

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO EN POZOS CON BAJO
ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DEL BLOQUE 16**

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

ANDRÉS MAURICIO GAIBOR SALINAS
salandroidres114@hotmail.com

DIRECTOR: ING. RAFAEL RODRÍGUEZ

Quito, abril 2013

DECLARACIÓN

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

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

ANDRÉS MAURICIO GAIBOR SALINAS

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Andrés Mauricio Gaibor Salinas, bajo nuestra supervisión.

ING. RAFAEL RODRÍGUEZ
DIRECTOR DEL PROYECTO

ING. VINICIO MELO
CODIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios, mi Pastor. Quien siempre me cuida y me sabe guiar por su divino camino para llegar a Ser un excelente profesional y persona de bien.

A la Escuela Politécnica Nacional y a sus profesores, que día a día se esfuerzan para enseñar con excelencia y calidad a sus estudiantes, formando así profesionales capaces de sustentar el desarrollo de nuestro País.

A los ingenieros Rafael Rodríguez y Vinicio Melo que me supieron dirigir acertadamente para la culminación exitosa del presente estudio. Agradezco su tiempo y valiosos conocimientos compartidos.

A todos mis compañeros de la carrera por su apoyo y amistad, que siempre me supieron dar la mano cuando más lo necesité.

A los ingenieros Tito Sampedro y Robert Peñaranda por las facilidades prestadas y apoyo brindado para que el presente estudio se llevara a cabo.

Con la misma intensidad; agradezco a mi familia, que es el eje central de mi vida, el motivo de todos mis esfuerzos y mi felicidad más grande. Gracias por su apoyo, comprensión y amor incondicional que siempre se hace sentir y que me robustece cada día más para seguir adelante.

DEDICATORIA

A Dios; mi Señor y Pastor, por la vida que me da y por el camino que me sabe guiar.

A mi Madre, Padre y Hermano, que son mi felicidad más grande y motivo de todo mí Ser. Su amor fue la energía que impulsó cada esfuerzo realizado para lograr mis objetivos.

A mis Abuelitos, Orfa María Haro y Gonzalo Salinas, quienes siempre se preocuparon por mí, y en donde siempre encontré con quienes contar. Les agradezco de todo corazón.

A mis amigos y amigas, que siempre estuvieron a mi lado e hicieron muy agradable esta etapa de mi vida.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XVII
ÍNDICE DE ANEXOS	XXII
SIMBOLOGÍA.....	XXVII
RESUMEN	XXXI
PRESENTACIÓN	XXXIII
CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 16 Y DEL RESERVORIO DE BAJO POTENCIAL BASAL TENA	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 UBICACIÓN.....	1
1.3 FORMACIONES PRODUCTORAS	2
1.4 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	6
1.4.1 ASPECTOS GENERALES.....	6
1.4.2 ESTRATIGRAFÍA.....	7
1.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	12
1.5.1 PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL RESERVORIO BASAL TENA	11
1.5.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO BASAL TENA	15

1.5.3 SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN	17
1.6 MECANISMOS DE EMPUJE DEL RESERVORIO BASAL TENA	18
1.7 PRODUCCIÓN	19
1.7.1 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	20
1.7.2 WELL – PADS.....	21
1.7.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	25
1.7.3.1 SISTEMA DE EXTRACCIÓN DE CRUDO	25
1.7.3.2 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN.....	27
1.7.3.3 PROCESO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO EN LAS FACILIDADES.....	31
<p>TODO EL AGUA SEPARADA EN EL PROCESO SE DIRIGE PRIMERAMENTE A UN SCRUBBER QUE MEDIANTE LOS ÁNODOS DE SACRIFICIO RETIENEN LA MAYOR CANTIDAD DE SALES DEL AGUA, PARA LUEGO SER ALMACENADA EN 2 TANQUES DE ALMACENAMIENTO, MEDIANTE BOMBAS DE BAJA Y MEDIA PRESIÓN, ENVÍAN EL AGUA DE FORMACIÓN HACIA LOS WELL PADS PARA PODER SER INYECTADA EN LOS POZOS, MEDIANTE BOMBAS DE ALTA PRESIÓN. EL GAS SEPARADO EN EL PROCESO SE LO TRATA PARA PODER SER UTILIZADO EN GENERACIÓN ELÉCTRICA.</p>	
1.7.3.4 <i>ESPECIFICACIONES DEL AGUA DE REINYECCIÓN</i>	34
1.7.3.5 SUMINISTRO ELÉCTRICO	34
1.7.4 BOMBAS DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN	34
1.7.5 POZOS DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN Y POZOS DE EXTRACCIÓN DE CRUDO.....	41
 CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO.....	43
2.1 INTRODUCCIÓN.....	43
2.2 VENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO.....	44
2.3 DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO	45
2.4 PRINCIPIO Y FUNCIONAMIENTO.....	46
2.5 SISTEMA DE INYECCIÓN DEL FLUIDO MOTRIZ	47
2.5.1 SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ ABIERTO.....	47

2.5.2 SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ CERRADO (FMC).....	48
2.6 TIPOS DE COMPLETACIONES.....	49
2.6.1 SISTEMA DE BOMBA LIBRE	49
2.6.2 SISTEMA DE BOMBA FIJA	50
2.6.3 SISTEMA DE BOMBA A BASE DE CABLE	50
2.7 COMPONENTES DEL EQUIPO.....	50
2.7.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE	51
2.7.2 EQUIPOS DE SUBSUELO	57
2.8 BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET	60
2.8.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	63
2.8.2 RELACIONES TOBERAS/GARGANTAS EN VOLUMEN Y PRESIÓN	65
2.8.3 SISTEMAS DE INYECCIÓN DE FLUIDO MOTRIZ EN LA BOMBA JET.....	68
2.8.3.1 BOMBA DE INYECCIÓN CONVENCIONAL.....	68
2.8.3.2 BOMBA DE INYECCIÓN REVERSA	69
2.8.3.3 DIFERENCIAS ENTRE BOMBA CONVENCIONAL Y REVERSA.....	69
2.8.4 CAVITACIÓN EN BOMBAS JET.....	70
2.8.5 ECUACIONES PARA EL DISEÑO DE UNA BOMBA JET	70
2.8.6 FABRICANTES DE BOMBAS TIPO JET	71
2.8.6.1 ESPECIFICACIONES DE LA BOMBAS JET CLAW	74
2.9 MÉTODOS ALTERNATIVOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	76
2.9.1 BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL.....	76
2.9.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	80
2.9.3 BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA.....	82
2.9.4 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS (LAG).....	84
2.10 PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA SELECCIÓN DEL MÉTODO MÁS IDÓNEO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	86
2.11 SELECCIÓN DE LA MEJOR OPCIÓN DE LEVANTAMIENTO	

ARTIFICIAL	91
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y DETERMINACIÓN DE LOS POZOS CON BAJO POTENCIAL CANDIDATOS PARA BOMBEO HIDRÁULICO EN EL BLOQUE 16	
3.1 INTRODUCCIÓN.....	95
3.2 POZOS DEL BLOQUE 16 CANDIDATOS A BOMBEO HIDRÁULICO	96
3.2.1 POZO EXXX B-1-RE1.....	97
3.2.2 POZO EXXX B-10.....	104
3.2.3 POZO EXXX B-11.....	110
3.2.4 POZO EXXX B-14.....	115
3.2.5 POZO EXXX B-27.....	120
3.3 ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO DEL AGUA DE REINYECCIÓN	125
3.3.1 GENERALIDADES.....	129
3.4 SEGURIDAD INDUSTRIAL E IMPACTO AMBIENTAL	130
3.4.1 POLÍTICA EMPRESARIAL	130
3.4.2 IMPACTO AMBIENTAL.....	131
3.4.3 SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	133
CAPÍTULO 4: DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO PARA LOS POZOS SELECCIONADOS DE BAJO ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DEL BLOQUE 16	
4.1 INTRODUCCIÓN.....	137
4.2 MÉTODO PARA DISEÑAR LA GEOMETRÍA DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET	137
4.3 ANÁLISIS DEL POZO EXXX B-1-RE1	144
4.4 ANÁLISIS DEL POZO EXXX B-10	162

4.5 ANÁLISIS DEL POZO EXXX B-11	165
4.6 ANÁLISIS DEL POZO EXXX B-14	168
4.7 ANÁLISIS DEL POZO EXXX B-27	171
4.8 RESULTADOS	174
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO	176
5.1 INTRODUCCIÓN	176
5.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)	176
5.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	178
5.4 RELACIÓN COSTO / BENEFICIO (RCB)	178
5.5 ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO	179
5.5.1 COSTOS DE PRODUCCIÓN	180
5.5.2 INGRESOS	180
5.5.3 EGRESOS	181
5.5.4 ESTADO DE RESULTADOS	182
5.5.5 FLUJO DE CAJA	182
5.5.6 ANÁLISIS ECONÓMICO	183
5.5.6.1 ANÁLISIS ECONÓMICO ANUAL	184
5.5.6.1 ANÁLISIS ECONÓMICO MENSUAL	185
5.6.6.1 EVALUACIÓN DE RESULTADOS	186
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	188
6.1 CONCLUSIONES	188
6.2 RECOMENDACIONES	189
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	192
ANEXOS	194

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

TABLA 1.1:	TOPES Y BASES PROMEDIOS DE LOS RESERVORIOS DEL BLOQUE 16	6
TABLA 1.2:	PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO PARA EL CAMPO AXXX RESERVORIO BASAL TENA	13
TABLA 1.3:	PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO PARA EL CAMPO BXXX RESERVORIO BASAL TENA.....	14
TABLA 1.4:	PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO PARA LOS CAMPOS EXXX Y HXXX RESERVORIO BASAL TENA	14
TABLA 1.5:	PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO PARA LOS CAMPOS FXXX Y GXXX RESERVORIO BASAL TENA	14
TABLA 1.6:	PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO PARA TODOS LOS CAMPOS DEL BLOQUE DEL RESERVORIO BASAL TENA.....	15
TABLA 1.7:	PROPIEDADES PVT PROMEDIO PARA EL CAMPO AXXX RESERVORIO BASAL TENA	16
TABLA 1.8:	PROPIEDADES PVT PROMEDIO EL CAMPO BXXX RESERVORIO BASAL TENA	16
TABLA 1.9:	PROPIEDADES PVT TOMADAS PARA EL CAMPO EXXX RESERVORIO BASAL TENA	17
TABLA 1.10:	SALINIDADES PROMEDIO DEL AGUA DE FORMACIÓN DEL RESERVORIO BASAL TENA DE LOS DISTINTOS CAMPOS DEL BLOQUE 16	18

TABLA 1.11: ESPECIFICACIÓN DEL CRUDO DEL BLOQUE 16	19
TABLA 1.12: CAPACIDADES VOLUMÉTRICAS DE INYECCIÓN DE LAS BOMBAS DE NPF.....	28
TABLA 1.13: CAPACIDADES VOLUMÉTRICAS DE INYECCIÓN DE LAS BOMBAS DE SPF.....	28
TABLA 1.14: SALINIDAD PROMEDIO DEL AGUA DE INYECCIÓN DEL BLOQUE 16	34
TABLA 1.15: CARACTERÍSTICAS DE BOMBAS DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN DE BAJA Y MEDIA PRESIÓN.....	38
TABLA 1.16: CARACTERÍSTICAS DE BOMBAS DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN DE ALTA PRESIÓN	39
TABLA 1.17: POZOS PRODUCTORES DE CRUDO DEL BLOQUE 16.....	41
TABLA 1.18: POZOS INYECTORES DE AGUA DE FORMACIÓN DEL BLOQUE 16	42

CAPÍTULO 2

TABLA 2.1: DIFERENCIA ENTRE LA BOMBA JET CONVENCIONAL Y LA REVERSA.....	69
TABLA 2.2: ÁREAS DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET.....	73
TABLA 2.3: GEOMETRÍAS DE TOBERA Y GARGANTA	74
TABLA 2.4: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA BOMBA JET CLAW DIRECTA	75
TABLA 2.5: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA BOMBA JET CLAW REVERSA.....	75

TABLA 2.6:	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA BOMBA JET CLAW SMART	76
TABLA 2.7:	CONDICIONES QUE LIMITAN A LAS BOMBAS JET	93

CAPÍTULO 3

TABLA 3.1:	POZOS CANDIDATOS SELECCIONADOS	97
TABLA 3.2:	PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-1-RE1 RESERVORIO BASAL TENA.....	99
TABLA 3.3:	RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-1-RE1 RESERVORIO BASAL TENA.....	99
TABLA 3.4:	RESULTADOS DE PRESIONES DE YACIMIENTO ENCONTRADAS EN LAS PRUEBAS BUILD-UP REALIZADAS A TODOS LOS POZOS CANDIDATOS.....	101
TABLA 3.5:	PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO EXXX B-1-RE1 RESERVORIO BASAL.....	104
TABLA 3.6:	PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-10 RESERVORIO BASAL TENA.....	106
TABLA 3.7:	RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-10 RESERVORIO BASAL TENA.....	106
TABLA 3.8:	PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO EXXX B-10 RESERVORIO BASAL TENA	109
TABLA 3.9:	PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-11 RESERVORIO BASAL TENA.....	111

TABLA 3.10:	RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-11 RESERVORIO BASAL TENA.....	112
TABLA 3.11:	PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO EXXX B-11 RESERVORIO BASAL TENA	114
TABLA 3.12:	PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-14 RESERVORIO BASAL TENA.....	116
TABLA 3.13:	RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-14 RESERVORIO BASAL TENA.....	116
TABLA 3.14:	PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO EXXX B-14 RESERVORIO BASAL TENA	119
TABLA 3.15:	PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-27 RESERVORIO BASAL TENA.....	121
TABLA 3.16:	RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-27 RESERVORIO BASAL TENA.....	121
TABLA 3.17:	PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO EXXX B-27 RESERVORIO BASAL TENA	124
 CAPÍTULO 4		
TABLA 4.1:	SIMBOLOGÍA DE LOS DIÁMETROS DE TUBERÍA.....	139
TABLA 4.2:	RELACIONES DE ÁREAS ÓPTIMAS.....	142
TABLA 4.3:	DATOS EXXX B-1-RE1	145
TABLA 4.4:	RESUMEN DE RESULTADOS POR CADA ITERACIÓN EXXX B-1-RE1.....	160

TABLA 4.5:	DISEÑO DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO EXXX B-1-RE1.....	161
TABLA 4.6:	DATOS EXXX B-10.....	162
TABLA 4.7:	RESUMEN DE RESULTADOS POR CADA ITERACIÓN EXXX B-10.....	162
TABLA 4.8:	DISEÑO DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO EXXX-B-10.....	164
TABLA 4.9:	DATOS EXXX B-11.....	165
TABLA 4.10:	RESUMEN DE RESULTADOS POR CADA ITERACIÓN EXXX B-11.....	165
TABLA 4.11:	DISEÑO DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO EXXX B-11.....	167
TABLA 4.12:	DATOS EXXX B-14.....	168
TABLA 4.13:	RESUMEN DE RESULTADOS POR CADA ITERACIÓN EXXX B-14.....	169
TABLA 4.14:	DISEÑO DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO EXXX B-14.....	170
TABLA 4.15:	DATOS: POZO EXXX B-27.....	171
TABLA 4.16:	RESUMEN DE RESULTADOS POR CADA ITERACIÓN: POZO EXXX B-27.....	172
TABLA 4.17:	DISEÑO DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO EXXX B-27.....	174
TABLA 4.18:	RESULTADOS DE LAS GEOMETRÍAS DE BOMBAS JET OBTENIDAS POR FABRICANTE OPCIONALES PARA IMPLEMENTARSE EN LOS POZOS CANDIDATOS	174

CAPÍTULO 5

TABLA 5.1:	INTERPRETACIÓN DEL VALOR ACTUAL NETO.	177
TABLA 5.2:	INTERPRETACIÓN DE LA TASA INTERNA DE RETORNO	178
TABLA 5.3:	INTERPRETACIÓN DE LA RELACIÓN COSTO/BENEFICIO	179
TABLA 5.4:	TARIFAS ANUALES DE VENTA FIJADAS POR EL ESTADO A REPSOL POR BARRIL DE PETRÓLEO PRODUCIDO	181
TABLA 5.5:	COSTOS PARA RECOMPLETAR A BOMBEO HIDRÁULICO CADA POZO CANDIDATO.....	181
TABLA 5.6:	MODELO DE ESTADO DE RESULTADOS.....	182
TABLA 5.7:	MODELO DE FLUJO DE CAJA	183
TABLA 5.8:	RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO ANUAL	184
TABLA 5.9:	RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO MENSUAL	186

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

FIGURA 1.1:	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE 16	3
FIGURA 1.2:	CUADRO ESTRATIGRÁFICO DE LA CUENCA ORIENTE	4
FIGURA 1.3:	DISTRIBUCIÓN DE LOS SUBAMBIENTES SEDIMENTARIOS DE PLAYA EN UN CORTE PERPENDICULAR A LA LÍNEA DE COSTA.....	8
FIGURA 1.4:	MODELO REGIONAL. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL BLOQUE 16.....	11
FIGURA 1.5:	ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL BLOQUE 16	21
FIGURA 1.6:	UBICACIÓN DE LOS WELL-PADS DEL BLOQUE 16.....	22
FIGURA 1.7:	FOTOGRAFÍA DE CABEZALES PRODUCTORES DE CRUDO DEL WELL-PAD DXXX.....	22
FIGURA 1.8:	ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UN WELL PAD.....	23
FIGURA 1.9:	CABEZAL PRODUCTOR DEL POZO AXXX C5	24
FIGURA 1.10:	PRODUCCIÓN ACTUAL DEL BLOQUE 16 – SPF.....	26
FIGURA 1.11:	PRODUCCIÓN ACTUAL DEL BLOQUE 16 – NPF	27
FIGURA 1.12:	MANIFOLD DE UN WELL PAD	27
FIGURA 1.13:	SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN.....	29
FIGURA 1.14:	INYECCIÓN DE AGUA BLOQUE 16 – SPF	30
FIGURA 1.15:	INYECCIÓN DE AGUA BLOQUE 16 - NPF.....	31
FIGURA 1.16:	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL SUR (SPF)	32
FIGURA 1.17:	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL NORTE (NPF)	33

FIGURA 1.18: BOMBA SULZER DE AGUA DE PRESIÓN INTERMEDIA Y 6 ETAPAS.....	35
FIGURA 1.19: CORTE DE BOMBA SULZER DE AGUA DE PRESIÓN INTERMEDIA Y 6 ETAPAS	36
FIGURA 1.20: BOMBA REDA DE INYECCIÓN DE AGUA A ALTA PRESIÓN.....	37
FIGURA 1.21: CORTE INTERNO DE LA BOMBA REDA DE INYECCIÓN DE AGUA A ALTA PRESIÓN	37
 CAPÍTULO 2	
FIGURA 2.1: SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ ABIERTO.....	47
FIGURA 2.2: SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ CERRADO.....	49
FIGURA 2.3: EQUIPO DE SUPERFICIE PARA EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.....	51
FIGURA 2.4: BOMBA CENTRÍFUGA SULZER.....	52
FIGURA 2.5: CABEZAL DE DISTRIBUCIÓN (MANIFOLD)	54
FIGURA 2.6: CABEZAL Y CONEXIONES SUPERFICIALES	55
FIGURA 2.7: TÍPICA COMPLETACIÓN PARA BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.....	59
FIGURA 2.8: ESQUEMA DE LA BOMBA HIDRÁULICA JET.....	63
FIGURA 2.9: FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET	64
FIGURA 2.10: VARIACIÓN DE PRESIÓN Y DE VELOCIDAD DEL FLUIDO A TRAVÉS DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	65
FIGURA 2.11: NOMENCLATURA BOMBA JET.....	66

FIGURA 2.12: RELACIONES TOBERA - GARGANTA Y PRODUCCIÓN LEVANTAMIENTO.....	68
FIGURA 2.13: DIFERENCIA ENTRE LA BOMBA JET CONVENCIONAL Y LA REVERSA.....	69
FIGURA 2.14: SISTEMA CLASE I. UNIDAD DE BOMBEO CONVENCIONAL...	77
FIGURA 2.15: SISTEMA CLASE II. UNIDAD DE BOMBEO BALANCEADA POR AIRE.....	78
FIGURA 2.16: SISTEMA CLASE III. UNIDAD DE BOMBEO LUFKIN MARK II.....	78
FIGURA 2.17: CONFIGURACIÓN DE UNA BOMBA DE CAVIDAD PROGRESIVA.....	83
 CAPÍTULO 3	
FIGURA 3.1: HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO EXXX B-1-RE1 RESERVORIO BASAL TENA.....	98
FIGURA 3.2: CURVA IPR MODELADA CON LOS DATOS DE LA ÚLTIMA EVALUACIÓN AL POZO EXXX B-1-RE1 RESERVORIO BASAL TENA.....	100
FIGURA 3.3: MAPA DE ESPESORES NETOS: CAMPO EXXX RESERVORIO BASAL TENA.....	102
FIGURA 3.4: REGRESIÓN LINEAL Y EXTRAPOLACIÓN DE LAS PRESIONES DE YACIMIENTO DE LOS POZOS CANDIDATOS A TIEMPO FUTURO.....	102
FIGURA 3.5: CURVA IPR ACTUALIZADA PARA EL POZO EXXX B-1-RE1 RESERVORIO BASAL TENA.....	103

FIGURA 3.6:	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO EXXX B-10 RESERVORIO BASAL TENA.....	105
FIGURA 3.7:	CURVA IPR MODELADA CON LOS DATOS DE LA ÚLTIMA EVALUACIÓN AL POZO EXXX B-10 RESERVORIO BASAL TENA.....	107
FIGURA 3.8:	CURVA IPR ACTUALIZADA PARA EL POZO EXXX B-10 RESERVORIO BASAL TENA.....	108
FIGURA 3.9:	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO EXXX B-11 RESERVORIO BASAL TENA.....	111
FIGURA 3.10:	CURVA IPR MODELADA CON LOS DATOS DE LA ÚLTIMA EVALUACIÓN AL POZO EXXX B-11 RESERVORIO BASAL TENA.....	112
FIGURA 3.11:	CURVA IPR ACTUALIZADA PARA EL POZO EXXX B-11 RESERVORIO BASAL TENA.....	113
FIGURA 3.12:	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO EXXX B-14 RESERVORIO BASAL TENA.....	115
FIGURA 3.13:	CURVA IPR MODELADA CON LOS DATOS DE LA ÚLTIMA EVALUACIÓN AL POZO EXXX B-14 RESERVORIO BASAL TENA.....	117
FIGURA 3.14:	CURVA IPR ACTUALIZADA PARA EL POZO EXXX B-14 RESERVORIO BASAL TENA.....	118
FIGURA 3.15:	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO EXXX B-27 RESERVORIO BASAL TENA.....	120

FIGURA 3.16: CURVA IPR MODELADA CON LOS DATOS DE LA ÚLTIMA EVALUACIÓN AL POZO EXXX B-27 RESERVORIO BASAL TENA.....	122
FIGURA 3.17: CURVA IPR ACTUALIZADA PARA EL POZO EXXX B-27 RESERVORIO BASAL TENA.....	123
FIGURA 3.18: ESQUEMA DE LA INYECCIÓN DE AGUA DESDE LA BOMBA REDA INSTALADA EN LA PLATAFORMA EXXX B.....	125
FIGURA 3.18: ESQUEMA DE LA INYECCIÓN DE AGUA DESDE LA BOMBA SULZER INSTALADA EN LA PLATAFORMA EXXX B.....	126
FIGURA 3.20: ARREGLO FINAL PROPUESTO PARA LA ADECUACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE EN LA PLATAFORMA EXXX B PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO HIDRÁULICO EN LOS POZOS CANDIDATOS.....	128
 CAPÍTULO 4	
FIGURA 4.1: CURVA DE COMPORTAMIENTO DE DISEÑO GUIBERSON	141
FIGURA 4.2: CURVA H - M DE GUIBERSON	143

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO No. 1:	RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES PARA BOMBAS GUIBERSON, KOBE Y NATIONAL.....	195
ANEXO 1.1:	RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE GARGANTA PARA BOMBAS GUIBERSON	196
ANEXO 1.2:	RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE GARGANTA PARA BOMBAS KOBE.....	197
ANEXO 1.3:	RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE GARGANTA PARA BOMBAS NATIONAL.....	198
ANEXO No. 2:	DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN ACTUALES DE LOS POZOS CANDIDATOS.....	199
ANEXO 2.1:	DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO EXXX B-1-RE1.....	200
ANEXO 2.2:	DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO EXXX B-10.....	201
ANEXO 2.3:	DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO EXXX B-11.....	202
ANEXO 2.4:	DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO EXXX B-14.....	203
ANEXO 2.5:	DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO EXXX B-27.....	204

ANEXO No. 3:	DIAGRAMAS TENTATIVOS PARA RECOMPLETACIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	205
ANEXO 3.1:	DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PROPUESTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO EXXX B-1-RE1	206
ANEXO 3.2:	DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PROPUESTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO EXXX B-10	207
ANEXO 3.3:	DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PROPUESTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO EXXX B-11	208
ANEXO 3.4:	DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PROPUESTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO EXXX B-14	209
ANEXO 3.5:	DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PROPUESTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO EXXX B-27	210
ANEXO No. 4:	GRÁFICAS DE LAS PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN (FORECASTS) DE LOS POZOS CANDIDATOS A RECOMPLETACIÓN CON SISTEMAS DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	211

ANEXO 4.1:	GRÁFICA DEL FORECAST ESTIMADO LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-1-RE1 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	212
ANEXO 4.2:	GRÁFICA DEL FORECAST ESTIMADO LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-10 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	212
ANEXO 4.3:	GRÁFICA DEL FORECAST ESTIMADO LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-11 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	213
ANEXO 4.4:	GRÁFICA DEL FORECAST ESTIMADO LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-14 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	213
ANEXO 4.5:	GRÁFICA DEL FORECAST ESTIMADO LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-27 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	214
ANEXO No. 5:	DATOS DE LAS PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN FUTURAS (FORECASTS) DE CADA UNO DE LOS POZOS CANDIDATOS A RECOMPLETACIÓN CON SISTEMAS DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	215
ANEXO 5.1:	DATOS FORECAST DE PRODUCCIÓN ESTIMADOS LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-1-RE1 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	216

ANEXO 5.2:	DATOS FORECAST DE PRODUCCIÓN ESTIMADOS LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-11 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	218
ANEXO 5.3:	DATOS FORECAST DE PRODUCCIÓN ESTIMADOS LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-14 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	220
ANEXO 5.4:	DATOS FORECAST DE PRODUCCIÓN ESTIMADOS LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-27 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	223
ANEXO 5.5:	RESERVAS CALCULADAS DESPUES DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN TODOS LOS POZOS CANDIDATOS	225
ANEXO No. 6:	ANÁLISIS ECONÓMICO ANUAL DEL PROYECTO	226
ANEXO 6.1:	ANÁLISIS ECONÓMICO ANUAL DE LOS POZOS CANDIDATOS A RECOMPLETACIÓN	227
ANEXO 6.2:	ANÁLISIS ECONÓMICO DE AMORTIZACIÓN ANUAL DEL PROYECTO.....	228
ANEXO 6.3	FLUJO DE CAJA ANUAL Y RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS INDICADORES DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO.....	229
ANEXO 6.4:	GRÁFICA COMPARATIVA DEL FLUJO DE CAJA ANUAL CON EL FLUJO DE CAJA DESCONTADO ACUMULADO ANUAL.....	230

ANEXO 6.5:	GRÁFICA DE SENSIBILIDADES ANUAL.....	231
ANEXO No. 7:	ANÁLISIS ECONÓMICO MENSUAL DEL PROYECTO	232
ANEXO 7.1:	ANÁLISIS ECONÓMICO MENSUAL DE LOS POZOS CANDIDATOS A RECOMPLETACIÓN	233
ANEXO 7.2:	ANÁLISIS ECONÓMICO DE AMORTIZACIÓN MENSUAL DEL PROYECTO.....	233
ANEXO 7.3	FLUJO DE CAJA MENSUAL Y RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS INDICADORES DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO.....	234
ANEXO No. 8:	DATOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS BUILD UP REALIZADAS A TODOS LOS POZOS CANDIDATOS	235
ANEXO 8.1:	DATOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS BUILD UP REALIZADAS A TODOS LOS POZOS CANDIDATOS	236

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A_N	Área de flujo de la tobera	L^2
API	Gravedad específica del petróleo (American Petroleum Institute)	$^{\circ}API$
A_S	Área anular de la cámara de mezclado para el flujo de la producción	L^2
A_T	Área de flujo total de la cámara de mezclado	L^2
$BAPD$	Barriles de agua por día	L^3/t
BES	Bombeo electrosumergible	
BF	Barriles fiscales	L^3
bls	Barriles	L^3
BPD	Barriles por día	L^3/t
$BFPD$	Barriles de fluido por día	L^3/t
$BPPD$	Barriles de petróleo por día	L^3/t
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos	%
C_d	Coefficiente adimensional de almacenamiento	
cp	Centipoise	$M/(L t)$
C_t	Compresibilidad total	
D	Profundidad vertical del pozo	L
D_1	Diámetro interno de la tubería de producción o de la tubería de revestimiento	L
D_2	Diámetro externo de la tubería interior en flujo anular	L
EF	Eficiencia	%
FR	Factor de recobro	
ft	Pies	L
F_W	Fracción del agua de formación	
F_{WD}	Fracción del agua del fluido de la columna de retorno	

G_D	Gradiente del fluido de la columna de retorno	$M/L^2/L$
G_{LR}	Relación gas-líquido	L^3/L^3
G_N	Gradiente del fluido motriz en la tubería de inyección	$M/L^2/L$
G_O	Gradiente del petróleo producido	$M/L^2/L$
G_{OR}	Relación gas-petróleo	L^3/L^3
G_S	Gradiente del fluido de formación	$M/L^2/L$
G_w	Gradiente del agua de formación	$M/L^2/L$
h	Espesor neto de la formación	L
H	Relación adimensional de recuperación de presión	
Hrs	Horas	T
HP	Caballos de fuerza	L^2M/t^3
H_2S	Ácido sulfúrico	
ID	Diámetro interior	L
K	Permeabilidad	L/T
km	Kilómetro	L
K_N	Coefficiente de pérdida en la tobera	
K_{TD}	Coefficiente de pérdida combinado cámara de mezclado - difusor	
L	Longitud de T.P. hasta la bomba = profundidad de colocación de la bomba = h_1	L
M	Relación de flujo adimensional, q_3/q_1	
$Mbls$	Miles de barriles	L^3
M_L	Relación de flujo adimensional en el límite de cavitación	
NUM	Variable usada para definir H	
OD	Diámetro exterior	L
P_b	Presión de burbuja	M/L^2
P_D	Presión de descarga	M/L^2
P_f	Pérdidas de presión por fricción	M/L^2
PFD	Pérdida de presión por fricción del fluido en el	M/L^2

	circuito de retorno	
PFN	Pérdida de presión por fricción del fluido motriz en la tubería de inyección	M/L^2
pH	Potencial hidrógeno	
P_i	Presión inicial	M/L^2
P_N	Presión a la entrada de la tobera	M/L^2
P_S	Presión de succión	M/L^2
psi	Libra/pulgada cuadrada	M/L^2
P_T	Presión superficial de operación = Presión de descarga de la bomba tríplex	M/L^2
P_{wh}	Presión en la cabeza del pozo	M/L^2
P_{wf}	Presión de fondo fluyente	M/L^2
P_{ws}	Presión de fondo estático	M/L^2
Q_D	Tasa del fluido producido más fluido motriz	L^3/t
Q_N	Tasa del fluido motriz	L^3/t
Q_o	Caudal de petróleo	L^3/t
Q_S	Tasa del fluido producido	L^3/t
Q_T	Caudal de fluido por día	L^3/t
Q_w	Caudal de agua	L^3/t
R	Relación de áreas, A_j/A_t	L^2/L^2
r_e	Radio externo del banco de petróleo	L
r_w	Radio del pozo	L
S	Factor de daño de formación	
SG	Gravedad específica	
S_o	Saturación de petróleo	%
S_{or}	Saturación de petróleo residual	%
S_w	Saturación de agua	%
S_{wi}	Saturación de agua intersticial	%
T	Temperatura	T
$T.P.$	Tubería de producción	
TIR	Tasa interna de retorno	%

TVD	Profundidad vertical verdadera	L^2
USD	Dólares americanos	\$
VAN	Valor actual neto	\$
WO	Workover	
β_{oi}	Factor volumétrico del inicial del petróleo	L^3/L^3
ϕ	Porosidad	%
ρ	Densidad del fluido	M/L^3
μ_D	Viscosidad del fluido de retorno	$M/(L t)$
μ_o	Viscosidad del petróleo	$M/(L t)$
μ_w	Viscosidad del agua	$M/(L t)$
γ_N	Densidad relativa del fluido motriz (agua=1.0)	

RESUMEN

El desarrollo del presente proyecto de titulación, iniciará en el Primer Capítulo, con la elaboración de una descripción del Bloque 16 y del reservorio de bajo potencial Basal Tena; en el que se detallará la ubicación, geología y arenas productoras del Bloque 16, y la petrofísica de la roca y de los fluidos; además de exponerse también información referente a la producción actual en el Bloque.

Seguidamente, en el Segundo Capítulo, se detallan los fundamentos teóricos del bombeo hidráulico, su principio, funcionamiento, ventajas, desventajas, limitaciones, componentes, entre otros. Siempre centrándose en detallar el Bombeo Hidráulico tipo Jet que es el de interés para su implementación.

Se analizará el estado actual del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, en los pozos con bajo índice de productividad del reservorio Basal Tena; así también, se valorará la opción de utilizar el agua/presión de reinyección simultáneamente con el sistema de bombeo hidráulico en dichos pozos.

En el Tercer Capítulo; se realiza un análisis de la situación actual de los sistemas de producción y la determinación de los pozos con bajo índice de productividad, candidatos a implementárseles un sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet; analizando aspectos como el agua de reinyección a utilizarse, la tendencia a formar escala y el impacto ambiental.

A continuación, en el Cuarto Capítulo, con el uso de la información proporcionada por Repsol Ecuador y la realización de los cálculos, aplicando el método de Smart, se diseña el sistema de bombeo hidráulico para los pozos seleccionados de bajo índice de productividad del reservorio Basal Tena del Bloque 16.

Luego, en el Quinto y último Capítulo se realizará un análisis económico para determinar la viabilidad del proyecto; en donde se utilizarán indicadores financieros usuales tales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación Costo-Beneficio (C/B).

Para concluir; finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones, tras el estudio realizado, enfocándose principalmente en recomendar o no la implementación del sistema de bombeo hidráulico en los pozos de bajo índice de productividad seleccionados, tomando en cuenta los resultados de los factores técnicos y económicos analizados.

PRESENTACIÓN

Debido a la alta producción de agua (95%) en los principales reservorios del Bloque 16 (M1 y Ui) se ha procedido a realizar recompletaciones en los reservorios Basal Tena y Us. En el reservorio Basal Tena, el índice de productividad es muy bajo y mecánicamente los pozos están perforados con altos ángulos de desviación, dificultándose la profundización de las Bombas Electrosumergibles al reservorio, obteniéndose un drenaje ineficiente de sus reservas.

Por otro lado, en el Bloque 16 se reinyecta 800 mil BPD de agua de formación a una presión de 2700 psi aproximadamente.

Este proyecto valorará la opción de utilizar el agua/presión de reinyección simultáneamente con Sistemas de Bombeo Hidráulico en los pozos con bajo índice de productividad del reservorio Basal Tena del Bloque 16.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 16 Y DEL RESERVORIO DE BAJO POTENCIAL BASAL TENA

1.1 ANTECEDENTES

La transnacional argentina YPF Sociedad Anónima (Yacimientos Petrolíferos Federal) llegó al Ecuador en 1995 tras adquirir la compañía Maxus; para el desarrollo de diferentes actividades hidrocarburíferas en el país. La compañía española Repsol, adquiere YPF en el año de 1998 con el propósito de expandirse internacionalmente; llegando a ser considerada la empresa energética más grande de América Latina, manteniendo el liderazgo en las actividades tradicionales de la compañía e incrementando sus actividades de exploración y producción, llegando a ser conocida desde entonces en todo el mundo como Repsol-YPF, hasta el año 2012 en que volvió a ser conocida como Repsol debido a la expropiación que sufrió la compañía por parte del gobierno argentino; de su parte de YPF que Repsol había comprado años atrás al Estado argentino.

Repsol Ecuador realiza trabajos de exploración y producción de petróleo y GLP (Gas Licuado) operando en el Boque 16, el Campo Unificado Bogi-Capirón y el Área Tivacuno, alcanzando una extensión de aproximadamente 220 mil hectáreas. En el interior del Bloque 16, se encuentran las facilidades de producción norte (NPF) y las facilidades de producción sur (SPF); las cuales son sofisticadas instalaciones requeridas para el procesamiento del petróleo proveniente del bloque y de los campos Bogi-Capirón y del área Tivacuno.

1.2 UBICACIÓN

La Cuenca Oriente tiene una extensión de 100.000 km², y forma parte del conjunto de Cuencas Sub-andinas de tras-arco. Los bordes de la Cuenca están determinados: al Oeste, por la Cordillera de los Andes; al Este, el Cratón

Guayano-Brasileño; al Norte la sub-Cuenca Putumayo en Colombia y al Sur, la sub-Cuenca Marañón en el Perú.

El Bloque 16, operado por Repsol-Ecuador, está ubicado en la parte central de la Cuenca Oriente Ecuatoriana, dentro del Parque Nacional "Yasuní" y la reserva étnica "Huaorani", geográficamente está localizado en la parte Nor-Oriental del territorio ecuatoriano, en la provincia de Orellana, aproximadamente a 225 km al Sudeste de Quito, y al Este del tren Cononaco-Auca-Sacha principal (Figura 1.1).

Los campos más importantes del Bloque 16, se encuentran ubicados en la Cuenca Amazónica, en la parte centro - oriental del Bloque 16; en una serie de bajos anticlinales fallados que tienden en dirección noroeste- sureste.

1.3 FORMACIONES PRODUCTORAS

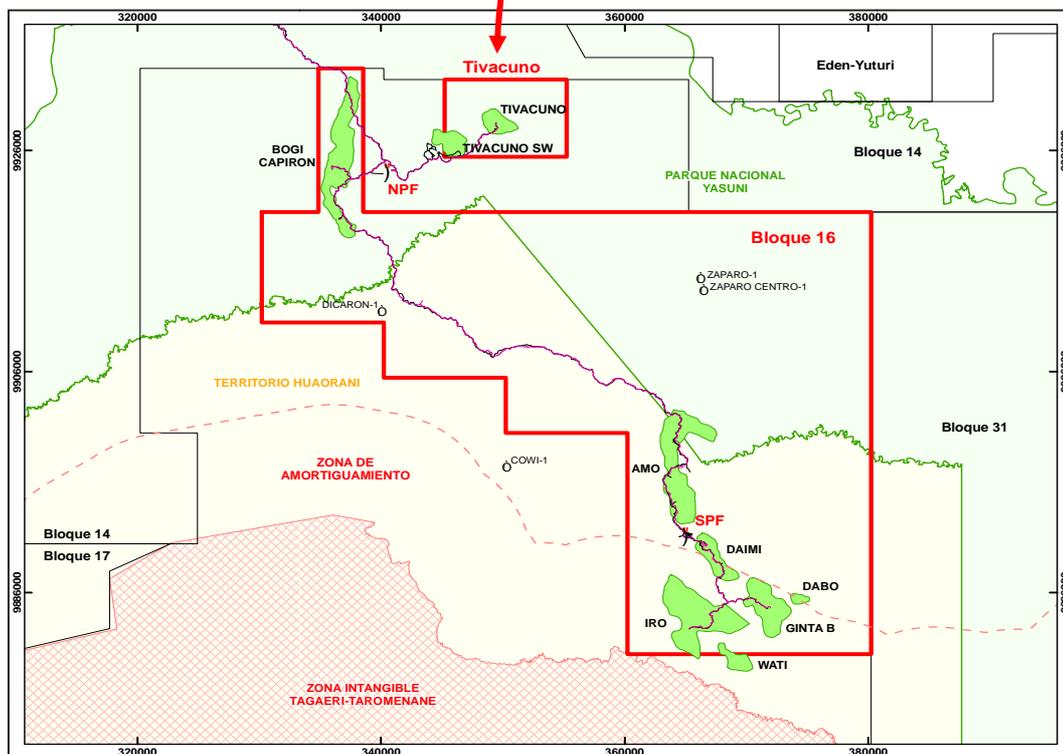
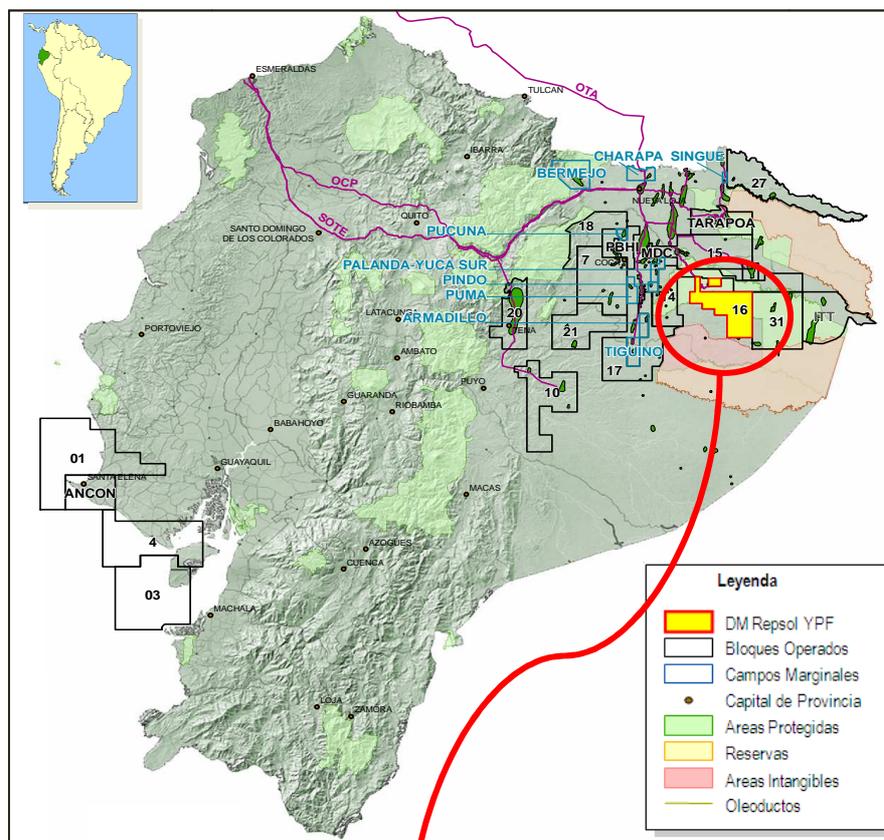
En términos geológicos, las capas subterráneas se llaman "formaciones" y estas están debidamente identificadas por edad, nombre y tipo del material rocoso del cual se formaron. Esto ayuda a identificar los mantos que contienen las ansiadas rocas sedimentarias que es donde existe la mayor probabilidad de hallar hidrocarburos.

El intervalo sedimentario cretácico, está representado por las formaciones Tena, Napo (que incluye los miembros M1, Lutitas M1, Caliza M1, Caliza M2, Arenisca M2, Caliza A, Areniscas U, Lutitas U, Caliza B, Areniscas T, Lutitas Napo Basal, y Caliza C) y Hollín.

Los principales yacimientos que producen en los campos del Bloque 16, son la arenisca Basal Tena, areniscas "M-1", "U", "T" de la formación Napo y la arenisca Hollín, probada en el campo Cxxx-Dxxx. La arenisca "T" es productiva en el campo lxxx.

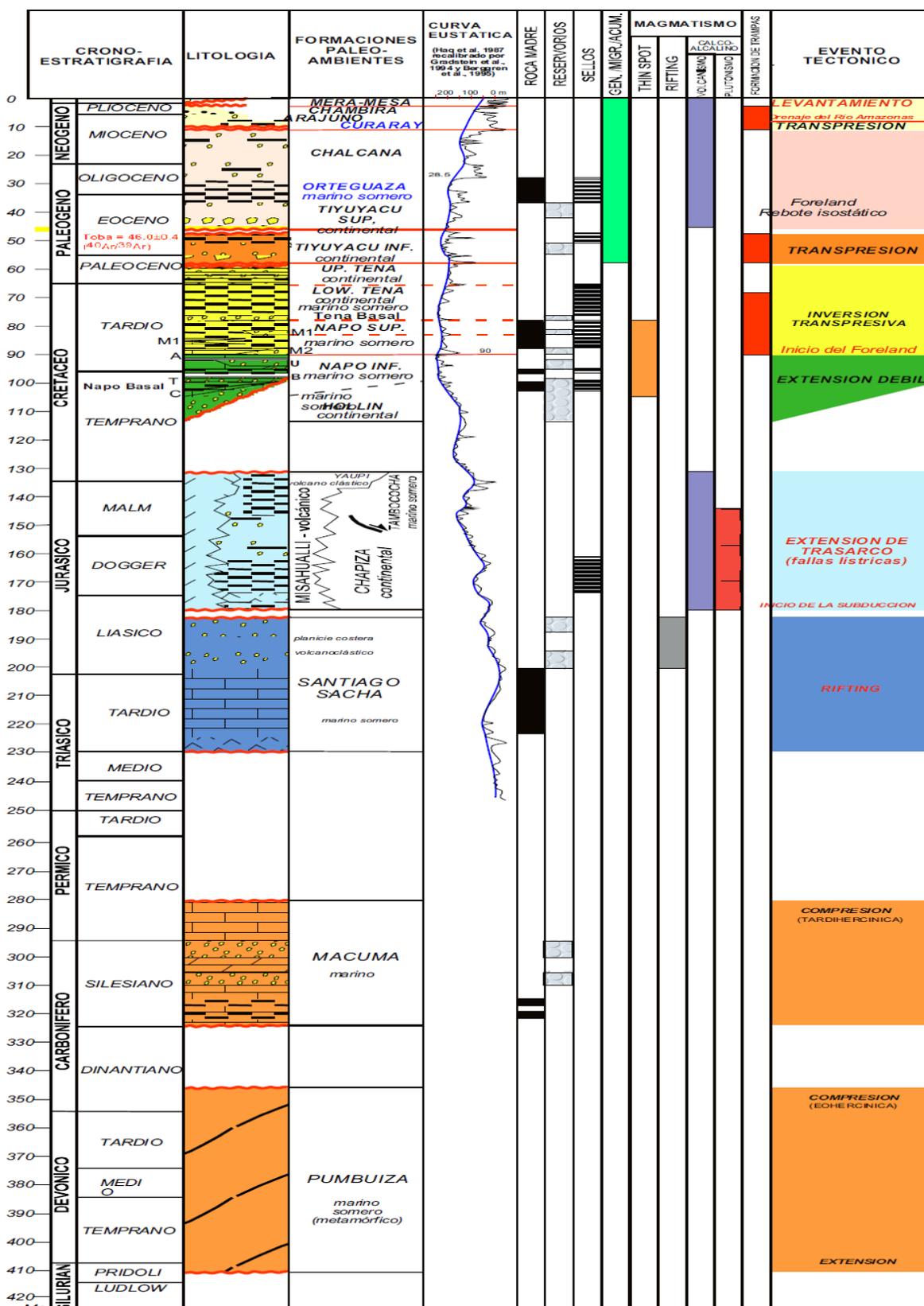
En la Figura 1.2; se muestra la típica estratigrafía de la cuenca oriente ecuatoriana, dentro de la cual se encuentra el Bloque 16.

FIGURA 1.1
UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE 16



FUENTE: Repsol Ecuador

FIGURA 1.2
CUADRO ESTRATIGRÁFICO DE LA CUENCA ORIENTE



FUENTE: Baby P., Rivadeneira M. y R. Barragán, (2004), *La cuenca oriente: geología y petróleo*, Quito.

Los descubrimientos hechos en la concesión, hasta la fecha reposan en una serie de bajos anticlinales fallados que tienden en dirección noroeste- sureste. Ocho campos se encuentran en producción actualmente: Cxxx-Dxxx, lxxx, Hxxx, Axxx, Bxxx, Exxx, Fxxx, Gxxx y sus mecanismos de entrapamiento consiste en trampas estructurales y estratigráficas de bajo relieve cuyo mecanismo principal de producción es el empuje activo de agua.

Las areniscas continuas Hollín, T inferior, U inferior y M-1 inferior reciben un empuje hidráulico constante proporcionado por un acuífero de fondo. Las areniscas poco continuas como la T superior, U superior, M-1 superior y Basal Tena; reciben energía para la producción de la expansión de fluidos dentro del reservorio y por empuje hidráulico de un acuífero lateral finito.

Los reservorios M-1 inferior y U inferior, producen cortes de agua de alrededor del 92% debido a la alta relación de movilidades que existe entre el crudo de estos reservorios y el agua de formación. Esto se debe a la gran diferencia entre los valores de viscosidad que van desde 0.3 a 20 cp para el agua de formación y 150 cp para el crudo, lo que también produce varios efectos de conificación.

También podemos acotar algunos rangos promedios de los fluidos producidos de estas arenas, como que: la gravedad API de los crudos producidos varía de 12 a 15 °API al Sur y; de 16 a 22 °API al Norte, que se tiene un GOR de entre 50 y 80 scf/stb; una presión de burbuja aproximada de entre 400 y 700 psia; radios de movilidad de 1 a 100 (agua vs. Petróleo), permeabilidad de 1 a 10 darcies y porosidad entre 16 y 28 %.

TOPES Y BASES

Las principales herramientas utilizadas que determinan las divisiones de los yacimientos en subsuelo son los registros eléctricos, la sísmica y los núcleos.

En la Tabla 1.1 se presentan promedios de los topes y bases de las arenas Basal Tena, M1, U superior y U inferior para el campo en base a los datos de profundidad de los pozos productores.

TABLA 1.1
 TOPES Y BASES PROMEDIOS DE LOS RESERVORIOS DEL BLOQUE 16

FORMACIÓN	Topes	Bases	h
	TVD (ft)	TVD (ft)	(ft)
Basal Tena	7 581	7 595	14
M1A	7 595	7 640	45
M1C	7 641	7 694	53
M1 inf	7 678	7 778	100
U sup	8 355	8 433	78
U inf	8 463	8 555	92

FUENTE: Departamento de Geología, Repsol Ecuador
 ELABORADO POR: Andrés Gaibor

1.4 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

La Cuenca Oriente tiene una extensión de 100000 km², y forma parte del conjunto de Cuencas Sub-andinas de tras-arco. Los bordes de la Cuenca están determinados: al Oeste, por la Cordillera de los Andes; al Este, el Cratón Guayano-Brasileño; al Norte la sub-Cuenca Putumayo en Colombia y al Sur, la sub-Cuenca Marañón en el Perú. En la dirección Este-Oeste, la cuenca tiene una forma simétrica con un borde Oriental platafórmico y un borde Occidental tectónico.

Los campos más importantes se encuentran en la llanura Amazónica, y las estructuras productoras son anticlinales de bajo relieve que, en algunos casos, cierran contra fallas sub verticales-inversas.

1.4.1 ASPECTOS GENERALES

La descripción que se da a continuación, está basada en todos los datos disponibles hasta el momento, también se expone una interpretación de los ambientes sedimentarios en base a los mismos. En cuanto al Terciario, las edades asumidas para cada límite de formación o secuencia, están basadas en la carta de curvas eustáticas de Haq (1987), si bien es cierto que estas variaciones del nivel del mar son globales, es necesario tomar con cautela estos datos, cuando se trata de márgenes activos, como fue el caso de la Cuenca Oriente.

Además, las incursiones marinas registradas en el ante país andino, obedecen a fenómenos tectónicos más que a estrictamente eustáticos.

Las estructuras en las que se encuentra almacenado el petróleo, son generalmente trampas estructurales, aunque se presentan también comportamientos estratigráficos, en las que se puede hallar una gran cantidad de ambientes deposicionales tales como los fluviales, sub-ambientales deltaicos, estuarios, de llanura de inundación y marinos someros.

1.4.2 ESTRATIGRAFÍA

En forma general, los yacimientos están constituidos en la base por areniscas de origen fluvial, y en la parte superior por depósitos de estuario y marino transicional. Los reservorios de niveles superiores son areniscas que presentan geometrías complejas y bases generalmente homogéneas y arealmente continuas.

Durante el Cretácico Medio a Tardío, está enmarcada en una paleogeografía caracterizada por una trampa mixta de bajo gradiente y planicie costera parcialmente aisladas de la influencia del mar abierto, en donde se depositaron las Formaciones Napo y Hollín de la Cuenca Oriente Ecuatoriana.

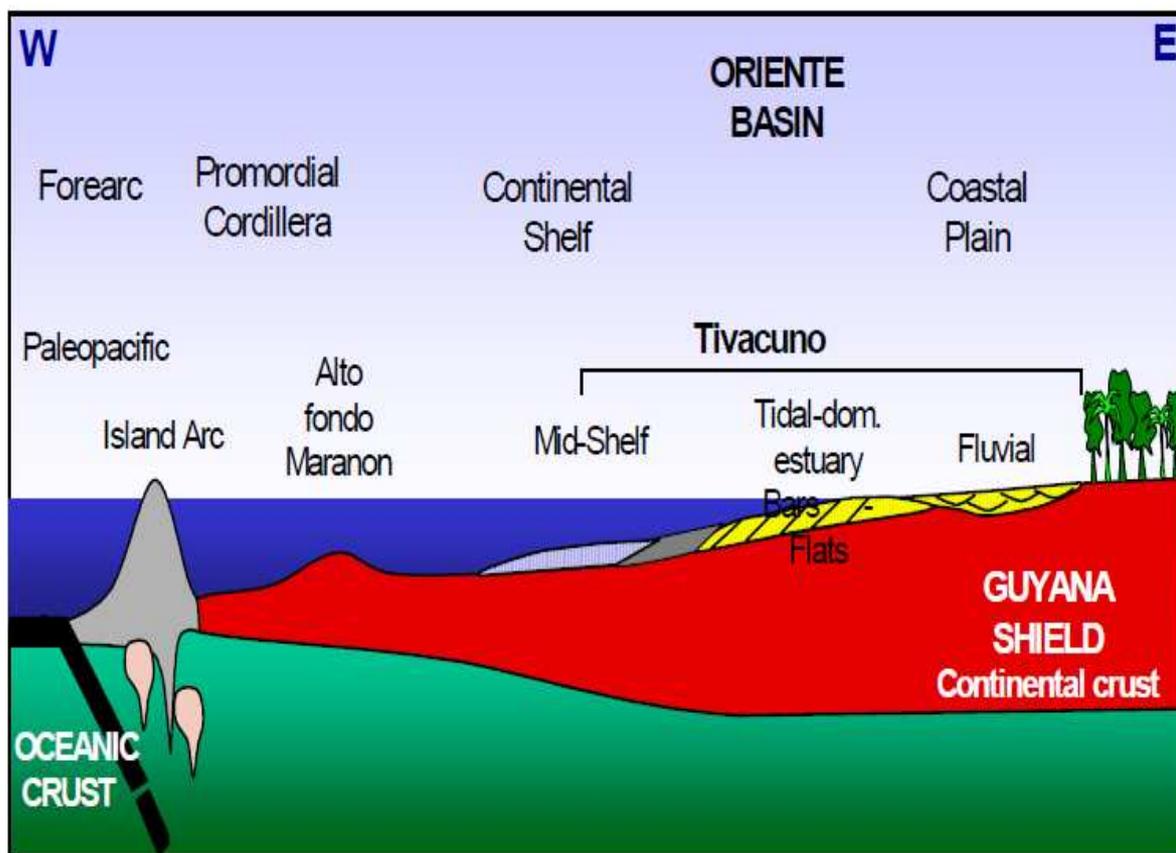
Los movimientos de la línea de costa controlaron la evolución y la variación lateral de los sistemas sedimentarios en zonas cercanas a la costa y continentales. De ésta manera, las fluctuaciones del nivel del mar, fueron registradas en las secuencias estratigráficas estudiadas. La mayoría de los reservorios más importantes de la cuenca, corresponden a depósitos de prismas de nivel bajo y a sistemas transgresivos tempranos, esto se ilustra claramente en la Figura 1.3.

Basados en la información de coronas de 26 pozos y de diferentes niveles en el área de estudio, fue posible diferenciar 13 litofacies y con ellas 9 asociaciones de facies, las que permitieron reconstruir esquemáticamente, los sistemas depositacionales correspondientes a los principales reservorios. Los

mismos se encuentran incluidos en cuatro secuencias depositacionales, en cada una de ellas se identificaron los cortejos sedimentarios de: Prisma de Nivel Bajo (LSW), Cortejo Sedimentario Transgresivo Temprano (ETST), Cortejo Sedimentario Transgresivo Tardío-Nivel Alto Temprano (LTST-EHST) y el Cortejo de Nivel Alto Tardío (LHST).

De acuerdo a la información sedimentológica obtenida de las coronas y al conocimiento de los ambientes en planicies costeras actuales, es posible interpretar que éstos complejos depositacionales son muy dinámicos, producto de frecuentes variaciones del nivel del mar y del aporte de sedimentos en donde, también debió de existir depositación de material orgánico suficiente y necesario para que este se convirtiese en petróleo por el efecto de la presión y temperatura del yacimiento.

FIGURA 1.3
DISTRIBUCIÓN DE LOS SUBAMBIENTES SEDIMENTARIOS DE PLAYA EN UN CORTE PERPENDICULAR A LA LÍNEA DE COSTA



FUENTE: Corrales I., (1977), *Estratigrafía*, Editorial Rueda, Madrid.

En la formación Tena, correspondiente al depósito clástico o fragmentario, se encuentra depositado aleatoriamente sobre la inconformidad que constituye el tope de la formación Napo, en los bajos estructurales relativos encontrados al momento de su depositación, depósitos de carácter fluvial, de espesores delgados y que tienen bastante extensión areal.

La parte basal (parte baja) de la columna está conformada por las formaciones Pre-Cretácicas: Chapiza, Santiago, Macuma y Pumbuiza. Este intervalo estratigráfico ha sido poco estudiado y es actualmente considerado como el basamento comercial.

La parte media de la columna estratigráfica corresponde a la zona de mayor importancia desde el punto de vista petrolero. En este intervalo se encuentran las areniscas de la formación "Hollín y las areniscas "M-1", "M-2", "U" y "T" de la formación Napo, las que constituyen los principales yacimientos de la Cuenca Oriente dentro del territorio ecuatoriano. En el caso del Bloque 16, las areniscas M-1 y U son los principales reservorios Basal Tena, Hollín y T son reservorios secundarios.

En los sistemas transgresivos tempranos, correspondientes a las secciones U Superior, T Superior y M1-A, las secuencias depositacionales de estas han sido atribuidas a sistemas de estuarios con evidente control de corrientes de mareas. Como rasgos generales, los cuerpos arenosos corresponden a barras sub o intermareales y planicies con una gran variedad de facies, caracterizadas por areniscas limpias, depósitos heterolíticos y fangolitas. Estos cuerpos sedimentarios pueden mostrar una geometría lenticular o laminar.

Los depósitos Terciarios (parte superior) corresponden a las formaciones Tena, Tiyuyacu, Orteguzza, Chalcana, Arajuno, Chambira, Rotuno y Mesa. Las rocas predominantes son de origen principalmente continental y litológicamente corresponden a una secuencia de arcillolitas, limolitas, tobas y esporádicos niveles carbonáticos, arenosos y evaporíticos.

Como producto de la oxidación y meteorización ambiental, el color predominante de estas rocas es el café rojizo. El intervalo Terciario no presenta un interés hidrocarburífero importante.

ARENISCA BASAL TENA

Corresponde al depósito clástico o fragmentario encontrado en la bajas de la formación Tena, depositado aleatoriamente sobre la inconformidad que constituye el tope de la formación Napo en los bajos estructurales relativos encontrados al momento de su depositación. Se consideran depósitos de carácter fluvial de espesores delgados y que tienen bastante extensión areal.

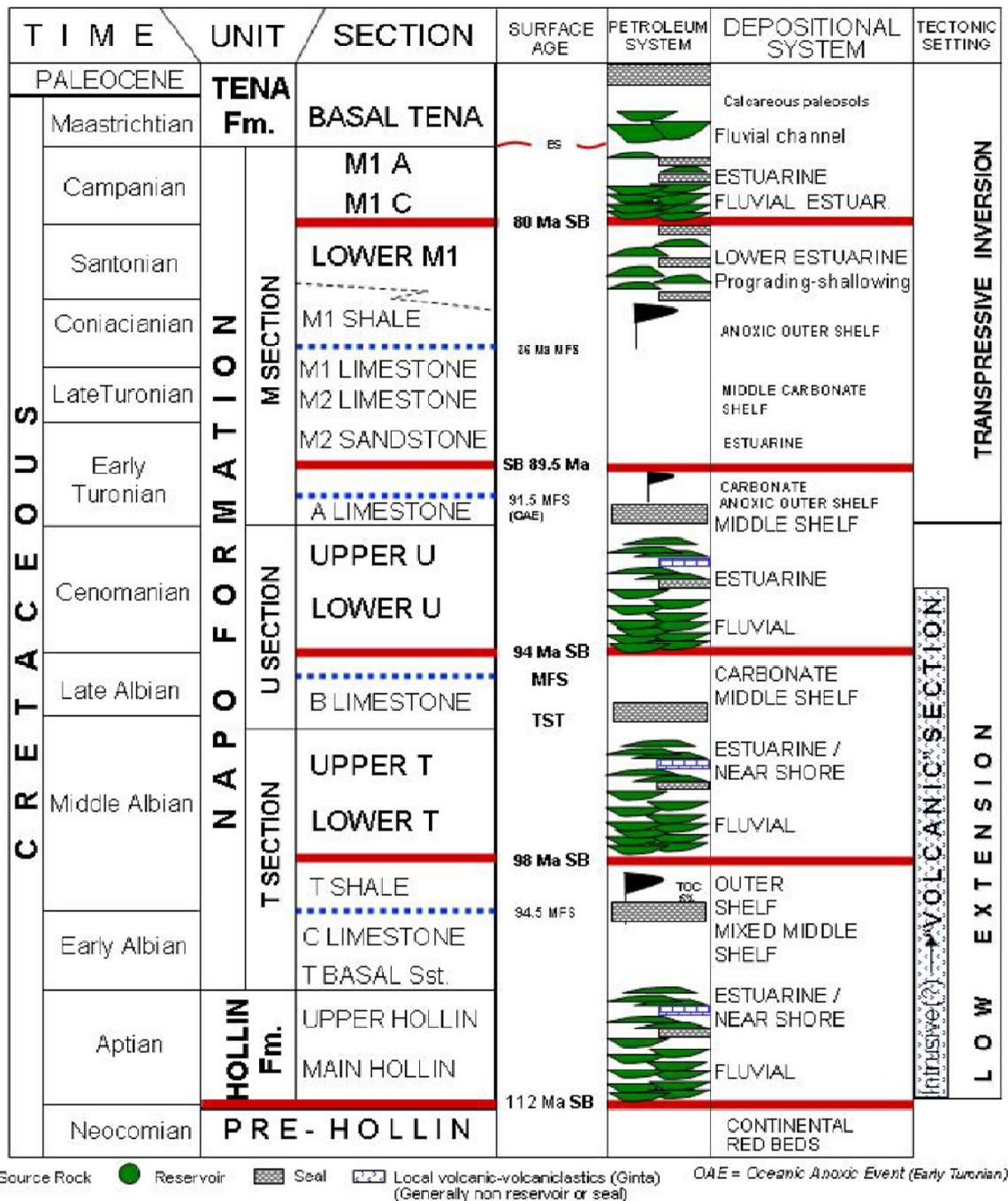
Está formada de areniscas mal seleccionadas depositadas durante una regresión marina, las areniscas son fluviales que gradan a sedimentos más finos de medio marino litoral somero. Esta edad está definida como Maestrichtiano Inferior. Estratigráficamente suprayace a la formación Napo en discordancia erosiva.

Los prismas de bajo nivel corresponden a los intervalos reservorios de: T inferior, U inferior, M1C y Basal Tena. Éstas sucesiones, varían de paleoambientes fluviales (distales) a de estuario interno. Los potentes depósitos de arenas con mejores calidad de reservorio corresponden a canales fluviales. La alta relación de arena/arcilla, sugiere la presencia de canales amalgamados en forma tubular, hidráulicamente conectados, que funcionan como una sola unidad de flujo. Por otra parte, las facies de estuario interno, asociadas a la zona distal del sistema fluvial, presentan depósitos heterolíticos originados por acción de la marea sobre canales fluviales, barras de marea, y planicies mareales.

En la Figura 1.4 se muestra un modelo regional de la columna estratigráfica existente en el Bloque 16, indicando su respectivo sistema deposicional.

En ripios obtenidos de pozos del Bloque 16; la Formación Tena está representada por arcillas rojas, pues aún se observa la presencia de componentes volcánicos, aunque éstos no fueron evidenciados en los registros eléctricos, se asume que se trata de niveles tobáceos.

FIGURA 1.4
 MODELO REGIONAL. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL BLOQUE 16



FUENTE: Baby P., Rivadeneira M. y R. Barragán, (2004), *La cuenca oriente: geología y petróleo*, Quito.

Esta formación, inicia con un importante banco de arcilla roja y termina con un banco de arena de aproximadamente 20' de potencia. Por las características litológicas, estos depósitos corresponden a la erosión de los primeros relieves formados por el emplazamiento de los proto-Andes y su ante país.

1.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

La petrofísica se refiere a la determinación cuantitativa de las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma. Adicionalmente, la petrofísica determina la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso, en este caso, en la roca reservorio.

En forma general en el Bloque 16 los yacimientos tienen una permeabilidad de entre 1 y 10 darcies, una porosidad entre 16 y 28% y una viscosidad entre 20 y 150 cp a condiciones de reservorio. El petróleo se produce con un porcentaje de agua y sedimentos (BSW) promedio de 90%. Para su transporte mediante el procesamiento del fluido producido, el porcentaje de agua se reduce a valores inferiores al 1%, el grado API varía entre 14 y 17 grados, y se le considera un crudo pesado.

Dentro del Bloque 16 de todos los campos existentes (Axxx, Bxxx, Cxxx-Dxxx, Exxx, Fxxx, Gxxx, Hxxx y Ixxx), los campos Cxxx-Dxxx, Gxxx y Ixxx no poseen una arena Basal Tena con características favorables para su producción, por lo que únicamente nos centraremos en analizar el resto de campos.

1.5.1 PROPIEDADES DE LAS ROCAS DEL RESERVORIO BASAL TENA

Son las propiedades que permiten el almacenamiento y conducción de fluidos dentro de un reservorio, como por ejemplo porosidad, permeabilidad K , saturación de petróleo S_o , saturación de agua S_w , presión capilar P_c y compresibilidad de la roca. Los valores de estas propiedades para cada arena se los puede obtener ya sea del análisis de muestras de sus respectivos núcleos (cores) en laboratorios o de los registros eléctricos tomados de los pozos.

Los resultados obtenidos de los análisis petrofísicos de S_w (saturación de agua), $Phie$ (porosidad) y V_{cl} (volumen de arcilla) fueron atribuidos a sus respectivas zonas analizadas. Estas zonas fueron limitadas por marcadores de tope y base definidos para la arena Basal Tena en cada pozo. La distancia entre cada marcador tope y base es el grosor de la arena (Gross). A este grosor se le aplicó restricciones o filtros (cutoffs) predeterminados para que únicamente los

espesores de la arena que pasasen dichos filtros pudiesen ser considerados en nuestros análisis como los espesores de arena de reservorio netos productivos. Estas restricciones fueron aplicadas en el siguiente orden:

- $V_{cl} < 25\%$ para obtener el espesor sólo de la arena neta (Net Sand).
- $Phie < 50pu$ para obtener el espesor sólo la arena neta de reservorio (Net Reservoir Sand).
- $Sw < 50\%$ para obtener el espesor sólo de la arena neta productora del reservorio (Net Pay Reservoir Sand).

El parámetro mencionado en los cuadros de datos siguientes NTG (Net To Gross Ratio) es una relación entre el grosor de la arena neta productora del reservorio y el grosor de la arena determinado por los marcadores.

Mediante el análisis de datos de los registros de pozos y de los núcleos disponibles, se pudo obtener los valores promedios de los principales parámetros petrofísicos de interés para el presente estudio. Los valores promedios de las propiedades se encuentran descritas a continuación para pares de campos por cuadro, debido a la cercanía y a la similitud de propiedades entre los campos.

En la Tabla 1.2 se indican las principales propiedades petrofísicas obtenidas del campo Axxx, reservorio Basal Tena.

TABLA 1.2
PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO PARA EL CAMPO AXXX
RESERVORIO BASAL TENA

Valores	Espesor Neto Productivo	ϕ %	K (md)	SW	NTG
Mínimo	8	16	776	0.20	0
Máximo	19	18	3 540	0.32	0.96
PROMEDIO	15.1	17	2 135	0.24	0.54

FUENTE: Departamento de Geología, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

De igual forma en la Tabla 1.3 se muestran los principales parámetros petrofísicos obtenidos del campo Bxxx, reservorio Basal Tena.

