

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LAGO AGRIO PARA INCREMENTAR SU PRODUCCIÓN

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

COLLAGUAZO LINCANGO CRISTIAN OMAR

cristiano_lucho_12@yahoo.com

ROMERO FIGUEROA MIRIAM ARACELI

aryd_c@hotmail.com

DIRECTOR: ING. VINICIO MELO

vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, Septiembre 2011

DECLARACIÓN

Nosotros, Collaguazo Lincango Cristian Omar, Romero Figueroa Miriam Araceli, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

CRISTIAN COLLAGUAZO LINCANGO

MIRIAM ROMERO FIGUEROA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Cristian Omar Collaguazo Lincango y Miriam Araceli Romero Figueroa, bajo mi supervisión.

Ing. VINICIO MELO

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por llevarme de su lado a lo largo de esta vida siempre llenándome de alegría y gozo.

Agradezco a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la prestigiosa Escuela Politécnica Nacional, por brindarme la oportunidad de representarla como una profesional.

Un especial agradecimiento al Ing. Vinicio Melo nuestro tutor, gran catedrático siempre dispuesto a ayudar y que con su experiencia y sabiduría supo guiarnos en este proyecto.

Al Ing. Guillermo Ortega, por brindarnos su confianza y asistirnos con la información necesaria para la realización de este proyecto.

A Cristian, mi compañero y amigo; con quien tuve la oportunidad de compartir este reto académico y a quien deseo éxitos en su vida profesional.

A todas aquellas personas que tuve el agrado de conocer a lo largo de estos años de estudio, a mis profesores y compañer@s que sin esperar nada a cambio compartieron pláticas, conocimientos y diversión durante este camino, invirtiendo tiempo y transmitiéndome conocimientos para culminar esta etapa de vida.

Finalmente, agradezco a las personas más importantes en mi vida. A mis padres por los valores que me han entregado, su apoyo y paciencia, a mis herman@s por ser pilares de apoyo con los que podré contar en todo momento.

Ary R.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar mi más sincero y profundo agradecimiento al Ser Supremo por estar presente en cada momento, brindándome salud y vida durante todos estos años.

A mis padres, Pedro y Maruja, por ser el pilar y ejemplo de mi vida, por brindarme su confianza, su dedicación, su cariño y guiarme día tras día.

A mis hermanos, Edgar, Nelly y Jesús, por su sincero cariño, solidaridad y apoyo en los momentos buenos y malos.

A mi querido tío Andrés, por sus bien atinados consejos, su ejemplo y sabiduría, los cuales me ha inculcado durante todo este tiempo.

A mis abuelos, Pedro y Rosa, por haberme brindado la mejor cualidad que me pudieron brindar el valor de trabajo, dedicación y honradez. Gracias mis queridos abuelos que desde el cielo me siguen ayudando.

A mi amiga y compañera de este Proyecto de Titulación, Araceli, por su esfuerzo y dedicación para lograr este primer paso en nuestra vida profesional, mis más sinceros agradecimientos Ary.

A mi grupo de panas, los de la pileta y demás amig@s, gracias panas por ser el soporte para haberlo logrado y por los momentos vividos (buenos, malos, no tan malos y demás) en nuestra vida universitaria.

Al ingeniero Vinicio Melo, quien supo guiarnos de la manera más acertada durante el desarrollo de este proyecto.

Al ingeniero Guillermo Ortega, que estuvo presto para ayudarnos de manera desinteresada para lograr este proyecto.

A la Escuela Politécnica Nacional en especial a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos por los conocimientos impartidos durante mi formación profesional.

Kristi@no.

DEDICATORIA

A mis papis Elsa y José, que me transmiten todo el amor, valor y fuerza en todo momento a pesar de la distancia, porque dentro de todas sus preocupaciones me supieron guiar y darme la posibilidad de superarme y brillar. Es por ustedes que estoy aquí, soy la persona que soy, y a quienes debo todos mis triunfos y dedico de manera especial este trabajo.

A mis abuelitos, porque en su ejemplo de vida he encontrado una motivación para continuar sin desfallecer a pesar de los obstáculos.

A mis hermanas Vero, Jacky, Xime y mi hermano Faby, porque cada uno de ustedes son la palabra de aliento y alegría que necesito.

A mis sobrinos, Esteban, Tamy y José David porque con sus tiernas sonrisas me llenan de satisfacciones incomparables, a ti Esteban porque sin saberlo eres la personita que me inspira para ser siempre mejor.

A todos mis tí@s y primos, que me enseñan que familia no es un pequeño grupo de personas, y en quienes encontré un brazo amigo cuando lo necesite.

A tí Danny, por ser no sólo mi compañero sino un amigo que está a mi lado en todo momento y siempre que lo necesito.

Ary R.

DEDICATORIA

Le présent travail c'est le culminant de une étape de ma vie, dans lequel je partageais le meilleures temps avec ma famille, mes amis et mes professeur. Toute les personne que m'ont formé mon caractère et mon esprit chaque jour.

C'est la mémoire une reconnaissance à toute les personne qui croyaient en moi, en spécial à mes parents.

Aussi, la présent mémoire c'est la porte de une nouveau chemin pour commencer nouveau revê et illusions.

Je seulement espère que l'effort, le sacrifice et travail sois une bourrade pour continuer en apprenant.

"Vivre votre présent parce qu'il est la seule que vous avez".

Kristi@no.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	VI
RESUMEN	XXV
PRESENTACIÓN	XXVII
CAPÍTULO I	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 UBICACIÓN.....	2
1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA.....	4
1.3.1 ESTRUCTURA.....	4
1.3.2 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA.....	5
1.3.2.1 Formación Hollín.....	5
1.3.2.2 Formación Napo.....	8
1.3.2.3 Formación Tena.....	9
1.4 DESARROLLO DE LA PETROFÍSICA.....	11
1.4.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	11
1.4.2 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN.....	11
1.4.3 POROSIDAD.....	11
1.4.3.1 Porosidad a partir del perfil de densidad.....	13
1.4.3.2 Porosidad a partir del perfil sínico.....	13
1.4.3.3 Porosidad a partir del perfil neutrónico.....	13
1.4.4 POROSIDAD EFECTIVA.....	14
1.5 MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN.....	14
CAPÍTULO II	16
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO	16
2.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	16
2.1.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	16
2.2 SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.....	17
2.2.1 INTRODUCCIÓN.....	17
2.2.1.1 Bombeo hidráulico tipo pistón.....	19

2.2.1.2	Bombeo hidráulico tipo jet.....	19
2.2.2	EQUIPO DE SUPERFICIE.....	20
2.2.2.1	Tanques de almacenamiento de fluido motriz.....	20
2.2.2.2	Bombas booster.....	21
2.2.2.3	Bombas de alta potencia.....	21
2.2.2.4	Tuberías.....	21
2.2.2.4.1	Tubería de alta presión.....	21
2.2.2.4.2	Tubería de baja presión.....	22
2.2.2.5	Cabezal del pozo.....	22
2.2.3	EQUIPO SUBSUPERFICIAL.....	23
2.2.3.1	Bombas jet.....	23
2.2.3.1.1	Introducción.....	23
2.2.3.1.2	Principio de funcionamiento.....	25
2.2.3.1.3	Unidad de bombeo hidráulico tipo jet.....	28
2.2.3.1.4	Cavitación en bombas jet.....	30
2.2.3.1.5	Fabricantes de bombas hidráulicas tipo jet.....	31
2.2.3.2	Bombas pistón.....	31
2.2.3.2.1	Introducción.....	31
2.2.3.2.2	Principio de funcionamiento.....	32
2.2.3.2.3	Unidad de bombeo hidráulico tipo pistón.....	34
2.2.3.2.4	Corrosión en bombas tipo pistón.....	35
2.2.3.2.5	Fabricantes de bombas hidráulicas tipo pistón.....	37
2.2.3.3	Instalaciones subsuperficiales.....	37
2.2.3.3.1	Sistema de bomba libre.....	37
2.2.3.3.1.1	Bomba libre tipo paralelo.....	38
2.2.3.3.1.2	Bomba libre tipo tubería de producción.....	39
2.2.3.3.2	Sistema de bomba fija.....	40
2.2.3.3.2.1	Bomba fija insertada.....	40
2.2.3.3.2.2	Bomba fija para revestimiento.....	41
2.2.3.3.2.3	Bomba fija para tubería de producción.....	42
2.2.4	SISTEMA DE INYECCIÓN.....	43
2.2.4.1	Sistema de fluido motriz cerrado.....	43
2.2.4.2	Sistema de fluido motriz abierto.....	45
CAPÍTULO III	47

SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO LAGO AGRIO Y EVALUACIÓN DE LOS POZOS OPERADOS POR BOMBEO HIDRÁULICO	47
3.1 RESERVAS	47
3.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	48
3.3 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS	51
3.3.1 PRODUCCIÓN ACTUAL	54
3.3.2 POZOS OPERADOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO HIDRÁULICO	56
3.4 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	56
3.4.1 REINYECCIÓN DE AGUA.....	56
3.4.2 ESTACIONES DE PRODUCCIÓN	58
3.4.3 SISTEMA POWER OIL	62
3.4.3.1 Alimentación del sistema Power Oil, Estación Lago Norte.....	63
3.4.3.2 Alimentación del sistema Power Oil, Estación Lago Central	64
CAPÍTULO IV.....	66
ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO	66
4.1 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS OPERADOS CON BOMBEO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LAGO AGRIO	66
4.1.1 POZOS EN PRODUCCIÓN CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET .	66
4.1.1.1 Selección de la mejor geometría de la bomba hidráulica tipo jet para los pozos.....	67
4.1.1.2 Ejemplo de rediseño, pozo LAG-22	76
4.1.1.3 Análisis del pozo LAG-09A	96
4.1.1.4 Análisis del pozo LAG-18.....	102
4.1.1.5 Análisis del pozo LAG-27	107
4.1.1.6 Análisis del pozo LAG-35.....	112
4.1.1.7 Análisis del pozo LAG-36.....	117
4.1.1.8 Análisis del pozo LAG-39.....	123
4.1.1.9 Análisis del pozo LAG-40D	128
4.1.1.10 Análisis del pozo LAG-41	133
4.1.1.11 Análisis del pozo LAG-43.....	138
4.1.1.12 Análisis del pozo LAG-49D	143
4.1.1.13 Análisis del pozo LAG-51D	148
4.1.2 POZOS EN PRODUCCIÓN CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN.....	153

4.1.2.1	Diseño para bombeo hidráulico tipo pistón	153
4.1.2.2	Ejemplo de rediseño LAG-11A.....	161
4.1.2.3	Análisis del pozo LAG-38.....	170
4.2	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	174
CAPÍTULO V.....		177
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO		177
5.1	ANÁLISIS TÉCNICO.....	177
5.2	ANÁLISIS Y ASPECTOS COMERCIALES	177
5.3	ANÁLISIS FINANCIERO	178
5.3.1	ESTIMACIÓN DEL PRECIO DE VENTA DE PETRÓLEO ECUATORIANO EN EL MERCADO INTERNACIONAL	178
5.4	ANÁLISIS ECONÓMICO	180
5.4.1	FLUJO NETO DE CAJA (FNC)	180
5.4.2	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	181
5.4.3	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	181
5.4.4	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO	182
5.4.5	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	182
5.4.6	ESTIMACIÓN DE INGRESOS	183
5.4.7	ESTIMACIÓN DE EGRESOS.....	183
5.4.8	CONSIDERACIONES	183
5.5	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	184
5.6	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	189
CAPÍTULO VI.....		190
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		190
6.1	CONCLUSIONES	190
6.2	RECOMENDACIONES.....	192
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		194
GLOSARIO		196
ANEXOS		200

ÍNDICE DE FIGURAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	3
1.2	SECCIÓN SÍSMICA, CAMPO LAGO AGRIO.....	4
1.3	MAPA ESTRUCTURAL, CAMPO LAGO AGRIO.....	6
1.4	MAPA ESTRUCTURAL A LA BASE DE LA CALIZA "A".....	7
1.5	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA ORIENTE.....	10
1.6	CARTA GEN-9 RESISTIVIDAD DE SOLUCIONES SALINAS.....	12
2.1	SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	17
2.2	COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.....	18
2.3	CABEZAL CON VÁLVULA DE CUATRO VÍAS.....	22
2.4	PARTES DE LA BOMBA TIPO JET.....	24
2.5	NOMENCLATURA DE LA BOMBA JET.....	26
2.6	RELACIÓN VOLUMEN - PRESIÓN ENTRE TOBERA Y GARGANTA.....	28
2.7	CIRCULACIÓN ESTANDAR Y REVERSA DE UNA BOMBA JET.....	29
2.8	BOMBA JET DE INYECCIÓN CONVENCIONAL.....	30
2.9	BOMBA JET DE INYECCIÓN REVERSA.....	30
2.10	PARTES DE LA BOMBA TIPO PISTÓN.....	33
2.11	FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA PISTÓN.....	34
2.12	PRESIÓN REQUERIDA PARA OPERAR UNA BOMBA HIDRÁULICA SIN CARGA (EN VACÍO).....	36
2.13	BOMBA LIBRE.....	38
2.14	BOMBA LIBRE TIPO PARALELO.....	39
2.15	BOMBA LIBRE TIPO TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	40
2.16	BOMBA FIJA INSERTADA.....	41
2.17	BOMBA FIJA PARA CASING CON BOMBEO DE GAS.....	42
2.18	BOMBA FIJA PARA CASING CON VENDEO DE GAS.....	42
2.19	INSTALACIÓN SUPERFICIAL PARA POZOS CON SISTEMA DE INYECCIÓN CERRADO.....	43
2.20	SISTEMA DE INYECCIÓN DE FLUIDO MOTRIZ CERRADO.....	44

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.21	INSTALACIÓN SUPERFICIAL PARA POZOS CON SISTEMA DE INYECCIÓN ABIERTO.....	45
2.22	SISTEMA DE INYECCIÓN DE FLUIDO MOTRIZ ABIERTO.....	46
3.1	PRODUCCIÓN DIARIA 2001 – 2010.....	49
3.2	PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 2011 - 2015.....	51
3.3	PRODUCCIÓN POR TIPO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	55
3.4	DISTRIBUCIÓN DEL FLUIDO MOTRIZ. LAGO AGRIO NORTE.....	63
3.5	DISTRIBUCIÓN DEL FLUIDO MOTRIZ. LAGO AGRIO CENTRAL.....	64
4.1	CURVA DE COMPORTAMIENTO DE DISEÑO GUIBERSON.....	71
4.2	CURVAS H-M DE GUIBERSON.....	73
4.3	IPR COMPUESTO.....	75
4.4	CURVA IPR PARA EL POZO LAG-22.....	79
4.5	PRESIONES Y PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN UN SISTEMA CERRADO.....	158
4.6	PRESIONES Y PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN UN SISTEMA ABIERTO.....	158
4.7	CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA, POZO LAG-11A.....	167
4.8	REDUCCIÓN DEL FLUIDO MOTRIZ UTILIZADO EN EL CAMPO LAGO AGRIO.....	176
4.9	AUMENTO DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO LAGO AGRIO.....	176
5.1	FIJACIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO ECUATORIANO.....	179

ÍNDICE DE TABLAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	UBICACIÓN Y COORDENADAS DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	2
1.2	PROPIEDADES DEL PETRÓLEO DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	11
1.3	CARACTERÍSTICAS DE LOS MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN.....	15
3.1	RESERVAS DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	48
3.2	PRODUCCIÓN DIARIA 2001 – 2010.....	49
3.3	PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 2011 – 2015.....	50
3.4	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	51
3.5	POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	52
3.6	POZOS CERRADOS DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	52
3.7	POZOS ABANDONADOS DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	53
3.8	POZOS EN ESPERA DE ABANDONO DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	53
3.9	POZOS REINYECTORES DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	54
3.10	PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	54
3.11	PRODUCCIÓN POR TIPO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	55
3.12	PARÁMETROS PRINCIPALES DE LOS POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO HIDRÁULICO.....	57
3.13	REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN.....	58
3.14	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN LAGO CENTRAL.....	58
3.15	TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL.....	59
3.16	TANQUE DE SURGENCIA DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL.....	59
3.17	TANQUE DE EMPERNADO DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL.....	60
3.18	SEPARADORES DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL.....	60
3.19	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN LAGO NORTE.....	60
3.20	TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN LAGO NORTE.....	61
3.21	TANQUE DE SURGENCIA DE LA ESTACIÓN LAGO NORTE.....	61
3.22	SEPARADORES DE LA ESTACIÓN LAGO NORTE.....	62
3.23	SISTEMA POWER OIL DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL.....	62
3.24	SISTEMA POWER OIL DE LA ESTACIÓN LAGO NORTE.....	63

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
4.1	RELACIONES DIÁMETROS – FLUJO.....	69
4.2	RELACIONES DE ÁREAS ÓPTIMAS.....	72
4.3	DATOS DEL POZO LAG-22.....	76
4.4	CÁLCULOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA IPR DEL POZO LAG-22.....	78
4.5	SELECCIÓN DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-22, UTILIZANDO EL MÉTODO DE SMART.....	92
4.6	SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-22.....	95
4.7	DATOS DEL POZO LAG-09A.....	96
4.8	CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-09A.....	96
4.9	SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-09A.....	101
4.10	DATOS DEL POZO LAG-18.....	102
4.11	CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-18.....	102
4.12	SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-18.....	106
4.13	DATOS DEL POZO LAG-27.....	107
4.14	CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-27.....	107
4.15	SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-27.....	111
4.16	DATOS DEL POZO LAG-35.....	112
4.17	CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-35.....	112
4.18	SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-35.....	116
4.19	DATOS DEL POZO LAG-36.....	117
4.20	CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-36.....	117
4.21	SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-36.....	122
4.22	DATOS DEL POZO LAG-39.....	123
4.23	CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-39.....	123
4.24	SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-39.....	127

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
4.25	DATOS DEL POZO LAG-40D.....	128
4.26	CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-40D.....	128
4.27	SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-40D.....	132
4.28	DATOS DEL POZO LAG-41.....	133
4.29	CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-41.....	133
4.30	SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-41.....	137
4.31	DATOS DEL POZO LAG-43.....	138
4.32	CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-43.....	138
4.33	SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-43.....	142
4.34	DATOS DEL POZO LAG-49D.....	143
4.35	CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-49D.....	143
4.36	SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-49D.....	147
4.37	DATOS DEL POZO LAG-51D.....	148
4.38	CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-51D.....	148
4.39	SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-51D.....	152
4.40	VALORES DE F_p SEGÚN DESPLAZAMIENTO DEL PISTÓN MOTOR.....	157
4.41	DATOS DEL POZO LAG-11A.....	161
4.42	BOMBAS PRE-SELECCIONADAS PARA EL POZO LAG-11A.....	163
4.43	SELECCIÓN DE LA BOMBA PARA EL POZO LAG-11A.....	169
4.44	DATOS DEL POZO LAG-38.....	170
4.45	BOMBAS PRE-SELECCIONADAS PARA EL POZO LAG-38.....	172
4.46	SELECCIÓN DE LA BOMBA PARA EL POZO LAG-38.....	173
4.47	RESUMEN DE CÁLCULOS REALIZADOS PARA LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	175
5.1	COSTOS DE TRABAJO.....	177
5.2	COSTOS DE TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO.....	185
5.3	ESCENARIO PESIMISTA. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 73,30 DÓLARES.....	186

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
5.4	ESCENARIO CONSERVADOR. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 91,30 DÓLARES.....	187
5.5	ESCENARIO OPTIMISTA. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 100 DÓLARES.....	188

ÍNDICE DE ANEXOS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
No.1	TUBERÍA DE ACERO AL CARBONO API 5L/ ASTM A53/A106.....	201
A-1.1	TUBERÍA DE ACERO AL CARBONO.....	202
No.2	ÁREAS DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET Y PISTÓN.....	205
A-2.1	ÁREA DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET – CLAW.....	206
A-2.2	ÁREA DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET – GUIBERSON.....	207
A-2.3	ÁREA DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET - KOBE.....	208
A-2.4	ÁREA DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET - NATIONAL OILMASTER.....	209
A-2.5	ÁREA DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET – OILWELL...	210
A-2.6	RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE GARGANTA – GUIBERSON.....	211
A-2.7	ÁREAS ANULARES DE TOBERA Y GARGANTA – KOBE.....	213
A-2.8	ÁREAS ANULARES DE TOBERA Y GARGANTA – NATIONAL.....	214
A-2.9	ESPECIFICACIONES DE BOMBAS PISTÓN – GUIBERSON.....	215
A-2.10	ESPECIFICACIONES DE BOMBAS PISTÓN – KOBE.....	216
A-2.11	ESPECIFICACIONES DE BOMBAS PISTÓN - NATIONAL OILMASTER.....	218
A-2.12	ESPECIFICACIONES DE BOMBAS PISTÓN – OILWELL HYDRAULICS INC.....	219
No.3	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO LAGO AGRIO.....	223
No.4	ANÁLISIS DE LA DECLINACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	225
No.5	DIAGRAMAS DE COMPLETACIONES POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO OPERADOS CON SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.....	227
A-5.1	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-09A.....	228
A-5.2	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-11A.....	229
A-5.3	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-18.....	230
A-5.4	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-22.....	231
A-5.5	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-27.....	232
A-5.6	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-35.....	233
A-5.7	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-36.....	234

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
A-5.8	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-38.....	235
A-5.9	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-39.....	236
A-5.10	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-40D.....	237
A-5.11	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-41.....	238
A-5.12	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-43.....	239
A-5.13	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-49D.....	240
A-5.14	DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-51D.....	241
No.6	LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS.....	242
A-6.1	LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS CLAW TIPO JET.....	243
A-6.2	LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS KOBE TIPO JET.....	245
A-6.3	LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS OILMASTER TIPO JET.....	247
A-6.4	LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS OILWELL TIPO JET.....	248
A-6.5	LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS GUIBERSON TIPO PISTÓN.....	251
A-6.6	LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS KOBE TIPO PISTÓN.....	252
A-6.7	LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS OILMASTER TIPO PISTÓN.....	253
A-6.8	LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS OILWELL TIPO PISTÓN.....	254

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
LAG	Lago Agrio	
BPPD	Barriles de Petróleo por Día	L^3/t
BFPD	Barriles de Fluido por Día	L^3/t
BAPD	Barriles de Agua por Día	L^3/t
BSW	Contenido de Agua y Sedimentos Básicos	%
BPD	Barriles por Día	L^3/t
BL	Barriles	L^3
C _O	Compresibilidad del petróleo	Lt^2/M
cp	Centipoise	M/Lt
R _w	Resistividad del agua	-
P _{ps}	Presión de fluido de succión	M/Lt^2
P _n , P _N	Presión de la tobera	M/Lt^2
P _{pd}	Presión del fluido de descarga por el difusor	M/Lt^2
q _s	Caudal de succión	L^3/t
q _n , Q _N	Caudal de inyección de la tobera	L^3/t
q _d , Q _D	Caudal de descarga por el difusor	L^3/t
A _n , A _N	Área de la tobera	L^2
A _t , A _T	Área de la garganta	L^2
A _s	Área de succión	L^2
FR	Factor de recobro de petróleo	%
HPS	Bomba horizontal de superficie	-
G _O	Gradiente de presión de petróleo	-
G _S	Gradiente de presión del fluido producido	-
B _t	Factor volumétrico total	-
F _O	Fracción de petróleo	%
F _W	Fracción de agua	%
G _W	Gradiente de presión de agua	-

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
G_N	Gradiente de presión de fluido motriz	-
P_F	Pérdidas de presión por fricción	M/Lt^2
C	Constante	-
D_1	Diámetro interno del casing	L
D_2	Diámetro externo del tubing	L
L	Longitud de tubería	L
P_{FN}	Pérdidas de presión por fricción de fluido motriz	M/Lt^2
P_{FD}	Pérdidas de presión por fricción de fluido de retorno	M/Lt^2
P_T	Presión de inyección para el sistema tipo jet	M/Lt^2
D	Profundidad vertical	L
G_D	Gradiente del fluido de retorno	-
F_{WD}	Fracción de agua del fluido de retorno	-
GLR	Relación gas líquido de retorno	-
GOR	Relación gas petróleo	-
P_D	Presión de descarga	M/Lt^2
P_{wh}	Presión de cabeza en el pozo	M/Lt^2
H	Relación adimensional de recuperación de presión	-
R	Relación de áreas (tobera/garganta)	-
K_{TD}	Coefficiente de pérdidas en el difusor	-
K_N	Coefficiente de pérdidas en la tobera	-
F_S	Pérdidas de presión en la succión	M/Lt^2
K_S	Coefficiente de pérdidas en la succión	-
V_S	Velocidad de fluido en la succión	L/t
M	Relación de flujo adimensional	-
M_L	Relación de flujo adimensional (límite de cavitación)	-
H_p	Potencia	L^2M/t^3
GPM	Galones por minuto	L^3/t
P_r	Presión de reservorio	M/Lt^2

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
P _b	Presión de burbuja	M/Lt ²
P _{wf}	Presión de fondo	M/Lt ²
T _{wf}	Temperatura de la formación	T
T _{wh}	Temperatura en la cabeza del pozo	T
HP _{PJ}	Potencia requerida para la bomba de fondo	L ² M/ t ³
E _P	Eficiencia volumétrica	-
q ₁	Desplazamiento del motor por embolada por minuto	-
Q ₁ '	Tasa teórica de fluido motriz	-
Q ₁	Tasa real de fluido motriz	L ³ /t
q ₄	Desplazamiento de la bomba por embolada por minuto	-
Q ₄ '	Tasa de producción teórica	-
Q ₄	Tasa de producción real	L ³ /t
Q ₅	Producción de petróleo	L ³ /t
Q ₆	Producción de agua	L ³ /t
E _b	Eficiencia de la bomba	-
N _L	Profundidad de asentamiento de la bomba	L
SPM	Emboladas por minuto	-
F _P	Fricción de la bomba	-
N	Velocidad de régimen de la bomba	L/t
N _{MAX}	Máxima velocidad de régimen	L/t
P _S	Presión de inyección para el sistema tipo pistón	M/Lt ²
P ₁	Presión en el fondo de la columna del fluido motriz	M/Lt ²
P ₂	Presión de descarga del fluido motriz	M/Lt ²
P ₃	Presión de descarga del fluido producido	M/Lt ²
P ₄	Presión de succión de la bomba	M/Lt ²
F	Factor de fricción	-
D	Diámetro de la tubería	L
G	Aceleración	L/t ²

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
N_{RE}	Numero de Reynolds	-
FNC	Flujo neto de caja	USD
TIR	Tasa interna de retorno	%
VAN	Valor actual neto	USD
R_K	Monto previsto de ingresos para un año	-
D_K	Monto previsto de egresos para un año	-
I	Tasa de actualización	-
J	Periodo	-
I_0	Inversión para el año cero	-
RBC	Relación beneficio/costo	-
POES	Petróleo original en sitio	L^3
API	American Petroleum Institute	-
$^{\circ}F$	Grados Fahrenheit	T
BHJ	Bombeo hidráulico jet	-
BHP	Bombeo hidráulico pistón	-
BM	Bombeo mecánico	-
BES	Bombeo Eléctrico Sumergible	-
CSG-TBG	Casing-Tubing	-
RPM	Revoluciones por minuto	n/t
s	Segundo	t
γ	Gravedad específica	-
ΔP	Pérdidas de presión por fricción	M/Lt^2
Δt_b	Tiempo de tránsito de registro	t/L
Δt_f	Tiempo de tránsito del fluido	t/L
Δt_{ma}	Tiempo de tránsito de la matriz arenisca	t/L
μ_D	Viscosidad del fluido de retorno	M/Lt
μ_g	Viscosidad del gas	M/Lt
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
μ_w	Viscosidad del agua	M/Lt
ν	Viscosidad cinemática	M/Lt
ρ_b	Densidad de registro	-
ρ_f	Densidad del fluido	-
ρ_{ma}	Densidad de la matriz de la arenisca	-
Φ_D	Porosidad de densidad	%
Φ_N	Porosidad neutrónica de registro	%
Φ_{NC}	Porosidad neutrónica	%
Φ_{NCD}	Porosidad neutrónica corregida por caliza	%
Φ_{Nsh}	Índice de porosidad	%
Φ_S	Porosidad sónica	%
'	Pies	L
''	Pulgadas	L

RESUMEN

El Campo Lago Agrio es uno de los campos productores de mayor importancia en el país, fue en este campo en donde se perforó el primer pozo petrolero del Ecuador dando inicio a la vida petrolera amazónica. El presente proyecto de titulación, “ESTUDIO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LAGO AGRIO PARA INCREMENTAR SU PRODUCCIÓN”, se describen aspectos importantes referentes a este campo y sistemas de Levantamiento Artificial, dentro del cual el Bombeo Hidráulico es el principal objetivo de estudio.

En este proyecto de titulación se presenta una alternativa económicamente rentable para incrementar la producción de los pozos operados con bombeo hidráulico del Campo Lago Agrio.

En el capítulo I se describen las generalidades del Campo Lago Agrio como son la ubicación geográfica, las características geológicas y estratigráficas de los yacimientos, las propiedades petrofísicas y de los fluidos que caracterizan el campo; además se exponen los mecanismos naturales de producción.

En el capítulo II se presenta la base teórica de los diferentes sistemas de levantamiento artificial, profundizando la información referente al sistema de bombeo hidráulico por ser el tema de estudio. Para lo cual se describe más en detalle de los componentes de este tipo de sistema.

En el capítulo III se muestra los historiales de producción, las facilidades de producción y situación actual de los pozos, haciendo énfasis en los pozos operados por bombeo hidráulico los cuales ayudaron a tener una idea clara de la situación actual del campo. De igual manera se detalla la distribución del sistema de inyección de fluido motriz para cada pozo operado con bombeo hidráulico.

En el capítulo IV se presenta de forma detallada los cálculos de los parámetros necesarios que permiten dimensionar nuevas geometrías para los pozos operados con bombeo tipo jet y las nuevas bombas para los pozos operados con

bombeo tipo pistón, con la finalidad de incrementar la producción teniendo como objetivo principal no alterar el sistema de levantamiento actual.

En el capítulo V se consideran aspectos técnicos, económicos y financieros que, en conjunto determinan hasta que punto será rentable la inversión y el proyecto en sí. Es así, que para determinar la viabilidad de implementación de este proyecto se utilizaron indicadores financieros; Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno y Relación Beneficio-Costo. Además se plantearon tres escenarios, basados en precios de barril de petróleo que maneja Ecuador para proyectos y presupuesto para el 2011. Para los tres escenarios planteados se obtuvieron resultados positivos, es decir existe rentabilidad para los casos analizados.

Finalmente en el capítulo VI se exponen las conclusiones y recomendaciones de mayor importancia obtenidos en el presente proyecto.

PRESENTACIÓN

El desarrollo adecuado de un esquema para producir la mayor cantidad de hidrocarburos dentro de los límites físicos del reservorio, tecnología actual y limitados recursos económicos, involucra el análisis de dos aspectos importantes: el sistema de producción del campo y el aporte de hidrocarburo que pueda brindar el reservorio.

Para esto, debido a varios factores como el sobredimensionamiento de los equipos de fondo y extenso tiempo de producción de los mismos, se ha llegado a la necesidad de realizar nuevos estudios de producción que proporcionen un dimensionamiento adecuado de los equipos para optimizar la producción.

Por tal motivo, el presente proyecto de titulación “ESTUDIO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LAGO AGRIO PARA INCREMENTAR SU PRODUCCIÓN”, se lo realizó con datos actualizados hasta el 31 de enero del 2011 y tiene como objetivo principal: incrementar la producción de petróleo y disminuir la inyección de fluido motriz mediante la selección de las geometrías óptimas en el bombeo hidráulico tipo jet y cambios de bombas en los pozos operados con bombeo hidráulico tipo pistón, entre los diferentes fabricantes con los cuales trabaja EP PETROECUADOR.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO

En este capítulo se describe las generalidades del Campo Lago Agrio, se realiza un análisis de los antecedentes, características geológicas, estratigráficas y propiedades petrofísicas que caracterizan el campo y que influyen en su vida productiva.

1.1 ANTECEDENTES

El Campo Lago Agrio se encuentra ubicado en el cantón Lago Agrio ubicado en el noroeste del país, en la región amazónica, de la provincia de Sucumbíos. El Campo Lago Agrio fue descubierto por la compañía Texaco-Gulf, comenzando su producción con la perforación del primer pozo petrolero Lago Agrio 1 en la región amazónica entre febrero y abril de 1967 alcanzando los 10.175 pies de profundidad con una producción a flujo natural permitiendo la extracción de importantes volúmenes de crudo que inicialmente serían de 2.955 BPPD de crudo de 29 °API¹, convirtiéndose este acontecimiento en la pauta principal para el descubrimiento de nuevos campos petroleros en la cuenca del Oriente y dando inicio a una etapa trascendental para la explotación petrolera en nuestro país, desde entonces la región amazónica se ha convertido en la zona eminentemente petrolera de nuestro país y el petróleo en el principal recurso económico.

El pozo Lago Agrio 1 se cerró el 31 de julio del 2006, luego de haber aportado al país alrededor de 10 MMBL. En el Campo Lago Agrio se han perforado un total de 54 pozos, todos ellos productores de petróleo, con la excepción de LAG-19, considerado un pozo seco. El Campo Lago Agrio geológicamente se encuentra alineado al conjunto de campos Tigüino, Cononaco, Auca, Sacha, Palo Azul-Rojo

¹ Rivadeneira M., Baby P, y Barragán R. (1994). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.

y Charapa que atrapa hidrocarburo en tres etapas migratorias en las secuencias detríticas de las formaciones Hollín, Napo y Tena. El mecanismo de producción del Campo Lago Agrio se lo puede definir como de gas en solución para las arenas de la formación Napo U y T, y empuje de agua de fondo para Hollín.

1.2 UBICACIÓN

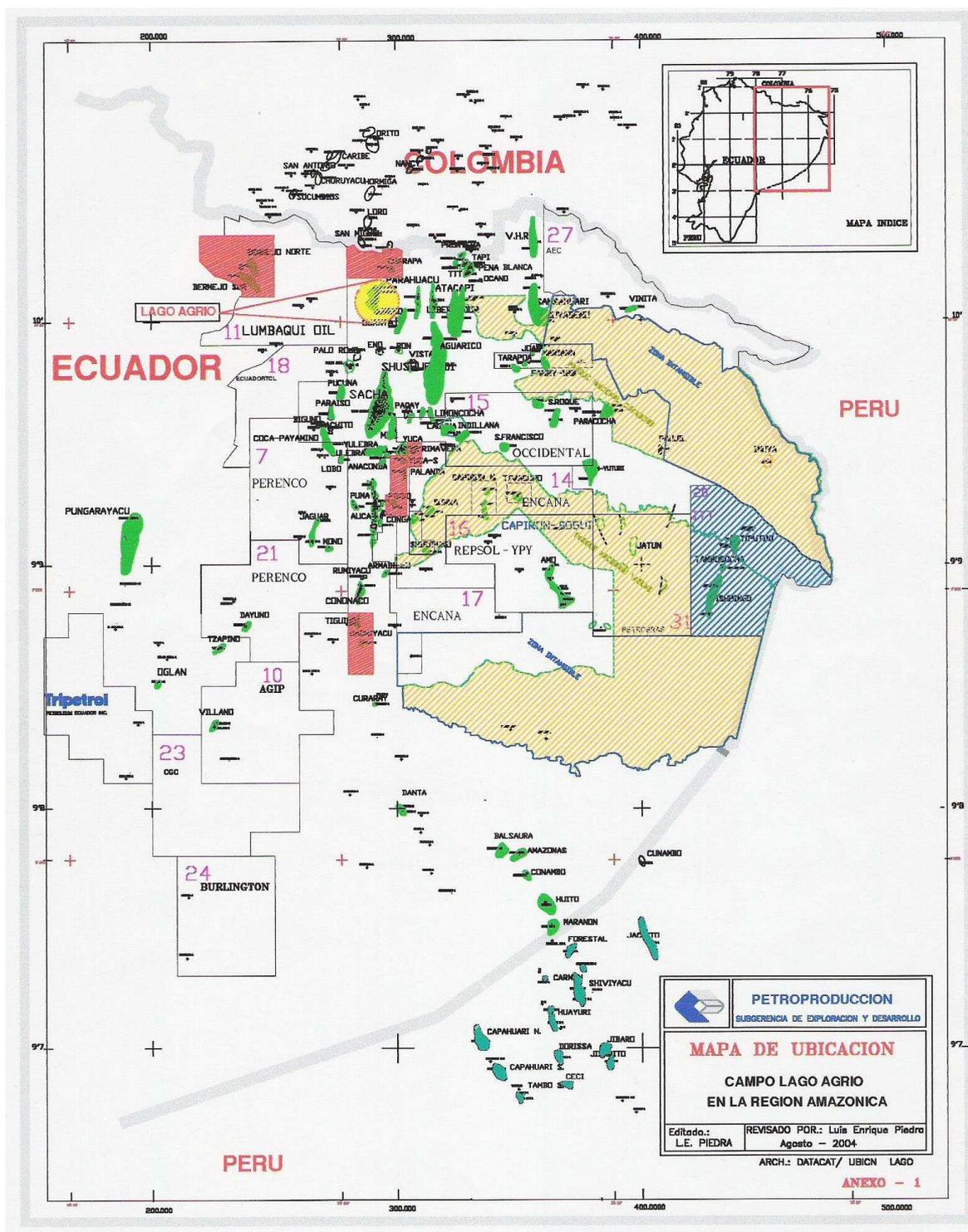
Geográficamente, el campo Lago Agrio se encuentra en la región Amazónica, ubicado al Noroccidente de la Cuenca Oriente (Tabla 1.1, Figura 1.1); al Norte - Oeste de la Cuenca Oriente, en la provincia de Sucumbíos. Su extensión es de 41.8 km², cercano a esta ubicación se encuentra la Ciudad Lago Agrio que es una de las principales ciudades del Oriente Ecuatoriano.

TABLA 1.1 UBICACIÓN Y COORDENADAS DEL CAMPO LAGO AGRIO

PUNTO	COORDENADAS GEOGRÁFICAS		COORDENADAS MÉTRICAS		UBICACIÓN
1	76° 58' 28.53" W	00° 09' 43.85" N	10.017.936.88	280.225.86	
2	76° 44' 45.63 W	00° 09' 43.85" N	10.017.936.88	305.675.86	
3	76° 44' 45.63 W	00° 03' 49.94" S	9.992.936.88	305.675.86	
4	76° 58' 28.53" W	00° 03' 49.94" S	9.992.936.88	280.225.86	

Fuente: Archivos técnicos Campo Lago Agrio (2011). EP PETROECUADOR.

FIGURA 1.1 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO



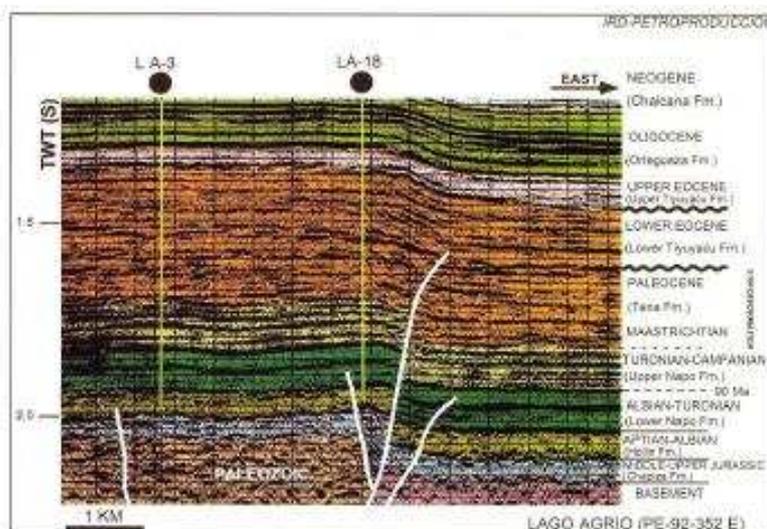
Fuente: Archivos técnicos Campo Lago Agrio (2011). EP PETROECUADOR.

1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

1.3.1 ESTRUCTURA

La estructura Lago Agrio crece en dos etapas, como resultado de esfuerzos transgresivos que reactivan la falla oriental del campo dando inicio a la formación de la estructura: en el Maastrichtiano, contemporánea a la depositación de Tena Inferior que parece en el Mio-Plioceno (Figura 1.2), la última reactivación tectónica provocó un flexuramiento de las capas que alcanzaron horizontes cercanos a la superficie.

FIGURA 1.2 SECCIÓN SÍSMICA, CAMPO LAGO AGRIO



Fuente: Rivadeneira M., Baby P, y Barragán R. (1994). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.

La estructura del Campo Lago Agrio está conformado por un anticlinal fallado, alargado en dirección preferencial Norte - Noreste, Sur - Sur Oeste, de dimensiones: 11 km de largo por 3.8 km de ancho, con un área de 41.8 km², con dos altos en la parte norte a lo largo de los pozos LAG-28, LAG-37, separado por un valle perpendicular al eje entre los pozos LAG-26, LAG-06, LAG-38, LAG-07, y un tercer alto en la parte sur del campo cuya culminación es el pozo LAG-27, cuya dirección estructural preferencial es perpendicular al sistema de fallas principal, (Figura 1.3. Mapa Estructural, Campo Lago Agrio).

La acumulación de hidrocarburos posiblemente se realiza a través de la migración de fluidos generados en Napo Basal de edad Albiano que se desplazan por la falla principal hacia el norte, reactivándose en tres etapas llenando las secuencias sedimentarias detríticas de las formaciones Hollín, Napo, Tena y posiblemente una cuarta en la zona Tiyuyacu Basal desde el Eoceno hasta el Oligoceno.

La estructura Lago Agrio, a nivel de la base de la caliza "A", está limitada en su flanco oriental por una falla transpresional que, en dirección sur, continúa hacia la estructura Palo Rojo, y hacia el norte, corta el flanco oriental del campo Charapa. La falla tiene rechazos variables, alcanzando el mayor salto en la parte más alta de la estructura y es de 80 milisegundos. El anticlinal Lago Agrio tiene una orientación NNE-SSO, y una longitud aproximada de 11 km con un ancho promedio de 4,5 km. Muestra un alto norte de mayor relieve y desarrollo areal, con un cierre estructural a la base caliza "A" de 55 milisegundos y un alto sur de menores dimensiones y menor relieve estructural² (Fig. 1.4).

1.3.2 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA

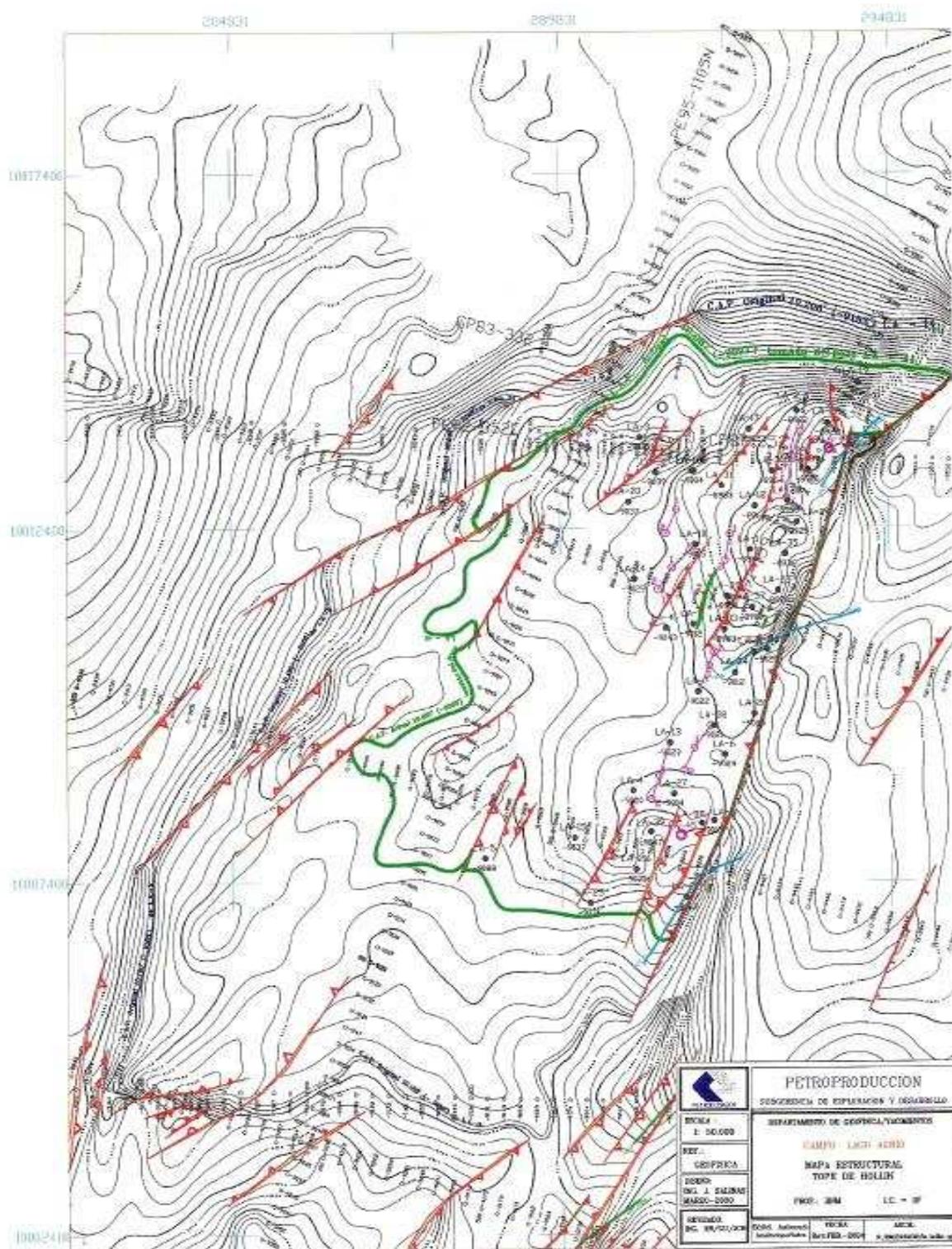
La litología del Campo Lago Agrio está comprendida por las areniscas Hollín Superior e Inferior, Napo "T", Napo "U" y Tena Basal, las cuales conforman en sí los yacimientos productivos del Campo.

1.3.2.1 Formación Hollín

La litología de la Formación Hollín está conformada por arenisca de cuarzo (principal roca reservorio) de color gris claro de grano medio a grueso friable con cemento silíceo, con pocas intercalaciones de lutita y caliza, posee intervalos de arcilla a la base con lentes de carbón indicando un ambiente continental en su depósito.

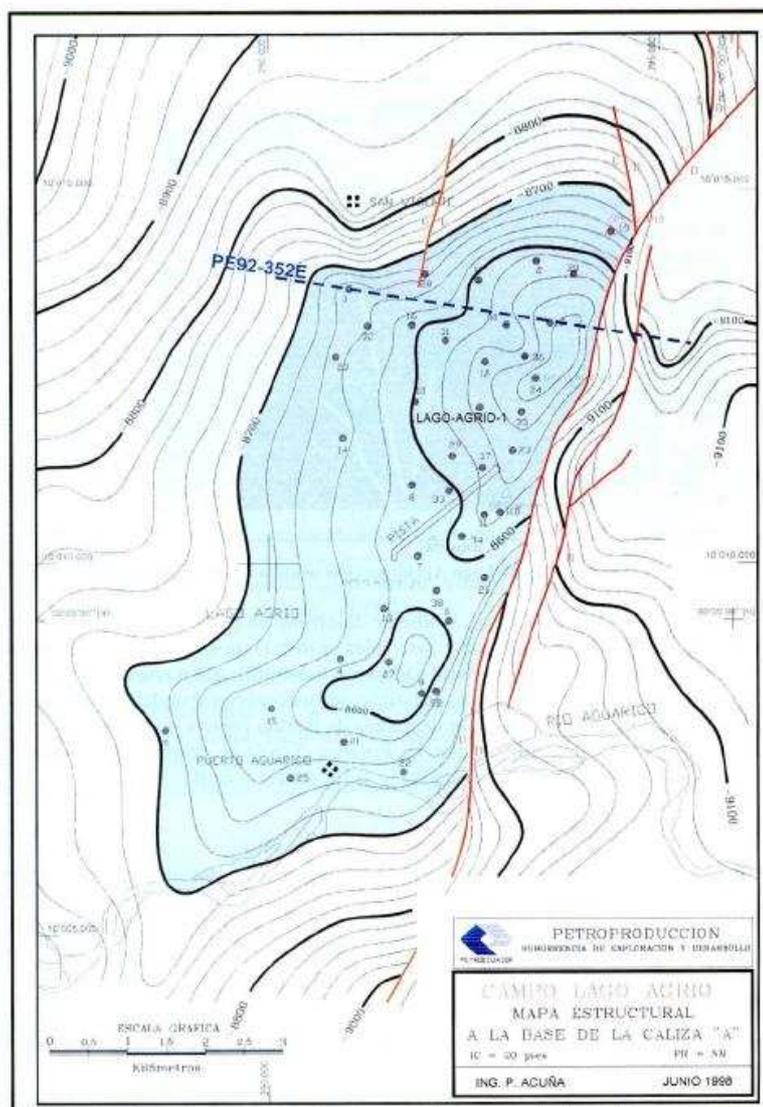
² Rivadeneira M., Baby P, y Barragán R. (1994). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.

FIGURA 1.3 MAPA ESTRUCTURAL, CAMPO LAGO AGRIO



Fuente: Archivos técnicos Campo Lago Agrio (2011). EP PETROECUADOR.

FIGURA 1.4 MAPA ESTRUCTURAL A LA BASE DE LA CALIZA "A"



Fuente: Archivos técnicos Campo Lago Agrio (2011). EP PETROECUADOR.

Hollín Superior.- Posee un ambiente deposicional proveniente de un ambiente de depósito marino costero y marino abierto con BSW del 24%, su litología contiene intercalaciones de arenisca cuarzosa color gris verdoso, de grano fino a medio angular-subangular con cemento de matriz silíceo intercalada de lentes de caliza, lutita con presencia de glauconita y clorita, la zona Hollín superior se encontró a 10.020 pies (profundidad del núcleo recuperado en el pozo LAG-41), el tope se ubica entre 9.903 pies a 10.048 pies, con un espesor total de 70 pies en el pozo LAG-23 a 16 pies en el pozo LAG-30, con una porosidad de 12% en el pozo LAG-

01 a 19% en el pozo LAG-31, se le ha determinado un modelo de ambiente idealizado sedimentario.

Hollín Inferior.- Este yacimiento contenía originalmente la mayor acumulación de hidrocarburos, tiene un ambiente deposicional cuyo origen fue relleno de valles y una planicie de ríos entrelazados y planicies costeras con un ambiente fluvial, razón por la cual presenta un BSW del 50%. Este reservorio está siendo afectado por contactos originales agua petróleo a diferentes profundidades y posiblemente trabajen como unidades hidráulicas distintas en diferentes compartimentos.

1.3.2.2 Formación Napo

La formación Napo está constituida por lutitas, calizas ínter estratificadas, calizas con abundancia de fósiles, lutitas, calizas y areniscas con hidrocarburo, correspondiéndole un ambiente de depositación marino.

Napo "T".- Esta arenisca es una arenisca friable de cuarzo de color gris verdoso y grano muy fino a medio angular a subangular bien clasificada, glauconítica con cemento calcáreo, tiene un espesor entre 25 pies - 30 pies; correspondiéndole un ambiente de depósito fluvial, deltaico, marino costero y plataforma marina, canales fluviales, zonas de estuario y barras de marea baja.

Este reservorio corresponde a la edad Cenomaniano y Paleo Ambiente Transaccional Deltaico, se ubica entre 9.746 pies a 9.958 con espesores irregulares de saturación de crudo de 4 pies en el pozo LAG-11, a 38 pies en el pozo LAG-32. Su porosidad está en el orden de 9% en el pozo LAG-20, a 18% en el pozo LAG-15.

Napo "U".- Es una arenisca de cuarzo-arenita sul-arcósica y sub-lítica, de cuarzo, con menor proporción de feldespatos y fragmentos líticos. Entre los minerales se describen circón, muscovita y glauconita, de grano muy fino a fino de angular a subangular, con un espesor neto de 20 pies - 30 pies correspondiéndole un ambiente de depósito fluvial, deltaico, marino somero y plataforma marina.

Este reservorio corresponde a la edad Cenomaniano-Turoniano Medio y Paleo Ambiente Transicional Deltaico (“U” Inferior) a Marino de plataforma (“U” Superior), se ubica entre 9.508 pies a 9.720 pies, con espesores irregulares de saturación de crudo de 3 pies en el pozo LAG-33, a 28 pies en el pozo LAG-30. Su porosidad está en el orden de 9% en el pozo LAG-22, a 20% en el pozo LAG-17.

1.3.2.3 Formación Tena

La formación Tena está constituida por arcilla moteada predominando el café chocolate a gris verdoso.

Yacimiento Basal Tena.- La arenisca Basal Tena está constituida por arenisca cuarzosa, grano fino a grueso color café claro, a veces microconglomerática mal seleccionado, cemento silicio a veces calcáreo, en ciertas secciones se pueden observar superficies de erosión, sobrepuestas por areniscas o conglomerados

Este yacimiento corresponde a la edad Maastrichtiano y Paleo Ambiente Marino del Sublitoral. El tope de este reservorio se ubica entre 8.873 pies a 9.002 pies con espesores irregulares de saturación de crudo de 2 pies en el pozo LAG-31, a 17 pies en el pozo LAG-33. Su porosidad está en el orden de 9% en el pozo LAG-08 a 21% en los pozos LAG-20 y LAG-25.

La columna estratigráfica de la cuenca oriente se muestra en la figura 1.5

FIGURA 1.5 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA ORIENTE

ERA	EDAD	FORMACION	AMBIENTE	ESP.	COL. LITOL.	DESC. LITOL.	OBSERVACIONES	
CENOZOICO	RECIENTE	ALUVION	FLUVIAL			Arenas o Lodos	Manifestaciones de Petróleo no conocidas	
	PLEISTOCENO	TERRAZAS				Conglomerados		
	PLIOCENO A MIOCENO	CHAMBIRA	AGUA SALOBRE A CONTINENTAL	6000'		Arcillolitas y Arenisca		
		ARAJUNO		@				
		CHALCANA		6700'				
	OLIGOCENO	Orteguaza	Agua salobre a marina	400'		Arenisca Lut.		Equivalente a Chalcana Continental
	OLIGOCENO A EOCENO	TIYUYACU	Continental	1500'		Arenisca Arcillolita Conglomerado		Conglomerado productivo en Colombia
PALEOCENO	TENA Basal	Continental a Marino Somero	400' - 3200'		Arcillolita	Delgada Arena Basal, Frecuente Contenido de Gas y Petróleo		
MESOZOICO	CRETACICO MEDIO A SUPERIOR	NAPO	Marino Transg con Facies Regresivas	500' @ 2555'		Lutita Caliza y Arena	Arenas "U", "T" Saturación de Petróleo	
	CRETACEO INFERIOR	HOLLIN	Marino Transgresivo	70' - 780'		Arenisca	Reservorio Principal	
	JURASICO MEDIO A SUPERIOR	Misahualli	CONTINENTAL	2160' @ 7800'		Parte Superior Volcánica	Manifestaciones de Petróleo no conocidas	
		CHAPIZA						
JURASICO INFERIOR	SANTIAGO	MARINO	4950' EST		Principalmente Caliza Marina Lutita y Arenisca	Indicaciones de Petróleo en los Afloramiento del S.O. Oriente		
PALEOZOICO	PERMICO A PENSILANIENSE	MACUMA	MARINO	2800' EST		Caliza Dolomita Lutita y Arenisca Marino	POSIBLE ROCA MADRE	
	MISSISSIPIENSE DEVONIANO Y SILURIANO	PUMBUIZA	MARINO ABIERTO	1550'		Lutita con Arenisca Lomolita en partes Caliza y Lutita Alterada	No existe significativos manifestaciones de petróleo	
BASAMENTO CRISTALINO								

Fuente: Archivos técnicos Campo Lago Agrio. EP PETROECUADOR.

1.4 DESARROLLO DE LA PETROFÍSICA

1.4.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

Un punto favorable del Campo Lago Agrio es la clase de petróleo que produce, es un crudo que presenta características favorables, las cuales se muestran en la tabla 1.2:

TABLA 1.2 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO DEL CAMPO LAGO AGRIO

PROPIEDADES DEL PETRÓLEO		
°API	Viscosidad [cp] a C.N. (14,7 psi; 60 °F)	Compresibilidad del petróleo
28,35	1,56	$8,39 \cdot 10^{-6}$

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

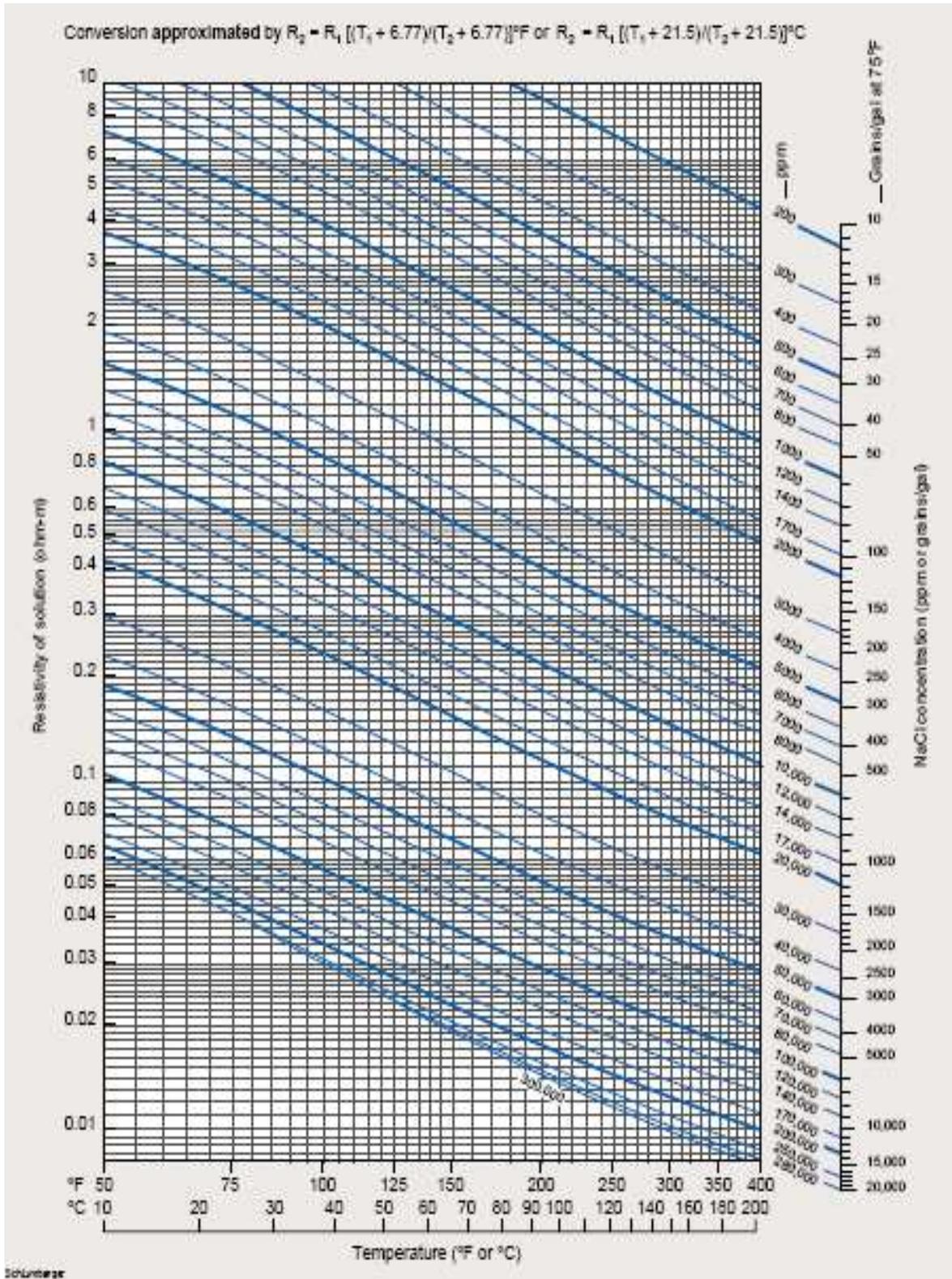
1.4.2 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

La resistividad del agua de formación (R_w) se la obtiene a partir de las concentraciones salinas conocidas a cualquier temperatura, aplicando la Carta Gen-9 Schlumberger (Figura 1.6).

1.4.3 POROSIDAD

Es la medida del espacio intersticial entre grano y grano que se representa como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Se la puede obtener a partir de registros de densidad, sínico y neutrónico.

