

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

**PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA DE PETRÓLEO DE DOS ARENAS
DIFERENTES MEDIANTE COMPLETACIONES DOBLES
CONCÉNTRICAS EN EL BLOQUE 15**

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

CARLOS JAVIER RUIZ JUMBO

DIRECTOR: ING. OCTAVIO SCCACO

Quito, Julio 2007

DECLARACIÓN

Yo, Carlos Javier Ruiz Jumbo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí escrito es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente 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.

.....
Carlos Javier Ruiz Jumbo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Señor Carlos Javier Ruiz Jumbo, bajo mi supervisión.

.....

Ing. Octavio Scacco
DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su más sincera gratitud , a los ingenieros Iván Vela, Jhonny Lomas, Gesel Proaño, José Ochoa, Roberto Almeida, Jorge Vega ,Cristian Vega, Rolando Mariño, Freddy Huilca, Gonzalo Mora por darme las facilidades y guiarme en la elaboración de este proyecto.

A los Ingenieros de Schlumberger Edward Pubiano, Gabriela Gallegos, Freddy Chicaiza por su gran colaboración.

De igual forma, deseo expresar mi gratitud a los ingenieros Cesar Vega y Octavio Scacco, por el tiempo dedicado a la evaluación y a la formulación de valiosas recomendaciones.

Finalmente a los ingenieros Ángel Ruiz Castillo y Carlos Román Lazo, gracias por atreverse a confiar en mi es obvio que sin ustedes este sueño nunca hubiera podido ser completado.

DEDICATORIA

Mi tesis la dedico con todo amor y cariño,

A ti dios porque me diste la oportunidad de vivir y de regalarme una familia maravillosa.

Esta tesis esta enteramente dedicada a mis padres Carlos Ruiz y Noemí Jumbo por el apoyo incondicional que me dieron a lo largo de la carrera y por enseñarme a que debemos tener la fortaleza de continuar hacia adelante no importa las circunstancias que la vida nos presenta. Sencillamente ustedes son la base de mi vida profesional y toda la vida estaré agradecido.

A mis hermanos Carla, Vanessa, Fernando por apoyarme y estar a mi lado.

A mis sobrinos Jorge Vicente y Jorge Luis por dar alegría a mi familia

CONTENIDO

CAPÍTULO 1	1
1 DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 15	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 HISTORIA DEL CAMPO EDEN-YUTURI	2
1.3 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.4 GEOLOGÍA	3
1.4.1 YACIMIENTO M-1	3
1.4.2 YACIMIENTO M-2	5
1.4.3 YACIMIENTO U SUPERIOR	5
1.4.4 YACIMIENTO U INFERIOR	6
1.4.5 YACIMIENTO T	6
1.5 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	8
1.5.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN CENTRALIZADAS (EPF)	10
1.5.2 FACILIDADES DE INYECCIÓN DE AGUA	11
1.5.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE CRUDO	12
1.5.4 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE AGUA	12
1.5.5 PLANTA CENTRAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	13
1.5.6 ISLAS DE PRODUCCIÓN	13
1.5.7 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	13
1.5.8 FACILIDADES COMPLEMENTARIAS	13
CAPÍTULO 2	14
2 DESCRIPCIÓN TEÓRICA DE LA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA	14
2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	14
2.2 SUB ENSAMBLAJES DE LA COMPLETACIÓN	16
2.2.1 COMPLETACIÓN INFERIOR (LOWER COMPLETION ASSEMBLY)	16
2.2.1.1 Ensamble de la empacadura	16
2.2.2 ENSAMBLAJE DE TUBERIA DE COLA (TAIL PIPE ASSEMBLY TUBULAR)	17
2.2.2.1 Localizador con sellos (Locator seal assembly)	17
2.2.2.2 Junta de seguridad inferior (Lower Shear Sub Assembly)	18

2.2.3	ENCAPSULADO POD	19
2.2.3.1	Adaptador de encapsulado(POD adapter assembly)	19
2.2.3.2	Camisa del encapsulado (POD Sleeve Sub-ensamble)	20
2.2.3.3	Colgador de encapsulado (POD hanger assembly)	21
2.2.4	ENSAMBLAJE INTERMEDIO (INTERMEDIATE ASSEMBLY TUBULAR)	22
2.2.4.1	Junta de seguridad Superior (Upper Shear Sub Assembly)	22
2.2.5	ENSAMBLE DEL SISTEMA DUAL DE FLUJO	23
2.2.5.1	Soporte de la Bomba (Pump support assembly)	23
2.2.5.2	Flow Cross over Assembly	24
2.2.6	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERNA (INNER PRODUCTION TUBING)	26
2.2.6.1	Inner stinger assembly	26
2.2.7	HERRAMIENTAS	27
2.3	COMPLETACIONES DOBLES CONCÉNTRICAS SIN EL SISTEMA DE ENCAPSULAMIENTO	28
2.3.1	INTRODUCCIÓN	28
2.3.2	VENTAJAS	29
2.3.3	DESVENTAJAS	29
2.4	SISTEMA BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE	30
2.4.1	EQUIPO SUPERFICIAL	30
2.4.1.1	Alimentación de energia	30
2.4.1.2	Transformador reductor (SDT)	30
2.4.1.3	Variador o controlador de frecuencia (VSD)	30
2.4.1.4	Trasformador elevador (SUT)	31
2.4.1.5	Caja de conexión	31
2.4.1.6	Cabezal del pozo	31
2.4.2	EQUIPO DE FONDO	32
2.4.2.1	Cable de potencia	32
2.4.2.2	Bomba Centrifuga	33
2.4.2.3	Intake o separador de gas	34
2.4.2.4	Sección sellante o protector	35
2.4.2.5	Motor eléctrico	35
2.4.2.6	Unidad psi	36

CAPÍTULO 3	37
3 CÁLCULO DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y SELECCIÓN DE POZOS	37
3.1 DEFINICIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO	37
3.2 LAS RESERVAS PROBADAS	38
3.2.1 RESERVAS PROBADAS NO-DESARROLLADAS	38
3.2.2 RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS	38
3.3 LAS RESERVAS PROBABLES	38
3.4 LAS RESERVAS POSIBLES	39
3.5 DATOS DE GEOLOGÍA E INGENIERÍA	39
3.5.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	39
3.5.1.1 Porosidad	39
3.5.1.2 Permeabilidad	40
3.5.1.3 Saturación	40
3.6 LEY DE DARCY	40
3.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS (PVT)	41
3.8 FACTORES DE RECOBRO	42
3.9 MÉTODO VOLUMÉTRICO PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS PROBADAS	43
3.9.1 CÁLCULO DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	43
3.9.2 RESERVAS DE PETRÓLEO	44
3.10 ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE UN POZO	46
3.10.1 CURVAS DE DECLINACIÓN	46
3.10.2 RADIO DE DRENAJE	46
3.11 CONSIDERACIONES IMPORTANTES PARA SELECCIÓN DE POZOS	47
3.11.1 TIPO DE POZO	47
3.11.2 DIÁMETRO DE CASING	48
3.11.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	48
3.11.4 PRODUCCIÓN DE AGUA	48
3.11.5 PRODUCCIÓN DE GAS	48
3.11.6 PRODUCCIÓN ARENA	48
3.11.7 ANÁLISIS DE YACIMIENTOS	48
3.11.7.1 Yacimiento M-1	48
3.11.7.2 Yacimiento M-2	49

CAPÍTULO 4	50
4 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA	50
4.1 CONCEPTOS TEORÍCOS PARA EL DISEÑO	50
4.1.1 PRINCIPIOS DE HIDRÁULICA	50
4.1.2 CARGA	50
4.1.3 GRAVEDAD ESPECÍFICA	51
4.1.4 GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LA MEZCLA	51
4.1.5 GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN FLUIDO	51
4.1.6 GRADIENTE DE PRESIÓN DE MEZCLA	52
4.1.7 PRESIÓN DE SUBSUELO	52
4.1.8 PRESIÓN EN EL FONDO DEL POZO	52
4.1.9 PRESIÓN DE YACIMIENTO	52
4.1.10 DIFERENCIAL DE PRESIÓN (DRAWDOWN DD)	52
4.1.11 PRESIÓN DE SURGENCIA DE SUBSUELO	52
4.1.12 PROFUNDIDAD DEL PUNTO MEDIO DE PERFORACIONES MPP	53
4.1.13 CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN	53
4.1.14 CÁLCULO DE PERDIDAS DE FRICCIÓN EN TUBERÍAS CONCÉNTRICAS	54
4.1.15 DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA	55
4.1.15.1 Datos requeridos	55
4.1.15.2 Tamaño, peso y profundidad de asentamiento del revestimiento.	55
4.1.15.3 Profundidad de los intervalos perforados	55
4.1.15.4 Tamaño y rosca de tubería de producción	55
4.1.15.5 Gravedad api del petróleo, corte de agua y relación gas-petróleo (GOR)	56
4.1.15.6 Gravedad especifica de los líquidos que se van a producir	56
4.1.15.7 Temperatura del fondo del pozo (BHT)	56
4.1.15.8 Índice de productividad o relación de desempeño de flujo (IPR)	56
4.1.15.9 Presión de cabeza del pozo (THP)	56
4.1.15.10 Nivel de sumergencia deseado y presión de entrada a la bomba (PIP) deseada.	57
4.1.15.11 Voltajes disponibles en superficie	57
4.1.16 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE	58
4.1.16.1 Recopilación de datos	58
4.1.16.2 Capacidad de producción	60
4.1.16.3 Cálculos de gas	60

4.1.16.4	Relación gas-aceite	60
4.1.16.5	Factor volumétrico de formación del petróleo	61
4.1.16.6	Factor volumétrico del gas	61
4.1.16.7	Cálculo de la cabeza dinámica total en pies (Total Dynamic Head TDH)	62
4.1.16.8	Selección del tipo de bomba	63
4.1.16.9	Determinar el tamaño óptimo de componentes	63
4.1.16.10	Selección del cable	64
4.1.16.11	Determinación de la capacidad del equipo eléctrico	65
4.2	DISEÑO PARA EL POZO 1	67
4.2.1	BREVE HISTORIA DEL POZO 1	67
4.2.2	OBJETIVO DEL REACONDICIONAMIENTO	67
4.2.3	DATOS DEL CASING	67
4.2.4	DATOS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS	67
4.2.5	ARENA MT	68
4.2.6	ESTIMACIÓN DE RESERVAS	69
4.2.7	PRODUCTIVIDAD DE LA ARENA T	69
4.2.8	ANÁLISIS NODAL DE ARENA MT	71
4.2.8.1	Recopilación de datos	71
4.2.8.2	Cálculos de gravedades específicas	72
4.2.8.3	Cálculo de la presión de entrada de la bomba PIP	72
4.2.8.4	Cálculos de porcentajes de gas libre que maneja la bomba	82
4.2.8.5	Cálculo de la columna dinámica total en pies (TDH)	84
4.2.8.6	Cálculo de levantamiento neto vertical (LNV)	84
4.2.8.7	Selección del tipo de bomba	85
4.2.8.8	Determinar el tamaño óptimo de los componentes	87
4.2.8.9	Potencia requerida por la bomba	87
4.2.8.10	Selección del protector	88
4.2.8.11	Selección de la extensión de conexión del motor (motor lead extensión)	89
4.2.8.12	Selección del cable	89
4.2.8.13	Sección de entrada de la bomba	89
4.2.8.14	Equipo de monitoreo en fondo o sensor en fondo	89
4.2.9	EQUIPO DE SUPERFICIE	90
4.2.9.1	Transformador reductor (Step Down Transformer)	90

4.2.9.2	Variador de frecuencia (VSD)	90
4.2.9.3	Transformador elevador SUT	91
4.2.10	YACIMIENTO U SUPERIOR	92
4.2.11	ESTIMACIÓN DE RESERVAS	92
4.2.12	ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN	93
4.3	DIAGRAMA GENERAL DE COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA	98
CAPÍTULO 5		99
5	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO	99
5.1	CONCEPTOS TEÓRICOS	99
5.1.1	FLUJO DE CAJA	99
5.1.2	EL VALOR PRESENTE NETO (VPN)	100
5.1.3	TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR)	100
5.1.4	COSTO/BENEFICIO	101
5.1.5	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PAY-BACK)	101
5.1.6	PERFIL DE PRODUCCIÓN	102
5.1.7	PRECIO	104
5.1.8	COSTOS DE OPERACIÓN	104
5.1.8.1	Overheads	104
5.1.8.2	Operación de Crudo y Agua	105
5.1.8.3	Mantenimiento de Crudo y Agua	105
5.1.8.4	Soporte	105
5.1.8.5	Tarifas	105
5.1.8.6	Fondo Vial	105
5.1.8.7	Equipo BES	105
5.1.8.8	Amortización	105
5.1.8.9	Impuestos	106
5.1.9	INVERSIÓN	106
5.1.10	TASA DE DESCUENTO	106
5.1.11	INGRESOS	106
5.2	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO	108
5.2.1	CÁLCULO DEL FUJO DE CAJA	108
5.2.2	CÁLCULO DE VALOR PRESENTE NETO	108

5.2.3	CÁLCULO DE TASA INTERNA DE RENTABILIDAD	110
5.2.4	ANÁLISIS COSTO/BENEFICIO	110
5.2.5	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PAY-BACK)	110
5.2.6	COMENTARIOS Y RECOMENDACIÓN	111
CAPÍTULO 6		112
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	112
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		115
ANEXOS		116

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO EDEN-YUTURI Y FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE.	3
FIGURA 1.2 CORTE ESTRUCTURAL YACIMIENTO M-1	4
FIGURA 1.3 ANÁLISIS DE MINERALOGÍA DE ARENA M-2	5
FIGURA 1.4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	7
FIGURA 1.5 LA UBICACIÓN DE LAS ISLAS DE PRODUCCIÓN Y PLANTA DE PROCESAMIENTO EPF	9
FIGURA 1.6 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	11
FIGURA 1.7 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA	12
FIGURA 2.1 DIAGRAMA GENERAL DE LA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA	15
FIGURA 2.2 ENSAMBLE DE EMPACADURA	16
FIGURA 2.3 LOCALIZADOR CON SELLOS	17
FIGURA 2.4 JUNTA DE SEGURIDAD INFERIOR	18
FIGURA 2.5 ADACTADOR DE ENCAPSULADO	19
FIGURA 2.6 CAMISA DEL ENCAPSULADO	20
FIGURA 2.7 COLGADOR DE ENCAPSULADO	21
FIGURA 2.8 JUNTA DE SEGURIDAD SUPERIOR	22
FIGURA 2.9 SOPORTE DE LA BOMBA	23
FIGURA 2.10 FLOW X-OVER ASSEMBLY	24
FIGURA 2.11 INNER STINGER ASSEMBLY	26
FIGURA 2.12 COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA SIN ENCAPSULAMIENTO	28
FIGURA 2.13 EQUIPO DE SUPERFICIE	31
FIGURA 2.14 CABEZAL DE PRODUCCIÓN PARA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA	32
FIGURA 2.15 CABLE DE POTENCIA	33
FIGURA 2.16 BOMBA CENTRIFUGA	34
FIGURA 2.17 SEPARADOR	34
FIGURA 2.18 PROTECTOR	35
FIGURA 2.19 MOTOR	36
FIGURA 3.1 LEY DE DARCY	41
FIGURA 3.2 MAPA DE BURBUJAS	47
FIGURA 4.1 PERDIDAS POR FRICCIÓN	54
FIGURA 4.2 COMPONENTES DEL TDH	63
FIGURA 4.3 CAÍDA DE VOLTAJE	64
FIGURA 4.4 ANÁLISIS PETROFÍSICO T	68
FIGURA 4.5 CURVAS DE DECLINACIÓN MT	69
FIGURA 4.6 CURVA DE DESEMPEÑO DE FLUJO IPR	73

FIGURA 4.7 PRESIÓN DISPONIBLE	75
FIGURA 4.8 FACTORES QUE AFECTARÁN LA PRESIÓN A LA ENTRADA DE LA TUBERÍA	76
FIGURA 4.9 GRAFICA DEL SISTEMA	79
FIGURA 4.10 CURVA DE SISTEMA DEL POZO	80
FIGURA 4.11 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA GN 3200.	86
FIGURA 4.12 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA G2700	86
FIGURA 4.13 ANÁLISIS PETROFÍSICO UU	92
FIGURA 4.14 CURVA DE DECLINACIÓN UU	93
FIGURA 4.15 CURVA DESEMPEÑO DE FLUJO IPR UU	94
FIGURA 4.16 GRAFICO DEL SISTEMA TUBERÍA 4-1/2	95
FIGURA 4.17 GRAFICO DEL SISTEMA TUBERÍA CONCÉNTRICA 2''	95
FIGURA 4.18 CURVA DE SISTEMA DEL POZO	96
FIGURA 5.1 PERFIL ESTIMADO DE PRODUCCIÓN POR POZO	102
FIGURA 5.2 PERFIL DE PRODUCCIÓN TOTAL	103
FIGURA 5.3 FORESCAST PRECIO	109
FIGURA 5.4 FLUJOS A VALOR PRESENTE	1099

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN	8
TABLA 3.1 DATOS PETROFÍSICOS	40
TABLA 3.2 CARACTERÍSTICAS PVT	42
TABLA 3.3 FACTOR DE RECOBRO	42
TABLA 3.4 CÁLCULO DEL POES	44
TABLA 3.5 CALCULO DE RESERVAS	45
TABLA 3.6 CÁLCULO DE LAS RESERVAS REMANENTES	45
TABLA 3.7 POZOS SELECCIONADOS	49
TABLA 4.1 CALCULO DEL IPR	73
TABLA 4.2 CALCULO DE PIP	74
TABLA 4.3 CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN	77
TABLA 4.4 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA	78
TABLA 4.5 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DEL SISTEMA	80
TABLA 4.6 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EQUIPO BES	90
TABLA 4.7 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EQUIPO SUPERFICIE	91
TABLA 4.8 DATOS DE PRODUCCIÓN UU	92
TABLA 4.9 GRAVEDADES ESPECIFICAS	96
TABLA 4.10 PRESIÓN DE ENTRADA DE LA BOMBA PIP	97
TABLA 4.11 VOLUMEN DE FONDO QUE MANEJARA LA BOMBA	97
TABLA 4.12 CABEZA DINÁMICA TOTAL EN PIES	97
TABLA 4.13 DESCRIPCIÓN GENERAL DE EQUIPO BES	98
TABLA 4.14 DESCRIPCIÓN GENERAL DE EQUIPO DE SUPERFICIE	98
TABLA 5.1 PERFIL DE PRODUCCIÓN ESTIMADO	102
TABLA 5.2 CRONOGRAMA DE TRABAJOS	103
TABLA 5.3 PERFIL DE PRODUCCIÓN TOTAL	103
TABLA 5.4 COSTOS DE OPERACIÓN	107
TABLA 5.5 INGRESOS POR PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	107
TABLA 5.6 CÁLCULO DE FLUJO DE CAJA	108
TABLA 5.7 CÁLCULO DE VALOR PRESENTE NETO	109
TABLA 5.8 RESUMEN ECONÓMICO	109

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1 DIAGRAMA GENERAL DE COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA.	116
ANEXO 2 ESTADO ACTUAL DEL POZO 2	117
ANEXO 3 ESTADO ACTUAL DEL POZO 3	124
ANEXO 4 ESTADO ACTUAL DEL POZO 4	131
ANEXO 5 ESTADO ACTUAL DEL POZO 5	137
ANEXO 6 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS	143
ANEXO 7 PROGRAMA GENERAL DE PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA	144
ANEXO 8 COSTOS ESTIMADOS DE COMPLETACION DOBLE	170
ANEXO 9 PERDIDAS POR FRICCIÓN	173
ANEXO 10 MWD SURVEY	173

NOMENCLATURA

ϕ = Porosidad

H = Espesor neto de pago

h = Intervalos perforados

S_{wi} = Saturación de agua inicial

B_{oi} = Factor volumétrico de petróleo

B_g = Factor volumétrico de gas

B_w = Factor volumétrico de agua

R_s = Relación gas en solución

P_b = Presión de burbuja

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

P_r = Presión de reservorio

V_o = Volumen de petróleo

V_w = Volumen de agua

V_g = Volumen de gas

z = Comprensibilidad del gas

SDT = Transformador reductor

VSD = Variador o controlador de frecuencia

SUT = Transformador elevador

PVT = Analisis de presión, volumen y temperatura de los fluidos del reservorio.

N = Petróleo original en sitio

N_p = Pretróleo acumulado

Bls = Barriles de fluido

STB = Barriles fiscales

MCF = Mil pies cubicos

BSW = Corte de agua

CAP = Contacto agua petróleo

GOR = Relación gas - petróleo

MMP = Profundidad promedio de las formaciones productoras

TPP = Profundidad al tope de las perforaciones

Drawdown = diferencial de presión
BHT = Temperatura en el fondo del pozo
THP = Presión en la cabeza del tubing
CHP = Presión en la cabeza del casing
PIP = Presión de entrada a la bomba
TDH = Carga dinámica total en pies
IP = Índice de productividad
BOPD = Barriles de petróleo por día
BWPD = Barriles de petróleo por día
BHA = Equipo de fondo
MD = Profundidad medida
TVD = Profundidad vertical
VPN = Valor presente neto
TIR = Tasa interna de rentabilidad
Pay - Back = Tiempo de recuperación de inversión

RESUMEN

El propósito de las compañías operadoras es drenar los yacimientos de petróleo de una forma segura y confiable, la producción simultánea de dos arenas diferentes de un mismo pozo es una alternativa para conseguir este objetivo. Las completaciones dobles concéntricas están diseñadas para lograr producir dos yacimientos de una manera independiente y controlada usando bombas eléctricas sumergibles.

Para la instalación de la completación doble se analiza los yacimientos U y T de la formación Napo de cada pozo mediante estimaciones de reservas, análisis nodales lo que sirve para optimizar y saber el comportamiento futuro de producción.

Se diseña el equipo BES superior e inferior mediante un método sencillo y práctico, se procede a realizar el diagrama de completación con los espaciamentos correspondientes para su instalación.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo tiene como objetivo principal conocer los fundamentos teóricos de una completación doble concéntrica, el cual va a servir como guía y como una herramienta básica para los estudiantes.

Los conceptos encontrados en el presente texto recopilan información de varias materias dictadas en la Carrera de ingeniería en Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional como Ingeniería en Yacimientos, Completación de pozos, Flujo Multifásico, Sistemas de Producción y Economía de Hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN

El contenido del proyecto se ha dividido en 6 capítulos, el capítulo 1 presenta una breve descripción de la ubicación, de los conceptos geológicos que definen y clasifican cada yacimiento de hidrocarburos y de las facilidades de producción que tiene el campo.

El capítulo dos introduce los primeros conceptos teóricos de la completación doble concéntrica donde se define el funcionamiento de cada sub ensamblaje y de sus respectivas herramientas.

El capítulo tres se centra en los conceptos de evaluación de reservas de petróleo mediante el método volumétrico, donde se estudia las propiedades de la roca y fluido de cada reservorio, para la estimación de las reservas por pozo se utiliza las curvas de declinación proporcionadas por el Programa de reservorios PEEP, a demás se selecciona pozos candidatos para la instalación de la completación.

El capítulo cuatro enfoca el diseño del equipo Electrosumergible, tomando en cuenta conceptos básicos para el diseño, el procedimiento usado para el dimensionamiento es la base del Programa de REDA DESIGNPro, se realiza un diagrama de completación para pozo seleccionado.

El capítulo cinco complementa la justificación del proyecto realizando un análisis técnico económico. El último capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO 1

1 DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 15

1.1 ANTECEDENTES

La Unidad de Administración y Operación Temporal del Bloque 15 esta encargada de operar los campos:

- Eden-Yuturi
- Limoncocha
 - Indillana
 - Yanaquincha
 - Paka sur

El estudio se lo realizara en el campo Eden-Yuturi del Bloque 15, el mismo que se encuentra ubicado en la región oriental ecuatoriana, al sur-este de la provincia de Sucumbíos la mayor parte y al nor-este de la provincia del Napo. Sus coordenadas geográficas están comprendidas entre: 0° 16' - 0° 3 2' de latitud norte y 76° 04' - 76° 47' de longitud oeste.

El Bloque 15 inició sus operaciones de producción en 1993 con la perforación inicial de dos pozos exploratorios, a la fecha existen pozos productores de petróleo de las arenas de las formaciones Napo y Hollín. Cabe señalar que además existen en el bloque pozos inyectores de agua en la formación Tiyuyacu.

Las facilidades de producción del Bloque 15 son:

1. CPF (Central production facilities)
2. Limoncocha

3. EPF (Eden-Yuturi production facilities)
4. Lago Agrio: transferencia de crudo al OCP.
5. Shushufindi (SRT): estación de bombeo y transferencia de crudo al sote

Las facilidades de producción del bloque se muestran en la figura 1.1.

1.2 HISTORIA DEL CAMPO EDEN-YUTURI

En 1970 la compañía Minas y Petróleos perforo el pozo Yuturi-X en el periclinal sur de la estructura, descubriendo petróleo de 12.8 a 18 grados API en las areniscas "U Superior", "T" y "M-2".

A finales de 1996, la compañía Occidental perforó el pozo Edén-X, localizado en la culminación Norte de la estructura, pozo que confirmó los yacimientos antes mencionados "M-1" y "U Inferior" y descubrió petróleo de 19.9 a 23.1 grados API en las areniscas "U Superior", "T" y "M-2".

El Campo Edén-Yuturi entró en producción el 22 de octubre del 2002 con el pozo EY-CX, luego se incorporaron los pozos EY-CXX, todos de la isla C para el llenado de las líneas de flujo, llenado de ductos y pruebas de la planta.

1.3 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Edén-Yuturi se encuentra localizado a 75 Km. al Sureste del Campo Shushufindi y a 30 Km al Sur del campo Pañacocha. Las principales vías de acceso son la vía Shushufindi-Limoncocha-Pompeya y el río Napo que es navegable durante todo el año. Este campo cubre áreas tanto de Petroproducción como de Petroproducción-Bloque 15.

En la figura 1.1 se observa la ubicación del campo Eden Yuturi.

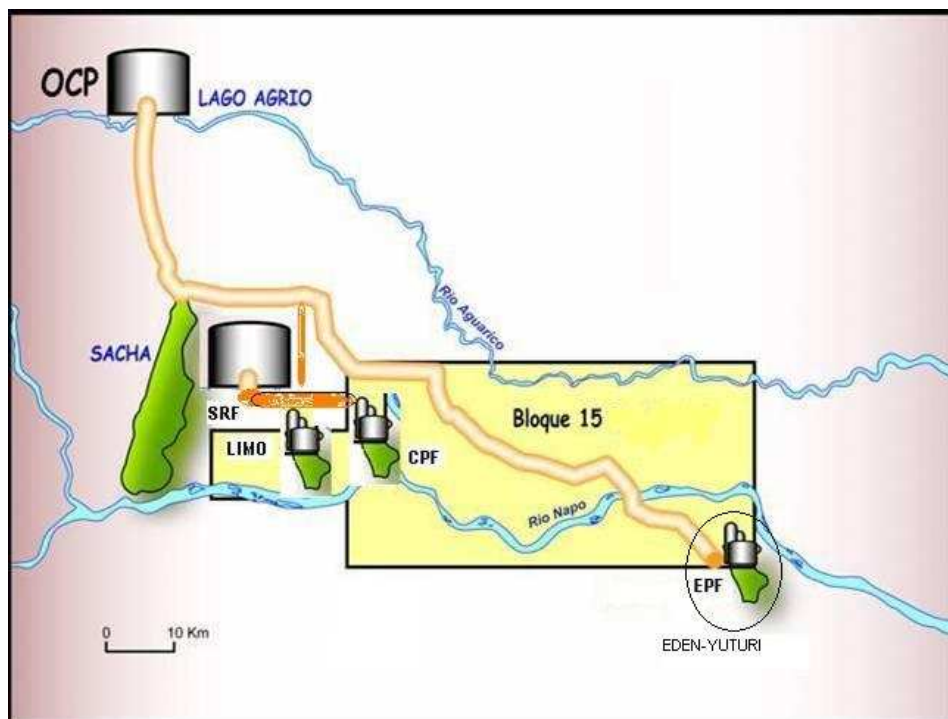


Figura 1.1 Ubicación del campo Edén-Yuturi y facilidades de producción del bloque.
Fuente: UB15

1.4 GEOLOGÍA

El campo Edén-Yuturi en la actualidad produce de la formación Napo, la misma tiene un espesor aproximado de 1300 pies y está representada por una secuencia de lutitas, calizas y areniscas. Las areniscas de la Formación Napo constituyen los principales reservorios hidrocarbúferos del campo Edén-Yuturi.

Dentro de la formación Napo cabe señalar que se encuentran los yacimientos M-1, M-2, U superior, U inferior y T los mismos que son productores.

1.4.1 YACIMIENTO M-1

En el área de Edén-Yuturi, esta arenisca se presenta con espesores que varían entre 0 y 120 pies. Se trata de una arenisca cuarzosa, de grano fino a medio, con clasificación de grano regular, cemento silíceo, a veces kaolinítica. Su ambiente de depósito ha sido descrito en núcleos de corona como deltaico en su parte inferior

(cuando remanentes de la secuencia deltaica se encuentran presentes), tidal (influenciado por mareas) y marino somero hacia el tope. Para este reservorio se considera que las areniscas de marea erosionaron a la secuencia deltaica subyacente observándose en algunos casos la ausencia total del ciclo deltaico.

En otros casos se observa un remanente del ciclo deltaico por debajo del ciclo tidal y del mismo modo algunos pozos han encontrado solamente presente el ciclo deltaico, existiendo la posibilidad de que el ciclo tidal haya sido totalmente erosionado en áreas cercanas a la cresta de la estructura o simplemente que el ciclo tidal no haya sido depositado.

Debido al ambiente de depósito, este reservorio presenta variaciones de espesor y barreras de flujo tanto en sentido lateral como vertical las mismas que complican el flujo de fluidos. La porosidad varía entre 10% y 35% y presenta permeabilidades de hasta 14 darcys, valor derivado del análisis de presiones.

La anterior descripción geológica de los ambientes de depósito en el yacimiento M-1 se ilustra gráficamente en la figura 1.2 en el corte estructural siguiente:

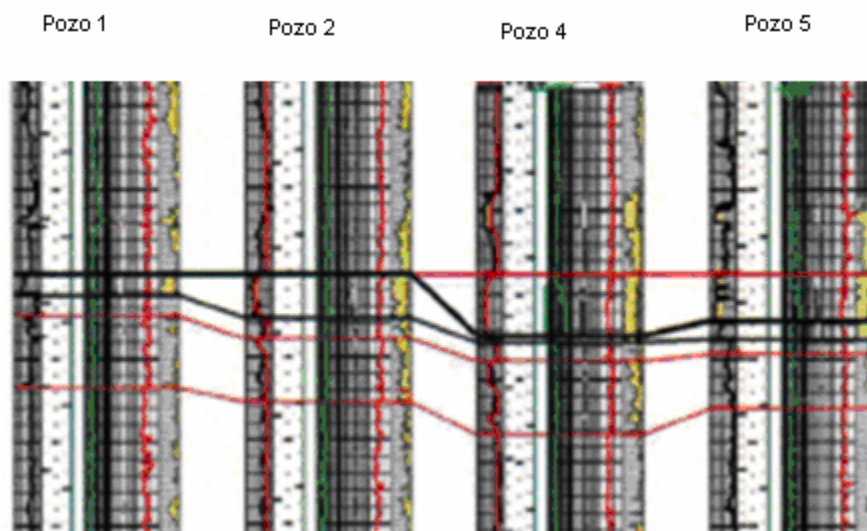


Figura 1.2 Corte estructural yacimiento M-1

Fuente: UB15

1.4.2 YACIMIENTO M-2

Este reservorio presenta propiedades petrofísicas regulares debido a que fue depositado en un ambiente marino de baja energía lo que dio lugar al depósito de material fino, el mismo que obstruye la porosidad y afecta a la permeabilidad. En este tipo de ambiente, los cuerpos arenosos no tienen gran continuidad lateral debido al limitado aporte de granos de arena hacia estas áreas.

A continuación se muestra en la figura 1.3 un análisis de la mineralogía de la arena M-2 donde existe la presencia de glaucomita y kaolinita

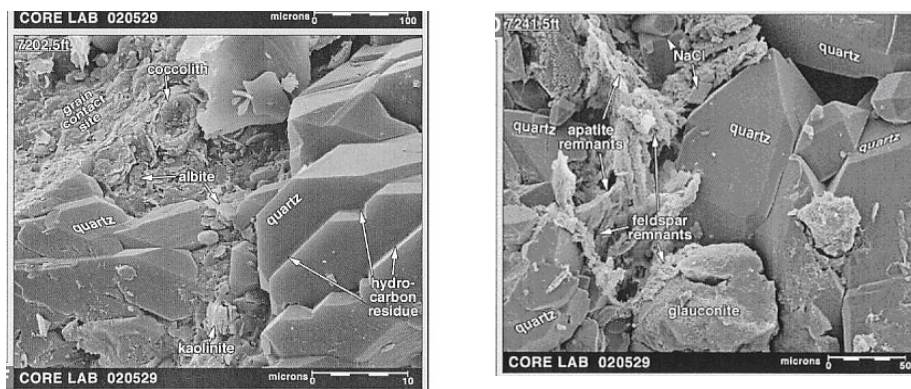


Figura 1.3 Análisis de mineralogía de arena M-2
Fuente: UB15

1.4.3 YACIMIENTO U SUPERIOR

Es una arenisca cuarzosa de grano fino, bien clasificada, con valores promedio de porosidad de 19%, permeabilidad de 1.7 darcies y S_w de 22%. Presenta cemento kaolínico hacia la base. El ambiente de depósito de esta arena ha sido descrito como tidal (influencia de mareas). En el área de Edén Yuturi tiene un espesor promedio de 40 pies. La continuidad lateral de este reservorio a través de todo el campo es bastante buena.

1.4.4 YACIMIENTO U INFERIOR

Es una arenisca cuarzosa de grano medio a grueso, mal clasificada, porosidad promedio de 20% y permeabilidad alrededor de 1.2 darcys. En la parte inferior y media se presenta como una arenisca con estratificación cruzada (canales de marea) y hacia la parte superior aumenta el contenido de intercalaciones de arcilla, lo que indica mayor influencia marina y ambiente de depósito más tranquilo (marino somero).

Debido a que el tipo de roca observado hacia la parte superior de esta secuencia muestra más influencia marina y por lo tanto sus características petrofísicas son diferentes de la sección inferior (Tidal), se ha subdividido este reservorio en dos cuerpos: U Inferior (Marino Somero) y U Inferior (Tidal). El espesor promedio de este reservorio en Edén Yuturi es de 120 pies.

1.4.5 YACIMIENTO T

En general este yacimiento se representa como una secuencia transgresiva, con depósitos con influencia de mareas hacia la base con estratificación cruzada (canales de marea) y para secuencias de grano decreciente hacia el tope. La permeabilidad vertical como la horizontal está afectada por la presencia de capas de arcilla que actúan como barreras al flujo de los fluidos.

Es una arenisca cuarzosa de grano medio a grueso, mal clasificada, algunas veces con matriz kaolínica y presencia de glauconita en la parte superior. Al igual que en la U Inferior se observa dos intervalos cada uno con características petrofísicas diferentes: la parte inferior de mejor calidad y que ha sido descrita como ambiente tidal (influencia de mareas) y el intervalo superior de menor calidad presenta muchas intercalaciones arcillosas y cemento calcáreo, arcilloso y glauconita, definido como marino somero.

El intervalo Tidal tiene una porosidad promedio de 21%, una permeabilidad de aproximadamente 1 darcy y $S_w = 29.5\%$ mientras que el intervalo Marino Somero tiene una porosidad promedio de 14.2%, permeabilidad de 200 md y $S_w = 32.65\%$. A continuación la figura 1.4 indica la columna estratigráfica del campo Eden Yuturi

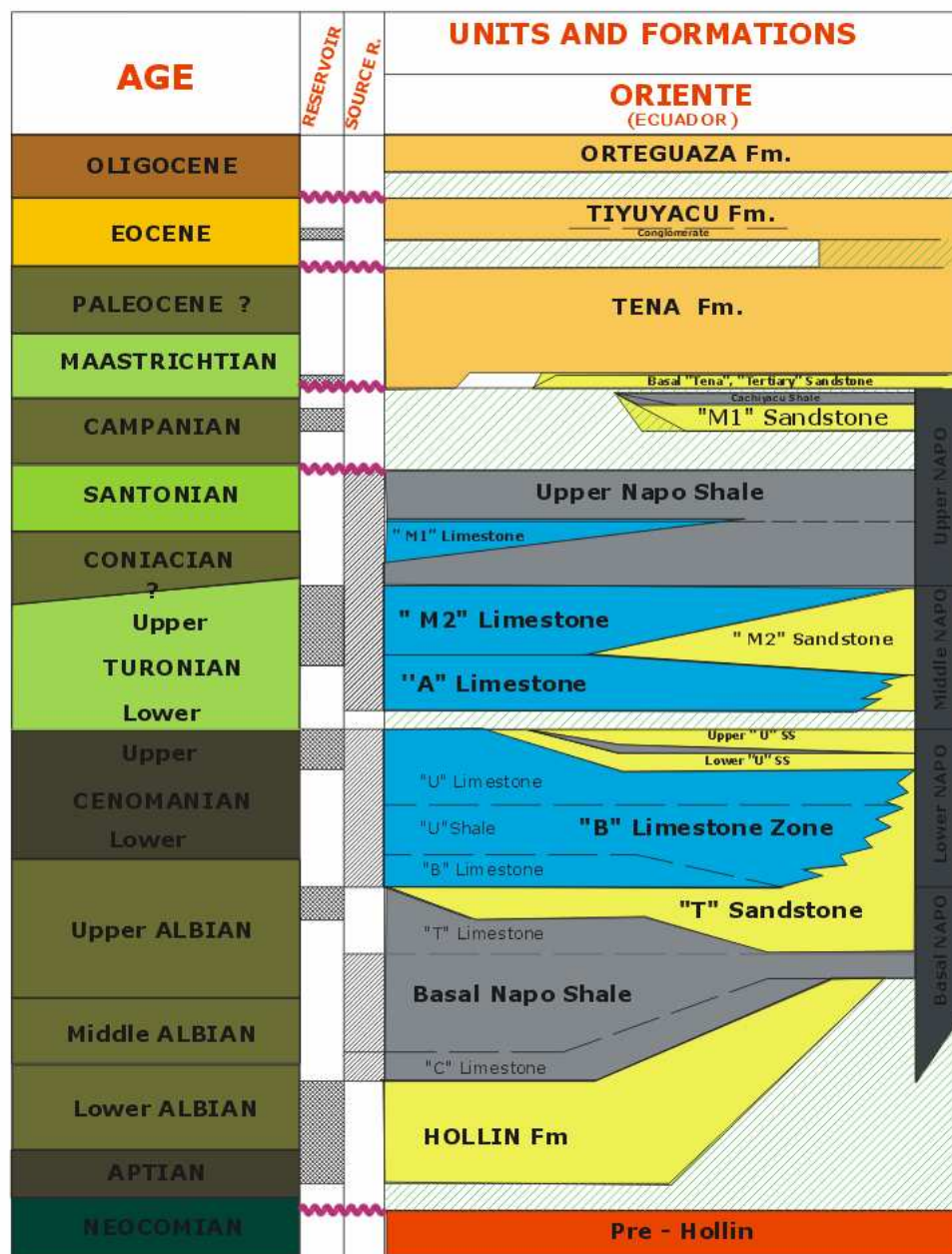


Figura 1.4 Columna estratigráfica
Fuente: UB15

1.5 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Las facilidades de producción del campo Edén-Yuturi actualmente se componen de seis plataformas de producción, una plataforma de inyección de agua, una planta de procesamiento y una línea de recolección fluidos de 18", que une las plataformas A, C, D, F y G. La plataforma B envía la producción directamente a la planta de procesamiento.

Las plataformas de producción tienen las siguientes capacidades:

Tabla 1.1 Plataforma de Producción

PLATAFORMA	POZOS DE PRODUCCION
A	20
B	3
C	13
D	14
F	3
G	4
J	Perforaciones programadas

Fuente UB-15

En la figura 1.5 se muestra la ubicación de las islas que actualmente se encuentran tanto en producción de petróleo A, C, D, E, F y G como la Isla "B" anexa al EPF que produce petróleo e inyecta el agua producida.

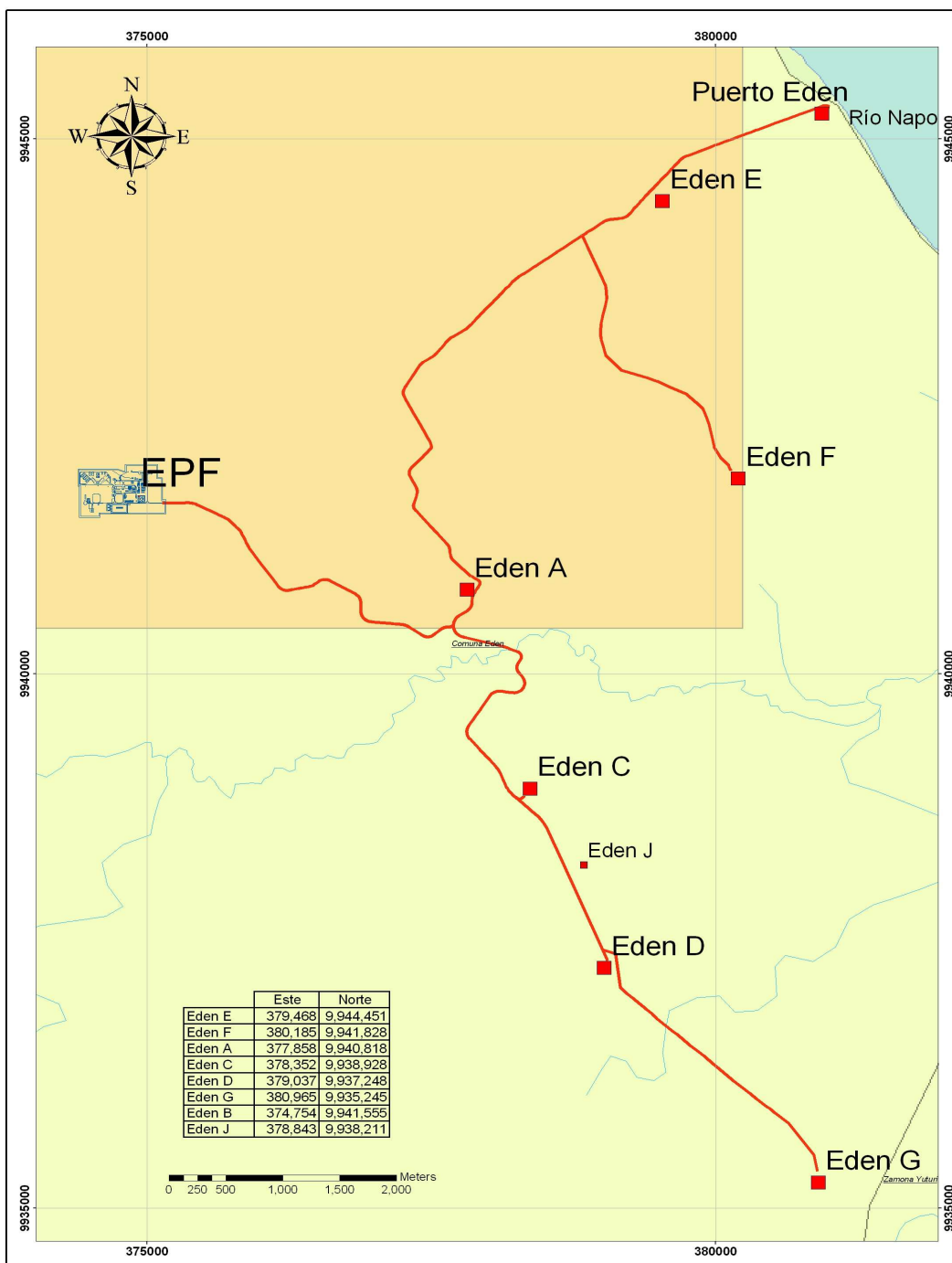


Figura 1.5 La ubicación de las islas de producción y planta de procesamiento EPF
Fuente: UB15

1.5.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN CENTRALIZADAS (EPF)

Actualmente la estación central de producción que está en operación tiene capacidad para procesar 440.0000 barriles de fluido por día, divididos en: 260.000 BWPD y 180,000 BPPD.

La capacidad de procesamiento de los equipos principales se describe a continuación:

- Cuatro Separadores Trifásicos
- Dos Separadores bifásicos de segunda de etapa
- Dos Deshidratadores electrostáticos
- Dos intercambiadores de calor
- Dos calentadores de crudo con agua caliente como medio de calentamiento.
- Tres calentadores de agua
- Dos tanques de almacenamiento de agua producida
- Dos tanques de almacenamiento de crudo de exportación
- Dos tanques de almacenamiento de crudo
- Cuatro bombas booster de agua
- Siete bombas de inyección de agua
- Tres bombas booster de crudo
- Tres bombas de despacho de crudo
- Cuatro Generadores, utilizando crudo como combustible.
- Tres Generadores, utilizando gas como combustible.
- Sistema de Tea para quemar el gas remanente.
- Sistema general de drenajes cerrados
- Sistema general de drenajes abiertos
- Sistema de agua contra incendio

A continuación se encuentra la figura 1.6 donde se esquematiza las facilidades de producción descritas anteriormente

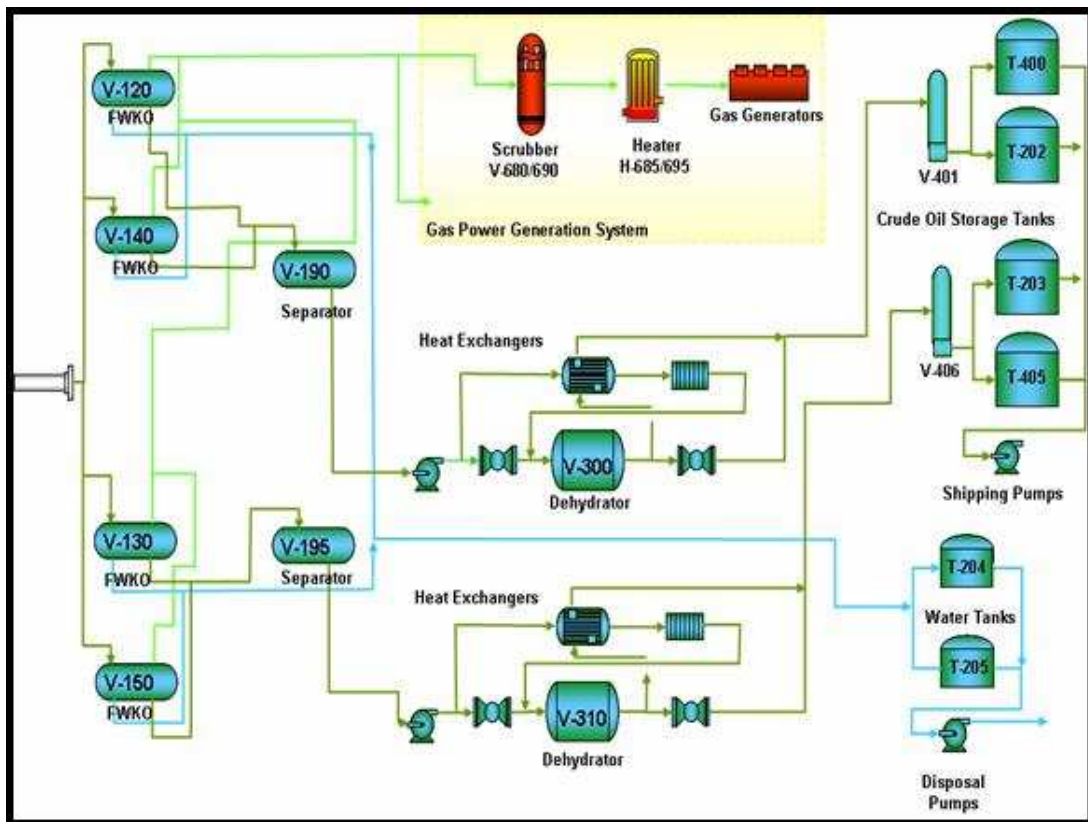


Figura 1.6 Facilidades de Producción
Fuente: UB15

1.5.2 FACILIDADES DE INYECCIÓN DE AGUA

Actualmente la plataforma de inyección de agua de producción cuenta con siete pozos inyectoros. La planta de procesamiento consiste de dos trenes de producción, cada uno conformado por:

- Dos separadores de primera etapa
- Un separador de segunda etapa
- Sistema de calentamiento e intercambiadores de calor
- Un deshidratador electrostático
- Una Bota de Gas

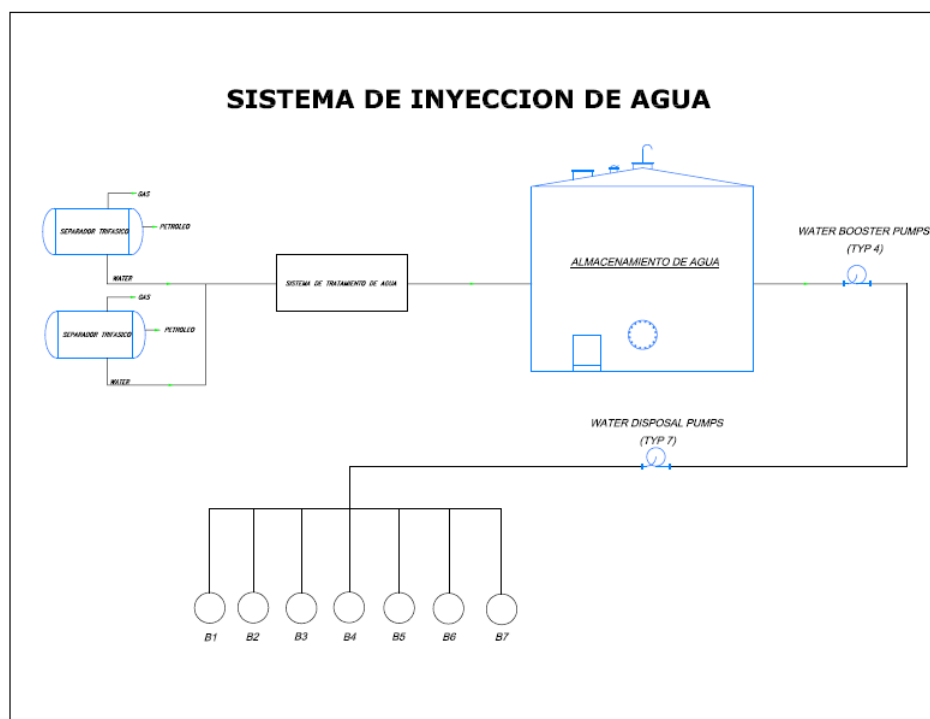


Figura 1.7 Sistema de inyección de agua

1.5.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE CRUDO

El Sistema de almacenamiento y transporte de crudo esta conformado por:

- Dos tanques de almacenamiento de crudo de 11.000 barriles y dos tanques adicionales de 11.000 barriles convertidos de servicio de agua de producción a almacenamiento de crudo
- Tres bombas booster
- Tres bombas de despacho

1.5.4 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE AGUA

El Sistema de almacenamiento de agua esta conformado por:

- Dos tanques de almacenamiento de crudo de 45.000 barriles
- Cuatro bombas booster

1.5.5 PLANTA CENTRAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

La planta central de generación eléctrica se encuentra conformada por 7 generadores: cuatro generadores utilizando exclusivamente crudo como combustible primario y tres generadores utilizando gas siempre y cuando la calidad de éste lo permitiera. Además existen Sistema auxiliares, sistemas de lubricación de bombas, y sistemas emergentes. Se ha confirmado que la calidad y cantidad de gas producido puede abastecer parte de las necesidades de generación hasta el año 2011 aproximadamente, lo cual dependerá de la producción de petróleo, la calidad de gas.

