

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO
JET, UTILIZANDO COMO FLUIDO MOTRIZ EL AGUA DEL
SISTEMA DE REINYECCIÓN, EN UN CAMPO DEL ORIENTE
ECUATORIANO.**

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

**ERICK LEONARDO MIRANDA GRIJALVA
erickmiranda90@hotmail.com**

**DIRECTOR: ING. ANGEL USHIÑA, Msc
afup_1957@yahoo.com**

Quito, Diciembre 2015

DECLARACIÓN

Yo, Erick Leonardo Miranda Grijalva, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

ERICK MIRANDA GRIJALVA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Erick Leonardo Miranda Grijalva, bajo mi supervisión.

ING. ÁNGEL USHIÑA, Msc
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Mis sinceros agradecimientos a mis padres, hermano, abuela, por su apoyo incondicional, motivación y preocupación durante todo este tiempo.

A mi hijo por darme la motivación para finalizar este trabajo.

A la empresa Sertecpet, por abrirme un espacio para mi crecimiento profesional

Al Ing. Angel Ushiña, por su tiempo y dedicación para la corrección y asesoramiento de este proyecto.

DEDICATORIA

A mi madre y a mi hijo.

CONTENIDO

1	CAPÍTULO I.....	3
	DESCRIPCIÓN DEL CAMPO Y CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS Y FLUIDOS	3
1.1	ANTECEDENTES HISTÓRICOS	3
1.2	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	3
1.3	ESTADO DE LOS POZOS	4
1.4	YACIMIENTOS PRODUCTORES	5
1.5	CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES.....	7
1.6	CARACTERÍSTICA ESTRATIGRÁFICAS	8
1.6.1	<i>ESTRATIGRAFÍA ARENISCA “W”</i>	9
1.6.2	<i>ESTRATIGRAFIA ARENISCA “X”</i>	10
1.6.3	<i>ARENISCA “Y1”</i>	12
1.6.4	<i>ARENISCA “Y2”</i>	12
1.6.5	<i>ARENISCA “Z”</i>	12
1.7	PROPIEDADES PETROFÍSICAS	13
1.7.1	<i>CORRECCIONES AMBIENTALES</i>	13
1.7.2	<i>VOLUMEN DE ARCILLA (Vsh)</i>	13
1.7.3	<i>POROSIDAD TOTAL (PHIA)</i>	14
1.7.3.1	Porosidad obtenida del registro de Densidad (PHID)	14
1.7.3.2	Porosidad obtenida del registro Neutrónico (PHIN)	15
1.7.4	<i>POROSIDAD EFECTIVA (PHIR)</i>	15
1.7.5	<i>PERMEABILIDAD</i>	15
1.7.6	<i>SATURACIÓN DE AGUA</i>	15
1.7.7	<i>SATURACIÓN DE PETRÓLEO</i>	16
1.7.8	<i>VALORES LÍMITE O “CUTT OFFS”</i>	17
1.7.9	<i>ESPEORES DE RESERVORIO</i>	17
1.7.9.1	Esesor Total de Reservorio (“Gross”)	17
1.7.9.2	Esesor Neto de Reservorio (“NetRes”).....	17
1.7.9.3	Esesor Saturado de Reservorio (“NetPay”).....	17
1.7.9.4	Relación de Esesor Neto - Total (“NTG”).....	17
1.7.10	<i>SUMARIO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS</i>	18
1.8	RESERVAS DE PETRÓLEO	19
1.8.1	<i>CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS (PVT)</i>	19
2	CAPÍTULO II.....	20
2.1	INTRODUCCIÓN	20
2.2	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	21
2.3	APLICACIONES.....	22
2.4	VENTAJAS	23
2.5	LIMITACIONES Y DESVENTAJAS	24

2.6	INSTALACIONES DE FONDO	24
2.6.1	<i>INSTALACIONES CON BOMBA FIJA</i>	24
2.6.1.1	INSTALACIÓN CON BOMBA FIJA INSERTABLE	24
2.6.1.2	INSTALACIÓN DE “CASING” FIJO.....	25
2.6.2	<i>INSTALACIONES CON BOMBA LIBRE</i>	25
2.6.2.1	INSTALACIÓN CON TUBERÍAS PARALELAS	26
2.6.2.2	INSTALACIÓN CON “CASING” LIBRE.....	26
2.7	COMPONENTES DE FONDO	27
2.7.1	<i>CAMISA DESLIZABLE</i>	27
2.7.2	<i>EMPACADURA</i>	28
2.7.2.1	EMPACADURA RECUPERABLE	29
2.7.2.2	EMPACADURA PERMANENTE.....	29
2.7.2.3	EMPACADURA MECÁNICA	29
2.7.2.4	EMPACADURA FIJADA POR COMPRESIÓN.....	29
2.7.2.5	EMPACADURA FIJADA POR TENSIÓN	29
2.7.2.6	EMPACADURA DE CUÑAS.....	30
2.7.2.7	EMPACADURA HIDRÁULICA.....	30
2.7.2.8	EMPACADURA INFLABLE	30
2.7.2.8.1	NO-GO NIPPLE	31
2.8	TIPOS DE BOMBA JET	34
2.8.1	<i>BOMBA JET DIRECTA</i>	34
2.8.2	<i>BOMBA JET REVERSA</i>	35
2.9	NOMENCLATURA	35
2.10	EQUIPOS DE SUPERFICIE	37
2.10.1	<i>BOMBAS (UNIDADES DE POTENCIA)</i>	37
2.10.1.1	BOMBAS MULTIPLEX	37
2.10.1.2	BOMBAS CENTRÍFUGAS	38
2.10.2	<i>CABEZAL DE POZO</i>	39
2.10.2.1	LUBRICADOR	40
2.10.3	<i>VÁLVULA REGULADORAS DE PRESIÓN Y FLUJO</i>	41
2.10.4	<i>SISTEMAS DE TRATAMIENTO</i>	42
2.11	DIMENSIONAMIENTO DE BOMBAS JET	43
2.11.1	<i>DATOS REQUERIDOS</i>	43
2.11.1.1	Datos de reservorio y producción	43
2.11.1.2	Características de los fluidos.....	43
2.11.1.3	Datos del pozo	43
2.11.1.4	Datos de operación	43
2.11.1.5	Problemas posibles	44
2.11.2	<i>ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD</i>	44
2.11.3	<i>GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA</i>	44
2.11.3.1	GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (SG_o).....	45
2.11.3.2	GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (SG_w)	45
2.11.3.3	GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LA MEZCLA	45

2.11.4	GRADIENTE DE PRESIÓN DEL FLUIDO	46
2.11.5	PROFUNDIDAD A MITAD DE PERFORACIONES (MPP)	46
2.11.6	DIFERENCIAL DE LONGITUD (AL)	46
2.11.7	PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP)	47
2.11.8	ÁREA MÍNIMA DEL NOZZLE	47
2.11.9	PRESIÓN EN EL NOZZLE	48
2.11.10	CAUDAL DE INYECCIÓN	48
2.11.11	CAUDAL DE RETORNO	48
2.11.12	GRADIENTE DE RETORNO	49
2.11.13	CORTE DE AGUA EN EL RETORNO	49
2.11.14	RELACIÓN GAS / LÍQUIDO EN EL RETORNO	49
2.11.15	VISCOSIDAD DE RETORNO	50
2.11.16	PRESIÓN DE DESCARGA	50
2.11.17	RAZÓN DE PRESIÓN	51
2.11.18	RELACIÓN DE FLUJO MÁSSICO	51
2.11.19	SELECCIÓN DE LA GARGANTA	53
2.11.20	CAUDAL LÍMITE DE CAVITACIÓN	53
2.11.21	POTENCIA HIDRÁULICA	53
2.11.22	PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA	54
2.11.22.1.1	Número de Reynoulds (NRe)	54
2.11.22.1.2	Coeficiente de fricción (f)	55
2.11.22.1.3	Velocidad del fluido	56
3	CAPÍTULO III	57
3.1	SELECCIÓN DE POZOS	57
3.2	CRITERIOS DE DISEÑO	57
3.3	DESCIPCIÓN DEL PROGRAMA “JET CLAW”	58
3.3.1	PANTALLA PRINCIPAL	58
3.3.2	BARRA DE MENÚS	58
3.3.3	BARRA DE HERRAMIENTAS	61
3.3.4	MANUAL DE USO	62
3.4	DISEÑO POZO EM X1	71
3.4.1	ANTECEDENTES	71
3.4.2	ESTADO MECÁNICO	71
3.4.3	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	71
3.4.3.1	COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES	71
3.4.3.2	REACONDICIONAMIENTO No. 1	71
3.4.3.3	REACONDICIONAMIENTO No. 2	72
3.4.3.4	REACONDICIONAMIENTO No. 3	72
3.4.3.5	REACONDICIONAMIENTO No. 4	72
3.4.3.6	REACONDICIONAMIENTO No. 5	73
3.4.3.7	REACONDICIONAMIENTO No. 6	74

3.4.4	<i>HISTORIAL DE PRODUCCIÓN</i>	74
3.4.4.1	PRODUCCIÓN ARENA US.....	76
3.4.4.2	PRODUCCIÓN ARENA UI.....	76
3.4.4.3	PRODUCCIÓN ARENA T.....	77
3.4.5	<i>DISEÑO POZO EDY B-52, ARENA U INFERIOR</i>	78
3.4.5.1	DATOS.....	78
3.4.5.2	CURVA IPR.....	78
3.4.5.3	SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA.....	79
3.4.5.4	ANÁLISIS NODAL.....	80
3.4.5.5	DISEÑO OPTIMIZADO (AJUSTE DE DISEÑO).....	81
3.4.5.6	CURVA IPR AJUSTADA.....	81
3.4.5.7	SELECCIÓN DE LA BOMBA.....	82
3.4.5.8	ANÁLISIS NODAL.....	83
3.4.5.9	FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	84
3.5	<i>DISEÑO POZO EM X2 R1</i>	85
3.5.1	<i>ANTECEDENTES</i>	85
3.5.2	<i>ESTADO MECÁNICO DEL POZO</i>	85
3.5.3	<i>HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO</i>	85
3.5.4	<i>COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES</i>	85
3.5.4.1	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES (ALTERNO No. 01).....	85
3.5.4.2	TRABAJO SIN TORRE # 1.....	86
3.5.4.3	TRABAJO SIN TORRE # 2.....	86
3.5.4.4	TRABAJO SIN TORRE # 3.....	86
3.5.4.5	TRABAJO SIN TORRE # 4.....	87
3.5.4.6	REACONDICIONAMIENTO NO. 1.....	87
3.5.5	<i>HISTORIAL DE PRODUCCIÓN</i>	87
3.5.6	<i>DISEÑO POZO EDY B-47, ARENA M1</i>	91
3.5.6.1	DATOS.....	91
3.5.6.2	CURVA IPR.....	91
3.5.6.3	SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA BOMBA.....	93
3.5.6.4	ANÁLISIS NODAL.....	93
3.5.6.5	INSTALACIONES DE SUPERFICIE.....	94
3.5.6.5.1	CONEXIONES AL SISTEMA DE REINYECCIÓN.....	94
3.5.6.6	CABEZAL DE PRODUCCIÓN.....	95
3.6	<i>DISEÑO POZO EM X3</i>	96
3.6.1	<i>ANTECEDENTES</i>	96
3.6.2	<i>ESTADO MECÁNICO DEL POZO</i>	97
3.6.3	<i>HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO</i>	97
3.6.3.1	COMPLETACIÓN.....	97
3.6.3.2	REACONDICIONAMIENTO No. 1.....	97
3.6.3.3	TRABAJO SIN TORRE No. 1.....	98
3.6.4	<i>HISTORIAL DE PRODUCCIÓN</i>	98
3.6.5	<i>DISEÑO POZO EDÉN YUTURI EDY B-161, ARENA U INFERIOR</i>	100

3.6.5.1	DATOS	100
3.6.5.2	CURVA IPR	101
3.6.5.3	SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA	101
3.6.5.4	ANÁLISIS NODAL.....	102
3.6.5.5	INSTALACIONES DE SUPERFICIE	102
3.6.5.5.1	CONEXIONES AL SISTEMA DE REINYECCIÓN	102
3.7	DISEÑO POZO EDY 51	104
3.7.1	<i>ANTECEDENTES</i>	104
3.7.2	<i>ESTADO MECÁNICO</i>	104
3.7.3	<i>HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO</i>	104
3.7.3.1	COMPLETACIÓN.....	104
3.7.3.2	REACONDICIONAMIENTO No. 1.....	105
3.7.3.3	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	105
3.7.4	<i>DISEÑO POZO EM X4</i>	106
3.7.4.1	DATOS	106
3.7.4.2	CURVA IPR	107
3.7.4.3	SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA	107
3.8	DISEÑO POZO EDY L 132	108
3.8.1	<i>HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO</i>	108
3.8.1.1	COMPLETACIÓN.....	108
3.8.1.2	REACONDICIONAMIENTO No. 1.....	109
3.8.1.3	TRABAJO SIN TORRE No. 1	109
3.8.2	<i>HISTORIAL DE PRODUCCIÓN</i>	109
3.8.3	<i>DISEÑO POZO EM X5, ARENA M1</i>	111
3.8.3.1	DATOS	111
3.8.3.2	CURVA IPR	112
3.8.3.3	SELECCIÓN DE LA BOMBA JET.....	112
3.8.3.4	ANÁLISIS NODAL.....	113
4	CAPÍTULO IV	114
	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	114
4.1	INTRODUCCIÓN	114
4.2	COSTOS.....	114
4.2.1	<i>COSTOS POR TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO</i>	114
4.2.2	<i>COSTOS DE LOS EQUIPO DE FONDO Y SUPERFICIE</i>	116
4.2.2.1	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	116
4.2.3	<i>ENERGÍA ELÉCTRICA</i>	119
4.2.4	<i>OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</i>	121
4.2.5	<i>LUCRO CESANTE</i>	122
4.2.6	<i>RESUMEN DE COSTOS</i>	122
4.2.7	<i>COSTO POR BARRIL PRODUCIDO</i>	123
5	CAPÍTULO IV	124

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	124
BIBLIOGRAFÍA.....	126

RESUMEN

El presente trabajo está dividido en 5 capítulos: en el primer capítulo se realiza una descripción del campo, del reservorio y de los fluidos, señalándose las características estratigráficas, estructurales de los yacimientos, propiedades de los fluidos y de los reservorios.

En el segundo capítulo, se describen los fundamentos teóricos del sistema de levantamiento artificial tipo jet, se incluyen aplicaciones, ventajas, se detalla equipo de fondo, superficie y se presentan las principales ecuaciones para el dimensionamiento de bombas jet.

En el tercer capítulo, se seleccionan los pozos candidatos, se realiza una explicación del programa utilizado para el dimensionamiento de las bombas jet, y se seleccionan las geometrías de las bombas jet para cada pozo. Se realiza además una descripción de las facilidades de superficie necesarias para producir los pozos con el sistema de reinyección de agua del campo.

En capítulo 4, se realiza el análisis económico comparativo con el sistema de bombeo electro sumergible, para determinar la factibilidad financiera del proyecto.

Finalmente, en el capítulo 5, se presenta las conclusiones y recomendaciones para el proyecto.

PRESENTACION

Se presenta un método que aprovecha la energía de un sistema de reinyección de agua de formación, para producir petróleo con bombeo hidráulico tipo jet.

Con los parámetros de reservorio, las propiedades de los fluidos, las condiciones mecánicas de los pozos candidatos, y tomando en cuenta la presión y el caudal de inyección disponible en el sistema de reinyección de agua, se dimensionan las geometrías para las bombas jet con la ayuda de un software especializado, se diseña la completación de fondo y se realiza un análisis de las facilidades de superficie, para determinar las conexiones requeridas para el acoplarse al sistema de reinyección de agua.

El estudio se efectúa para 5 pozos de un campo del oriente ecuatoriano, para producir con bombeo hidráulico tipo, con una presión de inyección que no excede los 2500 psi, utilizada para la reinyección de agua de formación en pozos de “water disposal”.

Con el cambio de sistema de levantamiento artificial, se obtiene un ahorro de energía eléctrica que habitualmente se utilizaría para la producción con bombeo electrosumergible, por tanto, una reducción del costo por barril de petróleo producido.

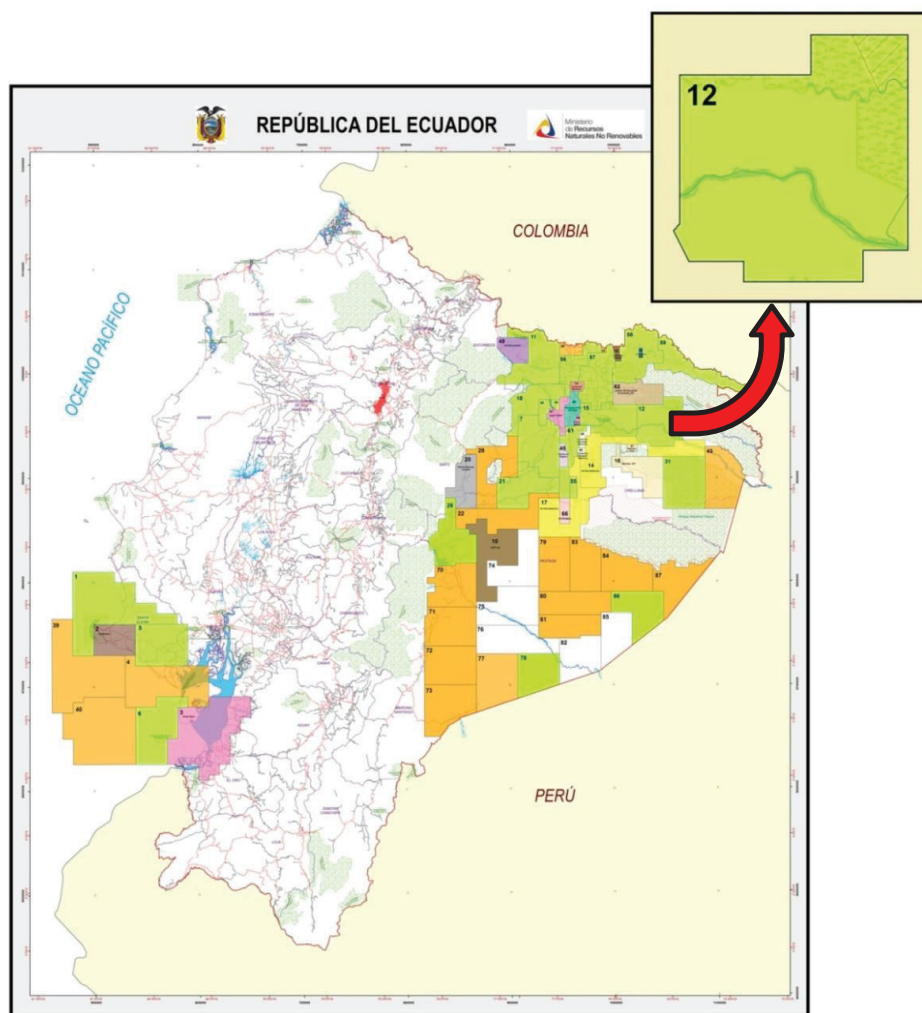
CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO Y CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS Y FLUIDOS

1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo “EM”, se localiza al Este de la Cuenca Oriental y pertenece al área del Bloque 12 como se observa en la figura 1.1.

FIGURA 1.1: LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO “EM”



FUENTE: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR
MODIFICADO POR: ERICK MIRANDA

1.2 ANTECEDENTES HISTÓRICOS

En el año 1970, la compañía Minas y Petróleos perfora el pozo “M-1” en el periclinal sur de la estructura, descubriendo acumulaciones de petróleo de 12,8 a 18 grados API en las Areniscas “X”, “Y1” y “Z”.

A finales de 1996, la Occidental Exploration and Production Company (O.E.P.C.) perfora el pozo “E-1” en la parte norte de la estructura, confirmando la presencia de hidrocarburo en los yacimientos “W”, “X”, “Y1”, “Y2” y “Z”.

En mayo de 1999, Petroecuador y O.E.P.C. suscriben los Convenios de Operación y Explotación Unificada de los Yacimientos Comunes "W", "X", "Y" y "Z".

El campo “EM” entra en producción el 22 de octubre del 2002 con el pozo EM-6, incorporándose luego los pozos EM-7, EM-8 y EM-5, todos de la isla C.

El 15 de mayo de 2006, el Ministerio de Energía del Ecuador, declara la caducidad del contrato suscrito entre el Estado ecuatoriano y la compañía Occidental, la operación de los campos es asumida por la Unidad de Administración Temporal del bloque 15, creada por Petroecuador.

En abril de 2008, se constituye como sociedad anónima la empresa Petroamazonas S.A, siendo sus accionistas las empresas estatales EP Petroecuador y Petroproducción.

El 6 de abril de 2010, mediante decreto ejecutivo, se crea la Empresa Pública de exploración y explotación de hidrocarburos “Petroamazonas EP”, que administra y opera el campo, hasta la presente fecha.

1.3 ESTADO DE LOS POZOS

Al 30 de septiembre de 2013, el campo “EM”, tiene un total de 173 pozos perforados: 155 pozos son productores, 8 están cerrados y 10 son reinyectores de agua de formación. El estado de los pozos, se resume en la tabla 1.1.

TABLA 1.1: ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO “EM”

Tipo de pozo	Número
Pozos productores	155
Pozos cerrados	8
Pozos reinyectores	10
Total	173

FUENTE: ARCH

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

El sistema de levantamiento artificial utilizado para producir todos los pozos es el bombeo electrosumergible, cabe señalar que 26 pozos tienen instaladas completaciones duales: 18 producen de dos arenas, 8 de una sola arena y 1 se encuentra cerrado. Ver tabla 1.2

TABLA 1.2: COMPLETACIONES DUALES CAMPO “EM”

Estado del pozo	Número
Con completación dual produciendo de 1 arena.	7
Con completación dual produciendo de 2 arena.	18
Con completación dual cerrado.	1
Total	26

FUENTE: ARCH

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

1.4 YACIMIENTOS PRODUCTORES

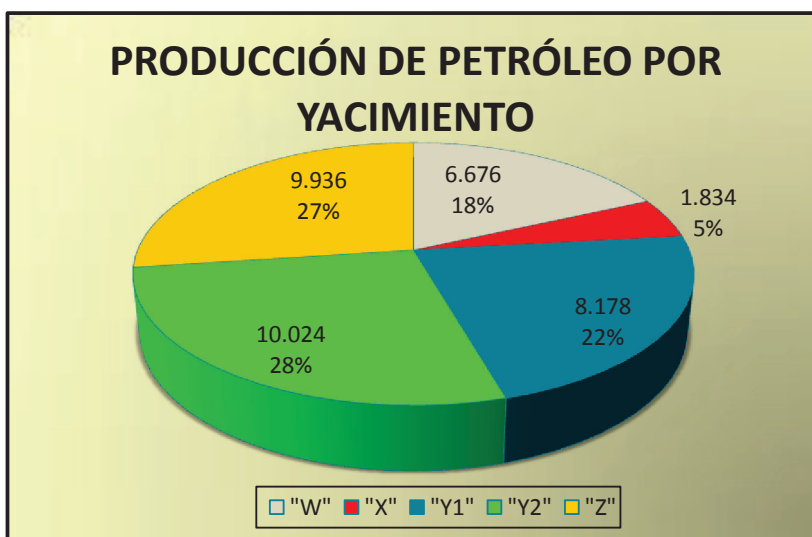
Los yacimientos productores del campo “EM” son: “W”, “X”, “Y1”, “Y2” y “Z”, en la tabla 1.3, se indica el número de pozos que producen de cada arena y la producción diaria de fluido y petróleo al 30 de septiembre de 2013, en la figura 1.2, se observa la producción de petróleo de cada yacimiento.

TABLA 1.3: NÚMERO DE POZOS PRODUCTORES POR YACIMIENTO

Yacimiento	No. Pozos	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)	Salinidad PPM / Cl Na	API
"W"	21	73.582	6.676	66.906	90,9	5.529	18,1
"X"	7	6.062	1.834	4.228	69,7	21.850	16,9
"Y1"	35	67.254	8.178	59.076	87,8	11.847	18,1
"Y2"	49	79.517	10.024	69.493	87,4	7.509	20,5
"Z"	61	94.470	9.936	84.534	89,5	3.226	18,7
TOTAL	173	320.885	36.648	284.237	88,6	6.750	18,8

FUENTE: ARCH

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

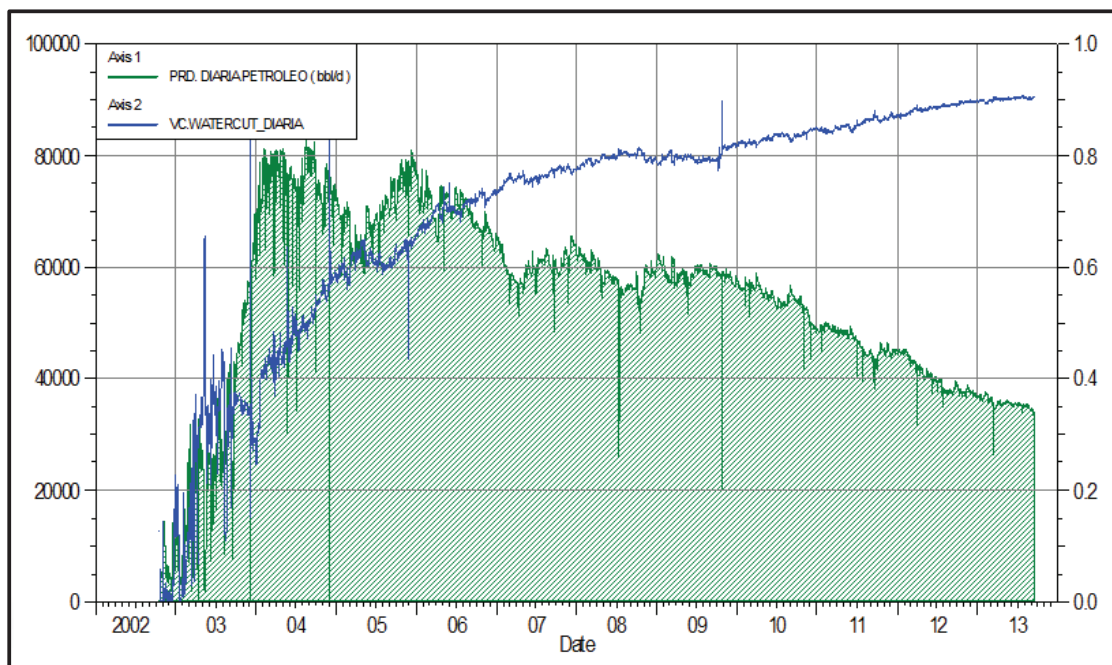
FIGURA 1.2: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR YACIMIENTO

FUENTE: ARCH

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

La producción histórica de petróleo y el comportamiento del corte de agua (BSW), se observa en la figura 1.3

FIGURA 1.3: PRODUCCIÓN HISTÓRICA CAMPO “EM”



FUENTE: PETROAMAZONAS

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

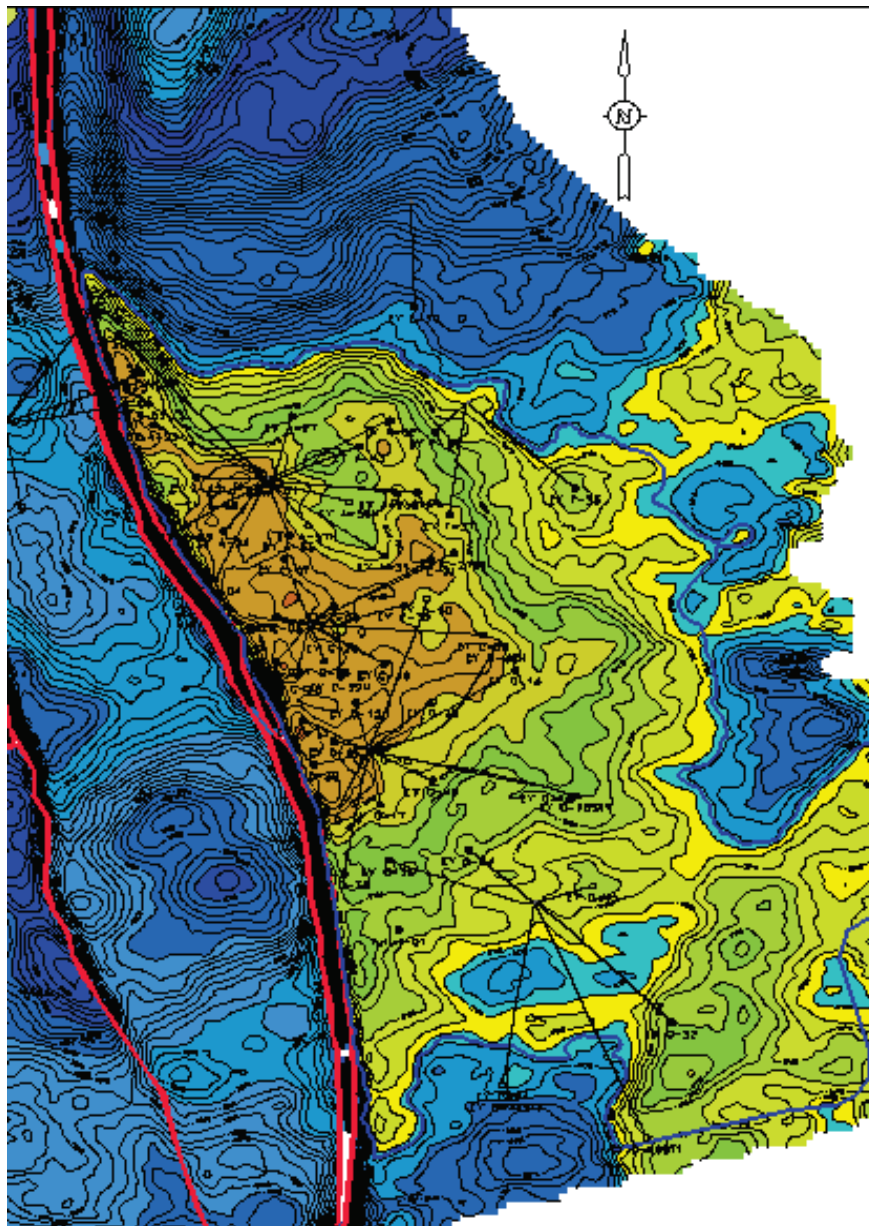
1.5 CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES

Mediante el análisis de la información de sísmica 2D registrada en el inicio de la fase exploratoria se identifica la estructura del campo, posteriormente se adquiere sísmica 3D, con un área total de 191,25 km².

A través de la interpretación geofísica, se determina que la estructura del campo corresponde a un anticlinal fallado de dirección Noroeste – Sureste, esta falla es semi sellante, limita la estructura al Oeste y por el movimiento de los bloques fallados no existe yuxtaposición de reservorios.

La correlación existente entre la información de los pozos y la sísmica es muy buena y ha ayudado para la generación de mapas estructurales, en la figura 1.4, se presenta un mapa estructural al tope de la Arenisca “X”.

FIGURA1.4: MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ARENISCA “X”



FUENTE: Petroamazonas

MODIFICADO POR: ERICK MIRANDA

1.6 CARACTERÍSTICA ESTRATIGRÁFICAS

Los yacimientos productores del campo “EM”, pertenecen a la formación Napo, es una secuencia sedimentaria marina que incluye lutitas, calizas y areniscas, regionalmente la distribución de esta sección es menos potente y más arenosa

hacia el Noreste de la Cuenca Oriente, mientras que hacia el Oeste es más calcárea y con mayor presencia de lutitas. La edad de la formación Napo pertenece al período Cretácico Tardío, en la figura 1.5, se presenta la columna estratigráfica para el campo “EM”.

1.6.1 ESTRATIGRAFÍA ARENISCA “W”

Esta arenisca presenta 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 kaolínica.

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. El promedio de porosidad utilizado para la sección tidal fue de 26.8 % y para la sección deltaica fue de 19.6 %.

De la información obtenida en los pozos perforados en la parte sur del campo se considera que esta área de muy pobre saturación de hidrocarburos debido a que la arenisca fue depositada en un ambiente deltaico de poca energía cuyas

características petrofísicas no permitieron una significativa acumulación del petróleo.

1.6.2 ESTRATIGRAFIA ARENISCA “X”

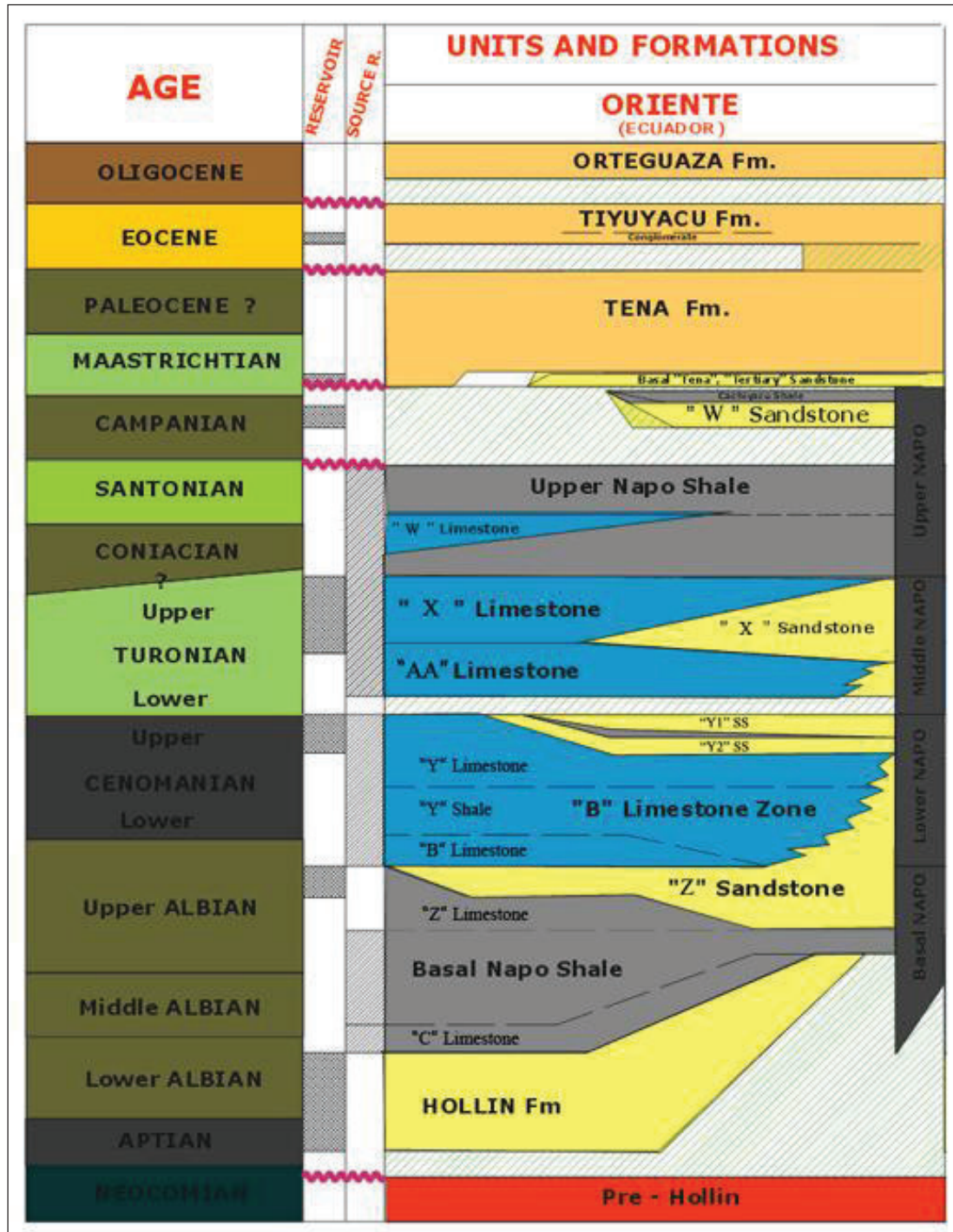
En general es una arenisca cuarzosa, el tamaño de los granos va de muy fino a medio y la forma de éstos va de subangular a subredondeada; es suelta a friable, pobre a moderadamente sorteada, generalmente con matriz arcillosa, en partes con cemento calcáreo y con inclusiones de glauconita en porcentajes variables, se encuentra intercalada por algunos niveles de lutitas y carbonatos.

La arenisca presenta dos miembros: uno superior y uno inferior, el miembro superior presenta mejores propiedades de roca que el miembro inferior, es una arenisca cuarzosa con granos bien clasificados y su tamaño varía de fino a medio. El miembro inferior tiene granos de muy finos a medios, moderadamente a bien sorteados y con alto grado de concentración de glauconita.

La calidad del reservorio en las facies que presentan abundante contenido de glauconita y alto grado de bioturbación es pobremente favorable ya que ambos componentes reducen la porosidad y la permeabilidad.

Los sedimentos se depositaron en un ambiente marino de energía variable, esta variabilidad en las condiciones de depositación producto de las variaciones en el nivel del mar, no permitieron una sedimentación uniforme lo que generó que los cuerpos arenosos no presenten gran continuidad lateral

FIGURA 1.5: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CAMPO "EM"



FUENTE: PETROAMAZONAS
 MODIFICADO POR: ERICK MIRANDA

1.6.3 ARENISCA “Y1”

Es una arenisca cuarzosa de grano fino, bien clasificada, con valores promedio de porosidad de 19%, permeabilidad de 1.7 darcies y Sw de 22%. Presenta cemento kaolínico hacia la base. El ambiente de depósito de esta arena ha sido descrito como tidal (influencia de mareas).

Tiene un espesor promedio de 40 pies, la continuidad lateral de este reservorio a través de todo el campo es bastante buena. Existe la presencia de acuífero lateral con un CAP a -6558' TVDSS.

1.6.4 ARENISCA “Y2”

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: Marino Somero y Tidal, de lo observado en los “MDT” estos dos cuerpos están en comunicación y comparten un CAP común definido a -6570' TVDSS.

1.6.5 ARENISCA “Z”

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 arena "Y2", 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 $S_w = 32.65\%$.

1.7 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Las propiedades petrofísicas de las rocas, se determinan con la evaluación de perfiles eléctricos, utilizando las ecuaciones y consideraciones que se describen a continuación.

1.7.1 CORRECCIONES AMBIENTALES

Se realizan correcciones por profundidad, por diámetro del hoyo, peso del lodo y temperatura.

1.7.2 VOLUMEN DE ARCILLA (V_{sh})

Es el porcentaje de arcilla contenido en la formación, se determina a partir de las lecturas de la curva del registro de rayos gamma (GR), que provee una medida de la radioactividad natural de las formaciones. Las arcillas presentan valores altos de GR porque tiene elementos radiactivos, mientras que las formaciones limpias que normalmente poseen un bajo nivel de radioactividad presentan valores bajos de GR. Para calcular el volumen de arcilla (V_{sh}), se utiliza la ecuación 1.1.