FIGURA 1.6 CARTA GEN-9 RESISTIVIDAD DE SOLUCIONES SALINAS



Fuente: Schlumberger, Log Interpretation Charts

1.4.3.1 Porosidad a partir del perfil de densidad

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (1.1)$$

En donde:

ϕ_D : Porosidad de densidad

ρ_{ma} : Densidad de matriz de la arenisca (2,65 g/cm³)

ρ_b : Densidad de registro

ρ_f : Densidad del fluido (agua dulce = 1,00 g/cm³)

1.4.3.2 Porosidad a partir del perfil sónico

$$\phi_S = \frac{\Delta t_b - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (1.2)$$

En donde:

ϕ_S : Porosidad sónica

Δt_{ma} : Tiempo de tránsito de matriz de la arenisca (55,5 μ s/pie)

Δt_b : Tiempo de tránsito de registro (μ s/pie)

Δt_f : Tiempo de tránsito del fluido (189 μ s/pie)

1.4.3.3 Porosidad a partir del perfil neutrónico

$$\phi_{NC} = \frac{\phi_N + 4}{100} \quad (1.3)$$

En donde:

ϕ_{NCD} : Porosidad neutrónica corregida por matriz

ϕ_N : Porosidad neutrónica de registro (%)

1.4.4 POROSIDAD EFECTIVA

La Porosidad Efectiva (ϕ_e) se refiere al porcentaje de poros interconectados entre sí, es decir es la porción de la porosidad de la formación que contienen y producen fluidos. La porosidad efectiva se la puede obtener a partir de registros neutrónicos, de densidad y el volumen de arcilla.

$$\phi_e = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} * (1 - V_{sh}) \quad (1.4)$$

$$\phi_e = \phi_N - \phi_{Nsh} * V_{sh} \quad (1.5)$$

En donde:

ϕ_{Nsh} : Índice de Porosidad (0,50) a partir de la Herramienta tipo CNL.

V_{sh} : Fracción m de arcilla

La ecuación 1.5 se utiliza sólo cuando se tiene el perfil neutrónico.

1.5 MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN

Con la finalidad de pronosticar el funcionamiento de un yacimiento petrolífero, es importante conocer los volúmenes de petróleo que originalmente se encuentra en el yacimiento, así como también el conocimiento de la energía disponible para expulsar el petróleo, la variación de presión en el reservorio, relación agua petróleo, ya que estos factores influyen su comportamiento.

Los mecanismos naturales de producción que influyen en el comportamiento del reservorio son los siguientes:

- Expansión de roca y fluido
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Empuje hidrostático
- Segregación gravitacional

En la tabla 1.3 se presentan las características de los mecanismos naturales de producción.

TABLA 1.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN

MECANISMO	PRESIÓN DEL RESERVORIO	RELACIÓN GAS-PETRÓLEO	PRODUCCIÓN DE AGUA	EFICIENCIA
Expansión de roca y fluido	Declina rápida y continuamente	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en reservorios con alto Sw)	1-10% Promedio 3%
Empuje por gas en solución	Declina rápida y continuamente	Primero baja, incrementa a un máximo y cae	Ninguna (excepto en reservorios con alto Sw)	5-35% Promedio 20%
Expansión por capa de gas	Cae lenta y continuamente	Incrementa continuamente	Ausente o despreciable	20-40% Promedio 25%
Empuje hidráulico	Permanece alta. Varía de acuerdo a la producción	Permanece baja si la presión es alta	La producción de agua puede llegar a ser considerable	35-80% Promedio 50%
Drenaje gravitacional	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos profundos y alta en pozos superficiales	Ausente o despreciable	40-80% Promedio 50%

Fuente: Satter, A y G.C. Thakur, Integrated Petroleum Reservoir Management

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

En este capítulo se expone la base teórica referente a los diferentes sistemas de levantamiento artificial con los que se trabaja en el Campo Lago Agrio, priorizando la información referente al Sistema de Bombeo Hidráulico por ser el tema de estudio de este trabajo.

2.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cuando el pozo deja de producir por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para conciliar la oferta con la demanda de energía. La utilización de esta fuente tiene como fin levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, esto se denomina levantamiento artificial.

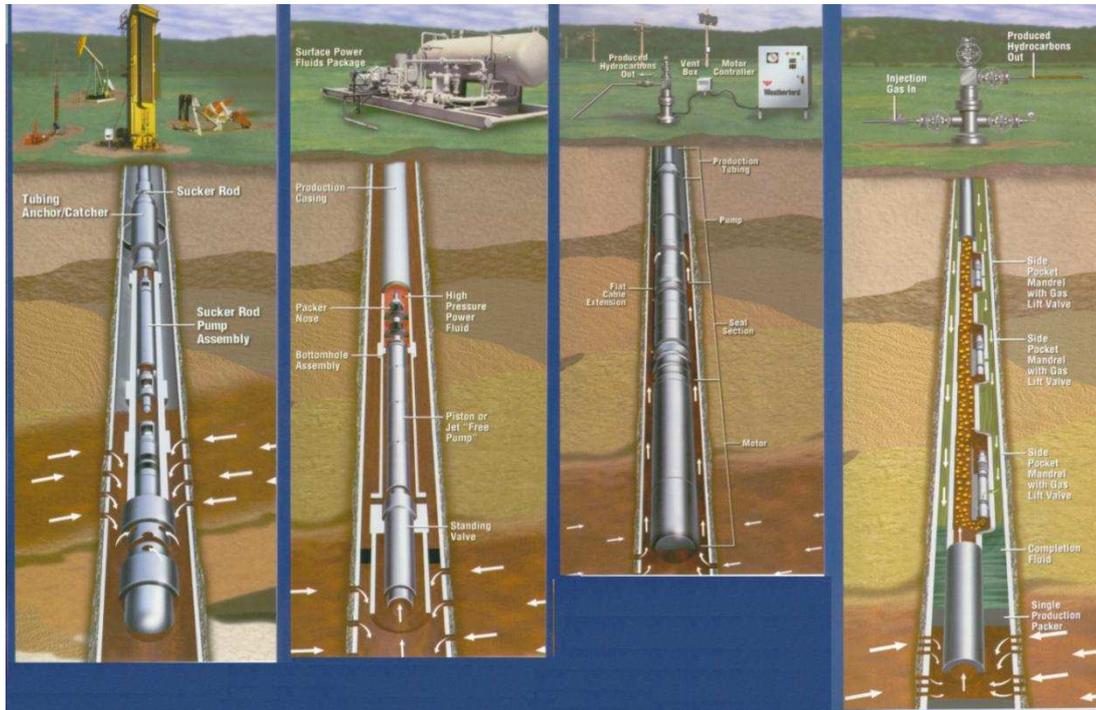
El propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que generen problemas de producción: arenamiento, conificación de agua, etc., aunque en muchos casos se acude al levantamiento artificial para acelerar la explotación de pozos en los que el levantamiento artificial no es imprescindible.

2.1.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Entre los principales sistemas de levantamiento artificial tenemos (figura 2.1):

- Bombeo Mecánico (Balancín)
- Bombeo Hidráulico (Bombas Pistón y Jet)
- Bombeo Eléctrico Sumergible
- Gas Lift (Inyección de Gas)

FIGURA 2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL



Fuente: Solipet, (2009). Manual de bombeo hidráulico.

2.2 SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

2.2.1 INTRODUCCIÓN

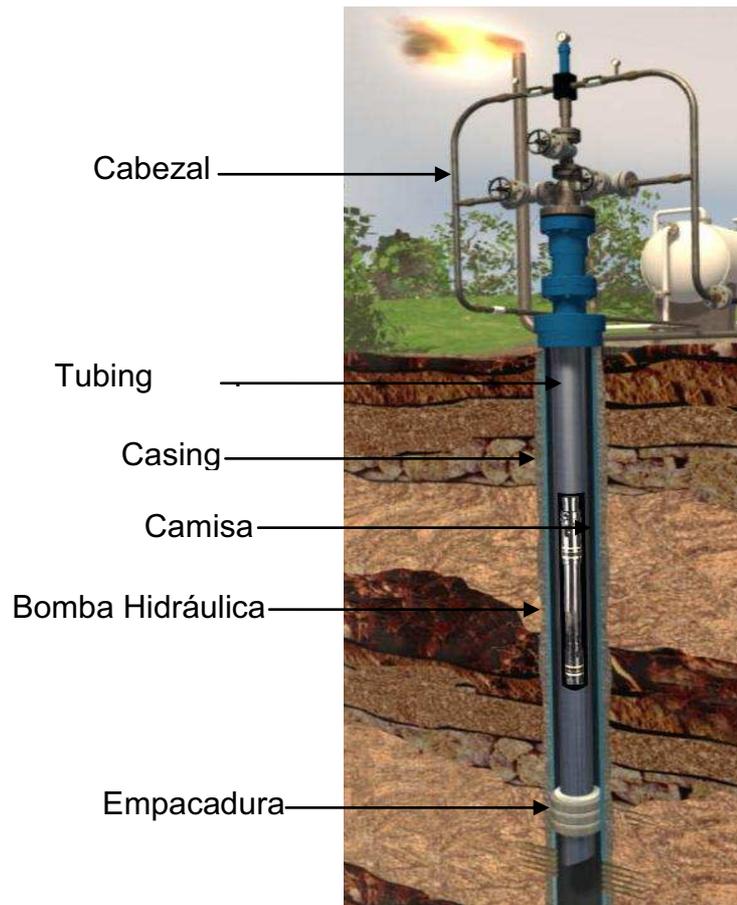
El principio fundamental aplicado para bombeo hidráulico en subsuelo es la “Ley de Pascal”, la misma que fue enunciada por primera vez por Blas Pascal en el año 1653. La Ley de Pascal explica que: “En cualquier punto en el interior de un líquido en reposo la presión es la misma en todas las direcciones”³.

La aplicación de este principio permite transmitir presión desde un lugar centralizado o individual en la superficie a través de una tubería llena de líquido, hasta cualquier número de puntos (pozos petroleros). El líquido a presión en

³ Ley de Pascal, 1653. De Azevedo J., Acosta G. Manual de Hidráulica.

estas líneas de fluido motriz se dirige hacia una tubería pozo abajo, haciendo funcionar la bomba hidráulica mecánicamente acoplada a una camisa. La figura 2.2 ilustra esquemáticamente los componentes en superficie y en el subsuelo de un sistema típico de bombeo hidráulico.

FIGURA 2.2 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO



Fuente: Solipet, (2009). Manual de bombeo hidráulico.

Los sistemas de bombeo hidráulico para levantamiento artificial consisten de un fluido hidráulico, pudiendo ser este petróleo o agua en la superficie (fluido motriz), una unidad de potencia en superficie para manejar alta presión que permite inyectar el fluido motriz al fondo del pozo y una unidad de bombeo en el fondo del pozo (tipo pistón o tipo jet) operada por el fluido motriz inyectado a alta presión.

La unidad de fondo actúa como un transformador para convertir la energía del fluido motriz a energía potencial o presión en los fluidos producidos, permitiendo

que tanto el fluido motriz y el fluido producido fluyan hacia la superficie después de pasar a través de la unidad de fondo. El bombeo hidráulico se clasifica en tipo pistón y jet.

2.2.1.1 Bombeo hidráulico tipo pistón

En el bombeo hidráulico tipo pistón, el proceso de generación y transmisión de energía se efectúa mediante un fluido conocido como “fluido motriz”, el cual es inyectado a presión al pozo por una unidad de potencia. Este proceso se basa en el principio que establece: “En cualquier punto en el interior de un líquido en reposo la presión es la misma en todas las direcciones”⁴. Es decir, que la presión proporcionada en la superficie al fluido motriz, es la misma que se aplica a los pistones de la unidad de bombeo, obligándolos a impulsar los fluidos producidos por el yacimiento hacia la superficie.

2.2.1.2 Bombeo hidráulico tipo jet

El bombeo tipo jet, es un sistema especial de bombeo hidráulico, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles, y el bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

El fluido motriz entra por la parte superior de la bomba y pasa a través de la tobera, que descarga un chorro en la garganta de entrada de los fluidos del pozo, la cual tiene comunicación con la formación. En la garganta cuyo diámetro es mayor al de la tobera, se mezclan los fluidos producidos y el fluido motriz. Al mismo tiempo que se efectúa la mezcla, el fluido motriz pierde energía que es ganada por los fluidos del pozo. Después, la mezcla pasa al difusor, que es la última sección de trabajo, en donde la energía que en su mayor parte es conservada en forma de velocidad se convierte en presión estática; cuando esta presión es mayor que la ejercida por la columna de fluidos en el espacio anular, se establece el flujo hacia la superficie.

⁴ Ley de Pascal, 1653. De Azevedo J., Acosta G. Manual de Hidráulica.

2.2.2 EQUIPO DE SUPERFICIE

2.2.2.1 Tanques de almacenamiento de fluido motriz

El tanque de almacenamiento es el tanque en el cual se almacena el fluido motriz que se inyecta al pozo, este recipiente debe ofrecer amplia capacidad de almacenamiento para el fluido motriz y adicional debe proporcionar:

- Suficiente caída de presión para brindar una presión adecuada a la succión de la bomba de fluido motriz, el uso de un tanque de 24' usualmente cubre este propósito.
- Dos salidas para cada bomba de fluido (normal y emergencia)
- Bota de gas para eliminar el gas del fluido entrante.
- Fondo cónico para facilitar el drenaje eficiente del agua y la acumulación de materiales insolubles.

El fluido motriz que se utiliza para el sistema de bombeo hidráulico debe garantizar un funcionamiento eficiente de la bomba, elevación de la presión de descarga de la bomba de fondo y mejorar la productividad, por lo que la calidad del fluido motriz es de gran importancia, este fluido puede ser petróleo crudo producido o agua tratada.

Entre las características principales de esos fluidos se puede mencionar:

Características del petróleo:

- Tiene lubricidad natural que no tiene el agua
- Es un fluido compresible
- Existe peligro de incendio

Características del agua:

- Se usan en ambientes ecológicamente difíciles, o que sufrirían un gran impacto en caso de desastre, por ejemplo una zona de alta biodiversidad o cerca de una ciudad o poblado.

2.2.2.2 Bombas booster

La función principal de la bomba booster es proporcionar la energía necesaria para succionar y transportar el fluido motriz desde el tanque de almacenamiento de fluido motriz hasta la entrada de la bomba de alta potencia (tríplex o quíntuplex) enviando el fluido con la presión necesaria (5 - 30 psi aproximadamente) para su correcto funcionamiento.

2.2.2.3 Bombas de alta potencia

La potencia que requiere el sistema para la inyección del fluido motriz es proporcionada por una unidad constituida por una bomba reciprocante del tipo tríplex vertical o una bomba HPS, las cuales pueden ser accionadas por un motor eléctrico o de combustión interna.

La bomba de alta potencia de fluido motriz en superficie alimenta el fluido presurizado hasta la bomba hidráulica en el subsuelo (jet o pistón). Trabaja con presiones de entrada de 5 – 30 psi y de salida de 3.600 – 4.000 psi dependiendo del tipo de bomba con la que se encuentre trabajando.

2.2.2.4 Tuberías

El fluido al realizar su recorrido no siempre se encuentra a un mismo caudal o presión constante, por ello se utilizan dos tipos de tubería en toda la instalación de superficie.

2.2.2.4.1 Tubería de alta presión

Soporta hasta una presión de 5.000 psi, se utiliza para transportar el fluido de inyección desde la planta hasta el cabezal del pozo; la sarta de tubería que se utiliza en la completación definitiva es también de alta presión. EP PETROECUADOR en sus operaciones en el Distrito Amazónico utiliza tuberías de alta presión con cédulas 20, 30, 40, 60, 80, 100, 120, 140, 160.

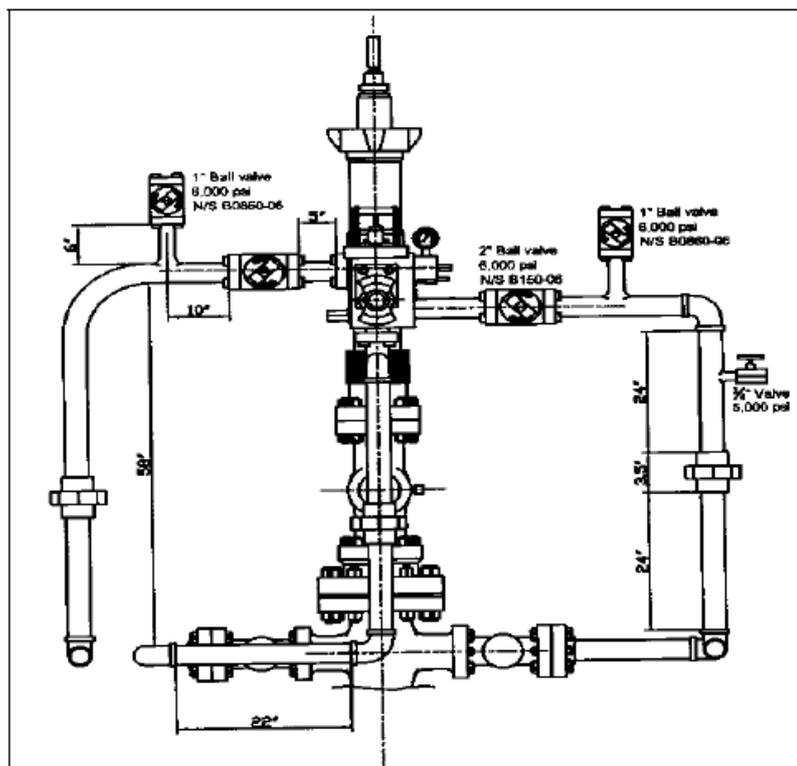
2.2.2.4.2 Tubería de baja presión

Tiene márgenes de resistencia de 500 a 800 psi, se encuentra instalada desde la salida de producción del pozo hasta la estación de almacenamiento. EP PETROECUADOR en sus operaciones en el Distrito Amazónico utiliza tuberías de baja presión de cédulas 20, 40. En el Anexo 1 se indican las tuberías de acero al carbón según la norma API 5L/ASTM A53/A106, utilizadas por EP PETROECUADOR.

2.2.2.5 Cabezal del pozo

Dentro del bombeo hidráulico los cabezales de pozo tienen el mismo sistema de funcionamiento, en bombeo hidráulico se utilizan el cabezal de pozo con válvula de cuatro vías y el tipo árbol de navidad. Figura 2.3.

FIGURA 2.3 CABEZAL CON VÁLVULA DE CUATRO VÍAS



Fuente: Solipet, (2009). Manual de bombeo hidráulico.

El cabezal de pozo posee una válvula maestra, que está conectada directamente con la sarta de la tubería de producción (tubing) y la tubería de revestimiento (casing), con las líneas de inyección y producción, por lo tanto la válvula maestra pilotea el movimiento de cualquier fluido (motriz o retorno) en cualquier sentido dentro del pozo.

Las válvulas de la tubería de revestimiento, son válvulas por donde retornará la mezcla de los fluidos (inyección y producción) a la línea de retorno y hacia la estación de producción, soportan una presión de 3.000 a 5.000 psi. Las válvulas de la tubería de producción, permiten el paso del fluido de inyección hacia la tubería de producción y consecuentemente a la parte motor de la bomba, son válvulas que soportan una presión de 5000 psi.

2.2.3 EQUIPO SUBSUPERFICIAL

2.2.3.1 Bombas jet

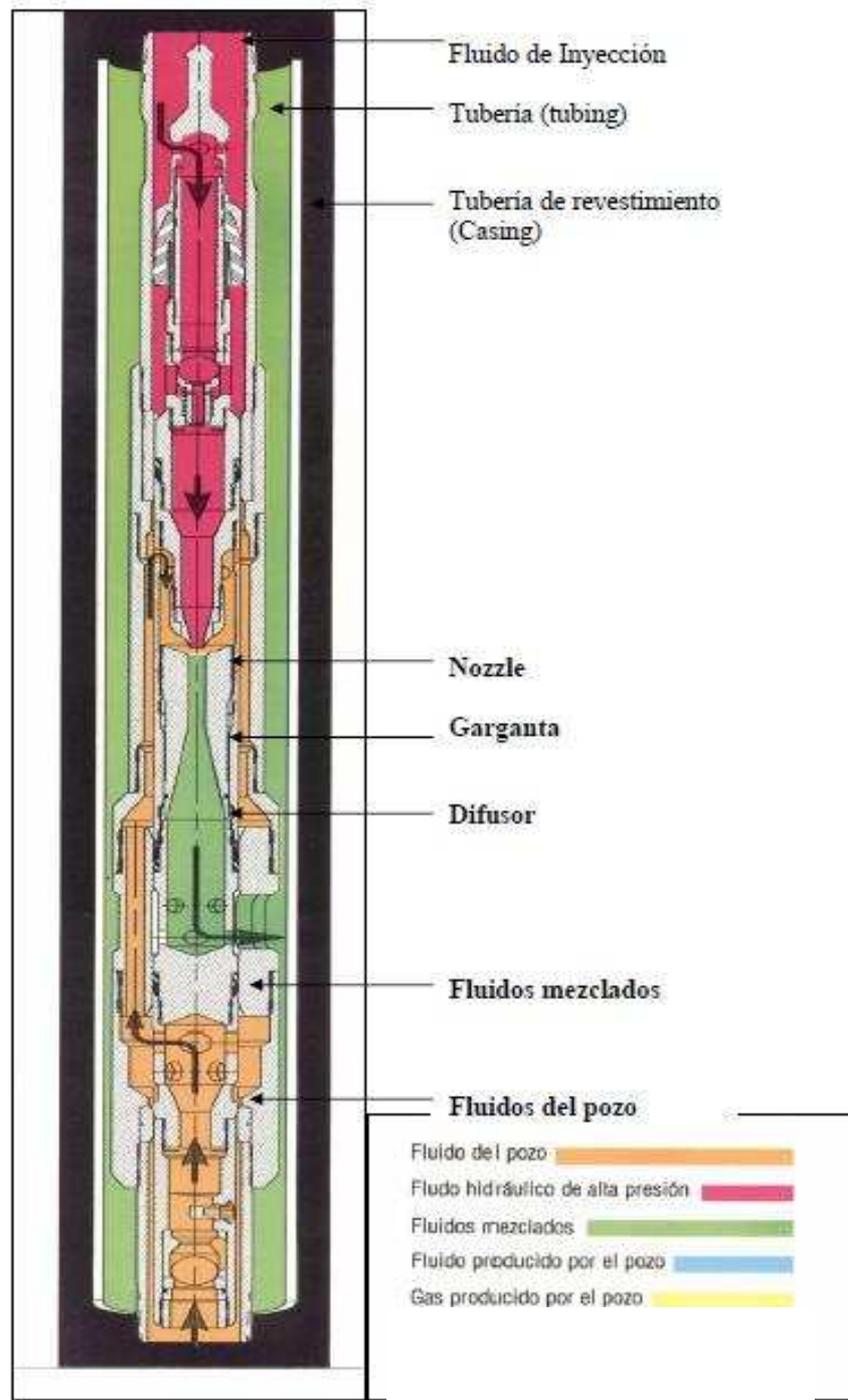
2.2.3.1.1 Introducción

La característica más importante de esta bomba es que no tienen partes móviles, la acción de bombeo está dada por la transferencia de energía que existe entre las dos corrientes de fluido, el fluido motriz a alta presión pasa a través de la tobera donde la energía potencial es convertida en energía cinética en la forma de fluido a gran velocidad. Figura 2.4.

Los fluidos del pozo rodean al fluido motriz en la punta de la tobera pasando a la garganta, la garganta es un agujero cilíndrico recto de 7 radios de largo con un borde de radio suavizado, el diámetro de la garganta es siempre mayor que el de la salida de la tobera, lo que permite que el fluido motriz entre en contacto con el fluido del pozo en la garganta, el fluido motriz y el fluido producido se mezclan y el momentum es transferido del fluido motriz al producido provocando que la energía se eleve en este último. Por el fin de la garganta los dos fluidos están íntimamente mezclados, pero todavía se encuentran a gran velocidad y la mezcla posee una energía cinética significativa. El fluido mezclado entra a un difusor que convierte la

energía cinética en presión estática debido a que baja la velocidad del fluido, en este punto la presión del fluido es la suficiente como para alcanzar la superficie.

FIGURA 2.4 PARTES DE LA BOMBA TIPO JET



Fuente: Introducción al bombeo hidráulico con equipos Oilmaster y Kobe.

Como la bomba jet no tiene partes móviles, estas no tienen un acabado superficial fino, y toleran los abrasivos y la corrosión de los fluidos del pozo. La garganta y tobera son construidas de carburo de tungsteno o de materiales cerámicos.

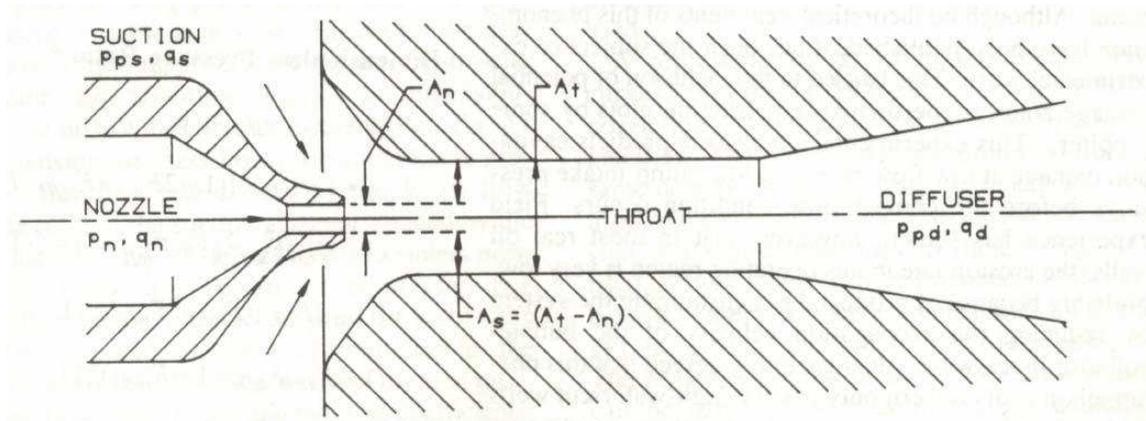
Las bombas Jet son ideales para usar con medidores de presión para monitorear las presiones de fondo fluyente a diferentes tasas de flujo. Debido a la gran velocidad de la mezcla, se produce una significativa turbulencia y fricción en la bomba provocando que baje la eficiencia de la misma, es por esta razón que para operar un equipo de subsuelo de esta naturaleza se requiere de mayor potencia en la superficie.

Las bombas Jet son propensas a la cavitación en la entrada de la garganta a bajas presiones.

2.2.3.1.2 Principio de funcionamiento

La relación entre el área de la tobera y el área de la garganta, es una variable importante, porque determina el intercambio entre la cabeza producida y la tasa de flujo. La figura 2.5., muestra la tobera y garganta.

FIGURA 2.5 NOMENCLATURA DE LA BOMBA JET



Fuente: Introducción al bombeo hidráulico con equipos Oilmaster y Kobe.

En donde:

- P_{ps} : Presión del fluido de succión
- P_n : Presión de la tobera
- P_{pd} : Presión del fluido de descarga por el difusor
- q_s : Caudal de succión
- q_n : Caudal de inyección por la tobera
- q_d : Caudal de descarga por el difusor
- A_n : Área de la tobera
- A_t : Área de la garganta
- A_s : Área de succión

Si para una tobera dada se selecciona una garganta de modo que el área de la tobera A_n sea del 60% del área de la garganta A_t , existirá una producción grande y un bombeo lento de la bomba, el área A_s como se ilustra en la figura 2.5 (chorro que sale de la tobera), sirve para que los fluidos del pozo pasen, esto provoca tasas de producciones bajas comparadas con las tasas de fluido motriz debido a

que la energía de la tobera es transferida a una pequeña cantidad de producción, existirán grandes producciones.

Si para una tobera dada se selecciona una garganta, de modo que el área A_n sea el doble del área de la garganta A_t , existirá mucho más flujo para el área A_n . Sin embargo como la energía de la tobera es transferida a una producción más grande que la tasa del fluido motriz, existirá una producción más baja. Cada conjunto de la tobera y garganta tiene su curva de rendimiento

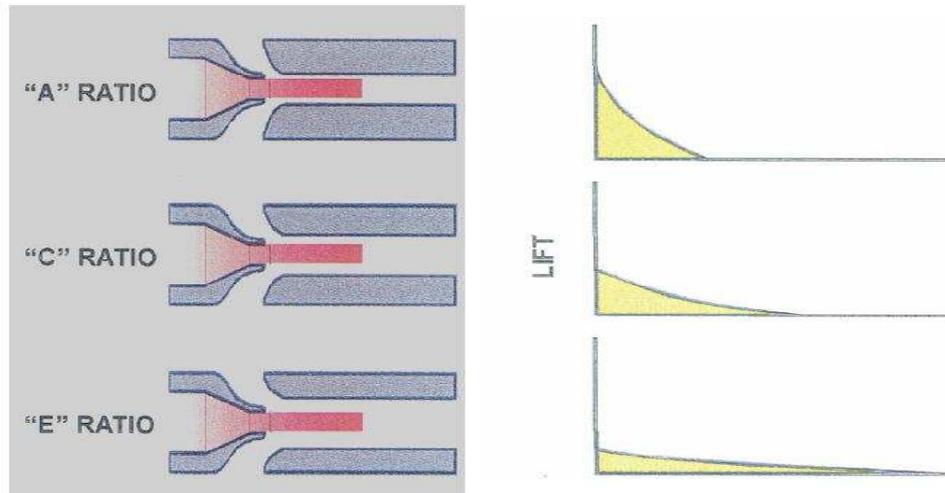
Relaciones toberas / gargantas en volumen y presión

Tanto toberas como gargantas utilizan una estricta progresión de diámetro y orificios. La progresión establece áreas de relaciones entre la tobera y diferentes gargantas.

Al establecer una tobera seleccionada con el mismo número de garganta se tendrá siempre la misma relación de área: 0,380 y 0,400 dependiendo del fabricante, esto se denomina relación "A", sucesivamente mayores gargantas seleccionadas con una misma tobera, se tendrán relaciones B, C, D y E. La relación de área comúnmente usada oscila entre 0,400 (A) y 0,235 (C). La figura 2.6 muestra estas relaciones.

Relaciones mayores de áreas a 0,400 son usados normalmente en pozos de gran profundidad con altos levantamientos o solamente cuando es baja la presión del fluido motriz disponible, pequeñas áreas anulares son más propensas a cavitación.

FIGURA 2.6 RELACIÓN VOLUMEN - PRESIÓN ENTRE TOBERA Y GARGANTA

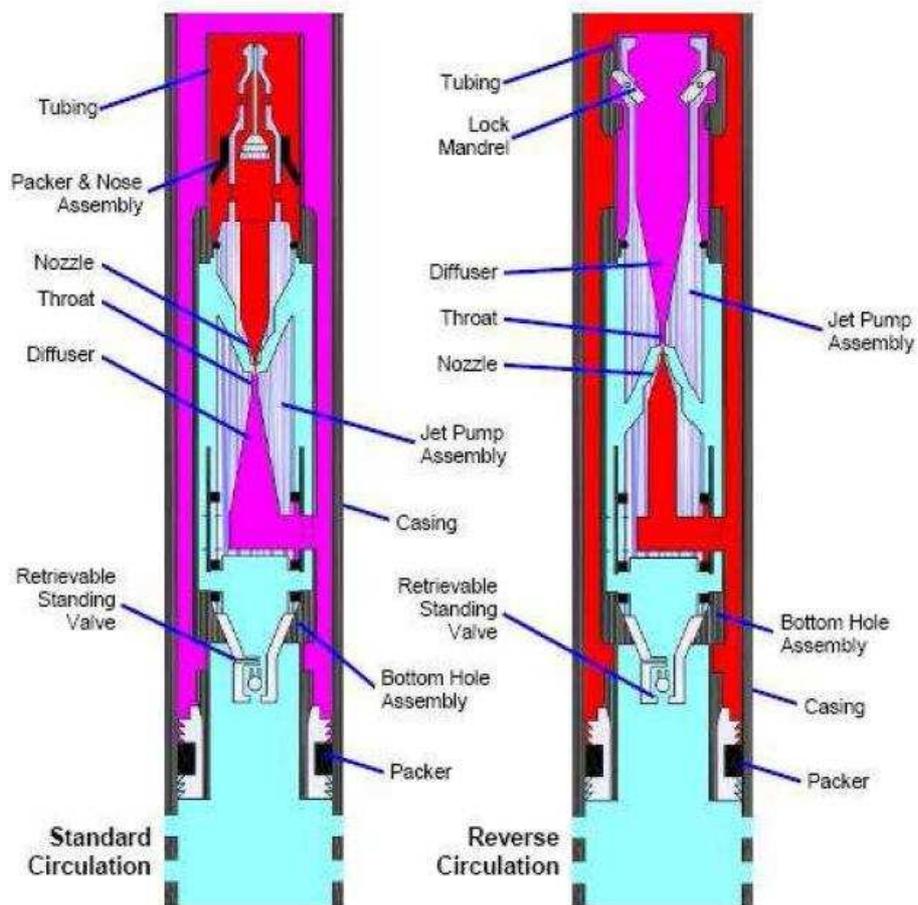


Fuente: Introducción al bombeo hidráulico con equipos Oilmaster y Kobe.

2.2.3.1.3 Unidad de bombeo hidráulico tipo jet

La bomba Jet es el componente principal de la completación de fondo, estas bombas básicamente son de circulación estándar y circulación inversa como se puede observar en la figura 2.7. En una bomba con circulación estándar el fluido motriz es inyectado por la tubería de producción y se produce por el espacio anular tubería de producción - tubería de revestimiento, mientras que, en circulación inversa la inyección se da por el espacio anular y la producción se realiza por la tubería de producción. La figura 2.7 también muestra los elementos constitutivos de la bomba jet.

FIGURA 2.7 CIRCULACIÓN ESTANDAR Y REVERSA DE UNA BOMBA JET



Fuente: OILWELL Hidraulics

Tipos de inyección de fluido motriz para bomba tipo jet

Los tipos de inyección de fluido motriz pueden ser de inyección convencional y reversa.

Bomba de inyección convencional

En la bomba de inyección convencional el fluido motriz (petróleo, agua o una mezcla de ambos) es inyectado por la tubería de producción y la producción e inyección retorna por el anular casing-tubing. Para reversar la bomba cambiamos de sentido los fluidos, inyectamos por el anular, lo cual nos permite levantar la bomba por la tubería de producción a superficie.

FIGURA 2.8 BOMBA JET DE INYECCIÓN CONVENCIONAL



Fuente: Sertecpet. Manual de operaciones de la bomba Jet Claw

Bomba de inyección reversa

En la bomba de inyección reversa el fluido motriz es inyectado por el anular y la producción retorna con la inyección por el tubing, teniendo un menor tiempo de evaluación para obtener la producción real del pozo. Para recuperar la bomba, se baja con wire line y se pesca la bomba.

FIGURA 2.9 BOMBA JET DE INYECCIÓN REVERSA



Fuente: Sertecpet. Manual de operaciones de la bomba Jet Claw

2.2.3.1.4 Cavitación en bombas jet

Debido a que la producción es acelerada hasta una velocidad (200 a 300 pie/s) para entrar a la garganta, la cavitación es un problema potencial, la presión estática del fluido cae hasta llegar a la presión de vapor del fluido a altas velocidades. Esta presión baja causa que se formen las cavidades bajas de vapor (cavitación), esto provoca choques de fluido en la garganta por lo que la producción no se puede aumentar a la presión de entrada de la bomba a un cuando la tasa de fluido motriz y la presión sean incrementadas.

Se puede manifestar que con una tasa de flujo cercana a cero, desaparece la cavitación debido a que las velocidades del fluido son bajas. Sin embargo bajo estas condiciones la diferencia de velocidades que existe entre el jet (chorro que sale de la tobera) y el fluido producido, hace que se produzca una zona de corte en los límites de los dos fluidos. Esta zona de corte entre los fluidos genera vórtices (torbellinos) que tienen una presión reducida, por lo tanto se forman cavidades de vapor en el alma de los vórtices, permitiendo la erosión de las paredes de la garganta a medida que las burbujas de vapor colapsan debido al decaimiento del vórtice y el aumento de presión en la bomba.

2.2.3.1.5 Fabricantes de bombas hidráulicas tipo jet

Los principales fabricantes de bombas tipo jet que brindan servicios dentro del ámbito petrolero en nuestro país son:

- CLAW
- GUIBERSON
- KOBE
- NATIONAL OILMASTER
- OILWELL HYDRAULICS INC.

Las geometrías presentadas son similares entre sí y solo varía el sistema de flujo interno dentro y fuera de la sección de trabajo.

En el Anexo 2 se presentan las tablas referentes a tamaños de toberas y gargantas de cada uno de los fabricantes mencionados, así como las relaciones de áreas anulares de tobera y garganta.

2.2.3.2 Bombas pistón

2.2.3.2.1 Introducción

La unidad consta de 2 elementos: motor y bomba hidráulica. En la carrera descendente en el extremo superior del motor el fluido motriz llega a alta presión, mientras que el fluido de retorno o sea de la parte inferior del pistón es llevado a

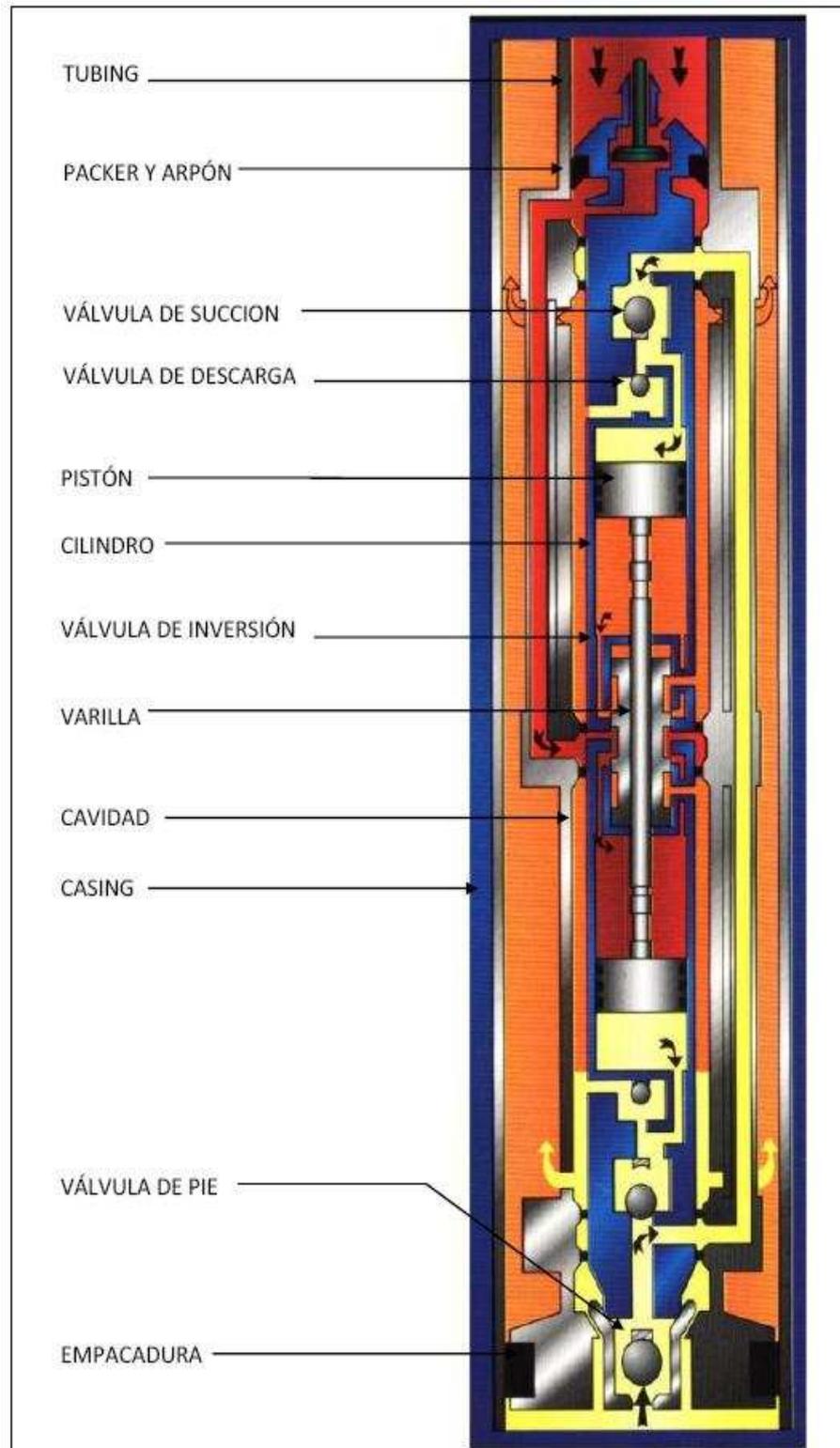
la zona de alivio de la válvula del extremo del motor descargando al exterior de la bomba cuando el pistón del motor llega al final de la carrera descendente, debido a la diferencia de áreas del vástago de la válvula el fluido motriz entra a la parte inferior de la válvula motor y se inicia la carrera ascendente. Aquí las carreras ascendentes del motor y de la bomba son iguales: el fluido de producción entra en la parte inferior del cilindro mientras está siendo descargado desde la parte superior del cilindro. En la carrera descendente el fluido de producción entra por la parte superior del cilindro mientras es descargado por la parte inferior.

Estas bombas trabajan con baja presión de entrada por lo tanto existe un menor consumo de energía en superficie que las hace más eficiente que las bombas jet.

Estas bombas poseen partes móviles por esto es que se vuelven más frágiles en el manejo de sólidos abrasivos, por lo complejo de sus partes su mantenimiento es costoso ya que este tipo de bombas requieren de una calibración. Figura 2.10.

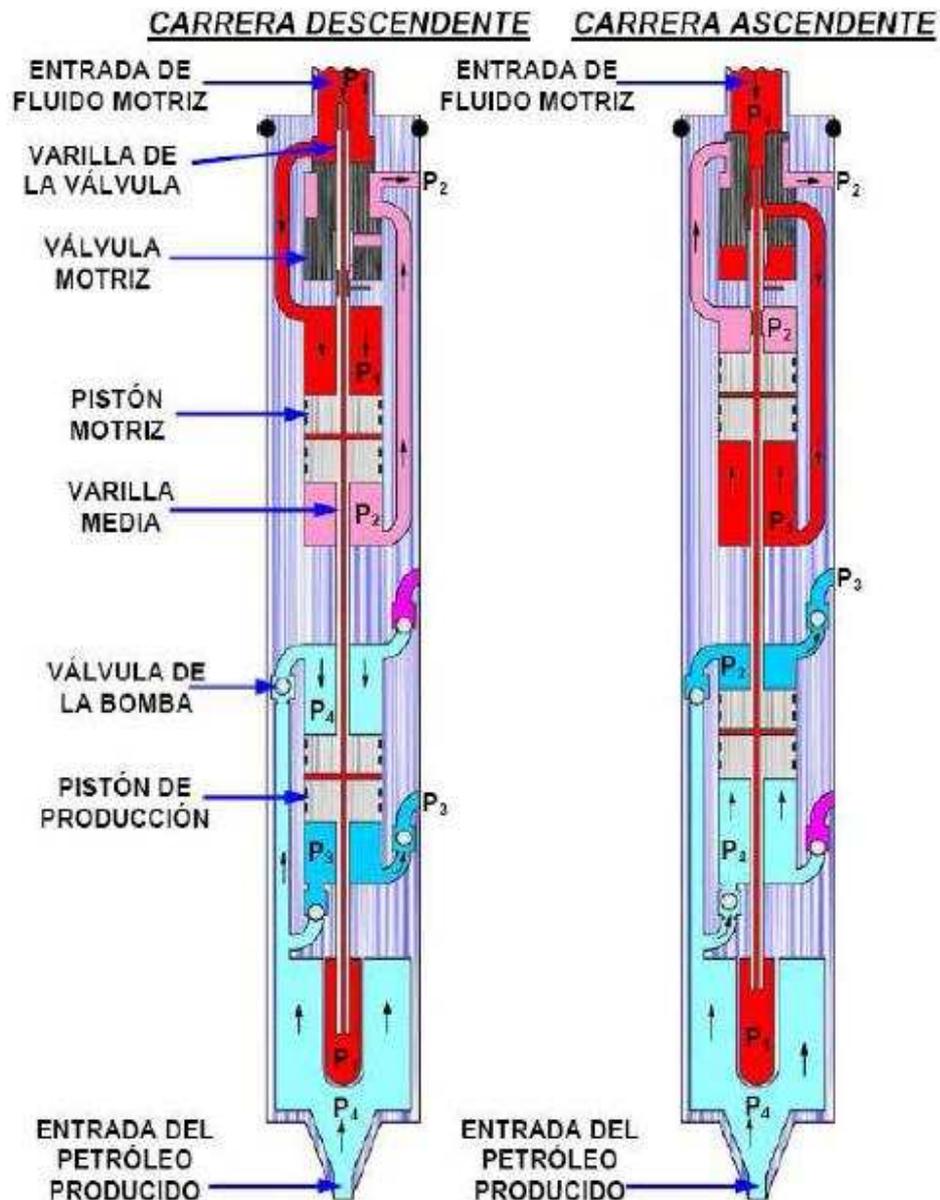
2.2.3.2 Principio de funcionamiento

La operación general de esta unidad puede ser descrita de la siguiente manera: el fluido motriz entra a la unidad por la parte superior hasta un extremo del cilindro motriz, forzando al pistón hacia el otro extremo; cuando el pistón termina su carrera, la válvula motriz, accionada por la varilla de la válvula, cambia automáticamente el sentido del fluido motriz, de tal forma que envía a éste a un extremo del cilindro y permite la salida por el otro extremo y así en forma alternativa. Este movimiento es transmitido al pistón de producción, desplazando al fluido producido de la formación, que entra por la parte inferior de la sección de producción, tal como se muestra en la figura 2.11.

FIGURA 2.10 PARTES DE LA BOMBA TIPO PISTÓN

Fuente: Dresser Oil Tools.

FIGURA 2.11 FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA PISTÓN



Fuente: Melo V. (2007). Folleto de levantamiento artificial.

2.2.3.2.3 Unidad de bombeo hidráulico tipo pistón

La bomba de producción en el fondo del pozo es el elemento principal de un sistema de bombeo hidráulico. Los componentes básicos de una bomba hidráulica a pistón y su funcionamiento general tanto en la carrera ascendente como descendente, se puede observar en la figura 2.11.

Actualmente se utilizan varios diseños de bombas hidráulicas, sin embargo todas estas tienen el mismo principio operativo y cada fabricante ha construido su propio diseño particular. No obstante, dos diseños son los generalmente utilizados:

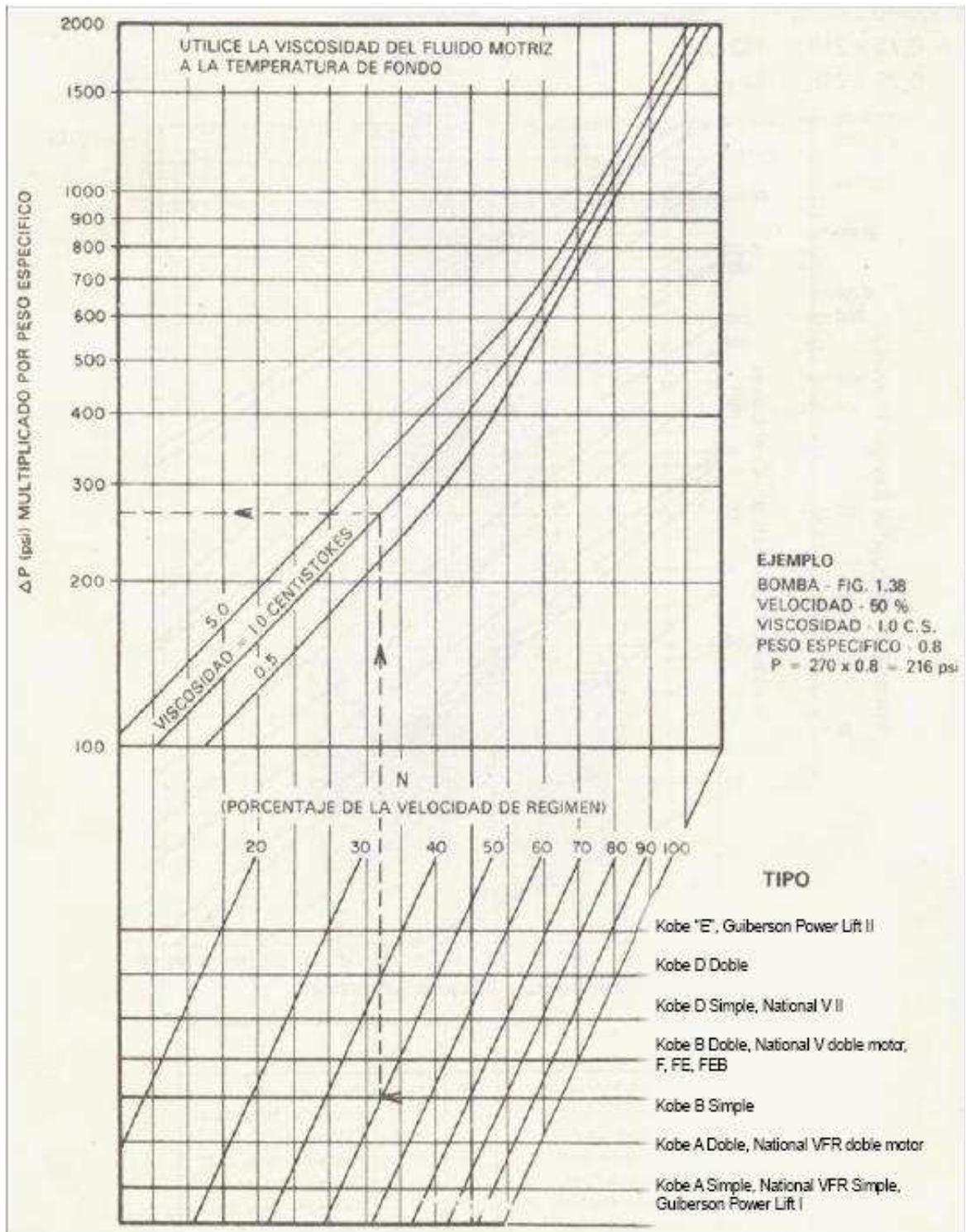
- Bomba de acción simple, esta desplaza el fluido en un solo sentido, sea en la carrera ascendente o descendente.
- Bomba de acción doble, se desplaza el fluido tanto en la carrera descendente como en la ascendente.

2.2.3.2.4 Corrosión en bombas tipo pistón

La presión requerida en una bomba hidráulica para operar bajo condiciones teóricas de operación se presenta mediante una relación existente entre el tipo de bomba, porcentaje de la velocidad de régimen y la viscosidad del fluido como se muestra en la figura 2.12. Este nomograma representa las caídas de presión por fricción mecánica e hidráulica a través de la bomba.

Los valores obtenidos de la figura representan los valores máximos basándose en el mayor tamaño del embolo y considerando un 100% de eficiencia del extremo de bombeo. Cuando el caudal de los fluidos a través de la bomba es reducido por diámetros más pequeños del pistón o por el paso del gas, la fricción total puede ser, en algunos casos, más baja que la determinada en las figuras. Esto es porque aproximadamente el 25% de la fricción total se provoca por el bombeo del fluido de la bomba. Este valor no está bien definido para todas las bombas, pero puede usarse para estimar la reducción de la fricción en la bomba debido al bombeo real de los fluidos.

FIGURA 2.12 PRESIÓN REQUERIDA PARA OPERAR UNA BOMBA HIDRÁULICA SIN CARGA (EN VACÍO)



Fuente: Benavides A. y Vergara E. Estudio del Sistema de Bombeo Hidráulico en el Campo Shushufindi.

Una ecuación general para calcular la fricción total de la bomba es:

$$F_P = F_{EE} + F_{PE} \quad (2.1)$$

En donde:

F_{EE} : Fricción en el motor = $0,75 \Delta P$

F_{PE} : Fricción en la bomba = $0,25 \Delta P$

2.2.3.2.5 Fabricantes de bombas hidráulicas tipo pistón

La industria petrolera alberga una extensa lista de fabricantes de bombas hidráulicas tipo pistón, siendo las marcas más conocidas las siguientes:

- GUIBERSON
- KOBE
- NATIONAL OILMASTER
- OILWELL HYDRAULICS INC. (OHI).

Los diseños de las bombas tipo pistón dependen básicamente de sus respectivos fabricantes, existiendo una gran variedad en el mercado. El Anexo 2 muestra las especificaciones de bombas tipo pistón de cada uno de los fabricantes mencionados.

2.2.3.3 Instalaciones subsuperficiales

Existen los siguientes tipos de completaciones usualmente usados para el sistema de levantamiento artificial tipo bombeo hidráulico:

- Sistema de bomba libre.
- Sistema de bomba fija.

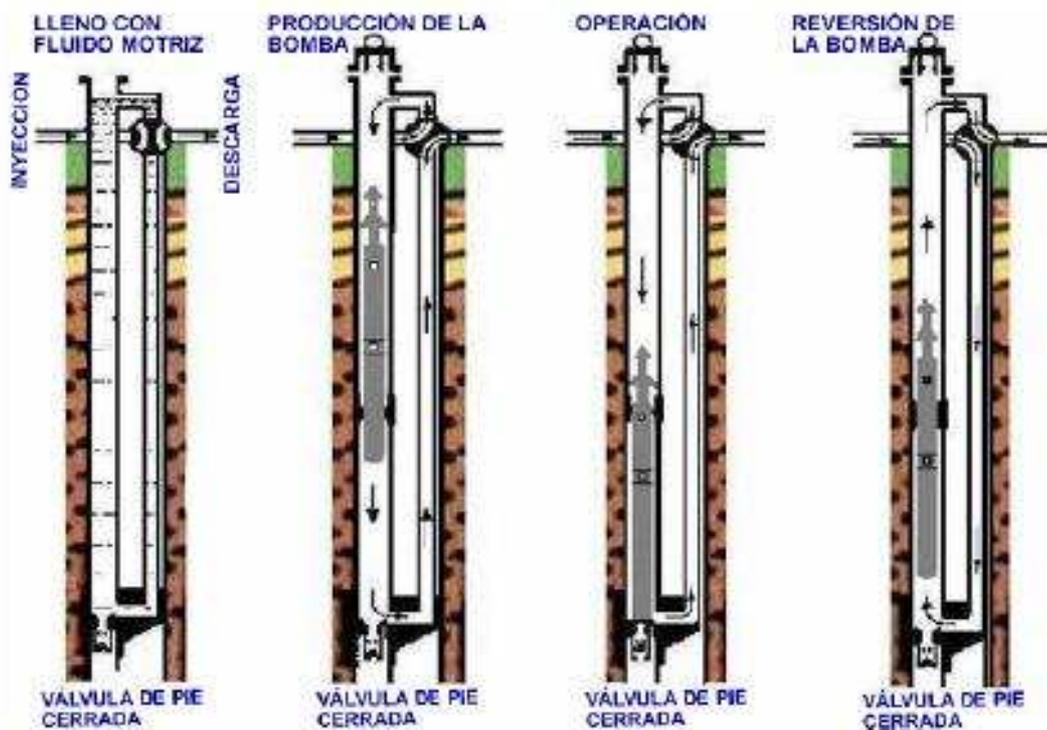
2.2.3.3.1 Sistema de bomba libre

No requiere de unidad especial para correr y reversar la bomba, esta bomba se desplaza dentro de la sarta de tubería del fluido motriz. Para colocar la bomba o

correr la bomba, se inserta en la sarta de la tubería en superficie y se la hace circular hasta el fondo, donde se la aloja en el conjunto de fondo (BHA) o cavidad.

Para recuperar la bomba, se inyecta fluido motriz por el espacio anular, esta inyección de fluido invertida hace que la válvula de pie se accione y presurice en el fondo desasentando la bomba de la cavidad, la presión queda atrapada en las copas que tiene la bomba en la parte superior y de esta forma permite circular hasta superficie para ser reemplazada (figura 2.13). En ciertos casos se requiere de una unidad especial para recuperarla. Este sistema representa una ventaja por cuanto permite cambiar o reemplazar equipos sin necesidad de una unidad de reacondicionamiento.

FIGURA 2.13 BOMBA LIBRE



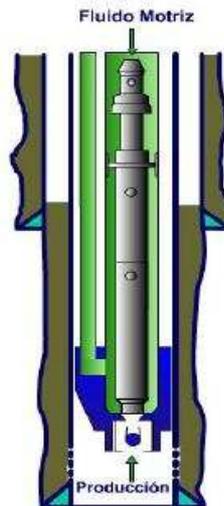
Fuente: Solipet, (2009). Manual de bombeo hidráulico.

2.2.3.3.1 Bomba libre tipo paralelo

Este tipo de instalación (figura 2.14) no se dispone en el Distrito Amazónico; sin embargo, su instalación permite que el gas de formación sea eliminado por el

espacio anular del casing, ya que se instalan tuberías individuales de fluido motriz y de producción.

FIGURA 2.14 BOMBA LIBRE TIPO PARALELO



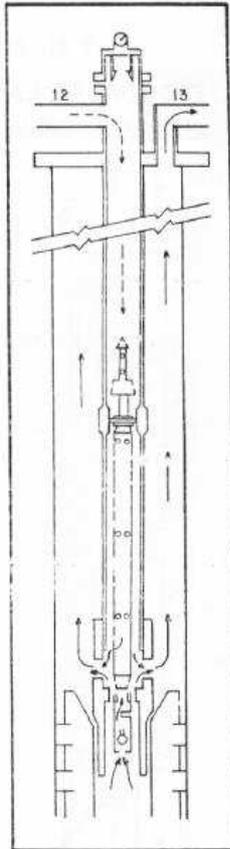
Fuente: Dresser Oil Tools. (2002). Introducción a los sistemas de bombeo hidráulico.

2.2.3.3.1.2 Bomba libre tipo tubería de producción

En este caso la bomba hidráulica se desplaza dentro del pozo con el petróleo motriz, de la misma manera que se hace en las instalaciones de tipo paralelo, pero en este tipo de instalación no existe una segunda tubería dentro del pozo.

La cavidad que contiene la bomba, está asentada sobre un packer que se encuentra en el casing (figura 2.15). El fluido motriz y el fluido producido entran en el espacio anular entre casing y tubing a través de orificios ubicados en la parte superior del zapato que contiene a la válvula de pie, para dirigirse a la superficie. En este tipo de instalación tanto el fluido producido como el gas pasan a través de la bomba.

FIGURA 2.15 BOMBA LIBRE TIPO TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



Fuente: Carrillo I. (2009). Manual de operación de bombeo hidráulico.

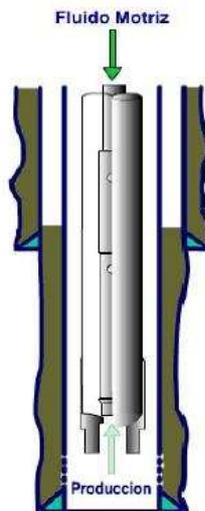
2.2.3.3.2 Sistema de bomba fija

En este tipo de instalación la unidad de bombeo está unida mecánicamente con la tubería de fluido motriz y se coloca en el pozo unido a la sarta, cuando falla el equipo se tiene que cambiar utilizando una unidad de reacondicionamiento.

2.2.3.3.2.1 Bomba fija insertada

Para esta instalación la bomba está conectada a la tubería de inyección que se introduce en el tubing, la cual lleva una zapata en su extremo inferior donde se asienta la bomba. En la figura 2.16 se muestra esta instalación operando en circuito abierto, donde la mezcla de fluido motriz-producido retorna a la superficie a través del espacio anular.

FIGURA 2.16 BOMBA FIJA INSERTADA



Fuente: Dresser Oil Tools, (2002). Introducción a los sistemas de bombeo hidráulico.

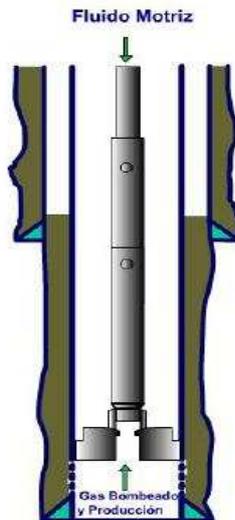
Si se opera el circuito cerrado, se requiere de una tubería adicional por donde descarga el petróleo producido; este tipo de instalaciones puede ser utilizado en pozos con terminación doble.

2.2.3.3.2 Bomba fija para revestimiento

Este tipo de instalación permite manejar un volumen de producción alto por medio de unidades de bombeo de 3" o 4" de diámetro, conectadas en el extremo inferior del tubing; en el otro extremo la unidad de bombeo lleva un empacador recuperable que permite fijarla en el casing.