1.5.6 ISLAS DE PRODUCCIÓN

Las islas que actualmente se encuentran en producción son: A, C, D, E, F y G; además la Isla "B" ubicada anexa al EPF es utilizada tanto para la producción de petróleo como para la inyección del agua producida.

Actualmente se encuentra en la fase de construcción civil la plataforma "J", la cual esta diseñada para contener 20 pozos de producción, también se encuentran en construcción dos proyectos de pozos adicionales en las islas "F" y "D". Ver figura 1.5.

1.5.7 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los pozos del campo Edén-Yuturi desde el inicio de su desarrollo se completaron con bombas eléctrosumergibles como estaba contemplado en el Plan de Desarrollo. Por su buen desempeño, continuarán con este sistema por ser el levantamiento artificial más eficiente cuando se produce altos volúmenes de fluidos como actualmente ocurre. Actualmente se han instalado completaciones inteligentes y una doble.

1.5.8 FACILIDADES COMPLEMENTARIAS

- Oleoducto Secundario
- Carreteras y Obras de Infraestructura

CAPÍTULO 2

2 DESCRIPCIÓN TEÓRICA DE LA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA

2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El Sistema Dual Concéntrico permite producir dos zonas (arenas productoras) en el mismo pozo usando Bombas Eléctricas Sumergibles (BES). Se puede instalar en pozos con casing de 9-5/8" y con liner de 7". El equipo BES inferior es instalado dentro de una cápsula (POD) de 7", bajo este se encuentra instalado un ensamble Tailpipe el cual tiene un Localizador con unidades de sello y pata de mula, las cuales penetraran en el Seal Bore Packer (ID pulido) que estará situado entre las dos zonas de interés, con esta configuración de Packer y cápsula POD aíslan las zonas productoras una de otra. El flujo de fluido de la zona inferior se canaliza a través del Tailpipe y llega hasta la cápsula de 7" POD, de ahí será levantada hasta superficie con la ayuda del equipo BES Inferior. Un equipo BES con un sistema dual de flujo será instalado arriba del POD, para producir la zona superior. El sistema dual de flujo permite que el fluido producido de la zona inferior pase a través de este sin mezclarse con la producción que viene de la zona superior ya que el flujo que viene de la zona inferior y es levantado con la ayuda del equipo BES inferior es conducido hasta superficie a través de la tubería interior de 2 7/8", y el fluido que viene de la zona superior que es levantado con la ayuda del equipo BES superior es conducido hasta superficie a través del anular que se forma entre la tubería exterior de 5 1/2" y la tubería interior de 2-7/8". Con esto se consigue que las dos zonas sean independientemente, o simultáneamente producidas, ya que la producción de cada zona llega a superficie a través de tuberías separadas, por lo tanto pueden ser medidas independientemente en superficie. A continuación se muestra el diagrama general de la completación doble concéntrica.

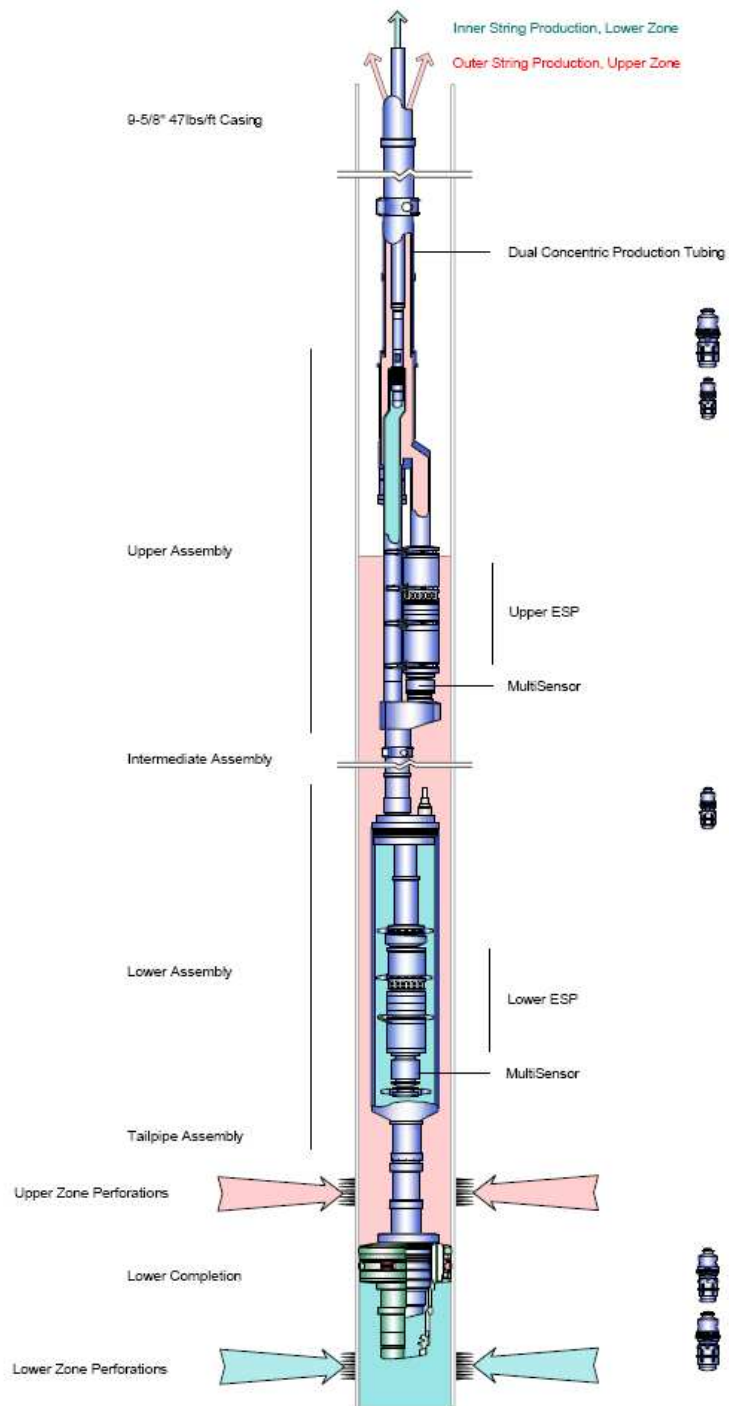


Figura 2.1 Diagrama general de la completación doble concéntrica

2.2 SUB ENSAMBLAJES DE LA COMPLETACIÓN

2.2.1 COMPLETACIÓN INFERIOR (LOWER COMPLETION ASSEMBLY)

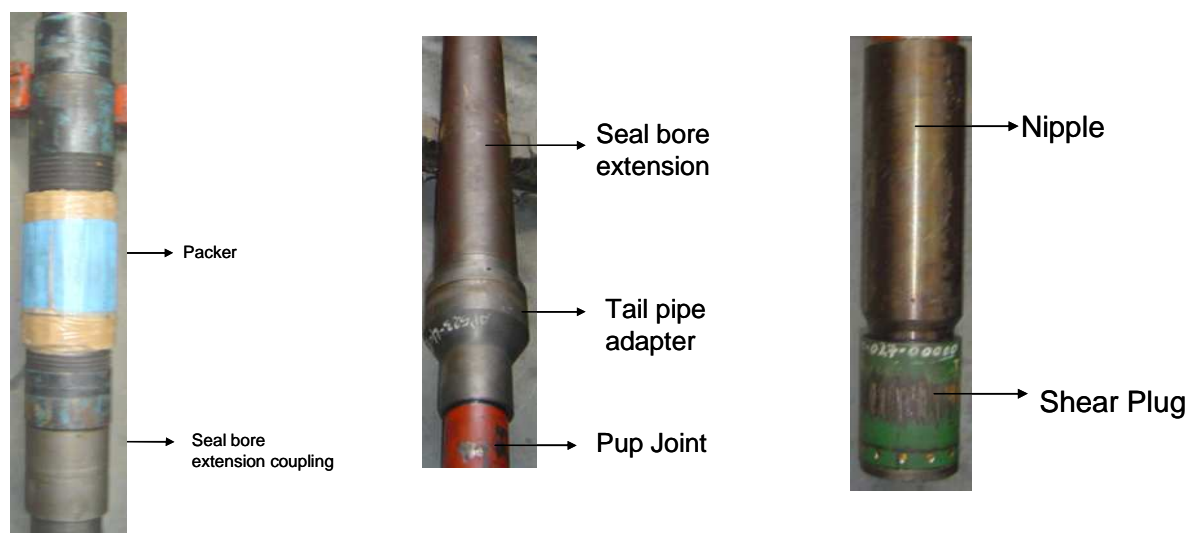
2.2.1.1 Ensamble de la empacadura

El Packer permanente será asentado entre las dos zonas productoras a una distancia adecuada bajo la ultima perforación de la arena superior para permitir la instalación del Ensamble talipipe (Localizador con Sellos) y blast joints.

Ensamble de la empacadura					
ITEM	QTY	DESCRIPTION	ID	OD	Length
J1	1	PACKER	4.000	5.814	2.25
J2	1	SEAL BORE EXTENSION COUPLING	4.000	5.688	0.50
J3	1	SEAL BORE EXTENSION	4.000	4.864	9.55
J4	1	TAIL PIPE ADAPTER	2.429	5.686	0.70
J5	1	PUP JOINT	2.438	2.875	1.66
J6	1	NIPPLE	2.250	2.875	1.02
SV	1	STANDING VALVE	N/A	2.250	1.45
J7	1	Shear Plug	N/A	3.688	0.49

Figura 2.2 Ensamble de empacadura
Fuente: SLB

A continuación se muestra las imágenes reales de las herramientas.



2.2.2 ENSAMBLAJE DE TUBERIA DE COLA (TAIL PIPE ASSEMBLY TUBULAR)

2.2.2.1 Localizador con sellos (Locator seal assembly)

Es un ensamblaje provisto con unidades de sello el mismo que sirve para ingresar en la parte interna del packer haciendo sello lo cual ayuda a que la producción de la arena inferior fluya a través de este.

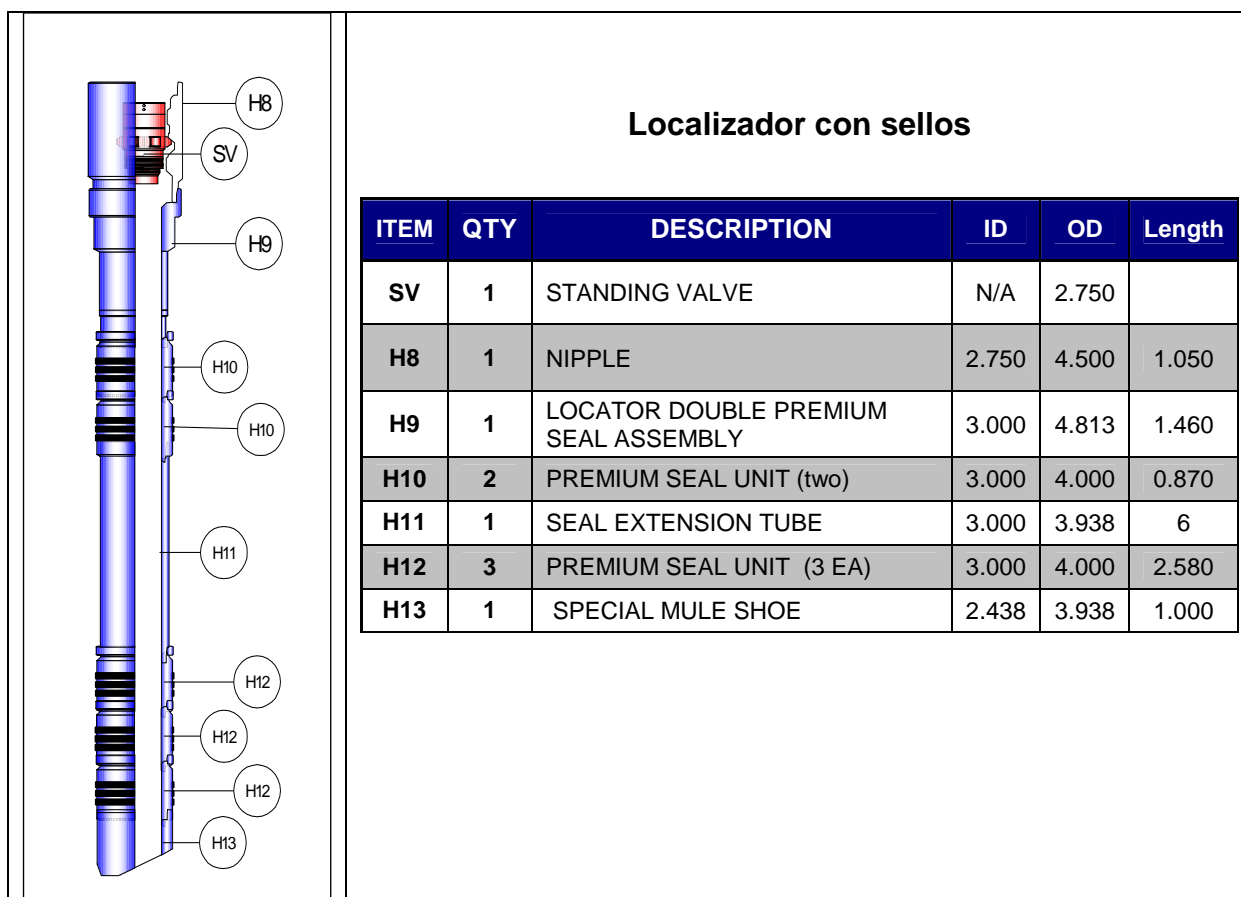
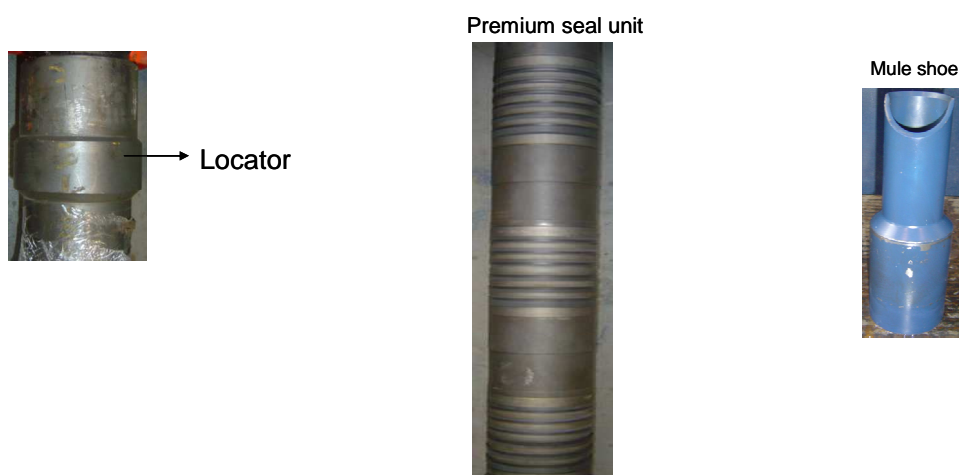


Figura 2.3 Localizador con sellos
Fuente SLB

A continuación se muestra las imágenes reales de las herramientas.



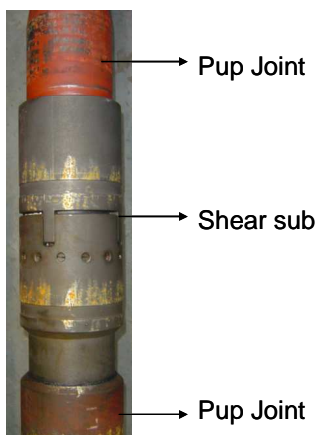
2.2.2.2 Junta de seguridad inferior (Lower Shear Sub Assembly)

Junta de seguridad que se instalada sobre los blast joint, esta diseñada para cortar la tubería si se le aplica una fuerza de ruptura (tensión). Se la utiliza cuando existe problemas mecanicos dentro del pozo.

Junta de seguridad inferior					
ITEM	QTY	DESCRIPTION	ID	OD	Length
H2	1	PUP JOINT	2.900	3.5	4
H3	1	SHEAR SUB	3.000	3.5	1.00
H4	1	PUP JOINT	2.900	3.5	6

Figura 2.4 Junta de seguridad inferior
Fuente SLB

A continuación se muestra las imágenes reales de las herramientas.



2.2.3 ENCAPSULADO POD

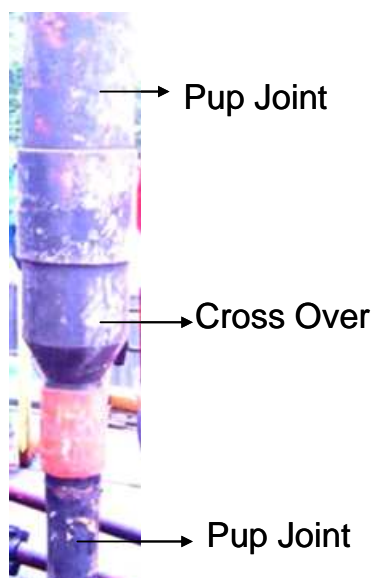
2.2.3.1 Adaptador de encapsulado(POD adapter assembly)

Es la parte inferior de la capsula donde se acumula la producción de la arena inferior y se instala el equipo BES inferior y aísla la producción de la arena superior.

Adaptador de encapsulado					
ITEM	QTY	DESCRIPTION	ID	OD	Length
F7	1	Pup joint	6.313	7	9.43
F8	1	X-Over	3.000	7	1.30
F9	1	Pup Joint	3.000	3.5	6.00
XO	1	X-Over	3.000	3.5	1.15

Figura 2.5 Adactador de encapsulado
Fuente SLB

A continuación se muestra las imágenes reales de las herramientas.



2.2.3.2 Camisa del encapsulado (POD Sleeve Sub-ensamble)

Es la parte superior de la capsula en donde va instalado el colgador (Hanger).

Camisa del encapsulado					
ITEM	QTY	DESCRIPTION	ID	OD	Length
F3	1	SLEEVE	6.313	7	3.58
F4	1	Pup joint	6.313	7	10

Figura 2.6 Camisa del encapsulado
Fuente SLB

2.2.3.3 Colgador de encapsulado (POD hanger assembly)

Esta Herramienta sirve para colgar el localizador con sellos, la tubería de cola, el encapsulado y el equipo BES inferior. Va instalada dentro de la camisa del encapsulado.

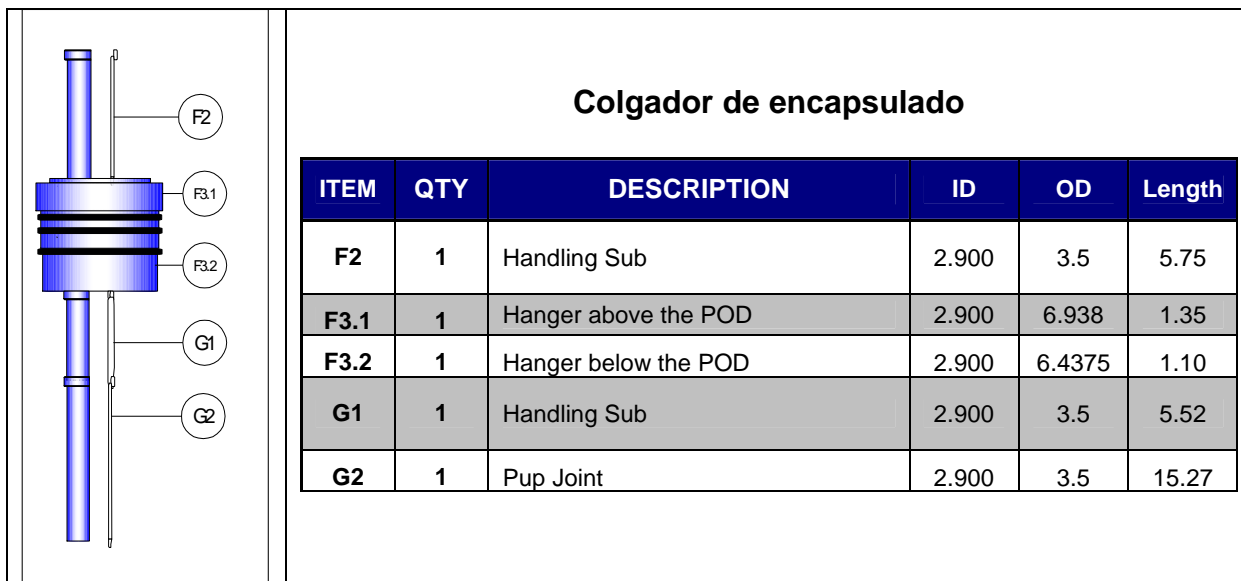
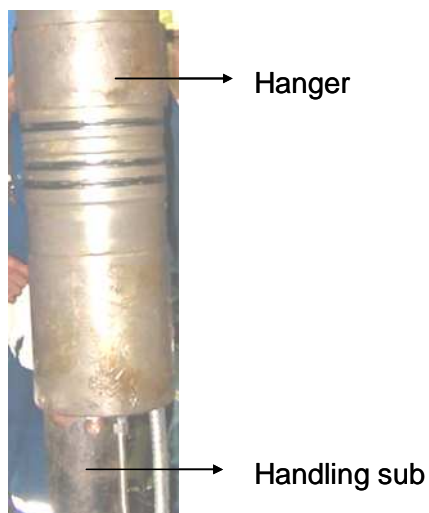


Figura 2.7 Colgador de encapsulado
Fuente SLB

A continuación se muestra las imágenes reales de las herramientas.



2.2.4 ENSAMBLAJE INTERMEDIO (INTERMEDIATE ASSEMBLY TUBULAR)

2.2.4.1 Junta de seguridad Superior (Upper Shear Sub Assembly)

Junta de seguridad que se instalada con un numero diseñado de tornillos de corte para dar una fuerza de ruptura en lbs. Esta fuerza de ruptura es mayor al Shear sub inferior.

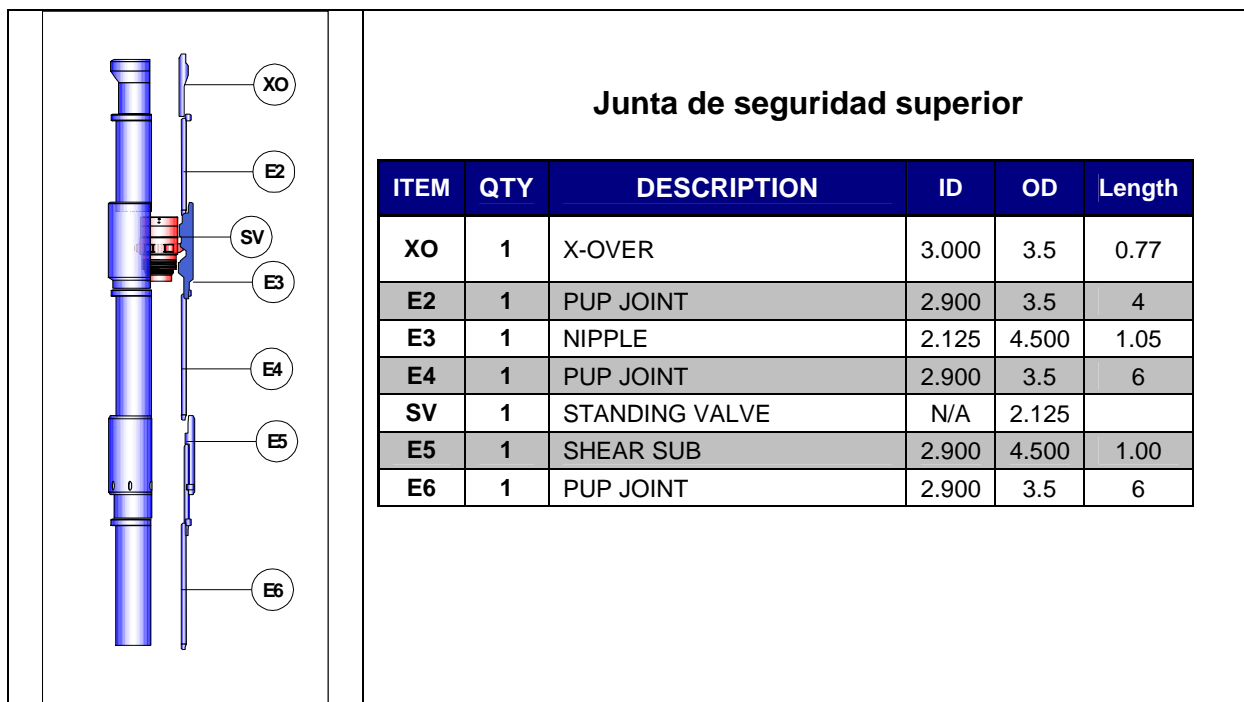
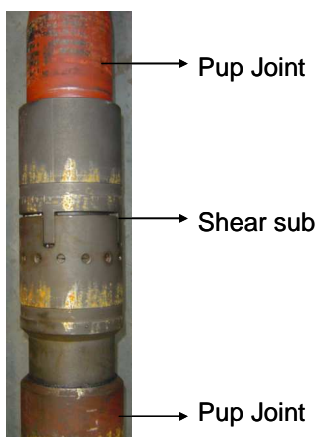


Figura 2.8 Junta de seguridad superior
Fuente: SLB

A continuación se muestra las imágenes reales de las herramientas.



2.2.5 ENSAMBLE DEL SISTEMA DUAL DE FLUJO

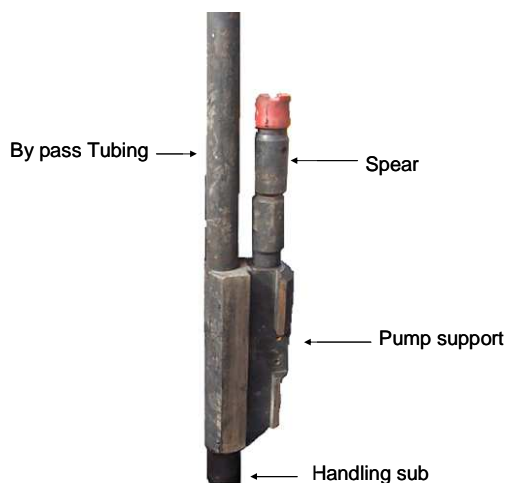
2.2.5.1 Soporte de la Bomba (Pump support assembly)

Este ensamblaje permite instalar el equipo BES superior sobre el spear. La producción de la arena inferior fluye a través del handling sub y el bypass tubing.

Soporte de la bomba					
ITEM	QTY	DESCRIPTION	ID	OD	Length
C6	1	BYPASS TUBING	2.259	2.875	3.100
D14	1	SPEAR	N/A	3.062	1.050
C7	1	PUMP SUPPORT SUB	2.389	8.310	1.660
C8	1	HANDLING SUB	2.992	3.500	5.350

Figura 2.9 Soporte de la bomba
Fuente SLB

A continuación se muestra las imágenes reales de las herramientas.



2.2.5.2 Flow Cross over Assembly

Este ensamblaje está diseñado para permitir que el fluido de la arena inferior fluya a través del bypass tubing joint el mismo que se conecta a la tubería concéntrica interna que se encuentra dentro del handling sub de 5.1/2" lo que permite que el fluido llegue a superficie. La descarga de la bomba superior se conecta al pump sub lo cual permite que la producción superior fluya entre el anular de la tubería interna de 2-7/8" y la tubería de 5-1/2". Este ensamblaje nos ayuda a llevar a superficie las producciones de las dos arenas en una forma independiente.

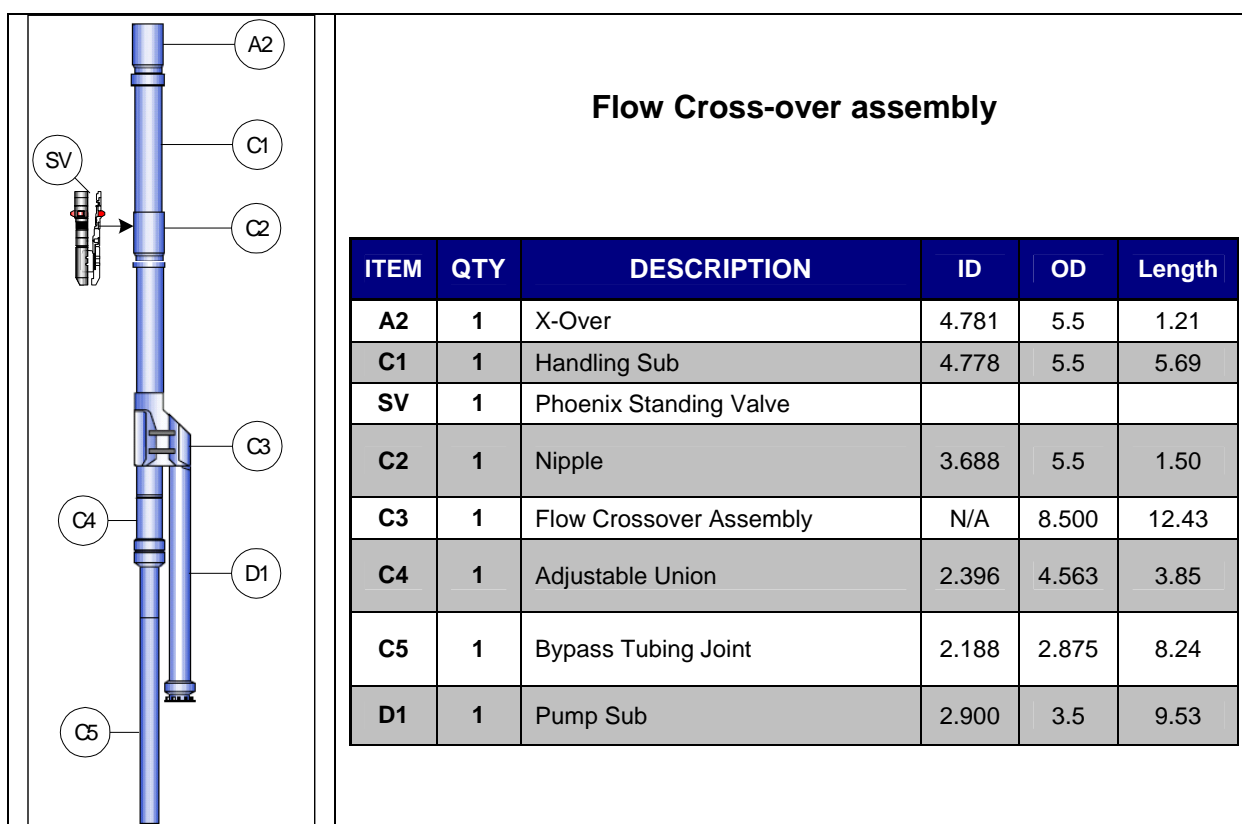
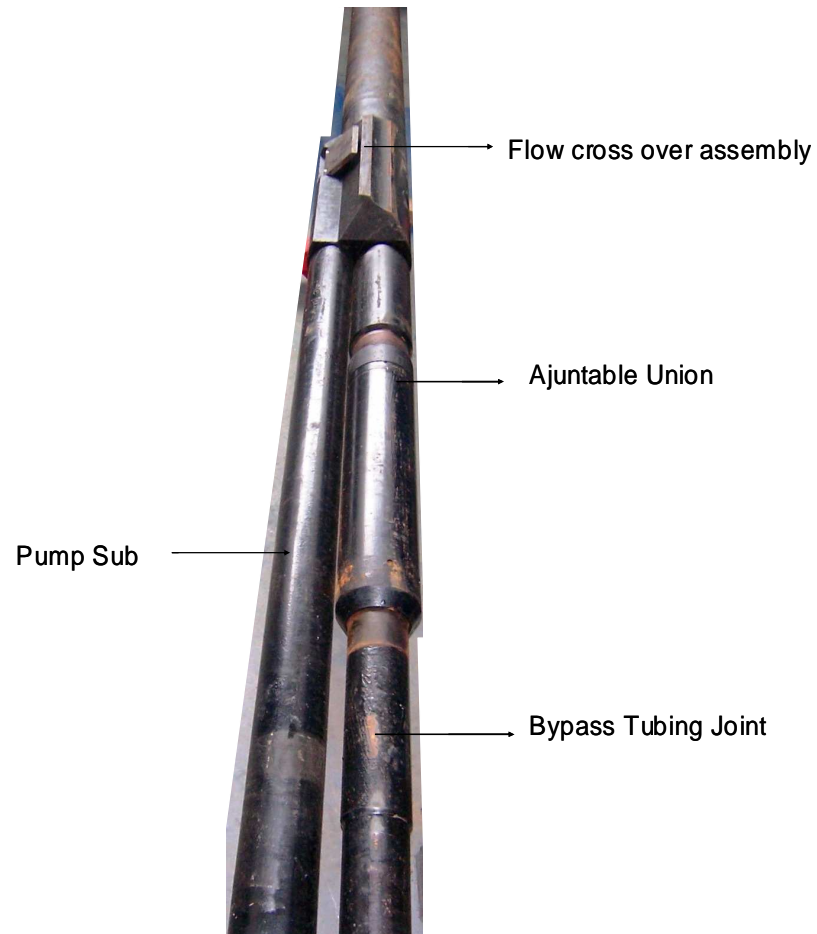


Figura 2.10 Flow x-over assembly
Fuente SLB

A continuación se muestra las imágenes reales de las herramientas.



2.2.6 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INTERNA (INNER PRODUCTION TUBING)

2.2.6.1 Inner stinger assembly

Este ensamble interno se conecta dentro del sistema dual de flujo, cual permite que la producción inferior fluya hasta superficie.

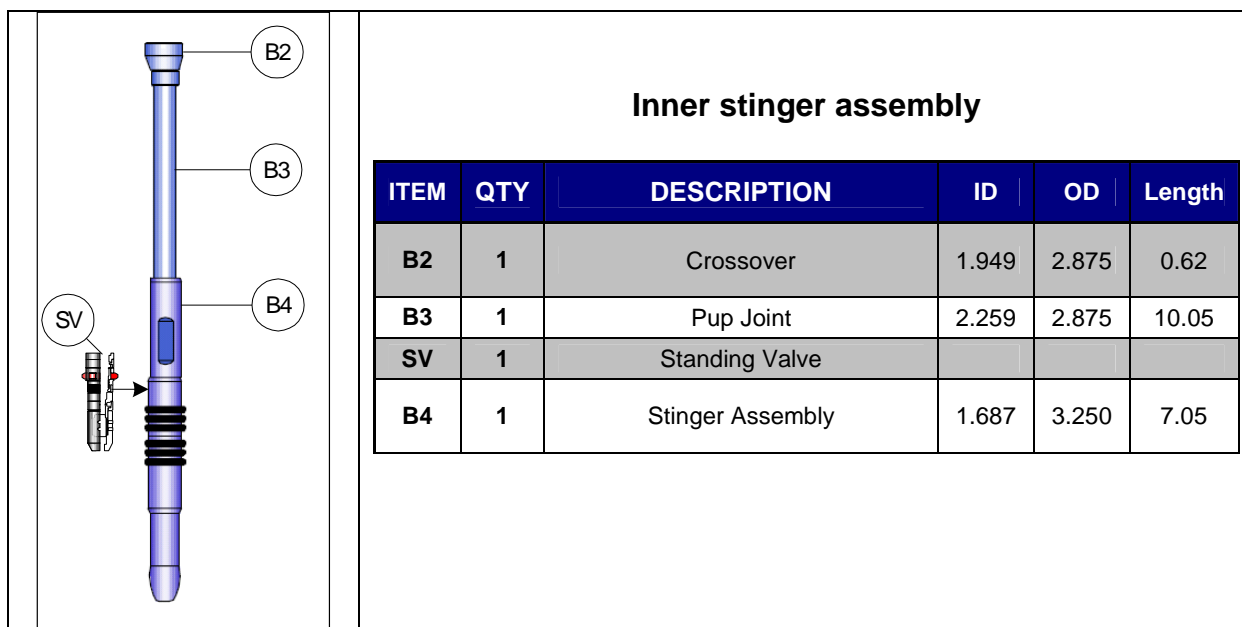


Figura 2.11 Inner stinger assembly
Fuente SLB

A continuación se muestra las imágenes reales de las herramientas.

Stinger



2.2.7 HERRAMIENTAS

POD: Capsula donde se instala BES inferior.

PACKER: Herramienta que aísla dos arenas

SEAL BORE: Tubería pulida diseñada para aceptar un montaje de sellos.

TAILPIPE: Tubería de cola que permite el flujo de la producción inferior.

PREMIUM SEAL UNIT: Un arreglo de sellos que entran a un sealbore Packer que permiten aislar y tener un cierto movimiento en el interior del packer manteniendo un sello eficiente.

SPECIAL MULE SHOE: Pata de mula que permite ingresar el localizador en el ensamblaje intermedio.

BLAST JOINT: Tubería resistente a la erosión de los fluidos de reservorio

PUP JOINT: Tuberías de 2, 4, 6, 8, 10, 15,20 dan espaciamento a los subensambles

SHEAR SUB: Herramienta de seguridad que tiene corte de ruptura cuando se aplica tensión, el número de tornillos proporciona las libras de tensión necesarias.

CROSSOVER: Herramienta para unir tuberías de diferente diametro

POD HANGER: Herramienta que sirve para colgar el POD, tailpipe.

NIPPLE: Herramienta que sirve para asentar tapones que sirve para realizar pruebas de presión en tuberías

STANDING VALVE: Tapón que se asienta en el nipple

PUMP SUPORT SUB: Herramienta que soporta BES superior y direcciona el fluido inferior

SPEAR: Herramienta donde se instala sensor de equipo BES

PUMP SUB: Herramienta donde se enrosca la descarga de la bomba superior

AJUSTABLE UNION: Herramienta ajustable que proporciona un mejor trabajo al momento de instalar el equipo BES.

FLOW CROSS OVER ASSEMBLY: Ensamblaje que permite que la producción de los fluidos de cada arena no se mezcle

STINGER ASSEMBLY: Herramienta con sellos que se adapta a la tubería de producción interna

2.3 COMPLETACIONES DOBLES CONCÉNTRICAS SIN EL SISTEMA DE ENCAPSULAMIENTO

2.3.1 INTRODUCCIÓN

Instalación de la primera BES por debajo de un packer de producción con accesorios para conectar los penetradores, el cual nos permite colocar la bomba frente a las perforaciones, con nipples y camisas de producción entre la bomba y el packer.

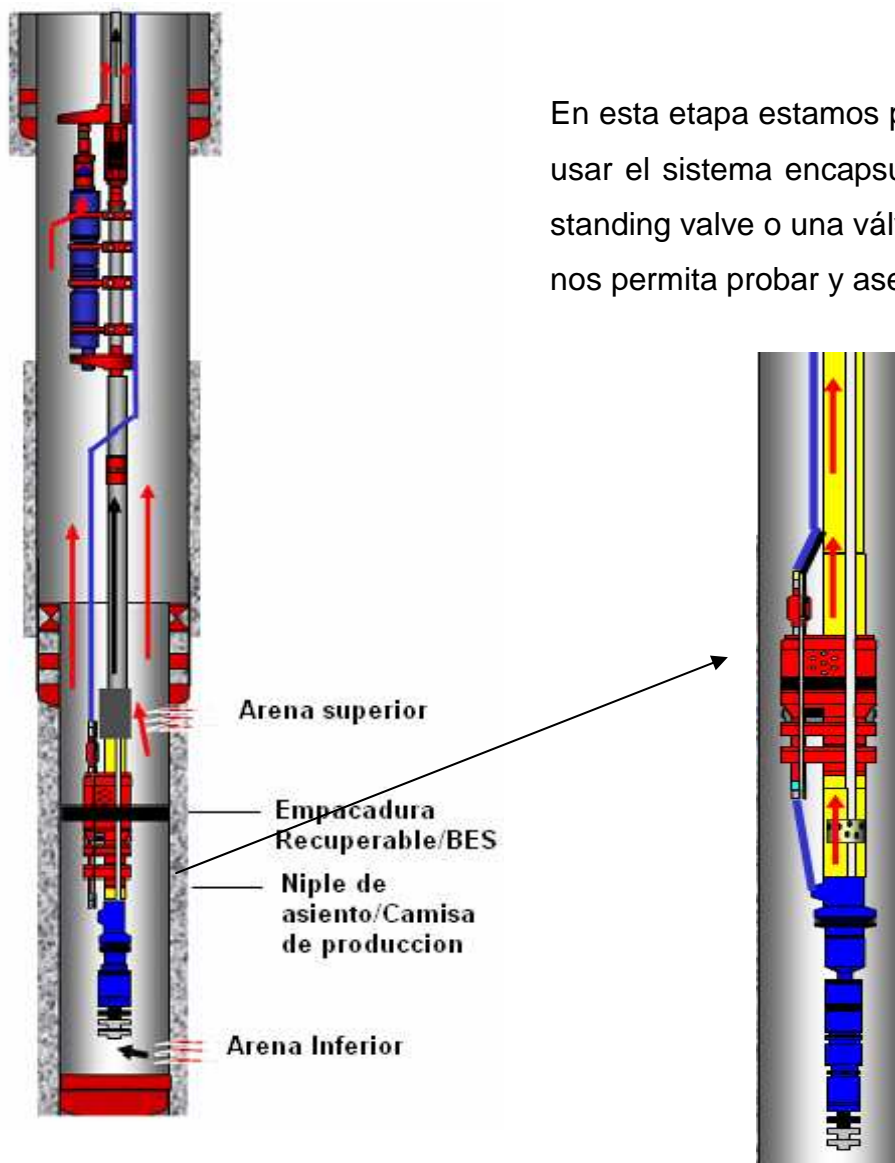


Figura 2.12 Completación Doble concéntrica sin encapsulamiento
Fuente: Halliburton

2.3.2 VENTAJAS

- Menos herramientas dentro del hoyo
- Menos tiempo de taladro
- La bomba esta dentro de los fluidos el cual le permite mantener una temperatura de trabajo menor y por lo tanto alarga la vida de la bomba
- Mayor facilidad de recuperación en un Workover
- Nos permite tomar registros de fondo fluyentes o estáticos
- Menos costos de la instalación
- Instalación de la válvula de pie te permite realizar las pruebas del equipo durante la bajada, no necesitas operaciones de SL.

2.3.3 DESVENTAJAS

- Problemas en sus componentes del Equipo BES por la erosión causada por la producción de los fluidos y gases.
- Las arenas deben tener suficiente distancia para instalar el equipo BES.`

2.4 SISTEMA BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE

En este tipo de aplicación, la unidad es instalada sobre las perforaciones; donde el fluido es forzado a moverse hacia superficie, pasando por la parte exterior del motor; mientras es impulsado por la bomba para vencer el gradiente de presión y fluir.

Se dividen en: Equipo superficial y Equipo de subsuelo.

2.4.1 EQUIPO SUPERFICIAL

Alimentación de energía (Generador de potencia eléctrica)

Transformador reductor (SDT)

Variador o controlador de frecuencia (VSD)

Trasformador elevador (SUT)

Caja de conexión

Cabezal del pozo

2.4.1.1 Alimentación de energía

Línea de alta tensión necesaria para la operación del equipo de fondo, el voltaje primario es de 13800 VAC.

2.4.1.2 Transformador reductor (SDT)

Se encarga de reducir el voltaje de la línea de alta tensión al voltaje requerido en la entrada del variador de velocidad, el voltaje de es de 480 VAC.

2.4.1.3 Variador o controlador de frecuencia (VSD)

Es el equipo encargado de controlar la frecuencia de trabajo del motor de la bomba. Su funcionamiento permite operar las bombas a diferentes frecuencias.

2.4.1.4 Transformador elevador (SUT)

Se encarga de incrementar el voltaje que sale del controlador de frecuencia (VSD) al nominal requerido por el motor, para que opere eficientemente.

2.4.1.5 Caja de conexión

Es una caja que se instala cerca al cabezal del pozo y en la cual se une el cable de potencia que suministra la energía al motor con el equipo de superficie, cumple con tres funciones importantes:

1. Proveer un punto para conectar el cable eléctrico del tablero de control al cable de energía.
2. Ventear a la atmósfera cualquier gas que migre hacia el cable de energía.
3. Proveer puntos de prueba fácilmente accesibles para chequeo eléctrico.

A continuación se muestra en la figura 2.6 una instalación típica del equipo superficial.

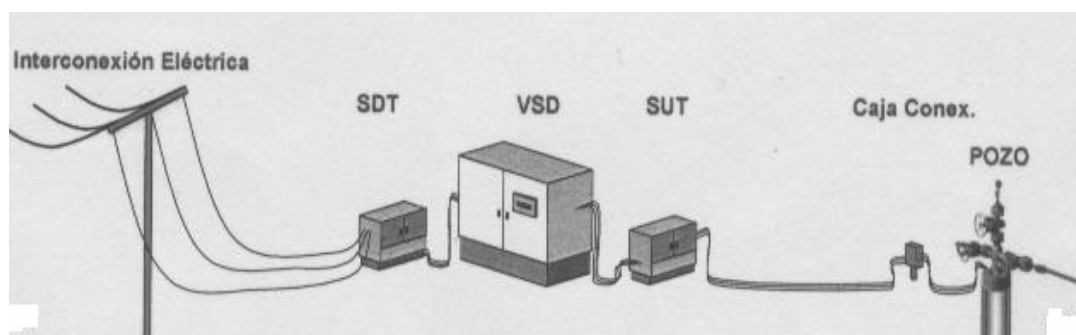


Figura 2.13 Equipo de Superficie

2.4.1.6 Cabezal del pozo

Soporta todo el equipo de fondo y la tubería de producción. Además sella alrededor del cable y la tubería de producción, para evitar fugas de gas o reventones del pozo.

Dicho sello soporta entre 500 y 3000 psi, o más. En la siguiente figura 2.7 se muestra la configuración de un cabezal para la completaciones doble.