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{Arena Limpia}}{GR_{Arcilla} - GR_{Arena Limpia}} \quad (1.1)$$

Donde:

GR = Lectura del registro, API

$GR_{Arena Limpia}$ = Lectura en la arena limpia (Mínimo valor de GR), API

$GR_{Arcilla}$ = Lectura en la Arcilla (Máximo valor de GR), API

1.7.3 POROSIDAD TOTAL (PHIA)

La porosidad total es el espacio vacío total dentro de la roca que puede contener fluidos, se obtiene promediando la porosidad calculada a partir del registro de densidad con del registro neutrónico, con la ecuación 1.2.

$$PHIA = \frac{PHID + PHIN}{2} \quad (1.2)$$

Donde:

PHID = Porosidad derivada del registro de Densidad, %

PHIN = Porosidad derivada del registro Neutrónico, %

1.7.3.1 Porosidad obtenida del registro de Densidad (PHID)

La herramienta de densidad posee una fuente radioactiva que emite rayos gamma que chocan con los electrones en la formación, en cada colisión los rayos gamma pierden energía y se dispersan (Dispersión Compton). La reducción del flujo de rayos gamma entre la fuente y el receptor se cuantifica y proporciona un indicativo de la densidad de la formación, que a su vez depende de la densidad del material de matriz de la roca, la porosidad de la formación, y de la densidad de los fluidos.

Conociendo la densidad de la formación, de la matriz de la roca y del fluido se puede determinar la porosidad con la ecuación 1.3

$$PHID = \frac{RHO_{ma} - RHO_b}{RHO_{ma} - RHO_f} \quad (1.3)$$

Donde:

RHO_{ma} = Densidad de la matriz, 2.65 gr/cm^3

RHO_b = Lectura del registro, gr/cm^3

RHO_f = Densidad del fluido, 1 gr/cm^3

1.7.3.2 Porosidad obtenida del registro Neutrónico (PHIN)

Los registros neutrónicos responden principalmente a la cantidad de hidrógeno de la formación, así, en formaciones limpias cuyos poros están llenos con agua o petróleo, el registro neutrónico refleja la cantidad de porosidad llena con esos líquidos. La porosidad neutrónica se obtiene directamente del registro.

1.7.4 POROSIDAD EFECTIVA (PHIR)

La porosidad efectiva es el volumen poroso interconectado en la roca que contribuye al flujo de fluidos en el reservorio, se calcula con la ecuación 1.4.

$$PHIR = PHIA * (1 - V_{sh}) \quad (1.4)$$

1.7.5 PERMEABILIDAD

Se define como la capacidad que tiene la roca para permitir el paso de fluidos a través de ella.

Las permeabilidades calculadas a partir de registros eléctricos convencionales, en base a ecuaciones empíricas generalizadas son poco confiables y solamente sirven para tener una idea cualitativa de esta propiedad, los valores más representativos se obtienen de la interpretación de las pruebas de presión.

1.7.6 SATURACIÓN DE AGUA

Es el porcentaje de agua contenido en el espacio poroso, para determinar la saturación de agua se utiliza la ecuación 1.5, que corresponde al modelo de Indonesian,

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{1}{R_t}}}{\frac{V_{sh}^{(1-0.5V_{sh})}}{\sqrt{R_{sh}}} + \sqrt{\frac{PHIE^m}{a * R_w}}} \quad (1.5)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua, fracción.

R_t = resistividad zona profunda, ohm – m

V_{sh} = Volumen de arcilla, fracción.

$PHIE$ = Porosidad efectiva, fracción

R_{sh} = resistividad de la zona arcillosa, ohm -m

R_w = resistividad del agua de formación, ohm - m

a = constante empírica

m = exponente de cementación

n = exponente de saturación

Los valores de los exponente de cementación (m), exponente de saturación (n) y de la constante (a) se determinan experimentalmente del análisis del núcleos. Ver tabla 1.4.

TABLA 1.4: EXPONENTES m , n y a

Parámetro	Valor
m	1.90
n	2.00
a	1.00

FUENTE: Petroamazonas

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

1.7.7 SATURACIÓN DE PETRÓLEO

Se define como el porcentaje de petróleo contenido en el espacio poroso, se determina con la ecuación 1.6.

$$S_o = 1 - S_w \quad (1.6)$$

1.7.8 VALORES LÍMITE O “CUTT OFFS”

Para establecer las zonas netas de pago, se establecen límites en los parámetros de volumen de arcilla (V_{sh}), saturación de agua (S_w) y porosidad efectiva (PHIR). En la tabla 1.5, se observan los valores límites que la empresa maneja.

TABLA 1.5: VALORES LÍMITE

Parámetro	Cutt Off
Volumen de arcilla (V_{sh})	< 40%
Saturación de agua (S_w)	< 60%
Porosidad efectiva (PHIR)	> 10%

FUENTE: Petroamazonas

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

1.7.9 ESPEORES DE RESERVORIO

En la Figura 1.6, se presenta un esquema de los espesores de reservorio que se describen a continuación.

1.7.9.1 Espesor Total de Reservorio (“Gross”)

Es el espesor total de la arena, comprende la distancia desde el tope a la base.

1.7.9.2 Espesor Neto de Reservorio (“NetRes”)

Considera las zonas de reservorio, es decir aquellas que cumplen con los “cutoffs” de porosidad y volumen de arcilla.

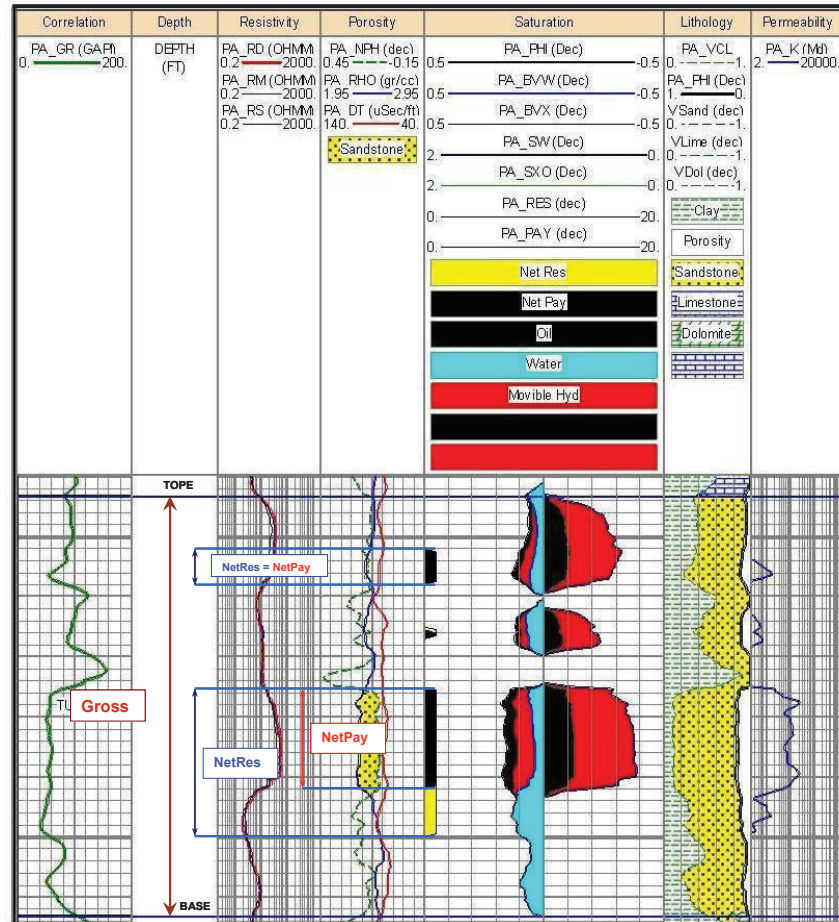
1.7.9.3 Espesor Saturado de Reservorio (“NetPay”)

Representa a las zonas netas saturadas de petróleo, cumple con los “cutoffs” de porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua.

1.7.9.4 Relación de Espesor Neto - Total (“NTG”)

El “Net to Gross” (“NTG”), es la relación entre el espesor neto de reservorio (“NetRes”) y el espesor total del reservorio (“Gross”), indica el porcentaje de la formación que cumple con las condiciones de reservorio neto.

FIGURA 1.6: ESQUEMA DE ESPORES DE RESERVOIRIO



FUENTE: Petroamazonas

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

1.7.10 SUMARIO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

En la tabla 1.6, se presenta las propiedades petrofísicas promedio para los yacimientos del campo "EM".

TABLA 1.6: PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Arenisca	Porosidad (%)	S _{wi} (%)	NetRes/Gross (%)	Ho (pies)
W	23,2	25	41	26
X	14,5	45,4	53	4,6
Y1	19	29	79	16
Y2	19	28	65	11
Z	18	33	62	14

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

1.8 RESERVAS DE PETRÓLEO

En la tabla 1.7, se presenta el petróleo original en sitio (POES), las reservas de petróleo: probadas, probables y posibles para el campo “EM” al 31 de diciembre de 2012.

TABLA 1.7: RESERVAS DE PETRÓLEO DEL CAMPO “EM”

Yacimiento	POES	Factor de Recobro	Reservas Probadas	Producción Acumulada	Reservas Remanentes Probadas	Reservas Probables	Reservas Posibles
	(MMBIs)	(%)	(MMBIs)	(MMBIs)	(MMBIs)	(MMBIs)	(MMBIs)
“W”	299,7	16,15	48,41	41,61	6,80	1,1	6,0
“X”	105,42	1,05	1,11	0,54	0,57	1,6	0,3
“Y1”	279,23	34,46	96,23	89,33	6,90	10,1	0,5
“Y2”	137,45	35,00	48,10	40,20	7,90	3,2	0,8
“Z”	223,71	20,73	46,39	34,05	12,34	3,1	1,3
Total	1045,51	22,98	240,24	205,73	34,51	19,05	8,9

FUENTE: Petroamazonas.

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

1.8.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS (PVT)

En la tabla 1.8, se presenta un resumen de las propiedades de los fluidos obtenidas con el análisis de laboratorio PVT de muestras de fondo y de las pruebas de producción en superficie.

TABLA 1.8: PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS CAMPO “EM”

PARÁMETRO		YACIMIENTO				
		W	X	Y1	Y2	Z
Temperatura	T (°F)	187	198	198	203	206
Presión	Pi (psia)	2696	2700	3090	3112	3189
Gravedad API (15 psia & 60 °F)	API (°)	19,2	14,8 - 21	21,3	22,5	19,4
Presión de burbuja	Pb (psia)	268	637	545	683	315
Factor volumétrico de petróleo a Pi	Boi (bbl/stb)	1,08	1,08	1,142	1,172	1,087
Viscosidad petróleo a Pi	Uoi (cp)	26,78	22,74	10,3	4,35	8,6
GOR en solución a Pb	Rs (scf/ bbl)	48	81	135	194	67

FUENTE: Petroamazonas

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.

2.1 INTRODUCCIÓN.

Un sistema de levantamiento artificial se utiliza en un pozo, cuando la presión de reservorio no es suficientemente grande para levantar los fluidos a superficie, o cuando se requiere producir un caudal mayor al que se obtendría a condiciones de flujo natural; en cualquiera de los casos, se debe transmitir energía al fondo del pozo y adicinarla al fluido producido. Los sistemas de bombeo hidráulico transmiten energía al fondo del pozo, a través de un fluido de potencia presurizado (fluido motriz) que se conduce mediante tuberías. La bomba de fondo convierte la energía del fluido motriz en energía potencial o presión para los fluidos producidos.

Los tipos más comunes de bombas hidráulicas de fondo son las bombas de pistón y las bombas jet. En las bombas de pistón, el fluido de potencia acciona un pistón motor, que se conecta con otro pistón encargado de bombear el fluido del yacimiento. Las bombas jet no tienen partes móviles, utilizan el principio de Venturi para conseguir una transferencia de energía entre el fluido motriz y el fluido de formación y producir la mezcla hasta superficie.

Aunque ya se puede encontrar referencias técnicas de bombas jet en el año de 1852, no fue hasta 1933 que se publica una representación matemática consistente, que incluía sugerencias para su aplicación en pozos de petróleo.

En el año de 1894, Angier y Crocker, solicitan una patente para una bomba jet para pozos de petróleo, muy parecida a las bombas que se comercializan actualmente.

En 1930, Jacuzzi recibe una patente para una bomba jet, utilizada posteriormente con mucho éxito en pozos de agua pocos profundos.

McMahon construye y comercializa bombas en California a finales de la década de 1930, pero no alcanzaron uso generalizado.

Las mejoras en el “hardware” y el advenimiento de modelos computarizados, que permitían una correcta aplicación para el dimensionamiento en pozos petroleros, condujeron a una comercialización exitosa de las bombas jet en el año de 1970, desde entonces su uso ha crecido de manera constante.

2.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.

Se basa en el efecto Venturi, que consiste en el paso de un fluido en movimiento a través de una sección de área reducida, el fluido motriz se bombea a alta presión desde superficie hasta la bomba jet en el subsuelo, pasa a través de la boquilla (“nozzle”), donde su energía potencial (presión), se convierte en energía cinética, formándose un chorro de fluido de alta velocidad y baja presión, que provoca una succión de los fluidos de formación.

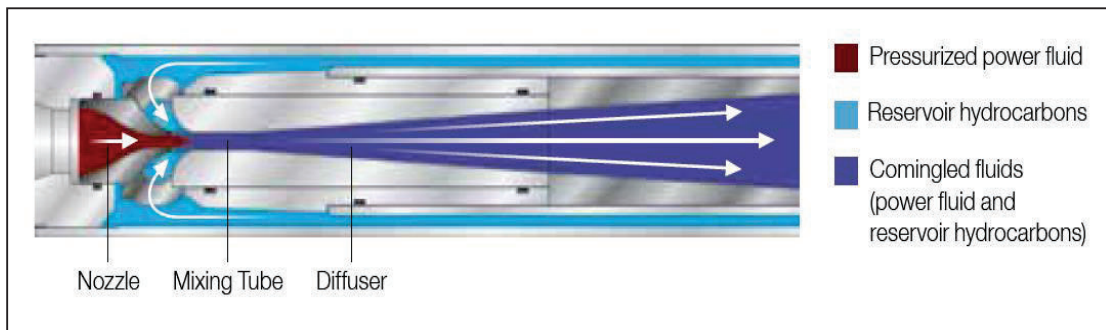
Los fluidos de la formación, envuelven al fluido motriz en la punta de la boquilla, y son arrastrados hasta el tubo de mezcla, un cilindro recto de área constante usualmente llamado garganta (“throat”). En esta sección, el fluido motriz y el fluido producido se mezclan y se transfiere momento desde el fluido motriz al fluido producido, provocando un aumento de energía.

Al final de la garganta, los dos fluidos están íntimamente mezclados, pero todavía tienen una alta velocidad y una energía cinética significativa. La mezcla de fluidos, ingresa en un difusor de área expandida que convierte la energía cinética remanente en presión; al disminuir la velocidad del fluido, la presión se incrementa levantando la mezcla de fluidos desde la bomba en fondo hasta la superficie. Ver figura 2.1.

Las partes más importantes de la bomba jet, son la boquilla y la garganta la relación de las áreas internas de estos componentes determina el rendimiento de

la bomba, diferentes configuraciones geométricas boquilla – garganta, permiten manejar distintos caudales de producción e inyección. El volumen de fluido motriz, es proporcional al tamaño de la boquilla.

FIGURA 2.1: PRINCIPIO FUNCIONAMIENTO DE UNA BOMBA JET.



FUENTE: WEATHERFORD, JET PUMP LIFTING SYSTEMS BROSHURE.

2.3 APLICACIONES

Los sistemas de bombeo hidráulico tipo jet, se han utilizado exitosamente en una amplia variedad pozos y aplicaciones:

- Profundidades de asentamiento desde 1000 a 18000 pies.
- Tasas de producción entre 50 y 10.000 BPD.
- Gravedad API mayor a 8 grados.
- Pozos direccionales, con desviaciones normalmente inferiores a 60° a la profundidad de asentamiento de la bomba.
- Temperatura de operación entre 100 y 500°F.
- Manejo de gas libre.
- Manejo de sólidos.
- Producción de fluidos corrosivos.
- Pruebas DST (“Drillstem test”) para pozos “offshore”.
- Deshidratación (“Dewatering”) de pozos de gas.
- Recuperación de ácidos, solventes, propante y otros fluidos utilizados en trabajos limpieza y estimulación a la formación.

2.4 VENTAJAS

Los sistemas de bombeo hidráulico tipo jet tienen las siguientes ventajas:

- La característica de “bomba libre”, común en la mayoría de diseños, permite que la bomba sea circulada hidráulicamente dentro o fuera del pozo sin necesidad de utilizar un taladro de workover para tensionar la tubería de producción (“pulling”) o usar servicios de línea de acero (“slickline”).
- Son compactas, pueden ser utilizadas en pozos desviados, direccionales y sitios inaccesibles.
- Los sistemas son flexibles, el caudal de producción se puede regular variando la presión y el caudal de inyección en superficie.
- Para controlar la corrosión, parafina y emulsiones se puede inyectar químicos al fondo del pozo con el fluido motriz.
- Se puede inyectar agua fresca para disolver depósitos de sal.
- Para producir crudos pesados, el fluido motriz puede servir como un diluyente efectivo para reducir la viscosidad de los fluidos producidos.
- El fluido de potencia puede ser calentado para manejar crudos pesados o viscosos.
- No tiene partes móviles, son resistentes y tolerantes a fluidos corrosivos y abrasivos del pozo.
- Pueden manejar considerables volúmenes de gas libre sin los problemas de desgaste excesivo de las bombas de desplazamiento positivo o de bloqueo por gas encontradas en las bombas centrífugas.
- Pueden adaptarse en BHA's (cavidades) para bombeo hidráulico tipo pistón
- Trabaja en completaciones simples y de bajo costo en comparación con otros sistemas de levantamiento artificial.
- La bomba jet puede repararse en locación rápidamente, con tiempos comprendidos entre 15 a 45 minutos.

2.5 LIMITACIONES Y DESVENTAJAS

Los sistemas de bombeo hidráulico jet, presentan las siguientes desventajas y limitaciones:

- Tienen baja eficiencia, alcanzan un valor máximo del 33%.
- El fluido motriz puede formar emulsiones con el fluido producido, dificultando y encareciendo los procesos de tratamiento.
- Las altas presiones manejadas en las instalaciones de superficie constituyen un factor de riesgo.
- Los cálculos de caudales y corte de agua de formación, son susceptibles a errores, si las mediciones de estos parámetros en el fluido motriz y de retorno, no se realizan de manera precisa.
- La inversión en equipos de superficie es alta, la construcción de líneas para inyección de fluido motriz, representa un costo adicional con respecto a otros sistemas de levantamiento artificial.

2.6 INSTALACIONES DE FONDO.

Existen dos tipos básicos de instalación: con bomba fija y con bomba libre (Ver figura 2.2), los dos tipos de diseños son sistemas de fluido motriz abierto, el fluido inyectado necesariamente debe mezclarse con el fluido producido después de pasar a través de la bomba, para conseguir una transferencia de energía.

2.6.1 INSTALACIONES CON BOMBA FIJA

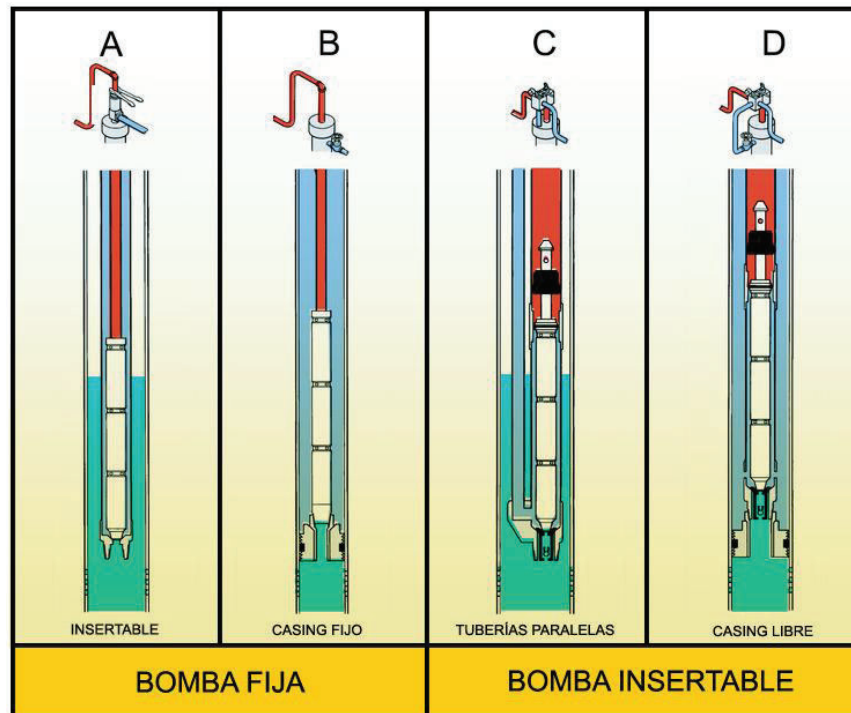
Los diseños de bomba fija, se requiere sacar la tubería de producción para recuperar la bomba, este tipo de instalaciones ya no son de uso común y han sido ampliamente sustituidos por instalaciones con bomba libre.

2.6.1.1 INSTALACIÓN CON BOMBA FIJA INSERTABLE

En la instalación insertable, la bomba se coloca en un “nipple” (zapato) de asiento en la tubería de producción, el fluido motriz se inyecta por una tubería interior, la mezcla de fluido producido con el inyectado, se conduce por el espacio anular de las dos tuberías, este tipo de instalación permite ventear al gas por el espacio

anular formado entre el exterior de la tubería de producción y el interior de la tubería de revestimiento del pozo.

FIGURA 2.2: TIPOS DE INSTALACIONES CON BOMBA JET.



MODIFICADO POR: ERICK MIRANDA

2.6.1.2 INSTALACIÓN DE “CASING” FIJO

En los diseños de “casing” fijo, la bomba se conecta directamente con el “tubing” y se coloca sobre la empacadura, el fluido motriz se direcciona a través de la tubería de producción y la mezcla de fluido motriz con la producción de fluidos del pozo retornan a la superficie por el espacio anular “casing” / “tubing”.

2.6.2 INSTALACIONES CON BOMBA LIBRE

La característica de bomba libre, es una de las ventajas más significativas en los sistemas de bombeo hidráulico, este tipo de instalaciones permiten circular la bomba al fondo, producir el pozo y recuperar la bomba para reparación o redimensionamiento.

Las instalaciones de bomba libre requieren que un ensamblaje de fondo de pozo, BHA por sus siglas en inglés (“Bottom hole assembly”), se corra en la sarta de tubería de producción.

2.6.2.1 INSTALACIÓN CON TUBERÍAS PARALELAS

En pozos donde se requiere aislar los fluidos producidos de las paredes del casing o cuando se desea un pasaje para ventear el gas, se debe considerar una completación con tuberías paralelas.

El fluido motriz se inyecta por la tubería de producción y el fluido de retorno (producción + inyección), se dirige hasta superficie a través de la tubería paralela, el espacio anular “casing” / “tubing” sirve como un conducto para ventear el gas. Para obtener el máximo provecho a esta característica, la bomba se debe colocar por debajo de las perforaciones.

Este tipo de instalación normalmente no requiere una empaadura, sin embargo en pozos que producen fluidos corrosivos como CO_2 o H_2S , se puede colocar un “packer” por encima de las perforaciones para aislar el “casing” de estos fluidos, que normalmente alcanzarían un nivel por encima de la bomba.

2.6.2.2 INSTALACIÓN CON “CASING” LIBRE

En las instalaciones de “casing” libre, el “BHA” se ubica sobre el “packer”, el fluido motriz se inyecta por la tubería de producción y el fluido de retorno se produce por el espacio anular “casing” / “tubing”, la bomba debe manejar todo el gas libre asociado a la producción de líquidos del pozo.

Este tipo de instalación es atractiva desde el punto de vista de costo inicial, porque sólo requiere de una sola sarta de tubería, siendo el único tipo de completación que se utiliza actualmente en el Ecuador, las descripciones presentadas en adelante, hacen referencia a este tipo de instalación.

2.7 COMPONENTES DE FONDO

En la figura 2.6, se presenta un diagrama de una completación típica de “casing” libre, para bombeo hidráulico tipo jet, sus principales componentes se describen a continuación.

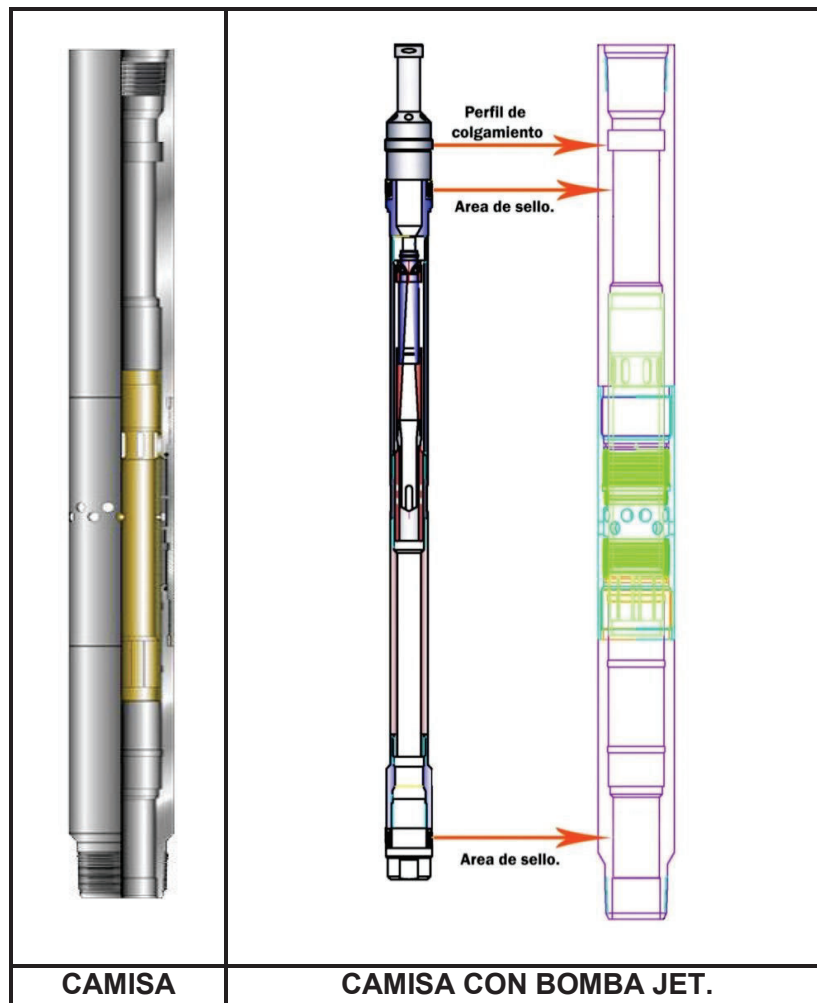
2.7.1 CAMISA DESLIZABLE.

Es una herramienta de completación de fondo, provista de un sistema de orificios, que permiten la comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular “casing” / “tubing”. Los orificios de las camisas, pueden abrirse o cerrarse con un componente deslizable (“closing sleeve”), que se controla generalmente con una sarta de herramientas operadas con línea de acero (“slick line”).

Las aplicaciones más comunes de las camisas deslizables en las completaciones de bombeo hidráulico jet son:

- Permiten la circulación de fluidos entre el espacio anular y el “tubing”, aplicación utilizada comúnmente para el control de pozos.
- En esta herramienta se aloja la bomba jet, la bomba tiene un perfil sobresalido en la cabeza de pesca (“fishing neck”) que se inserta en la ranura de la camisa, por otro lado, los elementos elastoméricos (“packings”) de la bomba jet, hacen sello tanto en la región anterior como posterior de las ranuras de comunicación de la camisa deslizable. Ver figura 2.3.
- Se colocan entre empacaduras, cerca de la formación productora, permitiendo únicamente la producción de los fluidos de esta zona.
- Disponen de un perfil superior “No-Go”, que puede ser utilizado para retener accesorios para control de flujo que tengan el mismo tipo de perfil de anclaje.

FIGURA 2.3. CAMISA DESLIZABLE MODELO “CLS”.



FUENTE: HOJAS TÉCNICAS SERTECPET.

MODIFICADO POR: ERICK MIRANDA

2.7.2 EMPACADURA.

Una empacadura (“packer”), es una herramienta de completación de fondo, utilizada para aislar el espacio anular de la tubería de producción, posibilitando un proceso controlado de producción, inyección o tratamiento.

Un arreglo de empacaduras típica, incluye un mecanismo de fijación del empacador contra la pared de la tubería de revestimiento, un arreglo de cuñas, y

un mecanismo para generar un sello hidráulico que aísla el espacio anular, generalmente por medio de un elemento elastomérico expandible.

Las empacaduras se clasifican por su aplicación, método de fijación y posible recuperabilidad.

En completaciones para bombeo hidráulico, las empacaduras mecánicas se utilizan habitualmente para pruebas de producción y las empacaduras hidráulicas para completaciones definitivas.

2.7.2.1 EMPACADURA RECUPERABLE.

Los empacadores recuperables, son fáciles de bajar y recuperar, se corren y se recuperan con la sarta de producción, se utilizan con frecuencia en las intervenciones de pozos.

2.7.2.2 EMPACADURA PERMANENTE.

Las empacaduras permanentes, se construyen con materiales fáciles de triturar o fresar, se colocan en la tubería de revestimiento antes de correr la sarta de producción.

2.7.2.3 EMPACADURA MECÁNICA

Se fijan con una fuerza mecánica aplicada mediante la manipulación de la sarta de tubería de producción.

2.7.2.4 EMPACADURA FIJADA POR COMPRESIÓN

Es un tipo de empacadura, que se activa o se fija mediante la aplicación de una fuerza de compresión, en la mayoría de los casos, esto se logra aplicando peso con la sarta de completación.

2.7.2.5 EMPACADURA FIJADA POR TENSIÓN

Este tipo de empacadura se fija mediante la aplicación de tensión en la herramienta. Estos empacadores son menos comunes que los empacadores

fijados por compresión debido a las dificultades potenciales asociadas con la recuperación. No obstante, cuando existe peso insuficiente de la sarta para fijar un empacador de compresión, un empacador de tensión constituye una opción valiosa.

2.7.2.6 EMPACADURA DE CUÑAS

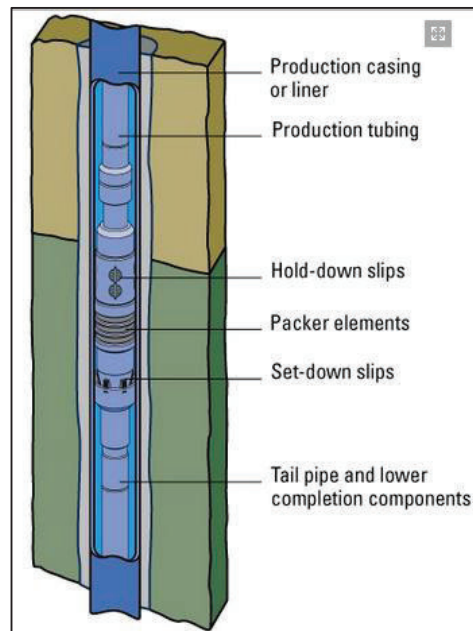
Las empacaduras de cuñas requieren cierta rotación de la herramienta para activar las cuñas de este. La aplicación subsiguiente de tensión o compresión, dependiendo del diseño de la empacadura, permitirá fijar los elementos elastoméricos contra las paredes de la tubería.

2.7.2.7 EMPACADURA HIDRÁULICA.

Es un tipo de empacadura, utilizada principalmente en aplicaciones de producción. Habitualmente, un empacador hidráulico se fija, aplicando una presión hidráulica a través de la sarta de tubería de producción. La fijación hidráulica de la empacadura, elimina la necesidad de manipular la sarta de producción, constituye una ventaja significativa durante la terminación de los pozos

2.7.2.8 EMPACADURA INFLABLE

Este tipo de empacadura, utiliza una cámara inflable, cuando se bombea fluido en su interior, se consigue expandir el elemento empacador contra la tubería de revestimiento o el pozo. Se emplean en agujeros descubiertos o en pozos entubados.

FIGURA 2.4: EMPACADURA

FUENTE: SCHLUMBERGER

2.7.2.8.1 NO-GO NIPPLE

Es una herramienta de completación de fondo, que incorpora áreas de sello y un perfil de restricción interior que proporciona un medio de asentamiento efectivo al impedir que la herramienta o el dispositivo a ser asentado pase a través de éste. Ver figura 2.5

Se utiliza para instalar dispositivos de control de flujo como estranguladores (choques) y tapones, sensores de presión y temperatura, entre otros.

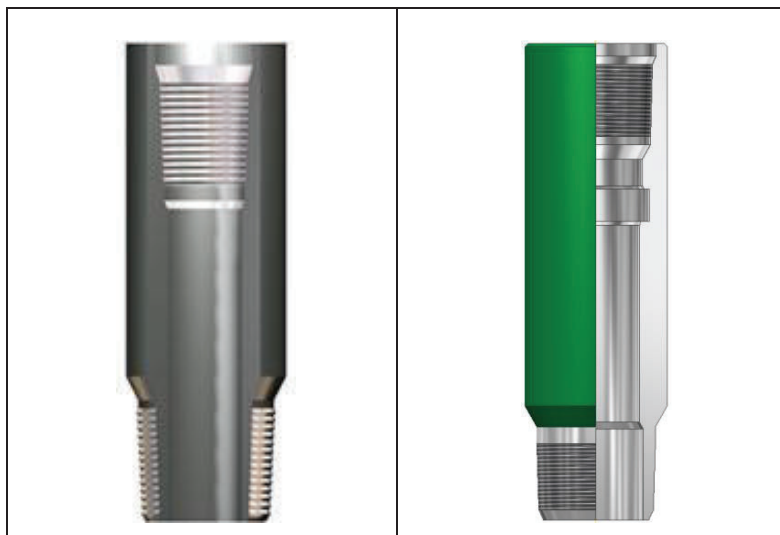
Para completaciones con bombeo hidráulico tipo jet, las aplicaciones más comunes del “NO-GO nipple” son:

- Probar la tubería de producción, instalando un “standing valve” o tapón en el “NO-GO nipple” y aplicando presión desde superficie.

- Instalar sensores de presión y temperatura acoplados a un “standing valve”, y conseguir un cierre en fondo de pozo, cuando se realiza pruebas de restauración de presión (Build ups).
- Colocar tapones para aislar el flujo a través de la tubería de producción, cerrar el pozo en fondo y aislar zonas.
- Asentar empaaduras hidráulicas.
- Instalar “standing valves” de forma permanente para recuperar hidráulicamente la bomba jet (reversar).

En una completación de bombeo hidráulico, con empaadura mecánica el “NO-GO nipple” puede colocarse por encima o debajo del “packer”. En completaciones con empaadura hidráulica, se acostumbra colocar un “NO-GO nipple” por debajo de la empaadura¹, cuando se requiere asentar el “packer”, se baja un “standing valve” o tapón en el “NO-GO” y se aplica presión por la tubería de producción desde superficie, para probar la tubería se puede colocar un “NO-GO nipple” adicional, por encima de la empaadura o utilizar el perfil “NO-GO” de la camisa deslizable. Ver figura 2.5.

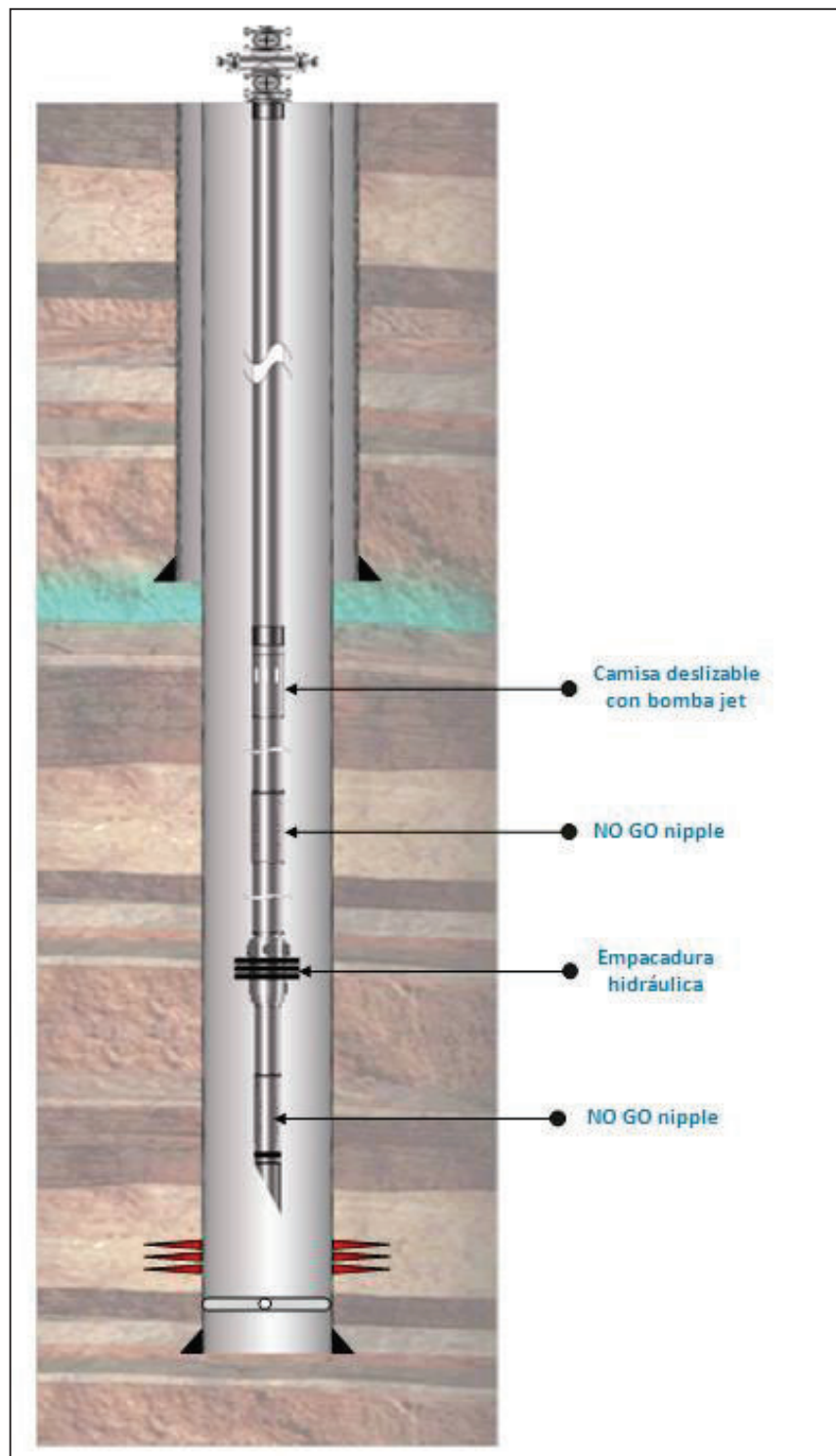
FIGURA 2.5: NO-GO NIPPLE



FUENTE: SERTECPET

¹ A menos que se disponga de otra herramienta o configuración para asentar la empaadura, por ejemplo un tapón con válvula de bola expulsable, un tapón ciego, entre otros.

FIGURA 2.6: COMPLETACIÓN TIPO PARA BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET CON EMPACADURA HIDRÁULICA.



