegurar la máxima eficacia y un mayor volumen de su vida útil.

Los componentes para la instalación de la bomba BES se detallan en las siguientes tablas:

**Tabla 5.11 CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA.**

BES PUMP ESP Pump Support Block	
Stages:	134
HP:	195

Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Tabla 5.12 CARACTERÍSTICAS DEL CABLE.**

CABLE FLAT- CableLine	
Size (Cu)	1.5
Shape	Flat

Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Tabla 5.13 CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR.**

MOTOR ESP Pump Support Block		
HP:	325	HP
Voltage:	2500	Volts
Current:	64	Amps
Frequency:	55	Hz

Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Tabla 5.14 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR.**

TRANSFORMER		
Amperage:	50.3	Amps
Kilovolt Amper:	205.7	KVA
Surface Voltage:	2359.7	Volts

Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**5.1.2 ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA BASAL TENA.**

Para dimensionar o seleccionar la bomba se necesita realizar un análisis nodal, para dicho análisis se requiere de las características del fluido (PVT), parámetros para el dimensionamiento de la bomba electrosumergible y finalmente información referente al pozo.

**Tabla 5.15 PARÁMETROS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.**

CONDICIONES ACTUALES (Caso Base)			PROYECCIÓN A UN AÑO		
IP	1,95	BBl/día/Psi	IP	2,05	BBl/día/Psi
Pr	3150	Psi	Pr	2237	Psi
Q deseado	1000	BFPD	Q deseado	1200	BFPD
Pwf	2434	Psi	Pwf	1728	Psi
FRECUEN. OPER	----	Hz	FRECUEN. OPER	55	Hz
BSW	15	%	BSW	32	%
Qo	850	BOPD	Qo	816	BOPD
Pwhf	100	Psi	Pwhf	110	Psi
P en CSG.	74	Psi	P en CSG.	82	Psi
Tasa SHE	800	BOPD	Tasa SHE	800	BOPD
DESCRIPCIÓN PARA TRATAMIENTO QUÍMICO:					
CORROSION: Moderada		EMULSION: Baja	SCALE: Moderada		

Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Tabla 5.16 INFORMACIÓN DEL POZO.**

	Top	Bottom	OD	ID	Weight
	MD	MD			
	ft	Ft	inches	Inches	lbs/ft
Casing	-	5315	9 5/8	8,681	47
Tubing	-	8631	3 1/2	2,441	9,2
Liner	-	9260	7	6,276	26

Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Tabla 5.17 INFORMACIÓN DEL POZO.**

	MD ft	TVD Ft
Profundidad Bomba :	-----	-----
Tope de Perforaciones:	8315	7420
Wellhead Temp:	140	°F
Reservoir Temp:	195	°F

Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Tabla 5.18 INFORMACIÓN DEL POZO.**

Máxima desviación	35.6	Deg @ 7876 ft
-------------------	------	---------------

Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

### 5.1.2.1 Cálculo de gravedades específicas.

Se determina la gravedad específica del petróleo para la arena Basal Tena.

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + API} = \frac{141.5}{131.5 + 19.7} = 0.9358$$

Se determina la gravedad específica de la mezcla para la arena Basal Tena.

$$SG_{mezcla} = SG_w \times f_w + SG_o \times (1 - f_w) = 1.01 \times 0.15 + 0.9358 \times (1 - 0.15) = 0.9469$$

### 5.1.2.2 Elaboración de la Curva IPR.

Con la finalidad de evaluar la capacidad de producción del pozo se requiere de la curva IPR. Conociendo el valor del Índice de Productividad (IP), y considerando que este valor es constante construimos la grafica con la variación del caudal, partiendo de la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{q}{P_r - P_{wf}}$$

Despejando  $P_{wf}$ :

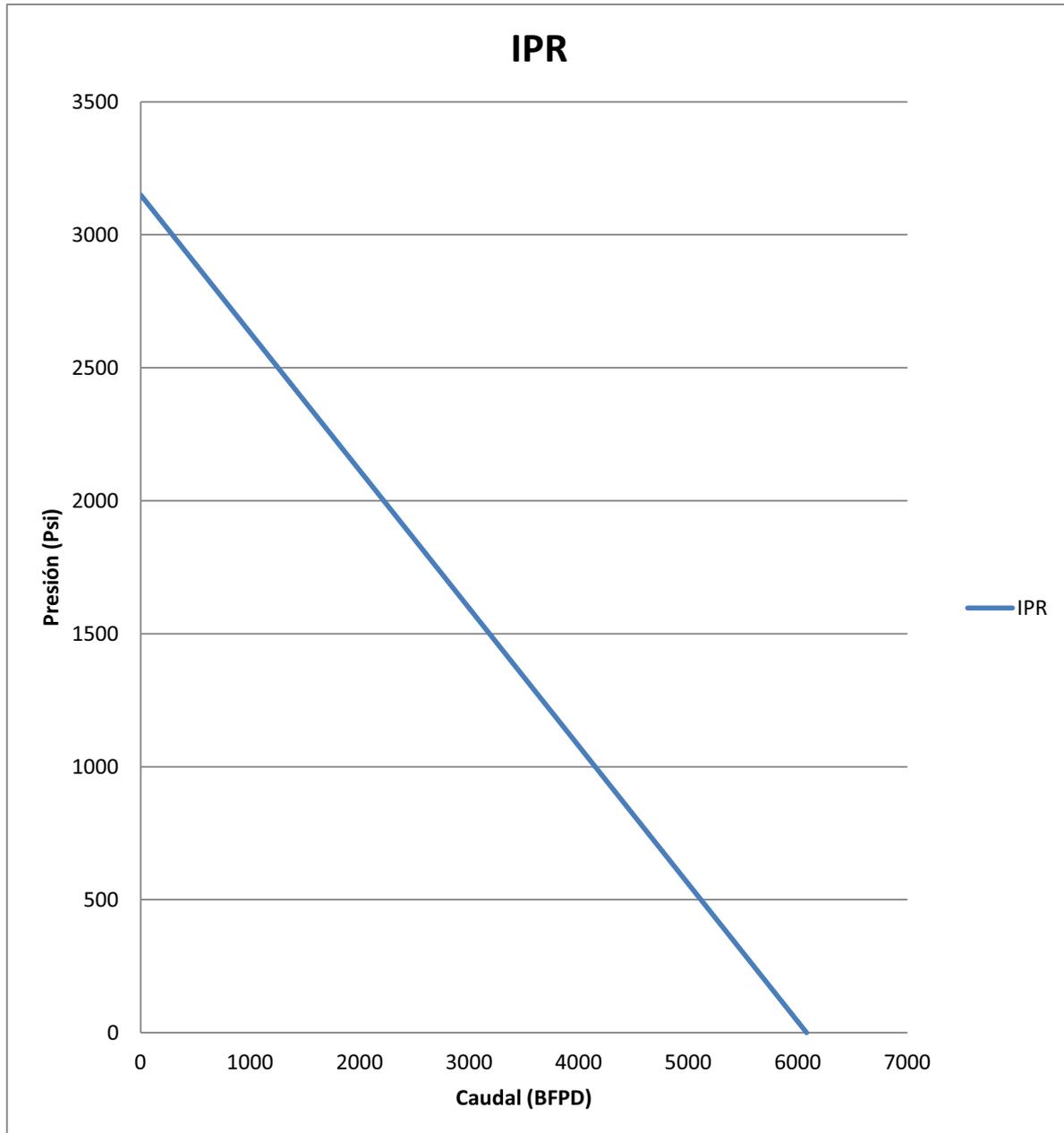
$$P_{wf} = P_r - \frac{q}{IP}$$

Se procede a calcular valores de presión de fondo fluyente en base a valores asumidos de caudal.