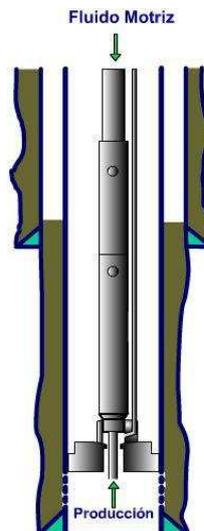
Cuando se opera en circuito abierto, el petróleo producido entra a la unidad de bombeo a través del empacador y descarga en el espacio anular donde se mezcla con el fluido motriz. Las figuras 2.17 y 2.18, indican la instalación de una bomba fija para casing con venteo y sin venteo de gas, respectivamente.

FIGURA 2.17 BOMBA FIJA PARA CASING CON BOMBEO DE GAS



Fuente: Dresser Oil Tools, (2002). Introducción a los sistemas de bombeo hidráulico.

FIGURA 2.18 BOMBA FIJA PARA CASING CON VENTEO DE GAS



Fuente: Dresser Oil Tools, (2002). Introducción a los sistemas de bombeo hidráulico.

2.2.3.3.2.3 Bomba fija para tubería de producción

Esta instalación es similar a la denominada “bomba fija insertada” y puede ser utilizada cuando se requiera una unidad de bombeo de mayor capacidad con la misma instalación; esta unidad va conectada a las tuberías, tanto a la de producción como la de inyección y sólo puede ser operada en circuito abierto.

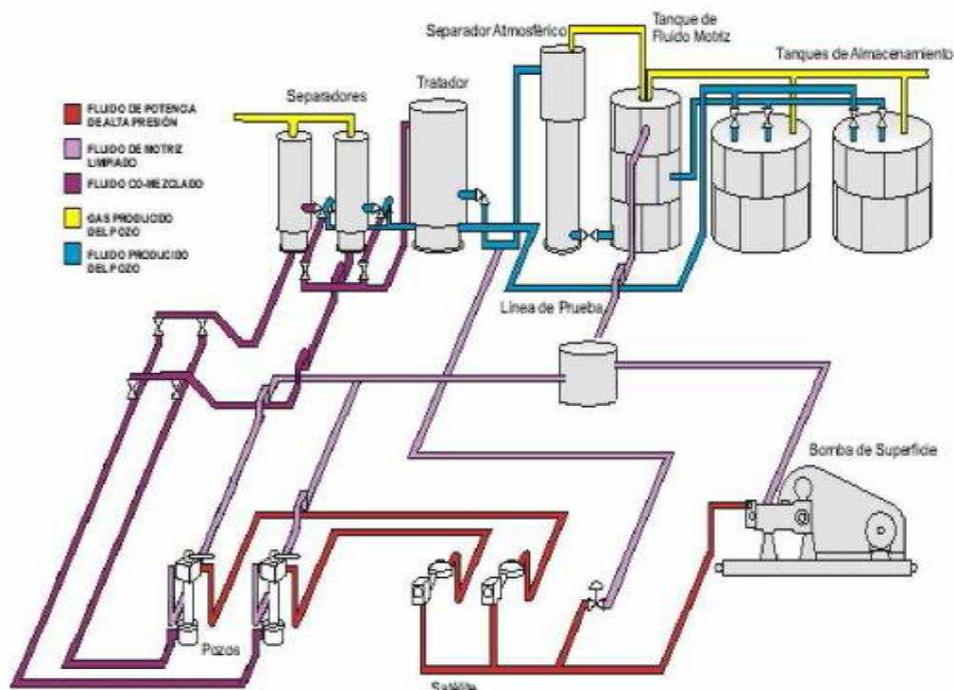
2.2.4 SISTEMA DE INYECCIÓN

Existen dos sistemas de inyección de fluido motriz:

2.2.4.1 Sistema de fluido motriz cerrado

En un sistema de fluido motriz cerrado (CPF, CLOSE POWER FLUID) no se permite que el fluido producido se mezcle con el fluido motriz en ninguna parte del sistema, se requiere de una sarta adicional de tubería tanto dentro del pozo como en superficie; una sarta para transportar la producción hasta la batería de tanques y otra para que retorne el fluido motriz que ya cumplió su función en el fondo del pozo hasta el tanque respectivo para volverse a presurizar y recircular. Es un sistema muy costoso y de complejo diseño. La instalación superficial para este tipo de sistema se presenta en la figura 2.19.

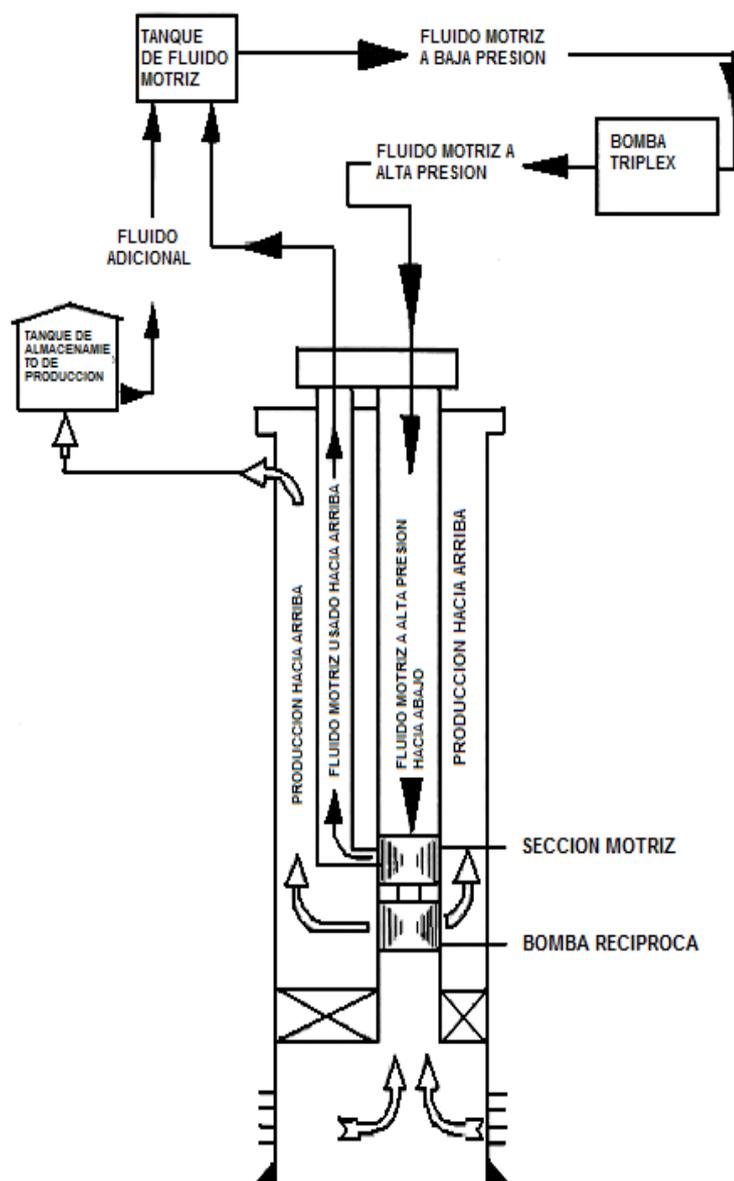
FIGURA 2.19 INSTALACIÓN SUPERFICIAL PARA POZOS CON SISTEMA DE INYECCIÓN CERRADO



Fuente: Guevara M., (2008). Bombeo Hidráulico Pistón.

Es recomendable para cuando los fluidos producidos son extremadamente abrasivos o corrosivos y para plataformas marinas y en algunas instalaciones industriales. Para las bombas de subsuelo diseñadas para trabajar con este sistema el mayor inconveniente a tenerse se presenta en el fluido motriz, por que el fluido motriz no seguirá limpio indefinidamente aunque se tengan todas las precauciones y cuidados que el caso requiere. El esquema de inyección del fluido motriz para este tipo de sistema se presenta en la figura 2.20.

FIGURA 2.20 SISTEMA DE INYECCIÓN DE FLUIDO MOTRIZ CERRADO

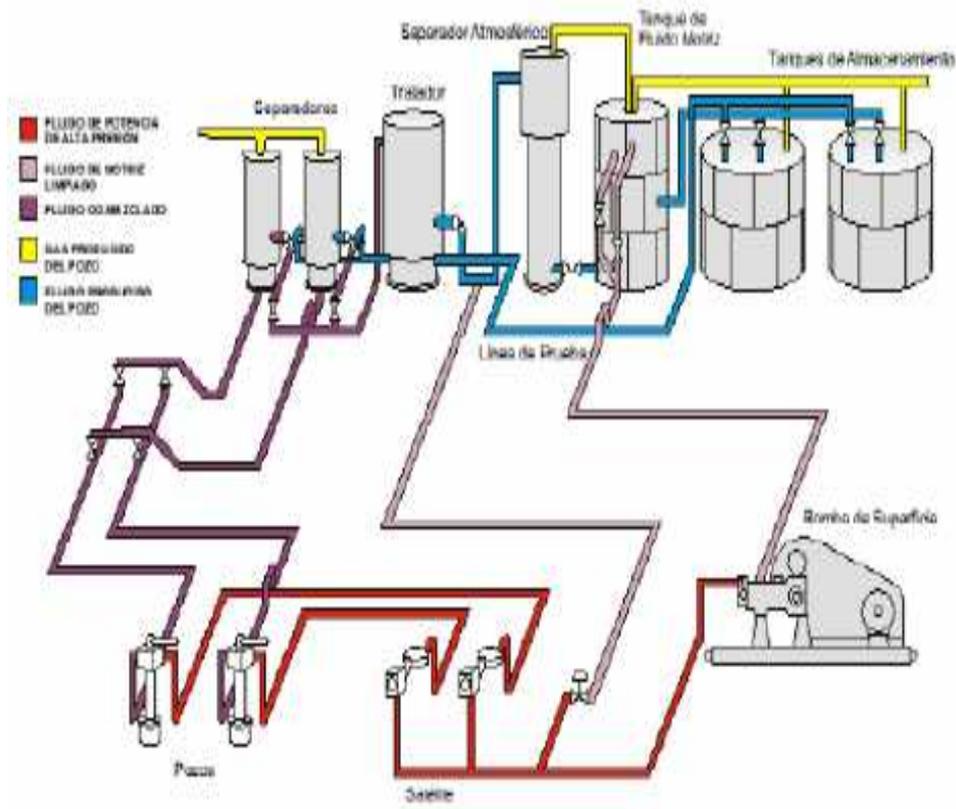


Fuente: Guerrero X., (2008). Bombeo Hidráulico o Power Oil.

2.2.4.2 Sistema de fluido motriz abierto

Un sistema de fluido motriz abierto (OPF, OPEN POWER FLUID) sólo requiere de dos conductos de fluido en el pozo; el primero para circular o contener el fluido motriz a presión y dirigirlo a la parte motor de la bomba, el segundo contiene el fluido motriz que accionó a la bomba más el fluido producido por el pozo en su retorno a superficie (espacio anular). La instalación superficial para este tipo de sistema se presenta en la figura 2.21.

FIGURA 2.21 INSTALACIÓN SUPERFICIAL PARA POZOS CON SISTEMA DE INYECCIÓN ABIERTO

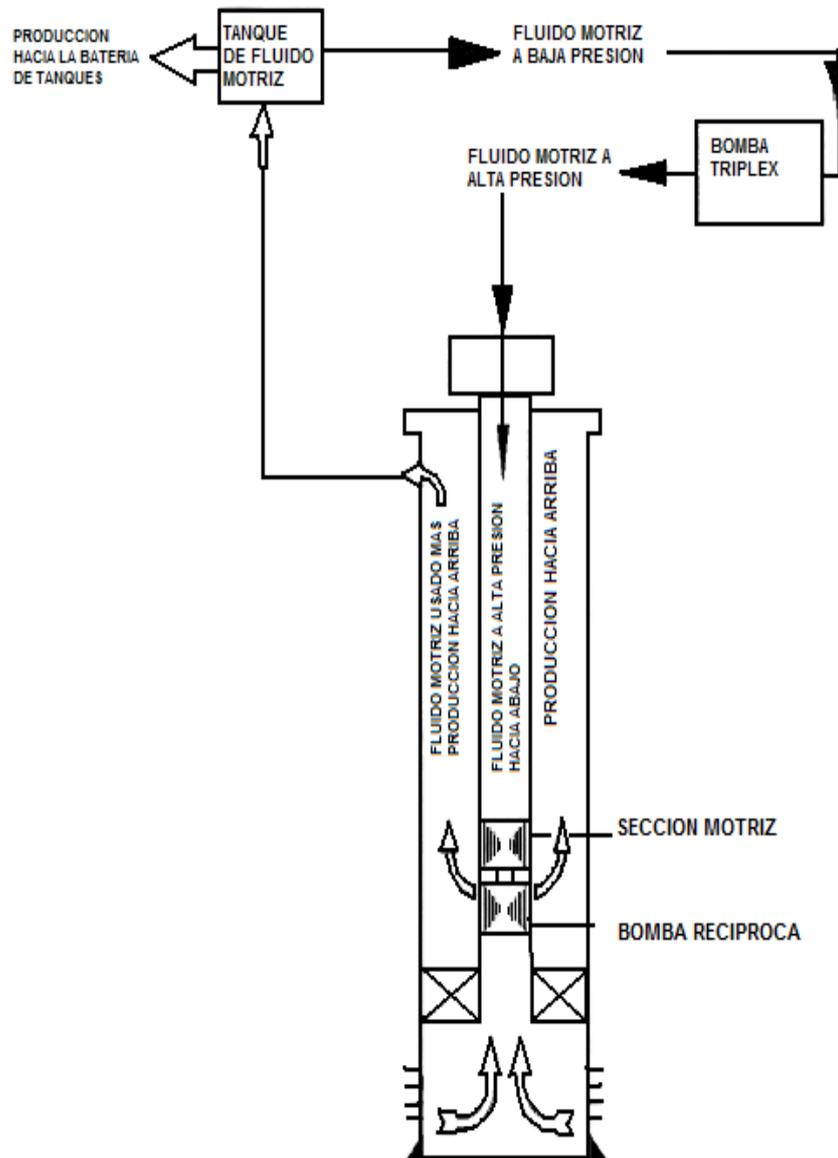


Fuente: Guevara M., (2008). Bombeo Hidráulico Pistón.

Este sistema es el más sencillo y económico, además permite inyectar aditivos químicos al fondo del pozo, como también inhibidores de corrosión, incrustación y parafina, los mismos que nos ayudarán a extender la vida útil del equipo de subsuelo; cuando los fluidos producidos tienden a formar emulsiones dentro del

pozo, puede añadirse demulsificante al fluido motriz. El esquema de inyección del fluido motriz para este tipo de sistema se presenta en la figura 2.22.

FIGURA 2.22 SISTEMA DE INYECCIÓN DE FLUIDO MOTRIZ ABIERTO



Fuente: Guerrero X., (2008). Bombeo Hidráulico o Power Oil

CAPÍTULO III

SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO LAGO AGRIO Y EVALUACIÓN DE LOS POZOS OPERADOS POR BOMBEO HIDRÁULICO

En este capítulo se presentan los historiales de producción y el estado de los pozos del Campo Lago Agrio, incluyendo énfasis especial en los pozos operados por bombeo hidráulico que ayudarán a tener una idea clara de la situación actual del campo y de los pozos en estudio.

3.1 RESERVAS

Se definen como reservas al volumen de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas en condiciones económicamente rentables de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre.

La reserva de un yacimiento es una fracción del "petróleo original in sitio", ya que nunca se recupera el total del petróleo existente. Para determinarlas lo primero que se debe conocer son las reservas originales, es decir cuánto petróleo y/o gas contiene el yacimiento, lo que se conoce como el "petróleo original en sitio" (POES). Hasta el 31 de enero del 2011 se han producido 158.630.673 barriles de petróleo y se estiman que existen reservas remanentes de petróleo de 27.952.245 barriles en el Campo Lago Agrio, en la tabla 3.1 se detalla las reservas por yacimiento.

TABLA 3.1 RESERVAS DEL CAMPO LAGO AGRIO

YACIMIENTO	VOLUMEN EN SITIO [BL]	FR [%]	RESERVAS ORIGINALES PROBADAS [BL]	PRODUCCIÓN ACUMULADA [BL]	RESERVAS REMANENTES [BL]
BASAL TENA	17.771.529	40	7.108.611	4.987.001	2.121.611
U	45.593.985	24	10.942.556	3.187.171	7.755.385
T	49.148.888	24	11.795.733	6.511.194	5.284.540
HOLLÍN	391.840.045	40	156.736.018	143.945.308	12.790.710
TOTAL	504.354.447		186.582.918	158.630.673	27.952.245

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

3.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Los historiales de producción proporcionan información del comportamiento productivo de la arena, cambios de zonas productivas, el agotamiento e incrementos de BSW. En combinación con el historial de reacondicionamiento, es una herramienta inestimable para evaluar la situación del pozo.

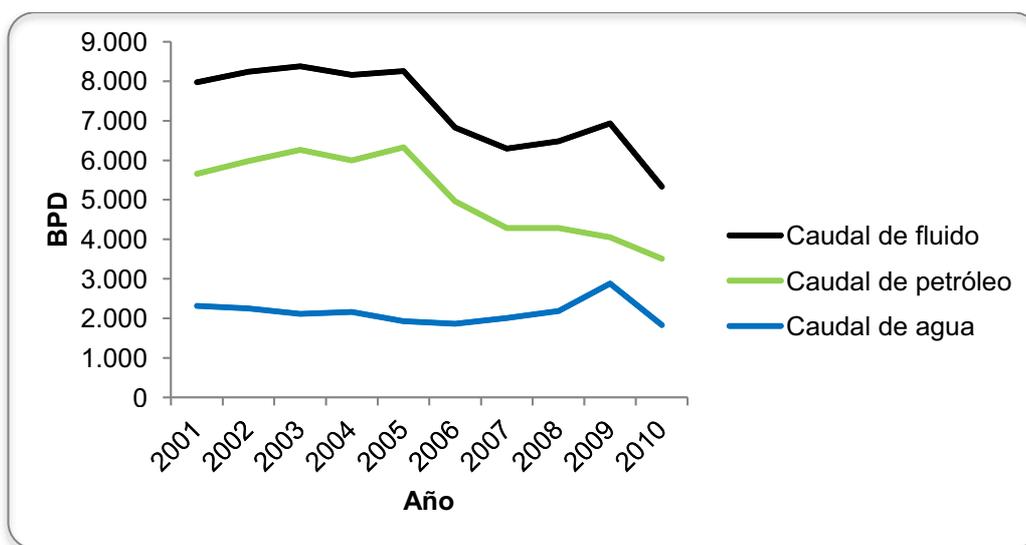
La producción del Campo Lago Agrio se inició en el mes de mayo de 1972 de los yacimientos: Hollín, Napo "T" y Napo "U". Al mes de enero de 2011 tiene una tasa de producción de 3.381 BPPD y 2.018 BAPD. En el Anexo 3 se presenta el historial de producción del Campo Lago Agrio desde el inicio de su producción hasta el año 2009 y en el Anexo 4 la declinación del campo hasta el año 2009.

La producción de petróleo que el campo ha aportado a la producción del país se presenta en la tabla 3.2, aquí se indica el promedio diario de producción durante los últimos 10 años de operaciones en el Campo Lago Agrio, este comportamiento se puede observar en la figura 3.1.

TABLA 3.2 PRODUCCIÓN DIARIA 2001 – 2010

AÑO	BFPD	BPPD	BAPD
2001	7.972	5.657	2.315
2002	8.239	5.982	2.257
2003	8.380	6.263	2.117
2004	8.162	5.994	2.168
2005	8.257	6.324	1.933
2006	6.827	4.965	1.862
2007	6.294	4.282	2.012
2008	6.479	4.287	2.192
2009	6.930	4.048	2.882
2010	5.331	3.508	1.830

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petr6leos. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

FIGURA 3.1 PRODUCCIÓN DIARIA 2001 – 2010

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

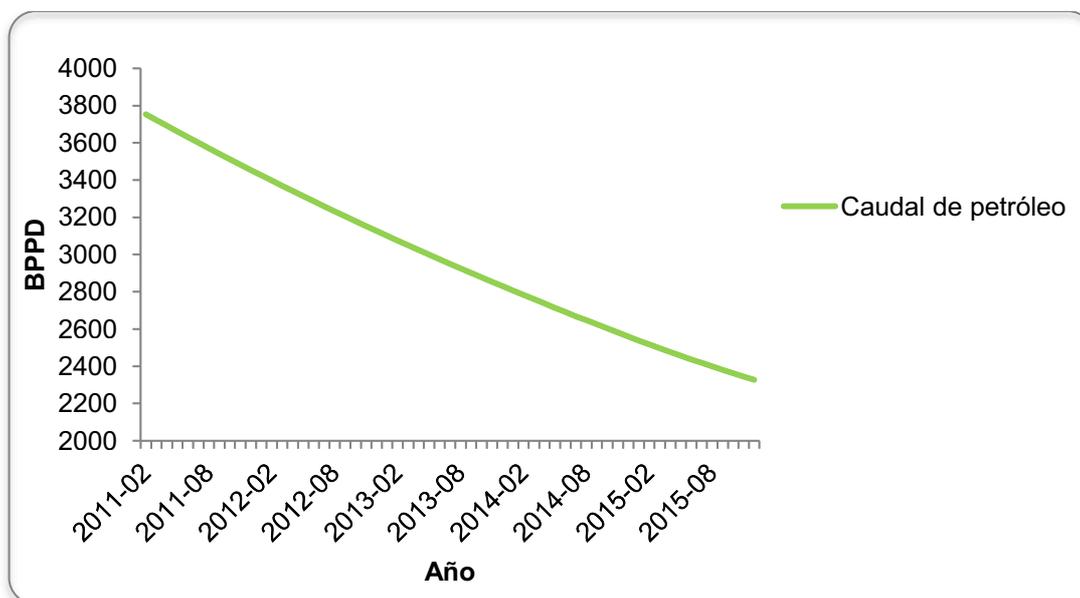
En base a los historiales de producci6n y estudios realizados se han obtenido pron6sticos para la producci6n del campo, los barriles de petr6leo producidos por d1a que se espera poder recuperar en los siguientes 5 a1os se presenta en la tabla 3.3 y en la figura 3.2.

TABLA 3.3 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 2011 – 2015

FECHA	BPPD	FECHA	BPPD
2011-02	3.753	2013-08	2.926
2011-03	3.722	2013-09	2.902
2011-04	3.692	2013-10	2.878
2011-05	3.661	2013-11	2.854
2011-06	3.631	2013-12	2.831
2011-07	3.601	2014-01	2.807
2011-08	3.571	2014-02	2.784
2011-09	3.541	2014-03	2.761
2011-10	3.512	2014-04	2.738
2011-11	3.483	2014-05	2.714
2011-12	3.454	2014-06	2.692
2012-01	3.426	2014-07	2.668
2012-02	3.398	2014-08	2.648
2012-03	3.369	2014-09	2.626
2012-04	3.342	2014-10	2.604
2012-05	3.314	2014-11	2.582
2012-06	3.287	2014-12	2.560
2012-07	3.259	2015-01	2.538
2012-08	3.232	2015-02	2.518
2012-09	3.206	2015-03	2.497
2012-10	3.179	2015-04	2.477
2012-11	3.153	2015-05	2.457
2012-12	3.127	2015-06	2.437
2013-01	3.101	2015-07	2.419
2013-02	3.075	2015-08	2.400
2013-03	3.050	2015-09	2.381
2013-04	3.025	2015-10	2.363
2013-05	3.000	2015-11	2.345
2013-06	2.975	2015-12	2.328
2013-07	2.950		

PRODUCCIÓN ACUMULADA	
2011-01	158.630.673
2015-12	158.806.497

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

FIGURA 3.2 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 2011 - 2015

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

3.3 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

Hasta enero de 2011 se han perforado 54 pozos, el pozo Lago 19 resultó seco. El resumen de la situación actual del campo Lago Agrio, se presenta en las tablas 3.4, 3.5, 3.6, 3.7, 3.8, 3.9

TABLA 3.4 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO

TIPO DE POZOS	TOTAL
Productores	22
Cerrados	25
Abandonados	3
Esperando abandono	3
Reinyectores	1
Total pozos	54

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.5 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO LAGO AGRIO

POZO	ARENA	MÉTODO
LAG-01	H	BM
LAG-02	Hs	BM
LAG-09A	T	BHJ
LAG-11A	H	BHP
LAG-17	T	BM
LAG-18	H	BHJ
LAG-22	BT	BHJ
LAG-25	U+T	BES
LAG-27	H	BHJ
LAG-35	Hs+i	BHJ
LAG-36	BT	BHJ
LAG-37	BT	BM
LAG-38	U+T	BHP
LAG-39	H	BHJ
LAG-40D	Hi	BHJ
LAG-41	Hs	BHJ
LAG-43	Hs	BHJ
LAG-47D	Hs+i	BES
LAG-48D	Hs	BES
LAG-49D	Ui	BHJ
LAG-50D	Hs	BES
LAG-51D	BT	BHJ

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.6 POZOS CERRADOS DEL CAMPO LAGO AGRIO

POZO	ARENA	FECHA	MOTIVO DEL CIERRE
LAG-03	H	27-may-00	BES Off Circuitado
LAG-04	H	21-oct-09	Colapso a 9.440'
LAG-06	H	26-mar-09	Comunicación TBG-CSG
LAG-08	H	11-ene-08	Packer desasentado
LAG-09B	U+T	5-jul-05	Bomba Atascada
LAG-12	U	10-dic-98	Bajo aporte
LAG-13	T	11-sep-10	Pozo no aporta
LAG-14	H	4-jun-92	Posible cable circuitado
LAG-15	U	5-jul-08	Atascamiento externo del tubing de 8.800' @ 8900'
LAG-20	U	29-ago-94	Packer desasentado
LAG-21	BT	17-mar-08	Sin tubing

TABLA 3.6 CONTINUACIÓN

POZO	ARENA	FECHA	MOTIVO DEL CIERRE
LAG-23	H	18-oct-96	Alto BSW (Casing roto @ 3.690')
LAG-24	U	28-may-09	Pozo no aporta
LAG-26	H	1-dic-10	Alto BSW
LAG-28	H	17-may-08	Bomba Atascada
LAG-29	U	16-jun-10	Comunicación TBG-CSG
LAG-30	U	1-dic-04	Pozo no aporta
LAG-31	U	24-feb-08	Pozo no aporta
LAG-32	H	1-nov-10	Pozo no aporta
LAG-33	Hs+I	11-ene-10	BES Off 2 fases a tierra
LAG-34	U+T	3-sep-09	Pozo no aporta
LAG-42D	Hs	12-feb-10	Sobrecorriente, baja eficiencia
LAG-44	Hs	8-ene-09	Pozo no aporta
LAG-45	Hi	19-dic-10	Comunicación TBG-CSG
LAG-46D	Ti	6-ago-08	Pozo no aporta

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.7 POZOS ABANDONADOS DEL CAMPO LAGO AGRIO

POZO	ARENA	FECHA	MOTIVO DE ABANDONO
LAG-07	H	2-ago-81	Pescado BES, CSG colapsado 4820'
LAG-16A	H	24-oct-81	Casing colapsado @ 5046'
LAG-19	H	11-sep-80	Incapacidad de flujo

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.8 POZOS EN ESPERA DE ABANDONO DEL CAMPO LAGO AGRIO

POZO	ARENA	FECHA	MOTIVO DE ABANDONO
LAG-05	CA	1-ene-95	GEL no apto para fracturamiento
LAG-10	HI	13-feb-02	Tapón CIBP a 4002'
LAG-11B	H	21-may-95	Casing colapsado, BES pescado

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.9 POZOS REINYECTORES DEL CAMPO LAGO AGRIO

POZO	ARENA	FECHA	ESTADO
LAG-16B	Hi	7-abr-02	Pozo reinyector

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

3.3.1 PRODUCCIÓN ACTUAL

La producción de petróleo en el Campo Lago Agrio tradicionalmente proviene principalmente de las formaciones Napo y Hollín, existiendo otro reservorio de interés hidrocarburífero, tal como la arena Basal Tena. La producción al 31 de enero de 2011 proveniente de los 22 pozos productores, se detalla en la tabla 3.10.

TABLA 3.10 PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO LAGO AGRIO

POZO	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW [%]
1	H	BM	199	59,70	139,30	70,00
2	Hs	BM	104	52,00	52,00	50,00
9A	T	BHJ	227	206,12	20,88	9,20
11A	H	BHP	180	122,22	57,78	32,10
17	T	BM	86	81,70	4,30	5,00
18	H	BHJ	284	50,55	233,45	82,20
22	BT	BHJ	377	367,95	9,05	2,40
25	U+T	BES	243	240,08	2,92	1,20
27	H	BHJ	211	34,39	176,61	83,70
35	Hs+i	BHJ	95	86,45	8,55	9,00
36	BT	BHJ	89	36,49	52,51	59,00
37	BT	BM	90	73,80	16,20	18,00
38	U+T	BHP	96	88,22	7,78	8,10
39	H	BHJ	729	513,95	215,06	29,50
40D	Hi	BHJ	387	162,93	224,07	57,90
41	Hs	BHJ	289	48,84	240,16	83,10
43	Hs	BHJ	105	67,10	37,91	36,10
47D	Hs+i	BES	299	293,02	5,98	2,00
48D	Hs	BES	382	378,94	3,06	0,80
49D	Ui	BHJ	148	145,48	2,52	1,70
50D	Hs	BES	612	122,40	489,60	80,00
51D	BT	BHJ	168	149,02	18,98	11,30
TOTAL			5.400,00	3.381,35	2.018,65	

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

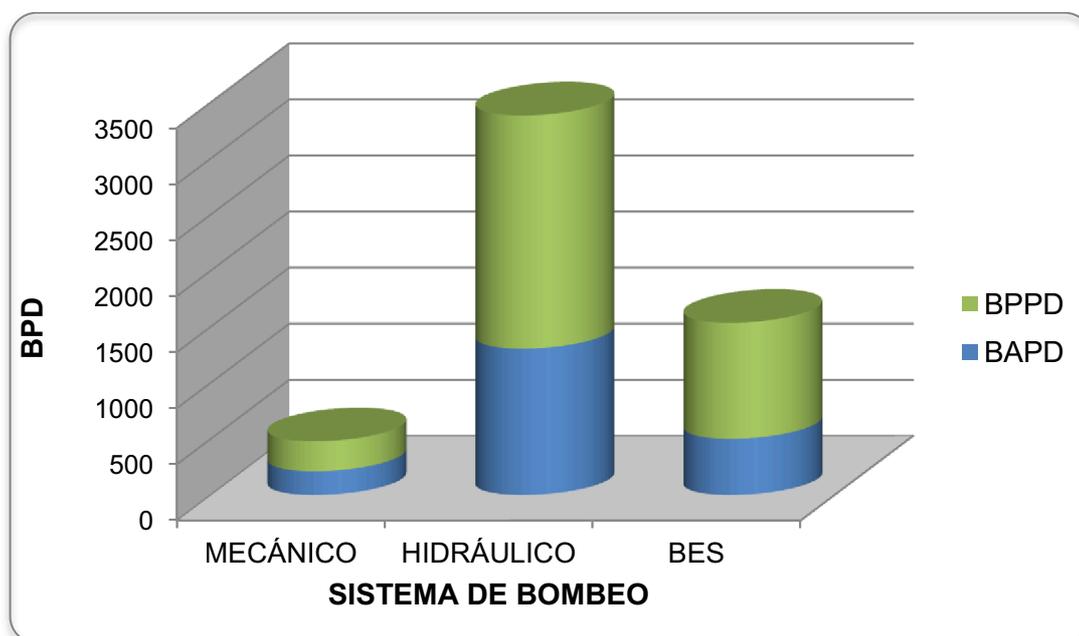
Para la producción del campo se utiliza tres métodos de levantamiento artificial, en la tabla 3.11 se detalla la producción de petróleo al 31 de enero de 2011 por tipo de sistema de levantamiento artificial y la figura 3.3 ilustra esta producción.

TABLA 3.11 PRODUCCIÓN POR TIPO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

SISTEMA	BFPD	BPPD	BAPD
MECÁNICO	479,00	267,20	211,80
HIDRÁULICO	3.385,00	2.079,71	1.305,30
ELÉCTRICO SUMERGIBLE	1.536,00	1.034,45	501,55
TOTAL	5.400,00	3.381,35	2.018,65

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

FIGURA 3.3 PRODUCCIÓN POR TIPO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL



Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

3.3.2 POZOS OPERADOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO HIDRÁULICO

En la tabla 3.12 se presenta en detalle la situación actual de los pozos del Campo Lago Agrio al 31 de enero de 2011, que se encuentran produciendo con el sistema de bombeo hidráulico, se detalla la producción y especificaciones técnicas de trabajo.

3.4 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Son aquellos equipos de producción y facilidades de superficie que intervienen en las operaciones de producción de hidrocarburo, con el propósito de obtener un petróleo limpio y gas seco, en función de la separación de agua y gas que lo acompañan en su explotación.

3.4.1 REINYECCIÓN DE AGUA

El sistema de reinyección de agua para el Campo Lago Agrio se encuentra localizado en la Estación Lago Norte, este sistema está constituido por una serie de tuberías de alimentación de agua desde el tanque de surgencia de la Estación Lago Central y Lago Norte, llegan hasta el tanque de sedimentos cónico, pasa por un filtro de agua, y finalmente a un tanque empernado galvanizado de almacenamiento cuya capacidad es de 1.250 barriles.

El sistema también está conformado por líneas by-pass, líneas de conexión entre tanques, dos bombas booster, dos bombas REDA de reinyección de agua, una mini estación de filtración de agua, línea de descarga desde los tanques de agua hasta las bombas de reinyección, y una línea de descarga a los pozos reinyectores. La tabla 3.13 detalla este sistema para el Campo Lago Agrio al 31 de enero de 2011.

TABLA 3.12 PARÁMETROS PRINCIPALES DE LOS POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO HIDRÁULICO

POZO	ARENA	SISTEMA	BOMBA	FABRICANTE	PRESIÓN DE OPERACIÓN	PRESIÓN DE CABEZA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	BIPD	GOR
9A	T	BHJ	8A	OILMASTER	3.500	40	227	206	21	9,2	29,2	1.235	363
11A	H	BHP	3 x 48	OILMASTER	2.550	90	180	122	58	32,1	28,9	1.160	263
18	H	BHJ	8I	CLAW	3.500	60	284	51	233	82,2	29,6	1.190	176
22	BT	BHJ	SUPER A	KOBE	3.600	78	377	368	9	2,4	29,6	860	255
27	H	BHJ	9I	CLAW	3.500	37	211	34	177	83,7	29,7	1.570	206
35	Hs+i	BHJ	8H	CLAW	3.400	40	95	86	9	9,0	29,5	1.050	62
36	BT	BHJ	9A	OILMASTER	3.500	65	89	36	53	59,0	29,5	1.720	194
38	U+T	BHP	PL-1 2 1/2 " x 1 1/2"	GUIBERSON	2.550	65	96	88	8	8,1	29,5	570	1.250
39	H	BHJ	9B	OILMASTER	3.550	65	729	514	215	29,5	29	1.450	203
40D	Hi	BHJ	9A	OILMASTER	3.650	70	387	163	224	57,9	29,1	1.930	282
41	Hs	BHJ	8H	CLAW	2.550	135	289	49	240	83,1	28,6	1.220	32
43	Hs	BHJ	8A	NATIONAL	3.700	65	105	67	38	36,1	28,5	1.240	746
49D	Ui	BHJ	9A	NATIONAL	3.650	62	148	145	3	1,7	28,7	1.640	290
51D	BT	BHJ	10I	CLAW	3.450	60	168	149	19	11,3	28,5	1.930	107

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Forecast 2011. Lago Agrio EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.13 REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

CAMPÓ	POZO	ARENA	BOMBAS	HORAS TRABAJO	PRESIÓN DESCARGA [PSI]	INYECCIÓN AGUA [BAPD]
Lago Central y Norte	LAG-16B	Hollín	GN-3200	10	1250	823
			39J200N	10	1600	1.321
TOTAL BAPD INYECTADOS						2.144

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

3.4.2 ESTACIONES DE PRODUCCIÓN

Las operaciones del Campo Lago Agrio se desarrollan en dos estaciones de producción a las cuales llega la producción diaria de los diferentes pozos.

- Estación de Producción: Lago Agrio Central.
- Estación de Producción: Lago Agrio Norte.

En las tablas 3.14, 3.15, 3.16, 3.17, 3.18, 3.19, 3.20, 3.21, 3.22 se describen el equipo y facilidades de superficie que poseen las dos estaciones de producción.

TABLA 3.14 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN LAGO CENTRAL

ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCIÓN GENERAL
Tanque de reposo	Capacidad 15.120 BI
Tanque de lavado	Capacidad 14.690 BI
Tanque empernado	Capacidad 10.000 BI
Separador de pruebas	Capacidad 10.000 BI
Separador de producción	Capacidad 15.000 BI
Baterías de manifolds	2 baterías de 5 manifolds.
Calentador con bomba	Bomba Serie 453266, Modelo MARK-111
Bomba booster de reinyección agua	Bomba Serie 402877, Marca Durco
Bomba motor Inyección de químico	Bomba TEXAS HOUSTON, Motor modelo 1121007410 1/4
Monitores sistema contra incendios	4 monitores
Cámaras de espuma	4 cámaras
Sistema power oil 2 bombas booster	Bomba Serie 121476, Motor 100 HP Serie EPG254042
Booster para bombeo al oleoducto	Bomba Serie 239834, Motor 50 HP Serie 6211-22-J/C-3
Bomba del sumidero	Bomba Durco Serie 475902 Motor 25 HP, Serie Z166258

TABLA 3.14 CONTINUACIÓN

ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCIÓN GENERAL
Contadores de entrega ACTS	Contador INVALCO Modelo W-315
Contadores de entrega ACTS	Contador INVALCO Modelo W-3157
Contadores de entrega ACTS	Contador INVALCO Modelo W-315
Contadores de entrega ACTS	Contador INVALCO Modelo W-315
Bomba recirculación tanque a tanque	Bomba serie 0599-3105*B
Medidor de Gas	Marca Nuflo

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.15 TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL

CARACTERÍSTICAS	
Capacidad	14.690 BL
Capacidad /operativa	13.145 BL
Capacidad de 1 pie	349,76 BL
Capacidad de 1 pulgada	29,146 BL
Diámetro	50'
Altura	41' 8"
Altura /operativa	37' 7"

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.16 TANQUE DE SURGENCIA DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL

CARACTERÍSTICAS	
Capacidad	15.120 BL
Capacidad /operativa	14.112 BL
Capacidad de 1 pie	504 BL
Capacidad de 1 pulgada	42 BL
Diámetro	60'
Altura	30'
Altura /operativa	28'

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.17 TANQUE DE EMPERNADO DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL

CARACTERÍSTICAS	
Capacidad	10.000 BL
Capacidad /operativa	9.148,82 BL
Capacidad de 1 pie	425,59 BL
Capacidad de 1 pulgada	35,58 BL
Diámetro	23'
Altura	24'
Altura /operativa	22' 2"

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.18 SEPARADORES DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	CAPACIDAD
Producción	1	15.000 BL
Prueba	1	10.000 BL

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.19 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ESTACIÓN LAGO NORTE

ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCIÓN GENERAL
Tanque de reposo	Capacidad 12.090 BI
Tanque de lavado	Capacidad 24.680 BI
Separador de pruebas	Capacidad 10.000 BI
Tanque Reinyección de Agua	Capacidad 1.250 BI
Separador de producción	Capacidad 15.000 BI
Separador de producción	Capacidad 10.000 BI
Separador de prueba	Capacidad 10.000 BI
Separador de gas	Capacidad 5.000 BI
Baterías de manifolds	2 baterías de 5 manifolds
Baterías de manifolds	1 batería de 10 manifolds
Pintado	Motor de 150 HP
Compresor de gas	Serie 09116 - 15 x 11, Serie 08890 8 x 11, Motor Ajax off x falta
Sumideros	2 bombas durco 15 HP
Sistema contra incendios	Perquins serie U 553394X.

TABLA 3.19 CONTINUACIÓN

ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCIÓN GENERAL
Compresor de aire	Serie 879523
Reinyección de agua	2 bombas de Químico motor de 1/4
Reinyección de agua	1 B.Centrilift Motor 50 HP 1 B.Redá Motor 50 HP
Booster Reinyección de agua	2 motores eléctricos, bombas Durco 4 x 3
Booster del sistema Power Oil	Motor 100 HP, Bombas Durco 4 x 3
Booster bomba y motor	Motor 100 HP, Bombas Durco 6 x 4
Bomba de recirculación	25 HP Bomba 4 x 3 Durco
Bomba calentador de agua	10 HP Bomba 3 x 2
Separadores	4 bombas de Químico motor de 1/4

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrío EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.20 TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN LAGO NORTE

CARACTERÍSTICAS	
Capacidad	24.680 BL
Capacidad /operativa	23.309 BL
Capacidad de 1 pie	685,5 BL
Capacidad de 1 pulgada	57,12 BL
Diámetro	70'
Altura	36'
Altura /operativa	34'

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrío EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.21 TANQUE DE SURGENCIA DE LA ESTACIÓN LAGO NORTE

CARACTERÍSTICAS	
Capacidad	12.090 BL
Capacidad /operativa	11.082 BL
Capacidad de 1 pie	504 BL
Capacidad de 1 pulgada	42 BL
Diámetro	60'
Altura	24'
Altura /operativa	14''

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrío EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.22 SEPARADORES DE LA ESTACIÓN LAGO NORTE

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	CAPACIDAD
Produccion-01	2	15.000 BL
Produccion-02		10.000 BL
Prueba	1	10.000 BL
Gas	1	28 MPCS

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

3.4.3 SISTEMA POWER OIL

En el Campo Lago Agrio el sistema Power Oil no es un sistema centralizado en la estación, posee sistemas independientes que alimentan a varios pozos desde una locación prevista ya sea en el pozo o en la estación.

En el Campo Lago Agrio, tanto en la Estación Norte como en la Central, el fluido motriz es suministrado mediante Bombas Tríplex, Quíntuplex y unidades HPS, la tabla 3.23 resume en detalle el Sistema Power Oil de la estación Lago Central y la tabla 3.24 resume en detalle el Sistema Power Oil de la estación Lago Norte.

TABLA 3.23 SISTEMA POWER OIL DE LA ESTACIÓN LAGO CENTRAL

BOMBA	PRESIÓN [PSI]		UBICACIÓN	CAPACIDAD [BPD]	BIPD
	SUCCIÓN	DESCARGA			
Tríplex National	275	3.550	LAG-13	2.468	570
Quíntuplex 1 National	145	3.855	LAG-27	4.114	1.235
Quíntuplex 2 National	145	3.855	LAG-27	4.114	1.570
HPS 39 REDA	65	3.900	LAG-39	4.114	2.310

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 3.24 SISTEMA POWER OIL DE LA ESTACIÓN LAGO NORTE

BOMBA	PRESION [PSI]		UBICACIÓN	CAPACIDAD [BPD]	BIPD
	SUCCIÓN	DESCARGA			
HPS REDA	65	3.900	LAG-08	4.114	1.220
Quíntuplex National	145	3.855	LAG-23	4.114	2.210
HPS Norte Woodgroup	150	5.000	Estación Lago Norte	8.297	5.990
HPS Centrilift	150	3.600	LAG-17	4.114	3.120

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

3.4.3.1 Alimentación del sistema Power Oil, Estación Lago Norte

La figura 3.4 ilustra la distribución de inyección de fluido motriz del sistema Power Oil de la estación Lago Norte de acuerdo a las bombas que se encuentran en operación.

FIGURA 3.4 DISTRIBUCIÓN DEL FLUIDO MOTRIZ. LAGO AGRIO NORTE

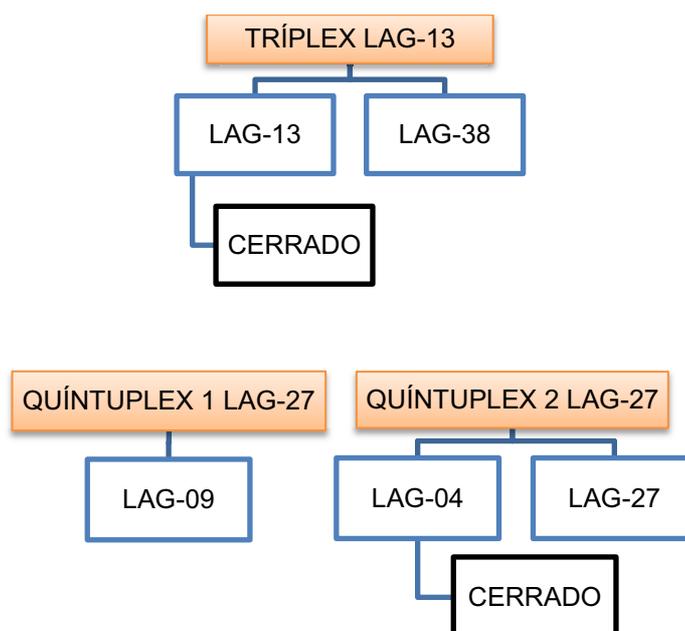
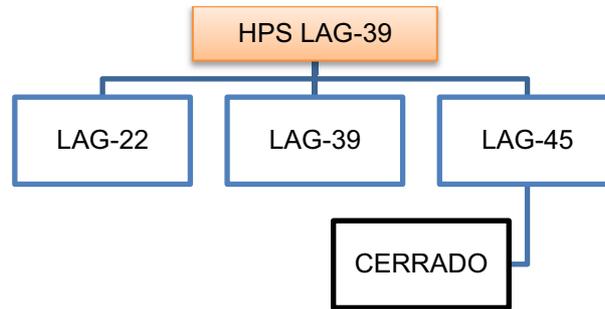


FIGURA 3.4 CONTINUACIÓN

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

3.4.3.2 Alimentación del sistema Power Oil, Estación Lago Central

La figura 3.5 ilustra la distribución de alimentación del sistema Power Oil de la estación Lago Central de acuerdo a las bombas que se encuentran en operación.

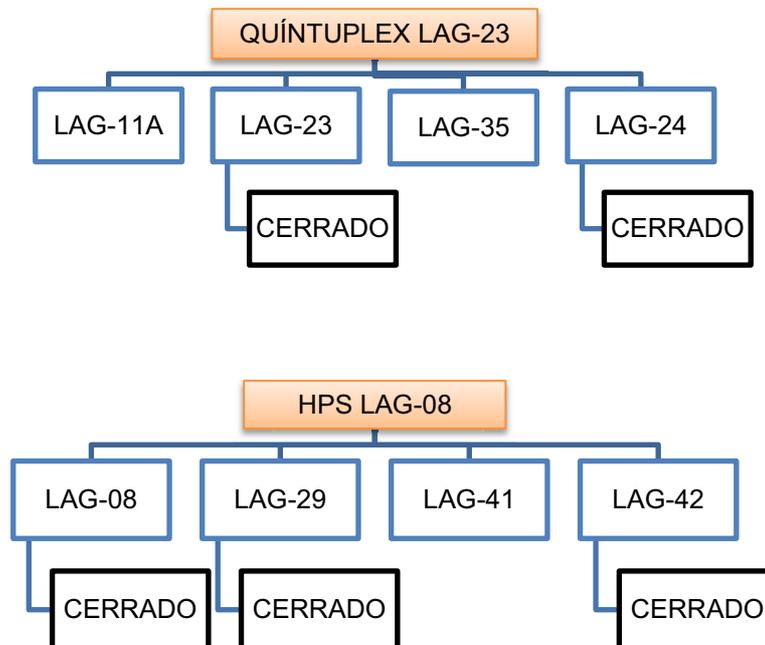
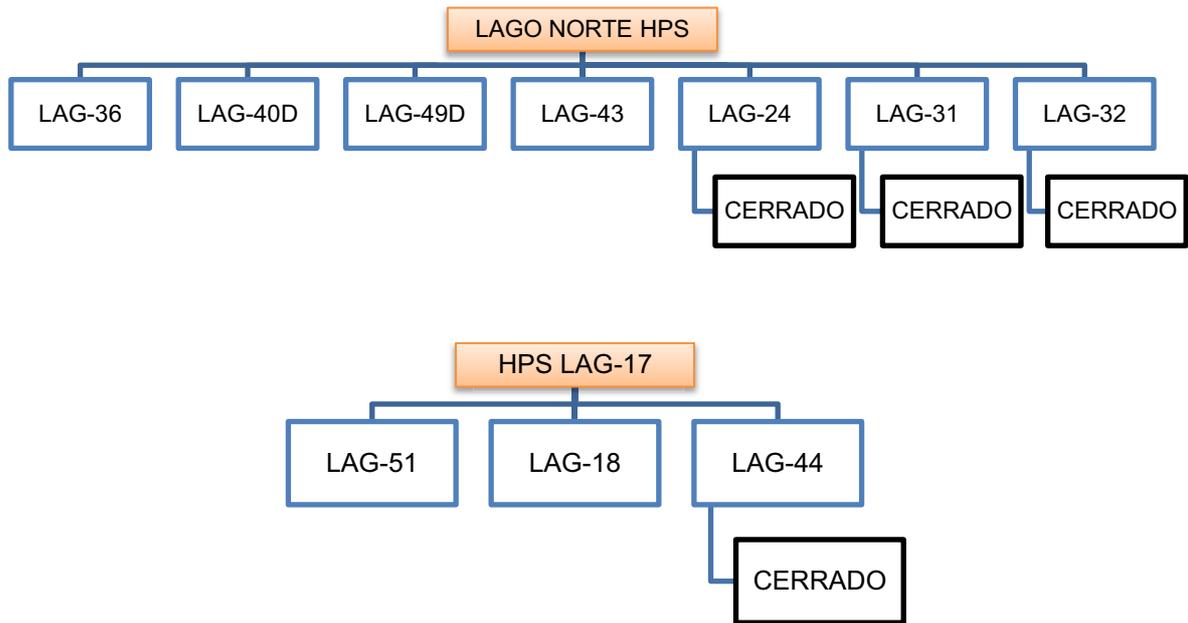
FIGURA 3.5 DISTRIBUCIÓN DEL FLUIDO MOTRIZ. LAGO AGRIO CENTRAL

FIGURA 3.5 CONTINUACIÓN



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos. Lago Agrio EP PETROECUADOR.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

CAPÍTULO IV

ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO

En este capítulo se presentan las alternativas para incrementar producción en los pozos operados con sistema de bombeo hidráulico tanto jet como pistón, disminuyendo la cantidad de fluido motriz y evitando la cavitación de las bombas, con la finalidad de optimizar las operaciones en el Campo Lago Agrio.

4.1 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS OPERADOS CON BOMBEO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LAGO AGRIO

A continuación se analiza la situación actual de los pozos operados con sistema de levantamiento hidráulico, jet y pistón.

En el Campo Lago Agrio se tienen 14 pozos operando con el sistema de levantamiento hidráulico, los pozos LAG-9A, LAG-18, LAG-22, LAG-27, LAG-35, LAG-36, LAG-39, LAG-40D, LAG-41, LAG-43, LAG-49D y LAG-51D operan con el sistema hidráulico tipo jet, mientras que los pozos LAG-11A y LAG-38 operan con el sistema hidráulico tipo pistón.

4.1.1 POZOS EN PRODUCCIÓN CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

En el Campo Lago Agrio hasta el 31 de enero del 2011, se tuvieron 12 pozos operando con el sistema de bombeo hidráulico tipo jet.

4.1.1.1 Selección de la mejor geometría de la bomba hidráulica tipo jet para los pozos

Para seleccionar las geometrías más adecuadas en el sistema de bombeo hidráulico tipo jet se utiliza el método propuesto por Smart.

Consideraciones para trabajar con el método de Smart:

- El valor de la presión superficial P_T dependerá de la capacidad de las bombas de superficie sean estas, bombas tríplex, quíntuplex u horizontales. Esta presión P_T permanecerá constante para todos los cálculos.
- La presión de fondo P_{wf} , así como la presión de cabeza P_{wh} dependerán de las características de cada pozo.
- El caudal de producción esperado Q_s se calculará en base a la disposición de cada pozo mediante análisis del Índice de Productividad y el cupo de producción permitido por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).

Parámetros variables utilizados con el método de Smart:

- La tasa de fluido Q_N , que puede bombearse a través de una tobera de diámetro dado con una determinada caída de presión.
- El valor de la relación de presiones H .
- La relación de áreas R , entre el área de la tobera A_N y el área de la garganta A_T .

A continuación se presenta la secuencia de cálculos utilizados para determinar la geometría óptima de una bomba jet.

1. Considerar la presión de operación superficial deseada, P_T (psi).

2. Como valor inicial suponer una relación de flujo adimensional igual a 1. Este es utilizado únicamente para calcular las pérdidas de presión por fricción inicial.

$$M = 1$$

3. Calcular el gradiente de presión del petróleo producido a partir de su gravedad API.

$$G_O = \frac{0,433 * 141,5}{131,5 + API} \quad (4.1)$$

4. Calcular el gradiente de presión del fluido producido G_S , basado en los gradientes de petróleo y agua.

$$G_S = F_W * G_W + F_O * G_O \quad (4.2)$$

$$F_O = 1 - F_W$$

5. Estimar el factor volumétrico de formación para el petróleo y el agua.

$$B_T = \left[1 + 2,8 \left(\frac{GOR}{P_S} \right)^{1,2} \right] F_O + F_W \quad (4.3)$$

6. Calcular la tasa del fluido motriz Q_N , con base en la producción deseada y la relación de flujo adimensional, M.

$$Q_N = \frac{G_S * Q_S * B_T}{G_N * M} \quad (4.4)$$

G_N : Gradiente de fluido motriz que pasa a través de la garganta.

Q_S : Producción deseada en BFPD.

7. Utilizando la ecuación:

$$P_F = \left[\frac{2,02 \cdot 10^{-6} \cdot L \cdot ((D_1 - D_2) \cdot \mu_O)^{0,21}}{C \cdot G_N^{0,21}} \right] G_N \cdot Q_N^{1,79} \quad (4.5)$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 \left(\frac{D_1}{D_1 - D_2} \right)^{0,1}$$

TABLA 4.1 RELACIONES DIÁMETROS - FLUJO

	Flujo anular	Flujo Tubería de Producción
D_1	ID_{CASING}	$ID_{TUB.PROD}$
D_2	$OD_{TUB.PROD}$	0

Fuente: Melo V., (2007) Folleto de Levantamiento Artificial.

Calcular las pérdidas de presión por fricción en la tubería por la que fluye el fluido motriz, ya sea a través de una sección anular o circular, y considerar que:

L: Longitud de la tubería en pies.

P_{FN} : Pérdida de presión por fricción del fluido motriz.

P_{FD} : Pérdida de presión por fricción del fluido de retorno.

8. Calcular la presión del fluido motriz en la garganta P_N , como la suma de la presión de operación más la presión hidrostática del fluido motriz, menos la pérdida de presión por fricción de éste, en la tubería.

$$P_N = P_T + G_N \cdot D - P_{FN} \quad (4.6)$$

D: Profundidad vertical en pies.

9. Calcular la tasa del fluido de retorno Q_D , como la suma de la tasa de producción y la tasa del fluido motriz.

$$Q_D = Q_N + Q_S \quad (4.7)$$

10. Calcular el gradiente del fluido de retorno G_D , como un promedio ponderado del gradiente del fluido motriz y el gradiente del fluido producido.

$$G_D = \frac{G_S * Q_S + G_N * Q_N}{Q_D} \quad (4.8)$$

11. Calcular la fracción de agua del fluido de retorno F_{WD} , dependiendo si el fluido motriz es petróleo o agua, con las siguientes ecuaciones:

- Si el fluido motriz es petróleo:

$$F_{WD} = \frac{Q_S * F_W}{Q_D} \quad (4.9 a)$$

- Si el fluido motriz es agua:

$$F_{WD} = \frac{Q_N + Q_S * F_W}{Q_D} \quad (4.9 b)$$

12. Determinar la relación gas – líquido del fluido de retorno, GLR.

$$GLR = \frac{Q_S * F_O * GOR}{Q_D} \quad (4.10)$$

13. Determinar la viscosidad del fluido de retorno μ_D , como un promedio ponderado de las viscosidades del agua y del petróleo.

$$\mu_D = F_{WD} * \mu_W + (1 - F_{WD}) * \mu_O \quad (4.11)$$

14. Determinar la presión de descarga de la bomba P_D , como la suma de la presión hidrostática del fluido de retorno, la caída de presión por fricción en la tubería de retorno y la contrapresión en la cabeza del pozo. Si la GLR es menor que $10 \frac{pie^3}{bl}$, determinar P_{FD} con la ecuación (4.5).

$$P_D = P_{WH} + G_D * D + P_{FD} \quad (4.12)$$

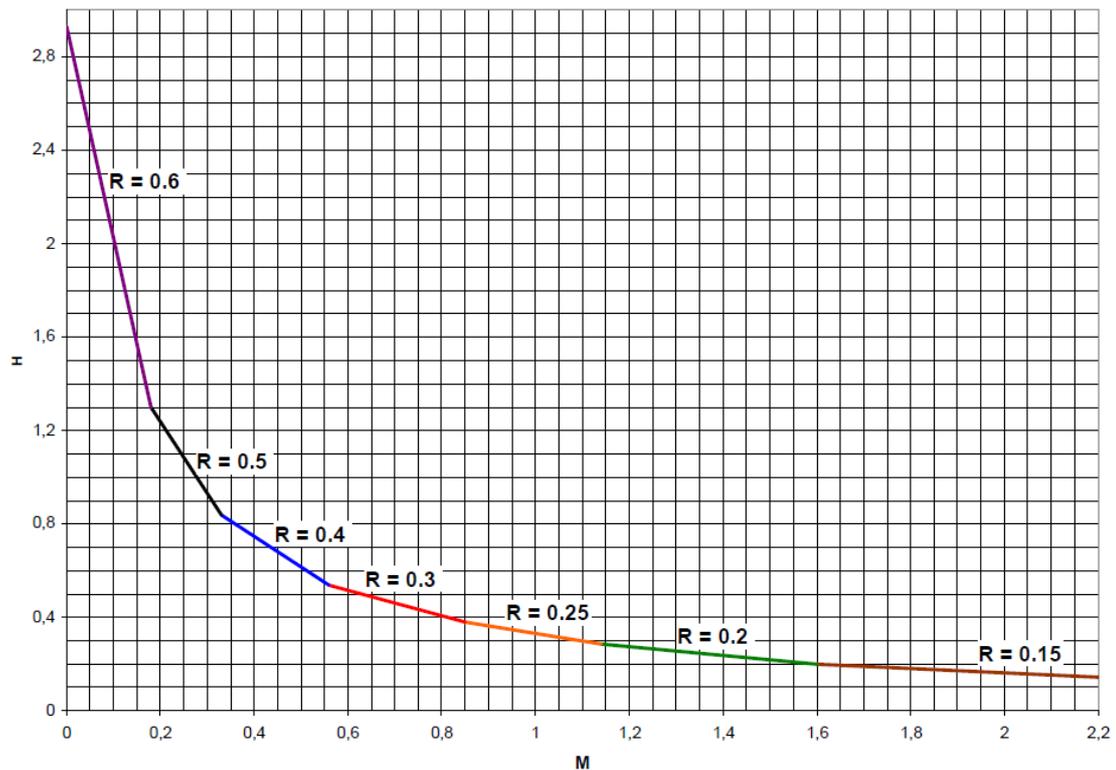
Si la GLR es mayor o igual que $10 \frac{p_i e^3}{bl}$ se debe utilizar una correlación adecuada para flujo multifásico.

15. Calcular un nuevo valor de la relación de presiones H.

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D} \quad (4.13)$$

16. Basado en este valor de H y la figura 4.1 o la tabla 4.2, se determina la relación de áreas óptima, R.

FIGURA 4.1 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE DISEÑO GUIBERSON



Fuente: Melo V., (2007). Folleto de Levantamiento Artificial.

TABLA 4.2 RELACIONES DE ÁREAS ÓPTIMAS

Relación de áreas, R	Rango de relación de presiones, H
0,60	2,930 – 1,300
0,50	1,300 – 0,839
0,40	0,839 – 0,538
0,30	0,538 – 0,380
0,25	0,380 – 0,286
0,20	0,286 – 0,160
0,15	0,160

Fuente: Melo V., (2007). Folleto de Levantamiento Artificial.