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

2.8 TIPOS DE BOMBA JET

2.8.1 BOMBA JET DIRECTA

La bomba jet convencional o directa, la inyección del fluido motriz se realiza por el “tubing” y el fluido de retorno se produce por el espacio anular “casing” / “tubing”, se utiliza para pruebas y producción permanente de pozos. Se puede correr y recuperar con unidad de cable de acero o hidráulicamente. En la figura 2.7(A), se presenta un gráfico de una bomba jet directa.

Algunos modelos especiales de bomba jet directa, incorporan una válvula de cierre en fondo, y permiten acoplar sensores electrónicos de presión y temperatura en su parte inferior o muestreadores de fluido.

FIGURA 2.7: TIPOS DE BOMBAS JET



FUENTE: HOJAS TÉCNICAS SERTECPET

2.8.2 BOMBA JET REVERSA

La bomba jet reversa, el fluido motriz se inyecta por el espacio anular y la producción (fluido formación + fluido motriz) retorna por el “tubing”. En la figura 2.7 (B), se observa un ejemplo de bomba jet reversa.

Los fluidos del reservorio, se recuperan una vez que la capacidad de la tubería de producción que se encuentra sobre la bomba ha sido desplazada, implica un ahorro de tiempo con respecto a sistemas de inyección por directa, donde los fluidos del yacimiento se producen una vez que el espacio anular ha sido desalojado.

Se utiliza para obtener datos de producción del yacimiento en forma rápida, habitualmente en evaluaciones para pozos exploratorios con técnicas TCP (Tubing conveyed perforating) y DST (drill stem test).

Otras aplicaciones incluyen la producción de fluido corrosivo y la recuperación de ácidos y solventes, donde se desea salvaguardar la integridad de la tubería de revestimiento. Se utiliza también para pozos con producción de arena o recuperación de propante utilizado en técnicas de fracturamiento hidráulico, para evitar la decantación de sólidos sobre la empaadura y los problemas de pesca asociados.

Puede correrse hidráulicamente o con línea de acero (slick line), sin embargo únicamente puede recuperarse con unidad de cable, debido a que posee patas de anclaje.

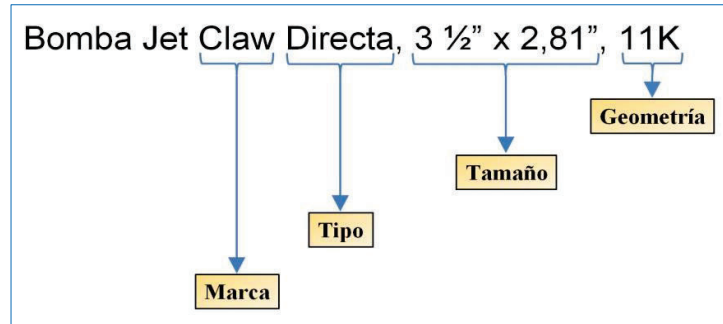
La presión de inyección máxima que se puede aplicar desde superficie, está limitada por la presión interna que puede soportar la tubería de revestimiento, y la presión diferencial que puede resistir la empaadura.

2.9 NOMENCLATURA

La nomenclatura genérica para identificar una bomba jet, incluye los siguientes aspectos:

- Marca del fabricante.
- Tipo de bomba: directa o reversa.
- Diámetro nominal de la bomba jet.
- Identificación de la geometría (combinación boquilla-garganta).

FIGURA 2.8: NOMENCLATURA PARA IDENTIFICAR UNA BOMBA JET



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

Para el caso de las geometrías, cada fabricante maneja sus propias áreas y nomenclatura, como se observa en la tabla 2.1.

TABLA 2.1: TAMAÑOS DE GEOMETRÍAS DE BOMBAS JET.

KOBE				OILMASTER				GUIBERSON				CLAW				OILWELL			
NOZZLE		TRHOAT		NOZZLE		TRHOAT		NOZZLE		TRHOAT		NOZZLE		TRHOAT		NOZZLE		TRHOAT	
No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA
1	0,0024	1	0,0060	1	0,0024	1	0,0064	DD	0,0016	OOO	0,0044	1	0,0018	A	0,0046	1	0,0024	A	0,0060
2	0,0031	2	0,0077	2	0,0031	2	0,0081	CC	0,0028	OO	0,0071	2	0,0030	B	0,0072	2	0,0031	B	0,0077
3	0,0040	3	0,0100	3	0,0039	3	0,0104	BB	0,0038	O	0,0104	3	0,0038	C/0	0,0104	3	0,0040	C	0,0100
4	0,0052	4	0,0129	4	0,0050	4	0,0131	A	0,0055	1	0,0143	4	0,0054	D/1	0,0142	4	0,0052	D	0,0129
5	0,0067	5	0,0167	5	0,0064	5	0,0167	A*	0,0075	2	0,0189	5	0,0074	E/2	0,0187	5	0,0067	E	0,0167
6	0,0086	6	0,0215	6	0,0081	6	0,0212	B	0,0095	3	0,0241	6	0,0094	F/3	0,0239	6	0,0086	F	0,0215
7	0,0111	7	0,0278	7	0,0103	7	0,0271	B*	0,0109	4	0,0314	7	0,0108	G/4	0,0311	7	0,0095	G	0,0272
8	0,0144	8	0,0359	8	0,0131	8	0,0346	C	0,0123	5	0,0380	8	0,0122	H/5	0,0376	8	0,0136	H	0,0353
9	0,0186	9	0,0464	9	0,0167	9	0,0441	C*	0,0149	6	0,0452	9	0,0148	I/6	0,0447	9	0,0181	I	0,0456
10	0,0240	10	0,0599	10	0,0212	10	0,0562	D	0,0177	7	0,0531	10	0,0175	J/7	0,0526	10	0,0229	J	0,0593
11	0,0310	11	0,0774	11	0,0271	11	0,0715	E	0,0241	8	0,0661	11	0,0239	K/8	0,0654	11	0,0307	K	0,0764
12	0,0400	12	0,1000	12	0,0346	12	0,0910	F	0,0314	9	0,0804	12	0,0311	L/9	0,0796	12	0,0387	L	0,0989
13	0,0517	13	0,1242	13	0,0441	13	0,1159	G	0,0452	10	0,0962	13	0,0450	M/10	0,0957	13	0,0498	M	0,1242
14	0,0668	14	0,1668	14	0,0562	14	0,1476	H	0,0661	11	0,1125	14	0,0658	N/11	0,1119	14	0,0642	N	0,1668
15	0,0863	15	0,2154	15	0,0715	15	0,1879	I	0,0855	12	0,1452	15	0,0851	O/12	0,1445	15	0,0863	O	0,2107
16	0,1114	16	0,2783	16	0,0910	16	0,2392	J	0,1257	13	0,1772	16	0,1251	P/13	0,1763	16	0,1114	P	0,2783
17	0,1439	17	0,3594	17	0,1159	17	0,3046	K	0,1560	14	0,2165	17	0,1552	Q/14	0,2154	17	0,1439	Q	0,3594
18	0,1858	18	0,4642	18	0,1476	18	0,3878	L	0,1960	15	0,2606	18	0,1950	R/15	0,2593	18	0,1858	R	0,4642
19	0,2400	19	0,5995	19	0,1879	19	0,4938	M	0,2463	16	0,3127	19	0,2464	S/16	0,3127	19	0,2400	S	0,5995
20	0,3100	20	0,7743	20	0,2392	20	0,6287	N	0,3117	17	0,3750	20	0,3119	T/17	0,3760	20	0,3100	T	0,7743
21	1,0000							P	0,3848	18	0,4513	21	0,3850	U/18	0,4515			U	1,0000
22	1,2916									19	0,5424			V/19	0,5426			V	1,2910
23	1,6681									20	0,6518			W/20	0,652				
24	2,1544																		

FUENTE: SERTECPET.
ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

2.10 EQUIPOS DE SUPERFICIE.

2.10.1 BOMBAS (UNIDADES DE POTENCIA)

Las presiones de operación en superficie manejadas en los sistemas de bombeo hidráulico, generalmente están comprendidas entre 2000 y 4000 psi, las tasas de fluido motriz pueden variar entre unos pocos cientos hasta más de 3000 BPD; para generar estas condiciones, en la gran mayoría de instalaciones se utilizan bombas de desplazamiento positivo Mtriplex o quintuplex, accionadas por motores eléctricos, a gas o diesel.

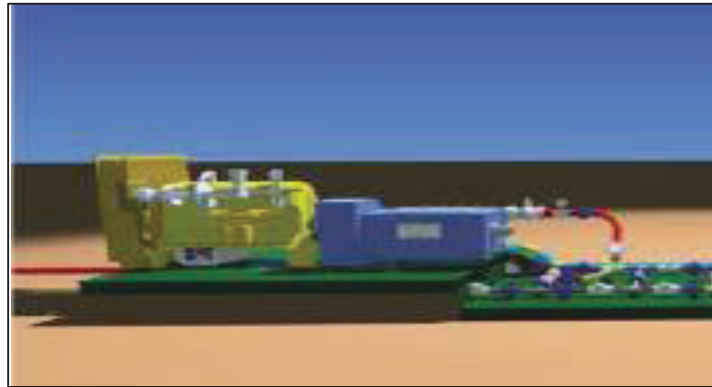
2.10.1.1 BOMBAS MULTIPLEX

Las bombas multiplex aplicadas en bombeo hidráulico van desde los 30 a 625 HP de potencia, usualmente tienen “strokes” de longitudes entre 2 y 7 pulgadas, y “plungers” con diámetros entre 1 y 2 1/2 pulgadas. Los “plungers” de mayor diámetro proporcionan caudales más altos, pero generalmente a presiones máximas más bajas. El valor máximo entregado por las bombas multiplex, normalmente es de 5000 psi, sin embargo, aplicaciones por encima de los 4000 psi, son poco comunes, estos equipos trabajan a bajas velocidades para minimizar problemas de vibración y desgaste, la mayoría de aplicaciones están en un rango comprendido entre 200 y 450 rev/min. Un ejemplo de bomba multiplex se presenta en la figura 2.9..

Las condiciones de succión son importantes para el funcionamiento de las bombas multiplex, si las pérdidas por fricción son suficientemente grandes, se pueden presentar problemas de cavitación, cuando se bombea petróleo con gas disuelto, la reducción en la presión liberará gas libre y causará golpeteo, por estas razones es necesario tener una cabeza positiva en la succión, en muchos casos, no se dispone de suficiente cabeza hidrostática para proveer la presión de succión necesaria, para superar este problema, se utilizan bombas de carga (bombas “booster”).

En algunos casos, se utilizan bombas de inyección de químico, cuando se requiere inyectar inhibidor de corrosión o lubricantes en la succión de la bomba multiplex.

FIGURA 2.9: BOMBA QUINTUPLEX CON MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA

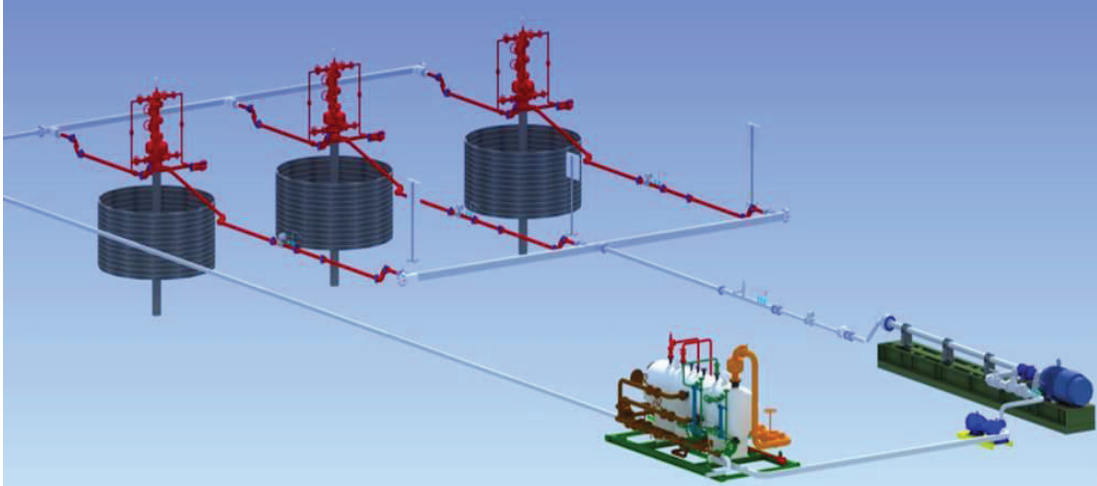


FUENTE: SERTECPET

2.10.1.2 BOMBAS CENTRÍFUGAS

Las bombas centrífugas multietapa, en general son ineficientes para bombear caudales pequeños para un solo pozo, pero pueden ser utilizadas efectivamente, para alimentar varios pozos desde una estación central, un ejemplo de este tipo de instalación, se presenta en la figura 2.10. Algunas instalaciones han operado con el exceso de la capacidad en sistemas de inyección de agua.

FIGURA 2.10: INSTALACIÓN DE BOMBEO HIDRÚALICO CENTRALIZADO CON BOMBA CENTRÍFUGA



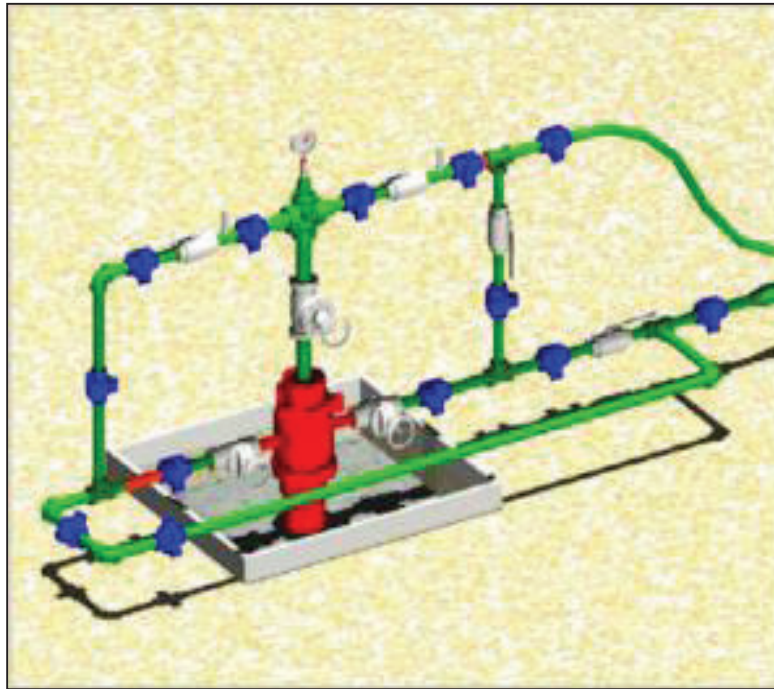
FUENTE: SERTECPET

2.10.2 CABEZAL DE POZO

Los cabezales de pozo para bombeo hidráulico, están diseñados para soportar altas presiones de trabajo, usualmente comprendidas entre 2000 y 4000 psi, la mayoría de configuraciones, poseen un “manifold” conformado por un arreglo de tuberías, válvulas y accesorios, que permiten cambiar la dirección “casing” / “tubing” del fluido motriz y de retorno, para proveer diferentes modos de operación:

- Para circular la bomba dentro del pozo (desplazar), el fluido motriz se direcciona por la tubería principal.
- Para recuperar la bomba hidráulicamente (reversar), el fluido motriz se inyecta por el anular “casing”/ “tubing”, para desasentar la bomba y circularla hasta superficie.

En la figura 2.11, se presenta un esquema de un cabezal para bombeo hidráulico

FIGURA 2.11: FOTO CABEZAL PARA BOMBEO HIDRÁULICO

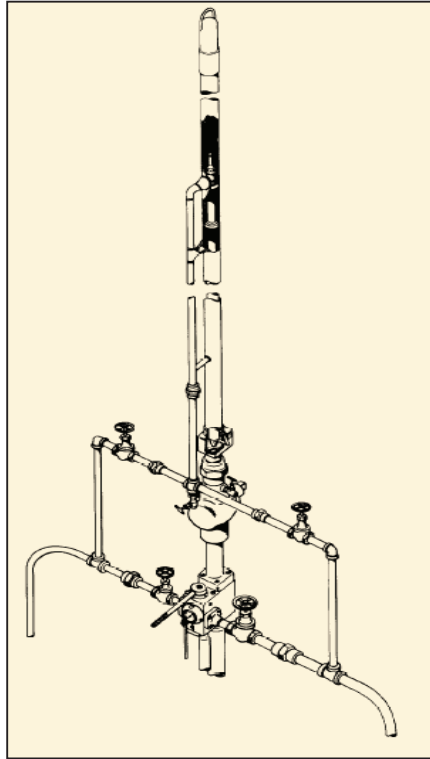
FUENTE: SERTECPET.

2.10.2.1 LUBRICADOR

Es una sección de tubería, con elementos de sellado y conexiones integradas, que se instala en el extremo superior del cabezal del pozo, para introducir o recuperar la bomba en pozos de alta presión. Ver figura 2.12.

Cuando se requiere bajar la bomba, ésta se coloca dentro del lubricador y se presuriza hasta alcanzar la presión del pozo, luego, se abre la válvula máster del cabezal, y se bombea dentro del pozo.

Para remover la bomba, cuando ésta llega a superficie y se introduce en el lubricador, se cierra la válvula máster del árbol de navidad, se libera la presión del lubricador, permitiendo que el lubricador pueda abrirse para recuperar la bomba.

FIGURA 2.12: LUBRICADOR

FUENTE: (BRADLEY, HOWARD B) - PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK

2.10.3 VÁLVULA REGULADORAS DE PRESIÓN Y FLUJO

La mayoría de sistemas incluyen un controlador de presión constante, esta válvula mantiene una carga de presión de descarga en la bomba multiplex pasando por alto (“bypaseando”) continuamente el fluido excesivo en la descarga, si la presión se incrementa en el lado de alta presión, la válvula se abre y “bypasea” el fluido en exceso, esto restablece el lado de alta presión a la condición preestablecida.

Las bombas jet, se operan frecuentemente con una válvula de presión constante como la única válvula de control en superficie. El controlador de presión constante puede ser usado para regular la presión en un “manifold” para servir a múltiples pozos.

Las bombas reciprocantes de fondo de pozo son usualmente reguladas con una válvula de control de flujo constante, la unidad de fondo de pozo se puede

mantener a una tasa de golpeteo (stroking) constante si se suministra un volumen constante de fluido de potencia a la misma.

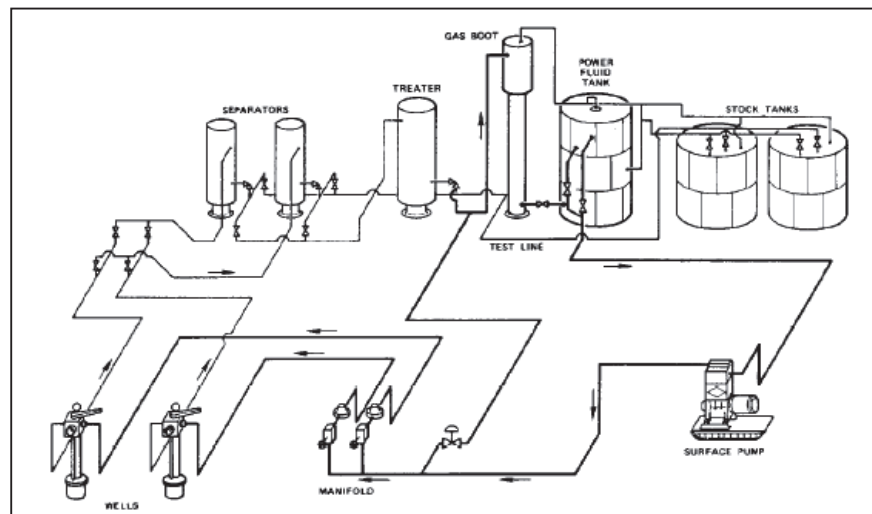
Las válvulas de control de flujo constante, está diseñadas para proveer una tasa de flujo preestablecida, incluso si la presión de operación de fondo varía debido a las condiciones cambiantes del pozo. Debido a que esta válvula no tiene “bypass” de fluido, debe ser usada en conjunto con un controlador de presión constante en el lado de entrada o de mayor presión.

2.10.4 SISTEMAS DE TRATAMIENTO

Los sistemas de tratamiento para bombeo hidráulico se dividen en abiertos y cerrados, las instalaciones para bombeo hidráulico tipo jet pertenecen a sistemas de fluido motriz abierto, tienen como principal característica que todo el fluido producido desde el pozo, tanto producción como fluido motriz, debe pasar a través de la facilidad de tratamiento superficial. Un ejemplo de un sistema abierto se observa en la figura 2.13.

En los sistemas cerrados, el fluido retorna a la superficie en una tubería separada y no necesita pasar a través de las facilidades de tratamiento, este tipo de sistema está reservado para bombeo hidráulico tipo pistón.

FIGURA 2.13: FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA UN SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ ABIERTO.



FUENTE: (BRADLEY, HOWARD B) - PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK

2.11 DIMENSIONAMIENTO DE BOMBAS JET

2.11.1 DATOS REQUERIDOS

2.11.1.1 Datos de reservorio y producción

- Presión estática del yacimiento.
- Presión en cabeza.
- Temperatura de fondo.
- Índice de productividad
- Tasa de producción deseada.
- Presión de fondo fluyente.
- Porcentaje de agua y sólidos (BS&W)
- Relación gas petróleo (GOR)

2.11.1.2 Características de los fluidos

- Gravedad específica del agua
- API del petróleo
- Gravedad específica del gas
- Presión de burbuja
- Factor volumétrico para cada fase*
- Viscosidad del petróleo*

2.11.1.3 Datos del pozo

- Especificaciones del “casing”: tamaño, peso y grado
- Especificaciones del “tubing”: tamaño, peso y grado
- Profundidad de los intervalos perforados en MD y TVD
- Profundidad de asentamiento de la bomba en MD y TVD

2.11.1.4 Datos de operación

- Caudal de inyección disponible
- Presión de inyección disponible
- API del fluido motriz.

2.11.1.5 Problemas posibles

- Producción de arena.
- Formación de escamas.
- Depositación de parafinas.
- Corrosión.
- Emulsión.

2.11.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Si la presión de fondo fluente (P_{wf}) es superior a la presión de burbuja (P_b), el índice de productividad (IP), se calcula con la ecuación 2.1

$$IP = \frac{q_t}{P_r - P_{wf}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde

IP = Índice de productividad, BPD/psi

Q_t = caudal de fluido total, bpd

P_r = Presión de reservorio, psi

P_{wf} = Presión de fondo fluente, psi.

Si la presión de fondo fluente (P_{wf}) es inferior a la presión de burbuja (P_b), se utiliza la ecuación de Vogel, ver ecuación 2.2

$$P_{wf} = 0.125 * 2,300 * \left(-1 + \sqrt{81 - 80 * \left(\frac{1,000}{1,696} \right)} \right) \quad (\text{Ec. 2.2})$$

2.11.3 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA

La gravedad específica de un fluido se calcula con la ecuación (2.3).

$$SG_F = \frac{\rho_F}{\rho_W} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

SG_F = Gravedad específica del fluido, adimensional

ρ_F = Densidad del fluido, lb/pie³

ρ_W = Densidad del agua a 60°F, 62.428 lb/pie³

2.11.3.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (SG_O)

Se calcula con la ecuación 2.4

$$SG_O = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ\text{API}} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

SG_O = Gravedad específica del petróleo, adimensional

API = Gravedad API del petróleo, adimensional

2.11.3.2 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA (SG_W)

La densidad del agua de formación y por tanto la gravedad específica de esta depende de la salinidad.

2.11.3.3 GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LA MEZCLA

La gravedad específica de la mezcla agua – petróleo, se calcula con la ecuación 2.5

$$SG_M = SG_W * BSW + SG_O * 1 - BSW \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

SG_M = Gravedad específica de la mezcla, adimensional

BSW = Corte de agua del pozo, fracción

SG_W = Gravedad específica del agua, adimensional

SG_O = Gravedad específica del petróleo, adimensional.

2.11.4 GRADIENTE DE PRESIÓN DEL FLUIDO

Es la presión que ejerce un fluido por unidad de altura. Se calcula con la ecuación 2.6.

$$G_F = 0.433 * SG_F \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

G_F = Gradiente de presión del fluido, psi/pie

SG_F = Gravedad específica del fluido, adimensional

2.11.5 PROFUNDIDAD A MITAD DE PERFORACIONES (MPP)

Corresponde a la profundidad a la mitad de los intervalos cañoneados de las arenas productoras. Se calcula con el promedio aritmético de los intervalos abiertos con la ecuación 2.7

$$MPP = \frac{h_{\text{tope}} + h_{\text{fondo}}}{2} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

MPP: Profundidad a mitad de perforaciones (TVD), pies

h_{tope} : Profundidad del primer intervalo perforado (TVD), pies

h_{fondo} : Profundidad del último intervalo perforado (TVD), pies

2.11.6 DIFERENCIAL DE LONGITUD (ΔL)

Es la diferencia de profundidades verticales comprendida entre la entrada de la bomba ("Intake") y la mitad de las perforaciones de las arenas productoras. Se calcula con la ecuación 2.8

$$\Delta L = MPP - h_B \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

ΔL = Diferencial de longitud, pies

MDD = Profundidad a mitad de perforaciones (TVD), pies

h_B = Profundidad de asentamiento de la bomba (TVD), pies

2.11.7 PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP)

La presión de entrada a la bomba denominada como “PIP” por sus siglas en inglés “pump intake pressure”, se calcula con la ecuación 2.9.

$$PIP = P_{wf} - Grad_M * \Delta L \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Asumiendo varios valores de presión de fondo fluuyente (P_{wf}), se puede construir la curva IPR corregida a la profundidad de la bomba, esta curva se conoce como curva de succión o “Inflow” y representa la presión que se dispone a nivel de la bomba para producir un determinado caudal.

2.11.8 ÁREA MÍNIMA DEL NOZZLE

El área mínima que debe tener la boquilla de la bomba jet, se calcula con la ecuación 2.10.

$$A_{cm} = q_s \left(\frac{1}{691} \sqrt{g_s / PIP} + \frac{(1 - Wc) \times R}{24650 \times PIP} \right) \quad \text{Ec. 2.10}$$

Donde:

A_{cm} = Área de cavitación mínima, pulg²

q_s = Caudal de succión (caudal deseado), BPD.

g_s = Gradiente de fluido en la succión, adimensional.

PIP = Presión de entrada a la bomba, psi.

R = Relación gas petróleo, scf / bl.

Utilizando la tabla 2.1, se selecciona una garganta con un área mayor al área de cavitación (A_{cm}).

2.11.9 PRESIÓN EN EL NOZZLE

La presión que llega al nozzle, se obtiene sumando la presión de inyección en superficie y la presión de la columna hidrostática, utilizando la ecuación 2.11.

$$P_n = P_{iny} + g_n * h_B - p_{ft} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde:

P_n = Presión en el nozzle, psi.

P_{iny} = Presión de inyección en superficie, psi.

g_n = Gradiente de presión en el nozzle, psi/pie.

h_B = Profundidad de la bomba (TVD), pie.

P_{ft} = Pérdidas de presión por fricción, psi.

El gradiente de presión para el nozzle, se calcula con la ecuación 2.6, considerando la gravedad específica del fluido inyectado.

2.11.10 CAUDAL DE INYECCIÓN

El caudal de inyección que pasa por el nozzle, se calcula con la ecuación 2.12.

$$q_n = 832 \times A_n \sqrt{(P_n - PIP) / g_n} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Donde:

q_n = caudal en el nozzle, BPD.

A_n = Área del nozzle, pulg²

P_n = Presión en el nozzle, psi.

PIP = presión de entrada a la bomba, psi.

g_n = Gradiente de presión en el nozzle, psi/pie.

2.11.11 CAUDAL DE RETORNO

El caudal de retorno o descarga de la bomba jet, se calcula con la ecuación 2.13.

$$q_d = q_s + q_n \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde:

q_d = Caudal de retorno, BFPD.

q_s = Caudal de succión, BFPD.

q_n = Caudal en el nozzle, BFPD.

2.11.12 GRADIENTE DE RETORNO

El gradiente de presión en la descarga de la bomba, se calcula con la ecuación 2.14

$$g_d = \frac{q_n \times g_n + q_s \times g_s}{q_d} \quad \text{Ec. 2.14}$$

2.11.13 CORTE DE AGUA EN EL RETORNO

El corte de agua en el retorno se calcula con la ecuación 2.15.

$$W_{cd} = \frac{q_n \times W_{cn} + q_s \times W_{cs}}{q_d} \quad \text{Ec. 2.15}$$

Donde:

W_{cd} = Corte de agua en la descarga, psi/pie.

q_n = Caudal en el nozzle, BPD.

W_{cn} = Corte de agua del fluido motriz, adimensional.

q_s = Caudal de succión, BPD.

W_{cs} = Corte de agua del fluido de formación, adimensional

q_d = Caudal de descarga, BPD.

2.11.14 RELACIÓN GAS / LÍQUIDO EN EL RETORNO

La relación de gas sobre el fluido total en el retorno, se calcula con la ecuación 2.16.

$$F_{gL} = \frac{q_s (1 - W_{cs}) \times R}{q_d} \quad \text{Ec. 2.16}$$

Donde:

F_{gL} = Relación gas líquido, scf/bl

q_s = Caudal de succión, BPD.

W_{cs} = Corte de agua del fluido de formación, adimensional

R = Relación gas petróleo, scf/bl.

q_d = Caudal de descarga, BPD.

2.11.15 VISCOSIDAD DE RETORNO

La viscosidad de la mezcla del fluido de formación con el de inyección, se calcula con la ecuación 2.17.

$$\mu_m = (1 - W_{cd}) \mu_o + W_{cd} \mu_w \quad \text{Ec. 2.17}$$

Donde:

μ_m = Viscosidad de la mezcla, cp

W_{cd} = Corte de agua en el retorno, adimensional.

μ_o = Viscosidad del petróleo, cp.

μ_w = Viscosidad del agua, cp.

2.11.16 PRESIÓN DE DESCARGA

Es la presión que se requiere para levantar los fluidos desde la profundidad de la bomba hasta superficie. La presión de descarga la componen tres elementos: presión de cabeza, la presión que ejerce el peso de la columna de fluido y las pérdidas por fricción, como se señala en la ecuación 2.18, si la fracción gas líquido (F_{gL}) es mayor a 10 scf/bl, la presión de descarga se debe calcular con una correlación de flujo multifásico o utilizando una gráfica.

$$P_{pd} = P_{fd} + g_d h_B + P_{wh} \quad \text{Ec. 2.18}$$

P_{pd} = Presión de descarga, psi.

P_{fd} = Pérdidas por fricción, psi.

g_d = Gradiente de presión en la descarga, psi/pie

h_B = Profundidad de la bomba (TVD), pies.

P_{wh} = Presión de cabeza, psi.

2.11.17 RAZÓN DE PRESIÓN

Para calcular la razón de presión se utiliza la ecuación 2.19.

$$F_{pD} = \frac{P_{pd} - P_{ps}}{P_n - P_{pd}} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Donde:

F_{pD} = Razón de presión, adimensional

P_{pd} = Presión de descarga, psi

P_{ps} = Presión de succión de la bomba, psi

P_n = Presión en el nozzle, psi

2.11.18 RELACIÓN DE FLUJO MÁSSICO

La relación de flujo másico, se obtiene con la ecuación 2.20 y utilizando la grafica de la figura 2.14.

$$F_{mfD} = \frac{q_s \times \left\{ \left[1 + 2.8 \left(\frac{R}{p_{ps}} \right)^{1.2} \right] (1 - W_c) + W_c \right\} \times g_s}{q_n \times g_n} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

Donde:

F_{mfD} = Relación de flujo másico, adimensional

q_s = Caudal de succión, BPD.

R = Relación gas petróleo, scft/bl.

P_{ps} = Presión de succión de la bomba, psi

W_c = Corte de agua, adimensional.

g_s = Gradiente de fluido en la succión, psi/pie.

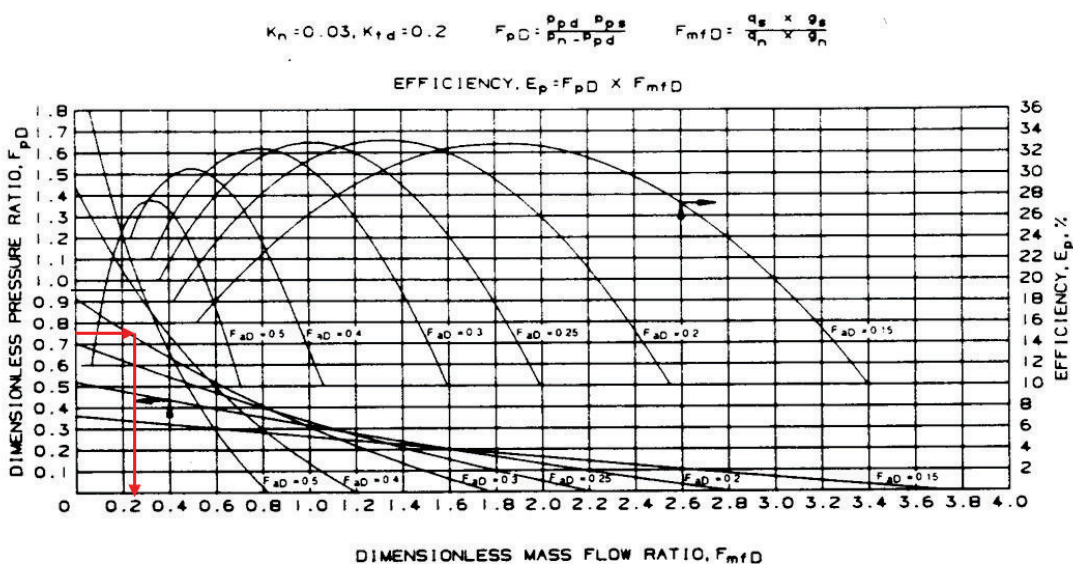
q_n = Caudal en el nozzle, BPD.

g_n = Gradiente de fluido en el nozzle, psi/pie.

La relación de áreas entre nozzle y garganta, se calcula despejando F_{AD} de la ecuación 2.22, este valor normalmente está comprendido entre 0.25 y 0.4.

Con el valor de razón de presión (F_{pD}), se ingresa en la curva de rendimiento de la bomba (Figura 2.14) hasta intersectar con la curva de la relación de áreas entre nozzle y garganta (F_{AD}), y se determina la razón de flujo másico (F_{mfD}).

FIGURA 2.14: CURVAS TÍPICAS DE RENDIMIENTO ADIMENSIONAL.



FUENTE: (BRADLEY, HOWARD B) - PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK

La diferencia entre el valor de F_{AD} obtenido con la ecuación 2.20 y con la curva de rendimiento de la figura 2.14, debe ser inferior al 5%, caso contrario se debe corregir el caudal de succión (q_s) de la ecuación 2.21.

$$q_{s(new)} = \frac{q_{s(old)} F_{mfD(cv)}}{F_{mfD(ec)}} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Donde:

$q_{s(new)}$ = Caudal de succión nuevo, BPD.

$q_{s(old)}$ = Caudal de succión anterior, BPD.

$F_{mfD(cv)}$ = Relación de flujo másico obtenida con curva de rendimiento, adimensional.

$F_{mfD(ec)}$ = Relación de flujo másico obtenida con ecuación, adimensional

2.11.19 SELECCIÓN DE LA GARGANTA

El área de la garganta (A_t), se calcula con la ecuación 2.22.

$$A_t = \frac{A_n}{F_{AD}} \quad \text{(Ec. 2.22)}$$

Donde:

F_{AD} = Relación de áreas nozzle / garganta, adimensional.

A_n = Área del nozzle, pulg².

A_t = Área de la garganta, pulg²

2.11.20 CAUDAL LÍMITE DE CAVITACIÓN

El caudal límite de cavitación, se calcula con la ecuación 2.23.

$$q_{sc} = q_{si} \frac{A_t - A_n}{A_{cm}} \quad \text{(Ec. 2.23)}$$

Donde:

q_{sc} = Caudal límite de cavitación, BPD.

q_{si} = Caudal inicial asumido, BPD.

A_n = Área del nozzle, pulg².

A_t = Área de la garganta, pulg².

A_{cm} = Área de cavitación mínima, pulg².

2.11.21 POTENCIA HIDRÁULICA

La potencia hidráulica requerida para el funcionamiento de la bomba jet, se calcula con la ecuación 2.24.

$$P_h = \frac{0.000017 \times q_n \times P_{iny}}{E_b} \quad \text{(Ec. 2.24)}$$

Donde

P_h = Potencia requerida, HP.

q_n = Caudal en el nozzle, BPD.

P_{iny} = Presión de inyección, psi.

E_B = Eficiencia de la bomba de superficie (fracción), adimensional.

2.11.22 PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA

Son las pérdidas de energía que se dan por la fricción entre las moléculas del fluido y la fricción del fluido con las paredes de la tubería.

Las pérdidas por fricción se calculan con la ecuación 2.25:

$$\Delta P_f = \frac{\Delta L * f * \rho * v^2}{24 * g_c * d} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

Donde:

$(\Delta P)_f$: Pérdida de presión, psi

ΔL : Diferencial de longitud (MD), pie

f : Coeficiente de fricción, adimensional

ρ : Densidad del fluido, lb/pie³

v : Velocidad del fluido, pie/s

g_c : Constante gravitacional, 32.15 lb_m*pie/lb_f*s

d : Diámetro interno de la tubería, pulg

2.11.22.1.1 Número de Reynoulds (NRe)

El número de Reynoulds se calcula con la ecuación 2.26.

$$NRe = 124 \left(\frac{\rho * v * d}{\mu} \right) \quad (\text{Ec. 2.26})$$

Donde:

- ρ : Densidad del fluido, lb/ pie³
 v : Velocidad del fluido, pie/s
 d : Diámetro interno de la tubería, pulg
 μ : Viscosidad del fluido, cp

Dependiendo del valor del número de Reynolds el régimen de flujo se clasifica en laminar, turbulento o de transición. Ver tabla 2.2

TABLA 2.2: REGÍMENES DE FLUJO

NRe	Régimen de Flujo
≤ 2300	Laminar
$2300 < Nre < 3100$	De Transición
≥ 3100	Turbulento

Fuente: SLB

Elaborado por: Erick Miranda

2.11.22.1.2 Coeficiente de fricción (f)

El coeficiente de fricción f es función del número de Reynolds (Re) y del coeficiente de rugosidad de la tubería (ϵ):

Si el flujo es laminar el factor de fricción únicamente depende del número de Reynolds (NRe) y se calcula con la ecuación 2.27.

$$f = \frac{64}{NRe} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

Cuando el flujo está en la zona de transición, f se calcula usando la ecuación 2.28

$$f = 0.5675 * NRe^{-0.3192} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

Si el flujo es turbulento f se calcula con la ecuación 2.29, esta ecuación es compleja, requiere de iteraciones, se recomienda usar un programa de computadora para su resolución.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.71 * d} + \frac{2.51}{NRe * \sqrt{f}} \right) \quad \text{Ec. 2.29}$$

La ecuación 2.30 permite calcular el factor de fricción en régimen turbulento, con buena aproximación, sin usar un proceso iterativo.

$$f = \left[1.14 - 2 \log \left(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{21.25}{NRe^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad \text{(Ec. 2.30)}$$

2.11.22.1.3 Velocidad del fluido

Se calcula a partir del caudal y el diámetro interno de la tubería con la ecuación 2.31

$$v = 0,0119154 \frac{q}{d^2} \quad \text{(Ec. 2.31)}$$

Donde:

- v: velocidad del fluido, pies/ s
- q: caudal, BPD
- d: diámetro interno de la tubería, pulg

CAPÍTULO III

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO PARA LOS POZOS SELECCIONADOS.

