

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO
DRAGO APLICANDO TECNOLOGÍA DE NUEVA GENERACIÓN**

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

GEOVANNY EDUARDO OÑA ESTRADA

geovanny.ona@gmail.com

DIRECTOR: MSC. JOSÉ CEPEDA

pepecepe2004@yahoo.com

Quito, Junio 2011

DECLARACIÓN

Yo, Geovanny Eduardo Oña Estrada, 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 correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Geovanny Eduardo Oña Estrada

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Geovanny Eduardo Oña Estrada, bajo mi supervisión.

Ing. José Cepeda

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por su infinito amor, por haberme dado una familia maravillosa y sobre todo por haberme guiado e iluminado en todo momento para alcanzar esta meta propuesta en mi vida.

A mis padres, Roberto Oña V. y María Estrada R., por sus consejos y sabias enseñanzas para salir adelante, por haberme inculcado grandes valores y principios morales para ser un hombre de bien; pero especialmente por su dedicación y apoyo en cada momento y en todo cuanto necesité.

A mis hermanos José y Esperanza por su apoyo incondicional y por haber estado siempre pendientes de mí.

A mi Facultad de Petróleos y sus profesores por su acogida en sus aulas y por sus conocimientos impartidos durante todos mis años de permanencia en ella.

Al Ing. José Cepeda por su ayuda personal y profesional para guiarme en el desarrollo de este Proyecto de Titulación.

A ti mi amor, Viviana Castro por haber estado en los buenos y malos momentos conmigo, por haberme dado tu amor y el regalo más hermoso y grandioso de la vida, una hija.

A todos mis compañeros y grandes amigos.

DEDICATORIA

A Dios con mucha humildad y siempre temeroso de él, por ser mi luz y mi camino en cada paso que doy, por darme una familia que cree en su palabra y en sus promesas, y por ser; fortaleza en mi corazón y aliento espiritual en mi vida.

*“El temor de Jehová es el principio de la sabiduría
Y el conocimiento del Santísimo es la inteligencia”
Proverbios 9:10*

A ti papá por ser la persona que creíste ciegamente en mí, enseñándome con ello la herramienta más idónea para alcanzar el éxito; la perseverancia. Porque nunca me faltó tu ayuda moral y económica; gracias por tu entrega y esfuerzo que hiciste durante todos estos años.

A ti mamá por tu esfuerzo y sacrificio diario, por ser quien siempre me aconsejó y me encaminó recordándome que no me olvide de Dios, garantizándome que él es amor, verdad y salvación; por ser mi ayuda, mi amiga y mi madre.

A mis hermanos por ser quienes estuvieron siempre conmigo, por escucharme, comprenderme y apoyarme en los momentos en que más los necesité.

A mi esposa por todo lo difícil que tuvimos que pasar, por creer en mí, por estar siempre conmigo, por ayudarme y por todo su amor.

Y finalmente a un ser maravilloso que Dios me dio la oportunidad de tenerla y que se convertiría en mi adoración y en el motivo más importante para luchar, mi hija Melany; porque gracias a ti mi amor, le encontré sentido a mi vida y aprendí muchas cosas que me cambiaron para bien; porque llegaste cuando no me lo imaginaba, pero quiero que sepas que desde entonces tocaste lo más profundo de mi corazón y

me llenaste de ternura, delicadeza y paciencia; entonces comprendí y asumí la inmensa responsabilidad de ser padre.

Porque todo lo que soy se los debo a todos ustedes que estuvieron y creyeron en mí, mil gracias de corazón; por todo esto quiero dedicarles con mucho amor este Proyecto de Titulación

Geovanny

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO I	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DRAGO	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 UBICACIÓN	2
1.2.1 COORDENADAS GEOGRÁFICAS	3
1.2.2 COORDENADAS UTM.....	3
1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO	4
1.3.1 FORMACIONES Y UNIDADES GEOLÓGICAS	4
1.3.1.1 Pre-Hollín.....	4
1.3.1.2 Formación Hollín	5
1.3.1.3 Formación Napo.....	5
1.3.1.4 Zona T Inferior	5
1.3.1.5 Zona T Superior	5
1.3.1.6 Caliza B.....	6
1.3.1.7 Zona U Inferior	6
1.3.1.8 Zona U Superior	6
1.3.1.9 Caliza A.....	7
1.3.1.10 Zona Arenisca M2.....	7
1.3.1.11 Zona Caliza M2.....	7
1.3.1.12 Caliza M1	7
1.3.1.13 Formación Tena	8
1.3.1.14 Basal Tena.....	8
1.3.1.15 Formación Tiyuyacu	8
1.3.1.16 Formación Orteguaza	9
1.4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	10
1.5 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS	11
1.5.1 ESTRUCTURAL.....	11

1.5.1.1 Arenisca U Superior	11
1.5.1.2 Arenisca U Inferior	11
1.5.1.3 Arenisca T Superior	12
1.5.1.4 Arenisca T Inferior.....	13
1.5.2 ESTRATIGRÁFICO.....	14
1.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO	15
1.6.1 PROPIEDADES DE LA ROCA	15
1.6.1.1 Porosidad.....	15
1.6.1.2 Permeabilidad.....	16
1.6.1.3 Saturación.....	16
1.6.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	17
1.6.2.1 Factor Volumétrico del Petróleo (β_o).....	17
1.6.2.2 Factor Volumétrico de Gas (β_g)	18
1.6.2.3 Viscosidad (μ).....	18
1.6.2.4 Gas en Solución.....	18
1.6.2.5 Solubilidad del Gas (R_s).....	19
1.6.2.6 Compresibilidad (c)	19
1.6.2.6.1 Compresibilidad del Petróleo (c_o).....	20
1.7 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO	21
1.7.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO “U”	21
1.7.1.1 Pozo Drago 01.....	21
1.7.1.2 Pozo Drago Este 01	22
1.7.1.3 Pozo Drago Norte 01.....	25
1.8 DESCRIPCION DE RESERVAS.....	28
1.8.1 Reservas Probadas	28
1.8.2 Reservas Probables	29
1.8.3 Reservas Remanentes.....	29
1.9 PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (POES).....	29
1.10 FACTOR DE RECOBRO	30

CAPÍTULO II	31
FUNDAMENTOS, CRITERIO Y ANÁLISIS DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO MEDIANTE EL USO DE NUEVA TECNOLOGÍA	31
2.1 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN	31
2.2 PRINCIPALES EQUIPOS Y ACCESORIOS QUE CONFORMAN UNA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN	32
2.2.1 MÚLTIPLES	32
2.2.2 LÍNEAS DE FLUJO	33
2.2.3 LANZADOR Y RECIBIDOR DE PIGS (CHANCHOS).....	34
2.2.3.1 Procedimiento para envío de Pigs	35
2.2.3.2 Procedimiento para recepción de Pigs.....	37
2.2.4 SEPARADORES.....	38
2.2.4.1 Componentes de un separador.....	39
2.2.4.1.1 Sección de Separación primaria.....	39
2.2.4.1.2 Sección de Separación secundaria.....	40
2.2.4.1.3 Sección de extracción de Niebla.....	40
2.2.4.1.4 Sección de almacenamiento de líquidos	40
2.2.4.2 Elementos internos de un separador.....	40
2.2.4.2.1 Placa deflectora	40
2.2.4.2.2 Extractor de Niebla.....	41
2.2.4.2.3 Rompe torbellinos	41
2.2.4.3 Factores que afectan la separación de gas y líquido.....	41
2.2.4.3.1 Tamaño de las partículas de líquido	41
2.2.4.3.2 Velocidad del gas	42
2.2.4.3.3 Presión de separación	42
2.2.4.3.4 Temperatura de separación.....	42
2.2.4.3.5 Viscosidad del gas	42
2.2.4.3.6 Densidades del líquido y del gas	42
2.2.4.4 Clasificación de los separadores.....	43

2.2.4.4.1 Por su Función.....	43
2.2.4.4.2 Por el Fluido que Separa.....	43
2.2.4.4.3 Por la Forma	44
2.2.5 Separador De Agua Libre (FWKO).....	46
2.2.6 Scrubber de Agua	48
2.2.7 TANQUES	49
2.2.7.1 Tanque de Lavado	49
2.2.7.2 Tanque de Surgencia (Estabilización).....	50
2.2.7.3 Tanque de Oleoducto	51
2.2.8 SISTEMA DE GAS	51
2.2.8.1 Depuradores de gas ó Scrubber	51
2.2.8.2 Bota de gas	52
2.2.9 CALENTADORES.....	53
2.2.10 TEA.....	54
2.2.11 SISTEMA DE BOMBEO	54
2.2.11.1 Dinámicas o de intercambio de cantidad de movimiento.....	55
2.2.11.2 De desplazamiento positivo	55
2.2.12 CENTRO DE TRANSFERENCIA Y FISCALIZACIÓN DE CRUDO.....	55
2.2.12.1 Bombas de Transferencia	55
2.2.12.2 Bombas Booster	56
2.2.13 SISTEMA DE MEDICIÓN LACT.....	56
2.3 DEFINICIONES DE CONDICIONES DE DISEÑO MECÁNICO PARA EQUIPOS Y LÍNEAS.	57
2.3.1 Presión de Diseño	57
2.3.2 Máxima Presión de Operación	59
2.3.3 Temperatura de Diseño	59
2.3.3.1 Sistemas de Compresores.....	60
2.3.3.2 Separador de Aspiración	60
2.3.3.3 Intercambiador de Calor.....	61
2.4 CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DE DISEÑO DE EQUIPOS.....	61
2.4.1 Recipientes a Presión	61
2.4.2 Conexiones.....	62

2.4.3 Pasos de Hombre y de Inspección	63
2.4.4 Separadores / Depósitos	63
2.4.5 Tanques de Almacenamiento	64
2.4.6 Intercambiadores de calor	65
2.4.6.1 Intercambiadores Carcasa y Tubo	65
2.4.7 Bombas y Compresores.....	65
2.4.7.1 Bombas Centrífugas	65
2.4.7.2 Bombas Alternativas	67
2.4.7.3 Bombas Dosificadoras.....	67
2.4.8 Compresores.....	67
2.4.9 Tuberías.....	67
2.4.9.1 Tamaño de Tuberías	68
2.4.9.2 Criterios para líneas de Líquido	69
2.4.9.2.1 Líneas de Líquido por Presión Diferencial	69
2.4.9.3 Líneas de Gas	70
2.4.9.4 Líneas de Compresores	71
2.4.10 Válvulas de control	71
2.5 CARACTERÍSTICAS DE LA NUEVA TECNOLOGÍA	73
2.5.1 BOMBAS MULTIFÁSICAS Y MEDIDORES MULTIFÁSICOS	73
2.5.2 BENEFICIOS DE USAR UN SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO	74
2.5.2.1 Bombeo Multifásico.....	74
2.5.2.2 Sistema Convencional de Bombeo.....	74
2.5.2.3 Ventajas operacionales.....	77
2.5.3 BOMBAS MULTIFÁSICAS	77
2.5.3.1 Tipos de Bombas Multifásicas	78
2.5.3.1.1 Bombas multifásicas de desplazamiento positivo.....	78
2.5.3.1.2 Bombas de doble tornillo.....	78
2.5.3.1.3 Bombas Bornemann	79
2.5.3.1.4 Bombas Multifásicas centrífugas.....	80
2.5.4 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS BOMBAS MULTIFÁSICAS.....	81
2.5.5 INFORMACIÓN DE LA BOMBA	82

2.5.6 BENEFICIOS DE USAR BOMBAS MULTIFÁSICAS	83
2.5.7 IMPACTO MÍNIMO	83
2.6 MEDICIONES MULTIFÁSICAS	84
2.6.1 EL MEDIDOR MULTIFÁSICO	85
2.6.1.1 Beneficios de usar un Medidor Multifásico	86
2.6.2 Características del Medidor Multifásico	86
2.6.3 CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS	87
2.6.3.1 Medidores Tipo Separación	87
2.6.3.1.1 Separación de Flujo Total	88
2.6.3.1.2 Separación en Línea de Prueba	88
2.6.3.2 Medidores en Línea	88
2.6.3.3 Otras Categorías de Medidores Multifásicos	89
2.7 PRUEBA DE POZO CON EL MEDIDOR MULTIFÁSICO	89
2.8 MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN CON EL MEDIDOR MULTIFÁSICO	90
CAPÍTULO III	92
DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO	92
3.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	92
3.2 FACILIDADES EXISTENTES	93
3.2.1 Drago Este	93
3.2.2 Drago Norte	94
3.2.3 Drago 1, 10D, 11D	95
3.2.4 Drago 2	96
3.2.5 Condorazo 01	96
3.3 SITUACIÓN ACTUAL	96
3.4 MODELO DE ESTACIÓN	97
3.5 CONFORMACIÓN DE LOS PAD'S DE PRODUCCIÓN	98
3.5.1 Conformación de los PAD 2, 3, 4	99
3.5.2 Conformación del PAD 5	99

3.5.3 Conformación del PAD 6.....	100
3.6 SISTEMAS A CONSIDERARSE EN LA CPF	100
3.6.1 FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	100
3.6.1.1 Múltiples de Ingreso (Manifold)	100
3.6.1.1.1 Condiciones de diseño.....	101
3.6.1.1.2 Consideraciones generales para el diseño del múltiple de producción y prueba	101
3.6.1.1.3 Pruebas hidrostáticas y radiográficas.....	102
3.6.1.1.4 Válvulas.....	102
3.6.1.1.5 Tuberías	102
3.6.1.1.6 Puntos de inyección de químicos.....	102
3.6.1.1.7 Recubrimiento externo	103
3.6.2 TREN DE SEPARACIÓN DEL FLUIDO.....	103
3.6.2.1 Separadores Free Water Knock-Out Drum	103
3.6.2.2 Tratadores Térmicos – Electrostáticos (si el proceso lo requiere).....	103
3.6.2.3 Separador de Producción.....	106
3.6.2.3.1 Especificaciones generales	107
3.6.2.3.2 Instrumentación	107
3.6.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO.....	108
3.6.4 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA PARA REINYECCIÓN	108
3.6.5 SISTEMAS DE GAS	109
3.6.5.1 Depurador o Scrubber de gas	109
3.6.5.2 Bota de Gas	109
3.6.5.3 Tea ecológica	110
3.6.6 SISTEMAS AUXILIARES.....	110
3.6.6.1 Aire comprimido y secadores.....	110
3.6.6.2 Sistemas Contra Incendios	110
3.6.6.3 Tratamiento químico e Inyección de químicos.....	111
3.6.7 SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	112
3.6.8 SISTEMA DE FISCALIZACIÓN Y TRANSFERENCIA DE CRUDO.....	112
3.6.8.1 Sistema de medición LACT.	112
3.6.8.2 Bombas Incrementadoras de Presión	112
3.6.8.3 Bombas de Transferencia	113

3.7 PERFORACIÓN DE POZOS POR CAMPOS	113
3.8 ASPECTOS AMBIENTALES	113
3.9 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	114
3.10 PRODUCCIÓN REAL	116
3.11 RELACIÓN DE PRODUCCIÓN REAL vs PROYECTADA	117
3.12 DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	118
3.13 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD OPERATIVA DE EQUIPOS A CONSIDERARSE EN LA CPF	118
3.13.1 DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR HORIZONTAL	118
3.13.1.1 Capacidad de manejo de gas	119
3.13.1.2 Capacidad de manejo de Líquidos.....	120
3.13.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN	121
3.13.2.1 Capacidad de manejo de gas	122
3.13.2.2 Capacidad de manejo de Líquidos.....	122
3.13.3 DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR DE PRUEBA	124
3.13.3.1 Capacidad de Manejo de Gas	124
3.13.3.2 Capacidad de Manejo de Líquidos	125
3.13.4 DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR FREE WATER KNOCKOUT	126
3.13.4.1 Capacidad de manejo de gas	127
3.13.4.2 Capacidad de manejo de Líquidos.....	128
3.13.5 DIMENSIONAMIENTO DEL TRATADOR ELECTROSTÁTICO.....	129
3.13.6 DIMENSIONAMIENTO DE LA BOTA DE GAS	133
3.13.7 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO (TANQUE DE LAVADO Y TANQUE DE SURGENCIA)	136
3.13.8 DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE DE LAVADO.....	138
3.13.9 DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE DE SURGENCIA	140
3.13.10 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA.....	142
3.13.10.1 Dimensionamiento del Desnatador.....	142
3.13.10.2 Tanque de almacenamiento de agua.....	145
3.13.10.3 Filtros	146
3.13.10.4 Bomba centrífuga	146

3.13.10.5 Bombas Booster	147
3.13.10.6 Líneas de alta presión.....	147
3.13.11 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS	147
3.13.11.1 Tanque de Almacenamiento de Oleoducto.....	148
3.13.11.2 Cantidad de solución requerida agua - espuma (Q_{ac})	148
3.13.11.3 Protección con mangueras.....	149
3.13.11.4 Volumen de concentrado de espuma requerido.....	150
3.13.11.5 Determinación de la capacidad del tanque proporcionador de espuma.....	150
3.13.12 SISTEMA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICO	152
3.13.12.1 Implementación de Bombeo y Medición Multifásica	152
3.13.12.2 Parámetros de Diseño.....	152
3.13.12.3 Selección de Bomba.....	153
3.13.12.4 Trampa de líquidos.....	154
3.13.12.5 Línea de reciclaje	155
3.13.12.6 Medidores.....	155
3.13.12.7 Parámetros a considerarse en la contratación de la Ingeniería de detalle para la puesta en marcha del Plan de Desarrollo del Sistema Multifásico.....	156
3.13.13 SISTEMA DE BOMBEO	157
3.13.13.1 Bombas Booster	157
3.13.14 SISTEMA DE MEDICIÓN.....	159
3.13.15 LÍNEAS DE FLUJO DESDE LOS PAD's HACIA LA CPF.....	160
3.13.15.1 Capacidades de diseño	161
3.13.15.2 Línea de 8 5/8"	161
3.13.15.3 Línea de 6 5/8"	162
3.13.15.4 Línea de 4 1/2"	162
3.13.15.5 Línea de 10 3/4"	162
3.13.15.6 Línea de 12 3/4"	163
3.13.16 SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	164
3.13.16.1 Planta de generación de 11 MW.....	164
3.13.16.1.1 Especificaciones Técnicas	164
3.13.17 SISTEMA SCADA.....	165

CAPÍTULO IV.....	166
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	166
4.1 INTRODUCCIÓN	166
4.2 PRECIO DEL CRUDO.....	166
4.3 EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	167
4.3.1 Inversiones	167
4.3.2 Ingresos	169
4.4 CRITERIOS DE EVALUACIÓN	169
4.4.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)	171
4.4.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	172
4.4.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)	172
4.4.4 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	173
4.5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA	174
4.5.1 Valor Actual Neto (VAN).....	174
4.5.2 Relación Costo Beneficio (RCB).....	175
4.5.3 Periodo de recuperación de la Inversión (PRI).....	176
CAPÍTULO V.....	177
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	177
5.1 CONCLUSIONES	177
5.2 RECOMENDACIONES	179
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	180
ABREVIATURAS.....	183
ANEXOS	185

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 COORDENADAS UTM (PAD 2)	3
TABLA 1.2 NIVELES PRODUCTIVOS DE LOS RESERVORIOS “U” Y “T”	15
TABLA 1.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIAS DEL CAMPO DRAGO	17
TABLA 1.4 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO DRAGO	20
TABLA 1.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO 01	21
TABLA 1.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO ESTE 01 AL 2009.....	22
TABLA 1.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO ESTE 01 AL 2010.....	24
TABLA 1.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO NORTE 01 AL 2009	25
TABLA 1.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO NORTE 01 AL 2010	27
TABLA 1.10 RESUMEN DE RESERVAS A DICIEMBRE DEL 2007	30
TABLA 2.1 PRESIÓN DE DISEÑO EN SISTEMAS PROTEGIDOS POR UNA PSV.....	57
TABLA 2.2 TIEMPOS DE RESIDENCIA MÍNIMOS	62
TABLA 2.3 VALORES DE L/D PARA SEPARADORES	63
TABLA 2.4 RUGOSIDADES DE MATERIAL DE TUBERÍAS	69
TABLA 2.5 CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO DE LÍNEAS EN SISTEMAS CON BOMBA	69
TABLA 2.6 CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO DE LÍNEAS DE GAS/VAPOR.....	70
TABLA 2.7 CRITERIOS DE DISEÑO PARA LÍNEAS Y COMPRESORES	71
TABLA 2.8 CRITERIOS DE DISEÑO PARA VÁLVULAS	72
TABLA 2.9 CARACTERÍSTICAS DE LAS BOMBAS MULTIFÁSICAS	80
TABLA 3.1 CONDICIONES DE DISEÑO DE LOS MANIFOLDS.....	101
TABLA 3.2 PLAN DE PERFORACIÓN DEL CAMPO DRAGO	113
TABLA 3.3 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO.....	114
TABLA 3.4 VALORES MÁXIMOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO	116
TABLA 3.5 PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO A DICIEMBRE DEL 2010.....	117
TABLA 3.6 RELACIÓN DE PRODUCCIÓN REAL VS PROYECTADA	117
TABLA 3.7 VALORES MÁXIMOS DE PRODUCCIÓN (CONSIDERANDO UN MARGEN DE SEGURIDAD DEL 20%)	118
TABLA 3.8 TIEMPOS DE RETENCIÓN DE ACUERDO A LA GRAVEDAD API	121
TABLA 3.9 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO.....	121
TABLA 3.10 DIMENSIONES DEL SEPARADOR TRIFÁSICO DE ACUERDO AL MANEJO DE GAS.....	122
TABLA 3.11 DIMENSIONES DEL SEPARADOR TRIFÁSICO DE ACUERDO AL MANEJO DE LÍQUIDOS	123
TABLA 3.12 DIMENSIONES DEL SEPARADOR TRIFÁSICO	124
TABLA 3.13 DIMENSIONES DEL SEPARADOR DE PRUEBA DE ACUERDO AL MANEJO DE GAS.....	125
TABLA 3.14 DIMENSIONES DEL SEPARADOR DE PRUEBA DE ACUERDO AL MANEJO DE LÍQUIDO	126
TABLA 3.15 DIMENSIONES DEL SEPARADOR DE PRUEBA.....	126

TABLA 3.16 DATOS NECESARIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR FWKO	127
TABLA 3.17 DIMENSIONES DEL SEPARADOR FWKO DE ACUERDO AL MANEJO DE GAS	128
TABLA 3.18 DIMENSIONES DEL SEPARADOR FWKO DE ACUERDO AL MANEJO DE LÍQUIDO	128
TABLA 3.19 DATOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DEL TRATADOR	130
TABLA 3.20 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	130
TABLA 3.21 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS A T=120 °F	131
TABLA 3.22 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS A T=140 °F	131
TABLA 3.23 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS A T=160 °F	132
TABLA 3.24 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DE ACUERDO AL TIEMPO DE RETENCIÓN	132
TABLA 3.25 DIMENSIONES SELECCIONADAS PARA EL TRATADOR	133
TABLA 3.26 DATOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DE LA BOTA DE GAS.....	134
TABLA 3.27 DATOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DEL TANQUE DE LAVADO.....	138
TABLA 3.28 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DEL TANQUE DE LAVADO.....	139
TABLA 3.29 DIMENSIONAMIENTO DEL TIEMPO DE RETENCIÓN DEL TANQUE DE LAVADO	139
TABLA 3.30 ESPECIFICACIONES DEL TANQUE DE LAVADO Y SURGENCIA.....	141
TABLA 3.31 DATOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DEL DESNATADOR	143
TABLA 3.32 CÁLCULOS REALIZADOS POR EL DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA.....	144
TABLA 3.33 CÁLCULOS REALIZADOS POR EL TIEMPO DE RETENCIÓN	144
TABLA 3.34 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DEL DESNATADOR	145
TABLA 3.35 REQUERIMIENTOS DE MANGUERAS	149
TABLA 3.36 SISTEMA DE PROPORCIONAMIENTO DE PRESIÓN BALANCEADA (3%).....	151
TABLA 4.1 DETALLE DE INVERSIONES	168
TABLA 4.2 PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO DE LOS CAMPOS DRAGO.....	169
TABLA 4.3 FLUJO NETO DE CAJA	174
TABLA 4.4 CÁLCULO DEL VAN DEL PROYECTO	175
TABLA 4.5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	176

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO DRAGO.....	2
FIGURA 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL CAMPO DRAGO.....	10
FIGURA 1.3 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE U SUPERIOR.....	11
FIGURA 1.4 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE U INFERIOR.....	12
FIGURA 1.5 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE T SUPERIOR.....	13
FIGURA 1.6 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE T INFERIOR.....	13
FIGURA 1.7 CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICO OESTE – ESTE.....	15
FIGURA 1.8 DISTRIBUCIÓN DE LA POROSIDAD EN EL MODELO GEOLÓGICO.....	16
FIGURA 1.9 DISTRIBUCIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN EL MODELO GEOLÓGICO.....	17
FIGURA 2.1 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	31
FIGURA 2.2 MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN.....	33
FIGURA 2.3 WELL PAD.....	33
FIGURA 2.4 LANZADOR Y RECIBIDOR DE PIGS.....	34
FIGURA 2.5 CAMARA DE EMPAQUETAMIENTO PARA EL ENVIO DE PIGS.....	34
FIGURA 2.6 CONDICIONES NORMALES DEL LANZADOR Y RECIBIDOR DE PIGS.....	35
FIGURA 2.7 CONDICIONES DE ENVIO DE PIGS.....	35
FIGURA 2.8 CONDICIONES DE RECEPCIÓN DE PIGS.....	37
FIGURA 2.9 SEPARADOR DE PRODUCCIÓN.....	39
FIGURA 2.10 SECCIONES DE UN SEPARADOR.....	40
FIGURA 2.11 ELEMENTOS INTERNOS Y EXTERNOS DE UN SEPARADOR.....	41
FIGURA 2.12 SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL.....	44
FIGURA 2.13 SEPARADOR VERTICAL.....	45
FIGURA 2.14 SEPARADOR FWKO.....	46
FIGURA 2.15 PARTES INTERNAS DE UN SEPARADOR.....	47
FIGURA 2.16 ELEMENTOS EXTERNOS DE UN SEPARADOR.....	48
FIGURA 2.17 SCRUBBER DE AGUA.....	48
FIGURA 2.18 ELEMENTOS DE UN TANQUE DE LAVADO.....	50
FIGURA 2.19 TANQUE DE SURGENCIA.....	50
FIGURA 2.20 TANQUE DE ALMACENAMIENTO.....	51
FIGURA 2.21 BOTA DE GAS.....	52
FIGURA 2.22 CORTE TRANSVERSAL DE UNA BOTA DE GAS.....	53
FIGURA 2.23 CALENTADORES.....	53
FIGURA 2.24 TEAS.....	54
FIGURA 2.25 UNIDAD DE FISCALIZACIÓN LACT.....	57
FIGURA 2.26 ESTACION DE FLUJO CONVENCIONAL.....	75

FIGURA 2.27 SISTEMA DE BOMBEO CON BOMBA MULTIFÁSICA.....	75
FIGURA 2.28 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN CON BOMBA MULTIFÁSICA	76
FIGURA 2.29 BOMBA DE TORNILLO MULTIFÁSICA.....	79
FIGURA 2.30 CORTE TRANSVERSAL DE UNA BOMBA DE TORNILLO MULTIFÁSICA.....	79
FIGURA 2.31 MODELOS DE BOMBAS MULTIFÁSICAS	80
FIGURA 2.32 BOMBA MULTIFÁSICA CENTRÍFUGA.....	81
FIGURA 2.33 CORTE TRANSVERSAL DE LA BOMBA MULTIFÁSICA.....	82
FIGURA 2.34 DIRECCIÓN DEL FLUJO EN BOMBAS MULTIFÁSICAS DE DOS EJES	83
FIGURA 2.35 MÍNIMO IMPACTO CON EL USO DE BOMBAS MULTIFÁSICAS.....	84
FIGURA 2.36 MEDICIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO	84
FIGURA 2.37 MEDIDOR MULTIFÁSICO	85
FIGURA 2.38 PRUEBA DE POZO CON EL MEDIDOR MULTIFÁSICO	89
FIGURA 2.39 PRUEBA DE POZO CON EL MEDIDOR MULTIFÁSICO USANDO UN SEPARADOR DE PRUEBA	90
FIGURA 2.40 MEDIDA TÍPICA DE LA MEDICIÓN MULTIFÁSICA	91
FIGURA 3.1 MAPA DE UBICACIÓN DE LAS LOCACIONES EN EL CAMPO DRAGO.....	92
FIGURA 3.2 ESQUEMA DE PROCESOS EN LOS PAD'S.....	98
FIGURA 3.3 DIAGRAMA CONFORMACIÓN DE LOS PAD'S 2, 3 Y 4.....	99
FIGURA 3.4 DIAGRAMA CONFORMACIÓN DEL PAD 5	99
FIGURA 3.5 DIAGRAMA CONFORMACIÓN DEL PAD 6	100
FIGURA 3.6 TRATADOR TÉRMICO O INTERCAMBIADOR DE CALOR.....	103
FIGURA 3.7 DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO	105
FIGURA 3.8 PARTES INTERNAS DEL DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO.....	105
FIGURA 3.9 DIAGRAMA DE UN SEPARADOR DE PRODUCCIÓN	106
FIGURA 3.10 DIMENSIONES DE UN SEPARADOR.....	118
FIGURA 3.11 UBICACIÓN Y DISTANCIAS DE LOS PAD'S HACIA LA CPF.....	160
FIGURA 3.12 DIÁMETROS DE LÍNEAS DE FLUJO DESDE LOS PAD'S HACIA LA CPF.....	163
FIGURA 4.1 COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DEL PETRÓLEO MES DE ABRIL DEL 2011	167

ÍNDICE DE GRÁFICAS

GRÁFICA 1.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO 01.....	21
GRÁFICA 1.2 BSW, POZO DRAGO 01.....	22
GRÁFICA 1.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO ESTE 01 AL 2009.....	23
GRÁFICA 1.4 BSW, POZO DRAGO ESTE 01 AL 2009.....	23
GRÁFICA 1.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO ESTE 01 AL 2010.....	24
GRÁFICA 1.6 BSW, POZO DRAGO ESTE 01 AL 2010.....	25
GRÁFICA 1.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO NORTE 01 AL 2009.....	26
GRÁFICA 1.8 BSW, POZO DRAGO NORTE 01 AL 2009.....	26
GRÁFICA 1.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO NORTE 01 AL 2010.....	27
GRÁFICA 1.10 BSW, POZO DRAGO NORTE 01 AL 2010.....	28
GRÁFICA 3.1 CURVA DE PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO.....	115
GRÁFICA 3.2 DETERMINACIÓN DE LAS DIMENSIONES DEL TRATADOR.....	133
GRÁFICA 3.3 DETERMINACIÓN DE LA CONSTANTE K.....	134
GRÁFICA 3.4 DETERMINACIÓN DE LAS DIMENSIONES DEL DESNATADOR.....	145
GRÁFICA 3.5 DIAGRAMA DE RANGOS DE BOMBAS MULTIFÁSICAS MW.....	153

RESUMEN

El objetivo de esta tesis es diseñar las facilidades de producción del Campo Drago de Petroproducción utilizando tecnología de nueva generación, considerando el análisis de la situación actual y la proyección estimada de producción, que hace necesario implementar facilidades de superficie que permitan extraer, tratar y transferir el petróleo de manera eficiente y segura.