**Tabla 5.19 DETERMINACIÓN DE LA IPR.**

<b>Caudal</b>	<b>Pwf</b>
<b>BFPD</b>	<b>Psi</b>
0	3150
250	3020.466321
500	2890.932642
750	2761.398964
1000	2631.865285
1250	2502.331606
1500	2372.797927
1750	2243.264249
2000	2113.73057
2250	1984.196891
2500	1854.663212
2750	1725.129534
3000	1595.595855
3250	1466.062176
3500	1336.528497
3750	1206.994819
4000	1077.46114
4250	947.9274611
4500	818.3937824
4750	688.8601036
5000	559.3264249
5250	429.7927461
5500	300.2590674
5750	170.7253886
6000	41.19170984
6079.5	0

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Figura 5.5 CURVA IPR**

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

### 5.1.2.3 Presión de entrada a la bomba (PIP).

Se va a calcular la presión de entrada a la bomba para lo cual se debe conocer el tope de las perforaciones y la profundidad de asentamiento de la bomba, ya que la arena Basal Tena se encuentra actualmente cerrada y no hay una bomba específica para su producción, vamos a calcular la profundidad de asentamiento de la bomba que se va a instalar.

$$PIP = P_b + 100$$

$$PIP = 430 + 100 = 530 \text{ psi}$$

También como:

$$PIP = P_{wf} + CHP - \Delta P$$

$$\Delta P = (\text{Tope de las perforaciones} - \text{prof. bomba}) \times SG_{\text{mezcla}} \times 0.433$$

Como  $CHP$  es cero por razones antes mencionadas, despejamos la profundidad de asentamiento de la bomba y tenemos la siguiente expresión:

$$\text{prof. bomba} = \text{Tope de las perforaciones} - \frac{P_{wf} - PIP}{SG_{\text{mezcla}} \times 0.433}$$

$$\text{prof. bomba} = 8315 - \frac{2434 - 530}{0.9469 \times 0.433}$$

$$\text{prof. bomba} = 3671.184 \text{ pies}$$

Los 3671.184 pies representan la profundidad mínima a la que debe ser asentada la bomba, para nuestro análisis se va a tomar una profundidad de 8115 pies.

Calculamos el tope de las perforaciones:

$$MPP = \frac{h_{\text{tope}} - h_{\text{fondo}}}{2} = \frac{8310 - 8315}{2} = 2.5 \text{ [pies]}$$

Tope de las perforaciones =  $MPP + h_{\text{fondo}} = -2.5 + 8315 = 8312.5 \text{ pies (TVD)}$ .

Se tiene el diferencial de presión:

$$\Delta P = (\text{Tope de las perforaciones} - \text{prof. bomba}) \times SG_{\text{mezcla}} \times 0.433$$

$$\Delta P = (8312.5 - 8115) \times 0.9469 \times 0.433 = 80.976 \text{ psi}$$

Ahora para determinar la presión de entrada a la bomba (PIP) se considera la presión de cabeza del casing igual cero ya que se va a analizar la presión desde el reservorio hasta la entrada de la bomba.

$$PIP = P_{wf} + CHP - \Delta P$$

Como  $CHP = 0 \text{ psi}$

$$PIP = P_{wf} - \Delta P$$

Tales valores de la presión de entrada a la bomba se detallan en la tabla 5.20.

**Tabla 5.20 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP).**

Caudal	Pwf	PIP
BFPD	Psi	Psi
0	3150	3069,02
250	3020,466321	2939,49
500	2890,932642	2809,96
750	2761,398964	2680,42
1000	2631,865285	2550,89
1250	2502,331606	2421,36
1500	2372,797927	2291,82
1750	2243,264249	2162,29
2000	2113,73057	2032,75
2250	1984,196891	1903,22
2500	1854,663212	1773,69
2750	1725,129534	1644,15
3000	1595,595855	1514,62
3250	1466,062176	1385,09
3500	1336,528497	1255,55
3750	1206,994819	1126,02
4000	1077,46114	996,49
4250	947,9274611	866,95
4500	818,3937824	737,42
4750	688,8601036	607,88
5000	559,3264249	478,35
5250	429,7927461	348,82
5500	300,2590674	219,28
5750	170,7253886	89,75
6000	41,19170984	-39,78
6079,5	0	-80,98

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

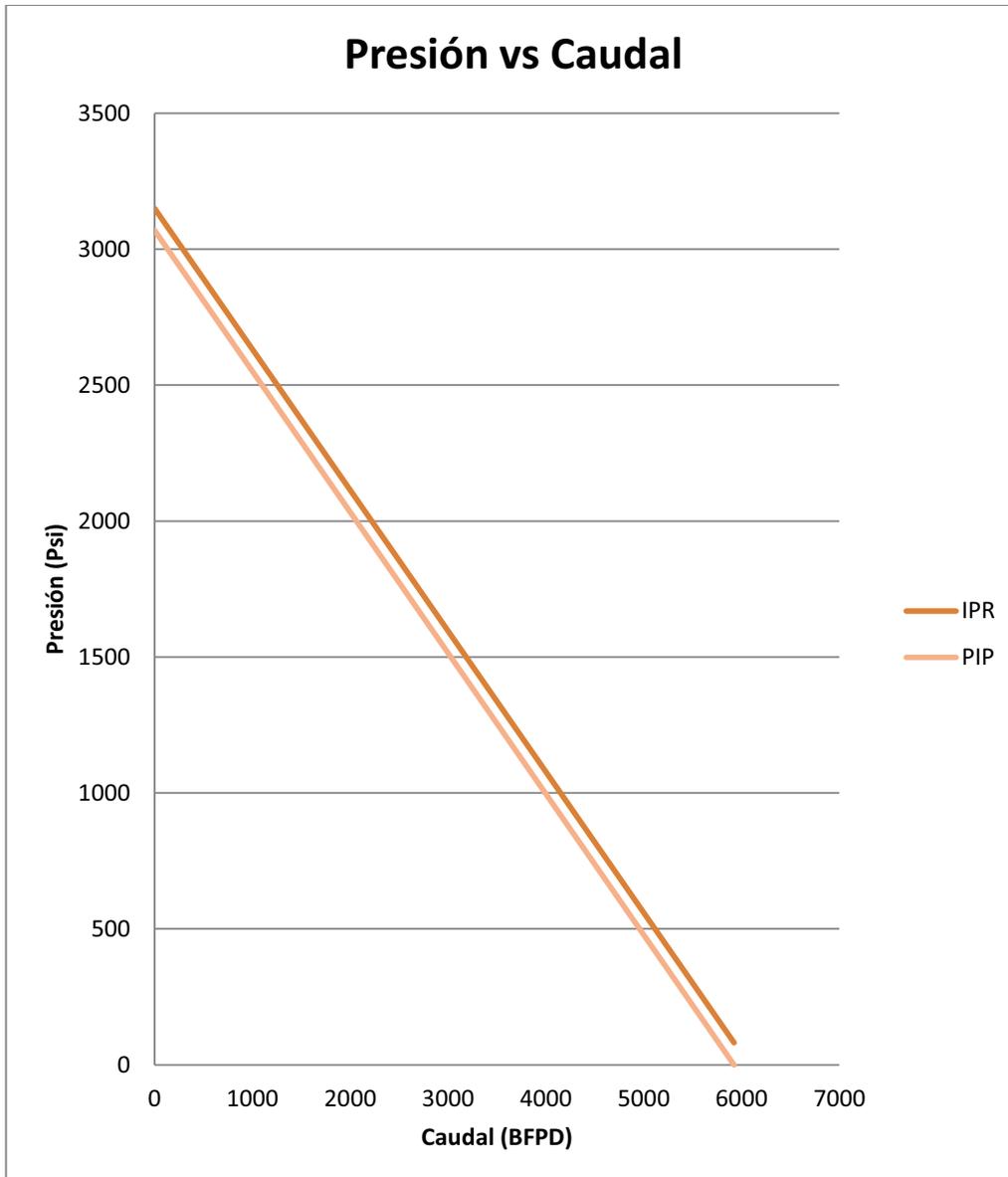
El tener presiones negativas significa que la bomba no puede levantar esos caudales por la falta o poca presión de fondo fluyente, razón por la cual se debe calcular hasta que caudal tolera la bomba para levantar el fluido a superficie. Estos valores se detallan en la tabla 5.21