3.1 SELECCIÓN DE POZOS

Como candidatos para producir con bombeo hidráulico tipo jet, utilizando la energía del sistema de reinyección de agua del campo, por facilidad y costo de las conexiones superficiales, se seleccionan los pozos productores cercanos a los pozos reinyectores. En la tabla 3.1, se presenta los pozos seleccionados.

**TABLA 3.1: SELECCIÓN DE POZOS PARA PRODUCIR CON BOMBEO
HIDRÁULICO.**

POZO	PAD
EM X1	PAD 1
EM X2	
EM X3	
EM X4	
EDY X5	PAD 2

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

3.2 CRITERIOS DE DISEÑO

Los criterios utilizados para el diseño del sistema de levantamiento artificial con bomba jet son los siguientes:

- La bomba jet debe ubicarse a una inclinación máxima de 60°, para facilitar los trabajos con “slick line” para abrir la camisa deslizable o recuperar la bomba jet.
- Los diseños se realizan para bomba jet directa, es decir para inyectar el fluido motriz por la tubería de producción y conducir el fluido de retorno (inyección + producción) a través del espacio anular “casing” / “tubing”. Este modo de operación brinda la ventaja de reversar hidráulicamente la bomba jet.
- El caudal de inyección máximo está limitado por el caudal que pueden manejar las tuberías, válvulas y accesorios que conducen el fluido motriz desde el pozo reinyector hasta el pozo productor.

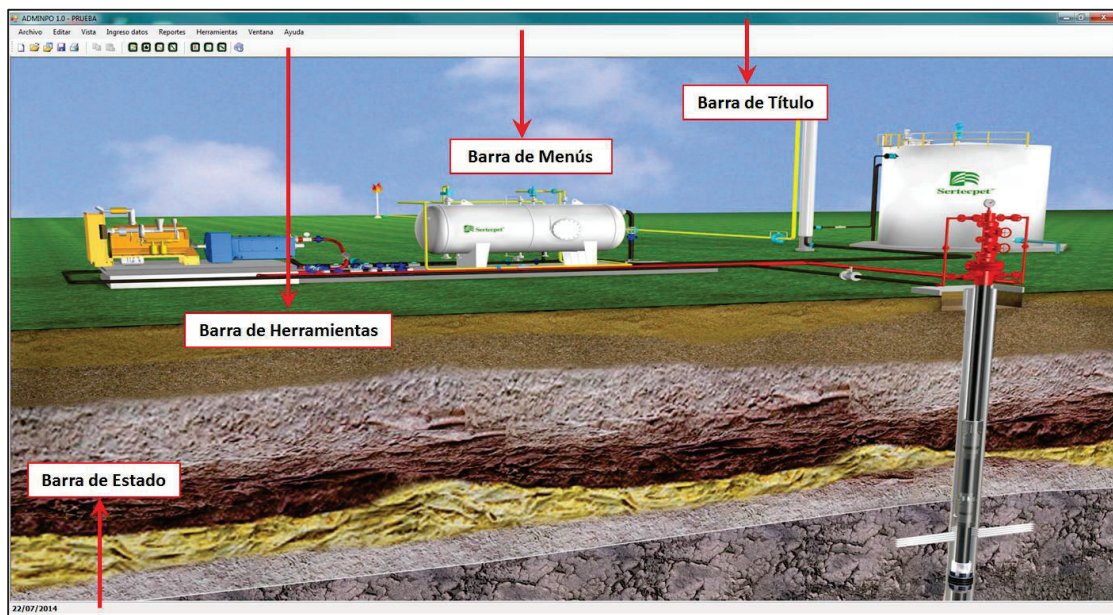
- Para la selección de las geometrías de las bombas, se utiliza el programa “Jet Claw”.

3.3 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA “JET CLAW”

3.3.1 PANTALLA PRINCIPAL

En la figura 3.1, se indica la pantalla principal que se despliega al abrir el programa “Jet Claw” y las barras que contiene.

FIGURA 3.1: PANTALLA PRINCIPAL DEL PROGRAMA “JET CLAW”



FUENTE: PROGRAMA JET CLAW.

MODIFICADO POR: ERICK MIRANDA

3.3.2 BARRA DE MENÚS






El programa “Jet Claw”, tiene los menús que se describen a continuación:

- Archivo
- Editar
- Vista
- Ingreso datos
- Reportes
- Herramientas
- Ventana

- Ayuda



En las figuras 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9, se describen los nombres y las funciones de los iconos que conforman los distintos menús del programa “Jet Claw”.

FIGURA 3.2: MENÚ ARCHIVO DEL PROGRAMA “JET CLAW”

Archivo		FUNCIÓN
	Nuevo Ctrl+N	Crear un archivo nuevo.
	Abrir Ctrl+O	Abrir un archivo desde una lista de archivos recientes.
	Importar Ctrl+I	Arbrir un archivo desde un directorio específico.
	Guardar Ctrl+S	Guardar cambios en un archivo.
	Guardar como	Guardar un archivo con un nombre específico.
	Imprimir Ctrl+P	Imprimir.
	Salir	Salir del programa.

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

FIGURA 3.3: MENÚ EDITAR DEL PROGRAMA “JET CLAW”

Editar		FUNCIÓN
	Copiar Ctrl+C	Copiar datos.
	Pegar Ctrl+V	Pegar datos.

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

FIGURA 3.4: MENÚ VISTA DEL PROGRAMA “JET CLAW”

Vista		FUNCIÓN
<input checked="" type="checkbox"/>	Barra de herramientas	Visualizar u ocultar la barra de herramientas.
<input checked="" type="checkbox"/>	Barra de estado	Visualizar u ocultar la barra de estado

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

FIGURA 3.5: MENÚ INGRESO DATOS DEL PROGRAMA “JET CLAW”

Ingreso datos	FUNCIÓN
Información General	Desplegar la ventana "Información General".
Datos PVT	Abrir la ventana "Datos PVT".
Datos IPR	Acceder a la ventana "Datos IPR".
Selección de bomba	Abrir la venta "Selección de bomba".

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

FIGURA 3.6: MENÚ REPORTES DEL PROGRAMA “JET CLAW”

Reportes	FUNCIÓN
Gráfico de Completación	Despliega el reporte "Gráfico de Completación".
Reporte IPR	Despliega el reporte "IPR".
Gráfico Nodal	Despliega el reporte de "Análisis Nodal".
Reporte selección de bomba	Despliega el reporte de "Selección de bomba".

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

FIGURA 3.7: MENÚ HERRAMIENTAS DEL PROGRAMA “JET CLAW”

Herramientas	FUNCIÓN
Opciones	Abrir la venta "Opciones de idioma"

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

FIGURA 3.8: MENÚ VENTANA DEL PROGRAMA “JET CLAW”

Ventana	FUNCIÓN
Cascada	Visualizar en modo cascada las ventanas.
Distribución vertical	Visualizar las ventanas ordenadas verticalmente
Distribución horizontal	Visualizar las ventanas ordenadas horizontalmente.
Cerrar todas las ventanas	Cerrar todos las ventanas.

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

FIGURA 3.9: MENÚ AYUDA DEL PROGRAMA “JET CLAW”

Ayuda Contenidos Ctrl+F1	FUNCIÓN
	Abrir la venta de ayuda del programa.

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

3.3.3 BARRA DE HERRAMIENTAS

En la figura 3.10, se describen los íconos que conforman la barra de herramientas del programa “Jet Claw” y la función que desempeñan.

FIGURA 3.10: BARRA DE HERRAMIENTAS DEL PROGRAMA “JET CLAW”.

No.	Nombre del ícono	Función
1	Nuevo	Crear un nuevo proyecto.
2	Abrir	Abrir un proyecto desde una lista generada por el software Jet Claw.
3	Importar	Abrir un proyecto guardado en un directorio específico.
4	Guardar	Guardar los cambios realizados en un proyecto.
5	Imprimir	Imprimir.
6	Copiar	Copiar datos.
7	Pegar	Pegar datos.
8	Datos generales	Acceder a la ventana “Información general”.
9	Datos reservorio	Acceder a la ventana “Datos PVT”.
10	Datos IPR	Acceder a la ventana “Datos IPR”.
11	Selección de bomba	Acceder a la ventana “Selección de bomba”.
12	Reporte de completación	Generar un reporte del gráfico de completación.
13	Reporte IPR	Generar un reporte de la curva IPR.
14	Reporte selección de bomba	Generar un reporte de la selección de la bomba.
15	Ayuda	Ir a la sección ayuda del programa.

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

3.3.4 MANUAL DE USO

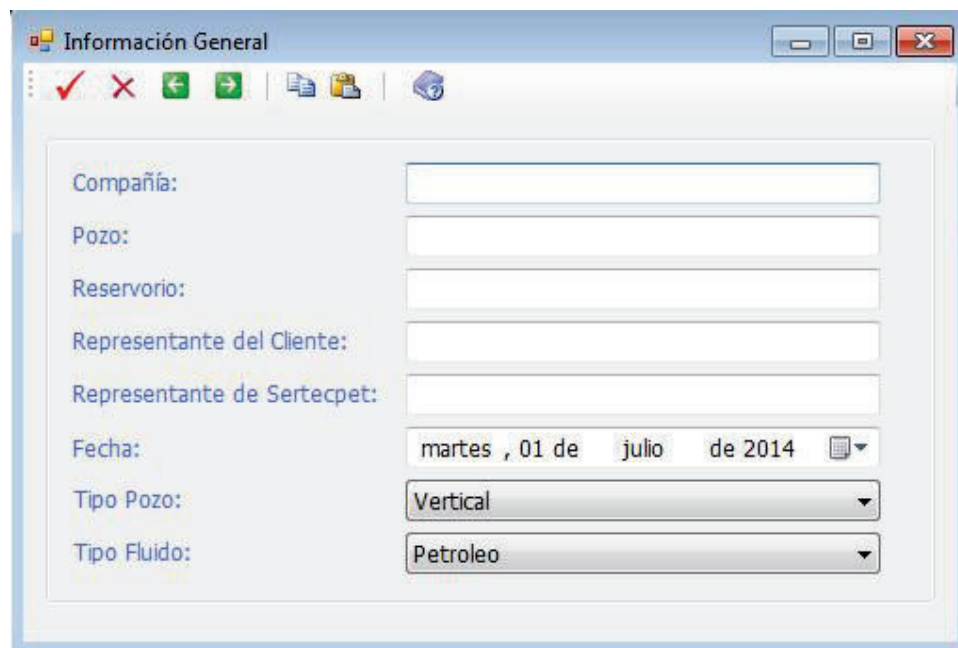
Los pasos para realizar un diseño en el programa “Jet Claw”, se indican a continuación:

1. Abrir el programa “Jet Claw”, haciendo doble click en el ícono de acceso directo del escritorio, aparecerá la pantalla principal del programa Jet Claw, que se presenta en la figura 3.1.
2. Crear un proyecto nuevo con alguna de las siguientes opciones:
 - Opción 1: Ir al menú Archivo / Nuevo
 - Opción 2: Hacer click en el ícono Nuevo.
 - Opción 3. Digitar el comando Ctrl + N

Al crear un proyecto nuevo aparece la venta “Información General”, que se observa en la figura 3.11.

Nota: También se puede acceder a la venta “Información General” haciendo click en el ícono “Datos generales” o ingresando en el menú Ingreso datos / Información general.

FIGURA 3.11: VENTANA INFORMACIÓN GENERAL DEL SOFTWARE “JET CLAW”.



The screenshot shows a window titled "Información General" with a toolbar at the top containing icons for save, delete, back, forward, print, and help. The main area contains the following fields:

Compañía:	<input type="text"/>
Pozo:	<input type="text"/>
Reservorio:	<input type="text"/>
Representante del Cliente:	<input type="text"/>
Representante de Sertecpet:	<input type="text"/>
Fecha:	martes , 01 de julio de 2014 <input type="button" value="▼"/>
Tipo Pozo:	Vertical <input type="button" value="▼"/>
Tipo Fluido:	Petroleo <input type="button" value="▼"/>

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

3. Ingresar los datos de la venta “Información General”

- **Compañía:** Nombre de la compañía operadora.
- **Pozo:** Nombre del pozo.
- **Reservorio:** Nombre del yacimiento productor.
- **Representante del Cliente:** Nombre del representante de la compañía operadora.
- **Representante de Sertecpet:** Nombre de la persona que elabora el diseño.
- **Fecha:** Fecha la que se realiza el diseño, por defecto se señala la fecha actual
- **Tipo Pozo:** Seleccionar el tipo de pozo: vertical, desviado u horizontal. Ver figura 3.12.

FIGURA 3.12: MENÚ PARA SELECCIÓN DE TIPO DE POZO



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

Nota: Para efectos de diseño, se puede considerar a un pozo horizontal como un pozo desviado.

- **Tipo Fluido:** Seleccionar entre Petróleo o Gas. Ver figura 3.13.

FIGURA 3.13: MENÚ PARA SELECCIÓN DE TIPO DE FLUIDO



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4. Dar click en el ícono “siguiente” (Flecha de color verde) para mostrar la venta “Datos PVT”. Ver figura 3.14.

FIGURA 3.14: ÍCONO SIGUIENTE SOFTWARE JET CLAW



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

5. Llenar los parámetros de los valores de la ventana “Datos PVT” que se observan en la figura 3.15.

FIGURA 3.15: VENTANA “DATOS PVT” DEL PROGRAMA JET CLAW

The screenshot shows the 'Datos PVT' window with the following fields and units:

- Presión de Reservorio (Pr): [] psi
- Temperatura de Reservorio (Tr): [] F
- Corte de Agua (BSW): [] %
- Gravedad Específica del Gas: [] adim.
- Gravedad Específica del Agua: [] adim.
- Gravedad API: [] °API
- Producción Diaria: [] bls
- Tipo de Correlación: Standing (dropdown)
- Presión de burbuja (Pb): [] psi
- RGP: 0,00 [] SCF/STBL
- Presión Separador (Psep): 0,00 [] psi
- Temperatura Separador (Tsep): 0,00 [] F
- Composición de la mezcla: []

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

Presión de Reservorio (Pr): Es la presión que tiene el yacimiento, psi.

Temperatura de Reservorio (Tr): Temperatura que tiene el reservorio, °F.

Corte de Agua (BSW): porcentaje de agua que produce el pozo, adim.

Gravedad Específica del Gas: Gravedad específica del gas, adim.

Gravedad Específica del Agua: Gravedad específica del agua, adim.

Gravedad API: Gravedad API del petróleo, adim

Producción Diaria: Producción total de fluido del pozo, BPD.

Tipo de Correlación: Tipo de correlación de flujo multifásico. Seleccionar alguna opción de la figura 3.16.

Presión de burbuja (Pb): presión de burbuja, psi.

RGP: Relación gas petróleo, SCF/STBL.

Presión Separador (Psep): presión en el separador o cabeza del pozo, psi

Temperatura Separador (Tsep): temperatura en el superador o cabeza del pozo, °F

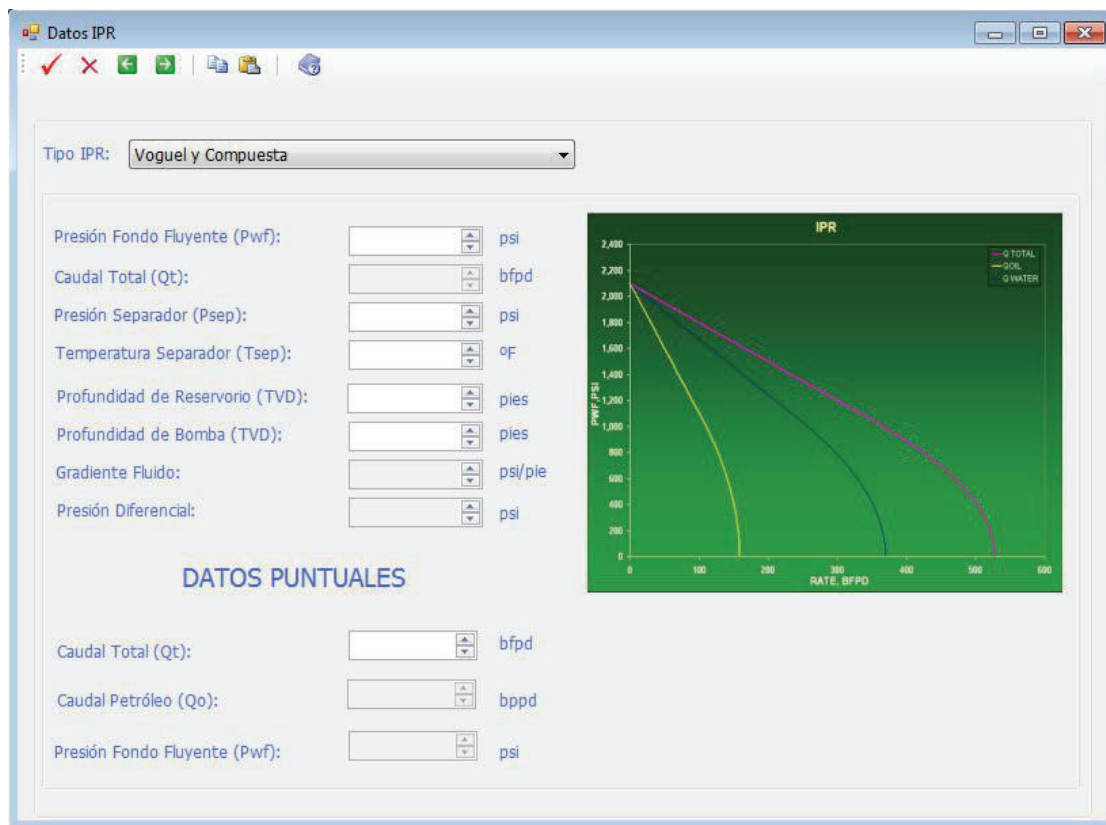
Si se selecciona “Presión de burbuja (P_b)”, el programa calcula la relación gas petróleo (RGP) con la correlación seleccionada. Si se escoge “RGP”, el programa calcula la presión de burbuja con la correlación seleccionada.

FIGURA 3.16: TIPO DE CORRELACIONES

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

6. Dar click en el ícono “siguiente” (Flecha de color verde), para mostrar la venta “Datos IPR”. Ver figura 3.17.

FIGURA 3.17: VENTANA DATOS IPR, SOFTWARE JET CLAW



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

7. En tipo de IPR, hay dos opciones: Voguel y Compuesta y Multitasa.

- La opción Vogel y Compuesta, se utiliza para el diseño.
- La opción Multi-tasas, se utiliza para trazar una línea de tendencia de la curva IPR para pruebas multitasa.

8. Se selecciona “Voguel y Compuesta” y se llenan los siguientes datos:

Presión de fondo fluyente (Pwf): Es la presión de fondo fluyente a nivel de perforaciones que le corresponde al caudal total (Qt), ingresado en la venta anterior (PVT).

Caudal Total (Qt): Es el caudal total de fluido, se ingresa previamente en la venta anterior (PVT), en esta ventana “Datos IPR”, no se puede modificar el valor, se presenta en esta sección como recordatorio para colocar la Pwf que le corresponde a este caudal.

Presión separador (Psep): Presión en el separador o cabeza del pozo, psi. Este dato también es solicitado previamente en la ventana “Datos generales”.

Temperatura separador (Psep): Temperatura en el superador o cabeza del pozo, °F. Este dato también es solicitado ingresado previamente en la ventana “Datos generales”.

Profundidad de bomba (TVD): Es la profundidad vertical verdadera (TVD) de asentamiento de la bomba jet.

Gradiente de fluido: Es el gradiente de fluido de la mezcla de fluidos agua – petróleo.

Presión diferencial: Es la presión diferencial que existe entre la bomba y el yacimiento.

Profundidad de reservorio (TVD): Es la profundidad vertical verdadera (TVD) del yacimiento a mitad de perforaciones.

DATOS PUNTUALES

En esta sección se ingresa como dato el caudal total de fluido (Qt) que se desea producir, el programa calcula el caudal de petróleo y la presión de entrada de la bomba que le corresponde a este Qt ingresado.

Caudal Total (Qt): Es el caudal total de fluido que se desea producir, BFPD

Caudal Petróleo (Qo): Es el caudal de petróleo, BPPD. Se calcula con la ecuación 3.1

$$Q_o = Q_t \cdot (1 - BSW) \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Presión de fondo fluyente: Es la presión de fondo fluyente expresada nivel de entrada de la bomba o presión de entrada a la bomba (PIP), que le corresponde al caudal total (Qt) ingresado, se calcula con la ecuación 3.2

PIP = Pwf – Presión Diferencial (Ec. 3.2)

9. Dar click en el ícono “Siguiente” (Flecha de color verde), para mostrar la venta “Selección de bomba” que se presenta en la figura 3.18.

FIGURA 3.18: VENTANA SELECCIÓN DE LA BOMBA, SOFTWARE JET CLAW

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

10. Ingresar los datos en la ventana “Selección de bomba”

Parámetros de fluido motriz

Tipo de fluido Motriz: Se selecciona agua, petróleo y otro.

Presión de inyección del fluido motriz: Presión de inyección en superficie

Gravedad de fluido motriz: Gravedad API del fluido motriz.

Datos de Producción para Diseño de Bomba Jet

Caudal de Producción deseada: Caudal de fluido total que se requiere producir.

Presión de Entrada a la Bomba @ Caudal deseado: Presión de entrada a la bomba que le corresponde al caudal deseado.

Longitud de la Línea de Flujo: Longitud de la bomba en MD.

Datos Mecánicos del Pozo

Vía de Inyección: Se selecciona “tubería” si la inyección es por directa, o “anular”, si la inyección es por reversa.

Vía de Retorno: Se selecciona por defecto, de acuerdo a la vía de inyección seleccionada previamente, si se selecciona la vía de inyección tubería, la vía de retorno es anular, y viceversa.

DE Tubería: Diámetro externo de la tubería de producción, pulgadas.

DI Tubería: Diámetro interno de la tubería de producción, pulgadas.

DI Tubería de Revestimiento: Diámetro interno de la tubería de revestimiento, pulgadas. En caso que se tenga dos o más revestidores, se coloca el dato del casing por donde el fluido tiene mayor recorrido.

Profundidad Vertical de la Bomba (TVD): Profundidad vertical de asentamiento de la bomba, pies.

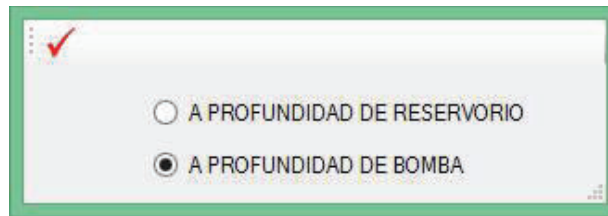
Profundidad de las Perforaciones (TVD): Profundidad vertical de la mitad de las perforaciones, pies.

11. Seleccionar una geometría: marca, boquilla y garganta
12. Seleccionar “Presión Fluyente Fija” para calcular presión de inyección y caudal de inyección que se necesita para producir el caudal requerido con una geometría determinada.
13. Seleccionar “Presión de Inyección Fija”, para calcular la presión de entrada a la bomba que requiere una geometría para producir un caudal determinado a una presión de inyección dada.
14. Dar click en el botón “Calcular nueva Combinación”, para calcular los parámetros de operación para la geometría seleccionada.
15. Repetir los paso 11 al 14 para varias combinaciones.
16. Seleccionar la geometría dando click en la casilla de verificación.

ANÁLISIS NODAL

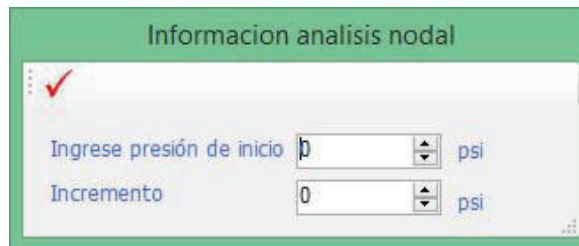
17. Dar click en el botón “Presión de Inyección Fija”.
18. Dar clic en análisis nodal. Aparecerá la ventana de la figura 3.19.
19. Seleccionar a nivel de bomba. Se desplegará ventana “Información de análisis nodal” de la figura 3.20.
20. Seleccionar presión de inyección inicial e incrementos de presión, el programa permite realizar hasta tres incrementos.

FIGURA 3.19: VENTANA ANÁLISIS NODAL, SOFTWARE JET CLAW



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

FIGURA 3.20: VENTANA ANÁLISIS NODAL, SOFTWARE JET CLAW

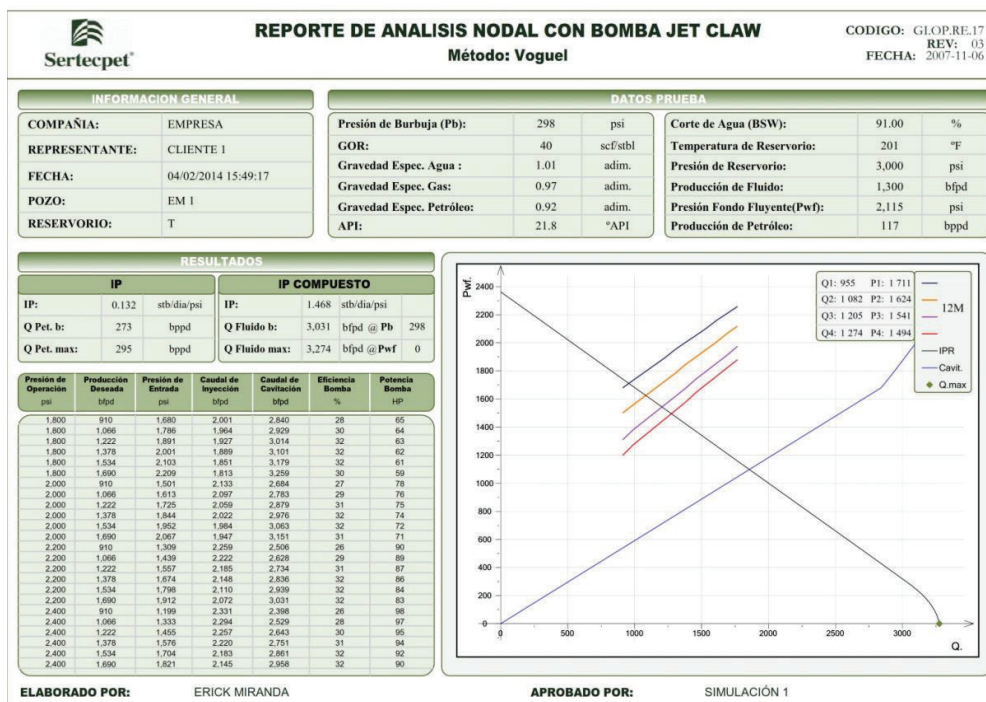


ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

21. Dar click en aceptar.

22. Se genera reporte de análisis nodal que se observa en la figura 3.21 y 3.22

FIGURA 3.21: REPORTE DE ANÁLISIS NODAL (1), SOFTWARE JET CLAW



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

APROBADO POR: SIMULACIÓN 1

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

FIGURA 3.22: REPORTE DE ANÁLISIS NODAL (2), SOFTWARE JET CLAW



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

3.4 DISEÑO POZO EM X1

3.4.1 ANTECEDENTES

El pozo EM X1, se termina de perforar el 31 de julio del 2005, es un pozo direccional tipo L, que alcanza una profundidad total de 9.900 pies.

3.4.2 ESTADO MECÁNICO

En la tabla 3.2, se presenta un resumen de las tuberías de revestimiento del pozo bajadas en el pozo EM X1.

TABLA 3.2: ESTADO MECÁNICO POZO EM X1.

Casing	Peso	Grado	Profundidad (MD)
Casing superficial de 13-3/8".	54,5 lb/pie	K-55	Cementado a 5.548 pies
Casing de producción de 9-5/8".	47 lb/pie	N-80	Zapato a 8.425 pies
Liner de 7".	26 lb/pie	P 110	8.285' a 9.895'

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA.

3.4.3 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

3.4.3.1 COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES.

- Dispara a 5 DPP la arena T de 9651' – 9655' (14') / 9678' – 9716' (38') / 9724' – 9732' (8').
- Completa el pozo con equipo BES compuesto por dos bombas GN-4000, 138 etapas, para producir de la arena "T".
- Finaliza operaciones el 05 de agosto de 2005.
- Inicia producción al 05 de agosto del 2005 con 2.421 BFPD con un corte de agua del 8%.

3.4.3.2 REACONDICIONAMIENTO No. 1

- Inicia operaciones el 02 de mayo del 2006.

- Realiza cementación forzada a la arena "T" en el intervalo de 9,724'-9,732' con un volumen de 6 bbls y presión final de 2,800 psi.
- Se re-dispara el intervalo 9,651'-9,665' (14') y 9,678'- 9,716' (38') de la arena T.
- Se baja equipo B.E.S compuesto por 2 bombas Reda GN-4000 de 133 etapas y un motor de 330 HP.
- El pozo arranca el 15 de mayo del 2006 con una producción de 1,454 BFPD y un corte de agua del 2.4%.

3.4.3.3 REACONDICIONAMIENTO No. 2

- Inicia operaciones el 02 de agosto del 2007,
- Recupera equipo BES.
- Se dispara el intervalo: 9,324'-9,344' (20') de la arena "U-Superior".
- Baja completación de fondo con camisa cerrada para la arena "T" y camisa abierta para evaluar la arena "U-Superior".
- Se instala equipo BES compuesto por una bomba SN-2600, 99 etapas y un motor serie 540 de 250 HP.
- El pozo arranca el 11 de agosto del 2007, con una producción de 2,126 BFPD, 1106 BPPD y un corte de agua del 48% de la arena U-Superior, IP = 4,1.
- El corte de agua se incrementa y al 27 de septiembre del 2007 se tiene 699 BPPD con un corte de agua del 67 % y un IP de 1.81.

3.4.3.4 REACONDICIONAMIENTO No. 3

- Inicia operaciones el 28 de Septiembre del 2007.
- Recupera equipo BES + completación de fondo.
- Baja completación doble para producir con dos equipos BES las arenas U-Superior y T.

3.4.3.5 REACONDICIONAMIENTO No. 4

- Comienza operaciones el 24 de Julio del 2008

- Recupera completación dual concéntrica, desarma equipo BES superior e inferior.
- Corre registro de cementación para Us y T.
- Realiza SQZ a la arena T, inicia @ 0,5 bpm hasta 3250 psi, se inyecta total de 2.2 bls, de los cuales 1.7 bls en la cámara, sub-desplaza 0.5 bls, cemento cubre los perforados sin ingresar a la formación.
- Baja CIBP @ 9,360 ft MD, dispara el intervalo desde 9,348 ft- 9,352 ft (4 ft), para realizar “squeeze” por circulación. Baja retenedor de cemento “@ - /+ 9,346 ft MD. Desplaza con 62 bbls de KCL 8.4 ppg hasta dejar 4 bbls de cemento debajo y 4 bbls arriba del retenedor de cemento. OK.
- Dispara los siguientes intervalos: 9,678' - 9,710' (32') y 9,651'-9,665' (14') de la arenisca T a 5 DPP.
- Dispara los siguientes intervalos: 9,324'-9,340' (16') de la arenisca U-Superior.
- Intenta bajar completación inteligente, sin éxito, se detecta problemas en lecturas del sensor, saca sarta en paradas, decide completar con completación dual concéntrica.
- Baja completación dual compuesta por una bomba SN-2600 de 112 etapas con motor de 250 HP para la arena T, y una bomba SN-2600 de 112 etapas con un motor de 200 HP, para la arenisca U-Superior.
- Se dan por finalizadas las operaciones el 22 de Agosto del 2008.

3.4.3.6 REACONDICIONAMIENTO No. 5

- Inicia operaciones el 19 febrero de 2011.
- Saca completación dual de B.E.S.
- Corre registro de cemento y saturación en zonas de interés: M-1, M-2, "U", & "T"
- Realiza tapón balanceado de cemento para arenas T y Us.
- Dispara a 5 DPP y redispara a 10 DPP los siguientes intervalos:
 - Arena "T" desde 9652 ft - 9670 ft (18').
 - Arena "U" inf 9398' - 9418' (20') / 9378' - 9385' (7').
- Baja una completación de fondo para las areniscas U-Inferior y T, con

camisa abierta para U inferior y camisa cerrada para arena T.

- Baja equipo BES compuesto por 2 bombas DN 1750, 169 etapas, motor 150 HP para producir de la arenisca U-Inferior.
- Finaliza operaciones el 13 de marzo del 2011.

3.4.3.7 REACONDICIONAMIENTO No. 6

- Inicia operaciones en el pozo el 13 de abril del 2014.
- Recupera equipo BES DN-1750 de 81/ 88 etapas, motor 150 HP.
- Recupera completacion de fondo.
- Realiza “squeeze” a la arena “T” 9652’-9670’ (18 ft), ingresan 0.7 BLS de cemento a la formación, presión de cierre 3500 psi.
- Realiza cementación forzada de la arenisca U-Inferior en el intervalo 9378’-9385’ (7 ft) y 9398’-9418’ (20 ft), ingresan a la formación 0.8 BLS de cemento, presión de cierre de 3500 psi.
- Punzona el intervalo de arena T 9676’-9692’ (16’) a 5 DPP.
- Punzona el intervalo de arena U inf. 9398’-9410’ (12’) a 5 DPP y el intervalo 9388’-9392’ (4’) a 5 DPP con propelente.
- Baja completación de fondo para las areniscas U-Inf y T
- Baja completación para bombeo hidráulico tipo jet con camisa de circulación y packer de 9 5/8” x 3 1/2”.
- Con “slick line” abre camisa de la arena T.
- Finaliza operaciones el 29 de abril del 2014.

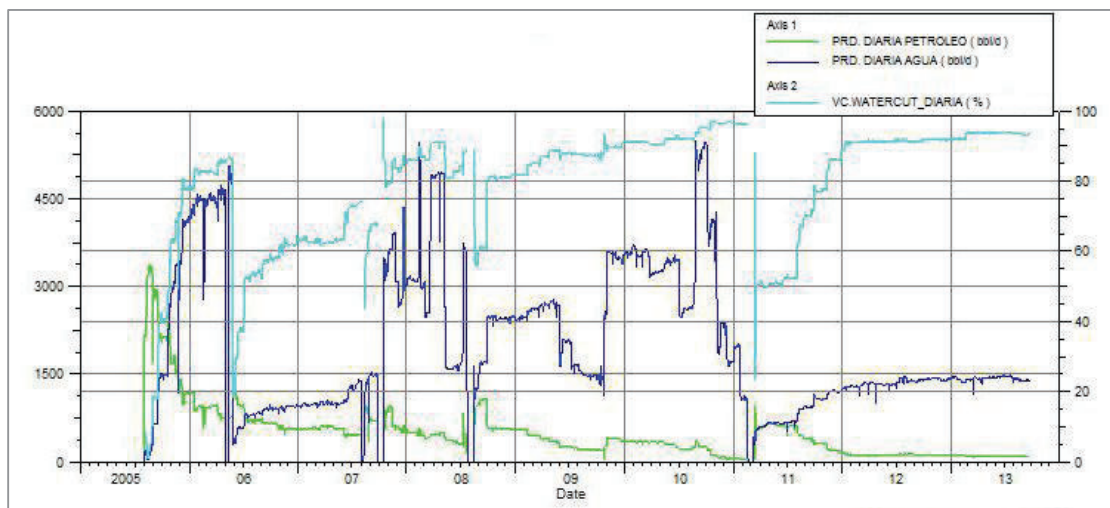
3.4.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

La producción histórica y acumulada del pozo EM X1, se observa en las figuras 3.23 y 3.24, respectivamente. Las últimas pruebas de producción para cada arena, se presentan en la tabla 3.1

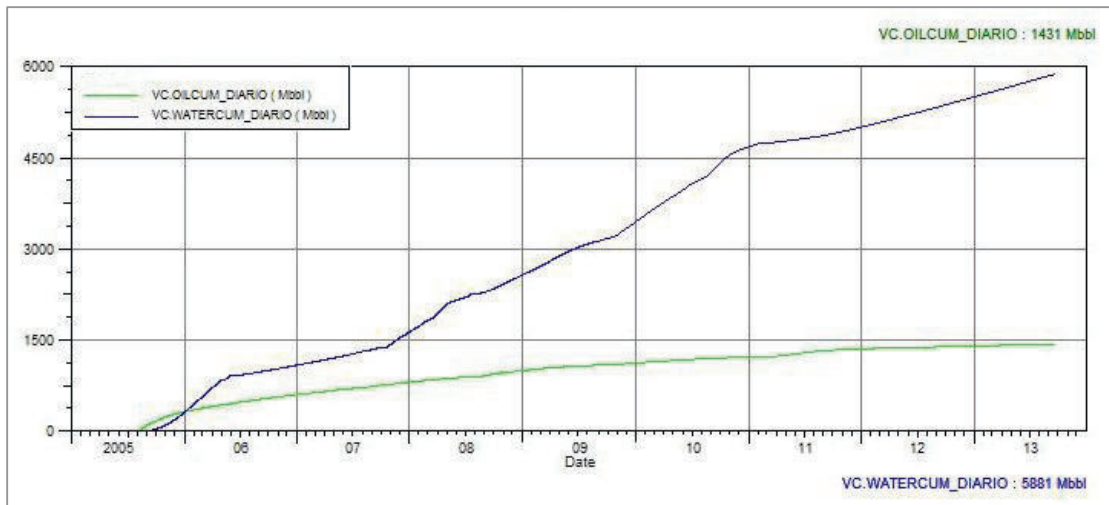
TABLA 3.3: ÚLTIMAS PRUEBAS DE PRODUCCION, POZO EM X1

ARENA	INTERVALO	ESTADO	FECHA	FLUIDO (BPD)	PETROLEO (BPD)	AGUA (BPD)	BS&W (%)	NP (MBLS)
Us	9324' - 9340' (16') 9340' - 9344' (4')	TPN CMT0 SQZ	18-feb-11	1104	44	1060	96,1	197,0
Ui	9378' - 9385' (7') 9398' - 9418' (20')	ABIERTO ABIERTO	25-sep-13	1491	100	1391	93,3	212,6
T	9651' - 9652' (1') 9652' - 9670' (18') 9678' - 9710' (32') 9710' - 9716' (6') 9724' - 9732' (8')	TPN CMT0 ABIERTO TPN CMT0 SQZ SQZ	24-ene-11	948	27	921	97,2	1.021,3

FIGURA 3.23. PRODUCCIÓN HISTÓRICA POZO EM X1



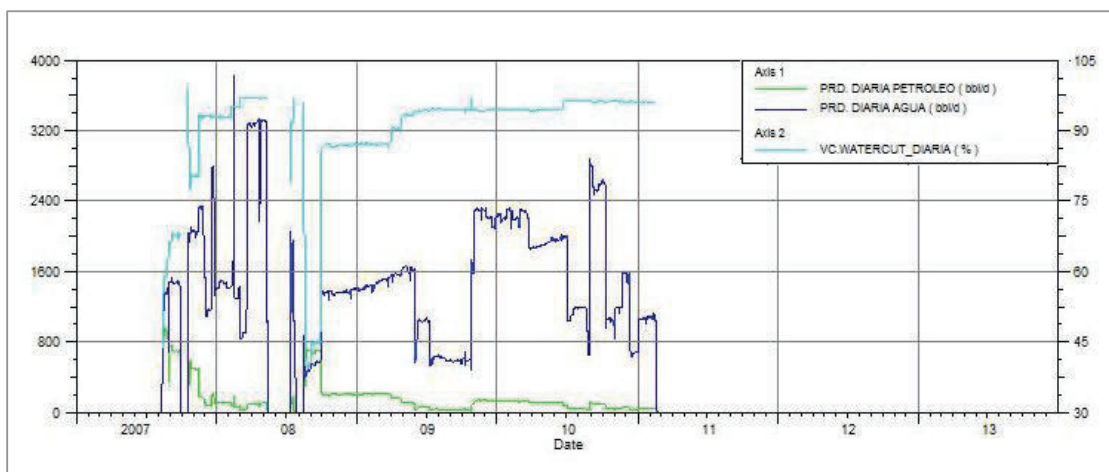
FUENTE: PETROAMAZONAS EP

FIGURA 3.24: PRODUCCIÓN ACUMULADA, POZO EM X1

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

3.4.4.1 PRODUCCIÓN ARENA US

En la figura 3.25, se presenta la producción histórica de la arena Us del pozo EM X1.