Para ello se propone la instalación de facilidades, con equipos, instrumentos y demás accesorios de última tecnología, con la finalidad de optimizar todos los procesos involucrados.

En el primer Capítulo se ha realizado una descripción general acerca del Campo Drago de Petroproducción, así como: Ubicación geográfica, descripción de su geología y estratigrafía, características de los fluidos y otros aspectos como historiales de producción de las arenas y reservas existentes.

En el segundo Capítulo se detalla los elementos una estación de producción, además se analiza las condiciones de diseño de los equipos y finalmente se resume las características y beneficios de la nueva tecnología mediante el uso de bombas y medidores multifásicos.

En el tercer Capítulo se realiza un análisis de las facilidades existentes, se estudia la situación actual del Campo y se puntualiza en los sistemas a considerarse en una nueva Central de Procesamiento de Fluidos CPF y en el diseño de sus equipos.

En el cuarto Capítulo se realiza un análisis técnico – económico del proyecto donde se presentan los costos de los equipos a ser considerados en el mismo.

En el quinto Capítulo se presentan las conclusiones finales y las recomendaciones necesarias del proyecto.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto de titulación tiene por objetivo el diseño de las facilidades de producción del campo Drago considerando todos los requerimientos necesarios, de esta forma surge la necesidad de implementar instalaciones que faciliten los procesos de extracción, procesamiento y transporte de crudo bajo los más exigentes parámetros de la industria hidrocarburífera, para ello se toma en cuenta las condiciones actuales de accesorios y equipos disponibles en EP Petroecuador.

En este aspecto se consideró criterios importantes relacionados con el diseño de equipos e instalaciones que resultan necesarias para un buen tratamiento del crudo.

Se realiza el cálculo de las capacidades de manejo de fluidos que se procesan en una estación de producción para finalmente implantar los equipos adecuados considerando además el uso de tecnología actual permitiendo una optimización de las facilidades y cumpliendo con los requerimientos de Petroproducción.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DRAGO

1.1 ANTECEDENTES

Petroproducción en los años 2002 y 2003 registró información sísmica 3D en el área Shushufindi – Aguarico, una de las más importantes del Oriente Ecuatoriano tanto por su producción de petróleo liviano como por las reservas que contiene. La información registrada ha sido procesada con migración de preapilamiento en tiempo e interpretada, teniendo como resultado entre otros el prospecto Drago.

Con la perforación del pozo exploratorio Drago Norte 1 por parte de Petroproducción, y los estudios de evaluación realizados, se determinó la existencia de un nuevo campo petrolero con reservas iniciales aproximadas de nueve millones de barriles de un crudo de entre 26 y 29 grados API, cantidad que ha aumentado en la medida en que se han probado nuevos pozos exploratorios perforados en la misma zona productora, es así que actualmente el Campo Drago Este cuenta con una reserva de 9`628.140 barriles y el Campo Drago Norte 25`752.511 barriles.

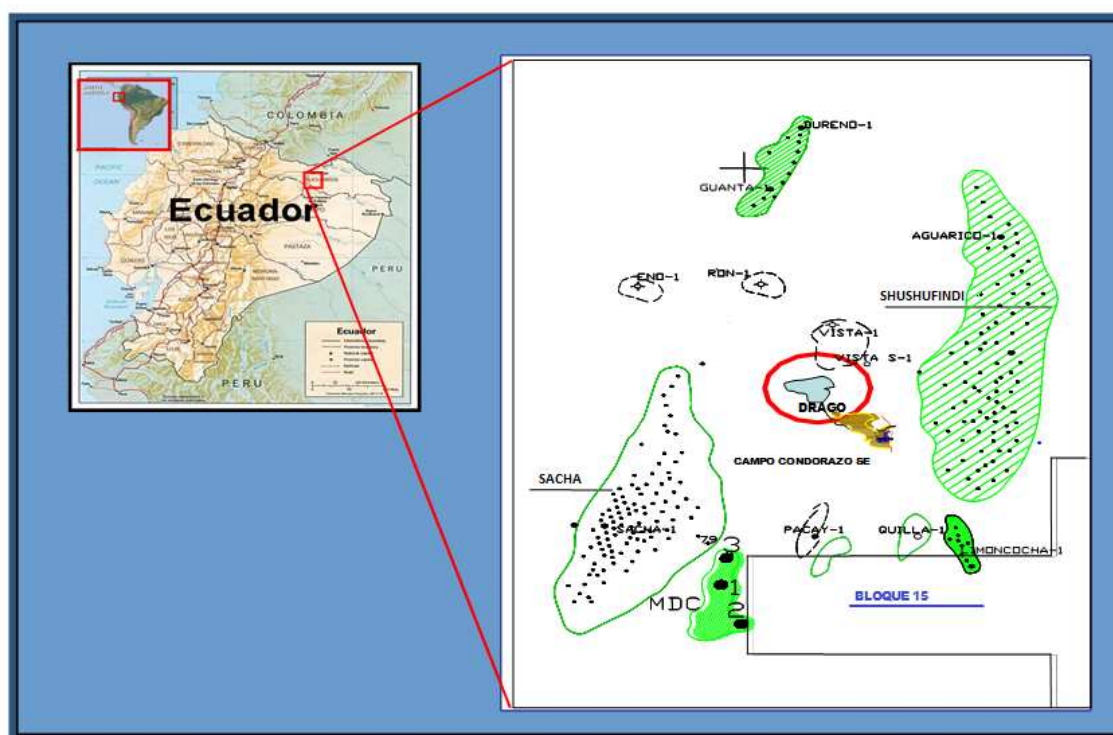
Un detalle importante en procura de la preservación del medio ambiente, es que la plataforma desde la que se perforó el pozo exploratorio Arazá 01, sirvió de base para la perforación de todos los pozos exploratorios, minimizando entonces el impacto que sobre los entornos naturales, genera la actividad perforatoria que lleva adelante Petroproducción.

1.2 UBICACIÓN

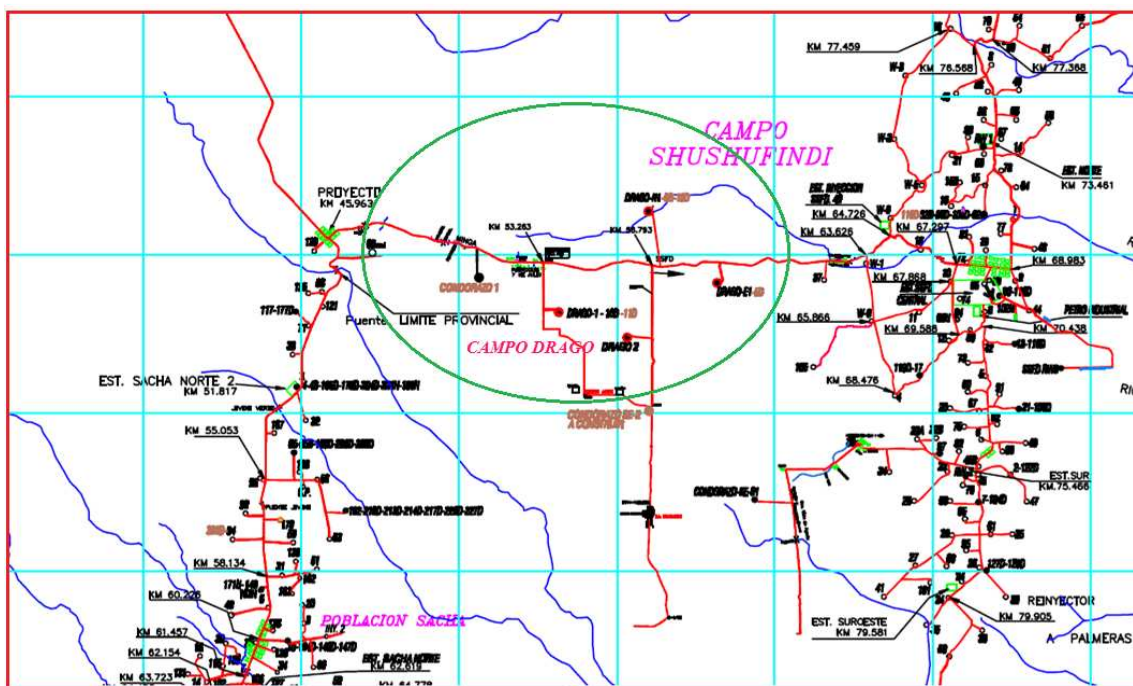
El Campo Drago está ubicado en el eje de la cuenca Oriente, forma parte del corredor Sacha-Shushufindi, en superficie se localiza en la provincia de Sucumbíos a 240 Km. al este de la ciudad de Quito.

Está ubicado entre Jivino verde y Shushufindi a 15 Km. de la estación Shushufindi Central.

FIGURA 1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO DRAGO



Fuente: Petroproducción



Fuente: Petroproducción

1.2.1 COORDENADAS GEOGRÁFICAS

Geográficamente, el campo Drago se extiende desde los $00^{\circ}10'4.229''$ a los $00^{\circ}12'26.483''$ de latitud Sur, y desde los $76^{\circ}42'26.483''$ hasta los $76^{\circ}44'26.045''$ de longitud Oeste.

1.2.2 COORDENADAS UTM

TABLA 1.1 COORDENADAS UTM (PAD 2)

SALIDA (PLATAFORMA Pad 2)	LLEGADA (A LA PROFUNDIDAD TOTAL)
9 979.110,062 N	9 979.110,062 N
308.174,116 E	308.174,116 E

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO

Su estructura fue definida con la sísmica 2D y actualmente se la ha detallado con sísmica 3D obtenida en los años 2002 – 2003.

Al tope de la Caliza A, el alto estructural Drago forma parte de la Estructura Vista, la cual se presenta como un anticlinal alargado con una dirección preferencial norte sur, localizado al oeste de la gran estructura Shushufindi.

Es necesario indicar que dentro de la Estructura Vista, se localizó un cuerpo ígneo identificado en el pozo Vista 1; verticalmente, ocupa un espacio apreciable desde la superficie de discordancia Pre-cretácica hasta parte del ciclo depositacional U; mientras que arealmente está distribuido en la parte alta de la estructura Vista.

Este cuerpo ígneo de condiciones físico químicas distintas a los estratos sedimentarios que lo rodean en el momento de su intrusión y depositación altera las propiedades petrofísicas de los estratos en contacto formando una zona impermeable, dando lugar al entrapamiento hidrocarburífero en el alto estructural Drago.

1.3.1 FORMACIONES Y UNIDADES GEOLÓGICAS

1.3.1.1 Pre-Hollín

Se perforó 35 pies y está constituido de intercalaciones de arcillolitas, limonitas y rocas intrusivas con granos de cuarzo gris verdosos, que de acuerdo a la litología podrían pertenecer a la formación Chapiza.

1.3.1.2 Formación Hollín

Su espesor promedio es de 285 pies, está constituida de areniscas cuarzosas blancas transparentes de grano grueso a grano medio, con buenos parámetros petrofísicos para ser roca reservorio; al tope se reducen sus parámetros petrofísicos por presencia de intercalaciones de lutita e inclusiones de glauconita en las areniscas.

1.3.1.3 Formación Napo

Se caracteriza por presentar una serie de intercalaciones de lutitas, areniscas y calizas, su espesor promedio es de 1160 pies contiene los reservorios principales de este campo, identificados dentro de las zonas litológicas T y U.

1.3.1.4 Zona T Inferior

Tiene un espesor de 68 pies, constituida de arenisca cuarzosa, blanca, gris clara, subtransparente a subtranslúcida, suelta a moderadamente consolidada, grano fino, subangular a subredondeada, buena selección, matriz caolinítica, cemento y porosidad no visible. Con intercalaciones de lutita de color gris, gris obscura, suave a moderadamente dura, subfísil, laminar, localmente micromicácea y limosa, no calcárea y caliza lodosa, crema grisáceo, localmente crema, moderadamente dura a dura, en bloques a sub-bloques, con inclusiones de glauconita.

1.3.1.5 Zona T Superior

Con una potencia de 80 pies, está formada por arenisca cuarzosa, gris, gris verdosa clara, subtransparente a subtranslúcida, friable a moderadamente consolidada, grano fino a muy fino, subangular a subredondeada, regular selección, matriz arcillosa, cemento calcáreo, porosidad no visible. Con intercalaciones de lutita de

negra, gris obscura, firme a moderadamente firme, laminar a sublaminar, físil a subfísil, quebradiza, localmente astillosa, no calcárea.

1.3.1.6 Caliza B

Está constituida por caliza lodosa, gris clara, ocasionalmente gris clara moteada con gris obscura, firme a dura, en bloques a subbloques, con intercalaciones de lutita negra, gris obscura, firme a moderadamente firme, sublaminar, subfísil, quebradiza, localmente arcillosa, no calcárea. Tiene una potencia de 20 pies.

1.3.1.7 Zona U Inferior

Tiene una potencia de 68 pies, constituida de: arenisca cuarzosa, hialina, subtranslúcida, subtransparente, moderadamente consolidada a friable, grano medio a fino, subangular a subredondeada, regular selección, matriz, cemento y porosidad no visibles. Con intercalaciones de lutita gris oscura, negra, moderadamente dura, sublaminar, subplanar, subastillosa, textura grasosa; y de caliza color crema, ocasionalmente crema moteada con gris oscuro, firme, blocosa a subblocosa, textura empaquetada.

1.3.1.8 Zona U Superior

Presenta un espesor de 65 pies, está constituida de: arenisca cuarzosa, blanca, subtranslúcida a subtransparente, friable, grano medio a fino, subangular a subredondeada, regular selección, matriz arcillosa, asociado con glauconita, no se observa cemento ni porosidad. Con intercalaciones de lutita color gris oscuro a negra, firme a moderadamente dura, subfísil a físil, laminar, localmente astillosa, no calcárea.

1.3.1.9 Caliza A

Constituida de caliza: lodosa, en menor cantidad microcristalina, gris clara, gris clara moteada con gris oscura, firme a moderadamente dura, en bloques a sub-bloques, con intercalaciones de lutita: gris oscura a gris clara, negra, moderadamente firme a firme, laminar a sublaminar, ocasionalmente astillosa, físil a subfísil, no calcárea. Tiene una potencia de 50 pies.

1.3.1.10 Zona Arenisca M2

Con un espesor de 30 pies, está formada por caliza lodosa, en menor cantidad wackstone, gris, gris bandeada con crema, ocasionalmente gris oscura, suave a moderadamente dura, en bloques a subbloques; con intercalaciones de lutita color gris oscuro, negra, moderadamente firme a firme, sublaminar, subfísil a físil, ocasionalmente astillosa, quebradiza, calcárea y arenisca cuarzosa: blanca a gris, grano medio a fino, hacia el techo de grueso a medio, subtranslúcida, suelta, subangular a subredondeada, clasificación regular, no se observa matriz, cemento calcáreo

1.3.1.11 Zona Caliza M2

Formada por: caliza lodosa, en menor cantidad wackstone, gris, gris bandeada con crema, ocasionalmente gris oscura, suave a moderadamente dura, en bloques a subbloques; con intercalaciones de lutita color gris oscuro, negra, moderadamente firme a firme, sublaminar, subfísil a físil, ocasionalmente astillosa, quebradiza, calcárea. Tiene una potencia de 25 pies.

1.3.1.12 Caliza M1

Constituida de caliza lodosa, crema, gris clara, gris bandeada con crema ocasionalmente crema moteada con gris oscuro, gris clara, suave a dura, en bloques

a sub-bloques. Con intercalaciones de lutita gris oscura, moderadamente dura, subfísil, sublaminar a laminar, calcárea, micromicácea. Tiene un espesor de 20 pies.

1.3.1.13 Formación Tena

Tiene una potencia de 842 pies, en su mayoría está constituida por arcillolita café rojiza, amarilla, ocasionalmente crema, suave a moderadamente dura, en bloques a subbloques, terrosa, ligeramente calcárea, con pocas intercalaciones de limolita gris verdosa, gris, firme a moderadamente firme, sub-bloques, terrosa.

1.3.1.14 Basal Tena

Con un espesor de 10 pies, está constituida de arenisca: cuarzosa, blanca, blanca amarillenta, subtransparente a subtranslúcida, grano medio a fino, ocasionalmente muy fina, suelta, subangular a subredondeada, regular selección, está asociada con pirita; cemento, matriz y porosidad no visibles. Con intercalaciones de: arcillolita color café, a veces café amarillenta y gris clara, firme a moderadamente dura, subblocosa a irregular, levemente calcárea y limolita: gris, ocasionalmente gris verdosa, firme a moderadamente dura, subblocosa, no calcárea.

1.3.1.15 Formación Tiyuyacu

Tiene una potencia de 1820 pies, está constituida de: conglomerado de chert multicolor, blanco, gris claro, blanco amarillento, ahumado, subtranslúcido a subtransparente, fragmentos angulares a subangulares, con fractura concoidal. Arcillolita color café rojiza, ocasionalmente crema y café amarillento, firme a moderadamente dura, en bloques a sub-bloques, terrosa, no calcárea con intercalaciones de limonita café rojiza, ocasionalmente café, firme a moderadamente firme, sub-bloques a irregular, terrosa, no calcárea y arenisca cuarzosa, blanca, gris

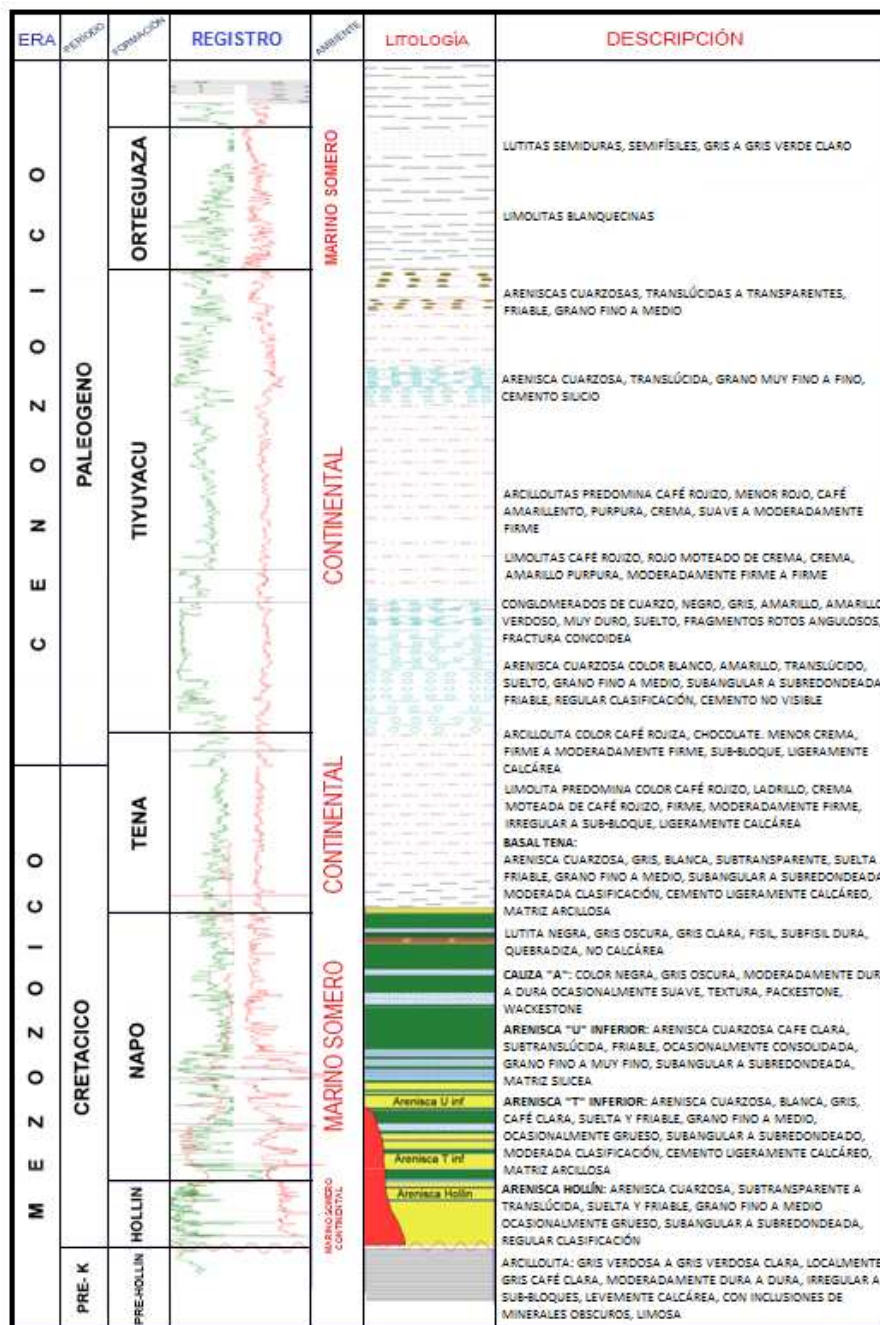
clara, subtranslúcida, grano fino a medio, suelta, subredondeada a subangular, regular selección; matriz, cemento y porosidad no se observa.

1.3.1.16 Formación Orteguaza

Tiene un espesor de 600 pies, está conformada de lutitas de color verde claro, gris verdosa, suave a moderadamente dura, subfísil, ocasionalmente fisil, laminar, terrosa, no calcárea; con intercalaciones de arenisca cuarzosa, blanca, subtransparente, grano fino a medio, suelta, subredondeada, moderada selección, matriz, cemento y porosidad no visible y limolita crema, gris verdosa clara, suave a moderadamente firme, en forma de subbloques a irregular, terrosa, no calcárea.

1.4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

FIGURA 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL CAMPO DRAGO



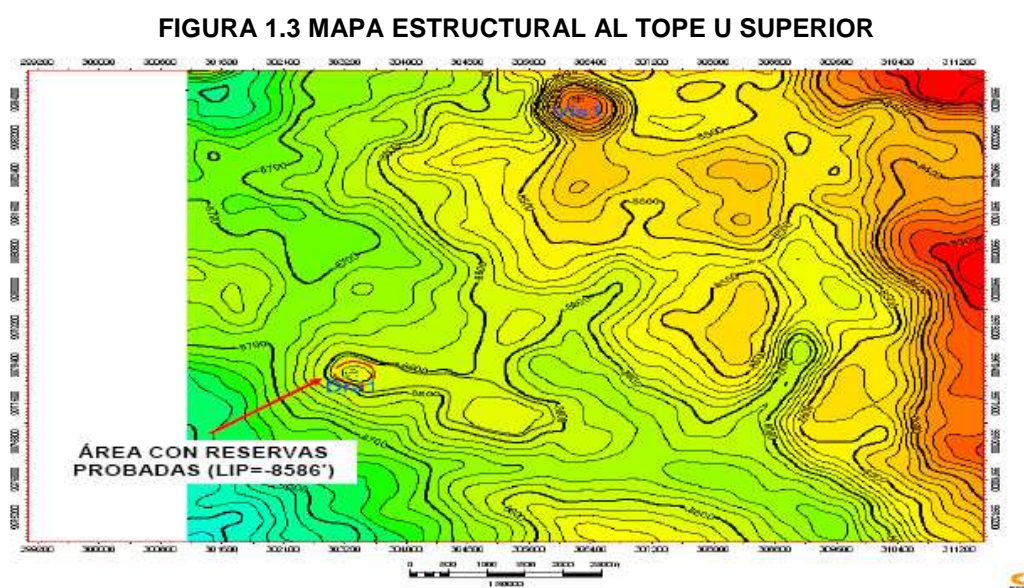
Fuente: Petroproducción

1.5 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

1.5.1 ESTRUCTURAL

1.5.1.1 Arenisca U Superior

El cierre estructural a nivel de este reservorio está ubicado en -8595 pies de profundidad, representa un pequeño anticlinal orientado noroeste sureste con dos altos estructurales localizados en los extremos de esta estructura, uno de ellos confirmado en el pozo Drago 1. Sus dimensiones son de 3.2 km. de largo y 1km. de ancho aproximadamente.

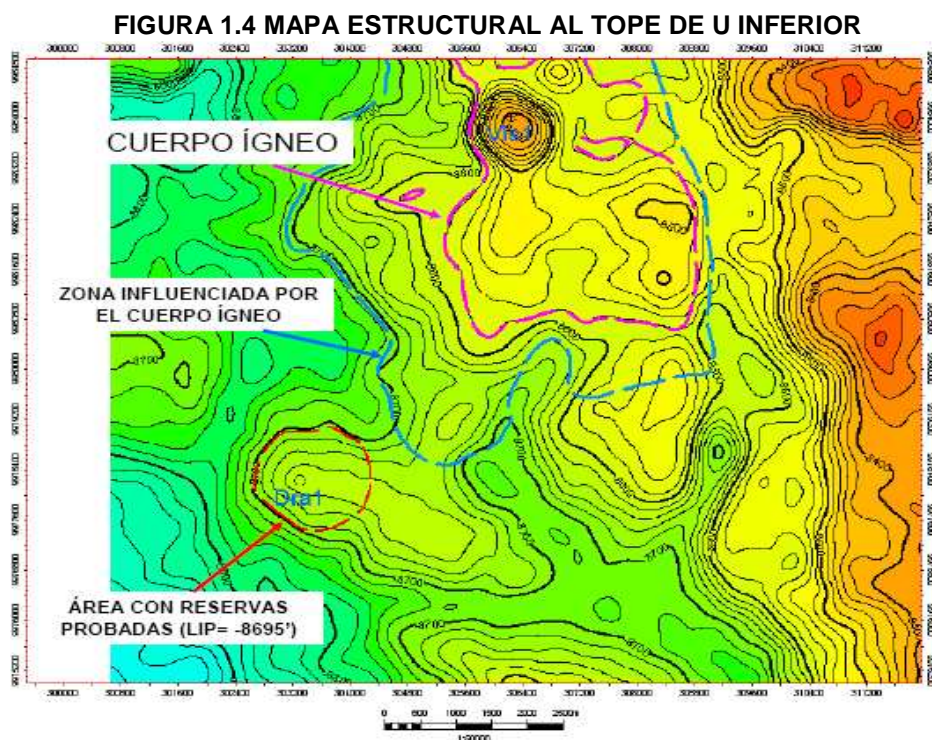


Fuente: Petroproducción

1.5.1.2 Arenisca U Inferior

El cierre estructural a nivel del reservorio U inferior está ubicado en la profundidad de -8700 pies para la parte sur, este y oeste de la estructura, en la parte norte cierra con la zona influenciada por el cuerpo ígneo identificado en el pozo Vista 1, esta zona no considerada como roca reservorio actúa como una barrera impermeable, permitiendo

un entrapamiento de hidrocarburos en la estructura Drago, representada como un anticlinal orientado noroeste sureste de aproximadamente 4.5 km. de largo y 1.9 km. de ancho.

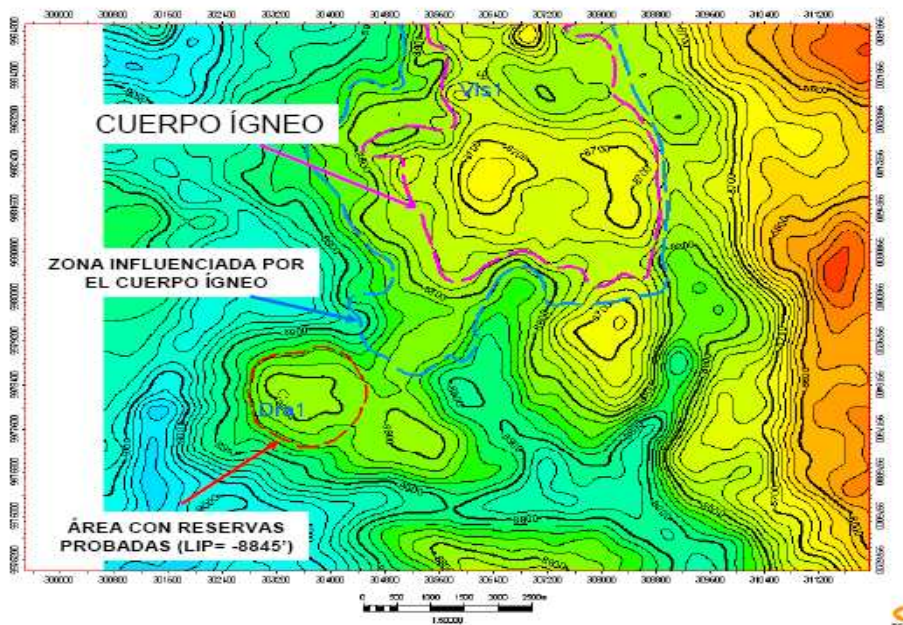


Fuente: Petroproducción

1.5.1.3 Arenisca T Superior

Para el reservorio T superior, el cierre estructural es muy parecido al reservorio anterior, ubicado en la profundidad de -8860 pies para la parte sur, este y oeste de la estructura y en la parte norte cierra con la zona influenciada por el cuerpo ígneo, esta zona no es considerada como roca reservorio actúa como una barrera impermeable, permitiendo un entrapamiento de hidrocarburos en la estructura Drago de características estructurales iguales que el reservorio anterior, cuyo tamaño aproximado es 4.4 km. de largo y 2.1 km. de ancho.

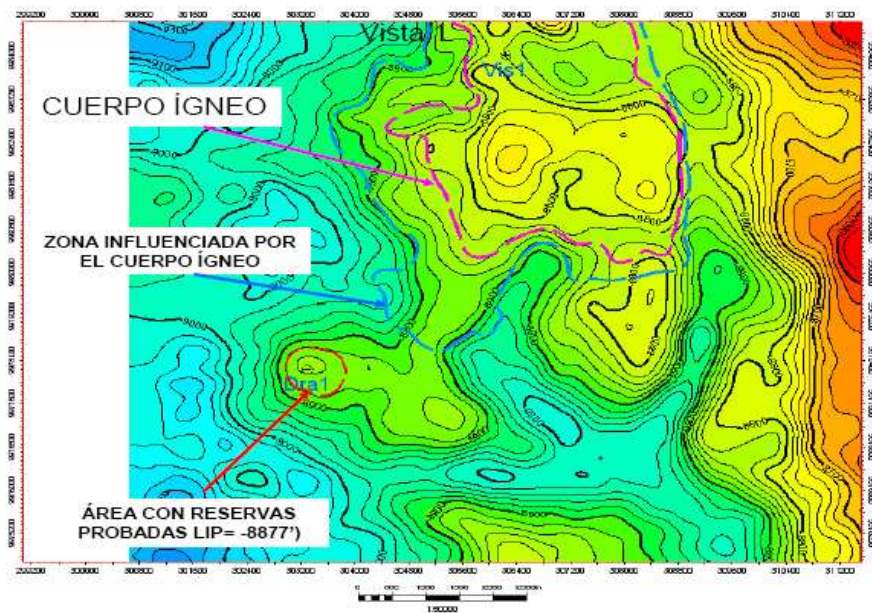
FIGURA 1.5 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE T SUPERIOR



Fuente: Petroproducción

1.5.1.4 Arenisca T Inferior

FIGURA 1.6 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE T INFERIOR



Fuente: Petroproducción

El cierre estructural está ubicado en -8880 pies de profundidad, al igual que el anterior reservorio, cierra con la zona impermeable influenciada por el cuerpo ígneo. Este anticlinal tiene 3.7 km. de largo y 1.3 km. de ancho.