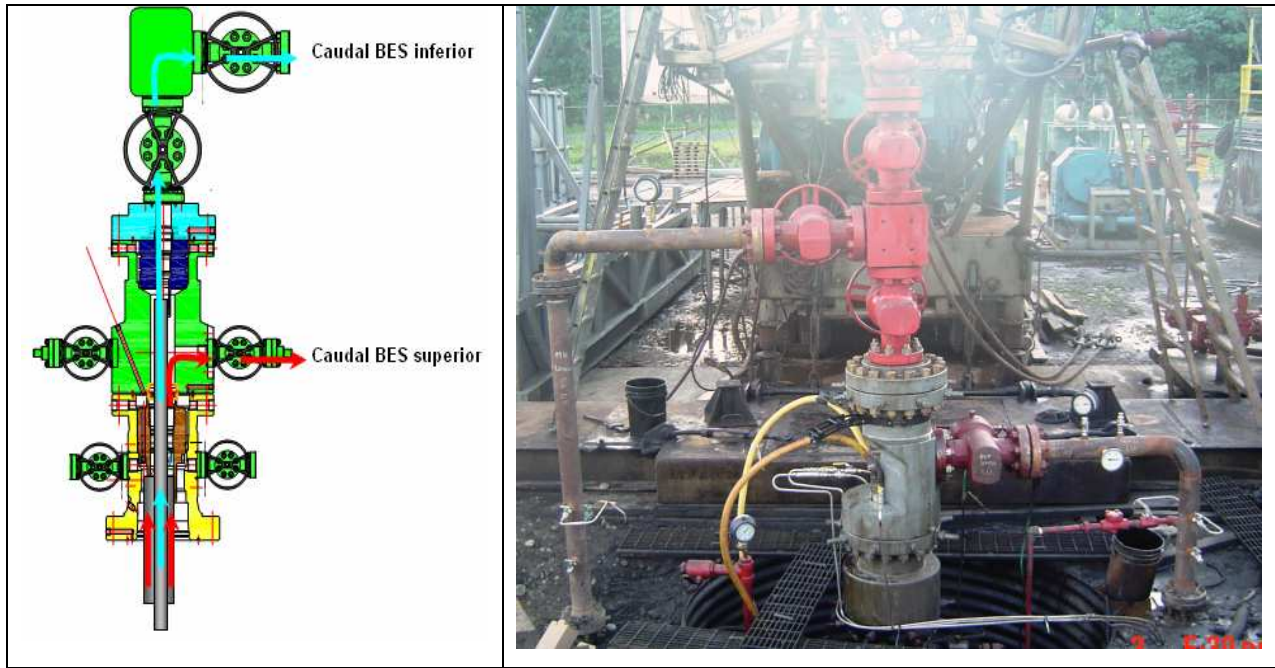


Figura 2.14 cabezal de producción para completación doble concéntrica

2.4.2 EQUIPO DE FONDO

- ✓ Cable de potencia.
- ✓ Bomba.
- ✓ Intake o Separador de gas.
- ✓ Sección sellante.
- ✓ Motor eléctrico.
- ✓ Unidad PSI.

2.4.2.1 Cable de potencia

La potencia eléctrica es transmitida al motor por medio del cable de potencia, de tres conductores. Existen en varios tamaños, así como algunos materiales, y

configuraciones tanto redondas como planas, y pueden ser instalados en el pozo con temperaturas sobre los 300 °F.

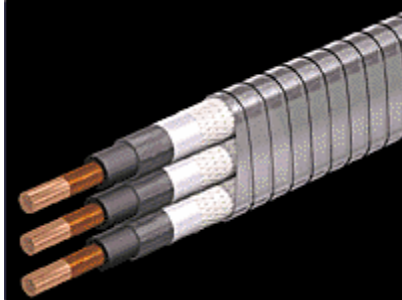


Figura 2.15 cable de potencia

2.4.2.2 Bomba Centrífuga

La Bomba Centrífuga debe su nombre a la capacidad que tiene de desplazar fluidos mediante la generación de fuerzas centrífugas. La Bomba Centrífuga multietapas se caracterizan por:

- Diámetro reducido.
- Gran cantidad de etapas.
- Diseño para altas cargas.

La bomba electrosumergible es normalmente impulsada por un motor de inducción, bipolar, trifásico, el cual opera a una velocidad típica de 3,500 RPM

- La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado.
- La parte rotativa, el impulsor, genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido (energía potencial más energía cinética).
- La parte estacionaria, el difusor, dirige el fluido de la forma adecuada al siguiente impulsor. Transforma parte de la energía cinética en energía potencial o presión.

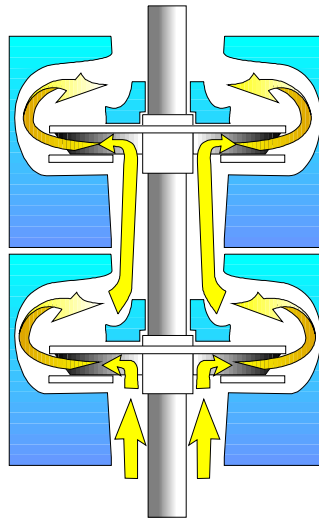


Figura 2.16 Bomba centrífuga

2.4.2.3 Intake o separador de gas

Un exceso superior al 10% de la cantidad de gas libre decrece el rendimiento de la bomba. Dicho exceso provoca:

- Reducción de la eficiencia volumétrica de la bomba.
- Erosión del impulsor y el difusor
- Vibraciones peligrosas que destruyen los cojinetes

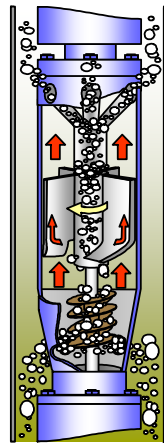


Figura 2.17 separador

Los separadores rotativos de gas remueven la mayor cantidad de gas libre en la entrada de la bomba y lo ventan al espacio anular suministrando fluido libre de gas a la succión de la bomba. Dichos separadores tienen eficiencias entre el 80% y el 95%

en la remoción de gas libre. Cuando la relación gas-aceite es muy alta, se puede conectar dos separadores en serie para mejorar su eficacia.

2.4.2.4 Sección sellante o protector

Sirve para conectar el cuerpo y el eje del motor con el cuerpo y el eje de la bomba. Aloja el cojinete de empuje de la bomba. Aísla el motor de los fluidos provenientes de pozo, permitiendo un equilibrio de presiones entre el interior del motor y los fluidos del pozo. Provee el volumen adecuado para la expansión del aceite al calentarse por la temperatura del pozo y por el calor generado cuando el motor está en funcionamiento.

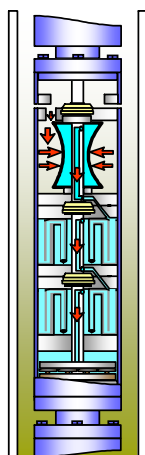


Figura 2.18 Protector

2.4.2.5 Motor eléctrico

- Es un motor de inducción, bipolar, trifásico, AC
- Esta construido de rotores superpuestos que se alojan dentro de un estator bobinado
- Una corriente alterna (AC) de tres fases crea campos magnéticos que giran en el estator. Estos campos magnéticos inducen al rotor y al eje a girar dentro del estator.
- EL motor gira aproximadamente a 3,500 RPM a 60Hz

- El numero de revoluciones se puede controlar únicamente variando la frecuencia de operación

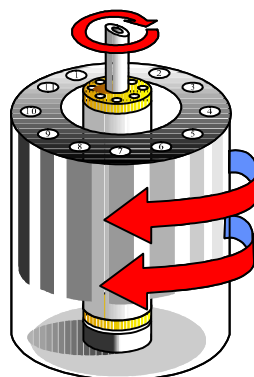


Figura 2.19 Motor

La causa más común de fallas de funcionamiento del motor se debe al sobrecalentamiento del mismo como resultado del insuficiente aporte de fluidos por parte del pozo. El motor está conectado al cable de potencia que viene desde la superficie, a través de un acople (Pothead).

Cabe anotar que la rata mínima a la cual los fluidos del pozo deben atravesar el motor es de 1 pie/seg.

2.4.2.6 Unidad psi

La función del sistema es monitorear continuamente la presión y temperatura de fondo del pozo a la profundidad de operación de la bomba. Esto con el objetivo de detectar problemas operacionales tales como: atascamiento, aumento de temperatura del motor, sobre o bajas cargas del sistema, presencia de gas libre en la bomba, bajo nivel de fluido, presencia de sólidos y evitar posibles fallas eléctricas.

No requiere de cables especiales, ya que todas las señales son enviadas a los instrumentos de superficie a través de los cables de potencia.

CAPÍTULO 3

3 CÁLCULO DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y SELECCIÓN DE POZOS

3.1 DEFINICIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO

Las reservas son cantidades de petróleo que se considera pueden ser recuperadas comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre aplicado por colocar las reservas en una de las dos clasificaciones principales, ya sea probadas o no-probadas.

Las reservas no-probadas son menos ciertas a ser recuperadas que las probadas y pueden ser sub-clasificadas como reservas probables y posibles para denotar progresivamente el incremento de la incertidumbre en su recuperación.

Las reservas pueden definirse en tres categorías:

- Reservas probadas
 - No desarrolladas
 - desarrolladas
- Reservas probables
- Reservas posibles.

3.2 LAS RESERVAS PROBADAS

Son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones. Las reservas probadas pueden ser sub-divididas en desarrolladas y no desarrolladas.

3.2.1 RESERVAS PROBADAS NO-DESARROLLADAS

Son las reservas esperadas a ser recuperadas en futuros planeados para el desarrollo de un yacimiento o de pozos existentes donde se requiere inversiones para desarrollar el campo.

3.2.2 RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS

Son las reservas a recuperarse de los pozos existentes cuando en el campo existen todas las facilidades para proceso y transporte de crudo. Se incluyen en este grupo también a las reservas "detrás de la tubería", que son las reservas de los yacimientos que no se encuentran en producción, pero que fueron probados como productores.

3.3 LAS RESERVAS PROBABLES

Son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas. En este contexto, cuando se usen métodos probabilísticas, debe existir al menos una probabilidad de 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas mas las probables.

3.4 LAS RESERVAS POSIBLES

Son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticas, debe existir al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían la suma de las reservas probadas mas probables y mas posibles.

3.5 DATOS DE GEOLOGÍA E INGENIERÍA

Las correlaciones estructurales y estratigráficas, mapas isópacos, de porosidades y de arena neta, de relación neto/bruto y de HCPV (Ac-Ft), se han elaborado en base a registros eléctricos de los pozos perforados hasta octubre 2005.

3.5.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Se utilizaron los datos de 37 pozos para la determinación de los parámetros petrofísicos de la roca, tales como espesor neto de petróleo (h_o), porosidad (ϕ) y saturación de agua (S_w).

3.5.1.1 Porosidad

La porosidad es un porcentaje de espacios vacíos respecto al volumen total de la roca que indicará el volumen de fluidos que pudiera contener el reservorio, sea de hidrocarburos o agua.

3.5.1.2 Permeabilidad

La permeabilidad describe la facilidad con que un fluido puede moverse a través del reservorio, esta propiedad controla el caudal que puede producir un pozo que extraiga petróleo del mismo, es decir, el volumen de producción estimado. A mayor permeabilidad mejores posibilidades de caudal de producción.

3.5.1.3 Saturación

La saturación de hidrocarburos expresa el porcentaje del espacio "poral" que está ocupado por petróleo o gas. Esta permite estimar el porcentaje de contenido del fluido del reservorio, mientras más alto el porcentaje de saturación, se estima mayor volumen de hidrocarburos.

Los datos petrofísicos obtenidos para cada yacimiento de todos los pozos perforados en el Campo se resumen a continuación:

Tabla 3.1 Datos petrofísicos

DESCRIPCION DE PROPIEDADES	YACIMIENTOS					
	M1	M2	U Superior	U Inferior	T	TOTAL
Area en Acres	12,923	15,623	13,905	9,839	15,465	67,755.0
Espesor en pies	26.5	4	57.3	39.5	41	168.3
Saturación de petróleo residual Sor %			34	34	28	
Permeabilidad elativa al agua Krw			0.14	0.14	0.11	
Presión capilar Pc			2.25	2.07	2.25	
Rango de Saturación de agua inicial %	18 - 32	44	22	18 - 39	29.5 - 32.6	
1 - Swi en %	0.82 @ 0.68	0.56	0.78	0.82 @ 0.61	0.70 @ 0.67	
Porosidad promedio en %	19.6 - 26.8	14.2	19	14.2 - 19.5	14.2 - 21.0	

Fuente: UB15

Realizado por: Carlos Javier Ruiz

3.6 LEY DE DARCY

Para flujo radial la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. Darcy requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio y flujo homogéneo

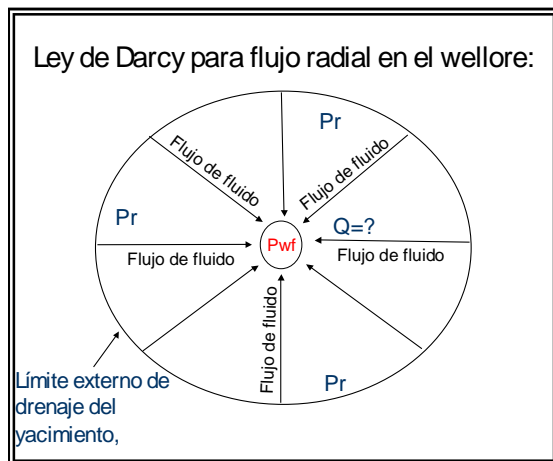


Figura 3.1 Ley de Darcy

$$q = \frac{7.08 * k * h * (P_r - P_{wf})}{\mu_o B_o * \left(LN \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right)} \quad 3.1$$

Donde:

q =	tasa de flujo	k =	Permeabilidad efectiva
h =	espesor efectivo	μ_o =	Viscosidad promedio
Pr =	Presión de yacimiento	Pwf =	Presión de fondo fluyendo
re =	Radio de drenaje	rw =	Radio del pozo
Bo =	Factor volumétrico del aceite	(Pr - Pwf) =	Es la caída de presión

3.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS (PVT)

Los análisis PVT son requisito indispensable para contar con las propiedades de los fluidos. El muestreo se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento, estos estudios son absolutamente necesarios para llevar a cabo actividades de ingeniería de yacimientos, análisis nodales y diseño de instalaciones de producción.

Aprovechando los nuevos análisis de PVT a partir de muestras, hay una mejor definición de las propiedades de los fluidos.

Tabla 3.2 Características PVT

DESCRIPCION DE PROPIEDADES	YACIMIENTOS				
	M1	M2	U Superior	U Inferior	T
Temperatura en Grados F	188		189 @ 198	192 @ 203	176 @ 214
Presión de burbuja (PB) en lpc	270		560	630	340
Viscosidad @ PI - u en cp	41.1		14.3	4.86	21.4
Viscosidad @ PB - u en cp	30.3		10.3	3.75	15.3
Relación de solubilidad RS en pc / bl	43		135	177	47
Compresibilidad Co 10-6 en lpc-1	5.3		5.98	6.23	5.05
Grados API	19.2 @ 19.8	14	20 @ 21.9	22.1 @ 23.1	16.5 @ 22.6
Boi BY/BN	1.08	1.07	1.07	1.1	1.1
Bob (@ presión de burbuja) BY/BN	1.1		1.09	1.15	1.1
Presión Inicial (PI) en lpc	2,745	2,956	3,035	3,112	3,213

Fuente: UB15

Realizado por: Carlos Javier Ruiz

3.8 FACTORES DE RECOBRO

El Factor de Recobro se obtuvo de la simulación matemática de cada yacimiento. En el modelo matemático se conjugan las variables del reservorio: geológicas, estratigráficas, tipo de roca, propiedades de la roca, porosidad, permeabilidad, propiedades de fluidos, datos PVT, curvas de permeabilidad relativa, tipo de empuje, acuíferos y número de pozos. Estas variables intervienen en el modelo para determinar el factor de recobro para cada yacimiento.

Tabla 3.3 Factor de recobro

DESCRIPCION DE PROPIEDADES	YACIMIENTOS				
	M1	M2	U Superior	U Inferior	T
Factor de Recobro FR %	27.66	1.03	24.15	32.27	12.77

Fuente: UB15

3.9 MÉTODO VOLUMÉTRICO PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS PROBADAS

Este método se lo realiza al inicio del desarrollo de los campos, trabaja con las propiedades de los fluidos y la roca reservorio ó yacimiento que los contienen. Hay un término inicial que es necesario calcular: el petróleo original en sitio - POES, es decir, la cantidad total de petróleo existente en determinado yacimiento, que luego, al multiplicarlo por el factor de recobro obtendremos las reservas primarias recuperables.

3.9.1 CÁLCULO DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

Los valores mostrados en las tablas tanto para porosidad como para la relación Neto/Bruto son un promedio de los valores obtenidos en los pozos. En cuanto a la saturación de agua (S_w), se utilizó un promedio obtenido de los pozos por encima del contacto agua-petróleo. El POES del Campo Edén Yuturi ha sido calculado en base a información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería de cada yacimiento. Los parámetros volumétricos utilizados en este cálculo se detallan en la Tabla 3.1 y 3.2. Con estos parámetros procedemos a calcular POES con la siguiente formula:

$$N = \frac{7758AH\phi(1 - S_{wi})}{B_o} [STB] \quad 3.2$$

Donde:

N = Petróleo original en sitio. STB

A = A rea radial Acres

H = Espesor neto de pago Pies

Swi = Saturación inicial de agua

Bo = factor volumétrico de petróleo Bls/STB

Aplicando los datos de las propiedades de la roca y fluidos de yacimiento del campo se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 3.4 Cálculo del POES

YACIMIENTO	AREA Acres	h neto Pies	Vol. Roca Acre/pie	Porosidad %	So %	Sw %	Bo Bls/STB	POES MMSTB	POES TOTAL MMSTB
M-1	7,046	20.0	140,920	0.270	0.82	0.18	1.08	224.12	261.44
	5,877	6.5	38,201	0.200	0.68	0.32	1.08	37.32	
M-2	15,623	4.0	62,492	0.150	0.56	0.44	1.07	38.06	38.06
	11,112	33.3	370,030	0.190	0.80	0.20	1.07	407.80	481.67
LU	2,793	24.0	67,032	0.190	0.80	0.20	1.07	73.87	
	3,510	25.0	87,750	0.195	0.82	0.18	1.1	98.96	131.43
	4,919	8.5	41,812	0.150	0.60	0.40	1.1	26.54	
T	1,410	6.0	8,460	0.142	0.70	0.30	1.1	5.93	
	6,237	34.0	212,058	0.210	0.71	0.30	1.1	221.42	264.41
	9,228	7.0	64,596	0.140	0.67	0.33	1.1	42.99	
TOTAL								1,177.01	1,177.01

Fuente: UB15

Realizado por: Carlos Javier Ruiz

En la estimación del POES no se clasifica el volumen de petróleo in situ como Probado, Probable y Posible, el volumen estimado es el total de estas tres categorías. Sin embargo, para el cálculo de reservas se clasifican en base al riesgo que significa producir esas reservas y en base a las reservas de cada pozo como se observará en el capítulo respectivo.

3.9.2 RESERVAS DE PETRÓLEO

La estimación de reservas se basa en los resultados que se calculo a partir del cálculo volumétrico. La denominación de las reservas se hizo en base al siguiente criterio:

1. Reservas Probadas cuando se tiene un 100% de seguridad sobre el volumen estimado
2. Probable cuando se tiene un 75% de seguridad y
3. Posible cuando es solamente un 50% de seguridad.

El cálculo matemático de las reservas se basa de la siguiente formula:

$$\text{Factor de recobro} = \frac{\text{Reservas}}{N} \quad 3.3$$

Tabla 3.5 Calculo de reservas

YACIMIENTO	POES	FR	RESERVAS	R-Probadas	Np	R-Probables	R-Posibles	Reservas Iniciales
	MMSTB	%	STB	MMSTB	MMBIs	MMBIs	MMBIs	Total MMBIs
M-1	224.12	27.47%	61.565148	71.7	16.4	1.5		73.2
	37.32	27.47%	10.251623					
M-2	38.06	1.03%	0.3920188	0.4	0.1			0.4
UU	407.80	24.15%	98.483435	116.4	53.6	5.1	5.2	126.7
	73.87	24.15%	17.840577					
LU	98.96	32.27%	31.933877	42.6	10.7	18.3	0.0	60.9
	26.54	32.27%	8.5643481					
	5.93	32.27%	1.9138716					
T	221.42	12.77%	28.27555	33.7	8.3	9.3	0.5	43.5
	42.99	12.77%	5.4896107					
TOTAL	1,177.01			264.8	89.1	34.2	5.7	304.7

Fuente: UB15

Realizado por: Carlos Javier Ruiz

Tabla 3.6 Cálculo de las reservas remanentes

Yacimiento	R -Probadas MMBIs	Np MMBIs	R-Remanentes MMBIs
M-1	71.7	16.4	55.3
M-2	0.4	0.1	0.3
UU	116.4	53.6	62.8
LU	42.6	10.7	31.9
T	33.7	8.3	25.4
TOTAL	264.8	89.1	175.7

Fuente: UB15

Realizado por: Carlos Javier Ruiz

Para recuperar estas reservas se requiere la perforación de nuevos pozos, la instalación de completaciones duales e inteligentes, así como también recompletaciones.

3.10 ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE UN POZO

3.10.1 CURVAS DE DECLINACIÓN

Para estimar las reservas de petróleo fue necesario el programa PEED, Se utilizó la curva hiperbólica para la estimación de reservas para los pozos con suficiente historia de producción. El método utilizado para reportar reservas fue el hiperbólico pues se ha visto que se ajusta mejor a la historia de producción en la mayoría de los casos. Para la estimación de reservas de los pozos nuevos, se partió de modelos análogos que fueron construidos utilizando la estadística de los parámetros de declinación obtenidos del análisis de declinación de los pozos existentes para las arenas “U” y “T”. Los métodos análogos fueron utilizados en los pozos propuestos que no han sido perforados y para los pozos existentes donde no se tiene datos de pruebas de producción. Para el caso de las Reservas Probadas Desarrolladas, la mayoría de pozos tienen mas de 10 años de producción, por lo que el cálculo de reservas mediante el método de declinación es el más confiable. La diferencia en la tasa de declinación en los reservorios se basa en el hecho de que en la arena “T” y U inferior accionan mecanismos de empuje de fondo, mientras que en la arena “U superior”, M-1 y M-2 predomina el empuje lateral.

3.10.2 RADIO DE DRENAJE

El cálculo del radio de drenaje aproximado en pozos y su representación mediante mapas de burbujas provee una información útil dentro del proceso de selección de áreas con bajo drenaje. La siguiente ecuación usada para estimar el radio de drenaje teórico en cada pozo fue despejada a partir de la ecuación 3.2.

$$r_e = \sqrt{\frac{5.615 * N * B_{oi}}{\pi * H * \phi * (1 - S_{wi})}} \text{ [pies]} \quad 3.4$$

La ecuación anterior puede ser usada también para determinar un radio equivalente para el petróleo original en sitio (N reemplaza a N_p), el radio equivalente del petróleo drenable, y para el radio drenado. Estos radios se presentan en un mapa de burbujas (Figura 3.1), en las mismas unidades del mapa, lo cual facilita la identificación visual de zonas potenciales para nuevos pozos o para reparar pozos existentes. Las burbujas en rojo corresponden al área equivalente del petróleo en sitio, las burbujas en verde son equivalentes al petróleo drenable, y las burbujas en amarillo se refieren al petróleo drenado.

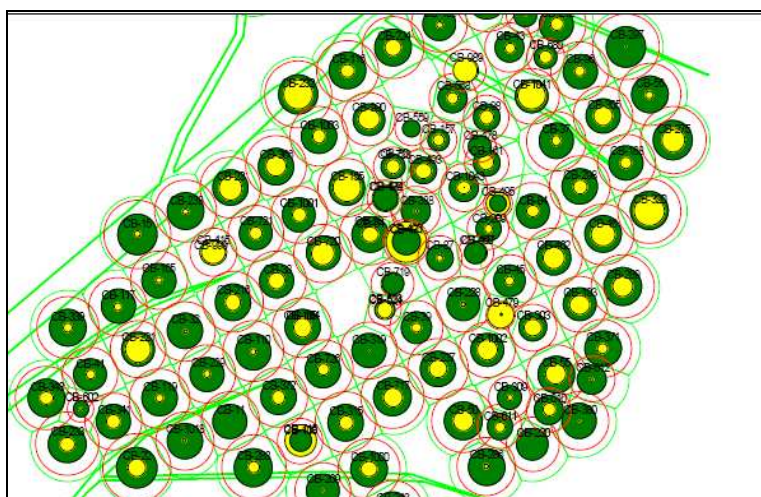


Figura 3.2 mapa de burbujas

3.11 CONSIDERACIONES IMPORTANTES PARA SELECCIÓN DE POZOS

Antes de seleccionar un pozo se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

3.11.1 TIPO DE POZO

Esta completación se puede instalar en pozos verticales y direccionales, teniendo en cuenta que el ángulo de inclinación dog leg no afecte la instalación de la completación.

3.11.2 DIÁMETRO DE CASING

El equipo que se utiliza en la completación esta diseñado para instalar en casing de 9-5/8" y con liner de 7", con esta consideración se comienza a seleccionar los pozos.

3.11.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Se seleccionaran los pozos que produzcan de los yacimientos de la formación Napo U y T.

3.11.4 PRODUCCIÓN DE AGUA

Se tomara en cuenta el contacto agua-petróleo (CAP) al seleccionar el espesor saturado de petróleo para que no exista producción excesiva de agua

3.11.5 PRODUCCIÓN DE GAS

En el diseño de la bomba se debe tener en cuenta un GOR máximo de 10%.

3.11.6 PRODUCCIÓN ARENA

Los yacimientos que tengan producción de arena no se los tomara en cuenta por problemas ocasionados en el equipo de la completación.

3.11.7 ANÁLISIS DE YACIMIENTOS

El análisis no se hará en los yacimiento M-1 y M-2 de la formación Napo. Por las siguientes razones.

3.11.7.1 Yacimiento M-1

Este yacimiento pese a tener unas buenas reservas remanentes no se lo tomara en cuenta debido a la excesiva producción de arena lo que puede ocasionar problemas en los componentes de la completación doble.

3.11.7.2 Yacimiento M-2

En el estudio de desarrollo no se considero el yacimiento M-2, porque se deben realizar estudios de caracterización del yacimiento, comportamiento ante la producción y tipo de pozos que optimice el recobro, se considerarán pozos horizontales y multilaterales dentro de las opciones. Razón por la cual se descarta el análisis de este yacimiento para instalar las completaciones dobles concéntricas. Tomando en cuenta los criterios anteriores los pozos seleccionados son:

Tabla 3.7 Pozos seleccionados

Pozo	Fluido	Petróleo	Agua	Bsw	Gas	API	Pwf	Presión de Reservoirio	IP	R. Remanentes
Pozo-1 UU	5,412	1,299	4,113	76.0	129	18.3	1,999	2,691	8.97	413,986
Pozo-2 MT	3,630	907	2,723	75.0	28	22.1	1,889	3,247	2.7	666,792
Pozo-3 MT	3,415	683	2,732	80.0	19	20.8	2,347	3,320	3.5	1,296,492
Pozo-4 UU	4,055	3,163	892	22	71	19.1	1304	2,505	3.3	2,181,085
Pozo- 5 UU	4,796	1,579	3,207	67	139	18.5	1207	2507	3.68	2,099,397

Pozo	Reservas PEEP
Pozo-1 MT	1,049,860
Pozo-2 LU	1,592,860
Pozo-3 LU	1,681,430
Pozo-4 MT	1,117,088
Pozo- 5 UU	1,667,660

Fuente: UB15
Realizado por: Carlos Javier Ruiz

CAPÍTULO 4

4 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA

4.1 CONCEPTOS TEORÍCOS PARA EL DISEÑO

4.1.1 PRINCIPIOS DE HIDRÁULICA

La hidráulica puede definirse como el comportamiento de los líquidos en reposo y en movimiento. En un líquido en reposo, la presión absoluta existente en cualquier lugar consiste en el peso del líquido que está por encima de ese punto, este peso se expresa en lbs/ft^2 más la presión barométrica (14.7 psi a nivel del mar).

4.1.2 CARGA

La presión del líquido es igual en todas las direcciones y se ejerce perpendicularmente a cualquier superficie que esté en contacto con el líquido. La presión del líquido se puede considerar como la producida por el peso de su columna en un punto dado. Esta columna del líquido se llama carga estática y generalmente se expresa en pies de líquido.

Los pies de carga y la presión son por lo tanto, formas diferentes de expresar el mismo valor. El bombeo eléctrico sumergible cuando se usa el término de **presión** se refiere a las unidades en psi y cuando se usa el término **carga o cabeza** se refiere a las unidades en pies.

Para convertir de un valor a otro se usa la expresión:

$$Cabeza = \frac{Presion[psi] * 2.31[pies/psi]}{SG_m} \quad 4.1$$

4.1.3 GRAVEDAD ESPECÍFICA

Es la relación de la densidad de una sustancia con la de otra sustancia de referencia. Para los líquidos la sustancia de referencia es el agua a 60 F. las características de rendimiento de la bomba electro sumergible se determinan empleando agua de gravedad especifica 1.0.

La ecuación que se usa para calcular la gravedad específica de los crudos es la siguiente.

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad 4.2$$

4.1.4 GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LA MEZCLA

Se calcula a partir de los cortes de agua y de las gravedades específicas de las sustancias puras con la siguiente ecuación:

$$SG_{mezcla} = SG_w * WC + SG_o * (1 - WC) \quad 4.3$$

SG_{mezcla} = gravedad especifica de la mezcla

SG_w = gravedad especifica del agua

SG_o = gravedad especifica del petróleo

WC= Corte de agua

4.1.5 GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN FLUIDO

Se define como el cambio de presión por pie (Psi/pie) que ejerce la columna del fluido. El gradiente se puede calcular con la siguiente expresión:

$$\gamma = 0.052 * \rho_{(lbs/Gal)} \left[\frac{Psi}{pie} \right] \quad 4.4$$

Donde:

γ = Gradiente [Psi/pie]

ρ = Densidad del fluido (lbs/gal)

4.1.6 GRADIENTE DE PRESIÓN DE MEZCLA

Se calcula con el corte de agua y los gradientes de presión de las sustancias puras con la siguiente expresión.

$$\gamma_{Mezcla} = W_c * \gamma_{Agua} + [1 - W_c] * \gamma_o \left[\frac{psi}{pie} \right] \quad 4.5$$

4.1.7 PRESIÓN DE SUBSUELO

Es la presión en cualquier punto de la columna de flujo bajo cualquier condición de trabajo.

4.1.8 PRESIÓN EN EL FONDO DEL POZO

Es la presión de subsuelo pero referidas a la profundidad promedio de las formaciones productoras (MMP), cuando el pozo esta cerrado se la llama presión estática del fondo del pozo y cuando el pozo esta en producción se le conoce como presión de surgencia o presión de fondo fluyente (Pwf)

4.1.9 PRESIÓN DE YACIMIENTO

Se considera para todo propósito que la presión estática del fondo del pozo es igual a la presión del yacimiento.

4.1.10 DIFERENCIAL DE PRESIÓN (DRAWDOWN DD)

Es la diferencia entre al presión estática y la presión de surgencia del fondo del pozo.

4.1.11 PRESIÓN DE SURGENCIA DE SUBSUELO

Es la presión de subsuelo pero con el pozo en producción.

$$P_{wf} = P_r - DD \quad 4.6$$

Donde:

P_r = Presión de reservorio

DD = Drawdown (diferencia de presión entre la estática y la de surgencia del pozo)

4.1.12 PROFUNDIDAD DEL PUNTO MEDIO DE PERFORACIONES MMP

Corresponde a la profundidad promedio de los intervalos cañoneados de las arenas productoras. MMP se calcula con el promedio aritmético de los intervalos abiertos, mediante la siguiente ecuación:

$$MPP = \frac{h_{tope} - h_{fondo}}{2} [pies] \quad 4.7$$

Donde:

h_{tope} = Profundidad del primer intervalo perforado.

h_{fondo} = Profundidad del último intervalo perforado

4.1.13 CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN

La presión es unas pérdidas de energía debido al esfuerzo del flujo de fluido, aunque en la práctica se mide como perdidas de presión.

Para calcular las pérdidas por fricción se cuenta con varias cartas muy útiles para este propósito.

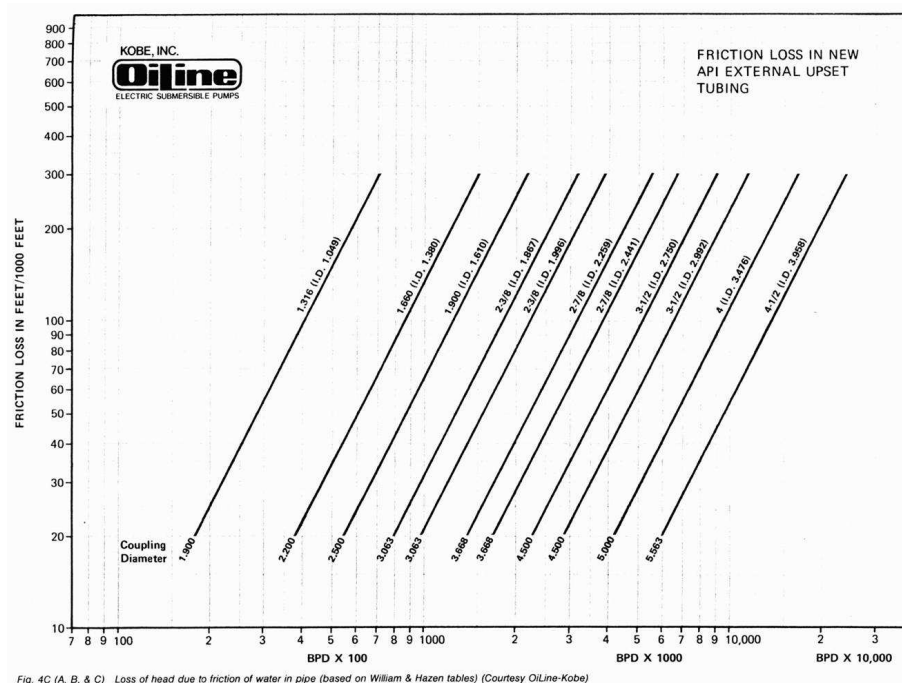


Figura 4.1 Perdas por fricción

4.1.14 CÁLCULO DE PERDIDAS DE FRICCIÓN EN TUBERÍAS CONCÉNTRICAS

Para calcular las pérdidas por fricción en las tuberías concéntricas es necesario calcular el diámetro hidráulico con la ecuación 4.8:

$$\text{Diámetro hidráulico} = 2(r_o - r_i) \quad 4.8$$

Donde:

r_o = Radio interno de la tubería de producción externa

r_i = Radio externo de la tubería de producción interna

4.1.15 DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA

4.1.15.1 Datos requeridos

Para garantizar que el bombeo eléctrico sumergible sea el apropiado para determinado pozo, se debe tener los datos iniciales sobre los caudales sobre los cuales se va a elaborar el diseño de equipo. Además de tenerlos estos deben ser confiables, verificados y actuales.

Existe un conjunto de datos mínimos que se requieren para realizar el diseño inicial de la unidad eléctrica sumergible y cada uno de ellos tiene una justificación de su necesidad.

4.1.15.2 Tamaño, peso y profundidad de asentamiento del revestimiento.

El equipo como tal las bombas eléctricas sumergibles existen en diferentes diámetros externos con el fin de ofrecer diversas opciones de aplicación y también para manejar diferentes tasas de producción. Por eso se debe conocer el tamaño del revestimiento y su diámetro interno para garantizar que la unidad encaja dentro del revestimiento.

4.1.15.3 Profundidad de los intervalos perforados

El fluido de producción es el que se encarga de refrigerar el motor del sistema cuando esta se encuentra en operación. Si se ubica la unidad por debajo de los intervalos perforados, se debería realizar una instalación encamisada con el fin de lograr que el fluido de producción pase por la carcasa del motor disipando el calor que este generando.

4.1.15.4 Tamaño y rosca de tubería de producción

El tamaño de la tubería de producción es de suma importancia para calcular cuanta pérdida por fricción debe incluirse en el diseño, este valor de perdidas por fricción es uno de los tres parámetros para el calculo de carga dinámica total en pies que debe

generar la bomba para lograr llevar hasta la superficie el fluido de la producción desde el fondo.

4.1.15.5 Gravedad API del petróleo, corte de agua y relación gas-petróleo (GOR)

Para calcular la viscosidad del líquido que se va a producir se requieren estos datos y otros mas tales como temperatura.

4.1.15.6 Gravedad específica de los líquidos que se van a producir

Es necesario conocer la gravedad específica del líquido que se va a producir, puesto que es indispensable para calcular cuanta potencia se requiere para producir el fluido, (mezcla de agua, aceite y gas dado el caso)

4.1.15.7 Temperatura del fondo del pozo (BHT)

Es un dato indispensable para seleccionar el tipo de cable que se utilizara, además tiene un efecto directo sobre la temperatura a la cual el sistema va a operar, aunque no es tan significativo como lo es la temperatura que genera el motor como tal, pero si es un punto sobre el cual se puede saber que tanto puede llegar a refrigerarse el motor o no.

4.1.15.8 Índice de productividad o relación de desempeño de flujo (IPR)

El índice es importante para conocer la capacidad de producción que tiene el pozo como tal a medida que se va generando una caída de presión en la cara del pozo.

4.1.15.9 Presión de cabeza del pozo (THP)

Para garantizar el fluido de producción llegue hasta la estación de recolección o batería, es necesario incluir la presión en cabeza en la tubería de producción en los cálculos de la carga dinámica total en pies (TDH).

4.1.15.10 Nivel de sumergencia deseado y presión de entrada a la bomba (PIP) deseada.

Este dato ayuda a determinar la profundidad de asentamiento de la bomba. Muchas veces no es necesario sumergir la bomba hasta el valor máximo posible. Esto permite ahorrar en el uso innecesario de tubería de producción y de cable el cual es uno de los componentes más costosos del sistema de bombeo eléctrico sumergible.

$$\Delta P = (MPP - prof.bomba) * SGm * 0.433 \quad 4.9$$

$$PIP = P_{wf} + CHP - \Delta P \quad 4.10$$

$$Sumergencia = \frac{PIP}{0.4333 * SG_o} \quad 4.11$$

4.1.15.11 Voltajes disponibles en superficie

Antes de determinar el diseño de bombeo electro sumergible y seleccionar los componentes eléctricos tales como transformadores y variador o controlador de frecuencia es importante conocer los voltajes o potencia disponible.

La selección de estos equipos es de suma importancia por dos aspectos:

1. El primero evitar que por una fuente errada de potencia se genere daño en cualquiera de los componentes eléctricos tales como motor, transformador elevador (SUT), variador o controlador de frecuencia y del transformador reductor.
2. Evitar que a las condiciones de operación el sistema se quede limitado por el hecho de no poder someter uno de los componentes a cargas eléctricas superiores de las que puede soportar y que aun la bomba y motor puedan obtener ganancia en producción.

4.1.16 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE

Existe una secuencia de etapas que se debe seguir para diseñar un sistema de bombeo eléctrico sumergible.

4.1.16.1 Recopilación de datos

Estado Mecánico

- Diámetro de revestimiento
- Diámetro de tubería de producción y características
- Intervalos abiertos (perforaciones)
- Verificación del Survey

Datos de Producción

Actuales

- Presión estática del pozo a nivel de referencia
- Presión de Cabeza (THP y CHP)
- Presión de Revestimiento (CHP)
- Rata de producción deseada
- Profundidad del tope de las perforaciones (TPP)
- Temperatura de fondo del pozo (BHT)
- Relación gas/aceite (GOR)
- Corte de agua (BSW)
- Índice de productividad (IP)
- Correlaciones a utilizar de acuerdo a las propiedades de fluido del pozo

Proyección

La proyección de producción depende directamente del yacimiento y lo suministra el grupo de ingeniería del yacimiento incluyendo los siguientes datos:

- Presión estática del pozo a nivel de referencia
- Presión de Cabeza (THP y CHP)
- Temperatura de fondo del pozo (BHT)
- Relación gas/aceite (GOR)
- Corte de agua (BSW)
- Índice de productividad (IP)

Datos de fluido a producir

- Gravedad específica del agua (SGW)
- Gravedad API del aceite
- Gravedad específica del gas (SGg)
- Presión de burbuja (Pb)
- Viscosidad del petróleo (μ_o)

Fuentes de energía

- Voltaje disponible en superficie
- Frecuencia en superficie

Posibles Problemas

- Producción de arena
- Formación de escamas
- Depositación de parafinas

4.1.16.2 Capacidad de producción

Se debe determinar la productividad del pozo a la profundidad de la bomba o determinar la profundidad de asentamiento de la bomba a una rata de producción deseada. También hay que predecir el comportamiento del pozo, dependiendo si se usa el índice de productividad (IP), o la relación de desempeño de flujo de Vogel (IPR) según sea el tipo de yacimiento.

4.1.16.3 Cálculos de gas

Para tener certeza si se debe instalar algún accesorio para manejo de gas se debe calcular la cantidad de gas presente en la entrada de la bomba (intake), la presencia de gas en la entrada de la bomba y en la bomba misma puede generar bloqueos por gas y ocasionar dificultad para levantar el fluido a superficie. Esto se debe a que la presencia de gas hace que la presión y la densidad del fluido varíen constantemente dentro del sistema. Hay casos en los cuales no se conoce con certeza la relación gas-aceite. En estos casos se pueden usar correlaciones que han sido desarrolladas para esta tarea. Una de las más útiles y aplicadas son de standings que sirven para determinar la relación gas-aceite y el factor volumétrico de la formación.

4.1.16.4 Relación gas-aceite

$$R_s = SG_g \left(\frac{P_b}{18} * \frac{10^{0.0125*API}}{10^{0.00091*T}} \right)^{1.2048} \quad 4.12$$

Donde:

SG_g = Gravedad específica del gas

P_b = Presión de burbuja

T = Temperatura del fondo del pozo F

4.1.16.5 Factor volumétrico de formación del petróleo

$$B_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175} \quad 4.13$$

Donde:

$$F = R_s \left(\frac{SG_g}{SG_o} \right) + 1.25T \quad 4.14$$

SG_g = Gravedad específica del gas

SG_o = Gravedad específica del petróleo

T= Temperatura del fondo del pozo F

4.1.16.6 Factor volumétrico del gas

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{P} \quad 4.15$$

Donde:

Z= Factor de compresibilidad del gas

T= Temperatura del fondo del pozo R (R=460+F)

P= Presión de surgencia (psi)

Se puede determinar el volumen de agua y de gas libre a partir de datos de producción cuando se conoce la relación gas-aceite usando las siguientes ecuaciones:

$$\text{Gas Total} = \frac{\text{GOR} * \text{BOPD}}{1000} [\text{MPCD}] \quad 4.16$$

El gas en solución a la profundidad de asentamiento puede determinarse mediante la siguiente expresión:

$$\text{Gas en solución} = \frac{R_s * \text{BOPD}}{1000} [\text{MPCD}] \quad 4.17$$

El gas libre que pasa a través de la entrada de la bomba se expresa en la siguiente ecuación:

$$\text{Gas libre} = \text{Gas total} - \text{Gas en solución} \quad 4.18$$

Para el cálculo del volumen de petróleo, de agua y de gas a la profundidad de asentamiento de la bomba se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$V_o = BOPD * B_o [BOPD] \quad 4.19$$

$$V_w = BWPD * B_w [BWPD] \quad 4.20$$

$$V_g = \text{Gas libre} * B_g [BGPD] \quad 4.21$$

El volumen total del fluido que va a manejar la bomba será:

$$V_T = V_o + V_g + V_w \quad 4.22$$

Para realizar un diseño de un sistema de bombeo eléctrico sumergible se recomienda que el porcentaje de gas libre que pase a través de la bomba no sea superior al 10%. Este porcentaje se puede calcular de la siguiente fórmula.

$$\text{Gas libre} = \frac{V_g}{V_T} * 100\% \quad 4.23$$

Cuando el porcentaje de gas libre es mayor al 10%, es indispensable instalar un separador de gas a cambio de la sección de entrada a la bomba estándar (intake), el cual va ubicado en la misma posición que iría la sección de entrada.

4.1.16.7 Cálculo de la cabeza dinámica total en pies (Total Dynamic Head TDH)

Este valor corresponde a la cabeza que la bomba debe vencer para que el fluido llegue a superficie y se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{TDH} = \text{LNV} + \text{Pérdidas por fricción} + \text{THP} \quad [\text{pies}] \quad 4.24$$

LVN = Levantamiento neto vertical y es la cabeza en pies que requiere levantar la bomba desde el nivel dinámico del fluido.

Perdidas por fricción en la tubería y demás accesorios

THP = Cabeza requerida para que el fluido entre al sistema de superficie y llegue hasta la estación de recolección o batería.

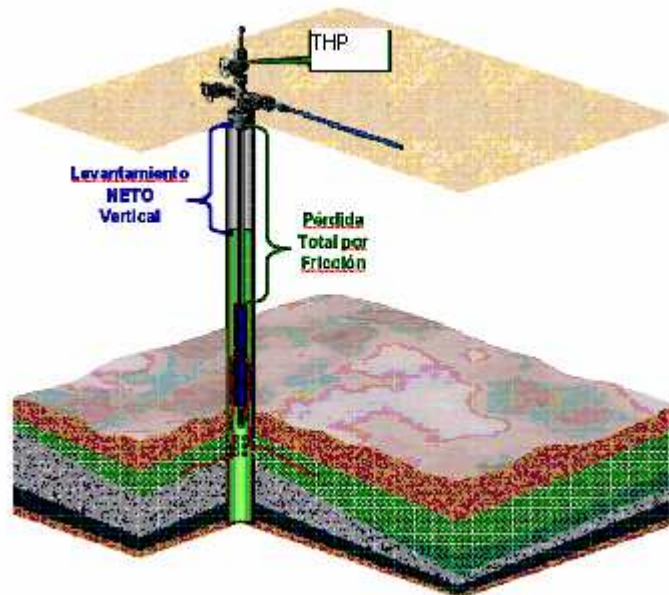


Figura 4.2 Componentes del TDH

4.1.16.8 Selección del tipo de bomba

Utilizando los catálogos con los que cuenta REDA, con el caudal deseado o de diseño y la cabeza dinámica total en pies calculada, se podrá seleccionar el tipo de bomba que tendrá la mas alta eficiencia para producir dicho caudal dentro de un rango de bombas que podrían realizar este trabajo.

4.1.16.9 Determinar el tamaño óptimo de componentes

Con la ayuda del catalogo, se debe seleccionar el numero de etapas, tamaño optimo del motor y sello así como verificar las limitaciones del equipo.

$$\text{Numero de etapas} = \frac{\text{TDH}}{\text{Cabeza por etapa}} \quad 4.25$$

Para calcular la potencia requerida de la bomba seleccionada se utiliza la siguiente ecuación, tomado de las curvas de desempeño por etapa la potencia requerida por etapa de la bomba seleccionada:

$$HP = (\text{Etapas totales}) * (\text{HP por etapa}) \quad 4.26$$

4.1.16.10 Selección del cable

La selección del cable involucra: tamaño, tipo y longitud. El tamaño del cable depende de factores como caída de voltaje, amperaje y espacio disponible en el anular. El fluido del pozo y la temperatura son condiciones que afectan directamente la selección del tipo de cable que se va a usar, o mejor el tipo de armadura que debe tener este para enfrentar las condiciones de operación; ya sea por temperatura o por ambiente corrosivo.

La longitud del cable a usar determina la profundidad de asentamiento de la bomba. Generalmente se adicional 100 o 200 pies mas de cable, los cuales se usan para conectar el equipo se subsuelo con el equipo eléctrico de superficie.

Donde las pérdidas de cable se obtienen con la siguiente figura de caída de voltaje en el cable:

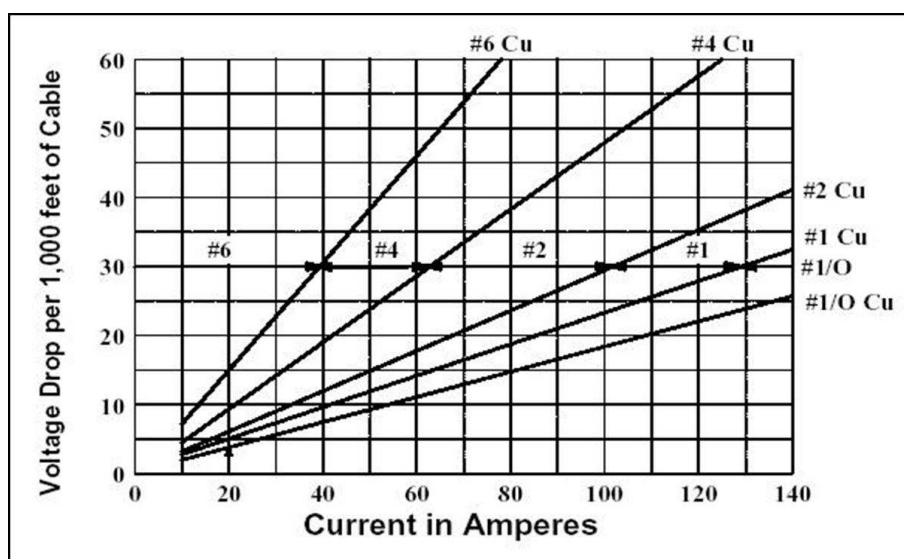


Figura 4.3 Caída de voltaje

4.1.16.11 Determinación de la capacidad del equipo eléctrico

Para seleccionar el variador y transformadores que serán usados, es necesario calcular la potencia eléctrica que requieren los equipos con el fin de escoger el que mejor se ajuste a las condiciones de operación del equipo se subsuelo.