17. Utilizando la curva de comportamiento de diseño de la figura 4.1, se encuentra un nuevo valor para M correspondiente al valor de H del paso 15. También se puede utilizar la siguiente ecuación para calcular M, usando el valor de R obtenido en el paso anterior.

$$M = \frac{C_3 - \sqrt{C_2 * C_3 + C_3 * C_1 - C_2 * C_1 + \frac{C_4(C_2 - C_3)H}{H+1}}}{C_2 - C_3} \quad (4.14)$$

Donde:

$$C_1 = 2R \quad (4.15)$$

$$C_2 = \frac{(1-2R)R^2}{(1-R)^2} \quad (4.16)$$

$$C_3 = (1 + K_{TD})R^2 \quad (4.17)$$

$$C_4 = 1 + K_N \quad (4.18)$$

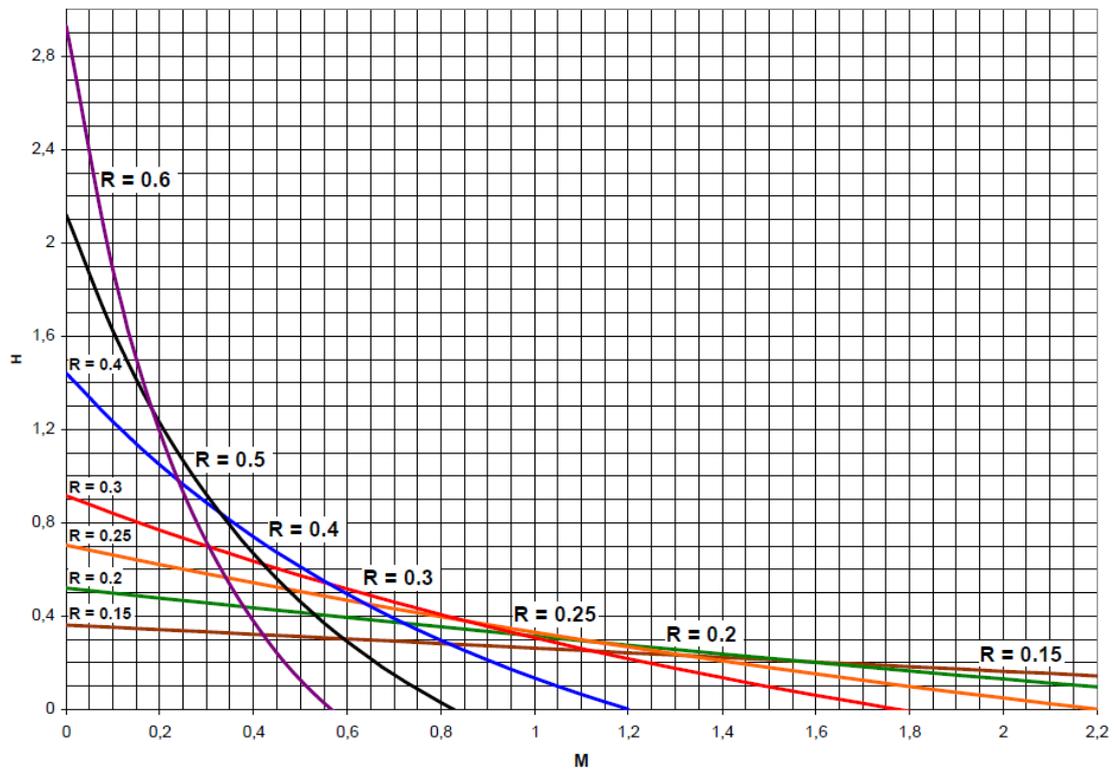
$$K_{TD} = 0.20$$

$$K_N = 0,03$$

Si en el paso No. 20 se determina la existencia de cavitación, se recomienda usar las Curvas de Comportamiento de la figura 4.2, para encontrar un nuevo valor de M en lugar de la figura 4.1. Usar el valor de R

determinado en el paso 16. En vez de usar la figura 4.2 se puede utilizar la ecuación (4.14) anterior.

FIGURA 4.2 CURVAS H-M DE GUIBERSON



Fuente: Melo V., (2007). Folleto de Levantamiento Artificial.

18. Comparar el nuevo valor de M con el anterior, si la variación de M es menor del 1%, se considera que se ha obtenido la convergencia y se continúa en el paso 19. Caso contrario regresar al paso 6 usando el nuevo valor de M.
19. Calcular la relación de flujo adimensional en el límite de cavitación, M_L .

$$M_L = \frac{(1-R)}{R} \sqrt{\frac{P_S}{1.3(P_N - P_S)}} \quad (4.19)$$

20. Si $M < M_L$, no existe problema de cavitación, en tal caso continuar en el paso 24. Si $M > M_L$, entonces se tendrán problemas de cavitación, por lo que se requiere un ajuste y continuar en el paso siguiente.

21. Fijar $M = M_L$ y utilizar el valor de la relación de áreas seleccionada para calcular un nuevo valor de la relación de presiones H . La curva de comportamiento de la figura 4.2 también se puede usar para encontrar el valor de H correspondiente a M_L . El valor de R se debe mantener constante en los cálculos para evitar cavitación.
22. Se calcula la presión de operación superficial requerida para evitar la cavitación:

$$P_T = \frac{P_D - P_S}{H} + P_D - G_N * D + P_{FN} \quad (4.20)$$

23. Repetir los cálculos para evitar cavitación, regresando al paso 5.
24. Determinar el área de la tobera requerida para manejar la tasa de fluido motriz calculada en el paso 6.

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}} \quad (4.21)$$

La relación de áreas encontrada en el paso 16 junto con el área de la tobera del paso 24 define la geometría óptima de la bomba tipo jet, para la presión de operación superficial dada. Esta área de la tobera es la medida ideal requerida para que el caudal calculado del fluido motriz pase a través de ella.

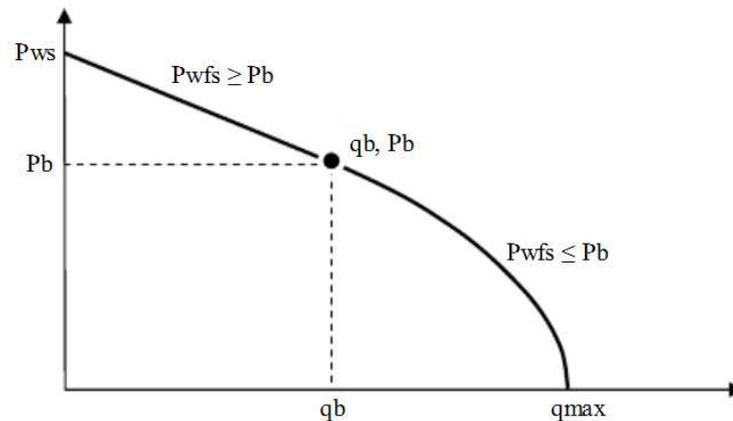
Generalmente el diámetro exacto de la tobera no es el comercial y no se encuentra disponible, por lo que se selecciona el diámetro disponible más cercano, así como la garganta que combina con esta tobera comercialmente disponible, para obtener la relación de áreas óptima.

CAUDAL DE PRODUCCIÓN ESPERADO

Para obtener el caudal de producción que puede aportar el pozo se realiza un análisis de la curva IPR (Inflow Performance Relationship) que se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo.

En yacimientos subsaturados existirá flujo de una fase líquida (petróleo) para $P_{wf} > P_b$ y flujo bifásico para $P_{wf} < P_b$. En estos casos la IPR tendrá un comportamiento lineal para P_{wf} mayores o iguales a P_b y un comportamiento tipo Vogel para P_{wf} menores a P_b , conocido como IPR compuesto tal como se muestra en la figura 4.3.

FIGURA 4.3 IPR COMPUESTO



Fuente: Optimización de la producción mediante análisis Nodal. ESP OIL Engineering Consultants.

Comportamiento de la curva IPR, $P_{wf} > P_b$

Este comportamiento se define cuando el valor de la presión de fondo fluente es mayor que la presión de burbuja, el caudal de producción a una determinada presión de fondo se calcula mediante la ecuación 4.22.

$$q = IP(P_r - P_{wf}) \quad (4.22)$$

El Índice de Productividad (IP) el cual es característico en cada pozo, se determina con la siguiente fórmula:

$$IP = \frac{q_{prueba}}{P_r - P_{wf-prueba}} \quad (4.23)$$

Comportamiento de la IPR, $P_{wf} < P_b$

Este comportamiento se define mediante la ecuación de Vogel combinado cuando el valor de la presión de fondo fluyente es menor que la presión de burbuja. El caudal de producción a una determinada presión de fondo se calcula mediante la ecuación 4.24.

$$q = IP \left[P_r - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \right] \quad (4.24)$$

4.1.1.2 Ejemplo de rediseño, pozo LAG-22

A continuación se presenta un ejemplo de rediseño de la geometría adecuada de la bomba tipo jet para el pozo LAG-22, utilizando el método de Smart previamente descrito.

TABLA 4.3 DATOS DEL POZO LAG-22

DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE COMPLETACIÓN	
Arena productora	BT	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	1.653	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	810	ID casing [pulg]	6,366
Pwf [psi]	1.518	OD casing [pulg]	7
API producido	29,6	Pwh [psi]	78
GOR [pc/bl]	255	P_T [psi]	3.600
Twf [°F]	198	D [pies]	8.727
Twh [°F]	98	L [pies]	8.727
Gravedad esp. del gas	0,0921	Q inyección [BFPD]	860
Gradiente del agua [psi/pie]	0,4441		
Q actual [BFPD]	377		
BSW [%]	2,4		
μ_o [cp]	4,99		
μ_w [cp]	0,32		
Salinidad [ppm]	34.700		
Q esperado [BFPD]	815		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

Caudal de producción esperado

El caudal de producción que se espera obtener de cada pozo se determina mediante el análisis de la curva IPR, considerando una presión de fondo fluyente de 100 psi mayor al valor de la presión de burbuja en conjunto con el cupo de producción permitido, el cual es regulado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).

Construcción de la curva IPR

Se obtiene el valor del índice de productividad con los datos de presión de fondo fluyente y caudal de producción de acuerdo al archivo de forecast del 31 de enero de 2011, con la ecuación 4.23.

$$IP = \frac{q_{actual}}{P_r - P_{wf}}$$

$$IP = \frac{377}{1.653 - 1.518}$$

$$IP = 2,79 \frac{bl}{psi}$$

Para presiones mayores o igual a la presión de burbuja por ejemplo para una presión de fondo fluyente de 910 psi el caudal de producción se calcula con la ecuación 4.22.

$$q = IP(P_r - P_{wf})$$

$$q = 2,79(1.653 - 910)$$

$$q = 2.075 \text{ bl}$$

Para presiones menores a la presión de burbuja por ejemplo para una presión de fondo fluyente de 700 psi el caudal de producción se calcula con la ecuación 4.24.

$$q = IP \left[P_r - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \right]$$

$$q = 2,79 \left[1.653 - 810 + \frac{810}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{700}{810} \right) - 0,8 \left(\frac{700}{810} \right)^2 \right] \right]$$

$$q = 2.643 \text{ bl}$$

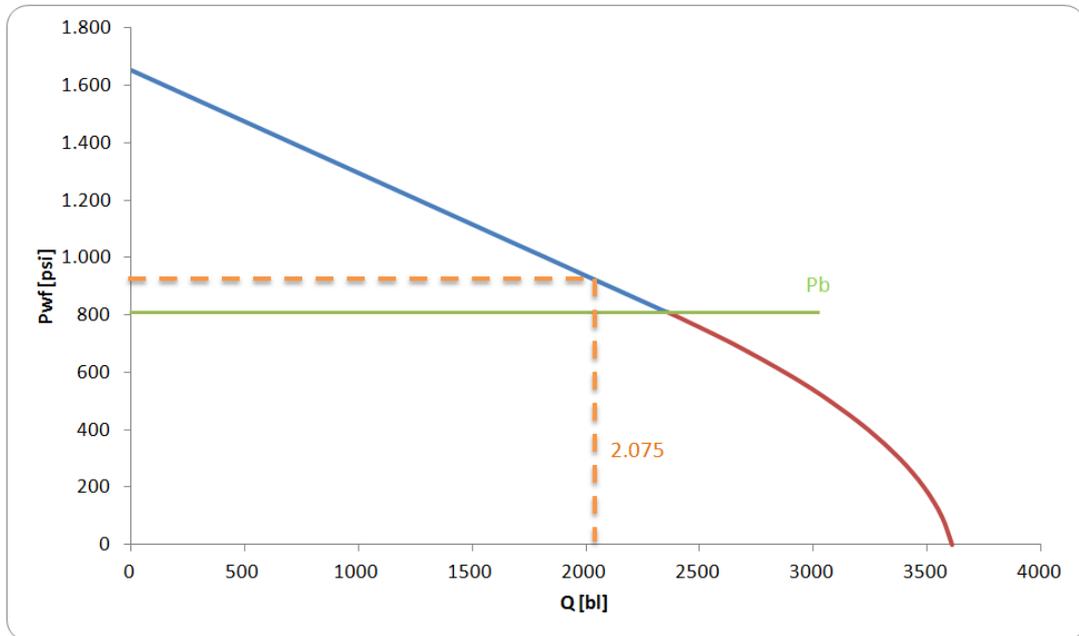
El resultado de los cálculos realizados para la construcción de la curva IPR del pozo LAG-22 se resume en la tabla 4.4.

TABLA 4.4 CÁLCULOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA IPR DEL POZO LAG-22

Pr [psi]	Q [BFPD]
1.653	0
1.543	307
1.433	614
1.323	922
1.213	1.229
1.103	1.536
993	1.843
910	2.075
810	2.354
800	2.382
700	2.643
590	2.894
500	3.073
400	3.242
300	3.380
200	3.487
100	3.564
0	3.611

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

FIGURA 4.4 CURVA IPR PARA EL POZO LAG-22



Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

Al analizar la curva IPR del pozo LAG-22 se observa que a una presión de fondo fluyente de 910 psi (100 psi más que la presión de burbuja) este pozo puede aportar con una producción de 2.075 BFPD (BSW de 2,4%), es decir 2.025,2 BPPD; el cupo de producción permitido es de 800 BPPD. Al analizar estos valores se obtiene que el caudal de producción esperado para el pozo LAG-22 es de 795 BPPD, es decir 815 BFPD.

Se inicia los cálculos para determinar la geometría óptima para el pozo LAG-22.

1. El valor a tomar para P_T es tomado del Forecast a enero 31 de 2011, cuyo valor es 3.600 psi.
2. Se asume $M = 1$.

3. Cálculo del gradiente de presión del petróleo producido:

$$\delta = 2,71828^{(7 \times 10^{-7}) ppm}$$

$$\delta = 2,71828^{(7 \times 10^{-7}) 34.700}$$

$$\delta = 1,0245$$

$$G_W = \delta * 2,20458 * 6,4516 * \frac{30,48}{1.000}$$

$$G_W = 1,0245 * 2,20458 * 6,4516 * \frac{30,48}{1.000}$$

$$G_W = 0,4441 \frac{psi}{pie}$$

$$G_O = \frac{0,433 * 141,5}{131,5 + API}$$

$$G_O = \frac{0,433 * 141,5}{131,5 + 29,6}$$

$$G_O = 0,3803 \frac{psi}{pie}$$

4. Cálculo del gradiente de presión del fluido producido:

$$G_S = F_W * G_W + F_O * G_O$$

$$G_S = 0,024 * 0,4441 + (1 - 0,024) * 0,3803$$

$$G_S = 0,3819 \frac{psi}{pie}$$

5. Estimación del factor volumétrico de formación:

$$B_T = \left[1 + 2,8 \left(\frac{GOR}{P_S} \right)^{1,2} \right] F_O + F_W$$

$$B_T = \left[1 + 2,8 \left(\frac{255}{1518} \right)^{1,2} \right] (1 - 0,024) + 0,024$$

$$B_T = 1,3213 \frac{bl}{BF}$$

6. Cálculo de la tasa de fluido motriz:

$$Q_N = \frac{G_S * Q_S * B_T}{G_N * M}$$

$$G_N = G_O$$

$$Q_N = \frac{0,3819 * 815 * 1,3213}{0,3803 * 1}$$

$$Q_N = 1.081,2 \frac{bl}{día}$$

7. Cálculo de las pérdidas de presión por fricción en la tubería:

$$P_{FN} = \left[\frac{2,02 * 10^{-6} * L * [(D_1 + D_2) * \mu_O]^{0,21}}{C * G_N^{0,21}} \right] G_N * Q^{1,79}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 \left(\frac{D_1}{D_1 - D_2} \right)^{0,1}$$

$$C = (2,992 - 0)(2,992^2 - 0)^2 \left(\frac{2,992}{2,992 - 0} \right)^{0,1}$$

$$C = 239,77$$

$$P_{FN} = \left[\frac{2,02 * 10^{-6} * 8727 * [(2,992 + 0) * 4,9927]^{0,21}}{239,77 * 0,3803^{0,21}} \right] 0,3803 * 1081,2^{1,79}$$

$$P_{FN} = 16,29 \text{ psi}$$

8. Cálculo de la presión del fluido motriz en la garganta:

$$P_N = P_T + G_N * D - P_{FN}$$

$$P_N = 3.600 + 0,3803 * 8.727 - 16,29$$

$$P_N = 6.902,75 \text{ psi}$$

9. Cálculo de la tasa de fluido de retorno:

$$Q_D = Q_N + Q_S$$

$$Q_D = 1.081,2 + 815$$

$$Q_D = 1.896,2 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$$

10. Cálculo del gradiente del fluido de retorno:

$$G_D = \frac{G_S * Q_S + G_N * Q_N}{Q_D}$$

$$G_D = \frac{0,3819 * 815 + 0,3803 * 1.081,2}{1.896,2}$$

$$G_D = 0,3810 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}$$

11. Cálculo de la fracción de agua del fluido de retorno:

$$F_{WD} = \frac{Q_S * F_W}{Q_D}$$

$$F_{WD} = \frac{815 * 0,024}{1.896,2}$$

$$F_{WD} = 0,0103$$

12. Determinación de la relación gas – líquido:

$$GLR = \frac{Q_S * F_O * GOR}{Q_D}$$

$$GLR = \frac{815 * (1 - 0,024) * 255}{1.896,2}$$

$$GLR = 106,97 \frac{pie^3}{bl}$$

13. Determinación de la viscosidad del fluido de retorno:

$$\mu_D = F_{WD} * \mu_W + (1 - F_{WD}) * \mu_O$$

$$\mu_D = 0,0103 * 0,32 + (1 - 0,0103) * 4,9927$$

$$\mu_D = 4,9445 \text{ cp}$$

14. Determinación de la presión de descarga de la bomba:

$$P_{FD} = \left[\frac{2,02 * 10^{-6} * L * ((D_1 + D_2) * \mu_D)^{0,21}}{C * G_D^{0,21}} \right] G_D * Q_D^{1,79}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 \left(\frac{D_1}{(D_1 - D_2)} \right)^{0,1}$$

$$C = (6,336 - 3,5)(6,336^2 - 3,5^2)^2 \left(\frac{6,336}{6,336 - 3,5} \right)^{0,1}$$

$$C = 2.481,81$$

$$P_{FD} = \left[\frac{2,02 * 10^{-6} * 8727 * ((6,366 + 3,5) * 4,9445)^{0,21}}{2.481,81 * 0,3810^{0,21}} \right] 0,381 * 1.896,2^{1,79}$$

$$P_{FD} = 5,52 \text{ psi}$$

$$P_D = P_{WH} + G_D * D + P_{FD}$$

$$P_D = 78 + 0,381 * 8.727 + 5,52$$

$$P_D = 3.408,31 \text{ psi}$$

15. Cálculo del nuevo valor de H:

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D}$$

$$H = \frac{3.408,31 - 1.518}{6.902,75 - 3.408,31}$$

$$H = 0,54$$

16. El valor de R se obtiene de la figura 4.1 para el valor calculado de H:

$$R = 0,4$$

17. Determinación del nuevo valor de M:

$$C_1 = 2 * R$$

$$C_1 = 2 * 0,4$$

$$C_1 = 0,8$$

$$C_2 = \frac{(1 - 2 * R)R^2}{(1 - R)^2}$$

$$C_2 = \frac{(1 - 2 * 0,4) * 0,4^2}{(1 - 0,4)^2}$$

$$C_2 = 0,0889$$

$$C_3 = (1 + K_{TD})R^2$$

$$C_3 = (1 + 0,2) * 0,4^2$$

$$C_3 = 0,192$$

$$C_4 = 1 + K_N$$

$$C_4 = 1 + 0,03$$

$$C_4 = 1,03$$

$$M = \frac{C_3 - \sqrt{C_2 * C_3 + C_3 * C_1 - C_2 * C_1 + \frac{C_4(C_2 - C_3)H}{H + 1}}}{C_2 - C_3}$$

$$M = \frac{0,192 - \sqrt{0,088 * 0,192 + 0,192 * 0,8 - 0,088 * 0,8 + \frac{1,03(0,088 - 0,192)0,54}{0,54 + 1}}}{0,088 - 0,292}$$

$$M = 0,5581$$

18. Cálculo del porcentaje de error:

$$\%ERROR = \left| \frac{M_{calculado} - M_{asumido}}{M_{asumido}} \right| * 100$$

$$\%ERROR = \left| \frac{0,5581 - 1}{1} \right| * 100$$

$$\%ERROR = 44,19$$

Debido a que se obtuvo un porcentaje de error de 44,19%; se realiza una segunda iteración en los cálculos.

- *Segunda iteración*

$$G_o = 0,3803 \frac{psi}{pie}$$

$$G_s = 0,3819 \frac{psi}{pie}$$

$$B_T = 1,3213 \frac{bl}{BF}$$

$$M = 0,5581$$

6. Cálculo de la tasa de fluido motriz:

$$Q_N = \frac{0,3819 * 815 * 1,3213}{0,3803 * 0,5581}$$

$$Q_N = 1.937,35 \frac{bl}{día}$$

7. Cálculo de las pérdidas de presión por fricción en la tubería:

$$C = 239,77$$

$$P_{FN} = \left[\frac{2,02 * 10^{-6} * 8,727 * [(2,992 + 0) * 4,992]^{0,21}}{239,77 * 0,3803^{0,21}} \right] 0,3803 * 1.937,35^{1,79}$$

$$P_{FN} = 46,28 \text{ psi}$$

8. Cálculo de la presión del fluido motriz en la garganta:

$$P_N = 3.600 + 0,3803 * 8.727 - 46,28$$

$$P_N = 6.872,76 \text{ psi}$$

9. Cálculo de la tasa de fluido de retorno:

$$Q_D = 1.937,35 + 815$$

$$Q_D = 2.752,35 \frac{bl}{día}$$

10. Cálculo del gradiente del fluido de retorno:

$$G_D = \frac{0,3819 * 815 + 0,3803 * 1.937,35}{2.752,35}$$

$$G_D = 0,3808 \frac{psi}{pie}$$

11. Cálculo de la fracción de agua del fluido de retorno:

$$F_{WD} = \frac{815 * 0,024}{2.752,35}$$

$$F_{WD} = 0,0071$$

12. Determinación de la relación gas – líquido:

$$GLR = \frac{815 * (1 - 0,024) * 255}{2.752,35}$$

$$GLR = 73,69 \frac{pie^3}{bl}$$

13. Determinación de la viscosidad del fluido de retorno:

$$\mu_D = 0,0071 * 0,32 + (1 - 0,0071) * 4,992$$

$$\mu_D = 4,9595 \text{ cp}$$

14. Determinación de la presión de descarga de la bomba:

$$C = 2.481,81$$

$$P_{FD} = \left[\frac{2,02 * 10^{-6} * 8.727 * ((6,366 + 3,5) * 4,9595)^{0,21}}{2.481,81 * 0,3808^{0,21}} \right] 0,3808 * 2.752,35^{1,79}$$

$$P_{FD} = 10,76 \text{ psi}$$

$$P_D = 78 + 0,3808 * 8.727 + 10,76$$

$$P_D = 3.411,77 \text{ psi}$$

15. Cálculo del nuevo valor de H:

$$H = \frac{3.411,77 - 1.518}{6.872,76 - 3.411,77}$$

$$H = 0,547$$

16. Se obtiene un nuevo valor de R de la figura 4.1 para el nuevo valor calculado de H:

$$R = 0,4$$

17. Determinación del nuevo valor de M:

$$C_1 = 2 * 0,4$$

$$C_1 = 0,8$$

$$C_2 = \frac{(1 - 2 * 0,4) * 0,4^2}{(1 - 0,4)^2}$$

$$C_2 = 0,0889$$

$$C_3 = (1 + 0,2) * 0,4^2$$

$$C_3 = 0,192$$

$$C_4 = 1 + 0,03$$

$$C_4 = 1,03$$

$$M = \frac{0,192 - \sqrt{0,088 * 0,192 + 0,192 * 0,8 - 0,088 * 0,8 + \frac{1,03(0,088 - 0,192)0,547}{0,547 + 1}}}{0,088 - 0,292}$$

$$M = 0,5527$$

18. Cálculo del porcentaje de error:

$$\%ERROR = \left| \frac{0,5527 - 0,5581}{0,5581} \right| * 100$$

$$\%ERROR = 0,966$$

En esta iteración se ha encontrado convergencia en los cálculos, al obtener el porcentaje de error < 1%; se continúa con los cálculos.

19. Cálculo de la relación de flujo adimensional en el límite de cavitación:

$$M_L = \frac{(1 - R)}{R} \sqrt{\frac{P_S}{1,3(P_N - P_S)}}$$

$$M_L = \frac{(1 - 0,4)}{0,4} \sqrt{\frac{1.518}{1,3(6.872,76 - 1.518)}}$$

$$M_L = 0,7005$$

20. Comparación de M y M_L :

$$M < M_L$$

$$0,5527 < 0,7005$$

Al comparar los valores de M y M_L , se obtiene que no existen problemas de cavitación, por lo que continúa con el paso 24.

24. Área de la tobera:

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{1.937,35}{832 \sqrt{\frac{6.872,76 - 1.518}{0,3808}}}$$

$$A_N = 0,01984 \text{ pulg}^2$$

Área de la garganta:

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,01984}{0,4}$$

$$A_T = 0,049596 \text{ pulg}^2$$

Potencia requerida para la bomba de superficie

$$HP_{tríplices} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{iny} * Q_n}{0,9}$$

$$HP_{tríplices} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.600 * 1.937,35}{0,9}$$

$$HP_{tríplices} = 131,74 \text{ hp}$$

Potencia requerida para la bomba de fondo

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * \Delta P * Q_D$$

$$\Delta P = P_D - P_S$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.411,77 - 1.518) * 2.752,35$$

$$HP_{pj} = 88,61 \text{ hp}$$

Con los cálculos realizados se observa que el pozo LAG-22 operando con una presión de operación superficial de 3.600 psi y produciendo 815 BFPD, necesita una bomba tipo jet con un área de tobera de 0,01984 pulg² y un área de la garganta de 0,049596 pulg², lo cual significa que la relación entre el área de la tobera y garganta debe ser de 0,4; a su vez inyectar una tasa de fluido motriz de 1.937,35 bl/día con una bomba de superficie de 131,74 hp de potencia y 88,61 hp para la bomba de fondo.

Comercialmente encontrar una bomba tipo jet con las áreas de tobera y garganta mencionadas es difícil puesto que las áreas son preestablecidas, por lo que se toman la tobera y garganta más cercanas a las necesarias y se determina la mejor relación R para cada uno de los fabricantes. Esta selección se ilustra en la tabla 4.5.

TABLA 4.5 SELECCIÓN DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-22, UTILIZANDO EL MÉTODO DE SMART.

CLAW				GUIBERSON				KOBE					
TOBERA		GARGANTA		TOBERA		GARGANTA		TOBERA		GARGANTA		R	
No.	ÁREA	No.	ÁREA	No.	ÁREA	No.	ÁREA	No.	ÁREA	No.	ÁREA		
10	0,0175	I	0,0447	D	0,0177	6	0,0452	9	0,0186	9	0,0464	0,400	
		J	0,0526			7	0,0531			10	0,0599	0,310	
11	0,0238	I	0,0447	E	0,0241	6	0,0452	10	0,0240	9	0,0464	0,517	
		J	0,0526			7	0,0531			10	0,0599	0,401	
				R				R					
				0,452				0,453					

OILMASTER				OILWELL							
TOBERA		GARGANTA		TOBERA		GARGANTA		R			
No.	ÁREA	No.	ÁREA	No.	ÁREA	No.	ÁREA				
9	0,0167	9	0,0441	9	0,0186	I	0,0464	0,400			
		10	0,0562			J	0,0599	0,310			
10	0,0212	9	0,0441	10	0,0240	I	0,0464	0,517			
		10	0,0562			J	0,0599	0,401			
				R				R			
				0,379				0,377			

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

Escogida la relación y por ende las geometrías óptimas por cada fabricante, a continuación se realiza un ejemplo de cálculo de las especificaciones y resultados que se obtendrán en cuanto a caudales y eficiencias al operar el pozo con la geometría escogida, para este ejemplo se toma la relación 10-A del fabricante OILMASTER.

Se toma el valor de H de 0,547 del proceso realizado anteriormente (página 87) y el caudal de producción esperado de 815 bl/día.

Tasa de fluido motriz

$$Q_N = 1.214,5 * A_N \sqrt{\frac{P_N - P_S}{\gamma}} \quad (4.25)$$

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + API}$$

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + 29,6}$$

$$\gamma = 0,8783$$

$$Q_N = 1.214,5 * 0,0212 \sqrt{\frac{6.872,76 - 1.518}{0,8783}}$$

$$Q_N = 2.010,40 \frac{bl}{día}$$

Tasa de fluido de retorno

$$Q_D = Q_N + Q_S \quad (4.7)$$

$$Q_D = 2.010,40 + 815$$

$$Q_D = 2.825,40 \frac{bl}{día}$$

$$M = \frac{Q_S}{Q_N} \quad (4.26)$$

$$M = \frac{815}{2.010,04}$$

$$M = 0,41$$

Eficiencia de la bomba

$$E = M * H \tag{4.27}$$

$$E = 0,41 * 0,547$$

$$E = 22,18\%$$

Potencia de la bomba de superficie

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{iny} * Q_n}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.600 * 2.010,40}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = 136,71 \text{ hp}$$

Potencia de la bomba de fondo

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * \Delta P * Q_D$$

$$\Delta P = P_D - P_S$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.411,77 - 1.518) * 2.825,40$$

$$HP_{pj} = 90,96 \text{ hp}$$

De acuerdo a los cálculos realizados, en la tabla 4.6 se presenta en resumen los resultados obtenidos para las bombas de los diferentes fabricantes. De estas alternativas se escoge la geometría de bomba que utilice menor volumen de fluido motriz y presente una eficiencia alta al operarla, para este caso se escoge la relación 10-A del fabricante OILMASTER.

TABLA 4.6 SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-22

FABRICANTE	BOMBA	A _N	A _T	R
CLAW	11-J	0,0238	0,0526	0,452
GUIBERSON	E-7	0,0241	0,0531	0,454
KOBE	10-A	0,0240	0,0599	0,401
OILMASTER	10-A	0,0212	0,0562	0,377
OILWELL	10-J	0,0240	0,0599	0,401

FABRICANTE	BOMBA	Q _N [BFPD]	Q _D [BFPD]	Q _S [BFPD]	E _{BOMBA}	HP _{TRIPLEX}	HP _{PJ}
CLAW	11-J	2.256,96	3.071,96	815	19,76 %	153,47	98,90
GUIBERSON	E-7	2.285,41	3.100,41	815	19,51 %	155,41	99,81
KOBE	10-A	2.275,92	3.090,92	815	19,59 %	154,76	99,51
OILMASTER	10-A	2.010,40	2.825,40	815	22,18%	136,71	90,96
OILWELL	10-J	2.275,92	3.090,92	815	19,59 %	154,76	99,51

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

4.1.1.3 Análisis del pozo LAG-09A

TABLA 4.7 DATOS DEL POZO LAG-09A

DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE COMPLETACIÓN	
Arena productora	T	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	2.256	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	770	ID casing [pulg]	6,366
Pwf [psi]	694	OD casing [pulg]	7
API producido	29,6	Pwh [psi]	40
GOR [pc/bl]	363	P _T [psi]	3.300
Twf [°F]	210	D [pies]	9.690
Twh [°F]	98	L [pies]	9.690
Gravedad esp. del gas	0,965	Q inyección [BFPD]	1.235
Gradiente del agua [psi/pie]	0,444		
Q actual [BFPD]	227		
BSW [%]	9,2		
μ _o [cp]	4,65		
μ _w [cp]	0,28		
Salinidad [ppm]	35.925		
Q esperado [BFPD]	227		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

El análisis para el diseño de la geometría de la bomba tipo jet del pozo LAG-09A se realiza con el procedimiento anteriormente indicado, en la tabla 4.8 se resumen los cálculos realizados y en la tabla 4.9 se presentan las posibles alternativas de bombas que podrán satisfacer la demanda esperada.

TABLA 4.8 CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-09A

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
P _T [psi]	3.300	3.300
M	1,000	0,291
Go [psi/pie]	0,380	0,380
Gs [psi/pie]	0,386	0,386
B _T [bl/BF]	2,168	2,168
Q _N [bl/día]	499,818	1.715,642
C	239,777	239,777
P _{FN} [psi]	4,4806	40,74

TABLA 4.8 CONTINUACIÓN

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
P_N [psi]	6.980,817	6.944,551
Q_D [bl/día]	726,818	1.942,642
G_D [psi/pie]	0,382	0,381
F_{WD}	0,028	0,010
GLR	102,941	38,514
m_D [cp]	4,532	4,611
C	2.481,817	2.481,817
P_{FD} [psi]	1,085	6,313
P_D [psi]	3.744,266	3.738,301
H	0,942	0,949
R	0,5	0,5
C_1	1	1
C_2	0,000	0,000
C_3	0,300	0,300
C_4	1,030	1,030
K_{TD}	0,200	0,200
K_N	0,030	0,030
M	0,291	0,288
% ERROR	70,867	0,849

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En esta iteración se ha encontrado convergencia en los cálculos, al obtener el porcentaje de error < 1%; se continúa con los cálculos.

$$M_L = \frac{(1 - 0,5)}{0,5} \sqrt{\frac{694}{1,3(6.944,551 - 694)}}$$

$$M_L = 0,2922$$

$$M < M_L$$

$$A_N = \frac{1.715,642}{832 \sqrt{\frac{1.715,642 - 694}{0,38}}}$$

$$A_N = 0,01626 \text{ pulg}^2$$

$$A_T = \frac{0,01626}{0,5}$$

$$A_T = 0,032522 \text{ pulg}^2$$

$$HP_{tríplex} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.300 * 1.715,64}{0,9}$$

$$HP_{tríplex} = 106,94 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.738,3 - 964) * 1.924,64$$

$$HP_{pj} = 100,54 \text{ hp}$$

Es importante recalcar que el pozo LAG-09A actualmente está produciendo a una presión inferior a la presión de burbuja, por lo que no se puede obtener una producción superior a la actual, sin embargo en una primera corrida del programa se observó que la bomba está cavitando, al realizar un análisis cualitativo se decidió disminuir la presión de operación para evitar la cavitación y mejorar las condiciones de operación del pozo.

De este análisis se obtuvo que el pozo LAG-09A operando con una presión de operación superficial de 3.300 psi y produciendo 227 BFPD, necesita una bomba tipo jet con un área de tobera de 0,01626 pulg² y un área de la garganta de 0,032522 pulg² lo cual significa que la relación entre el área de la tobera y garganta debe ser de 0,5; a su vez inyectar una tasa de fluido motriz de 1.715,64 bl/día con una bomba de superficie de 106,94 hp de potencia y 100,54 hp para la bomba de fondo.

En la tabla 4.9, se presentan las diferentes alternativas de geometrías por fabricante para cumplir con los requerimientos del pozo para su correcta operación. Se continúa con los cálculos tomando la relación 9-X del fabricante OILMASTER. De la tabla 4.8 el valor de H es 0,949 y el caudal de producción esperado 227 BFPD.

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + 29,6}$$

$$\gamma = 0,8783$$

$$Q_N = 1.214,5 * 0,0167 \sqrt{\frac{6.944,55 - 694}{0,8783}}$$

$$Q_N = 1.711,01 \frac{bl}{día}$$

$$Q_D = 1.711,01 + 227$$

$$Q_D = 1.938,01 \frac{bl}{día}$$

$$M = \frac{227}{1.711,01}$$

$$M = 0,13$$

$$E = 0,13 * 0,949$$

$$E = 12,60 \%$$

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.300 * 1.711,01}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = 106,65 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.738,30 - 694) * 1.938,01$$

$$HP_{pj} = 100,30 \text{ hp}$$

De acuerdo a los cálculos realizados, en la tabla 4.9 se presenta en resumen los resultados obtenidos para las bombas de los diferentes fabricantes para el pozo LAG-09A. De estas relaciones se escoge la bomba 9-X del fabricante OILMASTER.

TABLA 4.9 SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-09A

FABRICANTE	BOMBA	A _N	A _T	R
CLAW	10-H	0,0175	0,0376	0,465
GUIBERSON	D-5	0,0177	0,0380	0,466
KOBE	9-A-	0,0186	0,0359	0,518
OILMASTER	9-X	0,0167	0,0346	0,483
OILWELL	9-H	0,0181	0,0353	0,518

FABRICANTE	BOMBA	Q _N [BFPD]	Q _D [BFPD]	Q _S [BFPD]	E _{BOMBA}	HP _{TRIPLEX}	HP _{PJ}
CLAW	10-H	1.792,97	2.019,97	227	12,02 %	111,76	104,54
GUIBERSON	D-5	1.813,46	2.040,46	227	11,89 %	113,04	105,60
KOBE	9-A-	1.905,67	2.132,67	227	11,31 %	118,79	110,37
OILMASTER	9-X	1.711,01	1.938,01	227	12,60 %	106,65	100,30
OILWELL	9-H	1.854,44	2.081,44	227	11,62 %	115,59	107,72

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

4.1.1.4 Análisis del pozo LAG-18

TABLA 4.10 DATOS DEL POZO LAG-18

DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE COMPLETACIÓN	
Arena productora	H	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	4.172	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	508	ID casing [pulg]	6,366
Pwf [psi]	1.078	OD casing [pulg]	7
API producido	29,6	Pwh [psi]	60
GOR [pc/bl]	176	P _T [psi]	3.500
Twf [°F]	192	D [pies]	9.569
Twh [°F]	102	L [pies]	9.569
Gravedad esp. del gas	1,161	Q inyección [BFPD]	1.190
Gradiente del agua [psi/pie]	0,435		
Q actual [BFPD]	284		
BSW [%]	82,2		
μ _o [cp]	5.174		
μ _w [cp]	0,33		
Salinidad [ppm]	7.450		
Q esperado [BFPD]	327		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En la tabla 4.11 se resumen los cálculos realizados y en la tabla 4.12 se presentan las posibles alternativas de bombas que podrán satisfacer la demanda esperada.

TABLA 4.11 CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-18

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
P _T [psi]	3.500	3.500	3.500
M	1,000	0,316	0,344
Go [psi/pie]	0,380	0,380	0,380
Gs [psi/pie]	0,425	0,425	0,425
B _T [bl/BF]	1,056	1,056	1,056
Q _N [bl/día]	386,875	1.220,86	1.123,149
C	239,777	239,777	239,777
P _{FN} [psi]	2,859	22,372	19,269
P _N [psi]	7.136,419	7.116,906	7.120,009

TABLA 4.11 CONTINUACIÓN

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
Q_D [bl/día]	713,875	1.547,86	1.450,149
G_D [psi/pie]	0,401	0,389	0,39
F_{WD}	0,376	0,173	0,185
GLR	14,35	6,618	7,064
m_D [cp]	3,3501	4,332	4,276
C	2.481,817	2.481,817	2.481,817
P_{FD} [psi]	1,011	4,173	3,707
P_D [psi]	3.899,825	3.795,477	3.801,213
H	0,871	0,818	0,82
R	0,5	0,4	0,4
C_1	1	0,8	0,8
C_2	0,000	0,088	0,088
C_3	0,300	0,192	0,192
C_4	1,030	1,030	1,030
K_{TD}	0,200	0,200	0,200
K_N	0,030	0,030	0,030
M	0,316	0,344	0,342
% ERROR	68,311	8,699	0,472

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En esta iteración se ha encontrado convergencia en los cálculos, al obtener el porcentaje de error < 1%; se continúa con los cálculos.

$$M_L = \frac{(1 - 0,4)}{0,4} \sqrt{\frac{1.078}{1,3(7.120 - 1.078)}}$$

$$M_L = 0,555$$

$$M < M_L$$

$$A_N = \frac{1.123,149}{832 \sqrt{\frac{7.120 - 1.078}{0,38}}}$$

$$A_N = 0,01083 \text{ pulg}^2$$

$$A_T = \frac{0,01083}{0,4}$$

$$A_T = 0,02706 \text{ pulg}^2$$

$$HP_{tríplices} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.500 * 1.123,149}{0,9}$$

$$HP_{tríplices} = 74,25 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.801,213 - 1.078) * 1.450,149$$

$$HP_{pj} = 67,13 \text{ hp}$$

De este análisis se obtuvo que el pozo LAG-18 operando con una presión de operación superficial de 3.500 psi y produciendo 327 BFPD, necesita una bomba tipo jet con un área de tobera de 0,01083 pulg² y un área de la garganta de 0,02706 pulg² lo cual significa que la relación entre el área de la tobera y garganta debe ser de 0,4; a su vez inyectar una tasa de fluido motriz de 1.123,15 bl/día con una bomba de superficie de 74,25 hp de potencia y 67,13 hp para la bomba de fondo.

En la tabla 4.12 se presentan las diferentes alternativas de geometrías por fabricante para cumplir con los requerimientos del pozo para su correcta operación. Se continúa con los cálculos tomando la relación 7-A del fabricante OILMASTER. De la tabla 4.11 el valor de H es 0,821 y el caudal de producción esperado 327 BFPD.

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + 29,6}$$

$$\gamma = 0,8783$$

$$Q_N = 1.214,5 * 0,0103 \sqrt{\frac{7.120,00 - 1.078}{0,8783}}$$

$$Q_N = 1.037,54 \frac{bl}{día}$$

$$Q_D = 1.037,54 + 327$$

$$Q_D = 1.364,54 \frac{bl}{día}$$

$$M = \frac{327}{1.037,54}$$

$$M = 0,32$$

$$E = 0,32 * 0,821$$

$$E = 25,86 \%$$

$$HP_{tríplices} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.500 * 1.037,54}{0,9}$$

$$HP_{tríplices} = 68,59 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.801,21 - 1.078) * 1.364,54$$

$$HP_{pj} = 63,17 \text{ hp}$$

De acuerdo a los cálculos realizados, en la tabla 4.12 se presenta en resumen los resultados obtenidos para las bombas de los diferentes fabricantes para el pozo LAG-18. De estas relaciones se escoge la bomba 7-A del fabricante OILMASTER.

TABLA 4.12 SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-18

FABRICANTE	BOMBA	A _N	A _T	R
CLAW	8-G	0,0122	0,0311	0,392
GUIBERSON	C-4	0,0123	0,0314	0,392
KOBE	7-A	0,0111	0,0278	0,399
OILMASTER	7-A	0,0103	0,0271	0,380
OILWELL	8-H	0,0136	0,0353	0,385

FABRICANTE	BOMBA	Q _N [BFPD]	Q _D [BFPD]	Q _S [BFPD]	E _{BOMBA}	HP _{TRIPLEX}	HP _{PJ}
CLAW	8-G	1.228,93	1.555,93	327	21,83 %	81,25	72,03
GUIBERSON	C-4	1.239,00	1.566,00	327	21,66 %	81,91	72,50
KOBE	7-A	1.118,12	1.445,12	327	24,00 %	73,92	66,90
OILMASTER	7-A	1.037,54	1.364,54	327	25,87 %	68,59	63,17
OILWELL	8-H	1.369,95	1.696,95	327	19,59 %	90,57	78,56

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

4.1.1.5 Análisis del pozo LAG-27

TABLA 4.13 DATOS DEL POZO LAG-27

DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE COMPLETACIÓN	
Arena productora	H	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	4.482	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	880	ID casing [pulg]	6,366
Pwf [psi]	1.230	OD casing [pulg]	7
API producido	29,7	Pwh [psi]	37
GOR [pc/bl]	206	P _T [psi]	3.500
Twf [°F]	212	D [pies]	9.569
Twh [°F]	98	L [pies]	9.569
Gravedad esp. del gas	1,271	Q inyección [BFPD]	1.570
Gradiente del agua [psi/pie]	0,436		
Q actual [BFPD]	211		
BSW [%]	83,7		
μ _o [cp]	4,546		
μ _w [cp]	0,28		
Salinidad [ppm]	8.850		
Q esperado [BFPD]	227		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En la tabla 4.14 se resumen los cálculos realizados y en la tabla 4.15 se presentan las posibles alternativas de bombas que podrán satisfacer la demanda esperada.

TABLA 4.14 CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-27

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
P _T [psi]	3.500	3.500	3.500
M	1,000	0,347	0,385
Go [psi/pie]	0,380	0,380	0,380
Gs [psi/pie]	0,427	0,427	0,427
B _T	1,053	1,053	1,053
Q _N [bl/día]	268,689	773,569	696,878
C	239,777	239,777	239,777
P _{FN} [psi]	0,928	6,163	5,112
P _N [psi]	7.136,093	7.130,858	7.139,908

TABLA 4.14 CONTINUACIÓN

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
Q_D [bl/día]	495,689	1.000,569	923,876
G_D [psi/pie]	0,401	0,390	0,391
F_{WD}	0,383	0,189	0,205
GLR	15,376	7,617	8,25
m_D [cp]	2,911	3,736	3,670
C	2.481,817	2.481,817	2.481,817
P_{FD} [psi]	0,511	1,856	1,610
P_D [psi]	3.880,357	3.777,81	3.785,891
H	0,814	0,76	0,764
R	0,4	0,4	0,4
C₁	0,8	0,8	0,8
C₂	0,088	0,088	0,088
C₃	0,192	0,192	0,192
C₄	1,030	1,030	1,030
K_{TD}	0,200	0,200	0,200
K_N	0,030	0,030	0,030
M	0,347	0,384	0,382
% ERROR	65,281	10,825	0,723

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En esta iteración se ha encontrado convergencia en los cálculos, al obtener el porcentaje de error < 1%; se continúa con los cálculos.

$$M_L = \frac{(1 - 0,4)}{0,4} \sqrt{\frac{1.230}{1,3(7.129,015 - 1.230)}}$$

$$M_L = 0,6007$$

$$M < M_L$$

$$A_N = \frac{698,313}{832 \sqrt{\frac{7.129,015 - 1.230}{0,38}}}$$

$$A_N = 0,0068 \text{ pulg}^2$$

$$A_T = \frac{0,0068}{0,4}$$

$$A_T = 0,017 \text{ pulg}^2$$

$$HP_{trípalex} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.500 * 698,313}{0,9}$$

$$HP_{trípalex} = 46,17 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.785,891 - 1.230) * 925,313$$

$$HP_{pj} = 40,20 \text{ hp}$$

De este análisis se obtuvo que el pozo LAG-27 operando con una presión de operación superficial de 3.500 psi y produciendo 227 BFPD, necesita una bomba tipo jet con un área de tobera de 0,0068 pulg² y un área de la garganta de 0,0170 pulg² lo cual significa que la relación entre el área de la tobera y garganta debe ser de 0,4; a su vez inyectar una tasa de fluido motriz de 698,31 bl/día con una bomba de superficie de 46,17 hp de potencia y 40,20 hp para la bomba de fondo.

En la tabla 4.15 se presentan las diferentes alternativas de geometrías por fabricante para cumplir con los requerimientos del pozo para su correcta operación. Se continúa con los cálculos tomando la relación 5-A del fabricante KOBE. De la tabla 4.14 el valor de H es 0,765 y el caudal de producción esperado 227 BFPD.

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + 29,7}$$

$$\gamma = 0,8778$$

$$Q_N = 1.214,5 * 0,0067 \sqrt{\frac{7.129,01 - 1.230}{0,8778}}$$

$$Q_N = 667,06 \frac{bl}{día}$$

$$Q_D = 667,06 + 227$$

$$Q_D = 894,06 \frac{bl}{día}$$

$$M = \frac{227}{667,06}$$

$$M = 0,34$$

$$E = 0,34 * 0,765$$

$$E = 26,02 \%$$

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.500 * 667,06}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = 44,10 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.785,89 - 1.230) * 894,06$$

$$HP_{pj} = 38,85 \text{ hp}$$

De acuerdo a los cálculos realizados, en la tabla 4.15 se presenta en resumen los resultados obtenidos para las bombas de los diferentes fabricantes para el pozo LAG-27. De estas relaciones se escoge la bomba 5-A del fabricante KOBE.

TABLA 4.15 SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-27

FABRICANTE	BOMBA	A _N	A _T	R
CLAW	5-E	0,0074	0,0187	0,396
GUIBERSON	B-2	0,0095	0,0189	0,503
KOBE	5-A	0,0067	0,0167	0,401
OILMASTER	6-A	0,0081	0,0212	0,382
OILWELL	5-E	0,0067	0,0167	0,401

FABRICANTE	BOMBA	Q _N [BFPD]	Q _D [BFPD]	Q _S [BFPD]	E _{BOMBA}	HP _{TRIPLEX}	HP _{PJ}
CLAW	5-E	736,75	963,75	227	23,56 %	48,71	41,88
GUIBERSON	B-2	945,83	1.172,83	227	18,35 %	62,53	50,96
KOBE	5-A	667,06	894,06	227	26,02 %	44,10	38,85
OILMASTER	6-A	806,44	1.033,44	227	21,52 %	53,31	44,90
OILWELL	5-E	667,06	894,06	227	26,02 %	44,10	38,85

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

4.1.1.6 Análisis del pozo LAG-35

TABLA 4.16 DATOS DEL POZO LAG-35

DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE COMPLETACIÓN	
Arena productora	Hs+i	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	2.152	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	576	ID casing [pulg]	6,276
Pwf [psi]	1.077	OD casing [pulg]	7
API producido	29,5	Pwh [psi]	40
GOR [pc/bl]	62	P _T [psi]	3.400
Twf [°F]	202	D [pies]	9.626
Twh [°F]	102	L [pies]	9.626
Gravedad esp. del gas	1,048	Q inyección [BFPD]	1.050
Gradiente del agua [psi/pie]	0,436		
Q actual [BFPD]	95		
BSW [%]	9		
μ _o [cp]	4,943		
μ _w [cp]	0,31		
Salinidad [ppm]	9.000		
Q esperado [BFPD]	130		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En la tabla 4.17 se resumen los cálculos realizados y en la tabla 4.18 se presentan las posibles alternativas de bombas que podrán satisfacer la demanda esperada.

TABLA 4.17 CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-35

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
P _T [psi]	3.400	3.400
M	1,000	0,361
Go [psi/pie]	0,381	0,381
Gs [psi/pie]	0,385	0,385
B _T [bl/BF]	1,082	1,082
Q _N [bl/día]	142,626	394,996
C	239,777	239,777
P _{FN} [psi]	0,477	2,958
P _N [psi]	7.062,753	7.060,272
Q _D [bl/día]	272,626	524,996

TABLA 4.17 CONTINUACIÓN

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
G_D [psi/pie]	0,382	0,381
F_{WD}	0,042	0,022
GLR	26,903	13,97
m_D [cp]	4,743	4,839
C	2.218,232	2.218,232
P_{FD} [psi]	0,21	0,681
P_D [psi]	3.726,42	3.715,849
H	0,794	0,789
R	0,4	0,4
C_1	0,8	0,8
C_2	0,088	0,088
C_3	0,192	0,192
C_4	1,030	1,030
K_{TD}	0,200	0,200
K_N	0,030	0,030
M	0,361	0,364
% ERROR	63,891	0,98

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En esta iteración se ha encontrado convergencia en los cálculos, al obtener el porcentaje de error < 1%; se continúa con los cálculos.

$$M_L = \frac{(1 - 0,4)}{0,4} \sqrt{\frac{1077}{1,3(7.060,27 - 1077)}}$$

$$M_L = 0,558$$

$$M < M_L$$

$$A_N = \frac{394,996}{832 \sqrt{\frac{7.060,272 - 1.077}{0,381}}}$$

$$A_N = 0,0038 \text{ pulg}^2$$

$$A_T = \frac{0,0038}{0,4}$$

$$A_T = 0,0095 \text{ pulg}^2$$

$$HP_{tríplices} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.400 * 394,996}{0,9}$$

$$HP_{tríplices} = 25,37 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.715,849 - 1077) * 524,996$$

$$HP_{pj} = 23,55 \text{ hp}$$

De este análisis se obtuvo que el pozo LAG-35 operando con una presión de operación superficial de 3.400 psi y produciendo 119 BFPD, necesita una bomba tipo jet con un área de tobera de 0,0038 pulg² y un área de la garganta de 0,0095 pulg² lo cual significa que la relación entre el área de la tobera y garganta debe ser de 0,4; a su vez inyectar una tasa de fluido motriz de 394,99 bl/día con una bomba de superficie de 25,37 hp de potencia y 23,55 hp para la bomba de fondo.

En la tabla 4.18 se presentan las diferentes alternativas de geometrías por fabricante para cumplir con los requerimientos del pozo para su correcta operación. Se continúa con los cálculos tomando la relación 3-C del fabricante CLAW. De la tabla 4.17 el valor de H es 0,789 y el caudal de producción esperado 130 BFPD.

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + 29,5}$$

$$\gamma = 0,8789$$

$$Q_N = 1.214,5 * 0,0038 \sqrt{\frac{7.060,27 - 1.077}{0,8789}}$$

$$Q_N = 380,79 \frac{bl}{día}$$

$$Q_D = 380,79 + 130$$

$$Q_D = 510,79 \frac{bl}{día}$$

$$M = \frac{130}{380,79}$$

$$M = 0,34$$

$$E = 0,34 * 0,789$$

$$E = 26,94 \%$$

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.500 * 380,79}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = 24,46 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.715,84 - 1.077) * 510,79$$

$$HP_{pj} = 22,92 \text{ hp}$$

De acuerdo a los cálculos realizados, en la tabla 4.18 se presenta en resumen los resultados obtenidos para las bombas de los diferentes fabricantes para el pozo LAG-35. De estas relaciones se escoge la bomba 3-C del fabricante CLAW.

TABLA 4.18 SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-35

FABRICANTE	BOMBA	A _N	A _T	R
CLAW	3-C	0,0038	0,0104	0,365
GUIBERSON	BB-0	0,0038	0,0104	0,365
KOBE	3-A	0,0040	0,0100	0,400
OILMASTER	3-A	0,0039	0,0104	0,375
OILWELL	3-C	0,0040	0,0100	0,400

FABRICANTE	BOMBA	Q _N [BFPD]	Q _D [BFPD]	Q _S [BFPD]	E _{BOMBA}	HP _{TRIPLEX}	HP _{PJ}
CLAW	3-C	380,79	510,79	130	26,94%	24,46	22,92
GUIBERSON	BB-0	380,79	510,79	130	26,94%	24,46	22,92
KOBE	3-A	400,83	530,83	130	35,59%	25,74	23,81
OILMASTER	3-A	390,81	520,81	130	26,26%	25,10	23,36
OILWELL	5-E	667,06	894,06	227	26,02 %	44,10	38,85

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

4.1.1.7 Análisis del pozo LAG-36

TABLA 4.19 DATOS DEL POZO LAG-36

DATOS DE RESERVOIRIO		DATOS DE COMPLETACIÓN	
Arena productora	BT	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	761	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	810	ID casing [pulg]	6,276
Pwf [psi]	325	OD casing [pulg]	7
API producido	29,5	Pwh [psi]	65
GOR [pc/bl]	194	P _T [psi]	3.500
Twf [°F]	200	D [pies]	8.730
Twh [°F]	102	L [pies]	8.730
Gravedad esp. del gas	0,892	Q inyección [BFPD]	1.720
Gradiente del agua [psi/pie]	0,436		
Q actual [BFPD]	89		
BSW [%]	59		
μ _o [cp]	5		
μ _w [cp]	0,31		
Salinidad [ppm]	8.500		
Q esperado [BFPD]	89		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En la tabla 4.20 se resumen los cálculos realizados y en la tabla 4.21 se presentan las posibles alternativas de bombas que podrán satisfacer la demanda esperada.

TABLA 4.20 CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-36

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
P _T [psi]	2.650	2.650	2.650
M	1,000	0,186	0,204
Go [psi/pie]	0,380	0,380	0,380
Gs [psi/pie]	0,413	0,413	0,413
B _T [bl/BF]	1,618	1,618	1,618
Q _N [bl/día]	156,41	837,789	765,489
C	239,777	239,777	239,777
P _{FN} [psi]	0,5123	10,332	8,791
P _N [psi]	5.971,74	5.961,918	5.963,461
Q _D [bl/día]	245,41	927,789	854,489

TABLA 4.20 CONTINUACIÓN

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
G_D [psi/pie]	0,392	0,383	0,384
F_{WD}	0,021	0,056	0,061
GLR	28,84	7,638	8,284
m_D [cp]	3,995	4,734	4,711
C	2.218,232	2.218,232	2.218,232
P_{FD} [psi]	0,155	1,707	1,475
P_D [psi]	3.491,161	3.416,433	3.418,526
H	1,276	1,214	1,215
R	0,5	0,5	0,5
C₁	1	1	1
C₂	0,000	0,000	0,000
C₃	0,300	0,300	0,300
C₄	1,030	1,030	1,030
K_{TD}	0,200	0,200	0,200
K_N	0,030	0,030	0,030
M	0,186	0,288	0,288
% ERROR	81,33	9,444	0,154

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En esta iteración se ha encontrado convergencia en los cálculos, al obtener el porcentaje de error < 1%; se continúa con los cálculos.

$$M_L = \frac{(1 - 0,5)}{0,5} \sqrt{\frac{325}{1,3(5963,46 - 325)}}$$

$$M_L = 0,2106$$

$$M < M_L$$

$$A_N = \frac{765,489}{832 \sqrt{\frac{5.963,46 - 325}{0,38}}}$$

$$A_N = 0,00764 \text{ pulg}^2$$

$$A_T = \frac{0,00764}{0,5}$$

$$A_T = 0,0152 \text{ pulg}^2$$

$$HP_{\text{tríplex}} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 2.650 * 765,489}{0,9}$$

$$HP_{\text{tríplex}} = 38,32 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.418,52 - 352) * 854,489$$

$$HP_{pj} = 44,94 \text{ hp}$$

Es importante recalcar que el pozo LAG-36 actualmente está produciendo a una presión inferior a la presión de burbuja, por lo que no se puede obtener una producción superior a la actual; sin embargo en una primera corrida del programa se observó que la bomba actualmente esta cavitando, al realizar un análisis cualitativo se decidió disminuir la presión de operación para evitar la cavitación y mejorar las condiciones de operación del pozo.

De este análisis se obtuvo que el pozo LAG-36 operando con una presión de operación superficial de 2.650 psi y produciendo 89 BFPD, necesita una bomba tipo jet con un área de tobera de 0,00764 pulg² y un área de la garganta de 0,0152 pulg² lo cual significa que la relación entre el área de la tobera y garganta debe ser de 0,5; a su vez inyectar una tasa de fluido motriz de 765,48 bl/día con una bomba de superficie de 38,32 hp de potencia y 44,94 hp para la bomba de fondo.

En la tabla 4.21 se presentan las diferentes alternativas de geometrías por fabricante para cumplir con los requerimientos del pozo para su correcta operación. Se continúa con los cálculos tomando la relación 6-X del fabricante OILMASTER. De la tabla 4.20 el valor de H es 1,216 y el caudal de producción esperado 89 BFPD.

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + 29,5}$$

$$\gamma = 0,8789$$

$$Q_N = 1.214,5 * 0,0081 \sqrt{\frac{5.963,46 - 325}{0,8789}}$$

$$Q_N = 787,95 \frac{bl}{día}$$

$$Q_D = 787,95 + 89$$

$$Q_D = 876,95 \frac{bl}{día}$$

$$M = \frac{89}{787,95}$$

$$M = 0,11$$

$$E = 0,11 * 1,216$$

$$E = 13,73 \%$$

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 2.650 * 787,95}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = 39,44 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.418,52 - 325) * 876,95$$

$$HP_{pj} = 46,12 \text{ hp}$$

De acuerdo a los cálculos realizados, en la tabla 4.21 se presenta en resumen los resultados obtenidos para las bombas de los diferentes fabricantes para el pozo LAG-36. De estas relaciones se escoge la bomba 6-X del fabricante OILMASTER.