1.5.2 ESTRATIGRÁFICO

Las secuencias estratigráficas de los ciclos depositacionales regionales T y U identificados en los pozos perforados, pertenecientes a los campos Drago, Condorazo SE y Shushufindi, son de gran interés hidrocarburífero.

La secuencia estratigráfica T, marca una importante transgresión regional para favorecer acumulaciones de hidrocarburos en depósitos de areniscas limpias a la base, intercalaciones de lutitas que conforme se ubican en la parte superior se tornan cada vez más calcáreas hasta depositarse la Caliza B.

La secuencia estratigráfica U, posee eventuales progradaciones que aíslan a los cuerpos arenosos favoreciendo el entrapamiento estratigráfico.

La secuencia Hollín en los pozos Drago Norte 1 y Drago Este 1, a la base son depósitos de areniscas limpias y al tope una secuencia transgresiva constituida de intercalaciones de arenisca con lutita.

Las zonas arenosas U y T que contienen los reservorios principales, se encuentran intercaladas por estratos lutíticos que separan los cuerpos arenosos caracterizados como roca reservorio con buenos parámetros petrofísicos.

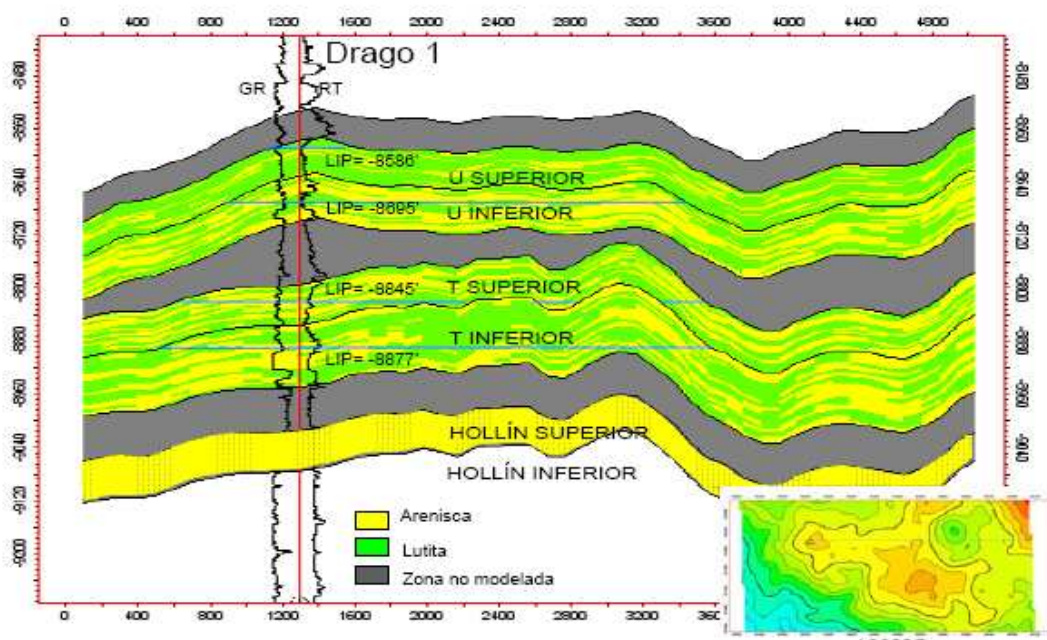
Con los resultados de las pruebas de producción se ha limitado los niveles productivos de hidrocarburos de cada uno de los reservorios, resumidos en el cuadro siguiente cuadro.

TABLA 1.2 NIVELES PRODUCTIVOS DE LOS RESERVORIOS “U” Y “T”

RESERVORIOS	LIP. (pies)
U SUPERIOR	-8586
U INFERIOR	-8695
T SUPERIOR	-8845
T INFERIOR	-8877

Fuente: Petroproducción

FIGURA 1.7 CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICO OESTE – ESTE



Fuente: Petroproducción

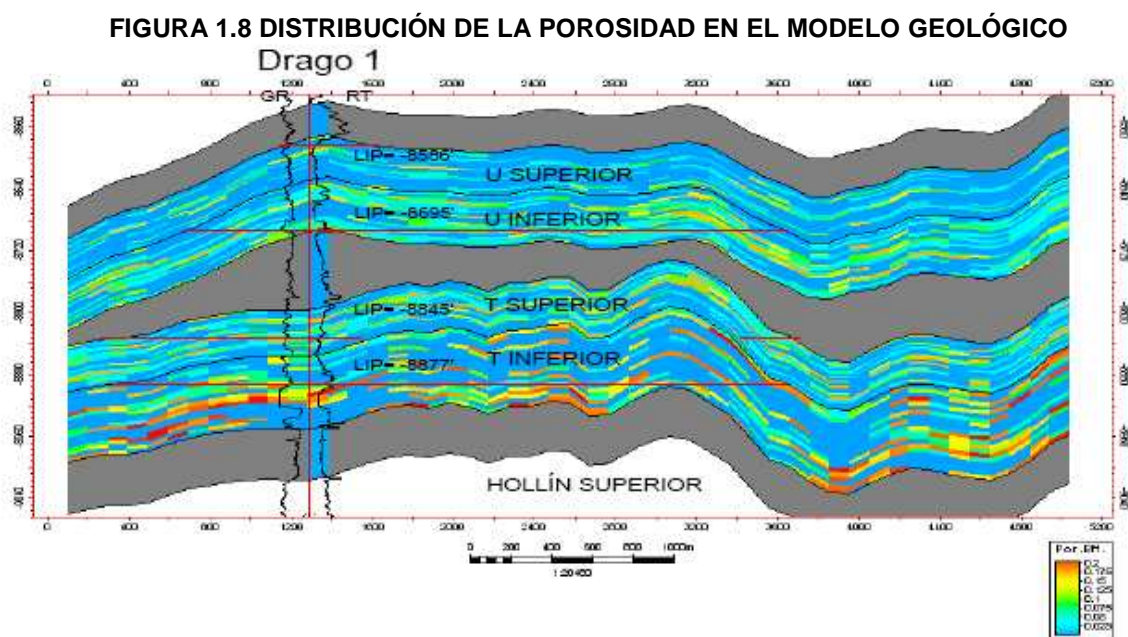
1.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO

1.6.1 PROPIEDADES DE LA ROCA

1.6.1.1 Porosidad

La porosidad es el volumen de huecos de la roca e indica la cantidad de fluido que puede contener dicha roca. Se expresa por el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca (porosidad total o bruta).

Se refiere a la medida del espacio intersticial entre grano y grano, la cual representa la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.



Fuente: Petroproducción

1.6.1.2 Permeabilidad

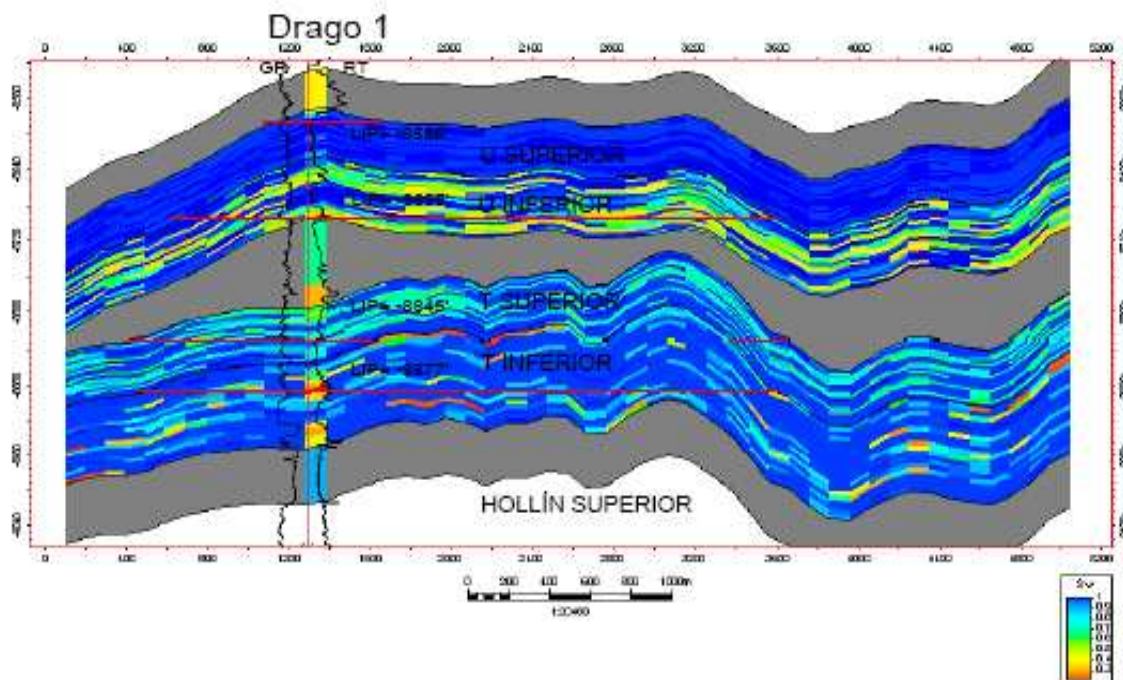
La permeabilidad describe la facilidad con la cual una formación permite a los fluidos pasar a través de ella por sus espacios porosos interconectados.

La permeabilidad está determinada por la cantidad y el tamaño de los poros dentro del yacimiento.

1.6.1.3 Saturación

La saturación de la formación es la fracción de su volumen poroso ocupado por un fluido específico.

FIGURA 1.9 DISTRIBUCIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN EL MODELO GEOLÓGICO



Fuente: Petroproducción

TABLA 1.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIAS DEL CAMPO DRAGO

ARENA	PROFUNDIDAD REFERENCIA (Pies)	K (md)	ϕ (%)	So (%)	Sw (%)
Napo "Ui"	8592	225	16.0	83.9	16.1
Napo "Ti"	8813	44	12.6	82.2	17.8
Hollín Sup.	8958	38	15.0	40	60

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

1.6.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.6.2.1 Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)

Se define como un factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales. También se le denomina factor monográfico, ya que en el

yacimiento, lo que en la superficie sería petróleo y gas, se encuentra en una sola fase líquida. Se expresa generalmente en barriles en el yacimiento (BY) por barril a condiciones normales (BN).

1.6.2.2 Factor Volumétrico de Gas (β_g)

Es el volumen de gas en condiciones de yacimiento divididas por volumen de gas en condiciones estándar. Este factor es usado para convertir volúmenes de superficie moderados a condiciones de yacimiento, tal como factores de volumen de formación de petróleo son usados para convertir volúmenes de superficie moderados del petróleo a volúmenes de yacimiento.

Es un factor que relaciona el numero de barriles de gas que se necesitan en el yacimiento para producir un pie cubico de gas a condiciones normales (PCN)

1.6.2.3 Viscosidad (μ)

La viscosidad es una medida de la resistencia interna al flujo, resultante de los efectos combinados de la cohesión y la adherencia, también puede definirse como la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales.

La viscosidad es una característica de todos los fluidos, tanto líquidos como gases, si bien, en este último caso su efecto suele ser despreciable, están más cerca de ser fluidos ideales.

1.6.2.4 Gas en Solución

Son hidrocarburos gaseosos que existen en solución con petróleo crudo, bajo condiciones iniciales en un yacimiento.

1.6.2.5 Solubilidad del Gas (R_s)

Es la cantidad de gas que se encuentra como solución en un petróleo crudo, a condiciones iniciales de yacimiento.

$$R_s = \frac{\text{Pies cúbicos de gas disuelto a Condiciones Normales}}{\text{Barril de petróleo a Condiciones Normales}} = \frac{PCN}{BN} \quad (\text{Ec. 1.1})$$

La solubilidad del gas en el petróleo crudo depende de:

- La presión
- La temperatura
- Las composiciones de gas y petróleo

A una temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumenta con la presión; y a una presión constante, la cantidad de gas en solución disminuye a medida que la temperatura aumenta.

Se dice que un petróleo crudo está saturado con gas a cualquier presión y temperatura si al reducir ligeramente la presión se libera gas de la solución. Inversamente, si no se libera gas de la solución, se dice que el petróleo está subsaturado (o no saturado), a esa presión. El estado subsaturado implica que no existe gas libre en contacto con el petróleo, es decir, no hay capa de gas.

1.6.2.6 Compresibilidad (c)

Es una propiedad debido a la cual los fluidos disminuyen su volumen al ser sometidos a una presión o compresión determinada manteniendo constante otros parámetros.

1.6.2.6.1 Compresibilidad del Petróleo (c_o)

Se define al cambio de la variación de volumen en cada unidad volumétrica por cambio unitario en presión.

La compresibilidad del petróleo se la determina mediante la siguiente ecuación:

$$c_o = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

Donde:

dV/dP es una pendiente negativa, el signo negativo convierte la compresibilidad en número positivo.

TABLA 1.4 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO DRAGO

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
Presión inicial (psi)	3450
Presión de saturación (psi)	487
Gravedad API	28.03
Factor Volumétrico Boi (bls/BF)	1.15
Factor Volumétrico Bob (bls/BF)	11.429
Viscosidad inicial del Petróleo Uoi @ T.F (cp)	0.9372
Viscosidad del Petróleo Uob @ T.F (cp)	0.8512
Compresibilidad Coi ($\times 10^6 \text{ psi}^{-1}$)	7.32
Temperatura de fondo (°F)	220
GOR (PCS/bl)	231
Densidad ρ (gr/cc)	0.6128
Salinidad (ppm NaCl)	52200
GLR (PCS/BF)	178

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

1.7 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO

1.7.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO "U"

1.7.1.1 Pozo Drago 01

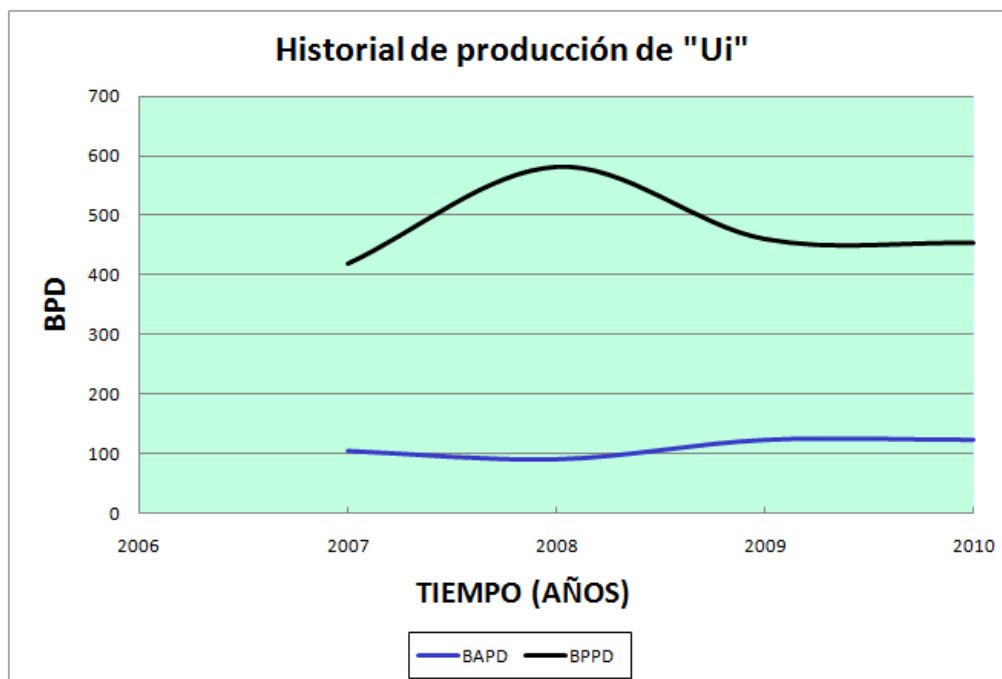
TABLA 1.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO 01

AÑO	BFPD	BAPD	BPPD	BSW
2007	523	105	418	20
2008	672	90	582	15
2009	584	124	460	20
2010	577	124	454	20

Fuente: Petroproducción

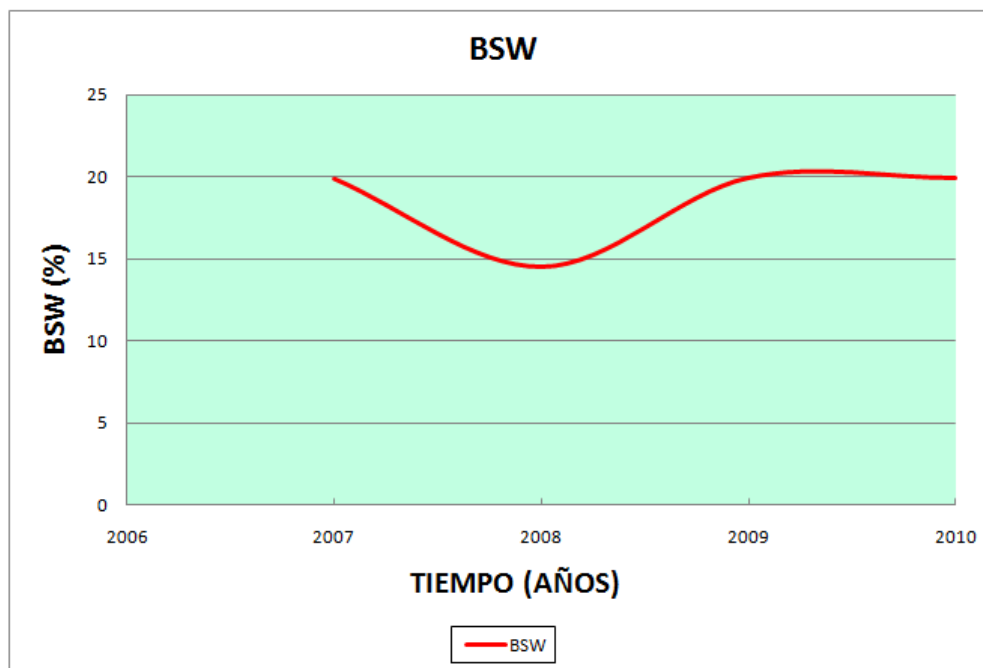
Elaboración: Geovanny Oña

GRÁFICA 1.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO 01



Elaboración: Geovanny Oña

GRÁFICA 1.2 BSW, POZO DRAGO 01



Elaboración: Geovanny Oña

1.7.1.2 Pozo Drago Este 01

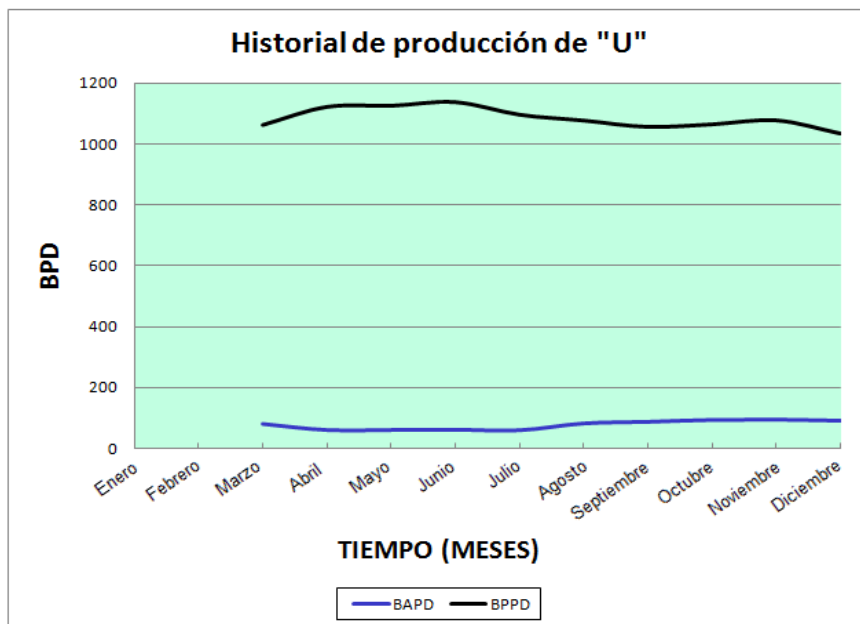
TABLA 1.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO ESTE 01 AL 2009

MES	BFPD	BAPD	BPPD	BSW
Marzo	1140	79	1060	3
Abril	1179	59	1120	5
Mayo	1182	59	1123	5
Junio	1195	60	1135	5
Julio	1152	58	1094	5
Agosto	1156	81	1075	7
Septiembre	1140	86	1054	8
Octubre	1155	93	1063	8
Noviembre	1169	94	1076	8
Diciembre	1122	90	1032	8

Fuente: Petroproducción

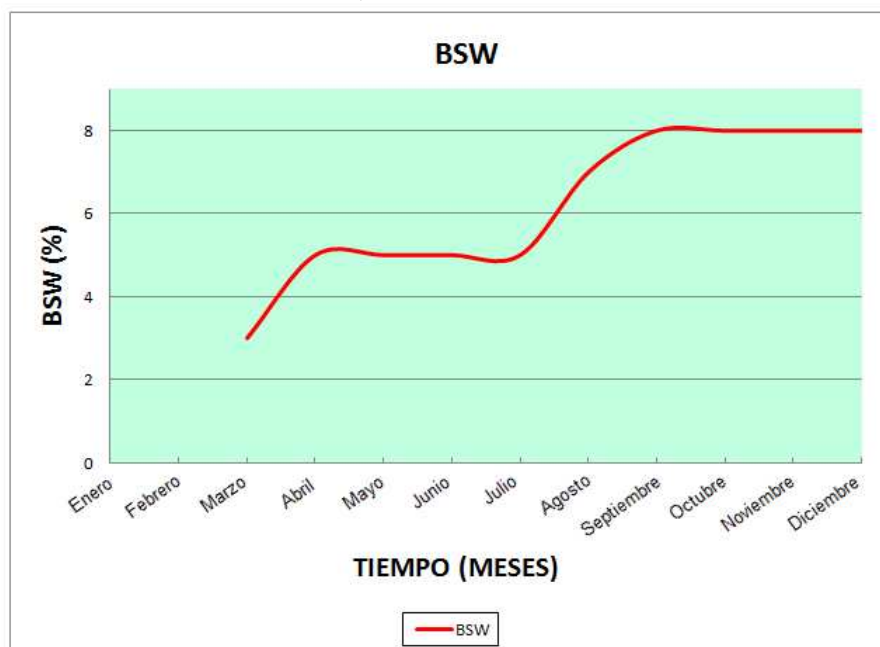
Elaboración: Geovanny Oña

GRÁFICA 1.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO ESTE 01 AL 2009



Elaboración: Geovanny Oña

GRÁFICA 1.4 BSW, POZO DRAGO ESTE 01 AL 2009



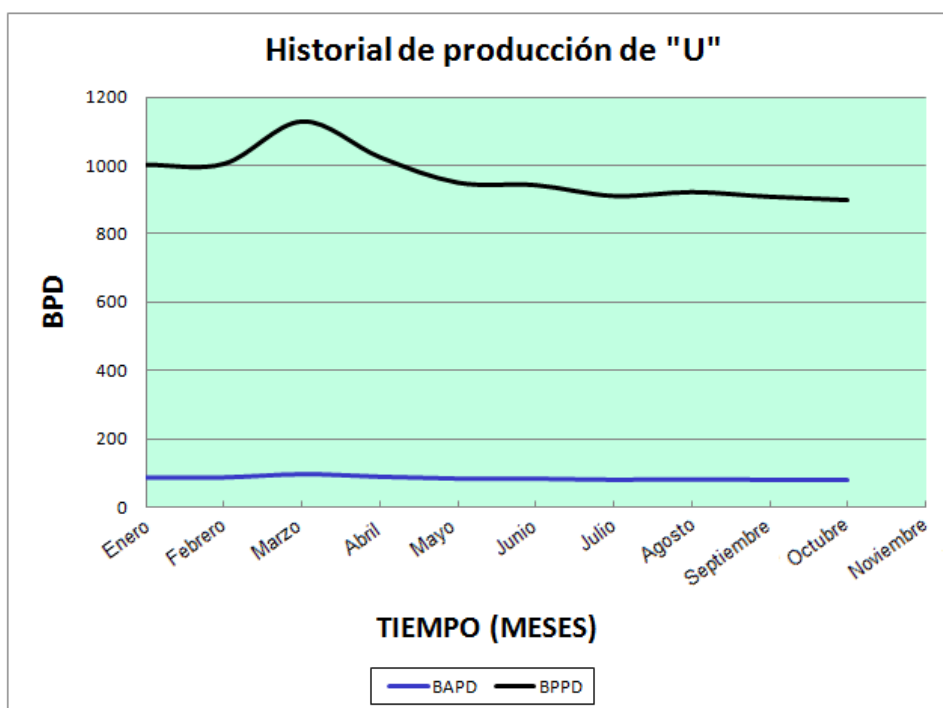
Elaboración: Geovanny Oña

TABLA 1.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO ESTE 01 AL 2010

MES	BFPD	BAPD	BPPD	BSW
Enero	1089	87	1002	8
Febrero	1093	87	1006	8
Marzo	1226	98	1128	8
Abril	1113	89	1024	8
Mayo	1034	83	951	8
Junio	1026	83	944	8
Julio	991	79	912	8
Agosto	1004	80	923	8
Septiembre	989	79	910	8
Octubre	978	78	900	8

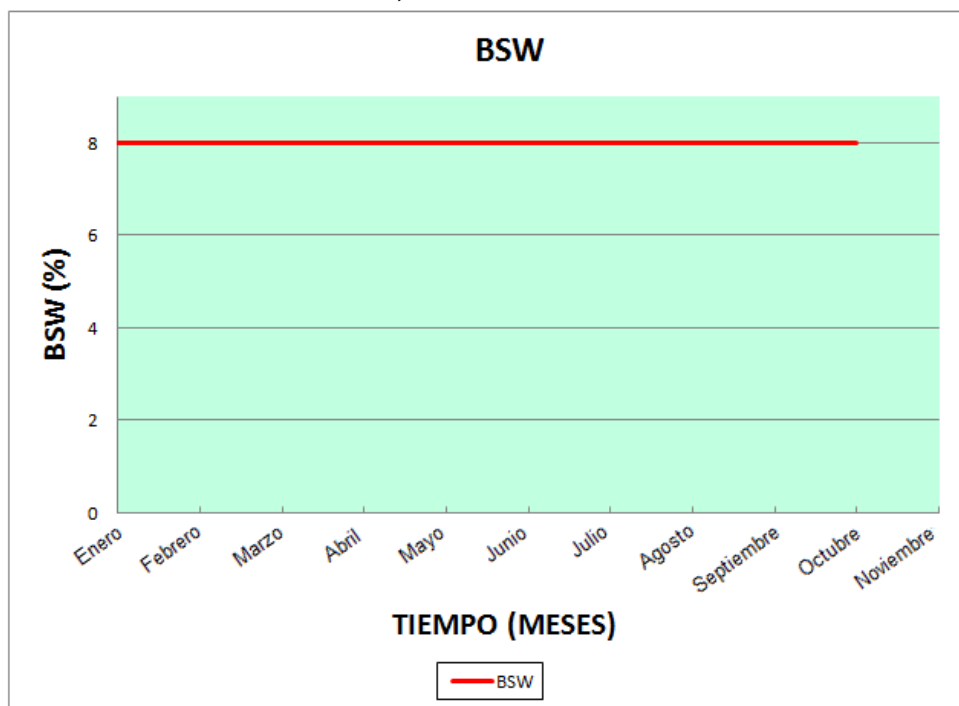
Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

GRÁFICA 1.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO ESTE 01 AL 2010



Elaboración: Geovanny Oña

GRÁFICA 1.6 BSW, POZO DRAGO ESTE 01 AL 2010



Elaboración: Geovanny Oña

1.7.1.3 Pozo Drago Norte 01

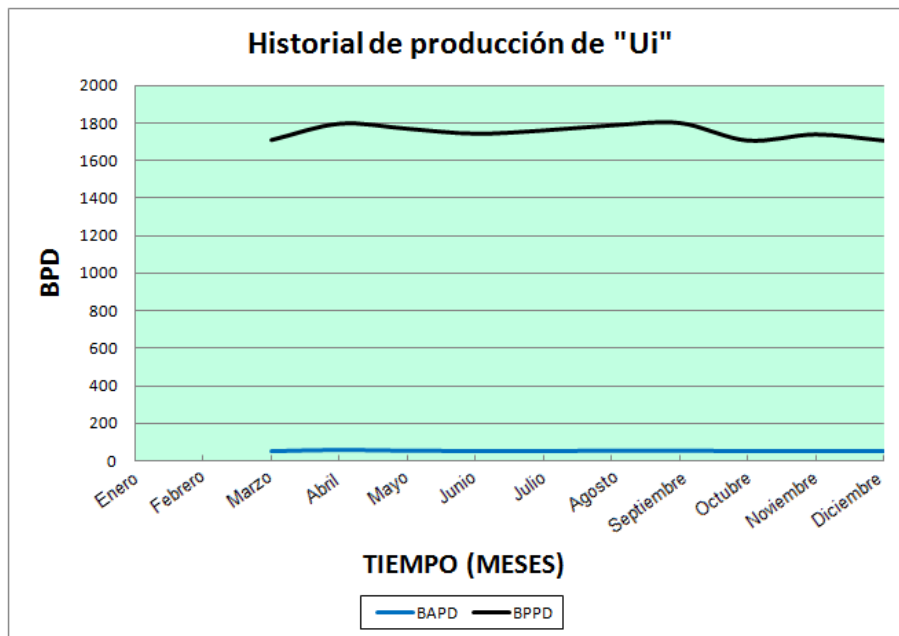
TABLA 1.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO NORTE 01 AL 2009

FECHA	BFPD	BAPD	BPPD	BSW %
Marzo	1762	53	1709	3
Abril	1855	59	1796	3
Mayo	1824	55	1769	3
Junio	1797	54	1743	3
Julio	1814	54	1760	3
Agosto	1842	55	1787	3
Septiembre	1856	56	1800	3
Octubre	1759	53	1706	3
Noviembre	1793	54	1739	3
Diciembre	1759	53	1706	3