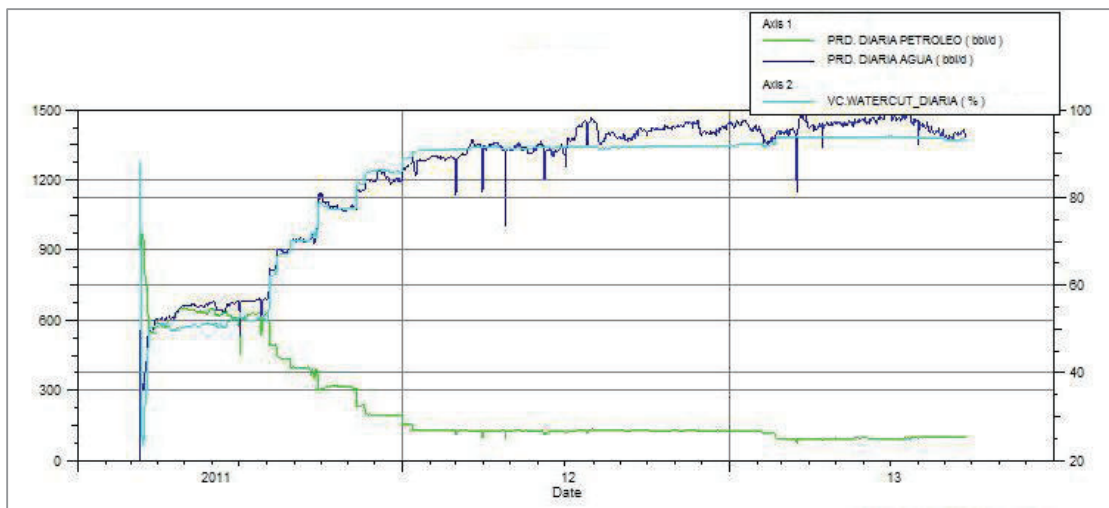
FIGURA 3.25: PRODUCCIÓN HISTORICA DE LA ARENA “Us”, POZO EM X1

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

3.4.4.2 PRODUCCIÓN ARENA UI

En la figura 3.26, se presenta la producción histórica de la arena Ui del pozo EM X1.

FIGURA 3.26: PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE LA ARENA UI, POZO EM X1

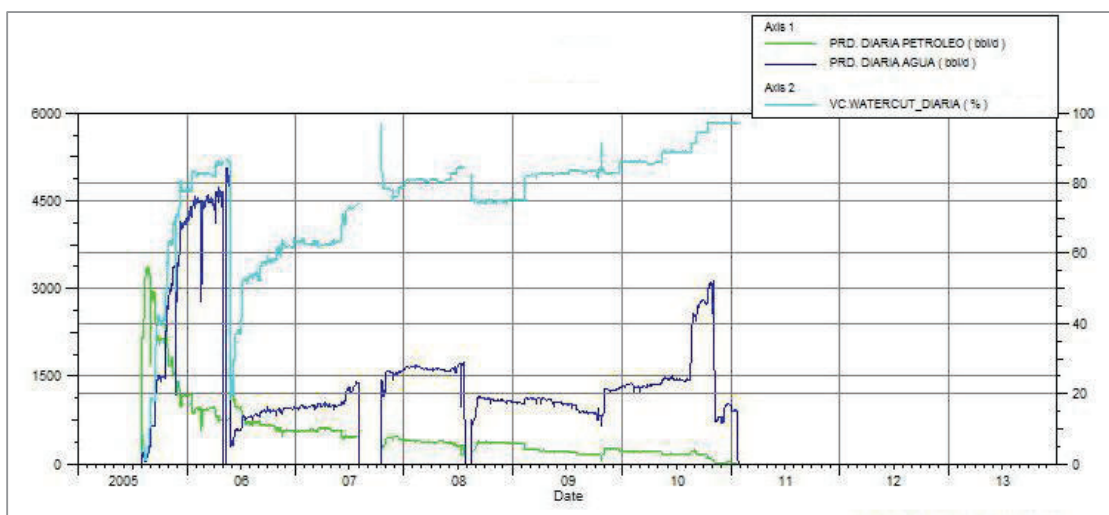


FUENTE: PETROAMAZONAS EP

3.4.4.3 PRODUCCIÓN ARENA T

En la figura 3.27, se presenta la producción histórica de la arena Ui del pozo EM X1.

FIGURA 3.27: CURVA IPR ESTIMADA PARA LA ARENA T, POZO EM X1



FUENTE: PETROAMAZONAS EP

3.4.5 DISEÑO POZO EM X1, ARENA U INFERIOR

3.4.5.1 DATOS

Los datos para la selección de la bomba jet para el pozo EM X1, se presenta en la tabla 3.4.

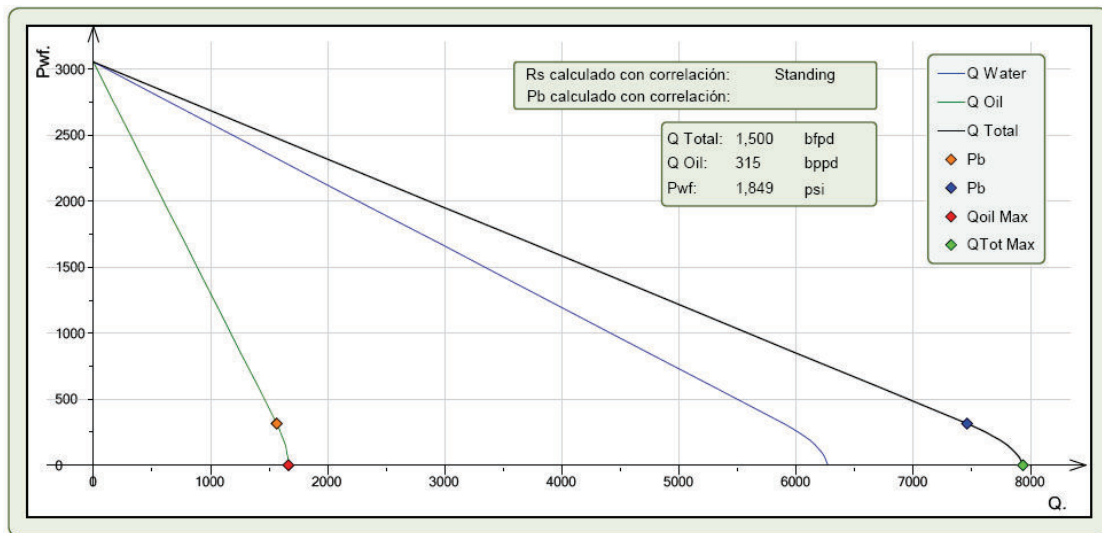
TABLA 3.4: DATOS PARA DISEÑO POZO EM X1

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Datos de reservorio y PVT		
Presión de reservorio (Pr)	3050	psi
Temperatura de reservorio (Tr)	201	°F
Corte de agua (BS&W)	79%	-
Gravedad específica del gas	1,20	-
Gravedad específica del agua	1,01	-
API del petróleo	18,7	-
Presión de burbuja	315	psi
GOR	47	scf/stb
Presión de retorno en casing	133	psi
Temperatura de retorno	110	°F
Datos IPR		
Presión de fondo fluyente (Pwf)	2500	psi
Caudal total (Qf)	1500	BFPD
Índice productividad	2,727	BPD/psi
Datos mecánicos del pozo		
Diámetro externo tubería producción	3,5	pulgada
Diámetro interno tubería producción	2,992	pulgada
Diámetro interno tubería revestimiento	8,681	pulgada
Profundidad de reservorio (TVD)	7496	pies
Profundidad de la bomba (TVD)	5986	pies
Parámetros de fluido motriz		
Tipo de fluido motriz	Agua	-
API fluido motriz	10°	API
Presión de inyección máxima	2000	psi
Caudal de inyección máximo	3500	BPD

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.1.1.1 CURVA IPR

El índice de productividad, estimado previo a realizar el trabajo de reacondicionamiento (cementación forzada y repunzonamiento a la arena T, es de 2,73 BPD/psi, la curva IPR correspondiente se presenta en la figura 3.28

FIGURA 4.1: CURVA IPR ESTIMADA PARA LA ARENA T, POZO EM X1

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.1.1.2 SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA

Utilizando el programa “Jet Claw”, se calcula la presión y el caudal de inyección que necesitan varias geometrías para producir el caudal requerido (1500 BFPD), se selecciona la geometría 12M, tiene la eficiencia más alta y demanda de la presión de inyección más baja para producir el caudal requerido, que las demás geometrías comparadas con el mismo diámetro de boquilla (#12).

Las geometrías con boquillas mayores o iguales al número 13, necesitan un caudal de inyección superior al que se recomienda manejar por la tubería de inyección en superficie. Un resumen de la simulación se presenta en la tabla 3.5.

TABLA 4.1: SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA BOMBA JET, POZO EM X1, ARENA T

Geometría Bomba	Presión de inyección (PSI)	Caudal de Inyección (BPD)	Presión de Entrada (PSI)	Producción fluido (BPD)	Producción petróleo (BPD)	Caudal de cavitación (BPD)
12K	2.144	2.242	1.290	1008	212	1.300
12L	2.003	2.193	1.290	1008	212	1.838

Geometría Bomba	Presión de inyección (PSI)	Caudal de Inyección (BPD)	Presión de Entrada (PSI)	Producción fluido (BPD)	Producción petróleo (BPD)	Caudal de cavitación (BPD)
12M	2.112	2.232	1.290	1008	212	2.448
12N	2.403	2.304	1.290	1008	212	3.062
13L	1.865	3.083	1.290	1008	212	1.311
13M	1.649	2.970	1.290	1008	212	1.921
13N	1.683	2.990	1.290	1008	212	2.535
14N	1.475	4.152	1.290	1008	212	1.747
14O	1.424	4.111	1.290	1008	212	2.982
14P	1.608	4.257	1.290	1008	212	4.188

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

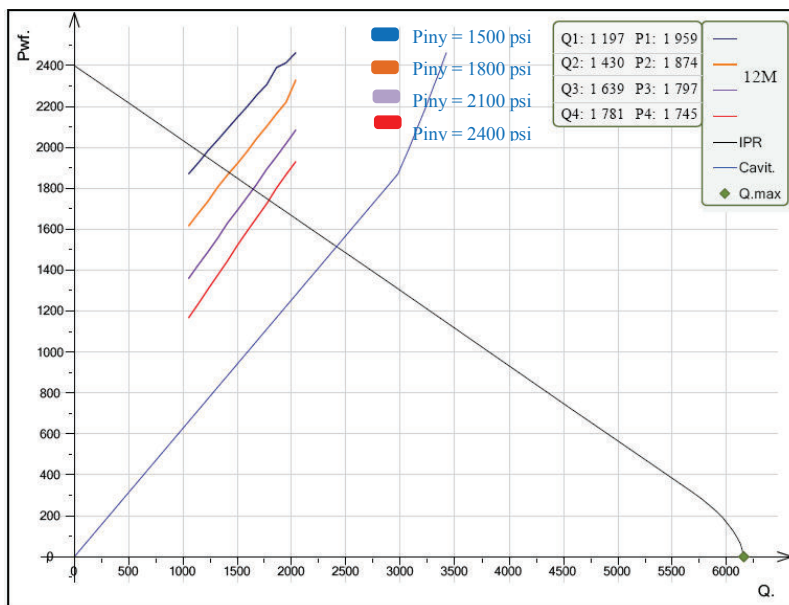
Bomba seleccionada: Jet Claw Directa 3 ½" x 2,81"

Geometría seleccionada: 12M

4.1.1.3 ANÁLISIS NODAL

La producción que se puede obtener a varias presiones de inyección, se presenta en el gráfico de análisis nodal de la figura 3.29. A la presión de inyección máxima (2400 psi) disponible, se puede producir 1781 BFPD.

FIGURA 4.2. ANÁLISIS NODAL GEOMETRÍA 12M, POZO EM X1, ARENA T

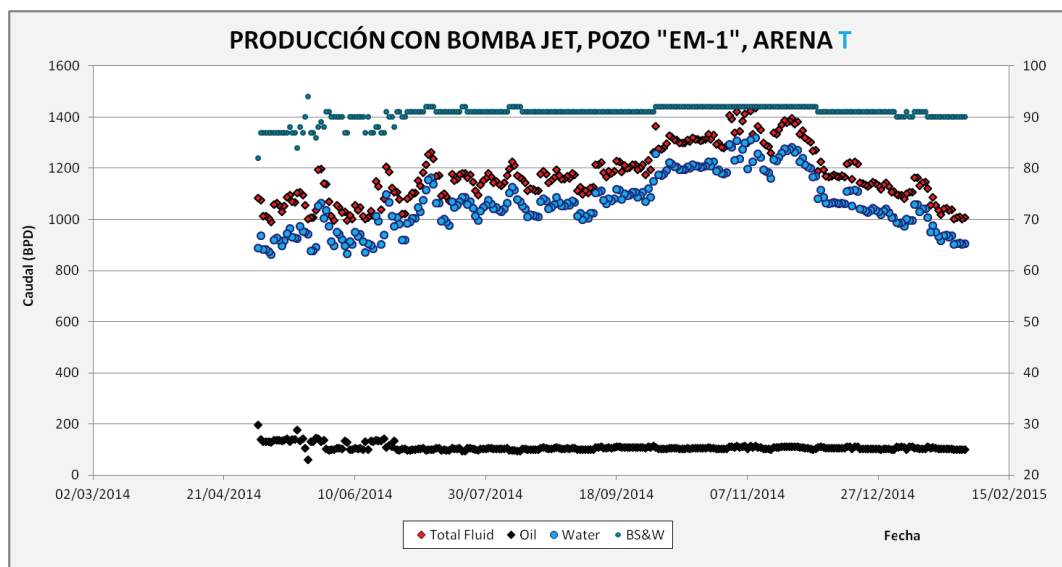


ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.1.1.4 DISEÑO OPTIMIZADO (AJUSTE DE DISEÑO)

En la figura 3.30, se observa la producción histórica del pozo con bomba jet, con estas condiciones, se realiza re-diseño para determinar si la geometría selecciona es óptima para el pozo.

FIGURA 4.3. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO CON BOMBA JET DEL POZO EM X1, ARENA T



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

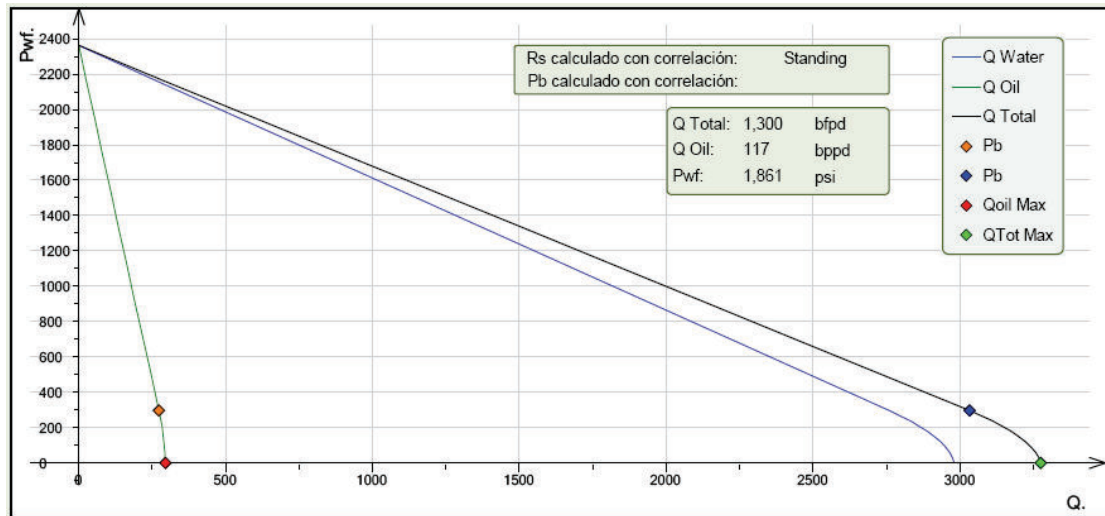
4.1.1.5 CURVA IPR AJUSTADA

Para construir la curva IPR, ajustada a las condiciones de producción del pozo, se sigue el siguiente procedimiento:

- Se actualizan datos de producción y las condiciones de operación en el programa "Jet Claw": caudal de fluido, BS&W, presión de inyección, presión de cabeza.
- Utilizando la opción presión de inyección fija del programa se calcula la presión de entrada (PIP) a la bomba para el caudal actual.
- La presión de entrada a la bomba se corrige a mitad de perforaciones para obtener la presión de fondo fluyente.
- Con la nueva presión de fondo fluyente, se calcula el índice de productividad y se actualiza la curva IPR

La curva IPR ajusta para la arena “T”, del pozo EM X1, se presenta en la figura 3.31.

FIGURA 4.4: CURVA IPR ESTIMADA PARA LA ARENA T, POZO EM X1



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.1.1.6 SELECCIÓN DE LA BOMBA

En la tabla 3.6, se presenta un resumen de la simulación realizada con el programa “Jet Claw”, se observa que la geometría 12L, tiene una eficiencia mayor y requiere una presión de inyección inferior para producir el caudal referencial de 1050 BFPD, con respecto a la geometría 12M.

Se selecciona sin embargo la geometría 12M, porque presenta más resistencia a la cavitación, al realizar el análisis nodal, se observa que la geometría 12L se encuentra cerca de la curva de cavitación. Ver figura 3.32.

Se observa que la geometrías 13M y 13N, requieren una presión de inyección más baja para producir el caudal de referencia, al incrementar la presión de inyección a 2450 psi, puede producir un caudal mayor, según se observa en la tabla 3.4, sin embargo requiere un caudal de inyección mayor al que se recomienda manejar a través de la tubería instalada.

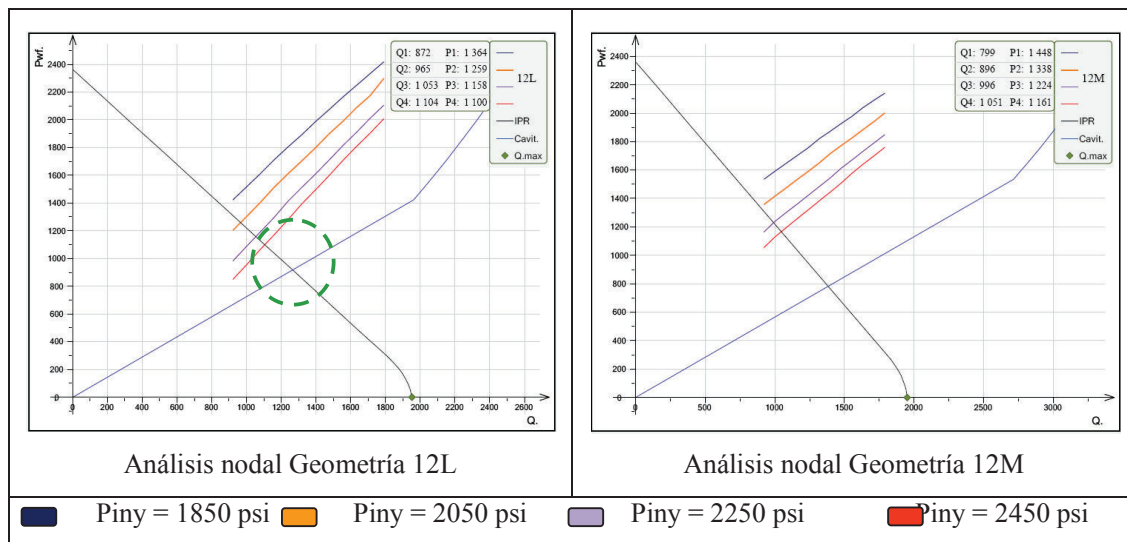
TABLA 4.2: SIMULACIÓN DE GEOMETRÍAS, POZO EM X1, ARENA T

Geometría Bomba	Presión de inyección (psi)	Caudal de Inyección (bfpd)	Presión de Entrada (psi)	Producción fluido (bfpd)	Producción petróleo (bppd)	Caudal de cavitación	EFICIENCIA (%)
12L	2.240	2.316	1.163	1050	95	1.773	30,05
12M	2.458	2.362	1.163	1050	95	2.362	27,74
13M	1.838	3.133	1.163	1050	95	1.853	28,24
13N	1.889	3.160	1.163	1050	95	2.446	27,28

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.1.1.7 ANÁLISIS NODAL

En la figura 3.32, se observa los gráficos de análisis nodal para las geometrías 12L y 12M, se observa que la geometría 12M a la presión de inyección máxima del sistema, se encuentra cerca de la curva de cavitación.

FIGURA 4.5: ANÁLISIS NODAL PARA LAS GEOETRÍAS 12L Y 12M, ARENA T, POZO EM X1.

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

En abril de 2015, se realiza cambio de bomba, para realizar control de rutina, la bomba sale en buenas condiciones, la garganta presenta buenas condiciones, se comprueba que la selección es acertada, se recomienda conservar la geometría instalada.

4.1.1.8 FACILIDADES DE SUPERFICIE.

Se realiza prueba de producción con instalaciones provisionales conformadas por tuberías y accesorios de 2 pulgadas con uniones rápidas. Ver figura 3.32.

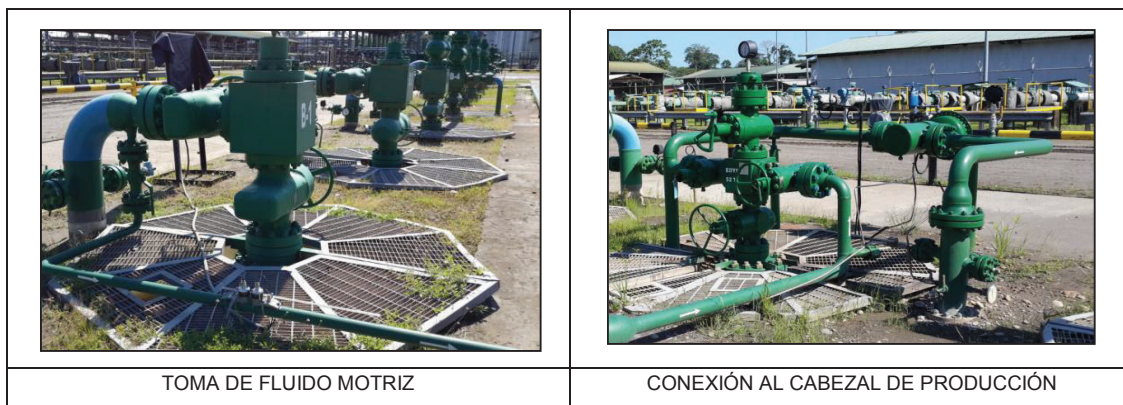
Una vez realizada la ingeniería y la procura de materiales, se instala las facilidades definitivas con tubería soldada, como se observa en la figura 3.33. El cabezal del pozo, se modifica para reversa la bomba jet.

FIGURA 4.6: INSTALACIONES DE SUPERFICIE PROVISIONALES PARA PRODUCIR EL POZO EM X1



FUENTE: SERTECPET

FIGURA 4.7: INSTALACIONES DE SUPERFICIE DEFINITIVAS PARA PRODUCIR EL POZO EM X1



FUENTE: SERTECPET

4.2 DISEÑO POZO EM X2 R1

4.2.1 ANTECEDENTES

El pozo Edén Yuturi B 47 re-entry 1 (EDYB-047R1), inicia el evento de perforación el 13 de octubre de 2012, alcanzando una profundidad total de 10,255' MD.

4.2.2 ESTADO MECÁNICO DEL POZO

En la tabla 3.7, se presenta un resumen de las tuberías de revestimiento del pozo bajadas en el pozo EDY B-52.

TABLA 4.3: ESTADO MECÁNICO POZO EM X2

Casing	Peso (lb/pie)	Grado	Profundidad (MD)
Casing superficial de 13-3/8".	54,5 / 68 lb/pie	K-55	5544'
Casing de producción de 9-5/8".	47 lb/pie	N-80	9376'
Liner intermedio de 7".	26 lb/pie	P 110	5705' MD hasta 8948'
Liner producción de 5"	18 lb/pie	P 110	8795' MD hasta 10255' MD

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.2.3 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO.

4.2.4 COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES

- Inicia completación el 12 de Noviembre de 2012.
- Corre registro de cementación de 10088' hasta 8800'.
- Dispara arena "T" de 10049' - 10068' MD (19') @ 12 DPP.
- Baja bomba electrosumergible modelo P23 de 104 etapas, motor 168 HP para evaluar la arena "T".
- Finaliza operaciones el 15 de noviembre de 2012.

4.2.4.1 COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES (ALTERNO No. 01)

- Inicia operaciones el 07 de diciembre del 2012.
- Saca completación instalada con equipo de BES.

- Corre registro de cementación de 10105' hasta 9500' (605') en primera corrida y de 10105' hasta 8800' (1305') en segunda corrida.
- Realiza squeeze a la arena "T" con 7 bls de cemento, presión final (de cierre) 2400 psi.
- Disparar intervalo "Us" de 9750' - 9758' (8').
- Realiza squeeze a la Us, presión final 2900 psi.
- Corre registro de cemento desde 10100' hasta 8800' (1300')
- Dispara arena "Us" de 9728'-9738' (10') a 6 DPP
- Re dispara arena "T" de 10049' - 10061' (12') a 6 DPP.
- Baja completación de fondo con dos packers de 5" y equipo BES con 2 bombas P18, 232 etapas, motor 120 HP para evaluar las areniscas U y T.
- Realiza prueba de producción de arena U
- Termina operaciones el 31 de diciembre del 2012.

4.2.4.2 TRABAJO SIN TORRE # 1

- Inicia operaciones el 4 de enero de 2013.
- Con slick line, cierra camisa arena "Us", abre camisa de la arena "T".
- Arranca equipo BES.
- Finalizan operaciones el 6 de enero 2013

4.2.4.3 TRABAJO SIN TORRE # 2

- Inicia operaciones el 10 de enero de 2013.
- Con slick line abre camisa de arena "Us".
- Arranca equipo BES para producir en conjunto arenas: "Us" + "T".
- Finaliza operaciones el 10 de enero de 2013.

4.2.4.4 TRABAJO SIN TORRE # 3

- Inicia operaciones el 14 de septiembre de 2013.
- Con slick line cierra camisa arena "T" + abre camisa arena "Us".
- Arranca equipo BES.
- Finaliza operaciones el 14 de septiembre de 2013.
-

4.2.4.5 TRABAJO SIN TORRE # 4

- Inicia operaciones el 11 de octubre de 2014.
- Con slick line cierra camisa de arena “Us”.
- Con unidad de wireline, baja cañones pivot y dispara la arena M1 de 9018 – 9038 (10) @ 12 DPP.
- Arranca equipo BES.
- Finaliza operaciones el 14 de octubre de 2014.

4.2.4.6 REACONDICIONAMIENTO NO. 1

- Inicia operaciones el 01 de enero de 2015.
- Recuperar equipo BES modelo P18, 98 / 134 etapas, motor 120 HP.
- Intenta recuperar sin éxito completación de fondo, queda pescado @ 9856 ft.
- Asienta taponos CIBP @ 9790 ft y 9710 ft para aislar arenas “Us” y “T”.
- Realiza cementación forzada a la arena M1, ingresan 3,5 bls de cemento a la formación, presión de cierre 3000 psi.
- Con wire line, dispara a 6 DPP arena M1, intervalo 9018’-9038’ (20’).
- Baja completación para bombeo hidráulico jet.
- Finaliza operaciones el 28 de enero 2015

4.2.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

La producción histórica y acumulada del pozo EM X2R1, se observa en las figuras 3.35 y 3.36, respectivamente.

FIGURA 4.8: PRODUCCIÓN HISTORICA, POZO EM X2

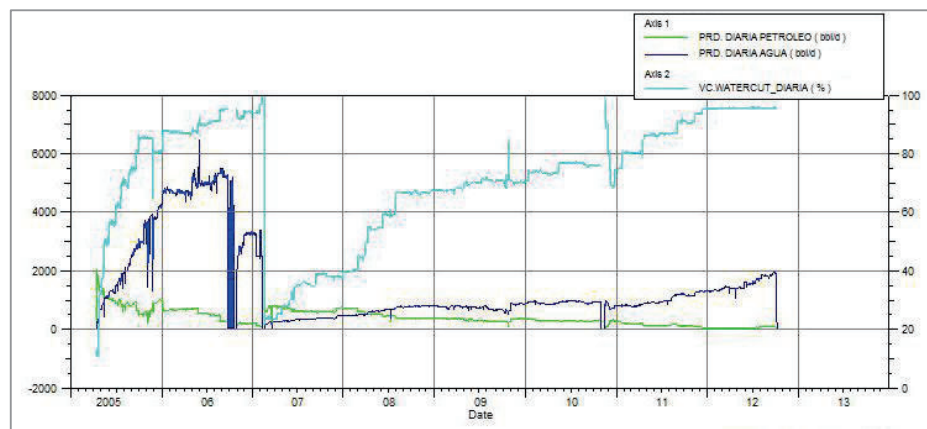


FIGURA 4.9: PRODUCCIÓN HISTÓRICA, POZO EM X2R1

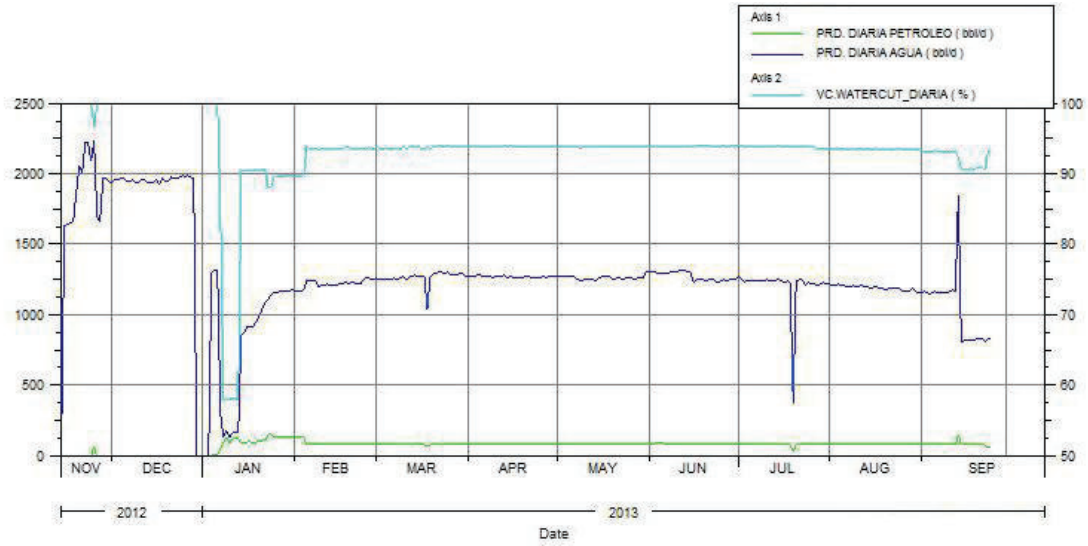


FIGURA 4.10: PRODUCCIÓN ACUMULADA, POZO EM X2

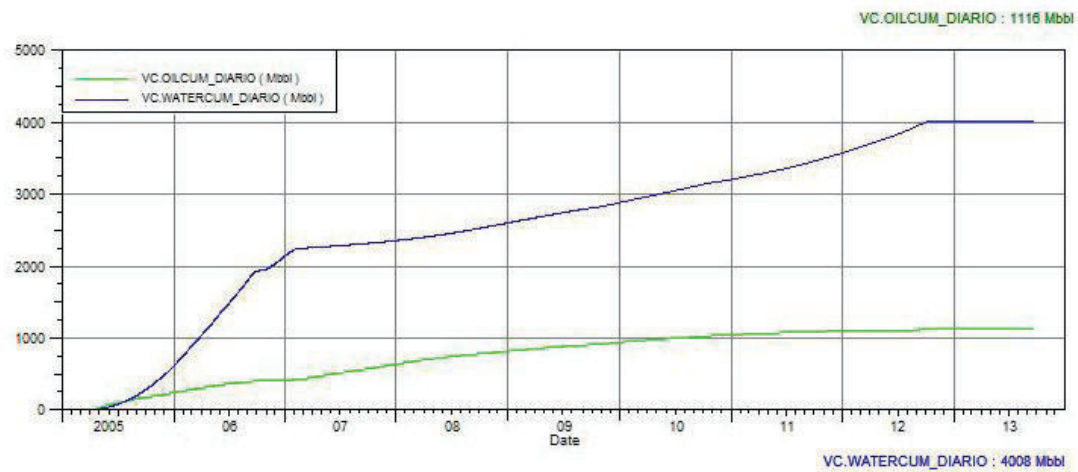


FIGURA 4.11: PRODUCCIÓN ACUMULADA, POZO EM X2

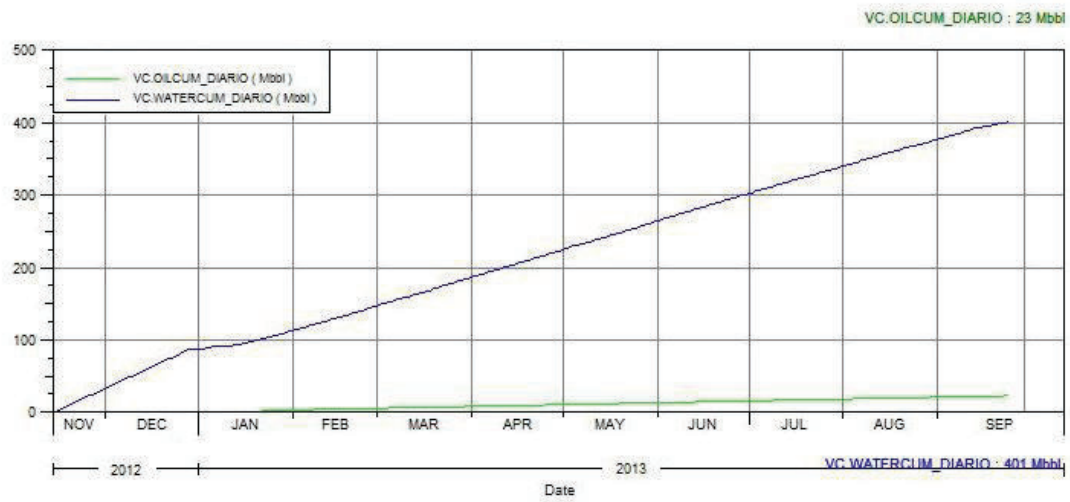


FIGURA 4.12: PRODUCCIÓN HISTÓRICA, POZO EM X2, ARENA M1

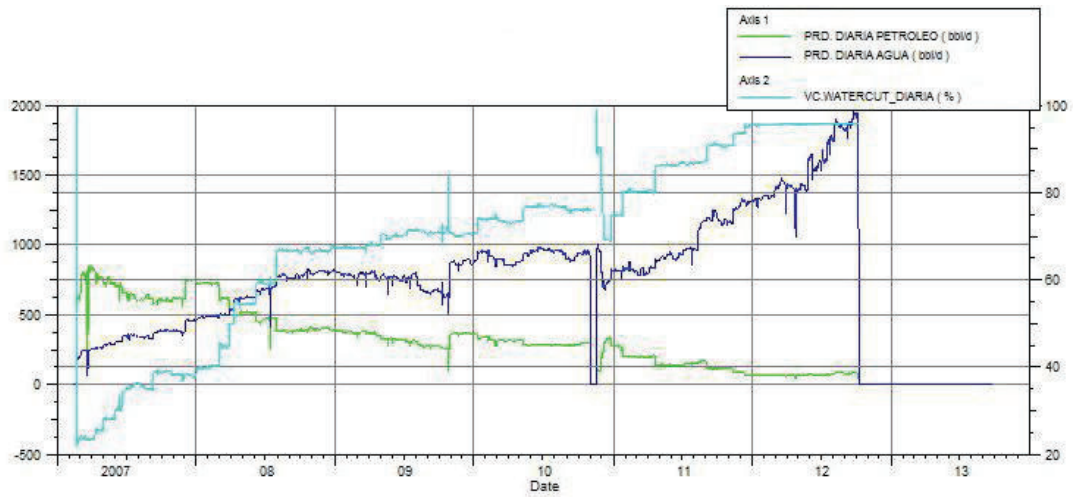


FIGURA 4.13: PRODUCCIÓN HISTÓRICA, POZO EM X2, ARENA US

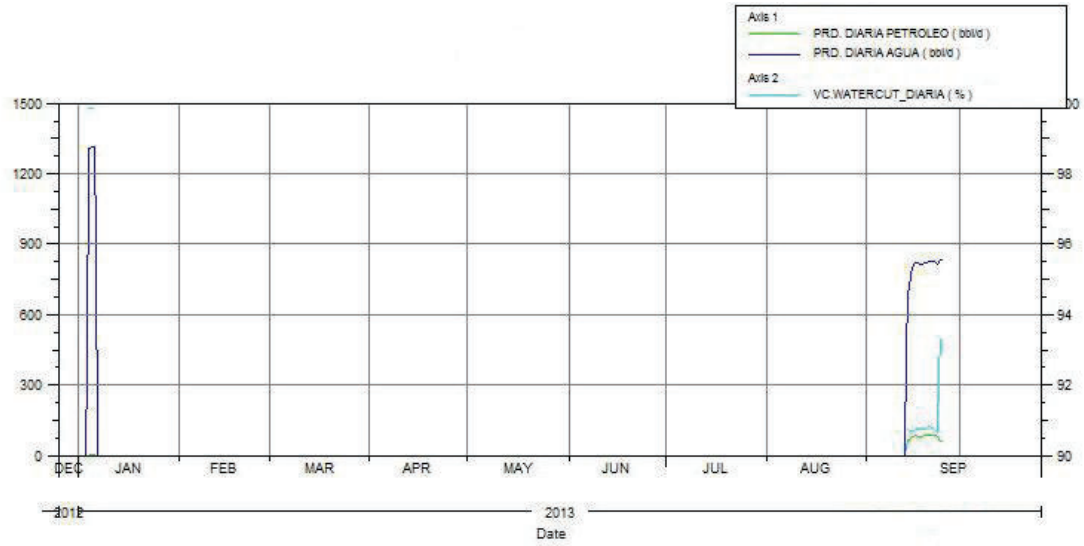
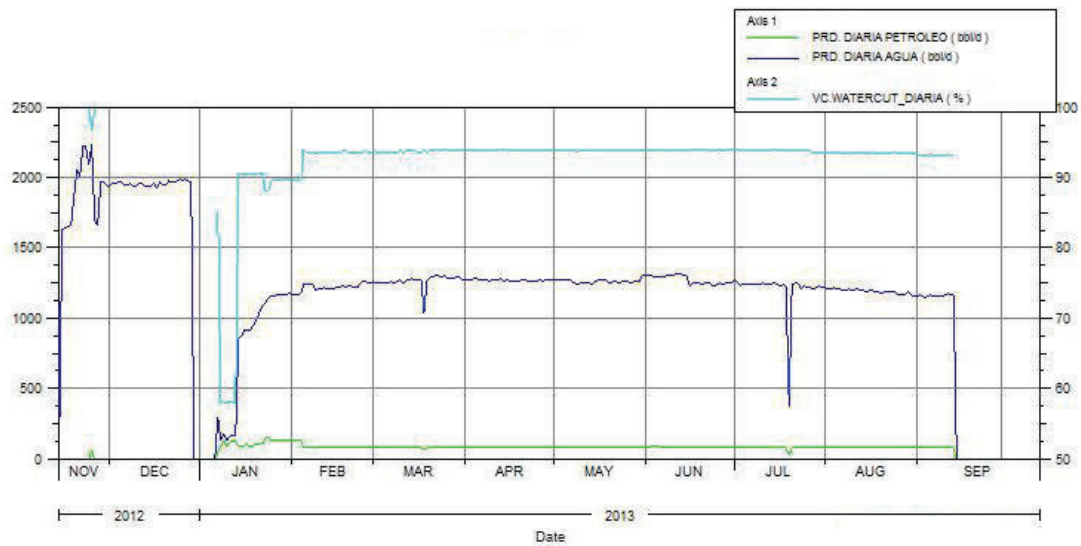


FIGURA 4.14: PRODUCCIÓN HISTÓRICA, POZO EM X2, ARENA T



4.2.6 DISEÑO POZO EM X2, ARENA M1

4.2.6.1 DATOS

TABLA 4.4: DATOS PARA LA SELECCIÓN DE BOMBA JET, POZO EM X2.