TABLA 4.21 SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-36

FABRICANTE	BOMBA	A _N	A _T	R
CLAW	6-E	0,0094	0,0187	0,503
GUIBERSON	B-2	0,0095	0,0189	0,503
KOBE	6-A'	0,0086	0,0167	0,515
OILMASTER	6-X	0,0081	0,0167	0,485
OILWELL	6-E	0,0086	0,0167	0,515

FABRICANTE	BOMBA	Q _N [BFPD]	Q _D [BFPD]	Q _S [BFPD]	E _{BOMBA}	HP _{TRIPLEX}	HP _{PJ}
CLAW	6-E	914,41	1.003,41	89	11,83%	45,77	52,77
GUIBERSON	B-2	924,14	1.013,14	89	11,71%	46,26	53,28
KOBE	6-A'	836,59	925,59	89	12,93%	41,88	48,68
OILMASTER	6-X	787,95	876,95	89	13,73%	39,44	46,12
OILWELL	6-E	836,59	925,59	89	12,93%	41,88	48,68

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

4.1.1.8 Análisis del pozo LAG-39

TABLA 4.22 DATOS DEL POZO LAG-39

DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE COMPLETACIÓN	
Arena productora	Hs	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	4.269	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	750	ID casing [pulg]	6,276
Pwf [psi]	1.878	OD casing [pulg]	7
API producido	29	Pwh [psi]	65
GOR [pc/bl]	32	P _T [psi]	3.550
Twf [°F]	203	D [pies]	9.859
Twh [°F]	98	L [pies]	9.859
Gravedad esp. del gas	1,219	Q inyección [BFPD]	1.450
Gradiente del agua [psi/pie]	0,436		
Q actual [BFPD]	729		
BSW [%]	29,5		
μ _o [cp]	5,257		
μ _w [cp]	0,31		
Salinidad [ppm]	7.850		
Q esperado [BFPD]	922		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En la tabla 4.23 se resumen los cálculos realizados y en la tabla 4.24 se presentan las posibles alternativas de bombas que podrán satisfacer la demanda esperada.

TABLA 4.23 CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-39

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
P _T [psi]	3.550	3.550
M	1,000	0,508
Go [psi/pie]	0,381	0,381
Gs [psi/pie]	0,397	0,397
B _T [bl/BF]	1,136	1,136
Q _N [bl/día]	1.091,942	2.147,662
C	239,777	239,777
P _{FN} [psi]	18,996	63,755
P _N [psi]	7.294,59	7.249,833
Q _D [bl/día]	2.013,942	3.069,662

TABLA 4.23 CONTINUACIÓN

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
G_D [psi/pie]	0,389	0,386
F_{WD}	0,135	0,088
GLR	65,519	42,985
m_D [cp]	4,589	4,819
C	2.218,232	2.218,232
P_{FD} [psi]	7,77	16,607
P_D [psi]	3.908,47	3.892,507
H	0,599	0,6
R	0,4	0,4
C_1	0,8	0,8
C_2	0,088	0,088
C_3	0,192	0,192
C_4	1,030	1,030
K_{TD}	0,200	0,200
K_N	0,030	0,030
M	0,508	0,508
% ERROR	49,156	0,062

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En esta iteración se ha encontrado convergencia en los cálculos, al obtener el porcentaje de error < 1%; se continúa con los cálculos.

$$M_L = \frac{(1 - 0,4)}{0,4} \sqrt{\frac{1.878}{1,3(7.247,762 - 1.878)}}$$

$$M_L = 0,777$$

$$M < M_L$$

$$A_N = \frac{2.147,662}{832 \sqrt{\frac{7.249,833 - 1.878}{0,381}}}$$

$$A_N = 0,022 \text{ pulg}^2$$

$$A_T = \frac{0,022}{0,4}$$

$$A_T = 0,0549 \text{ pulg}^2$$

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.550 * 2.147,662}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = 144,01 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.892,507 - 1.878) * 3.069,662$$

$$HP_{pj} = 105,13 \text{ hp}$$

De este análisis se obtuvo que el pozo LAG-39 operando con una presión de operación superficial de 3.550 psi y produciendo 650 BFPD, necesita una bomba tipo jet con un área de tobera de 0,0022 pulg² y un área de la garganta de 0,0549 pulg² lo cual significa que la relación entre el área de la tobera y garganta debe ser de 0,4; a su vez inyectar una tasa de fluido motriz de 2.147,66 bl/día con una bomba de superficie de 144,01 hp de potencia y 105,13 hp para la bomba de fondo.

En la tabla 4.24 se presentan las diferentes alternativas de geometrías por fabricante para cumplir con los requerimientos del pozo para su correcta operación. Se continúa con los cálculos tomando la relación 10-A del fabricante OILMASTER. De la tabla 4.23 el valor de H es 0,600 y el caudal de producción esperado 922 BFPD.

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + 29}$$

$$\gamma = 0,8816$$

$$Q_N = 1.214,5 * 0,0212 \sqrt{\frac{7.249,83 - 1.878}{0,8816}}$$

$$Q_N = 2.009,79 \frac{bl}{día}$$

$$Q_D = 2.009,79 + 922$$

$$Q_D = 2.931,79 \frac{bl}{día}$$

$$M = \frac{922}{2.009,79}$$

$$M = 0,46$$

$$E = 0,56 * 0,600$$

$$E = 27,53 \%$$

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.550 * 2.009,79}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = 134,77 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.892,50 - 1.878) * 2.931,79$$

$$HP_{pj} = 100,40 \text{ hp}$$

De acuerdo a los cálculos realizados, en la tabla 4.24 se presenta en resumen los resultados obtenidos para las bombas de los diferentes fabricantes para el pozo LAG-39. De estas relaciones se escoge la bomba 10-A del fabricante OILMASTER.

TABLA 4.24 SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-39

FABRICANTE	BOMBA	A _N	A _T	R
CLAW	11-K	0,0239	0,0654	0,365
GUIBERSON	E-8	0,0241	0,0661	0,365
KOBE	10-A	0,0240	0,0599	0,401
OILMASTER	10-A	0,0212	0,0562	0,377
OILWELL	10-J	0,0229	0,0593	0,386

FABRICANTE	BOMBA	Q _N [BFPD]	Q _D [BFPD]	Q _S [BFPD]	E _{BOMBA}	HP _{TRIPLEX}	HP _{PJ}
CLAW	11-K	2.265,76	3.187,76	922	24,42%	151,93	109,17
GUIBERSON	E-8	2.284,72	3.206,72	922	24,21%	137,88	109,82
KOBE	10-A	2.275,24	3.197,24	922	24,32%	152,57	109,49
OILMASTER	10-A	2.009,79	2.931,79	922	27,53%	134,77	100,40
OILWELL	10-J	2.170,95	3.092,95	922	25,48%	145,57	105,92

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

4.1.1.9 Análisis del pozo LAG-40D

TABLA 4.25 DATOS DEL POZO LAG-40D

DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE COMPLETACIÓN	
Arena productora	Hi	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	4.045	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	750	ID casing [pulg]	8,574
Pwf [psi]	1.409	OD casing [pulg]	9 5/8
API producido	29,1	Pwh [psi]	70
GOR [pc/bl]	282	P _T [psi]	3.650
Twf [°F]	208	D [pies]	10.068
Twh [°F]	102	L [pies]	9.836
Gravedad esp. del gas	1,284	Q inyección [BFPD]	1.930
Gradiente del agua [psi/pie]	0,435		
Q actual [BFPD]	387		
BSW [%]	57		
μ _o [cp]	5,035		
μ _w [cp]	0,29		
Salinidad [ppm]	5.750		
Q esperado [BFPD]	469		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En la tabla 4.26 se resumen los cálculos realizados y en la tabla 4.27 se presentan las posibles alternativas de bombas que podrán satisfacer la demanda esperada.

TABLA 4.26 CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-40D

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
P _T [psi]	3.650	3.650	3.650
M	1,000	0,379	0,398
Go [psi/pie]	0,381	0,381	0,381
Gs [psi/pie]	0,412	0,412	0,3412
B _T [bl/BF]	1,171	1,171	1,171
Q _N [bl/día]	594,048	1.567,469	1.491,4
C	239,777	239,777	239,777
P _{FN} [psi]	6,313	35,853	32,799
P _N [psi]	7.484,661	7.455,125	7.458,180
Q _D [bl/día]	1.063,048	2.063,469	1.960,4

TABLA 4.26 CONTINUACIÓN

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
G_D [psi/pie]	0,395	0,388	0,389
F_{WD}	0,255	0,133	0,138
GLR	52,378	27,341	28,402
m_D [cp]	3,823	4,402	4,378
C	20.069,52	20.069,52	20.069,52
P_{FD} [psi]	0,278	0,905	0,844
P_D [psi]	4.049,612	3.984,106	3.986,848
H	0,768	0,741	0,742
R	0,4	0,4	0,4
C₁	0,8	0,8	0,8
C₂	0,088	0,088	0,088
C₃	0,192	0,192	0,192
C₄	1,030	1,030	1,030
K_{TD}	0,200	0,200	0,200
K_N	0,030	0,030	0,030
M	0,379	0,379	0,379
% ERROR	62,101	5,100	0,132

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En esta iteración se ha encontrado convergencia en los cálculos, al obtener el porcentaje de error < 1%; se continúa con los cálculos.

$$M_L = \frac{(1 - 0,4)}{0,4} \sqrt{\frac{1409}{1,3(7.458,18 - 1409)}}$$

$$M_L = 0,634$$

$$M < M_L$$

$$A_N = \frac{1.491,4}{832 \sqrt{\frac{7.458,18 - 1.409}{0,381}}}$$

$$A_N = 0,01439 \text{ pulg}^2$$

$$A_T = \frac{0,01439}{0,4}$$

$$A_T = 0,03597 \text{ pulg}^2$$

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.650 * 1.491,4}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = 102,82 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.986,848 - 1.409) * 1.960,4$$

$$HP_{pj} = 85,91 \text{ hp}$$

De este análisis se obtuvo que el pozo LAG-40D operando con una presión de operación superficial de 3.650 psi y produciendo 469 BFPD, necesita una bomba tipo jet con un área de tobera de 0,01439 pulg² y un área de la garganta de 0,03597 pulg² lo cual significa que la relación entre el área de la tobera y garganta debe ser de 0,4; a su vez inyectar una tasa de fluido motriz de 1.491,4 bl/día con una bomba de superficie de 102,82 hp de potencia y 85,91 hp para la bomba de fondo.

En la tabla 4.27 se presentan las diferentes alternativas de geometrías por fabricante para cumplir con los requerimientos del pozo para su correcta operación. Se continúa con los cálculos tomando la relación 8-A del fabricante KOBE. De la tabla 4.26 el valor de H es 0,743 y el caudal de producción esperado 469 BFPD.

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + 29,1}$$

$$\gamma = 0,8811$$

$$Q_N = 1.214,5 * 0,144 \sqrt{\frac{7.458,18 - 1.409}{0,8811}}$$

$$Q_N = 1.449,11 \frac{bl}{día}$$

$$Q_D = 1.449,11 + 469$$

$$Q_D = 1.918,11 \frac{bl}{día}$$

$$M = \frac{469}{1.449,11}$$

$$M = 0,32$$

$$E = 0,32 * 0,743$$

$$E = 24,03 \%$$

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.650 * 1.449,11}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = 99,91 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.986,84 - 1.409) * 1.918,11$$

$$HP_{pj} = 84,06 \text{ hp}$$

De acuerdo a los cálculos realizados, en la tabla 4.27 se presenta en resumen los resultados obtenidos para las bombas de los diferentes fabricantes para el pozo LAG-40D. De estas relaciones se escoge la bomba 8-A del fabricante KOBE.

TABLA 4.27 SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-40D

FABRICANTE	BOMBA	A _N	A _T	R
CLAW	9-H	0,0148	0,0376	0,394
GUIBERSON	D-5	0,0177	0,0380	0,466
KOBE	8-A	0,0144	0,0359	0,401
OILMASTER	9-A	0,0167	0,0441	0,379
OILWELL	9-I	0,0181	0,0456	0,397

FABRICANTE	BOMBA	Q _N [BFPD]	Q _D [BFPD]	Q _S [BFPD]	E _{BOMBA}	HP _{TRIPLEX}	HP _{PJ}
CLAW	9-H	1.489,37	1.958,37	469	23,38%	102,68	85,82
GUIBERSON	D-5	1.781,20	2.250,20	469	19,59%	122,80	98,61
KOBE	8-A	1.449,11	1.918,11	469	24,03%	99,91	84,06
OILMASTER	9-A	1.680,57	2.149,57	469	20,72%	115,87	94,20
OILWELL	9-I	1.821,46	2.290,46	469	19,12%	125,58	100,38

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

4.1.1.10 Análisis del pozo LAG-41

TABLA 4.28 DATOS DEL POZO LAG-41

DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE COMPLETACIÓN	
Arena productora	Hs	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	4.047	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	750	ID casing [pulg]	6,276
Pwf [psi]	2.262	OD casing [pulg]	7
API producido	28,6	Pwh [psi]	135
GOR [pc/bl]	32	P _T [psi]	2.550
Twf [°F]	180	D [pies]	9.838
Twh [°F]	102	L [pies]	9.838
Gravedad esp. del gas	1,219	Q inyección [BFPD]	1.220
Gradiente del agua [psi/pie]	0,441		
Q actual [BFPD]	289		
BSW [%]	83,1		
μ _o [cp]	6,429		
μ _w [cp]	0,35		
Salinidad [ppm]	25.450		
Q esperado [BFPD]	518		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En la tabla 4.29 se resumen los cálculos realizados y en la tabla 4.30 se presentan las posibles alternativas de bombas que podrán satisfacer la demanda esperada.

TABLA 4.29 CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-41

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
P _T [psi]	2.250	2.250	2.250
M	1,000	0,323	0,37
Go [psi/pie]	0,382	0,382	0,382
Gs [psi/pie]	0,431	0,431	0,431
B _T [bl/BF]	1,002	1,002	1,002
Q _N [bl/día]	585,587	1.812,61	1.579,427
C	239,777	239,777	239,777
P _{FN} [psi]	6,494	49,083	38,36
P _N [psi]	6.308,46	6.265,872	6.276,595
Q _D [bl/día]	1.103,587	2.330,61	2.097,427

TABLA 4.29 CONTIACIÓN

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
G_D [psi/pie]	0,405	0,393	0,394
F_{WD}	0,309	0,184	0,205
GLR	2,538	5,306	5,181
m_D [cp]	4,057	5,306	5,181
C	2.218,232	2.218,232	2.218,232
P_{FD} [psi]	2,66	10,475	8,651
P_D [psi]	4.127,502	4.016,919	4.026,934
H	0,855	0,78	0,784
R	0,4	0,4	0,4
C₁	0,8	0,8	0,8
C₂	0,088	0,088	0,088
C₃	0,192	0,192	0,192
C₄	1,030	1,030	1,030
K_{TD}	0,200	0,200	0,200
K_N	0,030	0,030	0,030
M	0,323	0,370	0,367
% ERROR	64,693	14,763	0,799

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En esta iteración se ha encontrado convergencia en los cálculos, al obtener el porcentaje de error < 1%; se continúa con los cálculos.

$$M_L = \frac{(1 - 0,4)}{0,4} \sqrt{\frac{2.262}{1,3(6.276,59 - 2.262)}}$$

$$M_L = 0,987$$

$$M < M_L$$

$$A_N = \frac{1.579,42}{832 \sqrt{\frac{6.276,59 - 2.262}{0,382}}}$$

$$A_N = 0,0187 \text{ pulg}^2$$

$$A_T = \frac{0,0187}{0,4}$$

$$A_T = 0,0468 \text{ pulg}^2$$

$$HP_{\text{tríplices}} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 2.250 * 1.579,427}{0,9}$$

$$HP_{\text{tríplices}} = 76,08 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (4.026,934 - 2.262) * 1.579,427$$

$$HP_{pj} = 62,93 \text{ hp}$$

De este análisis se obtuvo que el pozo LAG-41 operando con una presión de operación superficial de 2.550 psi y produciendo 518 BFPD, necesita una bomba tipo jet con un área de tobera de 0,0187 pulg² y un área de la garganta de 0,0468 pulg² lo cual significa que la relación entre el área de la tobera y garganta debe ser de 0,4; a su vez inyectar una tasa de fluido motriz de 1.579,42 bl/día con una bomba de superficie de 76,08 hp de potencia y 62,93 hp para la bomba de fondo.

En la tabla 4.30 se presentan las diferentes alternativas de geometrías por fabricante para cumplir con los requerimientos del pozo para su correcta operación. Se continúa con los cálculos tomando la relación 9-A del fabricante KOBE. De la tabla 4.29 el valor de H es 0,785 y el caudal de producción esperado 518 BFPD.

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + 28,6}$$

$$\gamma = 0,8838$$

$$Q_N = 1.214,5 * 0,0186 \sqrt{\frac{6.276,59 - 2.262}{0,8838}}$$

$$Q_N = 1.522,47 \frac{bl}{día}$$

$$Q_D = 1.522,47 + 518$$

$$Q_D = 2.040,47 \frac{bl}{día}$$

$$M = \frac{518}{1.522,47}$$

$$M = 0,34$$

$$E = 0,34 * 0,785$$

$$E = 26,69 \%$$

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 2.250 * 1.522,47}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = 73,33 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (4.026,93 - 2.262) * 2.040,47$$

$$HP_{pj} = 61,22 \text{ hp}$$

De acuerdo a los cálculos realizados, en la tabla 4.30 se presenta en resumen los resultados obtenidos para las bombas de los diferentes fabricantes para el pozo LAG-41. De estas relaciones se escoge la bomba 9-A del fabricante KOBE.

TABLA 4.30 SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-41

FABRICANTE	BOMBA	A _N	A _T	R
CLAW	11-J	0,0239	0,0526	0,454
GUIBERSON	E-7	0,0241	0,0531	0,454
KOBE	9-A	0,0186	0,0464	0,401
OILMASTER	10-A	0,0212	0,0562	0,377
OILWELL	10-J	0,0229	0,0593	0,386

FABRICANTE	BOMBA	Q _N [BFPD]	Q _D [BFPD]	Q _S [BFPD]	E _{BOMBA}	HP _{TRIPLEX}	HP _{PJ}
CLAW	11-J	1.956,29	2.474,29	518	20,77%	94,23	74,24
GUIBERSON	E-7	1.972,66	2.490,66	518	20,60%	95,02	74,73
KOBE	9-A	1.522,47	2.040,47	518	26,69%	73,33	61,22
OILMASTER	10-A	1.735,29	2.253,29	518	23,42%	83,58	67,61
OILWELL	10-J	1.874,44	2.392,44	518	21,68%	90,29	71,78

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

4.1.1.11 Análisis del pozo LAG-43

TABLA 4.31 DATOS DEL POZO LAG-43

DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE COMLETACIÓN	
Arena productora	Hs	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	4.229	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	750	ID casing [pulg]	6,276
Pwf [psi]	1.340	OD casing [pulg]	7
API producido	28,5	Pwh [psi]	65
GOR [pc/bl]	746	P _T [psi]	3.700
Twf [°F]	150	D [pies]	9.504
Twh [°F]	102	L [pies]	9.504
Gravedad esp. del gas	1,005	Q inyección [BFPD]	1.240
Gradiente del agua [psi/pie]	0,440		
Q actual [BFPD]	105		
BSW [%]	36,1		
μ _o [cp]	8,04		
μ _w [cp]	0,43		
Salinidad [ppm]	22.500		
Q esperado [BFPD]	123		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En la tabla 4.32 se resumen los cálculos realizados y en la tabla 4.33 se presentan las posibles alternativas de bombas que podrán satisfacer la demanda esperada.

TABLA 4.32 CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-43

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
P _T [psi]	3.700	3.700	3.700
M	1,000	0,443	0,453
Go [psi/pie]	0,382	0,382	0,382
Gs [psi/pie]	0,403	0,403	0,403
B _T [bl/BF]	1,886	1,886	1,886
Q _N [bl/día]	245,541	551,406	539,382
C	239,777	239,777	239,777
P _{FN} [psi]	1,378	5,907	5,679
P _N [psi]	7.338,031	7.333,5	7.333,729
Q _D [bl/día]	367,541	674,406	662,382

TABLA 4.32 CONTINUACIÓN

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
G_D [psi/pie]	0,389	0,386	0,386
F_{WD}	0,102	0,065	0,067
GLR	159,52	86,94	888,518
m_D [cp]	7,12	7,539	7,529
C	2.218,232	2.218,232	2.218,232
P_{FD} [psi]	0,391	1,167	1,13
P_D [psi]	3.770,781	3.741,534	3.742,15
H	0,681	0,668	0,668
R	0,4	0,4	0,4
C₁	0,8	0,8	0,8
C₂	0,088	0,088	0,088
C₃	0,192	0,192	0,192
C₄	1,030	1,030	1,030
K_{TD}	0,200	0,200	0,200
K_N	0,030	0,030	0,030
M	0,443	0,453	0,453
% ERROR	55,651	2,229	0,0416

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En esta iteración se ha encontrado convergencia en los cálculos, al obtener el porcentaje de error < 1%; continuamos con los cálculos.

$$M_L = \frac{(1 - 0,4)}{0,4} \sqrt{\frac{1.340}{1,3(7.333,72 - 1.340)}}$$

$$M_L = 0,662$$

$$M < M_L$$

$$A_N = \frac{539,38}{832 \sqrt{\frac{7.333,72 - 1.340}{0,38}}}$$

$$A_N = 0,00524 \text{ pulg}^2$$

$$A_T = \frac{0,00524}{0,4}$$

$$A_T = 0,01309 \text{ pulg}^2$$

$$HP_{\text{tríplex}} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.700 * 539,38}{0,9}$$

$$HP_{\text{tríplex}} = 37,70 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * \Delta P * Q_D$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.742,15 - 1.340) * 662,382$$

$$HP_{pj} = 27,05 \text{ hp}$$

De este análisis se obtuvo que el pozo LAG-43 operando con una presión de operación superficial de 3.700 psi y produciendo 123 BFPD, necesita una bomba tipo jet con un área de tobera de 0,00524 pulg² y un área de la garganta de 0,01309 pulg² lo cual significa que la relación entre el área de la tobera y garganta debe ser de 0,4; a su vez inyectar una tasa de fluido motriz de 539,38 bl/día con una bomba de superficie de 37,70 hp de potencia y 27,05 hp para la bomba de fondo.

En la tabla 4.33 se presentan las diferentes alternativas de geometrías por fabricante para cumplir con los requerimientos del pozo para su correcta operación. Se continúa con los cálculos tomando la relación 4-A del fabricante OILMASTER. De la tabla 4.32 el valor de H es 0,669 y el caudal de producción esperado 123 BFPD.

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + 28,5}$$

$$\gamma = 0,8844$$

$$Q_N = 1.214,5 * 0,005 \sqrt{\frac{7.333,72 - 1.340}{0,8844}}$$

$$Q_N = 499,92 \frac{bl}{día}$$

$$Q_D = 499,92 + 123$$

$$Q_D = 622,92 \frac{bl}{día}$$

$$M = \frac{123}{622,92}$$

$$M = 0,25$$

$$E = 0,25 * 0,669$$

$$E = 16,46 \%$$

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.700 * 499,92}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = 34,94 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.742,15 - 1.340) * 622,92$$

$$HP_{pj} = 25,44 \text{ hp}$$

De acuerdo a los cálculos realizados, en la tabla 4.33 se presenta en resumen los resultados obtenidos para las bombas de los diferentes fabricantes para el pozo LAG-43. De estas relaciones se escoge la bomba 4-A del fabricante OILMASTER.

TABLA 4.33 SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-43

FABRICANTE	BOMBA	A _N	A _T	R
CLAW	4-D	0,0054	0,0142	0,380
GUIBERSON	A-1	0,0055	0,0143	0,385
KOBE	4-A'	0,0052	0,0167	0,311
OILMASTER	4-A	0,0050	0,0131	0,382
OILWELL	4-E	0,0052	0,0167	0,311

FABRICANTE	BOMBA	Q _N [BFPD]	Q _D [BFPD]	Q _S [BFPD]	E _{BOMBA}	HP _{TRIPLEX}	HP _{PJ}
CLAW	4-D	539,91	662,91	123	15,24%	37,73	27,07
GUIBERSON	A-1	549,91	672,91	123	14,96%	38,43	27,48
KOBE	4-A'	519,91	642,91	123	15,82%	36,34	26,25
OILMASTER	4-A	499,92	622,92	123	16,46%	34,94	25,44
OILWELL	4-E	519,91	642,91	123	15,82%	36,34	26,25

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

4.1.1.12 Análisis del pozo LAG-49D

TABLA 4.34 DATOS DEL POZO LAG-49D

DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE COMPLETACIÓN	
Arena productora	U _i	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	1.846	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	790	ID casing [pulg]	8,310
Pwf [psi]	1.104	OD casing [pulg]	9 5/8
API producido	28,7	Pwh [psi]	62
GOR [pc/bl]	290	P _T [psi]	3.650
Twf [°F]	222	D [pies]	9.574
Twh [°F]	102	L [pies]	9.384
Gravedad esp. del gas	1,412	Q inyección [BFPD]	1.640
Gradiente del agua [psi/pie]	0,434		
Q actual [BFPD]	148		
BSW [%]	1,7		
μ _o [cp]	4,9		
μ _w [cp]	0,25		
Salinidad [ppm]	3.300		
Q esperado [BFPD]	153		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En la tabla 4.35 se resumen los cálculos realizados y en la tabla 4.36 se presentan las posibles alternativas de bombas que podrán satisfacer la demanda esperada.

TABLA 4.35 CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-49D

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
P _T [psi]	3.650	3.650
M	1,000	0,405
Go [psi/pie]	0,382	0,382
Gs [psi/pie]	0,383	0,383
B _T [bl/BF]	1,553	1,553
Q _N [bl/día]	283,217	587,372
C	239,777	239,777
P _{FN} [psi]	1,169	5,88
P _N [psi]	7.310,467	7.305,756

TABLA 4.35 CONTINUACIÓN

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
Q_D [bl/día]	391,217	740,372
G_D [psi/pie]	0,382	0,382
F_{WD}	0,006	0,003
GLR	111,487	58,91
m_D [cp]	4,869	4,887
C	2.218,232	2.218,232
P_{FD} [psi]	0,055	0,173
P_D [psi]	3.727,004	3.725,56
H	0,732	0,732
R	0,4	0,4
C₁	0,8	0,8
C₂	0,088	0,088
C₃	0,192	0,192
C₄	1,030	1,030
K_{TD}	0,200	0,200
K_N	0,030	0,030
M	0,405	0,405
% ERROR	59,443	0,047

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En esta iteración se ha encontrado convergencia en los cálculos, al obtener el porcentaje de error < 1%; se continúa con los cálculos.

$$M_L = \frac{(1 - 0,4)}{0,4} \sqrt{\frac{1.104}{1,3(7.305,75 - 1.104)}}$$

$$M_L = 0,555$$

$$M < M_L$$

$$A_N = \frac{587,37}{832 \sqrt{\frac{7.305,75 - 1.104}{0,38}}}$$

$$A_N = 0,0056 \text{ pulg}^2$$

$$A_T = \frac{0,0056}{0,4}$$

$$A_T = 0,01401 \text{ pulg}^2$$

$$HP_{\text{tríplex}} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.650 * 587,37}{0,9}$$

$$HP_{\text{tríplex}} = 40,52 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.725,56 - 1.104) * 740,37$$

$$HP_{pj} = 33,01 \text{ hp}$$

De este análisis se obtuvo que el pozo LAG-49D operando con una presión de operación superficial de 3.650 psi y produciendo 153 BFPD, necesita una bomba tipo jet con un área de tobera de 0,0056 pulg² y un área de la garganta de 0,01401 pulg² lo cual significa que la relación entre el área de la tobera y garganta debe ser de 0,4; a su vez inyectar una tasa de fluido motriz de 587,37 bl/día con una bomba de superficie de 40,52 hp de potencia y 33 hp para la bomba de fondo.

En la tabla 4.36 se presentan las diferentes alternativas de geometrías por fabricante para cumplir con los requerimientos del pozo para su correcta operación. Se continúa con los cálculos tomando la relación 4-D del fabricante CLAW. De la tabla 4.35 el valor de H es 0,732 y el caudal de producción esperado 153 BFPD.

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + 28,7}$$

$$\gamma = 0,8833$$

$$Q_N = 1.214,5 * 0,0054 \sqrt{\frac{7.305,75 - 1.104}{0,8833}}$$

$$Q_N = 549,54 \frac{bl}{día}$$

$$Q_D = 549,54 + 153$$

$$Q_D = 702,54 \frac{bl}{día}$$

$$M = \frac{153}{549,54}$$

$$M = 0,28$$

$$E = 0,28 * 0,732$$

$$E = 20,39 \%$$

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.650 * 549,54}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = 37,89 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.725,56 - 1.104) * 702,54$$

$$HP_{pj} = 31,31 \text{ hp}$$

De acuerdo a los cálculos realizados, en la tabla 4.36 se presenta en resumen los resultados obtenidos para las bombas de los diferentes fabricantes para el pozo LAG-49D. De estas relaciones se escoge la bomba 4-D del fabricante CLAW.

TABLA 4.36 SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-49D

FABRICANTE	BOMBA	A _N	A _T	R
CLAW	4-D	0,0054	0,0142	0,380
GUIBERSON	A-1	0,0055	0,0143	0,385
KOBE	5-A	0,0067	0,0167	0,401
OILMASTER	5-A	0,0064	0,0167	0,383
OILWELL	5-E	0,0067	0,0167	0,401

FABRICANTE	BOMBA	Q _N [BFPD]	Q _D [BFPD]	Q _S [BFPD]	E _{BOMBA}	HP _{TRIPLEX}	HP _{PJ}
CLAW	4-D	549,54	702,54	153	20,39%	37,89	31,31
GUIBERSON	A-1	559,72	712,72	153	20,02%	38,59	31,76
KOBE	5-A	681,84	834,84	153	16,43%	47,01	37,21
OILMASTER	5-A	651,31	804,31	153	17,20%	44,90	35,85
OILWELL	5-E	681,84	834,84	153	16,43%	47,01	37,21

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

4.1.1.13 Análisis del pozo LAG-51D

TABLA 4.37 DATOS DEL POZO LAG-51D

DATOS DE RESERVORIO		DATOS MECÁNICOS	
Arena productora	BT	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	998	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	810	ID casing [pulg]	8,066
Pwf [psi]	700	OD casing [pulg]	9 5/8
API producido	28,5	Pwh [psi]	60
GOR [pc/bl]	107	P _T [psi]	3.450
Twf [°F]	210	D [pies]	9.301
Twh [°F]	100	L [pies]	9.079
Gravedad esp. del gas	1,228	Q inyección [BFPD]	1.930
Gradiente del agua [psi/pie]	0,438		
Q actual [BFPD]	168		
BSW [%]	11,3		
μ _o [cp]	4,9		
μ _w [cp]	0,29		
Salinidad [ppm]	15.000		
Q esperado [BFPD]	168		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En la tabla 4.38 se resumen los cálculos realizados y en la tabla 4.39 se presentan las posibles alternativas de bombas que podrán satisfacer la demanda esperada.

TABLA 4.38 CÁLCULOS PARA EL POZO LAG-51D

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
P _T [psi]	3.200	3.200
M	1,000	0,289
Go [psi/pie]	0,382	0,382
Gs [psi/pie]	0,389	0,389
B _T [bl/BF]	1,260	1,260
Q _N [bl/día]	215,254	742,533
C	239,777	239,777
P _{FN} [psi]	0,944	8,664
P _N [psi]	6.760,728	6.753,008
Q _D [bl/día]	383,254	910,533

TABLA 4.38 CONTINUACIÓN

CÁLCULOS	PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
G_D [psi/pie]	0,385	0,384
F_{WD}	0,049	0,020
GLR	41,603	17,511
m_D [cp]	4,671	4,803
C	2.218,232	2.218,232
P_{FD} [psi]	0,039	0,184
P_D [psi]	3.647,127	3.632,555
H	0,946	0,939
R	0,5	0,5
C_1	0,8	0,8
C_2	0,088	0,088
C_3	0,192	0,192
C_4	1,030	1,030
K_{TD}	0,200	0,200
K_N	0,030	0,030
M	0,289	0,292
% ERROR	71,01	0,819

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

En esta iteración se ha encontrado convergencia en los cálculos, al obtener el porcentaje de error < 1%; se continúa con los cálculos.

$$M_L = \frac{(1 - 0,5)}{0,5} \sqrt{\frac{700}{1,3(6.753 - 700)}}$$

$$M_L = 0,298$$

$$M < M_L$$

$$A_N = \frac{742,533}{832 \sqrt{\frac{6.753 - 700}{0,38}}}$$

$$A_N = 0,00718 \text{ pulg}^2$$

$$A_T = \frac{0,00718}{0,5}$$

$$A_T = 0,0143 \text{ pulg}^2$$

$$HP_{\text{tríplex}} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.200 * 742,53}{0,9}$$

$$HP_{\text{tríplex}} = 44,52 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.632,55 - 700) * 910,53$$

$$HP_{pj} = 45,09 \text{ hp}$$

De este análisis se obtuvo que el pozo LAG-51D operando con una presión de operación superficial de 3.450 psi y produciendo 168 BFPD, necesita una bomba tipo jet con un área de tobera de 0,00718 pulg² y un área de la garganta de 0,0143 pulg² lo cual significa que la relación entre el área de la tobera y garganta debe ser de 0,5; a su vez inyectar una tasa de fluido motriz de 742,53 bl/día con una bomba de superficie de 44,52 hp de potencia y 45,09 hp para la bomba de fondo.

En la tabla 4.39 se presentan las diferentes alternativas de geometrías por fabricante para cumplir con los requerimientos del pozo para su correcta operación. Se continúa con los cálculos tomando la relación 5-D del fabricante CLAW. De la tabla 4.38 el valor de H es 0,940 y el caudal de producción esperado 168 BFPD.

$$\gamma = \frac{141,5}{131,5 + 28,5}$$

$$\gamma = 0,8844$$

$$Q_N = 1.214,5 * 0,0074 \sqrt{\frac{6.753,00 - 700}{0,8844}}$$

$$Q_N = 743,53 \frac{bl}{día}$$

$$Q_D = 743,53 + 168$$

$$Q_D = 911,53 \frac{bl}{día}$$

$$M = \frac{168}{743,53}$$

$$M = 0,23$$

$$E = 0,23 * 0,940$$

$$E = 21,23 \%$$

$$HP_{tríplox} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3.200 * 743,53}{0,9}$$

$$HP_{tríplox} = 44,94 \text{ hp}$$

$$HP_{pj} = 1,7 * 10^{-5} * (3.632,55 - 700) * 911,53$$

$$HP_{pj} = 45,44 \text{ hp}$$

De acuerdo a los cálculos realizados, en la tabla 4.39 se presenta en resumen los resultados obtenidos para las bombas de los diferentes fabricantes para el pozo LAG-51D. De estas relaciones se escoge la bomba 5-D del fabricante CLAW.

TABLA 4.39 SELECCIÓN DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO LAG-51D

FABRICANTE	BOMBA	A _N	A _T	R
CLAW	5-D	0,0074	0,0142	0,521
GUIBERSON	B-1	0,0095	0,0143	0,664
KOBE	6-A-	0,0086	0,0167	0,515
OILMASTER	6-X	0,0081	0,0167	0,485
OILWELL	6-E	0,0086	0,0167	0,515

FABRICANTE	BOMBA	Q _N [BFPD]	Q _D [BFPD]	Q _S [BFPD]	E _{BOMBA}	HP _{TRÍPLEX}	HP _{PJ}
CLAW	5-D	743,53	911,53	168	21,23%	44,94	45,44
GUIBERSON	B-2	954,54	1.122,54	168	16,54%	57,70	55,96
KOBE	6-A-	864,11	1.032,11	168	18,27%	52,23	51,46
OILMASTER	6-X	813,87	981,87	168	19,40%	49,19	48,95
OILWELL	6-E	864,11	1.032,11	168	18,27%	52,23	51,46

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

4.1.2 POZOS EN PRODUCCIÓN CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN

En el campo Lago Agrio se tienen 2 pozos operando con el sistema de bombeo hidráulico tipo pistón hasta el 31 de enero del 2011, el pozo LAG-11A y el LAG-38.

4.1.2.1 Diseño para bombeo hidráulico tipo pistón

El procedimiento que se presenta a continuación sirve para seleccionar de manera adecuada una instalación de bombeo hidráulico tipo pistón y determinar la presión superficial de fluido motriz, necesarias para cada pozo.

Procedimiento:

1. Determinar la presión de fondo fluvente requerida para la tasa deseada.
2. Decidir el tipo de instalación (abierta o cerrada) y si se ventea el gas o pasa por la bomba.
3. Determinar el desplazamiento de la bomba para producir la tasa deseada. Se puede considerar una eficiencia de la bomba del orden de 85%.
4. Seleccionar una bomba (tentativa) para manejar el desplazamiento requerido. Generalmente más de una bomba puede manejar la tasa deseada. Normalmente se intenta seleccionar una bomba que pueda operar alrededor del 85% de la máxima velocidad de la bomba (Anexo 2, Tablas A-2.9, A-2.10, A-2.11, A-2.12)
5. Verificar la velocidad de bombeo requerida.
6. Determinar los requerimientos del fluido motriz considerando una eficiencia volumétrica del motor del 90%.
7. Determinar el volumen total del fluido de retorno y la presión ejercida por la columna del fluido de retorno.
8. Determinar las pérdidas de presión por fricción del fluido motriz en la tubería de inyección.

9. Determinar las pérdidas de presión por fricción en la tubería de retorno por la mezcla de los fluidos.
10. Calcular la presión de levantamiento del fluido de retorno (presión hidrostática + pérdidas de presión por fricción + P_{wh}).
11. Determinar la presión efectiva de la columna del fluido motriz (presión hidrostática – pérdidas de presión por fricción + presión de inyección).
12. Determinar las pérdidas de presión por fricción en la bomba.
13. Determinar la presión de operación superficial del fluido motriz.
14. Seleccionar una bomba tríplex adecuada.

Consideraciones y ecuaciones a utilizar para el diseño

Eficiencia volumétrica para bombas de tubería de revestimiento (E_p)

Debido a la posibilidad de que la bomba tenga gas en circulación es necesario determinar la eficiencia en volumen de la bomba. La ecuación 4.28, presenta la correlación entre el volumen de petróleo y agua en superficie, con el volumen de petróleo, gas y agua en el fondo; para bombas de tubería de revestimiento.

$$E_p = \frac{1}{F_w + (1 - F_w)\beta_T} \quad (4.28)$$

Donde:

E_p : Eficiencia de la bomba, fracción

F_w : Corte de agua, fracción

β_T : Factor volumétrico total [bl/BF]

Selección de la bomba de fondo

Al seleccionar la bomba de fondo se debe considerar la relación entre las secciones bomba y motor, P/E puesto que este valor está vinculado con la presión superficial requerida para un levantamiento dado. Para limitar la presión de superficie a un máximo de 5.000 psi, se utiliza como regla práctica la siguiente ecuación.

$$\text{Máximo } \frac{P}{E} = \frac{10.000}{NL} \quad (4.29)$$

Donde:

NL: Levantamiento neto o profundidad de asentamiento de la bomba [pies]

Una relación P/E alta, requiere un volumen menor de fluido motriz y una presión de superficie mayor, mientras que un bajo valor de esta relación necesita un mayor volumen de fluido motriz con una baja presión de superficie. Cuando varias bombas pueden ser utilizadas se recomienda seleccionar aquella con bajos valores de P/E.

Tasa de fluido motriz y tasa de producción

La tasa de fluido motriz y la tasa de producción están en función de las eficiencias y del desplazamiento tanto del motor como de la bomba.

La tasa real de producción se determina por la siguiente ecuación:

$$Q_4 = Q_4' \left(\frac{Q_4}{Q_4'} \right) Ep = (q_4 * SPM) \left(\frac{Q_4}{Q_4'} \right) Ep \quad (4.30)$$

La tasa de real de fluido motriz se determina por la siguiente ecuación:

$$Q_1 = \frac{Q_1'}{\left(\frac{Q_1'}{Q_1} \right)} = \frac{q_1 * SPM}{\left(\frac{Q_1'}{Q_1} \right)} \quad (4.31)$$

Donde:

q₁: Desplazamiento del motor en BFPD por SPM

Q_1' : Tasa teórica de fluido motriz, en BFPD ($q_1 \times \text{SPM}$)

Q_1 : Tasa real de fluido motriz, en BFPD

q_4 : Desplazamiento de la bomba, en BFPD por SPM

Q_4' : Tasa teórica de producción, en BFPD ($q_4 \times \text{SPM}$)

Q_4 : Tasa real de producción, en BFPD ($Q_4 = Q_5 + Q_6$)

Q_5 : Producción de petróleo, en BPPD

Q_6 : Producción de agua, en BAPD

Q_1/Q_1' : Eficiencia del motor, fracción

Q_4/Q_4' : Eficiencia de la bomba, fracción

Fricción de la bomba

Es necesario determinar la fricción que existe entre el motor y el resto de la bomba, para determinar la caída de presión por fricción mecánica e hidráulica a través de la bomba. La fricción de la bomba (F_P) se puede determinar con correlaciones proporcionadas por los diferentes fabricantes:

Correlación utilizada por Guiberson

$$F_P = 973 \left[\frac{N}{N_{MAX}} \right]^{1,355} \quad (4.32)$$

Donde:

F_P : Fricción en la bomba, psi

N : Velocidad de régimen a la cual opera la bomba, SPM

N_{MAX} : Máxima velocidad de régimen, SPM

Correlación utilizada por Kobe, National OM y OHI

$$F_p = F_p[N]^{1,5} \quad (4.33)$$

Donde:

F_p : Fricción en la bomba, psi

N: Velocidad de régimen a la cual opera la bomba, SPM

TABLA 4.40 VALORES DE F_p SEGÚN DESPLAZAMIENTO DEL PISTÓN MOTOR

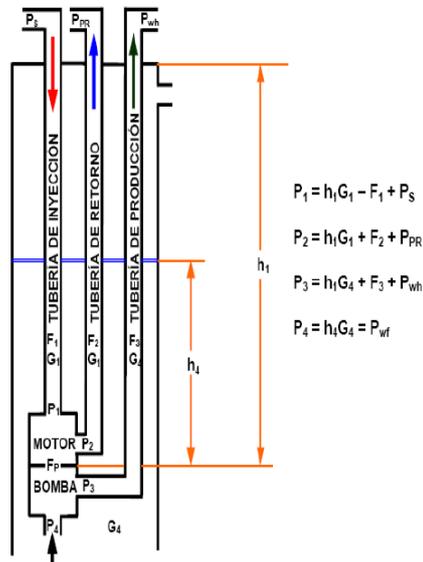
DESPLAZAMIENTO MOTOR	F_p
< 4	0,406
< 4,8	0,541
< 7,5	0,54
< 8	0,676
< 15	0,72
< 18,1	0,9
< 19	2,254
< 25	0,888
< 34	0,799
< 35,5	2,427
< 40	1,11
> 40	2,85

Fuente: PowerOil V 1.0
Autores: Amaya F. y Chanatasig D.

Cálculo de presiones

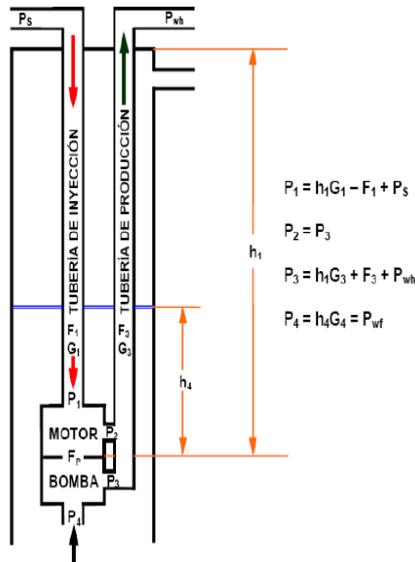
Dependiendo del tipo de sistema sea este abierto o cerrado existirán pérdidas de presión por fricción y densidad de los fluidos. Las figuras 4.5 y 4.6 muestran estas pérdidas de presión.

FIGURA 4.5 PRESIONES Y PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN UN SISTEMA CERRADO



Fuente: Amaya F. y Chanatasig D. Programa de diseño unificado de bombeo hidráulico para la selección de bombas jet y pistón usadas en las operaciones de Petroproducción.

FIGURA 4.6 PRESIONES Y PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN UN SISTEMA ABIERTO



Fuente: Amaya F. y Chanatasig D. Programa de diseño unificado de bombeo hidráulico para la selección de bombas jet y pistón usadas en las operaciones de Petroproducción.

Nomenclatura de las figuras:

P_S : Presión de superficie (Bomba Tríplex), [psi]

P_1 : Presión ejercida por el fluido motriz [psi]

P_2 y P_3 : Presión de descarga de motor y de bomba respectivamente [psi]

P_4 : Presión de admisión a la bomba [psi]

P_{PR} : Presión de retorno del fluido motriz [psi]

P_{wh} : Presión en el cabezal del pozo [psi]

F_1, F_2 y F_3 : Pérdidas de presión por fricción en las tuberías [psi]

F_P : Pérdidas de presión por fricción en la bomba [psi]

G_1, G_2, G_3 y G_4 : Gradiente de presión [psi/pie]

h_1 : Profundidad de asentamiento de la bomba [pies]

h_4 : Profundidad de sumergencia de la bomba [pies]

De un análisis del balance de fuerzas que actúan sobre las áreas netas de los pistones de la bomba de fondo, se obtiene la ecuación general para las bombas hidráulicas en un sistema cerrado:

$$P_1 - P_2 - (P_3 - P_4) \frac{P}{E} - F_P = 0 \quad (4.34)$$

Para un sistema abierto donde $P_2 = P_3$:

$$P_1 - P_3 - (P_3 - P_4) \frac{P}{E} - F_P = 0 \quad (4.35)$$

La presión ejercida por el fluido motriz se calcula por la ecuación:

$$P_1 = NL_1 G_1 - F_1 + P_S \quad (4.36)$$

La caída de presión por fricción en la tubería vertical se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta P = 0,433f \frac{NL*v^2}{d*2g} \quad (4.37)$$

$$f = \frac{0,236}{(NRe)^{0,21}} \quad (4.38)$$

$$NRe = 9,29x10^4 \left(\frac{v*d}{\nu} \right) \quad (4.39)$$

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (4.40)$$

La velocidad del flujo en unidades de campo se calcula con la siguiente ecuación:

$$v = 0,01191 * \frac{Q}{ID_{TUB}^2} \quad (4.41)$$

Donde:

ΔP : Pérdidas de presión por fricción [psi]

f: Factor de fricción, adimensional

NL: Profundidad de asentamiento de la bomba [pies]

v: Velocidad del fluido [pies/s]

d: Diámetro de la tubería [pies]

g: 32,174 lbf-pie / lbf-s²

N_{Re}: Número de Reynolds, adimensional

ν : Viscosidad cinemática [cst]

μ : Viscosidad dinámica [cp]

ρ : Densidad del petróleo en función de la temperatura [g/cm³]

ID_{TUB}: Diámetro interno de la tubería [pulgadas]

4.1.2.2 Ejemplo de rediseño LAG-11A

TABLA 4.41 DATOS DEL POZO LAG-11A

DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE COMPLETACIÓN	
Arena productora	Hs	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	4.082	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	880	ID casing [pulg]	6,366
Pwf [psi]	1.362	OD casing [pulg]	7
API producido	28,9	Pwh [psi]	90
GOR [pc/bl]	263	P _{operación} [psi]	2.550
Twf [°F]	202	D [pies]	9.640
Twh [°F]	102	L [pies]	9.640
Gravedad esp. del gas	1,06	Q inyección [BFPD]	1.160
Gradiente del agua [psi/pie]	0,437		
Q actual [BFPD]	180		
BSW [%]	32,1		
μ_o [cp]	5,3629		
μ_w [cp]	0,31		
Salinidad [ppm]	11.750		
Q esperado [BFPD]	205		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

Se obtiene la eficiencia volumétrica teórica de la bomba con la ecuación 4.28.

$$Ep = \frac{1}{Fw + (1 - Fw)\beta_t}$$

$$\beta_T = \left[1 + 2,8 \left(\frac{GOR}{P_{wf}} \right)^{1,2} \right] Fo + Fw$$

$$\beta_T = \left[1 + 2,8 \left(\frac{263}{1.362} \right)^{1,2} \right] (1 - 0,321) + 0,321$$

$$\beta_T = 1,264 \frac{bl}{BF}$$

$$Ep = \frac{1}{0,321 + (1 - 0,321)1,264}$$

$$Ep = 0,85$$

La tasa teórica de producción se obtiene de la ecuación 4.30.

$$Q_4' = \frac{Q_4}{\left(\frac{Q_4}{Q_4'}\right)^* Ep}$$

$$\left(\frac{Q_4}{Q_4'}\right) = 0,85$$

$$Q_4' = \frac{205}{0,85 * 0,85}$$

$$Q_4' = 284,44 \text{ BFPD}$$

Se determina la relación BOMBA/MOTOR con la ecuación 4.29.

$$\text{Máximo } \frac{P}{E} = \frac{10000}{NL}$$

$$\text{Máximo } \frac{P}{E} = \frac{10000}{9.640}$$

$$\text{Máx } \frac{P}{E} = 1,04$$

De acuerdo a los valores de P/E y Q₄' se seleccionan las posibles bombas que cumplirán con los requerimientos mencionados, Tabla 4.42.

TABLA 4.42 BOMBAS PRE-SELECCIONADAS PARA EL POZO LAG-11A

FABRICANTE	TIPO BOMBA	TAMAÑO DE LA BOMBA	P/E	q ₁ [BPDxSPM]	q ₄ [BPDxSPM]	VELOC. MAXIMA [SPM]
KOBE	TIPO A	3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	1,350	14,17	18,88	87
	TIPO B	3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8	1,454	21,75	31,34	87
	TIPO D	3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 2 1/8 x 2 7/8	1,039	35,74	36,94	87
	TIPO E	3 x 2 1/8	1,142	62,77	71,70	56
	TIPO AM	3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	1,351	14,17	18,88	87
OILWELL	TIPO BM	3 BM - 1 7/8 x 1 7/8	1,454	21,75	31,34	87
	TIPO DM	3 DM - 2 1/8 x 2 1/8	1,039	35,74	36,94	87
	TIPO ALP	3 - 1 3/4 x 1 3/4	1,049	26,79	28,40	87
	TIPO PL I	3 x 2 1/2 x 2 1/2	1,220	43,71	43,71	30
GUIBERSON	POWERLIFT 1	3 x 2 1/2 x 2 1/2	1,210	43,71	43,71	30

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

Para continuar con el ejemplo de cálculo, se selecciona la bomba KOBE Tipo B, 3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8. Se determinan los SPM necesarios con la ecuación 4.30.

$$SPM = \frac{Q_4}{\left(\frac{Q_4}{Q_4}\right) * E_p * q_4}$$

$$SPM = \frac{205}{0,85 * 0,85 * 31,34}$$

$$SPM = 9,07$$

Para un diseño práctico se puede aceptar un valor de velocidad de bombeo máximo de 85% o menor.

$$\% \text{ Velocidad} = \frac{SPM_{CALCULDO}}{SPM_{LEIDO}} * 100$$

$$\% \text{ Velocidad} = \frac{9,07}{87} * 100$$

$$\% \text{ Velocidad} = 10,43 \%$$

Como el valor de % Velocidad < 85%, se continúa con los cálculos.

Se determina la pérdida de presión por fricción en la bomba con la correlación dada por el fabricante, para este caso con la ecuación 4.33.

$$F_p = F_p [N]^{1,5}$$

Para el desplazamiento del motor de la bomba $q_4 = 31,34$ BPD x SPM; el valor de F_p leído de la tabla 4.40 es 0,799; porque este valor se ubica en el rango más cercano al valor del desplazamiento del motor < 34.

$$F_p = 0,799 [9,07]^{1,5}$$

$$F_p = 21,84$$

Se determina la tasa de fluido motriz a condiciones de superficie, con la ecuación 4.31.

$$Q_1 = \frac{q_1 * SPM}{\left(\frac{Q_1'}{Q_1}\right)}$$

$$\left(\frac{Q_1'}{Q_1}\right) = 0,90$$

$$Q_1 = \frac{21,75 * 9,06}{0,90}$$

$$Q_1 = 219,33 \text{ BFPD}$$

Se calcula la presión ejercida sobre el pistón motor, con las ecuaciones 4.36, 4.37, 4.38, 4.39, 4.40 y 4.41.

$$v = 0,01191 * \frac{Q}{ID_{TUB}^2} \quad (4.41)$$

$$v = 0,01191 * \frac{219,33}{2,992^2}$$

$$v = 0,292 \frac{pie}{s}$$

$$v = \frac{\mu}{\rho} \quad (4.40)$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + API}$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + 28,9}$$

$$\gamma_o = 0,8821$$

$$\rho_o = \gamma_o * \rho_w$$

$$\rho_o = 0,8821 * 1$$

$$\rho_o = 0,8821 \frac{g}{cm^3} @ CS$$

$$\rho_o = \frac{\rho_{ocs}}{1 + \frac{T - 68}{1.885}}$$

$$\rho_o = \frac{0,8821}{1 + \frac{202 - 68}{1.885}}$$

$$\rho_o = 0,8236 \frac{g}{cm^3}$$

$$v = \frac{5,3629}{0,8236}$$

$$v = 6,511 \text{ cst}$$

$$NRe = 9,29 \times 10^4 \left(\frac{v \cdot d}{v} \right) \quad (4.39)$$

$$NRe = 9,29 \times 10^4 \frac{0,292 * \frac{2,992}{12}}{6,511}$$

$$NRe = 1.038,55$$

$$f = \frac{0,236}{(NRe)^{0,21}} \quad (4.38)$$

$$f = \frac{0,236}{(1.038,55)^{0,21}}$$

$$f = 0,055$$

$$F_1 = 0,433 f \frac{NL \cdot v^2}{d \cdot 2g} \quad (4.37)$$

$$F_1 = 0,433 * 0,055 * \frac{9.640 * 0,292^2}{\frac{2,992}{12} * 2 * 32,2}$$

$$F_1 = 1,216 \text{ psi}$$

$$G_1 = \frac{141,5}{131,5 + API} * 0,4331$$

$$G_1 = \frac{141,5}{131,5 + 28,9} * 0,4331$$

$$G_1 = 0,382 \frac{psi}{pie}$$

$$P_1 = NL_1 G_1 - F_1 + P_s \quad (4.36)$$

$$P_1 = 9.640 * 0,382 - 1,216 + P_s$$

$$P_1 = 3.681,91 + P_s$$

La presión de descarga P_3 se calcula empleando correlaciones de flujo multifásico (Hagedorn-Brown) en el espacio anular tubing-casing, para los cálculos se ha utilizado la ayuda del programa Well Perform. Figura 4.7.

$$P_3 = 3.467,2 \text{ psi}$$

FIGURA 4.7 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA, POZO LAG-11A

<u>Wellbore</u>		102 °F		
Wellhead Temperature		Linear Gradient		
Calculation Method				
IHS Energy Group				
Well PERFORMance Analysis, Version 3.00				
Well: LAG 11				
GRADIENT DATA				
<u>Case 1 (Base)</u>				
Measured Depth ft	Vertical Depth ft	Pressure psig	Temperature °F	Avg Mixture Velocity ft/sec
0	0	90.0	102	
300	300	117.2	105	0.951
600	600	149.4	108	0.696
900	900	230.4	111	0.524
1268	1268	348.1	115	0.376
1812	1812	541.0	121	0.278
2645	2645	853.3	129	0.219
3947	3947	1345.6	143	0.203
5988	5988	2112.1	164	0.201
8880	8880	3186.8	194	0.201
9640	9640	3467.2	202	0.201

Fuente: Well Perform.

Se obtiene P_s de la ecuación 4.32.

$$P_1 - P_3 - (P_3 - P_4) \frac{P}{E} - F_P = 0$$

$$(3.681,91 + P_s) - 3.467,2 - (3.467,2 - 1.362)1,454 - 21,84 = 0$$

$$P_s = 2.868,09 \text{ psi}$$

Potencia requerida para la bomba de superficie

$$HP_{\text{superficial}} = 1,7 * 10^{-5} P_s Q_1$$

$$HP_{\text{superficial}} = 1,7 * 10^{-5} * 2.868,09 * 219,33$$

$$HP_{\text{superficial}} = 10,69 \text{ hp}$$

Potencia requerida para la bomba de fondo

$$HP_{\text{bomba de fondo}} = 1,7 * 10^{-5} \Delta P * Q_4$$

$$HP_{\text{bomba de fondo}} = 1,7 * 10^{-5} * (3.467,2 - 1.362) * 205$$

$$HP_{\text{bomba de fondo}} = 7,33 \text{ hp}$$

Con los cálculos realizados se establece que el pozo LAG-11A al trabajar con una bomba KOBE Tipo B, 3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8, necesita una presión de operación superficial de 2.868,07 psi, para producir 205 BFPD.

La tabla 4.43 muestra los resultados para las diferentes opciones de bombas, de las cuales se escoge la que utilice menor volumen de fluido motriz y la presión de operación se encuentre dentro del rango de presiones que pueden entregar las bombas de superficie, en este caso la bomba quintuplex ubicada en el pozo LAG-23.

TABLA 4.43 SELECCIÓN DE LA BOMBA PARA EL POZO LAG-11A

CÁLCULOS	KOBE				OILWELL						GUIBERSON
	Tipo A 3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	Tipo B 3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8	Tipo D 3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 2 1/8 x 2 7/8	Tipo E 3 x 2 1/8	TIPO AM 3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	TIPO BM 3 BM - 1 7/8 x 1 7/8	TIPO DM 3 DM - 2 1/8 x 2 1/8	TIPO ALP 3 - 1 3/4 x 1 3/4	TIPO PL I 3 x 2 1/2 x 2 1/2	Powerlift 1 3 x 2 1/2 x 2 1/2	
SPM	15,066	9,076	6,688	3,967	15,066	9,076	6,688	10,016	6,508	6,508	
% Veloc.	17,317	10,432	7,687	7,084	17,317	10,432	7,687	11,512	21,692	21,692	
F_P(Tabla)	2,254	0,799	2,85	2,85	2,254	0,799	2,85	0,799	2,85		
F_P	131,810	21,847	49,294	22,520	131,810	21,847	49,294	25,326	47,312	122,685	
Q₁	237,204	219,339	265,591	276,686	237,204	219,339	265,591	298,133	316,049	316,049	
Q₃	442,204	424,339	470,591	481,686	442,204	424,339	470,591	503,133	521,049	521,049	
v	0,316	0,292	0,354	0,368	0,316	0,292	0,354	0,397	0,421	0,421	
NRe	1.123,145	1.038,552	1.257,555	1.310,089	1.123,145	1.038,552	1.257,555	1.411,634	1.496,469	1.496,469	
f	0,054	0,055	0,053	0,052	0,054	0,055	0,053	0,051	0,051	0,051	
F₁	1,399	1,216	1,713	1,843	1,399	1,216	1,713	2,106	2,338	2,338	
P₁ - P_s	3.681,733	3.681,916	3.681,419	3.681,289	3.681,733	3.681,916	3.681,419	3.681,026	3.680,794	3.680,794	
P₃	3.463,500	3.467,200	3.457,900	3.404,400	3.463,500	3.467,100	3.457,900	3.401,600	3.399,300	3.393,300	
P_s	2.750,602	2.868,092	2.334,567	2.078,051	2.752,703	2.867,847	2.334,567	1.885,441	2.251,324	2.293,065	
H_PSUP.	11,092	10,694	10,541	9,774	11,100	10,694	10,541	9,556	12,096	12,320	
H_PBOMBA DE FONDO	7,324	7,337	7,304	7,118	7,324	7,336	7,304	7,108	7,100	7,079	

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguzo.

4.1.2.3 Análisis del pozo LAG-38

TABLA 4.44 DATOS DEL POZO LAG-38

DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE COMPLETACIÓN	
Arena productora	U	ID tubing [pulg]	2,992
Pr [psi]	2.110	OD tubing [pulg]	3,5
Pb [psi]	790	ID casing [pulg]	6,276
Pwf [psi]	278	OD casing [pulg]	7
API producido	29,5	Pwh [psi]	65
GOR [pc/bl]	125	P _{operación} [psi]	2.250
Twf [°F]	198	D [pies]	9.502
Twh [°F]	98	L [pies]	9.502
Gravedad esp. del gas	0,902	Q inyección [BFPD]	570
Gradiente del agua [psi/pie]	0,435		
Q actual [BFPD]	96		
BSW [%]	8,1		
μ_o [cp]	5,06		
μ_w [cp]	0,32		
Salinidad [ppm]	7.050		
Q esperado [BFPD]	96		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, forecast 2011. Lago Agrio, EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

Se obtiene la eficiencia volumétrica teórica de la bomba con la ecuación 4.28.

$$Ep = \frac{1}{Fw + (1 - Fw)\beta_t}$$

$$\beta_T = \left[1 + 2,8 \left(\frac{GOR}{P_s} \right)^{1,2} \right] Fo + Fw$$

$$\beta_T = \left[1 + 2,8 \left(\frac{125}{278} \right)^{1,2} \right] (1 - 0,081) + 0,081$$

$$\beta_T = 1,98 \frac{bl}{BF}$$

$$Ep = \frac{1}{0,081 + (1 - 0,081)1,98}$$

$$Ep = 0,52$$

La tasa teórica de producción se obtiene de la ecuación 4.30.

$$Q_4' = \frac{Q_4}{\left(\frac{Q_4}{Q_4'}\right)^* Ep}$$

$$\left(\frac{Q_4}{Q_4'}\right) = 0,85$$

$$Q_4' = \frac{96}{0,85 * 0,52}$$

$$Q_4' = 215,29 \text{ BPD}$$

Se determina la relación BOMBA/MOTOR con la ecuación 4.29.

$$\text{Máximo } \frac{P}{E} = \frac{10000}{NL}$$

$$\text{Máximo } \frac{P}{E} = \frac{10000}{9.502}$$

$$\text{Máx } \frac{P}{E} = 1,05$$

De acuerdo a los valores de P/E y Q₄' se seleccionan las posibles bombas que cumplirán con los requerimientos mencionados en la tabla 4.45. Se realiza el procedimiento anteriormente indicado y se obtienen los cálculos indicados en la tabla 4.46.