La potencia eléctrica se mide en kilovoltio-Amperio y se puede calcular de la siguiente expresión:

$$KVA_{\text{superficie}} = \frac{1.732 * V_{\text{superficie}} * A_{\text{motor}}}{1000} \quad 4.27$$

Donde:

V_s = Voltaje en superficie

A=Amperaje normal del motor

El voltaje en superficie se calcula conociendo el voltaje de operación del motor y las pérdidas en el cable, se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Voltaje en superficie} = \frac{\frac{V_{\text{pérdida}}}{1000\text{pies}} * \text{Longitud Cable}}{1000} + \text{Voltaje Motor} \quad 4.28$$

4.2 DISEÑO PARA EL POZO 1

Para ejemplos de cálculo se estudiara el pozo 1, los resultados del análisis de los demás pozos se los presenta en los anexos 2,3,4,5.

4.2.1 BREVE HISTORIA DEL POZO 1

El Pozo 1 fue completado el 7 de septiembre del 2004, tiene instalado en el, una completacion que consta de: Una Completacion con Y-tool y Equipo BES en Tuberia de 3 ½" New Vam.

4.2.2 OBJETIVO DEL REACONDICIONAMIENTO

- A) Sacar equipo BES existente
- B) Sacar completacion de fondo
- C) Limpiar el pozo y bajar Completación Dual Concéntrica de SLB. Para producir en forma simultanea, con 2 equipos Reda independientes, una de cada zona, "UU" y "MT"

4.2.3 DATOS DEL CASING

Csg 20", Zapato @ 135 ft MD / 135 ft TVD

Csg 13 ¾", Zapato @ 2201 ft MD / 2155 ft TVD

Csg de 9 5/8 x 47 # /ft, N-80, BTC Cementado a 8242 ft MD (Zapato) 7677 ft TVD.

Profundidad total del pozo a (Inserted Float Collar @ 8260 ft MD / 7677 ft TVD)

4.2.4 DATOS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

Perforaciones superiores "UU" (5spf)

7710' (7181') – 7714' (7185') (4 ft)

7716' (7187') – 7739' (7208') (23 ft)

Total (27 ft de perforación)

Perforaciones inferiores "MT" (5spf)

8008 – 8012; 8026-8036; 8047-8063; 8068-8074

Total (36 ft por perforar)

4.2.5 ARENA MT

Esta arena no se encuentra disparada, el análisis petrofísico muestra que el intervalo (8008 – 8012; 8026-8036; 8047-8063; 8068-8074) MD pies se encuentra saturado de petróleo, con un espesor neto de pago de 56 pies, saturación de agua de 15%, porosidad promedio 20%, se recomienda disparar 36 pies sobre el contacto agua petróleo.

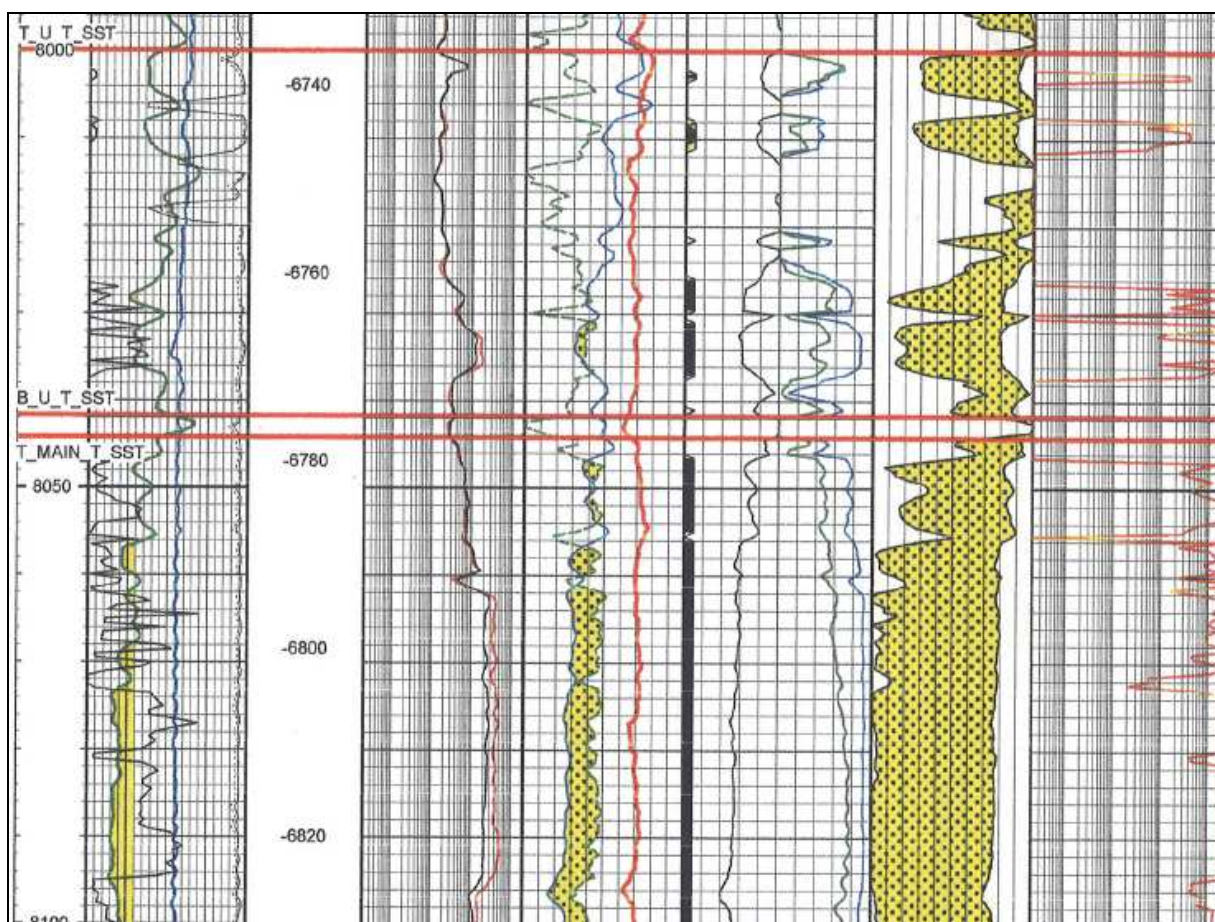


Figura 4.4 Análisis Petrofísico T

La ecuación es muy compleja, para utilizarla se requieren los siguientes datos:

$$k = 1200 \text{ md}$$

$$h = \text{Intervalos por perforar } 36 \text{ pies}$$

$$\mu_o = \text{Viscosidad del petróleo } 21.4 \text{ cp}$$

$$r_e = \text{Radio de drenaje}$$

$$r_w = \text{Radio del pozo}$$

$$B_o = \text{Factor volumétrico del petróleo}$$

El radio de drenaje es calculado a partir de las reservas calculadas por las curvas de declinación así:

Las reservas estimadas son 1, 049,860 STB y el factor de recobro 12.77 %, como sabemos que:

$$N * F_r = \text{Reservas}$$

$$N = \frac{\text{Reservas}}{F_r}$$

$$N = \frac{1.049.860}{0.1277} = 8.221.299 \text{ STB}$$

Con este cálculo obtengo el petróleo inicial en sitio, el que me sirve para calcular el radio de drenaje siempre y cuando los pozos tengan un área de drenaje circular y flujo radial hacia la cara de la formación.

Se procede a calcular el radio de drenaje teórico con la ecuación 3.4:

$$r_e = \sqrt{\frac{5.615 * N * B_{oi}}{\pi * H * \phi * (1 - S_{wi})}} [\text{pies}]$$

$$r_e = \sqrt{\frac{5.615 * 8.221.299 * 1.1}{\pi * 56 * 0.17 * (1 - 0.15)}} [\text{pies}]$$

$$r_e = 1413 \text{ pies}$$

con el radio de drenaje se obtiene el arena drenable:

$$A = \frac{\pi r_e}{43560} \text{ Acres}$$

$$A = \frac{\pi * 1413}{43560} = 144 \text{ Acres}$$

Con ayuda de la Ley de Darcy se tiene:

$$IP = \frac{q}{(P_r - P_{wf})} = \frac{7.08 * 1200 * 36}{21.4 * 1.1 * \left(\text{LN} \left(\frac{1413}{0.36} \right) - 0.75 \right)} = 1.75 \text{ bpd/Psi}$$

Con el índice de productividad calculado procedemos a realizar el análisis nodal del sistema.

4.2.8 ANÁLISIS NODAL DE ARENA MT

Antes de dimensionar una bomba se debe tener presente el comportamiento futuro del pozo, para lo cual se necesita realizar un análisis nodal.

4.2.8.1 Recopilación de datos

Estado mecánico

- ✓ Diámetro del revestimiento :9-5/8"
- ✓ Diámetro de la tubería de producción :2 7/8"
- ✓ Tope de perforaciones (TPP) :7479 pies TVD

Datos de producción

Actuales

- ✓ Presión estática : 2,750 psi a MPP
- ✓ Presión en cabeza (WHP) : 205 psi
- ✓ Temperatura de fondo (BHT) : 203 F
- ✓ Relación gas-aceite (GOR) : 38 PCS/Bls
- ✓ Corte de agua : 10 %

Datos del fluido a producir

✓ Gravedad específica del agua (SGW)	: 1.07
✓ Gravedad API del aceite	: 20.4° API
✓ Gravedad específica del gas (SGg)	: 0.978
✓ Presión de burbuja (Pb)	: 316 psi
✓ Factor volumétrico del aceite (Bo)	: 1.1 Bbl/STB
✓ Factor volumétrico del agua (BW)	: 1 Bbl/STB

4.2.8.2 Cálculos de gravedades específicas

Calculo gravedad específica del aceite y de la mezcla, Se calculan con la ecuación 4.2 y 4.3 respectivamente.

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + 20.4} = 0.932$$

$$SG_{mezcla} = 1.07 * 0.10 + 0.932 * (1 - 0.10) = 0.95$$

4.2.8.3 Cálculo de la presión de entrada de la bomba PIP

Para calcular PIP se debe determinar la diferencia de presión entre la profundidad de asentamiento de la bomba (6781 TVD) y la profundidad al tope de las perforaciones(7479 TVD). Esta diferencia de presión no es más que el peso de la columna hidrostática.

$$\Delta P = (\text{MPP} - \text{prof. bomba}) * SG_m * 0.433$$

$$\Delta P = (7479 - 6781) * 0.95 * 0.433 = 285.7 \text{ psi}$$

Despejando de la ecuación del IP se tiene:

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

En la siguiente tabla se calcula el Pwf para diferentes caudales:

Tabla 4.1 Cálculo del IPR

FLUJO	Pwf
0	3247
500	2956.13
1000	2665.25
1500	2374.38
2000	2083.5
2500	1792.63
3000	1501.76
3500	1210.88
4000	920.007
4500	629.133
5000	338.259
5686	0

Recuerde que los valores mostrados para Pwf indican la presión de fondo a la profundidad de las perforaciones.

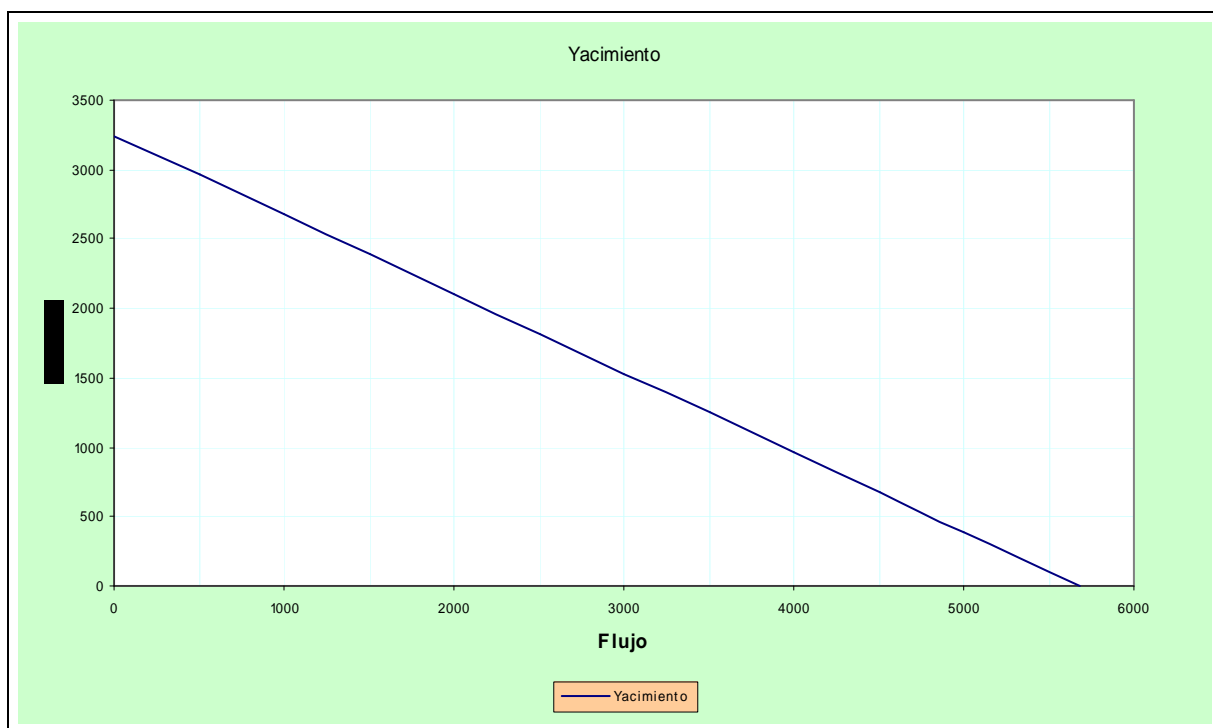


Figura 4.6 Curva de desempeño de flujo IPR

En la mayoría de los casos, la bomba no se instala a la profundidad de las perforaciones. Actualicemos la Tabla incluyendo la presión de entrada a la bomba PIP, o más generalmente, la presión fluyente a una profundidad de la bomba. A cada P_{wf} se le resta la columna hidrostática 285.7 psi y se tiene la presión de entrada PIP.

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

FLUJO	P_{wf}	PIP
0	3247	2961.3
500	2961.46	2675.7
1000	2675.93	2390.2
1500	2390.39	2104.7
2000	2104.85	1819.1
2500	1819.32	1533.6
3000	1533.78	1248.1
3500	1248.24	962.5
4000	962.704	677.0
4500	677.167	391.4
5000	391.631	105.9
5686	0	-285.7

Note que a 5686 bpd, la presión a la entrada de la bomba es -285.7 psi. Significa que este pozo, realmente, no es capaz de producir 5686 bfpd a la profundidad que hemos asentado la bomba. ¿cual es el máximo caudal que podemos producir a la profundidad de asentamiento de la bomba? La solución es calcular la P_{wf} a la cual corresponde una PIP de 0 psi. En este caso es muy fácil debido a ya sabemos que P_{wf} es 285.7 psi.

Tabla 4.2 Cálculo de PIP

q	P_{wf}	PIP
0	3247	2961
500	2961.46	2676
1000	2675.93	2390
1500	2390.39	2105
2000	2104.85	1819
2500	1819.32	1534
3000	1533.78	1248
3500	1248.24	962.5
4000	962.704	677
4500	677.167	391.4
5185.4	285.7	0.0

El caudal máximo que puede producir a la profundidad de la bomba es 5185 bfpd. Graficando se tiene:

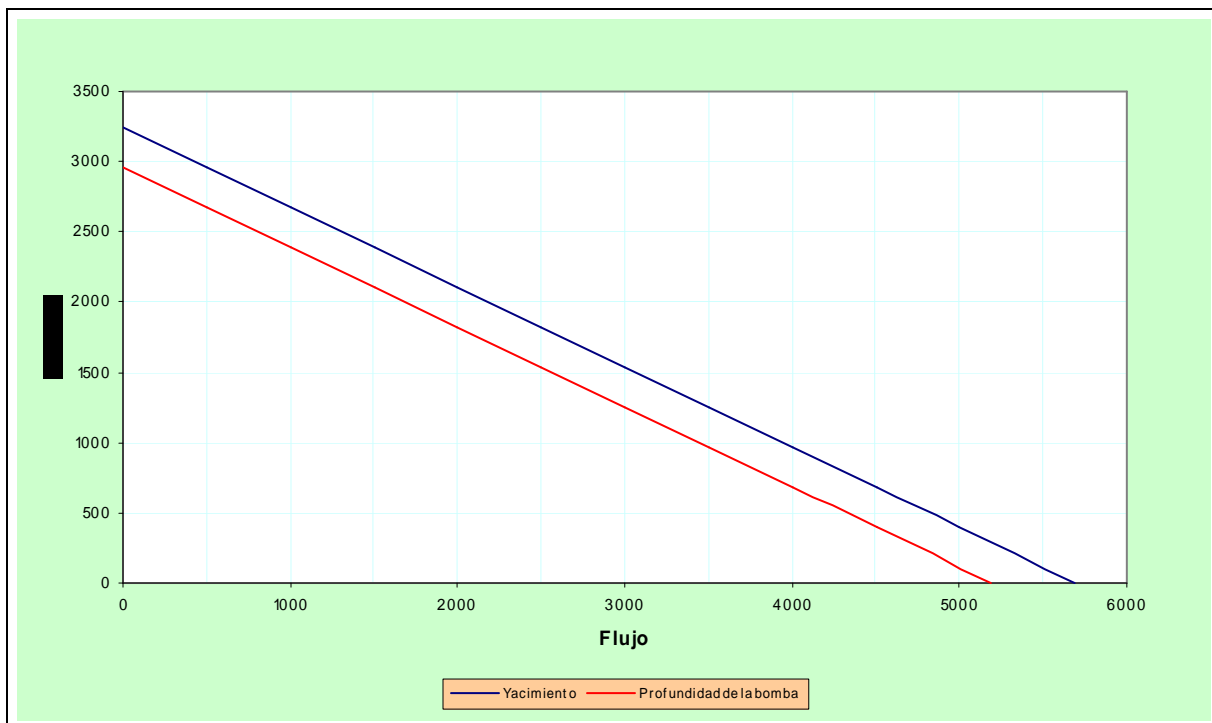


Figura 4.7 Presión disponible

Este IP "ajustado" nos muestra la presión disponible, al nivel en que se encuentra la bomba, para cualquier caudal desde 0 al máximo que el pozo puede producir basado en una depresión completa a cero psi a esta profundidad. Esta curva representa la energía total disponible a la profundidad de la entrada de la bomba a cualquier caudal. Hasta ahora hemos considerado todo desde el yacimiento hasta la bomba. Ahora veamos el problema desde la dirección opuesta. Sabemos que la presión requerida en el cabezal es 205 psi y que usaremos una tubería de 2–7/8". Calculemos ahora desde la superficie al fondo para ver cual será la presión en la tubería (a la profundidad de asentamiento de la bomba de 6781 pies) para levantar los fluidos a la superficie.

Para calcular la presión de descarga se considera tendríamos que considerar el peso de la columna de fluido así como la fricción. No hay más nada que considerar. Estos son los únicos factores que afectarán la presión a la entrada de la tubería.

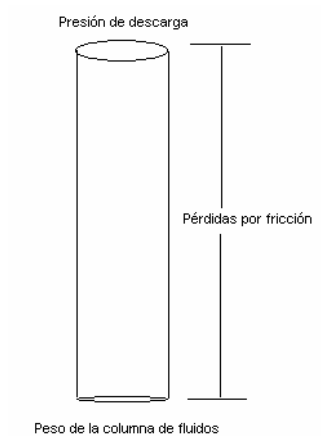


Figura 4.8 Factores que afectarán la presión a la entrada de la tubería

Con el grafico 4.1 se determina las pérdidas por fricción por cada 1000 pies de tubería, así:

Para un caudal de 2000 bls en tubería de 2-7/8 se tiene 36 pies de pérdidas por fricción.

$$\text{Pies de fricción} = \frac{\text{pies}}{1000} * \text{Profundidad de la bomba}$$

$$\text{Pies de fricción} = \frac{36}{1000} * 6781 = 244 \text{ pies}$$

Podemos convertirlas a presión con la ecuación 4.1:

$$\text{Presión} = \frac{\text{Cabeza} * \text{SG}_m}{2.31}$$

$$\text{Presión} = \frac{244 * 0.95}{2.31} = 100 \text{ pies}$$

Tabla 4.3 Cálculo de pérdidas por fricción

FLUJO BPD	Pfricción	PIES	PSI
0	0	0	0
500	2.8	18.7394	7.66921
1000	10.0	67.6493	27.6859
1500	21.1	143.346	58.665
2000	36.0	244.214	99.9461
2500	54.4	369.189	151.093
3000	76.3	517.478	211.781
3500	101.5	688.458	281.755
4000	130.0	881.614	360.806
4500	161.7	1096.51	448.753
5185	210.3	1425.76	583.502

Esto toma en cuenta dos o tres cosas que se requieren. Todavía necesitamos determinar la diferencia de presión debida a la gravedad. Esto es sencillo ya que todo lo que tenemos que hacer es calcular la presión causada por la columna del fluido que tiene a 6781 pies de altura. Podemos hacer esto con la ecuación para convertir la presión ya que conocemos la gravedad específica. La presión causada por la columna de fluidos es 2775 psi.

Lo que esto significa es que, si tuviéramos una tubería llena con el fluido y la presión en el cabezal (descarga) fuera cero, la presión en el fondo sería 2775 psi. Esta presión es causada por el peso del fluido en la tubería.

Las últimas tres columnas nos dan 3 componentes de la presión de entrada a la tubería (en psi). Podemos sumar todos estos para encontrar la presión real.

Tabla 4.4 Cálculo de la presión de descarga

FLUJO BPD	P _{wh} Psi	Friccion PSI	P _{graved} PSI	P descarga
0	205	0	2775.162451	2980.162
500	205	7.66921	2775.162451	2987.832
1000	205	27.6859	2775.162451	3007.848
1500	205	58.665	2775.162451	3038.827
2000	205	99.9461	2775.162451	3080.109
2500	205	151.093	2775.162451	3131.255
3000	205	211.781	2775.162451	3191.943
3500	205	281.755	2775.162451	3261.918
4000	205	360.806	2775.162451	3340.968
4500	205	448.753	2775.162451	3428.916
5185	205	583.502	2775.162451	3563.665

Ahora tenemos dos columnas de presiones. Una columna muestra que la presión a la entrada de la bomba (presión en el anular a la profundidad de asentamiento de la bomba) estaría dada para un caudal dado y la segunda muestra cual tendría que ser la presión a la descarga de la bomba (presión interna de la tubería a la profundidad de asentamiento de la bomba) para levantar los fluidos a la superficie.

La presión a la entrada de la bomba es la cantidad de energía disponible de la formación. La presión a la entrada de la tubería (descarga de la bomba) es una medida de la cantidad de energía requerida para levantar los fluidos a la superficie. Recuerde la regla que dos presiones diferentes no pueden existir en el mismo punto. Pero es exactamente lo que hemos calculado.

Para un mismo punto, hemos calculado dos presiones diferentes – una desde el yacimiento hacia arriba y la otra desde el cabezal del pozo hacia abajo.

Veamos el problema en forma gráfica. Lo que esto significa es que este sistema no puede existir. No hay un caudal para el cual este sistema pueda producir fluidos en la forma actual.

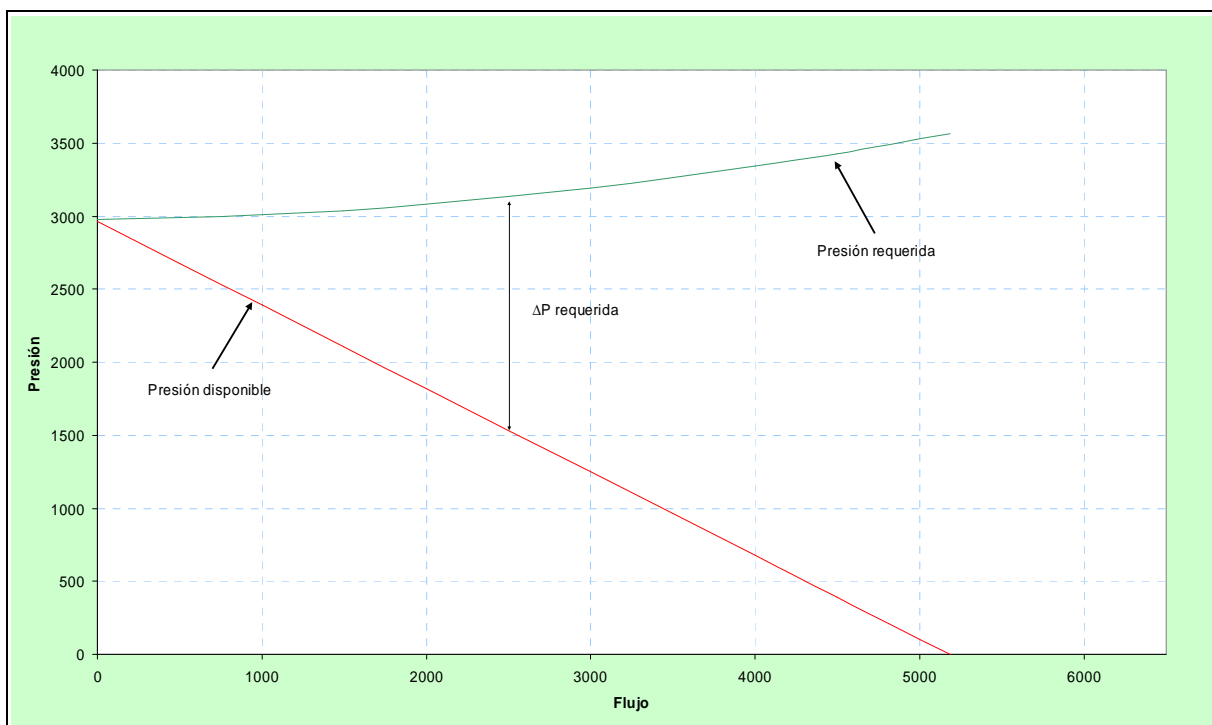


Figura 4.9 Grafica del sistema
Preparado por: Carlos Javier Ruiz J.

En este caso las líneas no se cruzan por lo tanto este pozo no puede producir por si mismo. Pero todavía podemos agregar más información de la tabla. Recuerde que la presión en el anular es la energía disponible y la presión en la tubería es la energía que se necesita. Si fuéramos capaces de añadir presión adicional (energía) a este sistema para proveer los requerimientos de presión, el sistema sería capaz de fluir. Esto es exactamente lo que hace una bomba.

Previamente, hemos calculado las presiones desde el cabezal hacia abajo y desde el fondo hacia arriba, pero realmente estamos interesados en la DIFERENCIA entre ambas. Podemos restar presión de entrada y la presión de descarga para encontrar la presión del sistema.

Tabla 4.5 Cálculo de la presión del sistema

FLUJO BPD	PIP Psi	P descarga	Psistema
0	2961.3	2980.162	18.8886
500	2675.7	2987.832	312.095
1000	2390.2	3007.848	617.648
1500	2104.7	3038.827	934.164
2000	1819.1	3080.109	1260.98
2500	1533.6	3131.255	1597.67
3000	1248.1	3191.943	1943.89
3500	962.5	3261.918	2299.4
4000	677.0	3340.968	2663.99
4500	391.4	3428.916	3037.47
5185	0.0	3563.665	3563.66

Es la presión “total” del sistema que tendría que suministrarse para que el pozo fluya desde 0 a 5185 bpd.

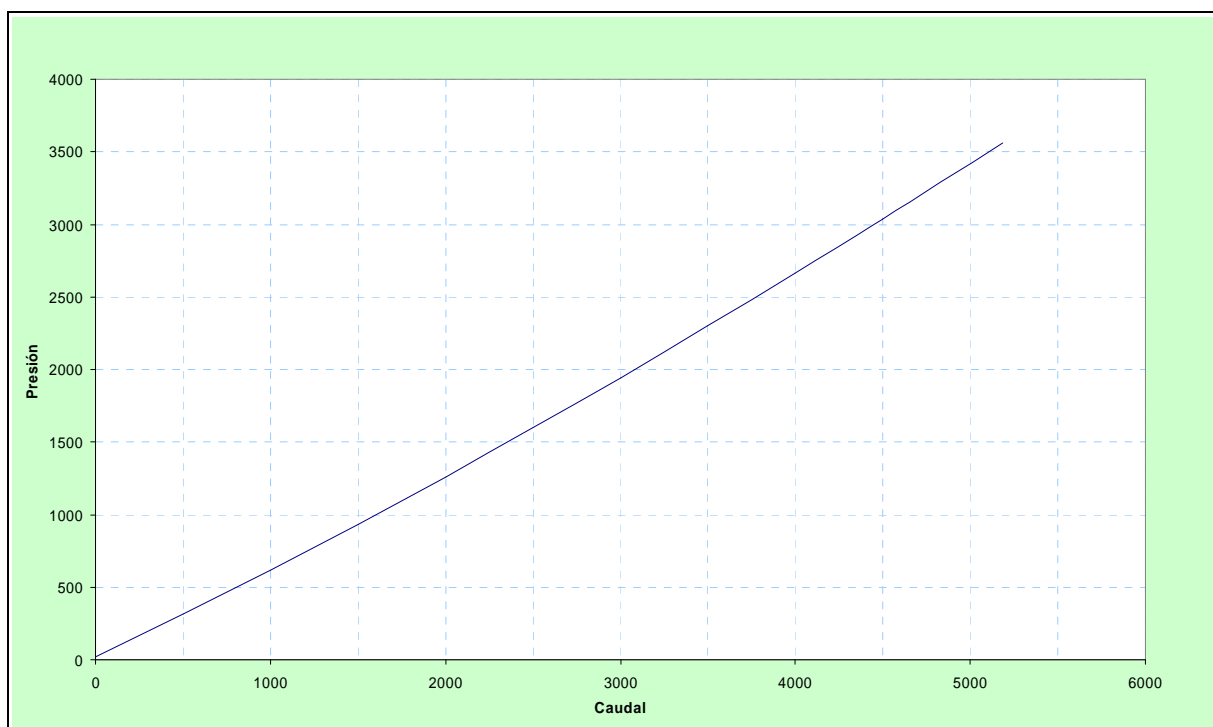


Figura 4.10 Curva de sistema del pozo
Preparado por: Carlos Javier Ruiz J.

Llamaremos esta nueva curva como la "curva del sistema del pozo" o solamente "curva del pozo". La razón para esto es que esta curva incluye todo en el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo excepto por la bomba. Esta curva es muy útil, porque ahora en vez de tener que repetir cálculos si queremos dimensionar otra bomba u otro caudal diferente, ya hemos hecho todo el trabajo. No importa cual bomba pongamos en el pozo, esta curva del sistema no cambiará. Esta curva también nos permite "analizar" el rendimiento de una bomba si ya está instalada en el pozo. Lo que hemos hecho se llama "Análisis Nodal". Esto suena complicado pero realmente es simple. En Análisis Nodal, simplemente tomamos un sistema complejo y lo dividimos en pequeños componentes que lo hacen mas sencillo de calcular.

Analizando el potencial del pozo se dimensionara la bomba con 2500 bfpd. La presión de entrada de la bomba PIP para la producción deseada de 2500 bfpd y el índice de productividad es de 1.75 se tendrá un diferencial de presión (drawdown) de:

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

$$DD = \frac{2500}{1.75} = 1428 \text{ psi}$$

Por lo que la presión Pwf será igual a:

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

$$P_{wf} = 3247 - 1428 = 1819.3 \text{ psi}$$

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

$$PIP = 1819.3 + 0 - 285.7 = 1533.6 \text{ psi}$$

Conociendo el valor de PIP se puede obtener la sumergencia de la bomba en pies y se usa la gravedad específica del petróleo, puesto que la sección de entrada de la bomba hacia arriba se supone que el fluido es solo petróleo debido al efecto de separación de la mezcla por la gravedad:

$$\text{Sumergencia} = \frac{\text{PIP}}{0.4333 * \text{SG}_o}$$

$$\text{Sumergencia} = \frac{1536.6}{0.4333 * 0.93} = 3802 \text{ Pies}$$

4.2.8.4 Cálculos de porcentajes de gas libre que maneja la bomba

Se requiere inicialmente determinar el volumen total que maneja la bomba en fondo, para esto debemos hallar los volúmenes correspondientes de gas, agua y petróleo. Con los datos suministrados este es un proceso sencillo que se utiliza las ecuaciones 4.19 y 4.20 respectivamente.

Para la condición de producción de 2500 bfpd.

$$V_o = 2500 * (1 - 0.10) * 1.1 = 2448 \text{ BOPD}$$

$$V_w = 2500 * 0.10 * 1 = 250 \text{ BWPD}$$

Para el cálculo de gas en el fondo se debe proceder a calcular inicialmente el gas en solución con la ecuación 4.12.

$$R_s = 0.97 \left(\frac{316}{18} * \frac{10^{0.0125 * 20.4}}{10^{0.00091 * 203}} \right)^{1.2048} = 37.5 \text{ scf / STB}$$

Ahora procedemos a calcular el factor volumétrico del gas con la ecuación 4.15:

El factor de compresibilidad se lo calcula con el Método de Carr-Kobayashi-Burrows así:

$$P_{sr} = \frac{P}{667 + 15 * \gamma_g + 37.7 * \gamma_g^2} = \frac{3247}{667 + 15 * 0.97 * 37.7 * 0.97^2} = 5$$

$$T_{sr} = \frac{T}{168 + 325 * \gamma_g - 12.5 * \gamma_g^2} = \frac{203 + 460}{168 + 325 * 0.97 - 12.5 * 0.97^2} = 1.4$$

Teniendo la presión y la temperatura pseudo reducidas podemos encontrar el factor de compresibilidad del gas, en este caso es 0.76. ver anexo 6.

$$B_g = 0.00504 \frac{0.76 * (203 + 460)}{(1536)} = 1.5 \text{ Bls/MPCS}$$

Se procede a calcular el gas total que se producirá. Para este cálculo se utiliza la ecuación 4.16:

$$\text{Gas total} = \frac{38 * 2500 * (1 - 0.10)}{1000} = 85.5 [\text{MPCS}]$$

El gas en solución a la profundidad de asentamiento de la bomba se puede determinar usando la ecuación 4.17:

$$\text{Gas en solución} = \frac{37.53 * 2500 * (1 - 0.10)}{1000} = 84.45 [\text{MPCS}]$$

Ahora se puede calcular el gas libre con la ecuación 4.18:

$$\begin{aligned} \text{Gas libre} &= \text{Gas total} - \text{Gas en solución} \\ \text{Gas libre} &= 85.5 - 84.45 = 1.049 \text{ MPCS} \end{aligned}$$

Para calcular el volumen de gas que pasa por la sección de entrada a la bomba se usa la ecuación 4.21:

$$V_g = 1.049 * 1.5 = 1.72 \text{ BGPD}$$

El volumen total del fluido que va a manejar la bomba se obtiene utilizando la ecuación 4.22:

$$V_T = 2448 + 250 + 1.72 = 2700 \text{ Bls}$$

El porcentaje de gas libre en la entrada a la bomba se puede calcular con la ecuación 4.23:

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{1.72}{2700} * 100 \% = 0 \%$$

4.2.8.5 Cálculo de la columna dinámica total en pies (TDH)

Como se explica anteriormente la cabeza dinámica total consta de tres componentes principales:

- El levantamiento neto vertical LNV
- Las pérdidas por fricción PF
- Presión de cabeza THP

4.2.8.6 Cálculo de levantamiento neto vertical (LNV)

El LNV es la distancia vertical a través de la cual el fluido será levantado hasta superficie, depende solamente de donde se encuentra el nivel del fluido sin importar a que profundidad se encuentra asentada la bomba el levantamiento vertical será el mismo.

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

$$\text{LNV} = 6781 - 3802 = 2979 \text{ pies}$$

Las pérdidas por fricción a condición de 2500 bls son 369 pies. Calculando la presión en cabeza en pies:

$$\text{Cabeza} = \frac{205(\text{psi}) * 2.31}{0.95} = 500 \text{ pies}$$

Con esto se puede hallar la columna dinámica total, ecuación 4.24:

$$\text{TDH} = 2979 + 369 + 500 = 3849 \text{ pies.}$$

4.2.8.7 Selección del tipo de bomba

Para seleccionar una bomba es necesario conocer el fluido que manejará la bomba en fondo: para las condiciones de diseño es:

Volumen total en fondo= 2700 bfpd

La selección del equipo de fondo (BHA) depende de muchos factores; uno de los más importantes es la cantidad de gas. En este caso en particular, el GOR no afecta la decisión final (menos del 10% del gas libre a la entrada de la bomba), pero en caso en los cuales se tiene mayor presencia de gas libre se deberá considerar el uso de tecnología especial para la separación y manejo de este.

Utilizando los catálogos de bombas Reda, con el caudal deseado o de diseño y la columna dinámica total en pies calculada, se podrá seleccionar el tipo de bomba que tendrá la más alta eficiencia para producir dicho caudal dentro de un rango de bombas que podrían realizar este trabajo.

Observemos las curvas de desempeño a 55 Hz de cada una de las bombas que aplican para manejar la producción de diseño (2700 bfpd).

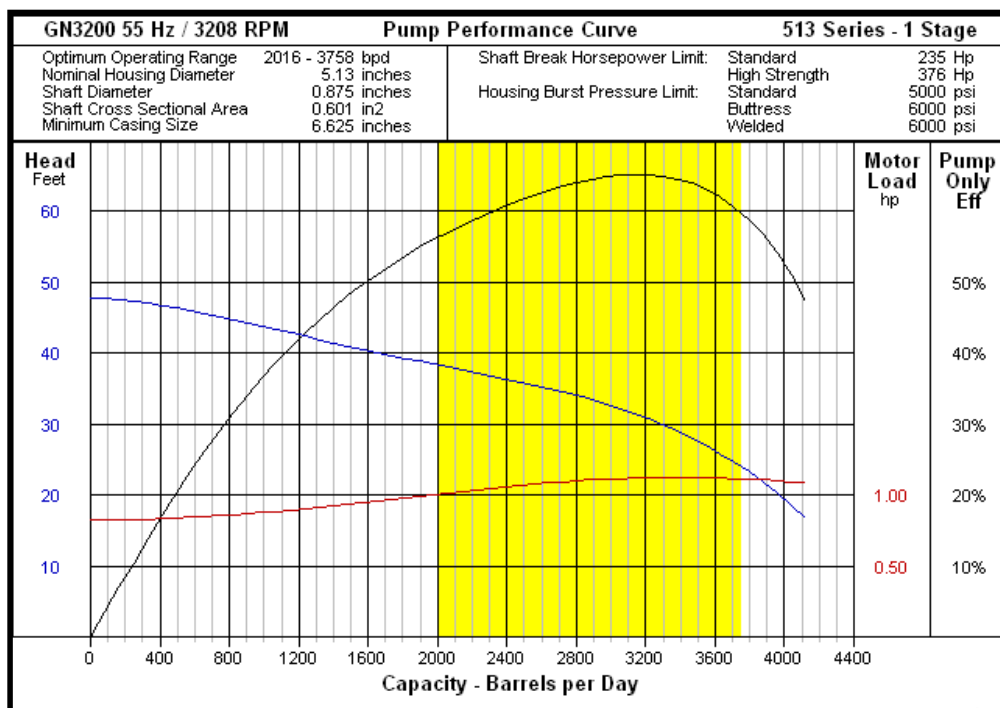


Figura 4.11 curva de desempeño de la bomba GN 3200.
Preparado por: Carlos Javier Ruiz J.

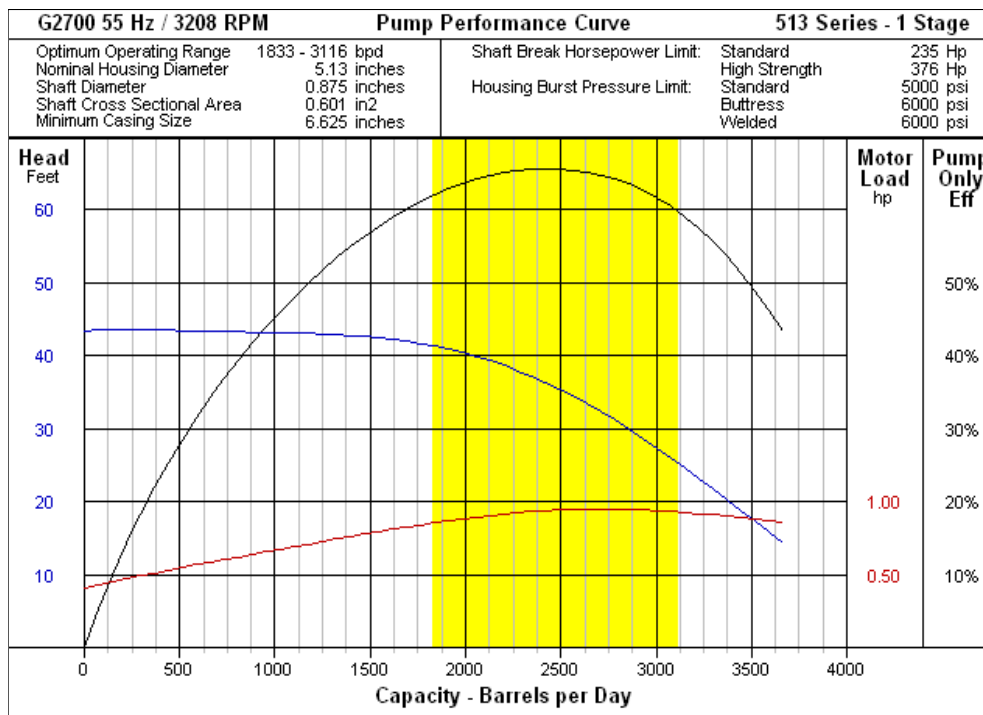


Figura 4.12 curva de desempeño de la bomba G2700
Preparado por: Carlos Javier Ruiz J.

Levantamiento por etapas de cada bomba para 2700 bfpd.

GN3200: 35 Cabeza por etapa

G2700 : 31 Cabeza por etapa

4.2.8.8 Determinar el tamaño óptimo de los componentes

Con la ecuación 4.25 se determina el numero de etapas mínima que requerirá cada bomba para generar el levantamiento en pies necesario para llevar el fluido hasta la superficie a la presión en cabeza (THP) con lo cual se realizo el diseño.

$$\text{Total de etapas} = \frac{\text{TDH}}{\text{Cabeza por Etapa}}$$

$$\text{Total de etapas} = \frac{3849}{34} = 110 \text{ etapas}$$

GN3200: 110 etapas

G2700 : 124 etapas

Las dos bombas tienen la misma eficiencia, pero la bomba G2700 requiere más etapas para manejar la misma cantidad de fluido.

La bomba GN3200 requiere 110 etapas como mínimo. Esto indica que la bomba maneja 2700 bfpd a 55 Hz de frecuencia, que consta de 110 etapas, que es de construcción tipo compresión CT, para asegurar el manejo de los empujes, de metalurgia resistente a la corrosión RA y es una bomba estabilizada ES.

4.2.8.9 Potencia requerida por la bomba

Para calcular la potencia requerida de la bomba seleccionada se utiliza la ecuación 4.26, tomado de las curvas de desempeño por etapa la potencia requerida por etapa de la bomba seleccionada:

$$\text{HP} = \text{Etapas totales} * \text{HP por etapa}$$

$$\text{HP} = 110 * 1.1 = 121 \text{ HP}$$

La bomba requiere 121 HP, mas 20% de factor de seguridad para la operación del variador el motor necesita al menos 145 HP. Se selecciona el siguiente motor:

Motor serie 562 de 150 HP, 1240 V / 73.5 A , Tipo RK-UT-RA-HSS, Longitud 13.1, peso 850 lbs.

La carga del motor es:

$$\% \text{Carga Motor} = \frac{\text{HP}_{\text{bomba}}}{\text{HP}_{\text{motor}}}$$

$$\% \text{Carga Motor} = \frac{121}{150} = 80 \%$$

Se debe realizar el cálculo de la frecuencia a la cual el eje de la bomba falla. Para lo cual se necesita lo siguiente.

Caballaje de la placa del eje de la bomba a 55 Hz es 235 HP, este valor se encuentra en el lado derecho de la parte superior de la curva de desempeño de la bomba GN 3200.

$$\text{Frecuencia} = 55 * \sqrt{\frac{\text{ShaftNPHP}}{\text{pumpHP}}}$$

$$\text{Frecuencia} = 55 * \sqrt{\frac{235}{121}} = 76 \text{ Hz}$$

4.2.8.10 Selección del protector

Protector serie 540 tipo: Protector superior LSBPB, INC, ES, HL, RA, HSS en tandem con BPBSL, INC, HL, RA, HSS que es una configuración estándar para pozos desviados, longitud total del tandem de protectores 17.88 ft. (Cada protector 8.94ft)

4.2.8.11 Selección de la extensión de conexión del motor (motor lead extensión)

Tipo: serie 540 & 562 #4KV KELB

Metalurgia: Monel

4.2.8.12 Selección del cable

Para seleccionar el cable de potencia, es muy importante considerar la máxima caída de voltaje, a 73.5 amperios la caída de voltaje es 17 V/1000 pies con cable #1.

También es importante seleccionar la armadura, debido al contenido de químicos y al tratamiento químico que se va a realizar. Con ayuda del manual el cable seleccionado es: cable plano #1 resistente a la corrosión; Redalead, solidó con un capilar.

4.2.8.13 Sección de entrada de la bomba

Debido a las diferentes características del equipo (OD del protector y de la bomba) es necesario seleccionar un adaptador entre el protector y sección de entrada de la bomba, con ayuda del manual se obtienen las características de la sección de entrada son: Serie 540, ARZ, INC, Redalloy.

Descripción:

ARZ: Resistente a la abrasión

HSS: Tipo de rosca

RA: Resistente a la corrosión

4.2.8.14 Equipo de monitoreo en fondo o sensor en fondo

Es importante utilizar un sensor en fondo para verificar el correcto desempeño del equipo en fondo, es una buena aplicación seleccionar un sensor para medir:

- Temperatura en fondo
- Temperatura de motor

- La presión en fondo
- Presión de descarga de la bomba
- Vibración del sistema
- Fugas de corriente a través de todo el sistema

Los demás componentes son seleccionados a partir de la serie de la bomba y del motor.

Tabla 4.6 Descripción General del Equipo BES

GN3200 Serie 540, 110 Etapas -- 150 HP (1240 V - 73.5 A)	
Cabeza de Descarga (BOHD)	BOHD serie 540 - 3 1/2" EUE - Redalloy
Bomba U	serie 540, 55 etapas
Bomba L	serie 540, 55 etapas
Intake	Serie 540, ARZ, INC, Redalloy
Protector upper	Serie 562, LSBPB, INC, ES, HL, RA
Protector lower	Serie 562, BPBSL, INC, ES, HL, RA
Motor Upper	Serie 540, 150HP, 1240 V, 73.5 A, RK-UT-RA-HSS
Adaptador	Serie 540, Redalloy (motor 540 @ Phoenix)
Sensor	Phoenix XT

Preparado por Carlos Javier Ruiz J

4.2.9 EQUIPO DE SUPERFICIE

4.2.9.1 Transformador reductor (Step Down Transformer)

Como la potencia disponible es de 13800 Voltios es necesario usar un transformador reductor de voltaje de tres fases SDT para reducir el voltaje hasta 480 voltios que es el requerido para el funcionamiento del variador o controlador de frecuencia VSD.

4.2.9.2 Variador de frecuencia (VSD)

Para seleccionar el VSD es necesario calcular el voltaje en superficie y los Kilovoltio-amperio (KVA) requeridos:

$$\text{Voltaje en superficie} = \frac{\frac{V_{\text{pérdida}}}{1000\text{pies}} * \text{Longitud Cable}}{1000} + \text{Voltaje Motor}$$

$$\text{Voltaje en superficie} = \frac{17 * 6781}{1000} + 1240 = 1355 \text{ V}$$

$$\text{KVA}_{\text{superficie}} = \frac{1.732 * V_{\text{superficie}} * A_{\text{motor}}}{1000}$$

$$\text{KVA}_{\text{superficie}} = \frac{1.732 * 1355 * 73.5}{1000} = 173 \text{ KVA}$$

Con este KVA (173 KVA) más 15% del factor de seguridad (198.4 KVA) debido a las pérdidas y seguridad, ahora en los catálogos se busca el VSD adecuado.