Fuente: Petroproducción

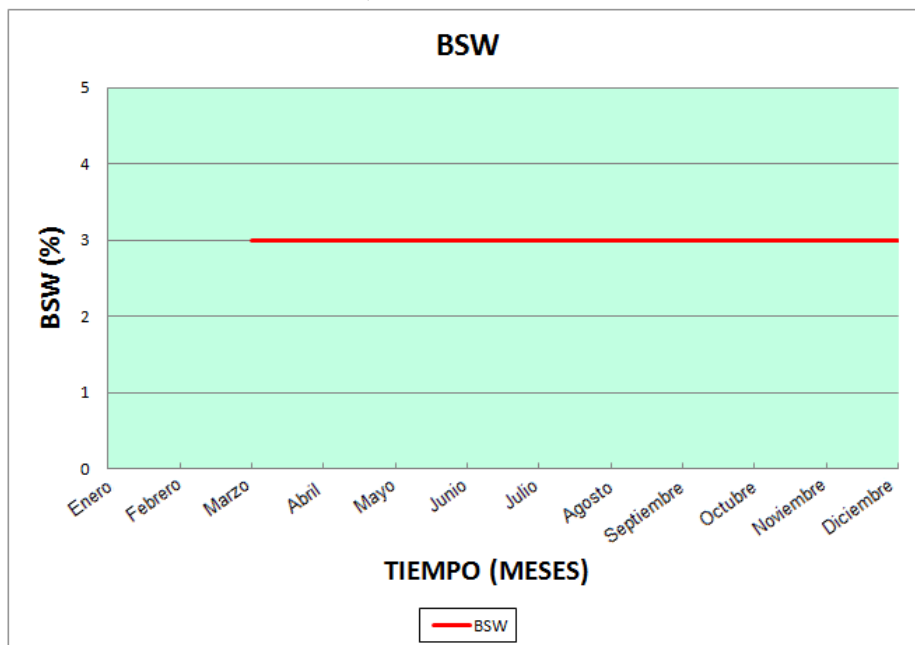
Elaboración: Geovanny Oña

GRÁFICA 1.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO NORTE 01 AL 2009



Elaboración: Geovanny Oña

GRÁFICA 1.8 BSW, POZO DRAGO NORTE 01 AL 2009



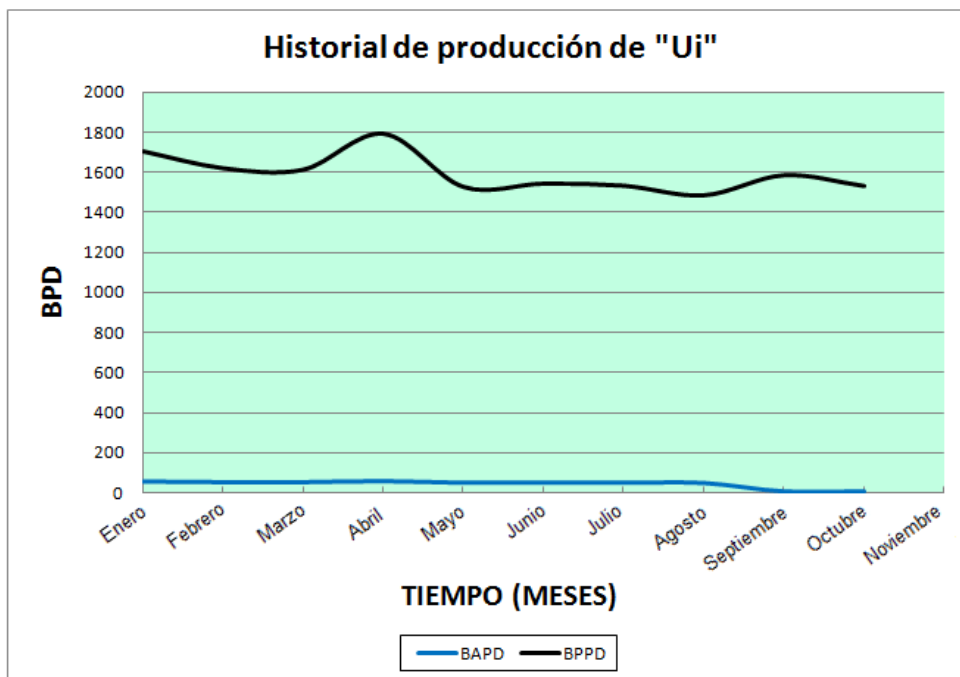
Elaboración: Geovanny Oña

TABLA 1.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO NORTE 01 AL 2010

FECHA	BFPD	BAPD	BPPD	BSW %
Enero	1757	53	1704	3
Febrero	1669	50	1619	3
Marzo	1662	50	1612	3
Abril	1847	55	1792	3
Mayo	1572	47	1525	3
Junio	1590	48	1542	3
Julio	1578	47	1531	3
Agosto	1529	46	1483	3
Septiembre	1590	6	1584	0,4
Octubre	1536	6	1530	0,4

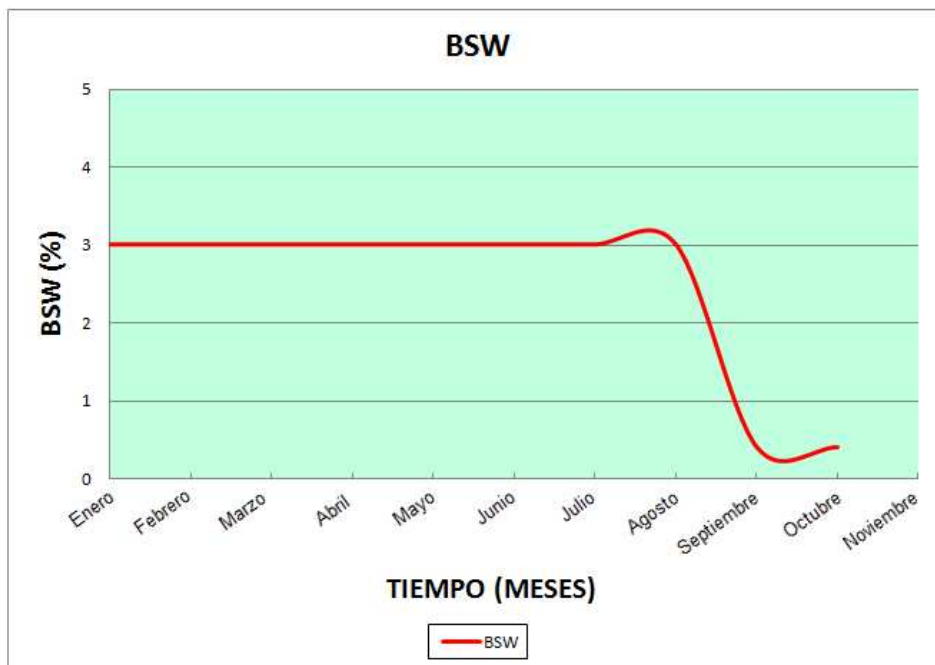
Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

GRÁFICA 1.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, POZO DRAGO NORTE 01 AL 2010



Elaboración: Geovanny Oña

GRÁFICA 1.10 BSW, POZO DRAGO NORTE 01 AL 2010



Elaboración: Geovanny Oña

1.8 DESCRIPCION DE RESERVAS

Las reservas son cantidades de petróleo que se considera pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos.

1.8.1 RESERVAS PROBADAS

Es el volumen de petróleo calculado de reservorios conocidos mediante datos geológicos y de ingeniería. Este volumen puede ser recuperado a partir de una determinada fecha, bajo las condiciones económicas existentes al momento del

análisis, con métodos operativos conocidos y aceptados, y bajo regulaciones gubernamentales aceptables.

1.8.2 RESERVAS PROBABLES

Son aquellas reservas no probadas, las cuales se han determinado con cierto grado de certeza mediante análisis geológicos y de ingeniería, pudiendo ser comprobadas con la perforación de los pozos. Estas reservas corresponden a áreas dentro de los límites geológicos de la estructura

1.8.3 RESERVAS REMANENTES

Son los volúmenes de petróleo recuperables, cuantificadas a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanece en el yacimiento.

1.9 PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (POES)

Es la cantidad de hidrocarburo que se encuentra en el yacimiento, expresado en condiciones fiscales, es decir es el volumen de fluido presente en el subsuelo.

El POES se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$POES = 7758 * \frac{A * H_o * \phi_e * (1 - S_{wi})}{\beta_{oi}} \quad (Ec. 1.3)$$

Donde:

POES= Petróleo original in Situ (BF)

A= Área del Yacimiento (Acres)

H_o= Espesor neto de Petróleo (Pies)

ϕ_e = Porosidad Efectiva (Fracción)

S_{wi} = Saturación inicial de agua (Fracción)

β_{oi} = Factor Volumétrico inicial de Petróleo (bls/BF)

Para el cálculo del petróleo original en sitio en la estructura Drago, parte de un modelamiento estructural tridimensional de cada uno de los reservorios, los mismos que son limitados por un techo (mapa estructural al tope de reservorio) y por una base (superficie cuya profundidad representa el límite inferior probado de hidrocarburo del pozo Drago 1); este modelo está cuantificado como el volumen de roca. Posteriormente dentro de este modelo se distribuyen sus facies litológicas con sus correspondientes parámetros petrofísicos dando como resultado el volumen de roca porosa y POES.

TABLA 1.10 RESUMEN DE RESERVAS A DICIEMBRE DEL 2007

YACIMIENTO	AREA (acres)	VOLUMEN (acre-pie)	ϕ (%)	S_o (%)	Boi (Bl/BF)	N (Blts)	FR (%)	RESERVAS (Blts)	PRODUC. ACUM. (Blts)	RES. REMANENTES (Blts)	°API
"U" SUP.	50	297.39	0.13	0.762	1.297	172.147	30	51.644	0	51.644	28.1
"U" INF.	507	7096.39	0.14	0.664	1.230	4'160.814	30	1'248.244	52.405	1'195.839	27.9
"T" SUP.	599	14367.47	0.11	0.500	1.370	4'481.015	30	1'344.304	0	1'344.304	33.0
"T" INF.	152	3806.83	0.15	0.520	1.370	1'625.412	30	487.624	0	487.624	33.0
TOTAL						10'439.387		3'131.816	52.405	3'079.411	30.21

Fuente: Petroproducción

1.10 FACTOR DE RECOBRO

Es el porcentaje de petróleo que puede ser producido o recuperado del subsuelo, puesto que de todo el volumen de hidrocarburos presente en un yacimiento, solo una fracción puede ser producida o conducida hasta superficie.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS, CRITERIO Y ANÁLISIS DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO MEDIANTE EL USO DE NUEVA TECNOLOGÍA

En este capítulo se describen algunos fundamentos teóricos sobre los componentes de una estación de producción, es decir un análisis sobre las facilidades necesarias que permitan la extracción, el tratamiento y la transferencia del petróleo de una manera eficiente y segura, así como del uso de tecnología actual, mediante la utilización de sistemas multifásicos.

2.1 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN

Es un sistema diseñado y construido en los campos petroleros, el mismo que depende de variables, como la viscosidad, presencia de gas, porcentaje de agua así como del sistema de extracción utilizado.

Está constituida de varios equipos de superficie, que permiten tratar, separar, almacenar, medir y transferir el crudo de varios pozos.

FIGURA 2.1 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN



Fuente: Petroproducción

2.2 PRINCIPALES EQUIPOS Y ACCESORIOS QUE CONFORMAN UNA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN

- Múltiples (Manifold).
- Separadores.
- Bota de gas.
- Deshidratador Térmico.
- Tanque de Lavado.
- Tanque de Surgencia.
- Bombas de Transferencia.
- Unidad LACT.
- Controles de presión, temperatura, flujo, y nivel.
- Generadores de Electricidad.
- Sistema de Aire de Instrumentos.
- Sistema Contra Incendios.
- Sistema de agua.
- Oficinas, talleres, etc.

2.2.1 MÚLTIPLES

Son arreglos de tuberías y válvulas que permiten recolectar controlar y direccionar la producción de los pozos hacia los diferentes procesos del sistema.

El múltiple está constituido por:

- Válvulas check a la entrada
- Válvulas de bola o mariposa
- Válvulas de tres vías
- Indicador de presión o manómetro

- Múltiples de inyección de químicos

FIGURA 2.2 MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN



Fuente: Petroproducción

Su diseño depende de factores como: la presión de trabajo y el caudal a manejar.

2.2.2 LÍNEAS DE FLUJO

Son las tuberías que sirven para el transporte de fluidos desde el pozo hasta la estación de producción.

Su objetivo principal es que el fluido llegue de cada pozo al Múltiple y luego a los sistemas de tratamiento del crudo como separadores, tanques, botas y demás equipos. Las tuberías pueden ser fabricadas en Acero, Hierro, PVC ó fibra de vidrio.

FIGURA 2.3 WELL PAD



Fuente: Petroproducción

2.2.3 LANZADOR Y RECIBIDOR DE PIGS (CHANCHOS)

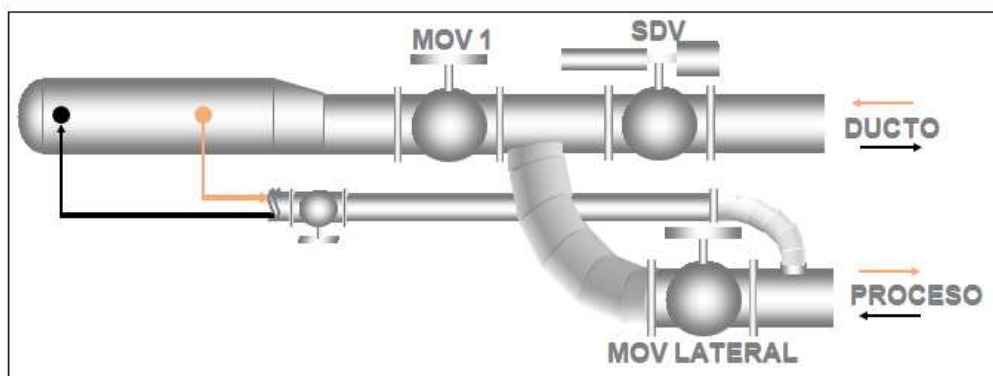
FIGURA 2.4 LANZADOR Y RECIBIDOR DE PIGS



Fuente: Petroproducción

Sirve para el envío o recepción del chanco, con la finalidad de realizar mantenimiento y limpiar el interior de la tubería de parafinas, sedimentos.

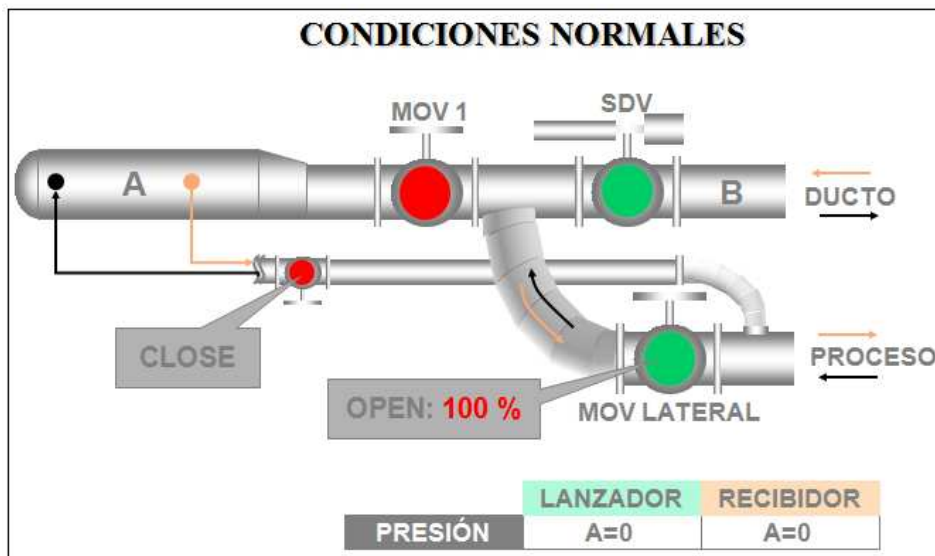
FIGURA 2.5 CAMARA DE EMPAQUETAMIENTO PARA EL ENVIO DE PIGS



Fuente: Petroproducción

El principal objetivo del envío de PIGS es de minimizar la colonización de bacterias que producen la corrosión puntual (pitting), además la limpieza interna de la tubería.

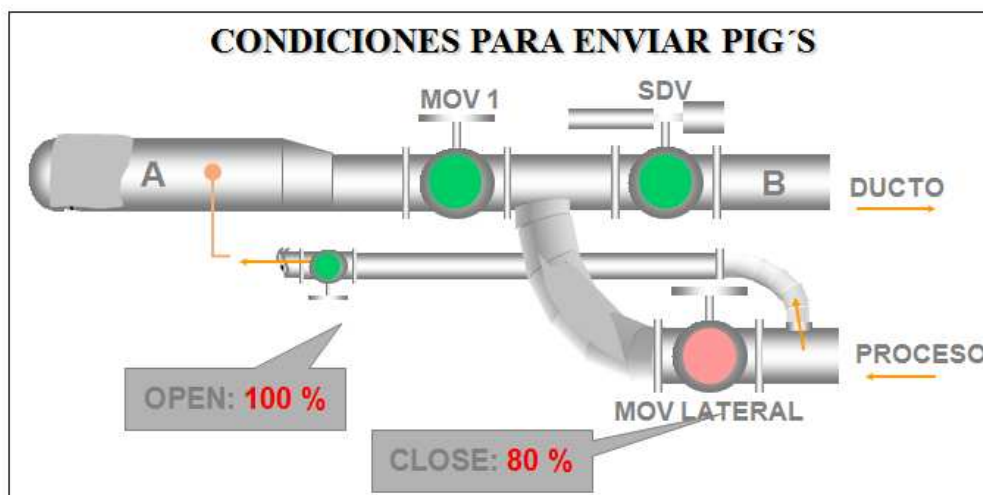
FIGURA 2.6 CONDICIONES NORMALES DEL LANZADOR Y RECIBIDOR DE PIGS



Fuente: Petroproducción

2.2.3.1 Procedimiento para envío de Pigs

FIGURA 2.7 CONDICIONES DE ENVIO DE PIGS



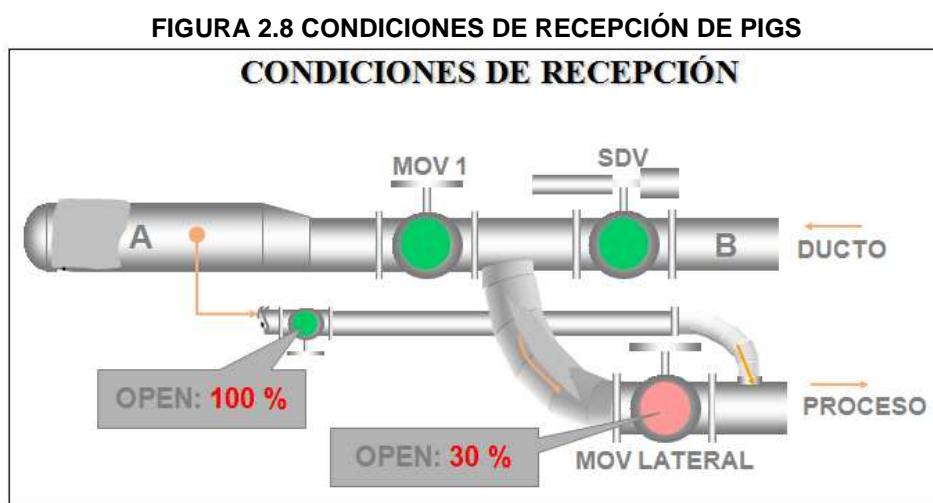
Fuente: Petroproducción

- Verificar buena condición del PIG a ser enviado.

- Verificar que estén cerradas la válvula MOV de salida de la cámara del lanzador, válvula manual de la línea de venteo, válvula manual de la línea de drenaje de la cámara. El crudo estará fluyendo por el bypass del lanzador (tener abierta la válvula MOV lateral).
- Verificar que el PI de la cámara marque cero (0) psi.
- Abrir lentamente la válvula de venteo para eliminar los gases acumulados o despresurizar la cámara.
- Abrir lentamente válvula de drenaje para evacuar líquidos atrapados en la cámara.
- Una vez que se compruebe que la presión en la cámara es cero (0) psi y no salgan líquidos por el drenaje proceder a abrir la tapa de entrada a la cámara.
- Introducir al PIG y empujar lo mas al fondo posible con la ayuda de una varilla de bronce.
- Cerrar la tapa de la cámara.
- Cerrar la válvula de seguridad de presión de la tapa.
- Cerrar la válvula de la línea de drenaje.
- Abrir un 10% la válvula de la línea de entrada a la cámara.
- Una vez que por el venteo se observe presencia de fluido, es decir no haya presencia de aire bloquear el venteo y abrir al 100% la válvula manual de entrada a la cámara para el empaquetamiento total.
- Verificar que la presión en la cámara y la presión en la línea sean iguales.
- Abrir la válvula de la línea igualadora de presión.
- Chequear posibles fugas existentes.
- Solicitar a la facilidad donde llegará el PIG (alinear el receptor).
- Alinear pig-sig de la cámara del lanzador.
- Abrir la válvula MOV de salida de la cámara.

- Cerrar la válvula MOV de bypass de la cámara un 80-90%. En ese momento saldrá el PIG.
- De ser necesario dosificar la inyección de químico (biocida).
- Volver a condiciones normales de operación dejando vacía la cámara del lanzador.

2.2.3.2 Procedimiento para recepción de Pigs



Fuente: Petroproducción

- Verificar que estén cerradas los siguientes elementos: la tapa del recibidor, la válvula de la línea de drenaje, la válvula de seguridad de presión, la válvula manual de salida, la válvula de la línea de venteo, la presión en el PI de la cámara debe marcar cero (0) psi.
- Abrir un 10% la válvula de la línea de salida de la cámara para empaquetarla.
- Una vez que se tenga presencia de crudo por el venteo cerrar la dicha válvula y abrir la válvula de salida de la cámara al 100%.
- En ese momento la presión en el PI de la cámara del recibidor debe ser igual a la presión indicada en el PI de la línea.
- Verificar que la SDV de la línea de entrada al recibidor este 100% abierta.

- Abrir la MOV de entrada a la cámara.
- Alinear pig-sig.
- Cerrar la MOV lateral del receptor un (70%).
- Comunicar a la facilidad que va a enviar el PIG que proceda con la operación.
- Una vez que se active el pig-sig y/o calculando el volumen recibido de acuerdo al flujo y al tiempo de envío se determinara que el PIG ha llegado al receptor, y se procederá al retiro.
- Abrir la de bypass del receptor.
- Cerrar la MOV de entrada a la cámara.
- Cerrar la válvula de la línea de salida de la cámara.
- Abrir lentamente la válvula de la línea de venteo para despresurizar la cámara.
- Cuando el PI de la cámara marque cero (0) psi proceder a abrir la válvula de la línea de drenaje.
- Verificar que estén 100% abiertas las líneas de venteo y drenaje, asegurarse que no exista fluido.
- Abrir la cámara del receptor y extraer el PIG.
- Cerrar la tapa del receptor, la válvula de la línea de drenaje, la válvula de la línea de venteo y la válvula de seguridad de presión.
- Chequear que no existan fugas.
- revisar las condiciones del PIG, reportar condiciones del PIG y tiempo de llegada.

2.2.4 SEPARADORES

Es un recipiente cerrado de forma cilíndrica, de acero que por lo general se utiliza para separar la mezcla de hidrocarburos en sus componentes básicos, petróleo, gas y agua.

Adicionalmente, el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena y el agua.

FIGURA 2.9 SEPARADOR DE PRODUCCIÓN



Fuente: Petroproducción

También un separador ayuda a mantener una presión óptima, para garantizar la entrega de fluidos hacia otros equipos o tanques de almacenamiento.

El rango de operación de los separadores es:

- Separadores de baja presión: 10-20 psi hasta 180-225 psi
- Separadores de presión media: 230-250 psi hasta 600-700 psi
- Separadores de alta presión: 750 psi hasta 1500 psi

Estos equipos normalmente trabajan con un nivel de líquido entre el 50 y 75 % del diámetro del recipiente, debido a que la cantidad de gas será menor.

2.2.4.1 Componentes de un separador

2.2.4.1.1 Sección de Separación primaria

En esta sección se remueve la mayor cantidad de líquido de la corriente que entra, reduciendo también la turbulencia del fluido.

2.2.4.1.2 Sección de Separación secundaria

En esta sección ocurre la separación gravitacional de gotas mayores a 200 micrones. La velocidad de separación más común está entre 80 y 120 ft/s.

2.2.4.1.3 Sección de extracción de Niebla

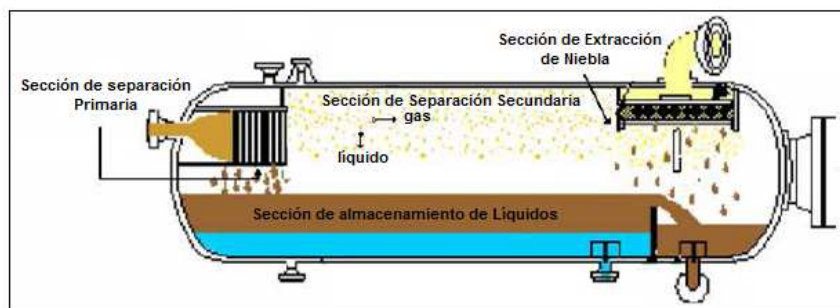
En esta sección se separan del flujo de gas las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria del separador

Estas gotas son esferas de 10 micrones (0,00039 in) de diámetro.

2.2.4.1.4 Sección de almacenamiento de líquidos

En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas, esta debe estar situada en el separador de tal forma.

FIGURA 2.10 SECCIONES DE UN SEPARADOR



Fuente: Deshidratación de Crudo – Word Group

Elaboración: Geovanny Oña

2.2.4.2 Elementos internos de un separador

2.2.4.2.1 Placa deflectora

Es una platina que puede tener la forma de un arco o puede ser recta, se encuentra a la entrada del fluido, de tal forma que el líquido a su ingreso choque con el mismo

logrando un cambio brusco de velocidad y dirección, a lo que se conoce como momentum de flujo, esto permite que se separe el líquido del gas.

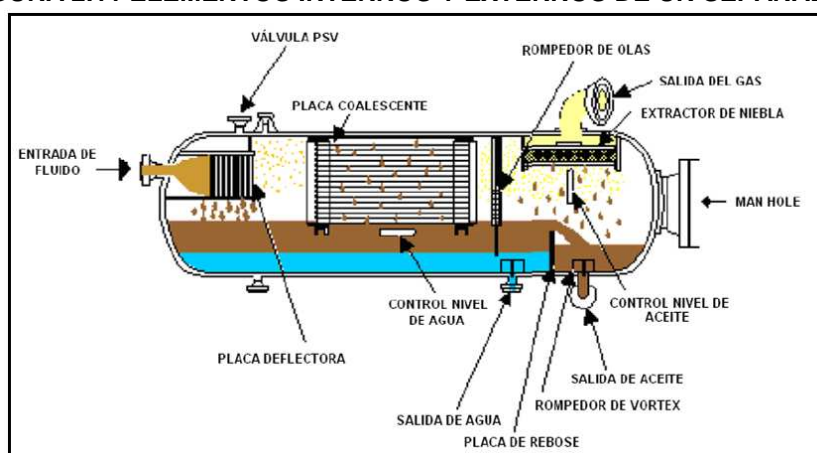
2.2.4.2.2 *Extractor de Niebla*

Consta de una malla de acero (lana) o de una conformación de vanes que atrapan un 99% de gotas de líquido mayores a 10 micrones.

2.2.4.2.3 *Rompe torbellinos*

Son platinas ubicadas en la descarga de la tubería a fin de evitar que el líquido forme torbellinos a la salida.

FIGURA 2.11 ELEMENTOS INTERNOS Y EXTERNOS DE UN SEPARADOR



Fuente: Deshidratación de Crudo – Word Group

Elaboración: Geovanny Oña

2.2.4.3 Factores que afectan la separación de gas y líquido

2.2.4.3.1 *Tamaño de las partículas de líquido*

Es un factor incidente en la velocidad de asentamiento, e indica la velocidad máxima que debe tener el gas para permitir la separación de las partículas de ese diámetro o mayores.

2.2.4.3.2 Velocidad del gas

Depende de las propiedades físicas del líquido y del gas.

2.2.4.3.3 Presión de separación

Es un factor muy importante en la separación, ya que al disminuir la presión de separación principalmente en la separación de gas y condensado, en ciertas ocasiones la recuperación de líquidos aumenta.

2.2.4.3.4 Temperatura de separación

A medida que disminuye la temperatura de separación, se incrementa la recuperación de líquidos en el separador.

La temperatura afecta la capacidad del separador al variar los volúmenes de fluido y sus densidades.

2.2.4.3.5 Viscosidad del gas

A medida que aumenta la viscosidad del gas, disminuye la velocidad de asentamiento, y por lo tanto la capacidad de manejo de gas del separador.

2.2.4.3.6 Densidades del líquido y del gas

Afectan la capacidad de manejo de gas de los separadores, ya que es directamente proporcional a la diferencia de densidades de líquido y gas e inversamente proporcional a la densidad del gas.

2.2.4.4 Clasificación de los separadores

2.2.4.4.1 Por su Función

- *Separador de Prueba*

Recibe la producción de un solo pozo para determinar características físico-químicas del fluido, y de esta forma conocer las propiedades del yacimiento.

- *Separador de Producción*

Separa el petróleo del gas y del agua de toda la producción de los pozos que llega a la estación.

2.2.4.4.2 Por el Fluido que Separa

- *Separador Bifásico*

Estos separan el fluido del pozo en líquido y gas, el líquido se descarga por el fondo del recipiente y el gas por la parte superior del mismo.

- *Separador Trifásico*

Estos separadores además de separar la fase gaseosa de la líquida, separan esta última por diferencia de densidades en petróleo y agua no emulsionada. Para aquello se proporciona al líquido, suficiente tiempo de residencia y se lo deposita en un espacio donde no hay turbulencia.

Las características de este separador son:

- Capacidad de líquidos suficiente para proporcionar el tiempo de retención necesario para la separación de petróleo y agua.
- Sistema de control para la interface agua-petróleo.

- Dispositivos de descarga independientes para el petróleo y para el agua

2.2.4.4.3 Por la Forma

Según la forma se clasifican en horizontales, verticales y esféricos; y se los selecciona considerando factores como: el trabajo a realizar, la disponibilidad de espacio y las ventajas y desventajas que presentan en cada caso.

- *Horizontales*

Las ventajas de estos separadores son:

- Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
- Son más económicos que los verticales.
- Son más fáciles de instalar que los verticales.
- Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma. Para esto, donde queda la interfase gas-líquido, se instalan placas rompedoras de espuma.

FIGURA 2.12 SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL



Fuente: Petroproducción

Las desventajas son:

- No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos como arena o lodo, pues es difícil limpiar este tipo de separadores.
 - El control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales.
- *Verticales*

Las ventajas se resumen a continuación:

- Es fácil mantenerlos limpios, por lo que se recomiendan para manejar flujos de pozos con alto contenido de lodo, arena o cualquier material sólido.
- El control de nivel de líquido no es crítico, puesto que se puede emplear un flotador vertical, logrando que el control de nivel sea más sensible a los cambios.
- Debido a que el nivel de líquido se puede mover en forma moderada, son muy recomendables para flujos de pozos que producen por bombeo neumático, con el fin de manejar baches imprevistos de líquido que entren al separador.
- Hay menor tendencia de revaporización de líquidos.