TABLA 4.45 BOMBAS PRE-SELECCIONADAS PARA EL POZO LAG-38

FABRICANTE	TIPO BOMBA	TAMAÑO DE LA BOMBA	P/E	q ₁ [BPDxSPM]	q ₄ [BPDxSPM]	VELOC. MAXIMA [SPM]
KOBE	TIPO A	3 x1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	1,35	14,17	18,88	87
	TIPO B	3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8	1,454	21,75	31,34	87
	TIPO D	3 x 1 2/4 x 2 1/8 - 2 1/8 x 2 7/8	1,197	35,74	42,53	87
	TIPO E	3 x 2 1/8	1,142	62,77	71,7	56
	TIPO AM	3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	1,351	14,17	18,88	87
OILWELL	TIPO BM	3 BM - 1 7/8 x 1 7/8	1,454	21,75	31,34	87
	TIPO DM	3 DM - 2 1/8 x 2 7/8	1,197	35,74	42,53	87
	TIPO PL I	3 x 2 1/2 x 2 1/2	1,22	43,71	43,71	30
GUIBERSON	POWERLIFT I	3 x 2 1/2 x 2 1/2	1,21	43,71	43,71	30

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 4.46 SELECCIÓN DE LA BOMBA PARA EL POZO LAG-38

CÁLCULOS	KOBE				OILWELL				GUIBERSON
	Tipo A 3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	Tipo B 3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8	Tipo D 3 x 1 2/4 x 2 1/8 - 2 1/8 x 2 7/8	Tipo E 3 x 2 1/8	Tipo AM 3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	Tipo BM 3 BM - 1 7/8 x 1 7/8	Tipo DM 3 DM - 2 1/8 x 2 7/8	Tipo PL I 3 x 2 1/2 x 2 1/2	
SPM	11,403	6,869	5,062	3,002	11,403	6,869	5,062	4,925	4,925
% Veloc.	13,106	7,895	5,818	5,361	13,106	7,895	5,818	16,418	16,418
F _P (Tabla)	2,254	0,799	2,85	2,85	2,254	0,799	2,85	2,85	2,85
F _P	86,793	14,386	32,459	14,829	86,793	14,386	32,459	31,154	31,154
Q ₁	179,534	166,012	201,020	209,417	179,534	166,012	201,020	239,210	239,210
Q ₃	275,534	262,012	297,020	305,417	275,534	262,012	297,020	335,210	335,210
v	0,239	0,221	0,268	0,279	0,239	0,221	0,268	0,318	0,318
NRe	899,393	831,653	1.007,026	1.049,095	899,393	831,653	1.007,026	1.198,344	1.198,344
f	0,057	0,058	0,055	0,055	0,057	0,058	0,055	0,053	0,053
F ₁	0,828	0,719	1,013	1,090	0,828	0,719	1,013	1,383	1,383
P ₁ - P _s	3.616,050	3.616,158	3.615,864	3.615,787	3.616,050	3.616,158	3.615,864	3.615,494	3.615,494
P ₃	3.337,400	3.341,200	3.331,600	3.329,400	3.337,400	3.341,200	3.331,600	3.260,500	3.260,500
P _s	3.938,333	4.193,321	3.403,354	3.213,140	3.941,393	4.193,321	3.403,354	3.314,810	3.284,985
Hp _{SUP.}	12,020	11,834	11,630	11,439	12,029	11,834	11,630	13,480	13,359
Hp _{BOMBA DE FONDO}	4,993	4,999	4,983	4,980	4,993	4,999	4,983	4,867	4,867

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

Es importante recalcar que el pozo LAG-38 actualmente está produciendo a una presión inferior a la presión de burbuja por lo que no se puede obtener una producción superior a la actual, sin embargo al realizar un análisis cualitativo se decidió realizar los cálculos necesarios para determinar las características de una bomba que pueda operar en este pozo con la producción actual pero disminuyendo la cantidad de fluido motriz.

4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Luego de realizar el análisis de los pozos operados con sistema de bombeo hidráulico en el Campo Lago Agrio, se presenta el resumen de los valores obtenidos y la propuesta realizada para incrementar producción, en la tabla 4.47 se presenta la comparación entre las bombas y los parámetros de operación de trabajo actuales con los cálculos realizados, se observa que hay bombas sobredimensionadas puesto que están utilizando una cantidad de fluido motriz mayor a la necesaria para la producción actual. Con la propuesta presentada se obtienen parámetros de trabajo de mayor eficiencia, porque la geometría calculada da como resultado la utilización de menor caudal de fluido motriz, incremento en la producción y mayor eficiencia con las bombas sugeridas.

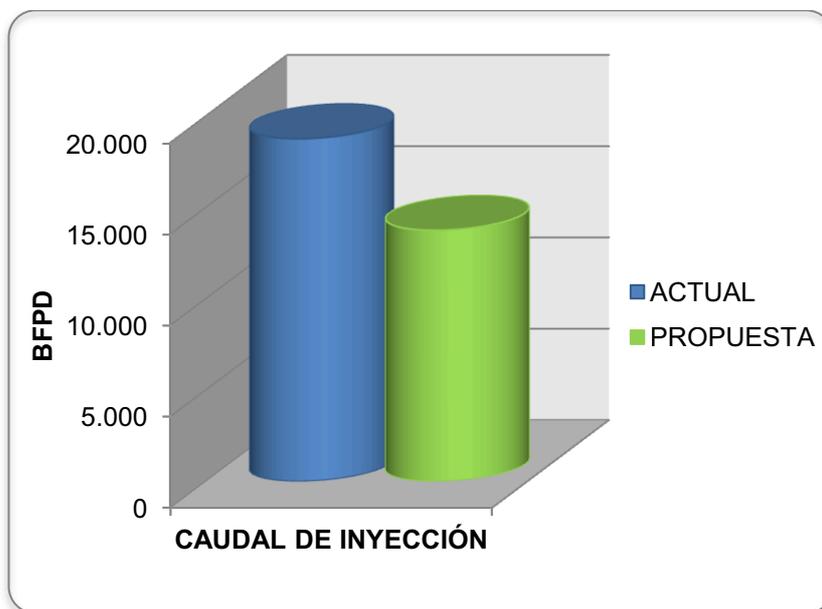
Las geometrías de bombas escogidas en las tablas 4.6, 4.9, 4.12, 4.15, 4.18, 4.21, 4.24, 4.27, 4.30, 4.33, 4.36, 4.39 para los pozos operados por bombeo hidráulico tipo jet señalan la mejor opción por fabricante en relación al menor caudal de fluido motriz requerido para obtener el caudal de producción propuesto, al igual que en las tablas 4.43 y 4.46 para los pozos operados por bombeo hidráulico tipo pistón señalan la opción más eficiente por fabricante en relación a la cantidad de fluido motriz requerido para obtener el caudal de producción propuesto, esto se resume en la tabla 4.47.

En la figura 4.8 se puede observar la reducción del caudal de fluido motriz y su ahorro con el cambio de geometría propuesto y en la figura 4.9 se observa el aumento en el caudal de producción que se obtendrá al cambiar la geometría.

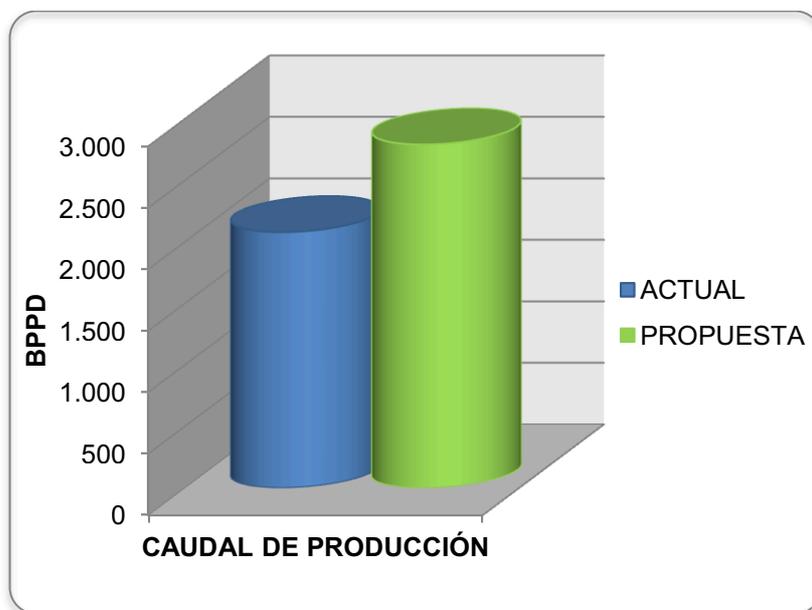
TABLA 4.47 RESUMEN DE CÁLCULOS REALIZADOS PARA LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO

POZO	ESTADO ACTUAL			ESCENARIO PROPUESTO				
	Q _{INYECCIÓN} [BFPD]	Q _{PRODUCCIÓN} [BPPD]	BOMBA	FABRICANTE	Q _{INYECCIÓN} [BFPD]	Q _{PRODUCCIÓN} [BPPD]	FABRICANTE	BOMBA
LAG-09A	1.235,00	206,12	8-A	OILMASTER	1.711,01	206,12	OILMASTER	9-X
LAG-11A	1.160,00	122,22	3 x 48	OILMASTER	219,33	139,34	KOBE	B 3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8
LAG-18	1.190,00	50,55	8-I	CLAW	1.037,54	58,21	OILMASTER	7-A
LAG-22	860,00	367,95	SUPER A	KOBE	2.010,40	795,44	OILMASTER	10-A
LAG-27	1.570,00	34,39	9-I	CLAW	667,06	37,00	KOBE	5-A
LAG-35	1.050,00	86,45	8-H	CLAW	380,79	118,30	CLAW	3-C
LAG-36	1.720,00	36,49	9-A	OILMASTER	787,95	36,49	OILMASTER	6-X
LAG-38	570,00	88,22	PL I 2 1/2 x 1 1/2"	GUIBERSON	166,01	88,22	KOBE	B 3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8
LAG-39	1.450,00	513,95	9-B	OILMASTER	2.009,79	650,01	OILMASTER	10-A
LAG-40D	1.930,00	162,93	9-A	OILMASTER	1.449,11	201,20	KOBE	8-A
LAG-41	1.220,00	48,84	8-H	CLAW	1.522,47	87,54	KOBE	9-A
LAG-43	1.240,00	67,10	8-A	OILMASTER	499,92	78,60	OILMASTER	4-A
LAG-49	1.640,00	145,48	9-A	OILMASTER	549,54	147,45	CLAW	4-D
LAG-51D	1.930,00	149,02	10-I	CLAW	743,53	149,02	CLAW	5-D
TOTAL	18.765,00	2.079,71			13.754,45	2.792,79		

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

FIGURA 4.8 REDUCCIÓN DEL FLUIDO MOTRIZ UTILIZADO EN EL CAMPO LAGO AGRIO

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

FIGURA 4.9 AUMENTO DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO LAGO AGRIO

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO

Al formular un proyecto se deben considerar aspectos técnicos, económicos y financieros que en conjunto determinan hasta que punto será rentable una inversión y el proyecto en sí. El análisis de estos aspectos se realiza en este capítulo.

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

De acuerdo con el análisis de viabilidad e implementación del proyecto se consideran los aspectos técnicos necesarios. Dentro de estos están las operaciones y materiales que serán necesarios en los trabajos de reacondicionamiento, incluyendo el equipo necesario para el cambio de bombas. En la tabla 5.1 se presentan los costos de un trabajo de reacondicionamiento típico para el cambio de la bomba de fondo que será aplicado a los pozos analizados en este estudio.

TABLA 5.1 COSTOS DE TRABAJO

OPERACIÓN	COSTO
Movilización y supervisión	1.120
Técnico de Operación	300
Camión Pluma	700
Contingencias ($\pm 25\%$)	6.506
Lubricador	224
	\$ 8.850

Fuente: Costos estimados de las listas de precios de EP PETROECUADOR y Sertecpet.
Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

5.2 ANÁLISIS Y ASPECTOS COMERCIALES

Comprenden las medidas adoptadas para la comercialización del producto obtenido y suministro de los insumos necesarios para ejecutar y operar el

proyecto. Dentro de esto se consideran los costos de adquisición de la nueva geometría y bombas a implementarse en los pozos estudiados.

En el anexo 6 se presentan los costos de bombas jet y pistón para los diferentes fabricantes, el precio con el que se trabaja en este estudio económico es un promedio estimado de su precio más un 5% de su valor por la variación que puede existir entre proveedores. Para las bombas tipo jet se considera un precio de 11.952,50 dólares y para las bombas tipo pistón se considera un precio de 29.522,90 dólares.

Además del costo de cambio de geometría ó bomba se tiene el costo por el cambio de bomba que fluctúa por los 1.680,00 dólares, este costo se considera constante para los diferentes fabricantes, tanto para jet como pistón.

5.3 ANÁLISIS FINANCIERO

Dentro del análisis financiero se debe realizar el estudio de los efectos que puede ejercer un proyecto propuesto dentro de empresas del sector privado, entidades públicas y otros organismos nacionales o internacionales. Este aspecto fue considerado para la realización del proyecto al analizar la tasa de producción permitida por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).

Además se debe considerar el precio de venta de petróleo dentro del mercado internacional, todo proyecto hidrocarburífero se encuentra expuesto a este aspecto pues del precio internacional fijado dependerá la viabilidad económica del proyecto.

5.3.1 ESTIMACIÓN DEL PRECIO DE VENTA DEL PETRÓLEO ECUATORIANO EN EL MERCADO INTERNACIONAL

El precio del petróleo ecuatoriano está fijado en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI) cuya diferencia es establecida mensualmente por EP PETROECUADOR.

El WTI es la mezcla de petróleo crudo ligero que se cotiza en el New York Mercantile Exchange y sirve de referencia en los mercados de derivados de los EE.UU.⁵, en la figura 5.1 se muestra la fijación de precio del barril de petróleo ecuatoriano según el Banco Central del Ecuador.

FIGURA 5.1 FIJACIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO ECUATORIANO

FECHA	VALOR
Agosto-10-2011	82.89 USD
Agosto-09-2011	79.30 USD
Agosto-08-2011	81.31 USD
Agosto-05-2011	86.88 USD
Agosto-04-2011	86.63 USD
Agosto-03-2011	91.93 USD
Agosto-02-2011	93.79 USD
Agosto-01-2011	94.89 USD
Julio-29-2011	95.70 USD
Julio-28-2011	97.44 USD
Julio-27-2011	97.40 USD
Julio-26-2011	99.59 USD
Julio-25-2011	98.97 USD
Julio-22-2011	99.64 USD
Julio-21-2011	98.91 USD
Julio-20-2011	97.14 USD
Julio-19-2011	97.50 USD
Julio-18-2011	95.93 USD
Julio-15-2011	97.24 USD
Julio-14-2011	98.66 USD
Julio-13-2011	98.05 USD
Julio-12-2011	97.43 USD
Julio-11-2011	95.15 USD
Julio-08-2011	96.20 USD
Julio-07-2011	98.67 USD
Julio-06-2011	96.65 USD
Julio-05-2011	96.89 USD
Julio-01-2011	94.94 USD
Junio-30-2011	95.42 USD
Junio-29-2011	94.77 USD

Fuente: Banco Central del Ecuador

⁵ Banco Central del Ecuador. http://www.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=petroleo

5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

“Se dice que conviene realizar una inversión cuando esta crea valor para sus propietarios. En un sentido general, creamos valor al identificar una inversión que vale más en el mercado que lo que nos cuesta su adquisición.”⁶

A fin de realizar el análisis económico del proyecto se utilizarán los siguientes indicadores financieros:

- Flujo Neto de Caja (FNC)
- Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto
- Valor Actual Neto (VAN)
- Relación beneficio/costo
- Análisis de sensibilidad

5.4.1 FLUJO NETO DE CAJA (FNC)

“Representa el movimiento neto de caja o la generación neta de fondos durante cierto periodo de tiempo que generalmente es el año”⁷, y es igual al monto previsto de los ingresos menos el monto previsto de los egresos correspondientes al tiempo del proyecto (tiempo k, correspondiente a 1 año), EP PETROECUADOR maneja una tasa de actualización del 12% anual, 1% mensual para todos sus proyectos.

$$FNC_K = R_K - D_K \quad (5.1)$$

Donde:

R_K : Monto previsto de ingresos para el año K

D_K : Monto previsto de egresos para el año K

⁶ Ross J., (2001). Fundamentos de Finanzas Corporativas.

⁷ Vega C., (1983). Ingeniería Económica.

5.4.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

“Es una medida de la cantidad de valor que se crea o añade el día de hoy como resultado de haber realizado una inversión”⁸, entendiéndose al VAN como la suma algebraica de los valores actualizados de los flujos netos asociados a la inversión.

$$VAN = \sum \frac{FNC_K}{(1+i)^j} \quad (5.2)$$

Donde:

FNC: Flujo Neto de Caja para el año K

i: Tasa de actualización

j: Periodo

El criterio de valor actual dice: “Si el valor actual neto de una inversión es positiva, la inversión debe aceptarse y rechazarse si es negativa”⁹. Es normal que al inicio de una inversión el VAN sea negativo, puesto que se está en la etapa de inversión, será positivo para la fase de recuperación de la inversión.

5.4.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

“La tasa interna de retorno de una inversión, es la tasa de actualización que anula el valor actual neto del flujo de caja”⁹. Se acepta un proyecto si su TIR es mayor a un cierto valor fijado a priori, es decir a la tasa de actualización de la empresa o en lo que respecta a la evaluación de la mejor alternativa del proyecto, es decir, se debe seleccionar aquella alternativa que presente la mayor tasa interna de retorno.

La TIR se calcula por la ecuación siguiente:

⁸ Ross J., (2001). Fundamentos de Finanzas Corporativas.

⁹ Vega C., (1983). Ingeniería Económica.

$$VAN = \sum \frac{FNC_K}{(1+TIR)^j} - I_0 = 0 \quad (5.3)$$

Donde:

lo: Inversión a realizarse en el periodo “cero”

FNC: Flujo neto de caja

j: periodo de análisis

5.4.4 RELACIÓN BENEFICIO/COSTO

“La relación beneficio-costo refleja los beneficios equivalentes en dólares para el usuario y el costo equivalente en dólares para quien lo patrocina, el valor de la relación beneficio-costo debe ser uno o mayor; si la relación es igual a uno, los beneficios y los costos equivalentes son iguales y la situación representa la justificación mínima para una inversión, lo cual hace necesario que la relación sea mayor que uno, para encontrar una justificación de la inversión realizada en el proyecto”¹⁰

$$RCB = \frac{R_k}{D_{K+I}} \quad (5.4)$$

Donde:

I: Inversión realizada

5.4.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

“Es una investigación sobre lo que sucede al valor actual neto cuando solamente se cambia una variable”¹⁰, es decir el resto de variables se mantienen constantes.

A través del análisis de sensibilidad podremos contemplar escenarios pesimistas y optimistas que pueden darse al aumentar o disminuir en un 10% (o según

¹⁰Ross J., (2001). Fundamentos de Finanzas Corporativas.

criterios de importancia) la variable o variables escogidas para el análisis, en el análisis del proyecto se analizan 3 escenarios.

5.4.6 ESTIMACIÓN DE INGRESOS

Los ingresos se estiman en base al incremento de producción que se obtendrá con los cambios de geometría ó bomba, es decir la producción mensual adicional multiplicada por el precio del petróleo ecuatoriano.

Para determinar la producción mensual en el tiempo de evaluación económica del proyecto se considera una declinación de producción del campo de 4% anual, considerando el mes de estudio de 30,41 días y el periodo semanal de 7 días.

5.4.7 ESTIMACIÓN DE EGRESOS

Los egresos en el periodo de estudio es decir, para el primer mes constituyen la suma de los costos de trabajo de reacondicionamiento típico para el cambio de geometría de bombas de fondo tipo jet y pistón, y para los meses siguientes los egresos constituyen el costo operativo de producción de un barril de petróleo estimado en 10,00 dólares. En la tabla 5.2 se presenta el egreso total referente a costo de trabajo de reacondicionamiento.

5.4.8 CONSIDERACIONES

Es necesario mencionar los parámetros considerados para la consecución del presente estudio económico.

- La tasa de actualización es del 12% anual, 1% mensual.
- El costo operativo por producción de 1 barril es de 10 dólares.
- Se considera un primer escenario (pesimista) de estudio con un precio de barril de petróleo de 73,30 dólares (proyección oficial EP PETROECUADOR)¹¹

¹¹ Presupuesto Reprogramado julio 2011, EP PETROECUADOR

- Un segundo escenario (consecvador) de estudio con un precio de barril de petróleo 91,30 dólares (proyección oficial Gobierno Central).¹²
- Por último, se realizará el análisis de un tercer escenario (optimista) con un precio de barril de petróleo de 100,00 dólares precio promedio del barril de petróleo.
- No se considera depreciación contable de los equipos, puesto que no intervienen los impuestos fiscales.

5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

El estudio económico contempla tres posibles escenarios. El primer escenario (pesimista) con el precio de crudo de 73,30 dólares por barril, el análisis se realiza para un periodo de 12 meses, en el segundo escenario (conservador) se considera el precio por barril de petróleo en 91,30 dólares precio contemplado para este año y periodo de análisis de 12 meses y por último se contempla un tercer escenario (optimista) con un precio de 100,00 dólares por barril de petróleo.

En las tablas 5.3, 5.4, 5.5 se muestra a detalle el estudio económico para los diferentes escenarios con sus correspondientes indicadores económicos.

¹² Proyección oficial para el presupuesto del Estado del año 2011.

TABLA 5.2 COSTOS DE TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO

POZO	BOMBA	FABRICANTE	COSTO OPERACIÓN FIJO	CAMBIO DE BOMBA	COSTO TOTAL
LAG-09A	9-X	OILMASTER	8.850,00	13.632,50	22.482,50
LAG-11A	B 3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8	KOBE	8.850,00	31.202,85	40.052,85
LAG-18	7-A	OIL MASTER	8.850,00	13.632,50	22.482,50
LAG-22	10-A	OILMASTER	8.850,00	13.632,50	22.482,50
LAG-27	5-A	KOBE	8.850,00	13.632,50	22.482,50
LAG-35	3-C	CLAW	8.850,00	13.632,50	22.482,50
LAG-36	6-X	OILMASTER	8.850,00	13.632,50	22.482,50
LAG-38	B 3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8	KOBE	8.850,00	31.202,85	40.052,85
LAG-39	10-A	OIL MASTER	8.850,00	13.632,50	22.482,50
LAG-40D	8-A	KOBE	8.850,00	13.632,50	22.482,50
LAG-41	9-A	KOBE	8.850,00	13.632,50	22.482,50
LAG-43	4-A	OIL MASTER	8.850,00	13.632,50	22.482,50
LAG-49	4-D	CLAW	8.850,00	13.632,50	22.482,50
LAG-51D	5-D	CLAW	8.850,00	13.632,50	22.482,50
					349.895,70

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 5.3 ESCENARIO PESIMISTA. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 73,30 DÓLARES

MES	PERIODO	PRODUC. BPPM	INGRESOS \$ BPPM	EGRESOS \$	FNC \$	INGRESO TOTAL \$	INGRESO TOTAL \$	EGRESO TOTAL \$	EGRESO TOTAL \$	FNC \$	FNC TOTAL \$
AGO 11	0	0,0	0,0	349.895,7	-349.895,7	0,0	0,0	0,0	0,0	-349.895,7	-349.895,7
SEP 11	1	21.612,7	1.584.210,3	216.126,9	1.368.083,4	1.569.319,3	1.569.319,3	214.095,4	214.095,4	1.355.223,9	1.005.328,2
OCT 11	2	21.540,8	1.578.938,4	215.407,7	1.363.530,7	1.549.395,1	3.118.714,4	211.377,2	425.472,6	1.338.017,9	2.343.346,1
NOV 11	3	21.469,1	1.573.684,0	214.690,9	1.358.993,2	1.529.723,8	4.648.438,3	208.693,6	634.166,2	1.321.030,3	3.664.376,4
DIC 11	4	21.397,6	1.568.447,1	213.976,4	1.354.470,7	1.510.302,3	6.158.740,5	206.044,0	840.210,2	1.304.258,3	4.968.634,7
ENE 12	5	21.326,4	1.563.227,7	213.264,3	1.349.963,3	1.491.127,3	7.649.867,8	203.428,0	1.043.638,2	1.287.699,3	6.256.334,0
FEB 12	6	21.255,5	1.558.025,6	212.554,7	1.345.470,9	1.472.195,8	9.122.063,7	200.845,3	1.244.483,4	1.271.350,5	7.527.684,5
MAR 12	7	21.184,7	1.552.840,8	211.847,3	1.340.993,5	1.453.504,7	10.575.568,3	198.295,3	1.442.778,8	1.255.209,3	8.782.893,8
ABR 12	8	21.114,2	1.547.673,3	211.142,3	1.336.531,0	1.435.050,8	12.010.619,1	195.777,7	1.638.556,5	1.239.273,1	10.022.166,9
MAY 12	9	21.044,0	1.542.523,0	210.439,7	1.332.083,3	1.416.831,2	13.427.450,4	193.292,1	1.831.848,6	1.223.539,1	11.245.706,0
JUN 12	10	20.973,9	1.537.389,8	209.739,4	1.327.650,4	1.398.843,0	14.826.293,4	190.838,1	2.022.686,7	1.208.004,9	12.453.711,0
JUL 12	11	20.904,1	1.532.273,7	209.041,4	1.323.232,3	1.381.083,1	16.207.376,5	188.415,2	2.211.101,8	1.192.668,0	13.646.379,0
						16.207.376,5		2.211.101,8		13.646.379,0	

COSTO IMPLEMENTACION	USD	349.895,7
TASA INTERNA DE RETORNO (MENSUAL)	%	391
VALOR ACTUAL NETO	USD	13.604.848,0
BENEFICIO / COSTO	USD	7,3

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 5.4 ESCENARIO CONSERVADOR. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 91,30 DÓLARES

MES	PERIODO	PRODUC. BPPM	INGRESOS \$ BPPM	EGRESOS \$	FNC \$	INGRESO TOTAL \$	INGRESO TOTAL \$	EGRESO TOTAL \$	EGRESO TOTAL \$	FNC \$	FNC TOTAL \$
AGO 11	0	0,0	0,0	349.895,7	-349.895,7	0,0	0,0	0,0	0,0	-349.895,7	-349.895,7
SEP 11	1	21.612,7	1.973.238,7	216.126,9	1.757.111,8	1.954.691,1	1.954.691,1	214.095,4	214.095,4	1.740.595,7	1.390.700,0
OCT 11	2	21.540,8	1.966.672,2	215.407,7	1.751.264,5	1.929.874,1	3.884.565,2	211.377,2	425.472,6	1.718.496,9	3.109.196,9
NOV 11	3	21.469,1	1.960.127,6	214.690,9	1.745.436,7	1.905.372,2	5.789.937,4	208.693,6	634.166,2	1.696.678,7	4.805.875,5
DIC 11	4	21.397,6	1.953.604,7	213.976,4	1.739.628,3	1.881.181,4	7.671.118,8	206.044,0	840.210,2	1.675.137,5	6.481.013,0
ENE 12	5	21.326,4	1.947.103,5	213.264,3	1.733.839,2	1.857.297,7	9.528.416,6	203.428,0	1.043.638,2	1.653.869,7	8.134.882,7
FEB 12	6	21.255,5	1.940.624,0	212.554,7	1.728.069,3	1.833.717,3	11.362.133,9	200.845,3	1.244.483,4	1.632.872,0	9.767.754,7
MAR 12	7	21.184,7	1.934.166,0	211.847,3	1.722.318,7	1.810.436,2	13.172.570,1	198.295,3	1.442.778,8	1.612.140,9	11.379.895,6
ABR 12	8	21.114,2	1.927.729,5	211.142,3	1.716.587,2	1.787.450,7	14.960.020,8	195.777,7	1.638.556,5	1.591.673,0	12.971.568,6
MAY 12	9	21.044,0	1.921.314,4	210.439,7	1.710.874,7	1.764.757,1	16.724.777,9	193.292,1	1.831.848,6	1.571.464,9	14.543.033,6
JUN 12	10	20.973,9	1.914.920,7	209.739,4	1.705.181,3	1.742.351,5	18.467.129,4	190.838,1	2.022.686,7	1.551.513,5	16.094.547,0
JUL 12	11	20.904,1	1.908.548,3	209.041,4	1.699.506,8	1.720.230,4	20.187.359,8	188.415,2	2.211.101,8	1.531.815,3	17.626.362,3
						20.187.359,8		2.211.101,8		17.626.362,3	

COSTO IMPLEMENTACION	349.895,7	USD
TASA INTERNA DE RETORNO (MENSUAL)	502	%
VALOR ACTUAL NETO	17.573.021,6	USD
BENEFICIO / COSTO	9,1	USD

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA 5.5 ESCENARIO OPTIMISTA. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 100,00 DÓLARES

MES	PERIODO	PRODUC. BPPM	INGRESOS \$ BPPM	EGRESOS \$	FNC \$	INGRESO TOTAL \$	EGRESO TOTAL \$	EGRESO TOTAL \$	FNC \$	FNC TOTAL \$
AGO 11	0	0,0	0,0	349.895,7	-349.895,7	0,0	0,0	0,0	-349.895,7	-349.895,7
SEP 11	1	21.612,7	2.161.269,2	216.126,9	1.945.142,2	2.140.954,1	214.095,4	214.095,4	1.926.858,7	1.576.963,0
OCT 11	2	21.540,8	2.154.076,9	215.407,7	1.938.669,2	2.113.772,3	211.377,2	211.377,2	1.902.395,1	3.479.358,0
NOV 11	3	21.469,1	2.146.908,6	214.690,9	1.932.217,8	2.086.935,6	208.693,6	208.693,6	1.878.242,1	5.357.600,1
DIC 11	4	21.397,6	2.139.764,2	213.976,4	1.925.787,7	2.060.439,7	206.044,0	206.044,0	1.854.395,7	7.211.995,8
ENE 12	5	21.326,4	2.132.643,5	213.264,3	1.919.379,1	2.034.280,1	203.428,0	203.428,0	1.830.852,1	9.042.847,9
FEB 12	6	21.255,5	2.125.546,5	212.554,7	1.912.991,9	2.008.452,7	200.845,3	200.845,3	1.807.607,4	10.850.455,3
MAR 12	7	21.184,7	2.118.473,2	211.847,3	1.906.625,8	1.982.953,1	198.295,3	198.295,3	1.784.657,8	12.635.113,1
ABR 12	8	21.114,2	2.111.423,3	211.142,3	1.900.281,0	1.957.777,4	195.777,7	195.777,7	1.761.999,6	14.397.112,8
MAY 12	9	21.044,0	2.104.397,0	210.439,7	1.893.957,3	1.932.921,2	193.292,1	193.292,1	1.739.629,1	16.136.741,8
JUN 12	10	20.973,9	2.097.394,0	209.739,4	1.887.654,6	1.908.380,6	190.838,1	190.838,1	1.717.542,6	17.854.284,4
JUL 12	11	20.904,1	2.090.414,3	209.041,4	1.881.372,9	1.884.151,6	188.415,2	188.415,2	1.695.736,5	19.550.020,9
						22.111.018,4	2.211.101,8	2.211.101,8	19.550.020,9	

COSTO IMPLEMENTACION	349.895,7	USD
TASA INTERNA DE RETORNO (MENSUAL)	556	%
VALOR ACTUAL NETO	19.490.972,2	USD
BENEFICIO / COSTO	10,0	USD

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

5.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

De los resultados finales del análisis económico del proyecto para los tres escenarios propuestos se puede observar que en sí, todos son rentables y representarán una ganancia económica para la empresa. Sin embargo el escenario optimista analizado a un valor de comercialización de 100,00 dólares por barril de petróleo se obtiene una Tasa Interna de Retorno de 556% y la mayor rentabilidad con una relación beneficio – costo de 10,0 lo cual representa que la inversión será recuperada en el primer mes de trabajo bajo las nuevas condiciones de operación.

Para el caso del escenario pesimista tomando como referencia 73,30 dólares como el precio de comercialización del barril de petróleo el proyecto es también rentable, con una Tasa Interna de Retorno de 391% y una relación beneficio – costo de 7,3.

Para el escenario conservador tomando como referencia un precio de 91,30 dólares según la proyección oficial del estado para el año 2011 el proyecto es rentable, con una Tasa Interna de Retorno de 502% mensual y una relación beneficio-costo de 9,1; lo cual es indicativo de que el proyecto es muy rentable y que la inversión se recupera en el primer mes de evaluación.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El Campo Lago Agrio es uno de los campos más antiguos e importantes del país, posee una producción promedio de 3.381 BFPD y una reserva remanentes de alrededor de 27.952.245 BFPD.
- En base a los resultados obtenidos del análisis técnico del proyecto se concluyó que las bombas jet de los pozos LAG-09A, LAG-18, LAG-22, LAG-27, LAG-35, LAG-36, LAG-39, LAG-40D, LAG-41, LAG-43, LAG-49, LAG-51D están sobredimensionadas, puesto que con bombas de diferente geometría se puede obtener mayor producción, trabajando con los mismos equipos de superficie con los que actualmente se trabaja.
- De los resultados obtenidos del análisis técnico del proyecto se concluyó que con las geometrías tipo jet propuestas se puede obtener un incremento de 692 BPPD de los pozos LAG-09A, LAG-18, LAG-22, LAG-27, LAG-35, LAG-36, LAG-39, LAG-40D, LAG-41, LAG-43, LAG-49, LAG-51D y un ahorro de 3.666 barriles de fluido motriz.
- En base a los resultados obtenidos del análisis técnico del proyecto se concluyó que las bombas pistón de los pozos LAG-11A y LAG-38 están sobredimensionadas, ya que el pozo LAG-11A tiene una inyección actual de 1.160 barriles de fluido motriz para una producción de 122 BPPD y en el pozo LAG-38 tiene una inyección de 570 barriles para una producción de 88 BPPD.
- De los resultados obtenidos del análisis técnico del proyecto se concluyó que con la bomba tipo pistón propuesta para el pozo LAG-11A inyectando 219 barriles de fluido motriz se incrementarían 17 BPPD y con la bomba pistón propuesta para el pozo LAG-38 se inyecta 166 barriles, pero sin aumento de

producción ya que el pozo está produciendo bajo la presión de burbuja. Para los pozos LAG-11A y LAG-38 se produce un ahorro de 1.345 barriles de fluido motriz.

- En el pozo LAG-09A se redujo la presión de inyección a 3.300 psi, ya que con la inyección actual a una presión de operación de 3.500 psi existe cavitación en la bomba jet reduciendo el tiempo de vida de la misma, la producción de 227 BFPD se mantiene debido a que este pozo está produciendo por debajo de la presión de burbuja.
- En el pozo LAG-36 se redujo la presión de inyección a 2.650 psi, ya que con la inyección actual a una presión de operación de 3.500 psi existe cavitación en la bomba jet reduciendo el tiempo de vida de la misma, la producción de 89 BFPD se mantiene debido a que este pozo está produciendo por debajo de la presión de burbuja.
- En el pozo LAG-51D se redujo la presión de inyección a 3.200 psi, ya que con la inyección actual a una presión de operación de 3.450 psi existe cavitación en la bomba jet reduciendo el tiempo de vida de la misma, la producción de 168 BFPD se mantiene debido a que este pozo está produciendo por debajo de la presión de burbuja.
- Del estudio económico del proyecto se obtiene que la inversión total es de 349.895,70 dólares, recuperando la inversión en el primer mes de iniciado los trabajos.
- De acuerdo al análisis de los escenarios de sensibilidad efectuados para el estudio económico del proyecto, se concluye que su rentabilidad se presenta para los tres escenarios. En el primer escenario, para un precio del crudo de 73,30 dólares, se obtienen un VAN de 13.604.848,0 dólares; el TIR de 391% mensual que es mayor a la tasa de actualización mensual del 1% tomado como referencia; la RBC de 7,3 que es mayor a 1; estos indicadores reflejan la rentabilidad del proyecto.

- En el segundo escenario, para un precio del crudo de 91,30 dólares, se obtienen un VAN de 17.573.021,6 dólares; el TIR de 502% mensual, la RBC de 9,1 que es mayor a 1; estos indicadores reflejan la rentabilidad del proyecto.
- En el tercer escenario, para un precio del crudo de 100,00 dólares, se obtienen un VAN de 19.490.972,2 dólares; el TIR de 556% mensual, RBC de 10,0 que es mayor a 1; estos indicadores reflejan la rentabilidad del proyecto.

6.2 RECOMENDACIONES

- Es importante realizar un análisis exhaustivo en cada pozo de acuerdo a la zona productora y así poder obtener un diseño de geometría de las bombas conforme a los parámetros y limitaciones de cada pozo, por lo que se recomienda analizar con curvas IPR la eficiencia y capacidad productiva que nos brinda cada pozo.
- Se recomienda realizar el cambio de geometrías de las bombas jet con las que se encuentran operando los pozos LAG-09A, LAG-18, LAG-22, LAG-27, LAG-35, LAG-36, LAG-39, LAG-40D, LAG-41, LAG-43, LAG-49, LAG-51D, puesto que con una baja inversión se incrementaría la producción en los pozos.
- Se recomienda realizar el cambio de bomba pistón con las que se encuentran operando los pozos LAG-11A y LAG-38, pues aunque el aumento de producción es de 17 BPPD, se reduce una cantidad significativa de fluido motriz utilizado para su operación.
- Es recomendable ejecutar trabajos de pruebas de presión en el Campo Lago Agrio para contar con datos actualizados que permitirán tener un control continuo de la declinación, índices de productividad y otros parámetros de formación.

- Se recomienda realizar las adecuaciones y mantenimiento necesario en las instalaciones de superficie disponibles para obtener el máximo rendimiento técnico y económico que brinda el sistema de levantamiento hidráulico.
- Se recomienda realizar un mantenimiento de las bombas hidráulicas jet y pistón cada 4 meses para comprobar su funcionamiento y eliminar posibles daños en sus elementos y así evitar el mal funcionamiento de las bombas en un futuro.
- Se recomienda el uso del programa Well Perform para posteriores estudios, dada su facilidad en el manejo y confiabilidad de resultados que ayudan en el rediseño de bombas tipo pistón.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **Aldáz E., y Miguel Orozco,** (2005). Estudio técnico - económico para incrementar la producción de petróleo en el Campo Lago Agrio. Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.
- **Amaya J. y Armando Chantásig,** (2009), Programa de Diseño Unificado de Bombeo Hidráulico para la selección de Bomba Jet y Pistón usadas en las operaciones de EP PETROECUADOR. Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.
- **Baby P, Rivadeneira M. y Roberto B.,** (1994). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito, Ecuador.
- **Banco Central del Ecuador,**
http://www.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=petroleo
- **Beltrán F. y Oscar Fierro,** (2007). Análisis técnico - económico para optimizar el sistema de fluido motriz, aplicado en el Campo Lago Agrio operado por Petroproducción. Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.
- **Benavides A. y Enrique Vergara,** (2011). Estudio del sistema de bombeo hidráulico en el Campo Shushufindi. Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.
- **Bradley H. B.,** (1992). Petroleum Engineering Handbook. SPE, Ecuador.
- **Carrillo I.,** (2009). Manual de operación de bombeo hidráulico. EP PETROECUADOR. Quito, Ecuador.
- **Coello Prado H.,** (1987). Evaluación de Formaciones. Universidad de Zulia, Maracaibo, Venezuela.
- **Crart B.,** (1997). Ingeniería aplicada a yacimientos petrolíferos. Ed. Tecnos S.A., Madrid, España.
- **Departamento de Ingeniería de Petróleos,** (2.011). Forecast del Campo Lago Agrio. Distrito Oriente, Ecuador.

- **De Azevedo J., y Acosta G.,** (1976). Manual de Hidráulica. México.
- **Dresser Oil Tools,** (2002). Introducción a los sistemas de bombeo hidráulico. Quito, Ecuador.
- **Estrella K., y Jorge Gainza,** (2003). Estudio actual de la eficiencia operativa de las bombas eléctricas sumergibles (BES) en los Campos Lago Agrio y Sacha en base a las curvas de operación. Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.
- **Guerrero X.,** (2008). Bombeo Hidráulico o Power Oil. Quito, Ecuador.
- **Guevara M.,** (2008). Bombeo Hidráulico Pistón. Quito, Ecuador.
- **Halliburton,** (2008). Recopilación técnica ingeniería de yacimientos. <http://www.scribd.com/doc/19970942/Manual-de-Yacimientos>
- **Melo V.** (2007). Folleto de Levantamiento Artificial. Quito, Ecuador.
- **Molina Freddy,** (2004). Desarrollo de software para el diseño de Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico, tipo Pistón y Jet. Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.
- **Oil Tools.** (2002). Introducción a los sistemas de bombeo hidráulico. Quito, Ecuador.
- **Ross J.,** (2001). Fundamentos de Finanzas Corporativas. Quinta Edición, McGraw-Hill. México.
- **Solipet,** (2009). Manual de bombeo hidráulico. Distrito Amazónico, Ecuador.
- **Vega C.,** (1983). Ingeniería Económica. Ediciones Mediavilla, Quito, Ecuador.

GLOSARIO

Afloramiento.- Presencia en la superficie de la tierra, de capas de rocas antiguas que han quedado expuestas por la acción de movimientos de la corteza terrestre y otros fenómenos naturales.

Ambiente fluvial.- Esta es una zona plana ubicada a ambos lados del río. Esta cubierta por las aguas de inundación durante las crecidas de los ríos, el cual lleva sedimentos hasta esta zona. Este tipo de ambientes es favorable para la acumulación de hidrocarburos.

Anular.- Es la diferencia de espacio entre el casing y el hueco perforado. Además, esto puede ser descrito como diámetro interno (I.D) y diámetro externo (O.D).

Árbol de navidad o cabezal del pozo.- El arreglo de tuberías y válvulas en la cabeza del pozo que controlan el flujo de petróleo y gas y previene reventones.

Arcilla.- Finas láminas cristalinas de mineral sílice, usualmente compuesto de silicatos. En términos de campo, las arcillas más comunes son las montmorilonitas, illitas y clorita, la característica de la arcilla es tener extremadamente alta la relación área superficial-volumen.

Casing.- Una de las muchas piezas de la tubería de acero, que está cementada para formar una barrera al movimiento del fluido a lo largo del hueco. Esto está comúnmente cementado con el hueco del pozo.

Cavitación.- Son creadas a altas velocidades, muy bajas presiones de burbujas que rápidamente y violentamente colapsan cerca de las proximidades de la superficie. Además se observa un flujo turbulento.

Conificación de agua.- Superficie en forma de cono que toma el contacto agua – petróleo alrededor de un pozo de petróleo, se origina cuando la zona productora de petróleo está localizada en una arena cuya parte inferior (fondo de la arena) es agua y debido a la alta tasa de producción o empuje hidrostático de fondo, el contacto agua – petróleo se levanta debajo del pozo, formando una superficie cónica alrededor del mismo.

Demulsificante.- Aditivo químico, usualmente un surfactante que ayuda a romper emulsiones.

Emulsiones.- Mezcla en la cual un líquido es dispersado en otro en forma de gotitas muy finas.

Estrato.- Geológico: Capa (cuerpo generalmente tubular), caracterizado por ciertos atributos o propiedades unificantes que lo distinguen de estratos adyacentes.

Flujo multifásico.- Ocurre cuando dos o más fases están fluyendo. Esto a menudo complica mucho a las bombas, la predicción de flujo y medidas.

Formación.- Conjunto de capas estratigráficas genéticamente relacionadas entre sí.

Gradiente.- Cambio en presión o temperatura por unidad de profundidad.

Gravedad específica.- La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad del agua a 4⁰C.

Hidrocarburo.- Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (carbón, petróleo crudo y gas natural).

Packer.- Dispositivo que forma un sello entre dos cámaras en el pozo. Los packers son equipados con gomas para anclarlos y para el movimiento bajo altas presiones.

Parte por millón (ppm).- El número de unidades de peso o volumen de constituyentes menores presente en cada millón de unidades de una solución o mezcla. En agua es equivalente a mg/l.

Pescado.- Es una herramienta o parte de ella que se ha quedado en el pozo por diferentes circunstancias, impidiendo que este produzca.

Presión.- El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se le mide como fuerza entre área, tal como newton/por metro cuadrado.

Presión de burbuja: Presión en la cual el gas empieza a salir del petróleo bajo la saturación y forma una fase libre de gas en la matriz o una capa de gas.

Sarta de perforación.- Tubería de acero de aproximadamente 10 metros de largo que se unen para formar un tubo desde la barrena de perforación hasta la plataforma de perforación. El conjunto se gira para llevar a cabo la operación de perforación y también sirve de conducto para el lodo de perforación.

Saturación.- Es la fracción de porosidad efectiva llenada con un fluido específico

Tubing.- Típicamente los más pequeños, es la tubería interior que es usada primordialmente para el flujo del fluido.

Viscosidad.- Es la resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente disminuye al elevar la temperatura.

Wire line.- Relacionado para algunos aspectos de registros que emplean cable eléctrico para bajar herramientas dentro del hueco perforado y para transmisión de datos.

W.T.I.- West Texas Intermediate Crude Oil, crudo cuyo precio es el principal referente para el comercio o intercambio de otros petróleos en los Estados Unidos de América y países del cono sur.

Yacimiento (Reservorio).- Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el petróleo la parte intermedia y el agua la parte inferior.

Zapato.- Ubicado en el final del casing, usualmente llamado un zapato guía que ayuda a insertar el casing a través del agujero perforado.

ANEXOS

ANEXO No. 1

**TUBERÍA DE ACERO AL CARBONO API 5L/ ASTM
A53/A106**

TABLA A-1.1 TUBERÍA DE ACERO AL CARBONO

Diámetro Nominal		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESIÓN DE PRUEBA			
NPS	DN	in.	mm.	in.	mm.	Weight class	Schedule	lb/pie	kg/m	GRADO A		GRADO B	
in.	mm.	in.	mm.	in.	mm.					psi	Kg/cm ²	psi	Kg/cm ²
1/2	15	0,84	21,3	0,109	2,77	STD	40	0,85	1,27	700	49	700	49
				0,147	3,73	XS	80	1,09	1,62	850	60	850	60
3/4	20	1,050	26,7	0,113	2,87	STD	40	1,13	1,69	700	49	700	49
				0,154	3,91	XS	80	1,47	2,20	850	60	850	60
1	25	1,315	33,4	0,133	3,38	STD	40	1,68	2,50	700	49	700	49
				0,179	4,55	XS	80	2,17	3,24	850	60	850	60
1 1/4	32	1,660	42,2	0,140	3,56	STD	40	2,27	3,39	1.200	84	1.300	91
				0,191	4,85	XS	80	3,00	4,47	1.800	127	1.900	134
1 1/2	40	1,900	48,3	0,145	3,68	STD	40	2,72	4,05	1.200	84	1.300	91
				0,200	5,08	XS	80	3,63	5,41	1.800	127	1.900	134
2	50	2,375	60,3	0,154	3,91	STD	40	3,65	5,44	2.300	162	2.500	176
				0,218	5,54	XS	80	5,02	7,48	2.500	176	2.500	176
2 1/2	65	2,875	73,000	0,203	5,16	STD	40	5,79	8,63	2.500	176	2.500	176
				0,276	7,01	XS	80	7,66	11,41	2.500	176	2.500	176
				0,375	9,52		160			2.500	176	2.500	176
				0,552	14,02	XXS				2.500	176	2.500	176
3	80	3,500	88,9	0,125	3,18			4,51	6,72	1.290	91	1.500	105
				0,156	3,96			5,57	8,29	1.600	112	1.870	131
				0,188	4,78			6,65	9,92	1.930	136	2.260	159
				0,216	5,49	STD	40	7,58	11,29	2.220	156	2.500	176
				0,250	6,35			8,68	12,93	2.500	176	2.500	176
				0,281	7,14			9,66	14,40	2.500	176	2.500	176
4	100	4,500	114,3	0,300	7,62	XS	80	10,25	15,27	2.500	176	2.500	176
				0,125	3,18			5,84	8,71	1.000	70	1.770	82
				0,156	3,96			7,24	10,78	1.250	88	1.460	103
				0,188	4,78			8,66	12,91	1.500	105	1.750	123
				0,219	5,56			10,01	14,91	1.750	123	2.040	143
				0,237	6,02	STD	40	10,79	16,07	1.900	134	2.210	155
				0,250	6,35			11,35	16,90	2.000	141	2.330	164
				0,281	7,14			12,66	18,87	2.250	158	2.620	184
				0,312	7,92			13,98	20,78	2.500	176	2.800	197
				0,337	8,56	XS	80	14,98	22,32	2.700	190	2.800	197
5	125	5,563	141,3	0,438	11,13		120	19,00	28,32	2.800	197	2.800	197
				0,531	13,49		160	22,51	33,54	2.800	197	2.800	197
				0,674	17,12	XXS		27,54	41,03	2.800	197	2.800	197
				0,188	4,78			10,79	16,09	1.220	86	1.420	100
				0,219	5,56			12,50	18,61	1.420	100	1.650	116
				0,258	6,55	STD	40	14,62	21,77	1.670	117	1.950	137
6	150	6,625	168,3	0,281	7,14			15,85	23,62	1.820	128	2.120	149
				0,312	7,92			17,50	26,05	2.020	142	2.360	166
				0,344	8,74			19,17	28,57	2.230	157	2.600	183
				0,375	9,52	XS	80	20,78	30,94	2.430	171	2.800	197
				0,188	4,78			12,92	19,27	1.020	72	1.190	84
6	150	6,625	168,3	0,219	5,56			14,98	22,31	1.190	84	1.390	98
				0,250	6,35			17,02	25,36	1.360	96	1.580	111
				0,280	7,11	STD	40	18,97	28,26	1.520	107	1.780	125
				0,312	7,92			21,04	31,32	1.700	120	1.980	139

TABLA A-1.1 CONTINUACIÓN

Diámetro Nominal		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESIÓN DE PRUEBA			
NPS	DN					Weight class	Schedule	lb/pie	kg/m	GRADO A		GRADO B	
in.	mm.	in.	mm.	in.	mm.					psi	Kg/cm ²	psi	Kg/cm ²
				0,344	8,74			23,08	34,39	1.870	131	2.180	153
				0,375	9,52			25,02	37,28	2.040	143	2.380	167
				0,432	10,97	XS		28,57	42,56	2.350	165	2.740	193
				0,562	14,27			36,39	54,20	2.800	197	2.800	197
				0,719	18,26			45,35	67,56	2.800	197	2.800	197
				0,864	21,95	XXS		53,16	79,22	2.800	197	2.800	197
8	200	8,625	219,1	0,188	4,78			16,94	25,26	780	55	920	65
				0,203	5,16			18,26	27,22	850	60	1.000	70
				0,219	5,56			19,66	29,28	910	64	1.070	75
				0,250	6,35			22,36	33,31	1.040	73	1.220	86
				0,277	7,04			24,70	36,81	1.160	82	1.350	95
				0,312	7,92			27,70	41,24	1.300	91	1.520	107
				0,322	8,18	STD		28,55	42,55	1.340	94	1.570	110
				0,344	8,74			30,42	45,34	1.440	101	1.680	118
				0,375	9,52			33,04	49,20	1.570	110	1.830	129
				0,406	10,31			35,64	53,08	1.700	120	2.000	141
				0,438	11,13			38,30	57,08	1.830	129	2.130	150
				0,500	12,70	XS		43,39	64,64	2.090	147	2.430	171
				0,594	15,09			50,95	75,92	2.500	176	2.800	197
				0,719	18,26			60,71	90,44	2.800	197	2.800	197
				0,812	20,62			67,76	100,92	2.800	197	2.800	197
				0,875	22,22	XXS		72,42	107,88	2.800	197	2.800	197
0,906	23,01			74,69	111,27	2.800	197	2.800	197				
10	250	10,750	273,0	0,188	4,78			21,21	31,62	630	44	730	51
				0,203	5,16			22,87	34,08	680	48	800	56
				0,219	5,56			24,63	36,67	730	51	860	60
				0,250	6,35			28,04	41,75	840	59	980	69
				0,279	7,09			31,20	46,49	930	65	1.090	77
				0,307	7,80			34,24	51,01	1.030	72	1.200	84
				0,344	8,74			38,23	56,96	1.150	81	1.340	94
				0,365	9,27	STD		40,48	60,29	1.220	86	1.430	101
				0,438	11,13			48,19	71,87	1.470	103	1.710	120
				0,500	12,70	XS		54,71	81,52	1.670	117	1.950	137
				0,594	15,09			64,43	95,97	1.990	140	2.320	163
				0,719	18,26			77,03	114,70	2.410	169	2.800	197
				0,844	21,44			89,29	133,00	2.800	197	2.800	197
				1,000	25,40	XXS		104,13	155,09	2.800	197	2.800	197
				1,125	28,57			115,65	172,21	2.800	197	2.800	197
12	300	12,750	323,8	0,203	5,16			27,20	40,55	570	40	670	47
				0,219	5,56			29,31	43,63	620	44	720	51
				0,250	6,35			33,38	49,71	710	50	820	58
				0,281	7,14			37,42	55,75	790	56	830	65
				0,312	7,92			41,45	61,69	880	62	1.030	72
				0,330	8,38			43,77	65,18	930	65	1.090	77
				0,344	8,74			45,58	67,90	970	68	1.130	79
				0,375	9,52	STD		49,52	73,78	1.060	75	1.240	87
				0,406	10,31			53,52	79,70	1.150	81	1.340	94

TABLA A-1.1 CONTINUACIÓN

Diámetro Nominal		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESIÓN DE PRUEBA			
NPS	DN	in.	mm.	in.	mm.	Weight class	Schedule	lb/pie	kg/m	GRADO A		GRADO B	
in.	mm.	in.	mm.	in.	mm.					psi	Kg/cm ²	psi	Kg/cm ²
				0,438	11,13			57,59	85,82	1.240	87	1.440	101
				0,500	12,70	XS		65,42	97,43	1.410	99	1.650	116
				0,562	14,27		60	73,15	108,92	1.590	112	1.850	130
				0,688	17,28		80	88,63	132,04	1.940	136	2.270	160
				0,844	21,44		100	107,32	159,86	2.390	168	2.780	195
				1,000	25,40	XXS	120	125,49	186,91	2.800	197	2.800	197
				1,125	28,57		140	139,68	208,00	2.800	197	2.800	197
				1,312	33,32		160	160,27	238,68	2.800	197	2.800	197

Fuente: Vemacero C.A.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

ANEXO No. 2**ÁREAS DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET Y
PISTÓN**

TABLA A-2.1 ÁREA DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET - CLAW

TOBERA		GARGANTA	
No.	ÁREA	No.	ÁREA
1	0,0018	A	0,0046
2	0,0030	B	0,0072
3	0,0038	C	0,0104
4	0,0054	D	0,0142
5	0,0074	E	0,0187
6	0,0094	F	0,0239
7	0,0108	G	0,0311
8	0,0122	H	0,0376
9	0,0148	I	0,0447
10	0,0175	J	0,0526
11	0,0239	K	0,0654
12	0,0311	L	0,0796
13	0,0450	M	0,0957
14	0,0658	N	0,1119
15	0,0851	O	0,1445
16	0,1251	P	0,1763
17	0,1552	Q	0,2154
18	0,1950	R	0,2593
19	0,2464	S	0,3127
20	0,3119	T	0,3760
21	0,3850	U	0,4515
		V	0,5426
		W	0,6520

Fuente: Ecuapet Cía. Ltda.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

**TABLA A-2.2 ÁREA DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET -
GUIBERSON**

TOBERA		GARGANTA	
No.	ÁREA	No.	ÁREA
DD	0,0016	000	0,0044
CC	0,0028	00	0,0071
BB	0,0038	0	0,0104
A	0,0055	1	0,0143
B	0,0095	2	0,0189
C	0,0123	3	0,0241
D	0,0177	4	0,0314
E	0,0241	5	0,0380
F	0,0314	6	0,0452
G	0,0452	7	0,0531
H	0,0661	8	0,0661
I	0,0855	9	0,0804
J	0,1257	10	0,0962
K	0,1560	11	0,1125
L	0,1960	12	0,1452
M	0,2463	13	0,1772
N	0,3117	14	0,2165
P	0,3848	15	0,2606
		16	0,3127
		17	0,3750
		18	0,4513
		19	0,5424
		20	0,6518

Fuente: Ecuapet Cía. Ltda.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-2.3 ÁREA DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET - KOBE

TOBERA		GARGANTA	
No.	ÁREA	No.	ÁREA
1	0,0024	1	0,0060
2	0,0031	2	0,0077
3	0,0040	3	0,0100
4	0,0052	4	0,0129
5	0,0067	5	0,0167
6	0,0086	6	0,0215
7	0,0111	7	0,0278
8	0,0144	8	0,0359
9	0,0186	9	0,0464
10	0,0240	10	0,0599
11	0,0310	11	0,0774
12	0,0400	12	0,1000
13	0,0517	13	0,1242
14	0,0668	14	0,1668
15	0,0863	15	0,2154
16	0,1114	16	0,2783
17	0,1439	17	0,3594
18	0,1858	18	0,4642
19	0,2400	19	0,5995
20	0,3100	20	0,7743
		21	1,0000
		22	1,2916
		23	1,6681
		24	2,1544

Tobera	Garganta	Relación R
N	N-1	0,517 A
N	N	0,400 A
N	N+1	0,310 B
N	N+2	0,240 C
N	N+3	0,186 D
N	N+4	0,144 E

Fuente: Ecuapet Cía. Ltda.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-2.4 ÁREA DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET - NATIONAL OILMASTER

TOBERA		GARGANTA	
No.	ÁREA	No.	ÁREA
1	0,0024	1	0,0064
2	0,0031	2	0,0081
3	0,0039	3	0,0104
4	0,005	4	0,0131
5	0,0064	5	0,0167
6	0,0081	6	0,0212
7	0,0103	7	0,0271
8	0,0131	8	0,0346
9	0,0167	9	0,0441
10	0,0212	10	0,0562
11	0,0271	11	0,0715
12	0,0346	12	0,091
13	0,0441	13	0,1159
14	0,0562	14	0,1476
15	0,0715	15	0,1879
16	0,091	16	0,2392
17	0,1159	17	0,3046
18	0,1476	18	0,3878
19	0,1879	19	0,4938
20	0,2392	20	0,6287

Tobera	Garganta	Relación R
N	N-1	0,483 X
N	N	0,380 A
N	N+1	0,299 B
N	N+2	0,235 C
N	N+3	0,184 D
N	N+4	0,145 E

Fuente: Ecuapet Cía. Ltda.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-2.5 ÁREA DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET - OILWELL

TOBERA		GARGANTA	
No.	ÁREA	No.	ÁREA
1	0,0024	A	0,0060
2	0,0031	B	0,0077
3	0,0040	C	0,0100
4	0,0052	D	0,0129
5	0,0067	E	0,0167
6	0,0086	F	0,0215
7	0,0095	G	0,0272
8	0,0136	H	0,0353
9	0,0181	I	0,0456
10	0,0229	J	0,0593
11	0,0307	K	0,0764
12	0,0387	L	0,0989
13	0,0498	M	0,1242
14	0,0642	N	0,1668
15	0,0863	O	0,2107
16	0,1114	P	0,2783
17	0,1439	Q	0,3594
18	0,1858	R	0,4642
19	0,2400	S	0,5995
20	0,3100	T	0,7743
		U	1,0000
		V	1,2910

Fuente: Ecuapet Cía. Ltda.