**Tabla 5.21 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP).**

Caudal	Pwf	PIP
BFPD	Psi	Psi
0	3150	3069,02
250	3020,466321	2939,49
500	2890,932642	2809,96
750	2761,398964	2680,42
1000	2631,865285	2550,89
1250	2502,331606	2421,36
1500	2372,797927	2291,82
1750	2243,264249	2162,29
2000	2113,73057	2032,75
2250	1984,196891	1903,22
2500	1854,663212	1773,69
2750	1725,129534	1644,15
3000	1595,595855	1514,62
3250	1466,062176	1385,09
3500	1336,528497	1255,55
3750	1206,994819	1126,02
4000	1077,46114	996,49
4250	947,9274611	866,95
4500	818,3937824	737,42
4750	688,8601036	607,88
5000	559,3264249	478,35
5250	429,7927461	348,82
5500	300,2590674	219,28
5750	170,7253886	89,75
5923,21632	80,976	0,00

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Se determino que el caudal mínimo para un PIP =0 es de 5923.216 BFPD en el cual se dispone de una presión de fondo fluente de 80.976 psi.

**Figura 5.6 IPR Y PIP DISPONIBLE**

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

En este momento vamos a calcular las pérdidas de presión que se da por el efecto de la fricción, conociendo que la producción se realiza a través de tuberías de 2 7/8 pulgadas y 2.441 pulgadas de ID..

Se dan por cada 1000 pies de tubería; por ejemplo por cada 1000 BFPD en una tubería de 2 7/8 pulgadas se tiene 10 pies de pérdidas por fricción por cada 1000 pies de tubería .Los pies de fricción se pueden calcular mediante la siguiente relación:

$$\text{Pies de Fricción} = \frac{\text{pies}}{1000} * \text{Profundidad Bomba}$$

$$\text{Pies de Fricción} = \frac{16}{1000} * 8115 = 129.84 \text{ pies}$$

Se puede transformar los pies de fricción en presión mediante:

$$\text{Cabeza} = \frac{\text{Presión [psi]} \times 2.31 \left[ \frac{\text{pies}}{\text{psi}} \right]}{SG_{\text{mezcla}}}$$

Despejamos la presión y obtenemos la siguiente relación para obtener las pérdidas de presión por fricción en términos de presión.

$$\text{Presión [psi]} = \frac{\text{Cabeza} \times SG_{\text{mezcla}}}{2.31 \left[ \frac{\text{pies}}{\text{psi}} \right]}$$

$$\text{Presión [psi]} = \frac{129.84 \times 0.9469}{2.31 \left[ \frac{\text{pies}}{\text{psi}} \right]} = 53.223 \text{ psi}$$

El cálculo de las pérdidas de presión por fricción se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 5.22 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN.**

Caudal BFPD	Pies de Fricción por cada 1000 pies Pies	Pies de Fricción Pies	Presión de Fricción Psi
0	0	0	0
1000	16	129,84	53,22315844
2000	55	446,325	182,9546071
3000	120	973,8	399,1736883
4000	180	1460,7	598,7605325
5000	260	2109,9	864,8763247
5923,2	355	2880,825	1180,888828

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Finalmente debemos considerar el último parámetro que es la diferencia de presión que se genera por la gravedad. Para calcular ésta diferencia de presión procedemos por el cálculo de la presión debido a la columna del fluido a la profundidad de asentamiento de la bomba (7248 ft TVD).

Primero determinamos el gradiente del fluido a la profundidad de asentamiento de la bomba con la siguiente ecuación:

$$\text{Gradiente del Fluido} = SG_{mezcla} \times 0.433 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}$$

$$\text{Gradiente del Fluido} = 0.9469 \times 0.433 \frac{\text{psi}}{\text{pie}} = 0.4100 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}$$

La presión que genera la columna del fluido hasta la profundidad de asentamiento de la bomba (7248 ft TVD), se calcula con la siguiente ecuación:

*Presión por Gravedad = Gradiente del Fluido x Profundidad de Bomba*

$$Presión por Gravedad = 0.4233 \frac{psi}{pie} \times 7248 pies = 3068.078 psi$$

Ahora se va a calcular la presión de descarga de la bomba con la siguiente ecuación:

$$Presión de Descarga = P_{wh} + P_{fricción} + Presión por Gravedad .$$

Como se conoce la presión de entrada a la bomba (PIP) es una medida de la energía que provee el yacimiento y la presión de descarga de la bomba es una medida de la energía que se requiere para levantar los fluidos a superficie.

En la tabla que se detalla a continuación se calcula la presión de descarga de la bomba.