TABLA 1.3
PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO PARA EL CAMPO BXXX
RESERVORIO BASAL TENA

Valores	Espesor Neto Productivo	ϕ %	K (md)	SW	NTG
Mínimo	16	18	660	0.20	0
Máximo	24	20	3 360	0.20	0.65
PROMEDIO	19.33	19.33	1 997	0.20	0.33

FUENTE: Departamento de Geología, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

En la Tabla 1.4 se indican los principales parámetros petrofísicos obtenidos de los campos Exxx y Hxxx, reservorio Basal Tena, en donde se puede acotar se observa una permeabilidad relativamente baja en comparación con los otros campos.

TABLA 1.4
PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO PARA LOS CAMPOS EXXX Y
HXXX RESERVORIO BASAL TENA

Valores	Espesor Neto Productivo	ϕ %	K (md)	SW	NTG
Mínimo	6	15	17	0.10	0
Máximo	32	19	1 680	0.30	0.60
PROMEDIO	21	17.5	529	0.20	0.3242

FUENTE: Departamento de Geología, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

En la Tabla 1.5 se indican los principales parámetros petrofísicos obtenidos de los campos Fxxx y Gxxx, reservorio Basal Tena, en donde se puede acotar se observa una porosidad y un espesor neto productivo menor que en los otros campos.

TABLA 1.5
PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO PARA LOS CAMPOS FXXX Y
GXXX RESERVORIO BASAL TENA

Valores	Espesor Neto Productivo	ϕ %	K (md)	SW	NTG
Mínimo	0.2	12.3	-	0.36	0
Máximo	4.4	16.9	-	0.55	0.40
PROMEDIO	0.88	14.83	-	0.40	0.1482

FUENTE: Departamento de Geología, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

A continuación en la Tabla 1.6 se muestra un promedio de los principales parámetros petrofísicos obtenidos de todos los campos del Bloque 16.

TABLA 1.6
PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO PARA TODOS LOS CAMPOS DEL BLOQUE DEL RESERVORIO BASAL TENA

Yacimiento	Porosidad (%)	K (md)	Sw (%)
Basal Tena	11.8 – 21.8	600	16 - 43

FUENTE: Departamento de Geología, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Se encontró también que en general en la arena Basal Tena existe un contenido mineralógico mezclado entre caolinita y torio.

1.5.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO BASAL TENA

Con el propósito de analizar los yacimientos y contar con las propiedades de los fluidos se realizan los estudios denominados PVT a los fluidos del yacimiento, y partiendo de los resultados de estos estudios, se determinan los diversos parámetros y metodologías que se desarrollarán para poner a producir el yacimiento. El muestreo de fluidos se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento.

Los análisis PVT son absolutamente necesarios para llevar a cabo el diseño de instalaciones de producción, análisis nodales y diversas actividades de la ingeniería de yacimientos; permiten obtener cálculos como el POES del yacimiento, predecir su vida productiva; definir los esquemas óptimos de producción, evaluar métodos de recuperación mejorada y demás propiedades que predicen el comportamiento de los pozos a medida que son explotados.

Cuando análisis PVT no son realizados, los análisis de otras pruebas PVTs son usados para correlacionar las propiedades de los fluidos en los campos donde no se dispone de esta información.

Con el uso de los resultados de los análisis PVTs obtenidos de varios pozos en la arena Basal Tena, a continuación presento los valores promedios de los

parámetros más importantes que resultaron para cada campo productor de la arena Basal Tena del Bloque 16.

En la Tabla 1.7 se indican las principales propiedades PVT tomadas de los análisis realizados en el campo Axxx, reservorio Basal Tena.

TABLA 1.7
PROPIEDADES PVT PROMEDIO PARA EL CAMPO AXXX RESERVORIO
BASAL TENA

Parámetros PVT Campo AXXX			
Reservorio BASAL TENA			
PARÁMETROS	Mínimo	Máximo	Promedio
Presión de Reservorio, psia	1191	2 300	1 677.5
Temperatura, °F	196	200	197.42
API, °API	15	17	16.23
Viscosidad, cp	47	47.1	47.08
Pb, psia	455	455	455
GOR, SCF/STB	54	54	54
Bo, BY/BCN	1.069	1.069	1.069
Ct, 1/psi	7.69 E-6	1.03 E-5	8.41 E-6
BSW %	6	37	21.1

FUENTE: Departamento de Geología, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

A continuación, la Tabla 1.8 muestra las principales propiedades PVT tomadas de los análisis realizados en el campo Bxxx, reservorio Basal Tena.

TABLA 1.8
PROPIEDADES PVT PROMEDIO EL CAMPO BXXX RESERVORIO BASAL
TENA

Parámetros PVT Campo BXXX			
Reservorio BASAL TENA			
PARÁMETROS	Mínimo	Máximo	Promedio
Presión de Reservorio, psia	1 330	2 005	1 667
Temperatura, °F	195	195	195
API, °API	15.5	16.7	16.2
Viscosidad, cp	46.2	57	53.4
Pb, psia	511	511	511
GOR, SCF/STB	71	71	71
Bo, BY/BCN	1.06	1.06	1.06
Ct, 1/psi	5.43 E-6	7.88 E-6	6.25 E-6
BSW %	6.14	20	15

FUENTE: Departamento de Geología, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Para el campo Exxx yacimiento Basal Tena, se utilizó, el PVT del pozo Axxx 2 reservorio Basal Tena para correlacionar las propiedades PVT de los fluidos; ya que este reservorio no contaba con pruebas realizadas. A continuación en la Tabla 1.9 se muestra las principales propiedades PVT promedio obtenidas.

TABLA 1.9
PROPIEDADES PVT TOMADAS PARA EL CAMPO EXXX RESERVORIO BASAL TENA

Parámetros PVT Campo EXXX	
Reservorio BASAL TENA	
PARÁMETROS	Promedio
Presión de Reservorio, psia	3211
Temperatura, °F	196
API, °API	16.8
Viscosidad, cp	57
Pb, psia	455
GOR, SCF/STB	54
Bo, BY/BCN	1.098
Ct, 1/psi	6.55 E-6

FUENTE: Departamento de Geología, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Para los estudios PVT presentados, se realizó el análisis de las muestras de fluido de fondo recolectadas de la arena Basal Tena durante las pruebas dinámicas modulares de formación MDT (Modular Formation Dynamics Testing), de varios pozos en los distintos campos del Bloque16.

1.5.3 SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

En los análisis para determinar la salinidad del agua de formación, dos fuentes fueron usadas:

- La salinidad del agua de producción, después de los análisis químicos.
- La salinidad del agua estimada de los registros SP.

En general la salinidad estimada de los registros SP dio un valor más alto que el valor de la salinidad obtenida de producción. Los resultados de los análisis fueron promediados aritméticamente y son mostrados en la Tabla 1.10 dispuesta por campo.

Gráficos de dispersión y regresiones lineales, son métodos usualmente usados para obtener datos de salinidades representativas en cualesquier reservorio de cualquier campo; con el uso de los datos de salinidad obtenidos de las pruebas de laboratorio realizadas en campo, al agua obtenida del fluido producido de cada pozo productor del reservorio de interés.

En la Tabla 1.10 se indican los valores promedios de salinidades registradas para el agua de formación obtenida del reservorio Basal Tena para cada uno de los campos del Bloque 16.

TABLA 1.10
SALINIDADES PROMEDIO DEL AGUA DE FORMACIÓN DEL RESERVORIO
BASAL TENA DE LOS DISTINTOS CAMPOS DEL BLOQUE 16

SALINIDADES	
CAMPOS	ppm
AXXX	50 000
BXXX	30 200
EXXX	23 000
FXXX	31 000

FUENTE: Departamento de Geología, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

1.6 MECANISMOS DE EMPUJE DEL RESERVORIO BASAL TENA

En el yacimiento de la arena Basal Tena donde se encuentran los pozos de interés, se presentan básicamente tres tipos de empuje, debido a las características de los fluidos y del entrapamiento de los hidrocarburos.

Por ser una formación de poca potencia, se tiene predominantemente un empuje por expansión de fluido y por compresibilidad de roca (reducción de volumen poral). También se tiene un empuje por segregación, pero este es insignificante, debido a la alta viscosidad de los crudos pesados. Y, los mecanismos de empuje por capa de gas o por gas en solución, son prácticamente descartados para estos yacimientos; debido a que estos tienen una relación gas petróleo (RGP) muy baja, ya que el petróleo de los mismos; posee hidrocarburos livianos en muy poca

proporción; además, las presiones de burbuja para los petróleos de esta formación es baja (455 psi), y no se libera el gas en el yacimiento.

1.7 PRODUCCIÓN

Dentro del Bloque 16 existen dos plantas de producción de crudo: NPF (Facilidades de Producción del Norte) y SPF (Facilidades de Producción del Sur), y existen seis campos que se encuentran actualmente en explotación: Dxxx, Ixxx, Axxx, Bxxx, Fxxx y Exxx, en los cuales el gasto de producción actual es de 3.48\$/Barril.

Conforme pasa el tiempo el Bloque 16 seguirá sufriendo cambios en su diseño, debido a que las plantas de producción cada vez tienen que manejar cantidades de fluido diferentes a las diseñadas en cada sección de las mismas.

Para acomodar la nueva producción de fluidos, se realizaron variaciones en el diseño, y construcción tanto de líneas, como de facilidades en este entorno; se han aumentado líneas, accesorios y equipos que ayuden a manejar los nuevos volúmenes de crudo y agua de formación, pero también se han quitado varios equipos, líneas y accesorios ya sea para ser reemplazados por otros o porque ya cumplieron su vida funcional.

A continuación en la Tabla 1.11 se presentan las propiedades y características del crudo que se fiscaliza desde el Bloque 16.

TABLA 1.11
ESPECIFICACIÓN DEL CRUDO DEL BLOQUE 16

CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO			
PROPIEDADES	MÉTODO	UNIDAD	VALOR
Densidad a 15°C	ASTM D-1298	g/ml	0.9625
P. Específico 15,6/15,6 °C	ASTM D-1298	g/ml	0.9631
Densidad API	ASTM D-1298	°API	15.42
Azufre	ASTM D-4294	%p/p	2.41

TABLA 1.11: CONTINUACIÓN

Punto de Vertido	ASTM D-97	°C	-15
Viscosidad 50°C	ASTM D-445	cst	891.6
Viscosidad 80°C	ASTM D-445	cst	141.3
Viscosidad 100°C	ASTM D-445	cst	59.45
Viscosidad 120°C	ASTM D-445	cst	34.78
Viscosidad 140°C	ASTM D-445	cst	19.45
Sulfhídrico disuelto	ARAMCO H-3	ppm v/v	4
Sulfhídrico evol. a 340°C	REPSOL	ppm p/p	55
Residuo de Carbón	ASTM D-4530	%p/p	15.32
Asfaltenos	ASTM D-3279	%p/p	12.92
Insolubles en toleuno	REPSOL	%p/p	0.2
Nitrógeno	ASTM D-4629	ppm p/p	2033
Vanadio	Abs. Atómica	ppm p/p	456
Níquel	Abs. Atómica	ppm p/p	155
Nº de Neutralización	ASTM D-664	mg KOH/g	0.21
Agua por Destilación	ASTM D-4006	%vol	<0.10
Valor P	REPSOL	-	2
Aromaticidad disponible 40°C	REPSOL	-	0.2
Aromaticidad requerida 40°C	REPSOL	-	0.1

FUENTE: Departamento de Operaciones, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

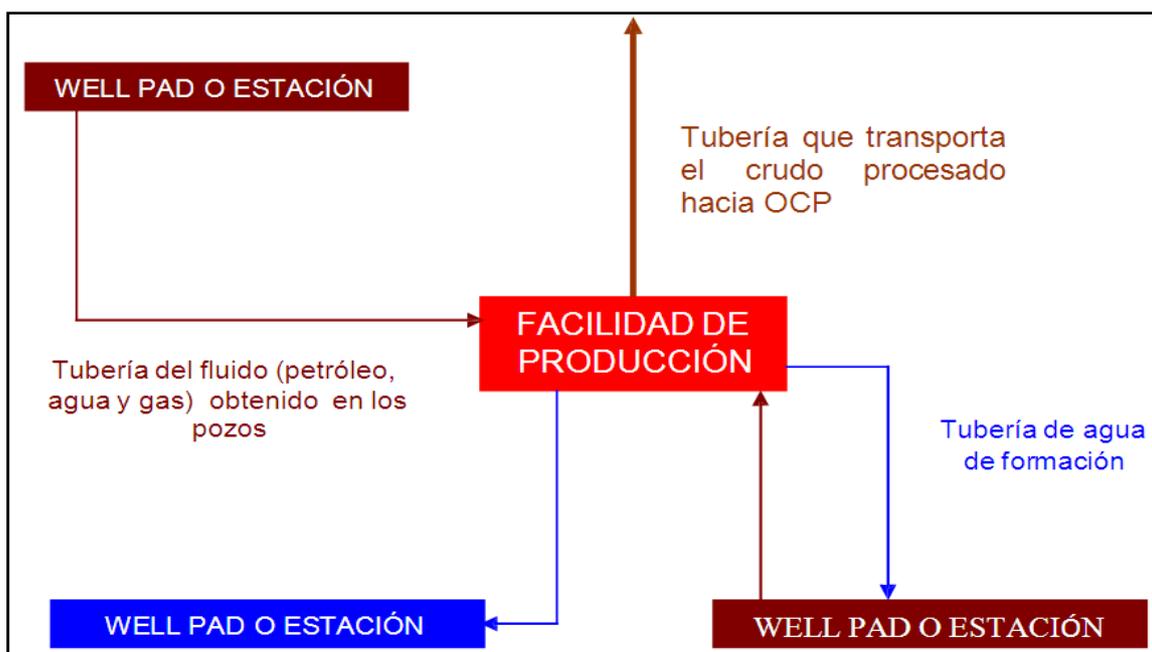
1.7.1 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Para determinar la presencia de trampas estructurales dentro del Bloque 16 que podrían contener hidrocarburos, Repsol Ecuador utiliza la técnica de prospección sísmica. Se emplea la tecnología de perforación de pozos en racimo (vertical, horizontal y direccional), lo que significa una reducción notable en el número de plataformas y espacios de deforestación requeridos para el mismo número de pozos, si utilizáramos las técnicas convencionales.

El fluido obtenido (petróleo, agua y gas) se direcciona a las instalaciones de cada estación en donde por medio de un sistema múltiple (manifold) se integra la producción de todos los pozos y, luego de acuerdo a la ubicación de la plataforma de producción (Well Pad) es dirigido hacia las plantas de proceso del norte (NPF) y/o sur (SPF), en donde se procede a la separación de las fases (agua, petróleo y gas), almacenamiento de crudo, utilización del gas asociado para generación de energía e inyección del agua de formación.

A continuación se presenta un esquema simplificado (Figura 1.5) del mecanismo por el cual se disponen los fluidos producidos del bloque al OCP, en donde finalmente se fiscaliza el crudo.

FIGURA 1.5
ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL BLOQUE 16



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

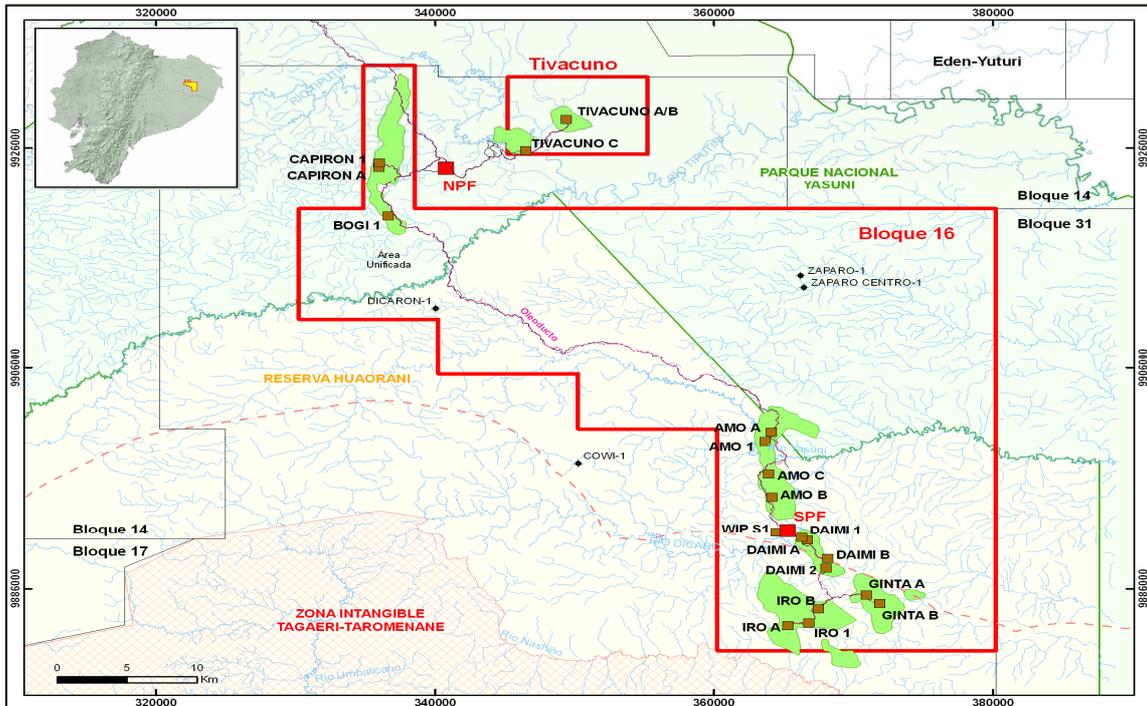
1.7.2 WELL – PADS

En el Bloque 16 existen los denominados Well Pads, que son las estaciones donde se encuentran los pozos productores de crudo y los pozos inyectoros de agua de formación de cada campo. El área promedio de estas estaciones de pozos es de 3.8 hectáreas, pueden llegar a tener hasta 14 pozos (vertical, direccional u horizontal), la perforación en los pozos horizontales puede ser de 850ft a 10000ft, en los pozos direccionales se alcanza hasta 2.5 km con ángulos mayores a 55° a 12500ft. La ventaja de este tipo de estaciones es que el impacto ambiental es mínimo, se tiene una reducción de costos de inversión y operación y una optimización del movimiento de la torre de perforación y además sus instalaciones eléctricas y de producción son centralizadas.

Repsol Ecuador cuenta con 13 Well Pads dentro del Bloque 16 que son Dxxx, lxxx y Cxxx ubicados en la zona norte del bloque, Axxx A, Axxx B, Axxx C, Jxxx,

Bxxx A, Bxxx B, Exxx A, Exxx B, Fxxx A, Fxxx 1; ubicados en la zona sur del bloque (Figura 1.6).

FIGURA 1.6
UBICACIÓN DE LOS WELL-PADS DEL BLOQUE 16



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

En la Figura 1.7 se muestra una foto de un típico Well Pad presente en el campo, con los cabezales de pozo dispuestos en línea.

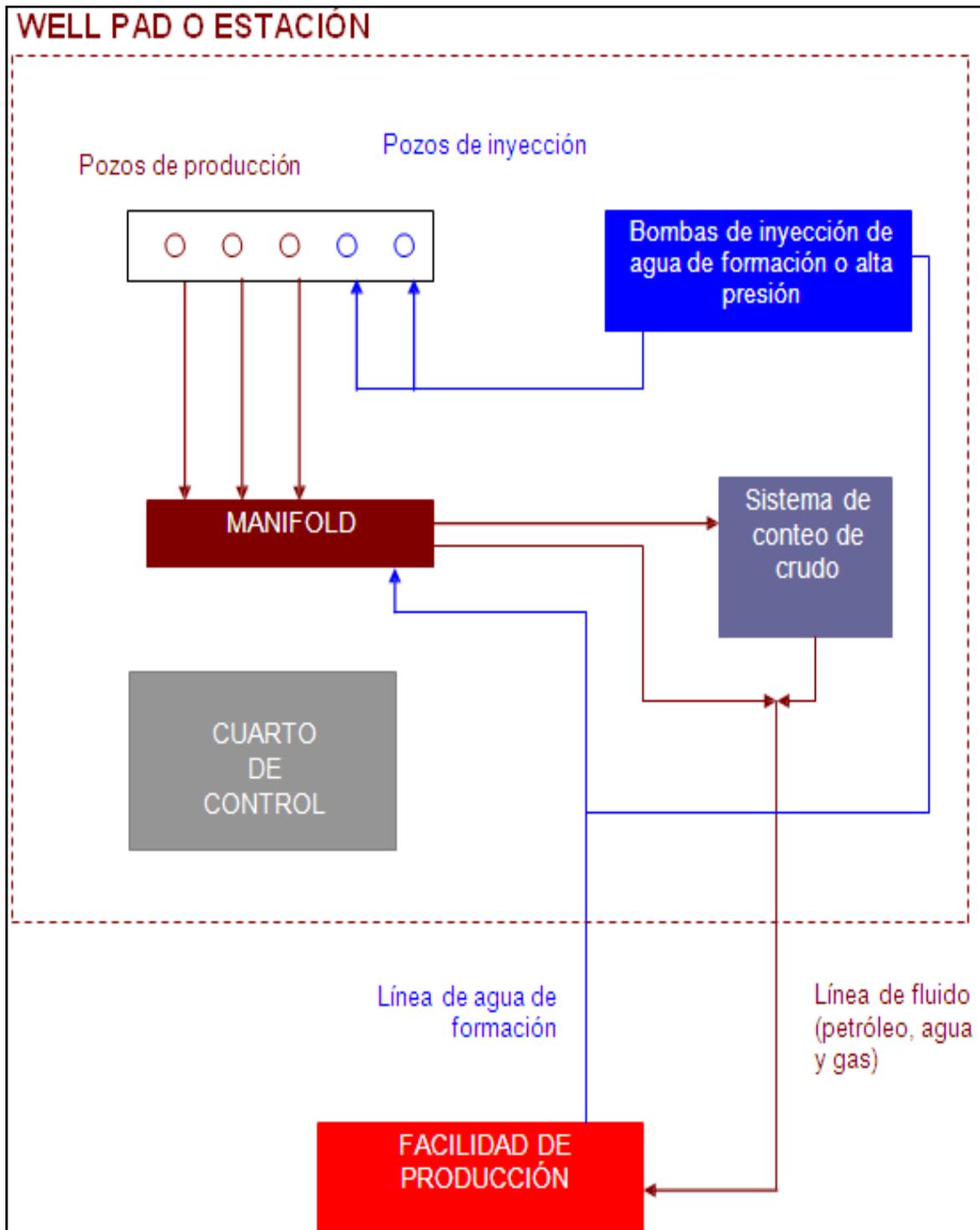
FIGURA 1.7
FOTOGRAFÍA DE CABEZALES PRODUCTORES DE CRUDO DEL WELL-PAD DXXX



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

A continuación en la (Figura 1.8) se muestra un esquema simplificado de la ruta que siguen los fluidos de producción y de inyección en el Bloque 16, indicándose los elementos y sistemas principales envueltos en el proceso.

FIGURA 1.8
ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UN WELL PAD



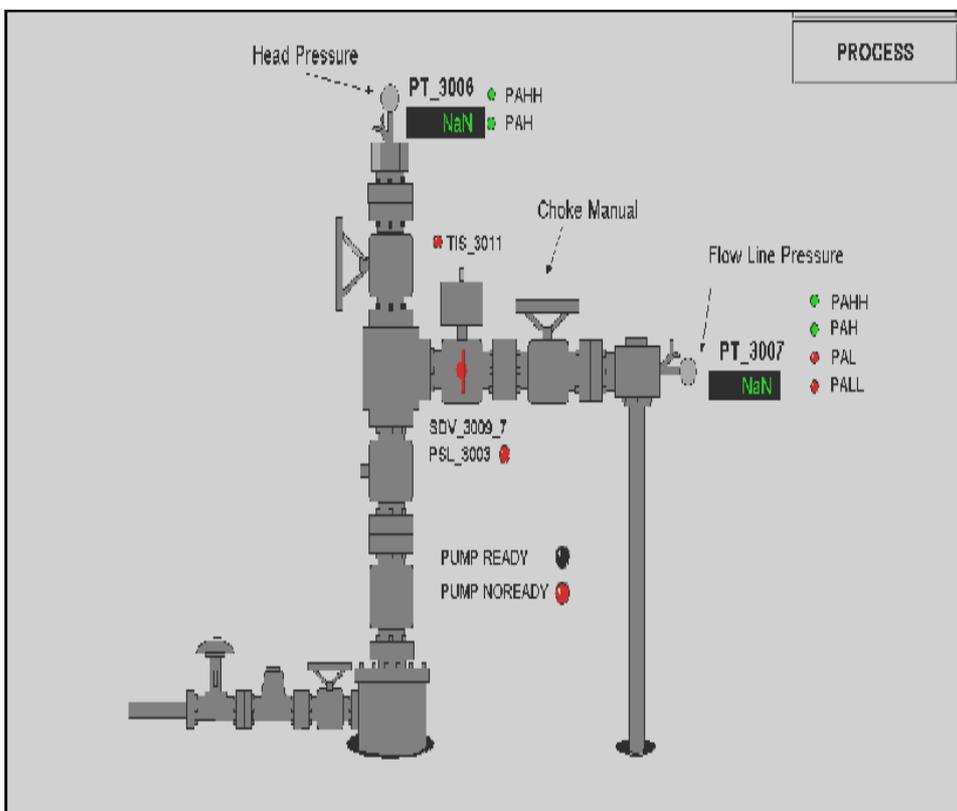
FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

Para el caso de la plataforma Exxx B, que es donde están los cabezales de los pozos candidatos a ser recompletados con sistemas de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo Jet, todos los elementos mostrados en la Figura 1.8 se encuentran instalados, en decir, que esta plataforma cuenta con instalaciones disponibles para la inyección y la producción de fluidos para sus pozos.

El elemento a donde llega el crudo desde el pozo a superficie, se denomina cabezal productor (Figura 1.9), y viceversa; el elemento al cual llega el agua de reinyección desde las facilidades de producción al pozo para ser reinyectada al yacimiento se denomina cabezal inyector.

Para cada pozo implementado con bombeo hidráulico se recomienda la modificación de los cabezales de acuerdo a los requerimientos específicos de operaciones y el diseño propio de cada compañía prestadora de este servicio, dueña de la tecnología a utilizarse.

FIGURA 1.9
CABEZAL PRODUCTOR DEL POZO AXXX C-5



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

1.7.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

En las dos plantas de producción de crudo del Bloque 16: NPF (Facilidades de Producción del Norte) y SPF (Facilidades de Producción del Sur), es donde se separa el agua y el gas del crudo.

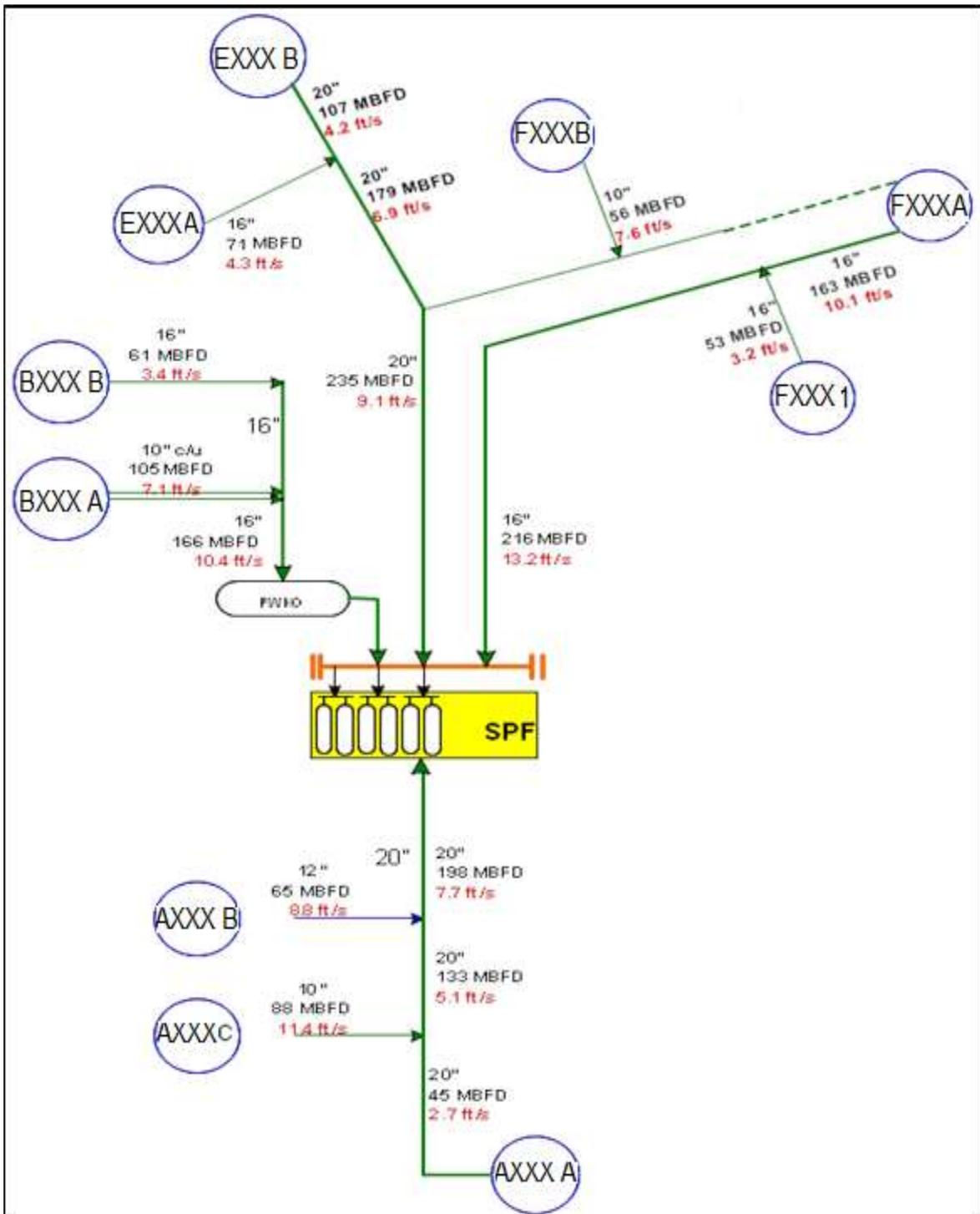
Existen 3 campos alrededor de NPF, que son Cxxx-Dxxx, Jxxx y lxxx; en Cxxx y Jxxx solo se está inyectando agua hacia los pozos, en Dxxx solo se está extrayendo crudo de los pozos y en lxxx se inyecta agua en algunos pozos y se extrae crudo de otros. Por otro lado en SPF existen 5 campos alrededor de este que son Axxx, Jxxx, Bxxx, Exxx e Fxxx. Los Well Pads de Axxx C, Bxxx A, Exxx A, Exxx B e Fxxx 1 son estaciones donde solo se extrae crudo, por el contrario en Jxxx y Axxx 1 solo se inyecta agua de formación en los pozos, mientras en las estaciones de Axxx A, Fxxx A y Axxx B se inyecta agua de formación y se extrae crudo de los pozos.

1.7.3.1 SISTEMA DE EXTRACCIÓN DE CRUDO

El crudo que se encuentra en los entrampamientos, es bombeado mediante sistemas de levantamiento artificial, generalmente Bombeo Electrosumergible, hacia el cabezal productor, de allí el crudo se dirige hacia el manifold del Well Pad que es un conjunto de válvulas que direccionan al crudo mediante la línea de producción del Well Pad hacia la tubería de flujo que se conecta con las facilidades de producción (que es donde se tratará al crudo para poder separarlo del agua y gas que lo componen) o direccionan hacia un sistema de conteo de crudo para luego ser reintegrado a la línea de producción. Además en el manifold existe cabida para instalarse una línea que provenga de las facilidades de producción con de agua de formación separada y tratada, que pueda ser utilizada cuando se realicen trabajos de reacondicionamiento de pozos o para convertir pozos productores en inyectores.

La Figura 1.10 muestra un esquema de la producción actual promedio de los campos que aportan directamente su producción a las facilidades de producción sur (SPF) del bloque.

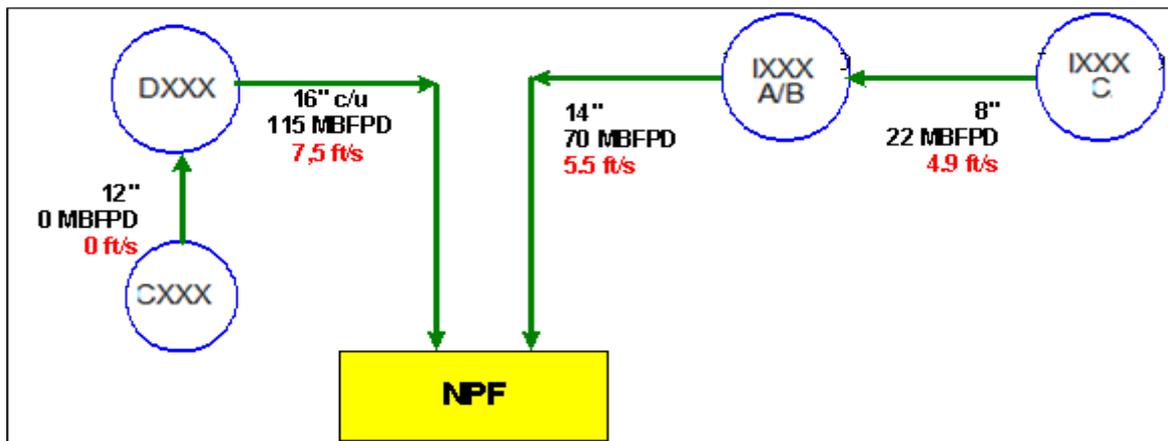
FIGURA 1.10
PRODUCCIÓN ACTUAL DEL BLOQUE 16 – SPF



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

A continuación se muestra un esquema (Figura 1.11) en donde se indica la producción actual promedio de los campos que aportan directamente su producción a las facilidades de producción norte (NPF) del bloque.

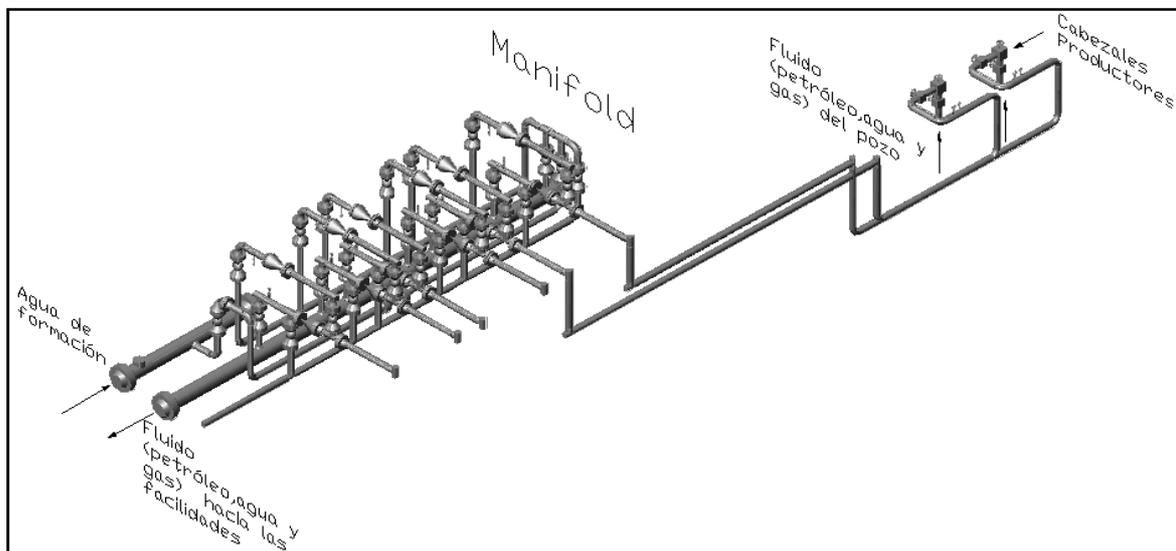
FIGURA 1.11
PRODUCCIÓN ACTUAL DEL BLOQUE 16 – NPF



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

La Figura 1.12 muestra las conexiones y distribución de válvulas entre los manifolds y los cabezales productores típicamente instaladas en los Well Pads del campo.

FIGURA 1.12
MANIFOLD DE UN WELL PAD



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

1.7.3.2 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

El agua de formación, luego de haber sido separada del crudo en las facilidades, pasa a los tanques de almacenamiento, que por gravedad alimenta a unas bombas de baja presión (booster) conectadas en paralelo, que a su vez alimentan a unas bombas de media presión (de transferencia), también

conectadas en paralelo, encargadas finalmente de enviar el agua hacia los Well Pads; donde mediante bombas de alta presión o también llamadas bombas inyectoras envían el agua hacia el pozo a través de los cabezales inyectoros. Esta agua debe ser inyectada a los pozos, pues es altamente contaminante y no se puede trabajar con ella, el agua de formación también puede ser aplicada para levantamiento artificial de crudo, que es en el caso del bombeo hidráulico. En cada facilidad de producción existen tanques de almacenamiento de agua de formación que tienen una capacidad de 25000 barriles cada uno.

Las características de las bombas usadas en las instalaciones NPF del campo se muestran a continuación (Tabla 1.12):

TABLA 1.12
CAPACIDADES VOLUMÉTRICAS DE INYECCIÓN DE LAS BOMBAS DE NPF

BOMBAS NPF	CAPACIDAD MBWPD
BOOSTER	280
MEDIA PRESIÓN	280
ALTA PRESIÓN	222

FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Las características de las bombas usadas en las instalaciones SPF del campo se muestran a continuación (Tabla 1.13):

TABLA 1.13
CAPACIDADES VOLUMÉTRICAS DE INYECCIÓN DE LAS BOMBAS DE SPF

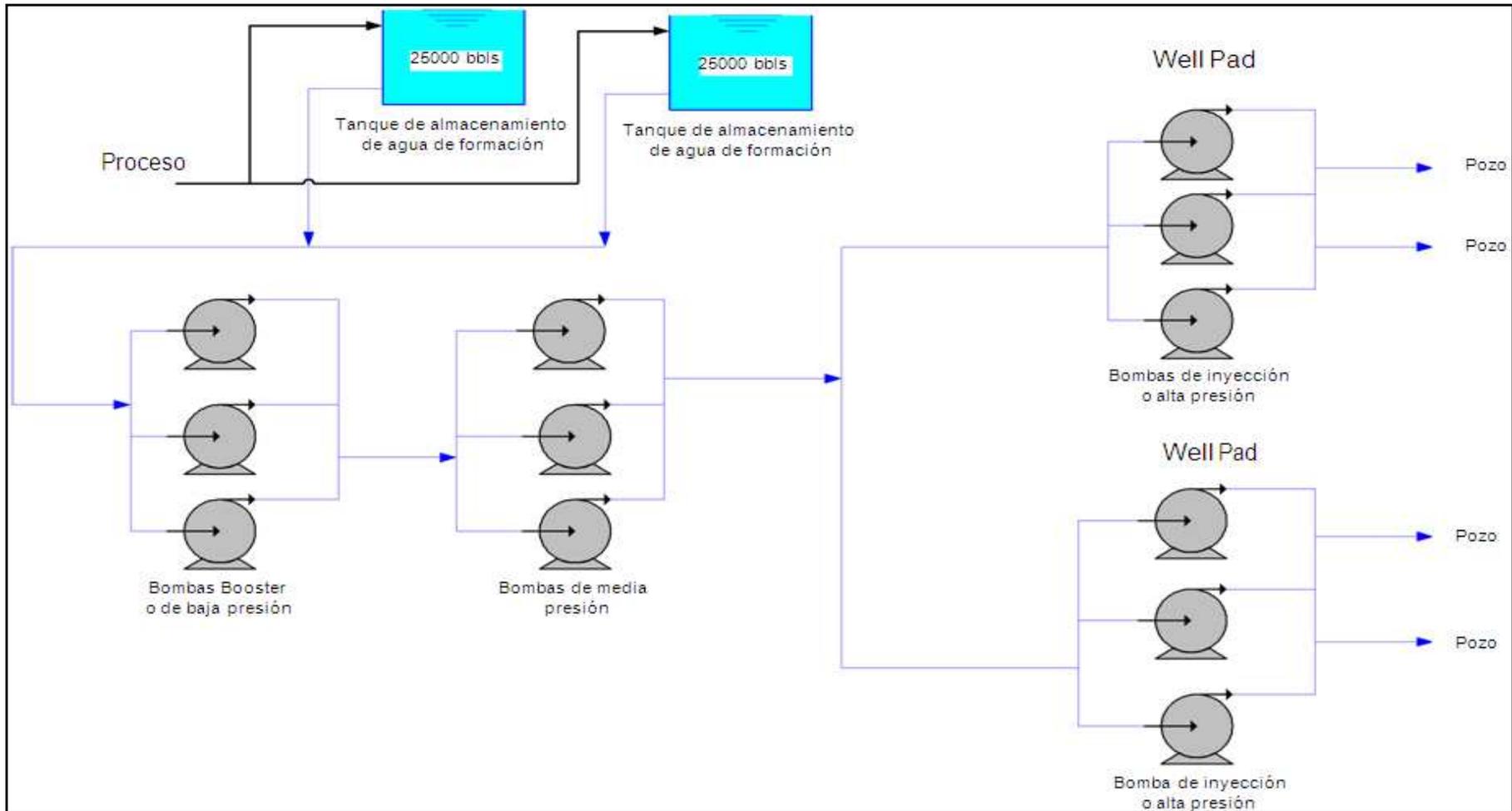
BOMBAS SPF	CAPACIDAD MBWPD
BOOSTER	970
MEDIA PRESIÓN	880
ALTA PRESIÓN	800

FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

El sistema de inyección puede ser resumido en la siguiente secuencia; como sigue (Figura 1.13):

- Bombas booster (100 psig) y media presión (1200 psig)
- Líneas de inyección de agua
- Bombas alta presión (2700 psig)
- Pozos inyectoros

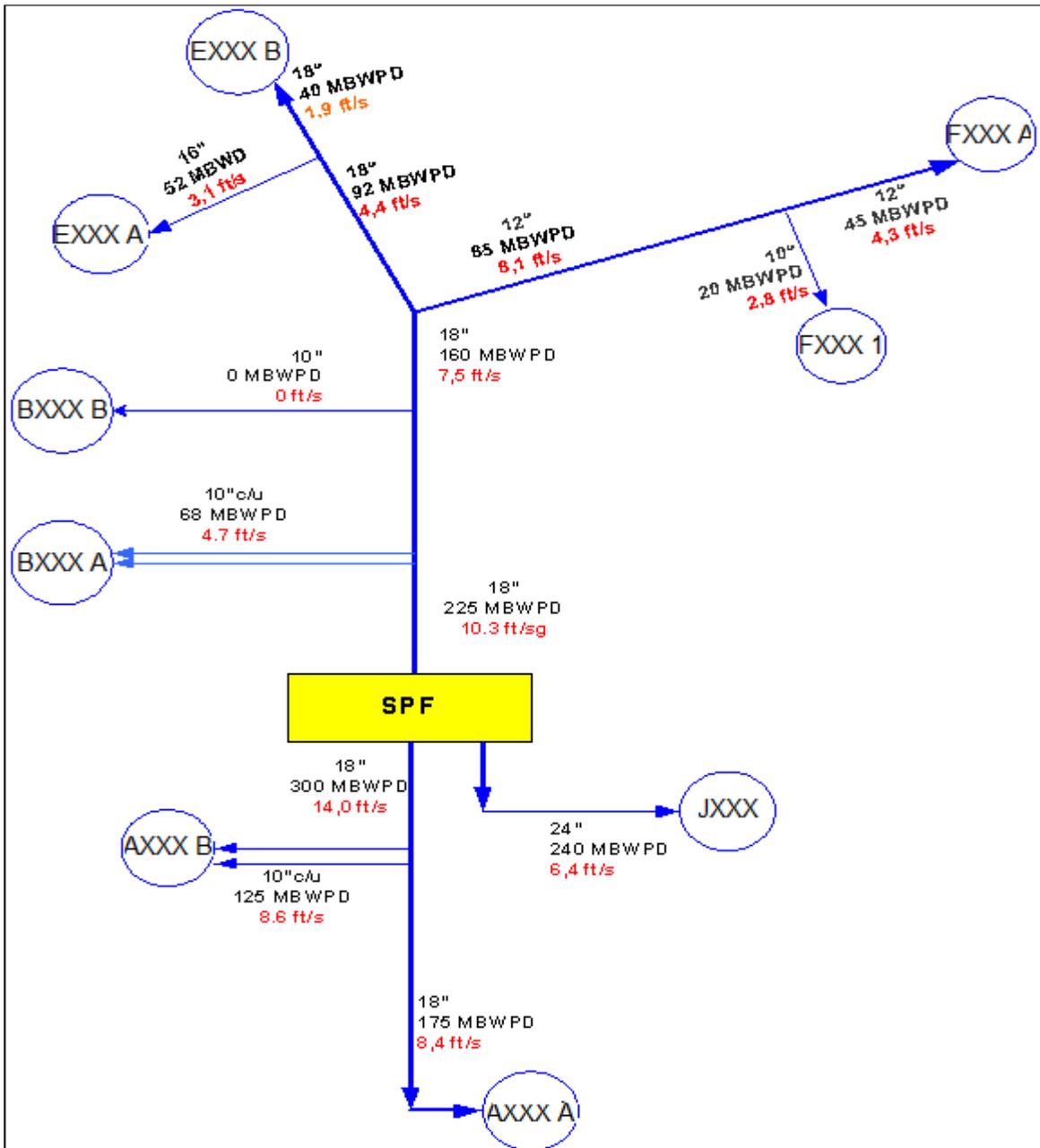
FIGURA 1.13
SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

A continuación se muestra un esquema (Figura 1.14); en donde se indica el promedio actual de agua reinyectada a los campos receptores del agua proveniente directamente de las facilidades de producción sur (SPF) del bloque.

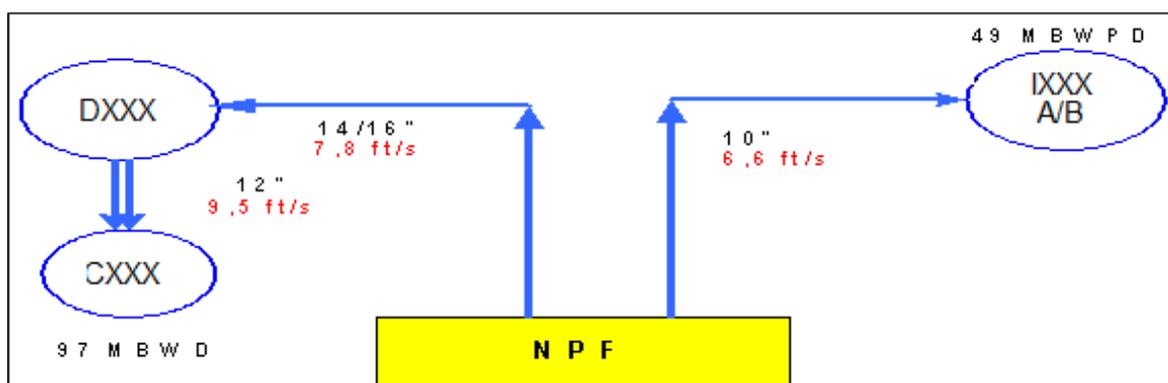
FIGURA 1.14
INYECCIÓN DE AGUA BLOQUE 16 – SPF



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

La Figura 1.15; muestra un esquema en donde se indica el promedio actual de agua reinyectada a los campos receptores del agua proveniente directamente de las facilidades de producción norte (NPF) del bloque.

FIGURA 1.15
INYECCIÓN DE AGUA BLOQUE 16 – NPF

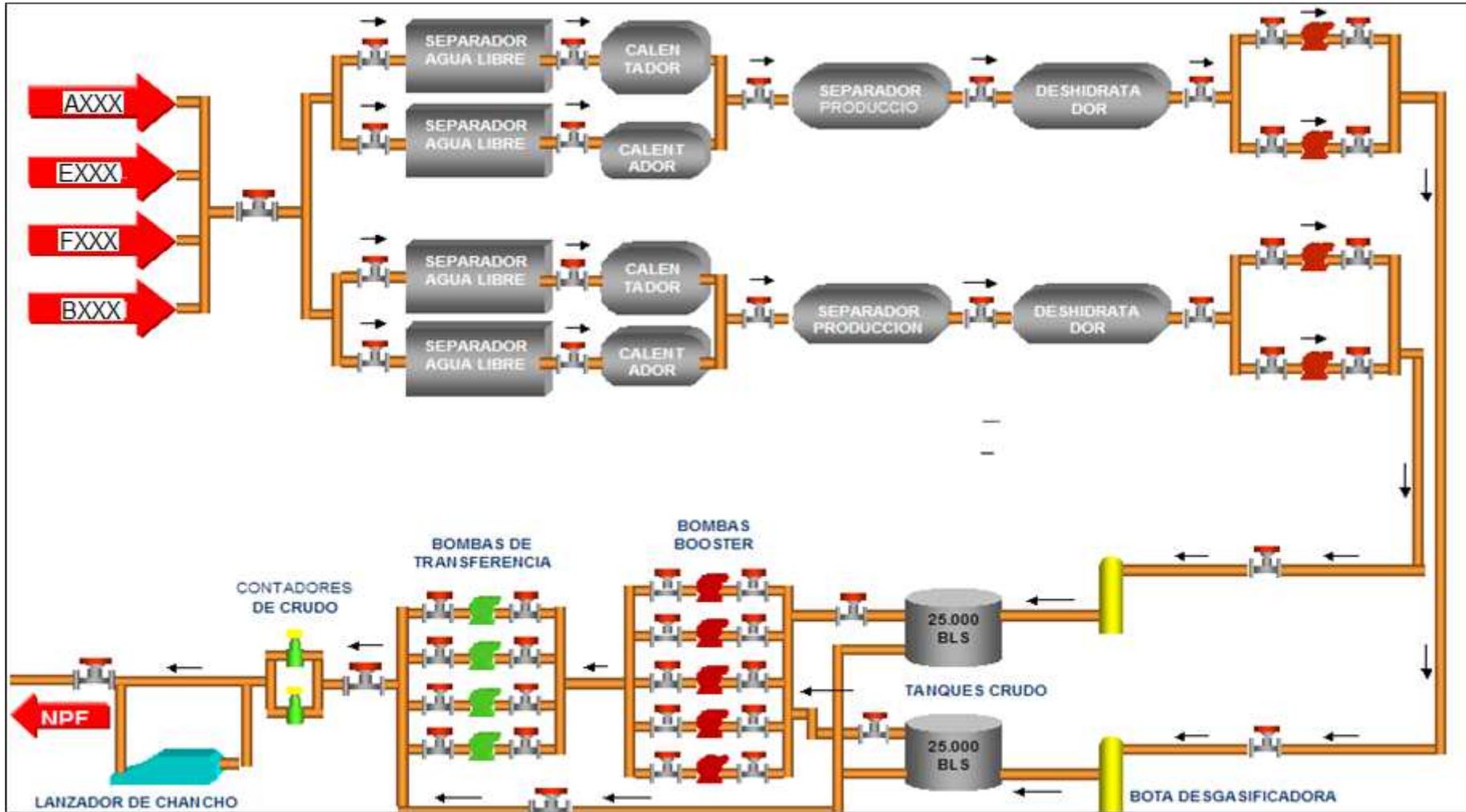


FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

1.7.3.3 PROCESO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO EN LAS FACILIDADES

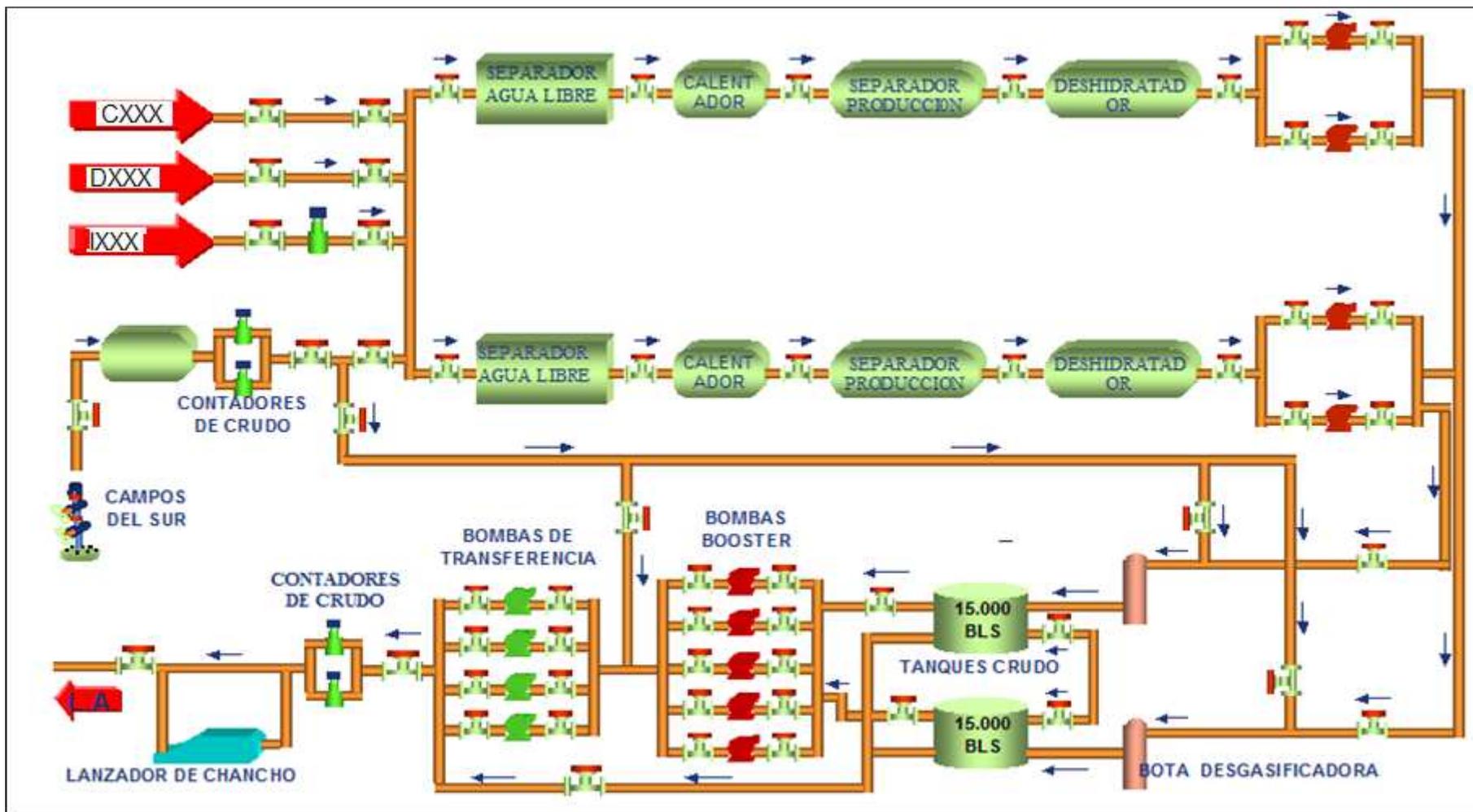
El crudo que proviene de los Well-Pad, llega a los recibidores de cada facilidad que direccionan al crudo hacia el separador de agua libre que es primer paso de separación de agua y gas del crudo. El crudo entra a este separador con un porcentaje de agua promedio del 90% y sale con un porcentaje del 10%. En el siguiente paso, el crudo se dirige hacia un intercambiador de calor que eleva la temperatura del fluido para hacerlo menos viscoso y poderlo separar más fácilmente en los siguientes pasos; la temperatura de ingreso del crudo a este calentador es de aproximadamente 186°F y la salida es de 196°F, con esta temperatura, el fluido ingresa al separador de producción, donde a la salida queda con un porcentaje de agua del 5%; para luego, dirigirse al deshidratador hidrostático que a diferencia de los otros separadores que separan al crudo del agua y del gas que lo componen, este solo separa el agua del crudo, saliendo este último con un porcentaje de agua menor al 1%, para terminar el proceso de separación en una bota desgasificadora que se encuentra antes de los tanques de almacenamiento, el crudo que ya se ha procesado en SPF (Figura 1.16) se bombea mediante bombas de baja y alta presión hacia NPF (Figura 1.17) para finalmente, bombearlo con el mismo sistema hacia otras estaciones de bombeo que llevarán el crudo mediante el OCP hacia Balao para poder ser comercializado. Existen 2 tanques de almacenamiento de crudo en cada facilidad de producción que tienen una capacidad de 15 000 barriles cada uno en NPF y de 25 000 barriles cada uno en SPF.

FIGURA 1.16
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL SUR (SPF)



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

FIGURA 1.17
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL NORTE (NPF)



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

Todo el agua separada en el proceso se dirige primeramente a un Scrubber que mediante los ánodos de sacrificio retienen la mayor cantidad de sales del agua, para luego ser almacenada en 2 tanques de almacenamiento, mediante bombas de baja y media presión, envían el agua de formación hacia los Well Pads para poder ser inyectada en los pozos, mediante bombas de alta presión. El gas separado en el proceso se lo trata para poder ser utilizado en generación eléctrica.

1.7.3.4 ESPECIFICACIONES DEL AGUA DE REINYECCIÓN

A continuación en la Tabla 1.14 se muestra las especificaciones de las sales del agua que se inyecta en el bloque; las propiedades físicas de esta agua se las considera igual a la del agua dulce.

TABLA 1.14
SALINIDAD PROMEDIO DEL AGUA DE INYECCIÓN DEL BLOQUE 16

PARAMETRO	INYECCIÓN desde NPF	INYECCIÓN desde SPF
SALINIDAD	40 000	20 000

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

1.7.3.5 SUMINISTRO ELÉCTRICO

La energía es suministrada por 2 turbinas a diesel (10 MW cada una) y 5 generadores a gas (1 MW cada uno) en NPF, 1 turbina a diesel (10 MW), 16 generadores a gas (16 MW cada uno) y 6 generadores a crudo (7 MW cada uno) en SPF. Siendo la capacidad instalada al interior del bloque de 105 MW. Se cuenta también con pequeños generadores auxiliares dispuestos en las plantas de proceso y ciertas plataformas que pueden operar puntualmente o ingresar al sistema en situaciones eventuales.

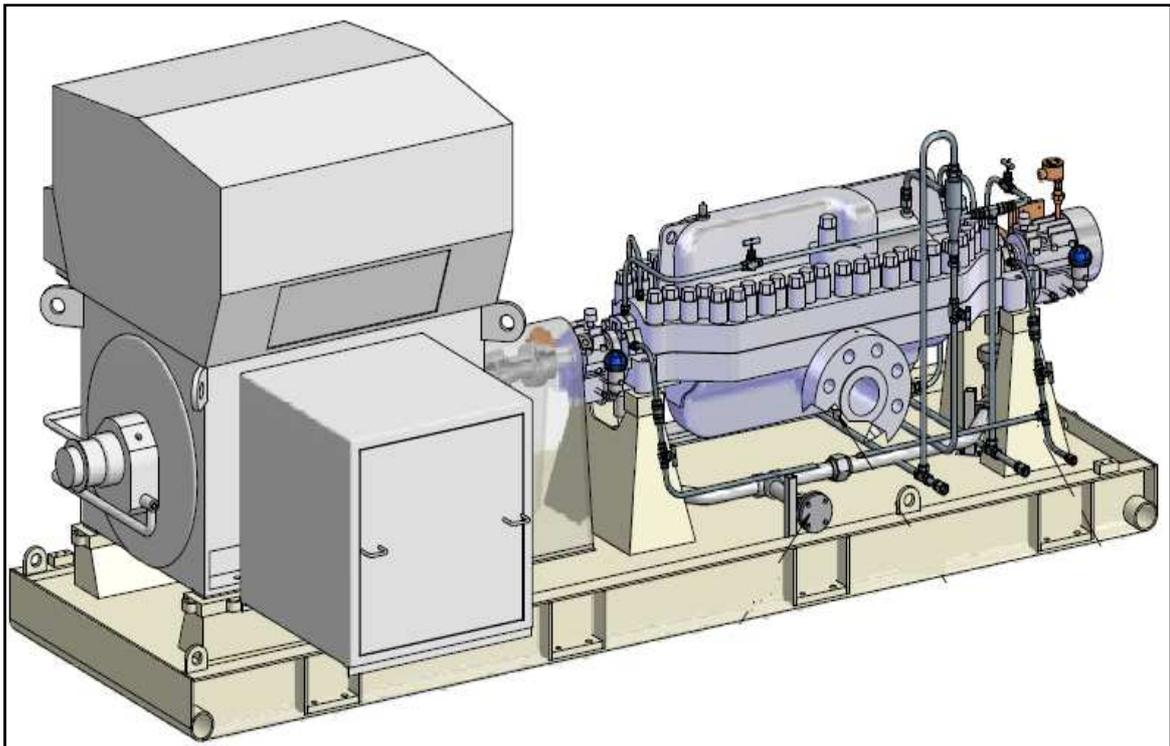
1.7.4 BOMBAS DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

Es importante para el estudio saber las características y curvas de las bombas que conforman el sistema de inyección de agua de formación (bombas de baja, media y alta presión), esta información nos da a conocer la presión y caudal a la que las bombas trabajan.

Las bombas booster y de transferencia de agua de formación que Repsol utiliza son de marca Sulzer. En NPF existen 3 bombas booster (bombas de baja presión) y una bomba para Sand Jet (utilizada para limpiar con agua a presión los tanques) que es utilizada en ocasiones como booster, estas bombas se encuentran dispuestas en paralelo y se conectan en serie con 3 bombas de media presión que también están dispuestas en paralelo. En cambio en SPF existen 6 bombas booster y una bomba para Sand Jet, que es utilizada en ocasiones como booster. Estas bombas se encuentran dispuestas en paralelo y se conectan en serie con 7 bombas de media presión que están dispuestas también en paralelo.

El comportamiento funcional de las bombas Sulzer (Figura 1.18) puede ser afectado por los cambios de la gravedad específica de la materia bombeada, de la viscosidad, de la velocidad funcional de la bomba y el NPSH (altura neta positiva de succión). Las bombas centrífugas fueron creadas para fines específicos y pueden ser adecuadas o no para cualquier otro servicio sin pérdidas de rendimiento o averías.

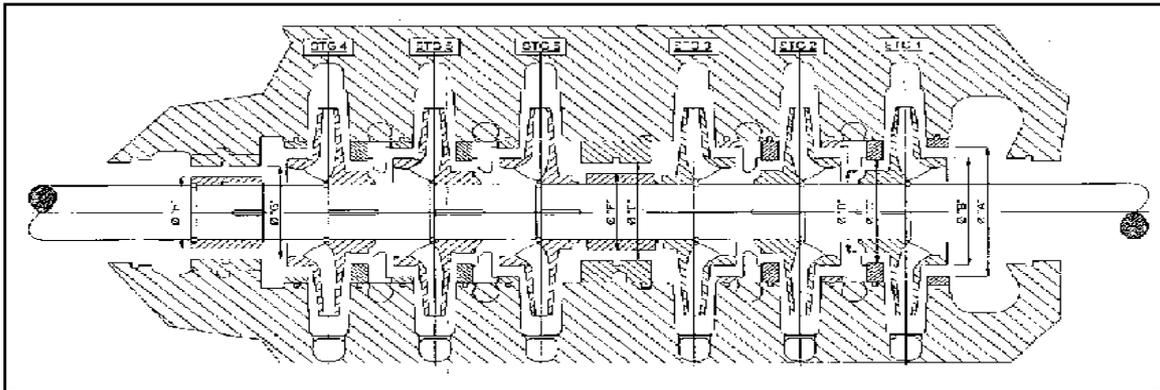
FIGURA 1.18
BOMBA SULZER DE AGUA DE PRESIÓN INTERMEDIA Y 6 ETAPAS



FUENTE: Catálogo de Bombas Sulzer

A continuación en la Figura 1.19 se muestra el corte interno de la bomba Sulzer, en donde se pueden observar sus 6 etapas.

FIGURA 1.19
CORTE DE BOMBA SULZER DE AGUA DE PRESIÓN INTERMEDIA Y 6 ETAPAS



FUENTE: Catálogo de Bombas Sulzer

En esta bomba Sulzer el carter hendido horizontalmente esta fundido con boquillas integrales de aspiración y descarga conforme a los reglajes ANSI para bridas, existe una gran variedad de aleaciones según la aplicación; el eje tiene un maquinado preciso que suministra un ajuste exacto del impulso y un montaje preciso de los elementos; los impulsores son accionados por clavijas y se colocan axialmente por aros de retención o anillos de empuje hendidos; la bomba está equipada con un cierre mecánico tipo cartucho, un prensaestopas con empaquetadura o un prensaestopas sin empaquetadura; la bomba tiene cojinetes de empuje y cojinetes radiales y el acoplamiento se selecciona conforme a los requisitos para el servicio y para las condiciones de funcionamiento para una aplicación específica.

Las bombas de alta presión o de inyección de agua de formación utilizadas en Repsol; son bombas de marca en algunos casos Reda y en otros Sulzer, cada una posee una capacidad máxima de presión de inyección de 2500 psi y 2700 psi respectivamente.

Las bombas Reda, son bombas centrifugas, horizontales y multietapas, que al igual que las Sulzer no requiere ningún mantenimiento diario.

A continuación en la Figura 1.20 se muestra una foto de la bomba Reda de inyección de agua de alta presión, similar a las encontradas en campo.

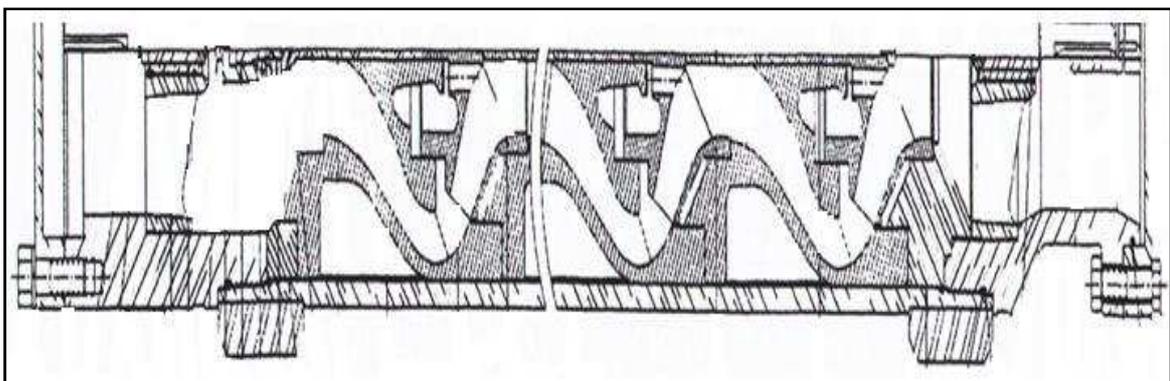
FIGURA 1.20
BOMBA REDA DE INYECCIÓN DE AGUA A ALTA PRESIÓN



FUENTE: Catálogo de Bombas Reda

A continuación en la Figura 1.21 se muestra el corte interno de la bomba Reda en donde se pueden observar sus estructura mecánica.

FIGURA 1.21
CORTE INTERNO DE LA BOMBA REDA DE INYECCIÓN DE AGUA A ALTA PRESIÓN



FUENTE: Catálogo de Bombas Reda

A continuación en las Tablas 1.15 y 1.16 se indica la ubicación y los tipos de bombas que actualmente se encuentran operando en el Bloque 16.