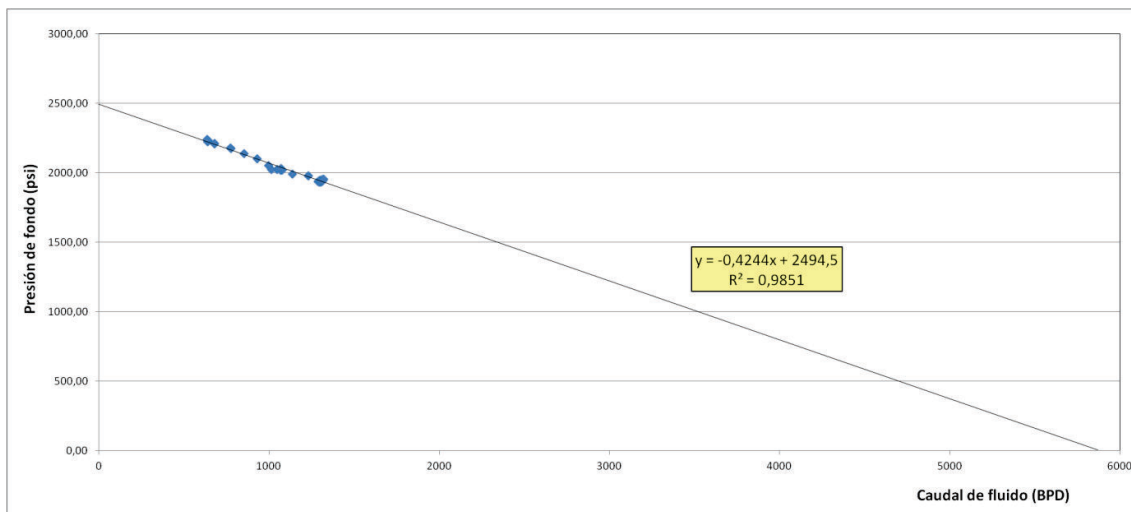
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Datos de reservorio y PVT		
Presión de reservorio (Pr)	2495	psi
Temperatura de reservorio (Tr)	197	°F
Corte de agua (BS&W)	75%	-
Gravedad específica del gas	0,98	-
Gravedad específica del agua	1,01	-
API del petróleo	19,2	-
Presión de burbuja	730	psi
GOR	33	scf/stb
Presión de retorno en casing	200	psi
Temperatura de retorno	120	°F
Datos IPR		
Presión de fondo fluyente (Pwf)	1035	psi
Caudal total (Qf)	680	BFPD
Índice productividad	0,899	BPD/psi
Datos mecánicos del pozo		
Diámetro externo tubería producción	3,5	pulgada
Diámetro interno tubería producción	2,992	pulgada
Diámetro interno tubería revestimiento	8,681	pulgada
Profundidad de reservorio (TVD)	6606	pies
Profundidad de la bomba (TVD)	6266	pies
Parámetros de fluido motriz		
Tipo de fluido motriz	Agua	-
API fluido motriz	10°	API
Presión de inyección máxima	2400	psi
Caudal de inyección máximo	3500	BPD

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.2.6.2 CURVA IPR

En la figura 3.42, se presenta una gráfica de la presión de fondo en función del caudal de fluido, los datos corresponden al historial de producción de la arena M1 hasta el 02 de diciembre de 2014, previo al trabajo de reacondicionamiento número 03, utilizando una extrapolación lineal en el programa “Microsoft Excel”, se determina que la presión de reservorio de 2495 psi.

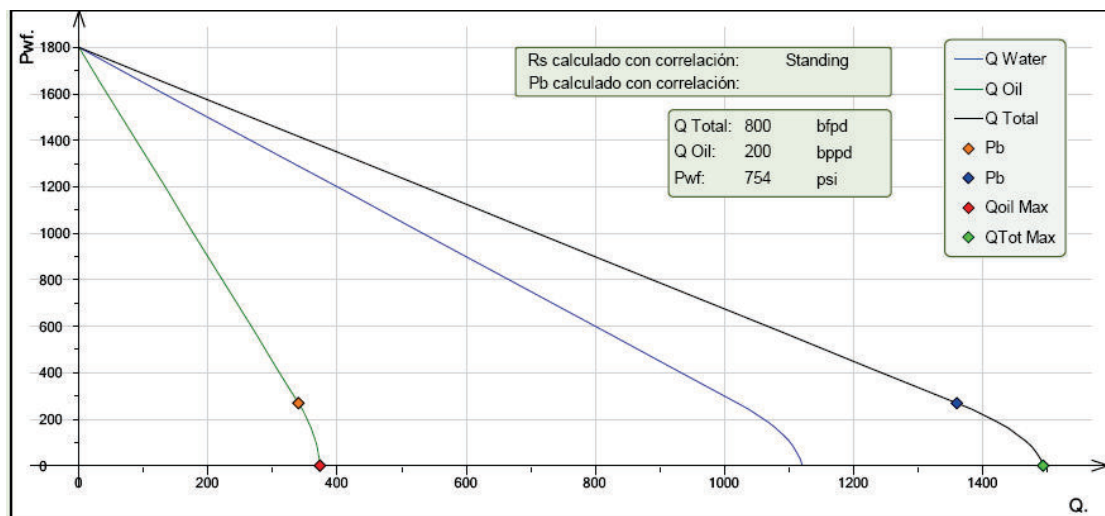
FIGURA 4.15: PRESIÓN DE FONDO VS CAUDAL, POZO EM X2,, ARENA M1 (ANTES DE SQUEEZE)



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

En la figura 3.43, se presenta la curva IPR estimada obtener luego de realizar el “squeeze” en la arena **M1** del pozo.

FIGURA 4.16: CURVA IPR ESTIMADA, ARENA M1, POZO EM X2 (LUEGO DE SUEEZE)



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.2.6.3 SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA BOMBA

Con el software Jet Claw, se calcula la presión y el caudal de inyección que necesitan varias geometrías para producir un caudal referencial de 800 BFPD, se selecciona la combinación 12L, que necesita una presión de inyección de 2551 psi, para producir el caudal deseado. Se descarta geometría 12K, está cerca de la cavitación. Ver tabla 3.9.

Bomba: Jet Claw® Directa 3 ½" X 2,81"

Geometría seleccionada: 12L.

TABLA 4.5: SELECCIÓN DE GEOMETRÍA BOMBA JET, POZO EM X2, ARENA M1

Geometría	Presión de inyección (psi)	Caudal de Inyección (bfpd)	Caudal de retorno (bfpd)	Presión de Entrada (psi)	Producción fluido (bfpd)	Producción petróleo (bppd)	Caudal de cavitación
12K	2.450	2.501	3.301	754	800	200	1.002
12L	2.551	2.530	3.330	754	800	200	1.417
12M	2.871	2.626	3.426	754	800	200	1.887

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.2.6.4 ANÁLISIS NODAL

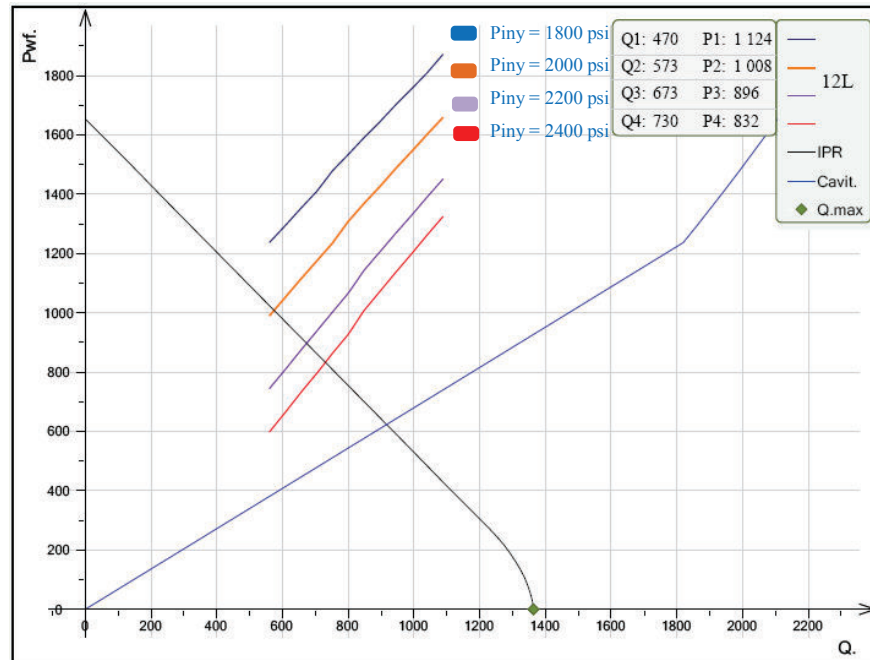
La producción de fluido, que se puede obtener con la geometría seleccionada (12L), a varias presiones de inyección, se presenta en la tabla 3.10 y en el gráfico de análisis nodal de la figura 3.44.

TABLA 4.6: COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE LA GEOMETRÍA 12L, A VARIAS PRESIONES DE INYECCIÓN, POZO EM X2, ARENA M1.

Geometría	Presión de inyección (psi)	Caudal de Inyección (bfpd)	Caudal de retorno (bfpd)	Presión de Entrada (psi)	Producción fluido (bfpd)	Producción petróleo (bppd)	Caudal de cavitación
12L	2.000	2.312	2.885	1.008	573	143	1.641
12L	2.200	2.409	3.082	896	673	168	1.546
12L	2.400	2.463	3.193	832	730	183	1.489

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

FIGURA 4.17: ANÁLISIS NODAL GEOMETRÍA 12L, POZO EM X2, ARENA M1



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.2.6.5 INSTALACIONES DE SUPERFICIE

4.2.6.5.1 CONEXIONES AL SISTEMA DE REINYECCIÓN

Para tomar el fluido motriz del sistema de reinyección, se propone conectarse al pozo EM RW1. Ver figura 3.45.

La velocidad erosional se calcula con la siguiente ecuación:

$$V_e = \frac{c}{\sqrt{pm}}$$

Donde

V_e = velocidad erosional del fluido, pie/segundo.

c = constante empírica = 100.

pm = densidad, lbs/pie³

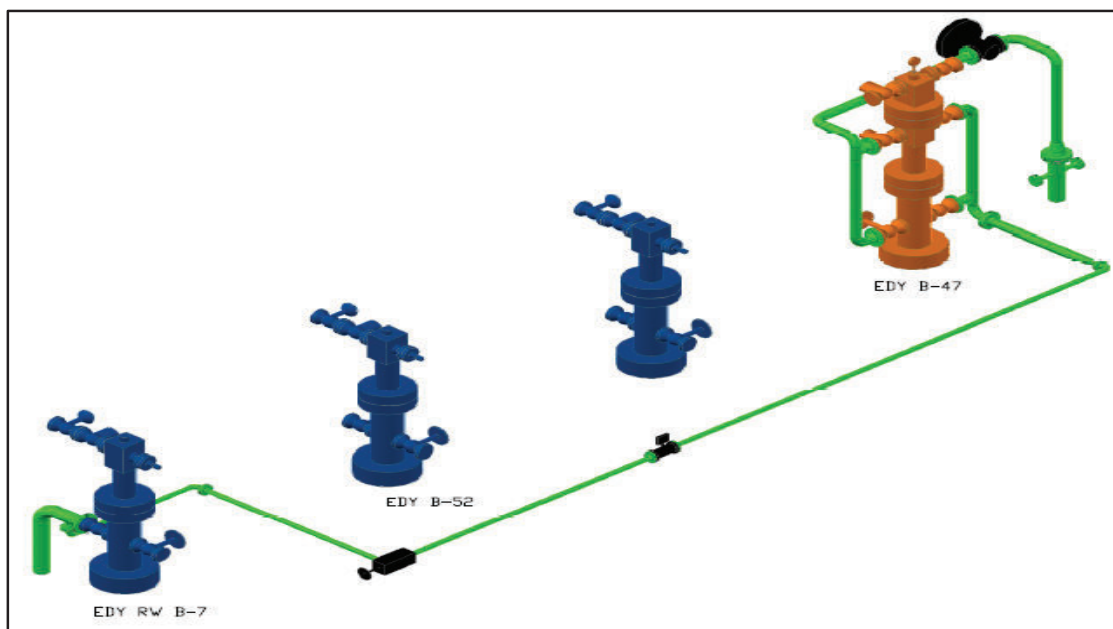
Reemplazando valores en la ecuación 1, se tiene:

$$V_e = \frac{100}{\sqrt{63,05}}$$

$$V_e = 12,59 \text{ ft/s}$$

Debido a la presencia de sólidos en el fluido de inyección, se recomienda una velocidad máxima de 10 ft/s, con una tubería de 2" SCH 160, el caudal máximo es de 2390 BFPD, como se observa en la figura 3.33. En vista que la geometría 12L, necesita un caudal de inyección máximo de 2272 BFPD, la tubería seleccionada se encuentra dentro de rango.

FIGURA 4.18: CONEXIONES AL SISTEMA DE REINYECCIÓN PARA EL POZO EM X2,



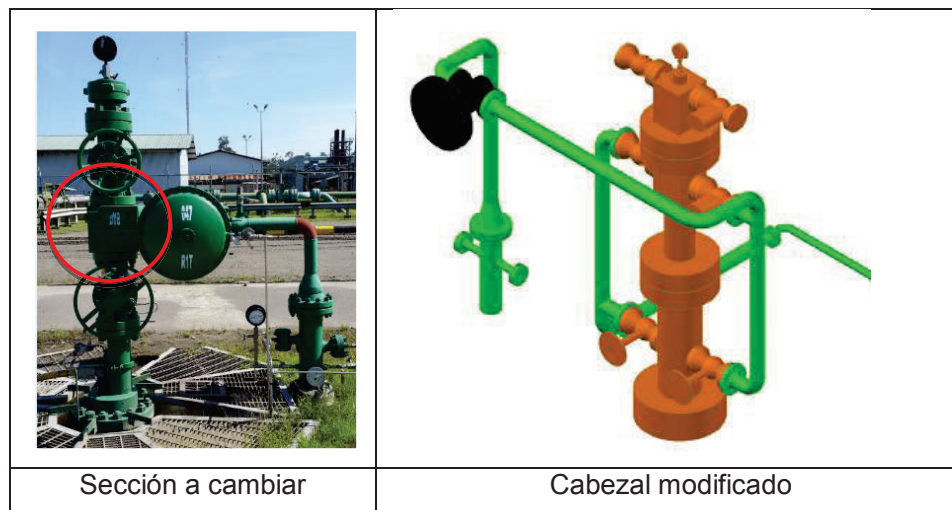
4.2.6.6 CABEZAL DE PRODUCCIÓN

El cabezal de producción para "B.E.S" instalado, soporta una presión de inyección de 3000 psi, para el cambio de sistema a bombeo hidráulico, se inyectaría el fluido a 2500 psi, que es la presión de inyección máxima que se maneja en el sistema de reinyección de agua, se puede trabajar con el mismo cabezal. Para recuperar hidráulicamente la bomba jet, se debe realizar algunas modificaciones al cabezal, como se observa en la figura 3.34.

FIGURA 4.19: CÁLCULO PÉRDIDAS DE FRICCIÓN Y VELOCIDAD.

The screenshot shows the 'Line Loss - Liquid flow' software interface. It includes a menu bar (File, Engineering units, Fluid Properties, Base conditions, Help) and a 'Common input data' section with fields for Tag, Fluid (Water), Pipe Length (60 ft), Pipe I.D. (1.687 in), and Elevations. Material options include Steel, Tubing, Cast iron, Galv iron, Asphalted, Concrete, and Wood. Valve and tee counts are also specified. The 'Variable input data' section has three cases for Fluid flow (bbl/d), Temperature (degF), Source pressure (psig), SG @ flow conditions, Viscosity (cp), and Equipment losses (psi). A 'Pipe Condition' dropdown is set to 'Good'. The 'Output data' section, highlighted in yellow, shows results for Loss per 100 ft (12.26 psi), End pressure (2385 psig), Liquid velocity (10 ft/s), Reynolds number (236423), and Equivalent line length (123.4 ft).

FIGURA 4.20: MODIFICACIONES LA CABEZAL DEL POZO EM X2.



4.3 DISEÑO POZO EM X3

4.3.1 ANTECEDENTES.

El pozo EM X3, es un pozo direccional tipo J, inicia las operaciones de perforación el 07 de septiembre de 2012, alcanzando una profundidad total de 10,110' MD.

4.3.2 ESTADO MECANICO DEL POZO.

Casing	Peso (lb/pie)	Grado	Profundidad (MD)
Casing superficial de 13-3/8".	54,5 / 68 lb/pie	K-55	3,998' MD
Casing de producción de 9-5/8".	47 lb/pie	N-80	8,545' MD
Liner de 7".	26 lb/pie	P 110	8,358' MD - 10,110' MD
Collar flotador	-	-	10,025' MD

4.3.3 HISTORIAL DE REACODICIONAMIENTO.

4.3.3.1 COMPLETACIÓN

- Inicia operaciones de completación el 01 de octubre de 2012.
- Corre registro de cementación desde 10,000' hasta el tope del liner. Resultados muestran buena calidad del cemento.
- Dispara la arenisca "T" el intervalo de 9863' – 9883' (20')
- Dispara la arenisca "U-Inferior" en los intervalos de 9557'- 9560' (3'); 9564' – 9571' (7') y 9573' -9580' (7')
- Baja completación de fondo para las areniscas "T" y "UI".
- Baja equipo BES modelo P18 de 98 /98 etapas, motor 168 HP.
- Se arranca el pozo con camisa de T abierta.
- Finaliza operaciones el 08 de octubre de 2012.

4.3.3.2 REACONDICIONAMIENTO No. 1

- Inicia operaciones el 25 de marzo del 2014
- Recuperar equipo BES P18 de 196 etapas, moto 168 HP.
- Recupera completación de fondo.
- Con wireline asienta 7" CIBP a 9896' y retendor de cemento a 9856'.
- Realiza cementación forzada a la arenisca "T", ingresan a la formación 0,9 Bls, presión de cierre 3500 psi.
- Corre registro de cemento para las areniscas "Ui" Y "T" de 10030' hasta 8358'.

- Dispara la arenisca “T”, en el intervalo de 9863’-9880’ (17’) a 5 DPP
- Bajar completación de fondo para producir de manera independiente las arenas “T” y “U”. Con slick line abre camisa de arena T.
- Baja equipo BES modelo Flex 10 de 170 etapas, motor de 168 HP.
- Finaliza operaciones el 12 de abril de 2014

4.3.3.3 TRABAJO SIN TORRE No. 1

- Inicia operaciones el 24 de abril de 2014.
- Realiza cambio de arena de T a U.
- Finaliza operaciones el 25 de abril de 2014.

4.3.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

La producción histórica y acumulada del pozo EM X3, se observa en las figuras 3.48 y 3.49, respectivamente.

FIGURA 4.21: PRODUCCIÓN HISTÓRICA, POZO EM X3



FIGURA 4.22: PRODUCCIÓN ACUMULADA, POZO EM X3

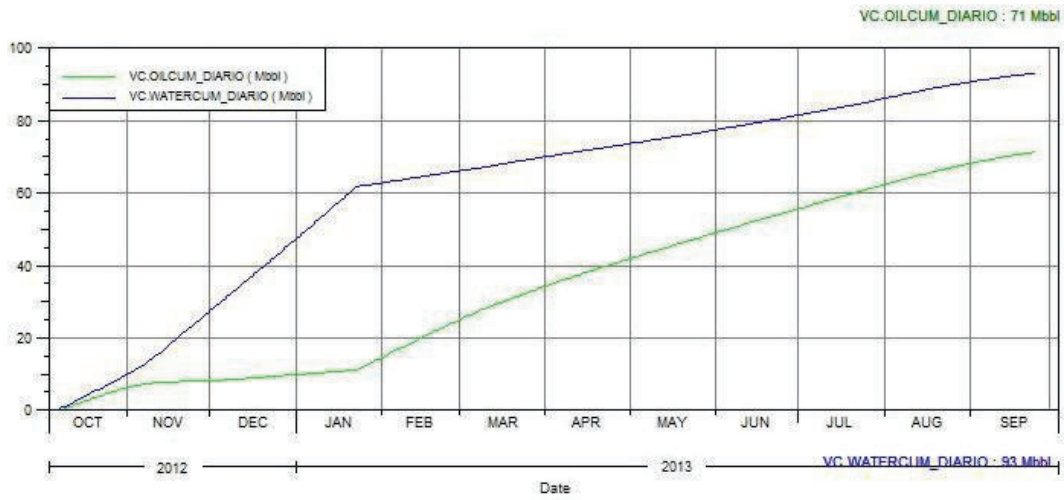


FIGURA 4.23: PRODUCCIÓN HISTÓRICA, POZO EM X3, ARENA UI

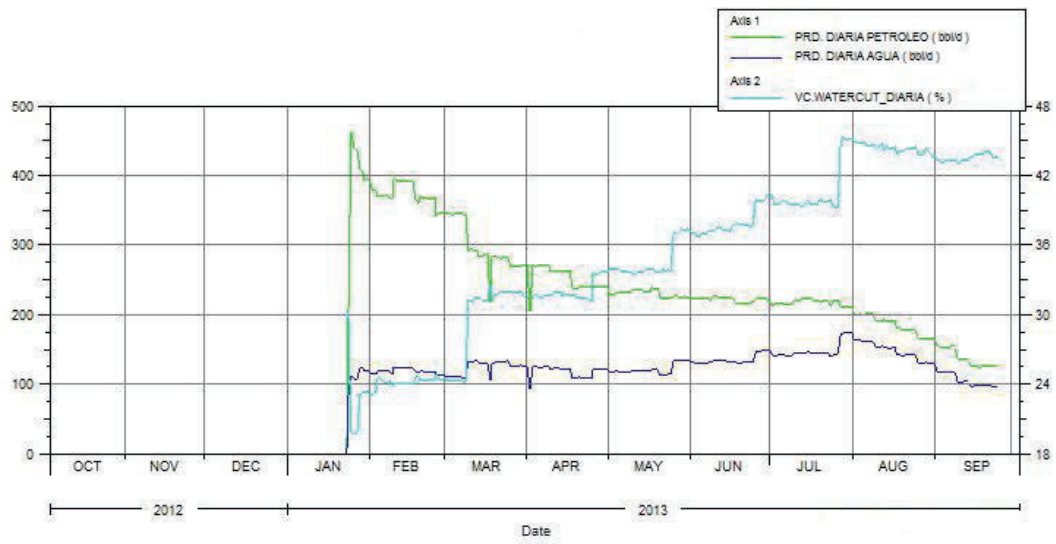
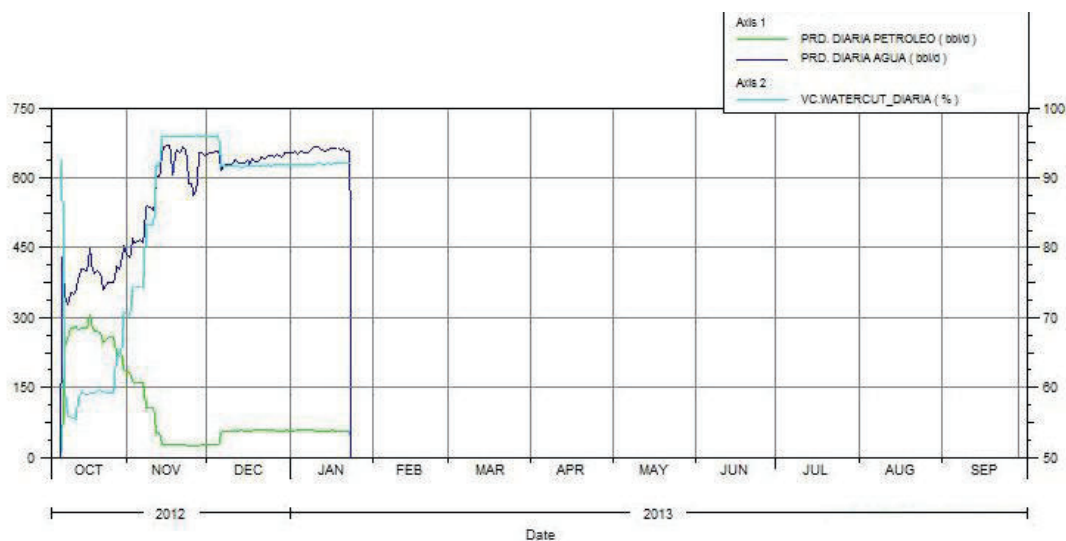


FIGURA 4.24: PRODUCCIÓN HISTÓRICA, POZO EM X3, ARENA T



4.3.5 DISEÑO POZO EDÉN YUTURI EM X3, ARENA U INFERIOR

4.3.5.1 DATOS

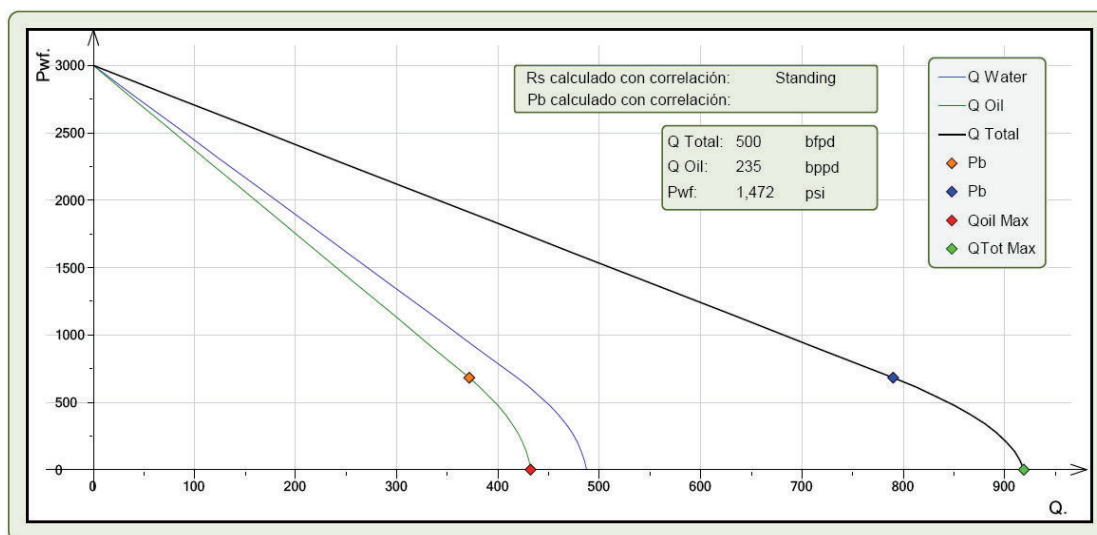
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Datos de reservorio y PVT		
Presión de reservorio (Pr)	3000	psi
Temperatura de reservorio (Tr)	209	°F
Corte de agua (BS&W)	61%	-
Gravedad específica del gas	1,25	-
Gravedad específica del agua	1,01	-
API del petróleo	21,7	-
Presión de burbuja	683	psi
GOR	129	scf/stb
Presión de retorno en casing	140	psi
Temperatura de retorno	140	°F
Datos IPR		
Presión de fondo fluyente (Pwf)	1378	psi
Caudal total (Qf)	629	BFPD
Índice productividad	0,388	BPD/psi
Datos mecánicos del pozo		
Diámetro externo tubería producción	3,5	pulgada
Diámetro interno tubería producción	2,992	pulgada

Diámetro interno tubería revestimiento	8,681	pulgada
Profundidad de reservorio (TVD)	7270	pies
Profundidad de la bomba (TVD)	7125	pies
Parámetros de fluido motriz		
Tipo de fluido motriz	Agua	-
API fluido motriz	10	API
Presión de inyección máxima	2400	psi
Caudal de inyección máximo	3500	BPD

4.3.5.2 CURVA IPR

La curva IPR para la arena UI del pozo EM X3, se presenta en la figura 3.52.

FIGURA 4.25: CURVA IPR PARA LA ARENA UI, POZO EM X3



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.3.5.3 SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA

Con el software Jet Claw, se calcula la presión y el caudal de inyección que necesitan varias geometrías para producir un caudal referencial de 500 BFPD, se selecciona la combinación 11K, que necesita una presión de inyección de 1845 psi para producir el caudal requerido.

Bomba: Jet Claw Directa 3 ½" X 2,81"

Geometría seleccionada: 10l.

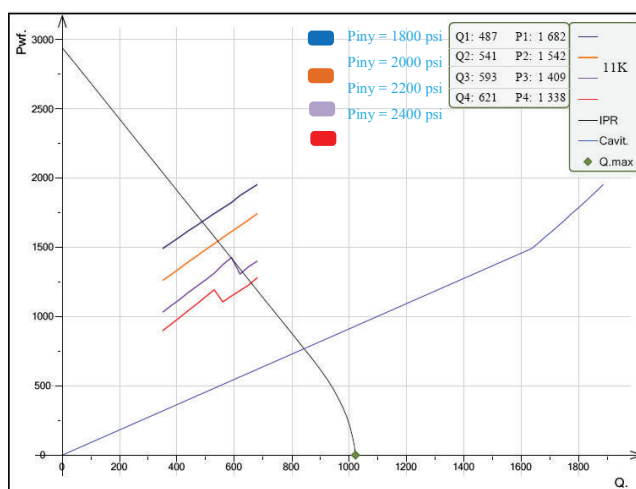
TABLA 4.7: SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA, POZO EM X3, ARENA UI.

Geometría Bomba	Presión de inyección (psi)	Caudal de Inyección (bfpd)	Presión de Entrada (psi)	Producción fluido (bfpd)	Producción petróleo (bppd)	Caudal de cavitación
10J	2.189	1.299	1.650	500	210	1.461
11K	1.845	1.679	1.650	500	210	1.727
12L	1.536	2.069	1.650	500	210	2.018

4.3.5.4 ANÁLISIS NODAL

En la figura 3.53, se indica la producción de fluido que se puede obtener con la geometría 11K, a varias presiones de inyección.

FIGURA 4.26: ANÁLISIS NODAL GEOMETRÍA 11K, POZO EDYB-161, ARENA UI.



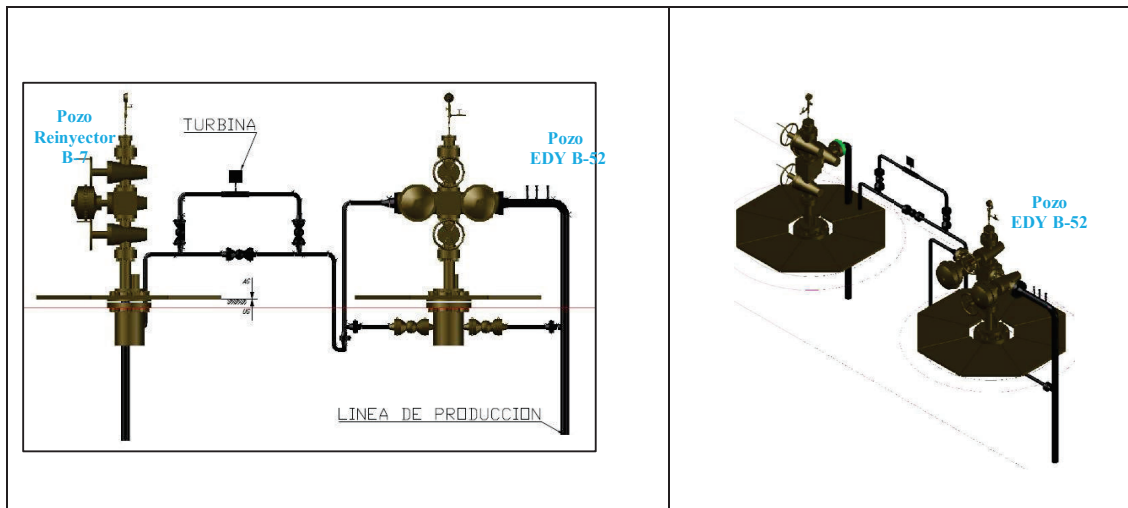
ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.3.5.5 INSTALACIONES DE SUPERFICIE

4.3.5.5.1 CONEXIONES AL SISTEMA DE REINYECCIÓN

El fluido motriz se tomaría del pozo inyector aledaño, un ejemplo se presenta en la figura 3.54..

FIGURA 4.27: FACILIDADES DE SUPERFICIE

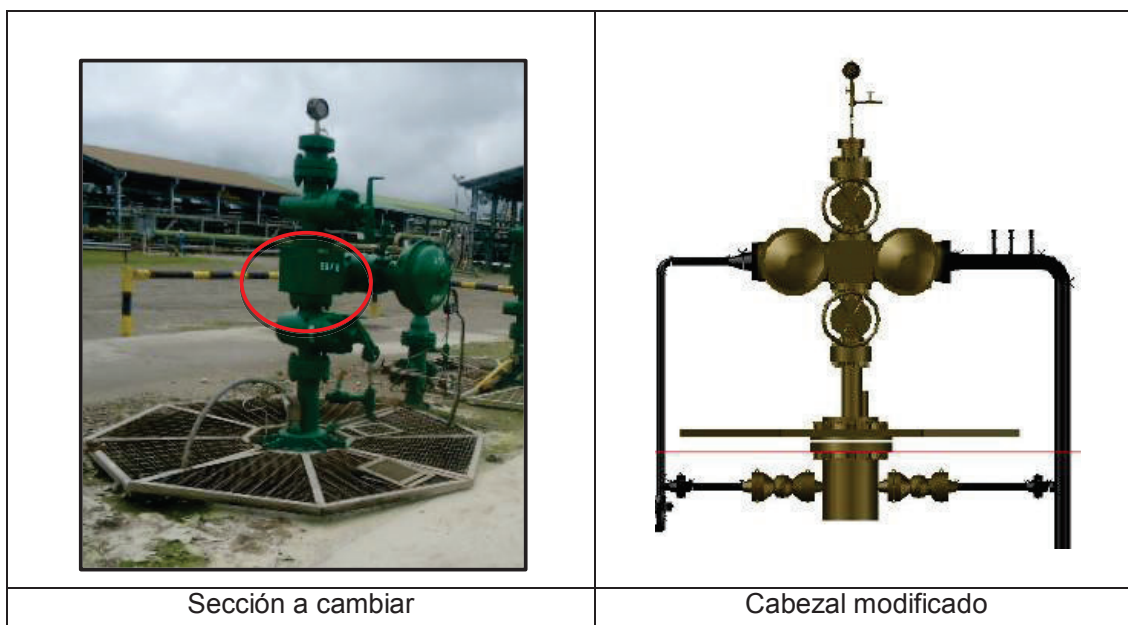


5.2 CABEZAL DE PRODUCCIÓN

Los cabezales de producción para “B.E.S”, soportan una presión de 3000 psi; para bombeo hidráulico se trabajaría con una presión de inyección máxima de 2500 psi, se puede utilizar el mismo cabezal con algunas adaptaciones.

Para recuperar hidráulicamente la bomba jet, se requiere modificar el cabezal, Petroamazonas EP, se encargará de cambiar la sección C de los cabezales y proveer las válvulas de compuerta “wing”. Ver figura inferior.

FIGURA 4.28. MODIFICACIONES AL CABEZAL



4.4 DISEÑO POZO EM X4

4.4.1 ANTECEDENTES

El pozo EM X4, es un pozo horizontal de desarrollo, se perfora del 6 al 29 de agosto de 2005. Luego de haber realizado una desviación del pozo (side track) a 9001', se alcanza una profundidad total de 10115 pies (MD), 6575' TVD a una inclinación máxima de 93.56° a 9362' MD (6589' TVD), teniendo como objetivo la arena M-1. Se instalan 892' (9223' - 10115') MD de malla o screen premium de 6 5/8" para controlar la producción de arena.

4.4.2 ESTADO MECÁNICO

TABLA 4.8: ESTADO MECÁNICO POZO EM X4

Casing	Peso (lb/pie)	Grado	Profundidad (MD)
Casing conductor de 20	78.6 lb/pie		153' MD.
Casing superficial de 13-3/8".	54,5 lb/pie	K-55	0 - 1800'
	68 lb/pie		1800' – 4319'
Casing de producción de 9-5/8".	47 lb/pie	N-80	9252'
Liner intermedio de 7".	26 lb/pie	P 110	8835' -
Liner producción de 5"	18 lb/pie	P 110	

4.4.3 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

4.4.3.1 COMPLETACIÓN

- Inicia operaciones el 01 de septiembre de 2005.
- Baja equipo BES modelo GN4000, 171 etapas, motor de 330 HP para producir la arena M1.
- Arrancar equipo BES, realiza prueba producción contra tanque.
- Finaliza operaciones el 03 de septiembre de 2005.

4.4.3.2 REACONDICIONAMIENTO No. 1

- Inicia operaciones el 25 de septiembre de 2005.
- Recupera equipo BES modelo GN 4000, 171 etapas, motor de 330 HP.
- Baja equipo BES modelo GN 4000, 171 etapas, motor de 450 HP.
- Finaliza operaciones el 02 de octubre de 2005.