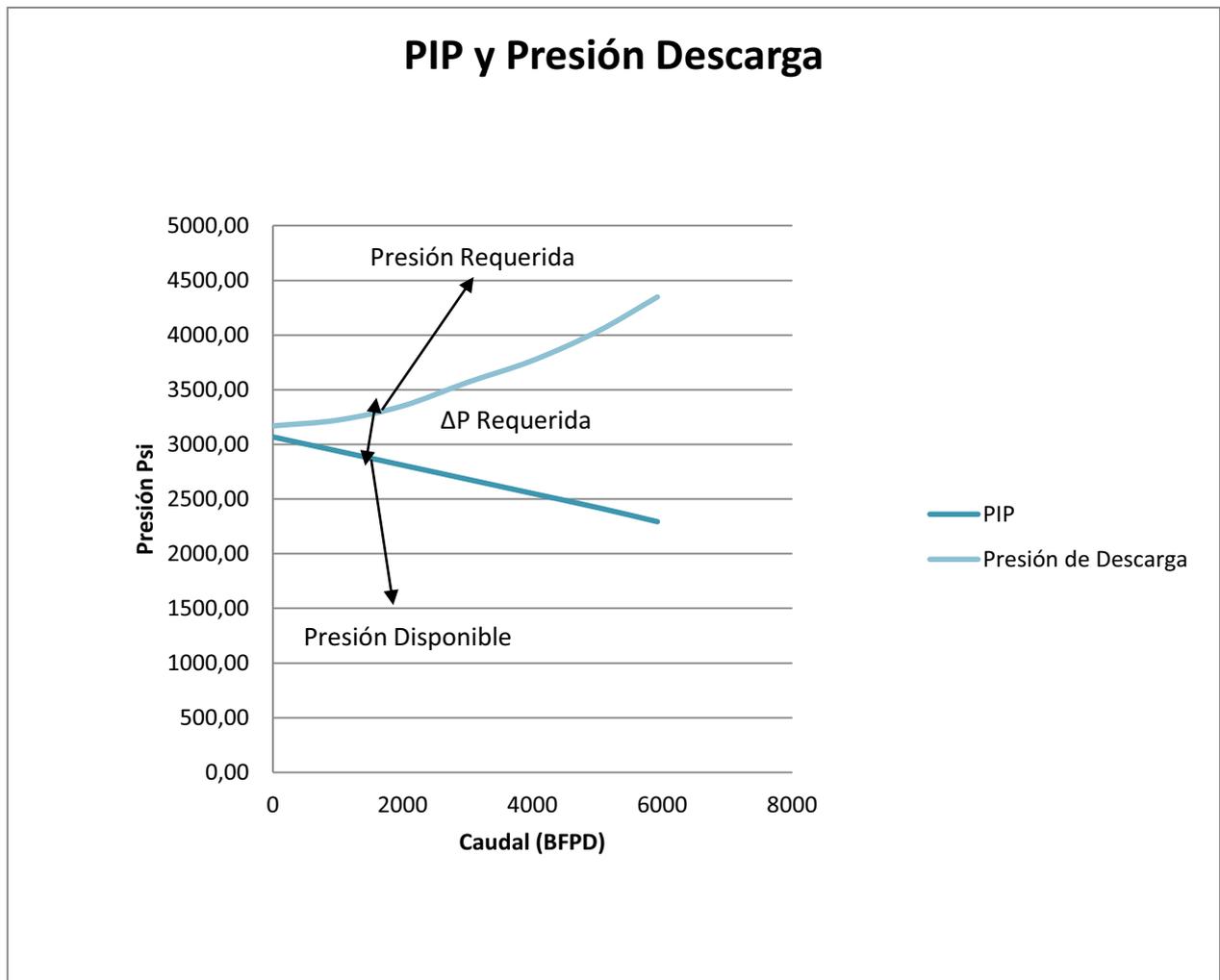
**Tabla 5.23 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA.**

Caudal	P <sub>wh</sub>	Presión de Fricción	Presión Gravedad	Presión de Descarga
BFPD	Psi	Psi	Psi	Psi
0	100	0	3068,0784	3168,0784
1000	100	53,22315844	3068,0784	3221,301558
2000	100	182,9546071	3068,0784	3351,033007
3000	100	399,1736883	3068,0784	3567,252088
4000	100	598,7605325	3068,0784	3766,838932
5000	100	864,8763247	3068,0784	4032,954725
5923,216	100	1180,888828	3068,0784	4348,967228

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Una de las finalidades de separar el sistema en dos partes es de confirmar si existen dos presiones distintas en un mismo punto, lo cual no puede ser posible, y esto se puede observar en la siguiente figura donde se detalla el comportamiento de presión desde el yacimiento hasta la profundidad de asentamiento de la bomba y de la profundidad de asentamiento de la bomba hasta el cabezal de producción.

**Figura 5.7 CURVAS DE PRESIÓN DEL SISTEMA**



Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

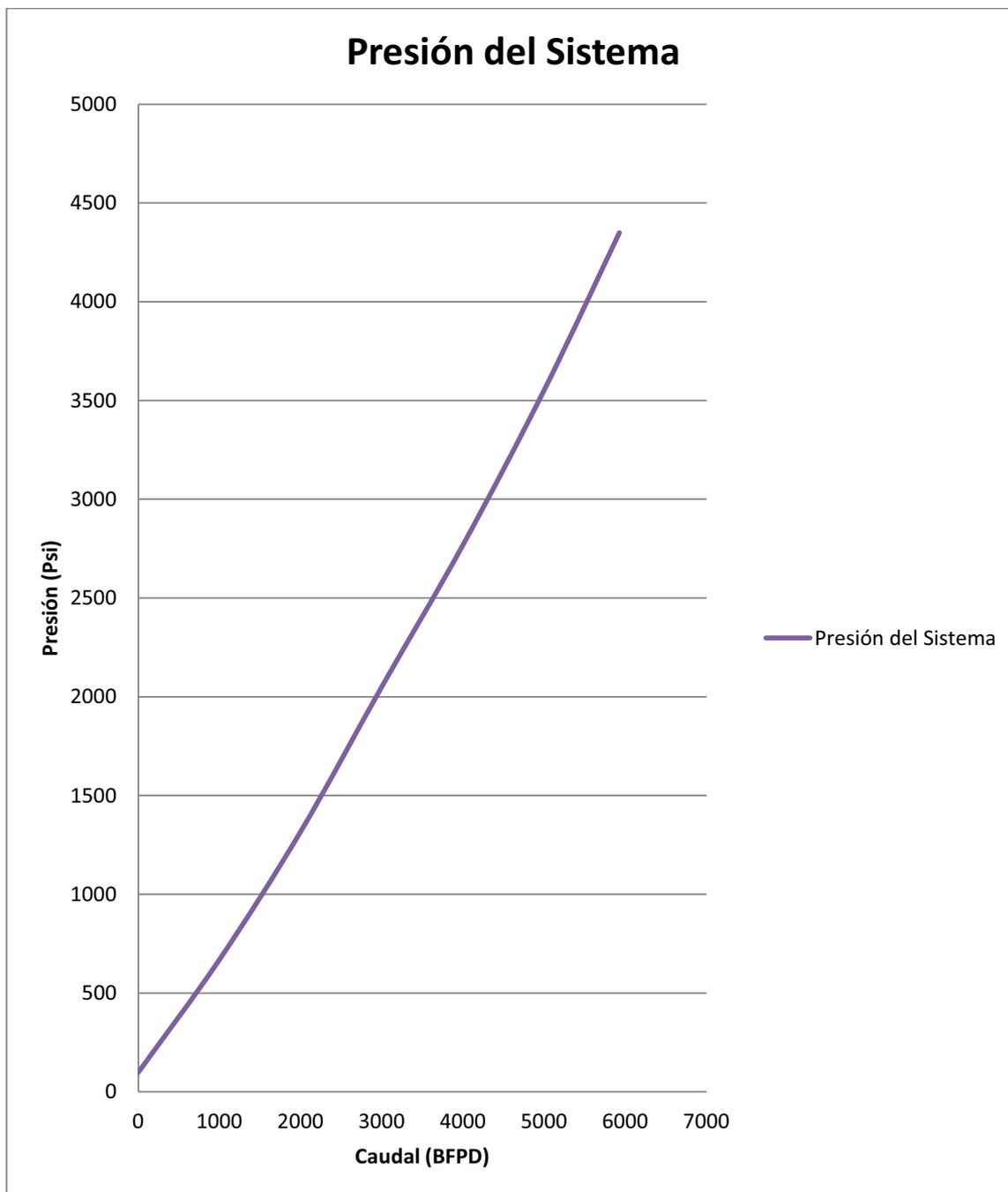
Como se puede observar en la figura 5.7 las curvas de presión no se intersecan, lo que significa que el sistema necesita una energía adicional para llevar los fluidos a superficie. Tal energía debe ser suministrada por la bomba que se va instalar, la cual debe acoplarse a la tubería de producción y debe ajustarse a las necesidades del medio, así como a las propiedades del fluido que se va a poner en producción.