TABLA 1.15
 CARACTERÍSTICAS DE BOMBAS DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN DE BAJA Y MEDIA PRESIÓN

Facilidad	Tag	Marca	Tipo Bomba	Descripción	Etapas No.	Diámetro [in]	GPM	RPM	BHP
NPF	P-1121A	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA BAJA PRESIÓN	1	6x15 W	1 377	1 780	100
	P-1121B	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA BAJA PRESIÓN	1	10x12x23A	3 444	1 189	250
	P-1121C	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA BAJA PRESIÓN	1	10x12x23A	3 444	1 189	250
	P-1123A	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA PARA SAND JET	1	6x10x10A	986	3 570	100
	P-1119A	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA MEDIA PRESIÓN	7	6x8x11D	1 377	3 570	1 250
	P-1119B	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA MEDIA PRESIÓN	6	8x10x13B	3 434	3 570	3 000
	P-1119C	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA MEDIA PRESIÓN	6	8x10x13B	3 434	3 570	3 000
SPF	P-2121A	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA BAJA PRESIÓN	1	6x8x17A	1 377	1 760	100
	P-2121B	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA BAJA PRESIÓN	1	10x12x17	3 444	1 760	250
	P-2121C	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA BAJA PRESIÓN	1	10x12x17	3 444	1 760	250
	P-2121D	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA BAJA PRESIÓN	1	12x12x17	3 724	1 180	500
	P-2121E	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA BAJA PRESIÓN	1	12x12x17	3 724	1 180	500
	P-2123A	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA PARA SAND JET	1	6x8x21A	1 320	1 760	200
	P-2119A	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA MEDIA PRESIÓN	7	6x8x11D	1 450	3 570	1 250
	P-2119B	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA MEDIA PRESIÓN	6	8x10x13B	3 434	3 570	3 000
	P-2119C	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA MEDIA PRESIÓN	6	8x10x13B	3 434	3 570	3 000
	P-2119D	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA MEDIA PRESIÓN	7	8x10x13B	3 460	3 560	3 000
	P-2119F	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA MEDIA PRESIÓN	7	8x8x12.5A	1 450	3 560	1 500
P-2119H	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA MEDIA PRESIÓN	7	8x8x12.5A	1 450	3 560	1 500	

FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador
 ELABORADO POR: Andrés Gaibor

TABLA 1.16
 CARACTERÍSTICAS DE BOMBAS DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN DE ALTA PRESIÓN

Well Pad	Tag	Marca	Tipo Bomba	Descripción	Etapas No.	Diámetro [in]	GPM	RPM	BHP
CXXX	P-1950	REDA	CENTRÍFUGA MULTITETAPA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	34	8.63	438	3 571	600
	P-1951	REDA	CENTRÍFUGA MULTITETAPA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	34	8.63	438	3 571	600
	P-1952	REDA	CENTRÍFUGA MULTITETAPA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	34	8.63	438	3 578	600
IXXX	P-9108	REDA	CENTRÍFUGA MULTITETAPA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	34	8.63	1 450	438	500
	P-9109	REDA	CENTRÍFUGA MULTITETAPA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	34	8.63	1 450	438	500
NPF	P-1079A	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	12	4x6x10C	4 287	875	1250
	P-1079B	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	12	4x6x10C	4 287	875	1250
AXXX A	P-9101	REDA	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	34	8.63	1 432.6	438	600
	P-9102	REDA	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	34	8.63	1 432.6	438	600
	P-9103	REDA	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	34	8.63	1 432.6	438	500
	P-9110	REDA	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	34	8.63	1 432.6	438	500
	P-2079I	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	7	6x8x11D	3 700	1 200	1 500
	P-2079J	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	7	6x8x11D	3 700	1 200	1 500
	P-2079M	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	7	6x8x11D	3 700	1 200	1 500

TABLA 1.16 CONTINUACIÓN

AXXX B	P-2079	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	7	6X8X11D	3 700	1 200	1 500
	G P-2079	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	7	6X8X11D	3 700	1 200	1 500
	P-2079 L	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	7	6X8X11D	3 700	1 200	1 500
BXXX B	P-2079F	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	7	6x8x11D	3 696	1 200	1 500
FXXX A	P-2079K	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	7	6x8x11D	3 700	1 200	1 500
JXXX	P-2079	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	8	4X6X10.5D	3 696	1 200	1 500
	A P-2079	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	8	4X6X10.5D	3 696	1 200	1 500
	P-2079 C	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	8	4X6X10.5D	3 696	1 200	1 500
	P-2079 D	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	7	6x8x11D	3 696	1 200	1 500
	P-2079 E	SULZER	BOMBA CENTRÍFUGA	BOMBA DE AGUA ALTA PRESIÓN	7	6x8x11D	3 696	1 200	1 500

FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

1.7.5 POZOS DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN Y POZOS DE EXTRACCIÓN DE CRUDO

Para poder extraer el petróleo de los yacimientos, se perforan pozos de la forma ya antes vista. Los nombres de los pozos productores de crudo con los que cuenta Repsol Ecuador en el Bloque 16, en cada uno de sus Well Pads; son los que se menciona a continuación en la Tabla 1.17.

TABLA 1.17
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO DEL BLOQUE 16

NPF						
Well Pad	Pozos					
DXXX	DXXX 1	DXXX A4	DXXX A7	DXXX A10	DXXX A15	
	DXXX A1	DXXX A5	DXXX A8	DXXX A12	DXXX A17	
	DXXX A3	DXXX A6	DXXX A9	DXXX A14	DXXX A18	
SPF						
Well Pad	Pozos		Well Pad	Pozos		
AXXX A	AXXX A4	AXXX B8	EXXX B	EXXX B2	EXXX B17	
AXXX B	AXXX 2B	AXXX B9		EXXX B3	EXXX B18	
	AXXX B4	AXXX B11		EXXX B4	EXXX B19	
	AXXX B5	AXXX B12		EXXX B5	EXXX B20	
	AXXX B7			EXXX B6	EXXX B21	
AXXX C	AXXX C1	AXXX C13		EXXX B8	EXXX B22	
	AXXX C5	AXXX C14		EXXX B9	EXXX B23	
	AXXX C7			EXXX B10	EXXX B24	
BXXX B	BXXX B1	BXXX B6		EXXX B11	EXXX B25	
	BXXX B2	BXXX B7		EXXX B12	EXXX B26	
	BXXX B3	BXXX B8		EXXX B13	EXXX B27	
	BXXX B4	BXXX B9		EXXX B14	EXXX B29	
	BXXX B5			EXXX B15	HXXX 1	
EXXX A	EXXX A1	EXXX A8		EXXX B16		
	EXXX A2	EXXX A9		FXXX A	FXXX A1	FXXX A5
	EXXX A3	EXXX A10			FXXX A2	FXXX A6
	EXXX A4	EXXX A11	FXXX 1	FXXX 1	FXXX 5	
	EXXX A5	EXXX A12		FXXX 2	FXXX 6	
	EXXX A6	EXXX A14		FXXX 3	FXXX 7	
	EXXX A7			FXXX 4	FXXX 8	

FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

El agua de formación que es separada en el proceso de producción de crudo es inyectada en pozos, muchos de estos fueron pozos productores de crudo que, luego de haber extraído toda la cantidad posible de crudo, fueron acondicionados

para poder ser inyectados esta agua, pero también existen pozos que fueron perforados exclusivamente para inyección de agua de formación; es decir que, estos pozos no fueron antes pozos productores. Los pozos inyectoros de agua de formación se presentan a continuación (Tabla 1.18).

TABLA 1.18
POZOS INYECTORES DE AGUA DE FORMACIÓN DEL BLOQUE 16

NPF		
Well Pad	Pozos	
CXXX	CXXX 1 CXXX A2	CXXX A3 CXXX A4
IXXX	IXXX A2	
JXXX-NPF	NPF 1	NPF 2
SPF		
Well Pad	Pozos	
AXXX A	AXXX 1 AXXX A1 AXXX A2	AXXX A3 AXXX A6
AXXX B	AXXX B1 AXXX B6	AXXX B10
JXXX	KXXX 1 KXXX 2	KXXX 3 KXXX 4
FXXX A	FXXX A3	
BXXX B	BXXX B10	

FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO

2.1 INTRODUCCIÓN

En los yacimientos los fluidos están sujetos a la acción de varias fuerzas y energías naturales: fuerzas de presión, fuerzas de fricción por viscosidad, de gravedad y fuerzas capilares, las cuales actúan en el movimiento de los fluidos hacia los pozos o para retenerlos en el yacimiento.

Cuando esas energías son suficientes para promover el desplazamiento de los fluidos desde el interior del yacimiento hasta el fondo del pozo y de allí a la superficie, se dice que "El Pozo Fluye Naturalmente", es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el pozo.

Al realizar la explotación del yacimiento la presión de este disminuye, lo que implica que la producción de fluidos baje hasta el momento en el cual, el pozo deja de producir por sí mismo. De allí surge la necesidad de extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo, de aquí surge lo que llamamos "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. por lo que es de vital importancia seleccionar el mejor método de levantamiento artificial que permita seguir produciendo eficientemente el yacimiento.

Uno de los muchos métodos de levantamiento artificial que existen, es el método del Bombeo Hidráulico que se remonta a la época de los egipcios, cuando ellos

utilizaban este principio para bombear agua (sistema de balancín y varillas), y dentro de la industria petrolera se remonta al siglo XX.

Se han realizado varios diseños de equipos dentro del levantamiento artificial hidráulico; el principio básico del bombeo hidráulico fue utilizado por primera vez para producir petróleo en el año 1875 por un señor de apellido Faucett. La bomba Faucett en el subsuelo fue un aparato accionado por vapor de agua, y requería un pozo de gran diámetro para operarla. Por esta exigencia en cuanto al diámetro, la bomba Faucett no encontró muchas aplicaciones en el campo petrolero y tampoco se comercializó con facilidad.

En los años 1920, las profundidades cada vez mayores de los pozos volvieron a inspirar las reflexiones sobre la aplicabilidad del método de bombeo hidráulico, por ser una ventaja la aplicabilidad de este método en pozos profundos y desviados. La primera instalación hidráulica, en serio, se realizó el 10 de marzo de 1932 en Inglewood, California y esta fue el experimento del señor C.J Coberly. Con el pasar de los años, y teniendo que producir cada día desde mayores profundidades, se han ido tecnificando y perfeccionando los diseños de estos equipos de subsuelo y superficie hidráulicos; es así que desde 1932 varios miles de pozos petroleros han sido explotados con bombas hidráulicas, incrementándose cada día más las instalaciones en el mundo con este sistema de levantamiento artificial y en la medida en que se siga aumentando el número de pozos perforados direccionalmente y más profundamente, la aplicación y demanda del bombeo hidráulico seguirá incrementándose así también.

2.2 VENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO

- No tiene partes móviles.
- Capacidad para altos caudales.
- Sistema de bomba libre o recuperada con wireline.
- Puede operarse en pozos profundos, horizontales, desviados o verticales.
- Está diseñada para alojar memorias de presión y temperatura.
- Tolerante a sólidos, fluidos corrosivos y alto GOR.

- Adaptable a nipple con orificios y camisas deslizables.
- Reparable en sitio.
- Excelente para producir fluidos viscosos.
- Puede instalarse en áreas reducidas (plataformas) o en áreas urbanas.
- No adolece de problemas de golpes de fluido ni recalentamiento y el gas se puede liberar fácilmente.
- Las partículas sólidas abrasivas pasan fácilmente por la bomba jet.
- El recubrimiento de carburo de tungsteno de la tobera y la garganta rinde larga duración efectiva en pozos de alto contenido de materiales sólidos.
- Resuelve problemas relacionados con la producción de crudos pesados de alto corte de parafina, con altas temperaturas de fondo de pozo y con pozos de gas invadidos por agua.
- Bajo mantenimiento, bajo costo de mantenimiento y fácil reparación.

2.3 DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO

- Necesita sumergirse en aproximadamente 15% del nivel dinámico.
- El diseño puede llegar a ser bastante complejo.
- Su eficiencia es baja (10% a 30%).
- Necesita de algunos requerimientos específicos de fondo de pozo.
- Requiere un alto caballaje.
- Su eficiencia es mediana a baja.
- Los sistemas centralizados requieren equipos grandes de tratamiento.
- La bomba jet requiere de una alta potencia para trabajar idóneamente.
- En pozos donde se tiene un alto corte de agua se requiere inyectar químicos para bajar la emulsión producida por la jet en los tanques de almacenamiento de crudo en las estaciones de producción.
- Se requiere de alta presión de operación por lo tanto resulta peligroso la operación del fluido motriz en superficie.
- La eficiencia volumétrica es demasiado baja.
- Se necesita tener un tratamiento químico adecuado en el caso del uso de agua como fluido motriz.

2.4 PRINCIPIO Y FUNCIONAMIENTO

El principio fundamental aplicado en el Bombeo Hidráulico, es la Ley de Pascal, la cual fue enunciada por Blas Pascal en el año 1653. Esta Ley establece que:

“La presión aplicada sobre cualquier punto de un líquido contenido en un recipiente se transmite, con igual intensidad, a cada porción del fluido y de las paredes del recipiente que lo contiene”.

Aplicando este principio es posible inyectar el agua (o crudo) el cual se toma del tanque de almacenamiento y se alimenta a la bomba en superficie. El fluido de potencia, ahora con la presión aumentada por la bomba es el encargado de la transmisión de energía, está controlada por las válvulas en la estación de control y distribuida a uno o más pozos. El fluido de potencia pasa a través de las válvulas del cabezal del pozo y es dirigido a la bomba hoyo abajo. En una instalación de bomba de pistón, este fluido de potencia acciona el motor que a su vez acciona la bomba. El fluido de potencia regresa a la superficie con el crudo producido y es enviado por tubería a tanque de almacenamiento.

Las bombas de Pistón, constan de pistones recíprocos comunicados, unos gobernados por el fluido motriz presurizado y otro gobernado por él o los fluidos que produce el pozo.

La bomba hidráulica Jet, que es la usada preferencialmente por Repsol en todas sus operaciones para probar pozos, convierte el fluido presurizado motriz en un jet de gran velocidad que se mezcla directamente con los fluidos del pozo.

Las presiones de operación en el sistema hidráulico varían de 2.000 a 4.000 psi, la bomba más común para generar esta presión en la superficie es una bomba Triple o Quintuple de desplazamiento positivo, accionada por un motor eléctrico, un motor de gas o un motor de combustión interna (diesel).

2.5 SISTEMA DE INYECCIÓN DEL FLUIDO MOTRIZ

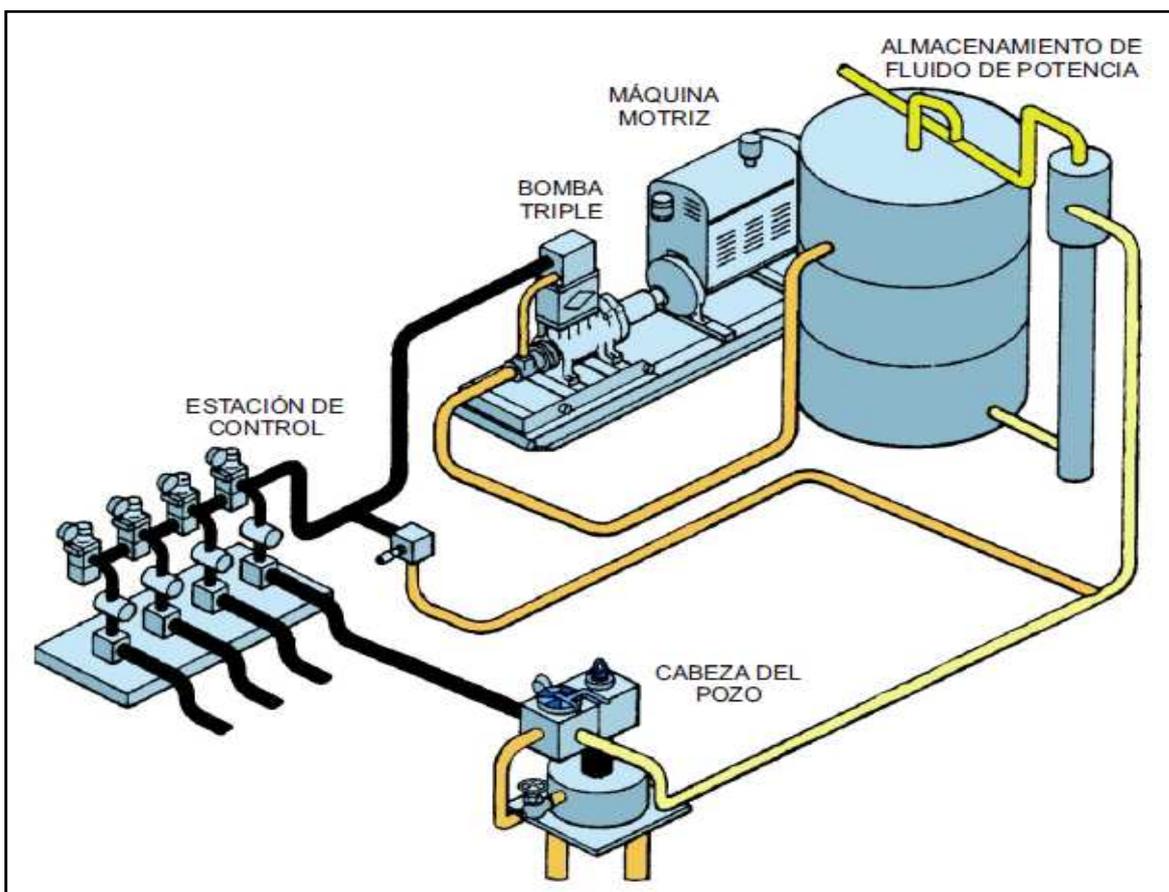
Existen básicamente dos sistemas de operación dentro del bombeo hidráulico, siendo:

- Sistema de fluido motriz abierto (FMA)
- Sistema de fluido motriz cerrado (FMC)

2.5.1 SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ ABIERTO

Un sistema de fluido motriz abierto (OPF, OPEN POWER FLUID) solo 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. Ver Figura 2.1.

FIGURA 2.1
SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ ABIERTO



FUENTE: Weatherford, (2004), *Sistemas de Bombeo Hidráulico*, Texas, Weatherford Worldwide Customer Service.

El sistema de fluido motriz abierto fue el primero que se utilizó y su aplicación es la más sencilla y económica. En este sistema, el fluido motriz retorna a la superficie mezclado con el aceite producido, ya sea a través de la tubería de descarga o por el espacio anular de las tuberías de revestimiento, producción o inyección, dependiendo del equipo de subsuelo que esté instalado.

La aplicación de este sistema presenta varias ventajas como son: la adición de fluido motriz limpio en pozos que contienen alto porcentaje de agua salada, con que se reduce dicho porcentaje y por consiguiente disminuye el efecto de corrosión; de la misma manera, la adición de aceite ligero puede reducir la viscosidad en pozos productores de aceite pesado. La principal desventaja de este sistema es el incremento de volumen bruto que debe ser tratado en la superficie para obtener el aceite limpio necesario y continuar la operación.

2.5.2 SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ CERRADO (FMC)

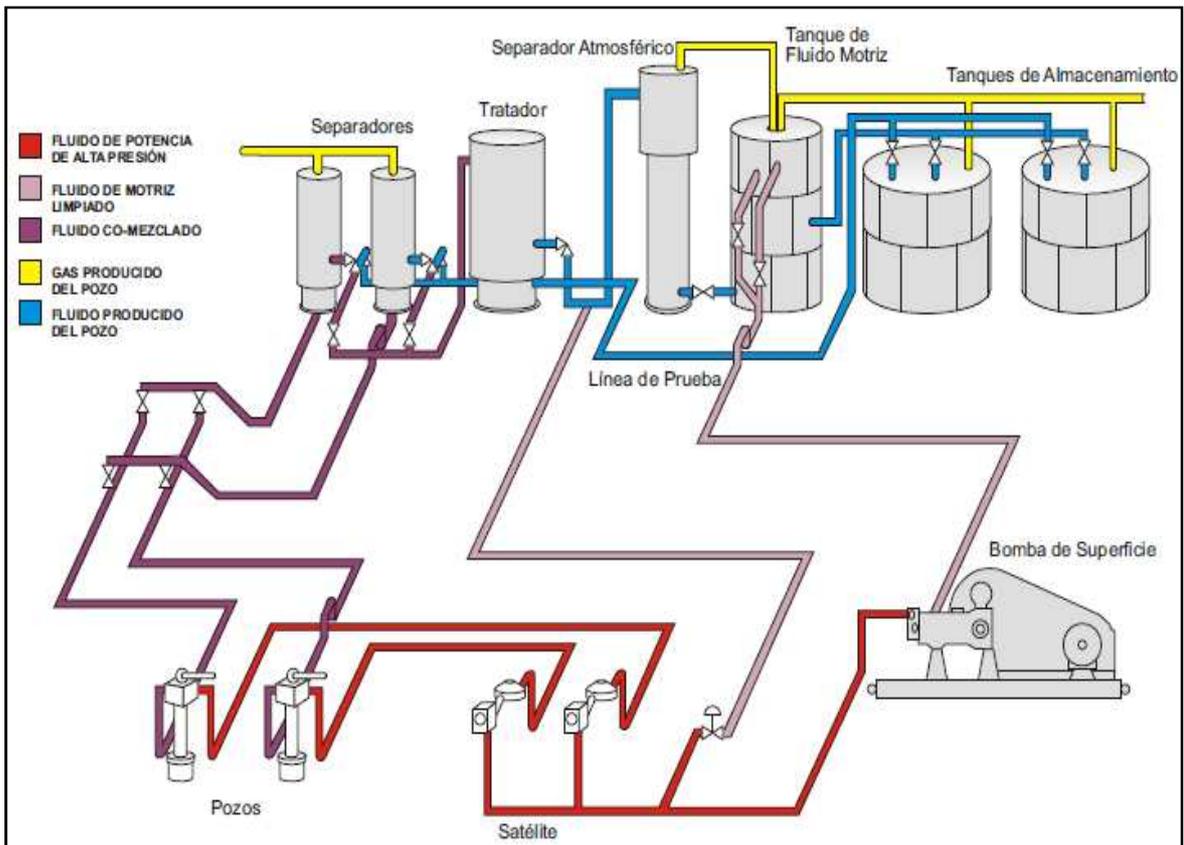
El sistema de fluido motriz cerrado (FMC) no permite que los fluidos de producción se mezclen con los fluidos motrices de operación dentro de ninguna parte del sistema.

En el sistema de fluido motriz cerrado (Figura 2.2), es el método más completo que existe en la actualidad. En este sistema, el fluido motriz retorna a la superficie independientemente del aceite producido, fluyendo nuevamente hasta el tanque de almacenamiento y formándose así un circuito cerrado: esto se logra por medio de una tubería extra que va alojada en un dispositivo mecánico llamado "Cámara de Fondo" instalada en el fondo del pozo. En este sistema se utiliza un elemento de empaque en la unidad de bombeo, que permite aislar el fluido motriz del producido.

La principal ventaja, es la medición exacta de los fluidos producidos por el pozo, aunque la exigencia de una sarta adicional de tubería, más la complejidad asociada del diseño en el fondo, hace que el sistema cerrado sea más costoso que el abierto, por esta razón, el sistema de fluido motriz cerrado es menos popular y se utiliza menos que la configuración abierta de fluido motriz.

Dado que el tanque de fluido motriz es relativamente pequeño, este sistema es popular en lugares urbanos y en plataformas costa fuera donde el espacio es limitado.

FIGURA 2.2
SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ CERRADO



FUENTE: Weatherford, (2004), *Sistemas de Bombeo Hidráulico*, Texas, Weatherford Worldwide Customer Service.

2.6 TIPOS DE COMPLETACIONES

Existen los siguientes tipos de completaciones:

- De Bomba Libre
- De Bomba Fija
- Bomba a base de cable

2.6.1 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 la superficie y se la hace circular hasta el fondo, donde se la aloja en un elemento del conjunto de fondo (BHA) o también conocido como cavidad.

Para recuperar la bomba, se inyecta fluido motriz por el espacio anular. Esta inyección de fluido invertida hace que se accione la válvula de pie (Standing valve) de la bomba, y que se presurice la bomba, desasentándola de la cavidad. La presión queda atrapada en las copas que tiene la bomba en la parte superior y de esta forma permite circularla hasta superficie para ser reemplazada.; en ciertos casos se requiere de una unidad especial swab para recuperarla.

Es una ventaja este sistema de bomba libre, por cuanto permite cambiar o reemplazar equipos sin necesidad de una unidad de reacondicionamiento.

2.6.2 SISTEMA DE BOMBA FIJA

La bomba de fondo se coloca con la tubería de fluido motriz y se coloca en el pozo como una parte integral de dicha sarta, cuando falla el equipo se tiene que cambiar utilizando una unidad de reacondicionamiento.

2.6.3 SISTEMA DE BOMBA A BASE DE CABLE

La bomba se coloca en una camisa deslizante, se instala sobre una válvula de gas lift o sobre una válvula de inyección de productos químicos, se coloca la bomba pozo abajo o se retira con el cable liso, la bomba se puede operar con el flujo normal o con el flujo revertido.

2.7 COMPONENTES DEL EQUIPO

De acuerdo con los diseños desarrollados por cada una de las compañías fabricantes, todos los elementos mecánicos que constituyen el sistema de bombeo hidráulico varían en términos generales; sin embargo, el principio básico de operación es el mismo.

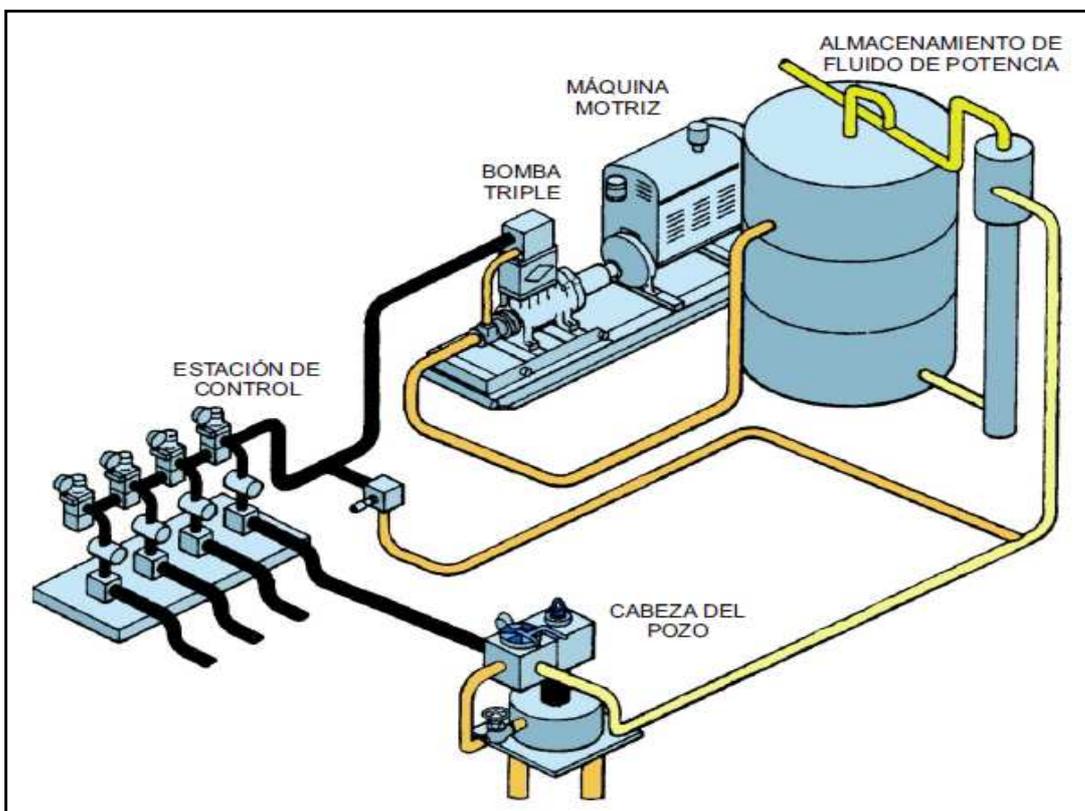
Los componentes que conforman el sistema de Levantamiento por Bombeo Hidráulico pueden ser clasificados en dos grandes grupos:

- Equipos de superficie
- Equipos de subsuelo

2.7.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE

A continuación se describirá el equipo superficial refiriéndose únicamente a un tipo en particular, descripción que puede ser aplicada a cualquier otro tipo. Ver Figura 2.3:

FIGURA 2.3
EQUIPO DE SUPERFICIE PARA EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO



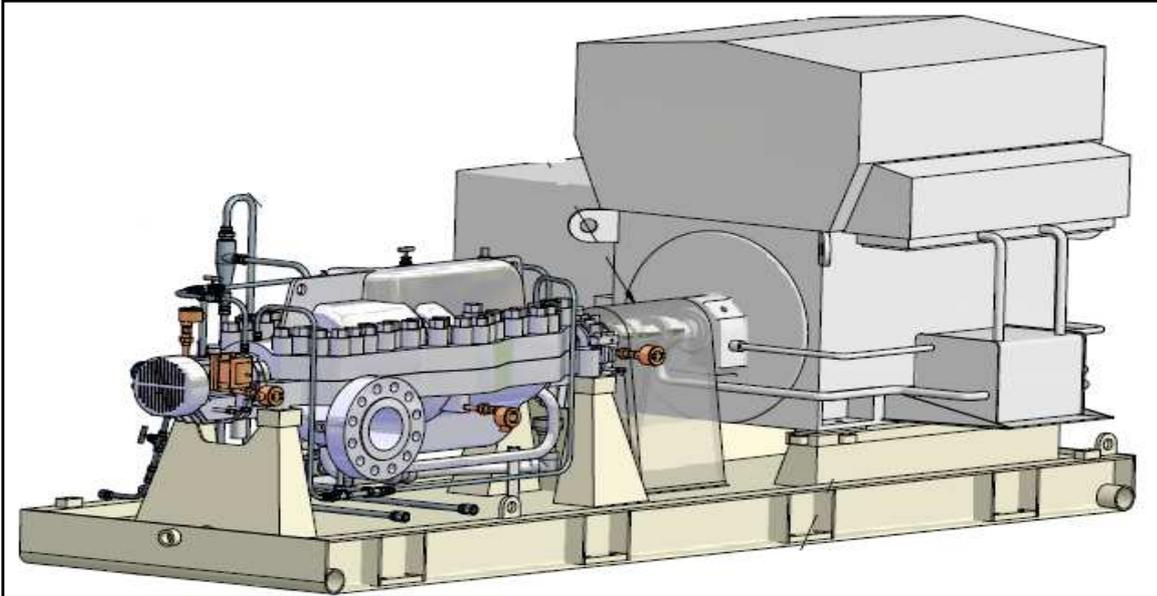
FUENTE: Weatherford, (2004), *Sistemas de Bombeo Hidráulico*, Texas, Weatherford Worldwide Customer Service.

Unidad de Potencia

La potencia que requiere el sistema para la inyección del fluido motriz es proporcionada por una unidad constituida por una bomba centrífuga, en el caso del bloque existen de dos marcas: Reda y Sulzer. Las bombas que operan a mayor presión son las Sulzer (Figura 2.4) y estas cubren un rango de presiones con un límite máximo de 2700 psi. En las instalaciones de producción con

bombeo hidráulico lo más común es usar bombas Reciprocantes Triplex, pero a falta de estas en el campo se usan las disponibles que son centrífugas.

FIGURA 2.4
BOMBA CENTRÍFUGA SULZER



FUENTE: Catálogo de Bombas Sulzer

Las bombas centrífugas son las más comunes de las bombas de presión límite, que son aquellas que impulsan el líquido solo hasta determinada presión, a partir de la cual el caudal es cero. Estas bombas pueden funcionar por un tiempo relativamente largo sin averías con el conducto de salida cerrado. Existe en ellas una dependencia generalmente no lineal entre el caudal bombeado y la presión de descarga.

Como el nombre lo indica, las bombas centrífugas utilizan la fuerza centrífuga inducida al líquido por un impelente con paletas que gira a alta velocidad dentro de un cuerpo de dimensiones y forma adecuados. Este impelente se mueve confinado en el interior de un cuerpo en forma de espiral conocido como voluta, que dirige el líquido impelido por la fuerza centrífuga a la salida. Cuando el impelente gira dentro del líquido, sus paletas lo atrapan por el borde interior (cerca del centro) y lo conducen dirigido por el perfil de la paleta. Debido al giro a alta velocidad, el fluido adquiere un movimiento circular muy rápido que lo proyecta

radialmente con fuerza, el cuerpo entonces completa el trabajo dirigiéndolo al conducto de salida.

Las bombas centrífugas por su modo de operar , solo pueden generar presiones de salida limitadas, está claro, la presión la genera la fuerza centrífuga, por lo que su máximo valor dependerá de esta, la que a su vez depende de la velocidad de giro y del diámetro del impelente, de manera que a mayor velocidad y diámetro, mayor presión final.

Como la velocidad de giro y el diámetro del impelente no pueden aumentarse indefinidamente sin que peligre su integridad física, entonces estas bombas, no pueden generar presiones muy altas como lo hacen las de desplazamiento positivo.

Otra característica que las distingue, es que el caudal bombeado depende de la presión de salida, de forma que a mayor presión menos caudal.

Cabezal de pozo

Todo pozo posee un cabezal, 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.

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

Las válvulas del casing, son válvulas por donde retomará la mezcla de los fluidos inyectado + producido a la línea de retorno a la estación de producción, son válvulas de 3.000 @ 5.000 psi. Las válvulas del tubing, son válvulas que nos permiten el paso del fluido de inyección hacia el tubing y consecuentemente a la bomba, en el caso más común que es el de inyección por el tubing, y son válvulas del orden de 5.000 psi.

Cabezal de Distribución

El fluido que proviene de la bomba triplex es regulado mediante los dispositivos localizados en el conjunto denominado "cabezal de distribución" (Fig. 2.5). Los cabezales están provistos de medidores de desplazamiento positivo que permiten determinar el volumen de fluido motriz inyectado, y por consiguiente, calcular la eficiencia de operación de las unidades de bombeo. Se tienen además, válvulas reguladoras de flujo, o bien válvulas reguladoras de presión; las primeras controlan el volumen del fluido motriz inyectado, sin importar la presión de operación que se tenga, y las segundas permiten controlar automáticamente dicha presión de operación.

FIGURA 2.5
CABEZAL DE DISTRIBUCIÓN (MANIFOLD)



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

Tanques de almacenamiento

Cuando se utiliza petróleo o agua como fluido de potencia en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de tanques de almacenamiento o de oleoductos, de donde se suministran al sistema de bombeo o de distribución. Si se está en un sistema cerrado, el fluido de potencia, bien sea agua o petróleo, es manejado en un circuito cerrado, el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y equipos de limpieza de sólidos, estos equipos operan independientemente de las operaciones en las estaciones de producción.

Conexiones Superficiales

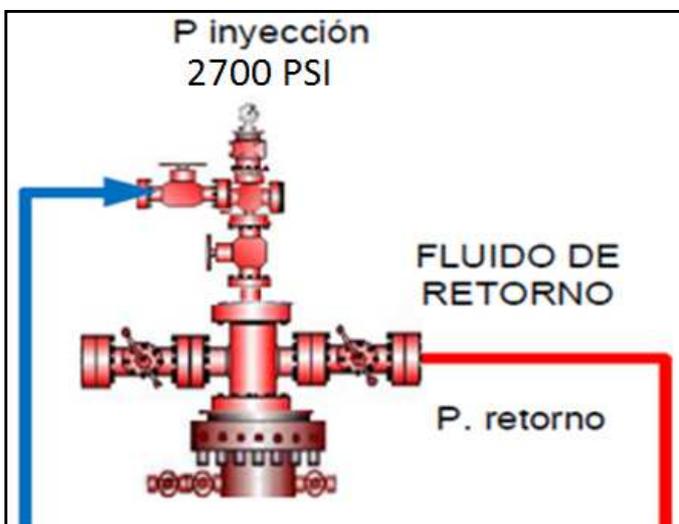
En los pozos de bombeo hidráulico se utiliza únicamente la sección del árbol de válvulas correspondiente a la última tubería de revestimiento. Sobre ésta se instala el cabezal donde van alojadas las tuberías utilizadas con los colgadores y empaques mecánicos respectivos. En el carrete superior del cabezal se enrosca un niple corto, en cuyo extremo se conecta la válvula de cuatro vías.

El diseño de este cabezal depende de la instalación subsuperficial y del sistema de inyección que se tenga, puesto que esto determina el número de tuberías a utilizarse, ya sea una, dos o tres.

En la Figura 2.6 se muestran las conexiones superficiales más comunes, incluyendo: cabezal, carrete adaptador, tuberías, válvulas y el retorno (by-pass), que es una línea que comunica la tubería de inyección con la tubería de descarga, permitiendo el paso directo del fluido motriz, lo que propicia una operación más flexible.

Cabe mencionar que en Repsol se fijó un límite máximo de presión de inyección de 2500 psi para precautelar la seguridad de los todos los accesorios que constan en cada cabezal de inyección.

FIGURA 2.6
CABEZAL Y CONEXIONES SUPERFICIALES



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

Tuberías Utilizadas

Las tuberías que se utilizan en un sistema de bombeo hidráulico se seleccionan de acuerdo con el volumen que se va a manejar, las presiones de operación y las longitudes que tienen que cubrir; además, la limitación física debida a los diámetros interiores de las tuberías de revestimiento es un factor fundamental en la programación del sistema, equipo y tuberías que deben utilizarse.

Existen diversos diámetros de tubería que pueden utilizarse para cubrir la gran variedad de problemas que se presentan en este tipo de sistemas. A continuación se presenta una clasificación general de tuberías indicando su objetivo, tipo y diámetros más usados.

- Alimentación a los tanques almacenadores de fluido motriz: Tubería de 3- 18 línea de 3", 4" y 6".
- Alimentación a las bombas triplex: Tuberías de línea de 3" y 4".
- Descarga de las bombas triplex al cabezal de distribución: Tubería reforzada de 1", 1-1/4" y 2".
- Descarga del cabezal de distribución a los pozos: Tubería reforzada de 1", 1-1/4" y 2".
- Descarga del pozo a la batería de separadores: Tubería de línea de 3" y 4".
- Descarga del pozo a los tanques de fluido motriz: Tubería reforzada de 1-1/4" y 2".

Válvulas de Paso

Las válvulas que conforman un circuito no son iguales aunque su principio es similar de apertura y cierre, las más utilizadas son:

- Válvulas mariposa: Cierra con varias vueltas (sentido antihorario)
- Válvulas de tipo Block: De rápida acción sirven para aperturas y cierre rápidos, su trabajo es en apertura y cierre con giro a 90°

Cuenta Barriles

Es un instrumento electromagnético que sirve para leer las pulsaciones que se producen en el interior de la turbina, facilitando de esta manera el determinar

exactamente el número de barriles inyectados hacia la bomba, este elemento es portátil y no se lo encuentra instalado en la locación.

Instrumentos

Como se trabaja con altas presiones, se tiene que contar en las líneas de inyección y retorno con manómetros de alta y baja presión (5000 psi y 600 psi respectivamente).

En la mayoría de los pozos se encuentra instalado un manómetro diferencial que es un registrador de carátula giratoria (denominado Barton por la marca del fabricante), en el que se registran las presiones de operación de inyección y la presión de retorno, esta carta es cambiable y su giro es proporcional con el tiempo real, puede ser graduada a 24 horas o a 7 días según el tipo de reloj.

2.7.2 EQUIPOS DE SUBSUELO

Se diseñará una completación de fondo para cada pozo en particular, esto es dependiendo del número de las arenas productoras, consecuentemente irán el número de empacaduras, camisas y la cavidad: enunciaremos cada uno de sus componentes:

De acuerdo con los diseños desarrollados por cada una de las compañías fabricantes, todos los elementos mecánicos que constituyen el sistema de bombeo hidráulico varían en sus condiciones generales; sin embargo, el principio básico de operación es el mismo, por lo que se describirá el equipo de subsuelo refiriéndose únicamente a un tipo en particular, descripción que puede ser aplicada a cualquier otro tipo.

La típica completación de fondo que suele usarse para implementar levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet en un pozo (Figura 2.7) se compone de los siguientes elementos mecánicos descritos secuencialmente desde el fondo hasta superficie: No-Go, empacadura, No-Go y Camisa deslizante (que es donde se asienta la respectiva bomba hidráulica tipo jet).

Tuberías Subsuperficiales Utilizadas

Estas tuberías son reforzadas (J-55, N-80) y se unen entre sí por medio de coples colocados uno en cada tramo de tubería de inyección, o bien por medio de flejes metálicos y en la misma forma. Se usa grasa sellante a base de zinc en los coples, con el objeto de evitar fugas.

Tubería de Inyección o Producción

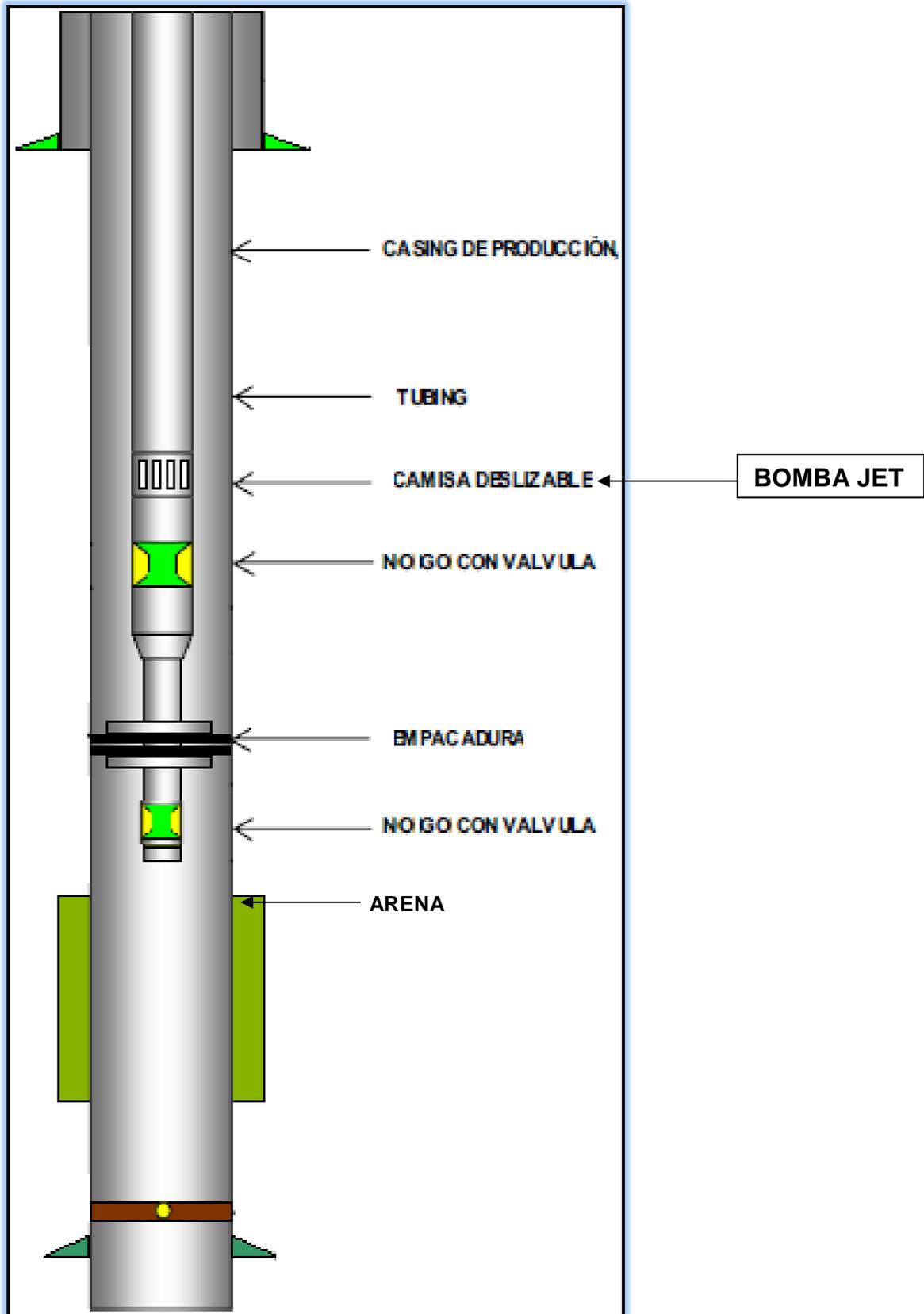
O Tubing, es la sarta de tubos que se encuentran instalados desde la superficie hasta el fondo del pozo, son tubos de alta presión (hasta 8.000 psi. Dependiendo de la cédula a utilizar) a través de ella se inyecta el fluido motriz a la bomba, cada tubo tiene 32 ft de longitud aproximadamente (rango tipo 2), en nuestro país los tubing más utilizados son de 3 1/2", 2 7/8" y 2 3/8". Particularmente en Repsol como estándar se usa tubing de 3 1/2" con acero tipo N-80 y con conexiones EUE (External Upset End), es decir tubing con conexiones integrales y recalçadas.

Tubería de Revestimiento

O Casing, es la tubería que va cementada a las paredes del pozo, a las profundidades hasta donde se instalará todo el conjunto de fondo, se tienen entre los diámetros más comunes para Repsol de 6 1/8 " (mallas, liners ranurados o AICDs), 7" (liner N-80, 26 lb/ft, conexión Premium) y de 9 5/8" (casing K-55, 68 lb/ft, BTC y casing N-80, 54.5 lb/ft, BTC).

El espacio entre el diámetro interior "ID" del casing y el "OD" del tubing para el caso del bombeo hidráulico tipo jet, cuando la producción es por el anular y la inyección es por el tubing, será el espacio en donde se mezclarán los fluidos inyectado + producido y de esta forma circularán hasta superficie, y cuando la producción es por el tubing y la inyección por el anular, será el espacio por donde el fluido motriz es inyectado desde superficie. En Repsol, debido a longevidad de los casing estos han ido perdiendo su capacidad de resistencia, sobre todo por la corrosión; consecuentemente es limitada su resistencia a altas presiones, y consecuentemente para su uso debería considerarse trabajar con factores de seguridad conservadores a las cargas de trabajo nominales para estas tuberías (± 1.500 psi en ciertos casos).

FIGURA 2.7
TÍPICA COMPLETACIÓN PARA BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET



ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Camisa

La función principal de la camisa es establecer una comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, está provista de ranuras las mismas que se pueden abrir y cerrarse de acuerdo a la necesidad, con wire line y con el uso de una herramienta auxiliar llamada "Shifting tool".

Cavidad

Es un conjunto de extensiones, camisas y acoples con agujeros dispuestos de manera especial para determinado tipo de bomba (pistón o jet), en el interior de la cavidad se aloja la bomba destinada a trabajar. Cuando la bomba se encuentra alojada en la cavidad se tienen sellos que delimitan cámaras entre bomba y cavidad apropiadas para cada función y recorrido del fluido. La cavidad posee alrededor de ella agujeros en lugares destinados al paso del fluido.

Independientemente del tipo de bomba, los agujeros en el extremo inferior son utilizados para la extracción de la bomba. La bomba jet utiliza tres de los lugares agujereados. Cuando por algún motivo (corte de fluido o sellos de cavidad) debe ser retirada la cavidad, obligatoriamente se tiene que sacar con toda la sarta de tubería y se tiene que utilizar una unidad de reacondicionamiento.

Empacadura

Un packer o empacadura, es una herramienta de fondo cuyo mecanismo hidráulico o mecánico proporcionar un sello entre la tubería de producción y el revestimiento de producción, a fin de evitar el movimiento vertical de los fluidos, desde la empacadura por el espacio anular, hacia arriba.

Los packers o empacaduras para pozos de petróleo son utilizados en las siguientes condiciones:

- Para proteger la tubería de revestimiento del estallido bajo condiciones de alta producción o presiones de inyección.
- Para proteger la tubería de revestimiento de algunos fluidos corrosivos.
- Para aislar perforaciones o zonas de producción en completaciones múltiples.

- En instalaciones de levantamiento artificial por gas.
- Para proteger la tubería de revestimiento del colapso, mediante el empleo de un fluido sobre el packer (empacadura) en el espacio anular entre la tubería y el casing de producción, como en el caso del bombeo hidráulico.

Válvula de pie

O standing valve, esta herramienta se aloja en el extremo inferior de la cavidad (seating ring), son necesarios en sistemas abiertos para crear el efecto "U" y prevenir que el líquido que está circulando regrese de nuevo al reservorio. Esta válvula puede ser recuperada con una unidad auxiliar de wireline. Cuando el pozo está produciendo, sirve de asiento para las bombas.

No-Go

El No-Go es un elemento de las completaciones de fondo que permite alojar herramientas, tales como: standing valves para pruebas en el tubing, instrument hanger, stoppers, registradores de presión para cierre de pozos y otros trabajos.

Bombas falsas

Son corridas para taponar los orificios de la cavidad, se utilizan para realizar pruebas en el fondo de la completación, asentamiento de empacaduras, chequeo de tubería, realizar tratamientos a las formaciones, para realizar pruebas de inyektividad y admisión.

Un standing valve, es un dispositivo que se posiciona en el No-Go para impedir el paso de fluidos en una dirección o en ambas direcciones, con el fin de realizar diferentes trabajos, como asentamiento de packers, pruebas al tubing, entre otros.

Bombas Hidráulicas

La bomba de profundidad del sistema de bombeo hidráulico, se denomina bomba hidráulica.

Existen dos tipos de bombas por su estructura:

- Bombas hidráulicas de pistón y
- Bombas hidráulicas tipo jet (preferencialmente siempre usadas por Repsol)

A continuación describiremos solamente las bombas hidráulicas tipo jet, ya que en el presente estudio se analizará la implementación únicamente del bombeo hidráulico tipo jet.

2.8 BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET

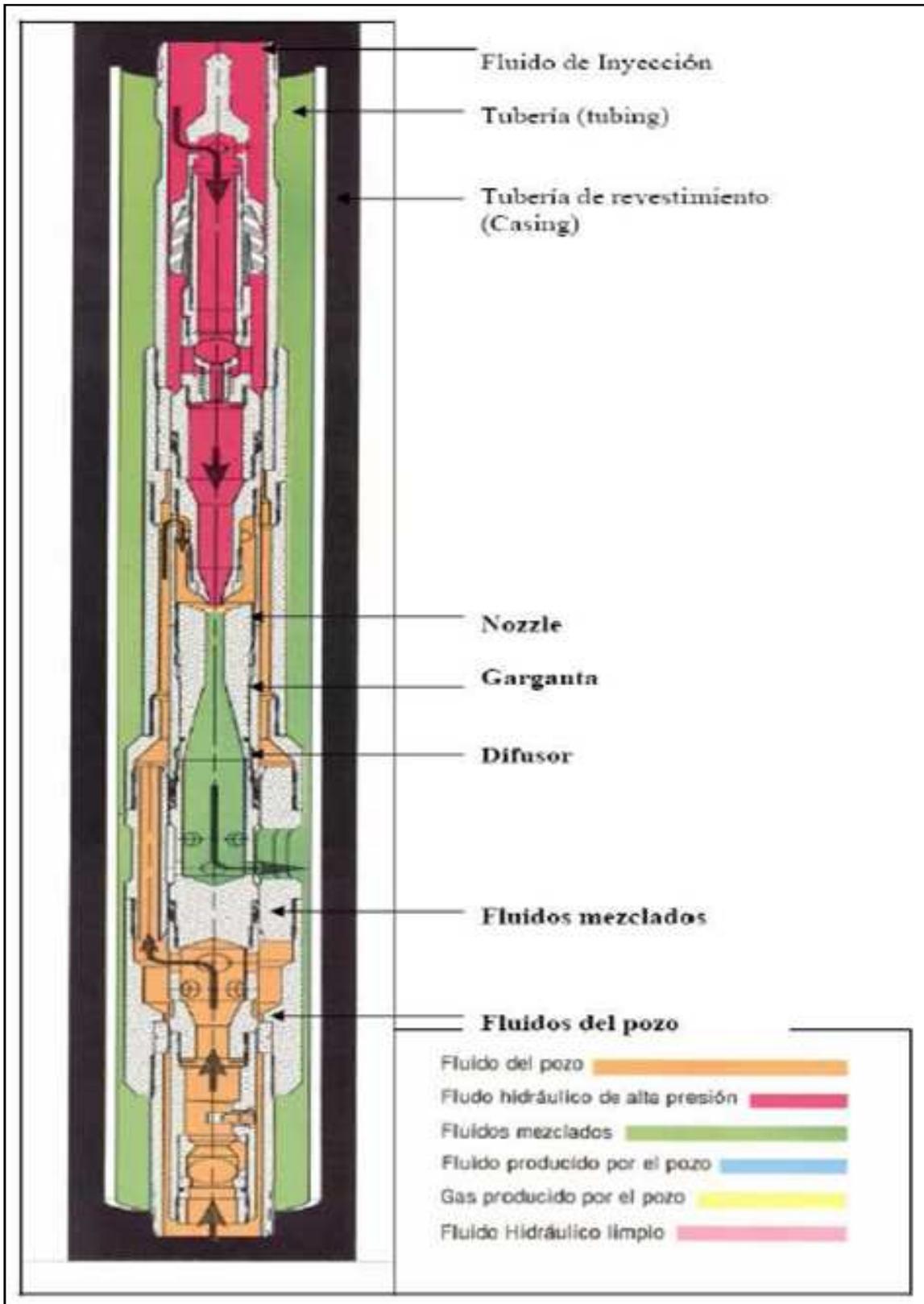
Es un tipo especial de bombas de subsuelo que no emplea partes móviles; lo que permite a la bomba tolerar fluidos de producción y motriz abrasivos y corrosivos que para el caso de otros sistemas son limitaciones importantes. Ejecuta su acción de bombeo mediante la transferencia de momentum, entre el fluido motriz y el fluido del pozo, que se produce cuando éstos se mezclan, pasando a través de la unidad de subsuelo. Con las bombas hidráulicas tipo jet siempre se tiene un sistema de fluido motriz abierto o cerrado siendo este último el más común.

La bomba de subsuelo tipo Jet, no requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo. Es un sistema con dos bombas, una en superficie que proporciona el fluido motriz y una en el fondo, que trabaja para producir los fluidos de los pozos. La bomba de subsuelo puede ser instalada y recuperada hidráulicamente o con unidades de cable. Los fluidos producidos pueden ser utilizados como fluido motriz. Su mantenimiento es de bajo costo y de fácil implementación. Su tasa de producción es manipulada desde superficie modificando parámetros de caudal y de presión de inyección. Tiene un costo relativamente bajo de implementación y de mantenimiento, y puede ser reparada fácilmente sin necesidad de un taladro de reacondicionamiento; simplemente reversando la bomba mediante un cambio en la vía de inyección del fluido motriz, del anular al tubular o viceversa; con tan solo con una simple manipulación de las válvulas del cabezal.

Frecuentemente se recomienda su uso en pozos con presencia de escala, producción de gas y con presencia de arena.

La Figura 2.8 ilustra esquemáticamente los componentes de una bomba jet directa.

FIGURA 2.8
ESQUEMA DE LA BOMBA HIDRÁULICA JET



FUENTE: Weatherford, (2004), *Bombas Hidráulicas de Chorro*, Texas, Weatherford Worldwide Customer Service.

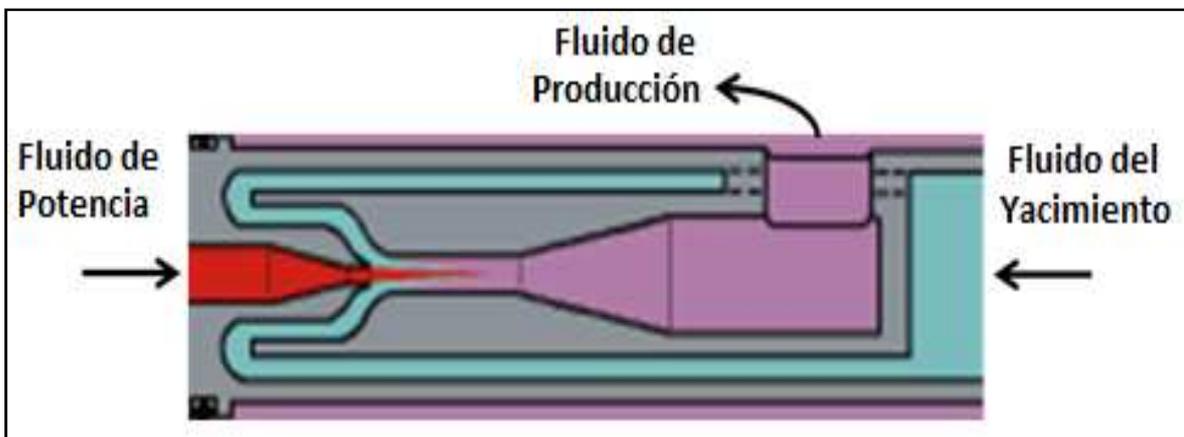
2.8.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El bombeo hidráulico tipo Jet es un mecanismo de producción de pozos petroleros, el cual se basa en el principio de Bernoulli, que enuncia:

“Sobre un plano constante, la suma de las energías cinéticas y potencial en un flujo es constante; por tanto, si su velocidad aumenta su presión disminuye recíprocamente”.

La acción del bombeo es activada a través de una transferencia de energía entre dos corrientes de fluidos en movimiento. La alta presión proporcionada por el fluido de poder por el paso a través de la boquilla donde ésta energía potencial (presión) es convertida en energía cinética en la forma de muy alta velocidad del fluido. El fluido de poder rodea los fluidos del pozo en la punta de la boquilla, la cual es espaciada de la entrada de la cámara de mezcla. La cámara de mezcla, llamada usualmente garganta, es un estrangulador, es de diámetro interno continuo con un radio continuo en la entrada. El diámetro de la garganta es siempre más grande que el diámetro de la salida de la boquilla, permitiendo que los fluidos del pozo fluyan alrededor del chorro de fluido de poder y para ser arrastrados dentro de la garganta. En la garganta, la mezcla de fluido de poder con los fluidos producidos y fuerzas de momento es transferida del fluido de poder hacia los fluidos producidos como se muestra en la Figura 2.9.

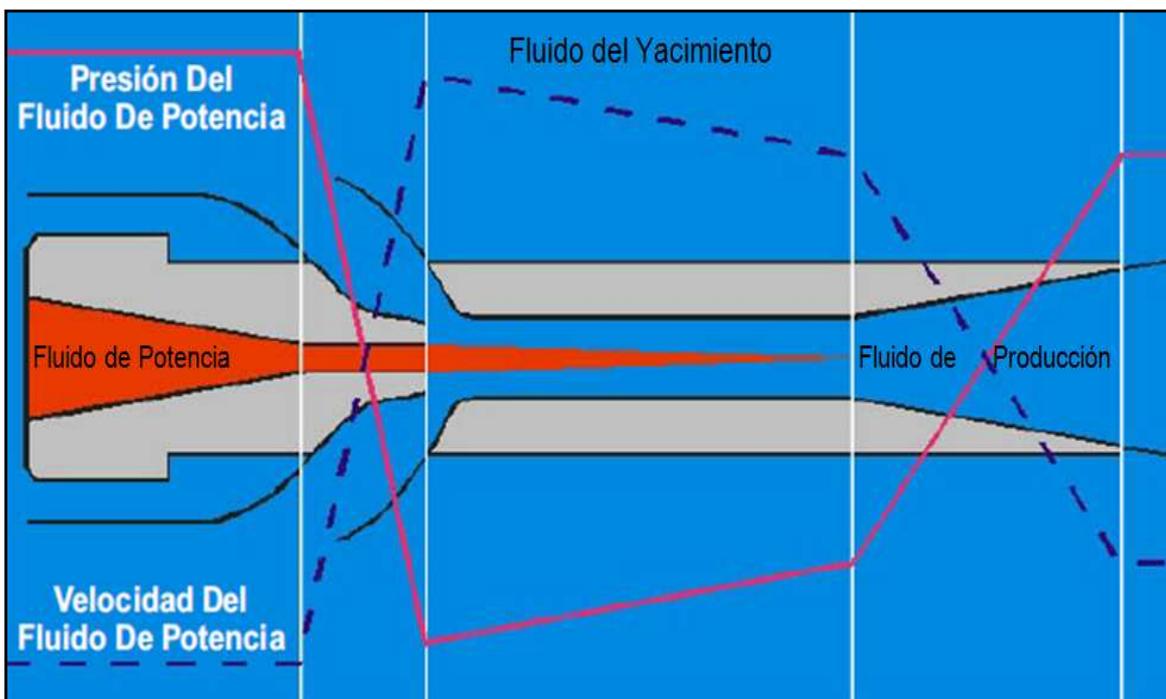
FIGURA 2.9
FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET



FUENTE: Weatherford, (2004), *Hydraulic Piston Pump*, Texas, Weatherford Worldwide Customer Service.

Al final de la garganta, los dos fluidos son completamente mezclados, pero ellos aún conservan una alta velocidad, y la mezcla contiene suficiente energía cinética. La mezcla de fluidos entra al área expandida del difusor que convierte la energía cinética remanente en presión estática por la disminución de la velocidad del fluido. La presión del fluido es ahora suficiente para que este fluya a superficie a través de la bomba en el fondo del hoyo. Ver Figura 2.10.

FIGURA 2.10
VARIACIÓN DE PRESIÓN Y DE VELOCIDAD DEL FLUIDO A TRAVÉS DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET



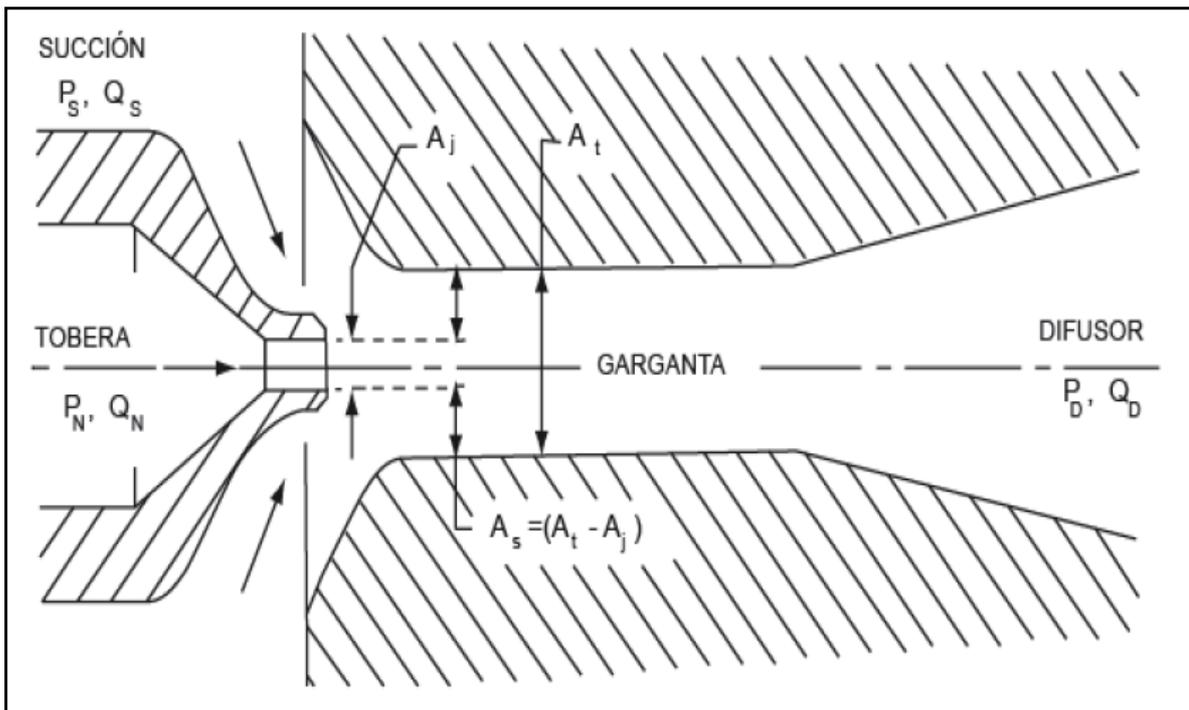
FUENTE: Weatherford, (2004), *Bombas Hidráulicas de Chorro*, Texas, Weatherford Worldwide Customer Service.

Los caudales de producción y fluido motriz en las bombas jet, se controlan mediante una configuración de toberas y gargantas "venturi". Diferentes configuraciones geométricas se utilizan para controlar la luz entre los orificios de la tobera y la garganta, para lograr los caudales deseados de producción.

2.8.2 RELACIONES TOBERAS/GARGANTAS EN VOLUMEN Y PRESIÓN

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 de levantamiento y la tasa de flujo de producción. (Figura 2.11).

FIGURA 2.11
NOMENCLATURA BOMBA JET



FUENTE: Kermit E., (1980), *The Technology of Artificial Lift Methods*, Volumen 2b, 1ra edición, Tulsa, Petroleum Publishing Co.

Donde:

P_s = Presión del fluido de succión

P_n = Presión de la tobera

P_d = 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_j = 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_j , sea del 60% del área de la garganta A_t , existirá un caudal de producción grande y una cabeza de levantamiento pequeño, el área A_s como se ilustra en la figura anterior sirve para que los fluidos del pozo pasen. Existirán grandes cabezas de levantamientos si entre la garganta y la tobera se selecciona

un As pequeño. Como la energía de la tobera es transferida a un caudal más pequeño que la tasa del fluido motriz, entonces existirá un caudal de producción más bajo que el utilizado como fluido motriz.

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

A la designación de una tobera y una garganta se le denomina "Geometría".

Al establecer una tobera seleccionada con el mismo número de garganta se tendrá siempre la misma relación de área: 0.380 para Oilmaster, 0.400 para Kobe, y 0.366 para Claw. Esto se denomina relación A, sucesivamente mayores gargantas seleccionadas con una misma tobera, se tendrán relaciones A, B, C, D y E (Figura 2.12).

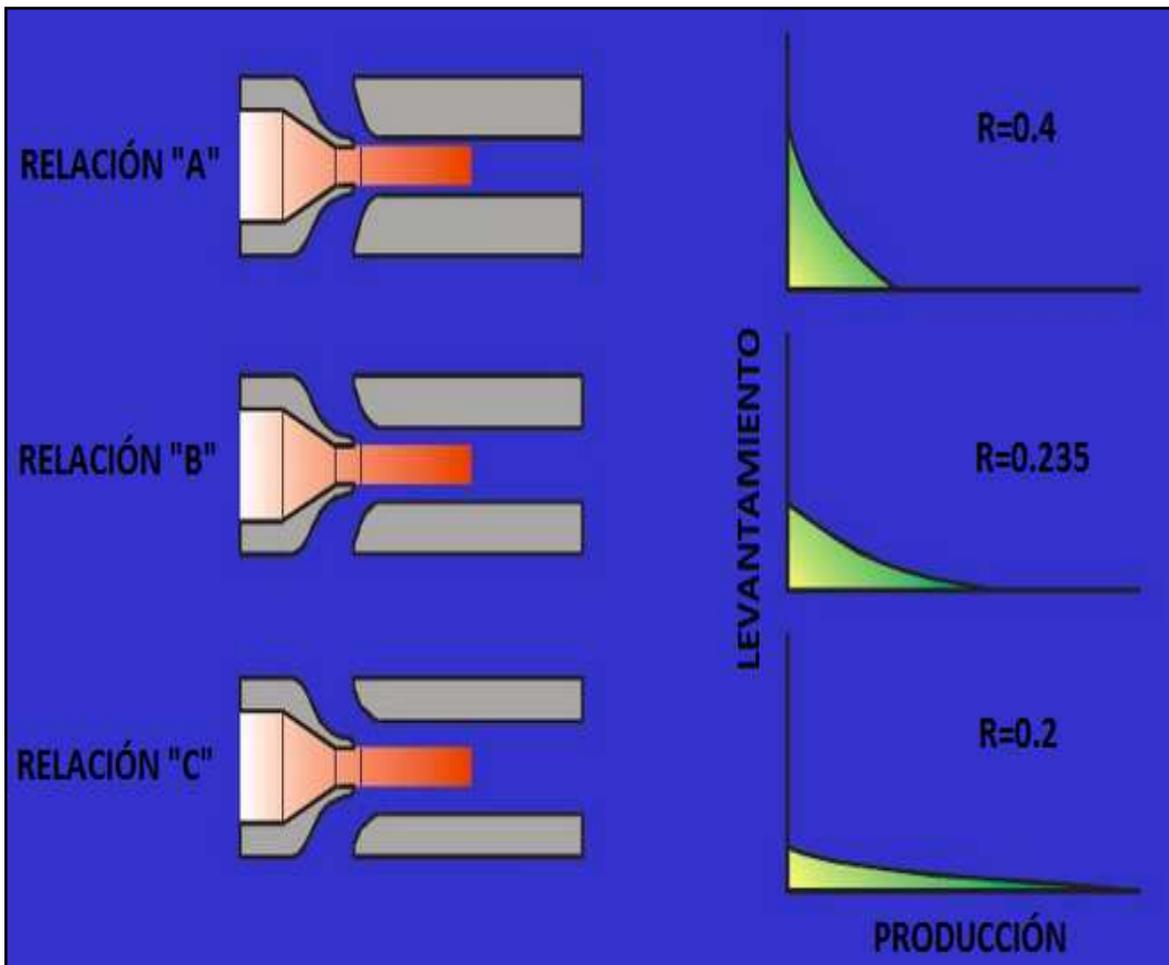
La relación de área comúnmente usada oscila entre 0.400 (A) y 0.235 (C). Relaciones de áreas mayores a 0.400 son usadas normalmente en pozos de gran profundidad con altos levantamientos, o solamente cuando la presión del fluido motriz disponible es baja. Y en general; pequeñas áreas anulares son más propensas a cavitación.

Relaciones de áreas menores a 0.235 (C, D, E) son usadas en pozos pocos profundos; y cuando en este tipo de áreas, la presión de inyección es muy baja, se requiere de una mayor área anular para que el fluido pase, reduciéndose así el potencial de cavitación.

Las pequeñas relaciones de área (C, D, E) revelan menor cabeza de levantamiento se puede producir más volúmenes de fluidos que el usado como fluido motriz.

Las mayores relaciones de áreas son instaladas para altas cabezas de levantamiento, pero esto es solamente es aplicable con relaciones de producción menores que la relación de fluido motriz.

FIGURA 2.12
RELACIONES TOBERA - GARGANTA Y PRODUCCIÓN LEVANTAMIENTO



FUENTE: Weatherford, (2004), *Bombas Hidráulicas de Chorro*, Texas, Weatherford Worldwide Customer Service.

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

2.8.3 SISTEMAS DE INYECCIÓN DE FLUIDO MOTRIZ EN LA BOMBA JET

La dirección del fluido motriz en la bomba jet puede ser de inyección convencional o reversa.

2.8.3.1 BOMBA DE INYECCIÓN CONVENCIONAL

En la bomba de inyección convencional el fluido motriz es inyectado por la tubería de producción y la producción e inyección retorna por el espacio anular (tubería de revestimiento-tubería de producción). Para reversar la bomba cambiamos de sentido los fluidos, inyectamos por el espacio anular, lo cual nos permite levantar la bomba por la tubería de producción hasta la superficie.