FIGURA 2.13 SEPARADOR VERTICAL



Fuente: Petroproducción

Las desventajas para este tipo de separadores son:

- Son más costosos que los horizontales.
- Son más difíciles de instalar que los horizontales.
- Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

2.2.5 SEPARADOR DE AGUA LIBRE (FWKO)

Es un recipiente que puede ser horizontal o vertical, en él se separa aproximadamente el 80% del agua que llega desde los pozos.

El fluido ingresa al separador y choca con una placa deflectora. Todo el líquido y gas tratan de separarse en esta sección. Si el agua y el crudo no están emulsionados, el agua caerá al fondo del recipiente y el crudo se depositará sobre el agua, el gas fluirá hacia la salida de gas en la parte superior.

FIGURA 2.14 SEPARADOR FWKO



Fuente: Petroproducción

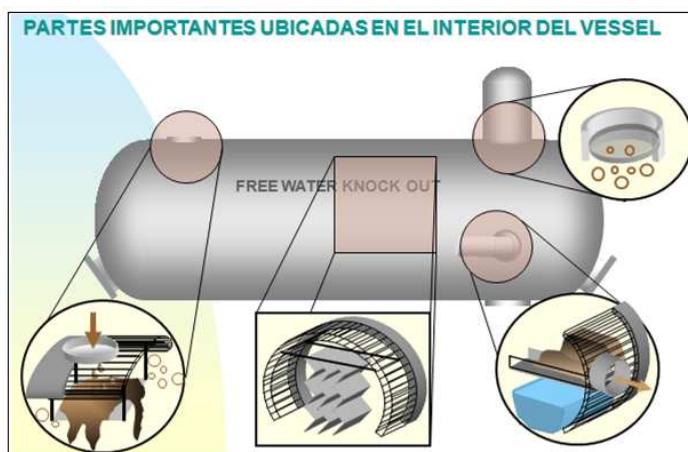
El gas suele arrastrar gotas de agua y crudo hacia su salida, para evitar que crudo y vapor condensado salgan junto al gas, se instalan dentro de estos separadores placas coalescentes y mallas de alambre, sin embargo a veces no se logra una total

separación de las gotas de líquido por lo que es recomendable realizar la inyección de químico antiespumante.

El agua es evacuada por la parte inferior del recipiente y el crudo es recogido en un canal que tiene su salida por la parte intermedia del separador.

- **Partes Internas:** Deflector, coalescedor, baffles perforados, sand jet, vórtex breaker, eliminador de neblina

FIGURA 2.15 PARTES INTERNAS DE UN SEPARADOR



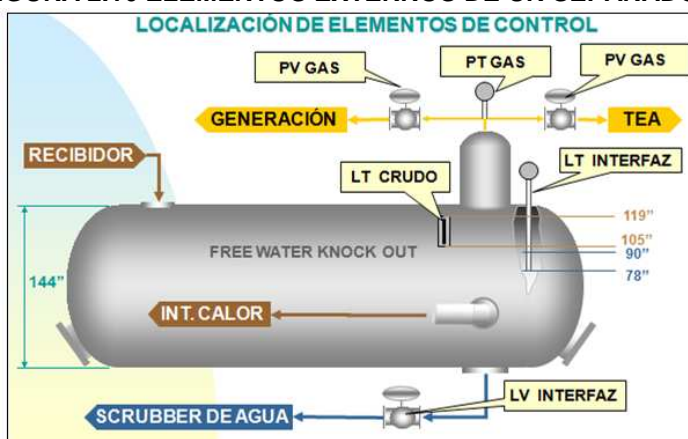
Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña



Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

- **Partes Externas:** Válvulas neumáticas o eléctricas, mirillas, manómetros, válvula de seguridad, válvula de contrapresión, válvula de by-pass, sello de ruptura.

FIGURA 2.16 ELEMENTOS EXTERNOS DE UN SEPARADOR

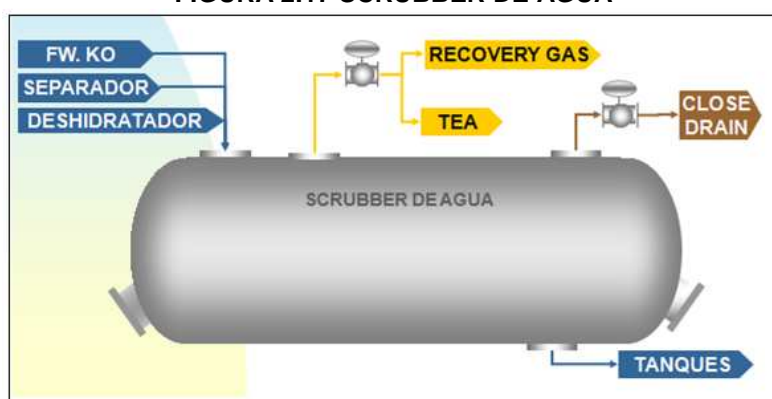


Fuente: Petroproducción

2.2.6 SCRUBBER DE AGUA

El objetivo de estos es extraer la mayor cantidad de aceite contenida en el agua.

FIGURA 2.17 SCRUBBER DE AGUA



Fuente: Petroproducción



Fuente: Petroproducción

2.2.7 TANQUES

Constituyen un elemento de vital importancia ya que permite la sedimentación de agua y barros del crudo antes de ser despachado, brindan flexibilidad operativa a las refinerías y actúan como punto de referencia en la medición de despachos de producto.

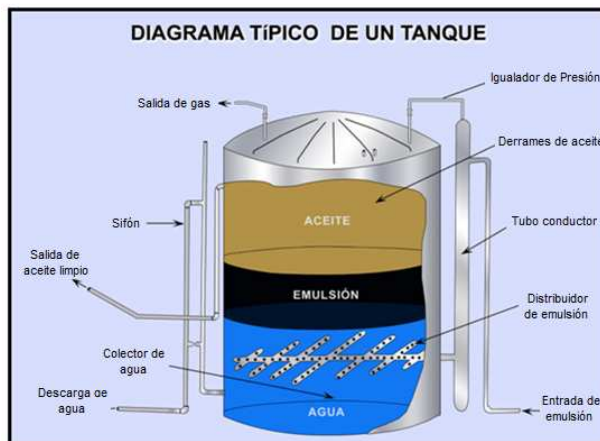
Tenemos tanques de:

2.2.7.1 Tanque de Lavado

Son aquellos recipientes sometidos a una presión cercana a la atmosférica que reciben un fluido multifásico y son utilizados en la industria petrolera para completar el proceso de deshidratación de crudo dinámicamente (separación del agua del crudo). Normalmente en estos tanques se mantiene un colchón de agua de 8 pies.

El agua presente en el crudo se puede separar en el tanque de lavado mediante gravedad. Sin embargo, cuando el agua y el crudo forman emulsiones, se necesita un tratamiento antes de que ingresen al tanque de lavado. Esto se hace generalmente mediante el uso de calor o la aplicación de un químico demulsificante.

FIGURA 2.18 ELEMENTOS DE UN TANQUE DE LAVADO

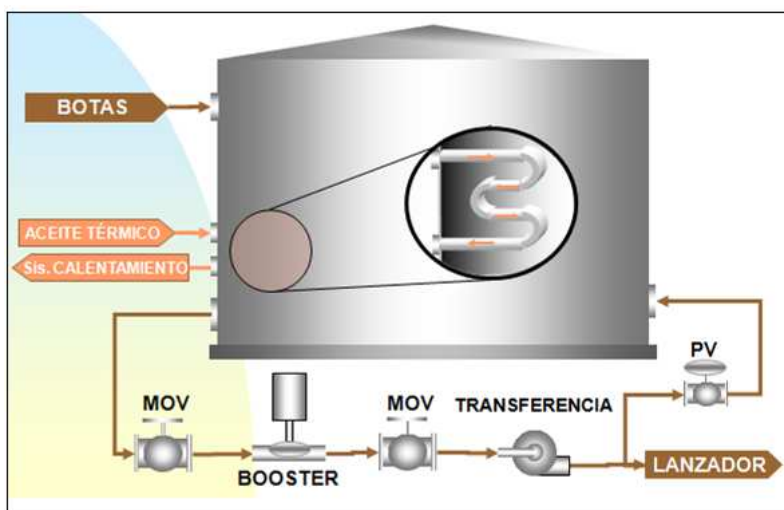


Fuente: www.monografias.com

2.2.7.2 Tanque de Surgencia (Estabilización)

Luego de ser separada la fase acuosa del crudo, esta pasa por una etapa de reposo donde parte del agua remanente se separa por gravedad en función del tiempo de residencia, es decir su función principal es decantar el agua remanente de sólidos existentes.

FIGURA 2.19 TANQUE DE SURGENCIA



Fuente: Petroproducción

2.2.7.3 Tanque de Oleoducto

El destino final del petróleo, con la mínima cantidad de agua y gas, es el tanque de almacenamiento de un campo petrolero.

El tanque de Almacenamiento es un gran depósito metálico, construido de acero soldado para almacenar petróleo, el mismo que debe cumplir con ciertas normas para luego ser comercializado.

FIGURA 2.20 TANQUE DE ALMACENAMIENTO



Fuente: Petroproducción

2.2.8 SISTEMA DE GAS

2.2.8.1 Depuradores de gas ó Scrubber

En estos equipos se consigue precipitar los líquidos llámense condensados de hidrocarburos, vapor de agua, etc. que son arrastrados por el gas a las salidas de los FWKO y Separadores de Producción, de esta manera se eliminan los líquidos por la parte inferior del recipiente permitiendo que el gas fluya hacia los compresores para luego ser almacenado y utilizarlo como combustible para generación eléctrica.

El líquido acumulado es evacuado por una válvula controladora de nivel.

2.2.8.2 Bota de gas

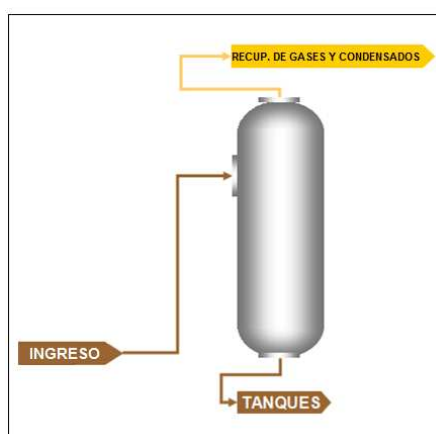
Permite liberar el gas disuelto en el líquido proveniente de la fase de separación primaria. La separación se da a través de placas colocadas alternadamente dentro de la bota, produciéndose una liberación de gas ocasionada por un proceso de expansión brusca.

El crudo que ingresa a las botas continúa hacia los tanques y el gas ingresa a un sistema de recuperación de gases y condensados.

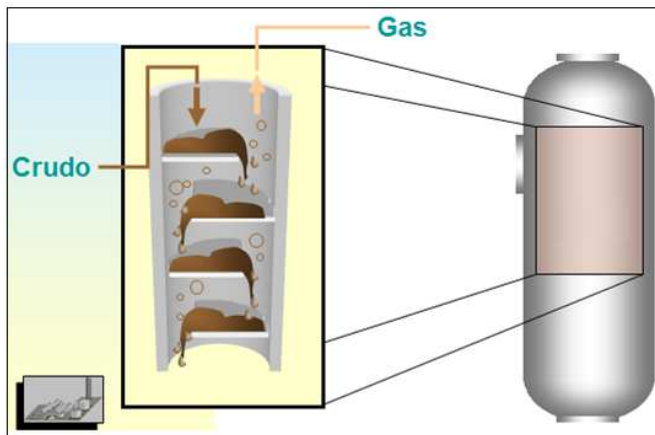
FIGURA 2.21 BOTA DE GAS



Fuente: Petroproducción



Fuente: Petroproducción

FIGURA 2.22 CORTE TRANSVERSAL DE UNA BOTA DE GAS

Fuente: Petroproducción

2.2.9 CALENTADORES

Constan de tubos concéntricos internos los mismos que son calentados con los gases de combustión cuyo objetivo es transferir temperatura a la emulsión. Una vez que el crudo pasa por esta etapa alcanza una temperatura de 190°F aproximadamente.

El tiempo de residencia varía entre 3 y 5 minutos.

FIGURA 2.23 CALENTADORES

Fuente: www.monografias.com

Entre los objetivos del calentador están:

- Eliminar la mayor parte de gas de la emulsión
- Calentar la emulsión hasta cierto punto para lograr la fácil separación de petróleo y agua.
- Reducir la viscosidad de la fase continua

2.2.10 TEA

Es donde se recibe el gas remanente del sistema de gas para ser quemado

FIGURA 2.24 TEAS



Fuente: Petroproducción

2.2.11 SISTEMA DE BOMBEO

El bombeo puede definirse como la adición de energía a un fluido para moverse de un punto a otro. Una bomba es un transformador de energía. Recibe la energía mecánica, que puede proceder de un motor eléctrico, térmico, etc., y la convierte en energía que un fluido adquiere en forma de presión, de posición o de velocidad.

Las bombas se dividen en dos grandes categorías:

2.2.11.1 Dinámicas o de intercambio de cantidad de movimiento

Estas añaden cantidad de movimiento al fluido a través de paletas o álabes giratorios. El fluido aumenta su cantidad de movimiento mientras se mueve a través de pasajes abiertos para convertir dicho aumento de velocidad en incremento de presión al salir del difusor.

Las bombas dinámicas se dividen en:

- **Rotativas:** Centrifugas, flujo axial y flujo mixto
- **Diseños especiales:** Bombas electromagnéticas, bombas de chorro.

2.2.11.2 De desplazamiento positivo

Estas poseen un contorno móvil que por cambios de volumen, obligan al fluido a avanzar a través de la máquina. En este tipo de bombas la cavidad se abre, atrapa y expulsa al fluido, provocando un suministro de caudal pulsante o periódico.

Una ventaja de estas bombas es que pueden bombear cualquier fluido independientemente de su viscosidad.

Estas bombas se dividen en:

- **Reciprocantes:** Pistón o émbolo y diafragma
- **Rotativas:** Rotor simple (Paletas deslizantes, tornillo) y rotor múltiple (Engranaje, lóbulos, pistones múltiples).

2.2.12 CENTRO DE TRANSFERENCIA Y FISCALIZACIÓN DE CRUDO

2.2.12.1 Bombas de Transferencia

Son bombas horizontales de desplazamiento positivo de media o alta presión que transfieren el crudo hacia una estación central.

2.2.12.2 Bombas Booster

Pueden ser centrífugas o Reciprocantes dispuestas en serie o en paralelo, su objetivo es levantar la presión del crudo presente en el tanque de almacenamiento para suministrar mínima presión al cabezal de succión de las bombas de transferencia.

2.2.13 SISTEMA DE MEDICIÓN LACT

La unidad LACT sirve para la medición y transferencia automatizada de petróleo, condensados y gas natural, mide las calidades del producto transferido de vendedor a comprador.

Una Unidad LACT transporta el petróleo tratado y almacenado en los tanques, detecta directamente el exceso de sedimentos básicos y agua, la gravedad API, mide el volumen, lo corrige a 60°F y lo transfiere, todo esto de manera automática.

Las ventajas de las unidades LACT son:

- Mejora la medición de crudo eliminando errores comunes en los aforos y pruebas.
- Incrementa la rentabilidad, ya que cuanto menos tiempo permanece el crudo en los tanques, mayor es su volumen y su gravedad API es más alta.
- Disminuye costos debido a la necesidad de un número menor de tanques en la facilidad.
- Reduce el trabajo del personal en lo referente a papeleo, operación de bombas, etc.
- Reduce riesgos de derrames.
- Se incrementa la automatización al tener la posibilidad de operar las 24 horas del día.

FIGURA 2.25 UNIDAD DE FISCALIZACIÓN LACT



Fuente: Petroproducción

2.3 DEFINICIONES DE CONDICIONES DE DISEÑO MECÁNICO PARA EQUIPOS Y LÍNEAS.

2.3.1 PRESIÓN DE DISEÑO

Para sistemas protegidos por una PSV, se establece la presión de diseño de acuerdo a la siguiente tabla:

TABLA 2.1 PRESIÓN DE DISEÑO EN SISTEMAS PROTEGIDOS POR UNA PSV

Presión de operación (bar g)	Presión de diseño (bar g)
Entre 0 y 35	PMO + 3.5 bar
Entre 35 - 70	PMO + 10%
Entre 70 - 200	PMO + 8.5% con un mínimo de 7 y un máximo de 10 bar
Mayores de 200	PMO + 5%

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

Donde:

PMO= Presión máxima de operación

Todos los equipos componentes de un sistema (cambiadores, recipientes, tuberías.) protegidos por la misma válvula de seguridad se diseñarán a la misma presión de diseño.

Algunos códigos de diseño permiten que la presión de operación sea durante un evento perfectamente limitado (estado transitorio) mayor que la de diseño. Se deben tener en cuenta las limitaciones en duración, frecuencia y magnitud del propio código.

En caso de tuberías de descarga o impulsión de bombas centrífugas, que puedan ser bloqueadas y no tengan una válvula de seguridad, la presión de diseño será el valor mayor de los siguientes:

- Presión diferencial de la bomba, más un 25% de ésta, más la presión de aspiración de la misma (cuando el equipo situado aguas arriba se encuentra a la presión de diseño o de disparo de su válvula de seguridad y a su máximo nivel de llenado).
- Presión de impulsión o descarga a caudal de diseño más un 10% de ésta.
- Presión de impulsión o descarga a caudal normal más 2 kg/cm².
- Presión a caudal nulo de la bomba, según curva características de la misma.

Para tuberías en la impulsión de compresores es importante tener en cuenta las variaciones de condiciones de operación, presiones y composición para la determinación de la presión de diseño.

Para recipientes que almacenan gases licuados a presión (GLP), la presión de diseño será la correspondiente a la presión de vapor del GLP a la máxima temperatura que se pueda alcanzar en la zona más un 10% de dicha presión

En equipos que operan a vacío, normalmente se diseñará el equipo para vacío total.

2.3.2 MÁXIMA PRESIÓN DE OPERACIÓN

La máxima presión de operación (PMO) para depósitos se define como:

- Para separadores, la máxima presión esperada en el recipiente, durante las condiciones de operación más extremas. Corresponde con el valor de la alarma de alta presión.
- Para depósitos de aspiración y enfriadores asociados a compresores centrífugos, la presión máxima de "settle-out".

En el caso de compresores centrífugos, y siempre que no se disponga de la información del suministrador se aplica lo siguiente:

- En el caso de la aspiración, la PMO viene fijada por los equipos situados aguas arriba del compresor.
- Para los equipos situados en la descarga, se considera la máxima presión de operación en la succión (Pms) más 1,3 veces la presión diferencial máxima en condiciones normales de operación.

2.3.3 TEMPERATURA DE DISEÑO

En los casos donde se puede calcular la máxima temperatura de operación con precisión, la temperatura de diseño será igual a ésta, sin margen de seguridad alguna.

En los casos donde no se puede calcular con precisión la máxima temperatura de operación, se fija la temperatura de diseño añadiendo 25°C a la temperatura de operación (se deben tener en cuenta, si es el caso, operaciones de vaporización (inertización) de los equipos).

La temperatura mínima de diseño será la mínima resultante de aplicar el siguiente

criterio:

- La mínima temperatura de operación -5°C .
- Mínima temperatura ambiente considerada en las bases de diseño del proyecto
- Mínima temperatura alcanzable durante el settle-out o despresurización, considerando un margen de -5°C

Se debe evitar diseñar los equipos a la combinación de mínima temperatura de diseño y máxima presión, ya que puede dar lugar a un diseño muy conservador y costoso. Para determinar si esto es aceptable se debe calcular el tiempo necesario para alcanzar la mínima temperatura admisible a presión de diseño después de una despresurización del sistema.

2.3.3.1 Sistemas de Compresores

La máxima temperatura de descarga de un compresor puede determinar de dos formas:

- Temperatura normal de operación $+15^{\circ}\text{C}$
- la temperatura en condiciones de "surge" y a máxima velocidad, teniendo en cuenta casos normales de operación y de puesta en marcha.

Para determinar la temperatura de diseño se añaden 15°C para compensar por el margen en las curvas de funcionamiento del compresor y pérdida de eficiencia y 10°C como margen adicional.

2.3.3.2 Separador de Aspiración

La temperatura de diseño es la máxima que se puede alcanzar en los siguientes casos:

- Máxima temperatura en caso de fallo del medio refrigerante. Esta temperatura se puede limitar debido a una parada por alta temperatura en la aspiración ó descarga).
- Máxima temperatura de reciclo, teniendo en cuenta la máxima temperatura de descarga (temperatura de disparo del compresor) y la bajada de temperatura a través de la válvula de anti-surge en caso de fallo del medio refrigerante.
- Máxima temperatura en caso de settle-out.
- Temperatura de operación + 25°C.

2.3.3.3 Intercambiador de Calor

Para todos los intercambiadores de calor, la temperatura de diseño mecánica para ambos lados es la temperatura de entrada del lado caliente.

2.4 CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DE DISEÑO DE EQUIPOS

2.4.1 RECIPIENTES A PRESIÓN

Todos los recipientes a presión se diseñarán de acuerdo al código ASME VIII DIV I.

Alternativamente se podrá utilizar el Código ASME VIII DIV II (en caso de elevadas presiones y temperaturas, ó regímenes cíclicos) u otro código reconocido internacionalmente previa autorización de EP- Petroecuador.

El tiempo de residencia es aquel en el que se vacía de líquido el volumen del recipiente comprendido entre los niveles máximo (HLL) y mínimo (LLL) cuando el flujo de entrada ha cesado, o al revés, el tiempo en el que se llena cuando deja de salir producto.

En la siguiente tabla se reflejan el tiempo de residencia mínimo recomendado para algunos sistemas:

TABLA 2.2 TIEMPOS DE RESIDENCIA MÍNIMOS

Acumulador de alimentación	15 min. sobre alimentación a la unidad
Acumulador de reflujo	El mayor de 15 min. sobre producto ó 5 min. sobre reflujo
Producto líquido a tanque	El mayor de 2 min. sobre producto ó 5 min. sobre reflujo
Producto vapor	5 minutos sobre reflujo
Recipiente aspiración compresor	De acuerdo a los criterios de API 11P
Separadores de batería	Tiempos de residencia de acuerdo a los criterios de API12J
Separadores L/L	Tiempos de residencia de acuerdo a los criterios de API12L
Slug Catcher	Tiempos de residencia de acuerdo al máximo volumen de slug según estudio dinámico
Hold-up de líquido en fondo de columnas	Mínimo 3 min. del caudal de evacuación en operación normal.

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

2.4.2 CONEXIONES

Todas las conexiones sobre recipientes serán bridadas. No se aceptarán bridas slip-on.

Se instalarán conexiones independientes de inertizado, las cuales estarán provistas de válvula de bloqueo y brida ciega.

Para las conexiones de instrumentos el tamaño mínimo a utilizar será de 1½" RF; el acabado de las bridas para presiones >900 psig será RTJ o tongue and groove. Las conexiones de termovainas serán bridadas y serán de 1½" de diámetro interno mínimo.

Las tubuladuras revestidas de acero aleado para termovainas serán de diámetro nominal mayor para asegurar un diámetro interno mínimo de 1½".

2.4.3 PASOS DE HOMBRE Y DE INSPECCIÓN

Todos los recipientes con diámetro igual o superior a 1m. tendrán pasos de hombre.

El tamaño mínimo del paso de hombre será 20" de diámetro nominal en recipientes sin internos, y 24" en recipientes con internos y en columnas. En recipientes en los que puede ser necesario utilizar andamios internos para trabajos de inspección y reparación, el diámetro nominal de los pasos de hombre será 24". Todos los internos serán desmontables a través de los pasos de hombre.

En recipientes verticales con un solo paso de hombre, éste debe estar lo más bajo posible. En caso de requerir varios pasos de hombre, éstos estarán dispuestos de acuerdo a las necesidades de acometida y, en lo posible, igualmente espaciados.

Los recipientes con un diámetro interno de 1m. ó menor tendrán cabezal bridado, siempre que contengan internos a los que se deba acceder y cuyo desmontaje no sea posible a través de un paso de mano. Los recipientes que no tengan internos no necesitan disponer de cabezales desmontables.

2.4.4 SEPARADORES / DEPÓSITOS

Para el caso particular de los separadores la relación longitud / diámetro suele estar comprendida entre 3 y 5; esta relación será tal que el equipo ha de ser optimizado para cumplir los requisitos de proceso (tiempo de residencia y separación G/L).

TABLA 2.3 VALORES DE L/D PARA SEPARADORES

Presión de Diseño (bar g)	L/D recomendado
0 – 17	1.5 - 3.0
17 – 35	3.0 - 4.0
>35	4.0 - 6.0

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

En general, la disposición (horizontal / vertical) viene determinado por la relación G/L a separar. Para una relación alta G/L o para aplicaciones que manejen caudales bajos de gas, la orientación más común será vertical; para separadores L/L y de tres fases (G/L/L) éstos suelen ser horizontales.

2.4.5 TANQUES DE ALMACENAMIENTO

El dimensionamiento de los tanques de almacenamiento se hará con criterios de logística como: espacio disponible, hidráulica de los sistemas de succión, capacidad portante del terreno, etc.

Asimismo, debe tenerse en cuenta la normativa local en cuanto a distancias entre tanques y otros sistemas, agrupación dentro de cubetos (recintos) de distintos clases de productos, medidas de seguridad contra sobrellenado, conraincendios, etc.

Los principales códigos de diseño aplicables para el diseño de estos tanques son:

- API RP 650 Welded Steel Tanks for Oil Storage, (Presión de diseño < 2.5 psig).
- API RP 620 Recommended Rules for Design and Construction of Large Welded, Low Pressure Storage Tanks (Presión de diseño hasta 15 psig).
- API STD 2000 Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks Non Refrigerated and Refrigerated.

Las conexiones de nivel que producen enclavamiento (alarma), se realizarán de forma independiente a las conexiones de control / indicación de nivel.

En general el sobreespesor mínimo de corrosión será 1.5 mm en CS. En servicios ácidos se cumplirá con los requisitos de NACE MR0175 y NACE RP0472 y el sobreespesor de corrosión en este servicio será como mínimo 3 mm.

Para otros servicios corrosivos en acero al carbono, se utilizará un sobreespesor de corrosión mínimo de 3 mm.

Para unidades de aminas se tendrán en cuenta las recomendaciones de API 945. El sobreespesor de corrosión mínimo en acero al carbono será de 6 mm. Para amina pobre y temperaturas inferiores a 90°C se utilizará acero al carbono semicalmado y calmado.

2.4.6 INTERCAMBIADORES DE CALOR

2.4.6.1 Intercambiadores Carcasa y Tubo

Estos serán diseñados de acuerdo a la norma ASME VIII, Div. 1

El diseño térmico y mecánico se realizará mediante programas de software reconocidos como HTFS, HTRI ó B-JAC, STx, HTRI.

La presión de diseño de estos equipos ha de ser tal que la presión de diseño del lado de baja presión no sea inferior a 10/13 de la presión de diseño del lado de alta presión; en tal caso, no se requerirá dispositivo de seguridad del lado de baja presión para rotura de tubos. El approach mínimo recomendable de temperatura será de:

- 3 °C para rehervidores tipo Kettle
- 10°C para intercambiadores de tipo carcasa y tubos. (Nota 1)
- 15°C Para aerorrefrigerantes.

2.4.7 BOMBAS Y COMPRESORES

2.4.7.1 Bombas Centrífugas

Para bombas centrífugas se aplicará la norma API RP 610. En servicios auxiliares, (excepto servicio de combustibles), son admisibles bombas ISO 5199

Todas las partes de la bomba sometidas a presión deberán ser diseñadas para resistir la presión de trabajo máxima admisible.

El cálculo de las bombas se realiza a caudal normal, siendo el caudal normal el caudal de balance de materia del caso de operación más desfavorable.

El caudal de diseño ("rated") superará al de operación normal en los porcentajes que se establecen a continuación:

- Bombas de carga 20%
- Bombas de reflujo 25%
- Bombas de reciclo 20%
- Bombas producto a tanques 15%
- Bombas producto a exportación 20%
- Bombas fondo de columnas 25%

El NPSH disponible deberá ser al menos el 120% del NPSH requerido con un mínimo de 1m y no menos de 0,5 m. en el punto más desfavorable de la curva.

Las bombas que trabajen en paralelo deberán tener la misma presión de impulsión a válvula cerrada (esta presión deberá confirmarse durante la prueba de funcionamiento en el banco de pruebas). Los cuerpos a presión serán fabricados en acero al carbono o acero aleado.

La potencia del motor eléctrico se determinará de acuerdo con el siguiente criterio (basado siempre en el caso normal de operación):

- < 22 kW incremento del 25%
- 22 - 55 kW incremento del 15%
- > 55 kW incremento del 10%

2.4.7.2 Bombas Alternativas

Estas bombas cumplirán con API RP 674.

No se utilizará bombas alternativas en servicios con hidrocarburos licuados cuya presión absoluta de vapor a 15°C sea superior a 1 Bar (etano, propano, etc.).

2.4.7.3 Bombas Dosificadoras

Las bombas dosificadoras se diseñarán de acuerdo a API RP 675. Las bombas dosificadoras irán provistas de un amortiguador de pulsaciones en aspiración e impulsión y además estarán equipadas de un tubo de calibración en la aspiración de la bomba.

2.4.8 COMPRESORES

Los compresores centrífugos se diseñarán de acuerdo a API RP 617 y los compresores alternativos de acuerdo a API RP 618. Para el caso de compresores en unidades paquete, se ha de tener en cuenta el API Spec 11P.

La capacidad de diseño será como mínimo el 110% del caudal más desfavorable del balance de materia. La contratista tendrá en cuenta en la especificación del compresor las condiciones especiales de funcionamiento como puesta en marcha (presiones, caudales, y composición fuera de los rangos normales de operación).

2.4.9 TUBERÍAS

En general el Contratista tendrá en cuenta la pérdida de carga, velocidad y erosión para el cálculo de diámetro de tuberías. Generalmente en los casos donde hay limitaciones tanto de la pérdida de carga como velocidad, la condición más limitante determinará el tamaño de la línea. Se debe prestar especial atención de que no se supere la pérdida de carga disponible.

El cálculo de pérdida de carga y velocidad en la línea se realizará a caudal de diseño del equipo asociado (bomba, compresor, etc).

Los siguientes factores serán considerados:

- Capacidad requerida
- Presión diferencial disponible
- Fuerzas inducidos por el flujo
- Ruido/ Vibración
- Cambios instantáneos de presión
- Degradación del material de tubería-erosión, corrosión, cavitación
- Acumulación de líquido/ flujo “slug”

2.4.9.1 Tamaño de Tuberías

El tamaño mínimo de tuberías será de 1½” para tuberías de proceso, y sistemas de servicios auxiliares. Los tamaños de ¾” y 1” pueden ser utilizados, debidamente soportados y protegidos para servicios de:

- Aire de instrumentos
- Inyección química
- Servicios auxiliares para equipos (como refrigeración de bombas)
- Tuberías internas de skids
- Conexiones de muestra
- Conexiones de instrumentos
- Conexiones de venteo y purga
- Conexiones de drenaje

Para el cálculo de pérdida de carga se tendrán en cuenta las rugosidades que se listan en la siguiente tabla:

TABLA 2.4 RUGOSIDADES DE MATERIAL DE TUBERÍAS

Acero al carbono nuevo	0.046 mm
Acero al carbono corroído	0.5 mm
Acero inoxidable	0.046 mm
Titanio-Cupro Niquel	0.05 mm
Acero galvanizado	0.150 mm
Tubería recubierta de epoxi	0.005 mm
Polietileno, PVC	0.005 mm
GRP Fibra de Vidrio	0.02 mm

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

2.4.9.2 Criterios para líneas de Líquido

El dimensionamiento de líneas de líquido se hará basado en criterios de pérdida de carga y velocidad de acuerdo a los límites reflejados a continuación.