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-2.6 RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE GARGANTA - GUIBERSON

DD	Gargantas	OOO	OO						
	R	0,36	0,22						
	As	0,0028	0,0056						
CC	Gargantas	OOO	OO	0	1				
	R	0.64	0.40	0.27	0.20				
	As	0.0016	0.0043	0.0076	0.0115				
BB	Gargantas	0	0	1	2				
	R	0.54	0.37	0.27	0.20				
	As	0.0032	0.0065	0.0105	0.0150				
A	Gargantas	0	1	2	3				
	R	0.53	0.39	0.29	0.23				
	As	0.0048	0.0088	0.0133	0.0185				
B	Gargantas	0	1	2	3	4	5	6	
	R	0.92	0.66	0.50	0.40	0.30	0.25	0.21	
	As	0.0009	0.0048	0.0094	0.0145	0.0219	0.0285	0.0357	
C	Gargantas	1	2	3	4	5	6	7	
	R	0.86	0.65	0.51	0.39	0.32	0.27	0.23	
	As	0.0020	0.0066	0.0118	0.0191	0.0257	0.0330	0.0408	
D	Gargantas	3	4	5	6	7	8	9	
	R	0.74	0.56	0.46	0.39	0.33	0.27	0.22	
	As	0.0064	0.0137	0.0203	0.0276	0.0354	0.0484	0.0628	
E	Gargantas	4	5	6	7	8	9	10	11
	R	0.77	0.63	0.53	0.45	0.36	0.30	0.25	0.20
	As	0.0074	0.0140	0.0212	0.0290	0.0420	0.0564	0.0722	0.0954
F	Gargantas	6	7	8	9	10	11	12	
	R	0.69	0.59	0.48	0.39	0.33	0.26	0.22	
	As	0.0138	0.0217	0.0346	0.0490	0.0648	0.0880	0.1138	
G	Gargantas	8	9	10	11	12	13	14	
	R	0.68	0.56	0.47	0.38	0.31	0.26	0.21	
	As	0.0208	0.0352	0.0510	0.0742	0.1000	0.1320	0.1712	
H	Gargantas	10	11	12	13	14	15	16	
	R	0.69	0.55	0.45	0.37	0.30	0.25	0.21	
	As	0.0302	0.0534	0.0792	0.1112	0.1504	0.1945	0.2467	
I	Gargantas	11	12	13	14	15	16	17	
	R	0.72	0.59	0.48	0.40	0.33	0.27	0.23	
	As	0.0339	0.0597	0.0917	0.1309	0.1750	0.2272	0.2895	
J	Gargantas	13	14	15	16	17	18	19	
	R	0.71	0.58	0.48	0.40	0.34	0.28	0.23	
	As	0.0515	0.0908	0.1349	0.1871	0.2493	0.3256	0.4167	

TABLA A-2.6 CONTINUACIÓN

K	Gargantas	15	16	17	18	19	20
	R	0.61	0.51	0.42	0.35	0.29	0.24
	As	0.1015	0.1537	0.2160	0.2922	0.3833	0.4928
L	Gargantas	16	17	18	19	20	
	R	0.63	0.52	0.44	0.36	0.30	
	As	0.1164	0.1787	0.2549	0.3460	0.4555	
M	Gargantas	17	18	19	20		
	R	0.66	0.55	0.45	0.38		
	As	0.1287	0.2050	0.2961	0.4055		
N	Gargantas	18	19	20			
	R	0.69	0.57	0.48			
	As	0.1395	0.2306	0.3401			
P	Gargantas	19	20				
	R	0.71	0.59				
	As	0.1575	0.267				

Fuente: Melo V. Folleto de Levantamiento Artificial, 2007

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-2.7 ÁREAS ANULARES DE TOBERA Y GARGANTA - KOBE

Tobera	A-	A	B	C	D	E
1		0,0036	0,0053	0,0076	0,0105	0,0143
2	0,0029	0,0046	0,0069	0,0098	0,0136	0,0184
3	0,0037	0,0060	0,0089	0,0127	0,0175	0,0231
4	0,0048	0,0077	0,0115	0,0164	0,0227	0,0308
5	0,0062	0,0100	0,0149	0,0211	0,0293	0,0397
6	0,0080	0,0129	0,0192	0,0273	0,0378	0,0513
7	0,0104	0,0167	0,0248	0,0353	0,0488	0,0663
8	0,0134	0,0216	0,0320	0,0456	0,0631	0,0856
9	0,0174	0,0278	0,0414	0,0589	0,0814	0,1106
10	0,0224	0,0360	0,0534	0,0760	0,1051	0,1428
11	0,0289	0,0464	0,0690	0,0981	0,1358	0,1840
12	0,0374	0,0599	0,0891	0,1268	0,1749	0,2382
13	0,0483	0,0774	0,1151	0,1633	0,2265	0,3076
14	0,0624	0,1001	0,1482	0,2115	0,2926	0,3974
15	0,0806	0,1287	0,1920	0,2731	0,3780	0,5133
16	0,1036	0,1668	0,2479	0,3528	0,4881	0,6629
17	0,1344	0,2155	0,3203	0,4557	0,6304	0,8562
18	0,1735	0,2784	0,4137	0,5885	0,8142	1,1058
19	0,2242	0,3595	0,5343	0,7600	1,0516	1,4282
20	0,2896	0,4643	0,6901	0,9817	1,3583	1,8444

Fuente: Melo V. Folleto de Levantamiento Artificial, 2007

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-2.8 ÁREAS ANULARES DE TOBERA Y GARGANTA - NATIONAL

Tobera	X	A	B	C	D	E
1		0,0040	0,0570	0,0080	0,0108	0,0144
2	0,0033	0,0050	0,0073	0,0101	0,0137	0,0183
3	0,0042	0,0065	0,0093	0,0129	0,0175	0,0233
4	0,0054	0,0082	0,0118	0,0164	0,0222	0,0296
5	0,0068	0,0104	0,0150	0,0208	0,0282	0,0377
6	0,0087	0,0133	0,0191	0,0265	0,0360	0,0481
7	0,0111	0,0169	0,0243	0,0338	0,0459	0,0612
8	0,0141	0,0215	0,0310	0,0431	0,0584	0,0779
9	0,0179	0,0274	0,0395	0,0548	0,0743	0,0992
10	0,0229	0,0350	0,0503	0,0698	0,0947	0,1264
11	0,0291	0,0444	0,0639	0,0888	0,1205	0,1608
12	0,0369	0,0564	0,0813	0,1130	0,1533	0,2046
13	0,0469	0,0718	0,1035	0,1438	0,1951	0,2605
14	0,0597	0,0914	0,1317	0,1830	0,2484	0,3316
15	0,0761	0,1164	0,1677	0,2331	0,3163	0,4223
16	0,0969	0,1482	0,2136	0,2968	0,4028	0,5377
17	0,1234	0,1888	0,2720	0,3779	0,5128	
18	0,1571	0,2403	0,3463	0,4812		
19	0,2000	0,3060	0,4409			
20	0,2546	0,3896				

Fuente: Melo V. Folleto de Levantamiento Artificial, 2007

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-2.9 ESPECIFICACIONES DE BOMBAS PISTÓN - GUIBERSON

Bomba	Desplazamiento					P/E	Máxima velocidad de régimen (SPM)
	BPD por SPM		A velocidad de régimen (BPD)				
	Bomba	Motor	Bomba	Motor	Total		
Powerlift I							
2 3/8 in. Tubing							
2 x 1 5/8 x 1 1/16	6.45	15.08	225	528	753	0.52	35
2 x 1 5/8 x 1 1/4	8.92	15.08	312	528	840	0.72	35
2 x 1 5/8 x 1 1/2	12.85	15.08	450	528	978	1.03	35
2 x 1 5/8 x 1 1/2	11.96	14.04	478	561	1039	1.16	40
2 x 1 5/8 x 1 5/8	15.08	15.08	528	528	1056	1.21	35
2 x 1 5/8 x 1 5/8	14.04	14.04	561	561	1122	1.36	40
2 7/8 in. Tubing							
2 1/2 x 2 x 1 1/16	8.69	30.77	191	678	869	0.32	22
2 1/2 x 2 x 1 1/4	12.02	30.77	264	678	942	0.44	22
2 1/2 x 2 x 1 1/2	17.30	30.77	467	831	1298	0.68	27
2 1/2 x 2 x 1 5/8	20.30	30.77	547	831	1378	0.80	27
2 1/2 x 2 x 1 3/4	23.56	30.77	636	831	1467	0.93	27
2 1/2 x 2 x 1 3/4	23.56	30.77	825	1078	1902	1.06	35
2 1/2 x 2 x 2	30.77	30.77	831	831	1662	1.21	27
2 1/2 x 2 x 2	30.77	30.77	1077	1077	2154	1.36	35
2 1/2 x 1 5/8 x 1 1/16	6.45	15.08	225	528	753	0.52	35
2 1/2 x 1 5/8 x 1 1/4	8.92	15.08	312	528	840	0.72	35
2 1/2 x 1 5/8 x 1 1/2	12.85	15.08	450	528	978	1.03	35
2 1/2 x 1 5/8 x 1 5/8	15.08	15.08	528	528	1056	1.21	35
2 1/2 x 1 5/8 x 1 1/16	8.69	20.32	235	548	782	0.52	27
2 1/2 x 1 5/8 x 1 1/4	12.02	20.32	325	548	873	0.72	27
2 1/2 x 1 5/8 x 1 1/2	17.31	20.32	467	548	1015	1.03	27
2 1/2 x 1 5/8 x 1 5/8	20.32	20.32	549	548	1095	1.21	27
3 1/2 in. Tubing							
3 x 2 1/2 x 1 3/4	21.42	43.71	643	1311	1954	0.59	30
3 x 2 1/2 x 2	27.98	43.71	840	1311	2151	0.78	30
3 x 2 1/2 x 2 1/4	35.41	43.71	1062	1311	2373	0.98	30
3 x 2 1/2 x 2 1/2	43.71	43.71	1311	1311	2622	1.21	30
Powerlift II							
2 3/8 in. Tubing							
2 x 1 1/16	6.45	15.08	225	528	753	0.52	35
2 x 1 1/4	8.92	15.08	312	528	840	0.72	35
2 x 1 9/16	12.85	15.08	450	528	978	1.03	35
2 7/8 in. Tubing							
2 1/2 x 1 1/4	11.96	14.04	478	561	1040	1.16	40
2 1/2 x 2 1/2	15.08	15.08	528	528	1056	1.21	35
2 1/2 x 1 7/8	14.04	14.04	561	561	1122	1.36	40

Fuente: WEATHERFORD

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-2.10 ESPECIFICACIONES DE BOMBAS PISTÓN - KOBE

Bomba	Desplazamiento					P/E	Máxima velocidad de régimen (SPM)
	PBD por SPM		A velocidad de régimen (BPD)				
	Bomba	Motor	Bomba	Motor	Total		
Tipo A							
2 3/8 in. tubing							
2 x 13/16 - 13/16	1.15	1.2	139	145	284	1	121
2 x 1 - 13/16	1.15	2.15	139	260	399	0.545	121
2 x 1 - 1	2.10	2.15	255	260	515	1.000	121
2 x 1 - 13/16	3.25	2.15	393	260	653	1.546	121
2 x 1 3/16 - 13/16	1.15	3.30	139	399	538	0.353	121
2 x 1 3/16 - 1	2.10	3.30	255	399	654	0.647	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16	3.25	3.30	393	399	792	1.000	121
2 x 1 3/16 - 1 x 1	4.20	3.30	508	399	907	1.290	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16 x 1	5.35	3.30	647	399	1046	1.647	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16 x 1 3/16	6.50	3.30	787	399	1186	2.000	121
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 - 1	2.56	2.66	256	266	522	1	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1	2.56	5.02	256	502	758	0.520	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 1/8	3.67	5.02	367	502	868	0.746	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 1/4	4.92	5.02	492	502	994	1.000	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 7/16	7.03	5.02	703	502	1205	1.431	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/8	3.67	7.13	367	713	1080	0.522	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/4	4.92	7.13	492	713	1205	0.700	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16	7.03	7.13	703	713	1416	1.000	100
2 1/2 x 1 1/2 - 1 1/2	7.45	7.55	745	755	1500	1.000	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/4	4.92	9.27	492	927	1419	0.521	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 7/16	7.03	9.27	703	927	1630	0.770	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/2	7.45	9.27	745	927	1672	0.820	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8	9.09	9.27	909	927	1836	1.000	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/4 x 1 1/4	9.84	7.13	984	713	1697	1.400	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16 x 1 1/4	11.95	7.13	1195	713	1908	1.701	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16 x 1 7/16	14.06	7.13	1406	713	2119	2.000	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8 x 1 5/8	18.18	9.27	1818	927	2745	2.000	100
3 1/2 in. tubing							
3 x 1 1/2 - 1 1/4	5.59	9.61	486	836	1322	0.592	87
3 x 1 1/2 - 1 3/8	7.43	9.61	646	836	1482	0.787	87
3 x 1 1/2 - 1 1/2	9.44	9.61	821	836	1657	1.000	87
3 x 1 1/2 - 1 3/4	14.00	9.61	1218	836	2054	1.480	87
3 x 1 3/4 - 1 1/2	9.44	14.17	821	1233	2054	0.676	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4	14.00	14.17	1218	1233	2451	1.000	87
3 x 2 - 1 3/4	14.00	19.35	1218	1683	2901	0.727	87
3 x 1 3/4 - 1 1/4 x 1 1/4	11.18	14.17	973	1233	2206	0.800	87
3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	18.88	14.17	1642	1233	2875	1.351	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 1/2	23.44	14.17	2093	1233	3326	1.675	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 3/4	28.00	14.17	2436	1233	3669	2.000	87
4 1/2 in. tubing							
4 x 2 - 1 3/4	14.40	21.44	1109	1651	2760	0.687	77
4 x 2 3/8 - 2 x 1 3/4	35.40	32.94	2726	2536	5262	1.094	77
4 x 2 3/8 - 2 x 2	42.00	32.94	3234	2536	5770	1.299	77
4 x 2 3/8 - 2 3/8 x 2	53.50	32.94	4120	2536	6656	1.650	77
4 x 2 3/8 - 2 3/8 x 2 3/8	65.00	32.94	5005	2536	7541	2.000	77

TABLA A-2.10 CONTINUACIÓN

Bomba	Desplazamiento					P/E	Máxima velocidad de régimen (SPM)
	PBD por SPM		A velocidad de régimen (BPD)				
	Bomba	Motor	Bomba	Motor	Total		
Tipo B							
2 3/8 in. tubing							
2 x 1 3/8 - 1 3/16	3.15	4.54	381	549	930	0.700	121
2 x 1 3/8 - 1 3/8	4.50	4.54	544	549	1093	1.000	121
2 x 1 3/8 - 1 3/16 x 1 3/16	6.21	4.54	750	549	1299	1.380	121
2 x 1 3/8 - 1 3/8 x 1 3/16	7.55	4.54	914	549	1463	1.680	121
2 x 1 3/8 - 1 3/8 x 1 3/8	8.90	4.54	1076	549	1625	1.980	121
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 3/4 - 1 1/2	7.44	10.96	744	1096	1840	0.685	100
2 1/2 x 1 3/4 - 1 3/4	10.86	10.96	1086	1096	2182	1.000	100
2 1/2 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	14.52	10.96	1452	1096	2548	1.336	100
2 1/2 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 1/2	17.94	10.96	1794	1096	2890	1.652	100
2 1/2 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 3/4	21.36	10.96	2136	1096	3232	1.957	100
3 1/2 in. tubing							
3 x 2 1/8 - 1 7/8	15.96	21.75	1388	1892	3280	0.740	87
3 x 2 1/8 - 2 1/8	21.55	21.75	1875	1892	3767	1.000	87
3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8	31.34	21.75	2727	1892	4619	1.454	87
3 x 2 1/8 - 2 1/8 x 1 7/8	36.94	21.75	3214	1892	5106	1.714	87
3 x 2 1/8 - 2 1/8 x 2 1/8	42.53	21.75	3700	1892	5592	1.974	87
Tipo D							
2 3/8 in. tubing							
2 x 1 3/16 x 1 3/8 - 1 3/8	4.50	7.79	544	943	1487	0.581	121
2 x 1 3/16 x 1 3/8 - 1 3/16 x 1 3/16	6.21	7.79	751	943	1694	0.802	121
2 x 1 3/16 x 1 3/8 - 1 3/8 x 1 3/16	7.55	7.79	914	943	1857	0.976	121
2 x 1 3/16 x 1 3/8 - 1 3/8 x 1 3/8	8.90	7.79	1076	943	2019	1.150	121
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 1/2	7.44	17.99	744	1799	2543	0.411	100
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 3/4	10.86	17.99	1086	1799	2885	0.608	100
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	14.52	17.99	1452	1799	3251	0.813	100
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 1/2	17.94	17.99	1794	1799	3593	0.976	100
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 3/4	21.36	17.99	2136	1799	3935	1.196	100
3 1/2 in. tubing							
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 1 7/8	15.96	35.74	1388	3109	4497	0.449	87
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 2 1/8	21.55	35.74	1874	3109	4983	0.606	87
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8	31.34	35.74	2726	3109	5835	0.882	87
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 2 1/8 x 1 7/8	36.94	35.74	3213	3109	6322	1.039	87
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 2 1/8 x 2 1/8	42.53	35.74	3700	3109	6809	1.197	87
Tipo E							
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 3/4	40.63	35.45	2400	2092	4491	1.146	59
3 1/2 in. tubing							
3 x 2 1/8	71.70	62.77	4007	3515	7522	1.142	56

Fuente: WEATHERFORD

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-2.11 ESPECIFICACIONES DE BOMBAS PISTÓN - NATIONAL OILMASTER

Bomba	Desplazamiento					P/E	Máxima velocidad de régimen (SPM)
	BPD por SPM		A velocidad de régimen (BPD)				
	Bomba	Motor	Bomba	Motor	Total		
Tipo F, FE, FEB							
2 3/8 in. tubing							
F201311	3.0	4.2	204	286	490	0.71	68
F201313	4.2	4.2	286	286	572	1.00	68
F201611	3.0	6.4	204	435	639	0.47	68
F201613	4.2	6.4	286	435	721	0.66	68
FEB201613	6.2	9.4	340	517	857	0.66	55
FEB201616	9.4	9.4	517	517	1034	1.00	55
2 7/8 in. tubing							
F251611	3.3	7.0	214	455	669	0.47	65
F251613	4.6	7.0	299	455	754	0.66	65
F251616	7.0	7.0	455	455	910	1.00	65
FE251613	6.6	10	350	530	880	0.66	53
FE251616	10	10	530	530	1060	1	53
FE252011	4.95	16.5	252	843	1095	0.30	51
FE252013	6.98	16.5	355	843	1198	0.42	51
FE252016	10.6	16.5	540	843	1382	0.64	51
Tipo V							
2 7/8 in. tubing							
V-25-11-063	6.31	10	1073	1700	2773	0.63	170
V-25-21-075	6.31	8.38	1174	1559	2733	0.75	186
V-25-11-095	6.31	6.66	1300	1371	2671	0.95	206
V-25-11-118	6.31	5.33	1420	1199	2619	1.18	225
Tipo 220							
2 3/8 in. tubing							
330-201612	5.45	8.94	546	894	1440	0.63	100
530-201615	7.86	8.94	786	894	1680	0.89	100
2 7/8 in. tubing							
348-252012	8.73	22.35	629	1609	2238	0.40	72
348-252015	12.57	22.35	905	1609	2514	0.57	72
548-252017	17.11	22.35	1232	1609	2841	0.78	72
548-252019	20.17	22.35	1452	1609	3061	0.93	72
3 1/2 in. tubing							
548-302419	20.17	32.18	1452	2317	3769	0.643	72
548-302420	22.65	37.31	1634	2685	4319	0.624	72
548-302422	28.7	32.18	2063	2317	4380	0.914	72
548-302423	34.96	37.31	2517	2686	5203	0.961	72

Fuente: WEATHERFORD

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-2.12 ESPECIFICACIONES DE BOMBAS PISTÓN – OILWELL HYDRAULICS INC

Bomba	Desplazamiento					P/E	Máxima velocidad de régimen (SPM)
	BPD por SPM		A velocidad de régimen (BPD)				
	Bomba	Motor	Bomba	Motor	Total		
Tipo AM							
2 3/8 in. Tubing							
2 x 13/16 - 13/16	1.15	1.2	139	145	284	1	121
2 x 1 - 13/16	1.15	2.15	139	260	399	0.545	121
2 x 1 - 1	2.10	2.15	255	260	515	1.000	121
2 x 1 - 13/16	3.25	2.15	393	260	653	1.546	121
2 x 1 3/16 - 13/16	1.15	3.30	139	399	538	0.353	121
2 x 1 3/16 - 1	2.10	3.30	255	399	654	0.647	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16	3.25	3.30	393	399	792	1.000	121
2 x 1 3/16 - 1 x 1	4.20	3.30	508	399	907	1.290	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16 x 1	5.35	3.30	647	399	1046	1.647	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16 x 13/16	6.50	3.30	787	399	1186	2.000	121
2 7/8 in. Tubing							
2 1/2 x 1 - 1	2.56	2.66	256	266	522	1	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1	2.56	5.02	256	502	758	0.520	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 1/8	3.67	5.02	367	502	868	0.746	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 1/4	4.92	5.02	492	502	994	1.000	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 7/16	7.03	5.02	703	502	1205	1.431	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/8	3.67	7.13	367	713	1080	0.522	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/4	4.92	7.13	492	713	1205	0.700	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16	7.03	7.13	703	713	1416	1.000	100
2 1/2 x 1 1/2 - 1 1/2	7.45	7.55	745	755	1500	1.000	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/4	4.92	9.27	492	927	1419	0.521	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 7/16	7.03	9.27	703	927	1630	0.770	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/2	7.45	9.27	745	927	1672	0.820	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8	9.09	9.27	909	927	1836	1.000	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/4 x 1 1/4	9.84	7.13	984	713	1697	1.400	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16 x 1 1/4	11.95	7.13	1195	713	1908	1.701	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16 x 1 7/16	14.06	7.13	1406	713	2119	2.000	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8 x 1 5/8	18.18	9.27	1818	927	2745	2.000	100
3 1/2 in. tubing							
3 x 1 1/2 - 1 1/4	5.59	9.61	486	836	1322	0.592	87
3 x 1 1/2 - 1 3/8	7.43	9.61	646	836	1482	0.787	87
3 x 1 1/2 - 1 1/2	9.44	9.61	821	836	1657	1.000	87
3 x 1 1/2 - 1 3/4	14.00	9.61	1218	836	2054	1.480	87
3 x 1 3/4 - 1 1/2	9.44	14.17	821	1233	2054	0.676	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4	14.00	14.17	1218	1233	2451	1.000	87
3 x 2 - 1 3/4	14.00	19.35	1218	1683	2901	0.727	87
3 x 1 3/4 - 1 1/4 x 1 1/4	11.18	14.17	973	1233	2206	0.800	87
3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	18.88	14.17	1642	1233	2875	1.351	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 1/2	23.44	14.17	2093	1233	3326	1.675	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 3/4	28.00	14.17	2436	1233	3669	2.000	87
4 1/2 in. tubing							
4 x 2 - 1 3/4	14.40	21.44	1109	1651	2760	0.687	77
4 x 2 - 2	21.00	21.44	1617	1651	3268	1.000	77
4 x 2 - 2 3/8	32.50	21.44	2503	1651	4154	1.541	77
4 x 2 3/8 - 2	21.00	32.94	1617	2536	4153	0.649	77
4 x 2 3/8 - 2 3/8	32.60	32.94	2503	2536	5039	1.000	77

TABLA A-2.12 CONTINUACIÓN

Bomba	Desplazamiento					P/E	Máxima velocidad de régimen (SPM)
	BPD por SPM		A velocidad de régimen (BPD)				
	Bomba	Motor	Bomba	Motor	Total		
4 1/2 in. tubing							
4 x 2 3/8 - 2 x 1 3/4	35.40	32.94	2726	2536	5262	1.094	77
4 x 2 3/8 - 2 x 2	42.00	32.94	3234	2536	5770	1.299	77
4 x 2 3/8 - 2 3/8 x 2	53.50	32.94	4120	2536	6656	1.650	77
4 x 2 3/8 - 2 3/8 x 2 3/8	65.00	32.94	5005	2536	7541	2.000	77
Tipo BM							
2 3/8 in. Tubing							
2 BM - 1 3/16	3.15	4.54	381	549	930	0.700	121
2 BM - 1 3/8	4.50	4.54	544	549	1093	1.000	121
2 BM - 1 3/16 x 1 3/16	6.21	4.54	750	549	1299	1.380	121
2 BM - 1 3/8 x 1 3/16	7.55	4.54	914	549	1463	1.680	121
2 BM - 1 3/8 x 1 3/8	8.90	4.54	1076	549	1625	1.980	121
2 7/8 in. Tubing							
2 1/2 BM - 1 1/2	7.44	10.96	744	1096	1840	0.685	100
2 1/2 BM - 1 3/4	10.86	10.96	1086	1096	2182	1.000	100
2 1/2 BM - 1 1/2 x 1 1/2	14.52	10.96	1452	1096	2548	1.336	100
2 1/2 BM - 1 3/4 x 1 1/2	17.94	10.96	1794	1096	2890	1.652	100
2 1/2 BM - 1 3/4 x 1 3/4	21.36	10.96	2136	1096	3232	1.957	100
3 1/2 in. Tubing							
3 BM - 1 7/8	15.96	21.75	1388	1892	3280	0.740	87
3 BM - 2 1/8	21.55	21.75	1875	1892	3767	1.000	87
3 BM - 1 7/8 x 1 7/8	31.34	21.75	2727	1892	4619	1.454	87
3 BM - 2 1/8 x 1 7/8	36.94	21.75	3214	1892	5106	1.714	87
3 BM - 2 1/8 x 2 1/8	42.53	21.75	3700	1892	5592	1.974	87
Tipo DM							
2 3/8 in. Tubing							
2 DM - 1 3/16	3.15	7.79	381	943	1324	0.407	121
2 DM - 1 3/8	4.50	7.79	544	943	1487	0.581	121
2 DM - 1 3/16 x 1 3/16	6.21	7.79	751	943	1694	0.802	121
2 DM - 1 3/8 x 1 3/16	7.55	7.79	914	943	1857	0.976	121
2 DM - 1 3/8 x 1 3/8	8.90	7.79	1076	943	2019	1.150	121
2 7/8 in. Tubing							
2 1/2 DM - 1 1/2	7.44	17.99	744	1799	2543	0.411	100
2 1/2 DM - 1 3/4	10.86	17.99	1086	1799	2885	0.608	100
2 1/2 DM - 1 1/2 x 1 1/2	14.52	17.99	1452	1799	3251	0.813	100
2 1/2 DM - 1 3/4 x 1 1/2	17.94	17.99	1794	1799	3593	0.976	100
2 1/2 DM - 1 3/4 x 1 3/4	21.36	17.99	2136	1799	3935	1.196	100
3 1/2 in. Tubing							
3 DM - 1 7/8	15.96	35.74	1388	3109	4497	0.449	87
3 DM - 2 1/8	21.55	35.74	1875	3109	4984	0.606	87
3 DM - 1 7/8 x 1 7/8	31.34	35.74	2727	3109	5836	0.882	87
3 DM - 2 1/8 x 1 7/8	36.94	35.74	3214	3109	6323	1.039	87
3 DM - 2 1/8 x 2 1/8	42.53	35.74	3,700	3109	6809	1.197	87
Tipo E							
2 3/8 in. Tubing							
2 x 1 3/8	20.27	17.59	1317	1143	2460	1.152	65
2 7/8 in. Tubing							
2 1/2 x 1 3/4	40.63	34.45	2400	2032	4432	1.146	59
3 1/2 in. Tubing							
3 x 2 1/8	71.70	62.77	4007	3515	7522	1.142	56

TABLA A-2.12 CONTINUACIÓN

Bomba	Desplazamiento					P/E	Máxima velocidad de régimen (SPM)
	BPD por SPM		A velocidad de régimen (BPD)				
	Bomba	Motor	Bomba	Motor	Total		
4 1/2 in. Tubing							
4 x 2 7/8	184.9	162.53	8135	7151	15286	1.137	44
Tipo ALP							
2 3/8 in. Tubing							
2 - 13/16	1.15	6.26	139	757	896	0.184	121
2 - 7/8	1.4	6.26	175	757	932	0.232	121
2 - 1	2.10	6.26	255	757	1012	0.338	121
2 - 1 13/16	3.25	6.26	393	757	1150	0.522	121
2 - 1 x 1	4.2	6.26	508	757	1265	0.675	121
2 - 13/16 x 1	5.35	6.26	647	757	1404	0.859	121
2 - 1 3/16 x 1 3/16	6.5	6.26	787	757	1544	1.043	121
2 7/8 in. Tubing							
2 1/2 - 1	2.56	14.46	256	1446	1702	0.178	100
2 1/2 - 1 1/8	3.67	14.46	367	1446	1813	0.256	100
2 1/2 - 1 1/4	4.92	14.46	492	1446	1938	0.342	100
2 1/2 - 1 7/16	7.03	14.46	703	1446	2149	0.489	100
2 1/2 - 1 1/2	7.45	14.46	745	1446	2191	0.543	100
2 1/2 - 1 5/8	9.44	14.46	944	1446	2390	0.657	100
2 1/2 - 1 1/4 - 1 1/4	9.84	14.46	984	1446	2430	0.685	100
2 1/2 - 1 7/16 x 1 1/4	11.95	14.46	1195	1446	2641	0.832	100
2 1/2 - 1 7/16 x 1 7/16	14.06	14.46	1406	1446	2852	0.979	100
2 1/2 - 1 5/8 x 1 5/8	18.88	14.46	1888	1446	3334	1.315	100
3 1/2 in. Tubing							
3 - 1 1/4	5.59	26.79	486	2331	2817	0.21	87
3 - 1 3/8	7.43	26.79	646	2331	2977	0.279	87
3 - 1 1/2	9.44	26.79	821	2331	3152	0.354	87
3 - 1 3/4	14.00	26.79	1218	2331	3549	0.525	87
3 - 1 1/4 x 1 1/4	11.18	26.79	973	2331	3304	0.42	87
3 - 1 1/2 x 1 1/2	18.88	26.79	1643	2331	3974	0.708	87
3 - 1 3/4 x 1 1/2	23.44	26.79	2039	2331	4370	0.879	87
3 - 1 3/4 x 1 3/4	28.4	26.79	2436	2331	4767	1.049	87
Tipo M							
2 3/8 in. Tubing							
2 x 2 3/8 - 1	2.1	8.4	254	1016	1270	0.25	121
2 x 2 3/8 - 1 3/16	3.25	8.4	393	1016	1409	0.386	121
2 x 2 3/8 - 1 x 1	4.2	8.4	508	1016	1524	0.5	121
2 x 2 3/8 - 1 3/16 x 1 3/16	6.5	8.4	787	1016	1803	0.77	121
2 7/8 in. Tubing							
2 1/2 x 3 - 1 1/2	7.45	14.9	745	1490	2235	0.5	100
2 1/2 x 3 - 1 5/8	9.09	14.9	909	1490	2399	0.61	100
2 1/2 x 3 - 1 1/4 x 1 1/4	9.84	14.9	984	1490	2474	0.66	100
2 1/2 x 3 - 1 7/16 x 1 7/16	14.06	14.9	1406	1490	2896	0.943	100
3 1/2 in. Tubing							
3 x 3 3/4 - 1 3/4	14	31.98	1218	2782	4000	0.44	87
3 x 3 3/4 - 1 7/8	15.96	31.98	1388	2782	4170	0.5	87
3 x 3 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	18.88	31.98	1643	2782	4425	0.59	87
3 x 3 3/4 - 1 1/2 x 1 3/4	23.44	31.98	2039	2782	4821	0.73	87
3 x 3 3/4 - 1 3/4 x 1 3/4	28	31.98	2436	2782	5218	0.875	87
3 x 3 3/4 - 1 7/8 x 1 7/8	31.92	31.98	2777	2782	5559	0.998	87

TABLA A-2.12 CONTINUACIÓN

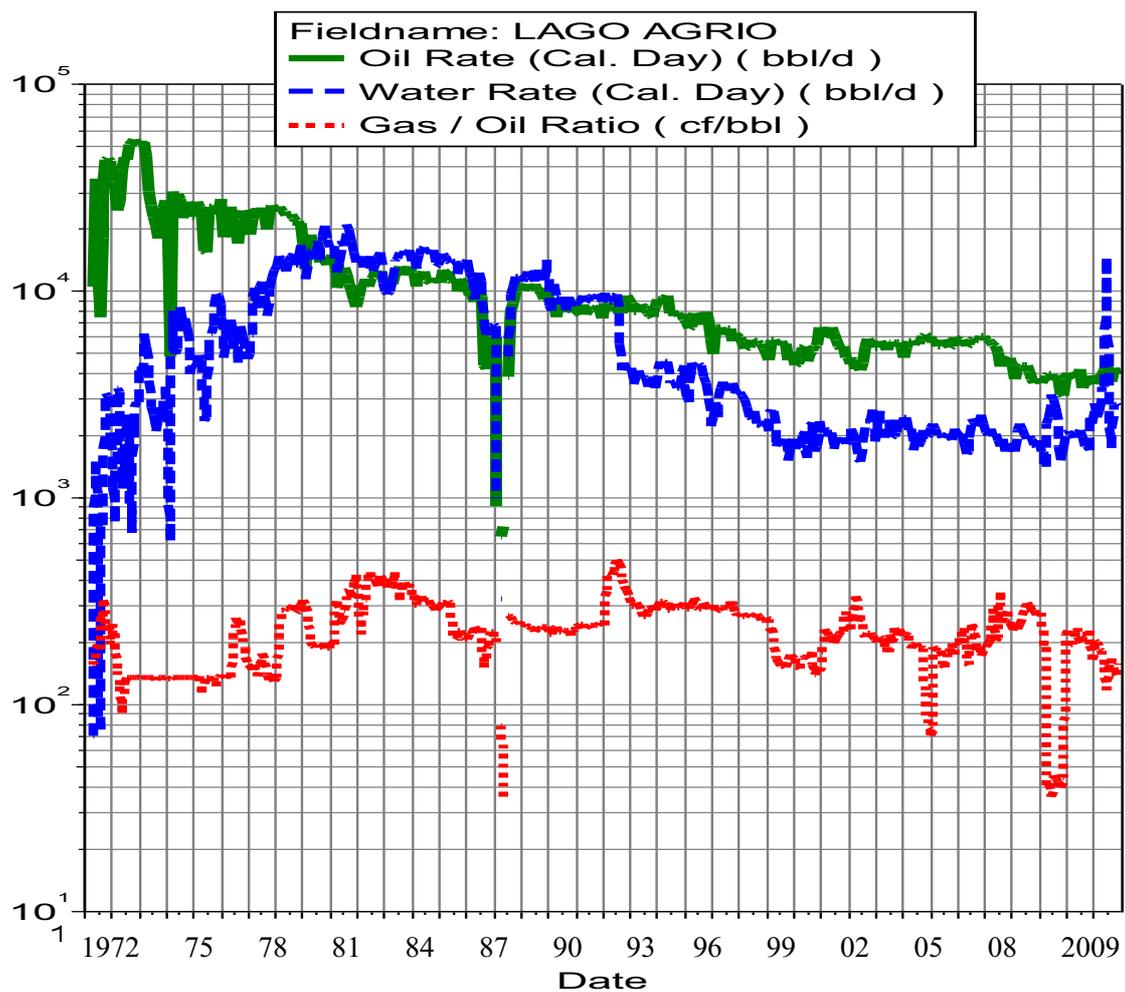
Bomba	Desplazamiento					P/E	Máxima velocidad de régimen (SPM)
	BPD por SPM		A velocidad de régimen (BPD)				
	Bomba	Motor	Bomba	Motor	Total		
PL I							
2 3/8 in. Tubing							
2 x 1 5/8 - 1 1/16	6.45	15.08	225	528	753	0.522	35
2 x 1 5/8 - 1 1/4	8.92	15.08	312	528	840	0.721	35
2 x 1 5/8 - 1 1/2	11.96	14.03	478	561	1039	1.168	40
2 x 1 5/8 - 1 5/8	14.04	14.04	561	561	1122	1.37	40
2 7/8 in. Tubing							
2 1/2 x 2 - 1 1/4	12.02	30.77	264	678	942	0.443	22
2 1/2 x 2 - 1 1/2	17.30	30.77	467	831	1298	0.684	27
2 1/2 x 2 - 1 5/8	20.30	30.77	547	831	1378	0.803	27
2 1/2 x 2 - 1 3/4	23.56	30.77	825	1078	1902	1.064	35
2 1/2 x 2 - 2	30.77	30.77	1077	1077	2154	1.389	35
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/16	6.45	15.08	225	528	753	0.522	35
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/4	8.92	15.08	312	528	840	0.721	35
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/2	12.85	15.08	450	528	978	1.039	35
2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8	15.08	15.08	528	528	1056	1.22	35
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/16	8.69	20.32	235	548	782	0.522	27
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/4	12.02	20.32	325	548	873	0.722	27
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/2	17.31	20.32	467	548	1015	1.04	27
2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8	20.32	20.32	549	548	1095	1.22	27
3 1/2 in. Tubing							
3 x 2 1/2 - 1 3/4	21.42	43.71	643	1311	1954	0.598	30
3 x 2 1/2 - 2	27.98	43.71	840	1311	2151	0.78	30
3 x 2 1/2 - 2 1/4	35.41	43.71	1062	1311	2373	0.988	30
3 x 2 1/2 - 2 1/2	43.71	43.71	1311	1311	2622	1.22	30
PL II							
2 3/8 in. Tubing							
2 x 1.572 - 1 1/16	5.53	12.1	597	1307	1904	0.525	108
2 x 1.572 - 1 1/4	7.65	12.1	826	1307	2133	0.726	108
2 x 1.572 - 1.572	30	26.35	1560	1370	2930	1.147	52
2 7/8 in. Tubing							
2 1/2 x 1.885 - 1 1/4	8.74	17.69	918	1857	1040	0.503	105
2 1/2 x 1.885 - 2 1/2	12.59	17.69	1322	1857	1056	0.725	105
2 1/2 x 1.885 - 1.885	50	43.97	2500	2199	1122	1.146	50

Fuente: WEATHERFORD

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

ANEXO No. 3

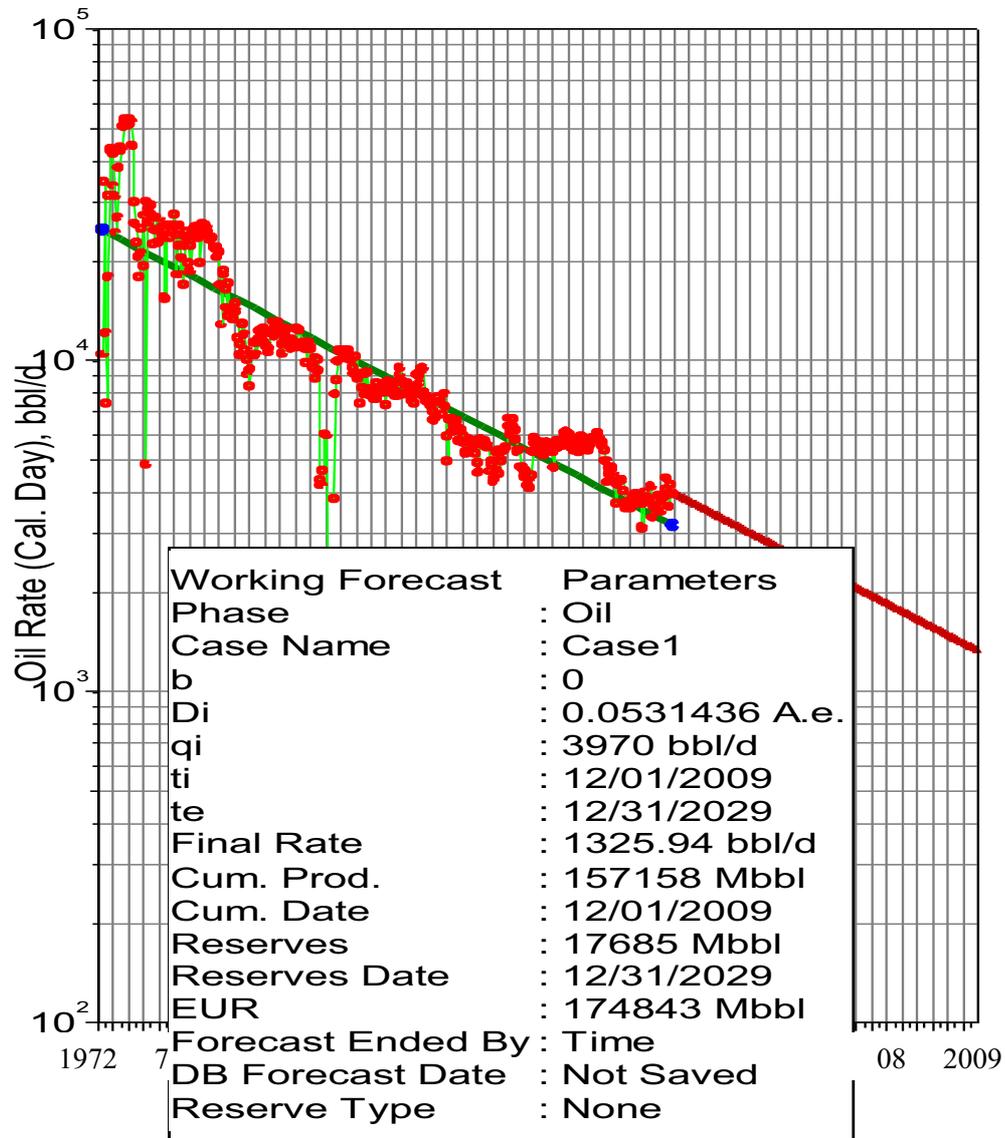
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO LAGO AGRIO



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, (2.011). Forecast y archivos técnicos del Campo Lago Agrio.

ANEXO No. 4

**ANÁLISIS DE LA DECLINACIÓN DEL CAMPO LAGO
AGRIO**

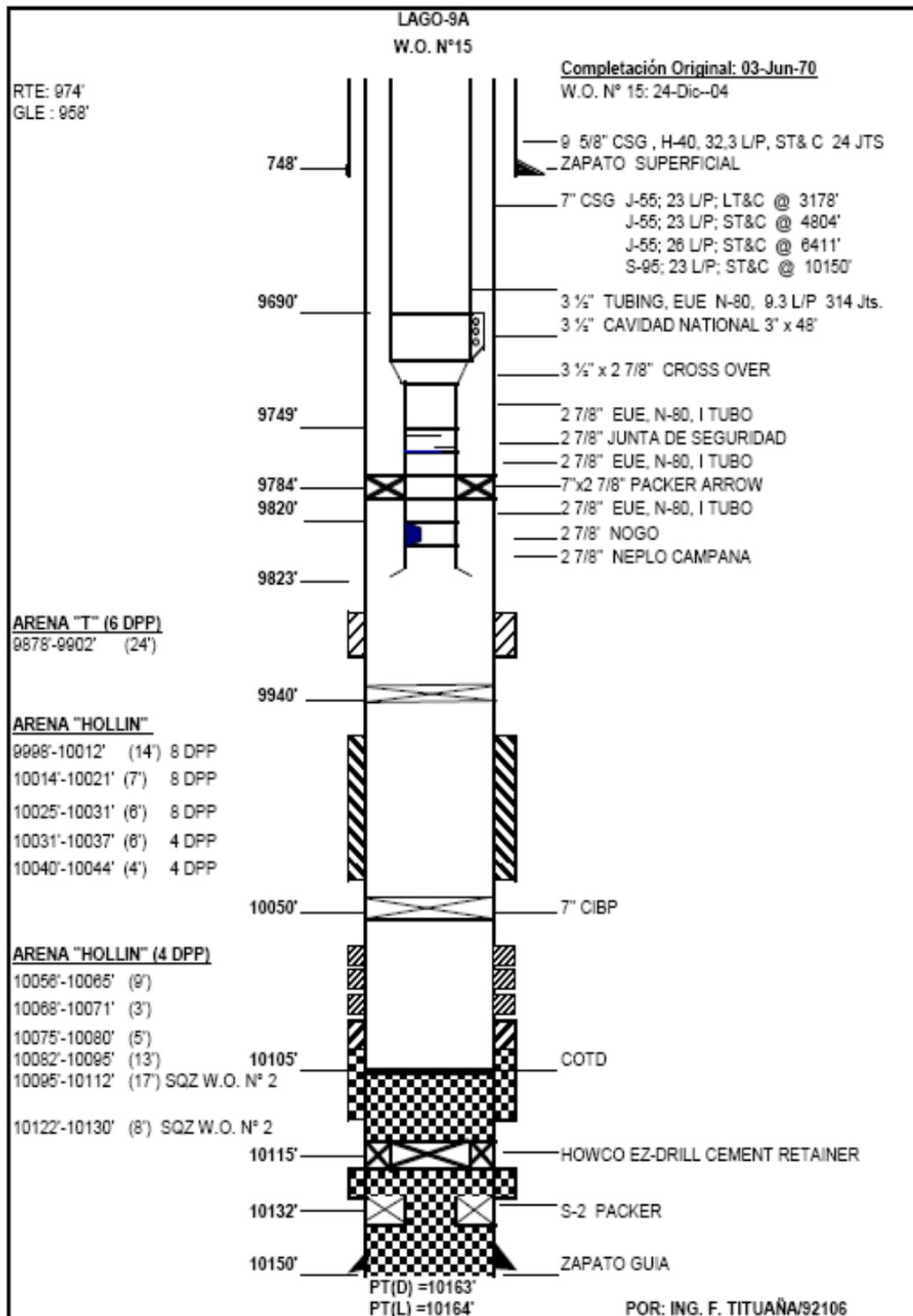


Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, (2.011). Forecast y archivos técnicos del Campo Lago Agrio.

ANEXO No. 5

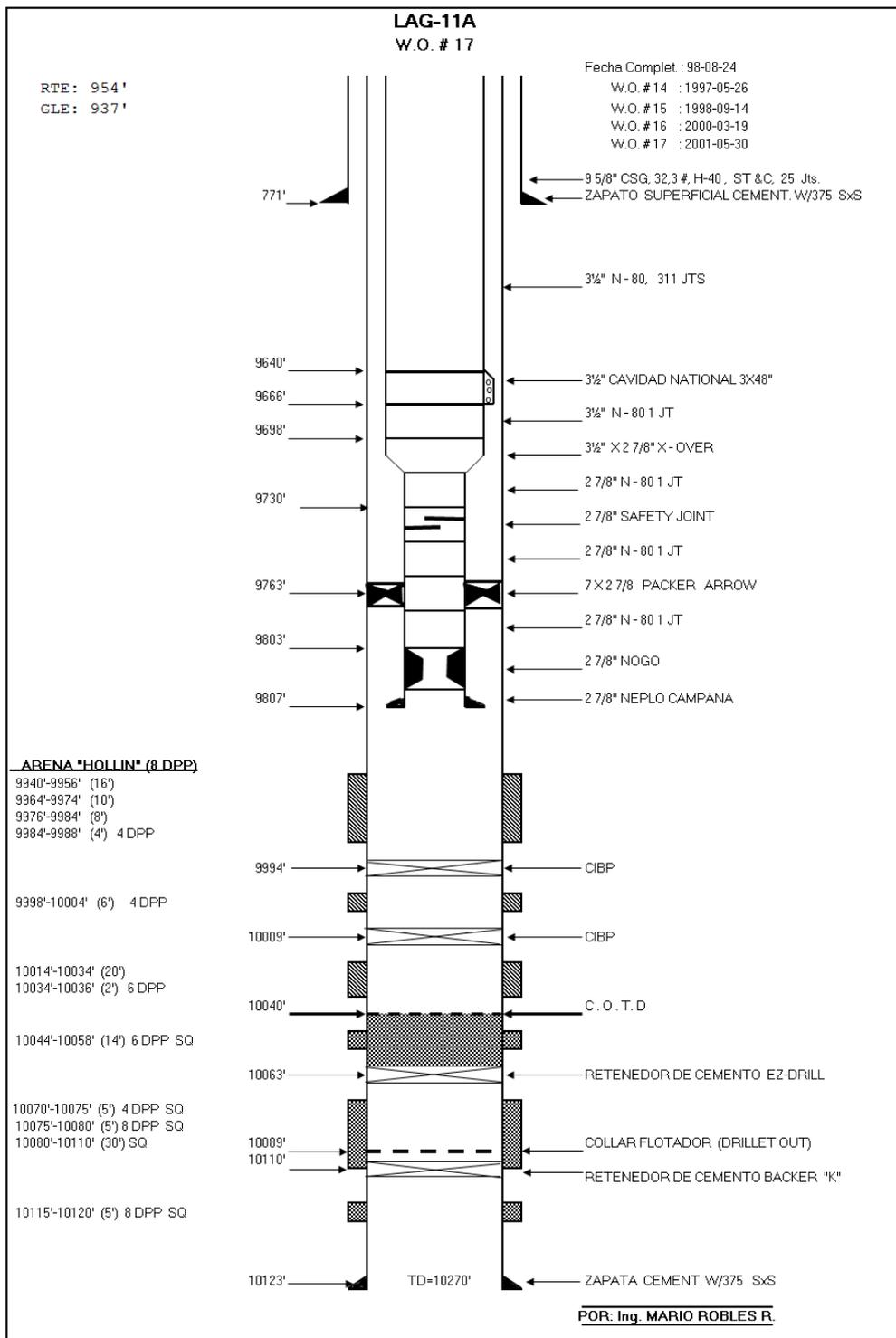
**DIAGRAMAS DE COMPLETACIONES POZOS DEL
CAMPO LAGO AGRIO OPERADOS CON SISTEMA DE
BOMBEO HIDRÁULICO**

FIGURA A-5.1 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAGO-09A



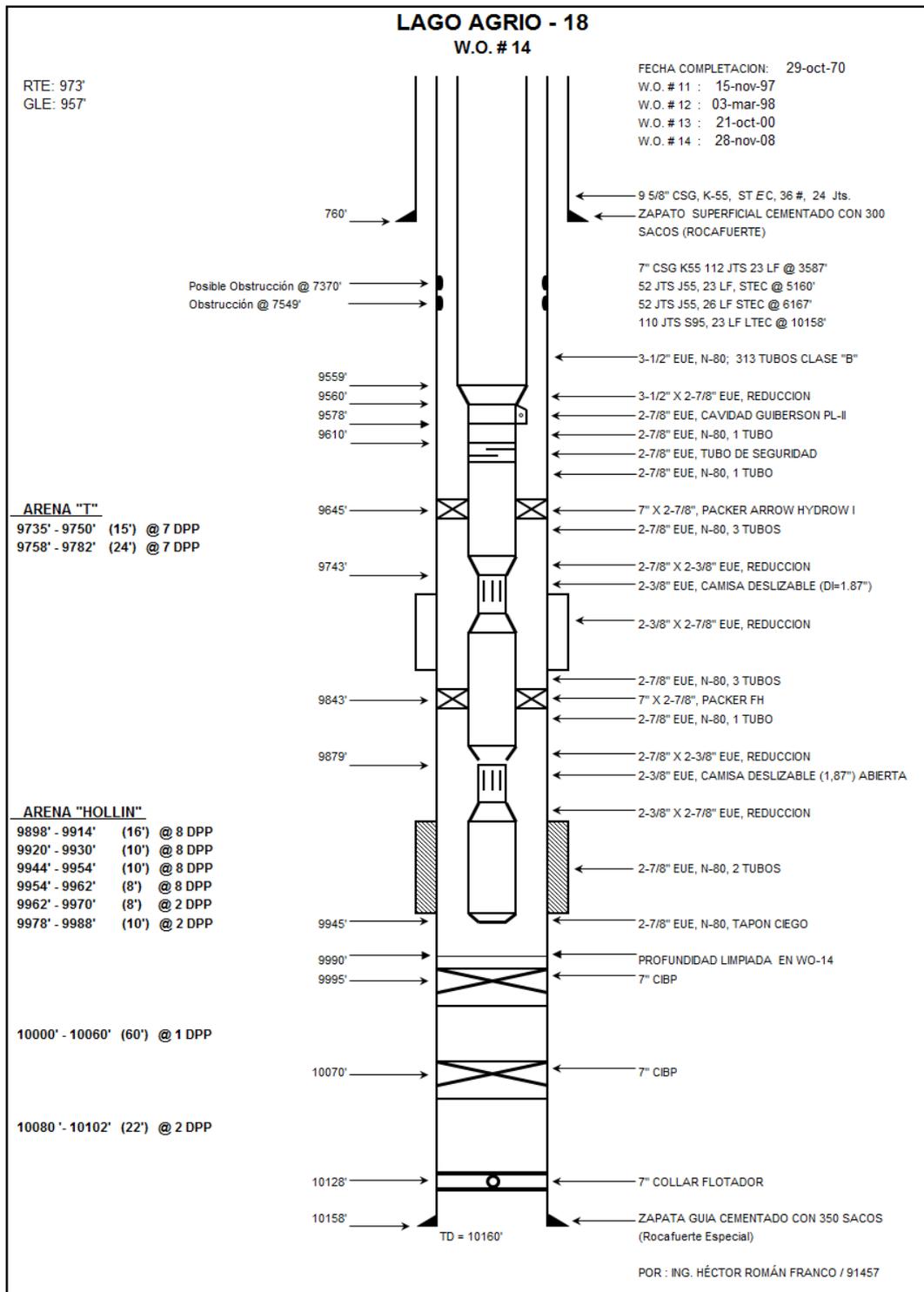
Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

FIGURA A-5.2 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-11A



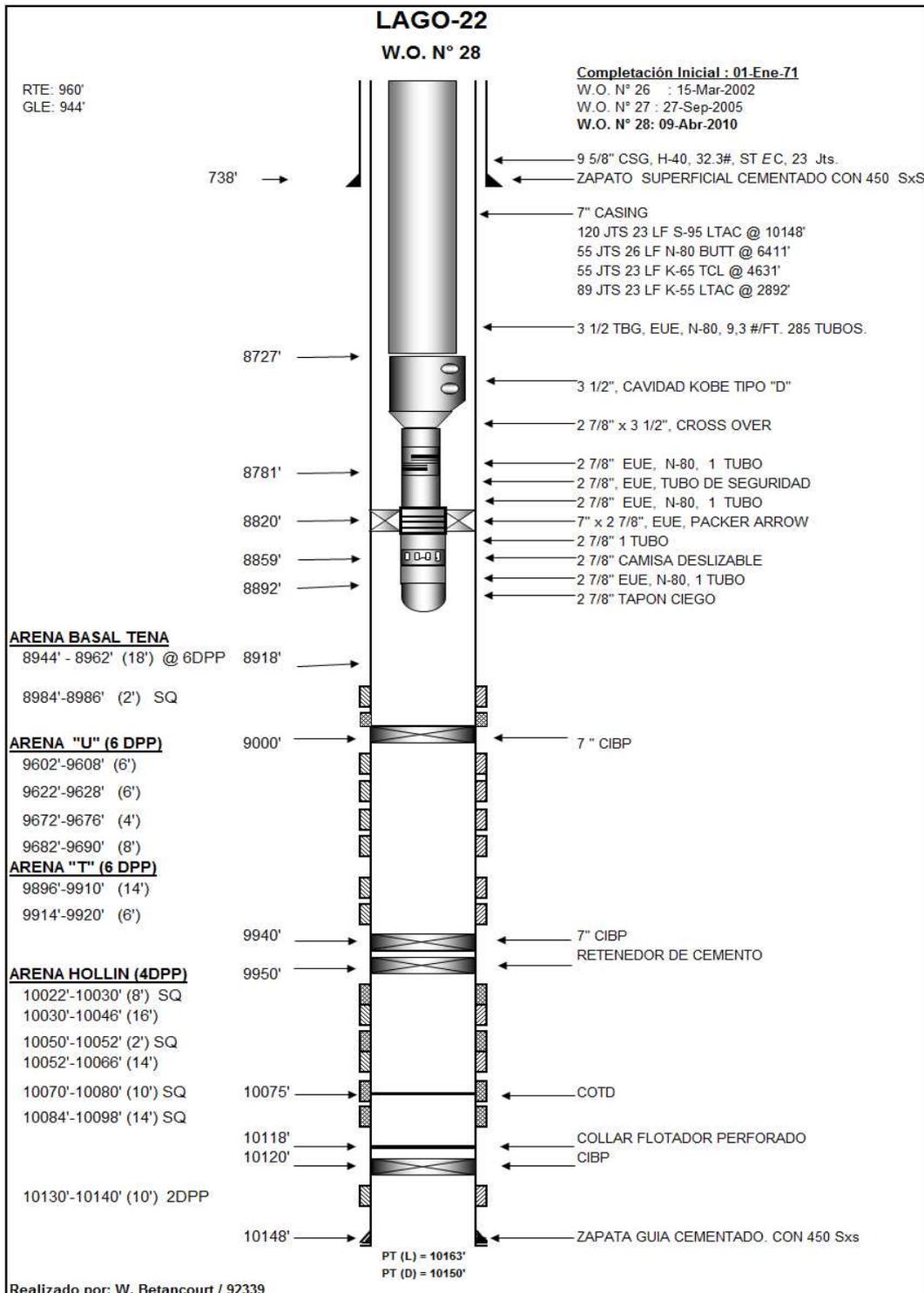
Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

FIGURA A-5.3 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-18



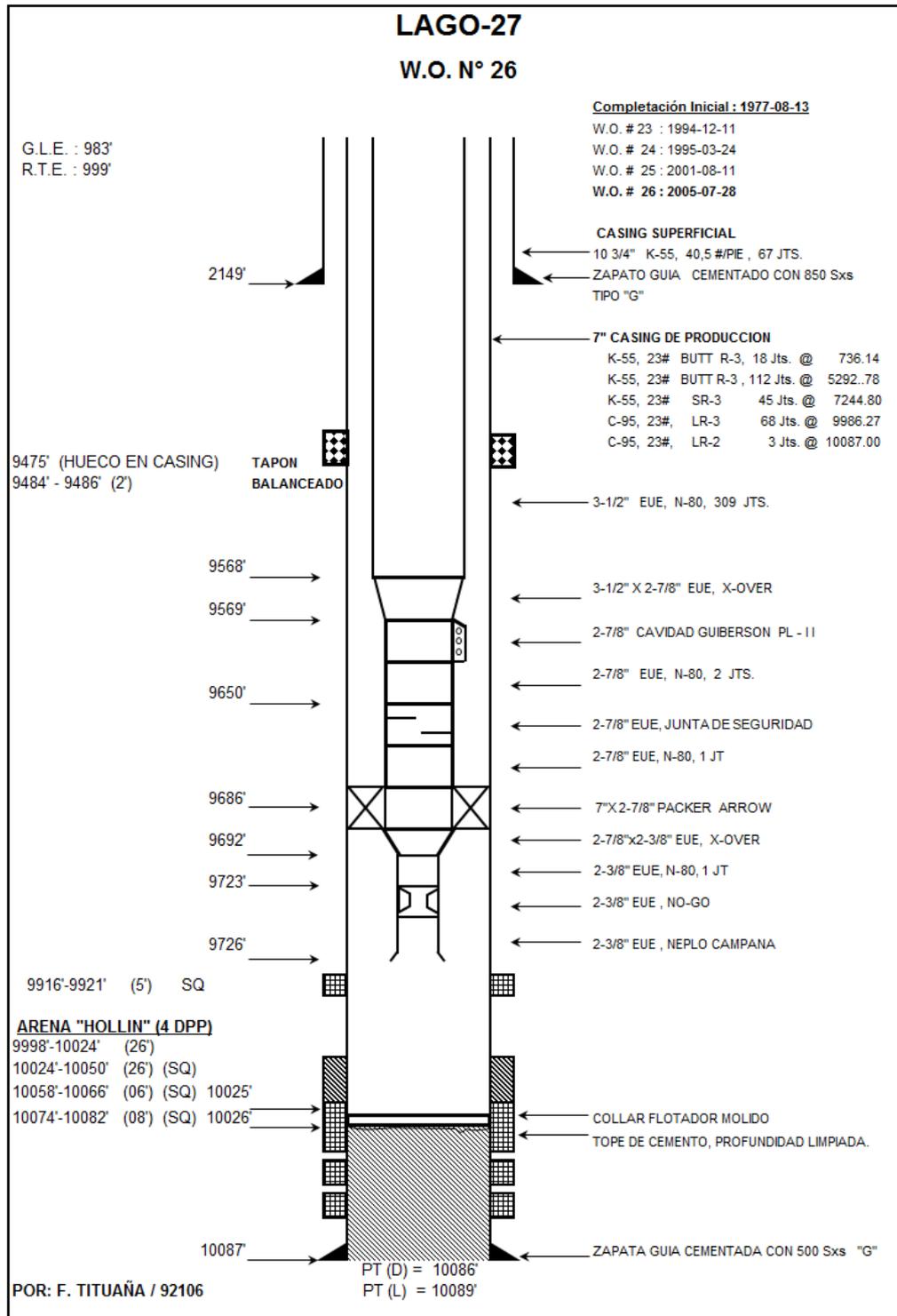
Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