4.2.9.3 Transformador elevador SUT

El voltaje requerido por el motor es 1240 Voltios, mas las pérdidas de voltaje en el cable 115 Voltios, es necesario tener al menos 1355 Voltios en superficie. El voltaje de salida del variador es solamente 480 V, es necesario instalar un SUT con las siguientes características:

KVASUT = 260 KVA

Relación de transformación de 480 V a 1105/3377 V.

Tabla 4.7 Descripción General del Equipo Superficie

Voltaje de Superficie	1355	Volt
KVA Requerido	198.4	KVA
VSD	260	KVA
SUT	480 V @ 1105/3377 V	KVA

Preparado por Carlos Javier Ruiz

4.2.10 YACIMIENTO U SUPERIOR

La fecha inicial de producción fue el 11 de septiembre del 2004, actualmente se encuentra produciendo de este yacimiento en el intervalo 7710-7714 pies y 7716-7739 pies con un espesor de 27 pies. Los datos de producción actual:

Tabla 4.8 Datos de producción UU

Pozo	Fluido	Petróleo	Agua	Bsw	Gas	API	Pwf	Presión de Reservorio	IP	Acumulado Petróleo
Pozo 1 UU	5,748	1,150	4598	80	120	18.3	2050	2,691	8.97	1324661

El análisis petrofísico indica que esta arena se encuentra saturada de petróleo, con un espesor neto de pago de 40 pies, una saturación de agua 19%, una porosidad promedio 23% como se muestra a continuación:

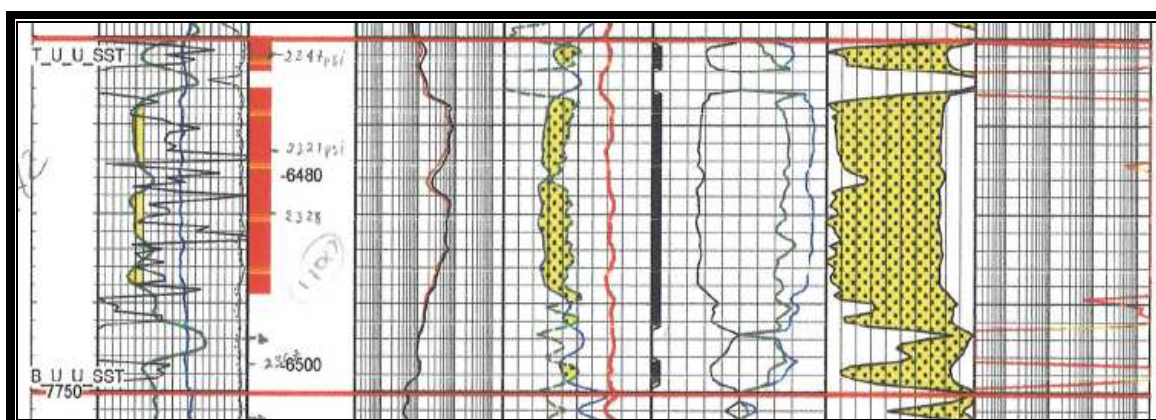


Figura 4.13 Análisis Petrofísico UU

4.2.11 ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Para poder tener una aproximación de las reservas de petróleo de esta zona utilizare el programa de declinación PEEP, este programa estima la vida productiva del pozo, el límite económico (100 BPPD) llegara en diciembre del 2010. La declinación estima que las reservas de este arena es 1.749.24 MSTB, el petróleo acumulado hasta la fecha es $N_p = 1324661,18$ STB, con unas reservas remanentes de 413.986 STB.

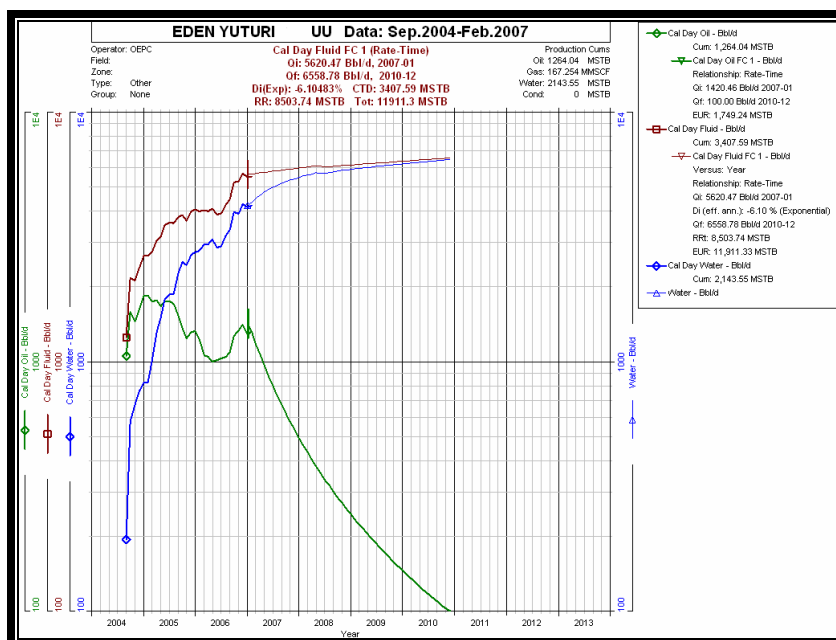


Figura 4.14 curva de declinación UU
Fuente UB-15

4.2.12 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

Esta arena actualmente esta en producción con una producción de petróleo de 1150 Bbls, con una bomba GN 5600 serie 540 de 181 etapas en tubería de 4-1/2". Con un IP de 8.97 bfpd/psi . Las información de la arena es la siguiente:

Estado mecánico

- ✓ Diámetro del revestimiento :9-5/8"
- ✓ Diámetro hidráulico de tubería concéntrica :2 "
- ✓ Tope de perforaciones (TPP) :7181 pies TVD
- ✓ Profundidad de la bomba :7010 MD-6481 TVD

Datos de producción

Actuales

- ✓ Presión estática : 2,691 psi a MPP
- ✓ Presión en cabeza (WHP) : 210 psi
- ✓ Temperatura de fondo (BHT) : 198 F
- ✓ Relación gas-aceite (GOR) : 104 SCF/Bbl
- ✓ Corte de agua : 80 %

Datos del fluido a producir

- ✓ Gravedad específica del agua (SGW) : 1.07
- ✓ Gravedad API del aceite : 18.3 API
- ✓ Gravedad específica del gas (SGg) : 0.924
- ✓ Presión de burbuja (Pb) : 560 psi
- ✓ Factor volumétrico del aceite (Bo) : 1.1 Bbl/STB
- ✓ Factor volumétrico del agua (BW) : 1 Bbl/STB

El potencial de la producción de la arena UU se muestra en la siguiente figura:

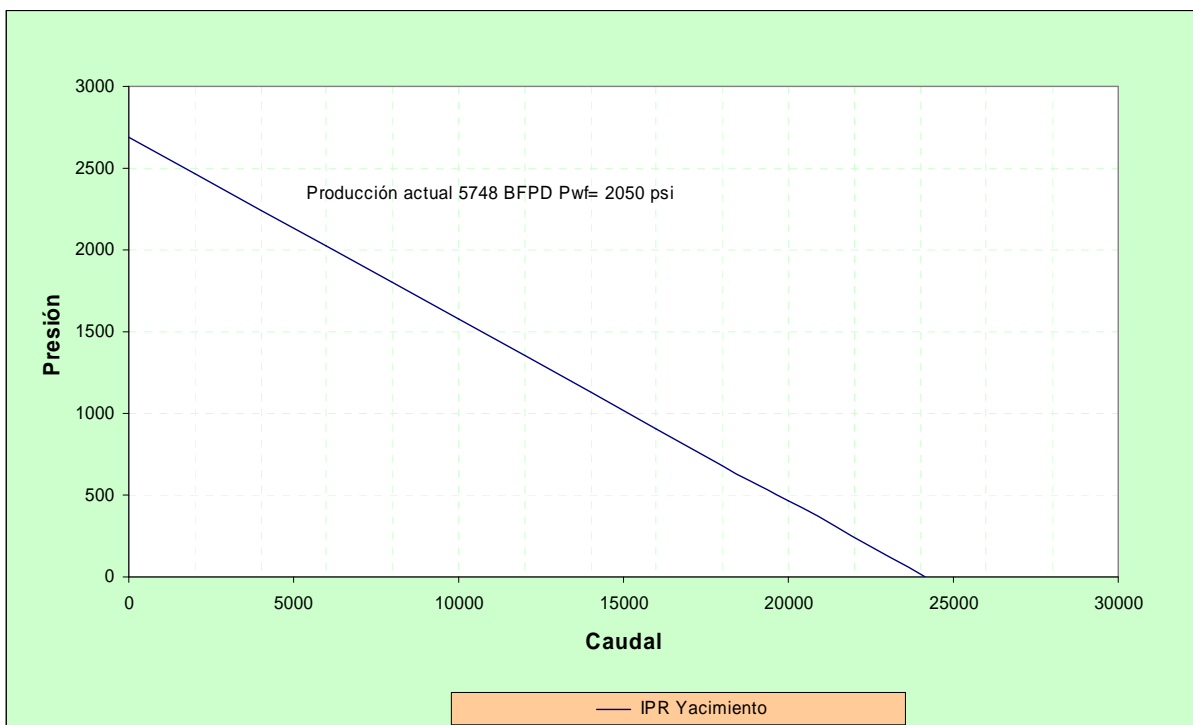


Figura 4.15 Curva desempeño de flujo IPR UU

Realizando el análisis nodal del sistema para las condiciones actuales con tubería de producción de 4-1/2 tiene el siguiente comportamiento.

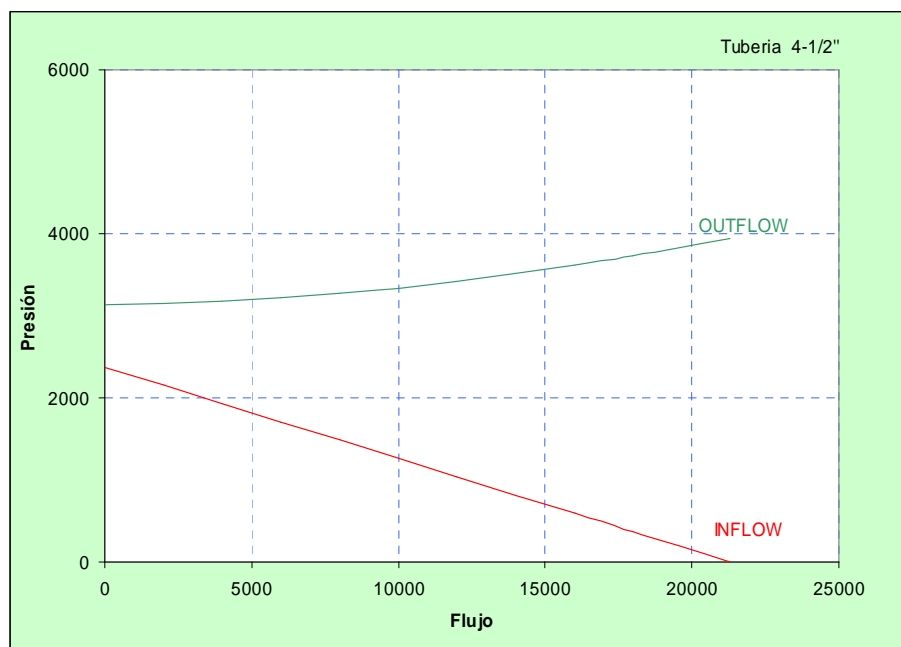


Figura 4.16 Grafico del sistema tubería 4-1/2

A condiciones de completación doble, la producción de esta arena fluirá por la tubería concéntrica (diámetro hidráulico) que es la diferencia de el diámetro externo de la tubería de 2-7/8" (OD=2.875") y el diámetro interno de la tubería de 5-1/2" (ID = 4.875") aproximadamente 2 pulgadas.

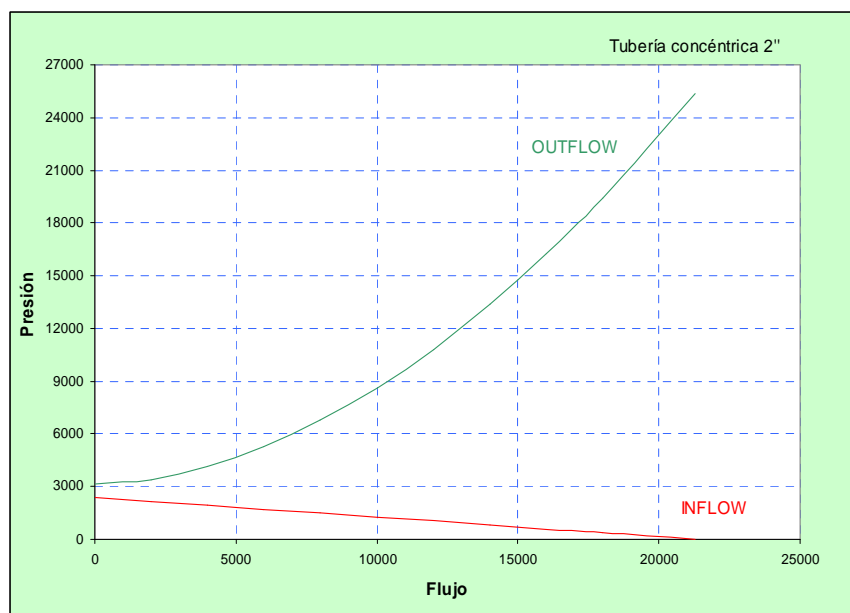


Figura 4.17 Grafico del sistema tubería concéntrica 2"

El análisis nodal nos dice que a las condiciones de producción por tubería concéntrica va a requerir mas energía para vencer la perdidas por fricción de la tubería concéntrica.

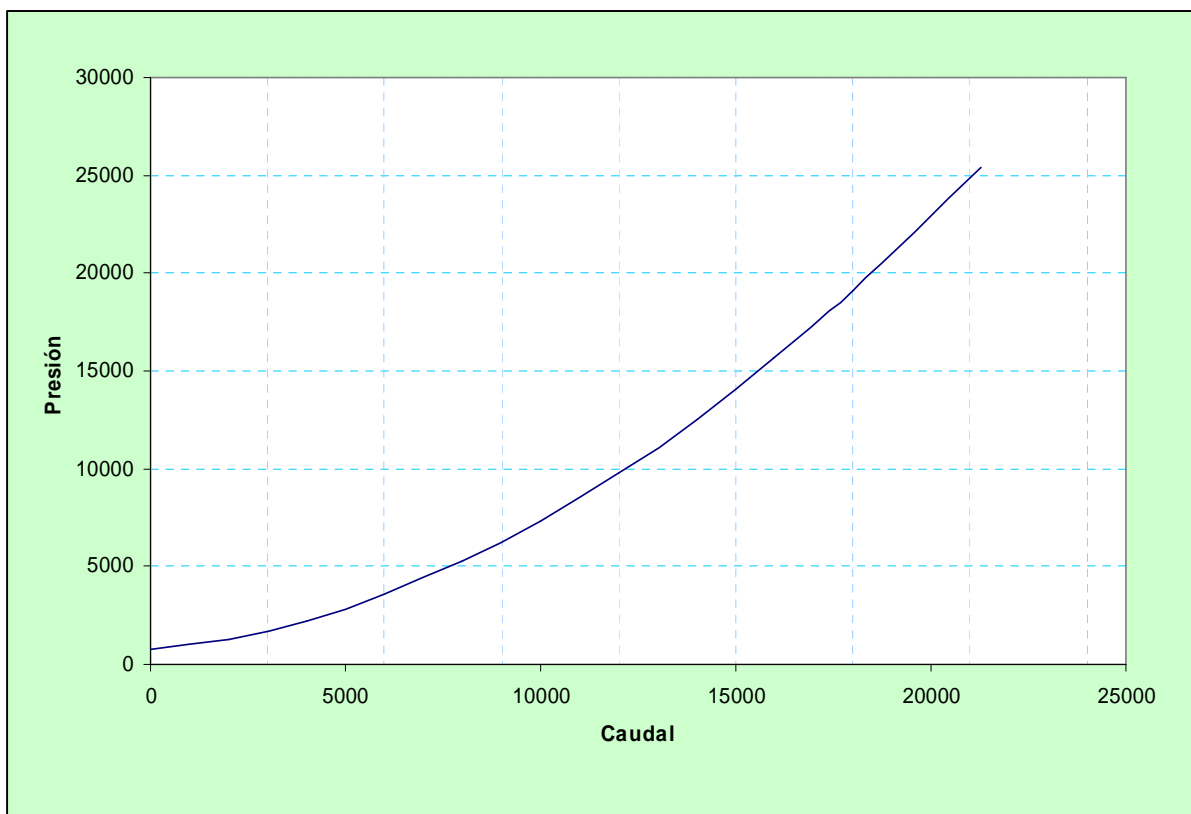


Figura 4.18 Curva de sistema del pozo
Preparado por: Carlos Javier Ruiz J.

Para obtener la producción actual de 5748 bfpd se dimensionara otra bomba bajo las condiciones de la completación doble.

Los resultados de el dimensionamiento es el siguiente:

Tabla 4.9 Gravedades específicas

Gravedad específica del petróleo	<u>0,945</u>
Gravedad específica mezcla	<u>1,045</u>

Tabla 4.10 Presión de entrada de la bomba PIP

Drawdown	557.41 psi
Presion de surgencia Pwf	2133.6 psi
Columna Hidrostatica ΔP	316.7 psi
Presión de entrada PIP	1816.9 psi
Sumergencia	4442.1 pies

Tabla 4.11 Volumen de fondo que manejara la bomba

Relacion Gas-petroleo en solución	66.5198 SCF/STB
Factor volumétrico de petroleo Bo	F 313.30
	Bo 1.10 Bls/STB
Factor Volumétrico del gas Bg	1.3 bls/Mcf
Gas total	104 Mcf
Gas en solución	66.52 Mcf
Gas libre	37.48 Mcf
Volumen de gas PCPD	48.861 BOPD
Volumen de petroleo BOPD	1097.9 BOPD
Volumen de agua BWPD	4000 BWPD
Volumen total Bls	5146.8 Bls
% Gas libre	0.9494 %

Tabla 4.12 Cabeza dinámica total en pies

Levantamiento neto vertical TVD	2038.9 pies		
		Diametro Hidraulico	
		do	4.875
		di	2.875
		Dh	2
Pérdidas por fricción			
Tuberia de produccion	6481		
Tasa de producción	5000		
diametro hidraulico	2		
Perdidas por cada 1000 pies de tuberia	518.2		
Perdidas por friccion	3358.5		
Presion en cabeza en pies	464.25		
Cabeza dinámica total en pies TDH	5861.6		

Tabla 4.13 Descripción general de Equipo BES

GN7000 Serie 540, 191 Etapas , 450 HP (2655 V – 102.5 A)	
Cabeza de Descarga (BOHD)	BOHD series 540 - 3 1/2" EUE - Redalloy
Bomba 1	serie 540, 59 stg
Bomba 2	serie 540, 64 stg
Bomba 3	serie 540, 68 stg
Intake	Serie 540, ARZ, INC, Redalloy
Protector upper	Serie 540, LSBPB, INC, ES, HL, RA
Protector lower	Serie 540, BPBSL, INC, ES, HL, RA
Motor Upper	Serie 562, 450 HP, 2655 V, 102.5 A, RK-UT-RA-HSS
Adaptador	Serie 562, Redalloy (motor 562 @ Phoenix)
Sensor	Phoenix XT
Cable # 1 sólido	Redalead, con 2 Capilar

Preparado por: Carlos Javier Ruiz J.

Tabla 4.14 Descripción general de equipo de superficie

Voltaje de Superficie	2811	Volt
KVA Requerido	574	KVA
VSD	600	KVA
SUT	480 V @ 2811 V	KVA

Preparado por: Carlos Javier Ruiz J.

4.3 DIAGRAMA GENERAL DE COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA

Realizando un diagrama general (draft String), utilizando todos los sub ensambles y los componentes y las profundidades correspondientes del Equipo BES se obtuvo el diagrama de completación doble ver anexo 1.

CAPÍTULO 5

5 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

5.1 CONCEPTOS TEÓRICOS

Para realizar la evaluación económica del proyecto es fundamental conocer métodos que permitan aclarar si el proyecto es económicamente rentable.

Los métodos a usarse son los siguientes:

- a. El Valor Presente Neto (VPN)
- b. Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)
- c. Costo/Beneficio
- d. Tiempo de recuperación de inversión (Pay-Back)

Los métodos que se usaran son complementarios, puesto que cada uno de ellos aclara o contempla un aspecto diferente del problema. Usados simultáneamente, pueden dar una visión más completa.

5.1.1 FLUJO DE CAJA

Por Flujo neto de Caja, se entiende la suma de todos los cobros menos todos los pagos efectuados durante la vida útil del proyecto de inversión. Está considerado como el método más simple de todos.

Matemáticamente se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Gastos} \qquad 5.1$$

5.1.2 EL VALOR PRESENTE NETO (VPN)

Por Valor Presente Neto de una inversión se entiende la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial.

Si un proyecto de inversión tiene un VPN positivo, el proyecto es rentable. Entre dos o más proyectos, el más rentable es el que tenga un VPN más alto. Un VPN nulo significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en él invertidos en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.

Matemáticamente el Valor presente neto, VPN:

$$NPV = -C_o + \frac{C_1}{(1+i)} + \frac{C_1}{(1+i)^2} + \frac{C_1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad 5.2$$

C_o = Capital inicial aportado para iniciar el proyecto

C_n = Diferencia entre cobros y pagos en el periodo n

i = Tasa de descuento ajustada al riesgo = Interés que se puede obtener del dinero en inversiones sin riesgo (deuda pública) + prima de riesgo).

n = Numero de años en los que se calcula la inversión

5.1.3 TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR)

Se denomina Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) a la tasa de descuento que hace que el Valor Presente Neto (VPN) de una inversión sea igual a cero. (VPN = 0).

Este método considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR Mayor.

Matemáticamente la ecuación de la TIR, es:

$$VPN = -C_o + \frac{C_1}{(1+TIR)} + \frac{C_1}{(1+TIR)^2} + \frac{C_1}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad 5.3$$

C_o = Capital inicial aportado para iniciar el proyecto

C_n = Diferencia entre cobros y pagos en el periodo n

n = Numero de años en los que se calcula la inversión

Si el VPN > 0 y el TIR > Tasa de descuento, el proyecto es rentable.

Cualquier valor de i (en VPN) que sea menor que el r (en TIR) que hace VPN = 0 aconseja la inversión.

5.1.4 COSTO/BENEFICIO

Procedimiento para formular y evaluar programas o proyectos, consistente en la comparación de costos y beneficios, con el propósito de que estos últimos excedan a los primeros pudiendo ser de tipo monetario o social, directo o indirecto.

El objetivo consiste en identificar y medir las pérdidas y las ganancias en el bienestar económico que recibe la sociedad en su conjunto.

Su formula matemática es la siguiente:

$$\text{Costo / Beneficio} = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Costos} + \text{Inversion}} \quad 5.4$$

5.1.5 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PAY-BACK)

Es el periodo de tiempo o número de años que necesita una inversión para que el **valor actualizado** de los flujos de Caja, iguallen al capital invertido.

Para la realización de estas Evaluaciones Económicas, fueron utilizadas diferentes variables involucradas en el proyecto y que se exponen a continuación:

5.1.6 PERFIL DE PRODUCCIÓN

El volumen de producción de estos pozos nace a partir de los perfiles diarios de producción de los mismos que fueron extraídos del PEEP y que reflejan el comportamiento de producción de agua y crudo de cada uno de los pozos por todo el período de vida útil de los mismos.

Tabla 5.1 Perfil de producción estimado

Años	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	TOTAL
Pozo 1 UU+MT	141,243	400,385	254,164	177,816	101,977	80,414	64,689	53,295	44,668	29,061	1,347,713
Pozo 2 LU+MT	211,970	414,593	292,705	220,689	173,778	141,701	117,723	66,290	58,023	39,139	1,736,611
Pozo 3 LU+MT	125,148	400,871	292,967	224,561	177,869	144,925	119,784	70,345	57,960	38,530	1,652,960
Pozo 4 UU+MT	112,873	898,962	496,463	322,345	228,381	171,653	133,397	107,085	78,922	32,022	2,582,103
Pozo 5 UU+LU	205,883	669,543	497,826	385,660	307,615	251,850	208,881	176,485	151,089	99,895	2,954,727

A continuación se muestra el comportamiento estimado de producción.

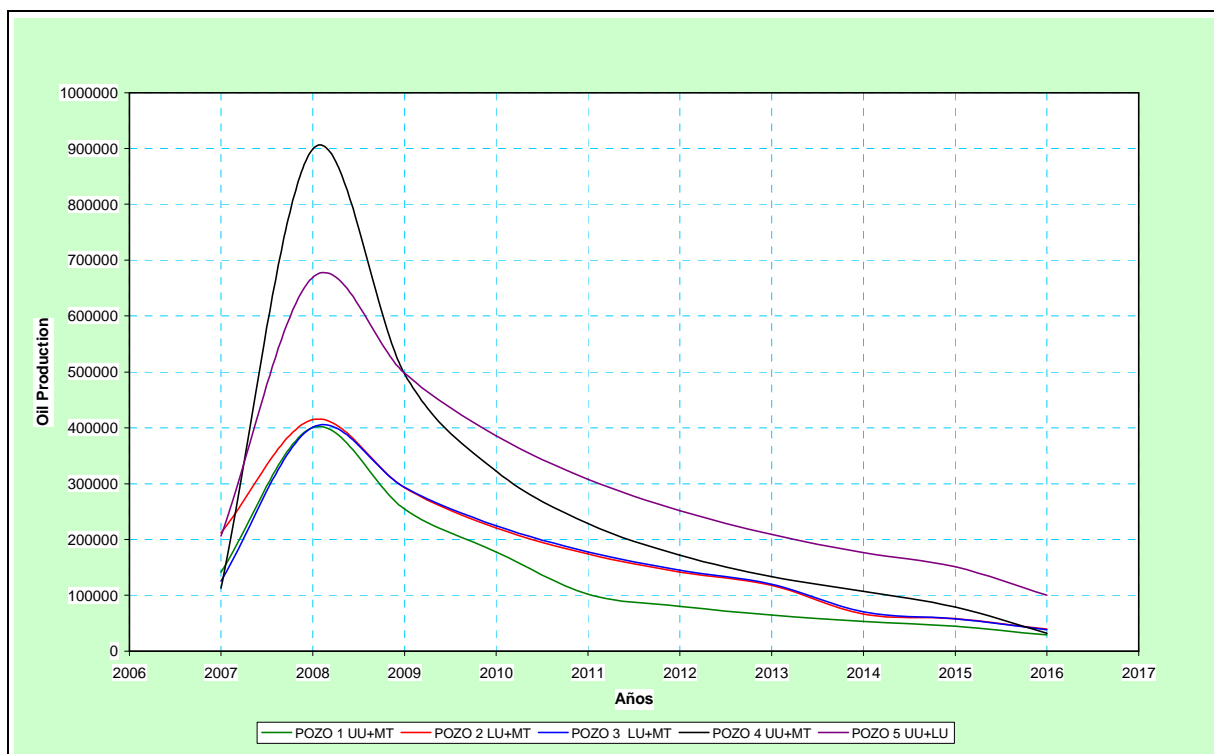


Figura 5.1 Perfil estimado de producción por Pozo

A continuación se muestra el cronograma de actividades para trabajos de instalación de la completación.

Tabla 5.2 Cronograma de trabajos

Pozos	Ag-2007	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dec-07
Pozo 1					
Pozo 2					
Pozo 3					
Pozo 4					
Pozo 5					

Agrupando todas las producciones de los pozos se tiene el siguiente perfil de producción:

Tabla 5.3 Perfil de producción total

Años	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	TOTAL
OIL BBI	1,053,578	2,784,354	1,834,125	1,331,070	989,621	790,543	644,474	473,502	390,662	238,647	10,530,575
Water BBI	2,205,041	7,802,644	9,080,345	9,966,425	8,267,760	8,824,335	9,291,089	6,235,506	6,085,954	3,734,567	71,493,666

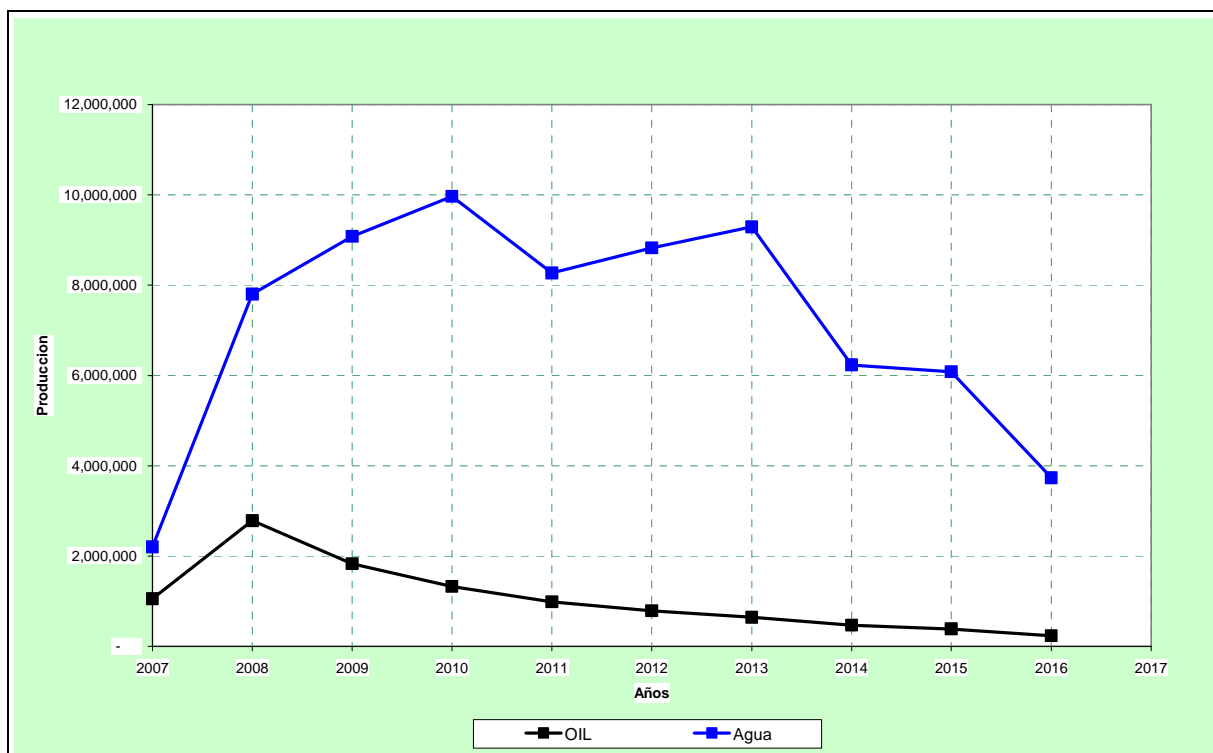


Figura 5.2 Perfil de producción total

5.1.7 PRECIO

En la evaluación de estos proyectos se utilizó el precio promedio del crudo Napo del mes inmediato anterior y cuyo valor fue de \$47/Barril y se lo utilizó como un precio fijo por el tiempo de vida útil del proyecto.

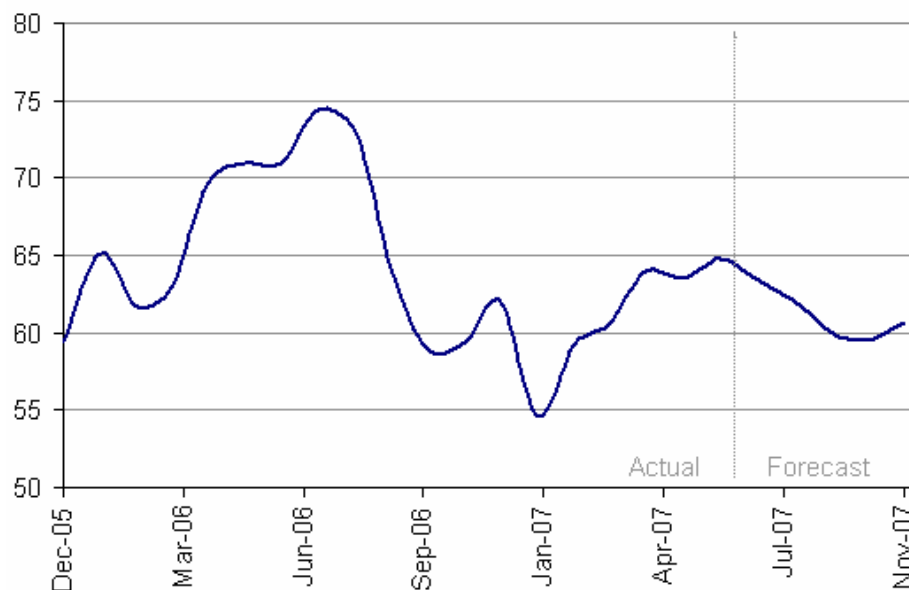


Figura 5.3 Forecast Precios

5.1.8 COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación involucrados en este análisis comprenden varios indicadores que fueron utilizados como valores fijos por el tiempo de vida útil del proyecto, los cuales describiremos aquí:

5.1.8.1 Overheads

Los cuales resumen el costo mensual de los gastos administrativos por cada uno de los pozos del UB-15 y que totalizan \$9.084,79.

5.1.8.2 Operación de Crudo y Agua

Se estableció que la operación de crudo y agua por cada barril de producción sería de \$0.14/Barril.

5.1.8.3 Mantenimiento de Crudo y Agua

Se estableció que el mantenimiento de crudo y agua por cada barril de producción sería de \$0.17/Barril.

5.1.8.4 Soporte

Que resume el costo mensual de los gastos de soporte por cada uno de los pozos del UB-15 y que totalizan \$23.355,50.

5.1.8.5 Tarifas

Que corresponde al costo por cada barril transportado a través del Sote o del OCP y que se resume en una tarifa establecida de \$1.4640/Barril.

5.1.8.6 Fondo Vial

Se estableció un impuesto que corresponde a \$0.35/Barril del 74% de la producción de cada pozo.

5.1.8.7 Equipo BES

Los equipos BES son alquilados por las compañías prestadoras de servicio, su alquiler es diario un valor estimado de estos servicios son:

Equipo superficial 100 dólares
Equipo Subsuelo 300 dólares.

5.1.8.8 Amortización

Se estableció un valor de \$3/Barril que corresponden al valor por concepto de amortización de las inversiones realizadas en el UB-15.

5.1.8.9 Impuestos

Conociendo que esta empresa es 100% estatal, no se considera el cálculo del impuesto a la renta ni el impuesto a la participación de empleados ni impuestos municipales.

5.1.9 INVERSIÓN

La inversión que sería necesaria para la realización del proyecto fue proporcionada en forma detallada, la inversión aproximada por completación doble es \$1, 535,727. Ver anexo 8.

5.1.10 TASA DE DESCUENTO

Para las evaluaciones económicas del UB15, se ha fijado que la tasa de descuento a utilizarse sería del 12.00% anual o el 0.9489% mensual.

5.1.11 INGRESOS

Los ingresos por producción se obtiene del perfil de producción estimado de los pozos los cuales se muestran en la tabla 5.5.

Tabla 5.4 Costos de Operación

COSTOS	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
Overheads	45,424	109,018	109,018	109,018	109,018	109,018	109,018	109,018	109,018	81,763	999,327
Op.Crudo \$0.14	147,501	389,810	256,778	186,350	138,547	110,676	90,226	66,290	54,693	33,411	1,474,281
Op.Agua \$0.14	308,706	1,092,370	1,271,248	1,395,299	1,157,486	1,235,407	1,300,752	872,971	852,034	522,839	10,009,113
Mant.Crudo \$0.17	179,108	473,340	311,801	226,282	168,236	134,392	109,561	80,495	66,413	40,570	1,790,198
Mant. Agua \$0.17	374,857	1,326,449	1,543,659	1,694,292	1,405,519	1,500,137	1,579,485	1,060,036	1,034,612	634,876	12,153,923
Operacion BES	465,600	1,464,000	1,460,000	1,460,000	256,312	204,751	166,919	122,637	101,182	61,810	5,763,209
Soporte	116,778	280,266	280,266	280,266	280,266	280,266	280,266	280,266	280,266	210,200	2,569,105
TARIFAS	1,542,438	4,076,294	2,685,159	1,948,686	1,448,805	1,157,355	943,509	693,207	571,930	349,379	15,416,762
Fondo Vial	272,877	721,148	475,038	344,747	256,312	204,751	166,919	122,637	101,182	61,810	2,727,419
Amort+Remed	3,160,733	8,353,061	5,502,375	3,993,209	2,968,863	2,371,630	1,933,421	1,420,505	1,171,987	715,941	31,591,725
TOTAL	6,614,020	18,285,756	13,895,342	11,638,149	8,189,364	7,308,382	6,680,075	4,828,062	4,343,315	2,712,598	84,495,063

Preparado por Carlos Ruiz

Tabla 5.5 Ingresos por producción de petróleo

	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	TOTAL
Precio	\$47	\$47	\$47	\$47	\$47	\$47	\$47	\$47	\$47	\$47	
OIL BBI	1,053,578	2,784,354	1,834,125	1,331,070	989,621	790,543	644,474	473,502	390,662	238,647	10,530,575
Water BBI	2,205,041	7,802,644	9,080,345	9,966,425	8,267,760	8,824,335	9,291,089	6,235,506	6,085,954	3,734,567	71,493,666
Ingresos	49,518,147	130,864,630	86,203,876	62,560,278	46,512,190	37,155,530	30,290,256	22,254,582	18,361,136	11,216,405	494,937,031

Preparado por Carlos Ruiz

5.2 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO

5.2.1 CÁLCULO DEL FUJO DE CAJA

Con todos los costos de operación definidos procedemos a calcular el flujo de caja con la ecuación 5.1, así:

$$\text{Flujo de caja} = \$ 494,937,031 - \$ 84,495,063 = \$ 402,763,333$$

Tabla 5.6 Cálculo de flujo de caja

Años	Ingresos	Costos	Flujo de Caja
2007	49,518,147	6,614,020	42,904,127
2008	130,864,630	18,285,756	112,578,874
2009	86,203,876	13,895,342	72,308,534
2010	62,560,278	11,638,149	50,922,129
2011	46,512,190	8,189,364	38,322,826
2012	37,155,530	7,308,382	29,847,149
2013	30,290,256	6,680,075	23,610,181
2014	22,254,582	4,828,062	17,426,521
2015	18,361,136	4,343,315	14,017,821
2016	11,216,405	2,712,598	8,503,807
TOTAL	494,937,031	84,495,063	402,763,333

Preparado por Carlos Ruiz

Teniendo calculado el flujo de caja se procede a actualizar estos datos a través del Valor presente neto.

5.2.2 CÁLCULO DE VALOR PRESENTE NETO

Actualizando a valor presente neto con la ecuación 5.3 se tiene:

$$VPN = -\frac{7,678,635}{(1+12\%)^0} + \frac{42,904,127}{(1+12\%)^1} + \frac{112,578,874_1}{(1+12\%)^2} + \dots + \frac{8,503,807}{(1+12\%)^{10}} = \$ 296,881,298$$

En la tabla 5.2 se muestra el valor presente neto para los años del proyecto.

Tabla 5.7 Cálculo de Valor Presente Neto

Años	Flujo de Caja	Valor Presente Neto
INVERSION		7,678,635
2007	42,904,127	38,307,256
2008	112,578,874	89,747,189
2009	72,308,534	51,467,786
2010	50,922,129	32,361,933
2011	38,322,826	21,745,401
2012	29,847,149	15,121,494
2013	23,610,181	10,680,047
2014	17,426,521	7,038,279
2015	14,017,821	5,054,967
2016	8,503,807	2,737,998
TOTAL	402,763,333	296,881,298

Preparado por Carlos Ruiz

En la figura 5.3 se muestra un grafico donde encontramos las variaciones del flujo a valor presente.

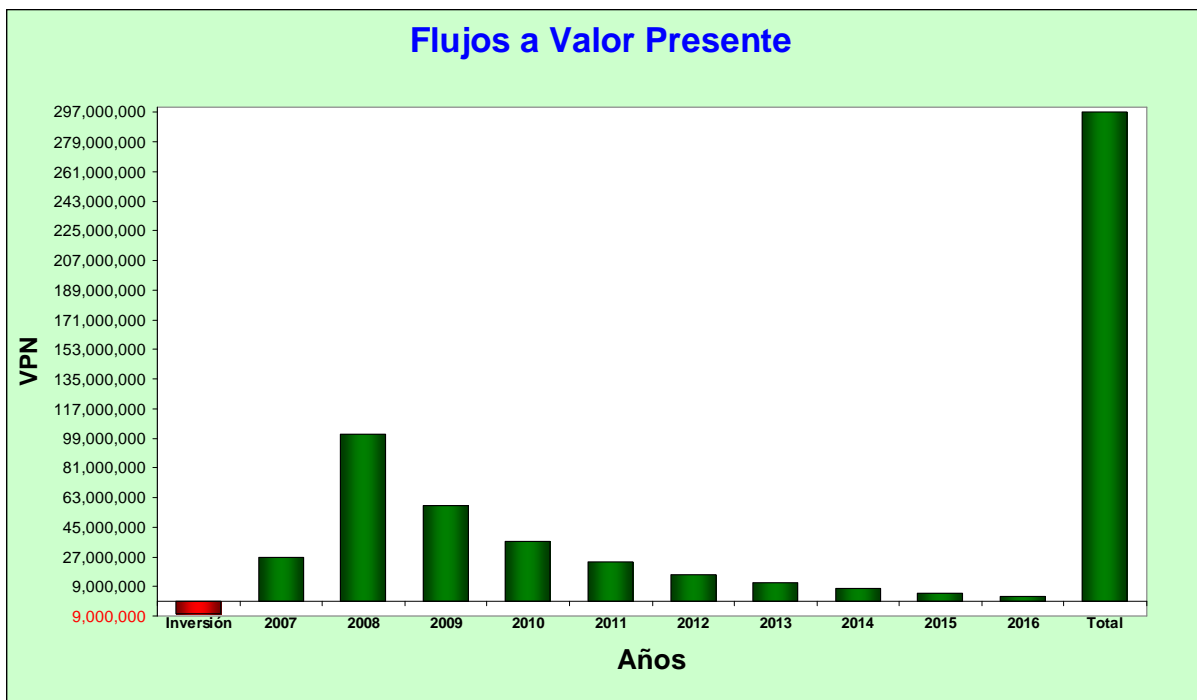


Figura 5.4 Flujos a Valor Presente

5.2.3 CÁLCULO DE TASA INTERNA DE RENTABILIDAD

Para el cálculo del TIR es sencillo se debe buscar la tasa de descuento que hace que el Valor Presente Neto (VPN) de la inversión sea igual a cero. (VPN =0).

Aplicando la formula 5.3 y realizando interpolaciones se nota que cuando la tasa de actualización es 667,41 % anual (TIR=147.770 % mensual) el VPN es igual a 0.

$$VPN = -\frac{7,678,635}{(1+667.41\%)^0} + \frac{42,904,127}{(1+667.41\%)^1} + \frac{112,578,874}{(1+667.41\%)^2} + \dots + \frac{8,503,807}{(1+667.41\%)^{10}} = 0$$

5.2.4 ANÁLISIS COSTO/BENEFICIO

Para calcular cuantos dólares vamos a ganar por cada dólar invertido se calcula con la ecuación 5.4.

Estos valores son los totales de los costos respectivos durante la vida del proyecto.

$$\text{Costo / Beneficio} = \frac{494,937,031}{34,759,156 + 15,416,762 + 2,727,419 + 31,591,725 - 7,678,635} = \$5.37$$

Lo que nos indica que vamos a ganar \$5.37 por cada dólar gastado en el proyecto.

5.2.5 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PAY-BACK)

Analizando los flujos a valor presente como se ve en la figura 5.3, la inversión (\$7,675,635) se recupera en aproximadamente 37 días de operación.

Tabla 5.8 Resumen Económico

RESUMEN ECONÓMICO	
Valor Presente Neto (VPN)	296,881,298
Tasa Interna Retorno (TIR)	667.41%
Pay Bak Period (PB)	37 días
Costo Beneficio	5.37

5.2.6 COMENTARIOS Y RECOMENDACIÓN

- VPN nos indica que los flujos de caja descontados y traídos a valor presente, son suficientes para solventar los Costos de Operación y la Inversión a Realizarse.
- TIR nos indica que los flujos de caja de este Proyecto nos proporcionarán una rentabilidad óptima y superior al costo de capital que fue del 12%.
- Pay Back nos indica que recuperaremos la Inversión Inicial con los flujos de caja en sólo 37 días de operación.
- Costo/Beneficio, nos indica que por cada dólar gastado en la operación de este Proyecto tendré un Beneficio de \$5.37.
- Mediante el análisis se demostró que todas las variables de resultados como el Ingreso, Costo Operativo, Utilidad y el VPN, están estrictamente ligadas a la variabilidad del perfil de producción de cada pozo, por lo tanto una caída drástica en la producción de estos pozos mayor al 35% podría generar una baja rentabilidad sin que eso signifique que deje de ser rentable en el tiempo.

CAPÍTULO 6

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para recuperar las reservas remanentes de cada yacimiento se requiere la instalación de completaciones dobles concéntricas, perforación de nuevos pozos y recompletaciones.

Este tipo de completaciones es una gran alternativa para drenar yacimientos de un mismo pozo en una forma simultánea, permitiendo realizar pruebas diarias del pozo de cada yacimiento, tratamiento de fluidos en las zonas productoras en una forma independiente.

Los intervalos recomendados para disparar están alejados del contacto agua petróleo, esto nos va ayudar a disminuir la producción de agua y evitar una conificación. Las facilidades del campo tienen la capacidad de operación y mantenimiento del agua (260.000 BWPD) cuando existen estos problemas.

Los pozos candidatos fueron seleccionados a partir de estimaciones de reservas de los yacimientos U y T los cuales aportan la mayor producción, la presión de estos yacimientos se mantienen constantes por el soporte de los acuíferos activos que tiene cada yacimiento.

Para estimar el índice de productividad de los yacimientos que no están en producción se demostró que la ley de Darcy se cumple, suponiendo que los yacimientos son homogéneos, flujo radial hacia el pozo, yacimiento cilíndrico, el daño provocado por los disparos se considera despreciables.

Mediante el análisis nodal se demostró que los yacimientos estudiados no tienen la energía suficiente para producir por si mismos, necesitan energía adicional para producir. Esta energía es proporcionada por las bombas, teniendo presente el potencial de los yacimientos se escogió el caudal deseado para el dimensionamiento de las bombas 1000 psi arriba del punto de burbujeo.

Durante el dimensionamiento se demostró que las perdidas por fricción en la tubería concéntrica entre el diámetro interno de la tubería de 5-1/2" y el diámetro externo de la tubería de 2-7/8", o diámetro hidráulico, aumentan la cabeza dinámica total TDH, con lo cual va aumentar el número de etapas de la bomba.

No va existir acumulación de gas libre dentro del encapsulado ya que los yacimientos son subsaturados, la presión de burbuja de los yacimientos analizados son bajos (ver tabla 3.2). Los resultados de los cálculos de gas libre a la profundidad de la bomba tienden a cero ratificando que estamos trabajando sobre el punto de burbuja. Con estos resultados se dimensiono la bomba sin separador de gas.

Tener diferentes presiones de reservorio no es un problema, la completación inferior aísla las dos zonas permitiendo que los fluidos no se mezclen.

Si uno de los equipos BES falla, se continua produciendo la otra zona productora para no perder la producción, esto representa una ventaja, pero en contraparte la desventaja es que para realizar un trabajo en la zona afectada se tendrá que parar la producción de las dos arenas, lo que significa doble pérdida de la producción.

Es un sistema costoso no puede ser utilizado en un pozo que se consideren de baja producción o al margen económico, no es recomendable utilizar completación doble para los yacimientos con bajas reservas.

Tiene limitación en cuanto al tamaño del casing, el estado mecánico de los pozos seleccionados tienen casing de 9-5/8" y liner de 7", las herramientas de la completación doble esta diseñada para estas condiciones.

Utilizar tuberías y accesorios de un solo tipo ya sea NV, EUE en los subensambles del BHA, esto nos va a ayudar a eliminar la utilización de Cross Overs. Es recomendable utilizar tubería New Van por seguridad ya que permite realizar un buen sello debido a sus características de fabricación.

Aplicar la ley de Darcy para tener un valor teórico del Índice de productividad de las arenas que no están en producción, nos va ha servir como ayuda para dimensionar las bombas.

Mediante el análisis económico se demostró que el proyecto es económicamente rentable, las ganancias son suficientes para solventar los gastos de operación y de inversión.