Para líquidos con sólidos, la velocidad no debe ser inferior a 1 m/s y no debe superar el 90% de la velocidad de erosión.

TABLA 2.5 CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO DE LÍNEAS EN SISTEMAS CON BOMBA

	Velocidad Max. (m/s)	$\Delta P/100m$ max.(bar)
Aspiración	1-2	0.11 (Temp.líqu. < Temp ebullición)
		0.05 (Temp.líqu. = Temp ebullición)
Descarga	3.5	0.45

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

2.4.9.2.1 Líneas de Líquido por Presión Diferencial

Estas líneas se dimensionarán en base a la velocidad de erosión del material de tubería. Donde la pérdida de carga es crítica se debe de dimensionar la línea de manera que la pérdida de carga por fricción no supere el 35% de la presión disponible.

Líneas aguas arriba de válvulas de expansión deben ser dimensionadas de manera que no se produzca vaporización antes de la válvula. Líneas con líquido a temperatura de equilibrio aguas arriba de medidores de caudal se dimensionarán con los mismos criterios que las líneas de aspiración de bombas y la presión antes del medidor será superior al rango de presión diferencial del medidor.

Líneas de líquido por gravedad serán dimensionadas para una pérdida de carga máxima de 0.2psi / 100ft (0.05Bar / 100m) y velocidad máxima de 12 ft/seg (3,6 m/seg).

2.4.9.3 Líneas de Gas

El dimensionamiento de líneas de gas se hará basado en criterios de pérdida de carga y velocidad de acuerdo a los límites reflejados a continuación.

En general las líneas de gas se dimensionan para que no se supere el nivel aceptable de ruido en la planta.

Tuberías con gas a temperatura de equilibrio y/o con líquido arrastrado se dimensionarán como líneas de gas, sin embargo se tendrá en cuenta la velocidad de erosión.

TABLA 2.6 CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO DE LÍNEAS DE GAS/VAPOR

Presión de operación (bar)	$\Delta P/100$ m (bar)
0 a 7	0.01 a 0.04
7-35	0.04 a 0.11
35 - 140	0.11 a 0.27
> 140	P / 500

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

En todos los casos se debe verificar que no se supere la pérdida de carga disponible en el sistema.

2.4.9.4 Líneas de Compresores

Para líneas de aspiración y descarga de compresores se utilizarán los criterios que se listan a continuación:

TABLA 2.7 CRITERIOS DE DISEÑO PARA LÍNEAS Y COMPRESORES

Tipo de compresor	$\Delta P/100$ ft (psi)	Vmax (ft/min)
Compresores centrífugos, aspiración	$0.043P^{0.5}$ max 1.0	$<3540/\rho_v^{0.25}$
Compresores centrífugos, impulsión	$0.043P^{0.5}$ max 1.0	$<6000/\rho_v^{0.5}$
Compresores alternativos, aspiración	$0.043P^{0.5}$ max 1.0	$<2000/(28.8 \text{ MW})^{0.5}$
Compresores alternativos, impulsión	$0.043P^{0.5}$ max 1.0	$<3000/(28.8 \text{ MW})^{0.5}$

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

Siendo: ρ_v , la densidad del gas en lb/ft³ y MW el peso molecular del gas.

En ningún caso la velocidad del fluido debe superar 70 m/s con fin de evitar problemas de ruido y vibraciones.

2.4.10 VÁLVULAS DE CONTROL

Los parámetros más importantes para el dimensionamiento de una válvula de control son, el caudal y la presión diferencial.

Normalmente se dará el caudal normal del fluido que pasa a través de la válvula. En los casos que se requieran, también se indicarán los caudales máximo y mínimo.

Estos caudales vendrán determinados por el balance de materia de la planta o bien establecidos en las Bases de Diseño del Proyecto.

En los casos que no estén definidos, se estimarán de la siguiente manera:

- Caudal máximo: será el caudal de diseño del equipo correspondiente, normalmente suele ser del 5 al 20% superior al caudal normal (en unidades de Proceso del 5 al 15% y en servicios auxiliares del 10 al 20%).
- Caudal mínimo: en plantas de proceso suele ser del 40 al 60% del caudal normal. Para Servicios Auxiliares, este porcentaje puede llegar a veces al 20% del caudal normal.

La presión diferencial es la caída de presión requerida en la válvula de control para los caudales mínimo, normal y máximo.

Los criterios a seguir para especificar la presión diferencial en válvulas de control son:

- Caudal máximo: La presión diferencial será el valor más alto de los valores que se indican a continuación:
 - Mínimo 0,7 kg/cm²
 - En función de la presión de operación aguas abajo de la válvula la presión diferencial será:

TABLA 2.8 CRITERIOS DE DISEÑO PARA VÁLVULAS

P (kg/cm ² g)	Pres. Diferencial
<14	10% de "P"
14 - 28	1.4 kg/cm ²
>28	5% de "P"

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

- El 18% de las pérdidas de fricción, correspondientes a los equipos y tuberías del sistema o bien el 15% incluyendo: las pérdidas de fricción de equipo tubería y la presión diferencial de la válvula de control.
- Caudal normal: La presión diferencial será el 50% de las pérdidas de fricción del sistema correspondientes a los equipos y tuberías del sistema, o bien el 33% de las pérdidas de fricción incluyendo la presión diferencial de la válvula de control.

2.5 CARACTERÍSTICAS DE LA NUEVA TECNOLOGÍA

2.5.1 BOMBAS MULTIFÁSICAS Y MEDIDORES MULTIFÁSICOS

Con el propósito fundamental de contribuir al desarrollo tecnológico de la empresa y a la mejora continua de los procesos de producción, se propone la aplicación de la tecnología multifásica en la medición y movimiento de los fluidos de producción. La formulación y diseño del presente modelo de producción, permitirá alcanzar mejoras substanciales en indicadores claves de performance como: costos de producción, tiempos de gestión e incremento de la productividad.

Esta nueva tecnología a establecerse en el campo Drago, presenta una serie de ventajas respecto de los sistemas convencionales, permitiendo básicamente la simplificación drástica de las instalaciones de producción y su operación. Teniendo en cuenta el riesgo que involucra la reingeniería de los procesos, hasta conseguir la mejora continua, por lo que, para los pozos perforados actualmente y a perforarse se propone el uso de un medidores multifásico y de bombas multifásica, como paso prioritario al uso completo de esta tecnología cuyo resultado deberá asegurar el éxito del cambio propuesto.

Esta nueva tecnología, a aplicar en la operación de los yacimientos, debe cumplir con las exigencias operacionales, asegurar la integridad, inalterabilidad y la

obtención en tiempo y forma de la información requerida y ser intrínsecamente segura.

2.5.2 BENEFICIOS DE USAR UN SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO

2.5.2.1 Bombeo Multifásico

Es la transferencia de varios productos (agua, crudo, gas y arena) provenientes del pozo, utilizando un solo equipo.

Las bombas multifásicas hacen que la presión de los cabezales de pozo disminuya, aumentando el diferencial de presión y por lo tanto aumentando la producción.

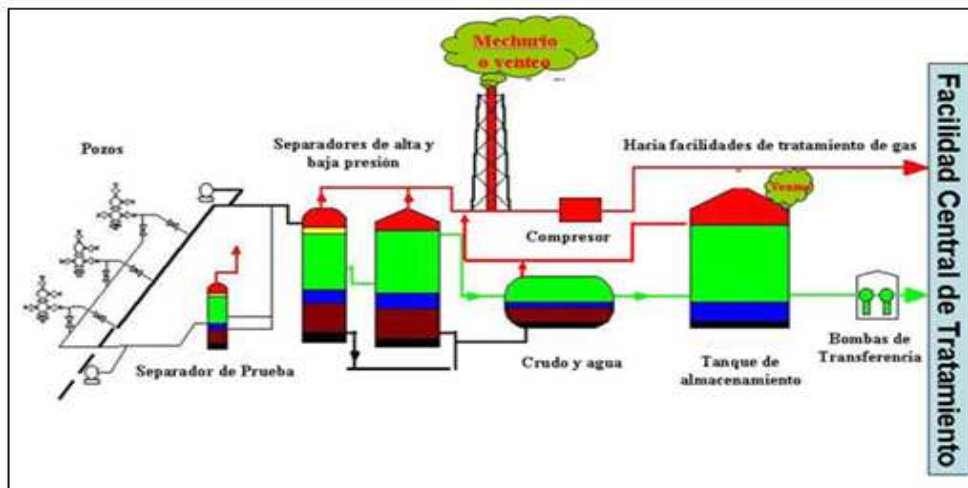
Estas bombas son utilizadas en campos donde la producción es:

- Pozos en declinación (para aumentar producción y vida del proyecto)
- Marginal (lejos de las facilidades de producción)
- Costa afuera
- Sistemas de transferencia en tuberías
- Proyectos en desarrollo

2.5.2.2 Sistema Convencional de Bombeo

En los sistemas convencionales, se envía el crudo proveniente de los distintos pozos a una planta de tratamiento cercana o en la locación, donde se separa el crudo en sus distintas fases y luego se transporta a las unidades de fiscalización. Por lo tanto era indispensable una alta presión de cabeza, proporcionada por las bombas de fondo, que permita que el fluido llegue a la planta de tratamiento con la presión de operación requerida.

FIGURA 2.26 ESTACION DE FLUJO CONVENCIONAL

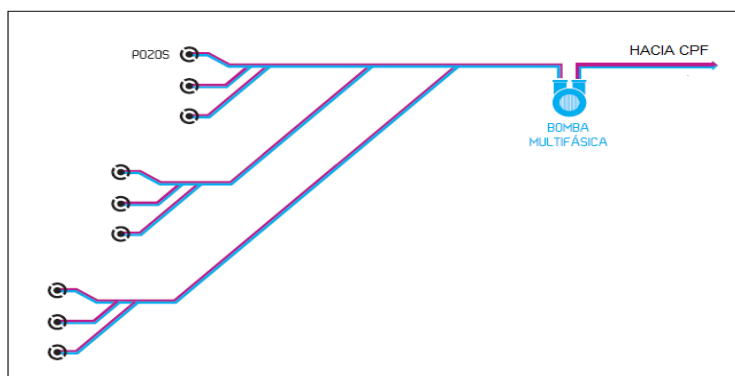


Fuente: www.ctg21.com/documents/Multifasico.pdf

Por lo tanto con la instalación de un sistema de bombeo multifásico en las islas de producción no es necesario implementar una planta de procesamiento cercana a dichas islas.

Debido a la capacidad que tiene este tipo de bombas para manejar la mezcla de gas, agua, crudo y partículas sólidas, la mezcla va de los pozos directamente a la succión de la bomba sin tener que separar los componentes ni pasar por ningún otro equipo, de ahí es bombeada una estación de recolección como se muestra en la figura:

FIGURA 2.27 SISTEMA DE BOMBEO CON BOMBA MULTIFÁSICA

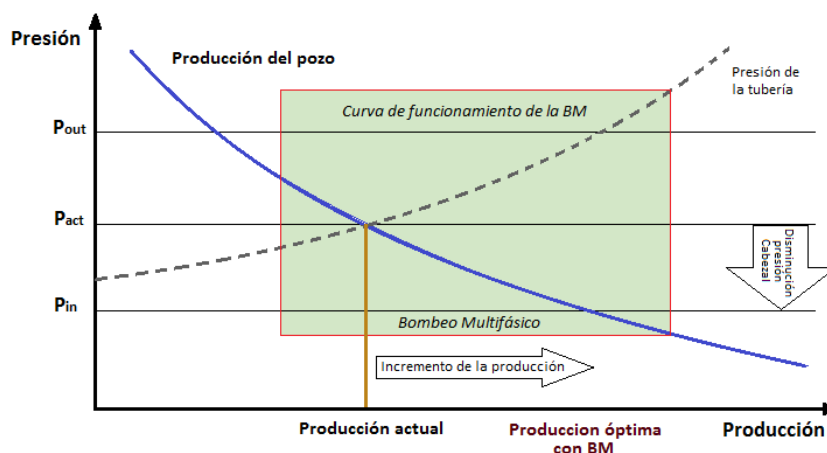


Fuente: Revista Bornemann Pumps, bombeo multifásico

La planta central de procesos puede estar lejos de los pozos, obteniéndose los siguientes beneficios:

- Aumento en la producción debido a la disminución de presión requerida en la cabeza de los pozos.

FIGURA 2.28 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN CON BOMBA MULTIFÁSICA



Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

La producción disminuye en la función de la longitud de la línea de flujo.

Cuando se tiene mayor longitud, se necesita mayor presión de la bomba por la fricción.

En el cruce de las dos líneas se instala el bombeo multifásico y es ahí cuando la distancia no me altera la producción del pozo y no me altera las pérdidas por presión; ya que regulo la bomba para vencer la resistencia de la tubería por pérdidas de fricción y la contrapresión por la longitud.

- Transporte de la mezcla completa de líquido y gas asociado por una sola tubería.

- La velocidad de la bomba puede ser manualmente ajustada o controlada automáticamente por la presión de entrada del sistema de bombeo.
- Elimina las emisiones de gas al ambiente
- Sistema de producción más simple con menor requerimiento de mantenimiento y supervisión por lo que reduce los costos de mantenimiento y operación.
- Menor inversión de capital
- Aprovechamiento del gas para su industrialización.

2.5.2.3 Ventajas operacionales

El bombeo multifásico se usa para sustituir el sistema convencional de estaciones de flujo. Este sistema está compuesto por separadores, bombas de líquido, compresor de gas y tuberías de exportación. En el sistema convencional, la mezcla proveniente de los pozos pasa por separadores de alta y baja presión donde se separa parte del agua y todo el gas de la mezcla.

Parte de ese gas es liberado al ambiente y la otra parte pasa por un compresor hasta llegar a la planta de tratamiento de gas. El resto de la mezcla (crudo y agua) pasa por otro separador y de ahí va a un tanque de almacenamiento de crudo para posteriormente ser bombeado.

2.5.3 BOMBAS MULTIFÁSICAS

Existen muchos tipos de bombas para diferentes aplicaciones. Los factores más importantes que permiten escoger un sistema de bombeo adecuado son: presión última, presión de proceso, velocidad de bombeo, tipo de gases a bombear (la eficiencia de cada bomba varía según el tipo de gas).

2.5.3.1 Tipos de Bombas Multifásicas

2.5.3.1.1 Bombas multifásicas de desplazamiento positivo

En las bombas multifásicas de desplazamiento positivo el movimiento del fluido es causado directamente por el movimiento de la bomba mecánica, que obliga a que el líquido realice el mismo movimiento que está accionado. El líquido es expulsado, sucesivamente, se llena y con un volumen de espacio en el interior de la bomba. Las fuerzas de transmisión del líquido tienen la misma dirección general de circulación del fluido.

2.5.3.1.2 Bombas de doble tornillo

Las bombas de doble tornillo son un tipo especial de bombas rotativas de desplazamiento positivo, en el cual el flujo es atrapado en las roscas de los tornillos y viaja de forma axial hacia la zona de descarga.

En este tipo de bombas, gira simultáneamente debido al accionamiento externo del motor. La rotación de los tornillos hace que las roscas se engranen entre sí, formando junto con la carcasa externa, cámaras cerradas. Estas cámaras son las responsables de tomar el fluido desde la succión y lo transportan axialmente a lo largo de los tornillos hasta la descarga, donde las roscas de los tornillos se desengranan progresivamente y liberan el fluido.

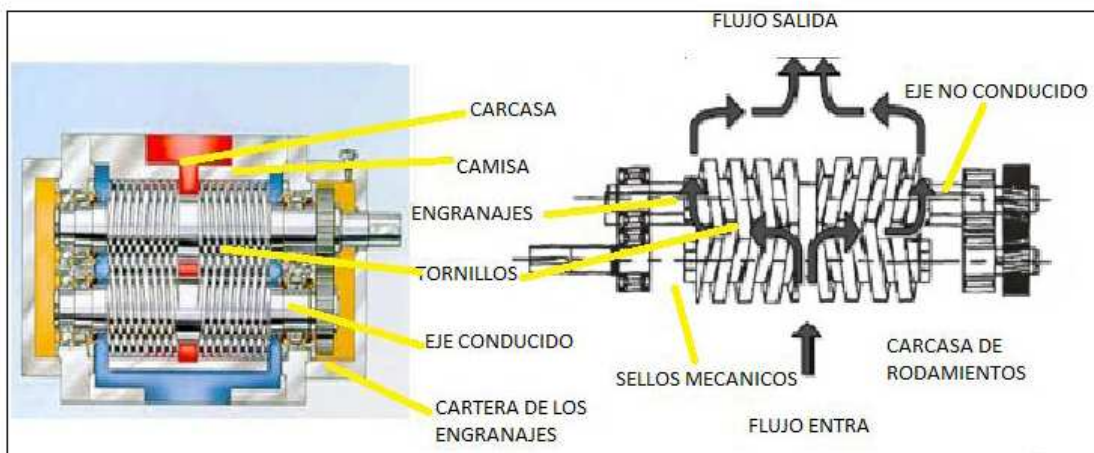
La bomba de tornillo multifásica está diseñada para la aplicación de la carga Positiva Neta de Succión (NPSH) bajo, de flujo alto y de alta viscosidad. Altamente fiable en servicios difíciles, puede tratar lechadas 70% sólidas a través de peso y aplicaciones multifásicas 100% fracciones de vacío de gas.

FIGURA 2.29 BOMBA DE TORNILLO MULTIFÁSICA



Fuente: Bornemann Proposal Number: UN21001084 Rev.00

FIGURA 2.30 CORTE TRANSVERSAL DE UNA BOMBA DE TORNILLO MULTIFÁSICA



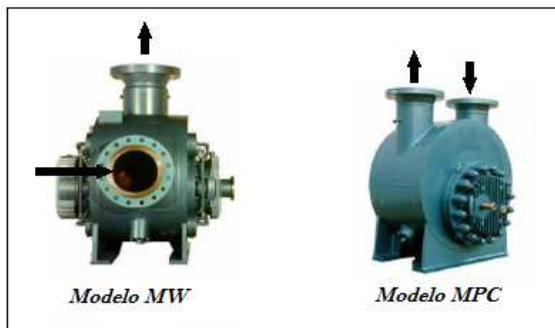
Fuente: Bornemann Proposal Number: UN21001084 Rev.00

2.5.3.1.3 Bombas Bornemann

Estas bombas según su marca son de doble tornillo de desplazamiento positivo, en los cuales el movimiento de un fluido causado por la disminución del volumen de una cámara y el aumento de volumen de otra cámara, donde el fluido siempre está contenido entre el elemento impulsor y la cámara.

La entrada y salida del fluido de la bomba multifásica se muestran en la siguiente figura:

FIGURA 2.31 MODELOS DE BOMBAS MULTIFÁSICAS



Fuente: www.ctg21.com/documents/Multifasico.pdf

Las bombas Multifásicas Bornemann son bombas de doble tornillo de desplazamiento positivo, en los cuales el movimiento de un fluido es causado por la disminución del volumen de una cámara y el aumento de volumen de otra cámara, donde el fluido siempre está contenido entre el elemento impulsor y la cámara.

Dependiendo de las condiciones de operación, tipo de mezcla y aplicación pueden diferenciarse dos modelos de bomba, las MW y las MPC.

TABLA 2.9 CARACTERÍSTICAS DE LAS BOMBAS MULTIFÁSICAS

Modelo MW	Modelo MPC
- Flujo convencional, el fluido entra y sale de una sola forma: entra por los extremos y sale por el centro de los tornillos.	-Flujo reversible, entra por el centro y sale por los extremos de los tornillos.
- La succión esta situada lateralmente y la descarga en el tope	- La succión y descarga están situadas en la parte superior de la bomba.
- Diferenciales de presiones hasta 700 lpc y menor	- Diferenciales de presiones hasta 1000 lpc y menor
- FVG moderado, menor a 96%	- FVG alto (compresor de gas húmedo), mayor a 96%

Fuente: Revista 3 "Bornemann Multiphase Pumps And Systems"

2.5.3.1.4 Bombas Multifásicas centrífugas

Las bombas centrífugas son utilizadas para el bombeo de productos neutrales como agresivos, líquidos puros o contaminados, líquidos fríos o calientes, tóxicos, y líquidos dañinos para el medio ambiente como aguas calientes, aceites lubricantes,

emulsiones, aceites térmicos y productos químicos. Las bombas de esta serie son construidas como un sistema modular.

FIGURA 2.32 BOMBA MULTIFÁSICA CENTRÍFUGA



Fuente: Revista Bornemann Pumps, bombeo multifásico

2.5.4 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS BOMBAS MULTIFÁSICAS

La capacidad de la bomba va a depender de la velocidad de operación, diferencial de presión, el paso de los tornillos y la viscosidad del fluido. Por ejemplo, la capacidad aumenta a medida que la viscosidad aumenta.

Las bombas son capaces de manejar líquidos de alta y baja viscosidad incluyendo fluidos que contienen hasta un 100 % de gas (MPC), lo cual ha influido en el amplio diseño que tiene la carcasa. También son capaces de manejar fluidos abrasivos, siempre y cuando se haga la selección correcta de los materiales para el rotor.

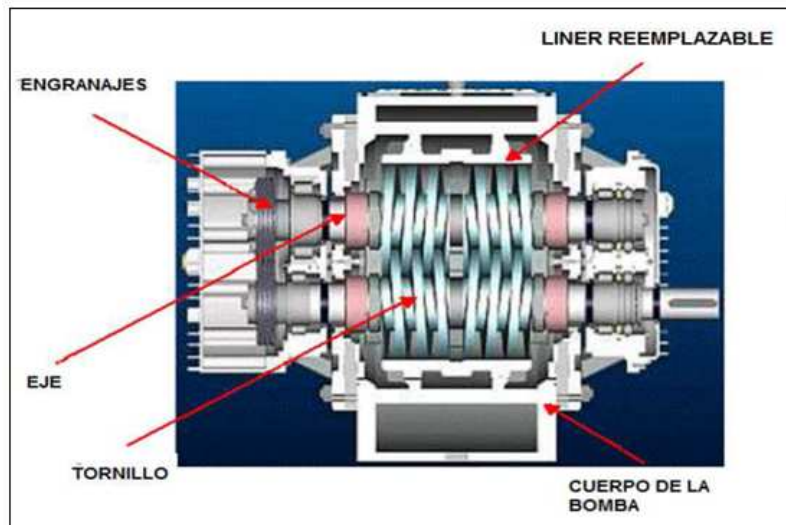
Debido a que no hay contacto entre los elementos rotativos (ejes y tornillos), la bomba puede trabajar en seco (sin ser esta su condición ideal) durante más tiempo. En el caso de las MW hasta media hora y una hora para las MPC.

Otros elementos importantes en la bomba son:

- La válvula de circulación, la cual se encarga de recircular una pequeña parte del fluido que viene de la succión de la bomba para evitar que la bomba funcione en seco y garantizar que exista lubricación continua de los elementos rotativos.
- Sellos mecánicos, los cuales evitan la fuga de líquido y son capaces de soportar las presiones que se generan dentro de la bomba.
- Rodamientos diseñados para soportar cargas radiales y axiales.
- Camisa reemplazable.

2.5.5 INFORMACIÓN DE LA BOMBA

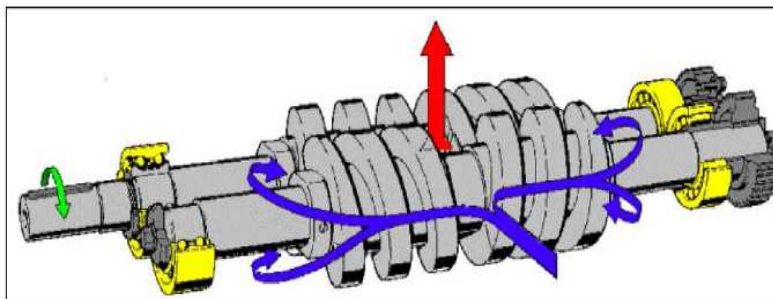
FIGURA 2.33 CORTE TRANSVERSAL DE LA BOMBA MULTIFÁSICA



Fuente: Revista 3 "Bornemann Multiphase Pumps And Systems"

El sistema de bombeo emplea una bomba de tornillo, que es una bomba hidráulica de desplazamiento positivo, con dos ejes con tornillos excéntricos que se mueven dentro de una camisa y hacen fluir el líquido entre los tornillos y la camisa como se muestra en la siguiente figura:

FIGURA 2.34 DIRECCIÓN DEL FLUJO EN BOMBAS MULTIFÁSICAS DE DOS EJES



Fuente: Revista 3 "Bornemann Multiphase Pumps And Systems"

2.5.6 BENEFICIOS DE USAR BOMBAS MULTIFÁSICAS

- Se utilizan para fluidos abrasivos, de alta y baja viscosidad y con alto contenido de gas.
- Aumentan la producción en pozos declinantes y para optimizar la producción en campos nuevos.
- El diseño y los materiales de construcción del rotor, además de garantizarnos mayor resistencia a la corrosión y deformación, disminuyen los costos de fabricación ya que en el caso de que sea necesario un material endurecido para los tornillos (debido al tipo de fluido a manejar), no sería necesario construir el eje con el mismo material lo cual encarecería la bomba.

2.5.7 IMPACTO MÍNIMO

Debido al diseño de la bomba multifásica no hay fugas de gas ó líquidos. La energía ahorrada a través del uso de los gases anteriormente quemados es también una contribución para mantener nuestro ambiente limpio.

La separación en el pozo requiere un costoso transporte múltiple de los productos separados. El principio multifásico de transporte antes de la separación protege el ambiente por medio de un consumo de energía considerablemente bajo y utilizando

menos terreno. Los gases antes quemados, están ahora disponibles por ejemplo para: generación de energía, ventas ó inyección de gases.

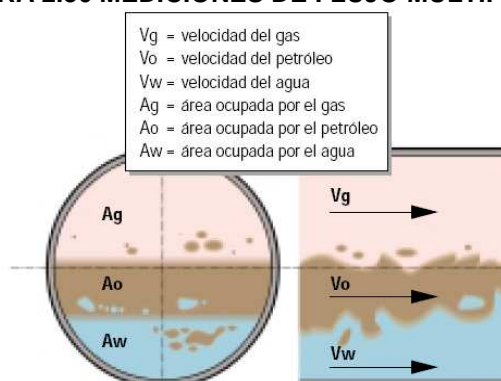
FIGURA 2.35 MÍNIMO IMPACTO CON EL USO DE BOMBAS MULTIFÁSICAS



Fuente: Revista 3 "Bornemann Multiphase Pumps And Systems"

2.6 MEDICIONES MULTIFÁSICAS

FIGURA 2.36 MEDICIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO



Fuente: Revista Oilfield

A diferencia de los separadores convencionales, los medidores de flujo multifásicos miden continuamente el flujo de gas, petróleo y agua sin separar físicamente la corriente de flujo en fases de fluidos individuales.

Los medidores de flujo multifásico reciben los fluidos trifásicos directamente desde una línea de flujo, realizan las mediciones e inmediatamente devuelven los fluidos a la línea de flujo. Estos medidores muestran los resultados de las mediciones a los pocos minutos de ser puestos en operación.

La caída de presión producida en los medidores de flujo multifásico es significativamente menor que la que se produce en los separadores convencionales, lo que permite que las pruebas de pozos se realicen en condiciones de producción similares a las reales.

2.6.1 EL MEDIDOR MULTIFÁSICO

FIGURA 2.37 MEDIDOR MULTIFÁSICO



Fuente: Revista Oilfield

El medidor multifásico mide:

- Fracción y velocidad de crudo
- Fracción y velocidad de agua
- Fracción y velocidad de gas

Calcula:

- Tasa de flujo de crudo
- Tasa de flujo de agua
- Tasa de flujo de gas

2.6.1.1 Beneficios de usar un Medidor Multifásico

- Optimiza la producción durante la vida útil del pozo
- Optimiza el número de pozos a probar
- Detecciones tempranas (Pérdidas, irrupción de agua o gas)
- Supervisión continua y en tiempo real
- Menor espacio físico requerido, instalaciones más económicas
- Reducción en el mantenimiento comparado con el separador de prueba
- Fácil instalación

Entre las aplicaciones están:

- Pruebas de Pozos
- Monitoreo de Pozos
- Control de producción

Su instalación se la realiza:

- En la línea
- En un Skid Portable o fijo

2.6.2 CARACTERÍSTICAS DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO

- No utiliza fuentes radioactivas
- Instalación vertical
- No tiene partes móviles
- Fácil operación
- Máxima temperatura de operación 330 F
- Medición instantánea de producción de crudo, agua y gas en línea
- Medidas basadas en relaciones físicas

- Un solo punto de medición - elimina discrepancias
- Independiente de las condiciones de flujo y del régimen de flujo
- Alta frecuencia de respuesta a condiciones dinámicas
- Opera de 0-100% corte de agua
- Requiere extremadamente bajo mantenimiento
- Validado con crudo pesado de hasta 2300 cp
- Capacidad para muestreo PVT
- Muy poco espacio requerido y poco peso
- Operación remota (en caso de necesitarse en el futuro)
- Aprobado su uso por la Dirección Nacional de Hidrocarburos
- Servicio y soporte a nivel local y mundial
- Repuestos en stock en el Ecuador

2.6.3 CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS

- Medidores tipo separación.
- Medidores en línea.
- Otros

2.6.3.1 Medidores Tipo Separación

Los medidores tipo separación son la clase de medidores que su principal característica es la de actuar en forma completa o parcial en la separación de los fluidos multifásicos, seguido de la medición en línea de cada una de las tres fases.

Un ejemplo de este tipo de medidor es el separador de prueba que es encontrado en la estación producción, es básicamente un medidor de tres fases. Separa las tres fases y realiza las mediciones de flujo del petróleo, agua y gas.

2.6.3.1.1 Separación de Flujo Total

Este tipo de medidor principalmente es representado por su separación del flujo multifásico total, usualmente una separación parcial de gas y líquido. El flujo de gas es cuantificado por un medidor de flujo de gas de fase individual con buena tolerancia de líquido guardado, mientras la rata de flujo de líquido es por un medidor de rata de flujo líquido. La proporción agua en líquido puede ser determinada por un medidor de fracción de agua en línea.

2.6.3.1.2 Separación en Línea de Prueba

En cambio este tipo de medidor es caracterizado por el hecho que la separación no está realizada en el flujo multifásico total, pero sí en un conducto de muestra de flujo. La muestra de flujo es típicamente separada dentro del gas y el líquido, donde después la proporción de agua en líquido en la muestra de la corriente puede ser determinada usando un medidor de fracción de agua en línea. La rata de flujo multifásico total y la proporción del gas líquido pueden ser medidas en la línea de flujo principal.