4.4.3.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

La producción histórica y acumulada del pozo EM X4, se observa en las figuras 3.43 y 3.44, respectivamente.

FIGURA 4.29. PRODUCCIÓN HISTÓRICA, POZO EM X4

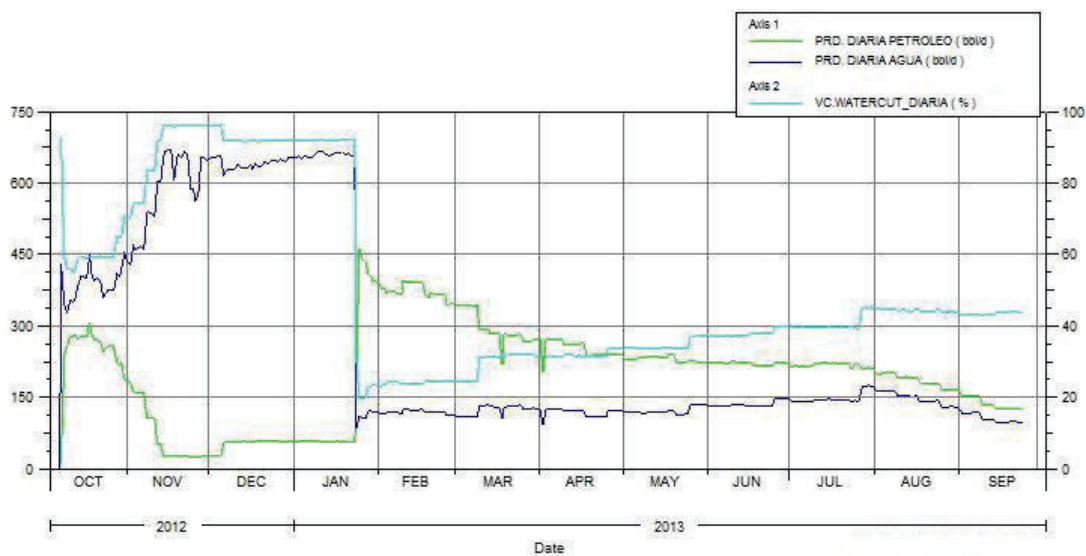
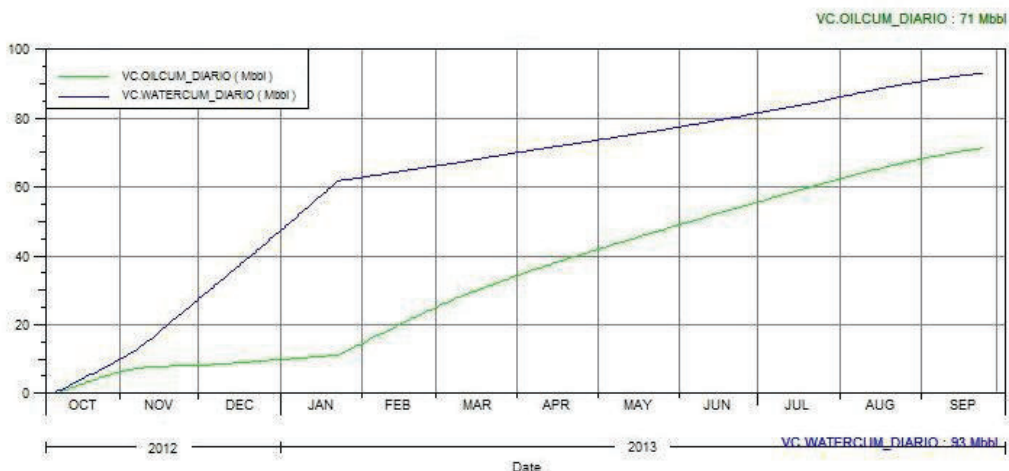


FIGURA 4.30: PRODUCCIÓN ACUMULADA, POZO EM X4



4.4.4 DISEÑO POZO EM X4

4.4.4.1 DATOS

TABLA 4.9: DATOS PARA LA SELECCIÓN DE LA BOMBA JET, POZO EM X3.

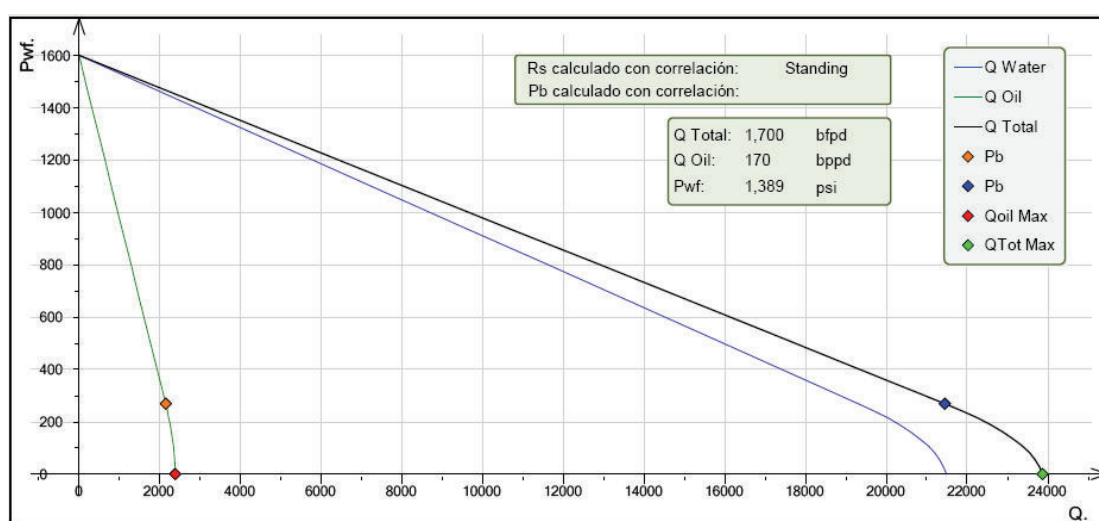
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Datos de reservorio y PVT		
Presión de reservorio (Pr)	1600	psi
Temperatura de reservorio (Tr)	190	°F
Corte de agua (BS&W)	90%	-
Gravedad específica del gas	1,2	-
Gravedad específica del agua	1,01	-
API del petróleo	18,6	-
Presión de burbuja	270	psi
GOR	41	scf/stb
Presión de retorno en casing	140	psi
Temperatura de retorno	140	°F
Datos IPR		
Presión de fondo fluyente (Pwf)	1334	psi
Caudal total (Qf)	4290	BFPD
Índice productividad	16,13	BPD/psi
Datos mecánicos del pozo		
Diámetro externo tubería producción	4,5	pulgada
Diámetro interno tubería producción	4,09	pulgada
Diámetro interno tubería revestimiento	8,681	pulgada
Profundidad de reservorio (TVD)	6575	pies
Profundidad de la bomba (TVD)	6332	pies
Parámetros de fluido motriz		

Tipo de fluido motriz	Agua	-
API fluido motriz	10	API
Presión de inyección máxima	2400	psi
Caudal de inyección máximo	3500	BPD

4.4.4.2 CURVA IPR

La curva IPR para la arena M1 del pozo EM X4H, se presenta en la figura 3.45.

FIGURA 4.31: CURVA IPR DE LA ARENA M1, POZO EM X4.



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.4.4.3 SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA

En la tabla 3.14, se presenta un resumen de la simulación realizada en el programa Jet Claw, no es posible producir el caudal actual de 4900 BFPD.

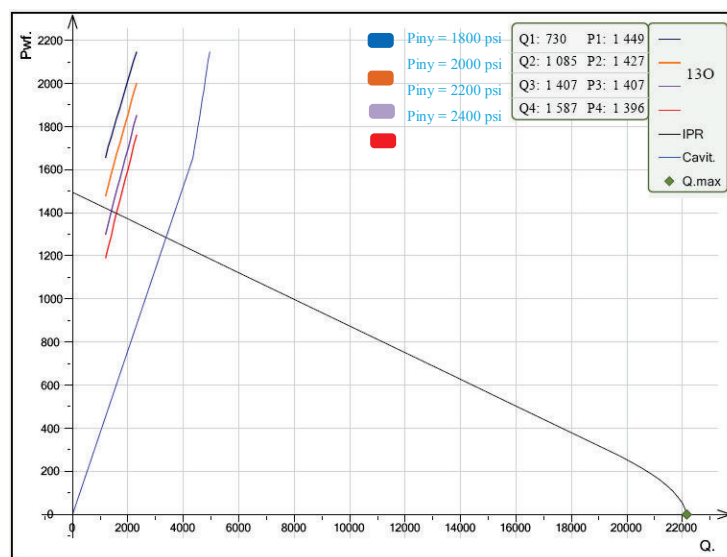
TABLA 4.10: SIMULACIÓN GEOEMTRÍAS POZO EM X4

Geometría Bomba	Presión de inyección (psi)	Caudal de inyección (bfpd)	Presión de Entrada (psi)	Producción fluido (bfpd)	Producción petróleo (bppd)	Caudal de cavitación
12M	2.961	2.509	1.389	1700	102	2.581
12N	3.035	2.529	1.389	1700	102	3.228
13N	2.287	3.346	1.389	1700	102	2.672
13O	2.478	3.402	1.389	1700	102	3.975

ANÁLISIS NODAL

En la figura 3.59, se observa la producción de fluido, que se puede obtener a varias presiones de inyección con la geometría 130, a la presión de inyección máxima del sistema (2400 psi), se puede producir 1587 BFPD.

FIGURA 4.32: ANÁLISIS NODAL GEOMETRÍA 130, POZO EM X4, ARENA UI.



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.5 DISEÑO POZO EM X5

4.5.1 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

4.5.1.1 COMPLETACIÓN

- Inicia operaciones el 12 de septiembre del 2010.
- Baja "tie back" de 7" desde 7031' hasta 6895'.
- Corre registro de saturación para la arena "T" desde 8900' hasta 9000', arena "U" desde 8600' hasta 8700' y para la arena "M-1" desde 7800' hasta 7900'.
- Baja cañones con cable eléctrico y dispara el intervalo: 8914' - 8922' (8') de la arena "T" @ 10 DPP.
- Baja completación de fondo.
- Baja B.E.S modelo DN 1100 de (143 + 69) etapas, motor 188 HP.
- Finaliza operaciones el 20 de septiembre de 2010.

4.5.1.2 REACONDICIONAMIENTO No. 1

- Inicia operaciones el 11 de octubre de 2010.
- Saca equipo BES.
- Intenta recuperar sin éxito BHA de fondo, se deja en el pozo.
- Asienta tapón "CIBP" @ 8890', para aislar arena "T".
- Baja cañones con cable eléctrico y dispara la arena "M1" de: 7840' – 7862' (22') @ 5 DPP.
- Baja B.E.S modelo DN 1750 de 306 etapas y motor de 200 HP.
- Finaliza operaciones el 19 de octubre de 2010

4.5.1.3 TRABAJO SIN TORRE No. 1

- Inicia operaciones el 31 de agosto de 2011.
- Dispara con cañones pivot el intervalo 7830'-7840' de la arena "M1" @ 8 DPP
- Arranca equipo electrosumergible.
- Termina operaciones el 1 de septiembre del 2011.

4.5.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

La producción histórica y acumulada del pozo EM X5, se observa en las figuras 3.47 y 3.48, respectivamente.

FIGURA 4.33: PRODUCCIÓN HISTÓRICA, POZO EM X5

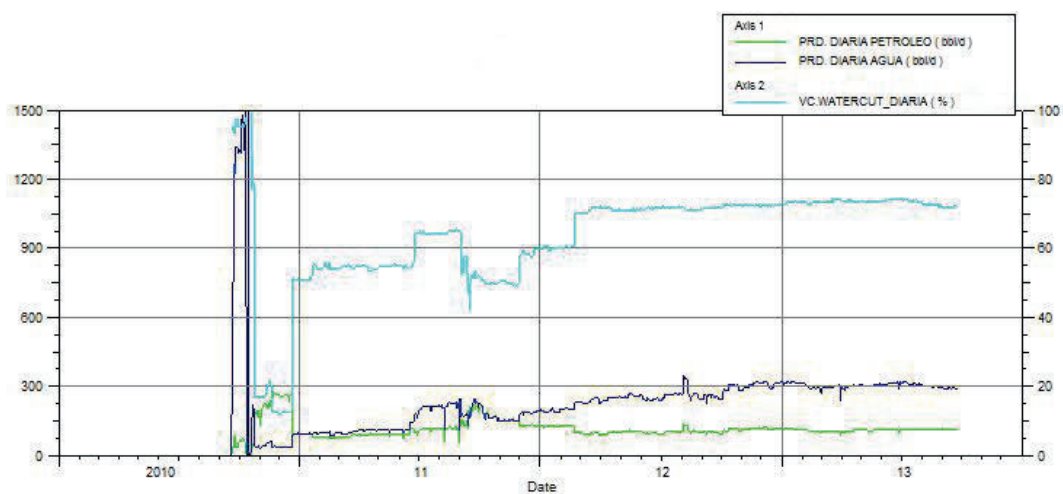


FIGURA 4.34: PRODUCCIÓN ACUMULADA, POZO EM X5

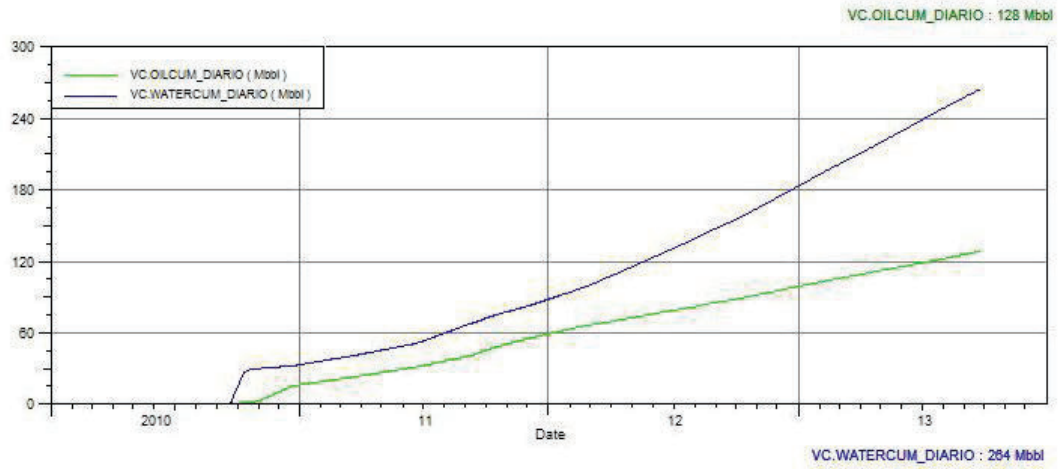


FIGURA 4.35: PRODUCCIÓN HISTÓRICA, POZO EM X5, ARENA T

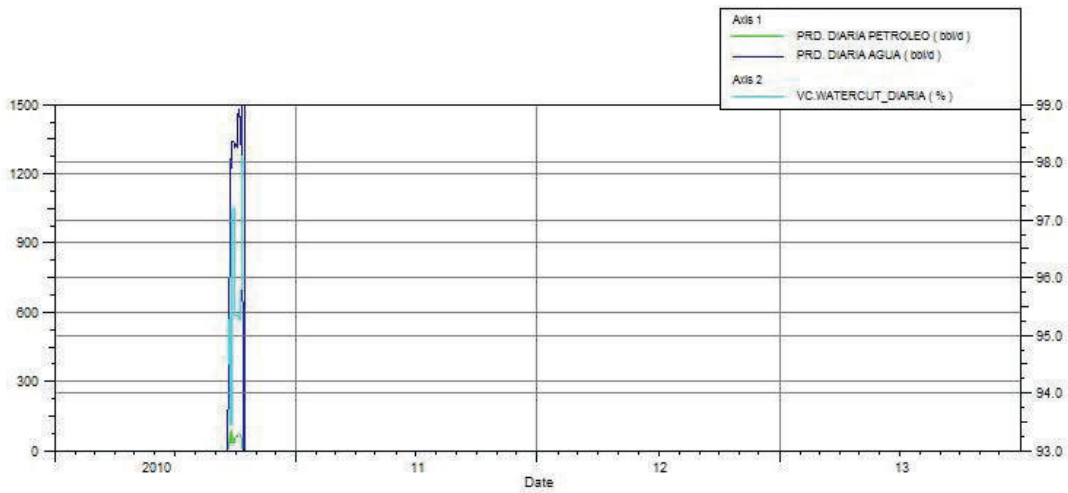
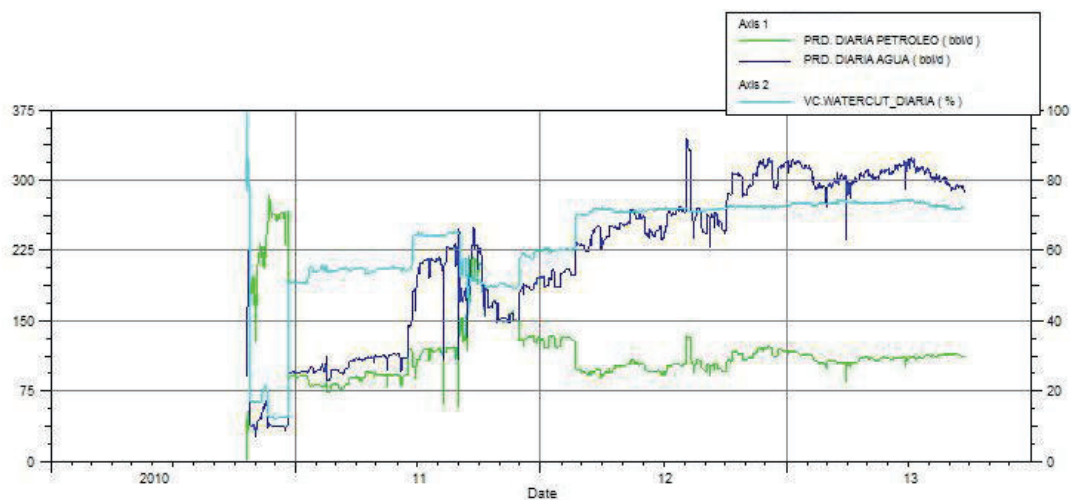


FIGURA 4.36: PRODUCCIÓN HISTÓRICA, POZO EM X5, ARENA M1



4.5.3 DISEÑO POZO EM X5, ARENA M1

4.5.3.1 DATOS

TABLA 4.11: DATOS PARA LA SELECCIÓN DE LA BOMBA JET POZO EM X5.

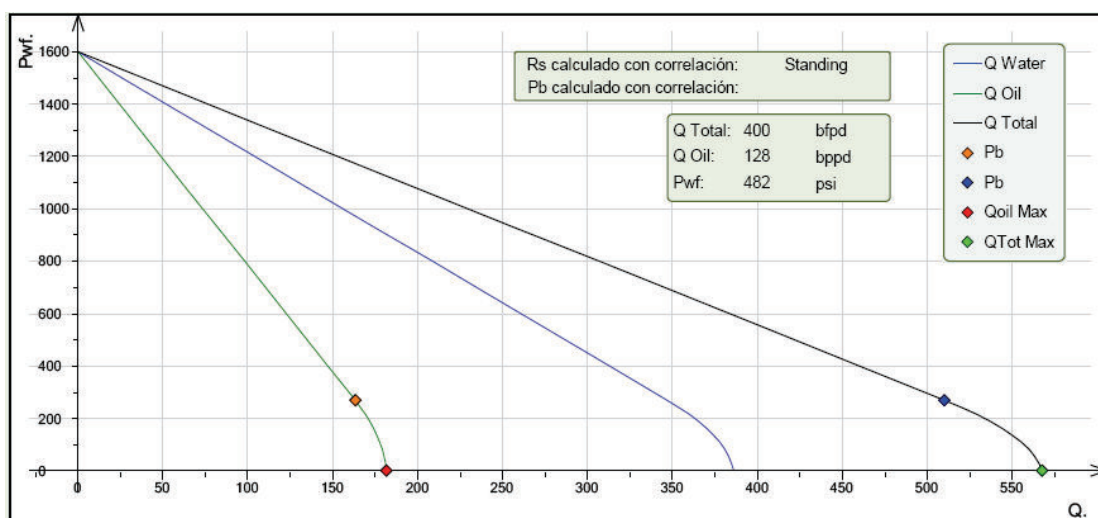
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Datos de reservorio y PVT		
Presión de reservorio (Pr)	1600	psi
Temperatura de reservorio (Tr)	175	°F
Corte de agua (BS&W)	68	-
Gravedad específica del gas	0,8	-
Gravedad específica del agua	1,01	-
API del petróleo	18,8	-
Presión de burbuja		psi
GOR	28	scf/stb
Presión de retorno en casing	100	psi
Temperatura de retorno	100	°F
Datos IPR		
Presión de fondo fluyente (Pwf)	536	psi
Caudal total (Qf)	408	BFPD
Índice productividad	0.383	BPD/psi
Datos mecánicos del pozo		
Diámetro externo tubería producción	2,992	pulgada
Diámetro interno tubería producción	3,5	pulgada

Diámetro interno tubería revestimiento	8,681	pulgada
Profundidad de reservorio (TVD)	6675	pies
Profundidad de la bomba (TVD)	6500	pies
Parámetros de fluido motriz		
Tipo de fluido motriz	Agua	-
API fluido motriz	10	API
Presión de inyección máxima	2400	psi
Caudal de inyección máximo	3500	BPD

4.5.3.2 CURVA IPR

En la figura 3.51, se presenta la curva IPR, para el pozo EM X5, arena M1.

FIGURA 4.37. CURVA IPR POZO EM X5, ARENA M1



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.5.3.3 SELECCIÓN DE LA BOMBA JET

El resumen de la simulación realizada en el programa “Jet Claw”, se presenta en la tabla 3.10.

TABLA 4.12: SELECCIÓN GEOMETRÍA POZO EM X5, ARENA M1

Geometría	P iny	Qp	PIP	Qcav	%
11J	2100	418	434	626	50%
11K	2400	375	544	981	162%
12L	2200	414	443	1080,0	161%

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

4.5.3.4 ANÁLISIS NODAL

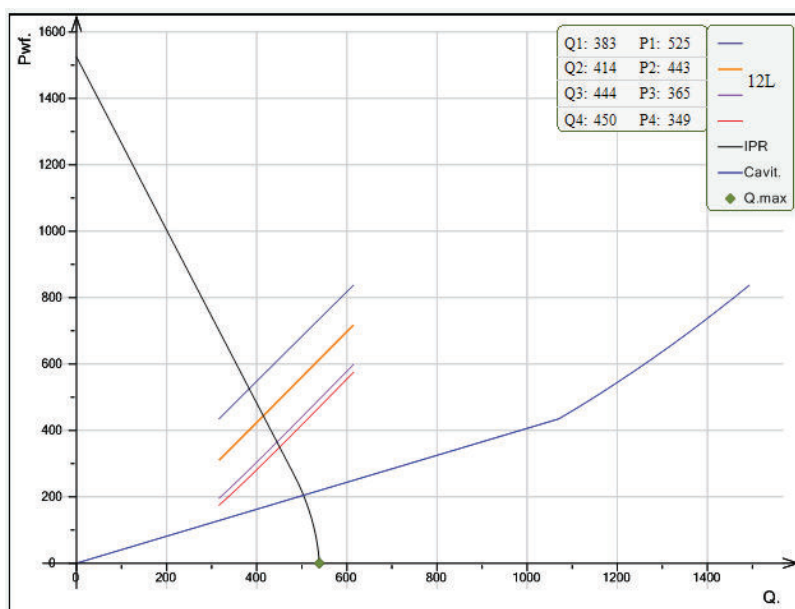
El comportamiento de la geometría seleccionada a varias presiones de inyección se observa en la tabla 3.11 y el gráfico de análisis nodal de la figura 3.52

TABLA 4.13: COMPORTAMIENTO GEOMETRÍA 12L, POZO EM X5, ARENA M1

Piny	Qp	PIP	Qcav	%
2100	383	525	1177,2	207%
2200	414	443	1080,0	161%
2300	444	365	1073	142%
2400	450	349	944	110%

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

FIGURA 4.38. ANÁLISIS NODAL POZO EDY L 132, ARENA M1



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 INTRODUCCIÓN

El análisis económico, se enfoca en una comparación de costos entre el sistema de bombeo hidráulico tipo jet y el sistema de bombeo electrosumergible, con el que habitualmente se producen los pozos en el campo “EM”. Para la evaluación se considera un tiempo de 1200 días, que corresponde al “target run life” para los pozos con el sistema electrosumergible.

5.2 COSTOS

Los costos para producir un pozo con sistema de bombeo electro sumergible y con bombeo hidráulico tipo jet, se describen a continuación.

5.2.1 COSTOS POR TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

Cuando la compañía operadora, interviene un pozo cuando la bomba electrosumergible falla, o para realizar un trabajo que permita incrementar la producción de petróleo, se selecciona si completa el con bombeo hidráulico o bombeo electrosumergible, para determinar los costos de reacondicionamiento, para cada tipo de sistema, se toma en cuenta los siguientes aspectos:

- Para los dos tipos de sistemas de levantamiento artificial, existen costos comunes para trabajos como: control de pozo, limpieza, squeeze, cañoneo, entre otros.
- Se considera la misma longitud de tubería, la bomba electrosumergible o hidráulica, se coloca a la misma profundidad.
- Se considera 2 días de taladro de reacondicionamiento para bajar una completación para bombeo hidráulico y 4 días para bajar una completación para bombeo electrosumergible.

En la tabla 4.1 y 4.2, se presenta un resumen de los costos de los trabajos de reacondicionamiento realizados en los pozos EDY 52 y EM X2 para la bajada de completaciones para bombeo hidráulico.

TABLA 4.1. COSTOS REACONDICIONAMIENTO NO 4, POZO EM X1

DESCRIPCIÓN	VALOR (USD)
ACEITES Y GRASAS REACONDICIONAMIENTO	152
COMBUSTIBLES, LUBRICANTES SERVICIOS GENERALES	7.518
Company Man	17.649
MATERIALES DE COMPLETACION	123.005
MATERIALES GENERALES DE LA OPERACIÓN	2.972
MATERIALES QUIMICA DE POZO	7.968
RENTAS GENERALES	7.090
SERVICIO DE CAMION VACUUM	4.365
SERVICIO DE CATERING	8.232
SERVICIO DE CEMENTACION	64.354
SERVICIO DE CONTROL DE POZO	12.628
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBERIA	15.550
SERVICIO DE INSPECCION DE TUBERIA	4.971
SERVICIO DE INSTALACION DE COMPLETACION	8.412
SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS (CORRELACIONES)	78.817
SERVICIO DE TRANSPORTE	3.961
SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	146.880
SERVICIOS DE DISPAROS DE PRODUCCION	54.334
SERVICIOS DE LIMPIEZA MECANICA DE POZO (REGISTROS)	39.466
Total general (USD)	608.325

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

TABLA 4.2. COSTOS REACONDICIONAMIENTO NO XX, POZO EM X2

DESCRIPCIÓN	VALOR (USD)
COMBUSTIBLES MOVILIZACION	5.060
Company Man	18.080
MATERIALES GENERALES DE LA OPERACIÓN	168.807
MATERIALES QUIMICA DE POZO	8.811
RENTAS GENERALES	1.450
SERVICIO DE CAMION VACUUM	3.702
SERVICIO DE CATERING	11.652
SERVICIO DE CEMENTACION	48.345
SERVICIO DE INSTALACION DE COMPLETACION	3.494
SERVICIO DE LLAVE HIDRAULICA	17.013
SERVICIO DE PESCA	91.917

DESCRIPCIÓN	VALOR (USD)
SERVICIO DE TRANSPORTE	6.757
SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	237.150
SERVICIOS DE DISPAROS DE PRODUCCION	25.782
SERVICIOS DE LIMPIEZA MECANICA DE POZO (REGISTROS)	15.439
Total general (USD)	663.459

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

En la tabla 4.3, se presenta los costos estimados para el reacondicionamiento de los pozos EM X3 y EM X5, los costos contemplan únicamente el cambio de completación de fondo, no consideran trabajos adicionales como cementaciones forzadas, registros u otros servicios.

5.2.2 COSTOS DE LOS EQUIPO DE FONDO Y SUPERFICIE

5.2.2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

La compañía operadora tiene un contrato bajo la figura de renta para los equipos de bombeo electrosumergible. La tarifa comprende dos categorías:

- Tarifa del equipo de fondo.
- Tarifa del equipo de superficie.

Las tarifas de fondo y superficie, se calculan dividiendo el precio total de los equipos, para un tiempo de vida objetivo (“target run life”) de 1200 días, utilizando las ecuaciones 4.1 y 4.2, respectivamente.

La tubería y herramientas de fondo como: empaaduras, camisas deslizables, No-Go nipples, entre otros, están en calidad de venta.

$$\text{Tarifa fondo} = \frac{P.bomba + P.intake + P.sello + P.motor + P.sensor + P.cable + P.conector}{TRL}$$

(Ec. 4.1)

Donde:

Tarifa fondo = Tarifa del equipo de fondo, USD

P. bomba = Precio de la bomba electrosumergible, USD

P. sello = Precio de los sellos de la B. E. S., USD

P. motor = Precio del motor de la B. E. S., USD

P. sensor = Precio del sensor de presión y temperatura, USD

P. sensor = Precio del cable de potencia, USD

P. conector = Precio del conector del cabezal, USD

TRL = Target runlife = 1200 días.

$$\text{Tarifa superficie} = \frac{P.\text{Variador} + P.\text{Transformador} + P.\text{Trans}}{\text{TRL}}$$

(Ec. 4.2)

Tarifa superf = Tarifa del equipo de superficie, USD

P. Variador = Precio del variador de frecuencia, USD

P. Variador = Precio del variador de frecuencia, USD

TRL = Target runlife = 1200 días.

En la tabla 4.3, se presentan las tarifas del equipo de fondo, de acuerdo al rango de producción de fluido.

TABLA 4.3.TARIFA DEL EQUIPO DE FONDO PARA B.E.S

EQUIPO	Costo en USD para un rango de producción en BFPD de			
	100 - 500	500 - 1000	1000 - 1500	1500 - 3000
Bombas	41.600	52.000	62.400	76.960
Motor	45.920	57.400	68.880	85.600
Sellos	17.158	17.158	19.446	19.446
Sensor	21.142	21.142	21.142	21.142
Intake / Separador de Gas	7.636	7.636	5.863	5.863

EQUIPO	Costo en USD para un rango de producción en BFPD de			
	100 - 500	500 - 1000	1000 - 1500	1500 - 3000
Cable	83.160	83.160	83.160	83.160
Miscelaneos	16.000	16.000	16.000	16.000
Total BES FONDO	232.617	254.497	276.891	308.171
TARIFA EQUIPO FONDO	194	212	231	257

ELABORADO POR: ERCIK MIRANDA

En la tabla 4.4, se presentan las tarifas del equipo de superficie, de acuerdo al rango de producción de fluido.

TABLA 4.4. TARIFA DEL EQUIPO DE SUPERFICIE PARA B.E.S

EQUIPO	Costo en USD para un rango de producción en BFPD de			
	100 - 500	500 - 1000	1000 -1500	1500 -3000
VARIADOR 24 PULSOS (VSD)	90.374	90.374	102.498	102.498
TRANSFORMADORES ELEV Y REDUC.	85.000	85.000	85.000	85.000
MISCELANEOS SUPERFICIE	20.000	20.000	20.000	20.000
TOTAL EQUIPO SUPERFICIE	195.374	195.374	207.498	207.498
TARIFA EQUIPO SUPERFICIE	163	163	173	173

ELABORADO POR: ERCIK MIRANDA

Cabe señalar que los costos presentados en la tabla 4.4, son referenciales, la tarifa de renta para los pozos seleccionados es cero, para todos los casos se dispone de equipos de superficie, adquiridos bajo la modalidad de venta, previo a la firma del modelo contractual actual por renta. Estos equipos ya fueron amortizados

BOMBEO HIDRÁULICO JET

Los costos de bomba jet y las herramientas de fondo, utilizadas para la completación de un pozo con bombeo hidráulico, se adquieren bajo la figura de venta.

Para el caso de equipo de superficie no se requiere la inversión en equipos de bombeo, se aprovecha las bombas del sistema de reinyección de agua.

COSTOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE

Para el sistema de bombeo electrosumergible, no se necesitan inversiones adicionales en facilidades de superficie.

Para instalar el sistema de bombeo hidráulico, se requiere modificar el cabezal del pozo y realizar instalaciones de superficie para conectarse al sistema de reinyección de agua. Los costos estimados se presentan en la tabla 4.5, el costo diario se calcula dividiendo el costo total para 1200 días.

TABLA 4.5. COSTOS FACILIDADES SUPERFICIE

POZO	COSTO TOTAL (USD)	COSTO DIARIO (USD)
EM X1	205.721	171
EM X2	187.721	156
EM X3	190.214	159
EM X5	160.406	134

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

5.2.3 ENERGÍA ELÉCTRICA

El consumo de energía eléctrica para un pozo con bombeo electrosumergible, se calcula a partir de la potencia instalada en el motor de fondo.

Para obtener la potencia en kilovatio hora, se utiliza la ecuación 4.3 y para calcular el consumo de energía, la ecuación 4.4

$$Potencia (KW) = 0,7457 \times Potencia (HP) \quad (Ec 4.3)$$

$$Energía hora (KWh) = Potencia (KW) \times t (h) \quad (Ec 4.4)$$

Donde:

Potencia (KW) = Potencia, KWh

Potencia (HP) = Potencia, HP

Energía = Energía, Kwh

t = tiempo, hora.

En la tabla 4.6, se presenta un resumen del consumo de energía y los costos diarios y anuales para los pozos seleccionados, considerando un precio referencial del Kilovatio-hora de 12 centavos de dólar.

TABLA 4.6. COSTO POR CONSUMO DE ENERGÍA ELCTRICA CON B.E.S, POZOS SELECCIONADOS.

POZO	Bomba Electro Sumergible	Potencia motor (HP)	CONSUMO ENERGÍA		COSTO DIARIO	COSTO ANUAL
			DIARIO (KWh)	ANUAL (KWh)	(USD)	(USD)
EM X1	DN 1750, 169 etapas	150	2.682	978.930	536	195.786
EM X2	PX 18, 232 etapas	120	2.146	783.144	429	156.629
EM X3	FLEX 10, 232 etapas	168	3.004	1.096.402	601	219.280
EM X5	DN 1100, 212 etapas	188	3.361	1.226.926	672	245.385
TOTAL USD						817.080

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

Para el caso de bombeo hidráulico, al utilizar la energía del sistema de reinyección de agua, se consigue un ahorro de energía eléctrica y de dinero descrito en la tabla 4.6.

5.2.4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los cotos de mantenimiento del equipo de superficie para el sistema de bombeo electro sumergible, para el periodo de evaluación de 1200 días se describen la tabla 4.7

TABLA 4.7. COSTO POR CONSUMO DE ENERGÍA ELCTRICA CON B.E.S, POZOS SELECCIONADOS.

RANGO PRODUCCIÓN	TARJETAS VARIADOR	PERSONAL CONTRATISTA	MISCELANEOS MANTENIMIENTO	TOTAL	TARIFA MTTO Y OPERACIÓN (O&M)
BPPD	USD	USD	USD	USD	USD/DÍA
100 - 500	12.600	85.200	50.000	147.800	123
500 - 1000	12.600	85.200	50.000	147.800	123
1000 -1500	12.600	85.200	50.000	147.800	123
1500 -3000	12.600	85.200	50.000	147.800	123

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

Para los costos de mantenimiento de bombeo hidráulico, se considera un cambio de bomba por año, los costos se resumen en la tabla 4.8.

TABLA 4.8. COSTO POR CONSUMO DE ENERGÍA ELCTRICA CON B.E.S, POZOS SELECCIONADOS.

DESCRIPCIÓN	VALOR UNITARIO (USD)	UNIDAD	CANT	VALOR TOTAL (USD)
Servicio de cambio de bomba jet (reversada + bajada de bomba)	976,86	UNIDAD	1	976,86
Kit de reparación básico (packing, o-ring) bomba 3 1/2" x 2,81"	263,81	UNIDAD	1	263,81
Garganta para bomba jet	1835,70	UNIDAD	1	1835,70
Nozzle para bomba jet	915,88	UNIDAD	1	915,88
Movilización	2,67	Km	100	267,00
Unidad de slickline	1200,00	DIA	1	1200,00
TOTAL (USD)				5.459,25

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

5.2.5 LUCRO CESANTE

Es la pérdida de dinero que se deja de percibir, durante las paradas de producción del pozo, en este caso a causa de los trabajos de reacondicionamiento. Se calcula multiplicando los días no productivos por la tarifa de barril de petróleo.

5.2.6 RESUMEN DE COSTOS

Los costos para bombeo electrosumergible para los pozos seleccionados, se presentan en la tabla 4.9.

TABLA 4.9. COSTO BES

POZO	BHA FONDO (BES+C+MF)	SUPERFICIE (VSD+T+MS)	TARIFA MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN (O&M)	BES C&PI (TALADRO PERFORACION)	BES (TALADRO WO)	LUCRO CESANTE	TOTAL	COSTO BPPD
	USD/DÍA	USD/DÍA	USD/DÍA	USD/DÍA	USD/DÍA	USD/DÍA	USD/DÍA	USD/BP
EM X1	194	0	660	0	536	117	1507	8,7
EM X2	194	0	552	0	581	183	1510	5,6
EM X3	194	0	724	0	169	71	1158	5,5
EM X5	194	0	724	0	169	45	1132	8,5

TABLA 4.10. COSTO BHJ

POZO	COSTO FACILIDADES	WO	CAMBIO DE BOMBA	MISCELANEO S	LUCRO CESANTE	TOTAL	COSTO BPPD
	USD/DÍA	USD/DÍA	USD/DÍA	USD/DÍA	USD/DÍA	USD/DÍA	USD/BP
EM X1	171	507	18	0	104	801	4,6
EM X2	156	553	18	0	163	890	3,3
EM X3	159	127	18	0	55	359	1,7
EM X5	134	127	18	0	35	314	2,4

5.2.7 COSTO POR BARRIL PRODUCIDO

En la tabla 4.11, se presentan los costos por barril para los pozos seleccionados, para el sistema de bombeo electrosumergible y de bombeo hidráulico jet, respectivamente.

TABLA 4.11. COMPARACION DE COSTOS BES VS BHJ

POZO	PRODUCCIÓN PETRÓLEO	COSTO BES	COSTO BHJ
	BPPD	USD/BP	USD/BP
EM X1	174	8,7	4,6
EM X2	271	5,6	3,3
EM X3	210	5,5	1,7
EDY B132	132	8,5	2,4

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- De los 5 pozos estudiados, 4 son aplicables para producir con el sistema de bombeo hidráulico, manteniendo las condiciones de producción que tendrán con bombeo electrosumergible. Estos pozos son: EM X1, EM X2, EM X3 y EM X5.
- La implementación en los pozos EM X2 y EM X1 como pilotos, ha demostrado que el método de producción es viable y efectivo.
- El cambio de sistema de bombeo electrosumergible se evita la adquisición de nuevo equipo de bombeo, debido a que se aprovecha la energía disponible en el sistema de reinyección de agua del campo.
- Para el caso del pozo EM X4, no es posible obtener la misma producción que actualmente tiene con bombeo electrosumergible, se recomienda conservar el sistema de producción actual.
- Se recomienda bajar señores de presión y temperatura con una frecuencia mínima de un año, realizar pruebas mutitasa a diferentes presiones de inyección, monitorear las presión de fondo fluuyente, realizar un cierre para prueba de restauración de presión, para determinar el índice de productividad, daño, permeabilidad de las arenas.
- La optimización de la energía de reinyección de agua representa un ahorro de energía eléctrica equivalente a 817 M dólares americanos considerando un precio referencial de 12 centavos de dólar el kilovatio hora.
- Para la completación de fondo con bombeo hidráulico para los pozos EM X3 y EM X5, bastaría acoplarse al “ON-OFF conector” y colocar la camisa de circulación donde se aloja la bomba jet sobre esta profundidad.