2.8.3.2 BOMBA DE INYECCIÓN REVERSA

En la bomba de inyección reversa; el fluido motriz es inyectado por el espacio anular y la producción retorna con la inyección por la tubería de producción, teniendo un menor tiempo de evaluación para obtener la información del pozo como: la producción, BSW, etc. Este tipo de inyección es utilizado en bombas jet de camisa. Para recuperar la bomba solo se puede hacer con unidad de cable de pesca.

2.8.3.3 DIFERENCIAS ENTRE BOMBA CONVENCIONAL Y REVERSA

La Tabla 2.1 siguiente indica las principales diferencias entre la Bomba Jet Convencional y la Reversa:

TABLA 2.1
DIFERENCIA ENTRE LA BOMBA JET CONVENCIONAL Y LA REVERSA

Bomba Jet Convencional	Bomba Jet Reversa
La inyección del fluido motriz se realiza por el tubing	La inyección del fluido motriz se lo realiza por el anular
Tiene presiones altas de operación	Las presiones de operación son bajas
Los resultados de las pruebas se obtienen en mayor tiempo	Los resultados se obtienen en menor tiempo

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

La Figura 2.13 muestra gráficos con corte transversal de las bombas jet convencional y reversa, en donde se puede apreciar claramente con sus diferencias y similitudes.

FIGURA 2.13
DIFERENCIA ENTRE LA BOMBA JET CONVENCIONAL Y LA REVERSA



FUENTE: Sertecpet Cía. Ltda.

2.8.4 CAVITACIÓN EN BOMBAS JET

El fluido de producción es acelerado hasta una velocidad (normalmente entre 200 a 300 pie/seg) para entrar a la garganta. La presión estática del fluido cae hasta llegar a la presión de vapor (burbuja) del fluido estas altas velocidades; ya que a mayor velocidad menor presión (principio de Venturi). Esta presión baja causa que se formen las cavidades bajas de vapor (cavitación). Esto provoca choques de fluido de formación en la garganta por lo que la producción tiende a bajar aún 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 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 el difusor de la bomba.

2.8.5 ECUACIONES PARA EL DISEÑO DE UNA BOMBA JET

Ecuación de Continuidad

$$Q = V * A \quad (2.1)$$

Donde:

Q=Caudal

V=Velocidad

A = Área

Eficiencia de una Bomba Jet

$$E = \frac{P_d - P_s}{P_n - P_d} \frac{Q_s}{Q_n} \quad (2.2)$$

Donde:

E = Eficiencia

P_d = Presión de descarga

P_s = Presión de succión

P_n = Presión Nozzle

Q_s = Caudal de Producción

Q_n = Caudal de Inyección

Relación Adimensional de Flujo

$$M = \frac{Q_s}{Q_1} = \frac{\text{Producción}}{\text{Inyección}} \quad (2.3)$$

Relación Adimensional de Áreas

$$R = \frac{A_j}{A_t} = \frac{\text{Área del Nozzle}}{\text{Área de la Garganta}} \quad (2.4)$$

$$\frac{A_s}{A_j} = \frac{1-R}{R} \quad (2.5)$$

Relación Adimensional de Presiones

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_3} \quad (2.6)$$

Relación Adimensional de Flujo en el Límite de Cavitación

$$M_L = \frac{1-R}{R} \sqrt{1 + K_J} \sqrt{\frac{P_3}{I_C \times (P_1 - P_3) + P_3}} \quad (2.7)$$

Potencia requerida (Bomba de Inyección Triplex en Superficie)

$$HP = \frac{1.7 \times 10^{-5} \times \Delta P \times Q_N}{E_{VOLUMÉTRICA} \times E_{MECÁNICA}} \quad (2.8)$$

2.8.6 FABRICANTES DE BOMBAS TIPO JET

Algunos fabricantes de bombas a pistón se dedican también a la elaboración de bombas jet, las geometrías que presentan estos fabricantes son muy similares variando simplemente la forma en que los fluidos son circulados dentro y fuera de la sección de trabajo.

En Ecuador los pozos con el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico poseen geometrías de bombas jet primordialmente de las siguientes marcas:

- Kobe
- National
- Guiberson
- Claw

La Tabla 2.2 contiene los tamaños de toberas y gargantas de cada uno de los fabricantes mencionados.

Existen otras marcas menos reconocidas como son Oilwell y PackerCo, de lo que se puede mencionar que los tamaños de toberas y gargantas que presenta Oilwell son similares a los de Kobe y los de PackerCo son similares a los de Guiberson.

Las estrictas progresiones empleadas por Oilmaster y Kobe establecen relaciones de áreas fijas entre las toberas y gargantas. Una tobera dada que se utilice con el mismo número de garganta, siempre dará la misma relación de área (0,380 para el sistema Oilmaster y 0,400 para el sistema Kobe). Esta relación se conoce como la relación A. Gargantas sucesivamente mas grandes usadas con una tobera dada dan las relaciones B, C, D y E, como se indica en la tabla 2.6. Para ambos sistemas la dimensión de la bomba esta designada por el número de la tobera y la letra de la relación de áreas. Por ejemplo 11-B, 6-A, etc.

Ya que la progresión de dimensiones para toberas y cámaras de mezclado en el sistema Guiberson no es constante sobre el rango total, las combinaciones tobera-garganta no dan relaciones de áreas fijas. Sin embargo, las relaciones que resultan cubren el mismo rango básico de los otros dos sistemas.

Las relaciones de área de Guiberson se encuentran en la tabla del Anexo 1.1, en este sistema la letra o letras de la tobera y el número de la cámara de mezclado (garganta) designan la dimensión de la bomba; por ejemplo C-5.

Las áreas anulares para las bombas Kobe y National se encuentran en los Anexos 1.2 y 1.3 respectivamente.

TABLA 2.2
 ÁREAS DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET

TAMAÑOS DE BOQUILLAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET															
KOBE				NATIONAL				GUIBERSON				CLAW			
Boquilla		Garganta		Boquilla		Garganta		Boquilla		Garganta		Boquilla		Garganta	
No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área
1	0,0024	1	0,0060	1	0,0024	1	0,0064	DD	0,0016	ooo	0,0044	1	0,0018	A	0,0046
2	0,0031	2	0,0077	2	0,0031	2	0,0081	CC	0,0028	ooo	0,0071	2	0,0030	B	0,0072
3	0,0040	3	0,0100	3	0,0039	3	0,0104	BB	0,0038	1	0,0104	3	0,0038	C	0,0104
4	0,0052	4	0,0129	4	0,0050	4	0,0131	A	0,0055	1	0,0143	4	0,0054	D	0,0142
5	0,0067	5	0,0167	5	0,0064	5	0,0167	A+	0,0075	2	0,0189	5	0,0074	E	0,0187
6	0,0086	6	0,0215	6	0,0081	6	0,0212	B	0,0095	3	0,0241	6	0,0094	F	0,0239
7	0,0111	7	0,0278	7	0,0103	7	0,0271	B+	0,0109	4	0,0314	7	0,0108	G	0,0311
8	0,0144	8	0,0359	8	0,0131	8	0,0346	C	0,0123	5	0,0380	8	0,0122	H	0,0376
9	0,0186	9	0,0464	9	0,0167	9	0,0441	C+	0,0149	6	0,0452	9	0,0148	I	0,0447
10	0,0240	10	0,0599	10	0,0212	10	0,0562	D	0,0177	7	0,0531	10	0,0175	J	0,0526
11	0,0310	11	0,0774	11	0,0271	11	0,0715	E	0,0241	8	0,0661	11	0,0239	K	0,0654
12	0,0400	12	0,1000	12	0,0346	12	0,0910	F	0,0314	9	0,0804	12	0,0311	L	0,0796
13	0,0517	13	0,1292	13	0,0441	13	0,1159	G	0,0452	10	0,0962	13	0,0450	M	0,0957
14	0,0668	14	0,1668	14	0,0562	14	0,1476	H	0,0661	11	0,1195	14	0,0658	N	0,1119
15	0,0863	15	0,2154	15	0,0715	15	0,1879	I	0,0855	12	0,1452	15	0,0851	O	0,1445
16	0,1114	16	0,2783	16	0,0910	16	0,2392	J	0,1257	13	0,1772	16	0,1251	P	0,1763
17	0,1439	17	0,3594	17	0,1159	17	0,3046	K	0,1590	14	0,2165	17	0,1552	Q	0,2154
18	0,1858	18	0,4642	18	0,1476	18	0,3878	L	0,1963	15	0,2606	18	0,1950	R	0,2593
19	0,2400	19	0,5995	19	0,1879	19	0,4938	M	0,2453	16	0,3127	19	0,2464	S	0,3127
20	0,3100	20	0,7743	20	0,2392	20	0,6287	N	0,3117	17	0,3750	20	0,3119	T	0,3760
		21	1,0000					P	0,3848	18	0,4513	21	0,3821	U	0,4515
		22	1,2916							19	0,5424			V	0,5426
		23	1,6681							20	0,6518			W	0,6520
		24	2,1544												

FUENTE: Ecuapet Cía. Ltda.
 ELABORADO POR: Andrés Gaibor

La Tabla 2.3 muestra las relaciones de áreas para los fabricantes National, Guiberson, Kobe y Claw.

TABLA 2.3
GEOMETRÍAS DE TOBERA Y GARGANTA

TOBERA	GARGANTA	OILMASTER	KOBE
		R	R
N	N-1	0.483X	0.517A-
N	N-1	0.380A	0.400A
N	N+1	0.299B	0.310B
N	N+2	0.235C	0.240C
N	N+3	0.184D	0.186D
N	N+4	0.145E	0.144E

FUENTE: Melo V., (2007), *Folleto de Levantamiento Artificial*, Quito
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

2.8.6.1 ESPECIFICACIONES DE LA BOMBAS JET CLAW

Sertecpet ha sido continuamente proveedor de Bombas Jet para Repsol en la realización de pruebas de producción, por lo que la licitación de proyectos con Bombas Jet, tienen una buena posibilidad de continuar siendo realizados con la misma empresa. Con lo que a continuación se indica las especificaciones de algunas de las bombas con que la empresa cuenta:

Bomba Jet Directa

La bomba Jet Claw directa, es utilizada en pozos de producción de petróleo de forma continua y en operaciones de pruebas de pozos. Está compuesta por 11 partes fijas cuyas especificaciones se muestra en la tabla 2.4, las partes más importantes son la tobera y la garganta. Como aplicaciones se tiene:

- Se puede asentar en una camisa, cavidad, mandril de gas lift y coil tubing.
- Construida en acero de alta calidad térmicamente tratada lo que permite que trabaje en ambientes severos.
- Puede adaptar sensores de presión o muestreadores para análisis PVT.
- Puede ser removida a la superficie hidráulicamente o utilizando slickline.

TABLA 2.4
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA BOMBA JET CLAW DIRECTA

TUBING OD (pulg)	TAMAÑO TOBERA (pulg)	TAMAÑO GARGANTAS (pulg)	DIÁMETRO DE SELLOS (pulg)	PRODUCCIÓN MÁXIMA (bls/día)	LONGITUD TOTAL (pulg)	DISTANCIA ENTRE SELLOS (pulg)
2 3/8"	1 a 20	A a V	1,870	3.000	30,150	21,375
2 7/8"	1 a 20	A a V	2,312	6.000	31,290	22,390
3 1/2"	1 a 20	A a V	2,812	8.000	33,150	22,850
4 1/2"	1 a 20	A a V	3,812	12.000	53,160	

FUENTE: Catálogo de Bombas Jet, Sertecpet Cía. Ltda.

Bomba Jet Reversa

Son recomendables para pozos nuevos o altos contenidos de sólidos ya que las partículas solidas abrasivas pasan fácilmente por la bomba jet Claw. Como aplicaciones principales se tiene:

- Se utiliza en pozos nuevos, donde se requiere obtener datos de producción y características de los fluidos en corto tiempo.
- También es recomendada en pozos arenados, evitando la acumulación de arena sobre el packer.

Las especificaciones técnicas se muestran en la tabla 2.5.

TABLA 2.5
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA BOMBA JET CLAW REVERSA

TUBING OD (pulg)	TAMAÑO TOBERA (pulg)	TAMAÑO GARGANTAS (pulg)	DIÁMETRO DE SELLOS (pulg)	PRODUCCIÓN MÁXIMA (bls/día)	LONGITUD TOTAL (pulg)	DISTANCIA ENTRE SELLOS (pulg)
2 3/8"	1 a 20	A a V	1,870	3.000	33,750	20,015
2 7/8"	1 a 20	A a V	2,312	6.000	35,500	21,250
3 1/2"	1 a 20	A a V	2,812	8.000	36,250	20,050
4 1/2"	1 a 20	A a V	3,812	12.000	53,160	

FUENTE: Catálogo de Bombas Jet, Sertecpet Cía. Ltda.

Bomba Jet Claw Smart

Es una Jet Claw convencional para camisa de 3 1/2". Está compuesta de dos secciones: la parte interna conformada por una bomba Jet Claw directa de 2 3/8 ", acoplada a la válvula de cierre de fondo y asegurada con pines de ruptura. En esta bomba se acoplan directamente las memorias electrónicas en su parte inferior, que sirven para tomar los datos de fondo del pozo.

La tabla 2.6 muestra las especificaciones de esta bomba.

TABLA 2.6
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA BOMBA JET CLAW SMART

TAMAÑO NOMINAL DE LA CAMISA (pulg)	LONGITUD TOTAL (pulg)	ANCHO MÁXIMO (pulg)	LONGITUD ENTRE SELLOS (pulg)	GAUGE CARRIER (pulg)	PRESIÓN DE TRABAJO MÁXIMA (pulg)
3 1/2"	48,975	2,968	22,679	10,6	5.000

FUENTE: Catálogo de Bombas Jet, Sertecpet Cía. Ltda.

2.9 MÉTODOS ALTERNATIVOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cuando la energía natural de un yacimiento es suficiente para promover el desplazamiento de los fluidos desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, y de allí hasta la superficie, se dice que el pozo fluye “naturalmente”, es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo. Posteriormente como producto de la explotación del yacimiento la presión de éste disminuye, esto implica que la producción de fluidos baja hasta el momento en el cual, el pozo deja de producir por sí mismo. De allí que surja la necesidad de extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo, a este proceso se le denomina Levantamiento Artificial.

Existen diversos Métodos de Levantamiento Artificial entre los cuales se encuentran los siguientes:

- a) Bombeo Mecánico Convencional (BMC)
- b) Bombeo Electrosumergible (BES)
- c) Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP)
- d) Bombeo Hidráulico (BH)
- e) Levantamiento Artificial por Gas (LAG)

2.9.1 BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL

Este Método, consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de cabillas. La energía proviene de un motor eléctrico, o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.

Una unidad típica de Bombeo Mecánico consiste de cinco componentes básicos:

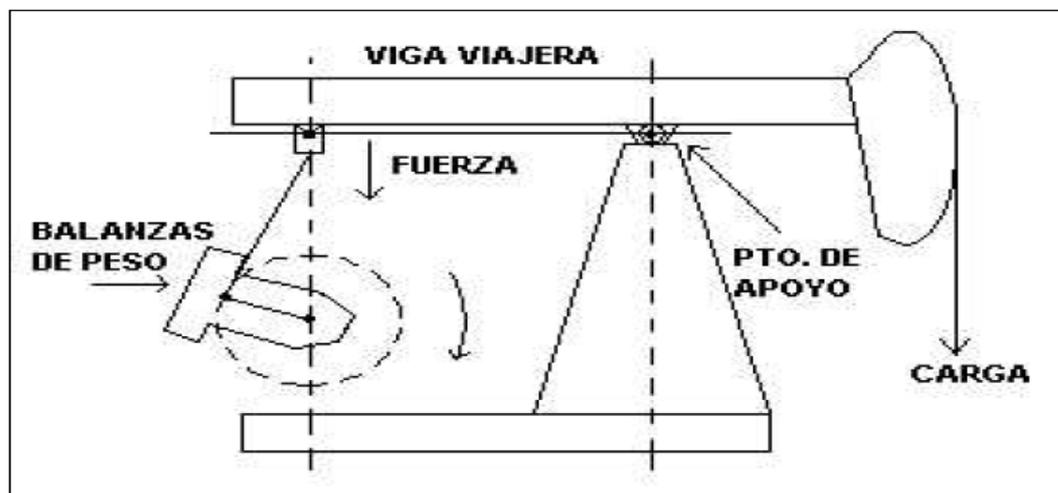
- 1) El Movimiento primario, el cual suministra la potencia del sistema.
- 2) La unidad de transmisión de potencia o caja reductora de velocidades.
- 3) El Equipo de bombeo en superficie, el cual se encarga de transformar el movimiento rotatorio (primario) en movimiento linealmente oscilatorio.
- 4) La sarta de cabillas, la cual transmite el movimiento y la potencia a la bomba de subsuelo. Aquí también puede incluirse la sarta de revestimiento y la de tubería de producción.
- 5) La Bomba de subsuelo.

La Unidad de Bombeo en superficie

La Unidad de Bombeo en superficie incluye en sus componentes los ítems a, b y c mencionados anteriormente. Según la geometría de la Unidad, éstas pueden clasificarse como:

- Clase I: comúnmente denominados como Unidad Convencional de Bombeo. Este tipo de unidad se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera cerca de la cabeza del balancín, tal como se muestra a continuación (Figura 2.14).

FIGURA 2.14
SISTEMA CLASE I. UNIDAD DE BOMBEO CONVENCIONAL

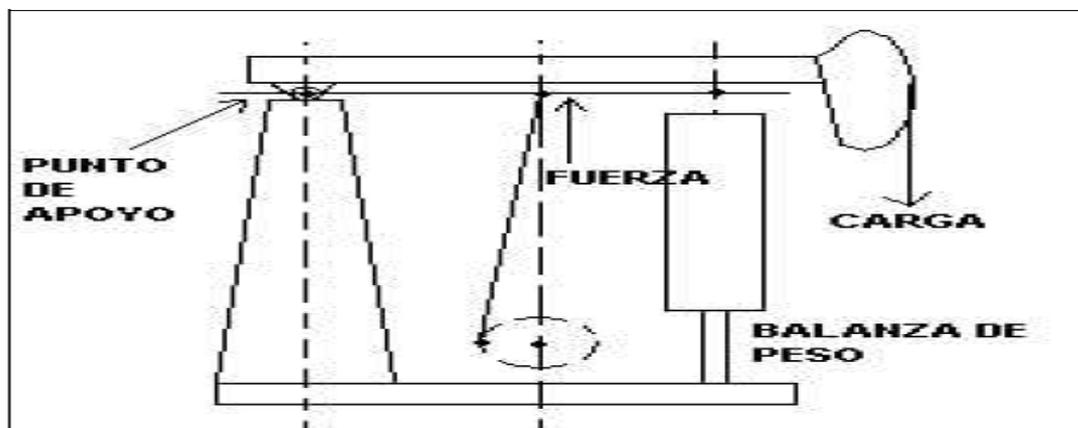


FUENTE: Kermit E., (1980), *The Technology of Artificial Lift Methods*, Volumen 2b, 1ra edición, Tulsa, Petroleum Publishing Co.

- Clase III: la geometría de este tipo de unidades se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera al final de ésta, es decir, lejos de la cabeza del balancín. Dentro de esta clase se ubican dos tipos de unidades: las balanceadas por aire y las conocidas como Lufkin Mark II.

Un esquema de la Unidad de bombeo en superficie (Clase III) del tipo balanceadas por aire se muestra a continuación en la Figura 2.15:

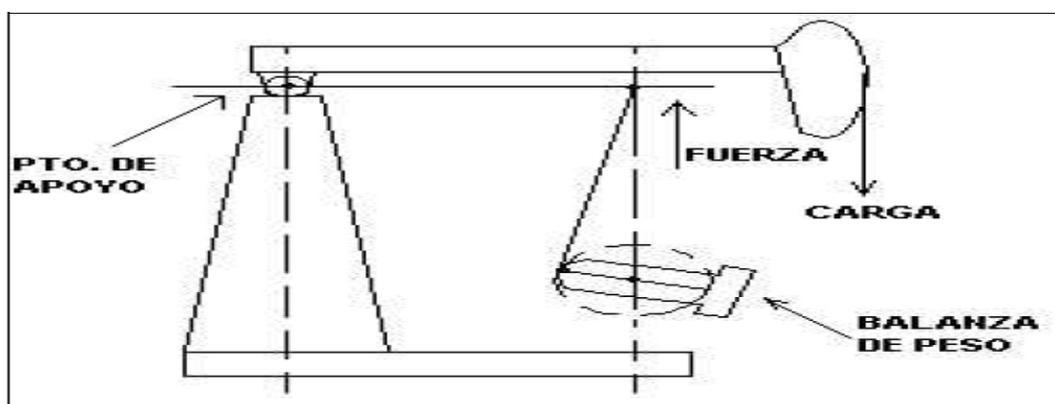
FIGURA 2.15
SISTEMA CLASE III. UNIDAD DE BOMBEO BALANCEADA POR AIRE



FUENTE: Kermit E., (1980), *The Technology of Artificial Lift Methods*, Volumen 2b, 1ra edición, Tulsa, Petroleum Publishing Co.

Un esquema de la Unidad de bombeo en superficie (Clase III) del tipo balanceadas por aire se muestra a continuación en la Figura 2.16:

FIGURA 2.16
SISTEMA CLASE III. UNIDAD DE BOMBEO LUFKIN MARK II



FUENTE: Kermit E., (1980), *The Technology of Artificial Lift Methods*, Volumen 2b, 1ra edición, Tulsa, Petroleum Publishing Co.

La Sarta de Cabillas

La sarta de cabillas es el sistema que se encarga de transmitir la energía desde el equipo de superficie, hasta la bomba de subsuelo. La selección, el número de cabillas y el diámetro de éstas dependen de la profundidad a la que se desea colocar la bomba de subsuelo y de las condiciones operativas. Por ejemplo, para pozos de profundidad mayor a 3500 pies es común utilizar una sarta compuesta de diferentes diámetros de cabillas.

Las cabillas de diámetro menor son colocadas en la parte inferior de la sarta, ya que allí la carga de esfuerzos generados es mínima; asimismo las cabillas de mayor diámetro se colocan en la parte superior de la sarta porque allí es donde se genera la máxima cantidad de esfuerzos. Por lo tanto, las cargas máximas y mínimas de esfuerzos esperados durante el ciclo de bombeo deben ser calculados lo más preciso posible, para asegurar que no ocurran fallas en el sistema durante su operación.

La Bomba de subsuelo

La Bomba de Subsuelo está compuesta por los siguientes elementos:

- Cilindro o Barril
- Pistón o Émbolo
- Válvula fija o Válvula de entrada
- Válvula viajera o Válvula de descarga

La bomba actúa según el movimiento de la sarta de cabillas y de la unidad de bombeo en superficie. Estas bombas se clasifican en tres tipos básicos:

- a) Bombas Tipo Tubería
- b) Bombas Tipo Inserta
- c) Bombas Tipo Casing (una versión de las bombas Tipo Inserta, pero de mayor tamaño)

La diferencia básica entre una bomba Tipo Tubería y una Tipo Inserta es la forma en la cual el cilindro o barril es instalado en el pozo. En el caso de las bombas Tipo Tubería, el cilindro es conectado a la parte inferior de la sarta de la tubería de producción, para luego ser introducido en el hoyo. Por el contrario, en el caso de las bombas Tipo Inserta el cilindro forma parte del ensamblaje de la bomba de subsuelo, y es colocado dentro del pozo a través de la sarta de cabillas.

El Bombeo Mecánico Convencional, tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. No se recomienda en pozos desviados, y tampoco es recomendable cuando la producción de sólidos y/o la relación gas – líquido sea muy alta, ya que afecta considerablemente la eficiencia de la bomba.

2.9.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Este Método de Levantamiento Artificial es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales. Sin embargo, los consumos de potencia por barril diario producido son también elevados, especialmente en crudos viscosos. Una instalación de este tipo puede operar dentro de una amplia gama de condiciones y manejar cualquier fluido o crudo, con los accesorios adecuados para cada caso.

El equipo de superficie de este sistema de Levantamiento Artificial cuenta con los siguientes elementos:

- Banco de transformación eléctrica: constituido por transformadores que cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje requerido por el motor.
- Tablero de control: su función es controlar las operaciones en el pozo.
- Variador de frecuencia: permite arrancar los motores a bajas velocidades reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba, protege el equipo de variaciones eléctricas.

- Caja de venteo: está ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor, además permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable.

Los principales componentes del equipo de subsuelo son los siguientes:

- Motor eléctrico: es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. Se recomienda colocarlo por encima de las perforaciones.
- Protector o sello: se encuentra entre el motor y la bomba, permite conectar el eje de la bomba al eje del motor. Además absorbe las cargas axiales de la bomba y compensa la expansión o contracción del motor, no permite la entrada de fluidos al motor.
- Sección de succión: está constituida por la válvula de retención y la válvula de drenaje. La primera de ellas disminuye la presión hidrostática sobre los componentes de la bomba, y la segunda se utiliza como factor de seguridad para circular el pozo de revestidor a tubería de producción o viceversa.
- Separador de gas: está ubicado entre el protector y la bomba, reduce la cantidad de gas libre que pasa a través de la bomba. Su uso es opcional, es decir, se emplea cuando se prevé alta relación gas – petróleo (RGP).
- Bomba Electrosomergible: es de tipo centrífugo – multietapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello. El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando la fuerza centrífuga que impulsa al fluido en forma radial, es decir, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando al fluido verdadera dirección y sentido del movimiento.
- Cables trifásicos: suministran la potencia al motor eléctrico, y deben cumplir con los requerimientos de energía del mismo. Están aislados externamente con un protector de bronce o aluminio, en la parte media un aislante y cada cable está internamente aislado con plástico de alta densidad.

Es posible la aplicación de Bombeo Electrosumergible en pozos que se encuentren bajo las siguientes condiciones: altas tasas de producción, alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua – petróleo, y baja relación gas – líquido (RGL). En caso de alta RGL, se puede emplear este método utilizando un separador de gas.

2.9.3 BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA

Las bombas de Cavidad Progresiva son máquinas rotativas de desplazamiento positivo, compuestas por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero generalmente, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles. El efecto de bombeo se obtiene a través de cavidades sucesivas e independientes que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba a medida que el rotor gira dentro del estator. El movimiento es transmitido por medio de una sarta de cabillas desde la superficie hasta la bomba, empleando para ello un motor – reductor acoplado a las cabillas.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a baja velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas o sólidos en suspensión, así como también son ideales para manejar crudos pesados y extra pesados.

Los componentes básicos de un sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva incluyen:

Equipos de superficie

- a) Movimiento primario (motor): su función principal es la de proveer la energía necesaria para mover el equipo de superficie, y por ende la sarta de cabillas y la bomba.
- b) Equipo de transmisión de potencia: a través de un conjunto de poleas, cadenas y un sistema hidráulico, se encarga de transmitirle potencia al motor.
- c) Cabezal giratorio: su función principal es la de soportar el peso de la sarta de cabillas. Además, evita que ésta última retroceda cuando el sistema se apaga.

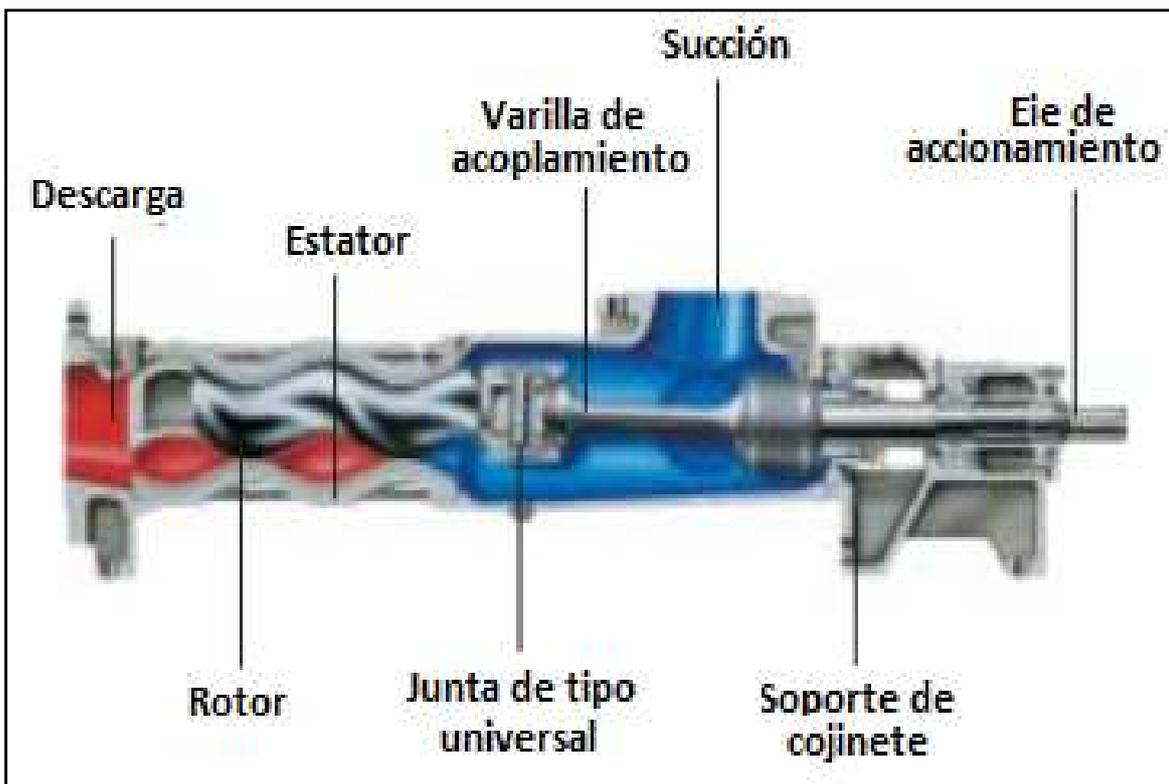
También se puede incluir dentro de este grupo el Prensaestopas y la Barra Pulida.

Equipos de subsuelo

En este grupo de componentes se encuentran la bomba de subsuelo, el ancla de gas, el ancla anti torque y la sarta de cabillas.

La bomba de subsuelo consiste de un rotor helicoidal singular que rota alrededor de un mismo eje, dentro de un estator helicoidal doble de mismo diámetro “menor” y del doble de longitud “pitch” (Figura 2.17). El rotor y el estator forman una serie de cavidades selladas a lo largo de una misma dirección, que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba.

FIGURA 2.17
CONFIGURACIÓN DE UNA BOMBA DE CAVIDAD PROGRESIVA



FUENTE: Colfax Americas, (2008), *Progressing Cavity Pump*, Monroe.

El desplazamiento de una bomba de Cavidad Progresiva además de ser función de la velocidad de rotación, es directamente proporcional a tres constantes: el diámetro de la sección transversal del rotor, la excentricidad (o radio de la hélice) y la longitud “pitch” de la hélice del estator. El desplazamiento por revolución puede variar con el tamaño del área de la cavidad.

Estatos de la bomba

Con respecto al elastómero del estator, actualmente existen tres componentes en el mercado para Bombas de Cavidad Progresiva⁴, todos estos componentes son formulados a partir de la goma de nitrilo. Los componentes y algunas de sus aplicaciones se muestran a continuación:

- (ACN) Nitrilo con concentración media de Acrilonitrilo. Este tipo de elastómero puede ser aplicado en crudos de gravedades API menores a 28 grados, con altos cortes de agua. Asimismo, el material posee excelentes propiedades mecánicas, teniendo como límite de temperatura de aplicación 200 grados Fahrenheit.
- (ACN) Nitrilo de alta concentración de Acrilonitrilo. Este material posee alta resistencia a la presencia de aromáticos. Puede ser aplicado en crudos con gravedad entre 28 y 38 grados API. El material soporta temperaturas de hasta 225 grados Fahrenheit.
- (HSN) Nitrilo altamente saturado y de alta concentración de Acrilonitrilo. Este tipo de material no aplica ante la presencia de aromáticos. Sus propiedades mecánicas son excelentes y soportan temperaturas hasta 275 grados Fahrenheit.

Este Método de Levantamiento Artificial es aplicable a crudos de mediana y baja gravedad API, además de que puede manejar cortes de agua y contenido de sólidos en suspensión relativamente altos.

2.9.4 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS (LAG)

Este Método de Levantamiento Artificial opera mediante la inyección continua de gas a alta presión en la columna de los fluidos de producción (Flujo continuo), con el objeto de disminuir la densidad del fluido producido y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así, un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo que permite que el pozo fluya adecuadamente. El gas también puede inyectarse a intervalos regulares para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquido (Flujo intermitente). Como variantes de estos métodos, también se han desarrollado otros como la Cámara de acumulación, el Pistón metálico y el Flujo pistón.

Una instalación de LAG; consta básicamente de: la sarta de producción y el equipo asociado, la línea de flujo, el separador, los equipos de medición y control, la planta compresora o fuente de gas de levantamiento de alta presión y las líneas de distribución del gas. El equipo de producción consiste en una o varias piezas tubulares denominadas mandriles, los cuales se insertan o enroscan a una válvula de levantamiento, a través de la cual pasa el gas destinado a levantar el fluido de producción.

El equipo de subsuelo representa la base para el funcionamiento del LAG y está constituido principalmente por las válvulas de LAG y los mandriles.

Las válvulas de LAG tienen como función permitir la inyección, a alta presión del gas que se encuentra en el espacio anular. De acuerdo a su mecanismo de operación existen distintos tipos de válvulas tales como: las cargadas con nitrógeno, las accionadas por resorte, aquellas operadas por la presión del gas inyectado, las operadas por la presión de los fluidos de producción, las balanceadas y las no balanceadas.

El mandril es una sección tubular que permite colocar la válvula a la profundidad deseada y permite el paso del gas, desde el anular hacia la válvula LAG. Se instala con la tubería de producción, puede ser de tipo convencional, donde la válvula va enroscada externamente con un protector superior, para recuperar dicha válvula es necesario sacar la sarta de producción; también existen los mandriles tipo bolsillo, los cuales poseen en su interior un receptáculo donde se coloca la válvula junto con el candado. Este tipo de mandril presenta la ventaja de poder recuperar la válvula con guaya fina, por esto el uso de mandriles tipo convencional ha ido desapareciendo.

Las instalaciones de LAG pueden ser: cerradas, semi cerradas y abiertas. Las cerradas son aquellas provistas de empaadura y válvula fija de retención de líquido, las semi cerradas poseen empaaduras, pero sin válvula fija; y las abiertas no utilizan empaaduras, ni válvula fija. Las instalaciones cerradas y semi cerradas se usan para flujo por la tubería de producción o por el anular.

Este tipo de Método de Levantamiento Artificial permite manejar grandes volúmenes de producción, incluyendo la producción de agua y sedimentos. Además cuenta con la flexibilidad de distribuir gas a varios pozos con una sola planta de compresión, y de recuperar las válvulas con guaya fina o tubería.

2.10 PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA SELECCIÓN DEL MÉTODO MÁS IDÓNEO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

A continuación se presentan algunos de los parámetros que deben ser tomados en cuenta para la selección del Método de Levantamiento Artificial más apropiado a las condiciones del pozo en estudio:

Tasa de producción

La tasa de producción deseada para un pozo en particular, es el parámetro más importante en la selección del Método de Levantamiento; y debe tomarse como uno de los principales criterios por los cuales se rija la selección. La tasa de producción puede ser evaluada con las curvas de oferta y demanda del pozo, ya que estas determinan el comportamiento de afluencia de los fluidos hacia el mismo.

Los Métodos de Bombeo Hidráulico, tienen una excelente capacidad de levantamiento, siempre y cuando factores como la presión de fondo fluyente del pozo, el diámetro de la tubería y la potencia suministrada se encuentren dentro de los rangos necesarios. De igual forma, la producción de altas tasas de fluidos requiere de equipos de mayor consumo de potencia en superficie y la cantidad de fluido de potencia necesaria para inyectar en el pozo es mayor.

Si se desea producir pozos de poca profundidad a altas tasas, es recomendable el método de LAG continuo por tubería. En el caso de que la tasa de producción deseada exceda la capacidad de la tubería de producción, se puede emplear el espacio anular para producir los fluidos.

En el caso del Bombeo Mecánico, la tasa de producción está limitada por la profundidad del pozo. A mayores profundidades la capacidad de levantamiento disminuye, de allí que este Método se use preferiblemente, para producir bajas tasas.

Por otra parte, las Bombas de Cavidad Progresiva presentan un problema con el manejo de altas tasas de producción, y es que requieren mayor cantidad de potencia para una velocidad de rotación muy baja, lo que se traduce en un aumento del torque en las cabillas.

Profundidad del pozo

La profundidad es un factor limitante en la aplicación de los Métodos de Levantamiento Artificial. En muchos de ellos, el caudal de producción deseado depende de la profundidad del pozo, y en el caso de los métodos de bombeo depende de la profundidad de asentamiento de la bomba. Además de la tasa de producción, existen parámetros como la gravedad API y la temperatura, que también se ven influenciados por la profundidad. A mayores profundidades se incrementan los problemas operacionales.

En el caso de Bombeo Mecánico Convencional; la bomba de subsuelo es capaz de levantar fluidos a grandes profundidades, pero factores como la potencia, la longitud de las emboladas, la longitud y el esfuerzo sobre las cabillas y la carga sobre la unidad de bombeo limitan el diseño. A medida que la profundidad aumenta, las elongaciones en las cabillas y los esfuerzos de cedencia en los materiales que constituyen la bomba sufren un incremento, así, a mayores profundidades es recomendable instalar bombas de menor diámetro.

En las Bombas de Cavidad Progresiva, la profundidad también representa una de las limitaciones más importantes para su instalación, ya que a mayores profundidades aumentan los problemas operacionales, debido a los esfuerzos sobre las cabillas. Este método opera de manera efectiva a profundidades menores a los 7000pies.

Los Métodos de Levantamiento Artificial por Gas son aplicables preferiblemente en pozos poco profundos, ya que los requerimientos de presión de inyección, caudal de gas de inyección y de compresión del mismo, aumentan a mayores profundidades. A grandes profundidades son aplicables operacionalmente los Métodos de Bombeo Hidráulico tipo Jet y tipo Pistón, los cuales presentan ciertas limitaciones de tipo económico que podrían impedir la instalación de estos métodos.

Diámetro del Revestidor

Este parámetro influye dependiendo del Método de Levantamiento Artificial en factores tales como: pérdidas por fricción, facilidad para introducir los equipos de subsuelo y tasa de producción del pozo.

En Bombeo Hidráulico, la instalación de revestidores con diámetros muy pequeños, resulta ineficiente desde el punto de vista operacional, debido a altas pérdidas por fricción de los fluidos (de potencia y de producción) en un área muy reducida.

Cuando se produce un pozo por Bombeo Mecánico Convencional, un diámetro de revestidor pequeño puede limitar la separación del gas libre, por eso se recomiendan revestidores de gran diámetro.

Para LAG continuo no representa ningún problema, siempre y cuando permita obtener la producción deseada. De igual forma, para los Métodos derivados del LAG intermitente, el diámetro del revestidor debe permitir la mayor acumulación de líquido.

Diámetro de la tubería de producción

Al igual que el diámetro del revestidor, el diámetro de la tubería de producción está involucrado en factores como el tamaño de las bombas y los motores de fondo a instalar, la tasa de producción deseada, pérdidas por fricción, etc.

Relación Gas – Líquido de formación (RGL)

Es un factor significativo en la selección del Método de Levantamiento, si altos volúmenes de gas pasan a través del mecanismo de levantamiento, se produce una disminución de la capacidad de levantamiento del líquido para los Métodos de bombeo, quedando como las primeras opciones aquellos métodos que involucran gas.

Los métodos de LAG son recomendables para producir pozos con alta relación gas líquido (RGL), ya que el gas de formación ayuda al levantamiento de los fluidos. Además ayuda a minimizar los requerimientos de gas de inyección para LAG continuo e intermitente.

El gas que se produce conjuntamente con el petróleo crea problemas en el bombeo mecánico convencional, tanto en la bomba de subsuelo como en las instalaciones de superficie.

Relación de gas libre a la entrada de la bomba

El gas que no se encuentra disuelto en el petróleo, en altas proporciones a la entrada de la bomba, resulta un severo problema para la mayoría de los métodos de bombeo, debido a la disminución de la eficiencia de la bomba.

En el Método de Bombeo Hidráulico tipo Jet, a medida que la cantidad de gas libre va aumentando, la cantidad de gas manejada por la bomba también irá aumentado, ocasionando una disminución de la eficiencia del equipo. Esto trae como consecuencia un incremento de la cantidad de fluido de potencia inyectado para mantener la tasa de producción, y el aumento de las pérdidas de presión por fricción.

En el Bombeo Mecánico se emplean separadores o anclas de gas, diseñadas de acuerdo a las necesidades de la bomba para ventear el gas por el espacio anular, disminuyendo el efecto del gas libre a la entrada de la misma.

A diferencia de otros sistemas de bombeo, las Bombas de Cavity Progresiva permiten el manejo de fluidos con alto contenido de gas. Sin embargo, las bombas no pueden operar en seco debido a que la fricción entre el rotor y el estator produce fragilización y quemadura del estator.

Presión estática del yacimiento e Índice de productividad del pozo

Se define como Índice de productividad de un pozo, como los barriles totales de líquido producidos diariamente por cada libra por pulgada cuadrada de diferencia entre la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyente.

Cuando la presión estática del yacimiento es tan baja que impide a ciertos métodos levantar los fluidos del pozo, se emplea el LAG intermitente con cámara de acumulación.

Aunque el Método de Bombeo Mecánico no depende directamente de la presión estática del yacimiento, cuando este parámetro disminuye la producción del pozo también se reduce. Por lo tanto, para los métodos de bombeo en general, la productividad del pozo determina la capacidad de bombeo requerida y el tamaño de la bomba que se va a instalar, así como las condiciones de bombeo y de los equipos de superficie, la ubicación y sumergencia óptima de la bomba de subsuelo.

Además de los parámetros descritos anteriormente, también deben considerarse aquellos correspondientes a problemas operacionales, tales como la producción de arena, de parafina y asfaltenos, presencia de escamas y problemas de corrosión.

Gravedad API

El proceso de levantamiento se dificulta a medida que la gravedad API del crudo es menor, debido al aumento en la viscosidad del mismo.

El manejo de crudos altamente viscosos, genera problemas para los Métodos de bombeo mecánico, tales como altas pérdidas por fricción, reducción de la eficiencia de las emboladas, sobrecarga en las cabillas y aumento del efecto de flotabilidad en las mismas. La gravedad API determina el peso del fluido sobre la

bomba y afecta el torque máximo aplicado sobre la barra pulida. A bajas tasas de producción y con inyección de diluyente, es posible producir crudos de baja gravedad API.

Los métodos de Bombeo Hidráulico también pueden ser empleados para producir crudos de baja gravedad API, ya que junto con el fluido de potencia es posible inyectar diluentes al pozo, para reducir la viscosidad de los fluidos.

El Levantamiento Artificial por Gas en forma continua e intermitente, se emplea para levantar crudos livianos, ya que es casi imposible levantar una columna de crudo pesado con sólo un tapón de gas. Dependiendo de la profundidad es aplicable la tecnología de LAG intermitente pistón metálico para levantar crudos livianos a grandes profundidades, y de crudos pesados en pozos pocos profundos con un corte de agua significativo.

Análisis económico

Durante la selección del Sistema de Levantamiento Artificial óptimo para el pozo en estudio, no debe omitirse el factor económico, ya que a partir de este se determinará cuál es el Método de Levantamiento Artificial que ofrece la mejor productividad al menor costo operativo y de inversión.

2.11 SELECCIÓN DE LA MEJOR OPCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Para seleccionar el mejor método de levantamiento artificial con el cual se obtengan los mejores resultados en desempeño, producción y bajos costos de implementación y operativos, se deben de seguir las siguientes consideraciones:

- 1) Cada método de levantamiento artificial tiene diferentes atributos que deben ser evaluados para la instalación específica del mismo durante todo su ciclo de vida. El atributo más importante es la capacidad para producir el pozo o la tasa deseada durante el tiempo requerido. El siguiente atributo más importante es tener costos operativos relativamente bajos durante la vida útil del pozo.

- 2) Los atributos de los métodos de levantamiento artificial son relativos a cada uno y pueden ser especificados sólo para una instalación de producción en particular. Para una instalación concreta, las consecuencias económicas de cada atributo aplicable necesitan ser calculadas y comparadas para seleccionar el método más adecuado.
- 3) La ubicación geográfica donde va a ser instalado el sistema de levantamiento tiene un efecto abrumador sobre el capital y los costos de operación y sobre las tasas de producción. Las alternativas a elegirse pueden cambiar significativamente, dependiendo de la ubicación. Algunas ubicaciones se manejan con una operación sencilla y a largo plazo, y con una facilidad de implementación, mantenimiento y reparación. En otras locaciones como por ejemplo como las del Ártico si bien se requiere simplicidad, pero también se requiere métodos de calefacción para los equipos incluso durante el cierre del pozo, o en las locaciones costa afuera en las que se requieren tiempos largos de funcionamiento y costes mínimos de tracción.
- 4) El bombeo mecánico debería ser la consideración standard, si las operaciones son en la tierra. Si la ubicación es costa fuera, entonces el gaslift debería ser la consideración standard. La experiencia ha demostrado que tales decisiones suelen dar lugar a producciones óptimas y costes mínimos. Así, estas opciones deben ser norma rigente para la comparación con los otros métodos de levantamiento. Los otros métodos deben ser seleccionados sólo cuando existe una instalación definida y ventajas operativas.
- 5) Una vez que seleccionado un método, todavía hay la necesidad de que este se refine y de elegir la ingeniería adecuada para diseñar y seleccionar todo el equipo necesario para hacer que este método pueda ser aplicado. Si el diseño conlleva a un manejo incorrecto del "mejor" método seleccionado siempre será "la prueba" de que la selección no fue la mejor en primer lugar. Así, una vez que el método fue elegido, el personal de operaciones debe tener la información y el entrenamiento necesario para realizar la instalación de una forma económicamente exitosa.

6) Los límites y las comparaciones relativas se consideran como una sabiduría convencional. La mayoría de estos atributos están sujetos a cambiar en cuanto la tecnología siga mejorando. Además, la experiencia de otros puede alterar algunos de los límites. Por lo tanto, siempre debe solicitarse que los nuevos datos sean publicados, ya que estos pueden alterar los atributos que nos ayuden a decidir sobre la selección del mejor sistema de levantamiento.

De las anteriores consideraciones de selección, podemos concluir que el bombeo hidráulico tipo jet, cumple con la mayoría de los requerimientos operacionales y de instalaciones en el campo ya que de antemano se posee disponibilidad de fluido motriz (agua), de bombas de potencia y de suministro energético; además que las características intrínsecas de este método permite que se lo implemente en pozos con altos ángulos de desviación y profundidades altas, manejando un fluido pesado, viscoso y con un BSW alto como el que se pretende producir.

A continuación se presenta la Tabla 2.7; con las limitantes más importantes para la operación con bombeo hidráulico tipo jet, las cuales a la vez no ocurren en los casos de los pozos candidatos por lo que no es impedimento alguno la implementación de este tipo de sistema de levantamiento artificial.

TABLA 2.7
CONDICIONES QUE LIMITAN A LAS BOMBAS JET

Parámetros	Rango Típico	Máximo
Profundidad	5 000 a 10 000'	20 000'
Volumen	300 a 1 000 BPD	>35 000 BPD
Temperatura	100° a 250°F	500°F
Desviación	<25°/100' ángulo construcción del pozo	
Corrosión	Excelente	
Manejo de Gas	Bueno	
Manejo de Sólidos	Bueno	
Gravedad del Fluido	≥6° API	
Implementación	Hidráulica o Wireline	
Costa Afuera	Excelente	
Eficiencia	10% a 30%	

FUENTE: Weatherford, (2004), *Hydraulic Piston Pump*, Worldwide Customer Service.
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Podemos agregar que no se seleccionó ningún tipo de Bombeo Mecánico debido a falta de espacio físico en campo, y que tampoco se seleccionó el Bombeo por Cavidades Progresivas, debido a la no disponibilidad inmediata de los equipos para su instalación, aunque este último método aún se lo está tomando en cuenta como un alternativo al Bombeo Jet.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y DETERMINACIÓN DE LOS POZOS CON BAJO POTENCIAL CANDIDATOS PARA BOMBEO HIDRÁULICO EN EL BLOQUE 16

3.1 INTRODUCCIÓN

Se ha planteado por parte del departamento de desarrollo, la posibilidad de implementar el sistema de bombeo hidráulico tipo jet en determinados pozos del well pad EXXX B, con la finalidad de recuperar reservas existentes en el reservorio Basal Tena del campo Exxx. El planteamiento general es implementar este proyecto para un estimado de 5 pozos candidatos que es el criterio usado en el presente estudio de factibilidad.

Actualmente todos los pozos productores del bloque se encuentran produciendo solamente con sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible (ESP); pero debido a la alta producción de agua (95%) en los principales reservorios del Bloque 16 (M1 y Ui) se ha procedido a realizar recompletaciones en los reservorios Basal Tena y Us.

En el reservorio Basal Tena, el índice de productividad es muy bajo, y mecánicamente los pozos están perforados con altos ángulos de desviación, dificultando la profundización de las Bombas Electrosumergibles al reservorio, obteniéndose un drenaje ineficiente de sus reservas.

Por otro lado, en el Bloque 16 se reinyectan 800 mil BPD de agua de formación a una presión de 2700 psi aproximadamente en sus pozos; por lo que se valorará la opción de utilizar el agua/presión de reinyección, simultáneamente con el Sistema de Bombeo Hidráulico tipo Jet en los pozos seleccionados del Bloque 16 con bajo índice de productividad del reservorio Basal Tena; debido a las ventajas

mecánicas que este tipo de levantamiento presenta frente al Electrosumergible, como la de poder profundizar la bomba más cerca al yacimiento productor en pozos altamente desviados; con lo que se obtendría un mayor nivel dinámico sobre la bomba, un mejor aprovechamiento de la presión del reservorio (que en Basal Tena es muy poca), y un mayor tiempo de producción estable, además que en general este sistema es mucho más económico y rentable que el Electrosumergible en pozos con baja producción.

El día jueves 12 de abril 2012, se realizó una inspección en campo, con la participación de las partes involucradas en el proyecto, esto es, los departamentos de ingeniería de campo, de ingeniería de desarrollo, y de instalaciones de superficie, para evaluar de forma preliminar los requerimientos y disponibilidad de facilidades, que permitan implementar el sistema de bombeo jet.

3.2 POZOS DEL BLOQUE 16 CANDIDATOS A BOMBEO HIDRÁULICO

Los pozos seleccionados como candidatos nombrados a continuación, son todos aquellos perforados en el Bloque 16 que tienen baja productividad y altos ángulos de desviación. Todos estos pozos candidatos coincidieron con la arena Basal Tena del campo Exxx y estos actualmente se encuentran produciendo ineficientemente con sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible; por lo que se diseñará el sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet acorde con la producción actual de los campos y considerando perfiles de producción futuros conservadores.

El Anexo 8 muestra un cuadro con todos los resultados obtenidos de todas las interpretaciones de las pruebas de presión realizadas a los pozos candidatos; datos base usados para diseñar los sistemas de levantamiento artificial hidráulicos tipo de dichos pozos.

La Tabla 3.1, describe la información general de los pozos que han sido seleccionados como candidatos para la implementación del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico tipo Jet:

TABLA 3.1
POZOS CANDIDATOS SELECCIONADOS

Nro	CAMPO	WELL PAD	ARENA	POZO	En Producción
1	Exxx	B	Basal Tena	Exxx B-1-RE1	No
2	Exxx	B	Basal Tena	Exxx B-10	No
3	Exxx	B	Basal Tena	Exxx B-11	Si
4	Exxx	B	Basal Tena	Exxx B-14	No
5	Exxx	B	Basal Tena	Exxx B-27	Si

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

En lo que respecta a instalaciones de superficie necesarias para implementarse en cada pozo candidato; las modificaciones a los cabezales deberán ser de acuerdo a los requerimientos específicos del departamento de ingeniería de operaciones de Repsol en conjunto acuerdo con el diseño recomendado propio de la compañía prestadora de este servicio, puesto que será la empresa dueña de la tecnología a ser utilizada.

Para el fluido motriz, se requiere una línea de 2" derivada del manifold de 6" (o de 4") existente, hacia el cabezal del pozo donde se instalará este sistema. Estas derivaciones incluirán la instalación de una válvula de globo y un medidor de flujo previo a la conexión con el Pozo. La interconexión al cabezal de los pozos, deberá realizarse, de forma tal que se utilice únicamente el espacio disponible en el cellar, de manera análoga a las instalaciones existentes, para permitir futuras intervenciones de los taladros.

Respecto a la instrumentación básica requerida, por parte de Repsol, se incluye:

- Medidores de presión en las líneas de alimentación de fluido motriz antes y después de la válvula de globo
- Válvula de globo para cada una de las derivaciones
- Medidor de flujo para cada una de las derivaciones

3.2.1 POZO EXXX B-1-RE1

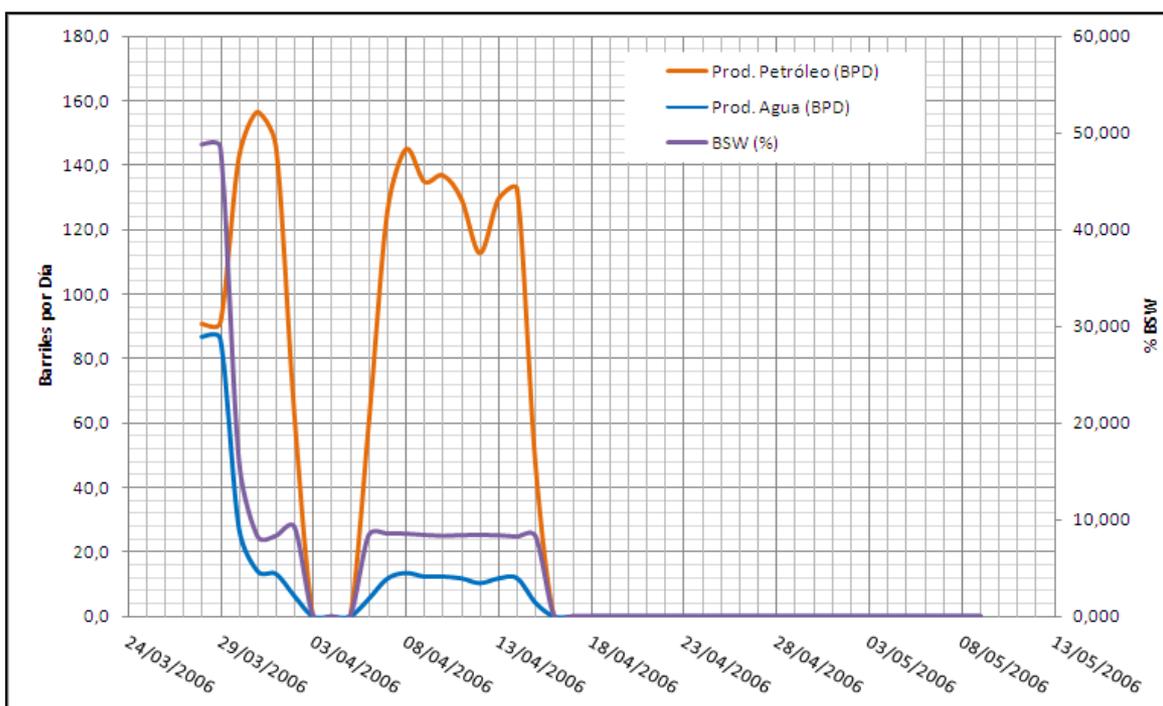
El pozo direccional Exxx-B-1-RE1 (pozo re-entry) fue el primer pozo perforado desde el pad Exxx-B durante la campaña del 2005, direccionado para intersecar los reservorios M-1 y U.

El Exxx-B1-RE1 fue obtenido desde el Exxx-B-1 abandonado usando la herramienta WHIPSTOCK para abrir una salida lateral (sidetrack) desde 6324'-6338' MD. El diagrama de competición actual del pozo se encuentra adjunto en el Anexo 2.1.

El Exxx-B-1-RE1 está localizado a 113.2° de azimut del pad Exxx-B en la parte sur del anticlinal Exxx.

En este pozo el intervalo de 8142' a 8174' MD (32 pies TVD) de la arena Basal Tena fue completado el 20 de marzo del 2006, de donde se obtuvieron los resultados de producción mostrados a continuación en la Figura 3.1.

FIGURA 3.1
HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO EXXX B-1-RE1 RESERVORIO BASAL TENA



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con la finalidad de cuantificar los valores de presión existentes en el yacimiento, daño, permeabilidad de la formación, además de determinar el índice de productividad y el potencial del pozo, se han realizado evaluaciones al pozo, siendo la última realizada el 27 de marzo del 2006.

En esta evaluación se adquirieron datos de presión mediante un sensor instalado en una completación con bombeo hidráulico tipo jet. Los parámetros utilizados para evaluar al pozo se presentan en la Tabla 3.2.

TABLA 3.2
PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-1-RE1 RESERVORIO BASAL TENA

Espesor total =	32' TVD	Caudal de fluido=	240BFPD
Intervalo disparado=	8 142'-8 174' (32')	BSW=	26 %
Sw=	20%	Prof. del sensor (TVD)=	7 358 ft
GOR=	71 RB/scf	Datum (TVD)=	7 494 ft
Bo=	1.106 rb/stb	Gradiente=	0.4182 psi/ft
μ_o=	57 cp	Temperatura=	190.4 °F
Co=	$5.43 E^{-6} \text{ psi}^{-1}$	Pwf (al sensor)=	662 psia
Rw=	0.25 ft	Pwf (al datum)=	720 psia
Salinidad=	28 500 ppm	Δh (sensor – datum)=	136 ft
ϕ=	19 %	Δp (del sensor al datum)=	58 psia
API=	17.4°	Punto de burbuja=	511 psia

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con los datos tomados de la evaluación y los parámetros indicados antes se obtuvieron los resultados presentados en la Tabla 3.3. El análisis de pruebas de pozo se realizó con ayuda del software comercial Saphir de Kappa.

TABLA 3.3
RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-1-RE1 RESERVORIO BASAL TENA

Parámetro	Valor
Permeabilidad Promedio	146 mD
Daño Total (S)	-1.67
Presión Inicial de Reservorio	2 533 psia

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

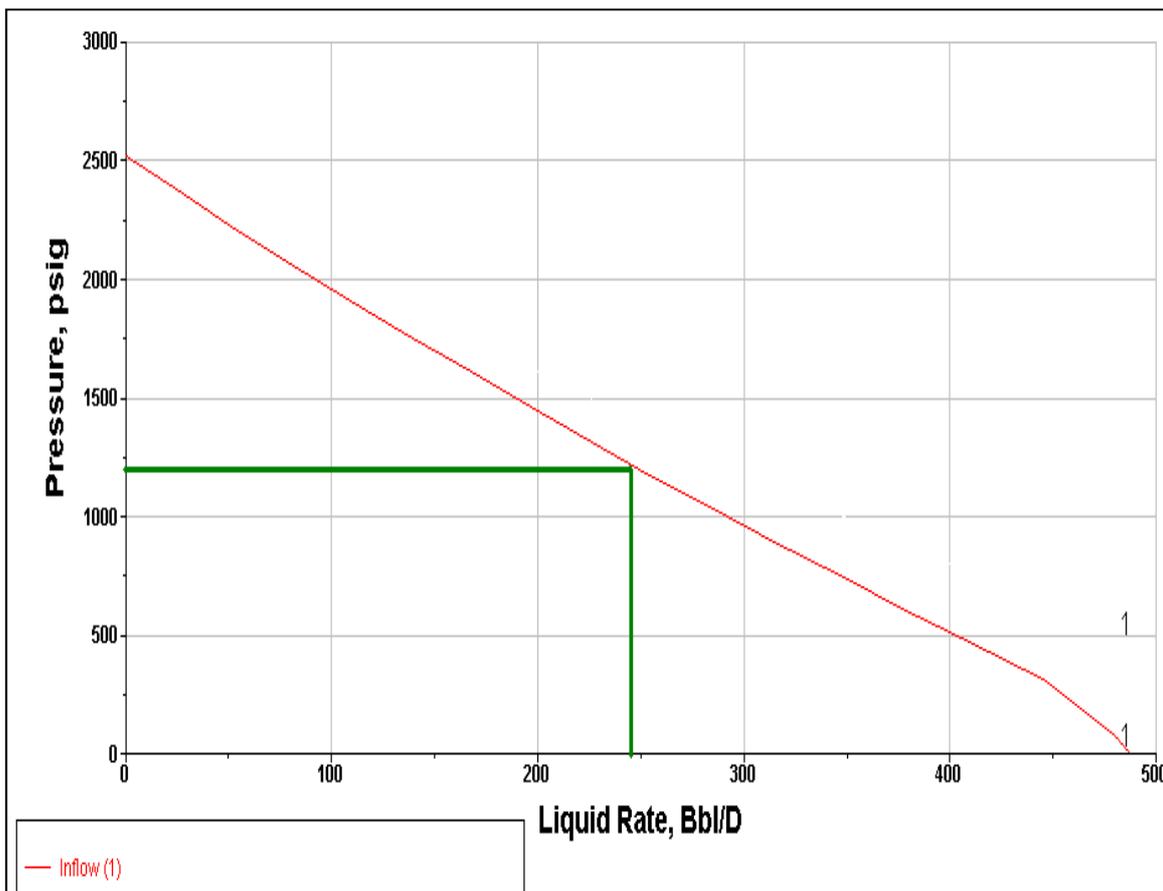
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con los parámetros obtenidos de la interpretación de la prueba de presión, se calculó la curva IPR empleando Darcy como modelo de pozo direccional.

A esta curva IPR obtenida, se le realizó un ajuste (match) con los datos de presión-producción obtenidos de la prueba de producción (draw-down), obteniéndose como resultado una curva IPR de parámetros confiables (Figura 3.2). El índice de productividad del pozo calculado con los datos de la interpretación fue de 0.09 bls/psi (baja productividad).

Tomando en cuenta el corte de agua de ese entonces se solicitó a la ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero) que se apruebe una tasa de producción de 300 BPPD.

FIGURA 3.2
CURVA IPR MODELADA CON LOS DATOS DE LA ÚLTIMA EVALUACIÓN AL POZO EXXX B-1-RE1 RESERVORIO BASAL TENA



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Área de Ingeniería de Yacimientos de Repsol

Luego, para actualizar la curva IPR a la condición actual de presión de reservorio se tuvo que determinar esta mediante una regresión lineal y una extrapolación al término de interés para nuestro análisis (01/01/2013), con todos los datos históricos de presión de reservorio obtenidos de las pruebas de presión (build-up) realizadas a todos nuestros pozos de interés, lo cual es válido pues todos estos comparten un mismo tren estructural (campo Exxx, reservorio Basal Tena) (Figura 3.3), obteniéndose así un estimado de la presión de reservorio al tiempo de interés. Esta presión de reservorio determinada es de 1600 psi (Figura 3.3), la cual se aplica para el diseño de los cinco pozos candidatos.

A continuación, en la Tabla 3.4 se muestran los resultados de las presiones de yacimiento estimadas de los análisis realizados a las pruebas de presión (build up) realizadas a todos los pozos candidatos al cambio de levantamiento artificial.

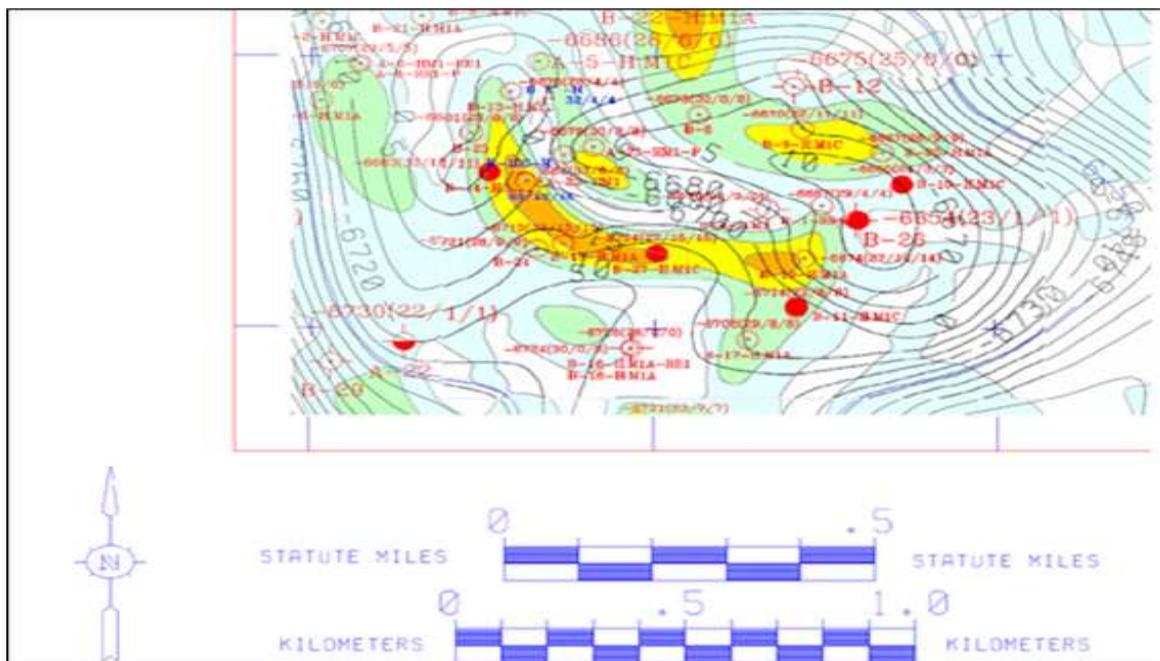
TABLA 3.4
RESULTADOS DE PRESIONES DE YACIMIENTO ENCONTRADAS EN LAS PRUEBAS BUILD-UP REALIZADAS A TODOS LOS POZOS CANDIDATOS

POZO	FECHA FIN PRUEBA	PRESIÓN DE YACIMIENTO (PSI)
EXXX B1-RE1	27/04/2006	2 533
EXXX B10	04/03/2009	1 917
EXXX-B-14	08/01/2009	2 428
EXXX-B-11	12/04/2012	1 800
EXXX-B-27	24/05/2011	1 496

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

La Figura 3.3 muestra un mapa de profundidad y de de espesores de arena para el campo Exxx reservorio Basal tena; en donde se encuentran ubicados con cirulos rojos todos los pozos candidatos para implementárseles los sistemas de bombeo hidráulico tipo jet, de los cuales actualmente solo los pozos el pozo Exxx B-11 y el pozo Exxx B-27 se encuentran en producción.

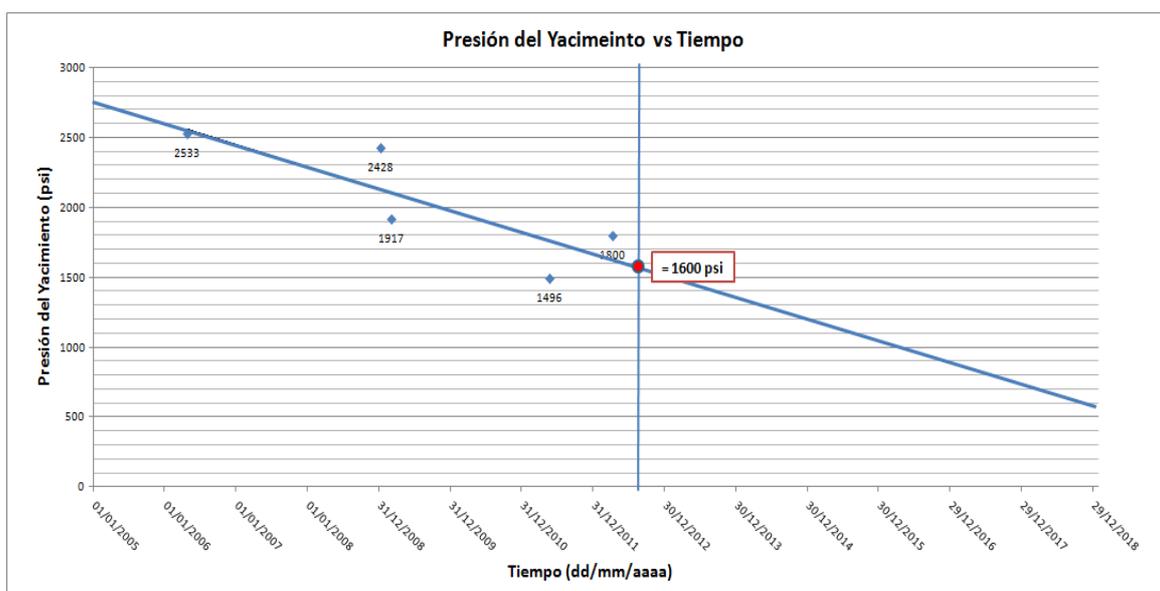
FIGURA 3.3
MAPA DE ESPEORES NETOS: CAMPO EXXX RESERVORIO BASAL TENA



FUENTE: Departamento de Geofísica, Repsol Ecuador

La Figura 3.4 muestra una gráfica de la regresión lineal y extrapolación realizada a los datos indicados en la Tabla 3.4 anterior, al término de interés para la evaluación actual de los pozos (Fecha: 01/01/2013).