2.6.3.2 Medidores en Línea

Los medidores multifásicos en línea están caracterizados en que la medida completa de las fracciones de fase y la rata de flujo de fase son realizadas directamente de la línea de flujo multifásico sin ninguna separación del flujo, es decir en la tubería. El volumen de la rata de flujo de cada fase es representado por la fracción de área multiplicada por la velocidad de cada fase. Esto significa que un mínimo de seis parámetros tiene que ser medidos o estimados.

2.6.3.3 Otras Categorías de Medidores Multifásicos

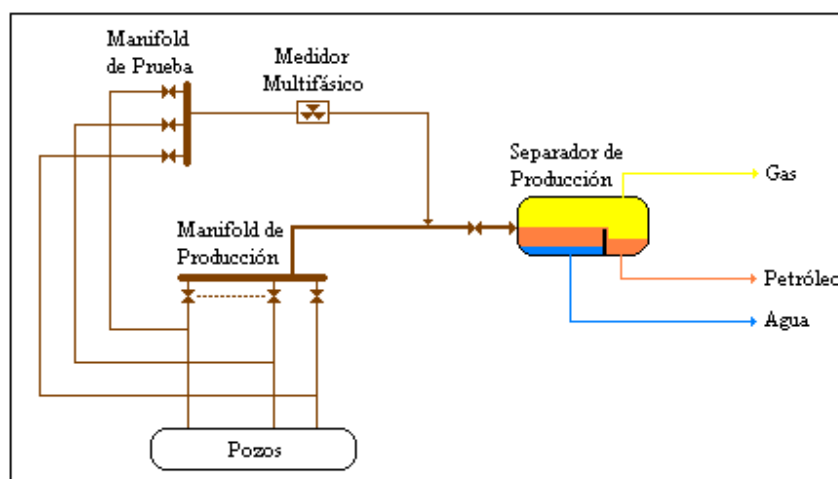
Otras de las categorías de los medidores multifásico son sistemas de proceso de señal avanzada, es decir estimando fracciones de fase y ratas de flujo de análisis de las señales de variantes de tiempo de sensores en la línea de flujo multifásico.

Estos sensores pueden ser acústicos, presión u otros tipos. La señal de procesamiento puede ser una red neural u otro modelo de reconocimiento o por ejemplo un sistema de tratamiento de señal estática.

2.7 PRUEBA DE POZO CON EL MEDIDOR MULTIFÁSICO

Para la prueba de pozo con el medidor Multifásico se utiliza este equipo, que reemplaza el separador de prueba igualmente para analizar la producción de cada pozo. En los medidores Multifásico no se separan las fases para ser cuantificadas, sino al mismo tiempo que fluye el crudo, es decir en tiempo real. Así con menor tiempo de prueba y cierre del pozo.

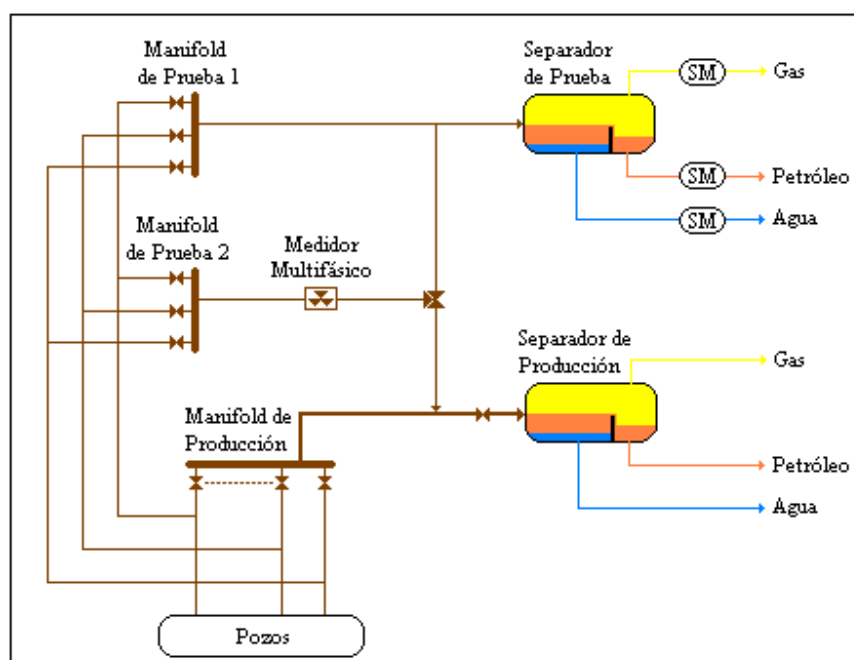
FIGURA 2.38 PRUEBA DE POZO CON EL MEDIDOR MULTIFÁSICO



Fuente: Petroproducción

Se debe tomar en cuenta que la medición multifásica puede ser usada para elevar la capacidad de prueba completa utilizando un separador de prueba para la medición de fase individual.

FIGURA 2.39 PRUEBA DE POZO CON EL MEDIDOR MULTIFÁSICO USANDO UN SEPARADOR DE PRUEBA



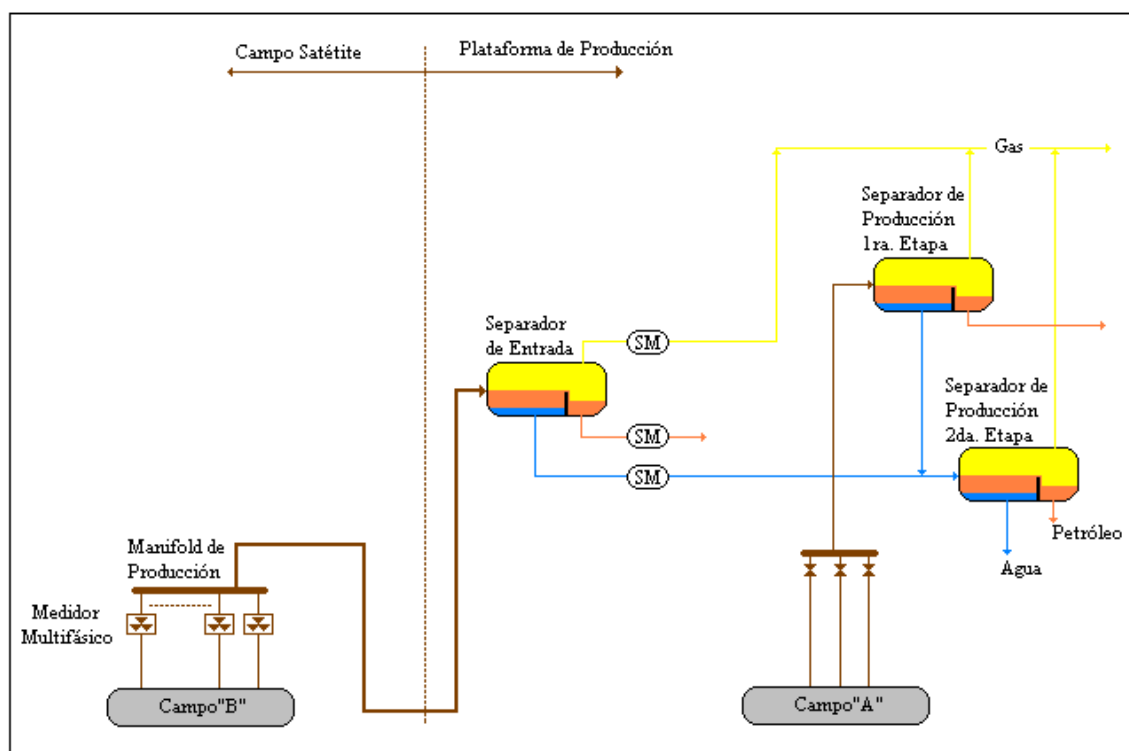
Fuente: Petroproducción

2.8 MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN CON EL MEDIDOR MULTIFÁSICO

Para tener una medición de producción del campo como prueba de pozo se determina mediante medidores multifásicos. Esto remueve la necesidad para una línea de prueba separada y un sistema manifold.

Asumiendo que un separador de entrada, sería aún necesario sobre la plataforma de producción, un concepto de medida típica de producción multifásica podría ser como lo muestra la figura:

FIGURA 2.40 MEDIDA TÍPICA DE LA MEDICIÓN MULTIFÁSICA



Fuente: Petroproducción

En la figura se muestra el campo "B" con el uso del medidor multifásico para prueba del pozo y medición de la producción.

En resumen, a medida que se difunda su utilización, los medidores de flujo multifásico reemplazarán a los separadores convencionales en muchas aplicaciones de pruebas de pozos y eliminarán la necesidad de disponer de instalaciones costosas, que ocupan muchos espacios en ciertos emplazamientos de producción.

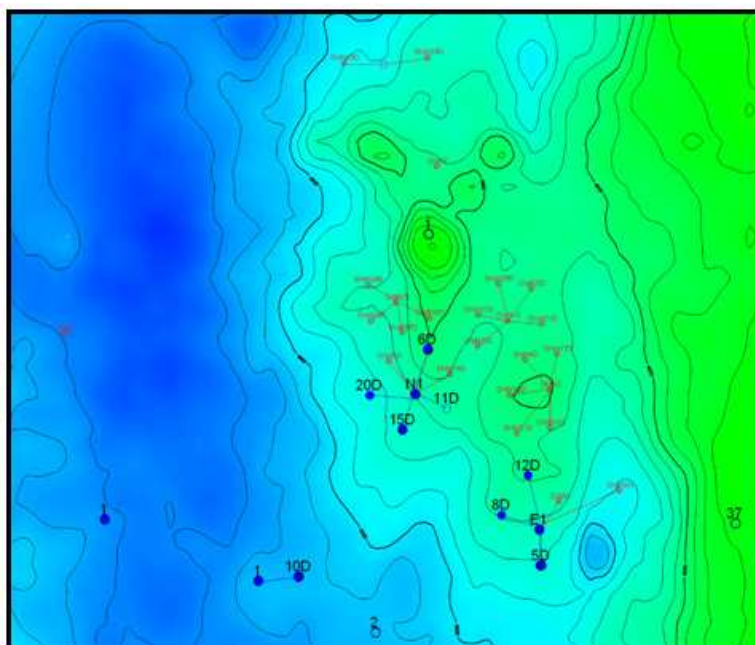
CAPÍTULO III

DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO

En este capítulo se realizará un estudio, análisis y diseño de las facilidades de producción del Campo Drago, mediante el uso de equipos, instrumentos y demás accesorios de nueva generación con la finalidad de optimizar todos los procesos involucrados.

3.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

FIGURA 3.1 MAPA DE UBICACIÓN DE LAS LOCACIONES EN EL CAMPO DRAGO



Fuente: Petroproducción

El Campo Drago cuenta con cuatro locaciones de producción:

- Drago 1

- Drago Norte
- Drago Este
- Condorazo

3.2 FACILIDADES EXISTENTES

Actualmente se cuenta con las siguientes facilidades instaladas:

3.2.1 DRAGO ESTE

En esta locación se recibe la producción de los pozos Drago Este: 01, 05, 08 y 12.

La producción de los pozos llega hacia un múltiple de producción para 4 pozos donde se direcciona los fluidos hacia las botas de gas o hacia los tanques bota los mismos que se encuentran instalados en paralelo conectados a la salida del manifold o a la salida de las botas de gas.

Se tiene un Scrubber en la línea de salida del gas antes del mechero múltiple, para remover líquidos que han sido arrastrados, mientras que el gas es quemado en el mechero. El líquido finalmente es transportado por medio de Vácuum desde la línea de descarga conectada en paralelo hacia la estación Shushufindi Central.

Las siguientes facilidades se encuentran actualmente instaladas:

- Pozos perforados: 01, 05, 08 y 12
- 1 Múltiple de producción para 4 pozos
- 4 Tanque botas; 2 de 500 bls. y 2 de 600 bls. de capacidad
- 2 Botas de gas
- 3 Vácuum para el transporte
- 4 Generadores
- 4 Variadores

- 1 Mechero múltiple
- 2 Scrubber de gas
- 1 Tanque de químicos de 55 bls. de capacidad

3.2.2 DRAGO NORTE

En esta locación se recibe la producción de los pozos Drago Norte: 01, 06, 11, 15 y 20.

La producción de los pozos llega hacia un múltiple de producción para 6 pozos donde se direcciona los fluidos hacia las botas de gas o hacia los tanques bota los mismos que se encuentran instalados en paralelo conectados a la salida del manifold o a la salida de las botas de gas.

Se tiene 2 Knockout Drum en la línea de salida del gas antes del mechero múltiple y el gas es quemado en el mechero múltiple. El líquido es transportado por medio de Vácuum desde la línea de descarga conectada en paralelo hacia la estación Shushufindi Central.

Las siguientes facilidades se encuentran actualmente instaladas:

- Pozos perforados: 01, 06, 11, 15, 20
- 1 Múltiple de producción para 6 pozos
- 4 Tanques bota; 3 de 500 bls y 1 de 900 bls de capacidad
- 2 Botas de gas
- 2 Knockout Drum (KOD) localizados en la línea de salida del gas antes del mechero
- 4 Generadores
- 4 Variadores
- 1 Tea múltiple

- 1 Tanque de químicos de 55 bls de capacidad
- 3 Bombas de químicos
- 4 Tanques con antiescala
- 1 Tanque de demulsificante
- Se usan 4 Vácuum para el transporte de 150 bls de capacidad
- Actualmente se construye 2 tanques empernados de 10000 bls de capacidad

3.2.3 DRAGO 1, 10D, 11D

En esta locación se recibe la producción del pozo Drago 01, El pozo Drago 10D se encuentra cerrado por su abundante producción de agua, mientras que el pozo Drago 11D no se encuentra todavía perforado.

La producción de Drago 01 es direccionada desde el cabezal del pozo hacia la bota de gas, en donde se separa el gas del líquido producido; el gas es enviado hacia un scrubber de gas y finalmente es quemado en el mechero, en tanto que el líquido es almacenado en los tanques bota de reposo, para finalmente ser transportado en Vacuum por medio de la línea de descarga a la salida del tanque hacia la estación Shushufindi Central.

Se tiene las siguientes facilidades instaladas:

- 2 Tanques bota de reposo de 500 bls de capacidad
- 1 Scrubber de gas en la línea de salida del gas antes del ingreso al mechero
- 1 Mechero ecológico para la quema del gas producido
- 1 Generador
- 1 Tanque de diesel de 6000 galones de capacidad
- 1 Variador de velocidad
- 1 Tanque de químicos

- 2 Tanques con antiescala

3.2.4 DRAGO 2

- Pozo seco, con proyecciones a hacerlo reinyector

3.2.5 CONDORAZO 01

Su producción es añadida a la producción de los campos Drago por su cercanía a estos.

La producción del Condorazo 01 es direccionada desde el cabezal del pozo hacia el tanque bota de reposo, en donde se separa el gas del líquido producido; el gas es enviado hacia un Scrubber de gas y finalmente es quemado en el mechero, en tanto que el líquido es transportado en Vácuum por medio de la línea de descarga a la salida del tanque hacia la estación Shushufindi Central.

Las facilidades instaladas son:

- 1 Tanque bota de reposo de 500 bls. de capacidad
- 1 Scrubber de gas
- 1 mechero ecológico
- 1 Generador
- 1 Variador de velocidad
- 1 Tanque de químicos
- 2 Tanques con antiescala

3.3 SITUACIÓN ACTUAL

El transporte del fluido líquido (petróleo y agua) se lo realiza utilizando unidades Vácuum con capacidad de 150 barriles, disponiendo al momento de 7 unidades.

En Drago Este se realiza un promedio de 6 a 10 viajes al día, utilizando 3 Vácuums, mientras que para Drago Norte se usan 4 y se realiza un aproximado de 38 viajes al día.

La producción se recibe de los pozos y se la direcciona hacia el Manifold y posteriormente a las botas y tanque botas instalados en cada Pad.

El gas resultante del proceso de desgasificación en el tanque bota, está siendo quemado a través de teas existentes en cada Pad, con un volumen total aproximado de 1576 MPCD, mientras que el fluido líquido es transportado en Vácuums actualmente hacia la Estación Central Shushufindi.

En cuanto a la parte eléctrica, debido a la falta de líneas de subtransmisión y distribución de energía para este campo, ha sido necesario instalar grupos electrógenos en sitio de 275 Kw y 365 Kw para cubrir con el requerimiento energético, produciéndose una subutilización de dichos equipos.

3.4 MODELO DE ESTACIÓN

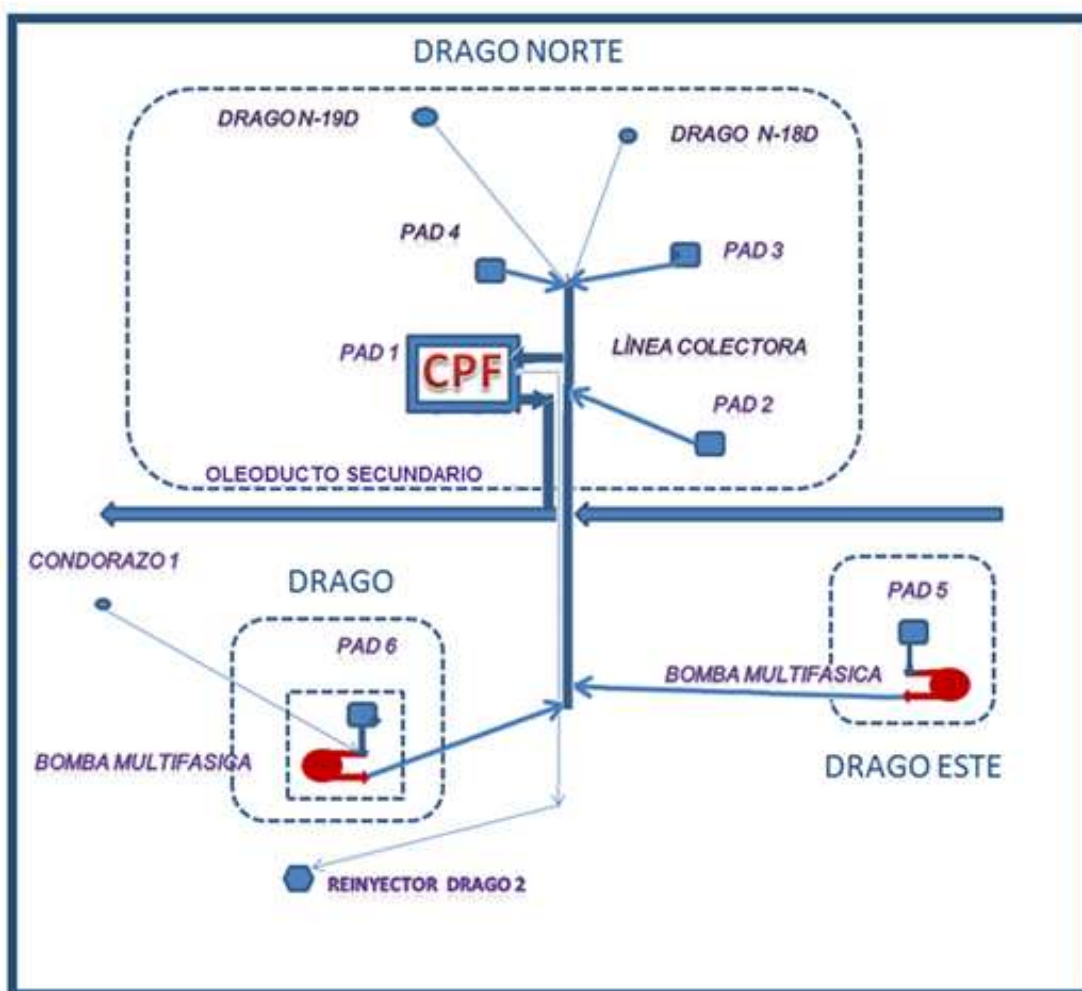
Petroproducción, de acuerdo con la Proyección de Producción de los campos Drago, requiere ampliar su capacidad de producción y centralizar la misma en una nueva estación Central de Procesamiento de Fluidos (CPF), capaz de manejar la producción actual más la incremental proveniente de la perforación de pozos de desarrollo, en los Campos Drago, Drago Norte y Drago Este, implementando las facilidades de superficie necesarias para la extracción, tratamiento y transferencia del fluido producido en el campo Drago.

La CPF será la encargada de receptor todo el fluido producido en los campos Drago, en sus tres componentes (agua, crudo y gas), así como también las líneas de flujo para la interconexión entre PAD's y de la Estación Central al oleoducto secundario

Shushufindi – Lago Agrio. Esta será diseñada considerando equipos, materiales, instrumentación y accesorios de última tecnología, con la finalidad de separar los tres componentes del fluido y dar el tratamiento adecuado a los mismos.

3.5 CONFORMACIÓN DE LOS PAD'S DE PRODUCCIÓN

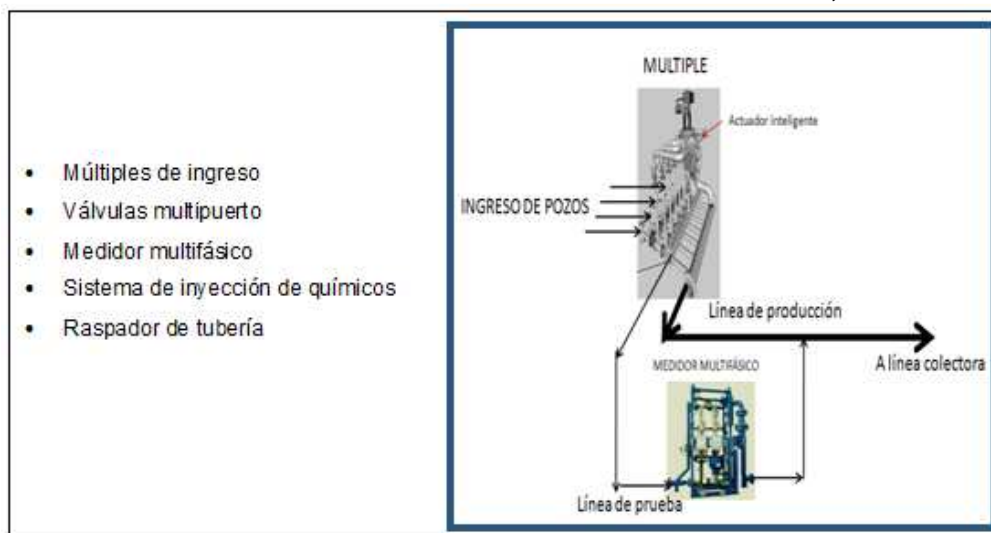
FIGURA 3.2 ESQUEMA DE PROCESOS EN LOS PAD'S



Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

3.5.1 CONFORMACIÓN DE LOS PAD 2, 3, 4

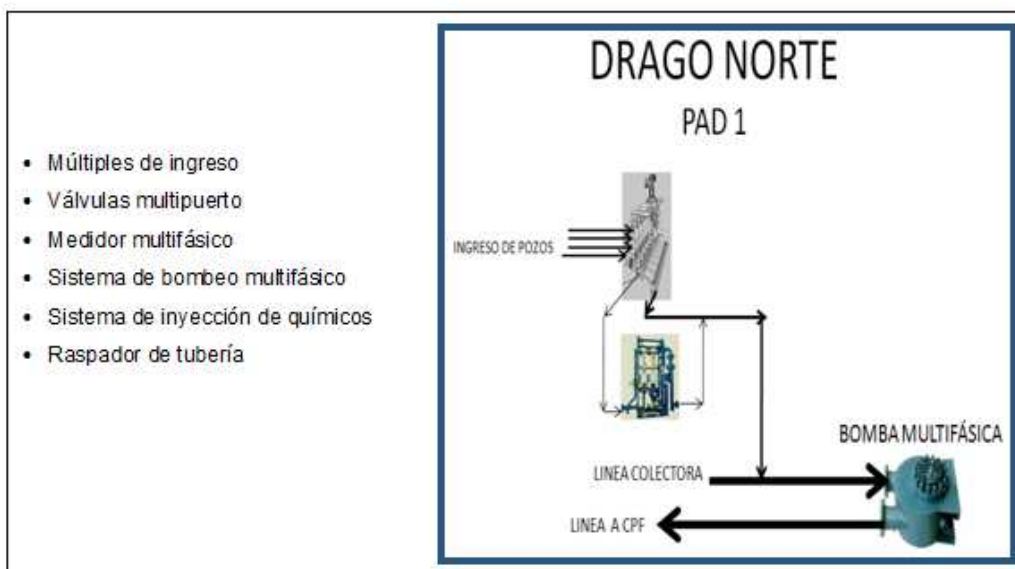
FIGURA 3.3 DIAGRAMA CONFORMACIÓN DE LOS PAD'S 2, 3 Y 4



Fuente: Petroproducción

3.5.2 CONFORMACIÓN DEL PAD 5

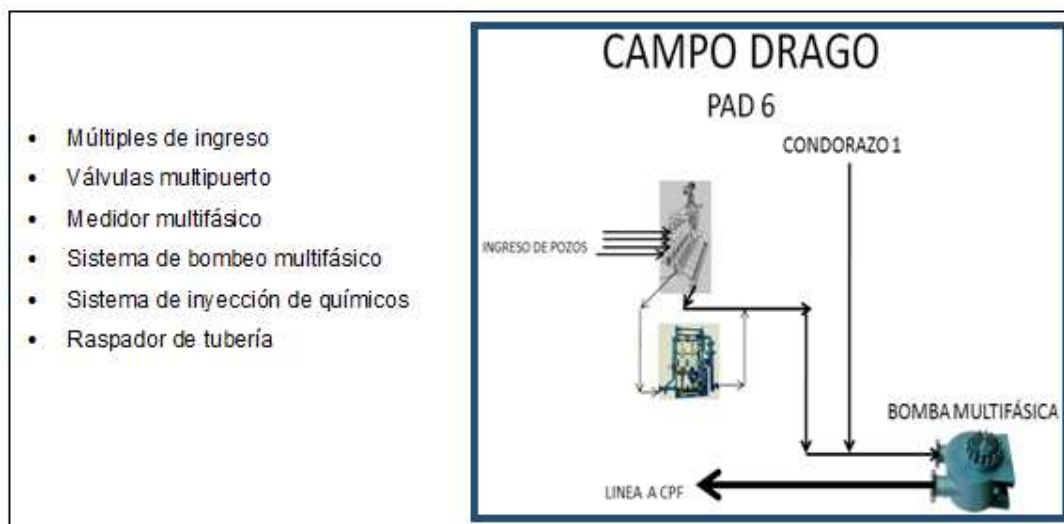
FIGURA 3.4 DIAGRAMA CONFORMACIÓN DEL PAD 5



Fuente: Petroproducción

3.5.3 CONFORMACIÓN DEL PAD 6

FIGURA 3.5 DIAGRAMA CONFORMACIÓN DEL PAD 6



Fuente: Petroproducción

3.6 SISTEMAS A CONSIDERARSE EN LA CPF

3.6.1 FACILIDADES DE SUPERFICIE

3.6.1.1 Múltiples de Ingreso (Manifold)

Para el direccionamiento de los pozos se utilizará un sistema totalmente automático comunicado desde el cuarto de control.

El fluido proveniente de los Well Pad's: crudo, agua y gas, ingresa a la estación de tratamiento CPF a través de los recibidores y posteriormente, mediante un múltiple de ingreso se direcciona hacia el tren de separación.

Los múltiples serán de 11 entradas de 4 1/2", con una salida de 10 3/4" para producción y una salida adicional de 4 1/2" para pruebas de pozo, construido de acuerdo a la especificación API 12J; montado y ensamblado para campo petrolero.

Por su ubicación en las locaciones de los pozos productores, todos los fittings y accesorios serán de tipo bridado soldable, en ningún caso la contratista proveerá juntas de tipo vitaulico.

3.6.1.1.1 Condiciones de diseño.

TABLA 3.1 CONDICIONES DE DISEÑO DE LOS MANIFOLDS

CONDICIONES DE DISEÑO DE LOS MÚLTIPLES	
Fluido	Mezcla agua-petróleo-gas
Presión de diseño	300 Psig
Temperatura diseño	248 °F

Fuente: Petroproducción

3.6.1.1.2 Consideraciones generales para el diseño del múltiple de producción y prueba.

Las especificaciones técnicas expuestas en las presentes bases no constituyen limitante para ofertar múltiples con mejores tecnologías que aseguren mayor confiabilidad.

Las pruebas de control de calidad se realizarán en presencia de los representantes de la empresa y en las fechas prefijadas por las partes. En caso de desacuerdo por falta de detalle de las especificaciones o diagramas, los representantes de la empresa tendrán autoridad para tomar una decisión final con relación a estas interpretaciones y alcance del trabajo.

La contratista presentará un cronograma de ejecución de fabricación a fin de que representantes de la empresa puedan programar las visitas a la planta de fabricación en cualquier momento que consideren necesario, especialmente durante las siguientes etapas de fabricación:

3.6.1.1.3 Pruebas hidrostáticas y radiográficas

La contratista a la finalización de la construcción de los múltiples proporcionará a la empresa lo siguiente: un juego de planos reproducibles conforme fueron construidos "As Built", copias con todos los detalles.

3.6.1.1.4 Válvulas

Las válvulas, deberán ser fabricadas de acuerdo a los códigos API-6D y ANSÍ B-16-S en acero forjado, cuerpo y demás condiciones para servicio de petróleo. Además en las válvulas manuales los internos (TRIM) deberán ser de acero inoxidable.

3.6.1.1.5 Tuberías

La tubería a ser utilizada será de grado API - 5L.

La tubería para pruebas será de 4 1/2" STD, mientras que para producción de 10 3/4" STD. Para realizar cualquier tipo de desmontaje estos tubos deberán estar correctamente fijados al skid mediante abrazaderas.

3.6.1.1.6 Puntos de inyección de químicos

En cada salida del múltiple la contratista instalara 3 puntos de inyección de químicos, para las mismas se utilizara threadolets de 3000 lbs. con su respectiva válvula de aguja de 3000 lbs.

Además la contratista proveerá el kit completo de inyección de químicos que consiste en el conjunto motor-bomba, 2 bull tank (cap. 330 gal), y tubería de acero inoxidable de 3/8"(130ft).

3.6.1.1.7 Recubrimiento externo

El múltiple tendrá un recubrimiento externo con un sistema de pintura tricapa.

3.6.2 TREN DE SEPARACIÓN DEL FLUIDO

3.6.2.1 Separadores Free Water Knock-Out Drum

Su objetivo es el de separar la mayor cantidad de agua de formación y gas, además obtener un BSW de crudo saliente que este alrededor de un 20%, es decir se separa aproximadamente el 80% del agua que llega desde los diferentes Wellpad's.

El gas liberado en este equipo se usará como combustible para los generadores de energía eléctrica, y el gas remanente será quemado en la tea. El FWKO estará diseñado para tratar una capacidad de 20000 BFPD.

3.6.2.2 Tratadores Térmicos – Electrostáticos (si el proceso lo requiere)

El objetivo de estos **Tratadores Térmicos** o intercambiadores de calor es elevar la temperatura de la mezcla agua-crudo que ha salido de los FWKO.