Es necesario conocer la energía o presión del sistema con el que se va a trabajar, para lo cual se va a calcular la presión del sistema en conjunto en base a la presión de entrada de la bomba (PIP) y la presión de descarga de la misma.

**Tabla 5.24 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DEL SISTEMA.**

<b>Caudal BFPD</b>	<b>PIP Psi</b>	<b>Presión de Descarga Psi</b>	<b>Presión del Sistema Psi</b>
0	3069,02	3168,0784	99,0544
1000	2550,89	3221,301558	670,4122735
2000	2032,75	3351,033007	1318,278437
3000	1514,62	3567,252088	2052,632233
4000	996,49	3766,838932	2770,353793
5000	478,35	4032,954725	3554,6043
5923,216	0,00	4348,967228	4348,967228

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Figura 5.8 CURVA DE LA PRESIÓN TOTAL DEL SISTEMA.**

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

La curva que se observa en la figura 5.7 representa la curva del sistema del pozo, la cual incluye el análisis de todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo a excepción de la bomba. Esta curva puede ser aplicada para cualquier caudal que se desee producir y además me permite analizar el rendimiento de la bomba.

Ahora vamos a calcular caída de presión en el yacimiento para el caudal deseado (1000 BFPD):

$$P_{wf} = P_r - DD$$

Despejamos el diferencial de presión y tenemos:

$$DD = P_r - P_{wf} = \frac{q}{IP}$$

$$DD = \frac{1000}{1.93} = 518.134 \text{ psi}$$

Así que la presión a la entrada de la bomba será:

$$P_{wf} = P_r - DD$$

$$P_{wf} = 3150 \text{ psi} - 518.134 \text{ psi} = 2631.866 \text{ psi}$$

$$PIP = P_{wf} + CHP - \Delta P$$

$$PIP = 2631.866 \text{ psi} + 100 \text{ psi} - 80.976 \text{ psi} = 2650.89 \text{ psi}$$

Calculamos la sumergencia de la bomba, conociendo que la gravedad específica es del agua y del petróleo, ya que el gas es separado antes de que entre en la bomba.

$$SG_{\text{mezcla}} = SG_w \times f_w + SG_o \times (1 - f_w) = 1.01 \times 0.15 + 0.9358 \times (1 - 0.15) = 0.9469$$

$$\text{Sumergencia} = \frac{PIP}{0.433 \times SG_{mezcla}}$$

$$\text{Sumergencia} = \frac{2650.89}{0.433 \times 0.9469} = 6465.463 \text{ pies}$$

#### 5.1.2.4 Porcentaje de gas libre que manejará la bomba.

Para determinar el porcentaje de gas libre que manejará la bomba se procede a calcular los volúmenes de agua, petróleo y gas a condiciones de superficie:

$$V_o = BOPD \times B_o \text{ [BOPD]}$$

$$V_o = 1000 \times (1 - 0.15) \times 1.1014 = 936.19 \text{ [BOPD]}$$

$$V_w = 1000 \times 0.15 \times 1.01 = 151.5 \text{ [BOPD]}$$

Para calcular el volumen de gas en el fondo del pozo, primero calculamos el gas en solución:

$$R_s = SG_g \left( \frac{Pb}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times API}}{10^{0.00091 \times T}} \right)^{1.2048}$$

$$R_s = 1.2613 \left( \frac{430}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times 19.7}}{10^{0.00091 \times 195}} \right)^{1.2048}$$

$$R_s = 69.848 \text{ scf/STB}$$

Ahora vamos a calcular el factor volumétrico del gas:

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{P} \quad (3.14)$$

Para calcular el factor de compresibilidad del gas partimos de las presiones y temperaturas pseudoreducidas.

$$P_{sr} = \frac{P}{667 + 15 \gamma_g + 37.7 \gamma_g^2} = \frac{3150}{667 + 15 \times 1.2613 + 37.7 \times 1.2613^2} = 4.223$$

$$T_{sr} = \frac{T}{168 + 325 \gamma_g - 12.5 \gamma_g^2} = \frac{195 + 460}{168 + 325 \times 1.2613 - 12.5 \times 1.2613^2} = 1.173$$

Con la presión y la temperatura pseudoreducida entramos en la grafica del Anexo 3 y hallamos el factor de compresibilidad del gas ( $Z$ ), este valor es 0.61.

Ahora vamos a calcular la cantidad de gas total que se va a producir mediante la ecuación 3.15

$$Gas\ Total = \frac{GOR \times BOPD}{1000} [MPCD]$$

$$Gas\ Total = \frac{213 \times 936.19}{1000} = 199.408 [Mpcs]$$

La cantidad de gas en solución a la profundidad de asentamiento de la bomba se puede determinar con la ecuación 3.16 :

$$Gas\ en\ Solución = \frac{Rs \times BOPD}{1000} [Mpcs]$$

$$Gas\ en\ Solución = \frac{69.848 \times 936.19}{1000} = 65.390 [Mpcs]$$

Ahora vamos a calcular la cantidad de gas libre que se dispone con la ecuación 3.17:

$$Ga\ libre = Gas\ Total - Gas\ en\ Solución$$

$$\text{Ga libre} = 199.408[\text{Mpcs}] - 65.390[\text{Mpcs}] = 134.017 [\text{Mpcs}]$$

Determinamos la cantidad de gas que pasa por la entrada de la bomba:

$$V_g = \text{Gas Libre} \times B_g [\text{MPCD}]$$

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT_{fondo}}{PIP}$$

$$B_g = 0.00504 \frac{0.61 \times (195 + 460)}{2650.89} = 0.759 \text{ bls/ Mpcs}$$

$$V_g = 134.017 \times 0.759 = 101.718 (\text{BGPD})$$

El volumen total de fluido que va a manejar la bomba:

$$V_T = V_o + V_w + V_g$$

$$V_T = 936.19 + 151.5 + 101.718$$

$$V_T = 1189.408 \text{ BFPD}$$

El porcentaje de gas libre en la bomba:

$$\text{Gas Libre} = \frac{V_g}{V_T} \times 100 \%$$

$$\text{Gas Libre} = \frac{101.718}{1189.408} \times 100 \% = 8.55\%$$

#### 5.1.2.5 Determinación del Levantamiento Neto Vertical.

Corresponde a la altura de la columna que debe levantar la bomba hasta que llegue el fluido a superficie.