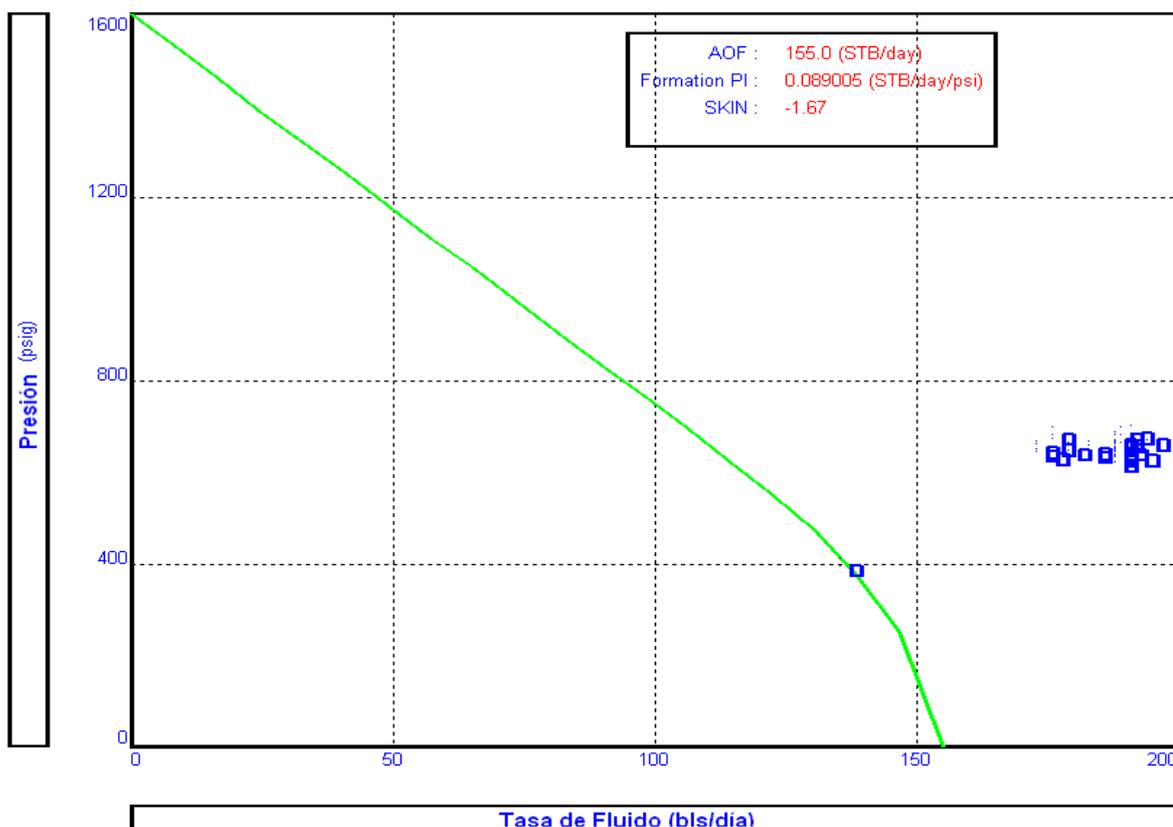
FIGURA 3.4
REGRESIÓN LINEAL Y EXTRAPOLACIÓN DE LAS PRESIONES DE YACIMIENTO DE LOS POZOS CANDIDATOS A TIEMPO FUTURO



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Por último, se utilizó el promedio de los últimos datos históricos de producción estabilizada para el diseño final de la curva IPR, obteniéndose como resultado una curva IPR actualizada y muy confiable (Figura 3.5).

FIGURA 3.5
CURVA IPR ACTUALIZADA PARA EL POZO EXXX B-1-RE1 RESERVORIO
BASAL TENA



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con el uso del programa Prosper de Petrex (Petroleum Experts); se determinó mediante análisis de sensibilidades, los mejores parámetros para realizar el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet (Tabla 3.5); acorde con las facilidades de producción, los resultados de los análisis de núcleos (cores), las interpretaciones petrofísicas y la curva IPR del pozo.

Cabe recalcar que para precautelar la seguridad de la tubería de revestimiento (casing), el área de producción de Repsol, recomendó que las completaciones con sistemas de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet, se las diseñe con una configuración de bombeo inverso, es decir, que la producción se

la realice por el tubing y la inyección por el anular, evitando así que en el sector anular de la tubería de revestimiento, existan dos fluidos de distinta procedencia que pudiesen interactuar demasiado químicamente desgastando al casing y reduciendo así su vida útil.

TABLA 3.5
PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO EXXX B-1-RE1 RESERVORIO BASAL TENA

DATOS [unidades]	Nomenclatura	Valores
Presión de succión/entrada a la Bomba [psi]	(PIP) =	180
Presión de fondo fluyente [psi]	(Pwf) =	302
Presión de cabeza [psi]	(Pwh) =	400
Presión de operación en superficie [psi]	(PT) =	2 500
Profundidad asentamiento bomba TVD [ft]	(D) =	6 988
Longitud del tubing hasta la bomba MD [ft]	(L) =	7 800
Tubing ID [in]	(ID tub) =	2.992
Tubing OD [in]	(OD tub) =	3.5
Casing ID [in]	(ID cas) =	8.681
° API del petróleo producido [°API]	(API) =	17.4
Gradiente del agua formación [psi/pie]	(Gw) =	0.4423
Gradiente fluido motriz [psi/pie]	(GN) =	0.4396
Corte de agua producido [fracción]	(Fw) =	0.13
Relación Gas/Petróleo [pcs/bl]	(GOR) =	71
Producción deseada de fluido [B/D]	(Qs) =	143
Viscosidad petróleo [cp]	(μ_o) =	57
Viscosidad del agua [cp]	(μ_w) =	0.4
Tope punzados TVD [pie]	(Tope) =	7 264
Salinidad agua de reinyección [ppm]	(ppm) =	20 000
Salinidad agua de formación [ppm]	(ppm) =	28 500

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

3.2.2 POZO EXXX B-10

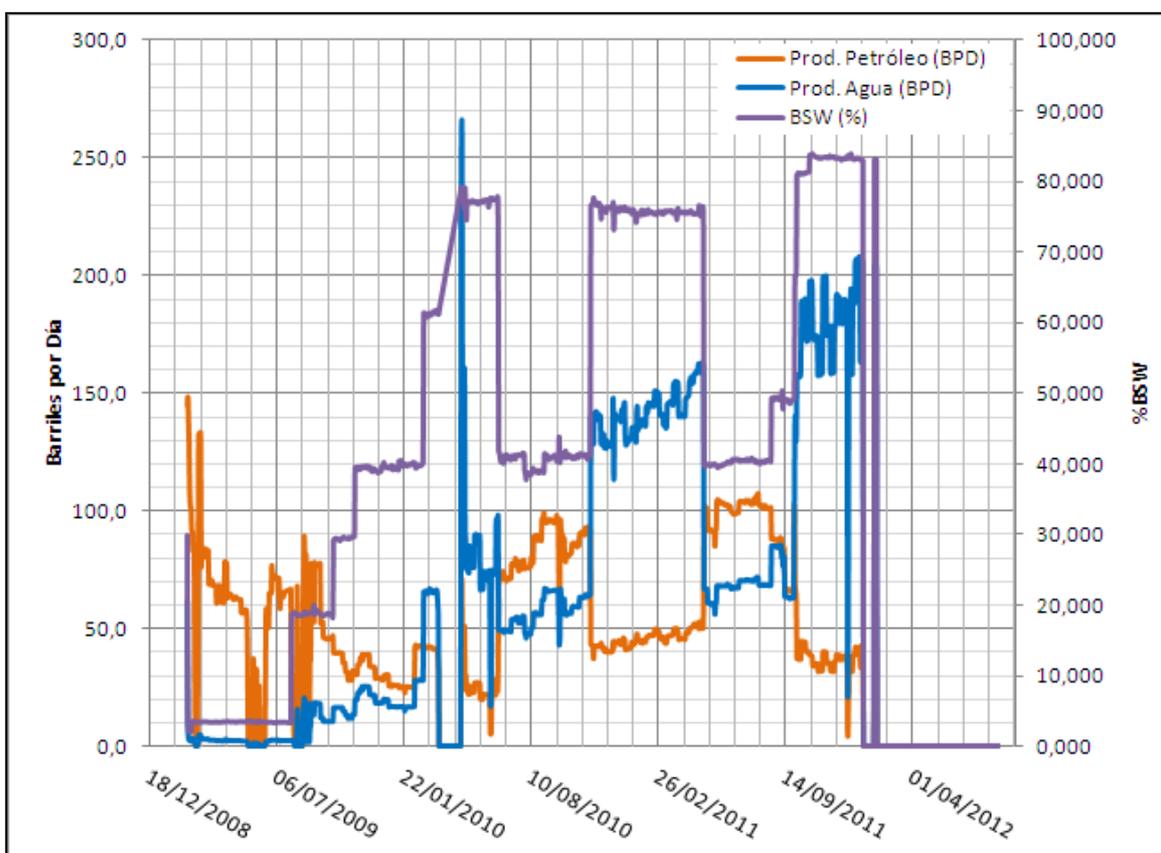
Exxx B-10; es un pozo perforado en el año 2001 y con objetivo principal el reservorio M-1. Fue completado el intervalo de 8608' - 8694' MD (23 pies TVD) de la arena Basal Tena el 14 de Febrero del 2009. El Anexo 2.2 muestra el diagrama

de completación actual del pozo, y a continuación, en la Figura 3.6 se presenta una gráfica con los resultados de producción obtenidos del pozo.

Con la finalidad de cuantificar los valores de presión existentes en el yacimiento, daño, permeabilidad de la formación, además de determinar el índice de productividad y el potencial del pozo, se han realizado evaluaciones al pozo.

La última prueba de producción en el reservorio Basal Tena fue realizada durante 313 horas desde el 15 al 26 de Febrero del 2009, en donde se obtuvieron pruebas estabilizadas. A continuación, se realizó la prueba de restauración con cierre en superficie durante 128 horas para evaluar la presión del reservorio.

FIGURA 3.6
HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO EXXX B-10 RESERVORIO BASAL TENA



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Los resultados mostraron que el efecto de almacenamiento es muy extenso y no permite llegar al flujo radial. Debido a este fenómeno se realizaron analogías con

el pozo vecino y análogo Exxx-B-14-BT para estimar valores preliminares y poder caracterizar el reservorio. En una próxima oportunidad se realizará un build up con cierre en fondo para corroborar los resultados aquí presentados.

El medidor de presión estuvo instalado en una bomba electro sumergible (ESP – Marca Centinel) y cuya información se la recuperó en superficie en tiempo real a través de un panel de control localizado en boca de pozo.

Los parámetros utilizados para evaluar al pozo se presentan en la Tabla 3.6.

TABLA 3.6
PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-10
RESERVORIO BASAL TENA

Espesor total =	23' TVD	Caudal de fluido=	140 BFPD
Intervalo disparado=	8 608'-8 694' MD	BSW=	2 %
Sw=	20%	Prof del sensor (TVD)=	7 029 ft
GOR=	71 RB/scf	Datum (TVD)=	7 512 ft
Bo=	1.106 rb/stb	Gradiente=	0.433 psi/ft
μ_o=	57 cp	Temperatura=	190.4 °F
Co=	$5.43 \text{ E}^{-6} \text{ psi}^{-1}$	Pwf (al sensor)=	489 psia
Rw=	0.35 ft	Pwf (al datum)=	698 psia
Salinidad=	28 500 ppm	Δh (sensor – datum)=	483 ft
ϕ=	17 %	Δp (del sensor al datum)=	209 psia
API=	17.8°	Punto de burbuja=	511 psia

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con los datos tomados de la evaluación y los parámetros indicados antes se obtuvieron los resultados presentados en la Tabla 3.7. El análisis de pruebas de pozo se realizó con ayuda del software comercial Saphir de Kappa.

TABLA 3.7
RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA EVALUACIÓN DEL
POZO EXXX B-10 RESERVORIO BASAL TENA

Nombre	Valor
Permeabilidad Promedio	161 mD
Daño Total (S)	0.507
Presión Inicial de Reservorio	1 917 psia

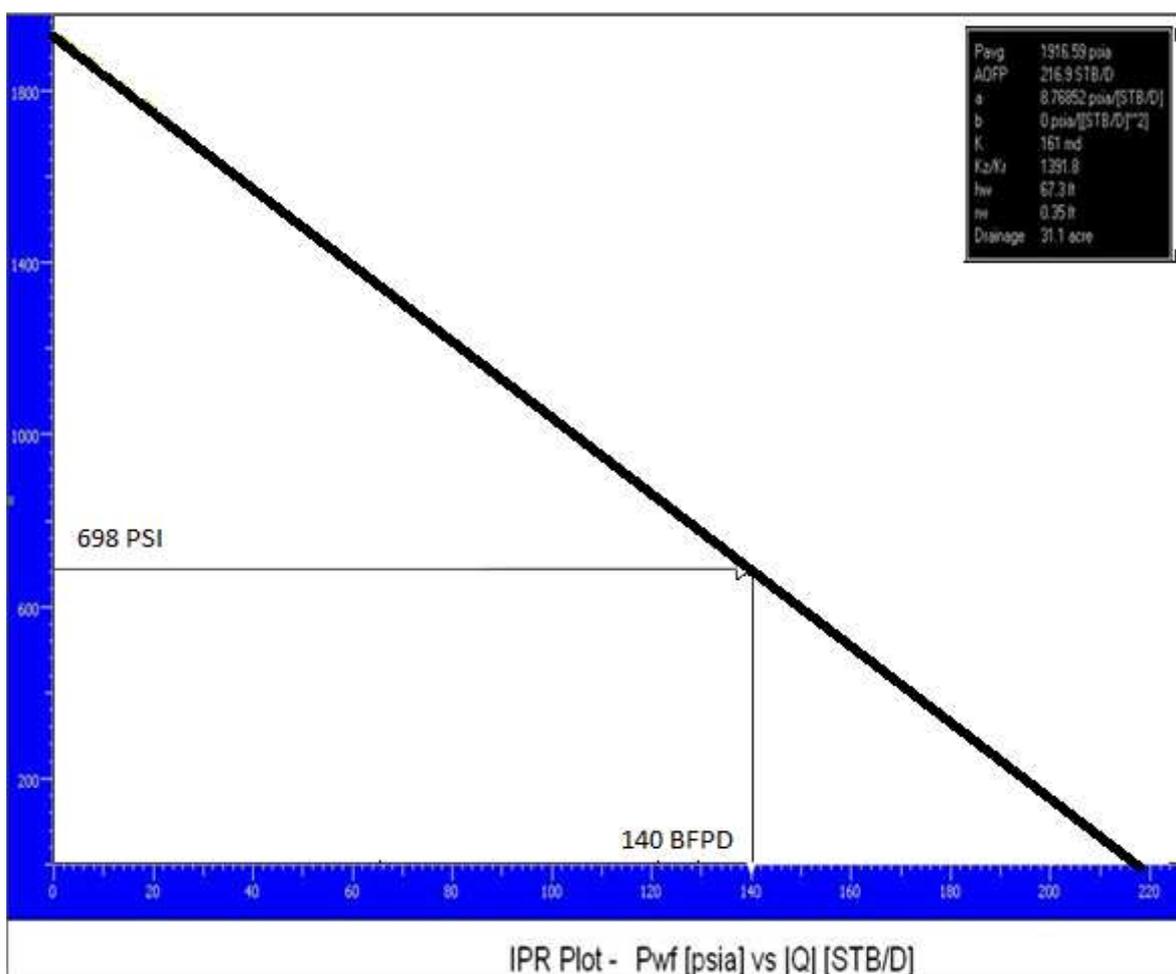
FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con los parámetros obtenidos de la interpretación de la prueba de presión, se calculó la curva IPR empleando Darcy, como modelo de pozo direccional. Luego a esta curva se le realizó un ajuste (match) con los datos de presión-producción obtenidos de la prueba de producción (draw-down); obteniéndose como resultado una curva IPR de parámetros confiables (Figura 3.7). El índice de productividad del pozo calculado con los datos de la interpretación fue de 0.11 bls/psi (baja productividad).

Tomando en cuenta el corte de agua de ese entonces; se solicitó a la ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero) que se apruebe una tasa de producción de 140 BPPD.

FIGURA 3.7
CURVA IPR MODELADA CON LOS DATOS DE LA ÚLTIMA EVALUACIÓN AL POZO EXXX B-10 RESERVORIO BASAL TENA



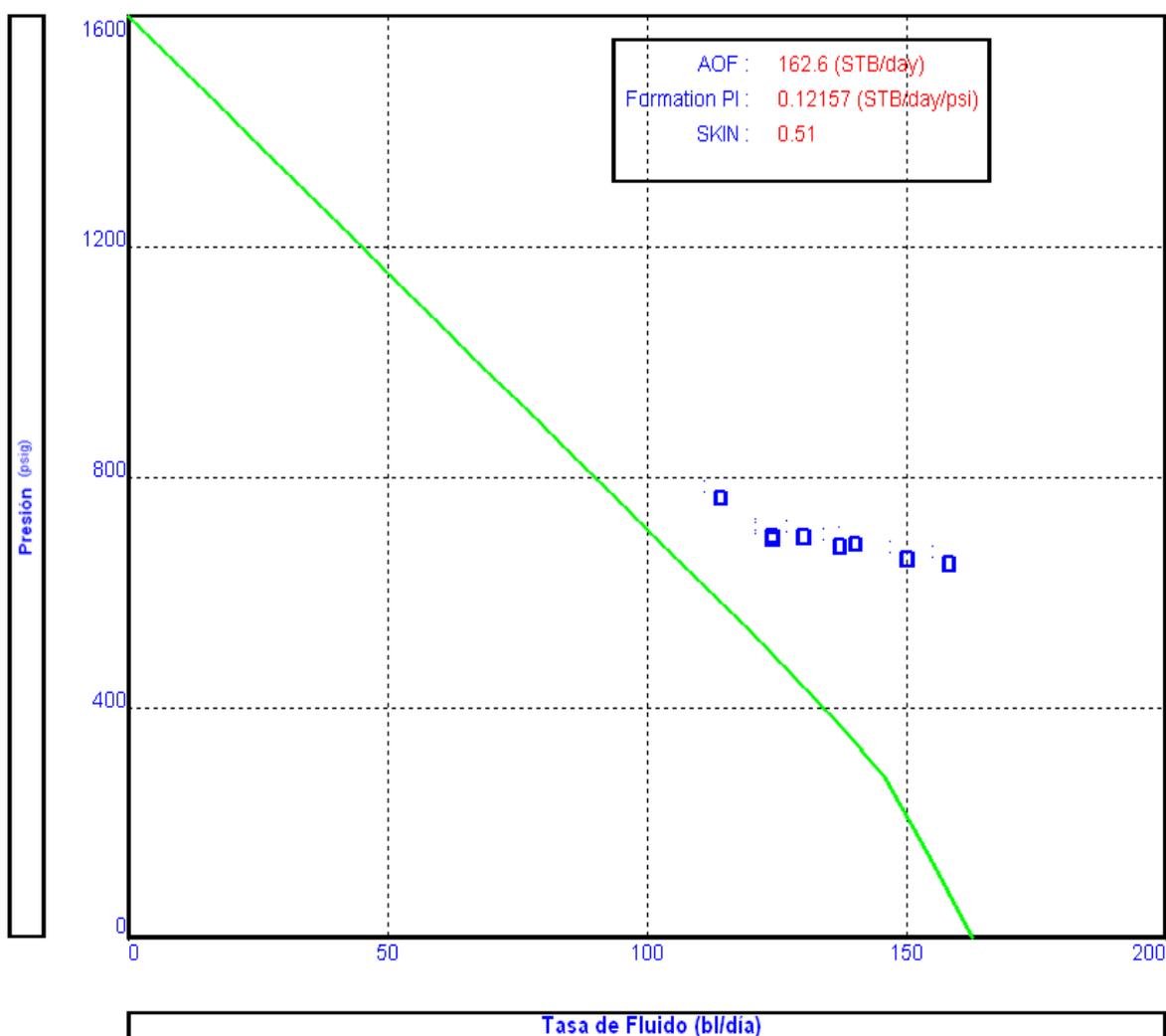
FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Área de Ingeniería de Yacimientos de Repsol

Luego, se actualizó la curva IPR (Figura 3.8) con los datos de presión y de producción actuales del pozo, de la misma manera como se mostró en el literal 3.2.1 para el pozo Exxx-B-1-RE1.

Tomando en cuenta la curva IPR actualizada, los datos de presión y los de producción histórica, se eligió un caudal de producción deseado para el diseño del levantamiento artificial a fin con estos parámetros. El punto en que este caudal intersecó a la curva IPR fue usado para obtener la presión de fondo fluyente (P_{wf}) requerida para producir dicho caudal.

FIGURA 3.8
CURVA IPR ACTUALIZADA PARA EL POZO EXXX B-10 RESERVORIO BASAL TENA



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con el uso del programa Prosper de Petrex (Petroleum Experts); se determinó mediante análisis de sensibilidades, los mejores parámetros para realizar el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet (Tabla 3.8); acorde con las facilidades de producción, los resultados de los análisis de núcleos (cores), las interpretaciones petrofísicas y la curva IPR del pozo.

TABLA 3.8
PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO EXXX B-10 RESERVORIO BASAL TENA

DATOS [unidades]	Nomenclatura	Valores
Presión de succión/entrada a la Bomba [psi]	(PIP) =	330
Presión de fondo fluyente [psi]	(Pwf) =	369
Presión de cabeza [psi]	(Pwh) =	400
Presión de operación en superficie [psi]	(PT) =	2 500
Profundidad asentamiento bomba TVD [ft]	(D) =	7 435
Longitud del tubing hasta la bomba MD [ft]	(L) =	8 450
Tubing ID [in]	(ID tub) =	2.992
Tubing OD [in]	(OD tub) =	3.5
Casing ID [in]	(ID cas) =	8.681
° API del petróleo producido [°API]	(API) =	17.8
Gradiente del agua formación [psi/pie]	(Gw) =	0.4423
Gradiente fluido motriz [psi/pie]	(GN) =	0.4396
Corte de agua producido [fracción]	(Fw) =	0.88
Relación Gas/Petróleo [pcs/bl]	(GOR) =	71
Producción deseada de fluido [B/D]	(Qs) =	137.2
Viscosidad petróleo [cp]	(μ_o) =	57
Viscosidad del agua [cp]	(μ_w) =	0.4
Tope punzados TVD [pie]	(Tope) =	7 490
Salinidad agua de reinyección [ppm]	(ppm) =	20 000
Salinidad agua de formación [ppm]	(ppm) =	28 500

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Debido al poco potencial que posee el pozo y a pesar de haberse escogido una tasa de producción para el diseño del levantamiento artificial muy alta; acorde con la IPR actual del pozo (137 BFPD), se obtiene una producción diaria de petróleo muy baja (16.5 BPPD) por debajo de los límites económicos de producción actuales de Repsol (25 BPPD para el reservorio Basal Tena de

acuerdo al Departamento de Planificación y Control), por lo que se concluye que no es factible recompletar el pozo Exxx B-10 actualmente. Los cálculos y diseños presentados luego serán solamente propuestos como estudios no aplicables al momento, por lo que el pozo Exxx B-10 no se tomará en cuenta en los estudios económicos de factibilidad del proyecto.

Cabe recalcar que para precautelar la seguridad de la tubería de revestimiento (casing), el área de producción de Repsol recomendó que la producción con bombeo hidráulico tipo jet se las diseñe con una configuración de bombeo inverso, es decir, que la producción se la realice por el tubing y la inyección por el anular, evitando así que el sector anular del pozo se desgaste por la interacción química de los fluidos de inyección y producción.

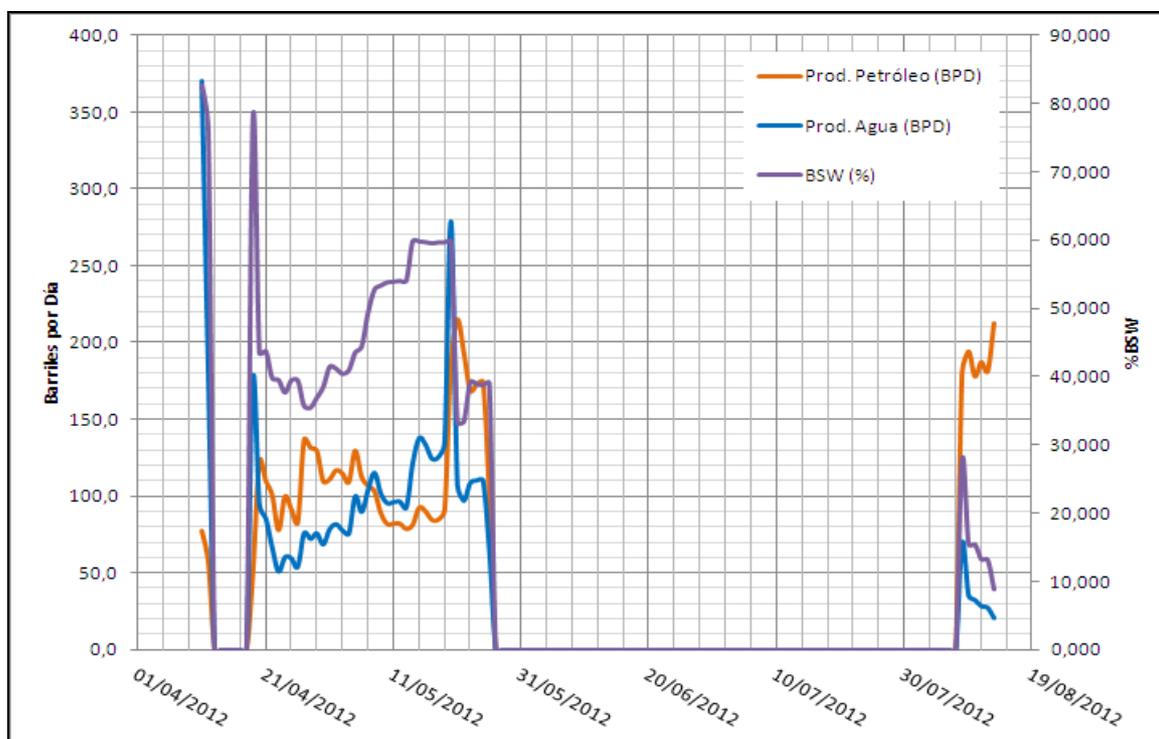
3.2.3 POZO EXXX B-11

El pozo horizontal Exxx B-11H fue perforado en la plataforma Exxx B. La perforación del pozo se inició el 3 de Septiembre del 2001, alcanzando una profundidad total de 9620 pies MD el 26 de Septiembre de dicho año. El tope de BT fue encontrado a 8618' MD (6712' SSTVD), y fue completado el intervalo de 8652' a 8700' MD (10 pies TVD) de dicha arena. El Anexo 2.3 muestra el diagrama de competición actual del pozo, y en la Figura 3.9 se presenta una gráfica con los resultados de producción obtenidos del pozo que empezó en Abril del 2012.

Con la finalidad de cuantificar los parámetros del yacimiento como presión, permeabilidad, así como la magnitud del daño, límites del yacimiento y especialmente determinar el índice de productividad y potencial del pozo, se realizaron evaluaciones al pozo.

La última evaluación realizada al pozo inició el 9 de Abril del 2012. La adquisición de los datos de presión y temperatura se realizó mediante el sistema RTM de Sertecpet instalado en la completación de bombeo hidráulico tipo jet.

FIGURA 3.9
HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO EXXX B-11 RESERVORIO BASAL TENA



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Los parámetros utilizados para evaluar al pozo se presentan a continuación en la Tabla 3.9.

TABLA 3.9
PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-11 RESERVORIO BASAL TENA

Espesor total =	10' TVD	Caudal de fluido=	170 BFPD
Intervalo disparado=	8652' - 8700' MD	BSW=	42.7 %
Sw=	20 %	Prof del sensor (TVD)=	7 295 ft
GOR=	71 RB/scf	Datum (TVD)=	7 554 ft
Bo=	1.106 rb/stb	Gradiente=	0.433 psi/ft
μ_o=	57 cp	Temperatura=	195 °F
Rw=	0.34375 ft	API=	16.7°
Salinidad=	28 500 ppm	ϕ=	15%

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con los datos tomados de la evaluación y los parámetros indicados antes se obtuvieron los siguientes resultados presentados en la Tabla 3.10. El análisis de pruebas de pozo se realizó con ayuda del software comercial Saphir de Kappa.

TABLA 3.10
RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA EVALUACIÓN DEL
POZO EXXX B-11 RESERVORIO BASAL TENA

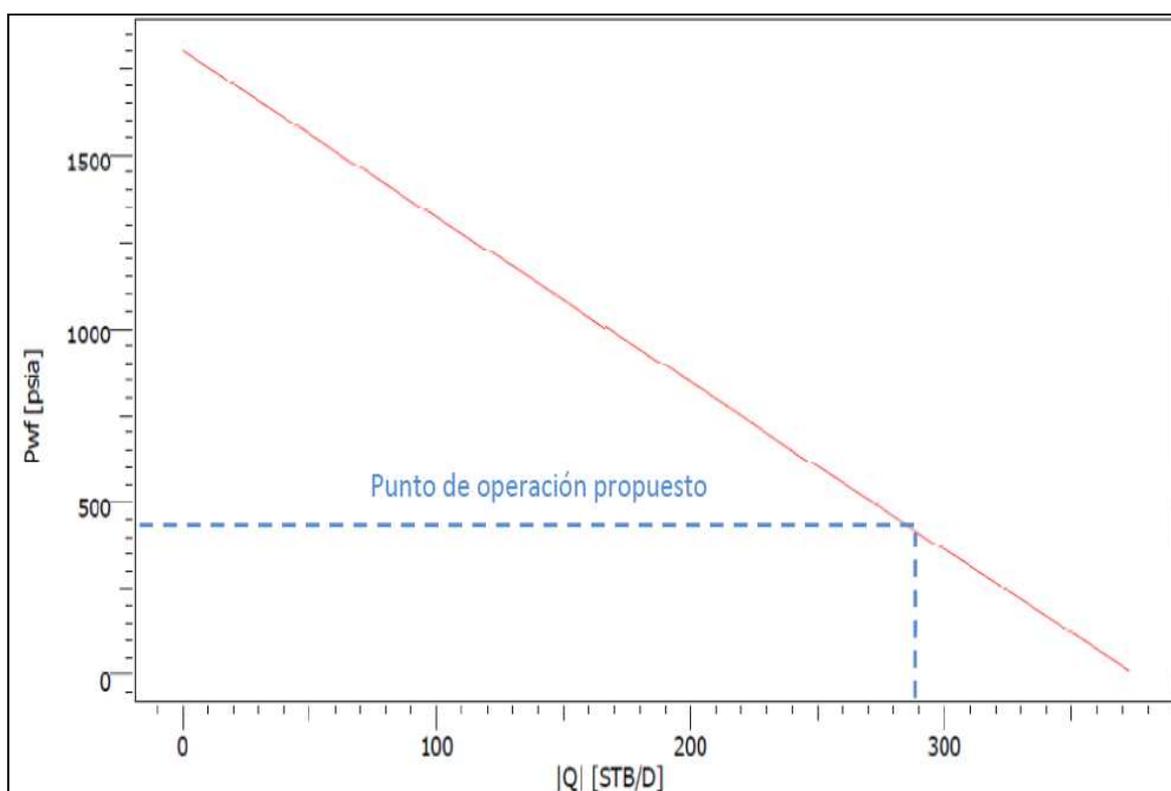
Parámetro	Valor
Permeabilidad Promedio	641 mD
Daño Total (S)	-2.804
Presión Inicial de Reservorio	1 800 psia

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con los parámetros obtenidos de la interpretación de la prueba de presión, se calculó la curva IPR empleando Darcy; como modelo de pozo direccional. Luego a esta curva, se le realizó un ajuste (match) con los datos de presión-producción obtenidos de la prueba de producción (draw-down), obteniéndose como resultado una curva IPR de parámetros confiables (Figura 3.10). El índice de productividad del pozo calculado con los datos de la interpretación fue de 0.21 bls/psi (baja productividad).

FIGURA 3.10
CURVA IPR MODELADA CON LOS DATOS DE LA ÚLTIMA EVALUACIÓN AL
POZO EXXX B-11 RESERVORIO BASAL TENA



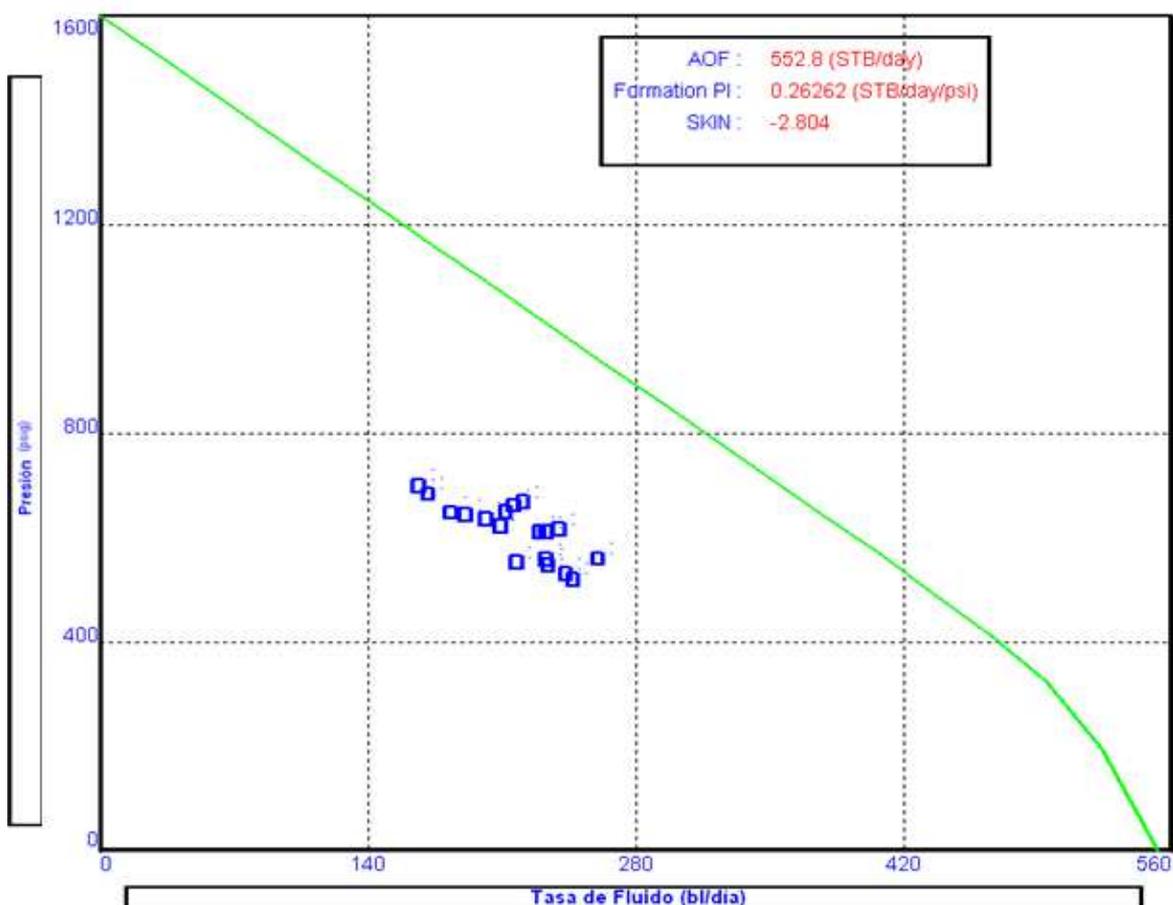
FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Área de Ingeniería de Yacimientos de Repsol

Tomando en cuenta el corte de agua de ese entonces se solicitó a la ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero) que se apruebe una tasa de producción de 170 BPPD.

Luego, se actualizó la curva IPR (Figura 3.11) con los datos de presión y de producción actuales del pozo, de la misma manera como se mostró en el literal 3.2.1 para el pozo Exxx-B-1-RE1.

FIGURA 3.11
CURVA IPR ACTUALIZADA PARA EL POZO EXXX B-11 RESERVORIO BASAL TENA



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Tomando en cuenta la curva IPR actualizada, los datos de presión y los de producción histórica, se eligió un caudal de producción deseado para el diseño del levantamiento artificial a fin con estos parámetros. El punto en que este caudal intersecó a la curva IPR fue usado para obtener la presión de fondo fluvente (Pwf) requerida para producir dicho caudal.

Con el uso del programa Prosper de Petrex (Petroleum Experts) se determinó mediante análisis de sensibilidades, los mejores parámetros para realizar el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet (Tabla 3.11), acorde con las facilidades de producción, los resultados de los análisis de núcleos (cores), las interpretaciones petrofísicas y la curva IPR del pozo.

TABLA 3.11
PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO EXXX B-11 RESERVORIO BASAL TENA

DATOS [unidades]	Nomenclatura	Valores
Presión de succión/entrada a la Bomba [psi]	(PIP) =	782
Presión de fondo fluyente [psi]	(Pwf) =	838
Presión de cabeza [psi]	(Pwh) =	400
Presión de operación en superficie [psi]	(PT) =	2 500
Profundidad asentamiento bomba TVD [ft]	(D) =	7 504
Longitud del tubing hasta la bomba MD [ft]	(L) =	8 500
Tubing ID [in]	(ID tub) =	2.992
Tubing OD [in]	(OD tub) =	3.5
Casing ID [in]	(ID cas) =	8.681
° API del petróleo producido [°API]	(API) =	16.7
Gradiente del agua formación [psi/pie]	(Gw) =	0.4423
Gradiente fluido motriz [psi/pie]	(GN) =	0.4396
Corte de agua producido [fracción]	(Fw) =	0.78
Relación Gas/Petróleo [pcs/bl]	(GOR) =	71
Producción deseada de fluido [B/D]	(Qs) =	301
Viscosidad petróleo [cp]	(μ_o) =	57
Viscosidad del agua [cp]	(μ_w) =	0.4
Tope punzados TVD [pie]	(Tope) =	7 554
Salinidad agua de reinyección [ppm]	(ppm) =	20 000
Salinidad agua de formación [ppm]	(ppm) =	28 500

FUENTE: Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Cabe recalcar que para precautelar la seguridad de la tubería de revestimiento (casing), el área de producción de Repsol recomendó que las completaciones con sistemas de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet, se las diseñe con una configuración de bombeo inverso, es decir, que la producción se la realice por el tubing y la inyección por el anular, evitando así que en el sector anular de la tubería de revestimiento existan dos fluidos de distinta procedencia

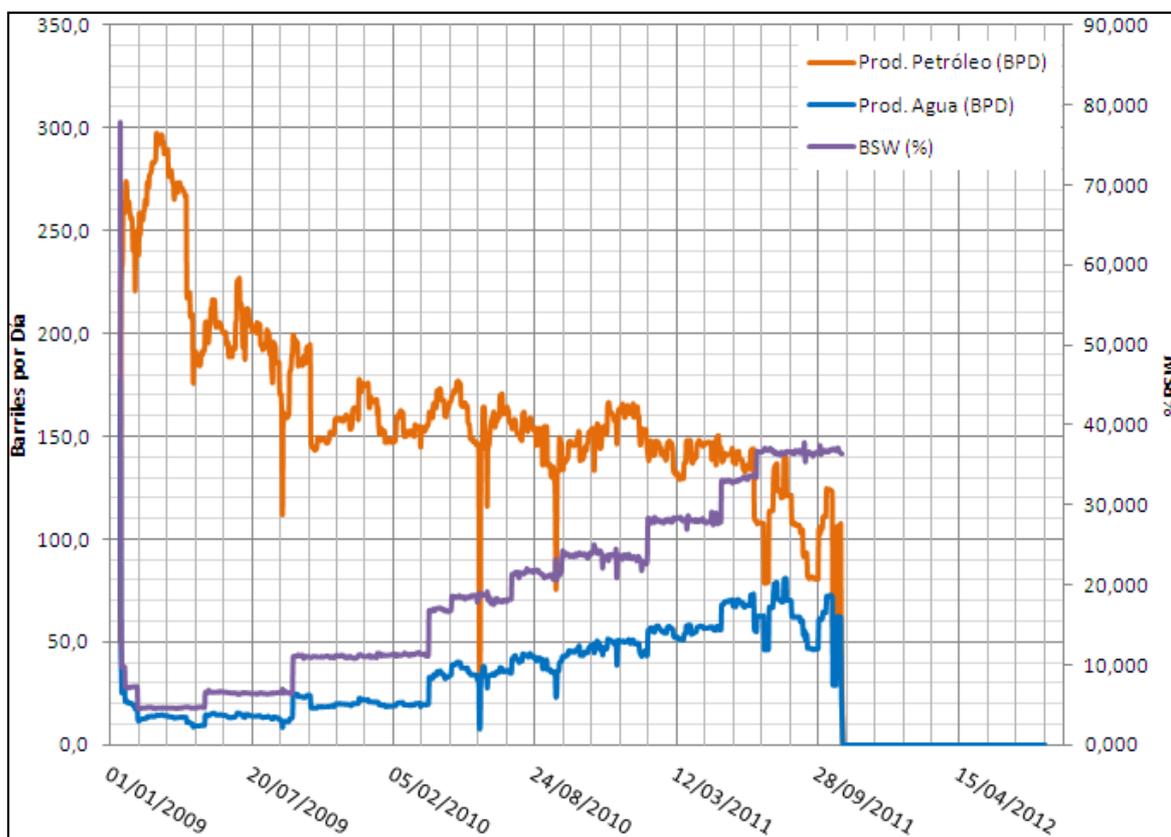
que pudiesen interactuar demasiado químicamente desgastando al casing y reduciendo así su vida útil.

3.2.4 POZO EXXX B-14

El pozo EXXX B-14H fue el cuarto pozo perforado desde el pad EXXX-B durante la campaña del 2001. Su perforación inicio el 29 de junio de dicho año, alcanzando una profundidad total de 8830 ft (MD) en 21 días direccionado primordialmente para intersecar los reservorios M-1 y U. El costo final de la fase de perforación fue de aproximadamente 2.07 millones de dólares.

En este pozo, el intervalo de 7957' a 8030'MD (19 pies TVD) de la arena Basal Tena, fue completado el 15 de enero del 2009. El Anexo 2.4 muestra el diagrama de competición actual del pozo, y la Figura 3.12 muestra una gráfica con los resultados de producción históricos obtenidos del pozo.

FIGURA 3.12
HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO EXXX B-14 RESERVORIO BASAL TENA



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con la finalidad de cuantificar los valores de presión existentes en el yacimiento, daño, permeabilidad de la formación, además de determinar el índice de productividad y el potencial del pozo, se han realizado evaluaciones al pozo, siendo la última realizada el 3 de enero del 2009.

En esta evaluación se adquirieron los datos de presión mediante un sensor instalado en una completación con bombeo hidráulico tipo jet.

Los parámetros utilizados para evaluar al pozo se presentan a continuación en la Tabla 3.12.

TABLA 3.12
PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-14
RESERVORIO BASAL TENA

Espesor total =	19' TVD	Caudal de fluido=	320 BFPD
Intervalo disparado=	7 957'-8 030' TVD	BSW=	8 %
Sw=	30 %	Prof del sensor (TVD)=	7 392 ft
GOR=	71 RB/scf	Datum (TVD)=	7 534 ft
Bo=	1.106 rb/stb	Gradiente=	0.4182 psi/ft
μ_o=	57 cp	Temperatura=	195 °F
Co=	$5.43 \text{ E}^{-6} \text{ psi}^{-1}$	Pwf (al sensor)=	1 009 psia
Rw=	0.35 ft	Pwf (al datum)=	1 068 psia
Salinidad=	28 500 ppm	Δh (sensor – datum)=	142 ft
ϕ=	17 %	Δp (del sensor al datum)=	59 psia
API=	17.4 °	Punto de burbuja=	511 psia

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con los datos tomados de la evaluación y los parámetros indicados antes se obtuvieron los siguientes resultados presentados en la Tabla 3.13 (el análisis de pruebas de presión se realizó con ayuda del software comercial Saphir de Kappa).

TABLA 3.13
RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA EVALUACIÓN DEL
POZO EXXX B-14 RESERVORIO BASAL TENA

Parámetro	Valor
Permeabilidad Promedio	327 mD
Daño Total (S)	-2.7
Presión Inicial de Reservorio	2 428 psia

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

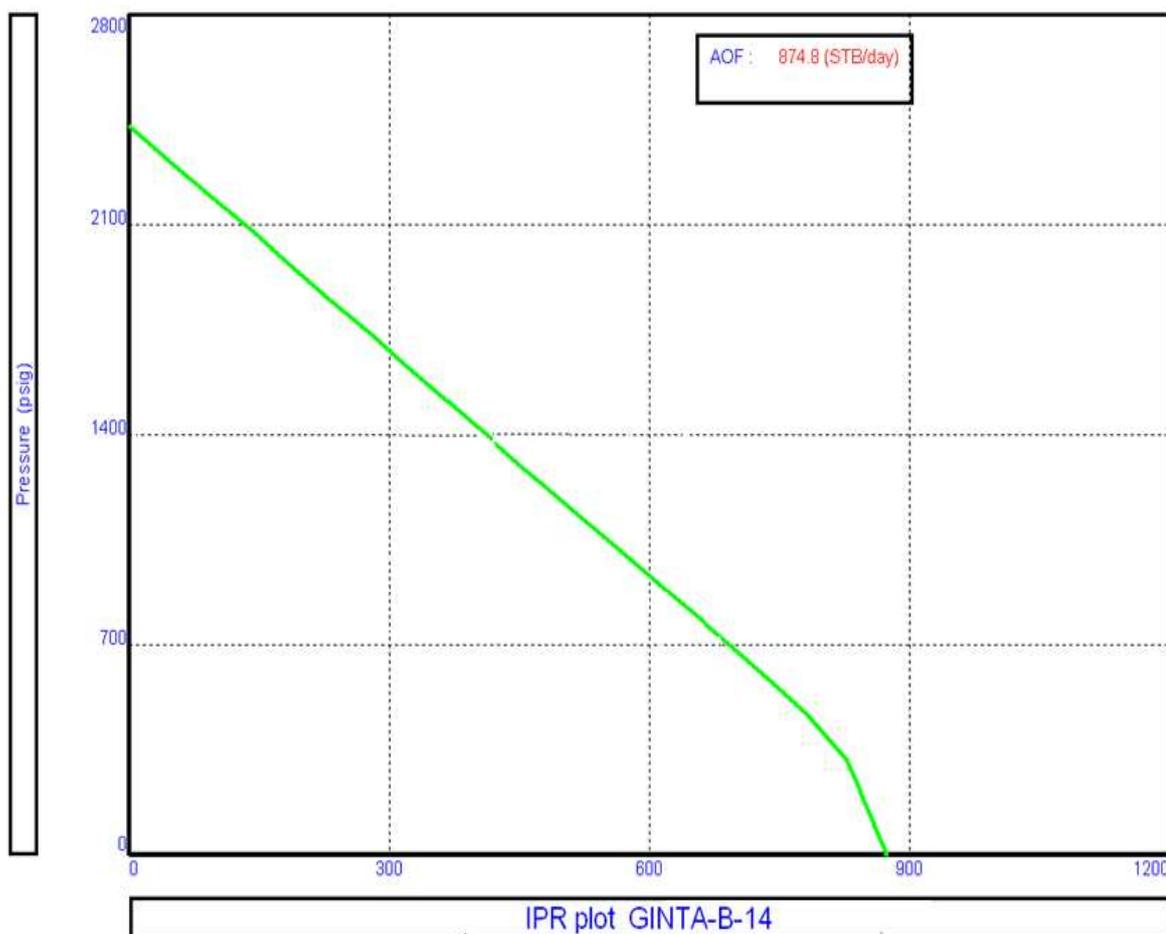
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con los parámetros obtenidos de la interpretación de la prueba de presión, se calculó la curva IPR empleando Darcy como modelo de pozo direccional. Luego a esta curva se le realizó un ajuste (match), con los datos de presión-producción obtenidos de la prueba de producción (draw-down), obteniéndose como resultado una curva IPR de parámetros confiables (Figura 3.13).

El índice de productividad del pozo calculado con los datos de la interpretación, fue de 0.4 bls/psi (baja productividad).

Tomando en cuenta el corte de agua de ese entonces, se solicitó a la ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero) que se apruebe una tasa de producción de 600 BPPD.

FIGURA 3.13
CURVA IPR MODELADA CON LOS DATOS DE LA ÚLTIMA EVALUACIÓN AL POZO EXXX B-14 RESERVORIO BASAL TENA

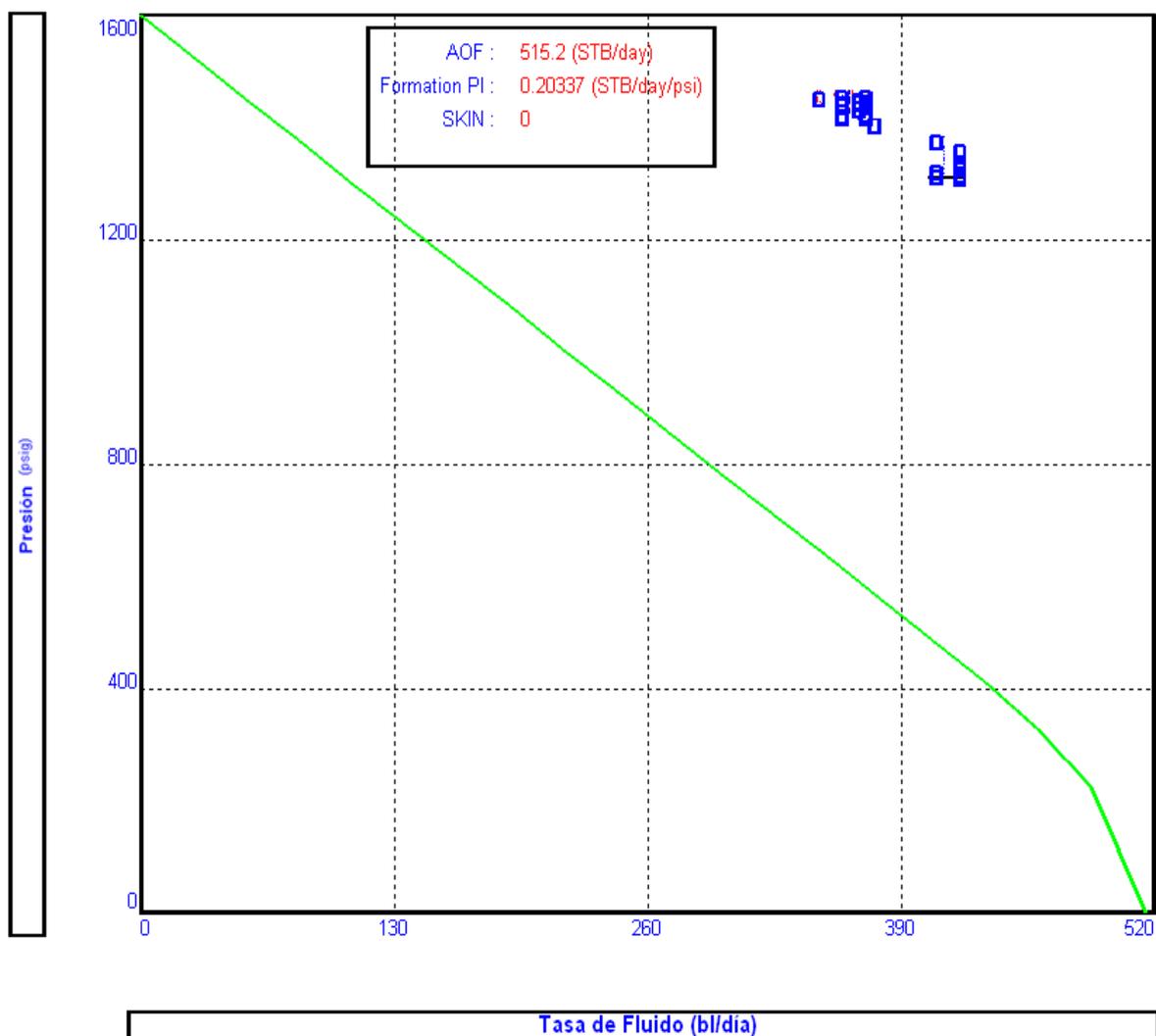


FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Área de Ingeniería de Yacimientos de Repsol

Luego, se actualizó la curva IPR con los datos de presión y de producción actuales del pozo, de la misma manera como se mostró en el literal 3.2.1 para el pozo Exxx-B-1-RE1.

Tomando en cuenta la curva IPR actualizada (Figura 3.14), los datos de presión y los de producción histórica, se eligió un caudal de producción deseado para el diseño del levantamiento artificial afín con estos parámetros. El punto en que este caudal intersecó a la curva IPR fue usado para obtener la presión de fondo fluente (P_{wf}) requerida para producir dicho caudal.

FIGURA 3.14
CURVA IPR ACTUALIZADA PARA EL POZO EXXX B-14 RESERVORIO BASAL TENA



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con el uso del programa Prosper de Petrex (Petroleum Experts), se determinó mediante análisis de sensibilidades los mejores parámetros para realizar el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet (Tabla 3.14); acorde con las facilidades de producción, los resultados de los análisis de núcleos (cores), las interpretaciones petrofísicas y la curva IPR del pozo.

TABLA 3.14
PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO EXXX B-14 RESERVORIO BASAL TENA

DATOS [unidades]	Nomenclatura	Valores
Presión de succión/entrada a la Bomba [psi]	(PIP) =	775
Presión de fondo fluyente [psi]	(Pwf) =	1 067
Presión de cabeza [psi]	(Pwh) =	400
Presión de operación en superficie [psi]	(PT) =	2 000
Profundidad asentamiento bomba TVD [ft]	(D) =	6 920
Longitud del tubing hasta la bomba MD [ft]	(L) =	7 000
Tubing ID [in]	(ID tub) =	2.992
Tubing OD [in]	(OD tub) =	3.5
Casing ID [in]	(ID cas) =	8.681
° API del petróleo producido [°API]	(API) =	14
Gradiente del agua formación [psi/pie]	(Gw) =	0.4423
Gradiente fluido motriz [psi/pie]	(GN) =	0.4396
Corte de agua producido [fracción]	(Fw) =	0.41
Relación Gas/Petróleo [pcs/bl]	(GOR) =	71
Producción deseada de fluido [B/D]	(Qs) =	194
Viscosidad petróleo [cp]	(μ_o) =	57
Viscosidad del agua [cp]	(μ_w) =	0.4
Tope punzados TVD [pie]	(Tope) =	7 522
Salinidad agua de reinyección [ppm]	(ppm) =	20 000
Salinidad agua de formación [ppm]	(ppm) =	28 500

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

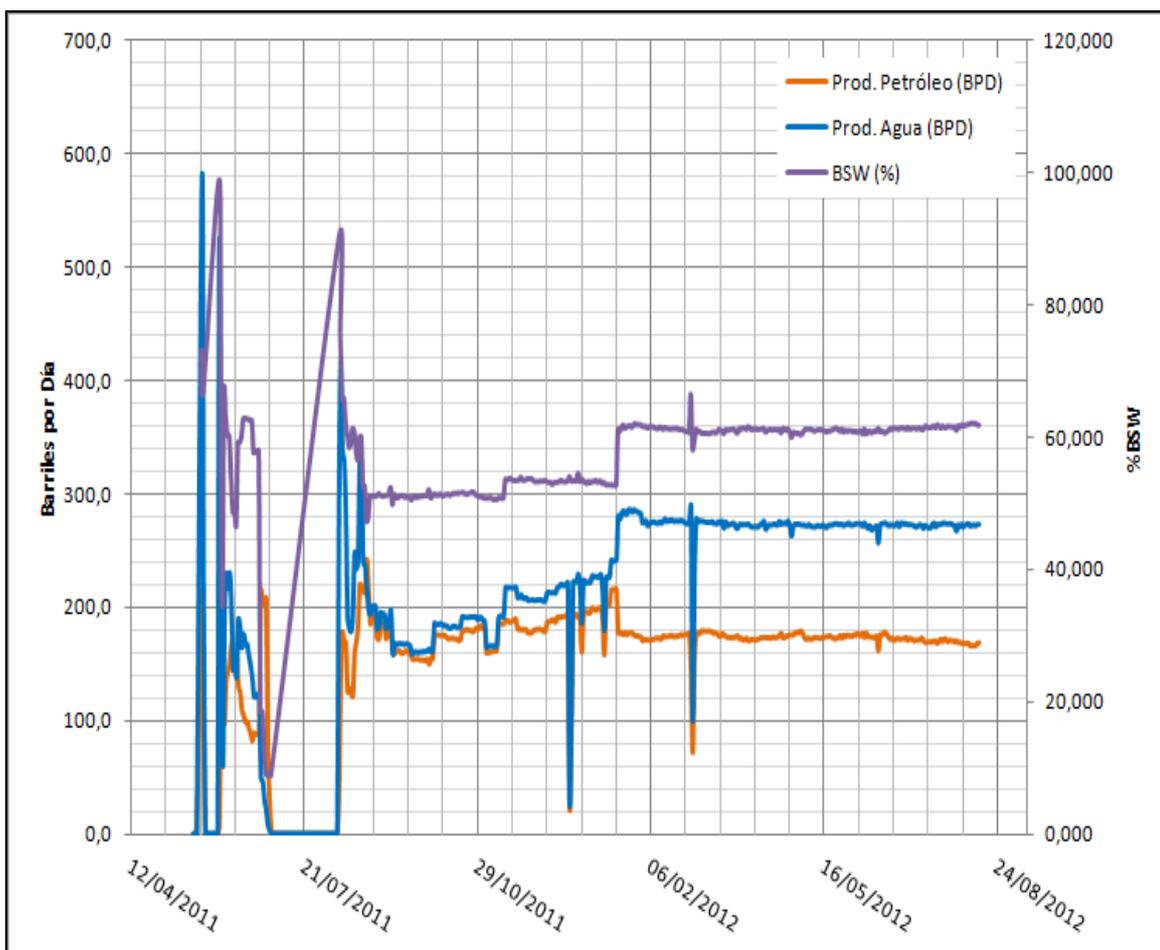
Cabe recalcar que para precautelar la seguridad de la tubería de revestimiento (casing), el área de producción de Repsol recomendó que las completaciones con sistemas de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet se las diseñe con una configuración de bombeo inverso, es decir, que la producción se la realice por el tubing y la inyección por el anular, evitando así que en el sector

anular de la tubería de revestimiento existan dos fluidos de distinta procedencia que pudiesen interactuar demasiado químicamente desgastando al casing y reduciendo así su vida útil.

3.2.5 POZO EXXX B-27

El pozo direccional EXXX-B-27H fue perforado en la plataforma EXXX-B. Se alcanzó la profundidad total de 8975 pies MD en marzo del 2002. El tope de Basal Tena fue encontrado a 8019' MD (7562' TVD), y fue completado el intervalo de 8020' a 8100' MD (80 pies MD) de dicha arena. El Anexo 2.5 muestra el diagrama de competición actual del pozo, y la Figura 3.15 muestra una gráfica con los resultados de producción históricos obtenidos del pozo.

FIGURA 3.15
HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO EXXX B-27 RESERVORIO BASAL TENA



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con la finalidad de cuantificar los valores de presión existentes en el yacimiento, daño, permeabilidad de la formación, además de determinar el índice de productividad y el potencial del pozo, se han realizado evaluaciones al pozo, siendo la última realizada el 17 de mayo del 2011.

La adquisición de los datos de presión y temperatura se realizó mediante un sensor (Canada Tech) de Sertecpet, instalado en una completación con bombeo hidráulico tipo jet.

Los parámetros utilizados para evaluar al pozo se presentan a continuación en la Tabla 3.15.

TABLA 3.15
PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA EVALUACIÓN DEL POZO EXXX B-27
RESERVORIO BASAL TENA

Espesor total =	28' TVD	Caudal de fluido=	350 BFPD
Intervalo disparado=	8 020'-8 100' MD	BSW=	6 %
Sw=	20 %	Prof del sensor (TVD)=	7466 ft
GOR=	54 RB/scf	Temperatura=	195 ºF
Bo=	1.106 rb/stb	Punto de burbuja=	511 psia
μ_o=	57 cp	Salinidad=	28 500 ppm
Co=	$8.43 \text{ E}^{-6} \text{ psi}^{-1}$	ϕ=	18.5%
Rw=	0.354167 ft	API=	16.7°

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con los datos tomados de la evaluación y los parámetros indicados antes se obtuvieron los siguientes resultados presentados en la Tabla 3.16. El análisis de pruebas de presión se realizó con ayuda del software comercial Saphir de Kappa.

TABLA 3.16
RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA EVALUACIÓN DEL
POZO EXXX B-27 RESERVORIO BASAL TENA

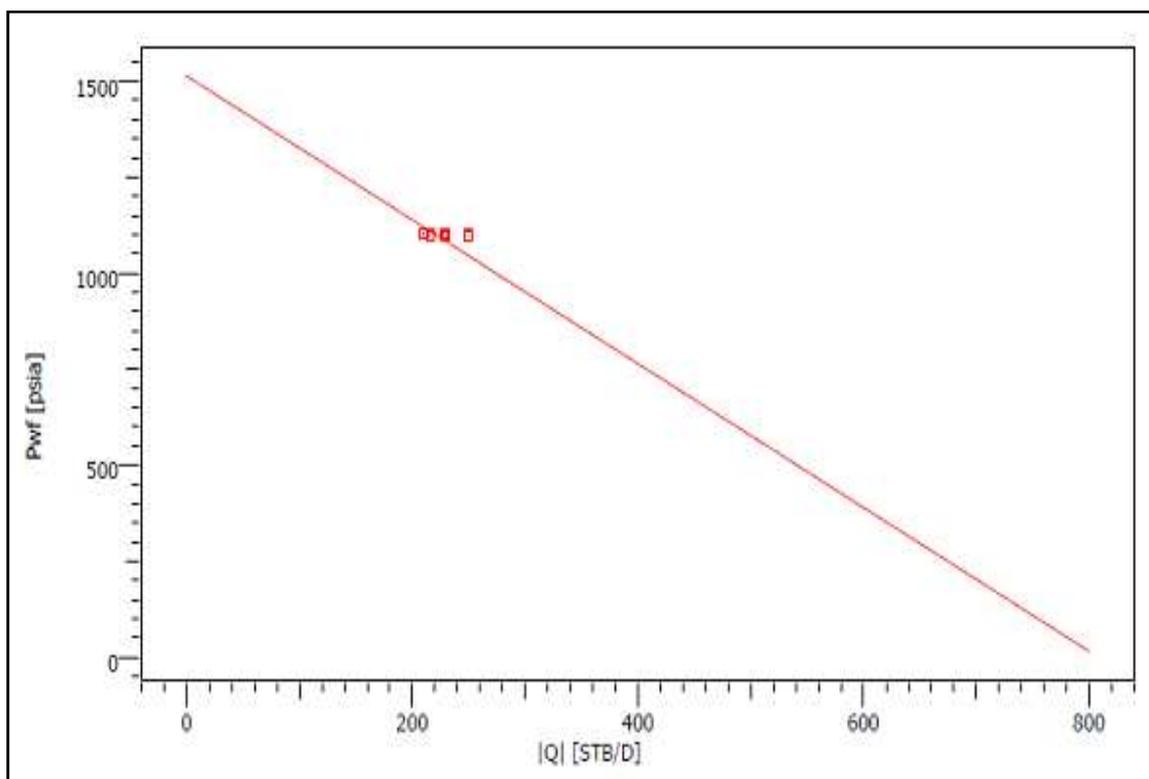
Parámetro	Valor
Permeabilidad Promedio	732 mD
Daño Total (S)	-2.17
Presión Inicial de Reservorio	1 496 psia

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con los parámetros obtenidos de la interpretación de la prueba de presión, se calculó la curva IPR; empleando Darcy como modelo de pozo direccional. Luego a esta curva, se le realizó un ajuste (match) con los datos de presión-producción obtenidos de la prueba de producción (draw-down), obteniéndose como resultado una curva IPR de parámetros confiables (Figura 3.16). El índice de productividad del pozo calculado con los datos de la interpretación fue de 0.491 bls/psi.

Tomando en cuenta el corte de agua de ese entonces se solicitó a la ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero) que se apruebe una tasa de producción de 350 BPPD.

FIGURA 3.16
CURVA IPR MODELADA CON LOS DATOS DE LA ÚLTIMA EVALUACIÓN AL POZO EXXX B-27 RESERVORIO BASAL TENA



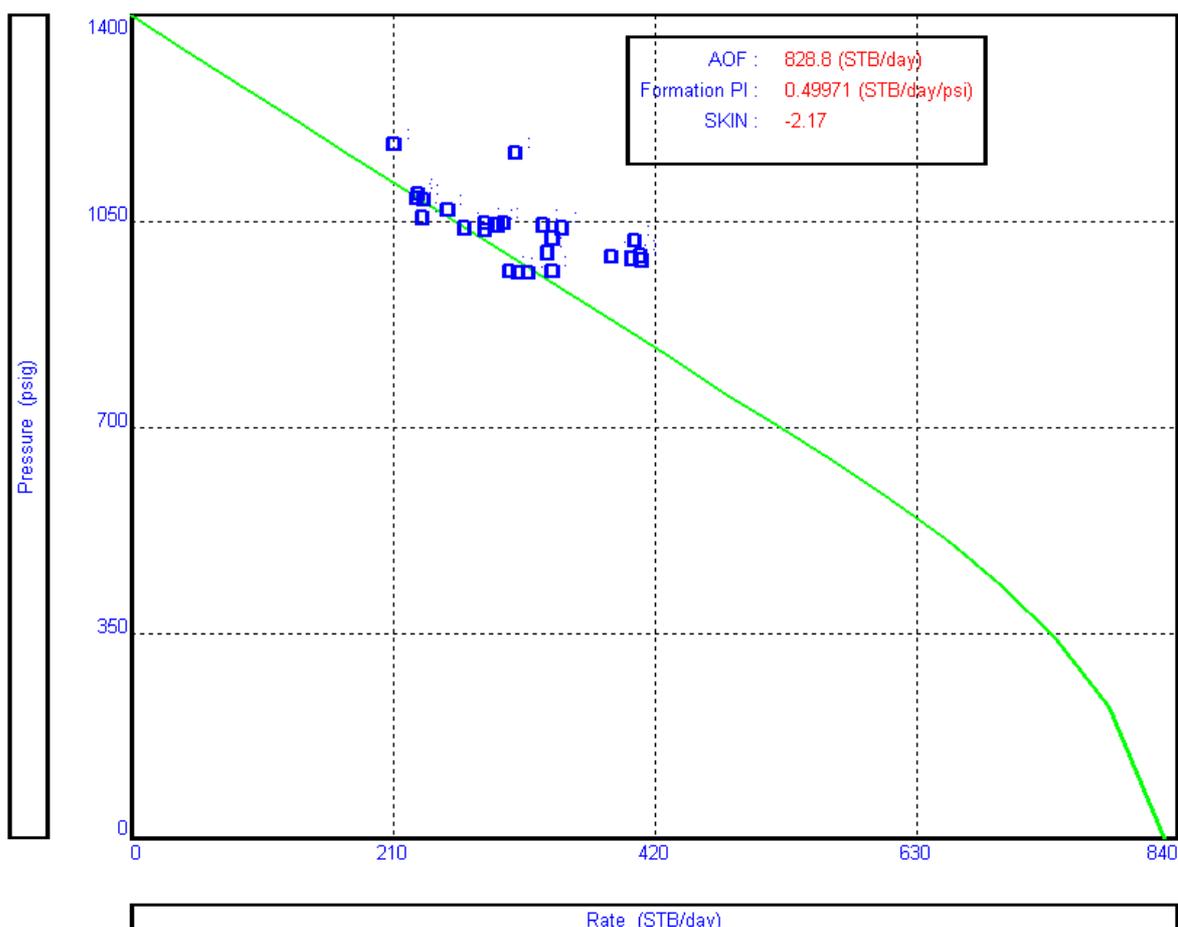
FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Área de Ingeniería de Yacimientos de Repsol

Luego, se actualizó la curva IPR con los datos de presión y de producción actuales del pozo, de la misma manera como se mostró en el literal 3.2.1 para el pozo Exxx-B-1-RE1. Pero dado que la última presión del yacimiento calculada de la última prueba de presión realizada hace aproximadamente un año del presente

estudio (1496 psi en el 24/05/2011) resulta ser menor que la obtenida de la Figura 3.4 (1600 psi), se usó la pendiente de la recta de la figura para de esta forma para calcular el decaimiento de la presión que ha tenido este pozo durante ese año transcurrido, la cual se estimó que es de aproximadamente 100 psi/año, de allí que la presión actual de reservorio se estimó que debe aproximarse a los 1400 psi, que será la presión de diseño del sistema de bombeo hidráulico en este pozo.

Tomando en cuenta la curva IPR actualizada (Figura 3.17), los datos de presión y los de producción histórica, se eligió un caudal de producción deseado para el diseño del levantamiento artificial a fin con estos parámetros. El punto en que este caudal intersecó a la curva IPR fue usado para obtener la presión de fondo fluente (Pwf) requerida para producir dicho caudal.