Se recomienda realizar las pruebas de producción a las arenas analizadas para instalar completación doble concéntrica.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

SCHLUMBERGER: Edward Pubiano Artificial Lift : Dimensionamiento de equipo BES (Referencia Personal)

SCHLUMBERGER: Freddy Chicaiza Completion (Referencia personal)

SCHLUMBERGER: Olegario Martinez Curso BES 2007

BROWN, KERMIT, The technology of artificial lift Methods, Volumen 2b, Petroleum Publishing Co, 1980.

B. C CRAFT HAWKING, Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos

FREDDY H. ESCOBAR, PHD. Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos

CELIO VEGA O. Ingeniería Económica, Enero 1983

ANEXOS

ANEXO 1 DIAGRAMA GENERAL DE COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA.

ANEXO 2 ESTADO ACTUAL DEL POZO 2

El Pozo EY-A53 fue completado el 4 de octubre del 2005, tiene instalado en el una completacion que consta de: Una Completacion con Y-tool y Equipo BES en Tuberia de 3 ½" New Vam.

OBJETIVO DEL REACONDICIONAMIENTO

- D) Sacar equipo BES existente
- E) Sacar completacion de fondo
- F) Limpiar el pozo y bajar Completación Dual Concéntrica de SLB. Para producir en forma simultanea, con 2 equipos Reda independientes, una de cada zona, "LU" y "MT"

DATOS DEL CASING

Csg 20", Zapato @ 135 ft MD / 119 ft TVD

Csg 13 ¾", Zapato @ 1799 ft MD / 1782 ft TVD

Csg de 9 5/8 x 47 # /ft, N-80, BTC Cementado a 8684 ft MD (Zapato) 7655 ft TVD.

Profundidad total del pozo a (Inserted Float Collar @ 8685 ft MD / 7655ft TVD)

DATOS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS**POR PERFORAR "LU" (5SPF)**

8246' (7238)-8260' (7252') 14 FT

TOTAL (14 FT DE PERFORACIÓN)**PERFORACIONES INFERIORES "MT" (5SPF)**

8442' (7434')-8450' (7441') 8'

8462' (7453')-8466' (7450') 4'

8484' (7473')-8511' (7499') 27'

8515' (7502')-8531' (7515') 16'

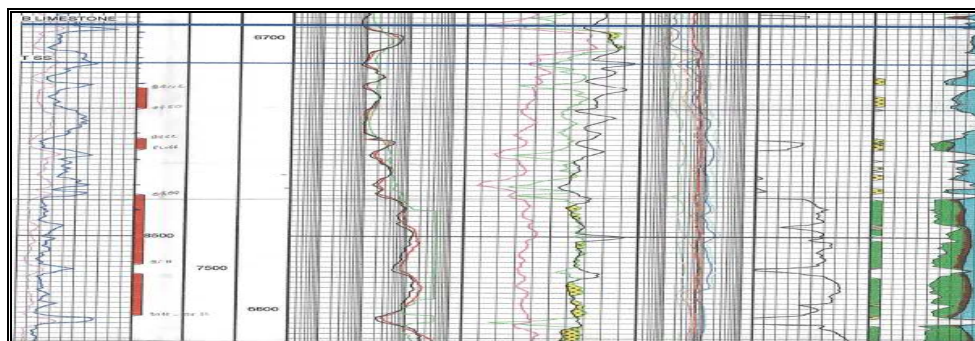
TOTAL (55 FT DE PERFORACIÓN)

ARENA MT

Actualmente tiene una producción:

Fluido	Oil	Agua	Bsw	gas	GOR	Pr	Pwf	IP
3681	773	2908	79	27	35	3247	2068	3.12

Se observa la interpretación petrofísica de la arena T, donde se muestra la arena en su totalidad. Tiene un espesor de reservorio de 130 pies, una porosidad promedio 19% con espesor neto de pago de 51 pies, su saturación inicial es 20%.

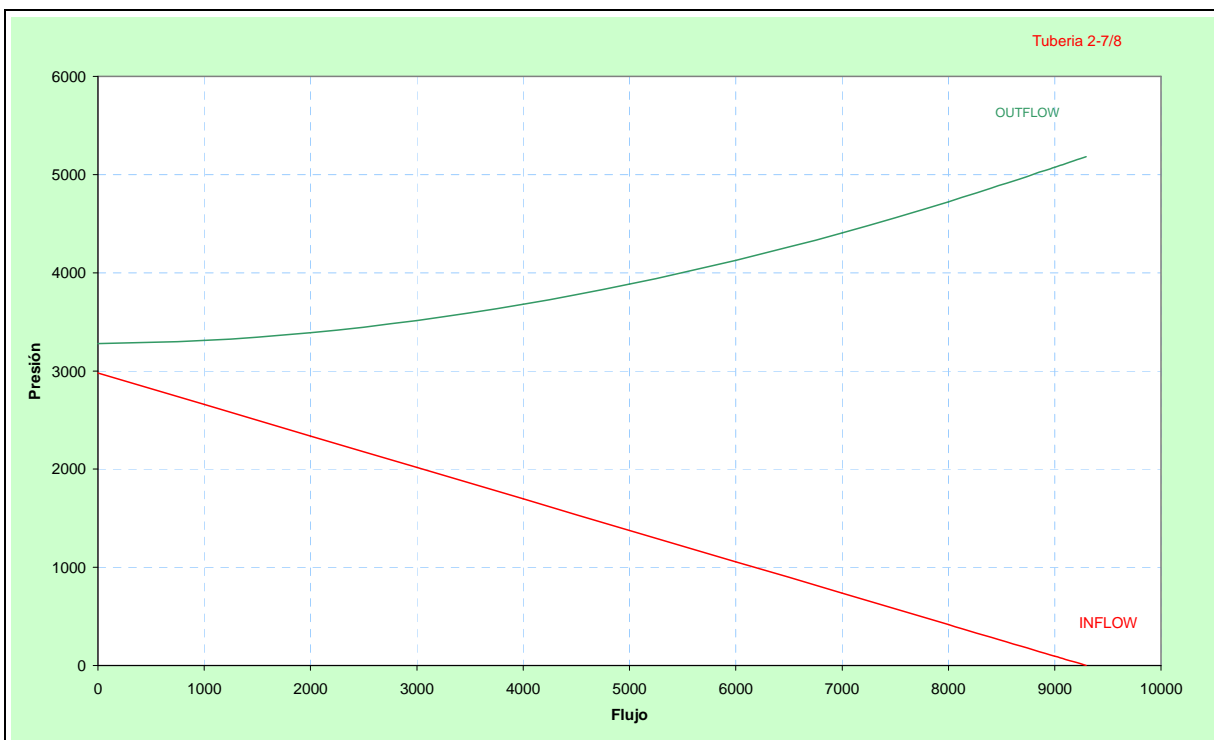
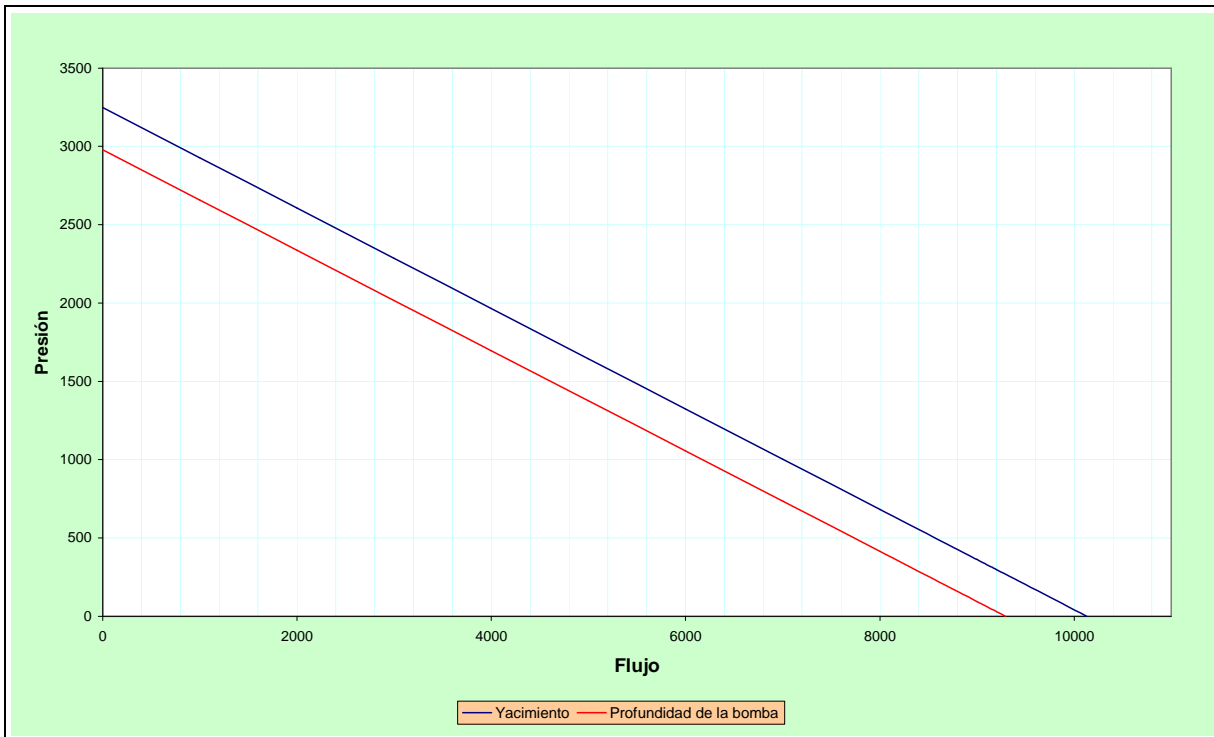


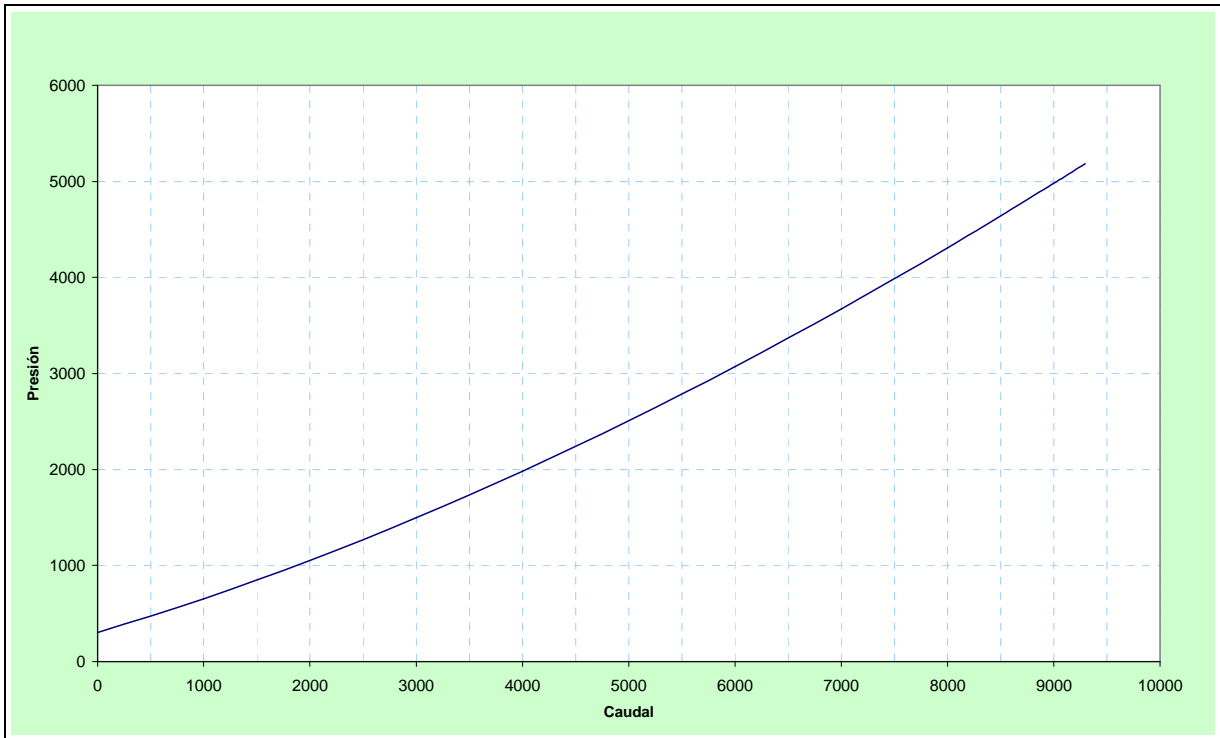
ESTIMACION DE RESERVAS

RESERVAS	1,534,670	STB
FACTOR RECOBRO	12.77	%
PETROLEO ACUMULADO	857,080	STB
RESERVAS REMANENTES	677,590	STB

Profundidad de la bomba: 7846 MD (6838 TVD)

Análisis Nodal





Observando el potencial del pozo se recomienda producir 3800 BFPD.

Dimensionando la bomba se tiene:

Bomba GN 4000 serie 540, 132 etapas.

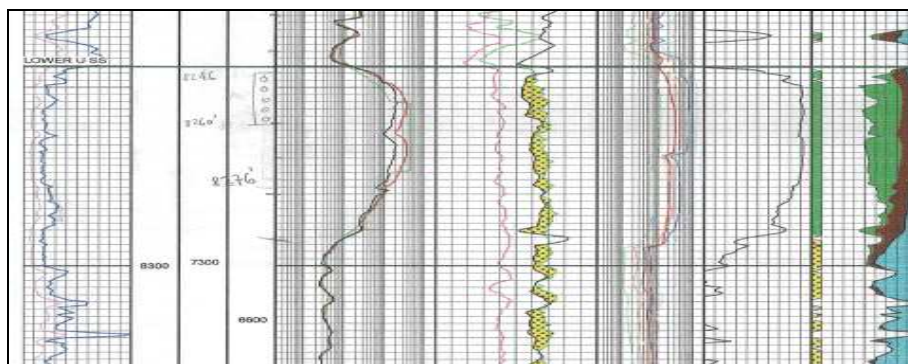
Motor serie 562, 210 HP, 1240 V, 102.5 A.

ARENA LU

Esta arena no esta en producción, se analiza el análisis petrofísico si se tiene los siguientes resultados.

Análisis petrofísico

Se observa la interpretación petrofísica de la arena LU, donde se muestra la arena en su totalidad. Tiene un espesor de reservorio de 172 pies, una porosidad promedio 22 % con espesor neto de pago de 50 pies, su saturación inicial es 20 %. Tomando en cuenta el contacto agua petróleo se recomienda disparar el intervalo 8246-8260 pies MD para realizar las pruebas de producción.



ESTIMACIÓN DE RESERVAS

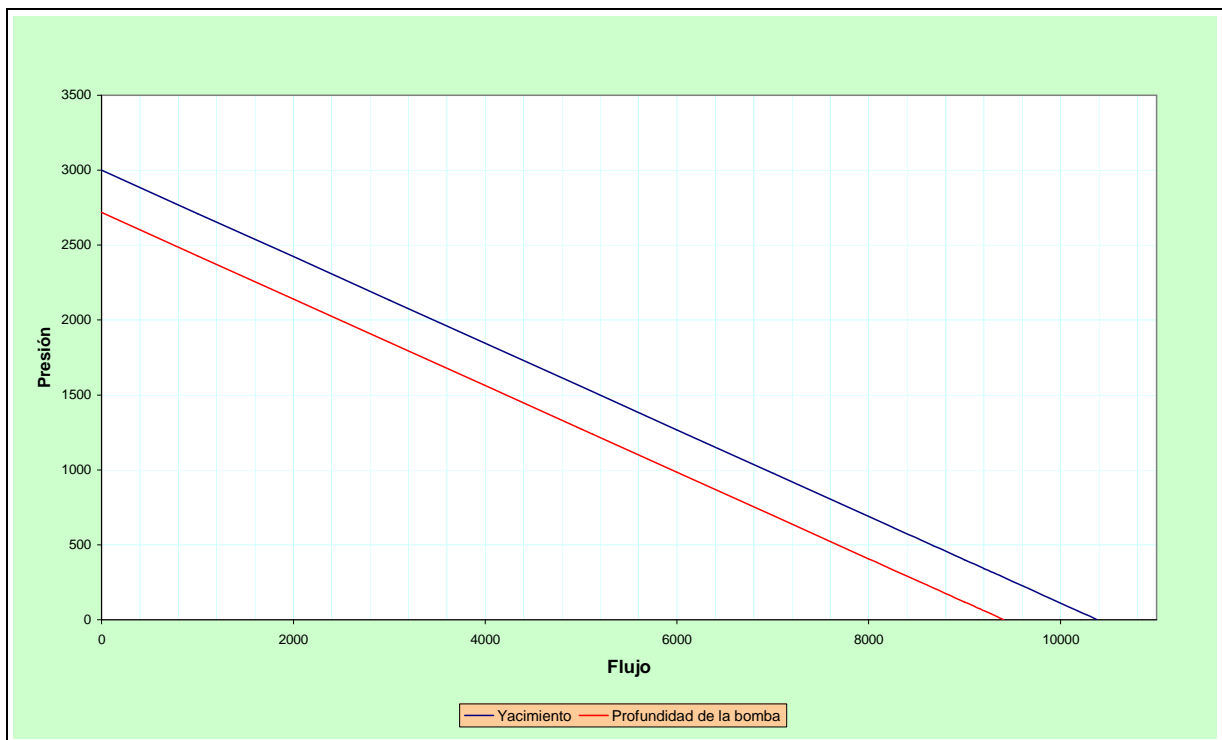
RESERVAS	1,592,860	STB
FACTOR RECOBRO	32.27	%
PETROLEO ACUMULADO	0	STB
RESERVAS REMANENTES	1,592,860	STB

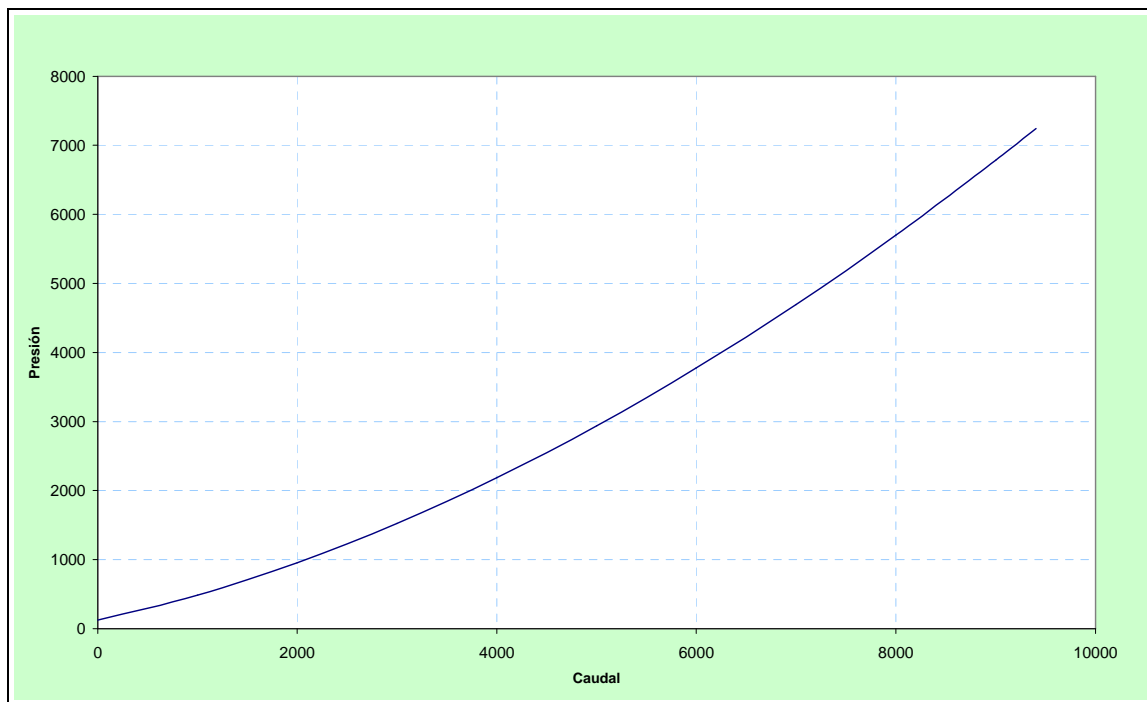
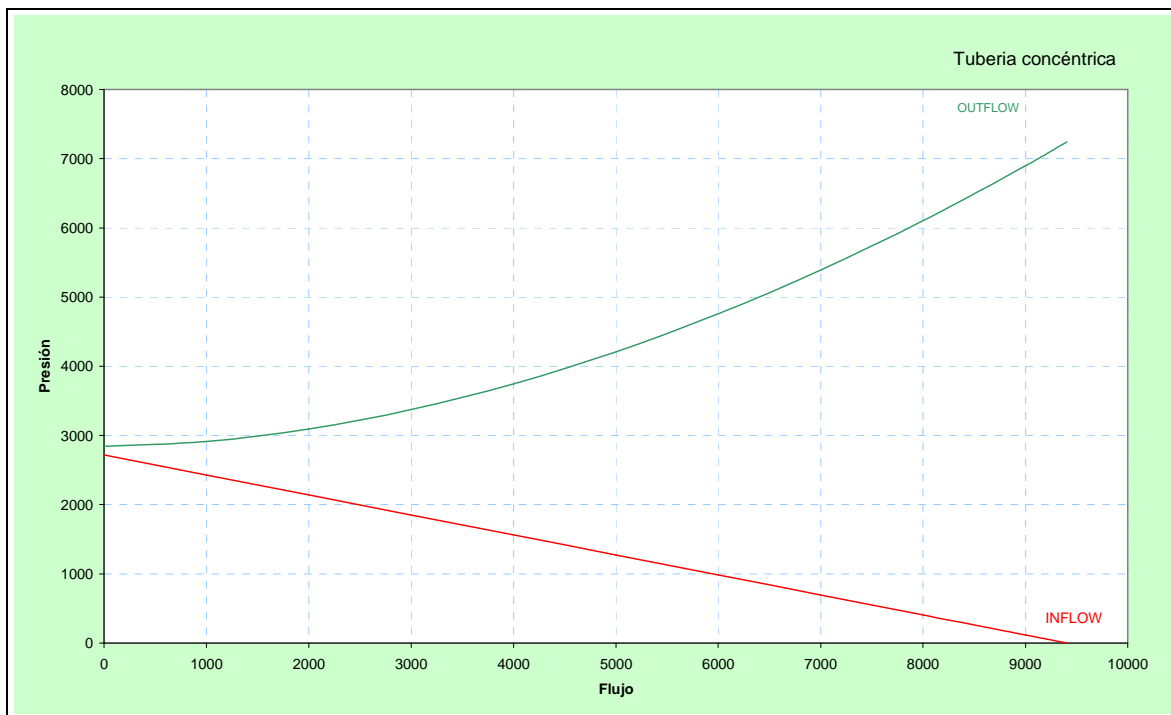
Profundidad de la bomba: 7546 MD (6538 TVD)

Potencial del pozo

Ley de darcy		
Flujo de fluidos en medio poroso		
k	1,200	md
h	14.00	pies
Pr	3,000	psi
Pwf	1,700	psi
u	4.86	cp
Bo	1.10	Bls/STB
Radio drenaje	1,050	pies
Radio del pozo	0.40	pies
Caudal	4,498	BPD
IP	3.46	bpd/psi

Análisis nodal





Observando el potencial del pozo se recomienda producir 3000 BFPD.

Bomba seleccionada.

GN4000 serie 540 128 etapas

Motor serie 562 200 HP, 2175 V, 56 A.

ANEXO 3 ESTADO ACTUAL DEL POZO 3

El Pozo 3 fue completado el 8 de diciembre del 2005, tiene instalado en el una completacion que consta de: Una Completacion con Y-tool y Equipo BES en Tuberia de 3 ½” New Vam.

OBJETIVO DEL REACONDICIONAMIENTO

- G) Sacar equipo BES existente
- H) Sacar completacion de fondo
- I) Limpiar el pozo y bajar Completación Dual Concéntrica de SLB. Para producir en forma simultanea, con 2 equipos Reda independientes, una de cada zona, “LU” y “MT”

DATOS DEL CASING

Csg 13 3/8”, Zapato @ 2560 ft MD / 2560ft TVD

Csg de 9 5/8 x 47 # /ft, N-80, BTC Cementado a 7022 ft MD (Zapato) 6991 ft TVD.

Tope del Liner 26 #/ft P-110 BTC @ 6818 ft Md / 6787 ft TVD

Profundidad total del pozo a (Inserted Float Collar @ 7730 ft MD / 7699 ft TVD)

DATOS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

PERFORACIONES SUPERIORES “LU” (5SPF)

7257’ – 7266’ (9’)

7269’ – 7284’ (15’)

TOTAL (24 FT DE PERFORACIÓN)

PERFORACIONES INFERIORES “T” (5SPF)

7507’ (7476’)-7528’ (7497’) 21’

7532’ (7501’)-7550’ (7519’) 18’

TOTAL (39 FT DE PERFORACIÓN)

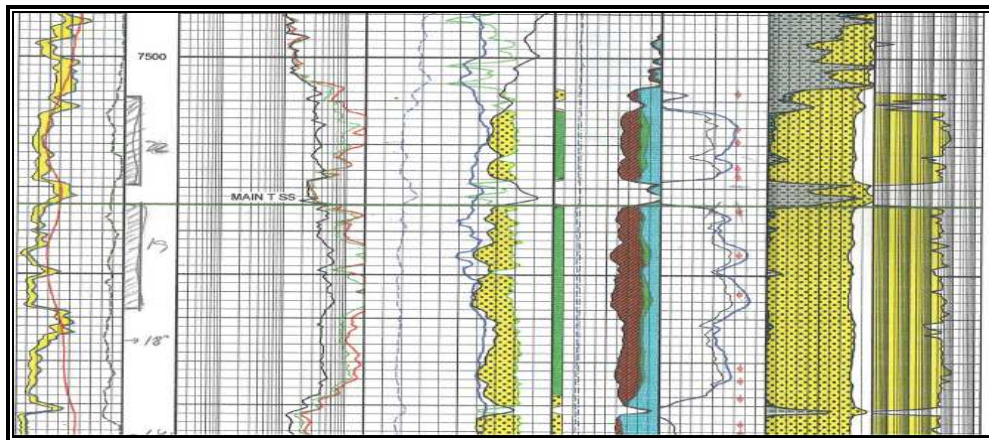
ARENA MT

Los datos de producción:

Fluid	Oil	Agua	BSW	GOR	Pr	Pwf	IP
3745	531	3008	85	32	3320	2366	4

ANÁLISIS PETROFÍSICO

Se observa la interpretación petrofísica de la arena T, donde se muestra la arena en su totalidad. Tiene una porosidad promedio 20% con espesor neto de pago de 54 pies, su saturación inicial es 30%.

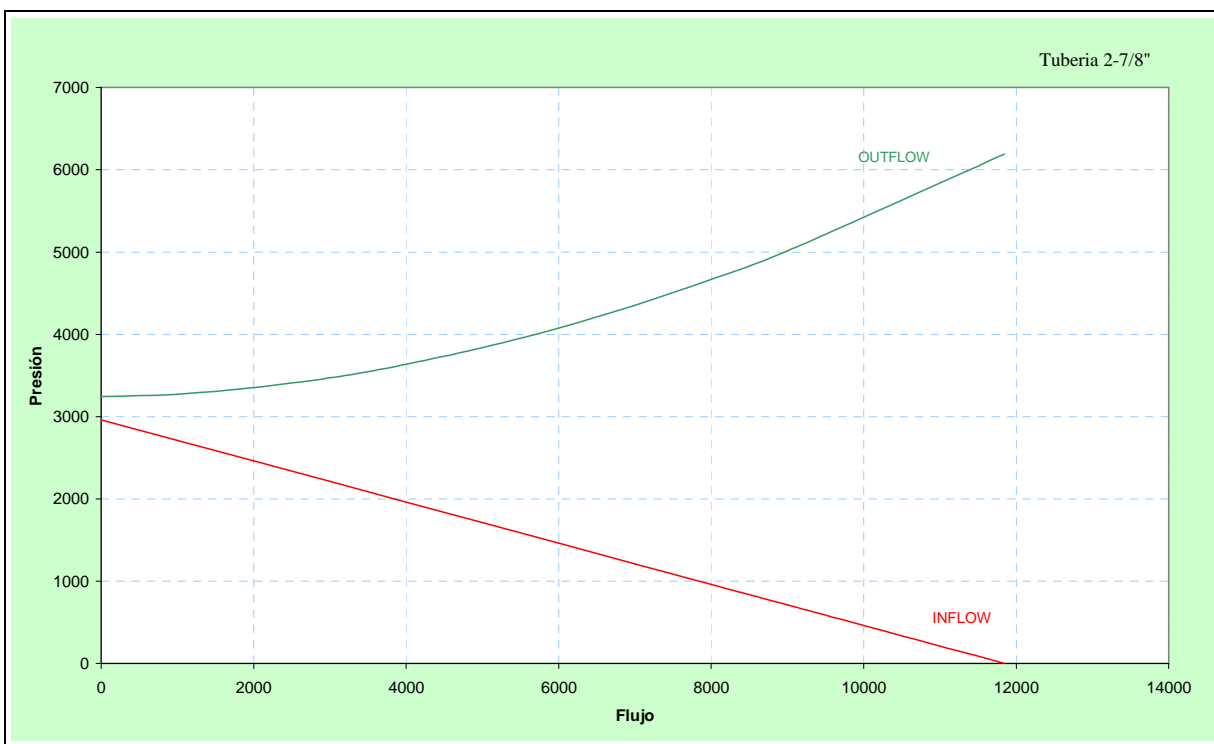


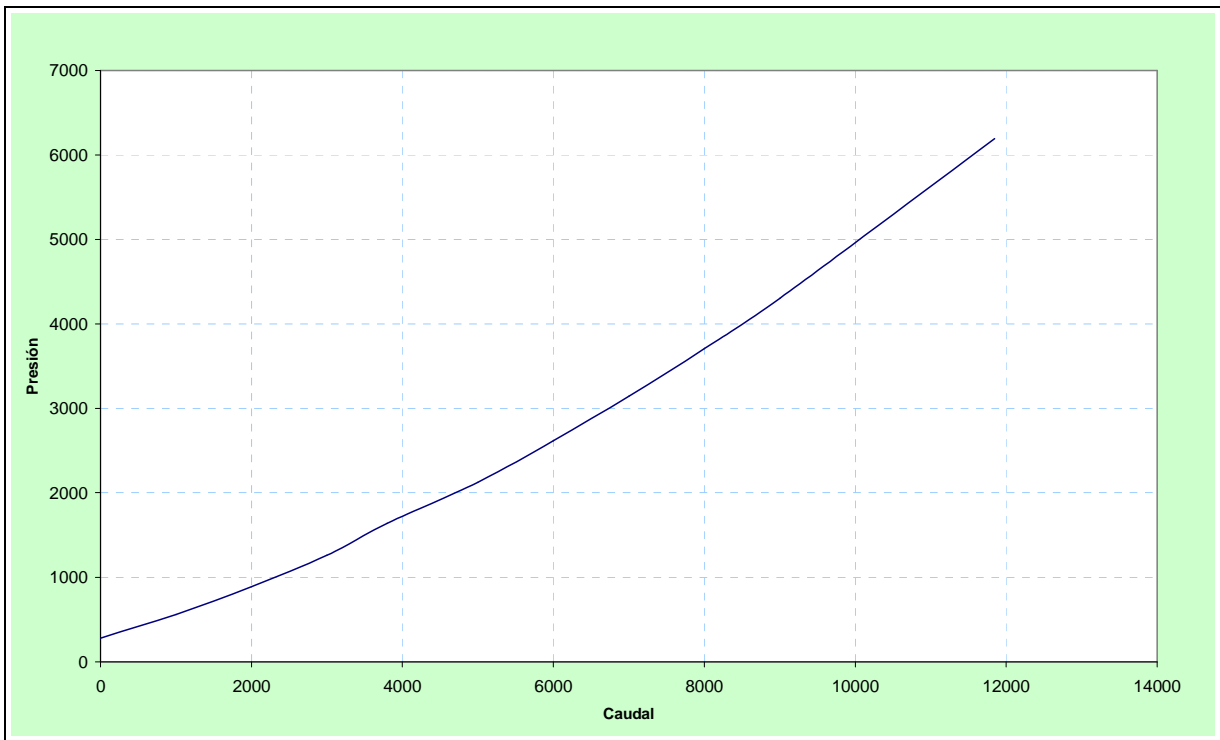
ESTIMACION DE RESERVAS

RESERVAS	1,217,790	STB
FACTOR RECOBRO	12.77	%
Np	489,170	STB
N	728,620	STB

Profundidad de la bomba: 6718 MD (6687 TVD)

ANÁLISIS NODAL MT





Observando el potencial del pozo de producirá 3800 bfpd.

Bomba seleccionada a 45 Hz, GN 5200 serie 540 172 etapas.
Motor serie 540 175 HP, 1070 V, 99.5 A.

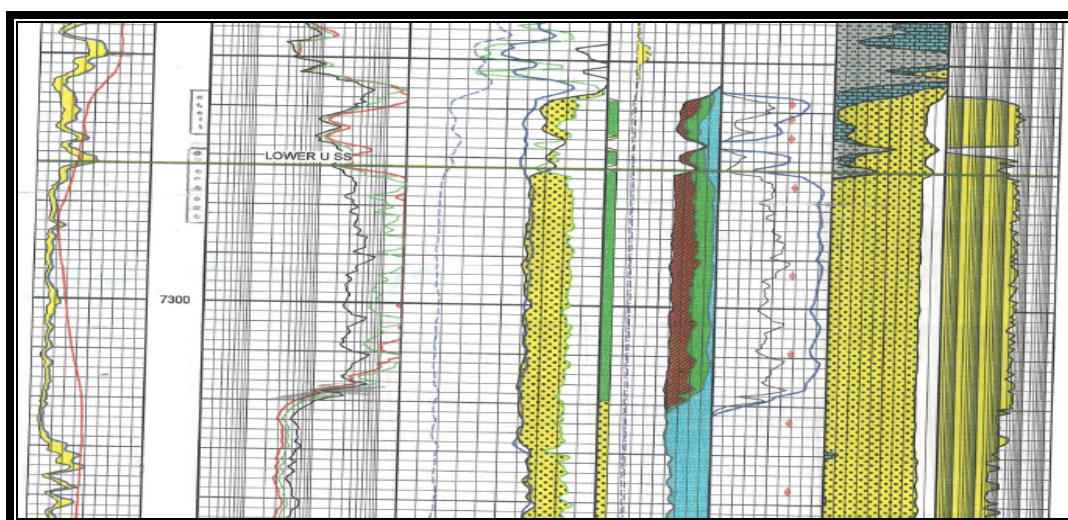
ARENA LU

DATOS DE PRODUCCION

Fluid	Oil	Agua	BSW	GOR	Pr	Pwf	IP
2505	764	1484	66	103	3100	2687	8

ANÁLISIS PETROFISICO

Los intervalos perforados son: 7257' – 7266' (9') y 7269' – 7284' (15')

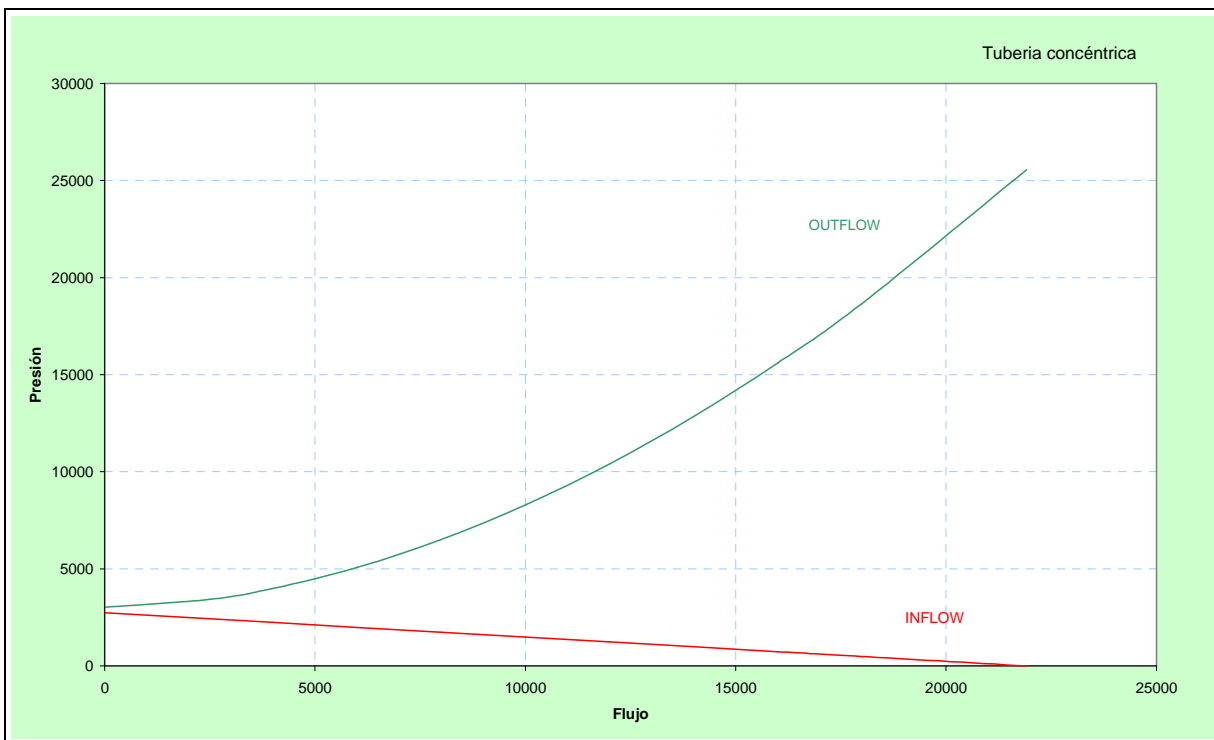
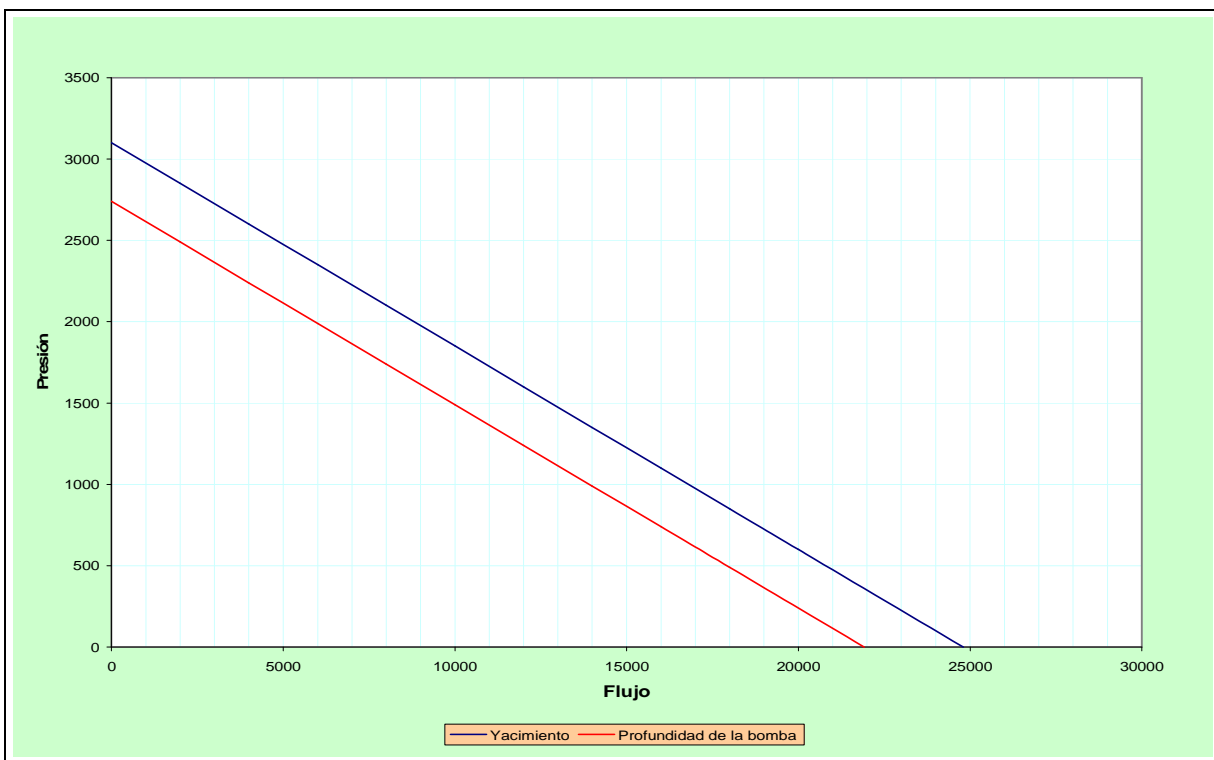


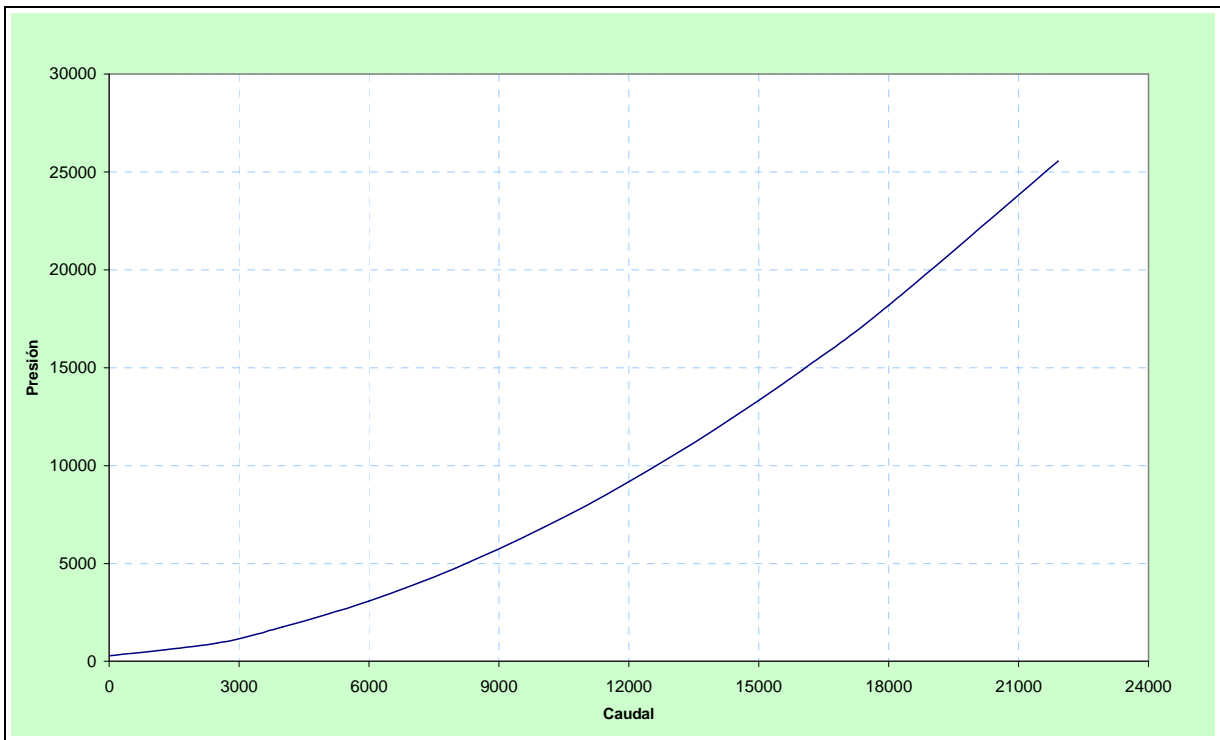
ESTIMACIÓN DE RESERVAS

RESERVAS	1,681,430	STB
FACTOR RECOBRO	32.27	%
PETROLEO ACUMULADO	0.00	STB
RESERVAS REMANENTES	1,681,430	STB

Profundidad de la bomba: 6418 MD (6387 TVD)

ANÁLISIS NODAL





Bomba seleccionada para 2500 bfpd:

GN3200 SERIE 540 ETAPAS 48 A 55 HZ.

Motor serie 562 90 HP, 1275 V/43 A

ANEXO 4 ESTADO ACTUAL DEL POZO 4

El Pozo4 fue completado el 17 de octubre del 2005, tiene instalado en el una completacion que consta de: Una Completacion con Y-tool y Equipo BES en Tuberia de 4 ½” New Vam.

OBJETIVO DEL REACONDICIONAMIENTO

- J) Sacar equipo BES existente
- K) Sacar completacion de fondo
- L) Limpiar el pozo y bajar Completación Dual Concéntrica de SLB. Para producir en forma simultanea, con 2 equipos Reda independientes, una de cada zona, “UU” y “T”

DATOS DEL CASING

Csg 13 -3/8”, Zapato @ 3000 ft MD / 2837 ft TVD

Csg de 9 5/8 x 47 # /ft, N-80, BTC Cementado a 8290 ft MD (Zapato) 7680 ft TVD.

Profundidad total del pozo a (Inserted Float Collar @ 8173 ft MD / 7563ft TVD)

DATOS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

POR PERFORAR “UU” (5SPF)

7774’ (7164’)-7779’ (7169’) 5 FT

7784’ (7174’)-7804’ (7194’) 20FT

TOTAL (25 FT DE PERFORACIÓN)

PERFORACIONES INFERIORES “T” (5SPF)

8092’(7482’)-8100’(7490’) 8 FT

8105’(7495’)-8116’(7506’) 11 FT

8124’(7514’)-8130’(7520’) 6 FT

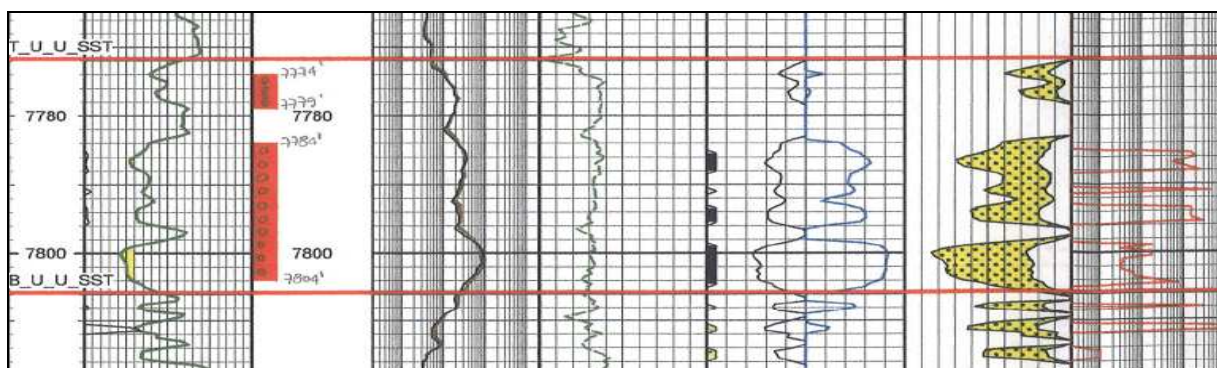
TOTAL (25 FT POR PERFORAR)

ARENA UU

Actualmente tiene una producción:

Fluido	Oil	Agua	Bsw	gas	GOR	Pr	Pwf	IP
4126	3053	1073	26	217	71	2505	1345	3.56

Se observa la interpretación petrofísica de la arena T, donde se muestra la arena en su totalidad. Tiene una porosidad promedio 18% con espesor neto de pago de 34 pies, su saturación inicial es 38%.