LNV=Profundidad de la bomba – Sumergencia de la bomba

$$\text{LNV}=8115- 6465.463 =1649.537 \text{ pies}$$

#### 5.1.2.6 Cálculo de la columna Dinámica Total.

Corresponde a la altura que la bomba debe vencer para que llegue el fluido a superficie y se determina con la ecuación 3.23.

$$\text{TDH} = \text{LNV} + \text{P.F} + \text{THP} [\text{pies}]$$

Primero se calcula la presión de cabeza en pies con la ecuación 3.1

$$\text{Cabeza} = \frac{\text{Presión} [\text{psi}] \times 2.31 \left[ \frac{\text{pies}}{\text{psi}} \right]}{SG_{\text{mezcla}}}$$

$$\text{Cabeza} = \frac{100 \times 2.31}{0.9469} = 243.953 \text{ pies}$$

Las pérdidas que se generan por fricción para 1000 bls son de 16 pies como se puede observar en la tabla 5.21

$$\text{TDH} = 1649.537 \text{ pies} + 16 \text{ pies} + 243.953 \text{ pies}$$

$$\text{TDH} = 1909.49 \text{ pies}$$

#### 5.1.2.7 Selección de la bomba.

Para la selección de la bomba se puede ocupar catálogos o simuladores de la empresa Weaterford .Para dicha selección se debe conocer el caudal del diseño deseado para nuestro caso es de 1000 BFPD y la columna dinámica total en pies calculada.

Para la selección de los equipos de fondo se requieren de algunos parámetros pero entre los más relevantes tenemos las propiedades de los fluidos que van a manejar los equipos y la cantidad de gas libre a la entrada de la bomba, el cual no debe exceder el 10 %, que en nuestro caso es de 8.55 %, lo que significa que no se va a requerir algún equipo adicional para la separación de gas.

El diagrama de la bomba a usarse se muestra en la figura 4.2

Los componentes para la instalación de la bomba BES se detallan en las siguientes tablas:

**Tabla 5.25 CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA.**

BES PUMP ESP Pump Support Block	
Stages:	130
HP:	195

Fuente: Weatherford

**Tabla 5.26 CARACTERÍSTICAS DEL CABLE.**

CABLE FLAT- CableLine	
Size (Cu)	1,5
Shape	Flat

Fuente: Weatherford

**Tabla 5.27 CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR.**

MOTOR ESP Pump Support Block		
HP:	325	HP
Voltage:	2500	Volts
Current:	64	Amps
Frequency:	55	Hz

Fuente: Weatherford

**Tabla 5.28 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR.**

TRANSFORMER		
Amperage:	50,3	Amps
Kilovolt Amper:	205,7	KVA
Surface Voltage:	2359,7	Volts

Fuente: Weatherford

Finalmente se concluye con el diagrama de completación Commingled Sensada que se implementará en el pozo VHR-24D, la ubicación de los sensores, bombas, packers y demás equipos de fondo se detalla en la completación que se encuentra en el Anexo 6.

## CAPÍTULO VI

### ANÁLISIS TÉCNICO DEL PROYECTO

#### 6.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

El presente análisis económico sirve para determinar si el uso de materiales más resistentes a los daños que pueden provocar los distintos ambientes de producción de subsuelo en el diseño de una completación commingled sensada genera algún beneficio en costos tanto para futuros pozos como los ya instalados.

Este análisis será proyectado para tres años.

##### 6.1.1 FLUJO DE CAJA

Se entiende por la suma de todos los cobros menos todos los pagos durante la vida útil del proyecto de inversión. Está considerado como el método más simple de todos.

Matemáticamente se representa así:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Gastos} \quad (6.1)$$

##### 6.1.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto (VAN) o valor presente neto (VPN) se define como un indicador en términos económicos con la sumatoria del flujo de fondos llevados al presente y se representa con la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_n c k}{(1+i)^k} = -F_0 + \frac{F_1}{(1+i)} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (6.2)$$

Donde,

$n$  es el número de períodos a los que se calcula la inversión

$F_{nck}$  es el flujo de caja neto

$i$  es la tasa de actualización de la empresa

Sabiendo los resultados de este indicador se tiene tres casos:

- $VAN > 0$ , esto significa que el proyecto es indiferente es decir se obtiene el beneficio esperado.
- $VAN = 0$ , el proyecto es viable es decir se obtiene el beneficio esperado añadido un excedente.
- $VAN < 0$ , esto quiere decir que el proyecto no es viable, no hay ningún beneficio económico y como resultado tenemos una pérdida.

### 6.1.3 TASA INTERNA DE RETORNO

Se define como un indicador financiero en porcentaje que representa la máxima rentabilidad que podría ofrecer el proyecto.

La tasa interna de retorno de un proyecto es la actualización que se hace que el valor actual neto sea igual a cero. Su formula es:

$$\sum_{k=0}^n \frac{F_{nck}}{(1+TIR)^k} = 0 = -F_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} \quad (6.3)$$

El proyecto será tomado en cuenta si el TIR es superior o igual a la tasa propuesta por el inversor, caso contrario el proyecto no es viable.

### 6.1.4 RELACIÓN COSTO-BENEFICIO

Es un indicador adimensional y financiero, se calcula mediante la sumatoria de valores positivos llevados al presente, sobre la sumatoria de valores negativos llevados al presente. Se define matemáticamente como:

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum VP(+)}{|\sum VP(-)|} \quad (6.4)$$

$\Sigma VP(+)$ = Sumatoria de valores positivos llevados al presente.

$\Sigma VP(-)$ = Sumatoria de valores negativos llevados al presente.

Según los resultados que nos de la relación B/C tenemos:

- Si B/C es mayor a uno el proyecto generará ganancias.
- Si B/C es igual a uno los costos serán iguales al beneficio, no habrá ganancias.
- Si B/C es menor a uno no es viable.

### 6.1.5 COSTOS DEL PROYECTO

Los costos son que se detallan a continuación son los precios del equipo ha instalarse los cuales incluyen herramientas de subsuelo, tubería de producción y equipo de superficie incluidos en el diseño.

**Tabla 6.1. COSTOS DE COMPLETACIÓN COMMINGLED SENSADA**

Costos del Equipo de Subsuelo			
Herramientas	USD/pie	USD/u	Total
Tubería de 9 5/8"	15	-	75100
Liner 7"	20	-	65000
Y-Tool	-	130.000	100.000
Dual String Packer	-	27.000	27.000
Unidad de Sellos	-	33.000	33.000
Cabezal del Pozo	-	40.000	40.000
Conectores del Cabezal	-	51.000	51.000
Blast Joint	636	-	31800
Tubería de 3 1/2"	27	-	38151
Protector de Cable	-	79	79
Optical Flowmeter	-	1500	1500
Optical P/T	-	1500	1500
			374130
TOTAL			

Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

El proceso de instalación del equipo de fondo también necesita un equipo de workover lo que es necesario realizar distintos trabajos como reemplazar equipos existentes en el pozo y se instala un nuevo equipo, los costos del equipo se realiza a continuación:

**Tabla 6.2 COSTO DEL EQUIPO DE WORKOVER**

<b>Equipo de Workover</b>			
	Días	USD/día	TOTAL
Días de taladro	7,5	10	75
Asistencia Técnica	-	-	38
Renta de herramientas	-	-	90
	<b>TOTAL</b>		<b>203</b>

Fuente: Weatherford

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

### 6.1.5 INGRESOS

Para este estudio se considera un contrato de prestación de servicios mediante el cual la contratista percibe una tarifa fija, para esto se considera la tarifa de 35,95 USD/barril valor establecido en el contrato de prestación de servicio en la última negociación a finales del 2010.