FIGURA 3.17
CURVA IPR ACTUALIZADA PARA EL POZO EXXX B-27 RESERVORIO BASAL TENA



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Con el uso del programa Prosper de Petrex (Petroleum Experts) se determinó mediante análisis de sensibilidades los mejores parámetros para realizar el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet (Tabla 3.17), acorde con las facilidades de producción, los resultados de los análisis de núcleos (cores), las interpretaciones petrofísicas y la curva IPR del pozo.

TABLA 3.17
PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO EXXX B-27 RESERVORIO BASAL TENA

DATOS [unidades]	Nomenclatura	Valores
Presión de succión/entrada a la Bomba [psi]	(PIP) =	903
Presión de fondo fluyente [psi]	(Pwf) =	970
Presión de cabeza [psi]	(Pwh) =	400
Presión de operación en superficie [psi]	(PT) =	2 500
Profundidad asentamiento bomba TVD [ft]	(D) =	7 494
Longitud del tubing hasta la bomba MD [ft]	(L) =	7 850
Tubing ID [in]	(ID tub) =	2.992
Tubing OD [in]	(OD tub) =	3.5
Casing ID [in]	(ID cas) =	8.681
° API del petróleo producido [°API]	(API) =	16.7
Gradiente del agua formación [psi/pie]	(Gw) =	0.4423
Gradiente fluido motriz [psi/pie]	(GN) =	0.4396
Corte de agua producido [fracción]	(Fw) =	0.7
Relación Gas/Petróleo [pcs/bl]	(GOR) =	54
Producción deseada de fluido [B/D]	(Qs) =	320
Viscosidad petróleo [cp]	(μ_o) =	57
Viscosidad del agua [cp]	(μ_w) =	0.4
Tope punzados TVD [pie]	(Tope) =	7 558
Salinidad agua de reinyección [ppm]	(ppm) =	20 000
Salinidad agua de formación [ppm]	(ppm) =	28 500

FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

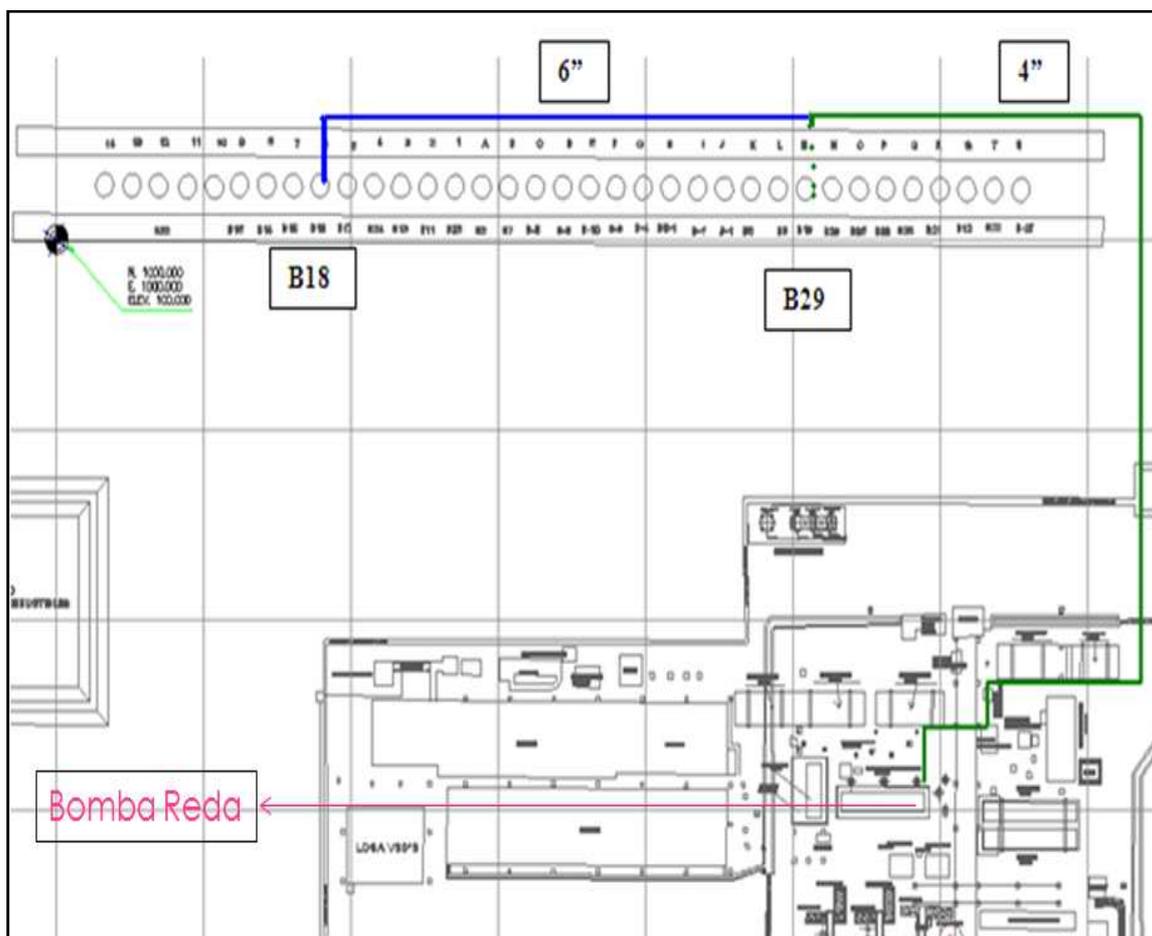
Cabe recalcar que, para precautelar la seguridad de la tubería de revestimiento (casing), el área de producción de Repsol recomendó que las completaciones con sistemas de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet se las diseñe con una configuración de bombeo inverso, es decir, que la producción se la realice por el tubing y la inyección por el anular; evitando así, que en el sector anular de la tubería de revestimiento existan dos fluidos de distinta procedencia

que pudiesen interactuar demasiado químicamente desgastando al casing y reduciendo así su vida útil.

3.3 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACUAL DE LOS SISTEMAS DE INYECCIÓN DE LA PLATAFORMA EXXX B

Los planos actualizados de las instalaciones superficiales de la plataforma Exxx B, en donde se encuentran todos los pozos candidatos, indican que existe instalada bajo superficie, una línea de 4" junto al patín de los pozos (hasta el pozo Exxx B-29 y conectado mediante línea de 6" hasta el pozo Exxx B-18) que es alimentada con presión proveniente de una bomba Reda hasta el pozo Exxx B-18 (Figura 1.18).

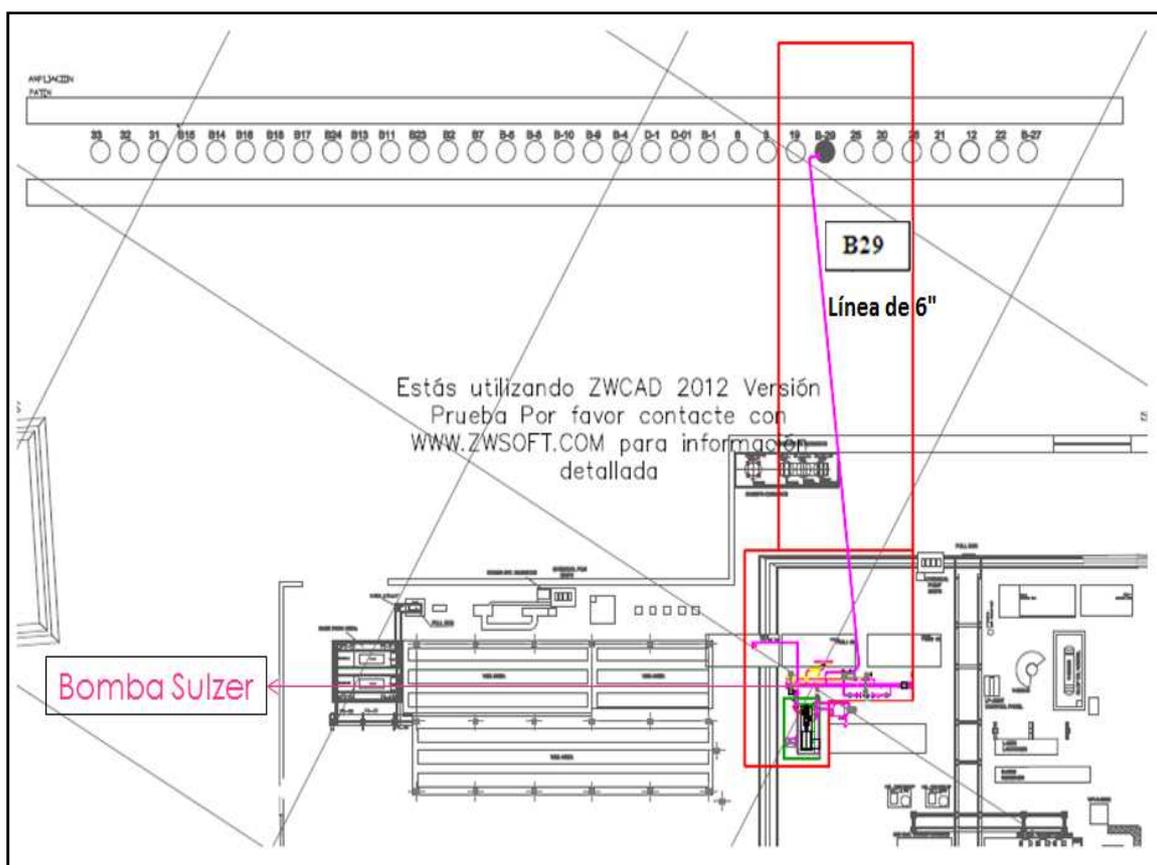
FIGURA 3.18
ESQUEMA DE LA INYECCIÓN DE AGUA DESDE LA BOMBA REDA INSTALADA EN LA PLATAFORMA EXXX B



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

Por otro lado, el pozo Exxx B-29 actualmente está alimentando desde una bomba Sulzer, y tiene las conexiones para eventualmente alinearse al pozo Exxx B-18 con una línea de 6 pulgadas (Figura 3.19).

FIGURA 3.19
ESQUEMA DE LA INYECCIÓN DE AGUA DESDE LA BOMBA SULZER
INSTALADA EN LA PLATAFORMA EXXX B



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

Actualmente el pozo Exxx B-29 tiene una capacidad de inyección de: 50 000 BOPD y de 2 700 psi (Bomba Sulzer), y el pozo Exxx B-18 una capacidad de inyección de: 20 000 BOPD y de 2 500 psi (Bomba Reda).

Si consideramos que el bombeo Jet para 5 pozos tendrá un requerimiento de caudal de 15 000 BFPD a 2500 psi, como se estima va a presentarse; las dos bombas si tendrían capacidad para el suministro del fluido motriz y para inyección. El punto de operación de las bombas deberá ser controlado con la válvula de choque instalada según permita el límite máximo de amperaje de operación de los motores.

Por otro lado el requerimiento de caudal estimado de fluido motriz para cada pozo productor es de 3 000 BAPD, esto significa que el total de agua a ser requerido en el nuevo sistema de distribución de líquido motriz para bombeo Jet estaría en el orden de los 15 000 BAPD.

De acuerdo a lo manifestado, el agua de inyección disponible en la plataforma Exxx B puede ser inyectada de la bomba Sulzer o de la Bomba Reda , por lo que se está se está gestionando el proyecto para instalar una nueva bomba Sulzer y retirar la bomba Reda de la plataforma. Esta situación permitirá tener un solo diferencial de presión, lo cual permitirá la interconexión de los sistemas de distribución de agua e inyección a alta presión; disponiéndose de un manifold común para la distribución de fluido motriz usado en los pozos para el bombeo hidráulico.

Debido a que el pozo Exxx B-18 está siendo alimentado desde la Bomba Reda, se plantea usar el manifold de 4"-6" para la distribución de fluido motriz a los pozos donde se implemente el bombeo Jet (Figura 1.20).

Para el fluido motriz, se requiere de una línea de 2" derivada del manifold de 6" (o de 4", según sea la ubicación, respecto al pozo EXXX B-29) existente, hacia el cabezal del pozo donde se instalará este sistema. Estas derivaciones, se las podrían ejecutar mediante hot taps (conexiones de tubería bajo presión) o con la línea fuera de servicio e incluirá la instalación de una válvula de globo y un medidor de flujo previo a la conexión con el pozo.

Respecto a la instrumentación básica requerida, por parte de Repsol, se incluye:

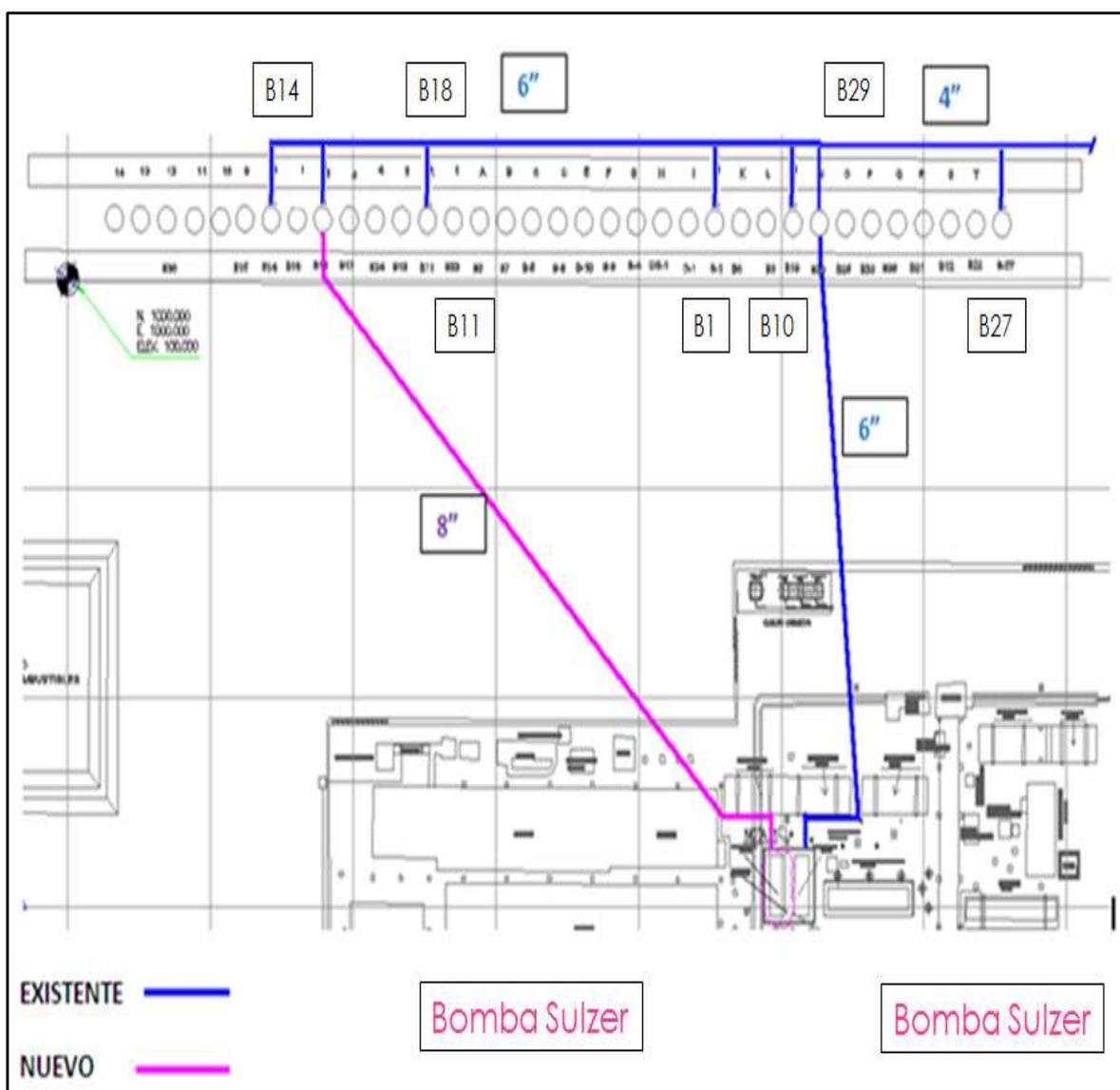
- Válvula de globo para cada una de las derivaciones.
- Medidores de presión en las líneas de alimentación de fluido motriz antes y después de la válvula de globo.
- Medidor de flujo para cada una de las derivaciones previo a la conexión con el pozo.

La instrumentación anterior, no incluye el equipamiento y requerimientos de la empresa contratista encargada del proyecto de bombeo jet.

La interconexión al cabezal de los pozos, deberá realizarse, de forma tal que se utilice únicamente el espacio disponible en el cellar, de manera análoga a las instalaciones existentes, para permitir futuras intervenciones de los taladros.

FIGURA 3.20

ARREGLO FINAL PROPUESTO PARA LA ADECUACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE EN LA PLATAFORMA EXXX B PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO HIDRÁULICO EN LOS POZOS CANDIDATOS



FUENTE: Departamento de Instalaciones de Superficie, Repsol Ecuador

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

3.3 ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO DEL AGUA DE REINYECCIÓN

El agua tratada es sometida a análisis de sus propiedades físico químicas para monitorear diversos parámetros que pudiesen afectar el desempeño operacional de los equipos y de los fluidos que contacten con ella, de ahí la importancia de realizar este tipo de análisis.

Los procesos para el tratamiento de aguas de reinyección se basan en la eliminación de los contaminantes que pudiesen afectar a los fluidos de la formación, la formación o a los equipos superficiales o de fondo. Este proceso se realiza hasta alcanzar los valores máximos permisibles de acuerdo a normas y estándares nacionales e internacionales (también adoptados por Repsol).

3.3.1 GENERALIDADES

Hay tres objetivos principales desde un punto de vista operacional en un Sistema de Reinyección de Agua:

- 1) Entregar agua limpia al pozo de inyección.
- 2) Prevenir taponamiento y depositación de sólidos en líneas, separadores y pozos de inyección.
- 3) Mantener el buen estado de los equipos de superficie y de subsuelo, previniendo la corrosión.

Los equipos de superficie y de subsuelo que intervienen en un sistema de Reinyección de Agua; aunque están expuestos a muchos factores externos que pueden producir mal funcionamiento y reducir su tiempo de vida útil, la mayoría de estos factores dependen más de la cantidad de fluido que se va a reinyectar en el reservorio receptor. Los problemas más comunes que pueden presentarse debido al mal control de la calidad del agua de reinyección son:

- Corrosión
- Formación de escala
- Acumulación de bacterias
- Desgaste por superar velocidades máximas permisibles de fluido

Por eso; desde que el agua de producción es obtenida de la extracción de crudo, esta pasa por un proceso en el cual se debe obtener la mejor calidad del agua para su reinyección. El proceso consta de dos partes fundamentales que son:

- La Planta de Tratamiento de Crudo y la de agua, y
- Un tratamiento químico periódico del agua de producción.

Por lo que Repsol determinó que para cumplir sus objetivos de calidad del agua de inyección y reinyección, esta debe presentar un contenido menor a 15 ppm de crudo y un contenido bajo en sólidos disueltos, para poder así ser inyectada a la formación e impedir algún tipo de taponamiento en los poros del reservorio receptor, o ser usada sin problemas en otras operaciones, como por ejemplo en sistemas de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet como fluido de potencia.

3.4 SEGURIDAD INDUSTRIAL E IMPACTO AMBIENTAL

La seguridad y el medio ambiente son dos aspectos de primordial importancia para el desenvolvimiento de cualquier actividad dentro de la empresa, por lo que cualquier actividad que ponga en riesgo estos dos aspectos queda estrictamente prohibida su ejecución.

3.4.1 POLÍTICA EMPRESARIAL

Proteger al medio ambiente y proveer de seguridad y salud en el trabajo a los trabajadores de la Empresa, es parte fundamental de la política de Repsol. La Empresa considera que: la mayoría de impactos ambientales negativos, accidentes, lesiones y enfermedades profesionales, se pueden prevenir con un adecuado entrenamiento y desempeño seguro en cada área de trabajo.

Repsol tiene el compromiso de prevenir accidentes y daños ambientales por lo que provee de herramientas adecuadas, equipos con altos estándares de calidad, sitios de trabajo y equipos de seguridad que garanticen un trabajo seguro en sus instalaciones, ya que la política de salud y seguridad industrial se basa en los procedimientos preventivos.

3.4.2 IMPACTO AMBIENTAL

Para determinar la presencia de trampas estructurales dentro del bloque que podrían contener hidrocarburos, Repsol utiliza la técnica de prospección sísmica. Se emplea la tecnología de perforación de pozos en racimo (vertical, horizontal y direccional), lo que significa una reducción notable en el número de plataformas y espacios de deforestación requeridos para el mismo número de pozos, si utilizáramos las técnicas convencionales.

El fluido obtenido (petróleo, agua y gas) se direcciona a las instalaciones de cada estación en donde por medio de un sistema múltiple (manifold) se integra la producción de todos los pozos y, luego de acuerdo a la ubicación de la plataforma de producción (Well Pad) es dirigido hacia las plantas de proceso del norte (NPF) y/o sur (SPF), en donde se procede a la separación de las fases (agua, petróleo y gas), almacenamiento de crudo, utilización del gas asociado para generación de energía e inyección del agua de formación.

IDENTIFICACIÓN DE FUENTES DE CONTAMINACIÓN

El principal contaminante líquido que se tiene es el agua de formación que se la vierte previo el paso por piscinas de separación en donde se retiene el aceite y se disminuyen otros componentes por reacciones químicas que se producen en las mencionadas piscinas de separación.

El agua de formación es aquella que acompaña al crudo cuando es extraído del subsuelo. El agua puede ser agua que proviene directamente del pozo o agua usada en operación de recuperación. La cantidad y la calidad del agua de formación dependen del método de explotación, la naturaleza de la formación donde se hace la explotación y del tiempo de producción del pozo.

El agua de formación generalmente es muy salina también puede contener trazas de aditivos necesarios para el proceso de producción tales como coagulantes, inhibidores de corrosión, dispersantes, demulsificantes, agentes de control de parafina e inhibidores de incrustaciones.

El agua de formación por su alta salinidad puede contaminar suelos, aguas superficiales y afectar la vegetación y organismos acuáticos.

Las siguientes prácticas pueden usarse para el manejo de las aguas de producción, dependiendo de sus constituyentes, y de las características de las aguas superficiales o subterráneas.

La remoción del aceite suspendido del agua de producción constituye un paso importante en el manejo de este desecho, antes de su disposición final, que puede ser inyección a profundidad, dispersión sobre el suelo o descarga a los cuerpos de agua.

El tratamiento para remoción de aceite, incluye tanques con skimmer, separadores API convencionales, de las placas paralelas, unidades de flotación por aire inducido o por aire disuelto, filtración en medios granulares, como mecanismos convencionales. Últimamente se han usado otras tecnologías para el tratamiento de las aguas de producción, en especial el uso de los hidrociclones y de membranas (Ultra filtración y micro filtración).

Debido a que estas dos técnicas están empezando a utilizarse se presenta una breve descripción de ellas.

La operación del hidrociclón, se basa en el uso de un modelo de flujo en espiral, para generar fuerzas centrífugas, que separan el aceite y el agua, con base en su diferencia de densidades. El uso de hidrociclones está adquiriendo importancia desde 1984 cuando se desarrolló la primera unidad comercial.

La ultra filtración y la micro filtración se realiza a través de un tubo poroso, los poros de tamaño de 0.1 micrones a unos pocos micrones para la micro filtración, en tanto que para la ultra filtración se usan poros mucho más pequeños (0,01). Sin embargo, estas últimas tecnologías están en vías de implementación y experimentación para disminución de costo.

3.4.3 SEGURIDAD INDUSTRIAL

La seguridad industrial, es una ínter disciplina técnica de trascendental importancia para el desarrollo armónico y ordenado de una empresa. Por consiguiente, es menester apoyarla a fin de que juegue un papel decisivo en la preservación principalmente de la salud y vida del trabajador, así como de las instalaciones. Uno de los mecanismos empleados para este objeto, es Seguridad e Higiene Industrial que bien comprendida y aceptada, puede ser utilizada en beneficio de la seguridad integral de la empresa.

El departamento de Seguridad Industrial, para conseguir los objetivos de prevención de accidentes y de enfermedades profesionales, introdujo en sus actividades la normalización técnica, para lo cual procedió a recopilar información científica y técnica (normas, reglamentos, códigos, instructivos, etc.) tanto de organismos nacionales como internacionales, logrando constituir de esta manera una sólida fuente de investigación y consulta, lo cual ha permitido a su personal técnico desarrollar sus actividades en forma acertada y eficaz.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS NORMAS DE SEGURIDAD MÁS IMPORTANTES UTILIZADAS

Norma S-H 001

Concentraciones máximas permisibles de las sustancias tóxicas en la descarga líquida.

Objetivo.- Fijar las concentraciones máximas permisibles de sustancias tóxicas en la descarga líquida de las diferentes instalaciones.

Norma S-H 002

Control de Polución en las instalaciones industriales del sistema.

Objetivo.- El propósito de esta norma es regular las emisiones de gases, partículas y polvos alrededor y dentro de las plantas industriales.

Norma S-H 003

Permisos de Trabajo.

Objetivo.- Determinar procedimientos para la ejecución de trabajos catalogados como peligrosos se realicen en condiciones óptimas de seguridad a fin de preservar la integridad del personal, de las instalaciones y del medio ambiente.

Norma S-H 004

Planes de emergencia.

Objetivo.- Contemplar detalladamente la cantidad de equipos, materiales e implementos de protección personal que se requieren para afrontar una emergencia y la capacitación y adiestramiento del personal en el uso de cada uno de ellos.

Norma S-H 006

Distancias mínimas de seguridad que deben contemplarse en las instalaciones petroleras.

Objetivo.- Establecer las distancias mínimas de seguridad que deben contemplarse en las instalaciones hidrocarburíferas.

Norma S-H 008

Señales de seguridad.

Objetivo.- Esta norma establece la forma, tamaños, colores y dimensiones de las señales de seguridad, determinadas a llamar la atención sobre los peligros.

Norma S-H 009

Identificación de los tanques y tuberías.

Objetivo.- Establecer las identificaciones que deber usarse para tanques y tuberías que contienen y conducen productos en las instalaciones petroleras.

Norma S-H 014

Elementos de protección ambiental.

Objetivo.- Establecer las disposiciones y procedimientos para la entrega y control de la utilización de los elementos de protección personal de planta en general, de acuerdo a los riesgos presentes en el medio laboral correspondiente.

Norma S-H 016

Procedimientos de seguridad industrial para efectuar limpieza de tanques.

Objetivo.- Prevenir accidentes en la realización de labores de limpieza de tanques que almacenan petróleo o sus derivados.

Norma S-H 018

Sistema de agua contra incendios para las instalaciones petroleras.

Objetivo.- Estandarizar procedimientos y emitir principios básicos para la instalación, corrección y adecuación de sistemas de agua contra incendios que sirven de protección a las instalaciones petroleras, con el propósito de disminuir el nivel de riesgo.

Norma S-H 019

Sistemas de espumas contra incendios.

Objetivo.- Estandarizar procedimientos y emitir principios básicos para la instalación, corrección y adecuación de sistemas de espuma contra incendios que sirven de protección a las instalaciones petroleras.

Norma S-H 020

Sistemas especiales de protección contra incendios.

Objetivo.- Establecer los lineamientos necesarios para el diseño de sistemas fijos de extinción a base de hidrocarburos halogenados, dióxido de carbono, polvo químico seco y vapor de agua, a fin de obtener un nivel adecuado de protección para el personal y las instalaciones, de la industria petrolera, frente a los riesgos potenciales de incendio y explosión.

Norma S-H 023

Sistemas de drenaje.

Objetivo.- Establecer los requerimientos mínimos de diseño para los sistemas de drenaje en las instalaciones operativas para prevenir la contaminación y la propagación de incendios que pueden originarse como consecuencia de derrames de líquidos inflamables y combustibles.

Norma S-H 024

Revestimiento contra incendios para las estructuras petroleras.

Objetivo.- Establecer los requerimientos mínimos para la aplicación en ampliaciones o modificaciones de instalaciones de la industria petrolera, a fin de obtener un nivel razonable de protección frente a potencias de riesgo de incendio.

Norma S-H 025

Sistemas de parada de emergencia, bloqueo, despresurización y venteo de equipos.

Objetivo.- Establecer los requerimientos mínimos de diseño que deberán cumplir con los sistemas de paradas de emergencia bloqueo, despresurización y venteo de equipos, plantas e instalaciones de la industria petrolera, a fin de garantizar un nivel razonable de protección para el personal y las instalaciones, frente a los riesgos potenciales de incendios o explosiones que se puedan originar durante situaciones de emergencia.

Norma S-H 026

Prevención de ruido industrial.

Objetivo.- Prevenir daños auditivos a los trabajadores que están sometidos durante la jornada de trabajo a la acción negativa del ruido.

Norma S-H 027

Niveles de iluminación para la industria hidrocarburífera.

Objetivo.- Establecer los valores mínimos de iluminación en las diferentes áreas operativas, con el fin de garantizar un desempeño visual eficiente, tanto bajo condiciones de iluminación natural como artificial. Establecer los valores mínimos de la iluminación de emergencia para evacuación, seguridad y operación en tales contingentes.

CAPÍTULO 4

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO PARA LOS POZOS SELECCIONADOS DE BAJO INDICE DE PRODUCTIVIDAD DEL BLOQUE 16

4.1 INTRODUCCIÓN

Para diseñar las geometrías de las bombas hidráulicas tipo jet, a aplicarse en los distintos pozos seleccionados, el método que se presenta en el presente trabajo es el propuesto por Eddie E. Smart, de la división de Guiberson. Con este método es posible calcular directamente la geometría óptima de una bomba tipo Jet, para los parámetros y condiciones determinadas.

4.2 MÉTODO PARA DISEÑAR LA GEOMETRÍA DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET

El método de Smart, es un método de cálculo directo, usado para determinar la geometría óptima de una Bomba Jet aplicable a un pozo determinado. Este método usa las curvas de comportamiento de las Bombas Jet, se calcula un área de tobera y se selecciona una relación de áreas. Esta información se usa para seleccionar una de las geometrías dadas por cualquier fabricante.

La implementación de la bomba diseñada busca incrementar la producción de los pozos, optimizando y aprovechando las facilidades con las que ya se cuenta.

CALCULO PARA DETERMINAR LA GEOMETRIA ÓPTIMA DE UNA BOMBA JET

A continuación se detalla la secuencia de cálculo propuesta por Smart para determinar la geometría óptima de la Bomba Jet:

- 1) Fijar la presión de operación superficial deseada, PT.
- 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.
- 3) Calcular el gradiente de presión del petróleo producido a partir de su gravedad API.

$$G_o = \frac{0.433 \times 141.5}{131.5 + \text{°API}}$$

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

$$G_s = F_w \times G_w + F_o \times G_o$$

$$\text{Donde: } F_o = 1 - F_w$$

- 5) Estimar el factor de volumen de formación para el petróleo y el agua.

$$B_T = \left[1 + 2.8 \left(\frac{\text{GOR}}{P_s} \right)^{1.2} \right] \times F_o + F_w$$

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

$$Q_N = \frac{G_s \times Q_s \times B_T}{G_N \times M}$$

Donde:

G_N = Gradiente de fluido motriz que pasa a través de la tobera.

Q_s = Tasa de fluido motriz.

M = Relación de flujo adimensional.

G_s = Gradiente de fluido motriz.

Utilizando la ecuación:

$$P_{FN} = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times L \times (D_1 + D_2) \times \mu^{0.21}}{C \times G_N^{0.21}} \right] \times G_N \times Q_N^{1.79}$$

Donde:

L = Profundidad de asentamiento de la bomba.

Q_N = Tasa de fluido motriz.

A continuación en la Tabla 4.1 se presenta la simbología de los diámetros de tubería utilizados en la fórmula.

TABLA 4.1
SIMBOLOGÍA DE LOS DIÁMETROS DE TUBERÍA

Diámetros	Flujo Anular	Flujo por T.P.
D_1	D_{ltr}	D_{ltp}
D_2	D_{otp}	0

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

- 7) 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:

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 tobera 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.

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

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

$$Q_D = Q_N + Q_S$$

- 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.

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

- 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:

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

Si el fluido motriz es agua:

$$F_{WD} = \frac{Q_N + Q_S \times F_W}{Q_D}$$

- 12) Determinar la relación gas - líquido del fluido de retorno GLR.

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

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

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

- 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 el conducto de retorno y la contrapresión en la cabeza del pozo. Si la GLR es menor que 10 pie³/bl.

$$P_D = P_{WH} + G_D \times D + P_{FD}$$

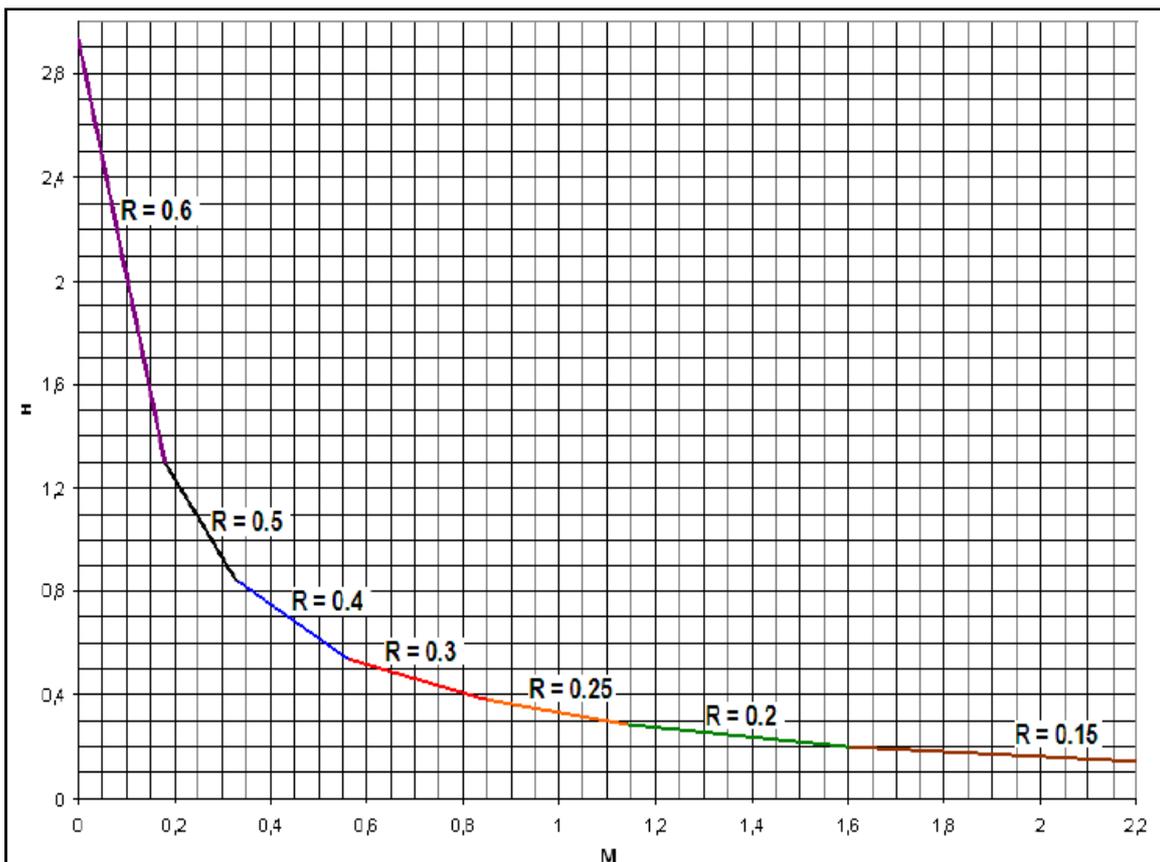
Si la GLR es mayor o igual que 10 pie³/bl, se debe utilizar una correlación adecuada para flujo multifásico.

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

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

16) Basado en este valor de H y la Tabla 4.2, se determina la relación de áreas óptimas, R. De similar forma la Figura 4.1 permite determinar la relación de áreas óptima, R.

FIGURA 4.1
CURVA DE COMPORTAMIENTO DE DISEÑO GUIBERSON



FUENTE: Melo V., (2007), *Folleto de Levantamiento Artificial*, Quito

A continuación la Tabla 4.2 indica que relación de áreas (R) es la más óptima para ser usada acorde con el rango de relación de presiones en el cual se espera va a estar operando la bomba jet en el pozo.

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*, Quito
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

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.

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

Donde:

$$C_1 = 2 R$$

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

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

$$C_4 = 1 + K_N$$

$$K_{TD} = 0.20$$

$$K_N = 0.03$$

Si en el paso N° 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.

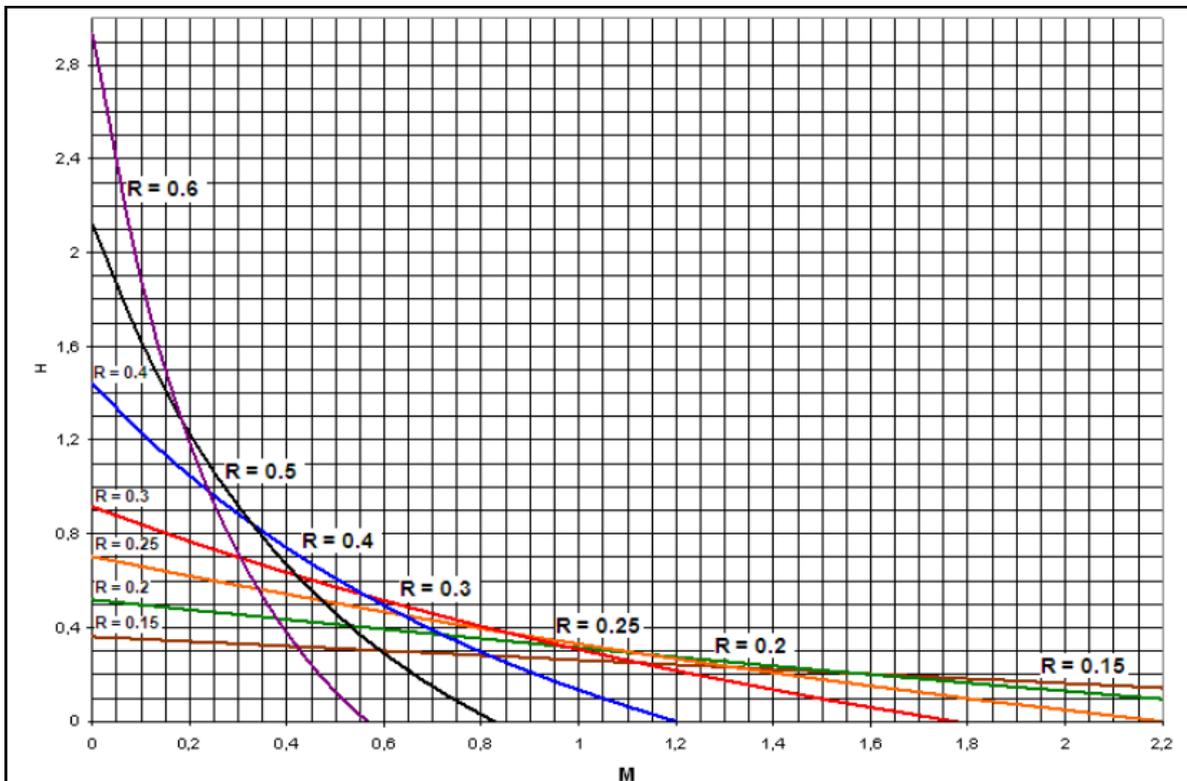
Usar el valor de R determinado en el paso N° 16, en vez de usar la Figura 4.2 se puede utilizar la Ecuación anterior.

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 N°19. Caso contrario regresar al paso N°6 usando el nuevo valor de M.

19) Calcular la relación de flujo adimensional en el límite de cavitación, M_L .

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

FIGURA 4.2
CURVA DE H - M DE GUIBERSON



FUENTE: Melo V., (2007), *Folleto de Levantamiento Artificial*, Quito

20) Si $M < M_L$, no existe problema de cavitación, en tal caso continuar en el paso N° 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 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:

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

23) Repetir los cálculos para evitar cavitación, regresando al paso N°5.

24) Determinar el área de la tobera requerida para manejar la tasa de fluido motriz calculada en el paso N°6.

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

La relación de áreas encontrada en el paso N° 16 junto con el área de la tobera del paso N° 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 la tasa calculada 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 cámara de mezclado que combina con esta tobera comercialmente disponible, para obtener la relación de áreas óptima.

$$HP_{triplex} = \frac{1.7 * 10^{-5} * Q_N * P_S}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

4.3 ANÁLISIS DEL POZO EXXX B-1-RE1

A continuación, la Tabla 4.3 indica los parámetros usados para el diseño de la geometría de la bomba hidráulica tipo jet a ser implementada en el pozo.

TABLA 4.3
DATOS EXXX B-1-RE1

DATOS [unidades]	Nomenclatura	Valores
Presión de succión/entrada a la Bomba [psi]	(PIP) =	180
Presión de fondo fluyente [psi]	(Pwf) =	302
Presión de cabeza [psi]	(Pwh) =	400
Presión de operación en superficie [psi]	(PT) =	2 500
Profundidad asentamiento bomba TVD [ft]	(D) =	6 988
Longitud del tubing hasta la bomba MD [ft]	(L) =	7 800
Tubing ID [in]	(ID tub) =	2.992
Tubing OD [in]	(OD tub) =	3.5
Casing ID [in]	(ID cas) =	8.681
° API del petróleo producido [°API]	(API) =	17.4
Gradiente del agua formación [psi/pie]	(Gw) =	0.4423
Gradiente fluido motriz [psi/pie]	(GN) =	0.4396
Corte de agua producido [fracción]	(Fw) =	0.13
Relación Gas/Petróleo [pcs/bl]	(GOR) =	71
Producción deseada de fluido [B/D]	(Qs) =	143
Viscosidad petróleo [cp]	(μo) =	57
Viscosidad del agua [cp]	(μw) =	0.4
Tope punzados TVD [pie]	(Tope) =	7 264
Vía de producción (por el ANULAR/TUBING)		TUBING
Fluido motriz (AGUA/PETRÓLEO)		AGUA

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Solución:

$$P_T = 2500 \text{ lb/plg}^2$$

$$M = 1$$

$$G_0 = \frac{0.433 \times 141.5}{131.5 + ^\circ\text{API}}$$

$$G_0 = \frac{0.433 \times 141.5}{131.5 + 17.4} = 0.4115 \text{ lb/plg}^2/\text{pie}$$

$$G_s = F_w \times G_w + F_o \times G_0$$

$$F_o = 1 - F_w = 0.87$$

$$G_s = 0.13 \times 0.4423 + 0.87 \times 0.4115$$

$$G_s = 0.4155 \text{ lb/plg}^2/\text{pie}$$

$$B_T = \left[1 + 2.8 \left(\frac{GOR}{PIP} \right)^{1.2} \right] \times F_O + F_W$$

$$B_T = \left[1 + 2.8 \left(\frac{71}{179} \right)^{1.2} \right] \times 0.87 + 0.13$$

$$B_T = 1.8008$$

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

$$Q_N = \frac{0.4155 \times 143 \times 1.8008}{0.4396 \times 1} = 243.2797 \text{ BPD}$$

$$P_{FN} = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times L \times (D_1 + D_2) \times \mu^{0.21}}{C \times G_N^{0.21}} \right] \times G_N \times Q_N^{1.79}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1 / (D_1 - D_2))^{0.1}$$

Sabiendo que:

$$D_1 = 8.681 \text{ plg}$$

$$D_2 = 3.5 \text{ plg}$$

$$C = (8.681 - 3.5)(8.681^2 - 3.5^2)^2 (8.681 / (8.681 - 3.5))^{0.1}$$

$$C = 239.772$$

$$P_{FN} = 0.0099 \text{ lb/plg}^2$$

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

$$P_N = 2500 + 0.4396 \times 6988 - 0.0099$$

$$P_N = 5571.9149 \text{ lb/plg}^2$$

$$Q_D = Q_N + Q_S$$

$$Q_D = 243.2797 + 143 = 386.2797 \text{ BPD}$$

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

$$G_D = \frac{0.4155 \times 143 + 0.4396 \times 386.2797}{386.7141}$$

$$G_D = 0.4307 \text{ lb/plg}^2/\text{pie}$$

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

$$F_{WD} = \frac{143 \times 0.13}{386.2797} = 0.048126$$

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

$$GLR = \frac{143 \times 0.87 \times 71}{386.2797} = 22.8671 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

$$\begin{aligned}\mu_D &= F_{WD} \times \mu_W + (1 - F_{WD}) \times \mu_O \\ \mu_D &= 0.048126 \times 0.4 + (1 - 0.048126) \times 57 \\ \mu_D &= 54.2761 \text{ cp}\end{aligned}$$

$$P_D = P_{WH} + G_D \times D + P_{FD}$$

$$P_{FD} = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times ((D_1 + D_2) \times \mu)^{0.21}}{C \times G^{0.21}} \right] + G \times Q^{1.79}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1/(D_1 - D_2))^{0.1}$$

Sabiendo que:

$$D_1 = 2.992 \text{ plg}$$

$$D_2 = 0 \text{ plg}$$

$$C = (2.992 - 0)(2.992^2 - 0^2)^2 (2.992/(2.992 - 0))^{0.1}$$

$$C = 239.777$$

$$P_{FD} = 4.2700 \text{ lb/plg}^2$$

$$P_D = 400 + 0.4307 \times 6988 + 4.2700$$

$$P_D = 3413.8167 \text{ lb/plg}^2$$

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

$$H = \frac{3413.8167 - 180}{5571.9149 - 3413.8167} = 1.4987$$

Basado en este valor de H y la Tabla 4.1, o Tabla 4.2, se determina la relación de áreas óptimas, R.

De la Tabla 4.2, R=0.6

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

Donde:

$$C_1 = 1.2 \quad C_2 = -0.45 \quad C_3 = 0.432 \quad C_4 = 1.03$$

$$K_{TD} = 0.20 \quad K_N = 0.03 \quad H = 1.4987$$

$$M = 0.1507 \quad M_{\text{anterior}} = 1$$

$$\text{Desviación} = \frac{|M - M_{\text{anterior}}|}{M_{\text{anterior}}} * 100\%$$

$$\text{Desviación} = 84.93\% > 1\%$$

No hay convergencia aún, se repite el procedimiento desde el paso N°6.

Primera Iteración

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

$$Q_N = \frac{0.416 \times 143 \times 1.8008}{0.4396 \times 0.1507} = 1614.4566 \text{ BPD}$$

$$P_{FN} = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times L \times (D_1 + D_2) \times \mu^{0.21}}{C \times G_N^{0.21}} \right] \times G_N \times Q_N^{1.79}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1 / (D_1 - D_2))^{0.1}$$

Sabiendo que:

$$D_1 = 8.681 \text{ plg}$$

$$D_2 = 3.5 \text{ plg}$$

$$C = (8.681 - 3.5)(8.681^2 - 3.5^2)^2 (8.681 / (8.681 - 3.5))^{0.1}$$

$$C = 21728.1264$$

$$P_{FN} = 0.0099 \text{ lb/plg}^2$$

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

$$P_N = 2500 + 0.4396 \times 6988 - 0.0099$$

$$P_N = 5571.9149 \text{ lb/plg}^2$$

$$Q_D = Q_N + Q_S$$

$$Q_D = 1614.4566 + 143 = 1757.4566 \text{ BPD}$$

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

$$G_D = \frac{0.4160 \times 143 + 0.4396 \times 1614.4566}{1757.4566}$$

$$G_D = 0.4376 \text{ lb/plg}^2/\text{pie}$$

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

$$F_{WD} = \frac{143 \times 0.13}{1757.4566} = 0.010578$$

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

$$GLR = \frac{143 \times 0.87 \times 71}{1757.4566} = 5.0261 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

$$\begin{aligned} \mu_D &= F_{WD} \times \mu_W + (1 - F_{WD}) \times \mu_O \\ \mu_D &= 0.010578 \times 0.4 + (1 - 0.010578) \times 57 \\ \mu_D &= 56.4013 \text{ cp} \end{aligned}$$

$$P_D = P_{WH} + G_D \times D + P_{FD}$$

$$P_{FD} = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times ((D_1 + D_2) \times \mu)^{0.21}}{C \times G^{0.21}} \right] + G \times Q^{1.79}$$

$$C = \frac{(D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1/(D_1 - D_2))^{0.1}}{}$$

Sabiendo que:

$$D_1 = 2.992 \text{ plg}$$

$$D_2 = 0 \text{ plg}$$

$$C = (2.992 - 0)(2.992^2 - 0^2)^2 (2.992/(2.992 - 0))^{0.1}$$

$$C = 239.7772$$

$$P_{FD} = 64.8216 \text{ lb/plg}^2$$

$$P_D = 400 + 0.4376 \times 6988 + 64.8216$$

$$P_D = 3523.0360 \text{ lb/plg}^2$$

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

$$H = \frac{3523.0360 - 180}{5571.9149 - 3523.0360} = 1.6318$$

Basado en este valor de H y la Tabla 4.1, o Tabla 4.2, se determina la relación de áreas óptimas, R.

De la Tabla 4.2, R=0.6

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

Donde:

$$C_1 = 1.2 \quad C_2 = -0.45 \quad C_3 = 0.432 \quad C_4 = 1.03$$

$$K_{TD} = 0.20 \quad K_N = 0.03 \quad H = 1.6318$$

$$M = 0.1319 \quad M_{anterior} = 0.1507$$

$$Desviación = \frac{|M - M_{anterior}|}{M_{anterior}} * 100\%$$

$$Desviación = 12.44\% > 1\%$$

No hay convergencia aún, se repite el procedimiento desde el paso N°6.

Segunda Iteración

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

$$Q_N = \frac{0.4155 \times 143 \times 1.8008}{0.4396 \times 0.1319} = 1843.7402 \text{ BPD}$$

$$P_{FN} = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times L \times (D_1 + D_2) \times \mu^{0.21}}{C \times G_N^{0.21}} \right] \times G_N \times Q_N^{1.79}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1 / (D_1 - D_2))^{0.1}$$

Sabiendo que:

$$D_1 = 8.681 \text{ plg}$$

$$D_2 = 3.5 \text{ plg}$$

$$C = (8.681 - 3.5)(8.681^2 - 3.5^2)^2 (8.681 / (8.681 - 3.5))^{0.1}$$

$$C = 239.772$$

$$P_{FN} = 0.0099 \text{ lb/plg}^2$$

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

$$P_N = 2500 + 0.4396 \times 6988 - 0.0099$$

$$P_N = 5571.9149 \text{ lb/plg}^2$$

$$Q_D = Q_N + Q_S$$

$$Q_D = 1843.7402 + 143 = 1986.7402 \text{ BPD}$$

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

$$G_D = \frac{0.4155 \times 143 + 0.4396 \times 1843.7402}{1986.7402}$$

$$G_D = 0.4379 \text{ lb/plg}^2/\text{pie}$$

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

$$F_{WD} = \frac{143 \times 0.13}{1986.7402} = 0.009357$$

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

$$GLR = \frac{143 \times 0.87 \times 71}{1986.7404} = 4.4460 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

$$\begin{aligned} \mu_D &= F_{WD} \times \mu_W + (1 - F_{WD}) \times \mu_O \\ \mu_D &= 0.009357 \times 0.4 + (1 - 0.009357) \times 57 \\ \mu_D &= 56.4704 \text{ cp} \end{aligned}$$

$$P_D = P_{WH} + G_D \times D + P_{FD}$$

$$P_{FD} = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times ((D_1 + D_2) \times \mu)^{0.21}}{C \times G^{0.21}} \right] + G \times Q^{1.79}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1/(D_1 - D_2))^{0.1}$$

Sabiendo que:

$$D_1 = 2.992 \text{ plg}$$

$$D_2 = 0 \text{ plg}$$

$$C = (2.992 - 0)(2.992^2 - 0^2)^2 (2.992/(2.992 - 0))^{0.1}$$

$$C = 239.777$$

$$P_{FD} = 80.7533 \text{ lb/plg}^2$$

$$P_D = 400 + 0.4379 \times 6988 + 80.7533$$

$$P_D = 3540.55 \text{ lb/plg}^2$$

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

$$H = \frac{3540.55 - 180}{5571.9149 - 3540.55} = 1.6545$$

Basado en este valor de H y la Tabla 4.1, o Tabla 4.2, se determina la relación de áreas óptimas, R.

De la Tabla 4.2, R=0.6

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

Donde:

$$C_1 = 1.2 \quad C_2 = -0.45 \quad C_3 = 0.432 \quad C_4 = 1.03$$

$$K_{TD} = 0.20 \quad K_N = 0.03 \quad H = 1.6545$$

$$M = 0.1289 \quad M_{\text{anterior}} = 0.1319$$

$$\text{Desviación} = \frac{|M - M_{\text{anterior}}|}{M_{\text{anterior}}} * 100\%$$

$$\text{Desviación} = 2.32\% > 1\%$$

No hay convergencia aún, se repite el procedimiento desde el paso N°6.

Tercera Iteración

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

$$Q_N = \frac{0.4155 \times 143 \times 1.8008}{0.4396 \times 0.1289} = 1887.4804 \text{ BPD}$$

$$P_{FN} = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times L \times (D_1 + D_2) \times \mu^{0.21}}{C \times G_N^{0.21}} \right] \times G_N \times Q_N^{1.79}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1 / (D_1 - D_2))^{0.1}$$

Sabiendo que:

$$D_1 = 8.681 \text{ plg}$$

$$D_2 = 3.5 \text{ plg}$$

$$C = (8.681 - 3.5)(8.681^2 - 3.5^2)^2 (8.681 / (8.681 - 3.5))^{0.1}$$

$$C = 21728.1264$$

$$P_{FN} = 0.0099 \text{ lb/plg}^2$$

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

$$P_N = 2500 + 0.4396 \times 6988 - 0.0099$$

$$P_N = 5571.9149 \text{ lb/plg}^2$$

$$Q_D = Q_N + Q_S$$

$$Q_D = 1887.4804 + 143 = 2030.4804 \text{ BPD}$$

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

$$G_D = \frac{0.4155 \times 143 + 0.4396 \times 1887.4804}{2030.4804}$$

$$G_D = 0.4379 \text{ lb/plg}^2/\text{pie}$$

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

$$F_{WD} = \frac{143 \times 0.13}{2030.4804} = 0.009155$$

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

$$GLR = \frac{143 \times 0.87 \times 71}{2030.4804} = 4.3503 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

$$\begin{aligned} \mu_D &= F_{WD} \times \mu_W + (1 - F_{WD}) \times \mu_O \\ \mu_D &= 0.009155 \times 0.4 + (1 - 0.009155) \times 57 \\ \mu_D &= 56.4818 \text{ cp} \end{aligned}$$

$$P_D = P_{WH} + G_D \times D + P_{FD}$$

$$P_{FD} = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times ((D_1 + D_2) \times \mu)^{0.21}}{C \times G^{0.21}} \right] + G \times Q^{1.79}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1/(D_1 - D_2))^{0.1}$$

Sabiendo que:

$$D_1 = 2.992 \text{ plg}$$

$$D_2 = 0 \text{ plg}$$

$$C = (2.992 - 0)(2.992^2 - 0^2)^2 (2.992/(2.992 - 0))^{0.1}$$

$$C = 239.777$$

$$P_{FD} = 83.9669 \text{ lb/plg}^2$$

$$P_D = 400 + 0.4379 \times 6988 + 83.9669$$

$$P_D = 3544.0249 \text{ lb/plg}^2$$

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

$$H = \frac{3544.70249 - 180}{5571.9149 - 3544.0249} = 1.6591$$

Basado en este valor de H y la Tabla 4.1, o Tabla 4.2, se determina la relación de áreas óptimas, R.

De la Tabla 4.2, R=0.6

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

Donde:

$$C_1 = 1.2 \quad C_2 = -0.45 \quad C_3 = 0.432 \quad C_4 = 1.03$$

$$K_{TD} = 0.20 \quad K_N = 0.03 \quad H=1.6591$$

$$M = 0.1283 \quad M_{anterior} = 0.1289$$

$$Desviación = \frac{|M - M_{anterior}|}{M_{anterior}} * 100\%$$

$$Desviación = 0.47\% < 1\%$$

Como sí se obtuvo la convergencia, se continúa al paso número N°19.

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

$$M_L = \frac{(1-0.6)}{0.6} \sqrt{\frac{180}{1.3(5571.9149-180)}}$$

$$M_L = 0.1067$$

$$M = 0.1283 < M_L = 0.1067$$

Como no se cumple la condición $M < M_L$, quiere decir que existe problemas de cavitación, por lo que se procede a continuar con paso N°21 del procedimiento de Smart antes indicado.

Se asume $M = M_L$

$$M = 0.1067$$

Mediante la Figura 4.2 se encuentra el nuevo valor de H, (R=0.6).

$$H=1.8$$

Se calcula la presión de operación superficial, requerida para evitar la cavitación.

$$P_T = \frac{P_D - P_S}{H} + P_D - G_N \times D + P_{FN}$$

$$P_T = \frac{3544.0249 - 180}{1.8} + 3544.0249 - 0.4396 \times 6988 + 0.0099$$

$$P_T = 2341.2471 \text{ (psi)}$$

Se repite los cálculos para evitar cavitación, regresando al paso N°6 (Tercera Iteración).

Cuarta Iteración

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

$$Q_N = \frac{0.4155 \times 143 \times 1.8008}{0.4396 \times 0.1067} = 2279.9791 \text{ BPD}$$

$$P_{FN} = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times L \times (D_1 + D_2) \times \mu^{0.21}}{C \times G_N^{0.21}} \right] \times G_N \times Q_N^{1.79}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1 / (D_1 - D_2))^{0.1}$$

Sabiendo que:

$$D_1 = 8.681 \text{ plg}$$

$$D_2 = 3.5 \text{ plg}$$

$$C = (8.681 - 3.5)(8.681^2 - 3.5^2)^2 (8.681 / (8.681 - 3.5))^{0.1}$$

$$C = 239.772$$

$$P_{FN} = 0.0099 \text{ lb/plg}^2$$

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

$$P_N = 2341.2471 + 0.4396 \times 6988 - 0.0099$$

$$N = 5413.1621 \text{ lb/plg}^2$$

$$Q_D = Q_N + Q_S$$

$$Q_D = 2279.9791 + 143 = 2422.9791 \text{ BPD}$$

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

$$G_D = \frac{0.4155 \times 143 + 0.4396 \times 2279.9791}{2422.9791}$$

$$G_D = 0.4382 \text{ lb/plg}^2/\text{pie}$$

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

$$F_{WD} = \frac{143 \times 0.13}{2422.9791} = 0.007672$$

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

$$GLR = \frac{143 \times 0.87 \times 71}{2422.9791} = 3.6456 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

$$\begin{aligned}\mu_D &= F_{WD} \times \mu_W + (1 - F_{WD}) \times \mu_O \\ \mu_D &= 0.007672 \times 0.4 + (1 - 0.007672) \times 57 \\ \mu_D &= 56.5657 \text{ cp}\end{aligned}$$

$$P_D = P_{WH} + G_D \times D + P_{FD}$$

$$P_{FD} = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times ((D_1 + D_2) \times \mu)^{0.21}}{C \times G^{0.21}} \right] + G \times Q^{1.79}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1/(D_1 - D_2))^{0.1}$$

Sabiendo que:

$$D_1 = 2.992 \text{ plg}$$

$$D_2 = 0 \text{ plg}$$

$$C = (2.992 - 0)(2.992^2 - 0^2)^2 (2.992/(2.992 - 0))^{0.1}$$

$$C = 239.777$$

$$P_{FD} = 115.2465 \text{ lb/plg}^2$$

$$P_D = 400 + 0.4382 \times 6988 + 115.2465$$

$$P_D = 3577.2268 \text{ lb/plg}^2$$

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

$$H = \frac{3577.2268 - 180}{5413.1621 - 3577.2268} = 1.8506$$

Basado en este valor de H y la Tabla 4.1, o Tabla 4.2, se determina la relación de áreas óptimas, R.

De la Tabla 4.2, R=0.6

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

Donde:

$$C_1 = 1.2 \quad C_2 = -0.45 \quad C_3 = 0.432 \quad C_4 = 1.03$$

$$K_{TD} = 0.20 \quad K_N = 0.03 \quad H = 1.8506$$

$$M = 0.1039 \quad M_{\text{anterior}} = 0.1067$$

$$\text{Desviación} = \frac{|M - M_{\text{anterior}}|}{M_{\text{anterior}}} * 100\%$$

$$\text{Desviación} = 2.60\% > 1\%$$

No hay convergencia aún, se repite el procedimiento desde el paso N°6.

Quinta Iteración

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

$$Q_N = \frac{0.4155 \times 143 \times 1.8008}{0.4396 \times 0.1039} = 2340.7944 \text{ BPD}$$

$$P_{FN} = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times L \times (D_1 + D_2) \times \mu^{0.21}}{C \times G_N^{0.21}} \right] \times G_N \times Q_N^{1.79}$$

$$C = \frac{(D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1 / (D_1 - D_2))^{0.1}}{}$$

Sabiendo que:

$$D_1 = 8.681 \text{ plg}$$

$$D_2 = 3.5 \text{ plg}$$

$$C = (8.681 - 3.5)(8.681^2 - 3.5^2)^2 (8.681 / (8.681 - 3.5))^{0.1}$$

$$C = 239.772$$

$$P_{FN} = 0.0099 \text{ lb/plg}^2$$

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

$$P_N = 2341.2413 + 0.4396 \times 6988 - 0.0099$$

$$P_N = 5413.1621 \text{ lb/plg}^2$$

$$Q_D = Q_N + Q_S$$

$$Q_D = 2340.7944 + 143 = 2483.7944 \text{ BPD}$$

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

$$G_D = \frac{0.4155 \times 143 + 0.4396 \times 2340.7944}{2483.7944}$$

$$G_D = 0.4382 \text{ lb/plg}^2/\text{pie}$$

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

$$F_{WD} = \frac{143 \times 0.13}{2483.7944} = 0.007485$$

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

$$GLR = \frac{143 \times 0.87 \times 71}{2483.7944} = 3.5563 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

$$\begin{aligned} \mu_D &= F_{WD} \times \mu_W + (1 - F_{WD}) \times \mu_O \\ \mu_D &= 0.007485 \times 0.4 + (1 - 0.007485) \times 57 \\ \mu_D &= 56.5764 \text{ cp} \end{aligned}$$

$$P_D = P_{WH} + G_D \times D + P_{FD}$$

$$P_{FD} = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times ((D_1 + D_2) \times \mu)^{0.21}}{C \times G^{0.21}} \right] + G \times Q^{1.79}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1/(D_1 - D_2))^{0.1}$$

Sabiendo que:

$$D_1 = 2.992 \text{ plg}$$

$$D_2 = 0 \text{ plg}$$

$$C = (2.992 - 0)(2.992^2 - 0^2)^2 (2.992/(2.992 - 0))^{0.1}$$

$$C = 239.7772$$

$$P_{FD} = 120.4803 \text{ lb/plg}^2$$

$$P_D = 400 + 0.4382 \times 6988 + 120.4803$$

$$P_D = 3582.7040 \text{ lb/plg}^2$$

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

$$H = \frac{3582.7040 - 180}{5413.1621 - 3582.7040} = 1.8592$$

Basado en este valor de H y la Tabla 4.1, o Tabla 4.2, se determina la relación de áreas óptimas, R.

De la Tabla 4.2, R=0.6

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

Donde:

$$C_1 = 1.2 \quad C_2 = -0.45 \quad C_3 = 0.432 \quad C_4 = 1.03$$

$$K_{TD} = 0.20 \quad K_N = 0.03 \quad H = 1.8592$$

$$M = 0.1029 \quad M_{anterior} = 0.1039$$

$$Desviación = \frac{|M - M_{anterior}|}{M_{anterior}} * 100\%$$

$$Desviación = 0.99\% < 1\%$$

Como no se obtuvo convergencia, se regresa al paso N°19

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

$$M_L = \frac{(1-0.6)}{0.6} \sqrt{\frac{180}{1.3(5413.1621-180)}}$$

$$M_L = 0.1083$$

$$M = 0.1029 < M_L = 0.1083$$

Como se cumple que $M < M_L$ (Primera Iteración), quiere decir que no existen problemas de cavitación, por lo que se procede al cálculo de la geometría óptima para el nuevo equipo (paso N°21).

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

$$A_N = \frac{2340.7944}{832 \sqrt{\frac{5413.1621-180}{0.4396}}} = 0.02578 \text{ plg}^2$$

$$R = \frac{A_N}{A_T} = 0.6$$

$$A_T = 0.0429752 \text{ plg}^2 \quad \text{Cámara de mezclado}$$

$$HP = 1.7^{-5} \times P_T \times Q_N$$

$$HP = 1.7^{-5} \times 2341.24713 \times 2340.7944$$

$$HP = 93.1664$$

En la Tabla 4.4; se muestra un resumen de los resultados obtenidos de los cálculos realizados en cada una de las iteraciones, hasta la convergencia de los resultados validos de la última iteración.

TABLA 4.4
RESUMEN DE RESULTADOS POR CADA ITERACIÓN EXXX B-1-RE1

Cálculos	Inicio	Primera Iteración	Segunda Iteración	Tercera Iteración	Cuarta Iteración	Quinta Iteración
M inicial=	1	0.1507	0.1319	0.1289	0.1067	0.1039
Go=	0.4115	0.4115	0.4115	0.4115	0.4115	0.4115
Fo=	0.8700	0.8700	0.8700	0.8700	0.8700	0.8700
Gs=	0.4155	0.4155	0.4155	0.4155	0.4155	0.4155
BT=	1.8000	1.8000	1.8000	1.8000	1.8000	1.8000
QN=	243.2797	1614.4566	1843.7402	1887.4804	2279.9791	2340.7944
C=	21728.126	21728.126	21728.126	21728.126	21728.126	21728.126
PFN=	0.0099	0.0099	0.0099	0.0099	0.0099	0.0099
PN=	5571.9149	5571.9149	5571.9149	5571.9149	5413.1621	5413.1621
QD=	386.2797	1757.4566	1986.7402	2030.4804	2422.9791	2483.7944
GD=	0.4307	0.4376	0.4379	0.4379	0.4382	0.4382
FWD=	0.048126	0.010578	0.009357	0.009155	0.007672	0.007485
GLR=	22.8671	5.0261	4.4460	4.3503	3.6456	3.5563
UD=	54.2761	56.4013	56.4704	56.4818	56.5657	56.5764
C2=	239.7772	239.7772	239.7772	239.7772	239.7772	239.7772
PFD=	4.2700	64.8216	80.7533	83.9669	115.2465	120.4803
PD=	3413.8167	3523.0360	3540.5500	3544.0249	3577.2268	3582.7040
H=	1.4987	1.6318	1.6545	1.6591	1.8506	1.8592
R=	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
KTD=	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
KN=	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
C1=	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
C2=	-0.4500	-0.4500	-0.450	-0.450	-0.450	-0.45
C3=	0.432	0.432	0.432	0.432	0.432	0.432
C4=	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
M=	0.1507	0.1319	0.1289	0.1283	0.1039	0.1029
Desviación	84.93%	12.44%	2.32%	0.47%	2.60%	0.99%
ML=	0.1067	0.1067	0.1067	0.1067	0.1083	0.1083

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANÁLISIS DE RESULTADOS EXXX B-1-RE1

La Bomba tipo Jet que requiere este pozo para producir una tasa de fluido de 143 BPD con una presión de operación superficial de 2341 lb/plg², debe tener un área de tobera de 0.02578 plg², e inyectar una tasa de fluido motriz de 2484 BPD, con una bomba de superficie de 93 hp de potencia.

La curva de comportamiento que tendrá el valor más alto de la relación de presiones H, para estas condiciones se corresponde con una relación de áreas R=0.6. Esto significa que el área de la cámara de mezclado necesita ser (1/0.6) más grande que el área de la tobera, o sea 0.04297 plg².

En la Tabla 4.5 se indica la alternativa de geometría más adecuada para la producción deseada para el pozo Exxx de acuerdo a los cálculos realizados para cada fabricante. Y en el Anexo 3.1; se muestra el diagrama de completación tentativo para la implementación del sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el pozo.

TABLA 4.5
DISEÑO DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO EXXX B-1-RE1

KOBE					R=0.6	NATIONAL				
TOBERA		GARGANTA		TOBERA		GARGANTA		R=0.6		
No	ÁREA	No	ÁREA	No		ÁREA	No		ÁREA	
10	0.024	8	0.0359	0.669	10	0.0212	8	0.0346	0.613	
		9	0.0464	0.517			9	0.0441	0.481	
11	0.031	9	0.0464	0.668	11	0.0271	9	0.0441	0.615	
		10	0.0599	0.518			10	0.0562	0.482	

GIBERSON					R=0.6	CLAW				
TOBERA		GARGANTA		TOBERA		GARGANTA		R=0.6		
No	ÁREA	No	ÁREA	No		ÁREA	No		ÁREA	
E	0.0241	5	0.0380	0.634	11	0.0239	H	0.0376	0.636	
		6	0.0452	0.533			I	0.0447	0.535	
F	0.0314	6	0.0452	0.695	12	0.0311	I	0.0447	0.696	
		7	0.0531	0.591			J	0.0526	0.591	

FABRICANTE	BOMBA
KOBE	11- A-
NATIONAL	11-X
GIBERSON	E-7
CLAW	12-J

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

4.4 ANÁLISIS DEL POZO EXXX B-10

A continuación, la Tabla 4.6 indica los parámetros usados para el diseño de la geometría de la bomba hidráulica tipo jet a ser implementada en el pozo.