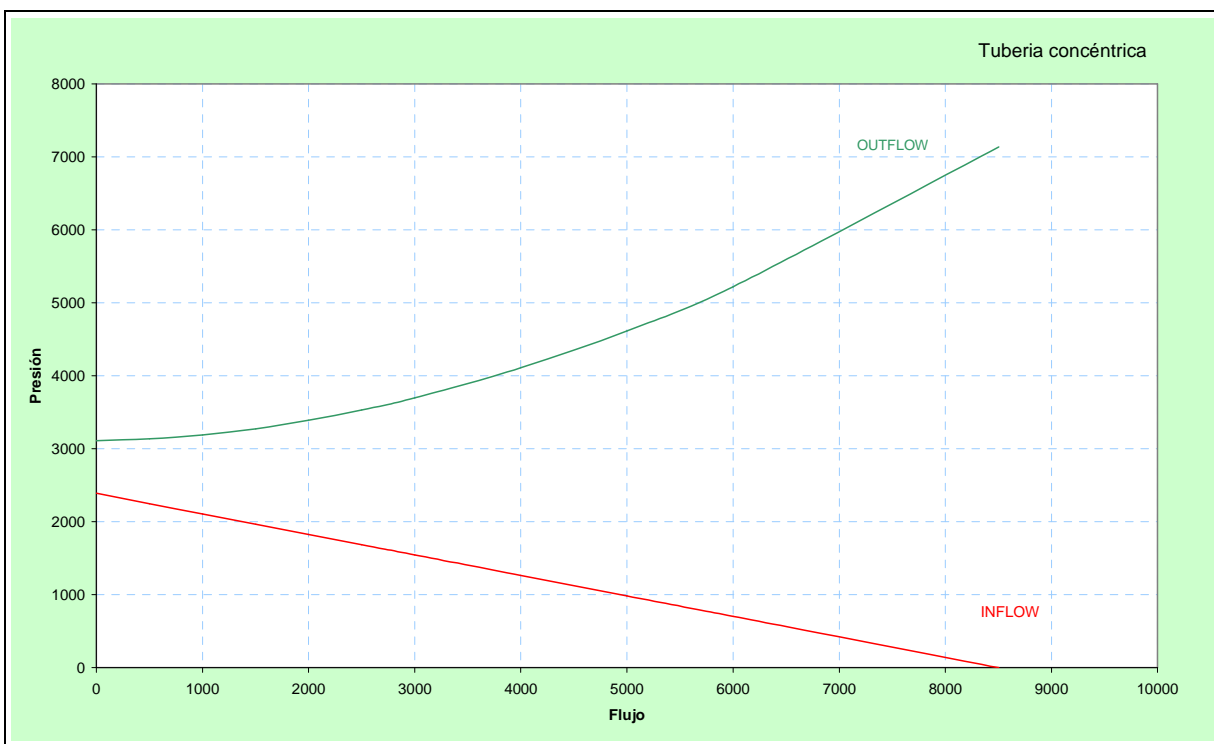
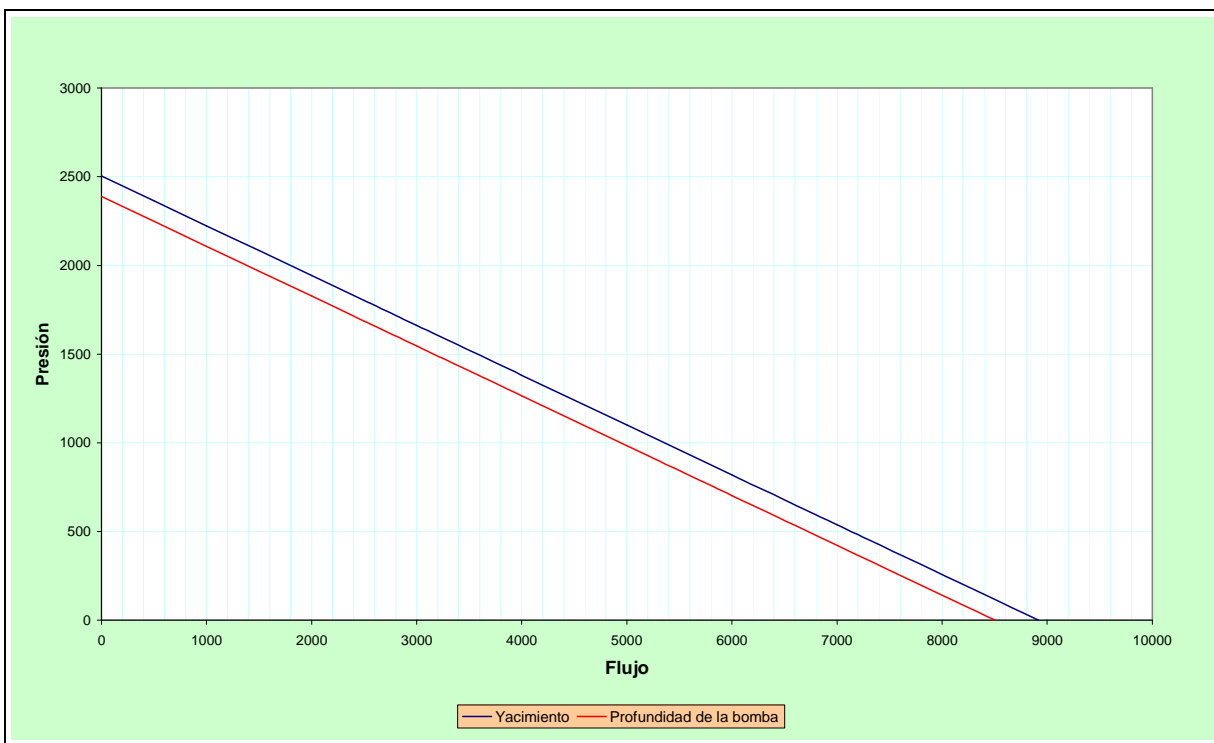


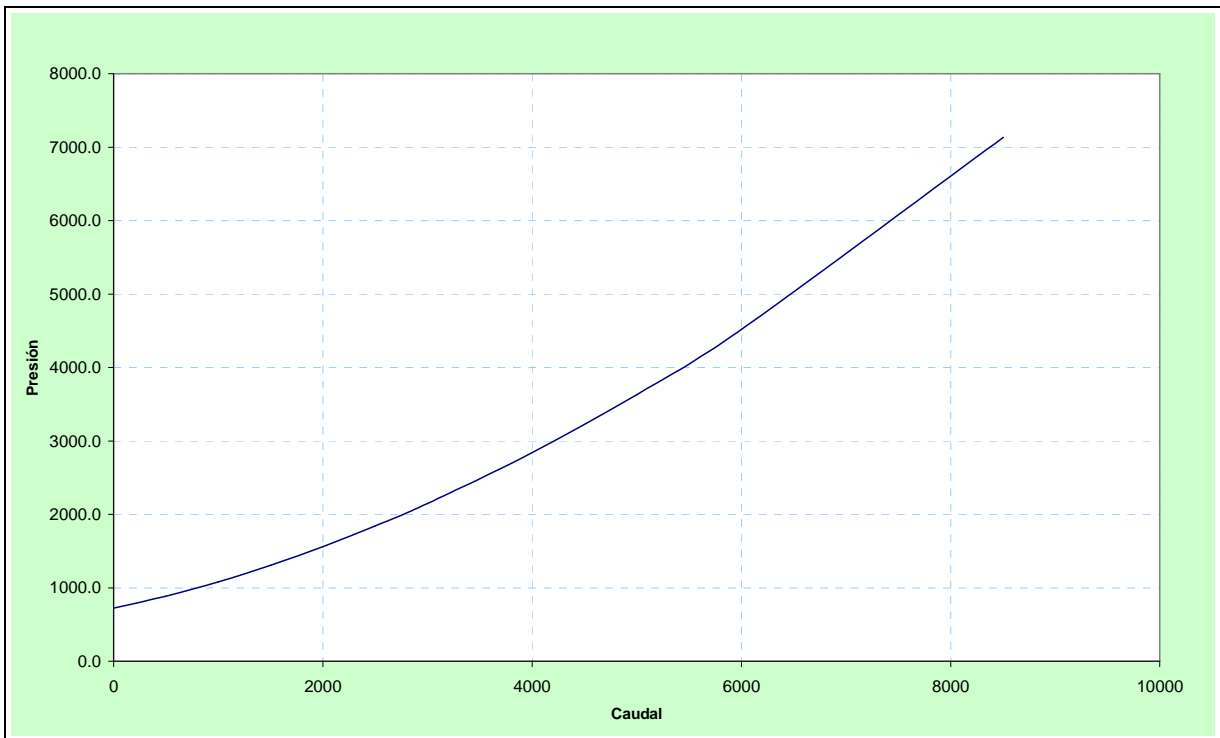
ESTIMACIÓN DE RESERVAS

RESERVAS	3,799,270	STB
FACTOR RECOBRO	24.15	%
Np	1,612,819	STB
Remanentes	2,186,451	STB

Profundidad de la bomba 7492 MD (6888 TVD)

Análisis Nodal





Se recomienda producir 3000 barriles de fluido.

GN 4000 Serie 540 etapas 160 a 55 Hz.
Motor serie 562 240 HP, 1415 V, 102.5 A.

ARENA T

Esta arena no esta en producción, se analiza el análisis petrofísico si se tiene los siguientes resultados.

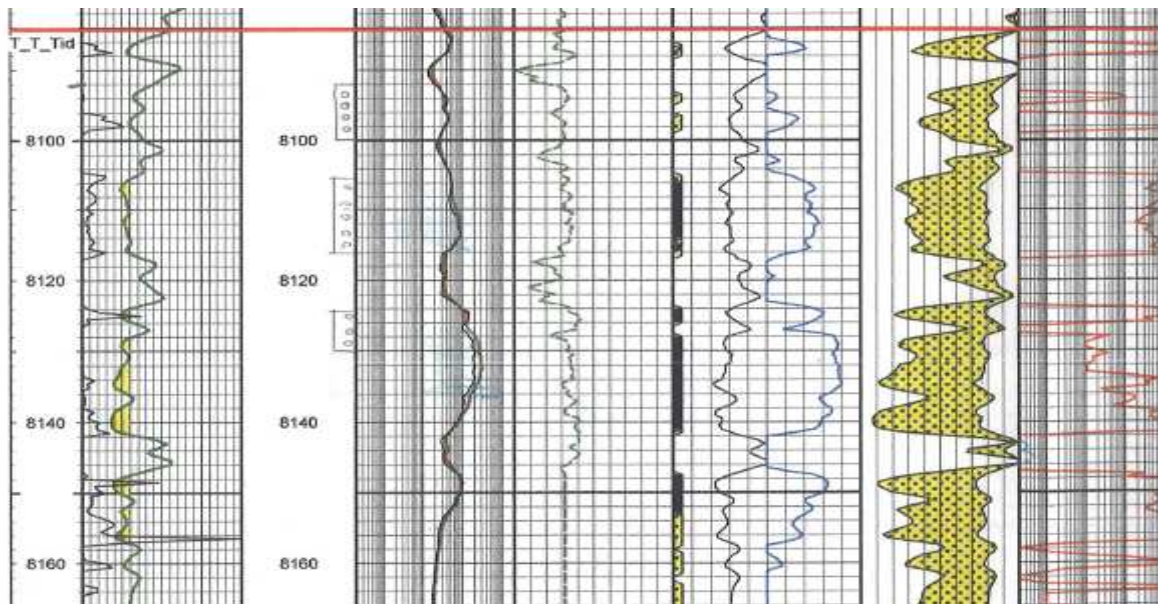
Análisis petrofísico

Se observa la interpretación petrofísica de la arena T, donde se muestra la arena en su totalidad. Tiene una porosidad promedio 22 % con espesor neto de pago de 50 pies, su saturación inicial es 30.4 %. Tomando en cuenta el contacto agua petróleo se recomienda disparar los siguientes intervalos:

8092'(7482')-8100'(7490') 8 FT

8105'(7495')-8116'(7506') 11 FT

8124'(7514')-8130'(7520') 6 FT



ESTIMACIÓN DE RESERVAS

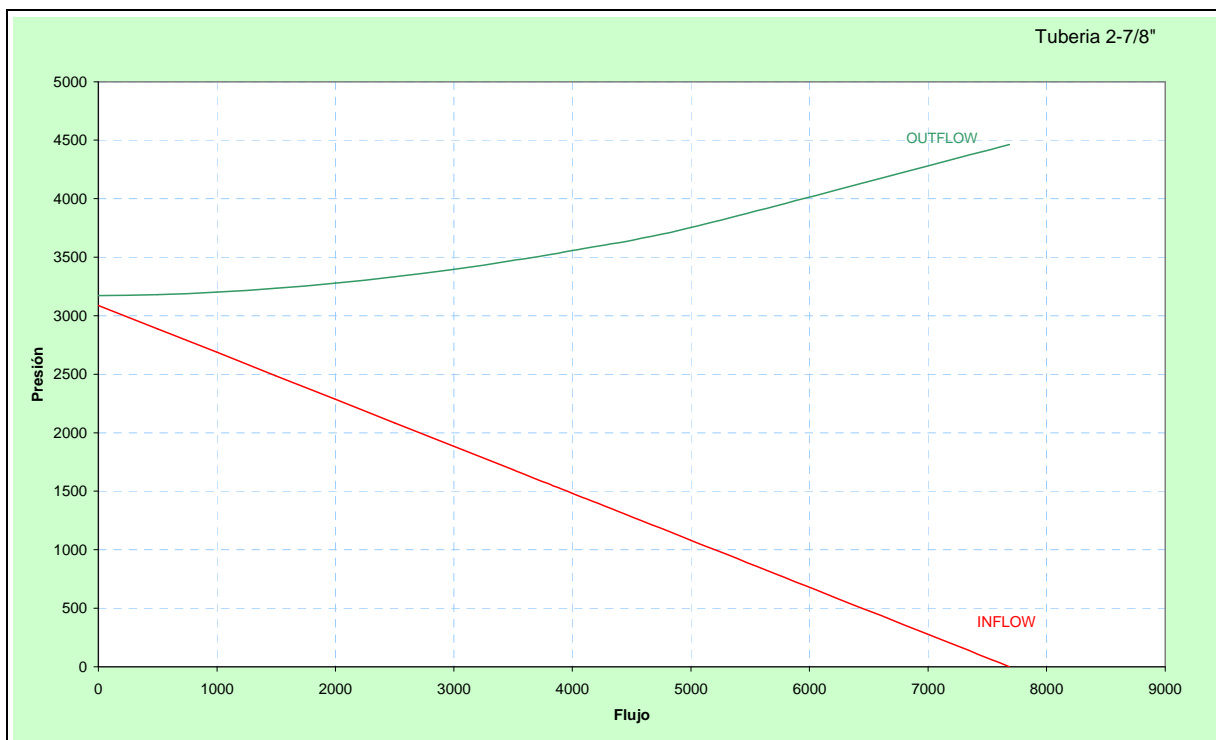
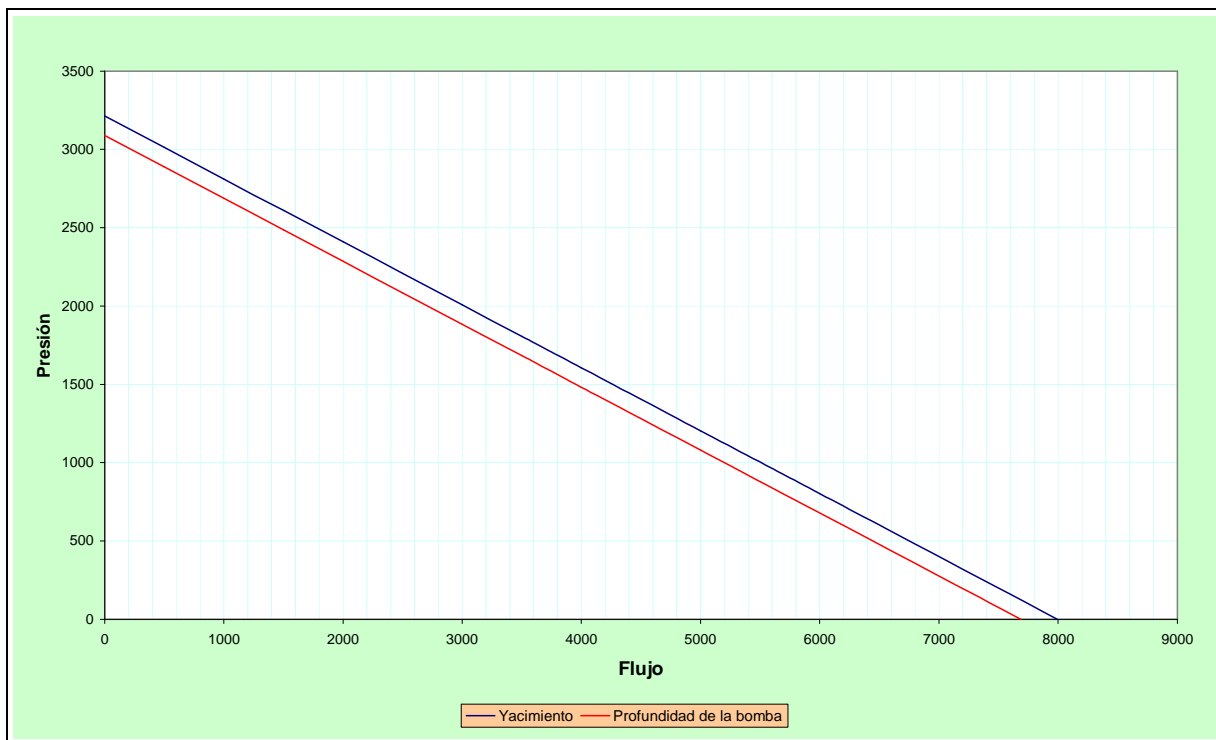
RESERVAS	1,117,088	STB
FACTOR RECOBRO	12.77	%
N	8,747,752	STB

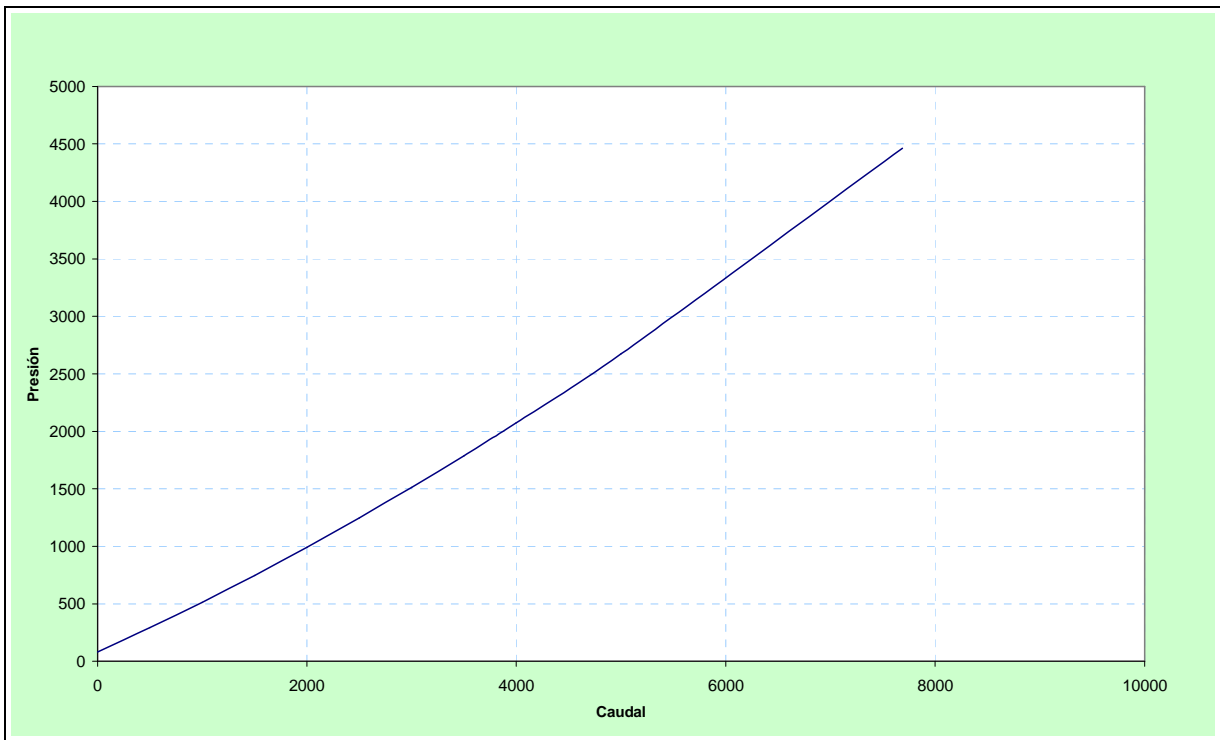
POTENCIAL DEL POZO

Ley de darcy		
Flujo de fluidos en medio poroso		
k	1,500	md
h	25.00	pies
Pr	3,247	psi
Pwf	2,247	psi
u	14.30	cp
Bo	1.10	Bls/STB
Radio drenaje	1,495	pies
Radio del pozo	0.4	pies
Caudal	2,488	BPD
IP	2.49	bpd/psi

Profundidad de la bomba: 7792 MD (7182 TVD)

Análisis Nodal





Se recomienda producir 3000 BFPD.

GN 4000 Serie 540 etapas 116 a 55 Hz
 Motor serie 562 180 HP, 1275 V, 85 A

ANEXO 5 ESTADO ACTUAL DEL POZO 5

DATOS DEL CASING

Csg 13 -3/8",

Csg de 9 5/8 x 47 # /ft, N-80, BTC

DATOS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

POR PERFORAR "UU" (5SPF)

8854' (7119)-8872' (7133') 18 FT

TOTAL (25 FT DE PERFORACIÓN)

PERFORACIONES INFERIORES "T" (5SPF)

8916'(7585')

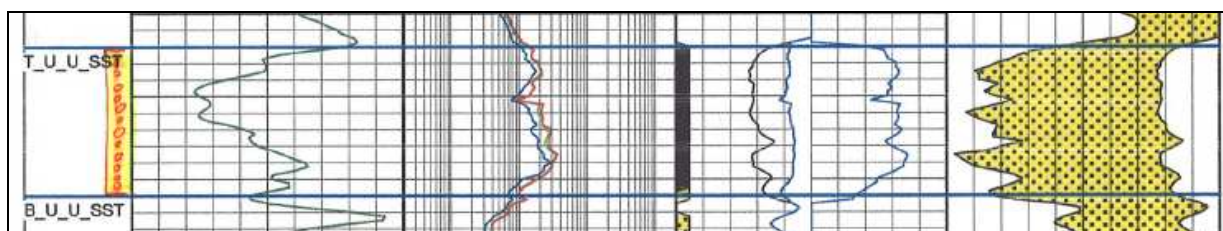
TOTAL (25 FT POR PERFORAR)

UPPER U

DATOS DE PRODUCCION ACTUAL

Pozo	Fluido	Petróleo	Agua	Bsw	Gas	API	Pwf	Presión de Reservorio	IP	Acumulado Petróleo
EY-A23 UU	4,796	1,579	3,207	67	139	18.5	1207	2507	3.68	3,598,778

ANÁLISIS PETROFISICO

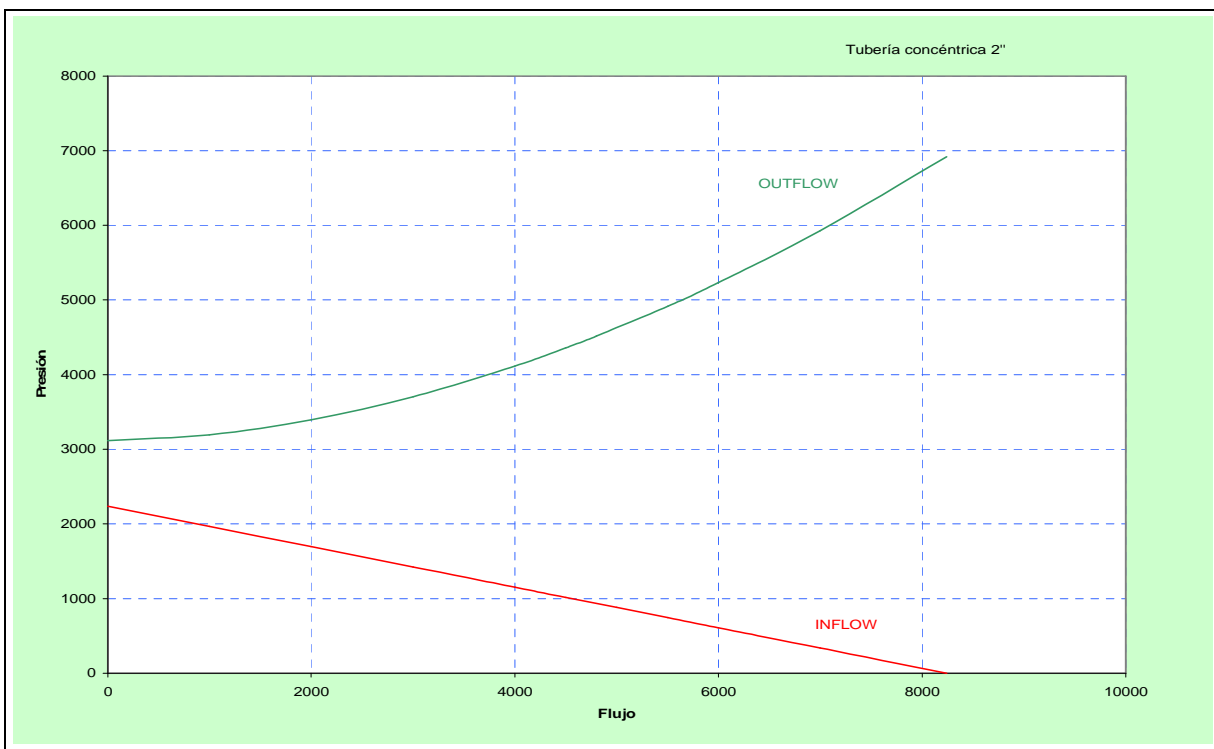
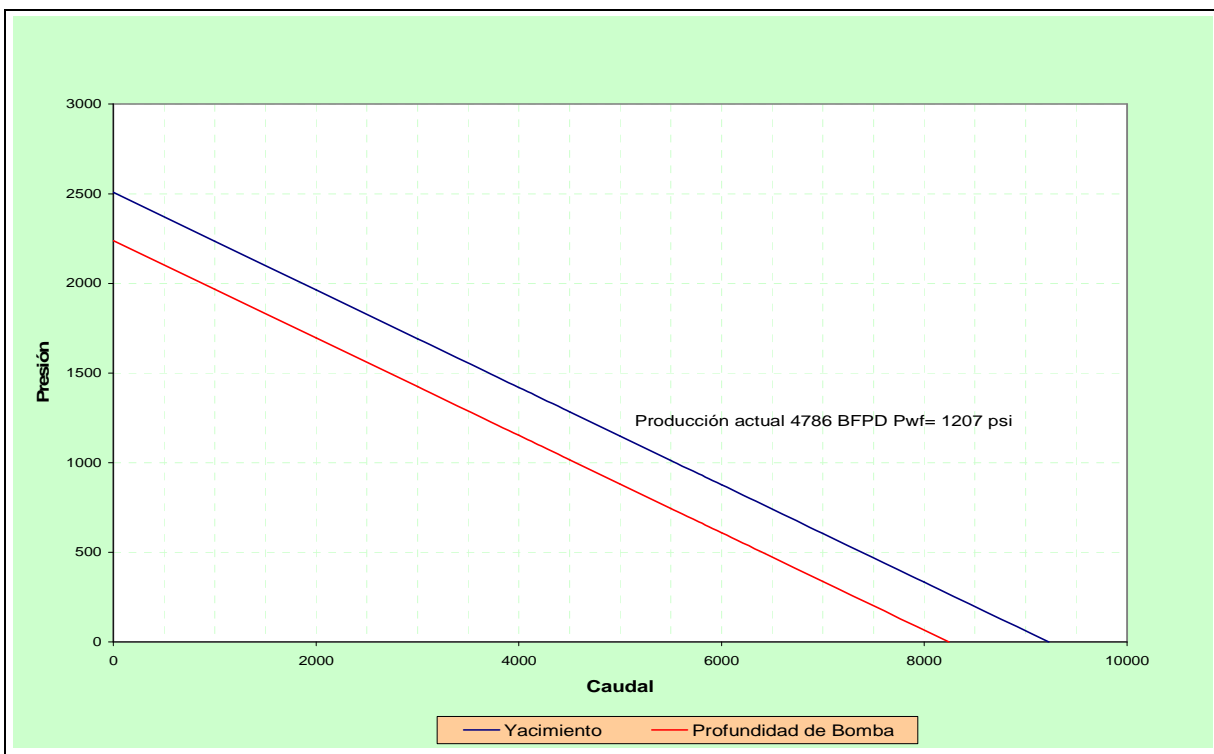


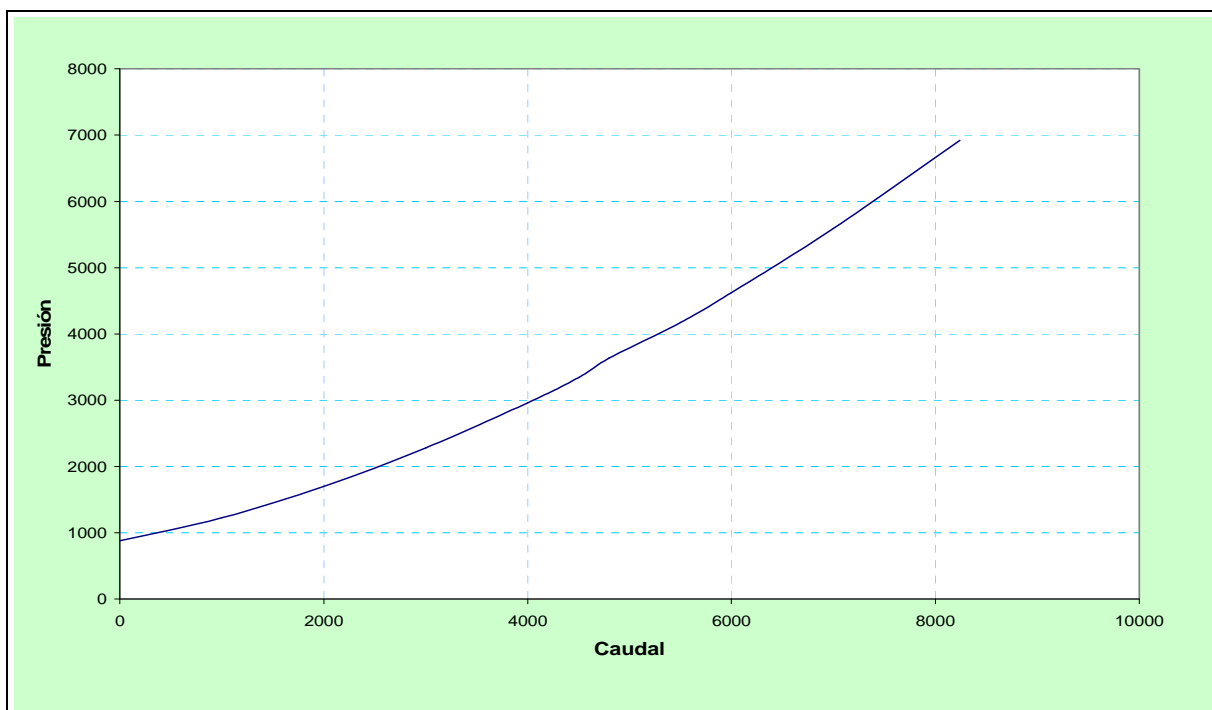
ESTIMACIÓN DE RESERVAS

RESERVAS	5,675,220	STB
FACTOR RECOBRO	24.15	%
Np	3,598,200	STB
REMANENTES	2,077,020	STB

Profundidad de la bomba: 8254 MD (6519 TVD)

ANÁLISIS NODAL



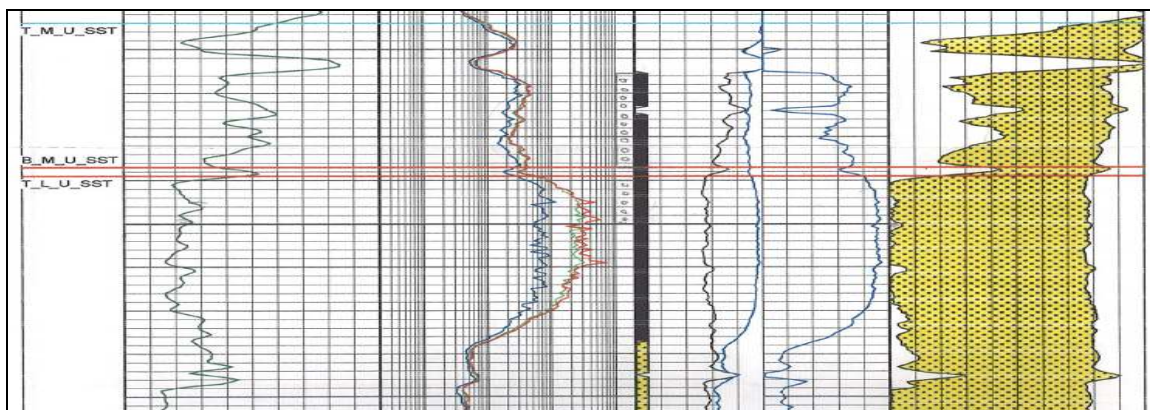


Bomba seleccionada para 3000 bfpd.

GN 4000 Serie 540 etapas 150 a 55 Hz.
Motor Serie 562, 210 HP, 1240V, 102.5 A.

YACIMIENTO U INFERIOR

Se observa la interpretación petrofísica de la arena , donde se muestra la arena en su totalidad. Tiene una porosidad promedio 22 % con espesor neto de pago de 60 pies, su saturación inicial es 30 %.



ESTIMACION DE RESERVAS

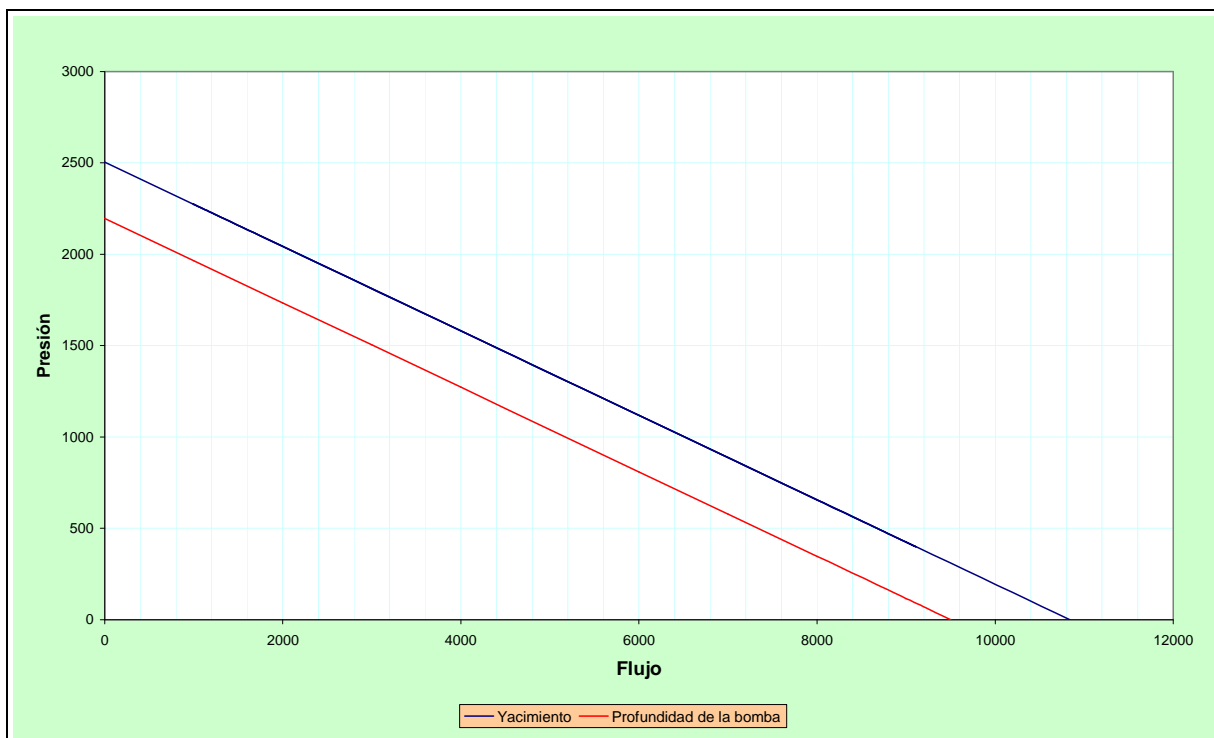
RESERVAS	1,667,660	STB
FACTOR RECOBRO	32.27	%
POES	5,167,834	STB

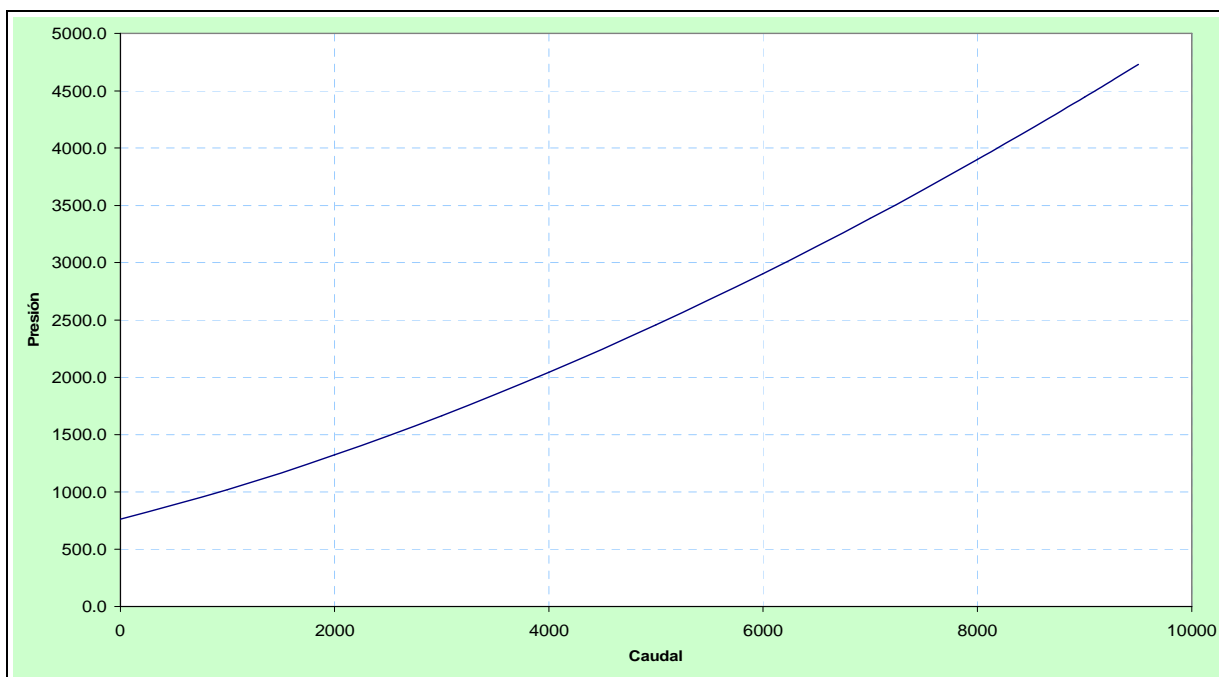
PRODUCTIVIDAD DEL POZO

Ley de darcy		
Flujo de fluidos en medio poroso		
k	700	md
h	30.00	pies
Pr	2,505	psi
Pwf	1,505	psi
u	4.86	cp
Bo	1.10	Bls/STB
Radio drenaje	1,049	pies
Radio del pozo	0.4	pies
Caudal	4,326	BPD
IP	4.33	bpd/psi

Profundidad de la bomba: 8554 MD (6819 TVD)

ANÁLISIS NODAL





Se recomienda dimensionar la bomba a 3000 BFPD.

GN 4000 Serie 540 etapas 136 a 55 Hz

Motor serie 562 180 HP, 2550 V, 43 A

ANEXO 7 PROGRAMA GENERAL DE PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA

6.1.1 INTRODUCCION

El siguiente programa ha sido preparado, para realizar la Instalacion de una Completacion Dual Concentrica con dos equipos BES. Se debera tomar en cuenta que algunos detalles tales como preparacion y pruebas de BOP, bombas de lodo, lineas de flujo, preparacion y pesos de fluidos de matado, Son procedimientos que obligatoriamente necesitan ser realizados en el campo, como rutina general antes de empezar cualquier trabajo en un pozo.

En cuanto al peso del fluido, este va a depender de la Presion Estatica de las arenas que se desean controlar. Normalmente en Ecuador se usan fluido de matado de 8.6 lb/gal, pero esto no es regla general, por ello en en este programa se menciona solamente fluido de matado, mas nunca se menciona el peso del mismo. Este programa ha sido realizado de una manera muy general, de tal manera que pueda ser aplicable a cualquier pozo con Completación BES Dual Concéntrica, poniendo especial atencion a la forma de matado del pozo, sin olvidar algunos detalles importantes al momento de desarmar ciertos equipos.

6.1.2 ESPACIAMIENTO DE LA COMPLETACION

Las siguientes consideraciones han sido tomadas en cuenta para determinar la profundidad planeada de los componentes de la completacion.

6.1.2.1 Packer Permanente

El packer permanente modelo 'BL' será asentado entre las dos zonas productoras a una distancia adecuada bajo la ultima perforación de la arena inferior "U" para permitir la instalación del ensamble talipipe (localizador con sellos) y blast joints, en este caso será de 64 ft, por debajo de la ultima perforacion de la arena "U" esta profundidad es 7803 pies MD. antes de asentar el packer con wire line o con tuberia,

habra que revisar el registro CBL para asegurar que a esta profundidad no hay cuellos y que tenga un buen cemento en detrás del casing.

6.1.2.2 Blast Joints

Blast joints serán instaladas de tal manera que estas queden en frente de las perforaciones de la arena superior, el objetivo de las Blast Joints será resistir la erosión causada por el flujo a alta velocidad de petróleo que sale de la zona productora superior, Estas deberán tener un overlap (espaciamiento) suficiente de por lo menos 10 pies arriba y debajo de las perforaciones de la zona superior.

6.1.2.3 Junta de Seguridad inferior (Lower Shear Sub)

La junta de seguridad inferior será instalada arriba de las blast joints.

6.1.2.4 Equipo BES Inferior

El equipo BES inferior será instalado dentro de la cápsula formada por casing de 7" y ubicada en el casing de 9 5/8". Además que a esta profundidad no haya una severa pata de perro. La posición del Equipo BES inferior puede ser determinada con un espaciamiento realizado a partir del tope del Packer , con tubería 3 1/2" , las blast Joints y el ensamble Tailpipe que va debajo de la cápsula (POD).

6.1.2.5 Ensamble de Tubería Intermedio

El ensamble de tubería entre los dos Equipos BES, deberá ser capaz de compensar la posible excentricidad de la completacion causada por el perfil de los ensambles. La longitud total de esta sección de tubería, deberá ser al menos 120 ft. Pup Joints adicionales deberán ser incluidos en el Ensamble de Tubería Intermedio, de tal manera que se puedan instalar los protectores de cable BES sin problemas

Subensambles de la completación doble concentrada



6.1.3 PROFUNDIDAD RECOMENDADA PARA ASENTAR PACKER PERMANENTE

Se procederá a asentar un Packer Permanente entre las dos arenas productoras. La profundidad recomendada debe ser diferente a donde fue asentado el Packer existente de la completación inicial. Antes de asentar el packer con Wire Line o Con tubería, habrá que revisar el registro CBL para asegurar que a esta profundidad no hay cuellos y que tenga un buen cemento en detrás del Casing.

6.1.4 CONTROL DEL POZO

1. Movilizar el equipo Workover, y todos sus componentes hasta la locación del pozo, una vez en la locación realizar rig up (levantar torre) del Workover y prepararse para matar el pozo.

Nota:

Asegurarse de que el Workover tenga la capacidad suficiente para levantar la zarta de Completación Dual Concentrica (Usualmente el peso total de la Zarta en fluido de matado esta entre 18,000 lbs.

2. Preparar Fluido de matado con agua filtrada, densificada con KCl a 8.6 ppg, y tratada con anticorrosivo (2 gal/100 bls) bactericida (2 gal/100 bls). Controlar el pozo a la estación, circulando en reversa. Normalizar al frac tank, Observar el pozo por flujo. Si el pozo toma fluido en exceso, un programa de Bloqueo Temporal químico, será preparado y bombeado con la unidad de bombeo de SLB. Well Services, para mantener circulación, y evitar que la formación tome exceso de agua.

3. Instalar la BPV (black pressure valve) y retirar cabezal de producción, Revisar meticulosamente, la rosca superior interna del tubing Hanger, e Instalar BOP x 11" x 5M, y el acumulador, y probar funcionamiento de ambos, Si la rosca del tubing Hanger estuviera en malas condiciones, Se deberá tener disponible en la locación, un Releasing Spear, con grapple de 4 ½, y los x overs, para poder enganchar la

tubería por adentro, y por debajo del tubing Hanger, y levantar la sarta hasta la mesa Rotaria.

4. Desasentar tubing hanger, levantar la sarta hasta la mesa rotaria, y anotar y reportar la tensión requerida.

5. Técnico de Reda cortará el cable del lower pigtail por debajo del TBG HGR, y tomará las medidas eléctricas fase a fase y fase a tierra.

6. Instalar polea API de 60", de Black Gold, spooler, y carrete vacío para recuperar cable eléctrico.

7. Sacar completación de fondo, quebrando a los caballetes, y siguiendo las normas recomendadas para desenroscar la tubería. Observar si existe corrosión, escala, parafina, arena, ó cualquier otro tipo de sólidos ó impurezas, verificar y reportar el estado del equipo BES. a Operaciones, y/o cualquier novedad al respecto.

8. Armar y bajar en tandem, broca tricónica de 6 1/8 OD, y raspa tubos, instalar raspa tubos para csg de 9 5/8 x 47#, (asegurar cross overs) y continuar bajando tubería, desde la torre hasta tope del LINER FLOAT COLLAR, (No perforar, ni rotar sobre el Flota Collar), reportar profundidad antes de sacar, reversar con agua limpia, de 8.6, lpg, filtrada y tratada, bombear píldora viscosa adelante de 60 bls, x reversa, recibir píldora en superficie, y sacar tubería a la torre. MANTENER EL POZO LLENO.

9. En caso que el XMT(Cabezal) nuevo, Dual, de Vetco Gray, especial para este trabajo, esté disponible, se procederá a instalarlo.

6.1.5 ASENTAMIENTO Y PRUEBA DEL PACKER PERMANENTE

Armar SLB. Wire line unidad de registros, armar, bajar y asentar un PKR de SLB. Modelo "BL" permanente, para csg de 9-5/8" x 26 lbs/pie, y asentarlo asegurar de no asentar en un cuello.

1. Bajar con la sarta de trabajo un packer recuperable Omegamatic.



2. Con el técnico de SLB. Presente, Realizar prueba de presión al packer permanente , con 1500 PSI, x 15 mins. Subir presión hasta +/- 2800 PSI y romper tapón de fondo por debajo de el PKR "BL".



3. Desasentar PKR mecánico Omegamatic, y levantarlo, reasentarlo y probar el CSG x 15 min. c/ 1000 PSI. Sacar toda la tubería drill pipe x 3 ½, quebrando a los burros, llenar el pozo cada 10 tubos.

6.1.6 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN PARA COMPLETACION DUAL ESP CONCENTRICA

6.1.6.1 Valores de torque para tubería

Los torque recomendados son los siguientes:

- Tubería 3 ½" EUE, 9.3 #, L-80 (Torque = 3000 ft-lb)
- Tubería 3 ½"NV, 9.2 #, L-80 (Torque Optimo = 3250 ft-lb)
- Tubería 5 ½"NV, 9.2 #, L-80 (Torque Optimo = 5300 ft-lb)
- Tubería 2 7/8"NV, 9.2 #, L-80 (Torque Optimo = 1500 ft-lb)

6.1.6.2 Corrida de completacion inferior

1. Armar el ensamble de Completacion Inferior (Lower Completion fig, 2.1) Ensamble BL Packer Permanente con el apropiado Wire Line Adapter kit y Taponera CPST Schlumberger Wireline. Correr en el pozo el ensamble con cuidado.
2. Correlacionar la profundidad con registro CBL, y asentar empacadura.
3. Cuando las herramientas estén es superficie, inspeccionar cuidadosamente la taponera y el Wire line adapter kit para asegurarse de que todas las partes fueron sacadas del pozo y que el punto débil del WL/AK fue correctamente roto.