FIGURA A-5.4 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-22



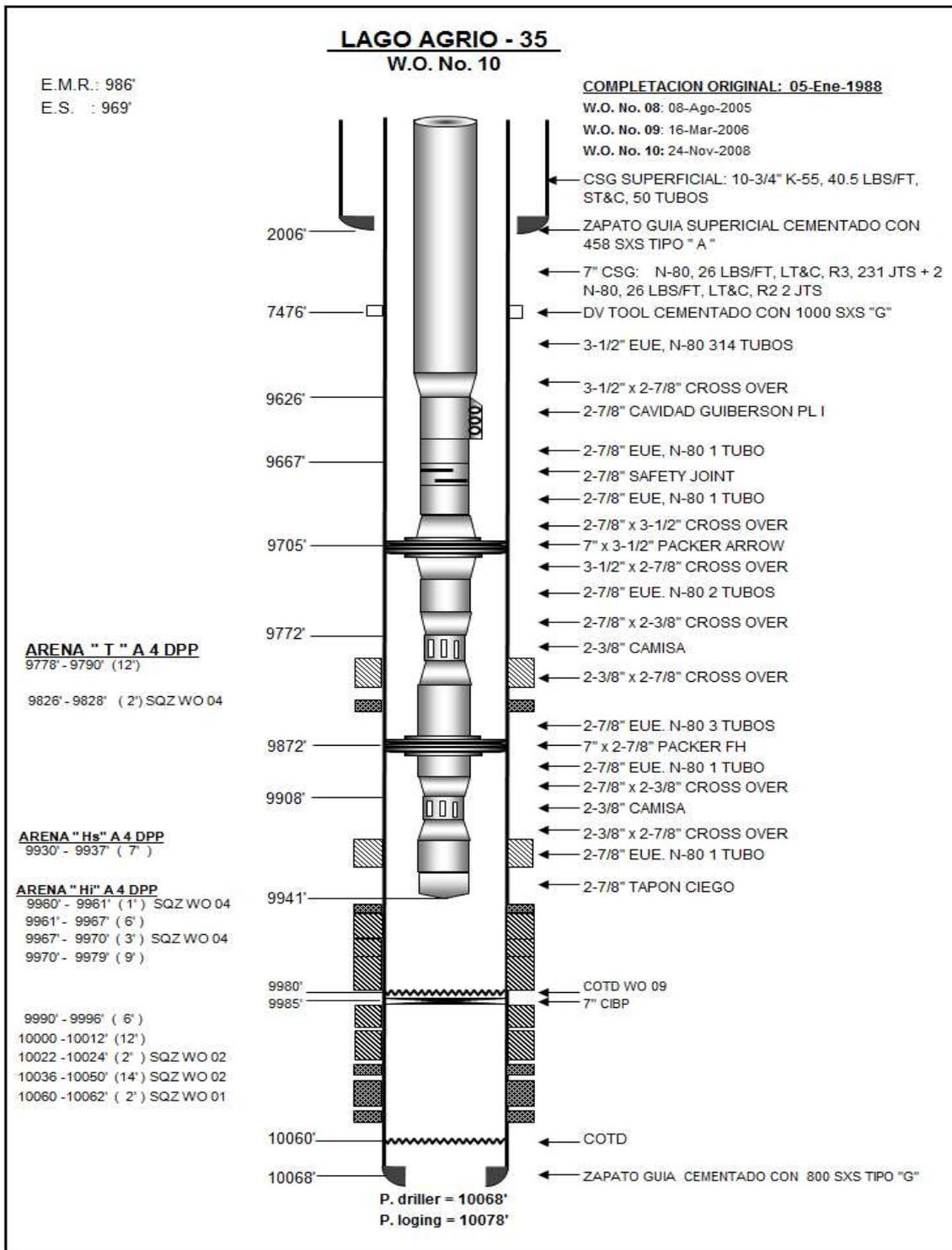
Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

FIGURA A-5.5 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-27



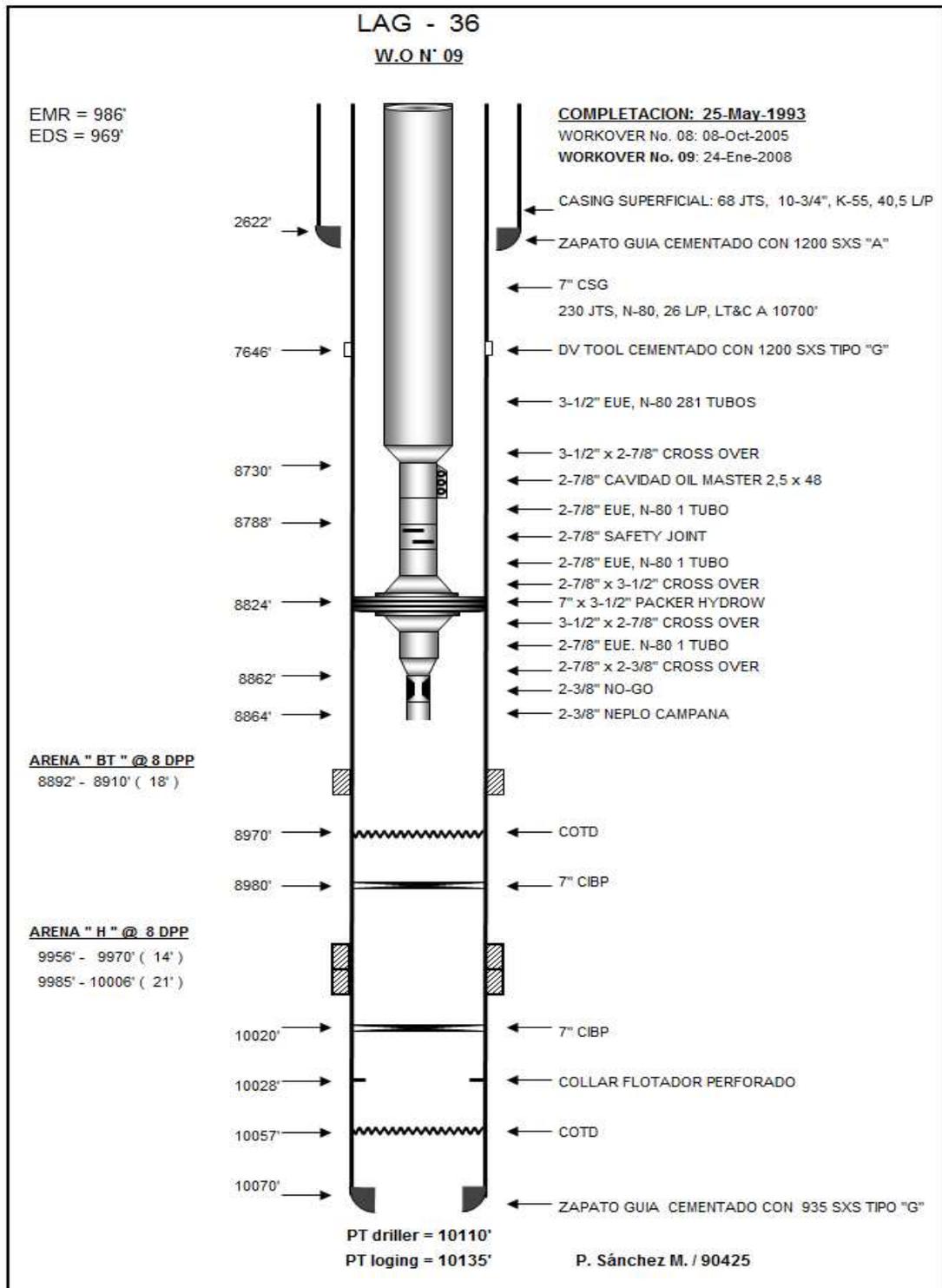
Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

FIGURA A-5.6 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-35



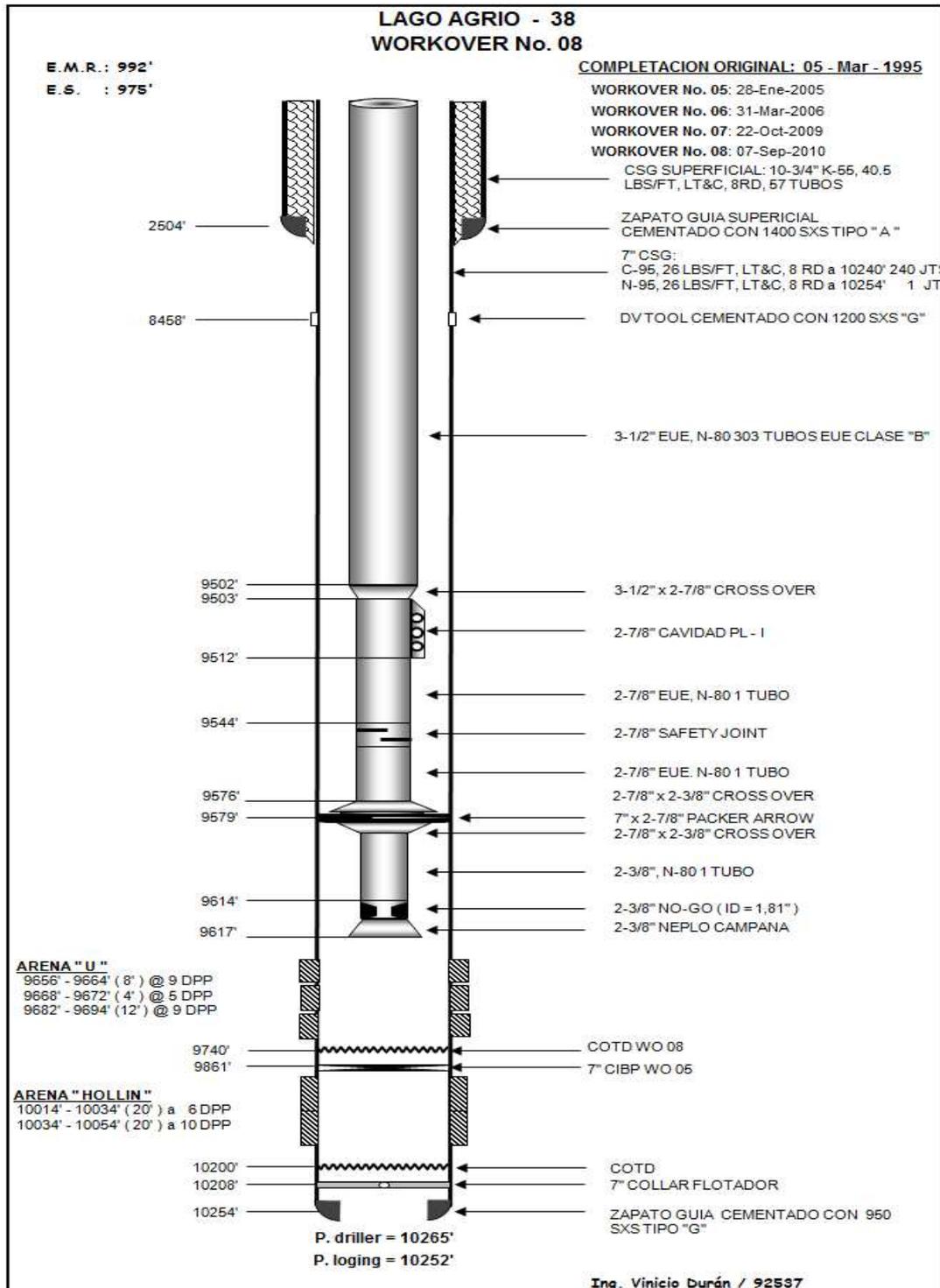
Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

FIGURA A-5.7 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-36



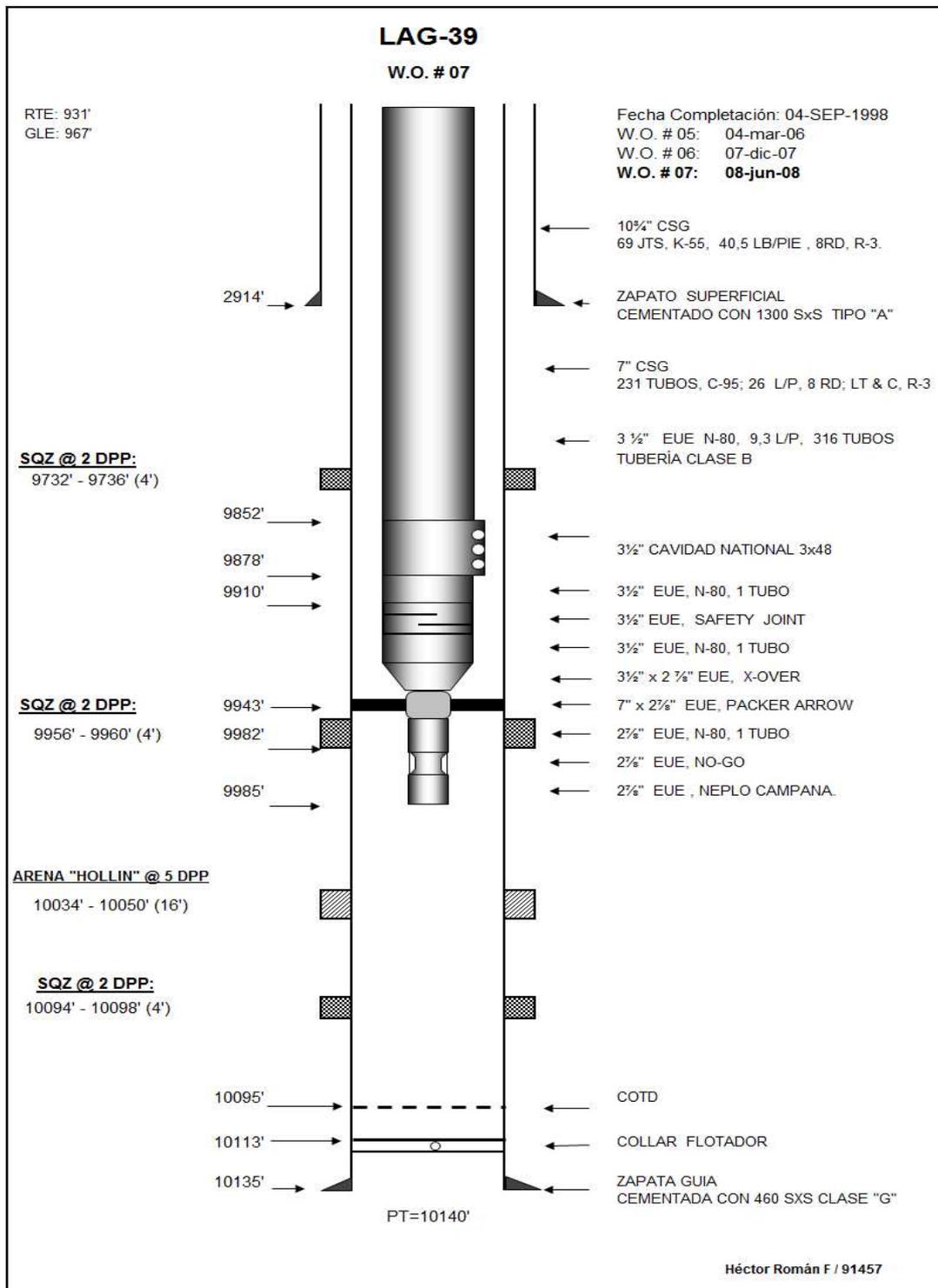
Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

FIGURA A-5.8 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-38



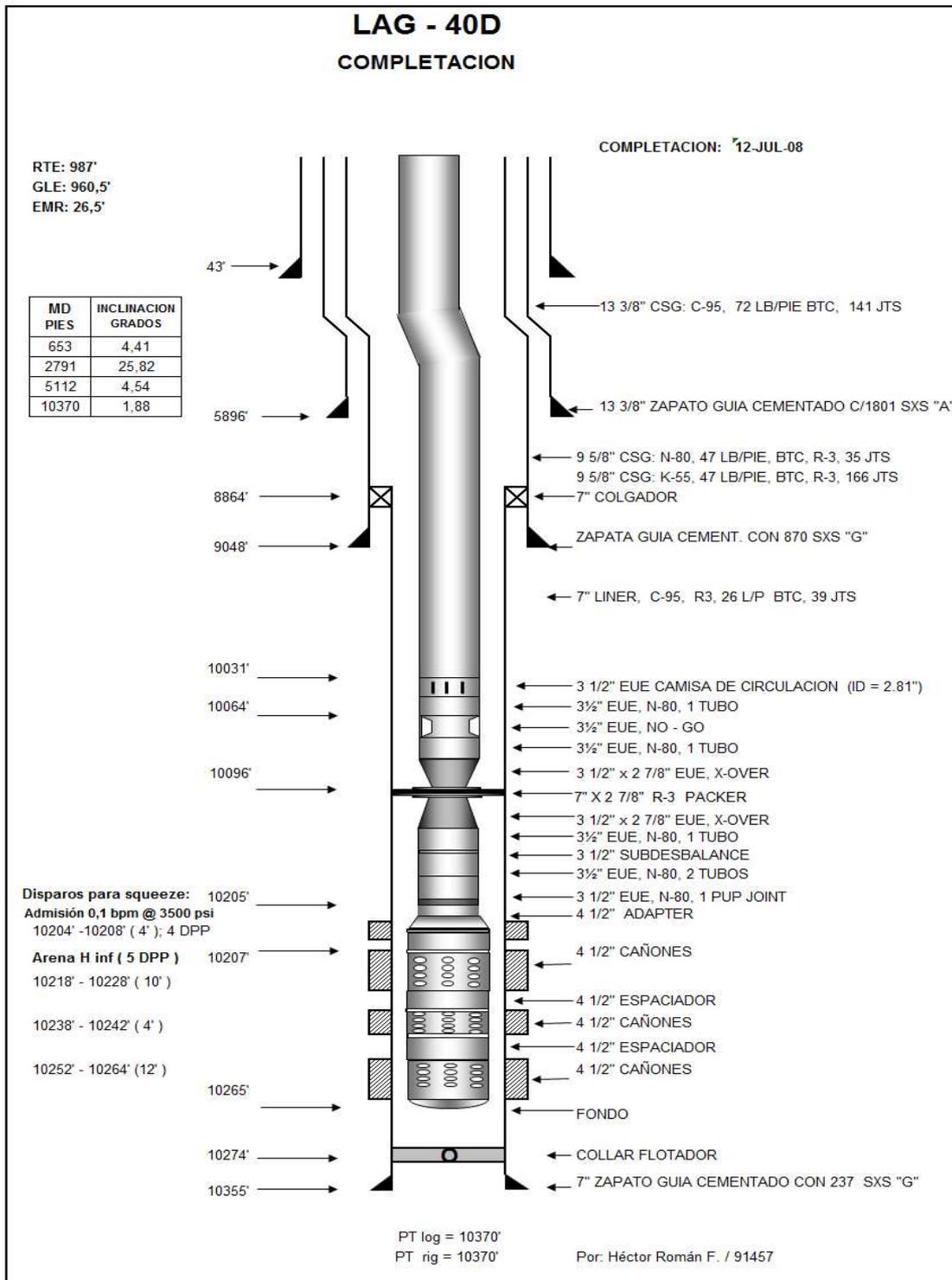
Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

FIGURA A-5.9 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-39



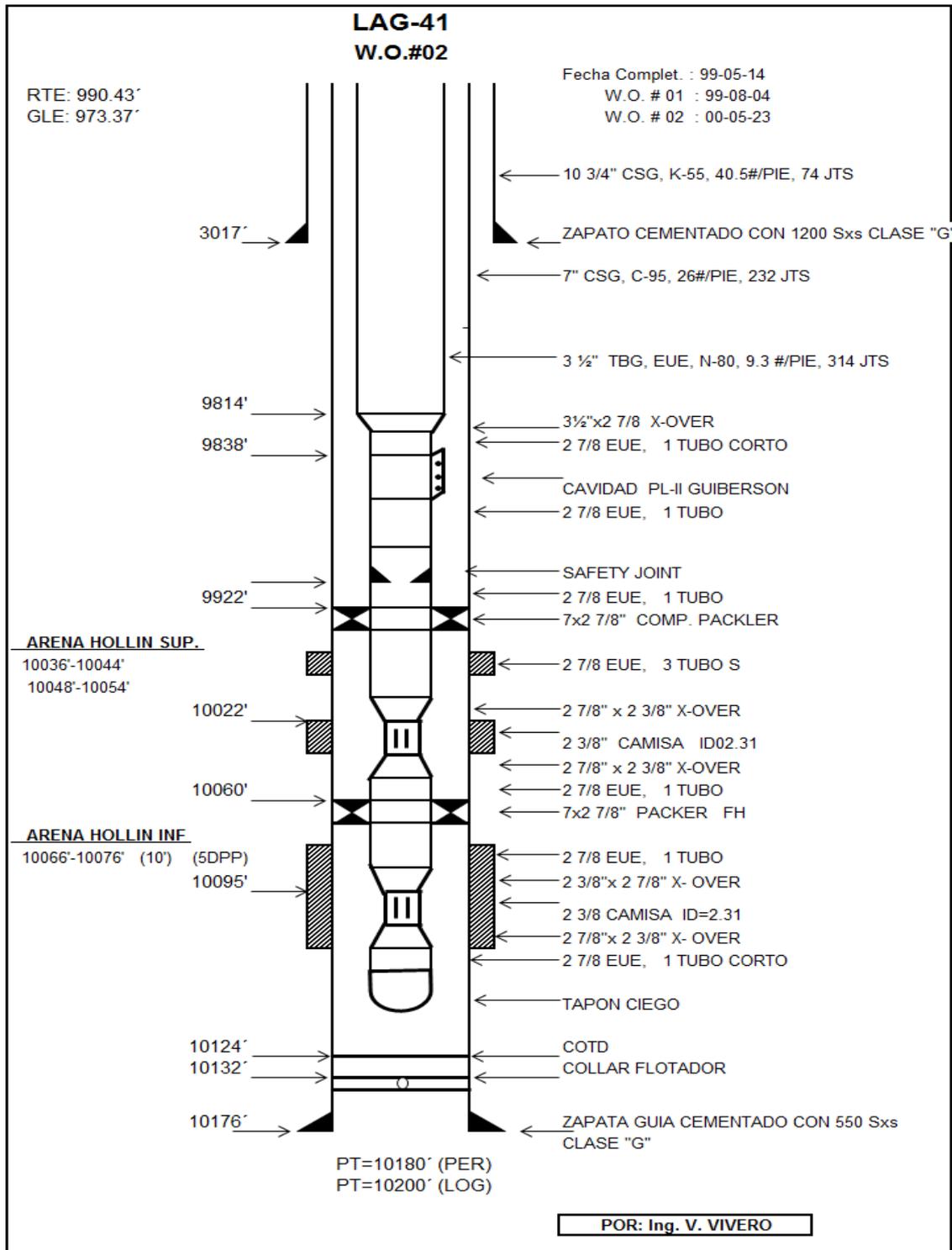
Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

FIGURA A-5.10 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-40D



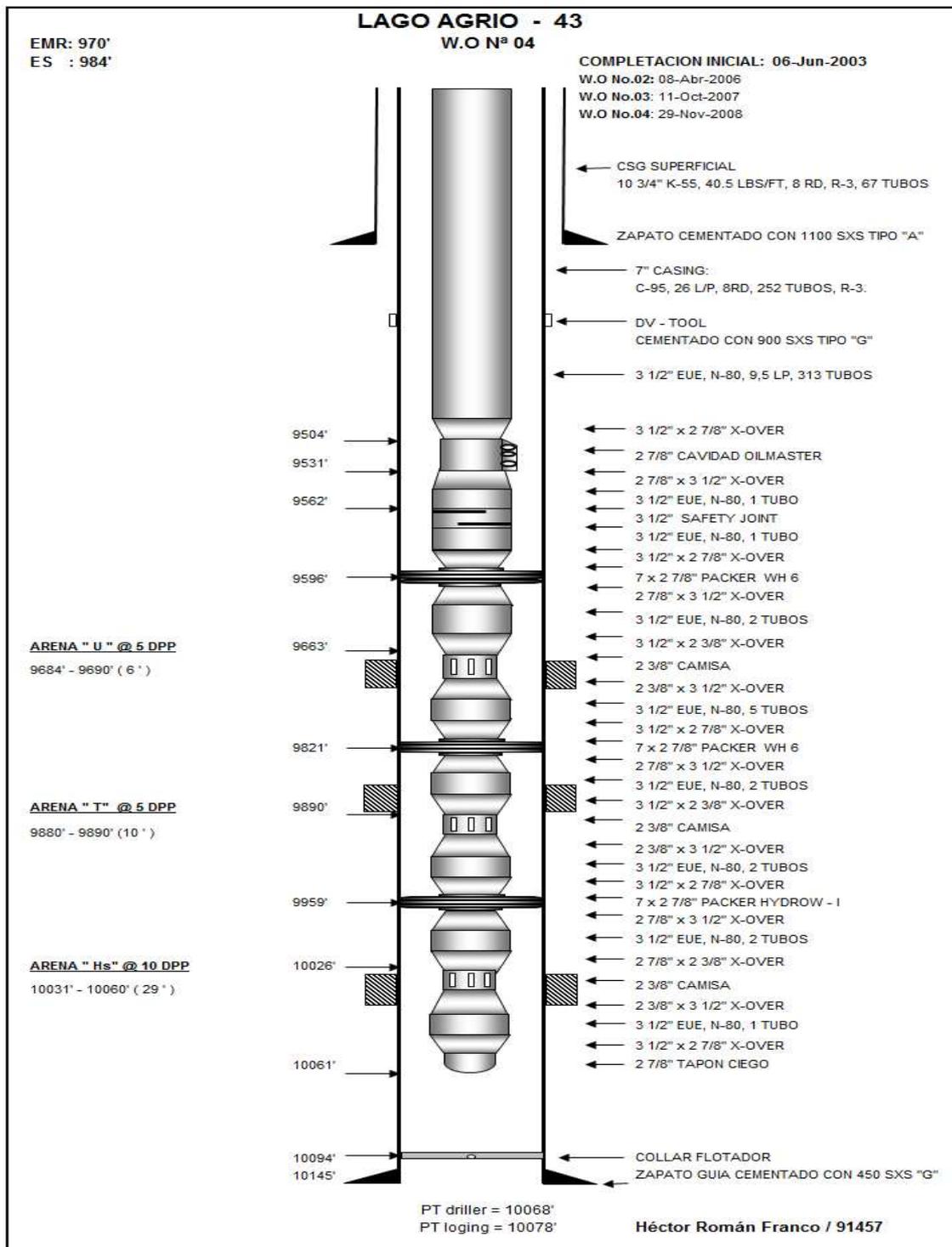
Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

FIGURA A-5.11 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-41



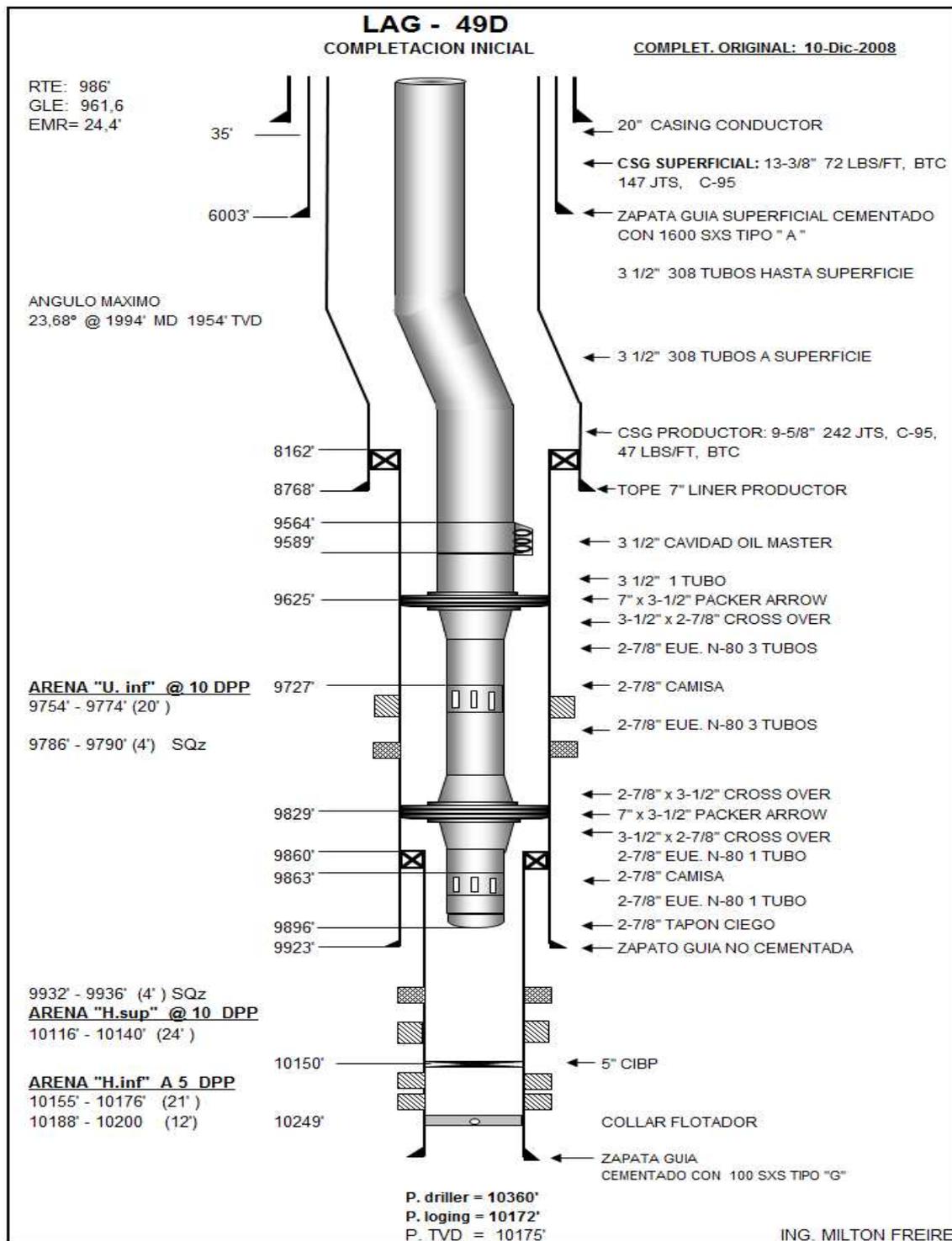
Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

FIGURA A-5.12 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-43



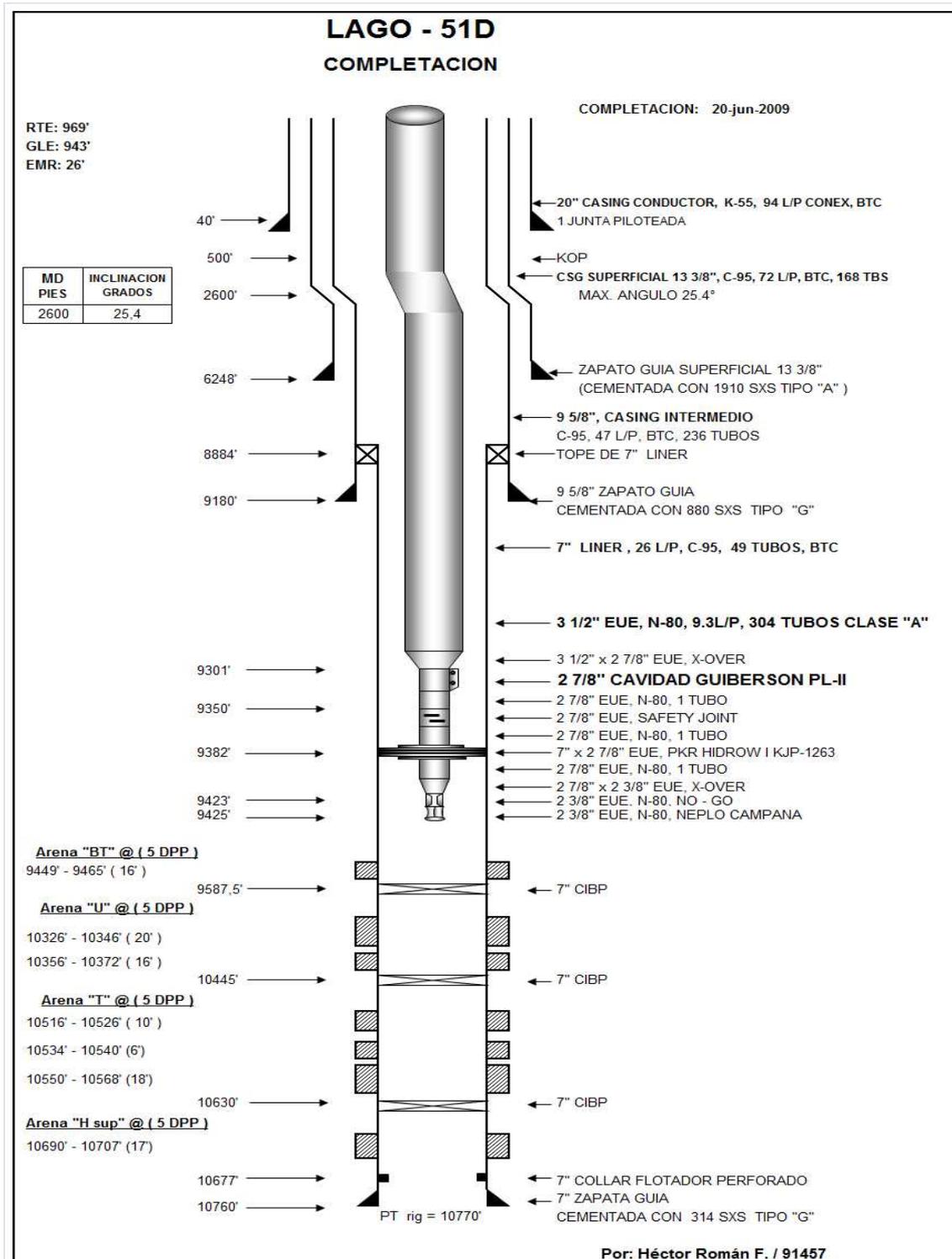
Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

FIGURA A-5.13 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-49D



Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

FIGURA A-5.14 DIAGRAMA COMPLETACIÓN LAG-51D



Fuente: DEPARTAMENTO DE BOMBEO HIDRÁULICO EPPETROECUDOR.

ANEXO No. 6

LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS

TABLA A-6.1 LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS CLAW TIPO JET

PART NUMBER	DESCRIPTION	UNIT PRICE
BOMBAS JET CLAW®		
7C187-0	Conventional Jet Pump 2 3/8" x 1.87"	10,500.00
7C231-0	Conventional Jet Pump 2 7/8" x 2.31"	11,000.00
7C275-0	Conventional Jet Pump 2 7/8" x 2.81"	9,500.00
7C281-0	Conventional Jet Pump 3 1/2" x 2.75"	10,000.00
7C375-0	Conventional Jet Pump 3 1/2" x 2.81"	11,500.00
7C381-0	Conventional Pump 4 1/2" x 3.81"	14,500.00
7R187-0	Reverse Jet Pump 2 3/8" x 1.87"	10,500.00
7R231-0	Reverse Jet Pump 2 7/8" x 2.31"	13,300.00
7R275-0	Reverse Jet Pump 2 7/8" x 2.81"	10,500.00
7R281-0	Reverse Jet Pump 3 1/2" x 2.81"	12,500.00
7R381-0	Reverse Jet pump 4 1/2" x 3.81"	14,000.00
7R187SL-0	Reverse Jet Pump 2 3/8" x 1.87" for SL Otis	10,500.00
7R231SL-0	Reverse Jet Pump 2 7/8" x 2.31" for SL Otis	11,000.00
7R275SL-0	Reverse Jet Pump 2 7/8" x 2.81" for SL Otis	12,000.00
7C231CA-0	Conventional Jet Pump 2 7/8" x 2.31" for	10,000.00
7C275CA-0	Conventional Jet Pump 2 7/8" x 2.81" for	11,000.00
GARGANTAS		
7MX01D	Throat carbide	1,858.00
7MX02E	Throat carbide	1,858.00
7MX03F	Throat carbide	1,858.00
7MX04G	Throat carbide	1,858.00
7MX05H	Throat carbide	1,858.00
7MX06I	Throat carbide	1,858.00
7MX07J	Throat carbide	1,858.00
7MX08K	Throat carbide	1,858.00
7MX09L	Throat carbide	1,858.00
7MX10M	Throat carbide	1,858.00
7MX11N	Throat carbide	1,858.00
7MX12O	Throat carbide	1,858.00
7MX13P	Throat carbide	1,858.00
7MX14Q	Throat carbide	1,858.00
7MX15R	Throat carbide	1,858.00
7MX16S	Throat carbide	1,858.00
TOBERAS		
7-010NZD	Nozzle # 10	927.00
7-011NZE	Nozzle # 11	927.00
7-012NZF	Nozzle # 12	927.00
7-013NZG	Nozzle # 13	927.00
7-014NZH	Nozzle # 14	927.00
7-015NZI	Nozzle # 15	927.00
7-016NZJ	Nozzle # 16	927.00
7-017NZK	Nozzle # 17	927.00

TABLA A-6.1 CONTINUACIÓN

PART NUMBER	DESCRIPTION	UNIT PRICE
TOBERAS		
7-018NZL	Nozzle # 18	927.00
7-004NZA	Nozzle # 4	927.00
7-005NZA+	Nozzle # 5	927.00
7-007NZA+	Nozzle # 7	927.00
7-008NZA	Nozzle # 8	927.00
7-009NZA+	Nozzle # 9	927.00

Fuente: Sertecpet

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-6.2 LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS KOBE TIPO JET

NEW PART NUMBER	PART NUMBER	DESCRIPTION	PRICE \$
4AXX310-0	X4AX 310-0	Pump 2 3/8" A JET FREE - SGL BHA OPF	8121,08
5AXX310-0	5AXX310-0	Pump 2 7/8" A JET FREE - SGL BHA OPF	10322,18
6AXX310-0	6AXX310-0	Pump 3 1/2" A JET FREE - SGL BHA OPF	14175,17
16815-AK-47362-05	1-47362-0	THROAT - SZ 2, 2" A BH JET PUMP	1353,51
16815-AK-47363-05	1-47363-0	THROAT - SZ 3, 2" A BH JET PUMP	1395,52
16815-AK-43364-05	1-47364-0	THROAT - SZ 4, 2" A BH JET PUMP	1425,79
16815-AK-47365-05	1-47365-0	THROAT - SZ 5, 2" A BH JET PUMP	1458,64
16815-AK-47366-05	1-47366-0	THROAT - SZ 6, 2" A BH JET PUMP	1491,49
16815-AK-47367-05	1-47367-0	THROAT - SZ 7, 2" A BH JET PUMP	1530,92
16815-AK-47368-05	1-47368-0	THROAT - SZ 8, 2" A BH JET PUMP	1563,77
16815-AK-47369-05	1-47369-0	THROAT - SZ 9, 2" A BH JET PUMP	1596,62
16815-AK-47370-05	1-47370-0	THROAT - SZ 10, 2" A BH JET PUMP	1629,47
16811-AK-47372-05	1-47372-0	NOZZLE - SZ 2, JET PUMP	1064,41
16811-AK-47373-05	1-47373-0	NOZZLE - SZ 3, JET PUMP	1064,41
16811-AK-47374-05	1-47374-0	NOZZLE - SZ 4, JET PUMP	1064,41
16811-AK-47375-05	1-47375-0	NOZZLE - SZ 5, JET PUMP	1064,41
16811-AK-47376-05	1-47376-0	NOZZLE - SZ 6, JET PUMP	1064,41
16811-AK-47377-05	1-47377-0	NOZZLE - SZ 7, JET PUMP	1064,41
16811-AN-47397-05	1-47397-0	NOZZLE - SZ 7, JET PUMP	1156,4
16811-AN-47398-05	1-47398-0	NOZZLE - SZ 8, JET PUMP	1156,4
16811-AN-47399-05	1-47399-0	NOZZLE - SZ 9S, JET PUMP	1156,4
16811-AN-47486-05	1-47486-0	NOZZLE - SZ 11, JET PUMP	1314,09
16811-AN-47497-05	1-47497-0	NOZZLE - SZ 12, JET PUMP	1314,09
16811-AN-47498-05	1-47498-0	NOZZLE - SZ 13S, JET PUMP	1314,09
16815-AN-47513-05	1-47513-0	THROAT - SZ 3, 2 1/2" A BH JET PUMP	1392,94
16815-AN-47514-05	1-47514-0	THROAT - SZ 4, 2 1/2" A BH JET PUMP	1425,79
16815-AN-47515-05	1-47515-0	THROAT - SZ 5, 2 1/2" A BH JET PUMP	1458,64
16815-AN-47516-05	1-47516-0	THROAT - SZ 6, 2 1/2" A BH JET PUMP	1491,49
16815-AN-47517-05	1-47517-0	THROAT - SZ 7, 2 1/2" A BH JET PUMP	1530,92
16815-AN-47518-05	1-47518-0	THROAT - SZ 8, 2 1/2" A BH JET PUMP	1563,77
16815-AN-47519-05	1-47519-0	THROAT - SZ 9, 2 1/2" A BH JET PUMP	1596,62
16815-AN-47520-05	1-47520-0	THROAT - SZ 10, 2 1/2" A BH JET PUMP	1629,47
16815-AQ-47526-05	1-47526-0	THROAT - SZ 6, 3" A BH JET PUMP	1629,47
16815-AQ-47527-05	1-47527-0	THROAT - SZ 7, 3" A BH JET PUMP	1668,9
16815-AQ-47528-05	1-47528-0	THROAT - SZ 8, 3" A BH JET PUMP	1701,75
16815-AQ-47529-05	1-47529-0	THROAT - SZ 9, 3" A BH JET PUMP	1734,6
16815-AQ-47530-05	1-47530-0	THROAT - SZ 10, 3" A BH JET PUMP	1767,45
16815-AQ-47531-05	1-47531-0	THROAT - SZ 11, 3" A BH JET PUMP	1839,73
16815-AQ-47532-05	1-47532-0	THROAT - SZ 12, 3" A BH JET PUMP	1905,43
16815-AQ-47533-05	1-47533-0	THROAT - SZ 13, 3" A BH JET PUMP	1971,14
16815-AQ-47534-05	1-47534-0	THROAT - SZ 14, 3" A BH JET PUMP	2036,84

TABLA A-6.2 CONTINUACIÓN

NEW PART NUMBER	PART NUMBER	DESCRIPTION	PRICE \$
16811-NK-47570-05	1-47570-0	NOZZLE - SZ 9, JET PUMP	1208,96
16811-NK-47571-05	1-47571-0	NOZZLE - SZ 10, JET PUMP	1208,96
16811-NK-47572-05	1-47572-0	NOZZLE - SZ 11S, JET PUMP	1208,96
16815-AN-60062-05	1-60062-0	THROAT - SZ 6, 2 1/2" A BH JET PUMP	2089,4
16815-AN-60063-05	1-60063-0	THROAT - SZ 7, 2 1/2" A BH JET PUMP	2128,83
16815-AN-60064-05	1-60064-0	THROAT - SZ 8, 2 1/2" A BH JET PUMP	2168,25
16815-AN-60534-05	1-60534-0	THROAT - SZ 7, 2 1/2" RC JET PUMP	3449,49
16815-AN-62363-05	1-62363-0	THROAT - SZ 4, 2 1/2" A JET PUMP	2003,99
16815-AN-62364-05	1-62364-0	THROAT - SZ 5, 2 1/2" A JET PUMP	2043,41
16815-AN-62365-05	1-62365-0	THROAT - SZ 9, 2 1/2" A JET PUMP	2207,67
16815-AN-62367-05	1-62367-0	THROAT - SZ 11, 2 1/2" A JET PUMP	2293,09
16815-AN-62368-05	1-62368-0	THROAT - SZ 12, 2 1/2" A JET PUMP	2332,51
16815-AN-62369-05	1-62369-0	THROAT - SZ 13, 2 1/2" A JET PUMP	2368,5
16815-AQ-62703-05	1-62703-0	THROAT - SZ 10, 3" RC JET PUMP	4829,28
16815-AQ-62704-05	1-62704-0	THROAT - SZ 11, 3" RC JET PUMP	4829,28
16815-AQ-62705-05	1-62705-0	THROAT - SZ 12, 3" RC JET PUMP	4829,28
16815-AQ-62706-05	1-62706-0	THROAT - SZ 13, 3" RC JET PUMP	4829,28
16815-AQ-62708-05	1-62708-0	THROAT - SZ 16, 3" RC JET PUMP	4829,28
16815-AQ-62709-05	1-62709-0	THROAT - SZ 18, 3" RC JET PUMP	4829,28
16815-AN-62779-05	1-62779-0	THROAT - SZ 9, 2 1/2" RC JET PUMP	3449,49
16815-AN-62780-05	1-62780-0	THROAT - SZ 10, 2 1/2" RC JET PUMP	3449,49
16815-AN-62781-05	1-62781-0	THROAT - SZ 11, 2 1/2" RC JET PUMP	3587,47
16815-AN-62782-05	1-62782-0	THROAT - SZ 12, 2 1/2" RC JET PUMP	3659,54
16815-AN-62783-05	1-62783-0	THROAT - SZ 13, 2 1/2" RC JET PUMP	3725,45
16811-AK-81428-05	1-81428-0	NOZZLE - SZ 8, #6 RETAINER - 2" JET	1062,13
16811-AK-81429-05	1-81429-0	NOZZLE - SZ 9, #6 RETAINER - 2" JET	1062,13
16811-AN-81894-05	1-81824-0	NOZZLE - SZ 11 - 2 1/2" A BH JET PUMP	1156,4
16811-AN-82082-05	1-82082-0	NOZZLE - SZ 10 - 2 1/2" A BH JET PUMP	1156,4
16811-AQ-82133-05	1-82133-0	NOZZLE - SZ 13 - 3" A BH JET PUMP	1203,95
16811-AQ-84321-05	1-84321-0	NOZZLE - #15, 3" SSJ PUMP	1314,09
16815-AQ-84388-05	1-84388-0	THROAT - SZ 9, 3" RC JET PUMP	4829,28
16815-AQ-84410-05	1-84410-0	THROAT - SZ 17, 3" RC JET PUMP	4875,28
16815-AQ-84412-05	1-84412-0	THROAT - SZ 19, 3" RC JET PUMP	4829,28
15505-AY-59540-05	5-59540-0	NOZZLE, JET PUMP - SZ - N4	42,32
15505-AY-59541-052	5-59541-0	NOZZLE, JET PUMP - SZ - N5	42,32
15505-AY-59542-05	5-59542-0	NOZZLE, JET PUMP - SZ - N6	42,32
15505-AY-59544-05	5-59544-0	NOZZLE, JET PUMP - SZ - N8	42,32

Fuente: Petrotech

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-6.3 LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS OILMASTER TIPO JET

DESCRIPTION	PRICE \$
JET 2-1/2"	8.748,79
JET 3-1/2"	12.680,50
JET CAMISA	9.984,13

Fuente: Petrotech

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-6.4 LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS OILWELL TIPO JET

PART NUMBER	DESCRIPTION	PRICE \$
8-12463-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE C	1.834,09
8-12464-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE D	1.834
8-12465-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE E	1.834
8-12466-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE F	1.834
8-12467-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE G	1.834
8-12468-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE H	1.834
8-12469-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE I	1.834
8-12470-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE J	1.834
8-12471-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE K	1.834
8-12472-1	3 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE L	1.834
8-12473-1	3 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE M	1.834
8-12474-1	3 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE N	1.834
8-12475-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE O	1.834
8-12476-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE P	1.834
8-12477-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE Q	1.834
8-12478-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE R	1.834
8-12479-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE S	1.834
8-12480-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE T	1.834
8-12481-1	2 1/2" JET PUMP - THROAT SIZE U	1.834
8-12503-1	2" JET PUMP - THROAT SIZE C	1.506,82
8-12504-1	2" JET PUMP - THROAT SIZE D	1.506
8-12505-1	2" JET PUMP - THROAT SIZE E	1.506
8-12506-1	2" JET PUMP - THROAT SIZE F	1.506
8-12507-1	2" JET PUMP - THROAT SIZE G	1.506
8-12508-1	2" JET PUMP - THROAT SIZE H	1.506
8-12509-1	2" JET PUMP - THROAT SIZE I	1.506
8-12510-1	2" JET PUMP - THROAT SIZE J	1.506
8-12511-1	2" JET PUMP - THROAT SIZE K	1.506
8-12512-1	2" JET PUMP - THROAT SIZE L	1.506
8-12513-1	2" JET PUMP - THROAT SIZE M	1.506
8-12845-1	NOZZLE SIZE 5 FOR 3" PUMPS	1.170,45
8-12846-1	NOZZLE SIZE 6 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12847-1	NOZZLE SIZE 7 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12848-1	NOZZLE SIZE 8 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12849-1	NOZZLE SIZE 9 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12850-1	NOZZLE SIZE 10 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12851-1	NOZZLE SIZE 11 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12852-1	NOZZLE SIZE 12 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12853-1	NOZZLE SIZE 13 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12854-1	NOZZLE SIZE 14 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12855-1	NOZZLE SIZE 15 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12856-1	NOZZLE SIZE 16 FOR 3" PUMPS	1.170

TABLA A-6.4 CONTINUACIÓN

PART NUMBER	DESCRIPTION	PRICE \$
8-12857-1	NOZZLE SIZE 17 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12858-1	NOZZLE SIZE 18 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12859-1	NOZZLE SIZE 19 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12860-1	NOZZLE SIZE 20 FOR 3" PUMPS	1.170
8-12865-1	THROAT SIZE E FOR 3" PUMPS	2.147,73
8-12866-1	THROAT SIZE F FOR 3" PUMPS	2.147
8-12867-1	THROAT SIZE G FOR 3" PUMPS	2.147
8-12868-1	THROAT SIZE H FOR 3" PUMPS	2.147
8-12869-1	THROAT SIZE I FOR 3" PUMPS	2.147
8-12870-1	THROAT SIZE J FOR 3" PUMPS	2.147
8-12871-1	THROAT SIZE K FOR 3" PUMPS	2.147
8-12872-1	THROAT SIZE L FOR 3" PUMPS	2.147
8-12873-1	THROAT SIZE M FOR 3" PUMPS	2.147
8-12874-1	THROAT SIZE N FOR 3" PUMPS	2.147
8-12875-1	THROAT SIZE O FOR 3" PUMPS	2.147
8-12876-1	THROAT SIZE P FOR 3" PUMPS	2.147
8-12877-1	THROAT SIZE Q FOR 3" PUMPS	2.147
8-12878-1	THROAT SIZE R FOR 3" PUMPS	2.147
8-12879-1	THROAT SIZE S FOR 3" PUMPS	2.147
8-12880-1	THROAT SIZE T FOR 3" PUMPS	2.147
8-14001-1	2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #1	960,23
8-14002-1	2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #2	960
8-14003-1	2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #3	960
8-14004-1	2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #4	960
8-14005-1	2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #5	1.025
8-14006-1	2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #6	1.025
8-14007-1	2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #7	1.025
8-14008-1	2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #8	1.025
8-14009-1	2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #9	1.025
8-14010-1	2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #10	1.025
8-14011-1	2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #11	1.025
8-14103-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #3	1.025
8-14104-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #4	1.025
8-14105-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #5	1.025
8-14106-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #6	1.025
8-14107-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #7	1.025
8-14108-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #8	1.025
8-14109-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #9	1.025
8-14110-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #10	1.109,09
8-14111-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #11	1.109
8-14112-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #12	1.109
8-14113-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #13	1.109

TABLA A-6.4 CONTINUACIÓN

PART NUMBER	DESCRIPTION	PRICE \$
8-14114-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #14	1.109
8-14115-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #15	1.109
8-14116-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #16	1.109
8-14117-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #17	1.109
8-14118-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #18	1.109
8-14119-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #19	1.109
8-14120-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #20	1.109
8-14121-0	2 1/2" JET PUMP - NOZZLE SIZE #21	1.109

Fuente: Petrotech

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-6.5 LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS GUIBERSON TIPO PISTÓN

DESCRIPTION	PRICE \$
PISTON PL-I 2-1/2	16.063,05
PISTON PL-II 2-1/2 X 1 7/8	23.247,46

Fuente: Sertecpet

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-6.6 LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS KOBE TIPO PISTÓN

DESCRIPTION	PRICE \$
PISTON KOBE "2-1/2" - A	19.643,84
PISTON KOBE 3" – A	21.394,33
PISTON KOBE 3" – D	34.053,80
PISTON KOBE 3" – B	28.116,12
PISTON KOBE "2-1/2" - A	19.643,84
PISTON KOBE B 1XA	35.426,31
D1X1	44.544,31
B2XA	32.732,97
SUPER A	22.353,45

Fuente: Solipet

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-6.7 LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS OILMASTER TIPO PISTÓN

DESCRIPTION	PRICE \$
PISTON 2-1/2	13.495,68
PISTON 3 X 48	22.106,77
PISTON 3 X 54	24.346,43

Fuente: Solipet

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.

TABLA A-6.8 LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS OILWELL TIPO PISTÓN

DESCRIPTION	PRICE \$
Pump 2 ³ / ₈ " x 1" - A SGL OPF	9.796,55
Pump 2 ³ / ₈ " x 1" - A SGL CPF	10.256,48
Pump 2 ³ / ₈ " x 1" - A SGL FREE CPF PRU	10.828,11
Pump 2 ³ / ₈ " x 1 ³ / ₁₆ " - A S/D OPF	9.796,55
Pump 2 ³ / ₈ " x 1 ³ / ₁₆ " - A S/D CPF	10.256,48
Pump 2 ³ / ₈ " x 1 ³ / ₁₆ " - A S/D FREE CPF OR OPF	10.828,11
Pump 2 ³ / ₈ " x 1" - A DBL OPF	14.520,70
Pump 2 ³ / ₈ " x 1 ³ / ₁₆ " - A DBL CPF	15.013,49
Pump 2 ³ / ₈ " x 1 ³ / ₁₆ " - DBL FREE CPF PRU	15.499,70
Pump 2 ³ / ₈ " x 1 ³ / ₈ " - B S/D FREE CPF OR OPF	16.031,91
Pump 2 ³ / ₈ " x 1 ³ / ₈ " - B S/D FREE CPF PRU	16.610,11
Pump 2 ³ / ₈ " x 1 ³ / ₈ " - B SGL FREE CPF OR OPF	13.121,20
Pump 2 ³ / ₈ " x 1 ³ / ₈ " - SGL FREE CPF PRU	13.830,81
Pump 2 ³ / ₈ " x 1 ³ / ₈ " - B DBL FREE CPF OR OPF	17.983,33
Pump 2 ³ / ₈ " x 1 ³ / ₈ " - B DBL FREE CPF PRU	18.824,35
2 -1/2 X 3 -1 1/2	18.898,86
2 -1/2 X 3 -1 5/8	18.898,86
2 -1/2 X 3 -1 1/4 X 1 1/4	18.898,86
2 -1/2 X 3 -1 7/16 X 1 7/16	26.254,53
Pump 2 ⁷ / ₈ " D S/D FREE CPF OR OPF	22.608,93
Pump 2 ⁷ / ₈ " D S/D FREE CPF PRU	23.640,50
Pump 2 ⁷ / ₈ " D SGL FREE CPF OR OPF	20.171,30
Pump 2 ⁷ / ₈ " D SGL FREE CPF PRU	21.130,58
Pump 2 ⁷ / ₈ " D DBL. FREE CPF PRU	27.477,64
Pump 2 ⁷ / ₈ " E FREE CPF OR PRU	21.156,86
Pump 2 ⁷ / ₈ " E FREE CPF PRU	22.122,72
Pump 2 ⁷ / ₈ " x 3 - 1 ¹ / ₄ " x 1 ¹ / ₄ " M PUMP	26.254,53
Pump 2 ⁷ / ₈ " x 3 - 1 ⁷ / ₁₆ " x 1 ⁷ / ₁₆ " M PUMP	26.254,53
Pump 2 ⁷ / ₈ " x 3 - 1 ¹ / ₂ " M PUMP	18.898,86
Pump 2 ⁷ / ₈ " x 3 - 1 ⁵ / ₈ " M PUMP	18.898,86
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ¹ / ₂ " - A SGL OPF	19.895,34
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ¹ / ₂ " - A SGL FREE OPF	20.940,04
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ¹ / ₂ " - A SGL FREE OPF PRU	22.195,00
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ³ / ₄ " - 1 ³ / ₄ " A SGL FREE OPF	20.940,04
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ³ / ₄ " - A SGL OPF	19.895,34
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ³ / ₄ " - A SGL FREE CPF	20.940,04
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ³ / ₄ " - A SGL FREE CPF PRU	22.195,00
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ⁷ / ₈ " - A SGL FREE OPF	20.940,04
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ⁷ / ₈ " - A DBL FREE OPF	29.941,56
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ³ / ₄ " - A DBL OPF	29.941,56
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ³ / ₄ " - A DBL FREE CPF PRU	30.874,57
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ³ / ₄ " - A DBL FREE CPF PRU	32.142,66
Pump 3 ¹ / ₂ " x 2 ¹ / ₈ " - B S/D CPF OR OPF	30.309,51

TABLA A-6.8 CONTINUACIÓN

DESCRIPTION	PRICE \$
Pump 3 ¹ / ₂ " x 2 ¹ / ₈ " - B SGL FREE CPF OR OPF	26.465,79
Pump 3 ¹ / ₂ " x 2 ¹ / ₈ " - B SGL FREE CPF PRU	27.832,45
Pump 3 ¹ / ₂ " x 2 ¹ / ₈ " - B DBL FREE CPF OR OPF	36.787,98
Pump 3 ¹ / ₂ " x 2 ¹ / ₈ " - B DBL FREE CPF PRU	37.931,23
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ³ / ₈ " x 2" x 1 ³ / ₄ " x 1 ¹ / ₂ " "ADM-2" FREE OPF	35.976,59
Pump 3 ¹ / ₂ " x 1 ³ / ₈ " x 2" x 1 ³ / ₄ " x 1 ³ / ₄ " "ADM-1" FREE OPF	35.976,59
Pump 3 ¹ / ₂ " D S/D FREE CPF OR OPF	30.283,23
Pump 3 ¹ / ₂ " D S/D FREE CPF PRU	31.551,32
Pump 3 ¹ / ₂ " D SGL FREE CPF OR OPF	26.590,63
Pump 3 ¹ / ₂ " D SGL FREE CPF PRU	27.871,87
Pump 3 ¹ / ₂ " D DBL. FREE CPF OR OPF	36.709,13
Pump 3 ¹ / ₂ " D DBL. FREE CPF PRU	38.148,06
Pump 3 ¹ / ₂ " E FREE CPF OR OPF	32.707,72
Pump 3 ¹ / ₂ " E FREE CPF PRU	33.890,40
Pump 3 ¹ / ₂ " x 3 ³ / ₄ " - 1 ¹ / ₂ " x 1 ¹ / ₂ " M PUMP	33.203,28
Pump 3 ¹ / ₂ " x 3 ³ / ₄ " - 1 ¹ / ₂ " x 1 ³ / ₄ " M PUMP	33.203,28
Pump 3 ¹ / ₂ " x 3 ³ / ₄ " - 1 ³ / ₄ " x 1 ³ / ₄ " M PUMP	33.203,28
Pump 3 ¹ / ₂ " x 3 ³ / ₄ " - 1 ⁷ / ₈ " M PUMP	24.568,52
Pump 3 ¹ / ₂ " x 3 ³ / ₄ " - 1 ⁷ / ₈ " x 1 ⁷ / ₈ " M PUMP	33.203,28
Pump 4 ¹ / ₂ " x 2" - A SGL OPF	33.233,36
Pump 4 ¹ / ₂ " x 2" - A SGL CPF	34.481,75
Pump 4 ¹ / ₂ " x 2 ³ / ₈ " - A S/D OPF	33.233,36
Pump 4 ¹ / ₂ " x 2 ³ / ₈ " - A S/D CPF - B S/D FREE CPF OR OPF	34.494,89
Pump 4 ¹ / ₂ " x 2 ³ / ₈ " - A DBL. OPF	49.390,11
Pump 4 ¹ / ₂ " x 2 ³ / ₈ " - A DBL. CPF	50.881,60
3 X 3 3/4 - 1 3/4	24.568,52
3 X 3 3/4 - 1 7/8	24.568,52
3 X 3 3/4 - 1 1/2 X 1 1/2	24.568,52
3 X 3 3/4 - 1 1/2 X 1 3/4	33.203,28
3 X 3 3/4 - 1 3/4 X 1 3/4	33.203,28
3 X 3 3/4 - 1 7/8 X 1 7/8	33.203,28
PUMP ASM PL II 2 1/2 X 1 7/8	16.894,13
PUMP ASM 2 1/2 X 2 X 1 1/2	11.672,00
PUMP ASM 2 1/2 X 2 1 5/8 X 1/2 X 66 IN	11.672,00
PUMP ASM 2 1/2 X 2 X 2	11.672,00
PISTON PL-I 2-1/2 X 2 X 2	11.672,00
PUMP 3-1/2 D DBL. FREE CPF OR OPF	36.709,13
PUMP 3-1/2" X 1 3/4" - 1 3/4" A SGL FREE OPF	20.940,04
PUMP 3 1/2" X 2 1/8" -B DBL FREE CPF OR OPF	36.787,98

Fuente: Petrotech

Elaborado por: Araceli Romero, Cristian Collaguazo.