Los ingresos son generados mediante la multiplicación de la tarifa por el crudo entregado en el punto de fiscalización, para nuestro caso tomará como referencia un pozo X para recompletación.

Para nuestro caso en tratarse de un pozo de producción se tomará en cuenta el aporte de una arena para instalar la completación commingled sensada para recuperar reservas de otro reservorio y esta producción debe dar la inversión del proyecto.

### **6.1.6 EGRESOS**

El costo operativo representa una suma de valores que intervienen en el proceso de producción entre los que se puede nombrar el valor de producir petróleo desde el fondo hasta superficie, mantenimiento de la planta, reparación de herramientas.

Los costos operativos netos por barril equivalente se calculan como el total de costos operativos dividido entre el total de los volúmenes transportados de petróleo, ya que se baja en los pronósticos de producción del campo en unos futuros estos tenderán a disminuir.

El costo operativo del crudo podrá aumentar dichos valores, y su cifra es 7,5 \$/bbl .

Los egresos mensuales se detallan en la tabla 6.3.

**Tabla 6.3 PRODUCCIÓN MENSUAL DURANTE LA EVALUACIÓN  
ECONÓMICA**

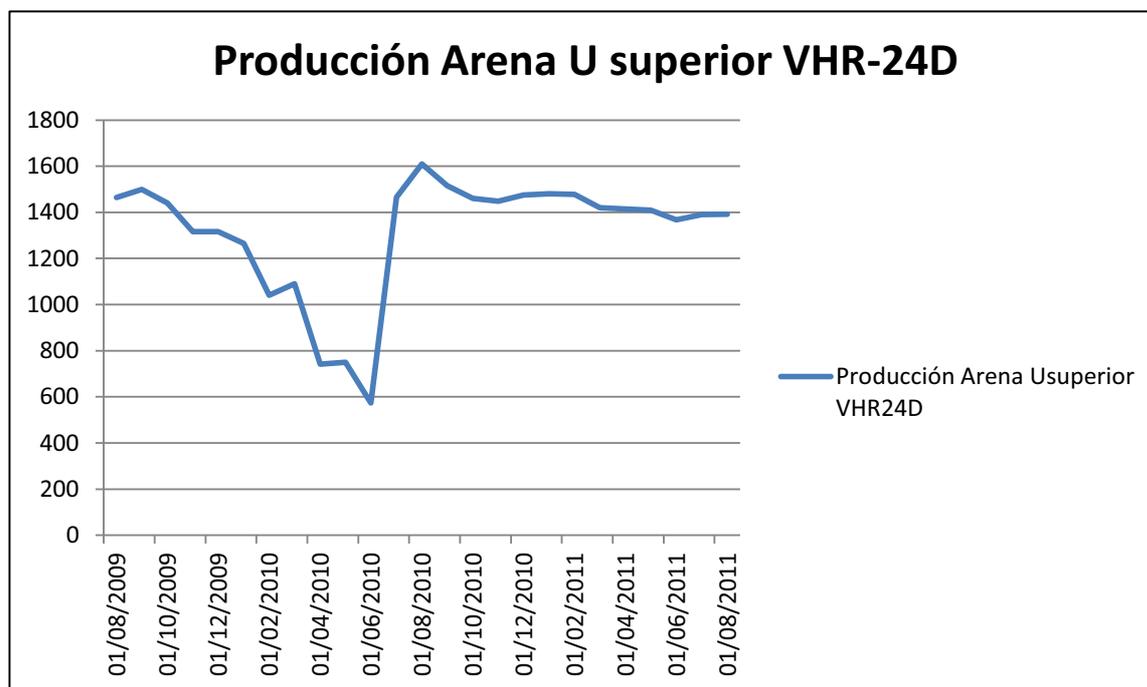
**POZO VHR-24 D**

FECHA	U Superior			
	BFPD	BPPD	BAPD	BSW
01/08/2009	1464	468	996	68
01/09/2009	1500	480	1020	68
01/10/2009	1440	461	979	68
01/11/2009	1317	422	895	68
01/12/2009	1317	421	896	68
01/01/2010	1265	253	1012	80
01/02/2010	1040	208	832	80
01/03/2010	1090	218	872	80
01/04/2010	742	148	594	80
01/05/2010	750	150	600	80
01/06/2010	574	115	459	80
DESPUÉS DE UN CIERRE DEL POZO				
01/07/2010	1466	59	1407	96
01/08/2010	1610	338	1272	79
01/09/2010	1516	318	1198	79
01/10/2010	1460	307	1153	79
01/11/2010	1448	304	1144	79
01/12/2010	1475	310	1165	79
01/01/2011	1480	311	1169	79
01/02/2011	1478	310	1168	79
01/03/2011	1420	296	1124	79
01/04/2011	1415	297	1118	79
01/05/2011	1409	296	1113	79
01/06/2011	1368	287	1081	79
01/07/2011	1390	292	1098	79
01/08/2011	1392	292	1100	79

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Figura 6.1 PRODUCCIÓN MENSUAL DE EVALUACIÓN ECONÓMICA**



Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Partiendo de la producción tenemos que calcular los ingresos totales que se realiza en el tiempo de evaluación económica.

Se lo presenta en la tabla 6.4.

**Tabla 6.4 INGRESOS MENSUALES SOBRE EL TIEMPO DE  
EVALUACIÓN ECONÓMICA  
CAMPO VHR – 24D**

<b>MESES</b>	<b>BPPD</b>	<b>Ingresos Mensuales (USD)</b>
1	468	504738
2	480	517680
3	461	497188,5
4	422	455127
5	421	454048,5
6	253	272860,5
7	208	224328
8	218	235113
9	148	159618
10	150	161775
11	115	124027,5
12	59	63631,5
13	338	364533
14	318	342963
15	307	331099,5
16	304	327864
17	310	334335
18	311	335413,5
19	310	334335
20	296	319236
21	297	320314,5
22	296	319236
23	287	309529,5
24	292	314922
25	292	314922
<b>TOTAL DE INGRESOS:</b>		<b>7938838,5</b>

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Tabla 6.5 EGRESOS MENSUALES DURANTE LA EVALUACIÓN  
ECONÓMICA  
POZO VHR 24-D**