4. Rig down Wireline.

6.1.6.3 Procedimiento de contingencia para asentar empacador con tubería

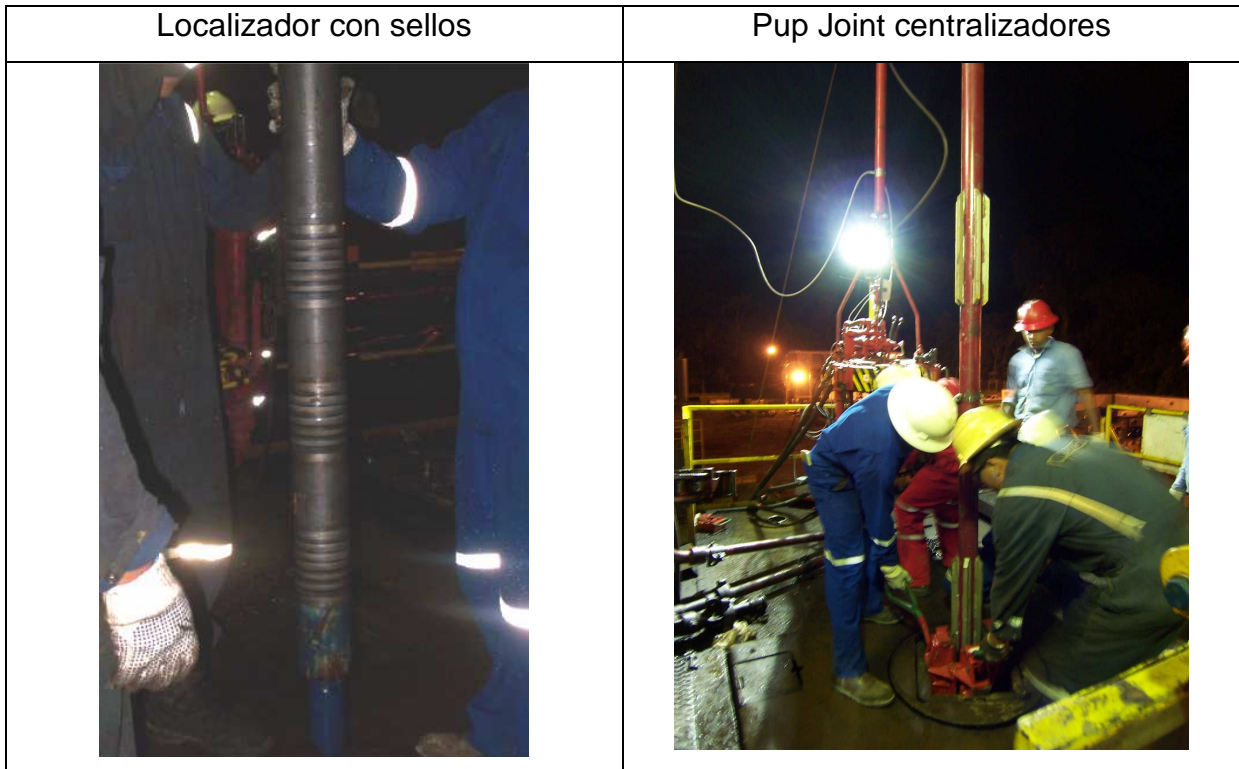
En caso de que el Packer Permanente no pueda ser asentado con Wireline, hay un procedimiento de contingencia para asentarlo usando tubería, que es el siguiente:

1. Armar el Ensamble de Completación Inferior con Wire Line Adapter kit y Modelo E Herramienta de Asentamiento Hidráulico con la tubería 3 ½" drill-pipe. Instalar una marca radioactiva 2 juntas arriba de la Modelo E HST.
2. Llegar a la profundidad deseada, a una velocidad que no exceda los 100 ft/min.
3. Espaciar la tubería de tal manera que la mitad de las gomas del Packer quede a la profundidad deseada, tomar en cuenta el registro de Wire line y alguna discrepancia con el Tally de la tubería durante el la limpieza que se realizó al pozo. Se puede correlacionar la profundidad del empacador, corriendo un registro Wireline GR/CCL.
4. Armar líneas de las bombas del taladro a la tubería. Aplicar 1000 PSI por 5 min. En la tubería para chequear posibles fugas y estabilizar la presión antes de continuar.
5. Continuar incrementando la presión en rangos de 500 PSI y esperar 2 a 3 min. Hasta que se rompa el punto débil del Wire line Adapter Kit. Esto se notará porque la presión va a caer bruscamente. (+/- 2250 PSI), Presurizar hasta una presión máxima de 2800 PSI.
6. Una vez que las herramientas estén en superficie se deberá inspeccionar cuidadosamente para asegurar que todas las partes hayan sido sacadas del pozo.

6.1.6.4 Armado del localizador con sellos (tailpipe assembly)

1. Levante el Ensamble del Localizador con unidades de sellos (fig. 2.2), con una Standing Valve 2.750" previamente instalada. Unir con los 2 EA pup joint con

centralizadores, Correr en el pozo y asegurar el ultimo pup joint en la mesa rotaria con cuña y collarín de seguridad.



2. Si es el caso conectar un Crossover 3 ½” New Vam Caja x 3 ½” EUE Pin y espaciar con juntas de tubería 3 ½” New Vam según se necesite, de tal manera que las blast joints que van a continuación queden perfectamente distribuidas +/- 10 ft de overlap arriba y debajo de las perforaciones de la zona superior.

3. Levantar y conectar el primer Blast Joint. Levantar la sarta para quitar la cuña y continuar bajando en el pozo. Asegurar en la mesa rotaria con cuña y collarín de seguridad. Continúe conectando las dos siguientes Blast joints de la misma manera.

4. Levantar y conectar la Junta de Seguridad inferior (Lower SheaSub assembly, fig. 2.3). Asegurarse de que la junta de seguridad haya sido instalada los tornillos de

corte para dar una fuerza de ruptura. Levantar para retirar la cuña y continuar bajando en el pozo. Asegure el pup joint en la mesa rotaria con cuña y collarín de seguridad.



5. Levantar y conectar juntas de Tubería 3 ½", según se necesite. Continuar corriendo en el pozo, asegurar la última junta en la mesa rotaria con cuña y collarín de seguridad.

6.1.6.5 BES inferior/encapsulado POD de 7" (lower ESP / POD system)

1. Levantar con el elevador el POD Crossover Sub-ensamble, (fig. 2.4), y conectar a la última junta de tubería 3 ½". Continuar corriendo en el pozo, Asegurar el Pup Joint 7" en la mesa rotaria con cuña y collarín de seguridad.



2. Levantar y conectar la primera junta de Casing 7" , continuar corriendo en el pozo, siempre asegurar en la mesa rotaria con cuña y collarín de seguridad bien ajustado. Continuar levantando y conectando las otras 3x7" juntas de Casing en la misma manera.
3. Levantar el POD Sleeve Sub-ensamble, (fig.2.5), usando el Sub de Prueba de presión y conectar al resto de la sarta. Continué corriendo en el pozo y asegure en la mesa rotaria con cuña y collarín de seguridad.



Nota:

La Cuña puede ser asentada en la camisa del POD, en la sección debajo del perfil.

4. Armar las líneas de las bombas del taladro y conectar al Sub de Prueba de presión del POD.
5. Llenar el POD lentamente, continuar incrementando la presión hasta un máximo de 1500 PSI. Monitorear por 15 minutos.
6. Descargar la presión usando el Manifold del taladro. Remover el Sub de prueba de presión del POD y recuperar con Slick line la Standing Valve 2.75" del Nogo Nipple que esta sobre el Localizador.

7. Levantar el Motor inferior con MultiSensor unido. Unir la línea de ¼" de descarga al Sensor y realizar una prueba de presión a 3000 PSI por 15 minutos.



8. Colocar clamp en el cuello del Motor inferior, y ajustar a 55 ft-lb torque. Asegurar la línea de ¼" de presión de descarga en el clip del cable y torquear con 25 ft-lbs.
9. Lentamente Correr el ensamble dentro del POD Casing, dando servicio al motor. Asentar el clamp de elevación del motor sobre la mesa de trabajo.
10. Levantar y conectar el motor superior. Levantar el ensamble y retirar el clamp de elevación del motor inferior.
11. Instale clamp el cuello inferior del motor superior, y ajuste a 55 ft-lb de torque. Asegure la línea de presión de descarga de ¼" en el Clip del cable y ajuste a 25 ft-lb de torque.
12. Lentamente baje el ensamble dentro del POD casing, Dando servicio al motor, Asiente el Clamp de elevación del motor sobre la mesa de trabajo.
13. Levantar y conectar los protectores en serie. Levantar el ensamble y retirar el Clamp de levantamiento del motor.
14. Conecte en el BES MLE inferior al podhead del motor y realice pruebas eléctricas en el equipo BES y en el sensor.

15. Instale el MLE clamp en el cuello inferior de el protector inferior y ajuste a 55 ft-lb de torque. Asegure la MLE y la línea de presión de descarga de ¼" en el Clip del cable y ajuste a 25 ft-lb de torque.
16. Lentamente baje el ensamble dentro del POD casing.
17. Instale el MLE clamp en el cuello inferior de el protector superior inferior y ajuste a 55 ft-lb de torque. Coloque la punta abierta de las líneas de inyección de químico de 2 x 3/8" debajo del clip del cable. Asegure la MLE y la línea de presión de descarga de ¼" en el Clip del cable y ajuste a 25 ft-lb de torque.
18. continúe bajando y asiente el clamp de elevación sobre la mesa de trabajo.
19. Levante y conecte la bomba inferior (con intake). Levante el ensamble y retire el clamp de elevación del protector.
20. Instale el MLE clamp el cuello inferior de la bomba (arriba del intake) y ajuste a 55 ft-lb de torque. Fit the MLE clamp to the lower neck of the pump (above the intake) and torque to 55ft lbs. Asegure el MLE, línea de descarga de presión de ¼" y 2 x 3/8" líneas de inyección de químico en el clip del cable y ajuste a 25 ft-lb de torque.
21. Repita el mismo procedimiento de instalación para la bomba intermedia y luego para la superior.
22. Lentamente baje el ensamble dentro de el POD casing, Asiente el clamp de elevación de la bomba sobre la mesa de trabajo.
23. Conecte el Sub de presión de descarga al flange de la bomba.
24. Levantar el POD Hanger Sub-ensamble Conectar la cabeza de descarga al flange sub de presión de descarga.
25. Levantar y remover el clamp de elevación de la bomba. Cortar la línea de presión de descarga de ¼" y terminar en el sub de presión de descarga.
26. Instalar Clamp en la cabeza de descarga, y ajustar a 55 ft-lb de torque. Asegurar el MLE y las dos líneas de inyección de químico de 2 x 3/8" en el clip del cable y ajustar a 25 ft-lb de torque.
27. Lentamente bajar el ensamble dentro de el POD Casing hasta que el hanger este a una altura de trabajo. Cortar la línea de inyección de químico de 2 x 3/8" y terminar en los puertos inferiores del POD hanger.

28. Instalar el penetrador/pigtail dentro del adaptador en el POD hanger. Medir y marcar MLE para realizar un empalme vertical. Cortar el MLE y empalmar con el penetrador pigtail



29. Conectar los 2 x 3/8" líneas capilares del cable principal a los puertos de la cara superior del POD hanger.

30. Retirar la mesa de trabajo que esta sobre el tope del POD

31. Lentamente bajar el ensamble dentro del POD Casing hasta que el hanger se asiente por completo. Levantar el Outer Locking ring (anillo de ajuste exterior) para poder visualizar un correcto asentado del hanger dentro del POD Sleeve.



32. Ajustar el outer locking ring sobre el POD top sleeve, y asegurar con 3 tornillos prisioneros. Conectar una bomba manual ENERPAC en el Puerto de prueba de presión del POD Hanger, y presurizar los sellos del hanger a 3000 PSI por 15 minutos, para comprobar que el POD Hanger esta haciendo un buen sello.



33. Continuar bajando la sarta al pozo, y asiente esta en el pup joint de 3 ½" (handling Sub) y asegure en la mesa rotaria con cuña apropiada para este pup joint.

6.1.6.6 Ensamble intermedio (intermediate assembly)

1. Levante y conecte la Junta de seguridad Superior (Upper Shear Sub sub-assembly fig. 2.7), asegurarse que esta junta tenga instalados 14 tornillos de corte de tal manera que la fuerza de ruptura sea de 70,000 lbs.



Nota:

El 2.125" tapón deberá ser preinstalado en el nipple que esta sobre la junta de seguridad.

2. Realice un empalme en el cable de poder del Equipo BES inferior con el Conector BIW debajo de la junta de seguridad. Levante y retire la cuña.
3. Continué Corriendo la sarta en el pozo, instalando Protectores de cable Cannon en cada coupling. Asegure el ultimo pup joint del ensamble en la mesa rotaria con cuña y collarín de seguridad.
4. Levante y conecte tres juntas de tubería 3 ½" New Vam. Instalando protectores de cable cannon en cada coupling.
5. Asiente la ultima junta de Tubería 3 ½" New Vam en la mesa rotaria con cuña y collarín de seguridad.

6.1.6.7 Armado del equipo BES superior/ sistema dual de flujo

1. Durante el ensamble del BES superior/Sistema dual de Flujo, el peso de la sarta deberá siempre ser soportado por la tubería Bypass. La cual será mantenida en el elevador del taladro. La línea del winche será usada para levantar y conectar las

partes del equipo BES. Sin embargo se debe tener mucho cuidado cuando se este bajando el ensamble y nunca dejar que la línea del winche soporte el peso de la sarta.

2. Instale el Swivel lift Nubbin a el Pump Support Sub (Sub de soporte de la Bomba). Levante el ensamble con el elevador y conecte a la sarta.



3. Levante y retire la cuña. Baje el ensamble a través de la mesa rotaria (el bypass continua mantenido por el elevador del taladro)

4. Coloque la mesa de trabajo BES (store pipe) sobre la mesa rotaria. Instale el bypass clamp de seguridad en la ranura de la tubería bypass y ajuste a 200 ft-lb.



Nota

La tubería bypass será provista de una ranura en una posición apropiada para que el Heavy Duty Clamp de seguridad sea instalado.

- Abra el elevador y levante la primera junta de tubería bypass. Y conecte a la sarta.

Nota

La longitud de la tubería bypass deberá haber sido predeterminada y traída específicamente para cada sistema para facilitar las conexiones en el taladro y el espaciamento.

- Retire el clamp de seguridad y la mesa de trabajo. POOH y re-asiente la cuña debajo del Sub de Soporte de la bomba (Pump Support Sub).



- Levante el motor con el Multisensor previamente unidos.

Nota:

Cuando se instale el Clamp de elevación del motor, observe la línea previamente marcada para la orientación del Pothead. Instale el clamp de tal manera que cuando

el Motor esta al lado de de la tubería bypass, los pernos del clamp se alineen a 90° de la tubería. Asegurarse que la marca de alineación de el pothead este en la posición correcta en relación al la tubería bypass.

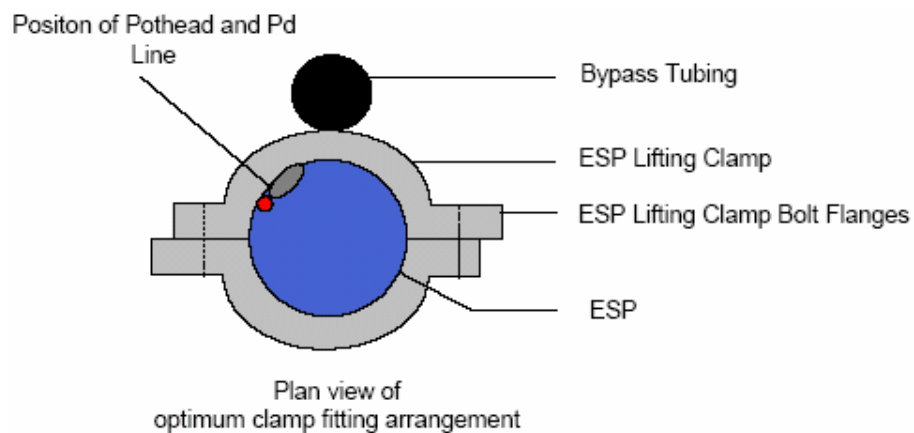


Diagrama de orientación de Clamps de elevación para BES

8. Maniobre el motor y el multisensor sobre el spear (que esta sobre el pump support sub) conecte el spear con la base del multisensor.



9. Levante y retire la cuña. Asegure el Cable del Equipo BES inferior en el Clip del Pump Support.



10. Conecte la línea de descarga de presión de ¼" a el multisensor y realice una prueba de presión a 3000 PSI por 15 minutos.
11. Se repite los mismos pasos de instalacion del equipo BES inferior.

IMPORTANTE:

El espaciamiento de la tubería de bypass debe ser tal que el sub de presión de descarga pueda conectarse con el top de la bomba con una abertura entre el top del sub de presión de descarga y la cabeza de descarga (asumiendo que la junta de expansión fue abierta 12")

9. En el supuesto caso que la cabeza de descarga que de mas abajo que el tope del sub de presión de descarga, la junta de expansión no deberá ser abierta mas de 12 pulgadas.
10. Oriente la cabeza de descarga sobre el sub de presión de descarga. Lentamente baje el elevador. Esto permitirá que la junta de expansión se "contraiga". Conecte la cabeza de descarga que esta en el Ensamble del Sistema dual de Flujo (flow Crossover Assembly) con el Sub de presión de descarga.

11. Usando un arnés de seguridad y la línea del Winche, cerrar la junta de expansión (usando una llave 24). La altura de trabajo será de aproximadamente unos 10 ft, sobre la mesa rotaria.



6.1.6.8 Corrida de tubería de producción exterior

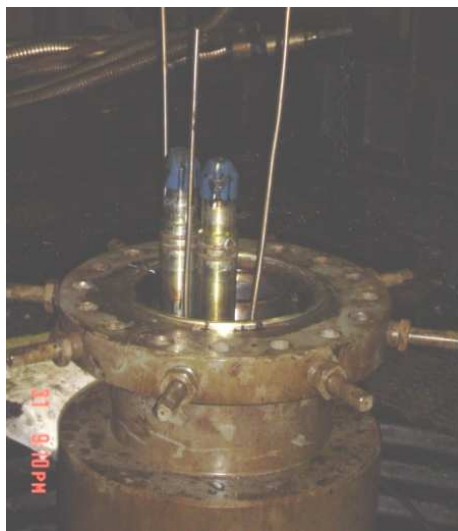
1. Antes de proseguir con la conexión de la tubería de 5 ½" , hay que asentar la Standing valve Phoenix 3.68" en el nogo que esta sobre el Crossover de flujo en el Sistema dual de flujo. (fig, 2.9)
2. Continuar corriendo en el pozo con tubería de 5 ½" , instalando Protectores de cable cannon en cada cuellos de la tubería



3. Cada 2,000 ft de tubería de 5 ½", se deberá revisar la integridad de cable y realizar una prueba de presión de la tubería de 5 ½" a 3000 PSI por 15 minutos.
4. Cuando sea necesario realizar un empalme cualquiera de los cables de poder de los equipos BES, ambos cables deberán ser empalmados, con una suficiente separación entre cada empalme, y asegurándose de que el empalme no quede sobre un cuello de la tubería.
5. Cuando la punta de la sarta este cerca de el tope del packer, Armar sarta de Slickline y pescar Phoenix standing Valve.
6. Continué bajando lentamente hasta que la pata de mula y las unidades de sello entren en el packer BL. Asiente el localizador sobre el Packer y cargue unas 15,000 lbs de peso. Levante la sarta hasta el peso neutro y marque la tubería.
7. Calcule el espaciamiento de tubería necesario y luego levante la sarta, desconecte y baje las juntas de tubería de 5 ½" y remplace con pup joint según sea necesario además del Colgador Dual de Tubería de 5 ½".
8. Revise y asegurese que la tubería de 5 ½" esta llena de fluido de matado. Instale la BPV (Back Pressure Valve) Válvula de Contra presión en el Colgador de tubería de 5 ½".

6.1.6.9 Corrida de tubería de producción interior

1. Instale el Adaptador sección 'C', Asegurando que la camisa de aislamiento este instalada en el tope del hanger y calce correctamente con el perfil de asentamiento en el lado de abajo del adaptador de la sección "C". Instale los pernos de sujeción y realice una prueba de presión al Ensamble del Colgador a 3,000 PSI por 10 minutos usando el puerto de prueba. Asegurarse que el Anillo Gasket este instalado en la válvula.



2. Prepare el elevador y la cuña para correr tubería de Tubería 2 7/8" , Levante el Ensamble con: Stinger, Phoenix no-go nipple, Standing Valve 1.687 OD instalada en el no-go, Pup Joint 2 3/8" New Vam y Crossover 2 7/8" EUE Box up x 2 3/8" New Vam Pin Down (fig, 2.10), tener cuidado de no dañar los sellos del stinger.



3. Conectar una junta de Tubería 2 7/8" con el Ensemble Stinger, Arriba de esta junta conecta una Camisa Deslizable Cerrada (Sliding Sleeve) de 2 7/8" x 2.31 ID, y RIH con tubería 2 7/8" hasta superficie.



4. Antes de llegar con el stinger al Seal Bore del Sistema dual de Flujo, Revisar y anotar peso de la sarta de 2 7/8" arriba y abajo.

5. Continuar bajando lentamente hasta que el Stinger penetre en el Seal Bore del Sistema dual de flujo.
6. Muy lentamente continúe bajando hasta que el No-go del stinger toque el tope del seal bore.
7. Calcule el punto medio entre el peso subiendo y el peso bajando. Y levante la sarta hasta dejarla en punto neutro. Marque la tubería a la altura de la mesa rotaria.
8. Realizar una prueba de presión a 2,000 PSI por 15 minutos, a la tubería de 2 7/8" y al Ensamble con stinger, contra la standing valve phoenix 1.687" OD, para comprobar la integridad de la tubería y un buen sello entre el stinger y el seal bore del Sistema Dual de flujo. Se puede monitorear una posible fuga en los sellos con la ayuda de el multisensor del Equipo BES superior.
9. Si la prueba es positiva, descargar la presión vía choke manifold
10. Armar sarta de Slickline para recuperar standing valve phoenix 1.687" OD
11. Con referencia en la marca hecha en la tubería, use la longitud conocida entre la mesa rotaria y la locación donde se asentara el colgador de tubería de 2 7/8" en el cabezal. Para calcular el espaciamiento usando pup joints, de tal manera que el hanger pueda ser instalado y asentado de tal manera que el stinger regrese a la posición y profundidad de peso neutro.
12. Asiente el colgador de tubería y asegure con tornillos de retención para asegurar la parte superior del mismo.



13. Instalar Válvulas de la sección "C", Tee, Y ensamble de válvulas de ala (Asegurarse de que en todas las válvulas de ala este instalado Un anillo gasket API), Cerrar la válvula master.
14. Conectar Conectores BIW Superiores y las conexiones superiores de los capilares en el multipac.
15. Realizar pruebas eléctricas a los dos equipos BES, para asegurarse de la integridad del cable y que los equipos eléctricos no han sufrido ningún daño durante las operaciones pasadas.



16. Encender el pozo según procedimiento de ATL (luego de que las líneas de flujo en superficie hayan sido instaladas)



ANEXO 8 COSTOS ESTIMADOS DE COMPLETACION DOBLE

DESCRIPCION	UNIT COST US\$	CANTIDAD	SUBTOTAL US\$	TOTAL Costos US\$	TOTAL Inversiones US\$
COMPRAS DE MATERIALES					
COMBUSTIBLES			7,500		
Fuel, oil, gas & diesel (+/- 300 gal/day)	500.00	15	7,500	7,500	
BITS, SCRAPERS, REAMERS			5,750		
Bits 6"	2,500.00	1	2,500	5,750	
Bits 8-1/2"	3,250.00	1	3,250		
FLUIDOS DE COMPLETACION Y QUIMICOS			6,150		
Na Cl (50 #/sx)	10.00			6,150	
K Cl (50 kg/sx)	13.00	250	3,250		
Greenside (2 gal/100 bls)	31	20	624		
Conqor (3 gal/100 bls)	10	30	307		
Surfactant (2 gal/100 bbl.)	15	20	300		
Flo-Vis (25kg/sx)	236	7	1,652		
Soda cáustica (25 kg/sx)	17.30	1	17		
TUBERIAS			118,379		
Casing 7" BTC 26 #/ft Special Clearance Coupling	530.00	8	4,240	118,379	
Tubing 5 1/2" ; 17ppf (each/joint)	245.00	165	40,425		
Tubing 3 1/2" ; 9.2 ppf (each/joint)	183.00	30	5,490		
Tubing 2 7/8" ; 8.6 ppf (each/joint)	178.00	208	37,024		
Pup joints 7" BTC	2,100.00	4	8,400		
Pup joints 5-1/2 "	1,900.00	12	22,800		
MATERIALES WIRELINE - Slickline			216		
Redress kit (Standing valves)	216.00	1	216	216	
OTROS-EQUIPOS-BES			110,353		
Y Tool " complete	24,432.00		0	110,353	
Y Tool " clamps, (each)	1,467.29		0		
Penetrator, BIW	15,000.00	2	30,000		
Multipack injection line	2,691.00				
Surface connector BIW - Upper Pig Tail	3,720.00	2	7,440		
Lower connector BIW - Lower Pig Tail	3,926.00	2	7,852		
Flat cable extension #4 Solid - 100 ft	1,530.36	2	3,061		
Phoenix sensor	27,000.00	2	54,000		
Miscellaneous	4,000.00	2	8,000		
MISCELANEOS			6,508		
Filtration (Filters 10 micron)	42.00	61	2,562	6,508	
Check valve 3/8"	86.00	1	86		
FCE guard - 8'	13.37		0		
Bands 1-1/4" x 30" ; 304 ss	2.12	100	212		
Saddles; 304 ss; for one 3/8" tube	0.95	50	48		
Installation kit	1,800.00	2	3,600		
EQUIPO DE COMPLETACION DOBLE SLB			245,419		245,419
Handing Sub	2,179.00	1	2,179		
Top Nipple	2,275.00	1	2,275		
Flow Crossover Assembly	32,184.00	1	32,184		
Pump Sub	1,337.00	1	1,337		
Ajustable Union	11,865.00	1	11,865		
Bypass Tubing Crossover	1,539.00	1	1,539		
Pump Support Sub	12,069.00	1	12,069		
Pump Support Cable Clip	918.00	1	918		
Handing Sub	961.00	1	961		
By-passclamps for upper ESP	7,256.00	1	7,256		
By-passclampscable clips	5,360.00	1	5,360		
Crossover/Space Out Joint	1,443.00	1	1,443		
Pup Joint 6 foot	1,380.00	1	1,380		
Stinger Assembly	17,573.00	1	17,573		
3-1/2" handling sub	1,155.00	2	2,310		
POD assembly	32,720.00	1	32,720		
Pup Joint	800.00	1	800		
Crossover space out joint	1,650.00	1	1,650		
Equipment testing and crating flow	1,400.00	1	1,400		
Equipment testing and crating POD	1,800.00	1	1,800		
MLE Clamp	12,422.00	1	12,422		
MLE Cable Clips	2,364.00	1	2,364		
By-pass tubing set	22,085.00	1	22,085		

Top Nipple	1,000.00	1	1,000		
Blast joint	10,950.00	1	10,950		
Locator seal assy.	2,790.00	1	2,790		
Extra seals unit 2x 6 foot seal assembly	12,132.00	1	12,132		
Nipple	1,000.00	1	1,000		
Seal Aligning Guide Shoe	2,325.00	1	2,325		
Lower Completion					
9-5/8" or 7" seal bore packer	7,350.00	1	7,350		
Seal bore Extension	5,900.00	2	11,800		
Nipple	1,000.00	1	1,000		
2-7/8" eue Pump out plug	670.00	1	670		
Shear sub	4,600.00	1	4,600		
X-OVERS					
3-1/2" eue x 6' pup joint L-80	470.00	6	2,820		
3-1/2" eue x 10' pup joint L-80	627.00	1	627		
3-1/2" eue coupling L-80	45.00	5	225		
3-1/2" eue pin x 3-1/2" new vam box	1,250.00	5	6,250		
3-1/2" eue box x 3-1/2" new vam pin	1,150.00	2	2,300		
5-1/2" buttress box x 5-1/2" new vam pin	1,690.00	1	1,690		

EQUIPO DE SUPERFICIE/INSTALACION			344,000		344,000
Civil Piling works	6,000.00	1	6,000		
Materiales Mecanicos (Manifold+Flowline)	84,000.00	1	84,000		
Materiales Electricos	55,000.00	1	55,000		
Materiales de Instrumentación	22,000.00	1	22,000		
Logistica	45,000.00	1	45,000		
Instalación	132,000.00	1	132,000		
CABEZAL DE COMPLETACION DOBLE			32,000		
X - Tree complete 4 1/16" 3M x 11" 3M para Completacion Doble	32,000.00	1	32,000		32,000
SERVICIOS					
MISC. SERVICIOS			8,250		
Comida y alojamiento / day	550.00	15	8,250	8,250	
SLICK LINE			767		
Slickline unit / day	153.33	5	767	767	
SERVICIOS DE POZO Y WORKOVER			90,660	90,660	
Rig operation / day.	6044.00	15	90,660		
MOVIMIENTO DE TORRE & STAND BY			9,935	9,935	
First mobilization from contractor Camp to locations	14,500		0		
Rig move between locations	5,735	1	5,735		
Rig Up and Down same location	4,200	1	4,200		
Rig Up and Down diferent location	5,470		0		
Rig Up and Down across the river	9,420		0		
Pad move same location	2,800		0		
Pad move diferent location	3,650		0		
River crossing	6,280		0		
Rig stand by w/ crew	5,106		0		
Rig stand by/ one crew	4,569		0		
Rig stand by wo crew	4,031		0		
REGISTROS ELECTRICOS			6,000	6,000	
GR-CCL	12000.00	0	0		
Correlations and Packer setting	6000.00	1	6,000		
Setting CIBP 9-5/8"	18000.00	0	0		
INSPECCION TUBULAR & REPARACION DE TUBING			13,000	13,000	
Rigs Tubular inspection and repair	10,000	1	10,000		
Wells Tubular inspection and repair	3,000	1	3,000		
OTROS MISCELANEOS DE CONTRATISTAS			18,000	18,000	
Miscellaneous Technical Contractors Services	1,000	15	15,000		
Miscellaneous (Environmental; communications; etc)	200	15	3,000		
TRANSPORTE POR TIERRA			4,500	4,500	
Transportation Drill pipe	3,000	1	3,000		
Transportation Fishing tools, jars, X-overs & others	1,500	1	1,500		
SERVICIOS TECNICOS DE COMPLETACION DOBLE			156,231		
TECHNICIAN (SERVICES,TRANSPORT,CAMPERS)	7,860.00	16	125,760		156,231
Field service technician - 1st 12 hours	547.60	12	6,571		
Field service technician - Addl hours	32.86	70	2,300		
Spooling unit with personnel Cost / foot	1.20	18000	21,600		

SERVICIOS DE VACUUM				1,740	1,740	
Vacuum/hr.	58	30		1,740		
EQUIPOS RENTADOS						
SERVICIO ACUATICO				700	700	
Barco para el transporte del personal/diario	100	7		700		
HERRAMIENTA Y EQUIPOS				43,974	43,974	
Fishing tools, jars, X-overs, others, rental.	5,000			0		
Fishing Jobs (Watherford)	13,400			0		
Running casing 3 1/2" & 4 1/2" (SUBIDA)	2,131	1		2,131		
Running casing 3 1/2" & 4 1/2" (Bajada)	3,330	1		3,330		
Selective Shifting Tool model B	1,950			0		
Setting Adapet Kit	2,500			0		
7"Packer	1,500			0		
Frank's Tubing tools	4,600			0		
Frac tanks rental US\$ 80,00 each	80			0		
Rentals, 3-1/2" Drill pipe/day	1,600	15		24,000		
Standing valve 3.688"	2335	1		2,335		
Standing valve 1.687"	1814	1		1,814		
Standing valve 2.125"	680	1		680		
Standing valve 2.813"	810	1		810		
Standing valve redress kit per valve per run	1116	1		1,116		
Pressure test	2390	1		2,390		
POD casing work table 7"	2390	1		2,390		
By-pass stove pipe 9-5/8"	885	1		885		
By-pass Safety Clamp 2-7/8"	775	1		775		
Swivel Lift Nubbin	760	1		760		
Adapter kid to set permanent seal bore packer	558	1		558		
OTROS				16,500	16,500	
Filtration unit rental	100			0		
Camp rental/day each	80			0		
Water pump/day	250			0		
Trucks and Forklift/day	1,100	15		16,500		
Others	575			0		
				Sub Total	\$468,881	\$777,650
				Contingencia	\$46,888	\$77,765
				IVA 12%	\$61,892	\$102,650
				TOTAL	\$577,661	\$958,065
				GRAND TOTAL	1,535,726.8	

ANEXO 9 PERDIDAS POR FRICCION

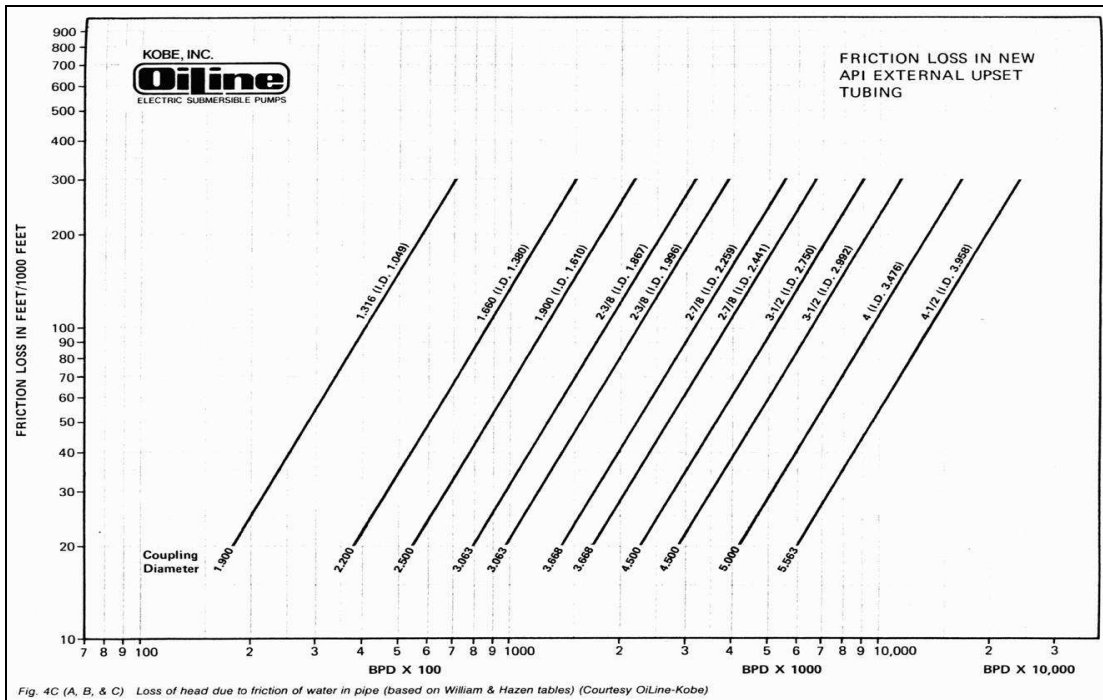
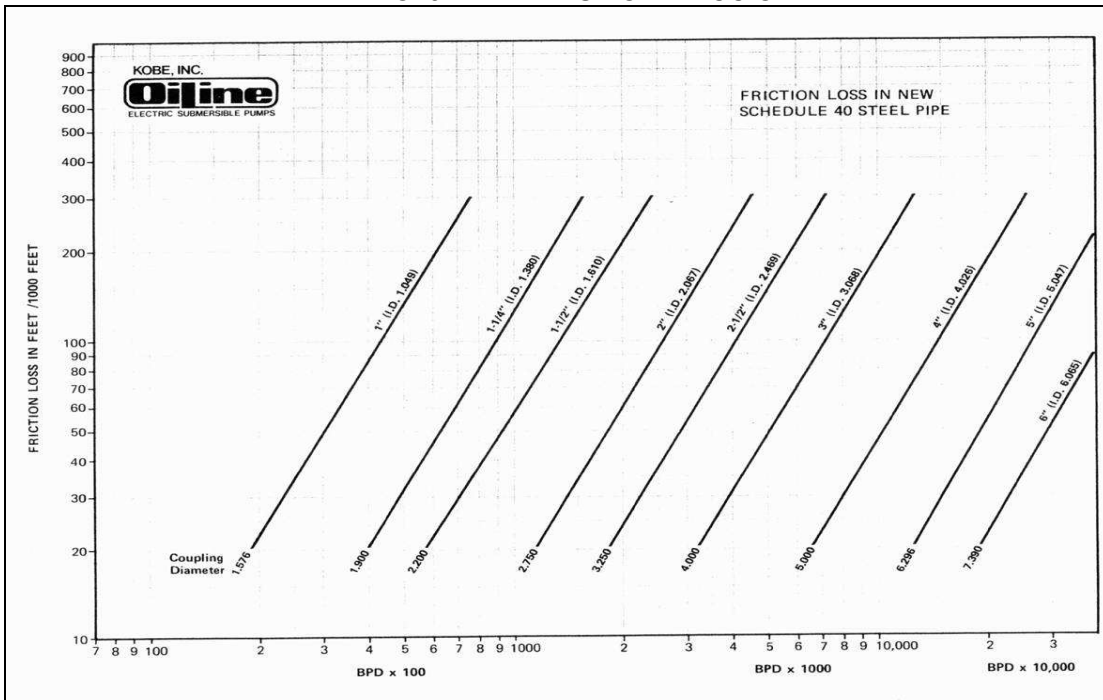


Fig. 4C (A, B, & C) Loss of head due to friction of water in pipe (based on William & Hazen tables) (Courtesy OLine-Kobe)

ANEXO 10 SURVEYS

Measured Depth (ft)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)	TVD (ft)	Vertical Section (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Closure (ft)	Closure Azimuth (deg)	DLS (deg/100 ft)	Tool Face (deg)	Build Rate (deg/100 ft)	Walk Rate (deg/100 ft)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	48.69M	0.00	0.00
100.00	0.49	48.69	100.00	-0.31	0.28	0.32	0.43	48.69	0.49	61.06M	0.49	0.00
200.00	0.54	61.06	199.99	-1.03	0.79	1.05	1.32	53.08	0.12	60.55M	0.05	12.37
300.00	0.50	60.55	299.99	-1.81	1.24	1.85	2.22	56.23	0.04	40.40M	-0.04	-0.51
390.00	0.46	40.40	389.99	-2.38	1.70	2.42	2.96	54.90	0.19	44.97M	-0.04	-22.39
480.00	0.01	44.97	479.99	-2.61	1.98	2.66	3.32	53.31	0.50	-131.17M	-0.50	5.08
580.00	0.36	228.83	579.99	-2.38	1.78	2.43	3.02	53.75	0.37	-100.63M	0.35	-176.14
670.00	1.77	259.37	669.97	-0.82	1.34	0.85	1.59	32.48	1.63	-91.84M	1.57	33.93
780.00	2.51	268.16	779.89	3.25	0.95	-3.22	3.36	286.42	0.73	-93.17M	0.67	7.99
880.00	3.78	266.83	879.74	8.72	0.70	-8.70	8.73	274.58	1.27	-94.18M	1.27	-1.33
980.00	5.18	265.82	979.43	16.50	0.19	-16.50	16.50	270.65	1.40	2.71G	1.40	-1.01
1080.00	6.65	266.42	1078.90	26.76	-0.50	-26.78	26.78	268.92	1.47	0.00G	1.47	0.60
1180.00	7.92	266.43	1178.09	39.38	-1.30	-39.43	39.46	268.12	1.27	19.23G	1.27	0.01
1280.00	9.53	269.79	1276.93	54.52	-1.75	-54.59	54.62	268.16	1.69	29.54G	1.61	3.36
1380.00	10.96	273.97	1375.33	72.30	-1.13	-72.35	72.36	269.11	1.61	-15.23G	1.43	4.18
1480.00	12.42	272.13	1473.25	92.55	-0.07	-92.58	92.58	269.96	1.51	4.61G	1.46	-1.84
1580.00	14.08	272.68	1570.59	115.46	0.90	-115.48	115.49	270.45	1.66	-13.13G	1.66	0.55
1724.39	16.15	270.95	1709.98	153.11	2.05	-153.11	153.12	270.77	1.47	-2.49G	1.43	-1.20
1817.73	18.16	270.67	1799.16	180.64	2.44	-180.64	180.65	270.77	2.16	7.30G	2.15	-0.30
1910.55	19.83	271.30	1886.92	210.84	2.97	-210.84	210.86	270.81	1.81	5.59G	1.80	0.68
2004.64	21.64	271.78	1974.91	244.15	3.87	-244.14	244.17	270.91	1.93	0.47G	1.92	0.51
2097.92	23.57	271.82	2061.02	280.01	4.99	-279.98	280.02	271.02	2.07	-6.28G	2.07	0.04
2152.06	24.28	271.63	2110.51	301.96	5.65	-301.92	301.97	271.07	1.32	49.21G	1.31	-0.35
2285.25	24.85	273.18	2231.65	357.32	7.99	-357.24	357.33	271.28	0.65	25.41G	0.43	1.16
2380.45	25.43	273.82	2317.83	397.74	10.46	-397.61	397.74	271.51	0.67	16.97G	0.61	0.67
2476.10	25.60	273.94	2404.15	438.91	13.24	-438.71	438.91	271.73	0.19	19.11G	0.18	0.13
2571.28	25.89	274.17	2489.88	480.21	16.17	-479.95	480.22	271.93	0.32	-17.34G	0.30	0.24
2665.02	26.23	273.93	2574.09	521.36	19.08	-521.03	521.38	272.10	0.38	-15.41G	0.36	-0.26
2759.41	26.67	273.66	2658.60	563.37	21.86	-562.98	563.40	272.22	0.48	-12.10G	0.47	-0.29
2855.08	27.16	273.43	2743.91	606.65	24.54	-606.20	606.70	272.32	0.52	-100.79G	0.51	-0.24
2948.73	27.08	272.47	2827.26	649.32	26.73	-648.84	649.39	272.36	0.48	-91.75G	-0.09	-1.03
3041.17	27.07	271.52	2909.57	691.40	28.20	-690.88	691.46	272.34	0.47	-147.41G	-0.01	-1.03
3136.39	26.74	271.05	2994.49	734.48	29.17	-733.96	734.54	272.28	0.41	124.52G	-0.35	-0.49
3231.24	26.66	271.31	3079.22	777.10	30.04	-776.57	777.15	272.22	0.15	-172.90G	-0.08	0.27
3326.07	26.41	271.24	3164.06	819.46	30.99	-818.92	819.51	272.17	0.27	-127.72G	-0.26	-0.07
3419.98	26.25	270.77	3248.23	861.12	31.72	-860.57	861.16	272.11	0.28	119.18G	-0.17	-0.50
3514.84	26.14	271.22	3333.35	902.99	32.44	-902.44	903.02	272.06	0.24	178.28G	-0.12	0.47
3608.02	25.85	271.24	3417.10	943.83	33.32	-943.27	943.86	272.02	0.31	155.58G	-0.31	0.02
3702.92	25.25	271.88	3502.72	984.76	34.43	-984.18	984.79	272.00	0.70	154.06G	-0.63	0.67
3798.27	24.71	272.51	3589.15	1025.02	35.97	-1024.42	1025.05	272.01	0.63	142.97G	-0.57	0.66
3892.05	24.34	273.19	3674.47	1063.94	37.91	-1063.30	1063.97	272.04	0.50	143.63G	-0.39	0.73
3987.04	24.19	273.46	3761.07	1102.95	40.17	-1102.27	1103.00	272.09	0.20	49.37G	-0.16	0.28
4080.46	24.25	273.63	3846.26	1141.26	42.54	-1140.52	1141.31	272.14	0.10	-15.27G	0.06	0.18
4175.69	24.57	273.42	3932.98	1180.59	44.96	-1179.80	1180.66	272.18	0.35	-168.32G	0.34	-0.22
4271.34	23.64	272.94	4020.29	1219.64	47.13	-1218.80	1219.72	272.21	0.99	-163.00G	-0.97	-0.50
4364.16	21.98	271.58	4105.85	1255.61	48.56	-1254.76	1255.70	272.22	1.88	-90.00G	-1.79	-1.47
4458.19	21.98	271.05	4193.04	1290.81	49.37	-1289.94	1290.88	272.19	0.21	-88.32G	0.00	-0.56
4554.10	22.01	269.23	4281.98	1326.71	49.46	-1325.86	1326.78	272.14	0.71	-27.99G	0.03	-1.90
4648.06	22.42	268.66	4368.96	1362.20	48.80	-1361.38	1362.25	272.05	0.49	-20.98G	0.44	-0.61

4741.79	23.16	267.94	4455.37	1398.45	47.72	-1397.66	1398.48	271.96	0.84	-152.49G	0.79	-0.77
4836.25	22.68	267.29	4542.38	1435.15	46.19	-1434.42	1435.16	271.84	0.57	164.31G	-0.51	-0.69
4930.31	21.30	268.36	4629.59	1470.29	44.85	-1469.61	1470.30	271.75	1.53	107.21G	-1.47	1.14
5025.01	21.17	269.56	4717.86	1504.55	44.22	-1503.90	1504.55	271.68	0.48	64.62G	-0.14	1.27
5119.57	21.38	270.75	4805.98	1538.85	44.32	-1538.21	1538.85	271.65	0.51	16.97G	0.22	1.26
5213.91	22.25	271.45	4893.56	1573.91	44.99	-1573.26	1573.91	271.64	0.96	14.77G	0.92	0.74
5308.86	23.13	272.04	4981.16	1610.53	46.11	-1609.87	1610.53	271.64	0.96	-32.31G	0.93	0.62
5403.65	23.89	270.86	5068.08	1648.34	47.06	-1647.67	1648.34	271.64	0.94	-13.06G	0.80	-1.24
5497.58	24.28	270.64	5153.83	1686.67	47.56	-1686.00	1686.67	271.62	0.43	-157.85G	0.42	-0.23
5591.54	24.04	270.40	5239.56	1725.12	47.91	-1724.45	1725.12	271.59	0.28	20.71G	-0.26	-0.26
5685.88	24.17	270.52	5325.68	1763.64	48.22	-1762.98	1763.64	271.57	0.15	-2.98G	0.14	0.13
5780.99	24.57	270.47	5412.31	1802.88	48.56	-1802.23	1802.88	271.54	0.42	11.73G	0.42	-0.05
5874.43	25.06	270.71	5497.13	1842.09	48.97	-1841.44	1842.09	271.52	0.54	145.30G	0.52	0.26
5968.73	24.86	271.04	5582.62	1881.88	49.57	-1881.23	1881.88	271.51	0.26	-149.57G	-0.21	0.35
6063.73	24.20	270.09	5669.04	1921.31	49.97	-1920.67	1921.32	271.49	0.81	75.36G	-0.69	-1.00
6159.28	24.26	270.64	5756.18	1960.52	50.22	-1959.88	1960.52	271.47	0.24	34.75G	0.06	0.58
6252.79	24.53	271.09	5841.34	1999.14	50.80	-1998.50	1999.14	271.46	0.35	-153.22G	0.29	0.48
6348.12	24.31	270.82	5928.14	2038.55	51.46	-2037.90	2038.55	271.45	0.26	124.96G	-0.23	-0.28
6442.55	24.12	271.49	6014.26	2077.28	52.24	-2076.62	2077.28	271.44	0.35	115.68G	-0.20	0.71
6537.40	24.00	272.11	6100.87	2115.95	53.45	-2115.27	2115.95	271.45	0.29	54.02G	-0.13	0.65
6630.64	24.49	273.71	6185.89	2154.22	55.40	-2153.51	2154.22	271.47	0.88	56.29G	0.53	1.72
6724.73	24.77	274.70	6271.42	2193.39	58.28	-2192.61	2193.39	271.52	0.53	30.51G	0.30	1.05
6819.58	25.58	275.80	6357.26	2233.65	61.98	-2232.79	2233.65	271.59	0.99	-124.05G	0.85	1.16
6914.00	25.43	275.28	6442.48	2274.21	65.90	-2273.26	2274.21	271.66	0.29	-99.76G	-0.16	-0.55
7006.84	25.34	273.98	6526.35	2313.95	69.11	-2312.92	2313.96	271.71	0.61	-165.16G	-0.10	-1.40
7103.88	24.05	273.14	6614.52	2354.46	71.64	-2353.39	2354.48	271.74	1.38	174.46G	-1.33	-0.87
7197.02	22.66	273.49	6700.02	2391.37	73.77	-2390.25	2391.39	271.77	1.50	-157.36G	-1.49	0.38
7285.21	21.58	272.26	6781.72	2424.57	75.44	-2423.41	2424.58	271.78	1.33	-170.12G	-1.22	-1.39
7383.88	20.63	271.79	6873.77	2460.09	76.70	-2458.92	2460.11	271.79	0.98	-178.53G	-0.96	-0.48
7478.85	19.10	271.67	6963.09	2492.36	77.68	-2491.17	2492.38	271.79	1.61	-43.13G	-1.61	-0.13
7573.76	19.51	270.53	7052.66	2523.74	78.28	-2522.54	2523.76	271.78	0.59	-10.67G	0.43	-1.20
7669.11	20.15	270.18	7142.36	2556.08	78.48	-2554.89	2556.09	271.76	0.68	-165.19G	0.67	-0.37
7762.33	19.88	269.97	7229.95	2587.97	78.52	-2586.79	2587.98	271.74	0.30	-8.89G	-0.29	-0.23
7857.37	20.67	269.62	7319.10	2620.89	78.40	-2619.73	2620.90	271.71	0.84	9.31G	0.83	-0.37
7950.35	21.78	270.11	7405.77	2654.54	78.32	-2653.39	2654.54	271.69	1.21	-152.94G	1.19	0.53
8045.96	21.60	269.86	7494.61	2689.86	78.31	-2688.72	2689.86	271.67	0.21	-101.95G	-0.19	-0.26
8140.01	21.50	268.50	7582.09	2724.37	77.82	-2723.26	2724.37	271.64	0.54	-173.16G	-0.11	-1.45
8199.69	21.08	268.36	7637.69	2746.01	77.23	-2744.92	2746.01	271.61	0.71	-171.40G	-0.70	-0.23
8260.00	20.66	268.18	7694.05	2767.46	76.58	-2766.40	2767.46	271.59	0.70	0.00G	-0.70	-0.30