- Para las futuras completaciones con bombeo hidráulico tipo jet para los pozos EM X5 y EM X3, se recomienda instalar sensores de fondo permanentes, para monitorear de manera continua y en tiempo real, la temperatura y la presión de fondo.
- Con el cambio de sistema de bombeo electro sumergible a bombeo hidráulico tipo jet, se consigue reducción de la tarifa de barril por petróleo producido como se muestra en la tabla resumen:

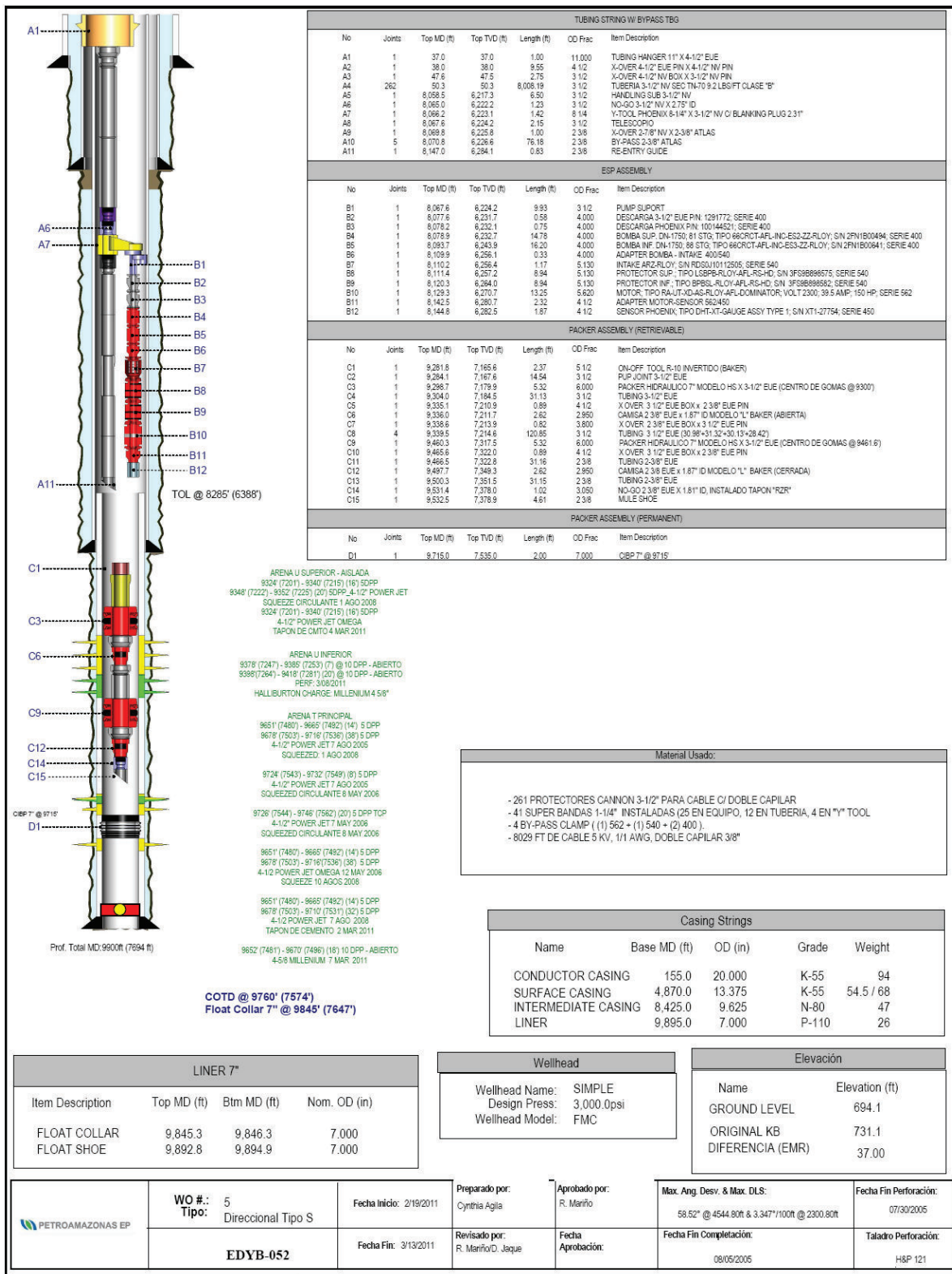
POZO	PRODUCCIÓN PETRÓLEO	COSTO BES	COSTO BHJ
	BPPD	USD/BP	USD/BP
EM X1	174	8,7	4,6
EM X2	271	5,6	3,3
EM X3	210	5,5	1,7
EDY B132	132	8,5	2,4

BIBLIOGRAFÍA

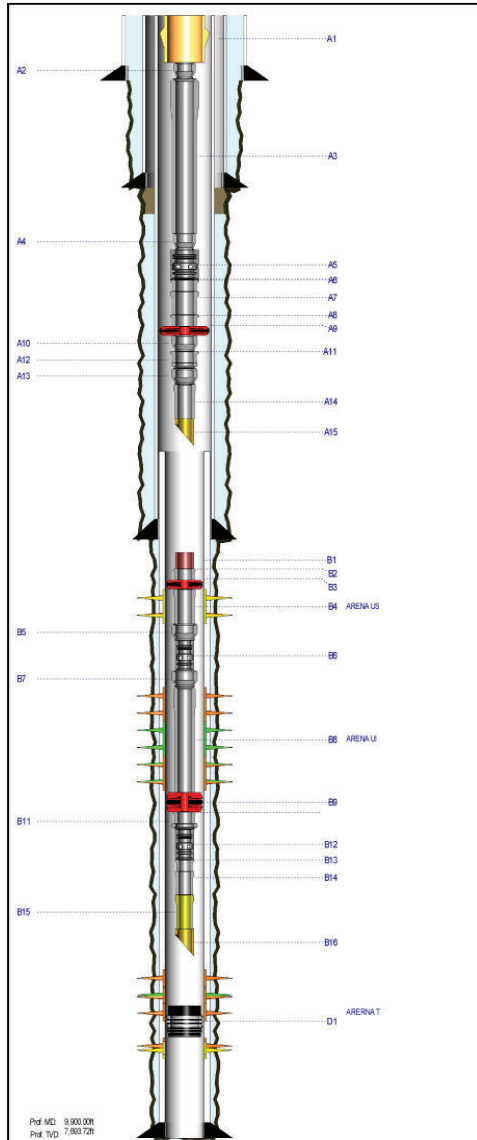
- BROWN Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1977.
- SERTECPET. Manual de Operaciones de Campo. 2010. 83 p.
- SMARTEdiie. “Jet pump geometry selection”.En: Southwestern Petroleum Short Course Association, (23-25 de abril de 1985). Lubook: Guiberson Division & Dresser Industries, Inc., 1991. P 427-441.
- CRAFT B.C; HAWKINS M. F. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. 1a ed. Madrid: Tecnos, 1977. 560 p.
- BRADLEY, HOWARD B - Petroleum Engineering Handbook. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1992. 1823 p.
- Bloque 15 camina a la sociedad anónima
http://www.lahora.com.ec/index.php/noticias/show/481100/-1/Bloque_15_camina_a_la_sociedad_an%C3%B3nima.html#.U3SaloF5Pdc
- Petroecuador constituye Unidad Administrativa del bloque 15.
http://www.ecuadorinmediato.com/index.php?module=Noticias&func=news_user_view&id=36105&umt=petroecuador_constituye_unidad_administrativa_del_bloque_15
- Creación Petroamazonas S.A y Petromazonas EP
<http://www.scpm.gob.ec/wp-content/uploads/2013/08/INFORME-FINAL-9-de-agosto-de-2013-PARA-WEB.pdf>
- Mapa bloques petroleros
<http://www.hidrocarburos.gob.ec/mapa-de-bloques-petroleros/>
- Downhole hydraulic pump installations
http://petrowiki.org/Downhole_hydraulic_pump_installations
- Jet-Pump Lifting Systems
<http://www.weatherford.com/doc/wft281823>

ANEXOS

ANEXO No 1
DIAGRAMA COMPLETACIÓN ANTERIOR CON BES
POZO EM X1



ANEXO No 2
DIAGRAMA COMPLETACIÓN ACTUAL CON BHJ POZO
EM X1



Prof. MD: 9,900.00ft
Prof. TVD: 7,803.72ft

PACKER ASSEMBLY (RETRIEVABLE)						
No	Jts	Top MD	Top TVD	Length	OD Frac	Item Description
A1	1	37.00	37.00	1.50		HANGER 3 1/2" EUE PIN X BOX
A2	1	38.50	38.50	1.04		CROSS OVER 3 1/2" EUE PIN X 3 1/2" SEC PIN
A3	200	39.55	39.55	7.770.03	4 1/2	3 1/2" SEC 9.2 LBS/FT L 80 TN 70
A4	1	7,810.18	6,031.13	1.31	4.000	CROSS OVER 3 1/2" SEC BOX X 3 1/2" EUE PIN
A5	1	7,814.49	6,032.11	2.95	4 1/2	3 1/2" EUE CAMISA MODELO L (ABIERTA)
A6	1	7,814.46	6,034.30	30.59	4 1/2	3 1/2" EUE TUBO, 9.2 LBS/FT, L 80
A7	1	7,845.00	6,057.02	1.13	4 1/2	3 1/2" EUE NO GO NIPLE ID 2.75"
A8	1	7,846.13	6,057.89	31.32	4 1/2	3 1/2" EUE TUBO, 9.2 LBS/PIE, L 80
A9	1	7,877.45	6,081.24	5.56	3.225	9 5/8" EUE X 3 1/2" PACKER HS
A10	1	7,883.01	6,085.40	1.67	4 1/2	CROSS OVER 3 1/2" EUE PIN X 3 1/2" NU BOX
A11	1	7,884.08	6,086.05	31.10	4 1/2	3 1/2" EUE TUBO, 9.2 LBS/PIE, L 80
A12	1	7,915.78	6,106.95	1.53	4 1/2	CROSS OVER 3 1/2" EUE BOX X 3 1/2" SEC PIN
A13	1	7,917.31	6,111.10	1.32	4 1/2	CROSS OVER 3 1/2" SEC BOX X 2 7/8" EUE PIN
A14	1	7,918.83	6,112.09	1.65	3 1/2	2 7/8" NO GO NIPLE EUE 2.25" SIN STANDING VALVE
A15	1	7,920.58	6,113.56	0.57	3.000	2 7/8" MULE SHOE

PACKER ASSEMBLY (RETRIEVABLE)						
No	Jts	Top MD	Top TVD	Length	OD Frac	Item Description
B1	1	9,200.24	7,147.33	2.35	5 1/2" X 3 1/2" EUE	ON OFF R 10 3 BOTONES INVERTIDO DERECHO
B2	1	9,262.59	7,149.32	31.05	3 1/2	3 1/2" EUE TUBING 9.2 LBS/FT, L 80
B3	1	9,263.04	7,175.07	5.33	8.025	7" X 3 1/2" EUE PACKER BAKER HS 3 PINES
B4	2	9,266.97	7,180.19	62.03	3 1/2	3 1/2" EUE TUBING 9.2 LBS/FT, L 80
B5	1	9,361.00	7,232.87	1.81	4 1/2	CROSS OVER 3 1/2" EUE BOX X 2 3/8" EUE PIN
B6	1	9,362.81	7,234.41	2.61	2.938	2 3/8" X 1.87" CAMISA MODELO "L" (CERRADA)
B7	1	9,365.42	7,236.03	1.32	4 1/2	CROSS OVER 2 3/8" EUE BOX X 3 1/2" EUE PIN
B8	5	9,365.74	7,237.75	155.62	3 1/2	3 1/2" EUE TUBING 9.2 LBS/FT, L 80
B9	1	9,622.38	7,370.29	5.33	8.025	7" X 3 1/2" EUE PACKER BAKER HS 2 PINES
B10	2	9,527.69	7,374.82	62.41	3 1/2	3 1/2" EUE TUBING 9.2 LBS/FT, L 80
B11	1	9,560.10	7,427.85	1.82	4 1/2	CROSS OVER 3 1/2" EUE BOX X 2 3/8" EUE PIN
B12	1	9,591.92	7,428.40	2.61	2.938	2 3/8" X 1.87" CAMISA MODELO "L" (ABIERTA)
B13	1	9,594.53	7,431.02	30.85	2 7/8	2 3/8" EUE TUBING 4.7 LBS/PIE, L 80
B14	1	9,625.38	7,457.04	0.77	3.083	NO GO 2 3/8" X 1.81" EUE MODEL R CON TAPON RZR
B15	1	9,626.15	7,458.80	4.75	2 7/8	2 3/8" EUE PUP JOINT 4.7 LBS/FT, L 80
B16	1	9,630.90	7,462.67	0.59	3.083	2 3/8" EUE MULE SHOE

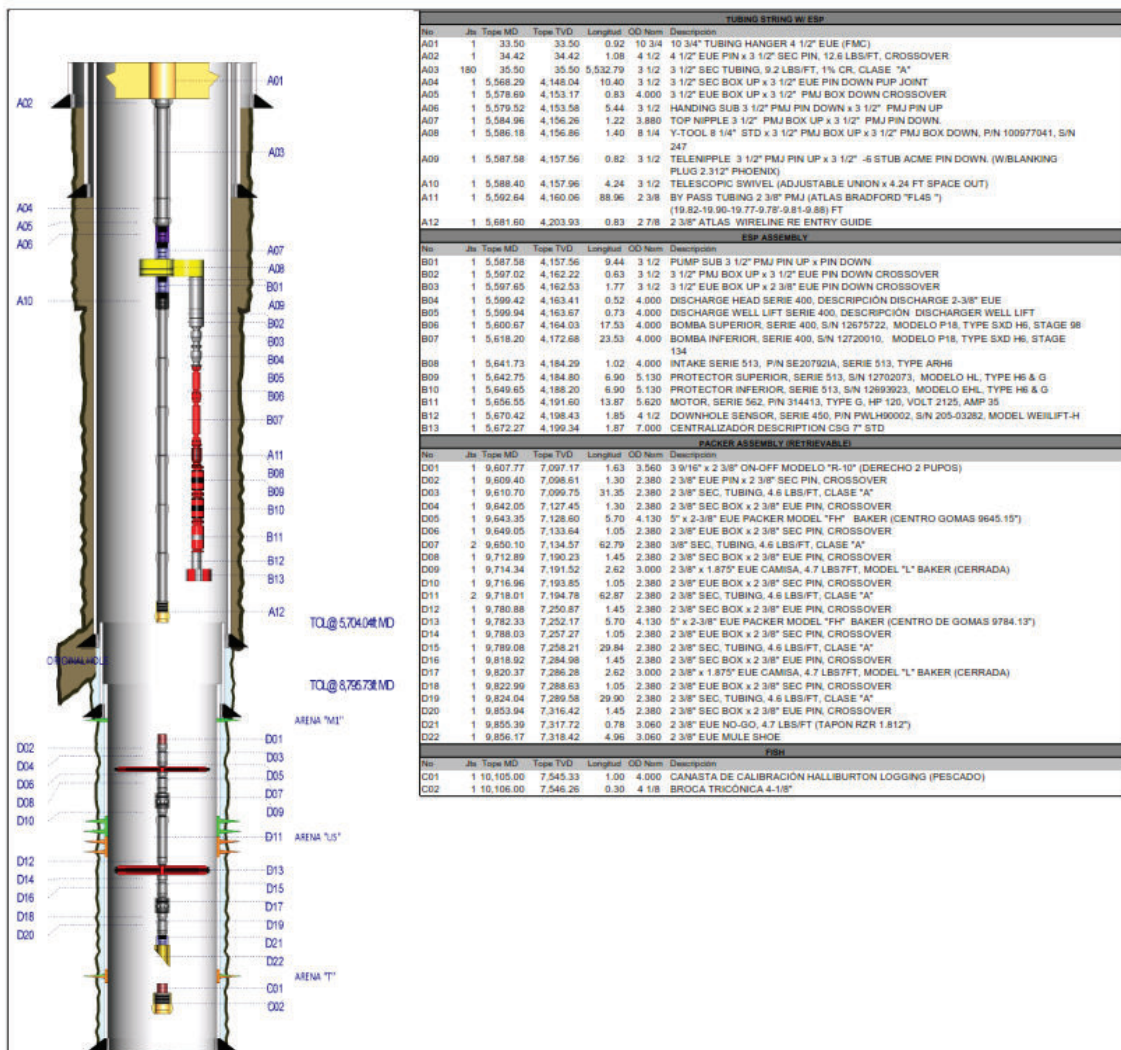
PACKER ASSEMBLY (PERMANENT)						
No	Jts	Top MD	Top TVD	Length	OD Frac	Item Description
D1	1	9,715.00	7,534.08	2.00	7.000	CIBP 7" @ 9715"

INTERVALOS CANONEADOS													
Formation	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Base MD (ft)	Base TVD (ft)	Length (ft)	Density (DPP)	Charge	Phase	Penetration	Shot Diam.	Date	Status	Comments
ARENA UI	9,388.00	7,255.84	9,392.00	7,259.25	4.00	5.00	MAX FORCE + PROPELENTE		61.60	0.33	04/23/2014	OPEN	
ARENA UI	9,398.00	7,264.36	9,410.00	7,274.59	12.00	5.00	MAX FORCE		61.60	0.33	04/23/2014	OPEN	
ARERNA T	9,676.00	7,501.41	9,692.00	7,515.18	16.00	5.00	MAX FORCE		61.60	0.33	04/23/2014	OPEN	
ARENA UI	9,378.00	7,247.33	9,385.00	7,253.29	7.00	10.00					03/07/2011	SQUEEZED	
ARENA UI	9,398.00	7,264.36	9,418.00	7,281.42	20.00	10.00					03/07/2011	SQUEEZED	
ARERNA T	9,652.00	7,490.79	9,670.00	7,496.25	18.00	10.00					03/07/2011	SQUEEZED	
ARENA US	9,324.00	7,201.45	9,340.00	7,215.04	16.00	5.00	POWER JET 4505				07/08/2008	SQUEEZED	
ARERNA T	9,651.00	7,479.93	9,665.00	7,491.95	14.00	5.00	POWER JET 4505				07/08/2008	SQUEEZED	
ARERNA T	9,678.00	7,503.13	9,710.00	7,530.66	32.00	5.00	POWER JET 4505				07/08/2008	SQUEEZED	
ARERNA T	9,651.00	7,479.93	9,665.00	7,491.95	14.00	5.00			72.00		08/07/2005	SQUEEZED	
ARERNA T	9,678.00	7,503.13	9,716.00	7,535.81	38.00	5.00			72.00		08/07/2005	SQUEEZED	
ARERNA T	9,724.00	7,542.69	9,732.00	7,549.56	8.00	5.00			72.00		08/07/2005	SQUEEZED	

DETALLE CASING					
Name	Base MD (ft)	OD (in)	Grade	Weight	Comments
CONDUCTOR CASING	155.0	20.000	K-55	94	
SURFACE CASING	4,870.0	13.375	K-55	54.5 / 68	
INTERMEDIATE CASING	8,425.1	9.625	N-80	47	
LINER	9,895.0	7.000	P-110	26	

COMPONENTES ULTIMO CASING / LINER				
Item Description	Nom. OD (in)	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Comments
FLOAT SHOE	7.000	9,892.77	9,894.95	
FLOAT COLLAR	7.000	9,845.30	9,846.26	

ANEXO No 3
DIAGRAMA COMPLETACIÓN ANTERIOR CON BES POZO
EM X2



Prof MD 10,255.00ft
Prof.TVD 7,684.14ft

Formación	Topo MD (ft)	Topo TVD (ft)	Base MD (ft)	Base TVD (ft)	Longitud (ft)	Densidad (DPP)	Cargas	Fase	Penetración	Diámetro Diaparo	Fecha	Estado	Comentarios
ARENA "M1"	9,018.00	6,597.64	9,038.00	6,613.79	20.00	12.00	1711PREDATOR HMX	60.00	1.13	0.20	10/13/2014	OPEN	
ARENA "US"	9,728.00	7,203.67	9,738.00	7,212.58	10.00	8.00	DOMINATOR	60.00	1.06	0.45	12/23/2012	OPEN	
ARENA "T"	10,049.00	7,493.36	10,061.00	7,504.45	12.00	6.00	DOMINATOR	60.00	1.06	0.45	12/23/2012	OPEN	
ARENA "US"	9,750.00	7,223.27	9,758.00	7,230.41	8.00	8.00	DOMINATOR	60.00	1.06	0.45	12/15/2012	SQUEEZED	
ARENA "T"	10,049.00	7,493.36	10,068.00	7,510.94	19.00	12.00	DOMINATOR	60.00			11/12/2012	SQUEEZED	

DETALLE CASING					
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Grado	Peso	Comentarios
CONDUCTOR CASING	111.5	20.000	K-55	94	
SURFACE CASING	5,544.5	13.375	K-55	54.5 / 68	
LINER	8,948.0	7.000	P-110	26	
INTERMEDIATE CASING	9,376.5	9.625	N-80	47	
PRODUCTION LINER	10,255.0	5.000	P-110	18	
LINER	10,697.8	7.000	P-110	26	ORIG HOLE

COMPONENTES ÚLTIMO CASING / LINER				
Descripción	Nov. OD (in)	Topo MD (ft)	Bot MD (ft)	Comentarios
LANDING COLLAR	5.000	10,157.48	10,158.48	
COLLAR FLOTADOR	5.000	10,197.76	10,198.76	
CASING SHOE	5.000	10,253.20	10,255.00	

ELEVACIONES			
Nombre	Elevación (ft)	Is Default	Taladro
ORIGINAL KB	731.10	N	H&P 121
ORIGINAL KB	727.63	Y	CCDC-068
GROUND LEVEL	694.13	N	H&P 121
GROUND LEVEL	694.13	N	CCDC-068
Diferencia (EMR)	33.50		

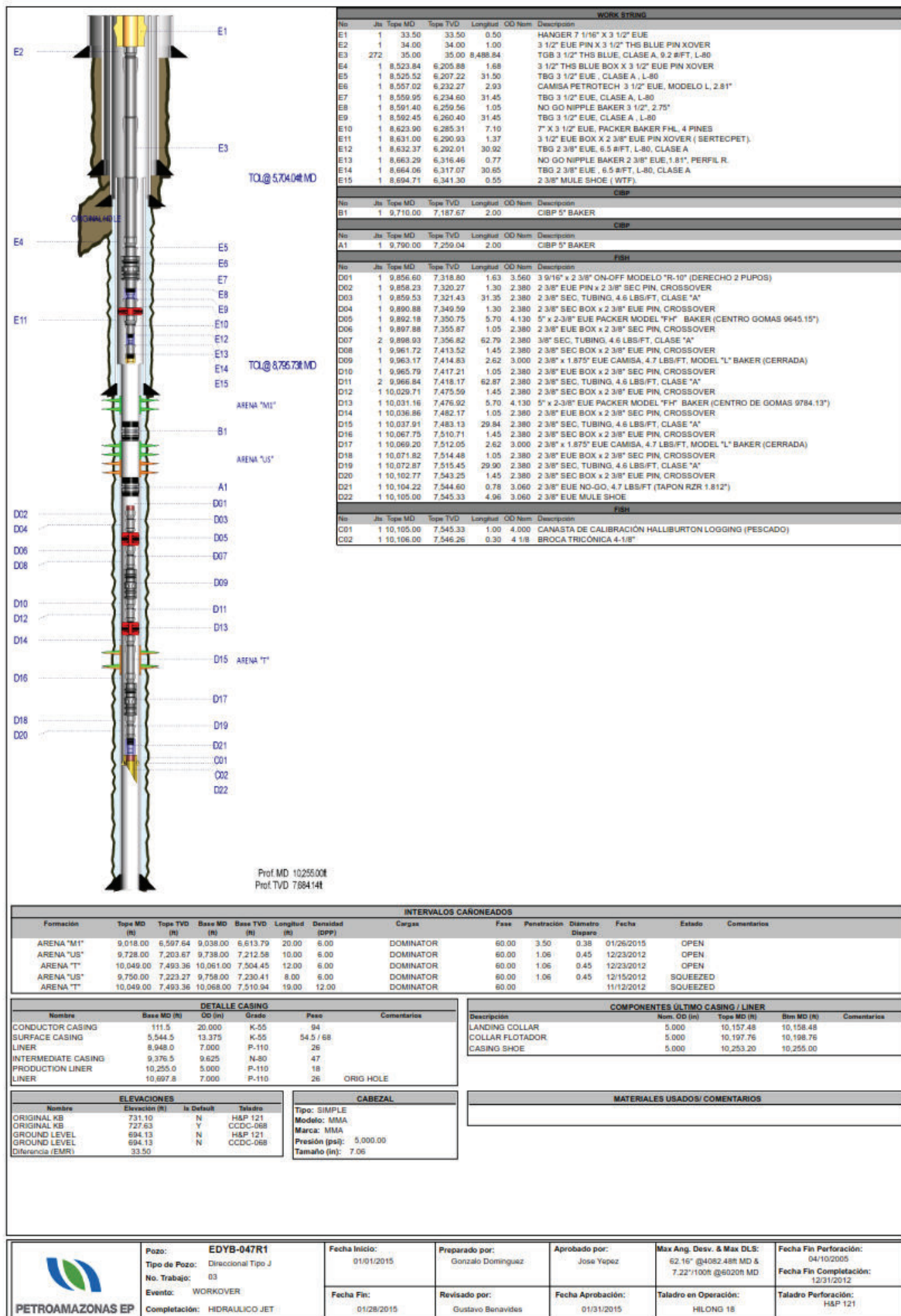
CABEZAL			
Tipo	Modelo	Marca	Presión (psi)
SINGLE	4.1" x 11"	FMC	3,000.00
Tamaño (in):			

MATERIALES USADOS / COMENTARIOS			
1 conector de superficial TAURUS			
1 Multipack FMC			
3 By pass ctam universal			
1 By pass ctam Phoenix			
178 protectores GRIPPY 3-1/2" para cable plano de ctar 3/8"			
180 Tubing 3 1/2" SEC clase "B"			
5672' de cable plano 4 AWG CAP 3/8" OD			

	Pozo: EDYB-047R1 Tipo de Pozo: Dirrecional Tipo J No. Trabajo: 02 Evento: RIGLESS OPERATIONS Completación: SIMPLE CON Y-TOOL	Fecha Inicio: 10/13/2014 Fecha Fin: 10/14/2014	Preparado por: David Jaque Revisado por: David Jaque	Aprobado por: Ricardo Granja Fecha Aprobación:	Max Ang. Desv. & Max DLS: 62.54' (Ø4,138.388 MD & 16.29°/100ft (Ø4,136.288 MD Taladro en Operación: NABORS 813	Fecha Fin Perforación: 04/10/2005 Fecha Fin Completación: 12/31/2012 Taladro Perforación: H&P 121
--	---	---	---	--	---	--

ANEXO No 4

**DIAGRAMA COMPLETACIÓN ACTUAL CON BHJ POZO
EM X2**



Prof MD 10255.00
Prof TVD 7684.14

INTERVALOS CANONEADOS													
Formación	Topo MD (ft)	Topo TVD (ft)	Base MD (ft)	Base TVD (ft)	Longitud (ft)	Densidad (DPP)	Cargas	Pasa	Penetración	Diámetro	Fecha	Estado	Comentarios
ARENA "M1"	9,918.00	6,597.54	9,938.00	6,613.79	20.00	6.00	DOMINATOR	60.00	3.50	0.38	01/26/2015	OPEN	
ARENA "US"	9,728.00	7,203.67	9,738.00	7,212.58	10.00	6.00	DOMINATOR	60.00	1.06	0.45	12/23/2012	OPEN	
ARENA "T"	10,048.00	7,493.36	10,061.00	7,504.45	12.00	6.00	DOMINATOR	60.00	1.06	0.45	12/23/2012	OPEN	
ARENA "US"	9,750.00	7,223.27	9,758.00	7,230.41	8.00	6.00	DOMINATOR	60.00	1.06	0.45	12/15/2012	SQUEEZED	
ARENA "T"	10,048.00	7,493.36	10,068.00	7,510.94	19.00	12.00	DOMINATOR	60.00			11/12/2012	SQUEEZED	

DETALLE CASING				
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Grade	Peso
CONDUCTOR CASING	111.5	20.000	K-55	94
SURFACE CASING	5,544.5	13.375	K-55	54.5 / 68
LINER	8,948.0	7.000	P-110	26
INTERMEDIATE CASING	9,376.5	9.625	N-80	47
PRODUCTION LINER	10,255.0	5.000	P-110	18
LINER	10,697.8	7.000	P-110	26

COMPONENTES ÚLTIMO CASING / LINER				
Descripción	Nom. OD (in)	Topo MD (ft)	Btm MD (ft)	Comentarios
LANDING COLLAR	5.000	10,157.48	10,158.48	
COLLAR FLOTADOR	5.000	10,197.76	10,198.76	
CASING SHOE	5.000	10,253.20	10,255.00	

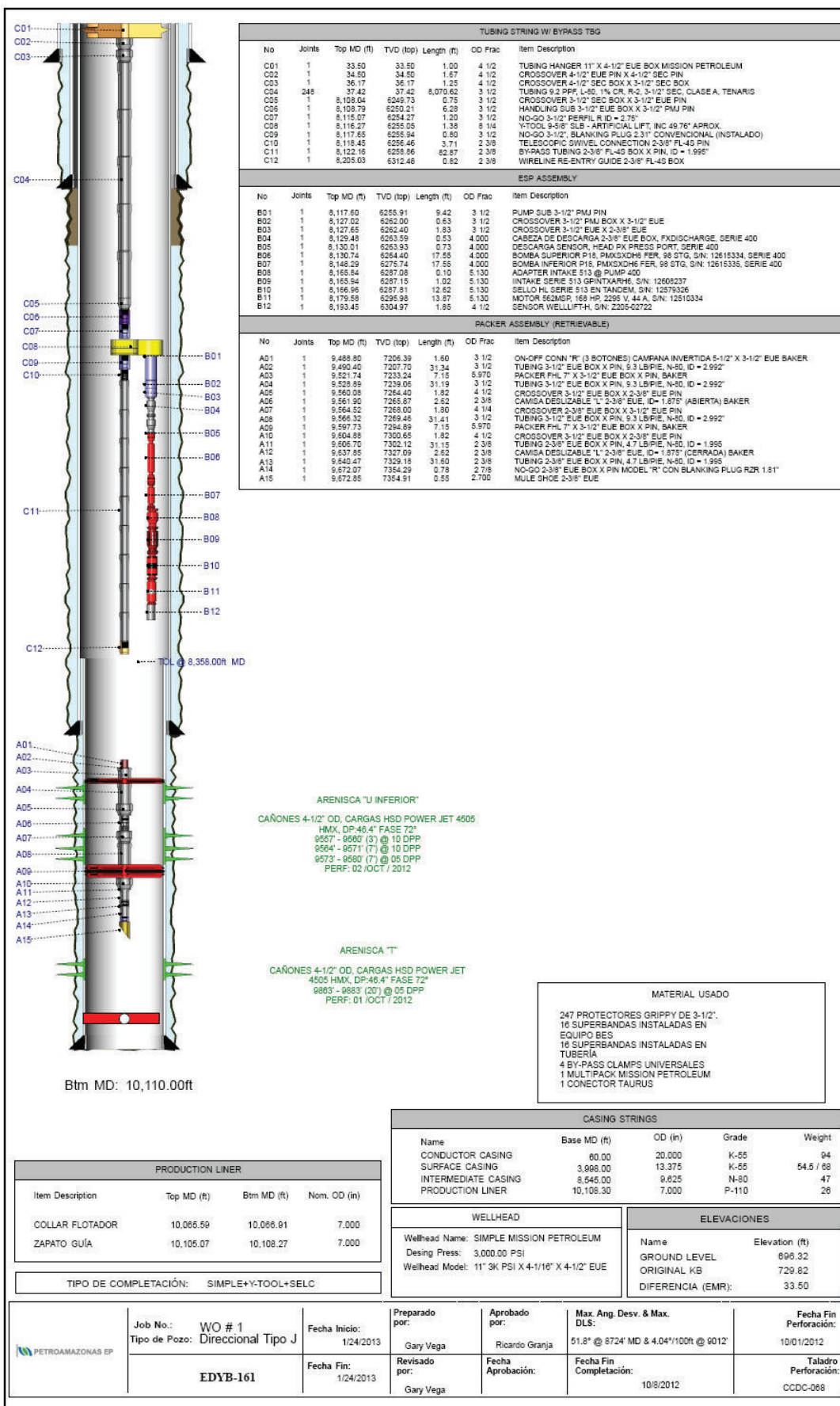
ELEVACIONES			
Nombre	Elevación (ft)	Is Default	Taladro
ORIGINAL KB	731.10	N	H&P 121
ORIGINAL KB	727.63	Y	CCDC-068
GROUND LEVEL	694.13	N	H&P 121
GROUND LEVEL	694.13	N	CCDC-068
Diferencia (EMR)	33.50		

CABEZAL			
Tipo:	Modelo:	Marca:	Presión (psi):
SIMPLE	MMA	MMA	5,000.00
			Tamaño (in): 7.06

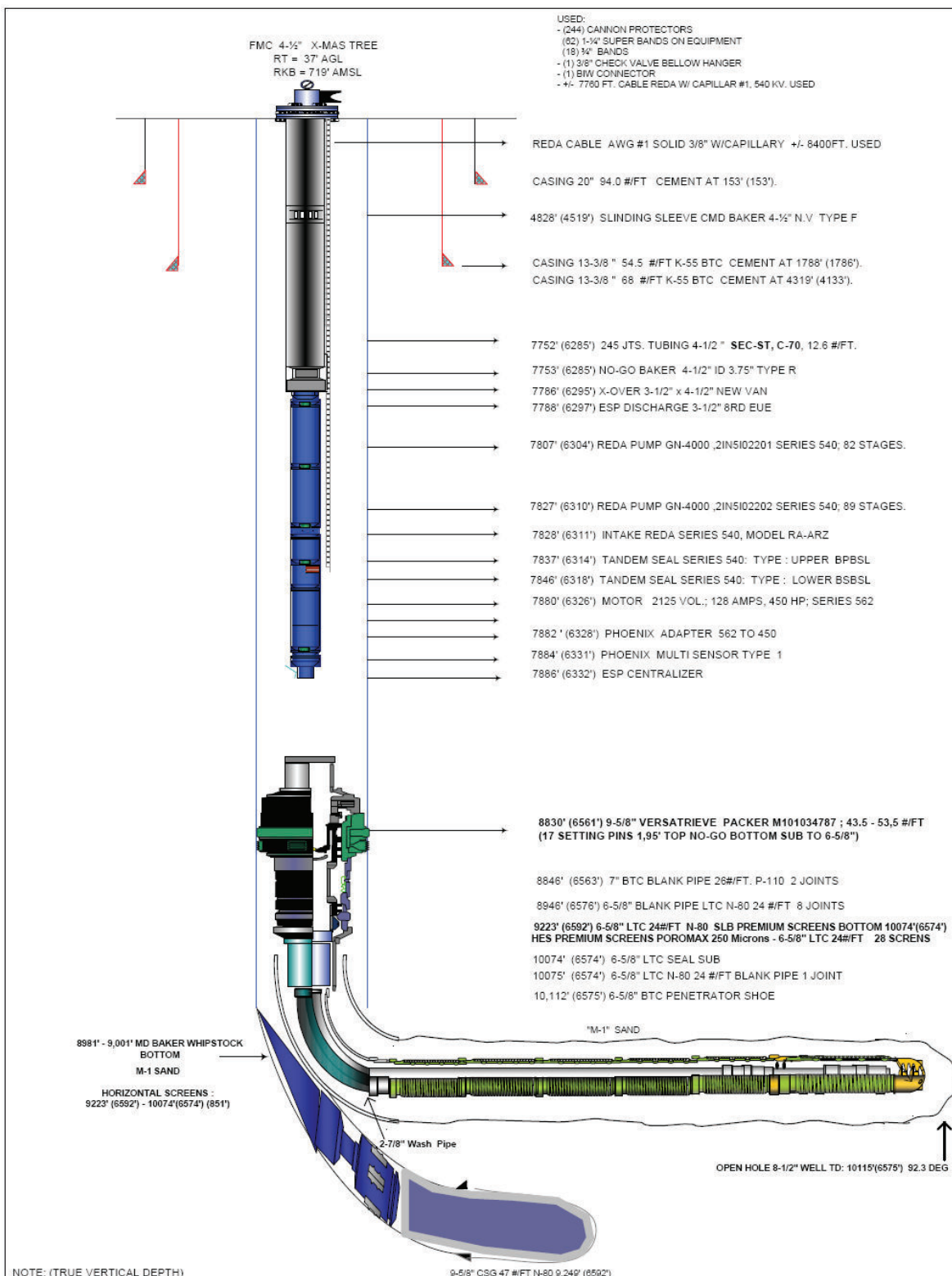
MATERIALES USADOS/ COMENTARIOS						

	Pozo: EDYB-047R1 Tipo de Pozo: Direccional Tipo J No. Trabajo: 03 Evento: WORKOVER Completación: HIDRAULICO JET	Fecha Inicio: 01/01/2015 Fecha Fin: 01/28/2015	Preparado por: Gonzalo Dominguez Revisado por: Gustavo Benavides	Aprobado por: Jose Yopez Fecha Aprobación: 01/31/2015	Max Ang. Desv. & Max DLS: 62.16° @4082.488 MD & 7.22°/100ft @6020ft MD Taladro en Operación: HILONG 18	Fecha Fin Perforación: 04/10/2005 Fecha Fin Completación: 12/31/2012 Taladro Perforación: H&P 121
--	--	---	---	--	---	---

ANEXO No 5
DIAGRAMA COMPLETACIÓN POZO EM X3



ANEXO No 6
DIAGRAMA COMPLETACIÓN POZO EM X4



PETROAMAZONAS									
CAMPO: EDEN YUTURI				POZO: EY-B 51 H					
TERMINACION: 01-SEP-2005				MAX. ANGLE INCL:	UBICACION:	PAD B	PREPARADO POR:	REVISADO POR:	EQUIPO:
DATOS DE PRODUCCION				98.88 DEG @ 8082' MD	26-188P-2005		26-188P-2005	01-OCT-2005	PERFORC ES
FLUID (BLS/D)	OIL (BLS/D)	WATER (BLS/D)	ESTADO	ACUMULADAS			API@60: 19.2		HORIZONTAL
				OIL	WATER	GAS	INTERVALOS FORMACION	HORIZONTAL SECTION (MD)	INSTALATION #1
							"M-1"	10054- 10785'	

ANEXO No 7
DIAGRAMA COMPLETACIÓN POZO EM X5