<b>MESES</b>	<b>BPPD</b>	<b>Producción Mensual de Declinación (6,72%)</b>	<b>Costos operativos (7,5\$/bbl)</b>	<b>Egreso total por mes</b>
1	468	14154,27188	106157,039	106157,039
2	480	14072,45939	105543,445	105543,445
3	461	13991,11979	104933,398	104933,398
4	422	13910,25032	104326,877	104326,877
5	421	13829,84829	103723,862	103723,862
6	253	13749,91099	103124,332	103124,332
7	208	13670,43573	102528,268	102528,268
8	218	13591,41984	101935,649	101935,649
9	148	13512,86067	101346,455	101346,455
10	150	13434,75558	100760,667	100760,667
11	115	13357,10193	100178,264	100178,264
12	59	13279,89713	99599,2285	99599,2285
13	338	13203,13858	99023,5393	99023,5393
14	318	13126,82369	98451,1777	98451,1777
15	307	13050,94991	97882,1243	97882,1243
16	304	12975,51469	97316,3602	97316,3602
17	310	12900,51548	96753,8661	96753,8661
18	311	12825,94978	96194,6233	96194,6233
19	310	12751,81506	95638,613	95638,613
20	296	12678,10886	95085,8164	95085,8164
21	297	12604,82867	94536,215	94536,215
22	296	12531,97205	93989,7904	93989,7904
23	287	12459,53655	93446,5241	93446,5241
24	292	12387,51973	92906,3979	92906,3979
25	292	12315,91916	92369,3937	92369,3937
<b>TOTAL DE EGRESOS:</b>				<b>2477751,93</b>

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

**Tabla 6.6 EVALUACIÓN DEL PROYECTO PARA EL POZO VHR-24D****TASA DE ACTUALIZACIÓN: 12%**

MESES	EGRESOS	INGRESOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	INGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO
0	374333,0		374333,0		-374333,0
1	106157,039	504738	94783,1	450658,9	355875,9
2	105543,445	517680	94235,2	462214,3	367979,1
3	104933,398	497188,5	93690,5	443918,3	350227,8
4	104326,877	455127	93149,0	406363,4	313214,4
5	103723,862	454048,5	92610,6	405400,4	312789,9
6	103124,332	272860,5	92075,3	243625,4	151550,1
7	102528,268	224328	91543,1	200292,9	108749,8
8	101935,649	235113	91014,0	209922,3	118908,3
9	101346,455	159618	90487,9	142516,1	52028,2
10	100760,667	161775	89964,9	144442,0	54477,1
11	100178,264	124027,5	89444,9	110738,8	21294,0
12	99599,2285	63631,5	88927,9	56813,8	<b>32114,0</b>
13	99023,5393	364533	88413,9	325475,9	237062,0
14	98451,1777	342963	87902,8	306217,0	218314,1
15	97882,1243	331099,5	87394,8	295624,6	208229,8
16	97316,3602	327864	86889,6	292735,7	205846,1
17	96753,8661	334335	86387,4	298513,4	212126,0
18	96194,6233	335413,5	85888,1	299476,3	213588,3
19	95638,613	334335	85391,6	298513,4	213121,8
20	95085,8164	319236	84898,1	285032,1	200134,1
21	94536,215	320314,5	84407,3	285995,1	201587,8
22	93989,7904	319236	83919,5	285032,1	201112,7
23	93446,5241	309529,5	83434,4	276365,6	192931,2
24	92906,3979	314922	82952,1	281180,4	198228,2
25	92369,3937	314922	82472,7	281180,4	198707,7

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

De la tabla 6.6 tenemos el valor actual neto y la tasa interna de retorno representados en la siguiente tabla:

**TABLA 6.7 VALOR NETO ACTUAL Y TIR DEL PROYECTO**

**VALOR NETO ACTUAL    1,257,253.8**

**TIR                            92,1%**

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Benavides Evelyn y Trejo Pablo

Como podemos ver en la tabla 6.6 el valor neto del proyecto es de 1,257,252.8, la tasa interna de retorno es de 92,1% y podríamos recuperarlo en un mes y medio aproximadamente.

## CAPÍTULO VII

### CONCLUSIONES

- Se puede incrementar la producción del pozo sin generar un flujo cruzado con la implementación de este nuevo sistema de completación.
- Corte de agua, Completación final del pozo, análisis de reservas y la vida productiva del pozo son los parámetros que determinarán el diseño de la completación Commingled Sensada.
- Los parámetros de presión y temperatura son monitoreados en tiempo real por medio de los sensores de presión y temperatura.
- La sísmica 4D y la sensibilidad de los sensores son características importantes que hacen de una completación Commingled Sensada una herramienta única para ser implementada con óptimos resultados en nuestro país.
- Mediante este sistema de completación se pueden evaluar y poner en producción varias arenas según las necesidades que requiera la empresa.
- La sísmica 4D y los sensores de fondo permite estar constantemente evaluando la arena, y determina los índices de productividad en tiempo real.
- El análisis económico también es un parámetro importante para aplicar este proyecto ya que su resultado fue de un proyecto rentable en el cual se incrementará la producción del pozo seleccionado y se recuperará lo invertido en poco tiempo.

- Este sistema de completación determina la cantidad de flujo y la fracción de fase en tiempo real.
- Con este sistema de completación se identifica las anomalías de producción y además se reduce el número de pruebas de presión, y las facilidades de superficie.
- Esta completación tiene un alto rango de confiabilidad debido a que sus elementos y sensores tienen un diseño simple, no disponen de partes móviles, no tiene muchas secciones ni divisiones y es químicamente inerte.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda perforar y poner a producir la arena U inferior ya que presenta un buen espesor de hidrocarburos, en el caso de querer aumentar la producción del pozo.
- Se recomienda controlar de manera moderada la corrosión de los equipos debido a la salinidad que presenta la arena Basal Tena así como la inyección de agentes anti escala.
- No se recomienda asentar la bomba al tope de las perforaciones debido a la energía que posee el reservorio que causaría un gasto innecesario en el cable y los equipos de fondo.
- Se recomienda capacitar al personal para el uso adecuado de los equipos y su obtener la máxima capacidad de funcionamiento.

## **BIBLIOGRAFÍA**

- CHANCAY JORGE ARMANDO / RUMIPAMBA LUIS FRANKLIN, “Incremento de producción de petróleo en el Campo Libertador mediante la implementación de Completaciones Inteligentes”, Tesis EPN, 2007.
- HARO ESTEBAN FERNANDO, “Análisis Técnico Económico para la Optimización del Diseño de Completaciones Dobles en el Bloque 16”, Tesis EPN, 2010.
- RUIZ CARLOS JAVIER, “Producción Simultánea de Petróleo de Dos Arenas diferentes Mediante Completaciones Dobles Concéntricas en el Bloque 15”, Tesis EPN, 2007.
- WEATHERFORD, “Monitoring Fibra Óptica”, Information Paper.
- WEATHERFORD, “Packers Catalog”, Information Paper.

**ANEXO N°1**

**MAPA DE UBICACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO VHR**

**ANEXO N°2**

**ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE B'Ups DE LOS POZOS PRE-  
SELECCIONADOS**

**ANEXO N°3**

**COMPLETACIONES ACTUALES DE LOS POZOS PRE-  
SELECCIONADOS**

**ANEXO N°4**

**HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO VHR-24D**

**ANEXO N°5**

**GRÁFICA DE LA COMPRESIBILIDAD DEL GAS**

**ANEXO N°6**  
**COMPLETACIÓN DISEÑADA TIPO COMMINGLED**  
**SENSADA AL POZO VHR-24D**

**ANEXO N°7**

**REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO VHR-24D**