TABLA 4.6
DATOS EXXX B-10

DATOS [unidades]	Nomenclatura	Valores
Presión de succión/entrada a la Bomba [psi]	(PIP) =	331
Presión de fondo fluyente [psi]	(Pwf) =	369
Presión de cabeza [psi]	(Pwh) =	400
Presión de operación en superficie [psi]	(PT) =	2 500
Profundidad asentamiento bomba TVD [ft]	(D) =	7 435
Longitud del tubing hasta la bomba MD [ft]	(L) =	8 450
Tubing ID [in]	(ID tub) =	2.992
Tubing OD [in]	(OD tub) =	3.5
Casing ID [in]	(ID cas) =	8.681
° API del petróleo producido [°API]	(API) =	17.8
Gradiente del agua formación [psi/pie]	(Gw) =	0.4423
Gradiente fluido motriz [psi/pie]	(GN) =	0.4396
Corte de agua producido [fracción]	(Fw) =	0.88
Relación Gas/Petróleo [pcs/bl]	(GOR) =	71
Producción deseada de fluido [B/D]	(Qs) =	137.2
Viscosidad petróleo [cp]	(μ_o) =	57
Viscosidad del agua [cp]	(μ_w) =	0.4
Tope punzados TVD [pie]	(Tope) =	7 490
Vía de producción (por el ANULAR/TUBING)		TUBING
Fluido motriz (AGUA/PETRÓLEO)		AGUA

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

En la Tabla 4.7; se muestra un resumen de los resultados obtenidos de los cálculos realizados en cada una de las iteraciones, hasta la convergencia de los resultados validos de la última iteración.

TABLA 4.7
RESUMEN DE RESULTADOS POR CADA ITERACIÓN EXXX B-10

Cálculos	Inicio	Primera Iteración	Segunda Iteración
M inicial=	1	0,1381	0,1321
Go=	0,4104	0,4104	0,4104

TABLA 4.7: CONTINUACIÓN

Fo=	0,1200	0,1200	0,1200
Gs=	0,4385	0,4385	0,4385
BT=	1,0531	1,0531	1,0531
QN=	144,1074	1043,7897	1090,6847
C=	21728,126	21728,126	21728,126
PFN=	0,0042	0,0042	0,0042
PN=	5768,4218	5768,4218	5768,4218
QD=	281,3074	1180,9897	1227,8847
GD=	0,4390	0,4395	0,4395
FWD=	0,429196	0,102233	0,098328
GLR=	4,1554	0,9898	0,9520
UD=	32,7075	51,2136	51,4346
C2=	239,7772	239,7772	239,7772
PFD=	2,3576	33,7800	36,2513
PD=	3666,6839	3701,2294	3703,7380
H=	1,5873	1,6305	1,6337
R=	0,6	0,6	0,6
KTD=	0,2	0,2	0,2
KN=	0,03	0,03	0,03
C1=	1,2	1,2	1,2
C2=	-0,4500	-0,4500	-0,450
C3=	0,432	0,432	0,432
C4=	1,03	1,03	1,03
M=	0,1381	0,1321	0,1317
Desviación	86,19%	4,30%	0,33%
ML=	0,1442	0,1442	0,1442

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Como $M < ML$ (Segunda Iteración) no existen problemas de cavitación; se procede al cálculo de la geometría óptima para el nuevo equipo (paso N°24).

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

$$A_N = \frac{1090.6847}{832 \sqrt{\frac{5768.4218 - 331}{0.4396}}} = 0.0117867 \text{ plg}^2$$

$$R = \frac{A_N}{A_T} = 0.6$$

$$A_T = 0.0196445 \text{ plg}^2 \quad \text{Cámara de mezclado}$$

$$HP = 1.7^{-5} \times P_T \times Q_N$$

$$HP = 1.7^{-5} \times 2500 \times 1090.6847$$

$$HP = 46.3541$$

ANÁLISIS DE RESULTADOS EXXX B-10

La Bomba tipo Jet que requiere este pozo para producir una tasa de fluido de 137 BPD, con una presión de operación superficial de 2500 lb/plg², debe tener un área de tobera de 0.011787 plg², e inyectar una tasa de fluido motriz de 1091 BPD, con una bomba de superficie de 46 hp de potencia.

La curva de comportamiento que tendrá el valor más alto de la relación de presiones H, para estas condiciones se corresponde con una relación de áreas R=0.6. Esto significa que el área de la cámara de mezclado necesita ser dos veces más grande que el área de la tobera, o sea 0.019645 plg².

En la Tabla 4.8 se indica la alternativa de geometría más adecuada para la producción deseada en el pozo Exxx-B-10 de acuerdo a los cálculos realizados para cada fabricante. El Anexo 3.2 muestra el diagrama de completación tentativo para la implementación del sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el pozo.

TABLA 4.8
DISEÑO DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO EXXX B-10

KOBE				R=0.6	NATIONAL				R=0.6
TOBERA		GARGANTA			TOBERA		GARGANTA		
No	ÁREA	No	ÁREA		No	ÁREA	No	ÁREA	
7	0.0111	5	0.0167	0.6647	7	0.0103	5	0.0167	0.613
		6	0.0215	0.5163			6	0.0212	0.481
8	0.0144	6	0.0215	0.6698	8	0.0131	6	0.0212	0.615
		7	0.0278	0.5180			7	0.0271	0.482

GIBERSON				R=0.6	CLAW				R=0.6
TOBERA		GARGANTA			TOBERA		GARGANTA		
No	ÁREA	No	ÁREA		No	ÁREA	No	ÁREA	
B+	0.0109	1	0.0143	0.7622	7	0.0108	D	0.0142	0.761
		2	0.0189	0.5767			E	0.0187	0.578
C	0.0123	2	0.0189	0.6508	8	0.0122	E	0.0187	0.652
		3	0.0241	0.5104			F	0.0239	0.510

FABRICANTE	BOMBA
KOBE	7- A-
NATIONAL	8-X
GIBERSON	B+ -2
CLAW	7-E

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

4.5 ANÁLISIS DEL POZO EXXX B-11

A continuación, la Tabla 4.9 indica los parámetros usados para el diseño de la geometría de la bomba hidráulica tipo jet a ser implementada en el pozo.

TABLA 4.9
DATOS EXXX-B-11

DATOS [unidades]	Nomenclatura	Valores
Presión de succión/entrada a la Bomba [psi]	(PIP) =	782
Presión de fondo fluyente [psi]	(Pwf) =	838
Presión de cabeza [psi]	(Pwh) =	400
Presión de operación en superficie [psi]	(PT) =	2 500
Profundidad asentamiento bomba TVD [ft]	(D) =	7 504
Longitud del tubing hasta la bomba MD [ft]	(L) =	8 500
Tubing ID [in]	(ID tub) =	2.992
Tubing OD [in]	(OD tub) =	3.5
Casing ID [in]	(ID cas) =	8.681
° API del petróleo producido [°API]	(API) =	16.7
Gradiente del agua formación [psi/pie]	(Gw) =	0.4423
Gradiente fluido motriz [psi/pie]	(GN) =	0.4396
Corte de agua producido [fracción]	(Fw) =	0.78
Relación Gas/Petróleo [pcs/bl]	(GOR) =	71
Producción deseada de fluido [B/D]	(Qs) =	301
Viscosidad petróleo [cp]	(μ_o) =	57
Viscosidad del agua [cp]	(μ_w) =	0.4
Tope punzados TVD [pie]	(Tope) =	7 554
Vía de producción (por el ANULAR/TUBING)		TUBING
Fluido motriz (AGUA/PETRÓLEO)		AGUA

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

En la Tabla 4.10; se muestra un resumen de los resultados obtenidos de los cálculos realizados en cada una de las iteraciones, hasta la convergencia de los resultados validos de la última iteración.

TABLA 4.10
RESUMEN DE RESULTADOS POR CADA ITERACIÓN EXXX B-11

Cálculos	Inicio	Primera Iteración	Segunda Iteración	Tercera Iteración
M inicial=	1	0.1679	0.1503	0.1468
Go=	0.4134	0.4134	0.4134	0.4134

TABLA 4.10: CONTINUACIÓN

Fo=	0.2200	0.2200	0.2200	0.2200
Gs=	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359
BT=	1.0346	1.0346	1.0346	1.0346
QN=	308.8256	1838.8246	2054.6297	2103.2944
C=	21728.126	21728.126	21728.126	21728.126
PFN=	0.0165	0.0165	0.0165	0.0165
PN=	5798.7419	5798.7419	5798.7419	5798.7419
QD=	609.8256	2139.8246	2355.6297	2404.2944
GD=	0.4378	0.4391	0.4391	0.4391
FWD=	0.384995	0.109719	0.099668	0.097650
GLR=	7.7098	2.1972	1.9959	1.9555
UD=	35.2093	50.7899	51.3588	51.4730
C2=	239.7772	239.7772	239.7772	239.7772
PFD=	9.6216	98.2924	117.0120	121.4310
PD=	3694.8512	3793.1953	3812.2681	3816.7579
H=	1.3843	1.5013	1.5253	1.5310
R=	0.6	0.6	0.6	0.6
KTD=	0.2	0.2	0.2	0.2
KN=	0.03	0.03	0.03	0.03
C1=	1.2	1.2	1.2	1.2
C2=	-0.4500	-0.4500	-0.450	-0.450
C3=	0.432	0.432	0.432	0.432
C4=	1.03	1.03	1.03	1.03
M=	0.1679	0.1503	0.1468	0.1460
Desviación	83.21%	10.50%	2.31%	0.56%
ML=	0.2309	0.2309	0.2309	0.2309

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Como $M < ML$ (Segunda Iteración) no existen problemas de cavitación; se procede al cálculo de la geometría óptima, para el nuevo equipo (paso N°24).

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

$$A_N = \frac{2103.2944}{832 \sqrt{\frac{5798.7419 - 782}{0.4396}}} = 0.02367 \text{ plg}^2$$

$$R = \frac{A_N}{A_T} = 0.6$$

$$A_T = 0.039442 \text{ plg}^2 \quad \text{Cámara de mezclado}$$

$$HP = 1.7^{-5} \times P_T \times Q_N$$

$$HP = 1.7^{-5} \times 2500 \times 2103.2944$$

$$HP = 89.39$$

ANÁLISIS DE RESULTADOS EXXX B-11

La Bomba tipo Jet que requiere este pozo para producir una tasa de fluido de 301 BPD, con una presión de operación superficial de 2500 lb/plg², debe tener un área de tobera de 0.02367 plg², e inyectar una tasa de fluido motriz de 2103 BPD, con una bomba de superficie de 89 hp de potencia.

La curva de comportamiento que tendrá el valor más alto de la relación de presiones H, para estas condiciones se corresponde con una relación de áreas R=0.6. Esto significa que el área de la cámara de mezclado necesita ser dos veces más grande que el área de la tobera, o sea 0.03944 plg².

En la Tabla 4.11 se indica la alternativa de geometría más adecuada para la producción deseada en el pozo Exxx-B-11 de acuerdo a los cálculos realizados para cada fabricante. Y en el Anexo 3.3; se muestra el diagrama de completación tentativo para la implementación del sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el pozo.

TABLA 4.11
DISEÑO DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO EXXX B-11

KOBE				R=0.6	NATIONAL				R=0.6
TOBERA		GARGANTA			TOBERA		GARGANTA		
No	ÁREA	No	ÁREA		No	ÁREA	No	ÁREA	
9	0.0186	7	0.0278	0.669	10	0.0212	8	0.0346	0.613
		8	0.0359	0.518			9	0.0441	0.481
10	0.024	8	0.0359	0.669	11	0.0271	9	0.0441	0.615
		9	0.0464	0.517			10	0.0562	0.482

GIBERSON				R=0.6	CLAW				R=0.6
TOBERA		GARGANTA			TOBERA		GARGANTA		
No	ÁREA	No	ÁREA		No	ÁREA	No	ÁREA	
D	0.0177	3	0.0241	0.734	11	0.0239	H	0.0376	0.636
		4	0.0314	0.563			I	0.0447	0.535
E	0.0241	5	0.0380	0.634	12	0.0311	I	0.0447	0.696
		6	0.0452	0.533			J	0.0526	0.591

TABLA 4.11: CONTINUACIÓN

FABRICANTE	BOMBA
KOBE	10- A-
NATIONAL	11-X
GIBERSON	E-5
CLAW	11-H

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

4.6 ANÁLISIS DEL POZO EXXX B-14

A continuación, la Tabla 4.12 indica los parámetros usados para el diseño de la geometría de la bomba hidráulica tipo jet a ser implementada en el pozo.

TABLA 4.12
DATOS EXXX B-14

DATOS [unidades]	Nomenclatura	Valores
Presión de succión/entrada a la Bomba [psi]	(PIP) =	775
Presión de fondo fluyente [psi]	(Pwf) =	1 067
Presión de cabeza [psi]	(Pwh) =	400
Presión de operación en superficie [psi]	(PT) =	2 000
Profundidad asentamiento bomba TVD [ft]	(D) =	6 920
Longitud del tubing hasta la bomba MD [ft]	(L) =	7 000
Tubing ID [in]	(ID tub) =	2.992
Tubing OD [in]	(OD tub) =	3.5
Casing ID [in]	(ID cas) =	8.681
° API del petróleo producido [°API]	(API) =	14
Gradiente del agua formación [psi/pie]	(Gw) =	0.4423
Gradiente fluido motriz [psi/pie]	(GN) =	0.4396
Corte de agua producido [fracción]	(Fw) =	0.41
Relación Gas/Petróleo [pcs/bl]	(GOR) =	71
Producción deseada de fluido [B/D]	(Qs) =	194
Viscosidad petróleo [cp]	(μ_o) =	57
Viscosidad del agua [cp]	(μ_w) =	0.4
Tope punzados TVD [pie]	(Tope) =	7 522
Vía de producción (por el ANULAR/TUBING)		TUBING
Fluido motriz (AGUA/PETRÓLEO)		AGUA

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

En la Tabla 4.13 se muestra un resumen de los resultados obtenidos de los cálculos realizados en cada una de las iteraciones, hasta la convergencia de los resultados validos de la última iteración.

TABLA 4.13
RESUMEN DE RESULTADOS POR CADA ITERACIÓN EXXX B-14

Cálculos	Inicio	Primera Iteración	Segunda Iteración	Tercera Iteración
M inicial=	1	0.1336	0.1161	0.1126
Go=	0.4211	0.4211	0.4211	0.4211
Fo=	0.5900	0.5900	0.5900	0.5900
Gs=	0.4298	0.4298	0.4298	0.4298
BT=	1.0939	1.0939	1.0939	1.0939
QN=	207.4740	1553.1068	1786.6408	1841.8053
C=	21728.126	21728.126	21728.126	21728.126
PFN=	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067
PN=	5042.0253	5042.0253	5042.0253	5042.0253
QD=	401.4740	1747.1068	1980.6408	2035.8053
GD=	0.4349	0.4385	0.4386	0.4387
FWD=	0.198120	0.045527	0.040159	0.039071
GLR=	20.2421	4.6515	4.1030	3.9919
UD=	45.7864	54.4232	54.7270	54.7886
C2=	239.7772	239.7772	239.7772	239.7772
PFD=	3.9620	57.1315	71.6001	75.2267
PD=	3413.1898	3491.6253	3506.9827	3510.7895
H=	1.6198	1.7523	1.7799	1.7868
R=	0.6	0.6	0.6	0.6
KTD=	0.2	0.2	0.2	0.2
KN=	0.03	0.03	0.03	0.03
C1=	1.2	1.2	1.2	1.2
C2=	-0.4500	-0.4500	-0.450	-0.450
C3=	0.432	0.432	0.432	0.432
C4=	1.03	1.03	1.03	1.03
M=	0.1336	0.1161	0.1126	0.1118
Desviación	86.64%	13.07%	3.00%	0.77%
ML=	0.2491	0.2491	0.2491	0.2491

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Como $M < ML$ (Segunda Iteración) no existen problemas de cavitación; se procede al cálculo de la geometría óptima para el nuevo equipo (paso N°24).

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

$$A_N = \frac{1841.8053}{832 \sqrt{\frac{5042.0253 - 775}{0.4396}}} = 0.022469 \text{ plg}^2$$

$$R = \frac{A_N}{A_T} = 0.6$$

$$A_T = 0.037448 \text{ plg}^2 \quad \text{Cámara de mezclado}$$

$$HP = 1.7^{-5} \times P_T \times Q_N$$

$$HP = 1.7^{-5} \times 2000 \times 1841.8053$$

$$HP = 62.6214$$

ANÁLISIS DE RESULTADOS EXXX B-14

La Bomba tipo Jet que requiere este pozo para producir una tasa de fluido de 194 BPD, con una presión de operación superficial de 2000 lb/plg², debe tener un área de tobera de 0.02247 plg², e inyectar una tasa de fluido motriz de 1842 BPD, con una bomba de superficie de 63 hp de potencia.

La curva de comportamiento que tendrá el valor más alto de la relación de presiones H, para estas condiciones se corresponde con una relación de áreas R=0.6. Esto significa que el área de la cámara de mezclado necesita ser dos veces más grande que el área de la tobera, o sea 0.03782 plg².

En el Anexo 3.4; se muestra el diagrama de completación tentativo para la implementación del sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el pozo.

La Tabla 4.14 indica la alternativa de geometría más adecuada para la producción deseada en el pozo Exxx-B-14 de acuerdo a los cálculos realizados para cada fabricante.

TABLA 4.14
DISEÑO DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO EXXX B-14

KOBE				R=0.6	NATIONAL				R=0.6
TOBERA		GARGANTA			TOBERA		GARGANTA		
No	ÁREA	No	ÁREA		No	ÁREA	No	ÁREA	
9	0.0186	7	0.0278	0.669	10	0.0212	8	0.0346	0.613
		8	0.0359	0.518			9	0.0441	0.481
10	0.024	8	0.0359	0.669	11	0.0271	9	0.0441	0.615
		9	0.0464	0.517			10	0.0562	0.482

TABLA 4.14: CONTINUACIÓN

GIBERSON				R=0.6	CLAW				R=0.6
TOBERA		GARGANTA			TOBERA		GARGANTA		
No	ÁREA	No	ÁREA		No	ÁREA	No	ÁREA	
D	0.0177	3	0.0241	0.734	10	0.0175	F	0.0239	0.732
		4	0.0314	0.564			G	0.0311	0.563
E	0.0241	5	0.0380	0.634	11	0.0239	H	0.0376	0.636
		6	0.0452	0.533			I	0.0447	0.535

FABRICANTE	BOMBA
KOBE	10- A-
NATIONAL	10-X
GIBERSON	E-5
CLAW	11-H

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

4.7 ANÁLISIS DEL POZO EXXX B-27

A continuación, la Tabla 4.15 indica los parámetros usados para el diseño de la geometría de la bomba hidráulica tipo jet a ser implementada en el pozo.

TABLA 4.15
DATOS: POZO EXXX B-27

DATOS [unidades]	Nomenclatura	Valores
Presión de succión/entrada a la Bomba [psi]	(PIP) =	903
Presión de fondo fluyente [psi]	(Pwf) =	970
Presión de cabeza [psi]	(Pwh) =	400
Presión de operación en superficie [psi]	(PT) =	2 500
Profundidad asentamiento bomba TVD [ft]	(D) =	7 494
Longitud del tubing hasta la bomba MD [ft]	(L) =	7 850
Tubing ID [in]	(ID tub) =	2.992
Tubing OD [in]	(OD tub) =	3.5
Casing ID [in]	(ID cas) =	8.681
° API del petróleo producido [°API]	(API) =	16.7
Gradiente del agua formación [psi/pie]	(Gw) =	0.4423
Gradiente fluido motriz [psi/pie]	(GN) =	0.4396
Corte de agua producido [fracción]	(Fw) =	0.7
Relación Gas/Petróleo [pcs/bl]	(GOR) =	54
Producción deseada de fluido [B/D]	(Qs) =	320

TABLA 4.14: CONTINUACIÓN

Viscosidad petróleo [cp]	(μ_o) =	57
Viscosidad del agua [cp]	(μ_w) =	0.4
Tope punzados TVD [pie]	(Tope) =	7 558
Vía de producción (por el ANULAR/TUBING)		TUBING
Fluido motriz (AGUA/PETRÓLEO)		AGUA

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

En la Tabla 4.16 se muestra un resumen de los resultados obtenidos de los cálculos realizados en cada una de las iteraciones, hasta la convergencia de los resultados validos de la última iteración.

TABLA 4.16
RESUMEN DE RESULTADOS POR CADA ITERACIÓN: POZO EXXX B-27

Cálculos	Inicio	Primera Iteración	Segunda Iteración	Tercera Iteración	Cuarta Iteración	Quinta Iteración	Sexta Iteración
M inicial=	1	0.1789	0.0830	0.1190	0.1459	0.1551	0.1572
Go=	0.4134	0.4134	0.4134	0.4134	0.4134	0.4134	0.4134
Fo=	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000
Gs=	0.4336	0.4336	0.4336	0.4336	0.4336	0.4336	0.4336
BT=	1.0286	1.0286	1.0286	1.0286	1.0286	1.0286	1.0286
QN=	324.6847	1814.894	3911.864	2728.541	2224.647	2093.607	2064.909
C=	21728.12	21728.12	21728.12	21728.12	21728.12	21728.12	21728.12
PFN=	0.0166	0.0166	0.0166	0.0166	0.0166	0.0166	0.0166
PN=	5794.345	5794.345	5794.345	5794.345	5794.345	5794.345	5794.345
QD=	644.684	2134.894	4231.864	3048.541	2544.647	2413.607	2384.909
GD=	0.4366	0.4387	0.4391	0.4390	0.4389	0.4388	0.4388
FWD=	0.347457	0.104923	0.052932	0.073478	0.088028	0.092807	0.093924
GLR=	8.0411	2.4282	1.2250	1.7005	2.0372	2.1478	2.1737
UD=	37.3340	51.0613	54.0041	52.8412	52.0176	51.7471	51.6839
C2=	239.7772	239.7772	239.7772	239.7772	239.7772	239.7772	239.7772
PFD=	9.9370	90.5031	311.6606	172.4764	124.4072	113.0498	110.6267
PD=	3682.119	3778.167	4002.644	3862.148	3813.150	3801.487	3798.993
H=	1.3157	1.4260	1.7299	1.5314	1.4688	1.4544	1.4513
R=	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
KTD=	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
KN=	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
C1=	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
C2=	-0.4500	-0.4500	-0.450	-0.450	-0.450	-0.450	-0.450
C3=	0.432	0.432	0.432	0.432	0.432	0.432	0.432
C4=	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
M=	0.1789	0.0830	0.1190	0.1459	0.1551	0.1572	0.1577

TABLA 4.16: CONTINUACIÓN

Desv=	82.11%	53.61%	43.37%	22.65%	6.26%	1.39%	0.29%
ML=	0.2513	0.2513	0.2513	0.2513	0.2513	0.2513	0.2513

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

Como $M < ML$ (Segunda Iteración) no existen problemas de cavitación; se procede al cálculo de la geometría óptima para el nuevo equipo (paso N°24).

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

$$A_N = \frac{2064.909}{832 \sqrt{\frac{5794.345 - 903}{0.4396}}} = 0.02353 \text{ plg}^2$$

$$R = \frac{A_N}{A_T} = 0.6$$

$$A_T = 0.03921 \text{ plg}^2 \quad \text{Cámara de mezclado}$$

$$HP = 1.7^{-5} \times P_T \times Q_N$$

$$HP = 1.7^{-5} \times 2500 \times 2064.909$$

$$HP = 87.75$$

ANÁLISIS DE RESULTADOS EXXX B-27

La Bomba tipo Jet que requiere este pozo para producir una tasa de fluido de 320 BPD, con una presión de operación superficial de 2500 lb/plg², debe tener un área de tobera de 0.02353 plg², e inyectar una tasa de fluido motriz de 2065 BPD, con una bomba de superficie de 87.75 hp de potencia.

La curva de comportamiento que tendrá el valor más alto de la relación de presiones H; para estas condiciones se corresponde con una relación de áreas $R=0.6$. Esto significa que el área de la cámara de mezclado necesita ser dos veces más grande que el área de la tobera, o sea 0.03921 plg².

En la Tabla 4.17 se indica la alternativa de geometría más adecuada para la producción deseada en el pozo Exxx-B-10 de acuerdo a los cálculos realizados para cada fabricante. El Anexo 3.5 muestra el diagrama de completación tentativo para la implementación del sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el pozo.

TABLA 4.17
DISEÑO DE GEOMETRÍAS POR FABRICANTE PARA EL POZO EXXX B-27

KOBE					NATIONAL				
TOBERA		GARGANTA		R=0.4	TOBERA		GARGANTA		R=0.4
No	ÁREA	No	ÁREA		No	ÁREA	No	ÁREA	
9	0,018	7	0,0278	0.67	10	0,021	8	0.0346	0,612
		8	0,0359	0.52			9	0.0441	0,480
10	0,024	8	0,0359	0,668	11	0,0271	9	0.0441	0,614
		9	0,0464	0,517			10	0.0562	0,482

GIBERSON					CLAW				
TOBERA		GARGANTA		R=0.4	TOBERA		GARGANTA		R=0.4
No	ÁREA	No	ÁREA		No	ÁREA	No	ÁREA	
F	0.0314	6	0.0452	0.695	12	0.0311	I	0.0447	0.696
		7	0.0531	0.591			J	0.0526	0.591
G	0.0452	8	0.0661	0.684	13	0.045	K	0.0654	0.688
		9	0.0804	0.562			L	0.0796	0.565

FABRICANTE	BOMBA
KOBE	9- A-
NATIONAL	10-X
GIBERSON	D-4
CLAW	11-H

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

4.8 RESULTADOS

En la Tabla 4.18; se presentan los resultados de los diseños de las geometrías de bombas jet, obtenidos de los previos cálculos para implementarse en cada uno de los pozos candidatos, considerando alternativas propuestas para cada uno de los fabricantes.

TABLA 4.18
RESULTADOS DE LAS GEOMETRÍAS DE BOMBAS JET OBTENIDAS POR FABRICANTE OPCIONALES PARA IMPLEMENTARSE EN LOS POZOS CANDIDATOS

POZO	KOBE	NATIONAL	GIBERSON	CLAW
EXXX-B-1-RE1	11- A-	11-X	E-7	12-J
EXXX-B-10H	7- A-	8-X	B+ -2	7-E
EXXX-B-11	10- A-	11-X	E-5	11-H
EXXX-B-14	10- A-	10-X	E-5	11-H
EXXX-B-27	9- A-	10-X	D-4	11-H

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

En el Anexo 5, se muestran las predicciones de producción futuras (forecasts) de cada uno de los pozos candidatos luego de ser recompletados con los sistemas de bombeo hidráulico tipo jet diseñados.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

5.1 INTRODUCCIÓN

Para diseñar las geometrías de las bombas hidráulicas tipo jet a aplicarse en los distintos pozos seleccionados; el método que se presenta en el presente trabajo es el propuesto por Eddie E. Smart, de la división de Guiberson. Con este método es posible calcular directamente la geometría óptima de una bomba tipo Jet, para los parámetros y condiciones determinadas.

En un proyecto que busca ser implementado, es importante realizar un análisis económico para conocer que tan factible son los cambios que se proponen.

El estudio económico se basa fundamentalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR); las mismas que determinan la puesta en marcha de un proyecto y al mismo tiempo nos indica si es o no rentable.

Un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor actual neto (VAN) es mayor que cero.
- La tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización.

La tasa de actualización anual usada para este proyecto fue de 10.94%, 2.5% superior a la tasa pasiva anual de interés utilizada por el Banco central del Ecuador, relación normalmente utilizada en la industria petrolera para evaluación de proyectos.

5.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión y es calculado a

partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto. En la Tabla 5.1 se indican los parámetros para interpretar al valor actual neto.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{n=0}^n \frac{Fnc}{(1+i)^n}$$

Que en su forma individual se expresa:

$$VAN = VP * (1+i)^n$$

Donde:

VP = Valor presente

VF = Valor futuro

Fnc = Flujo neto de caja

i = tasa de actualización o descuento

n = período de análisis

TABLA 5.1
INTERPRETACIÓN DEL VALOR ACTUAL NETO

Valor	Significado	Decisión a tomar
$VAN > 0$	La inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida	El proyecto puede aceptarse
$VAN < 0$	La inversión producirá ganancias por debajo de la rentabilidad exigida	El proyecto debería rechazarse
$VAN = 0$	La inversión no producirá ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida, la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores

FUENTE: BACA G., 1995, *Evaluación de Proyectos*, México DF, McGraw-Hill.

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

5.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto (VAN) es igual a cero. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza (Tabla 5.2).

Para el cálculo de la TIR se emplea la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{n=0}^n \frac{Fnc}{(1 + TIR)^n} - I_o = 0$$

Donde:

Io= Inversión a realizarse en el período “cero”

Fnc = Flujo neto de caja

n = Período de análisis

En la tabla 5.2 se indica la interpretación de la tasa interna de retorno.

TABLA 5.2
INTERPRETACIÓN DE LA TASA INTERNA DE RETORNO

Valor	Significado	Decisión a tomar
TIR > i	El proyecto es rentable	Acepto el proyecto
TIR < i	El proyecto no es rentable	No acepto el proyecto

FUENTE: BACA G., 1995, *Evaluación de Proyectos*, México DF, McGraw-Hill.

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

5.4 RELACIÓN COSTO / BENEFICIO (RCB)

La relación Costo/Beneficio (RCB), nos muestra de forma clara, la rentabilidad de un proyecto considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión, todos

calculados en el período de la inversión, su interpretación se encuentra en la Tabla 5.3.

$$RCB = \frac{\text{Ingresos (actualizados)}}{\text{Costos (actualizados) + Inversión}}$$

TABLA 5.3
INTERPRETACIÓN DE LA RELACIÓN COSTO/BENEFICIO

Valor	Significado	Decisión a tomar
RCB > 1	Los ingresos son mayores a los egresos	Es aceptable
RCB = 1	Los ingresos son iguales a los egresos	Es indiferente
RCB < 1	Los ingresos son menores a los egresos	No es aceptable

FUENTE: BACA G., 1995, *Evaluación de Proyectos*, México DF, McGraw-Hill.
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

5.5 ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO

Este proyecto busca llevar a producción los pozos candidatos (Exxx-B-1-RE1, Exxx-B-11, Exxx-B-14 y Exxx-B-27) con un régimen de producción estabilizada mediante la implementación de sistemas de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet, debido a las ventajas mecánicas que este tipo de levantamiento presenta en dichos pozos.

Con el uso de los datos históricos de producción registrados y con los datos de la producción esperada de la implementación del sistema de bombeo hidráulico tipo jet, se realizó un forecast (predicción de producción) de cada pozo candidato mediante el uso del software OFM de Schlumberger.

Luego, con los datos de las predicciones se realizó el análisis económico y de factibilidad del proyecto teniendo presente que el límite económico de producción para los pozos productores del reservorio Basal Tena de 25 BPPD (dato determinado por el departamento de Planificación y Control de Repsol), y que el contrato de adjudicación del campo a Repsol caduca el 31/12/2018.

El período entre el inicio del proyecto (01/01/2013) y la caducidad del contrato de prestación de servicios del Estado con Repsol (31/12/2018), es el período estimado para la evaluación económica del proyecto.

NOTA: El pozo Exxx B-10 fue descartado del estudio económico del proyecto pues su tasa de producción propuesta acorde con su IPR (16.5 BPPD) estaba por debajo de los límites económicos definidos por Repsol.

5.5.1 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Los costos de producción que Repsol toma en cuenta para los análisis económicos de factibilidad en sus proyectos son dos:

- Uno es el costo del consumo interno de energía del pozo, que es una fracción de barril por cada barril de fluido producido (BFP) que se le resta a la producción de petróleo registrada puesto que va destinada a la planta topping de Repsol para producir diesel que genera energía para el mismo consumo interno del pozo. El factor usado para descontar el consumo interno de energía es de 3.899 bls/mmBFP en todos los pozos productores de Repsol.
- Y el otro costo es el de los gastos operativos, que es una fracción de barril por cada barril de fluido producido (BFP) que se le resta a la producción de petróleo registrada puesto que esta va destinada a descontar los gastos concernientes a procesos de separación y tratamiento del fluido producido por el pozo previo a su fiscalización y disposición en el oleoducto. Este factor usado por Repsol es de 0.2822 bls/mmBFP para todos sus pozos productores.

5.5.2 INGRESOS

Los ingresos se obtienen multiplicando la tarifa que el Estado mantiene con Repsol por cada barril de petróleo producido. La tarifa que el Estado aplica se aproxima a 35.95 dólares por barril de petróleo producido, la cual se actualiza anualmente en base a los índices de inflación anuales que sufre el país.

A continuación en la siguiente tabla se presenta un estimado de las tarifas que se podrían manejar en los siguientes períodos de tiempo desde el 2013 hasta el 2018 (Tabla 5.4).

TABLA 5.4
TARIFAS ANUALES DE VENTA FIJADAS POR EL ESTADO A REPSOL POR BARRIL DE PETRÓLEO PRODUCIDO

AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018
TARIFA (Dólares / Barril de Petróleo Producido)	36,96	37,42	37,89	38,36	38,84	39,33

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

5.5.3 EGRESOS

Los egresos anuales constituyen la suma entre los costos del trabajo de reacondicionamiento típico para la implementación del bombeo hidráulico tipo jet en los pozos productores candidatos y los costos de implementación y adecuación de las instalaciones de superficie necesarias para llevar a cabo la producción con el nuevo sistema de levantamiento artificial.

En la siguiente Tabla 5.5 se presentan los costos estimados para los reacondicionamientos en cada pozo candidato (datos obtenidos de una propuesta económica enviada por Sertecpet) y para la adecuación de las instalaciones de superficie necesarias para el cambio hacia el nuevo sistema de levantamiento artificial.

TABLA 5.5
COSTOS PARA RECOMPLETAR A BOMBEO HIDRÁULICO CADA POZO CANDIDATO

POZOS	Costes Estimados de Trabajos de Reacondicionamiento	Costes Estimados de Instalaciones de Superficie
Exxx B-1-RE1	\$ 418 000	\$ 43 250
Exxx B-11	\$ 288 000	\$ 43 250
Exxx B-14	\$ 355 000	\$ 43 250
Exxx B-27	\$ 245 000	\$ 43 250
TOTAL	\$ 1 306 000	\$ 173 000

FUENTE: Costos estimados de la propuesta presentada por Sertecpet Cía. Ltda.
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

El monto total de la ejecución del proyecto asciende a 1 479 000 dólares.

5.5.4 ESTADO DE RESULTADOS

En contabilidad el estado de resultados, estado de rendimiento económico o estado de pérdidas y ganancias, es un estado financiero que muestra ordenada y detalladamente la forma de como se obtuvo el resultado del ejercicio durante un periodo determinado (Tabla 5.6).

El estado financiero es dinámico, ya que abarca un período durante el cual deben identificarse perfectamente los costos y gastos que dieron origen al ingreso del mismo. Por lo tanto debe aplicarse perfectamente al principio del periodo contable para que la información que presenta sea útil y confiable para la toma de decisiones.

El cuadro siguiente refleja un modelo de estado de resultados:

TABLA 5.6
MODELO DE ESTADO DE RESULTADOS

(+) Ingresos
(-) Gastos Operativos
(-) Amortización
(=) Resultado Operativo
(-) 3% Participación Trabajadores
(-) 12% Impuesto Comunidades
(=) Resultado antes de Impuesto a la Renta
(-) Impuesto a la Renta
(=) Resultado Neto

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

5.5.5 FLUJO DE CAJA

El Flujo de Caja, es un informe financiero que presenta un detalle de los flujos de ingresos y egresos de dinero que tiene una empresa en un período dado (Tabla 5.7). Algunos ejemplos de ingresos son los ingresos por venta, el cobro de deudas, alquileres, el cobro de préstamos, intereses, etc.

Ejemplos de egresos o salidas de dinero, son el pago de facturas, pago de impuestos, intereses, amortizaciones de deuda, servicios de agua o luz, etc. La diferencia entre los ingresos y los egresos se conoce como saldo o flujo neto, por lo tanto constituye un importante indicador de la liquidez de la empresa. Si el

saldo es positivo significa que los ingresos del período fueron mayores a los egresos (o gastos); si es negativo significa que los egresos fueron mayores a los ingresos.

Podemos elaborar un diagrama de flujo para un nuevo proyecto de inversión y determinar el VAN y la TIR, incorporando la tasa de descuento o de actualización. Como vemos, el Flujo de Caja es uno de los mejores aliados en cualquier proyecto de inversión. En base a la información que nos entrega con el saldo neto, podemos tomar decisiones estratégicas para el futuro.

TABLA 5.7
MODELO DE FLUJO DE CAJA

Ingresos
(-) Gastos Operativos
(-) Amortización
(=) Resultado Operativo
(-) 3% Participación Trabajadores
(-) 12% Impuesto Comunidades
(=) Resultado antes de Impuesto a la Renta
(-) Impuesto a la Renta
(=) Resultado Neto
(+) Amortización
(-) Inversión
(=) Flujo de Caja

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

5.5.6 ANÁLISIS ECONÓMICO

Los parámetros en los que se basa el análisis económico del presente proyecto son los siguientes:

- Se ha considerado que se recompletarán solo cuatro de los cinco pozos candidatos: Exxx B-1-RE1, Exxx B-11, Exxx B-14 y el Exxx B-27. El pozo Exxx B-10 fue descartado de la propuesta de recompletación ya que su tasa de producción (16.5 BPPD); resulta ser más baja que la mínima tasa de producción establecida como límite económico por el Departamento de Planificación y Control de Repsol.

- Se estima una tasa de actualización anual de 10.94% para el año 2013; valor emitido para el análisis de factibilidad de proyectos de acuerdo al Departamento de Planificación y Control de Repsol.

En este escenario, en el que solo se considera recompletar los cuatro pozos candidatos nombrados; se evaluó al proyecto para períodos de producción anuales y mensuales.

5.5.6.1 ANÁLISIS ECONÓMICO ANUAL

El análisis económico anual (Anexo 6) se lo realizó para cinco años (del 01/01/2013 al 31/12/2018), que es el lapso de tiempo que le resta al contrato firmado por Repsol en común acuerdo con el Estado ecuatoriano, para seguir operando el Bloque 16.

Como primer procedimiento; se realizó el cálculo de la producción anual acumulada (de las predicciones de producción obtenidas) deducida del consumo interno de energía de cada pozo. Luego con los datos de la inversión estimada para la implementación del proyecto (costos de WO y de instalaciones de superficie), se realizaron los cálculos de amortización anual del proyecto (Anexo 6). Con estos resultados de amortización obtenidos anualmente y por pozo, se realizó el análisis del estado de resultados y de flujo de caja del proyecto, para luego con estos calcular la RCB y el VAN del proyecto.

Los cálculos del análisis económico anual se muestran en la Anexo 6, y sus resultados en la Tabla 5.8.

Los resultados de los indicadores económicos utilizados, en todos los casos indican que el proyecto es totalmente rentable.

TABLA 5.8
RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO ANUAL

INVERSIÓN TOTAL (USD)	1'479 000
VALOR ACTUAL NETO (VAN) (USD)	6'462 677
RELACIÓN COSTO/BENEFICIO	1.884

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

5.5.6.1 ANÁLISIS ECONÓMICO MENSUAL

El análisis económico mensual (Anexo 7) se lo realizó para un período de 12 meses a partir de la implementación del proyecto, es decir, del 01/01/2013 al 31/12/2013, lapso de tiempo en el cual se prevee se va a recuperar la inversión realizada.

El análisis económico mensual se lo formuló ya que en el análisis anual previamente realizado; se determinó que la inversión inicial del proyecto fue recuperada antes del primer año de análisis, puesto que, para el flujo de caja en el primer año, ya se obtuvo retorno de capital por la inversión realizada, es decir, que antes del primer período de análisis anual (año 2013), ya se obtuvo retorno de capital; por lo mismo, el TIR (tasa interna de retorno) no fue definido; pero claramente los resultados indican que el proyecto es altamente rentable, pues el retorno de capital ocurre más rápido de lo esperado en el análisis anual, es decir, existe retorno de capital en tan solo meses.

Como primer procedimiento para el análisis económico mensual, se realizó el cálculo de la producción mensual acumulada (de las predicciones de producción obtenidas) deducida del consumo interno de energía de cada pozo. Luego con los datos de la inversión estimada para la implementación del proyecto (costos de WO y de instalaciones de superficie), se realizaron los cálculos de amortización mensual del proyecto (Anexo 7.2). Con estos resultados obtenidos mensualmente y por pozo, se realizó el análisis del estado de resultados y de flujo de caja del proyecto, para luego con esto, calcular el TIR, VAN, y la RCB del proyecto.

Los cálculos del análisis económico mensual se muestran en el Anexo 7, y sus resultados en la Tabla 5.9.

Los resultados de los indicadores económicos utilizados, en todos los casos indican que el proyecto es totalmente rentable.

TABLA 5.9
RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO MENSUAL

INVERSIÓN TOTAL (USD)	1'479 000
TASA INTERNA DE RETORNO (MENSUAL) (TIR) (%)	26.7%
VALOR ACTUAL NETO (VAN) (USD)	801 508
RELACIÓN COSTO/BENEFICIO	1.213

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

5.5.6.3 EVALUACIÓN DE RESULTADOS

Según los resultados de los indicadores económicos de rentabilidad del proyecto, los análisis anuales y mensuales realizados, indican en todos los casos que el proyecto es totalmente rentable.

La implementación de sistemas de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet en los pozos candidatos: Exxx B-1-RE1, Exxx B-11, Exxx B-14 y Exxx B-27, generan un VAN anual positivo de 6'462 677 dólares (período 01/01/2013 al 31/12/2018), y un VAN mensual positivo de 801 508 dólares (período 01/01/2013 al 31/12/2013).

También en los resultados del flujo de caja anual, se determinó que la inversión inicial del proyecto fue recuperada antes del primer año de análisis, puesto que, para el flujo de caja en el primer año, ya se obtuvo retorno de capital por la inversión realizada, es decir, que antes del primer período de análisis anual (año 2013), ya se obtuvo retorno de capital; por lo mismo, el TIR (tasa interna de retorno) no fue definido; pero claramente los resultados indican que el proyecto es altamente rentable, pues el retorno de capital ocurre más rápido de lo esperado en el análisis anual, es decir, existe retorno de capital en tan solo meses. Luego en el análisis de resultados del flujo de caja mensual para el año 2013, el TIR resultó más alto que la tasa de actualización de 10.94%, es decir 26.7%; lo cual indica nuevamente que el proyecto es totalmente rentable para este período de análisis mensual.

Las relaciones costo beneficio (RCB) para los análisis anual (1.884) y mensual (1.213) realizados son superiores a uno. Lo que indica que los ingresos a

percibirse son mucho mayores al valor de la inversión que exige la ejecución del proyecto, otro parámetro más que indica el beneficio económico de este.

Como todos los resultados obtenidos de los indicadores de rentabilidad resultaron positivos para la implementación del proyecto; se determina que la aplicación de este proyecto es económicamente factible.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El pozo Exxx B-10 fue descartado del estudio económico del proyecto pues su tasa de producción propuesta acorde con su IPR (16.5 BPPD) estaba por debajo de los límites económicos definidos por Repsol (25 BPPD según el Departamento de Planificación y Control).
- De los trabajos de reacondicionamiento revisados de los pozos candidatos a la implementación del bombeo hidráulico tipo jet (Exxx B-1-RE1, Exxx B-10, Exxx B-11, Exxx B-14 y Exxx B-27), se encontró que estos estaban completados con Bombeo Electrosumergible, más debido a la baja producción y a los problemas operacionales que se tenía con este tipo de levantamiento, solamente dos pozos aún están produciendo con este sistema (Exxx B-11 y Exxx B-27) pero también ineficientemente y con problemas. Como evidentemente el bombeo Electrosumergible no es la mejor alternativa para que se siga usando en estos pozos, la implementación del Bombeo Hidráulico tipo Jet que resulta ser una opción económica y eficiente para implementarse en dichos pozos; debido a las ventajas mecánicas que este tipo de levantamiento presenta (factible en pozos con: altos ángulos de desviación, bajo IP y alto BSW) frente a otros tipos de sistemas de levantamiento artificial.
- Del estudio realizado se concluye que con la implementación del bombeo hidráulico tipo jet en los pozos Exxx B-1-RE1, Exxx B-10, Exxx B-11, Exxx B-14 y Exxx B-27, puede mantenerse un nivel estable en la producción con bajos problemas operacionales.
- Respecto a las instalaciones de superficie, no existe limitante para la implementación del sistema de bombeo jet, salvo el espacio a utilizarse, que es el disponible dentro de cellar.

- Con el estudio económico realizado se concluye que la inversión total del proyecto será de \$1´479 000, valor recuperable en el primer año de ejecución.
- Del estudio económico del proyecto se concluye que este es totalmente rentable dado que todos los indicadores de rentabilidad para el proyecto resultaron favorables. Se obtuvo un valor actual neto anual (VAN) positivo igual a \$6´462 677 (para el período del 01/12/2013 al 31/12/2018) y un mensual de \$801 508 (para el año 2013), con una tasa interna de retorno mensual de 26.7% mayor a la tasa de actualización definida por Repsol de 10.94% y relaciones costo/beneficio anual y mensual mayores a uno de 1.884 y 1.213 respectivamente.
- Bajo las condiciones de operación que se espera obtener de los pozos candidatos a implementación de bombeo hidráulico tipo jet, se observa que la cantidad de fluido motriz estimada a utilizarse (9 442 BWPD) con este tipo de levantamiento; es mucho mayor comparada con la cantidad de crudo que se estima producir. Sin embargo dada la capacidad tan grande que tienen las instalaciones de superficie de Repsol para el manejo de fluidos producidos (955 000 BWPD y 45 000 BPPD), los 12 471 BFPD que se estiman producir de todos estos pozos; es insignificante comparado con el volumen total de fluido que se puede manejar diariamente en las instalaciones.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda que acorde con los parámetros actuales de los pozos candidatos, se apliquen las geometrías seleccionadas en el capítulo cuatro para los distintos fabricantes candidatos a la licitación del proyecto, puesto que según los análisis y cálculos realizados, se determinó que esas geometrías mostradas son las más óptimas e indicadas para ser usadas actualmente en dichos pozos.

- Instalar una nueva bomba Sulzer direccionada al pozo Exxx B-18, y el retiro de la bomba Reda instalada dentro de la plataforma Exxx B. Esta situación permitirá tener un solo diferencial de presión lo cual permitirá la interconexión de los sistemas de distribución de agua e inyección a alta presión; disponiéndose de un manifold común para la distribución de fluido motriz hacia los pozos candidatos para implementación de bombeo hidráulico.
- En los pozos Exxx B-11 y Exxx B-27, de acuerdo al estudio económico realizado, no se recomienda el cambio de levantamiento artificial a bombeo hidráulico tipo jet, ya que esto no representa un incremento sustancial en las ganancias netas para la empresa, pudiendo este fondo de inversión ser aplicado en otros proyectos de mayor rentabilidad.
- Se recomienda realizar pruebas de presión a los pozos candidatos, para contar con valores reales y actuales de presiones, índice de productividad y declinación, ya que las últimas pruebas realizadas en la mayoría de los pozos fueron hace más de tres años, a excepción del Exxx B-11 y Exxx B-27, que sus pruebas se realizaron el 14/12/12 y el 24/05/11 respectivamente.
- La seguridad industrial es de trascendental importancia para el desarrollo armónico y ordenado de una empresa. Por lo tanto, es menester apoyarla a fin de que juegue un papel decisivo en la preservación principalmente de la vida y salud del trabajador, así como de las instalaciones. Una forma puede ser dando charlas informativas permanentes al personal de operación en el campo.
- Se recomienda realizar un control periódico de la salinidad del agua de producción, principal causante del problema de cavitación en las bombas jet, para disminuir el uso de químicos y mejorar la producción.
- Se recomienda mantener un tratamiento químico eficiente para mitigar la formación de incrustaciones, actividad bacteriana y más aún el incremento de sólidos suspendidos puesto que estos son un indicativo de corrosión.

- Se recomienda ejecutar trabajos de pruebas de pozos en los pozos candidatos, a medida que transcurren períodos considerablemente largos de producción, para poder contar con datos actualizados de presión de reservorio, índices de productividad y declinación en dichos pozos, lo que permitirá diseñar y mantener los equipos de operando en la forma más eficiente y coherente a los datos actualizados obtenidos de estas pruebas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Amaya A. y D. Chantásig, (2009), Programa de diseño unificado de bombeo hidráulico para la selección de bombas jet y pistón usadas en las operaciones de Petroproducción, Quito.

Baby P., Rivadeneira M. y R. Barragán, (2004), La cuenca oriente: geología y petróleo, Quito.

Baca G., (1995), Evaluación de Proyectos, México DF, McGraw-Hill.

Barragán P., (1996), Optimización del proyecto de inyección de agua del campo Shushufindi, Guayaquil.

Benavides S. y E. Vergara, (2010), Estudio del sistema de bombeo hidráulico en el campo Shushufindi, Quito.

Borja J., (2010), Utilización de dispositivos de control de flujo (ICD) para retrasar la producción de agua en pozos horizontales a perforarse en el Bloque 16", Quito.

Bradley H., (2004), Petroleum Engineering Handbook, Society of Petroleum Engineers.

Cleg J., Bucaram S. y N. Heln, (1993), Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods, Paper ID: 24834-PA, Society of Petroleum Engineers.

Corrales I., (1977), Estratigrafía, Editorial Rueda, Madrid.

Cueva L. (2001), Estudio de la optimización del fluido motriz para bombeo hidráulico en el campo Sacha, Quito.

House C. y R. Villacreces, (2010), Estudio para la implementación del servicio de bombeo hidráulico tipo jet de la compañía Ecuapet Cía. Ltda. en Petroproducción, Quito.

Hoyos A., (2004), Optimización del Sistema de Reinyección de Agua del Pad Axxx-A, del Bloque 16 Operado por la Compañía Repsol-YPF, Guayaquil.

Marques S. y A. Rondón, (2002), Estudio para el mejoramiento de la productividad de los pozos del área mayor de Socororo, mediante la aplicación de métodos de levantamiento artificial, Caracas.

Martínez A., (2002), Análisis técnico del comportamiento del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico y electrosumergible del campo Coca-Payamino, Quito.

Melo V., (2007), Folleto de Levantamiento Artificial, Quito.

Molina F., (2004), Desarrollo de software para el diseño de Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico, tipo Pistón y Jet', Quito.

Ordoñez D., (2011), Estudio de bombeo hidráulico en el campo Parahuacu, Quito.

Smart E., (1985), Jet pump geometry selection, Southwestern Petroleum Short Course, April, 23-25, Texas Tech University, Texas.

Solipet S.A., (2007), Introducción a las operaciones del sistema de bombeo hidráulico, Quito.

ANEXOS

ANEXO No 1**RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES PARA
BOMBAS GUIBERSON, KOBE Y NATIONAL**

ANEXO 1.1
RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE GARGANTA PARA
BOMBAS GUIBERSON

DD	Gargantas	000	00							
	R	0.36	0.22							
	A _s	0.0028	0.0056							
CC	Gargantas	000	00	0	1					
	R	0.64	0.40	0.27	0.20					
	A _s	0.0016	0.0043	0.0076	0.0115					
BB	Gargantas	00	0	1	2					
	R	0.54	0.37	0.27	0.20					
	A _s	0.0032	0.0065	0.0105	0.0150					
A	Gargantas	0	1	2	3					
	R	0.53	0.39	0.29	0.23					
	A _s	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		
	A _s	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		
	A _s	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		
	A _s	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	
	A _s	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		
	A _s	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		
	A _s	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		
	A _s	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		
	A _s	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		
	A _s	0.0515	0.0908	0.1349	0.1871	0.2493	0.3256	0.4167		
K	Gargantas	15	16	17	18	19	20			
	R	0.61	0.51	0.42	0.35	0.29	0.24			
	A _s	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				
	A _s	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					
	A _s	0.1287	0.2050	0.2961	0.4055					
N	Gargantas	18	19	20						
	R	0.69	0.57	0.48						
	A _s	0.1395	0.2306	0.3401						
P	Gargantas	19	20							
	R	0.71	0.59							
	A _s	0.1575	0.2670							

FUENTE: Melo V., (2007), *Folleto de Levantamiento Artificial*, Quito

ANEXO 1.2
RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE GARGANTA PARA
BOMBAS 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., (2007), *Folleto de Levantamiento Artificial*, Quito

ANEXO 1.3

RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE GARGANTA PARA BOMBAS NATIONAL

Tobera	X	A	B	C	D	E
1		0.0040	0.0057	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				

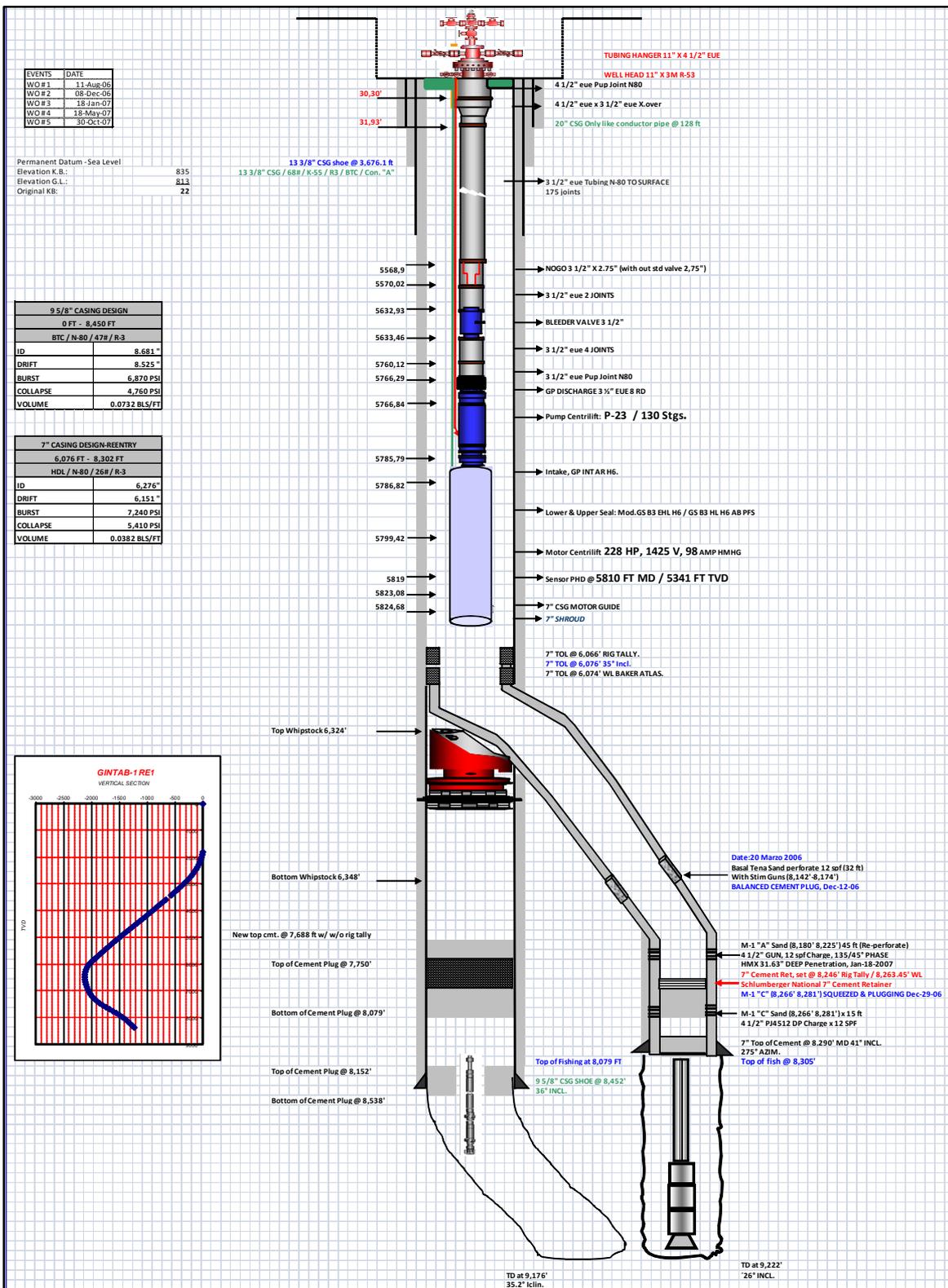
FUENTE: Melo V., (2007), *Folleto de Levantamiento Artificial*, Quito

ANEXO No 2

DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN ACTUALES DE LOS

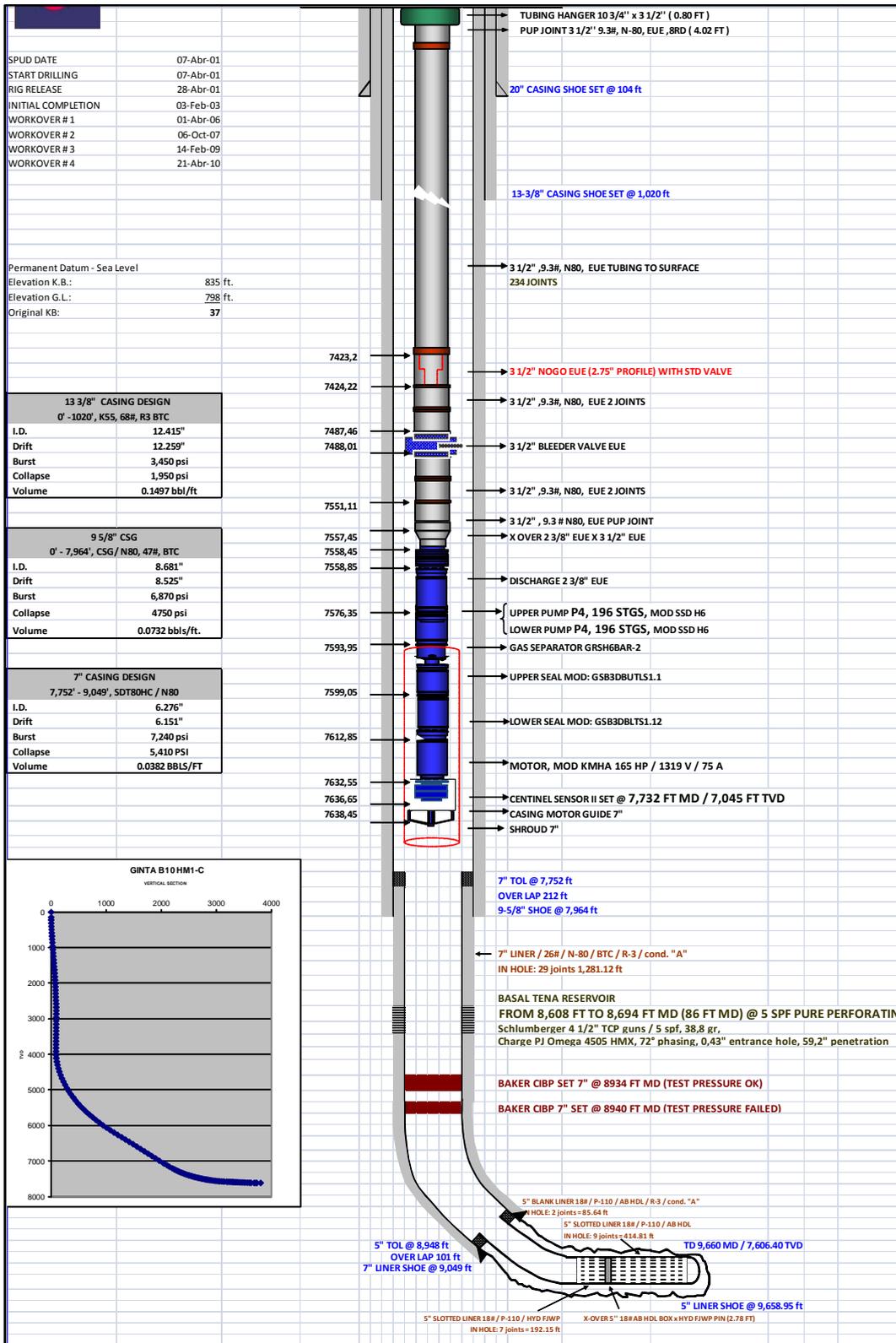
POZOS CANDIDATOS

ANEXO 2.1 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO EXXX B-1-RE1



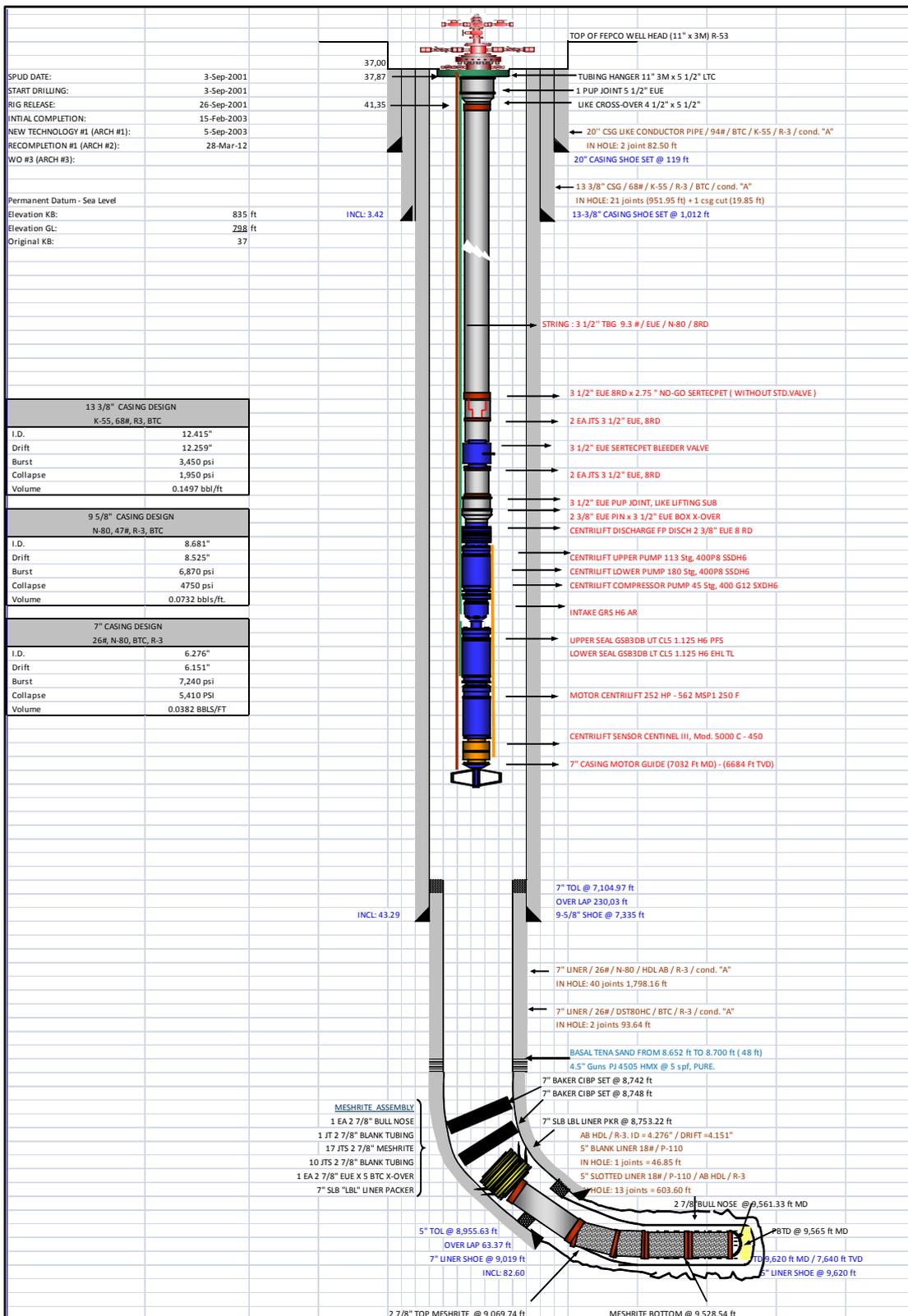
FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ANEXO 2.2 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO EXXX B-10



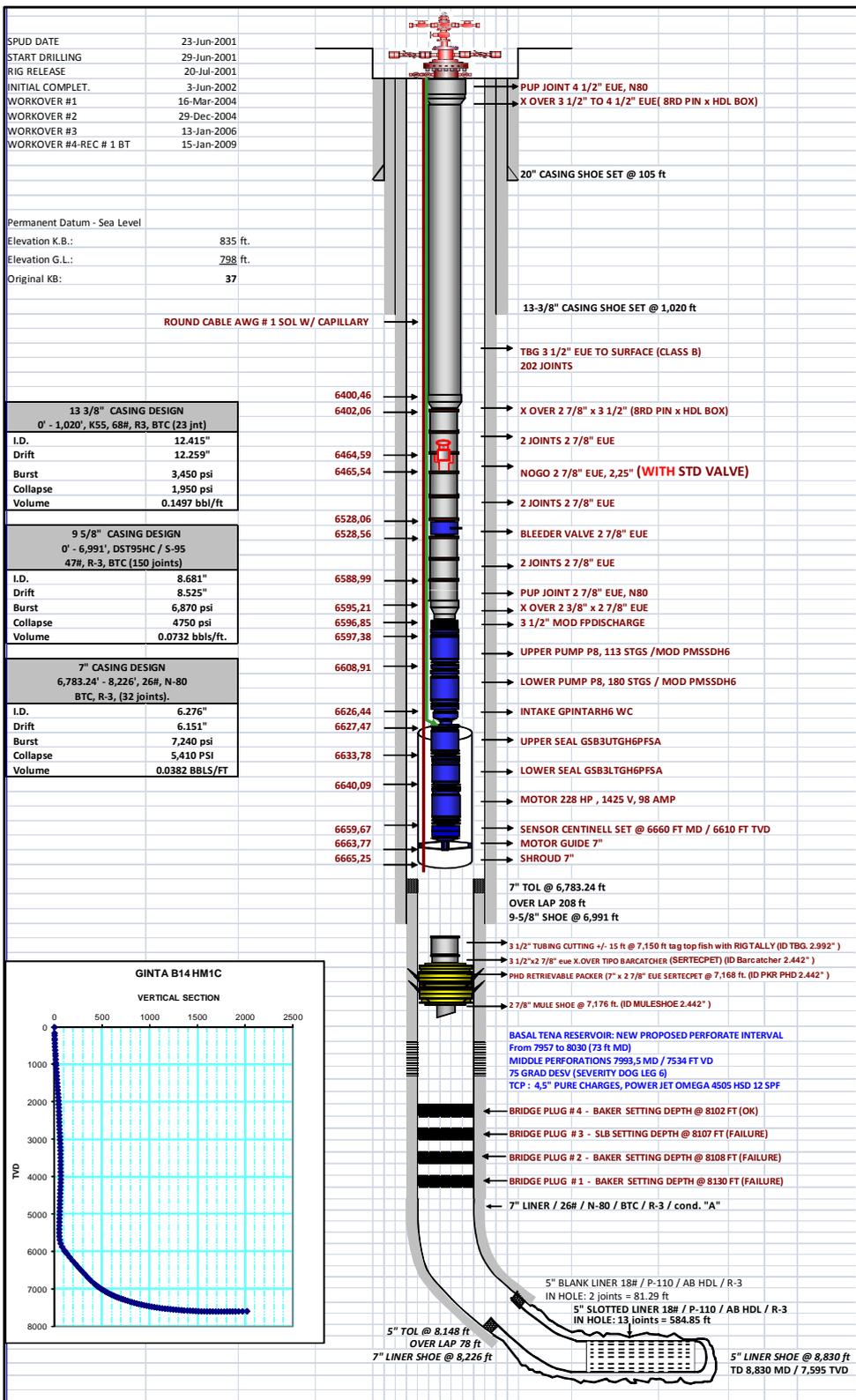
FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ANEXO 2.3 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO EXXX B-11



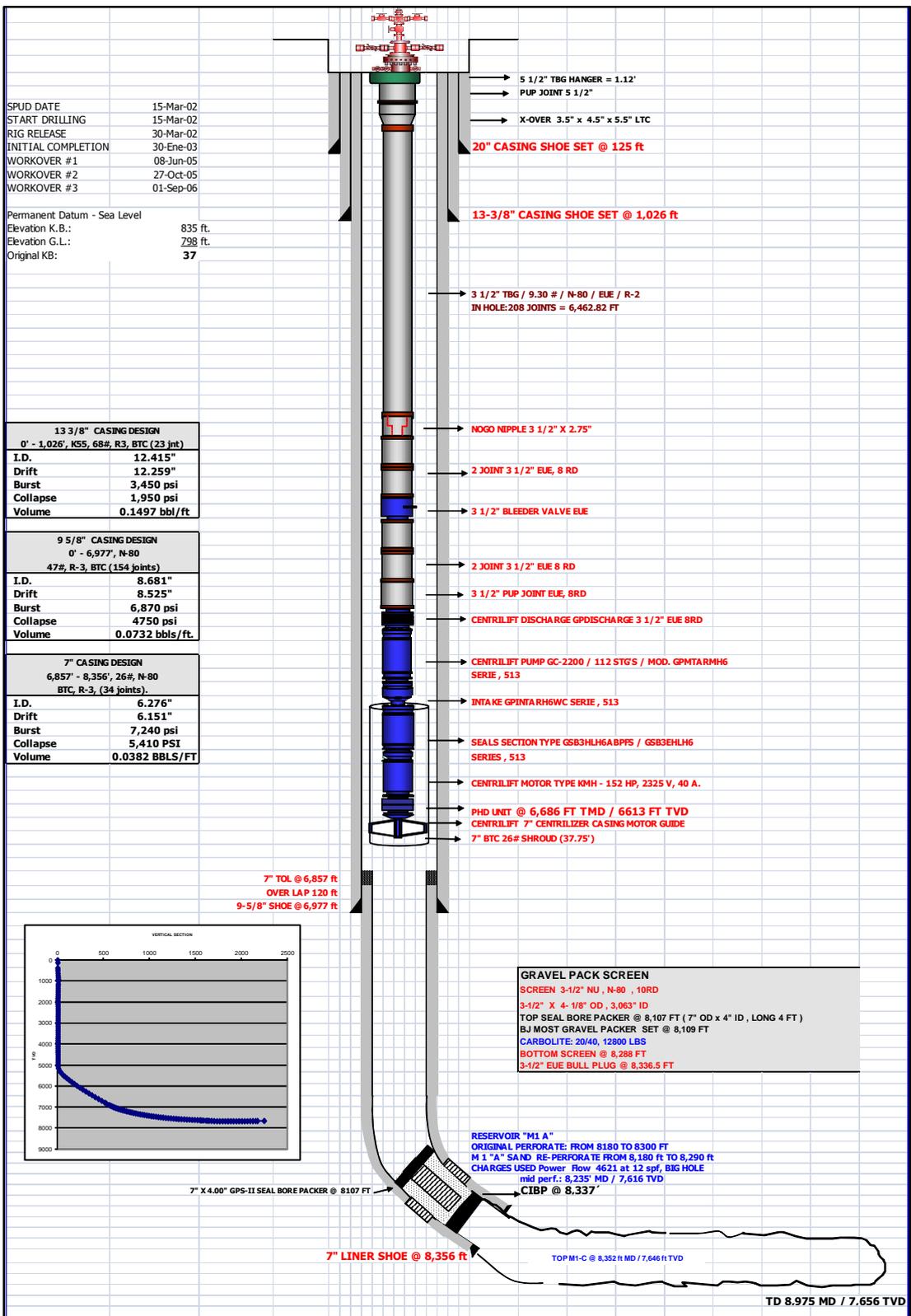
FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

ANEXO 2.4
 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO EXXX B-14



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

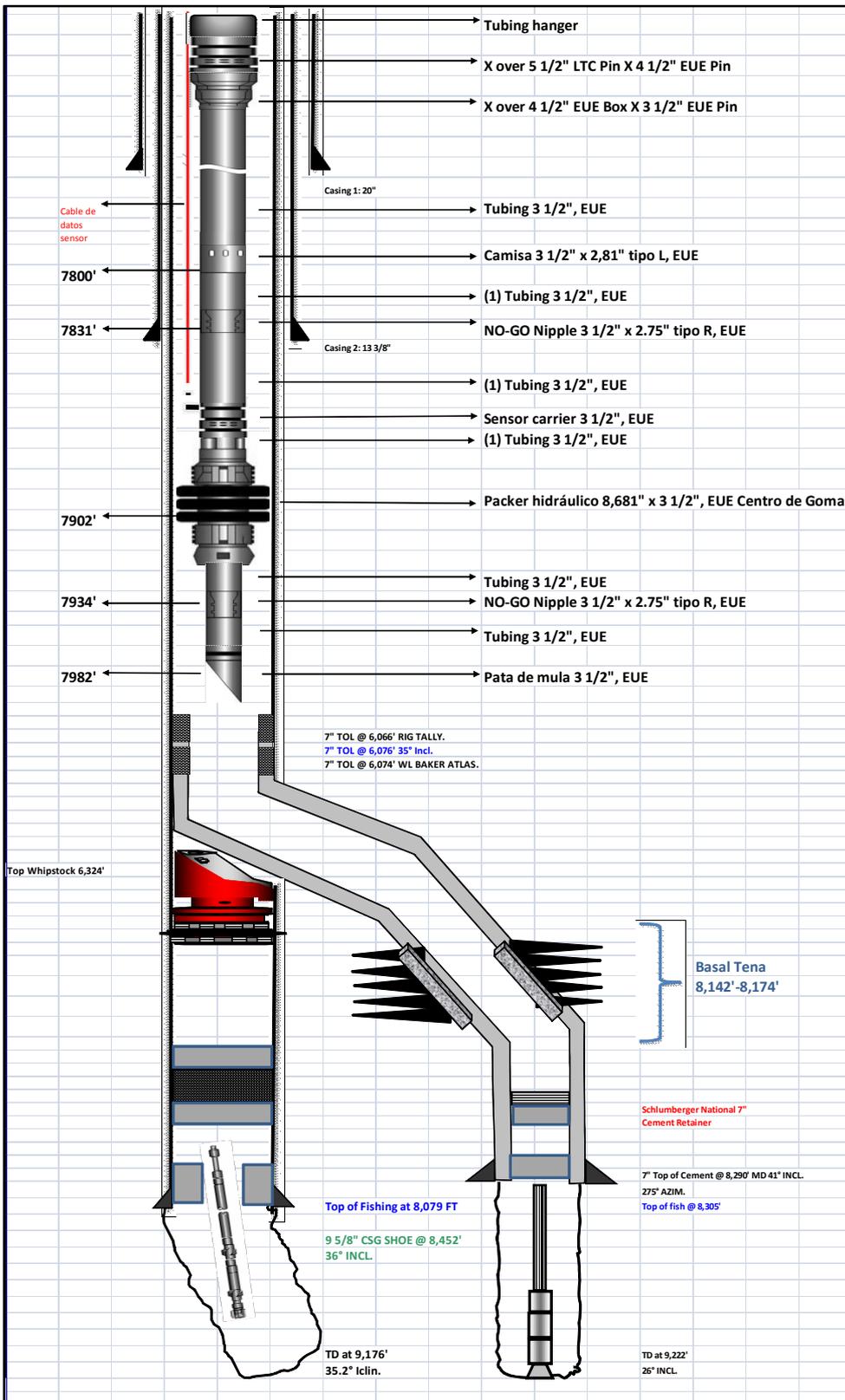
ANEXO 2.5 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO EXXX B-27



FUENTE: Departamento de Desarrollo, Repsol Ecuador

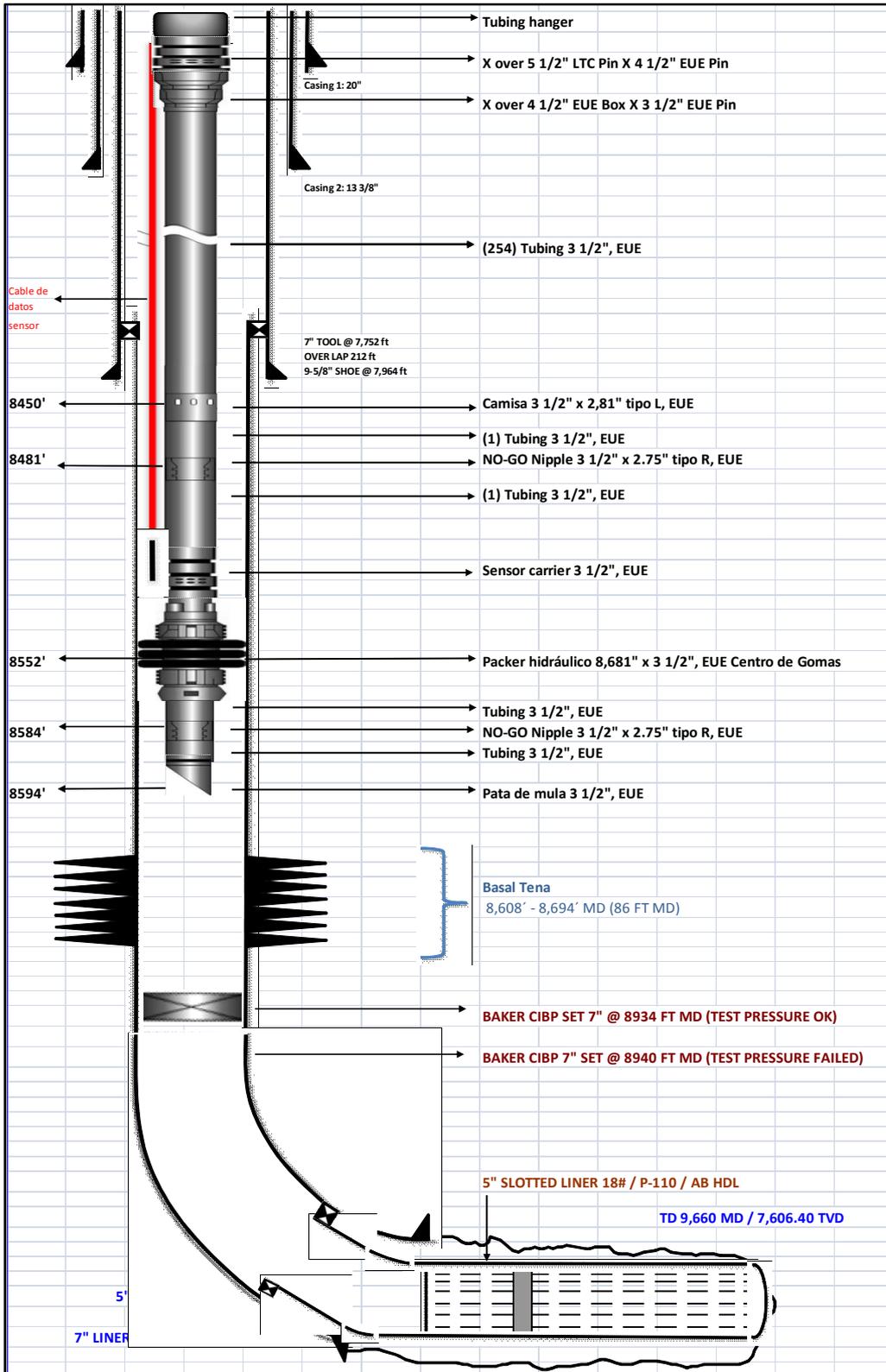
ANEXO No 3**DIAGRAMAS TENTATIVOS PARA RECOMPLETACIÓN DE
LOS POZOS CANDIDATOS A BOMBEO HIDRÁULICO
TIPO JET**

ANEXO 3.1
 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PROPUESTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN
 DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO EXXX B-1-RE1



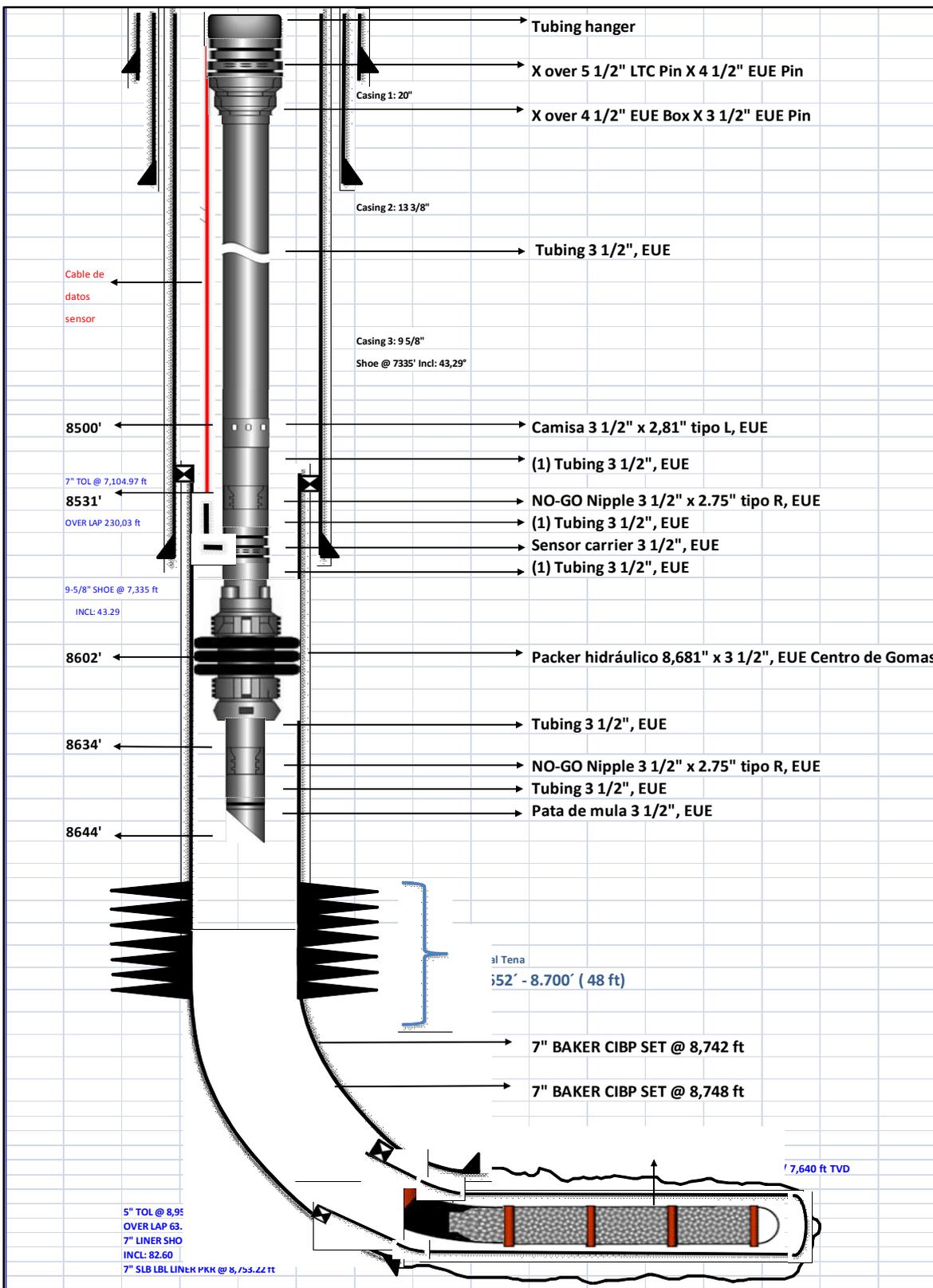
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 3.2
 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PROPUESTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN
 DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO EXXX B-10



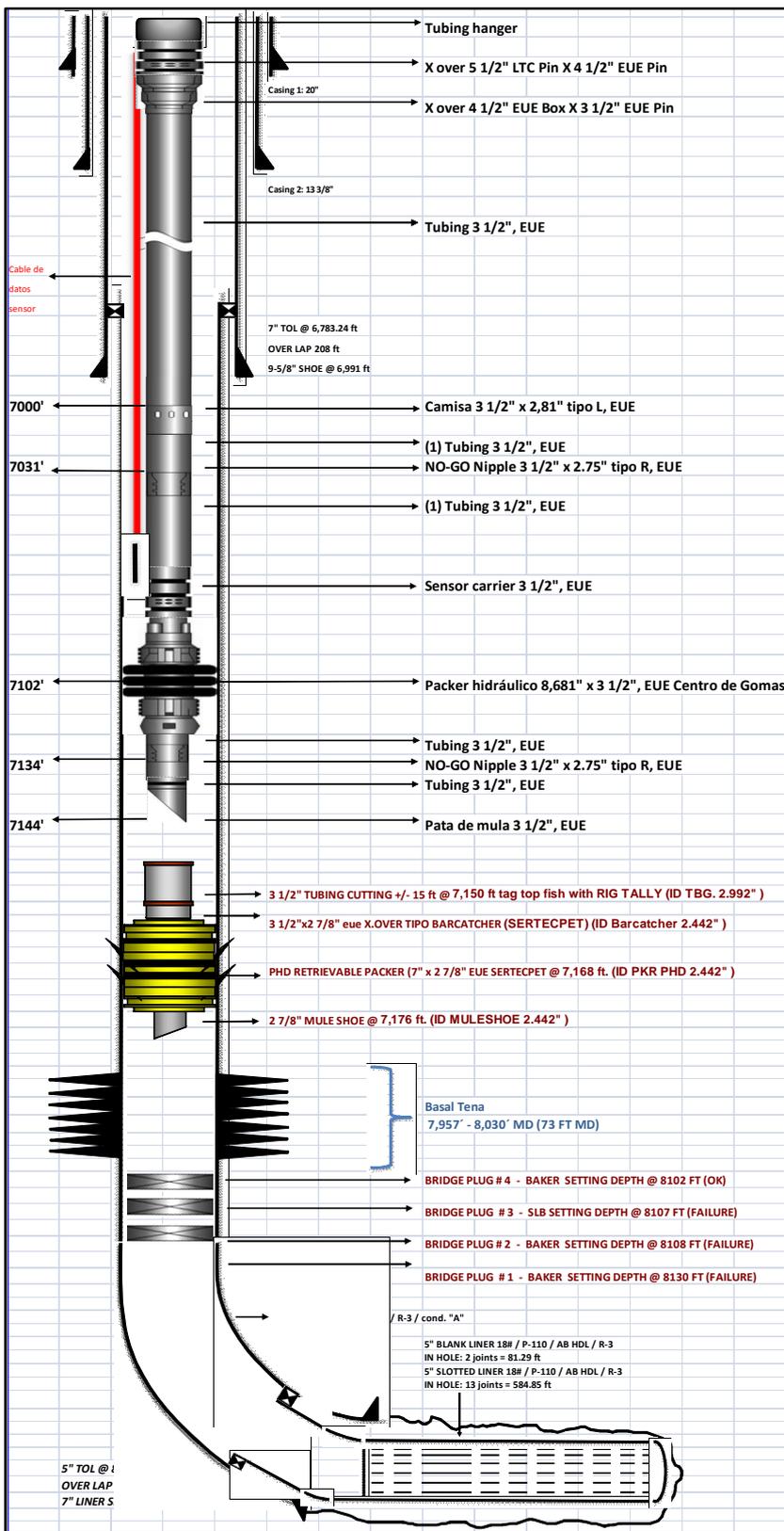
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 3.3
 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PROPUESTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN
 DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO EXXX B-11



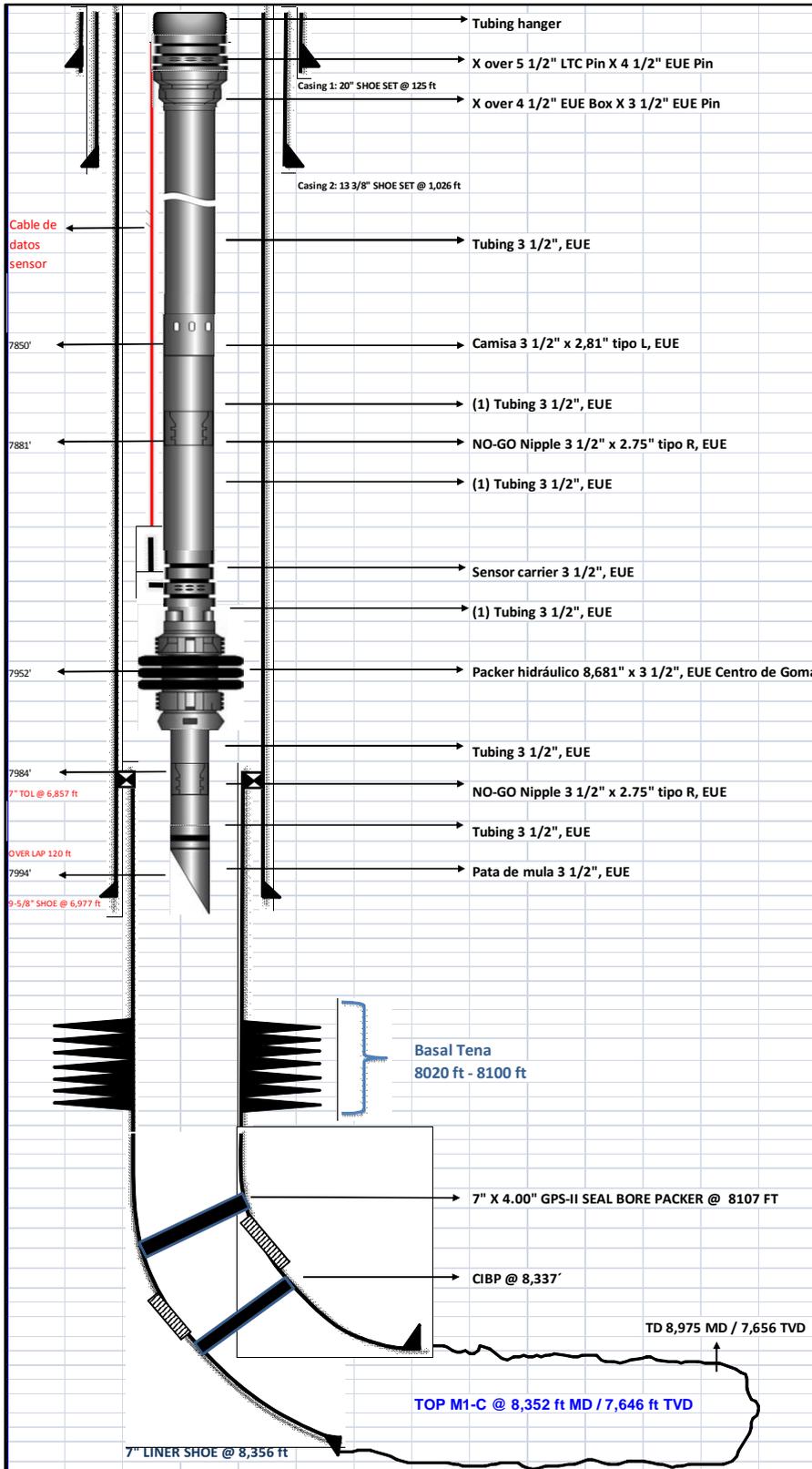
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 3.4
 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PROPUESTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN
 DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO EXXX B-14



ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 3.5
 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN PROPUESTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN
 DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO EXXX B-27



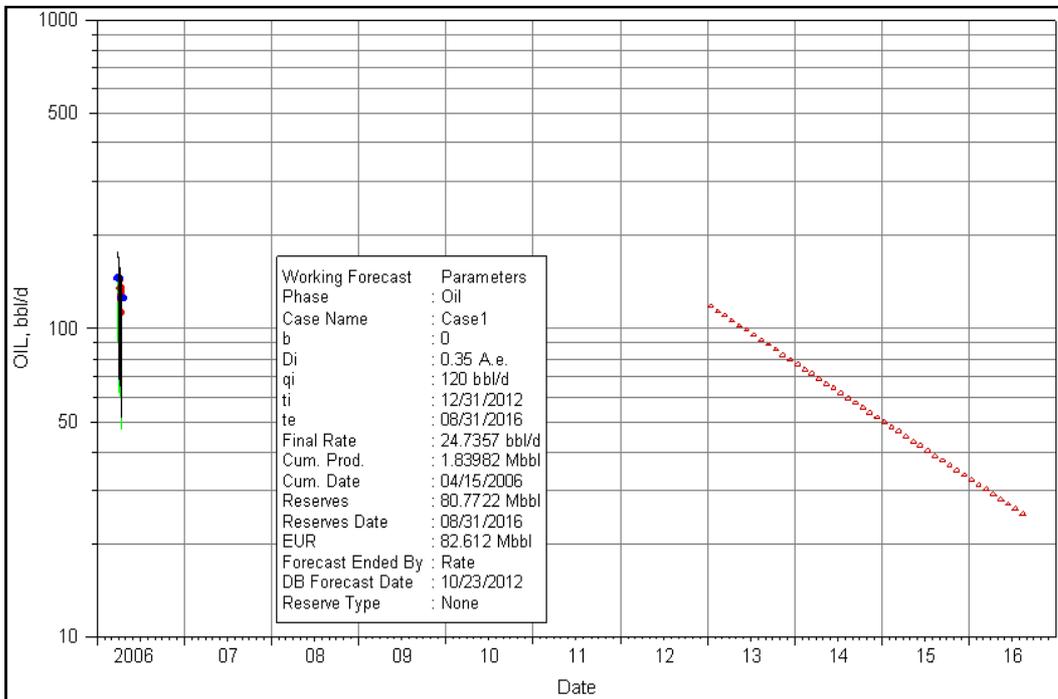
ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO No 4

**GRÁFICAS DE LAS PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN
(FORECASTS) DE LOS POZOS CANDIDATOS A
RECOMPLETACIÓN CON SISTEMAS DE BOMBEO
HIDRÁULICO TIPO JET**

ANEXO 4.1

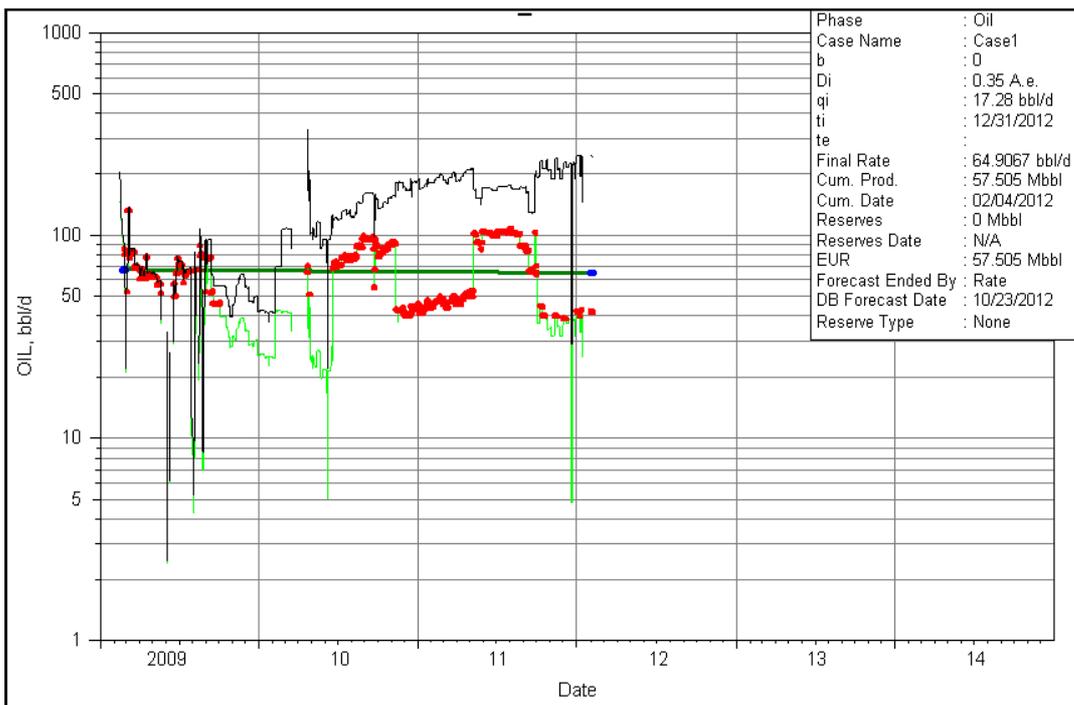
GRÁFICA DEL FORECAST ESTIMADO LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-1-RE1 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET



ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 4.2

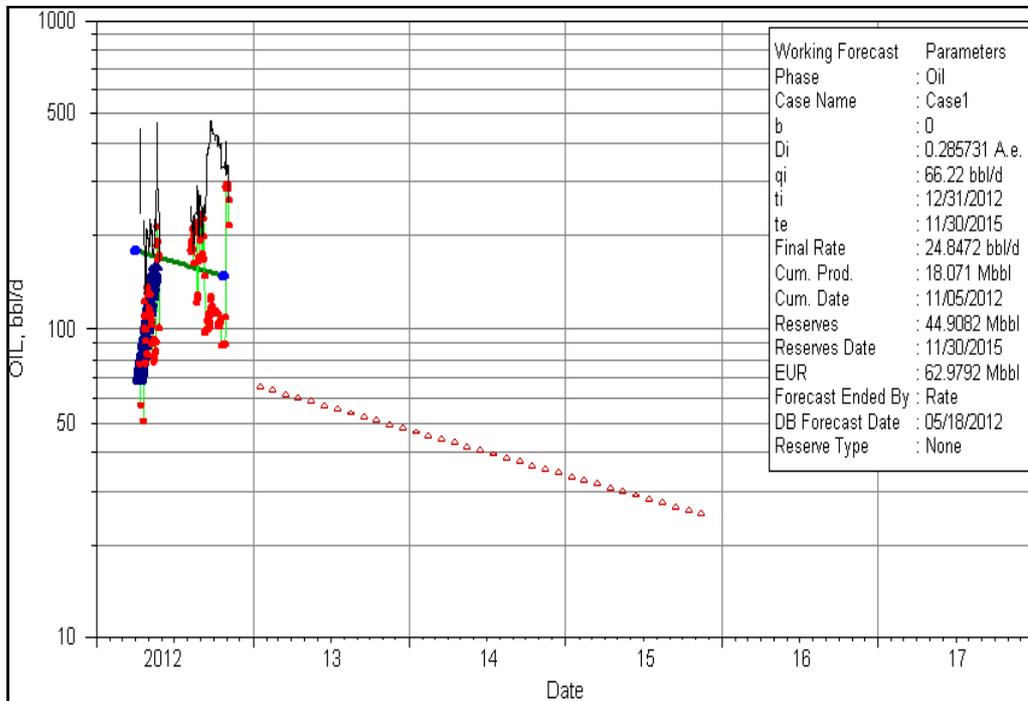
GRÁFICA DEL FORECAST ESTIMADO LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-10 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET



ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 4.3

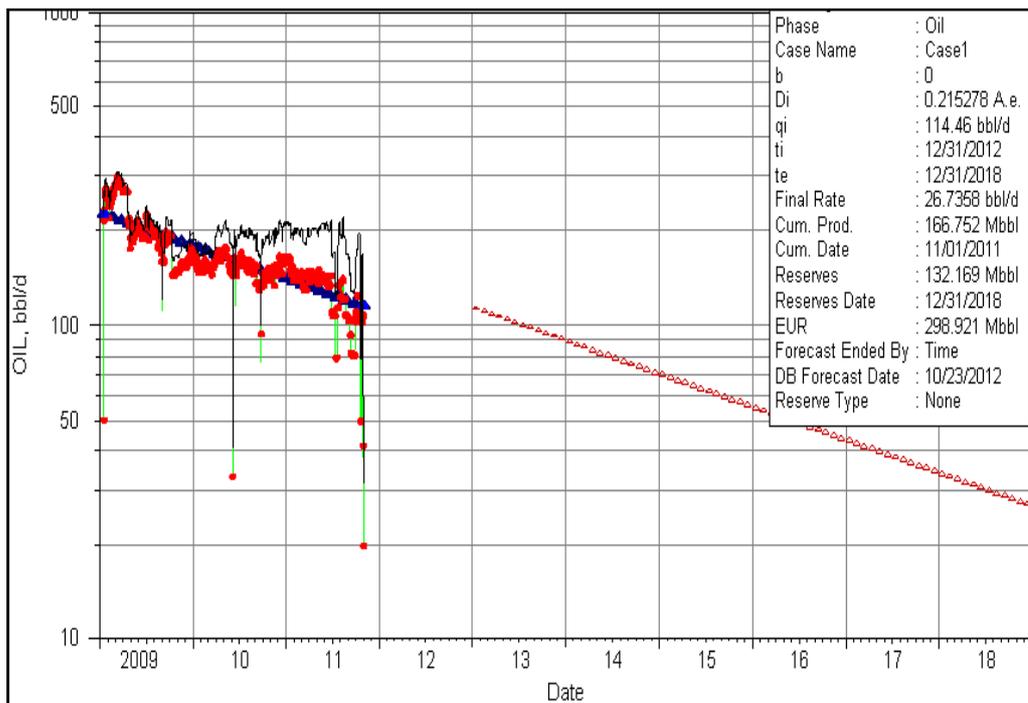
GRÁFICA DEL FORECAST ESTIMADO LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-11 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET



ELABORADO POR: Andrés Gaibor

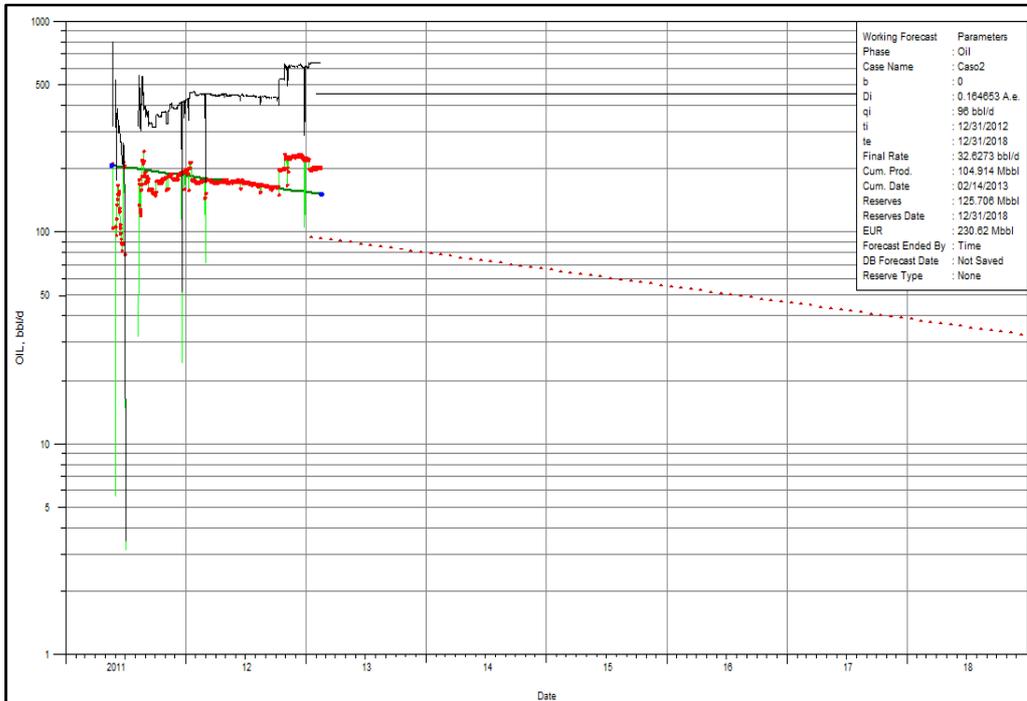
ANEXO 4.4

GRÁFICA DEL FORECAST ESTIMADO LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-14 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET



ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 4.5
GRÁFICA DEL FORECAST ESTIMADO LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN
DEL POZO EXXX B-27 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET



ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO No 5

**DATOS DE LAS PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN
FUTURAS (FORECASTS) DE CADA UNO DE LOS POZOS
CANDIDATOS A RECOMPLETACIÓN CON SISTEMAS DE
BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET**

ANEXO 5.1

DATOS FORECAST DE PRODUCCIÓN ESTIMADOS LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-1-RE1 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Mensual

FECHA	Qo (bls)	Qw (bls)	Qt (bls)	RESERVAS (mbls)
31/01/2013	115,69	27	143	3.653
28/02/2013	111,93	31	143	6.839
31/03/2013	107,92	35	143	10.247
30/04/2013	104,16	39	143	13.427
31/05/2013	100,42	43	143	16.598
30/06/2013	96,93	46	143	19.558
31/07/2013	93,45	50	143	22.509
31/08/2013	90,1	53	143	25.354
30/09/2013	86,97	56	143	28.009
31/10/2013	83,84	59	143	30.656
30/11/2013	80,93	62	143	33.128
31/12/2013	78,02	65	143	35.591
31/01/2014	75,22	68	143	37.966
28/02/2014	72,78	70	143	40.038
31/03/2014	70,17	73	143	42.253
30/04/2014	67,73	75	143	44.322
31/05/2014	65,29	78	143	46.383
30/06/2014	63,02	80	143	48.308
31/07/2014	60,76	82	143	50.226
31/08/2014	58,58	84	143	52.076
30/09/2014	56,54	86	143	53.803
31/10/2014	54,51	88	143	55.524
30/11/2014	52,62	90	143	57.131
31/12/2014	50,73	92	143	58.732
31/01/2015	48,91	94	143	60.277
28/02/2015	47,32	96	143	61.624
31/03/2015	45,62	97	143	63.064
30/04/2015	44,04	99	143	64.409
31/05/2015	42,45	101	143	65.749
30/06/2015	40,98	102	143	67.001
31/07/2015	39,51	103	143	68.248
31/08/2015	38,09	105	143	69.451
30/09/2015	36,76	106	143	70.573
31/10/2015	35,44	108	143	71.692
30/11/2015	34,21	109	143	72.737

TABLA MENSUAL: CONTINUACIÓN

31/12/2015	32,98	110	143	73.779
31/01/2016	31,8	111	143	74.783
29/02/2016	30,73	112	143	75.689
31/03/2016	29,63	113	143	76.625
30/04/2016	28,6	114	143	77.498
31/05/2016	27,57	115	143	78.368
30/06/2016	26,61	116	143	79.181
31/07/2016	25,66	117	143	79.991
31/08/2016	24,74	118	143	80.772

Anual

AÑO	Qo (bls)	Qt (bls)
2013	34 956	52 195
2014	22 728	52 195
2015	14 778	52 195
2016	6 869	34 892

Final Acumulada

PRODUCCIÓN TOTAL ACUMULADA (mbls)	
EXXX B-1-RE1	80.772

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 5.2

DATOS FORECAST DE PRODUCCIÓN ESTIMADOS LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-11 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Mensual

FECHA	Qo (bls)	Qw (bls)	Qt (bls)	RESERVAS (mbls)
31/01/2013	64.36	237	301	2.024
28/02/2013	62.72	238	301	3.803
31/03/2013	60.95	240	301	5.719
30/04/2013	59.29	242	301	7.523
31/05/2013	57.62	243	301	9.335
30/06/2013	56.05	245	301	11.040
31/07/2013	54.47	247	301	12.753
31/08/2013	52.94	248	301	14.417
30/09/2013	51.49	250	301	15.984
31/10/2013	50.04	251	301	17.558
30/11/2013	48.68	252	301	19.038
31/12/2013	47.31	254	301	20.526
31/01/2014	45.98	255	301	21.972
28/02/2014	44.81	256	301	23.243
31/03/2014	43.55	257	301	24.612
30/04/2014	42.36	259	301	25.901
31/05/2014	41.17	260	301	27.195
30/06/2014	40.04	261	301	28.413
31/07/2014	38.92	262	301	29.637
31/08/2014	37.82	263	301	30.826
30/09/2014	36.79	264	301	31.946
31/10/2014	35.75	265	301	33.070
30/11/2014	34.78	266	301	34.128
31/12/2014	33.80	267	301	35.191
31/01/2015	32.85	268	301	36.224
28/02/2015	32.01	269	301	37.132
31/03/2015	31.11	270	301	38.110
30/04/2015	30.26	271	301	39.030
31/05/2015	29.41	272	301	39.955
30/06/2015	28.61	272	301	40.826
31/07/2015	27.80	273	301	41.700
31/08/2015	27.02	274	301	42.550
30/09/2015	26.28	275	301	43.349
31/10/2015	25.54	275	301	44.152
30/11/2015	24.85	276	301	44.908

Anual

AÑO	Qo (bls)	Qt (bls)
2013	20 240	109 865
2014	14 460	109 865
2015	9 582	67 960

Final Acumulada

PRODUCCIÓN TOTAL ACUMULADA (mbls)	
EXXX B-11	44.908

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 5.3

DATOS FORECAST DE PRODUCCIÓN ESTIMADOS LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-14 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Mensual

FECHA	Qo (bls)	Qw (bls)	Qt (bls)	RESERVAS (mbls)
31/01/2013	112.13	82	194	3.512
28/02/2013	110.06	84	194	6.623
31/03/2013	107.82	86	194	10.000
30/04/2013	105.70	88	194	13.202
31/05/2013	103.54	90	194	16.446
30/06/2013	101.50	93	194	19.521
31/07/2013	99.44	95	194	22.636
31/08/2013	97.41	97	194	25.687
30/09/2013	95.49	99	194	28.580
31/10/2013	93.55	100	194	31.510
30/11/2013	91.70	102	194	34.289
31/12/2013	89.83	104	194	37.102
31/01/2014	88.00	106	194	39.859
28/02/2014	86.38	108	194	42.300
31/03/2014	84.63	109	194	44.951
30/04/2014	82.96	111	194	47.464
31/05/2014	81.27	113	194	50.010
30/06/2014	79.67	114	194	52.424
31/07/2014	78.04	116	194	54.868
31/08/2014	76.45	118	194	57.263
30/09/2014	74.95	119	194	59.534
31/10/2014	73.42	121	194	61.833
30/11/2014	71.97	122	194	64.014
31/12/2014	70.51	123	194	66.222
31/01/2015	69.07	125	194	68.386
28/02/2015	67.80	126	194	70.302
31/03/2015	66.42	128	194	72.382
30/04/2015	65.11	129	194	74.355
31/05/2015	63.78	130	194	76.353
30/06/2015	62.53	131	194	78.247
31/07/2015	61.25	133	194	80.166
31/08/2015	60.00	134	194	82.045
30/09/2015	58.82	135	194	83.827
31/10/2015	57.62	136	194	85.632
30/11/2015	56.49	138	194	87.344
31/12/2015	55.34	139	194	89.077

TABLA MENSUAL: CONTINUACIÓN

31/01/2016	54.21	140	194	90.775
29/02/2016	53.18	141	194	92.332
31/03/2016	52.09	142	194	93.964
30/04/2016	51.07	143	194	95.511
31/05/2016	50.03	144	194	97.078
30/06/2016	49.04	145	194	98.564
31/07/2016	48.04	146	194	100.069
31/08/2016	47.06	147	194	101.543
30/09/2016	46.14	148	194	102.941
31/10/2016	45.20	149	194	104.356
30/11/2016	44.30	150	194	105.699
31/12/2016	43.40	151	194	107.058
31/01/2017	42.52	151	194	108.390
28/02/2017	41.74	152	194	109.569
31/03/2017	40.89	153	194	110.850
30/04/2017	40.08	154	194	112.064
31/05/2017	39.26	155	194	113.294
30/06/2017	38.49	156	194	114.461
31/07/2017	37.71	156	194	115.642
31/08/2017	36.94	157	194	116.798
30/09/2017	36.21	158	194	117.896
31/10/2017	35.47	159	194	119.007
30/11/2017	34.77	159	194	120.060
31/12/2017	34.06	160	194	121.127
31/01/2018	33.37	161	194	122.172
28/02/2018	32.76	161	194	123.098
31/03/2018	32.09	162	194	124.103
30/04/2018	31.46	163	194	125.056
31/05/2018	30.82	163	194	126.022
30/06/2018	30.21	164	194	126.937
31/07/2018	29.59	164	194	127.864
31/08/2018	28.99	165	194	128.772
30/09/2018	28.42	166	194	129.633
31/10/2018	27.84	166	194	130.505
30/11/2018	27.29	167	194	131.332
31/12/2018	26.74	167	194	132.169

Anual

AÑO	Qo (bls)	Qt (bls)
2013	36 729	70 810
2014	28 827	70 810
2015	22 625	70 810
2016	17 800	70 810
2017	13 928	70 810
2018	10 931	70 810

Final Acumulada

PRODUCCIÓN TOTAL ACUMULADA (mbls)	
EXXX B-14	132.169

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 5.4

DATOS FORECAST DE PRODUCCIÓN ESTIMADOS LUEGO DE LA RECOMPLETACIÓN DEL POZO EXXX B-27 CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Mensual

FECHA	Qo (bls)	Qw (bls)	Qt (bls)	RESERVAS (mbls)
31/01/2013	95.27	225	320	2.953
28/02/2013	93.9	226	320	5.582
31/03/2013	92.54	227	320	8.451
30/04/2013	91.16	229	320	11.186
31/05/2013	89.8	230	320	13.970
30/06/2013	88.46	232	320	16.624
31/07/2013	87.14	233	320	19.325
31/08/2013	85.82	234	320	21.986
30/09/2013	84.54	235	320	24.522
31/10/2013	83.28	237	320	27.104
30/11/2013	82.04	238	320	29.565
31/12/2013	80.82	239	320	32.071
31/01/2014	79.59	240	320	34.538
28/02/2014	78.45	242	320	36.735
31/03/2014	77.31	243	320	39.131
30/04/2014	76.16	244	320	41.416
31/05/2014	75.03	245	320	43.742
30/06/2014	73.91	246	320	45.959
31/07/2014	72.81	247	320	48.216
31/08/2014	71.7	248	320	50.439
30/09/2014	70.63	249	320	52.558
31/10/2014	69.58	250	320	54.715
30/11/2014	68.54	251	320	56.771
31/12/2014	67.52	252	320	58.864
31/01/2015	66.5	254	320	60.926
28/02/2015	65.54	254	320	62.761
31/03/2015	64.59	255	320	64.763
30/04/2015	63.63	256	320	66.672
31/05/2015	62.68	257	320	68.615
30/06/2015	61.75	258	320	70.467
31/07/2015	60.83	259	320	72.353
31/08/2015	59.9	260	320	74.210
30/09/2015	59.01	261	320	75.980
31/10/2015	58.13	262	320	77.782
30/11/2015	57.26	263	320	79.500
31/12/2015	56.41	264	320	81.249

TABLA MENSUAL: CONTINUACIÓN

31/01/2016	55.55	264	320	82.971
29/02/2016	54.74	265	320	84.559
31/03/2016	53.94	266	320	86.231
30/04/2016	53.13	267	320	87.825
31/05/2016	52.34	268	320	89.447
30/06/2016	51.56	268	320	90.994
31/07/2016	50.79	269	320	92.568
31/08/2016	50.02	270	320	94.119
30/09/2016	49.28	271	320	95.597
31/10/2016	48.54	271	320	97.102
30/11/2016	47.82	272	320	98.537
31/12/2016	47.1	273	320	99.997
31/01/2017	46.39	274	320	101.435
28/02/2017	45.72	274	320	102.715
31/03/2017	45.06	275	320	104.112
30/04/2017	44.39	276	320	105.444
31/05/2017	43.73	276	320	106.799
30/06/2017	43.08	277	320	108.092
31/07/2017	42.43	278	320	109.407
31/08/2017	41.79	278	320	110.703
30/09/2017	41.17	279	320	111.938
31/10/2017	40.55	279	320	113.195
30/11/2017	39.95	280	320	114.393
31/12/2017	39.35	281	320	115.613
31/01/2018	38.76	281	320	116.815
28/02/2018	38.2	282	320	117.884
31/03/2018	37.65	282	320	119.051
30/04/2018	37.09	283	320	120.164
31/05/2018	36.53	283	320	121.296
30/06/2018	35.99	284	320	122.376
31/07/2018	35.45	285	320	123.475
31/08/2018	34.91	285	320	124.557
30/09/2018	34.39	286	320	125.589
31/10/2018	33.88	286	320	126.639
30/11/2018	33.38	287	320	127.641
31/12/2018	32.88	287	320	128.660

Anual

AÑO	Qo (bls)	Qt (bls)
2013	32 069	116 800
2014	26 793	116 800
2015	22 384	116 800
2016	18 747	117 120
2017	15 616	116 800
2018	13 046	116 800

Final Acumulada

PRODUCCIÓN TOTAL ACUMULADA (mbls)	
EXXX B-27	128.660

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 5.5

RESERVAS CALCULADAS DESPUES DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN TODOS LOS POZOS CANDIDATOS

RESERVAS	(mbls)
EXXX B-1:BT	80.772
EXXX B-11:BT	44.908
EXXX B-14:BT	132.169
EXXX B-27:BT	128.660
TOTAL	257.978

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO No 6

ANÁLISIS ECONÓMICO ANUAL DEL PROYECTO

Pozo Exxx B-27	Unidades	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	TOTAL
Producción	MBIs	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.01	0.13
Fluido	MBIs	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.70
Consumo Interno	MBIs	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción Fiscalizada	MBIs	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.01	0.13
Recompletación	M\$	0.245						0.245
Facilidades de Superficie	M\$	0.043						0.043
Total Inversión	M\$	0.288						0.288
Gasto Operativos	M\$	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.20

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DE AMORTIZACIÓN ANUAL DEL PROYECTO

Amortización	Unidades	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	TOTAL
Balance Inicial	M\$		1.00	0.64	0.37	0.21	0.09	
(+) Inversión Anual	M\$	1.48						1.48
(-) Amortización	M\$	0.48	0.36	0.27	0.17	0.11	0.09	
(=) Balance @ Diciembre. 31	M\$	1.00	0.64	0.37	0.21	0.09	0.00	
Balance Inicial de Reservas	MBIs		0.38	0.26	0.16	0.10	0.05	0.02
(-) Producción Anual	MBIs	0.38	0.12	0.09	0.07	0.04	0.03	0.02
(=) Balance-Reservas @ Dic. 31	MBIs		0.26	0.16	0.10	0.05	0.02	0.00

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 6.3

FLUJO DE CAJA ANUAL Y RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS INDICADORES DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO

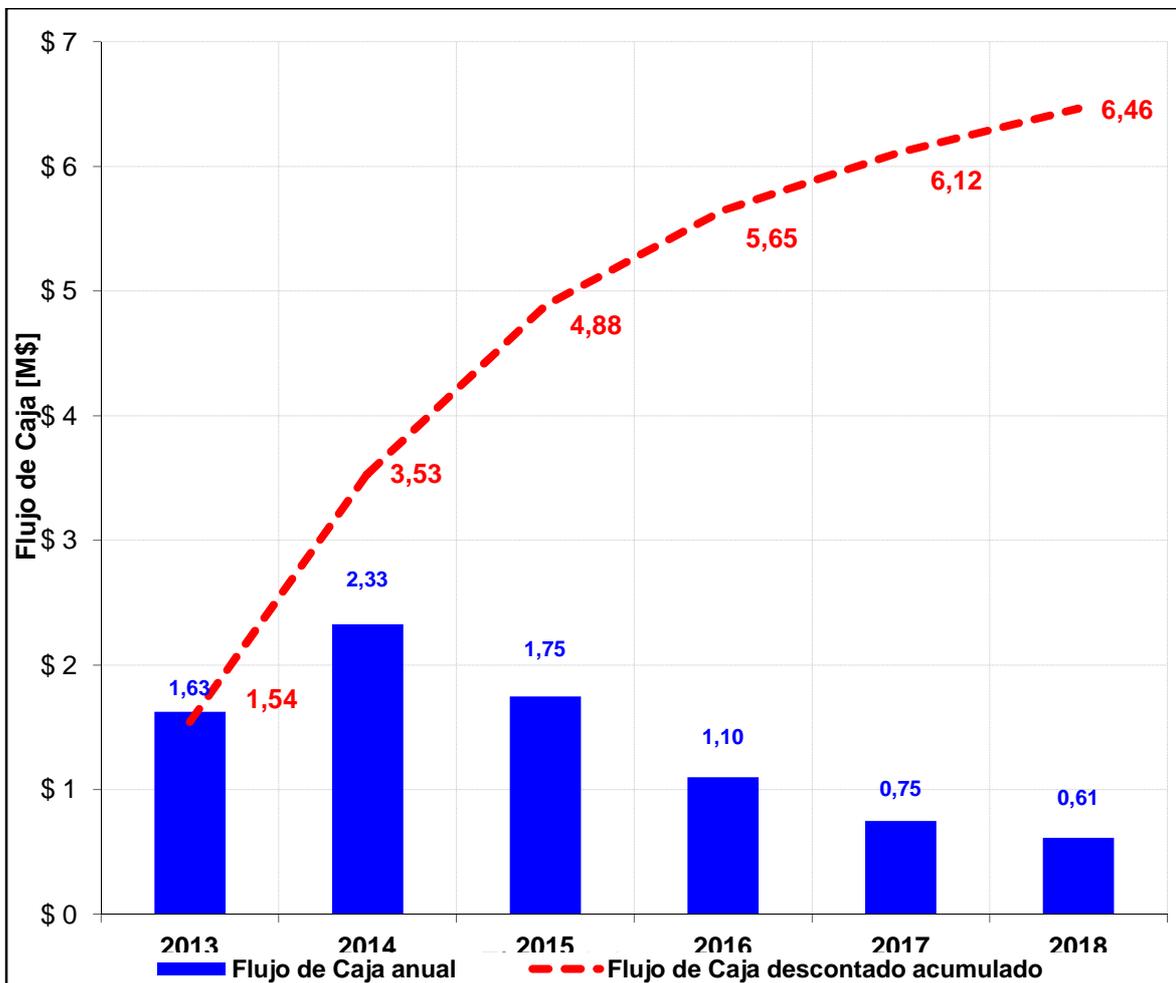
Análisis Económico	Unidades	Total	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018
Ingresos	M\$	14.24	4.54	3.43	2.59	1.64	1.12	0.93
(-) Gastos Operativos	M\$	0.45	0.10	0.10	0.09	0.06	0.05	0.05
(-) Amortización	M\$	1.48	0.48	0.36	0.27	0.17	0.11	0.09
(=) Resultado Operativo	M\$	12.31	3.96	2.97	2.23	1.41	0.96	0.78
(-) 3% Participación Trabajadores	M\$	0.37	0.12	0.09	0.07	0.04	0.03	0.02
(-) 12% Impuesto Comunidades	M\$	1.48	0.47	0.36	0.27	0.17	0.11	0.09
(=) Resultado antes de Impuesto a la Renta	M\$	10.46	3.36	2.52	1.90	1.20	0.81	0.67
(-) Impuesto a la Renta	M\$	2.30	0.74	0.56	0.42	0.26	0.18	0.15
(=) Resultado Neto	M\$	8.16	2.62	1.97	1.48	0.93	0.63	0.52
(+) Amortización	M\$	1.48	0.48	0.36	0.27	0.17	0.11	0.09
(-) Inversión	M\$	1.48	1.48					
(=) Flujo de Caja	M\$	8.16	1.63	2.33	1.75	1.10	0.75	0.61
Flujo de Caja Descontado (VAN)	M\$	6.46	1.54	1.99	1.35	0.76	0.47	0.35
Flujo de Caja Descontado acumulado	M\$		1.54	3.53	4.88	5.65	6.12	6.46

VAN Anual @ 10.94%	M\$	6.46
RCB Anual		1.884

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 6.4

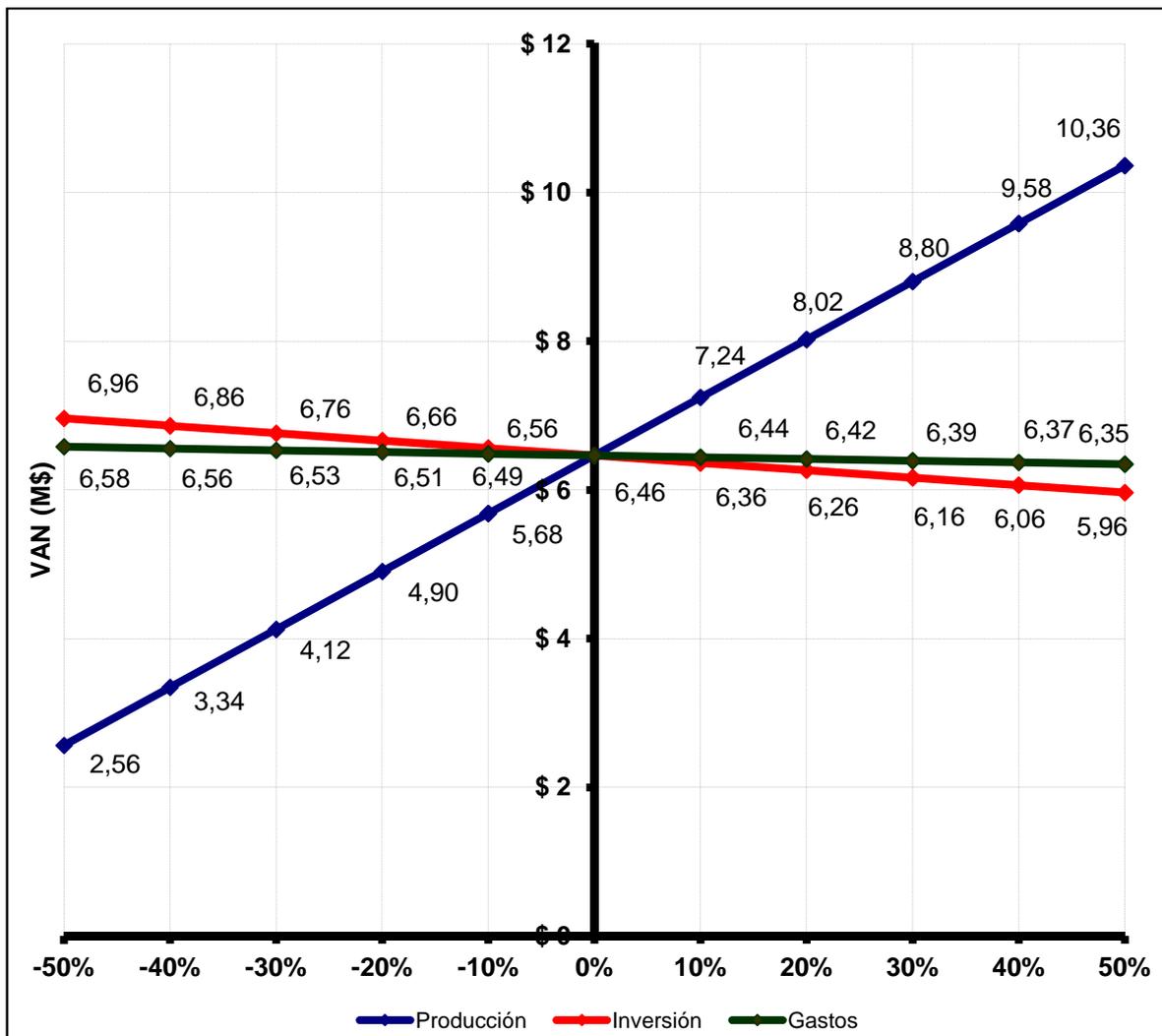
GRÁFICA COMPARATIVA DEL FLUJO DE CAJA ANUAL CON EL FLUJO DE CAJA DESCONTADO ACUMULADO ANUAL



ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 6.5
GRÁFICA DE SENSIBILIDADES ANUAL

	PRODUCCIÓN		INVERSIÓN		GASTOS
	NPV		NPV		NPV
	6.46		6.46		6.46
-50%	2.56	-50%	6.96	-50%	6.58
-40%	3.34	-40%	6.86	-40%	6.56
-30%	4.12	-30%	6.76	-30%	6.53
-20%	4.90	-20%	6.66	-20%	6.51
-10%	5.68	-10%	6.56	-10%	6.49
0%	6.46	0%	6.46	0%	6.46
10%	7.24	10%	6.36	10%	6.44
20%	8.02	20%	6.26	20%	6.42
30%	8.80	30%	6.16	30%	6.39
40%	9.58	40%	6.06	40%	6.37
50%	10.36	50%	5.96	50%	6.35



ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO No 7

ANÁLISIS ECONÓMICO MENSUAL DEL PROYECTO

ANEXO 7.1 ANÁLISIS ECONÓMICO MENSUAL DE LOS POZOS CANDIDATOS A RECOMPLETACIÓN

Pozo Exxx B1-RE1	Unid	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Producción	MBIs	0.0036	0.0031	0.0033	0.0031	0.0031	0.0029	0.0029	0.0028	0.0026	0.0026	0.0024	0.0024	0.0350
Fluido	MBIs	0.0044	0.0040	0.0044	0.0043	0.0044	0.0043	0.0044	0.0044	0.0043	0.0044	0.0043	0.0044	0.0522
Consumo Interno	MBIs	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002
Producción Fiscalizada	MBIs	0.0036	0.0031	0.0033	0.0031	0.0031	0.0029	0.0029	0.0028	0.0026	0.0026	0.0024	0.0024	0.0348
Recompletación	M\$	0.4180												0.4180
Facilidades de Superficie	M\$	0.0433												0.0433
Total Inversión	M\$	0.4613												0.4613
Gasto Operativos	M\$	0.00125	0.00113	0.00125	0.00121	0.00125	0.00121	0.00125	0.00125	0.00121	0.00125	0.00121	0.00125	0.0147

Pozo Exxx B-11	Unid	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Producción	MBIs	0.0020	0.0018	0.0019	0.0018	0.0018	0.0017	0.0017	0.0016	0.0015	0.0016	0.0015	0.0015	0.0202
Fluido	MBIs	0.0093	0.0084	0.0093	0.0090	0.0093	0.0090	0.0093	0.0093	0.0090	0.0093	0.0090	0.0093	0.1099
Consumo Interno	MBIs	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0004
Producción Fiscalizada	MBIs	0.0020	0.0017	0.0019	0.0017	0.0017	0.0016	0.0017	0.0016	0.0015	0.0015	0.0014	0.0014	0.0198
Recompletación	M\$	0.29												0.28800
Facilidades de Superficie	M\$	0.04												0.04325
Total Inversión	M\$	0.33												0.33125
Gasto Operativos	M\$	0.0026	0.00238	0.00263	0.00255	0.00263	0.00255	0.00263	0.00263	0.00255	0.00263	0.00255	0.00263	0.03100

Pozo Exxx B-14	Unid	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Producción	MBIs	0.0035	0.0031	0.0033	0.0032	0.0032	0.0030	0.0031	0.0030	0.0029	0.0029	0.0028	0.0028	0.0367
Fluido	MBIs	0.0060	0.0054	0.0060	0.0058	0.0060	0.0058	0.0060	0.0060	0.0058	0.0060	0.0058	0.0060	0.0708
Consumo Interno	MBIs	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0003
Producción Fiscalizada	MBIs	0.0035	0.0031	0.0033	0.0031	0.0032	0.0030	0.0031	0.0030	0.0028	0.0029	0.0027	0.0028	0.0365
Recompletación	M\$	0.36												0.3550
Facilidades de Superficie	M\$	0.04												0.0433
Total Inversión	M\$	0.39825												0.39825
Gasto Operativos	M\$	0.00170	0.00153	0.00170	0.00164	0.00170	0.00164	0.00170	0.00170	0.00164	0.00170	0.00164	0.00170	0.01998

Pozo Exxx B-27	Unid	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Producción	MBIs	0.0030	0.0026	0.0029	0.0027	0.0028	0.0027	0.0027	0.0027	0.0025	0.0026	0.0025	0.0025	0.0321
Fluido	MBIs	0.0099	0.0090	0.0099	0.0096	0.0099	0.0096	0.0099	0.0099	0.0096	0.0099	0.0096	0.0099	0.1168
Consumo Interno	MBIs	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0005
Producción Fiscalizada	MBIs	0.0029	0.0026	0.0028	0.0027	0.0027	0.0026	0.0027	0.0026	0.0025	0.0025	0.0024	0.0025	0.0316
Recompletación	M\$	0.25												0.2450
Facilidades de Superficie	M\$	0.04												0.0433
Total Inversión	M\$	0.28825												0.28825
Gasto Operativos	M\$	0.00280	0.00253	0.00280	0.00271	0.00280	0.00271	0.00280	0.00280	0.00271	0.00280	0.00271	0.00280	0.03296

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 7.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DE AMORTIZACIÓN MENSUAL DEL PROYECTO

Amortización	Unid	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Balance Inicial	M\$	0.0000	1.3355	1.2089	1.0723	0.9433	0.8133	0.6906	0.5669	0.4463	0.3324	0.2177	0.1093	
(+) Inversión	M\$	1.4790												1.4790
(-) Amortización	M\$	0.1435	0.1266	0.1366	0.1290	0.1300	0.1227	0.1237	0.1206	0.1139	0.1148	0.1084	0.1093	
(=) Balance @ Dic. 31	M\$	1.3355	1.2089	1.0723	0.9433	0.8133	0.6906	0.5669	0.4463	0.3324	0.2177	0.1093	0.0000	
Balance Inicial de Reservas	MBIs	0.1226	0.1107	0.1002	0.0889	0.0782	0.0674	0.0573	0.0470	0.0370	0.0276	0.0180	0.0091	
(-) Producción Anual	MBIs	0.0119	0.0105	0.0113	0.0107	0.0108	0.0102	0.0103	0.0100	0.0094	0.0095	0.0090	0.0091	0.1226
(=) Balance-Reservas @ Dic. 31	MBIs	0.1107	0.1002	0.0889	0.0782	0.0674	0.0573	0.0470	0.0370	0.0276	0.0180	0.0091	0.0000	

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO 7.3

FLUJO DE CAJA MENSUAL Y RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS INDICADORES DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Análisis Económico	Unidades	Total	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Ingresos	M\$	4.53	0.44	0.39	0.42	0.40	0.40	0.38	0.38	0.37	0.35	0.35	0.33	0.33
(-) Gastos Operativos	M\$	0.10	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
(-) Amortización	M\$	1.48	0.14	0.13	0.14	0.13	0.13	0.12	0.12	0.12	0.11	0.11	0.11	0.11
(=) Resultado Operativo	M\$	2.95	0.29	0.25	0.27	0.26	0.26	0.25	0.25	0.24	0.23	0.23	0.22	0.22
(-) 3% Anual Participación Trabajadores	M\$	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
(-) 12% Anual Impuesto Comunidades	M\$	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
(=) Resultado antes de Impuesto a la Renta	M\$	2.92	0.28	0.25	0.27	0.26	0.26	0.24	0.24	0.24	0.22	0.23	0.21	0.21
(-) Impuesto a la Renta	M\$	0.64	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
(=) Resultado Neto	M\$	2.28	0.22	0.20	0.21	0.20	0.20	0.19	0.19	0.19	0.17	0.18	0.17	0.17
(+) Amortización	M\$	1.48	0.14	0.13	0.14	0.13	0.13	0.12	0.12	0.12	0.11	0.11	0.11	0.11
(-) Inversión	M\$	1.48	1.48											
(=) Flujo de Caja	M\$	2.28	-1.11	0.32	0.35	0.33	0.33	0.31	0.31	0.31	0.29	0.29	0.27	0.28
Flujo de Caja Descontado (VAN)	M\$	2.09	-1.11	0.32	0.34	0.32	0.32	0.30	0.30	0.29	0.27	0.27	0.25	0.25
Flujo de Caja Descontado acumulado	M\$		-1.11	-0.79	-0.45	-0.13	0.18	0.48	0.78	1.06	1.33	1.60	1.85	2.09

VAN Mensual @ 10.94%	M\$	0.802
TIR Mensual	%	26.7%
RCB Mensual		1.213

ELABORADO POR: Andrés Gaibor

ANEXO No 8

**DATOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS BUILD UP
REALIZADAS A TODOS LOS POZOS CANDIDATOS**

ANEXO 8.1

DATOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS BUILD UP REALIZADAS A TODOS LOS POZOS CANDIDATOS

CAMPO	EXXX	EXXX	EXXX	EXXX	EXXX
POZO	EXXX B1-RE1	EXXX B-10	EXXX-B-11-BT	EXXX-B-14	EXXX-B-27H
RESERVORIO	BASAL TENA	BASAL TENA	BASAL TENA	BASAL TENA	BASAL TENA
FECHA FIN PRUEBA	27/04/2006	04/03/2009	12/04/2012	08/01/2009	24/05/2011
CONFIGURACIÓN POZO	DIRECCIONAL	DIRECCIONAL	DESVIADO (EN BT)	HORIZONTAL	DIRECCIONAL
ESPECIFICACIONES BOMBA	FC 650 / 245 STG / 114 HP	P-8 / 293 STG / 228 HP	P-6 / 436 etapas / 360 HP	P8-293 ETAPAS-228 HP	P-6 / 293 etapas / 228 HP
INTERVALOS PUNZADOS TVD (ft)	7 494'	7 512'	7 558' (Datum)	7 534' (MD)	7 565' (Datum)
INTERVALOS PUNZADOS MD (ft)	8 142' – 8 174'	8 608' – 8 694'	8 652' – 8 700'	7 957' – 8 030'	8 020' – 8 100'
ESPESOR NETO PETRÓLEO (ft)	32'	23	10	6'	13'
RADIO POZO (ft)	0.25	0.35	0.34375	0.35	0.35416
PROFUNDIDAD BOMBA (MD/TVD, ft)	8 158' – 7 494'	7 716' – 7 048'	7 980.55' – 7 301' TVD	6 665' – 6 614'	7 747' – 7 449' (sensor)
PRESIÓN YACIMIENTO (psi)	2 533	1 917	1 800	2 428	1 496
PRESIÓN SATURACION (psi)	511	511	511	511	511
API OIL (°API)	17.4	17.8	16.7	14	16.7
BSW%	0.26	0.02	0.427	0.08	0.43
φ %	19	17	15	17	18,5
K (mD / D)	146	161	641	327	732
μO (cp)	57	57	57	57	57
Sw (%)	20	20	20	30	10
GOR	71	71	71	71	54
Bo (bls / BF)	1.106	1.106	1.106	1.106	1.106
Ct (Ct)	6.37 E-06	5.43 E-06	8.36E-06	6.37 E-06	8.43 e-6
SALINIDAD (ppm)	42 500	42 500	22 900	42 500	22 000
TEMP. FORMAC (°F)	190.4	190.4	195	195	195
TIEMPO CIERRE (hrs)	38	128	67	58	51.5
DANO (S)	-1.67	0.507	-0.359	-2.7	8.21
IP (bpd / psi)	0.09	0.11	0.21	0.4	0.53

ELABORADO POR: Andrés Gaibor