El incremento de temperatura produce una reducción de viscosidad en el crudo, lo que facilita la separación del agua tanto en los separadores de producción como en los tratadores térmicos.

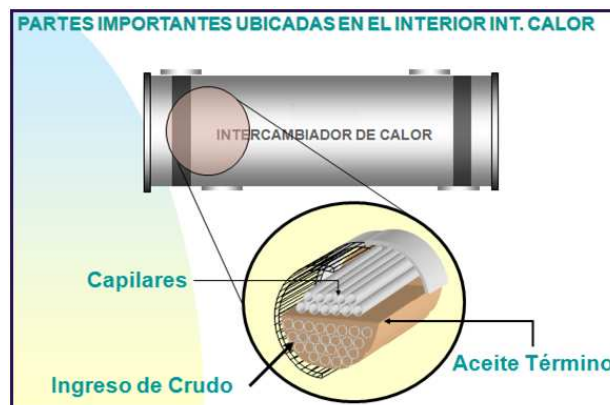
FIGURA 3.6 TRATADOR TÉRMICO O INTERCAMBIADOR DE CALOR



Fuente: Petroproducción



Fuente: Petroproducción

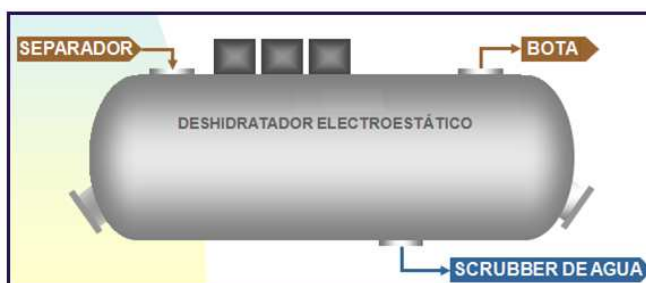


Fuente: Petroproducción

Los **Deshidratadores Electrostáticos** permiten eliminar el agua remanente que no fue separada tanto en el FWKO como en los separadores de producción. Estos equipos pueden utilizar corriente alterna y/o continua para conseguir que el agua dispersa en el crudo coalesca y se deposite al fondo del recipiente, para esto se usan transformadores, que generan energía electroestática, la cual agrupa las moléculas de agua haciéndolas más grandes, con el objetivo de que estas caigan por su densidad.

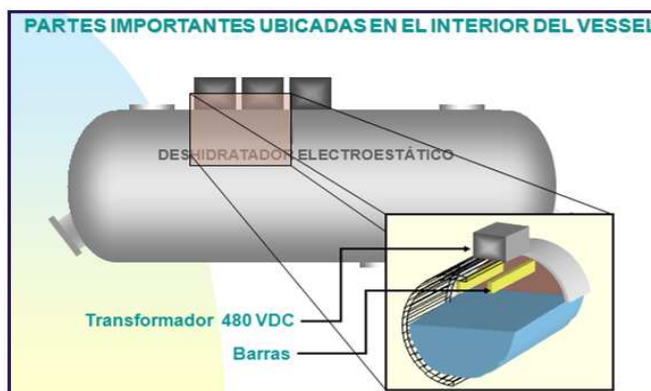
FIGURA 3.7 DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO

Fuente: Petroproducción



Fuente: Petroproducción

Estos equipos usan la propiedad de que el agua es una molécula dipolar, para lograr que las pequeñas gotas de agua se asocien y formen gotas de mayor diámetro, con lo que precipitaran al fondo del recipiente.

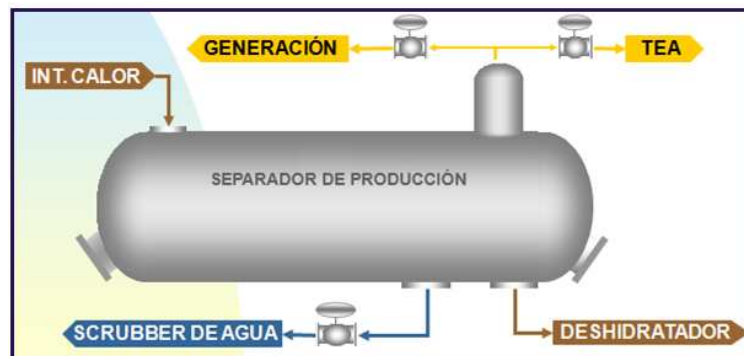
FIGURA 3.8 PARTES INTERNAS DEL DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO

Fuente: Petroproducción

3.6.2.3 Separador de Producción

Estos equipos trabajan con el mismo principio que los FWKO. Estos separadores se ubican después de los intercambiadores de calor y su función es continuar separando el agua y el gas de la fase del petróleo, pero con ayuda de la temperatura ganada en los intercambiadores, es decir, en ellos se produce una separación termoquímica.

FIGURA 3.9 DIAGRAMA DE UN SEPARADOR DE PRODUCCIÓN



Fuente: Petroproducción

La diferencia entre los FWKO y separadores de producción es que estos tienen dos compartimentos que están separados por una compuerta. El crudo se almacena en el segundo compartimento pasando por rebosamiento sobre la compuerta. El agua se almacena en el primer compartimento.

Igual que los FWKO estos separadores tienen placas y mallas coalescentes para capturar la mayor cantidad de líquidos que es arrastrada por la fase gaseosa.

La CPF (Central de Procesamiento de Fluidos) en Drago llegará a procesar de acuerdo a las proyecciones de producción, más de 16101 barriles de fluido por día.

3.6.2.3.1 Especificaciones generales

Tanto para los separadores de producción como para los de prueba se debe tener en consideración las siguientes especificaciones:

Separador de 3 fases horizontal construido y aprobado de acuerdo con el código ASME, Sección VIII, División I; última edición, Especificación API I2J, en skid, montados y ensamblados para campo petrolero, bajo las siguientes condiciones de proceso:

- Capacidad: 20.000 BFPD
- Volumen de gas: 4'000.000 PCPD
- Presión de diseño: 120 Psi
- Presión de operación: 26 Psi
- Temperatura de operación: 150°F
- Grado API: 23 a 27

El separador con sus accesorios y tuberías deberán ir montados al skid sobre una viga de acero estructural.

3.6.2.3.2 Instrumentación

Los Separadores de producción, dispondrán de Sistemas de Control Basados en Controladores Lógicos Programables (PLC), cada separador deberá tener un tablero independiente de acero inoxidable para el control con doble placa y ventana frontal para fácil visualización, todos estos deberán tener la posibilidad de comunicarse a un sistema Scada.

Las válvulas deberán ser fabricadas de acuerdo con el API-6D y ANSI B-16-5 en acero forjado, cuerpo y demás condiciones para servicio de petróleo.

Las válvulas de control deben tener actuadores neumáticos y posicionadores electrónicos, el trim deberá ser de acero inoxidable o de materiales resistentes al agua de formación, la válvula de entrada de crudo debe ser de tres vías, para poder direccionar al tanque de lavado en caso de falla del separador.

3.6.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO

El sistema de almacenamiento de crudo lo constituye el tanque de Oleoducto, el cual es un gran depósito metálico construido de acero soldado y utilizado para guardar o almacenar el petróleo.

En este equipo se realiza la medición de nivel de petróleo y cantidad bombeada, para determinar la producción de una estación o determinar la proyección de producción cada 4, 6 u 8 horas.

- Disponen de un sistema de calentamiento con aceite térmico y un agitador.
- Para el bombeo del crudo a otras estaciones se dispone, de bombas Booster y bombas de Transferencia, las cuales tienen por objetivo el de incrementar el caudal y la presión.
- Los sistemas de bombeo disponen de una tubería de recirculación hacia los tanques, la misma que evita la sobre presión en la línea y el control del caudal.

Este tanque estará diseñado y construido bajo la norma Estándar API 650 y establecido tomando como base la producción diaria y eventualidades como paros imprevistos y ciertas contingencias, con una capacidad de 40.000 BPPD.

3.6.4 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA PARA REINYECCIÓN

El sistema de reinyección de agua son todas las operaciones y equipos requeridos para el tratamiento y bombeo del agua de formación hacia los pozos reinyectores.

Esto contempla una serie de instalaciones que pretenden mejorar la calidad del agua y prolongar la vida útil de tuberías, accesorios, tanques, bombas y arena receptora.

En vista al incremento de agua del campo se ha considerado perforar un pozo reinyector o a su vez el pozo Drago 2 convertirlo en pozo reinyector, puesto que este resultó ser un pozo seco.

La arena a la que se inyectara el agua será la Napo y Hollín. El sistema de Reinyección servirá para tratar el agua y enviarla bajo condiciones adecuadas a la formación, Napo y Hollín.

En vista al comportamiento de la curva del agua en el ciclo de vida del proyecto, el sistema de Reinyección de Agua estará compuesto por: bomba de reinyección, tanque de pulido de 2000 BPPD y tanque de almacenamiento de Agua de 4000 BAPD.

3.6.5 SISTEMAS DE GAS

3.6.5.1 Depurador o Scrubber de gas

Se usa para extraer los líquidos formados por la condensación del gas, proveniente de los separadores.

3.6.5.2 Bota de Gas

Su objetivo es separar el gas remanente del crudo antes de ingresar al tanque de almacenamiento, a fin de disminuir el riesgo de colapso del tanque.

La bota de gas requerida para la estación será construida de acuerdo a la Norma ASME VIII, la misma que deberá tener las siguientes características:

- Capacidad: 20.000 BFPD

- Volumen de gas: 4'000.000 MM PCS/día
- Presión de diseño: 120 psi
- Presión de operación: 14,7 psi
- Grado API: 28
- Temperatura de operación: 150 °F
- Protección Catódica: Ánodos de sacrificio

3.6.5.3 Tea ecológica

Su utilización es con la finalidad de recuperar o quemar el gas en solución que no se ha podido separar totalmente en los separadores, así como en la bota de gas y tanque de lavado. De esta forma se cumplirá con la normatividad de emisiones de gas.

3.6.6 SISTEMAS AUXILIARES

3.6.6.1 Aire comprimido y secadores

Será necesaria la provisión de aire comprimido para instrumentación de algunos de los equipos propuestos y para las válvulas de cierre de entrada y salida de la CPF.

La Contratista deberá dimensionar un compresor por cada estación con el fin de operar todo el sistema de control e instrumentación neumática.

3.6.6.2 Sistemas Contra Incendios

El sistema Contra Incendios cumple una de las más importantes funciones de las facilidades que conforman una estación de producción, que es justamente proteger los equipos de peligros constantes que se pudieran suscitar ante una falla durante alguno de los procesos de tratamiento del crudo así como del personal operador de los mismos.

Para establecer un sistema Contra Incendios se requiere de un conjunto de recursos como:

- Sistema proporcionador de espuma y tanque para espuma
- Conjunto motor – bomba
- Tanque de agua
- Monitores
- Boquillas para agua y espuma
- Válvulas de bola
- Válvulas Siamesas
- Tramos de manguera
- Sistema de captación de agua
- Fittings o accesorios
- Bomba eléctrica para espuma
- Tablero de control
- Otros

3.6.6.3 Tratamiento químico e Inyección de químicos

Como proceso de apoyo para las operaciones básicas del campo se requiere realizar el tratamiento químico para lo cual se requiere de una serie de equipos como:

- Bombas de inyección de químicos
- Probetas
- Porta cupones
- Cupones de corrosión
- Cupones de escala
- Equipo de laboratorio (espectrofotómetro, HACH, turbidímetro, destilador de agua, equipo para análisis)
- Bomba para cargar químicos

- Bulk Tank
- Otros

Permitiendo con ellos, el tratamiento químico del petróleo, el monitoreo para optimizar las pérdidas de producción por la presencia de corrosión y escala a nivel de líneas de flujo o al subsuelo (BES), además se permitirá realizar la caracterización físico química de los petróleos y agua de formación producida.

3.6.7 SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Para atender la demanda de energía eléctrica del Campo Drago se dispondrá de una planta de generación eléctrica instalada en la CPF de acuerdo a los requerimientos de Petroproducción.

3.6.8 SISTEMA DE FISCALIZACIÓN Y TRANSFERENCIA DE CRUDO

3.6.8.1 Sistema de medición LACT.

La fiscalización del crudo se lo realiza a través de una unidad LACT, la misma que sirve para la medición y transferencia de custodia de petróleo, mide las calidades del producto transferido.

La transferencia del crudo se lo realiza mediante bombas incrementadoras de presión (Booster) y de transferencia.

3.6.8.2 Bombas Incrementadoras de Presión

Pueden ser centrifugas o Reciprocantes dispuestas en serie o en paralelo, su objetivo es levantar la presión del crudo presente en el tanque de almacenamiento para suministrar mínima presión al cabezal de succión de las bombas de transferencia.

3.6.8.3 Bombas de Transferencia

Son bombas horizontales centrífugas o de desplazamiento positivo de media o alta presión que transfieren el crudo hacia una estación central.

3.7 PERFORACIÓN DE POZOS POR CAMPOS

De acuerdo al Plan de Desarrollo de los campos Drago, Drago Norte y Drago Este, en la siguiente tabla se muestra los pozos a perforarse, en donde 18 son de desarrollo y 2 de avanzada.

TABLA 3.2 PLAN DE PERFORACIÓN DEL CAMPO DRAGO

DRAGO NORTE				DRAGO ESTE
PAD-1	PAD-2	PAD-3	PAD-4	PAD-5
POZOS POR PERFORARSE				
DRAGO N-3D	DRAGO N-2	DRAGO N-13	DRAGO N-22	DRAGO E-9D
DRAGO N-11D	DRAGO N-4D	DRAGO N-21D	DRAGO N-24D	DRAGO E-12D
DRAGO N-14D	DRAGO N-16D	DRAGO N-23D	DRAGO N-26D	
	DRAGO N-17D	DRAGO N-25D	DRAGO N-28D	
		DRAGO N-27D	DRAGO N-30D	
		DRAGO N-29D		
3 POZOS	4 POZOS	6 POZOS	5 POZOS	2 POZOS
TOTAL 20 POZOS POR PERFORARSE				

Fuente: Petroproducción

Cabe mencionar que de los 20 pozos señalados en la tabla anterior, a la fecha dos de ellos ya están perforados y produciendo, estos pozos son el Drago N-11D y el Drago E-12D.

3.8 ASPECTOS AMBIENTALES

EP Petroecuador es la operadora responsable de la administración de los pozos productivos en el Área Shushufindi, razón por la cual para la perforación de pozos se realiza el respectivo Estudio de Impacto y Plan de Manejo Ambiental con el objeto de

cumplir la legislación ambiental vigente, en donde se toma en cuenta objetivos específicos como:

- Caracterizar los aspectos y elementos ambientales del área donde se construyen facilidades y vías de acceso.
- Determinar la incidencia de los potenciales impactos asociados a la perforación de los pozos para determinar el área de influencia real.
- Diseñar un Plan de Manejo Ambiental que guíe la aplicación de medidas y acciones específicas en cada uno de los programas que lo constituyen.

Así también la utilización de PADS y perforación de pozos en racimo que se aplican actualmente en los Campos de Petroproducción, tiene la finalidad de disminuir el impacto ambiental causado por la perforación tradicional que se ha utilizado en años anteriores.

3.9 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

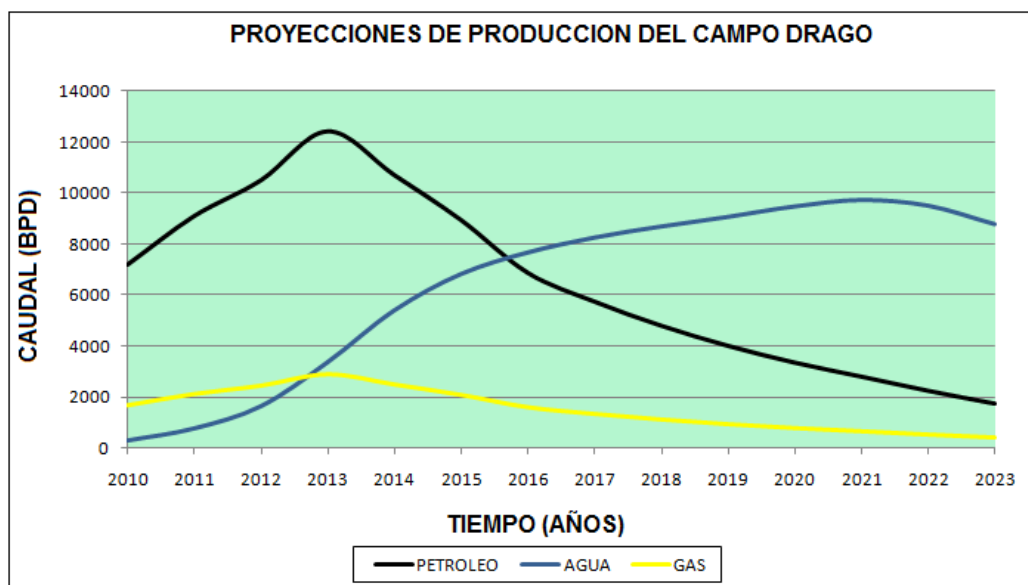
TABLA 3.3 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO

AÑO	PETRÓLEO (BPPD)	AGUA (BAPD)	FLUIDO (BFPD)	GAS (MSCF / DÍA)
2010	7188,17	295,77	7483,93	1660,47
2011	9100,71	772,03	9872,74	2102,26
2012	10502,67	1639,80	12142,47	2426,12
2013	12427,08	3364,94	15792,02	2870,65
2014	10707,27	5393,74	16101,01	2473,38
2015	8943,47	6818,06	15761,51	2065,94
2016	6869,44	7659,56	14529,01	1586,84
2017	5737,84	8245,11	13982,95	1325,44
2018	4792,65	8677,70	13470,95	1107,10
2019	4003,16	9053,16	13056,32	924,73
2020	3343,72	9461,59	12806,31	772,40
2021	2792,91	9715,21	12508,12	615,16
2022	2236,97	9392,67	11729,64	516,74
2023	1731,27	8768,98	10500,25	399,32
MAX	12427,08	9715,21	16101,01	2870,65
MIN	1731,27	295,77	7483,93	399,32
PROM	6455,52	6382,81	12835,33	1491,23

Fuente: Petroproducción

De acuerdo al Plan de Desarrollo aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos para los Campos Drago, Drago Norte y Drago Este, se espera una extracción máxima de fluido de 16.101 BFPD para el año 2014.

GRÁFICA 3.1 CURVA DE PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO



Elaboración: Geovanny Oña

En la grafica de proyección de producción se determina y visualiza una baja producción en el año 2010 esto es porque en este año se predijo que el campo contaría con 5 pozos productores, luego al año 2011 hay un incremento de la producción ya que este año se contaría con 11 pozos productores, al año 2012 la producción sigue incrementando y es porque para este año el campo tendría 20 pozos productores y para el año 2013 la producción llega al tope máximo y el campo contaría con 24 pozos productores.

La producción estimada está sustentada en base a las reservas probadas la mismas que se evidencia en la grafica (Proyección de producción del Campo Drago) en la

cual se establece que la mayor producción será en el año 2013 ya que en este año se contará con más pozos productores.

TABLA 3.4 VALORES MÁXIMOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO

AÑO	PRODUCCIÓN
2014	16101 BFPD
2013	12427 BPPD
2021	9715 BAPD

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

La Estación estará diseñada para poder tratar 20.000 BFPD aproximadamente e incluir espacio físico para facilidades que contengan sistema de tratamiento de agua de formación, Contra Incendios, Generación Eléctrica, piscinas API, oficinas, laboratorio, parqueaderos y otras Obras Civiles.

En este diseño, se deberá considerar la necesidad de aplicación de químicos para el tratamiento de los fluidos producidos, así como la implementación de puntos de muestreo y de monitoreo de corrosión y escala.

3.10 PRODUCCIÓN REAL

Actualmente el campo Drago cuenta con 13 pozos perforados, de los cuales 11 se encuentran en producción y 2 pozos cerrados como se puede visualizar en el Forecast del 14 de diciembre del 2010.

De los pozos cerrados y detallados en el Forecast; el pozo Drago 2 es un pozo seco con proyección a hacerlo reinjector, mientras que el pozo Drago 10D se encuentra cerrado por producir mucha agua.

De acuerdo al Forecast de Diciembre del 2010, la producción de los 11 pozos es de 9012 BPPD, con un contenido de agua de 1849 BPD.

TABLA 3.5 PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO A DICIEMBRE DEL 2010

LOCACIÓN	POZO	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	API
DRG 01	DRG-001	Ui	532	426	106	20	26
	DRG-10D	CERRADO					
DRG E-01	DRG-E001	U	942	735	207	22	27,3
	DRG-E5D	Ui	948	607	341	36	27,4
	DRG-E8D	Ti	1284	924	360	28	33,4
	DRG-E12D	Ti	1831	1794	37	2	s/n
DRG N-01	DRG-N001	Ui	1326	1321	5	0,4	28,9
	DRG-N6D	Ui	890	828	62	7	27,9
	DRG-N11D	Ui	948	935	13	1,4	s/n
	DRG-N15D	Ui	1014	1004	10	1	26,4
	DRG-N20D	Ui	840	319	521	62	26,9
DRG 02	DRG-002	CERRADO					
CDZ 01	CDZ-001	Ui	306	119	187	61	28
TOTAL			10861	9012	1849	21,9	28,02

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

3.11 RELACIÓN DE PRODUCCIÓN REAL vs PROYECTADA

TABLA 3.6 RELACIÓN DE PRODUCCIÓN REAL VS PROYECTADA

ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN REAL vs PROYECTADA			
AÑO 2010	BFPD	BPPD	BAPD
Producción Proyectada	7484	7188	296
Producción Real	10861	9012	1849
Relación de producción	31%	20%	84%

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

Los resultados de este Campo están superando las expectativas que se previeron en los pronósticos de producción, entregando a la fecha el 31% más de lo esperado.

3.12 DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

A continuación se realiza el diseño de los equipos, considerando aspectos importantes como el caudal máximo del fluido a ser tratado según el Pronóstico de Producción 2010 - 2023, así como la vida útil de los equipos.

En la siguiente tabla se resume el volumen máximo de petróleo, agua y gas a ser manejados en la CPF, considerando un margen de seguridad del 20%.

TABLA 3.7 VALORES MÁXIMOS DE PRODUCCIÓN (CONSIDERANDO UN MARGEN DE SEGURIDAD DEL 20%)

Caudal de Petróleo (BPPD)	14920
Caudal de Agua (BAPD)	11660
Caudal de Gas (M PCS/DÍA)	3450

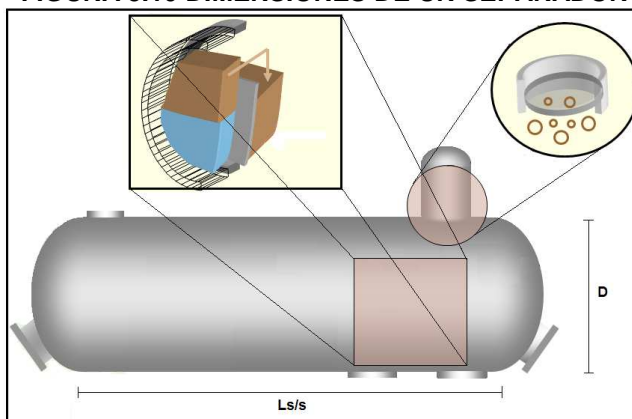
Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

3.13 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD OPERATIVA DE EQUIPOS A CONSIDERARSE EN LA CPF.

3.13.1 DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR HORIZONTAL

FIGURA 3.10 DIMENSIONES DE UN SEPARADOR



Elaboración: Geovanny Oña

3.13.1.1 Capacidad de manejo de gas

Según la relación de Slenderness, el cálculo de la capacidad operativa de manejo de gas para separadores trifásicos horizontales, se realiza con la siguiente fórmula:

$$L_{S/S} = L_{eff} + \frac{D}{12} \quad (Ec. 3.1)$$

Donde:

$L_{S/S}$ = Longitud de costura a costura (ft)

L_{eff} = Longitud efectiva del separador (ft)

Por medio de la siguiente fórmula:

$$D * L_{eff} = 420 \left(\frac{T * z * Qg}{P} \right) * K \quad (Ec. 3.2)$$

$$K = \left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} * \frac{Cd}{dm} \right)^{1/2} \quad (Ec. 3.3)$$

Despejando, tenemos:

$$Qg = \frac{D * L_{eff} * P}{T * z * 420 * K} \quad (Ec. 3.4)$$

Donde:

Qg = Caudal de gas que puede manejar el separador (MMPCS/día)

D = Diámetro del separador (pulg)

P = Presión de operación del separador (psi)

T = Temperatura de operación del separador ($^{\circ}\text{R}$)

z = Factor de desviación del gas

ρ_g = Densidad del gas (lb/PC)

ρ_l = Densidad del petróleo (lb/PC)

Cd = Coeficiente de arrastre, se asume un valor de 0.34

dm = Diámetro de la partícula de petróleo (μm)

3.13.1.2 Capacidad de manejo de Líquidos

El manejo de líquidos en separadores trifásicos horizontales según la relación de Slenderness se tiene:

$$L_{S/S} = \frac{4}{3} Leff \quad (Ec. 3.5)$$

Para el manejo de líquidos se tiene:

$$D^2 * Leff = \frac{t_r Q_l}{0.7} \quad (Ec. 3.6)$$

Donde:

D = Diámetro del separador (pulg)

$Leff$ = Longitud efectiva del separador (ft)

t_r = Tiempo de retención (min)

Q_l = Caudal de líquido que puede manejar el separador (BPD)

En la siguiente tabla se detallan los tiempos de retención típicos para separación líquido – líquido.

TABLA 3.8 TIEMPOS DE RETENCIÓN DE ACUERDO A LA GRAVEDAD API

Gravedad °API	Tiempo de retención (min)
> 35	3 - 5
< 35 a 100 °F y mayor	5 - 10

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

De acuerdo al grado API del crudo se puede elegir el tiempo de retención óptimo.

3.13.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN

Los datos a usarse para el dimensionamiento se detallan en la siguiente tabla:

TABLA 3.9 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO

Presión de Operación (psi)	26
Temperatura de Operación (°F)	150
Gravedad API	28
Gravedad específica del Petróleo	0,8871
Densidad del Petróleo (lb/PC)	55,4
Viscosidad del Petróleo @ C.O. (cp)	10,96
Díámetro de la partícula (µm)	155
Gravedad específica del Gas	0,99
Densidad del Gas (lb/PC)	0,117
Factor de Compresibilidad del Gas (z)	0,98
Viscosidad del Gas (cp)	0,011
Peso Molecular del Gas (lb/lb-mol)	32000
Salinidad (ppm Cl)	52200
Gravedad específica del Agua	1,044
Densidad del Agua (lb/PC)	65,16
Viscosidad del Agua @ C.O. (cp)	0,65
BSW promedio (%)	21,9

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

El valor de k se lo calcula a partir de la Ec. 3.3 donde resulta ($k=0,0022$).

A continuación se calcula las dimensiones que debe tener el equipo.

3.13.2.1 Capacidad de manejo de gas

- Se calcula la L_{eff} de la Ec. 3.2, usando los datos de la tabla 3.9
- Se asumen valores de diámetro D en múltiplos de 6" (por convención de construcción adoptado en la Industria del Petróleo. De tal forma para cada valor asumido de D se tendrá un valor calculado de longitud efectiva (L_{eff}).
- Por medio de la Ec. 3.1 se calcula el valor de la longitud de costura a costura (L_s/s).
- Se utiliza la Relación de Slenderness para determinar el valor calculado más óptimo (L/D debe estar en el rango de 3 a 4).

En la tabla 3.10 se muestran los resultados obtenidos.

TABLA 3.10 DIMENSIONES DEL SEPARADOR TRIFÁSICO DE ACUERDO AL MANEJO DE GAS

Capacidad de manejo de gas			
D (pulg)	L_{eff} (pies)	L_s/s (pies)	L/D
12	5,995	6,995	6,995
18	3,997	5,497	3,665
24	2,998	4,998	2,499
30	2,398	4,898	1,959
36	1,998	4,998	1,666
42	1,713	5,213	1,489
48	1,499	5,499	1,375
54	1,332	5,832	1,296
60	1,199	6,199	1,240

Elaboración: Geovanny Oña

Para el pico máximo de producción de gas esperado en la CPF se necesita un separador trifásico de 18" de diámetro x 6' de longitud.

3.13.2.2 Capacidad de manejo de Líquidos

- Se calcula la L_{eff} de la Ec. 3.6 Usando los datos de la tabla 3.9

- Por medio de la Ec. 3.5 se obtiene el valor de la longitud de costura a costura (Ls/s).
- Se procede igual que para el cálculo de la capacidad de manejo de gas, asumiendo valores de diámetro D y teniendo en cuenta la Relación de Slenderness (L/D debe estar entre 3 a 4).

En la tabla 3.11 se presentan los resultados obtenidos.

TABLA 3.11 DIMENSIONES DEL SEPARADOR TRIFÁSICO DE ACUERDO AL MANEJO DE LÍQUIDOS

Capacidad de manejo de Líquidos			
D (pulg)	Leff (pies)	Ls/s (pies)	L/D
60	39,683	52,910	10,58
66	32,795	43,727	7,95
72	27,557	36,743	6,12
78	23,481	31,308	4,82
84	20,246	26,995	3,86
90	17,637	23,516	3,14
96	15,501	20,668	2,58
102	13,731	18,308	2,15
108	12,248	16,330	1,81

Elaboración: Geovanny Oña

Para el pico máximo de producción de agua y petróleo esperado en la CPF se requiere de un separador trifásico de 84" de diámetro x 28' de longitud.

El separador trifásico se dimensionará en base a la capacidad para manejo de líquidos puesto que prevalece sobre la capacidad para manejo de gas.

Cabe mencionar que de acuerdo a los cálculos realizados el diámetro y longitud del separador de producción resulta 84" x 26,99' respectivamente, debido a esto se ha considerado los tamaños estandarizados de construcción de las láminas, por ello se considera el valor de la medida de Ls/s de 28'.

Además se recalculó el valor del caudal de gas de acuerdo a la capacidad real del separador por medio de la Ec. 3.4

En la tabla 3.12 se detallan las características del separador de producción a implementarse en la CPF.

TABLA 3.12 DIMENSIONES DEL SEPARADOR TRIFÁSICO

Función	Separador de Producción
Tipo	Trifásico Horizontal
Capacidad de gas (MM PCS)	80.05
Capacidad de Petróleo (BPPD)	14920
Capacidad de agua (BAPD)	11660
Diámetro (pulg)	84
Longitud s/s (ft)	28

Elaboración: Geovanny Oña

3.13.3 DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR DE PRUEBA

Se diseñara un separador de 5000 bls, Bifásico – horizontal debido a la estandarización con las que cuenta Petroproducción en sus estaciones, de acuerdo a esto a continuación se realizara los cálculos respectivos.

3.13.3.1 Capacidad de Manejo de Gas

$$Qg = GLR * QL \quad (Ec. 3.7)$$

De la tabla 1.4 se obtiene GLR= 178 PCS/BF

Donde:

Qg = Caudal de gas que puede manejar el separador (MM PCS/día)

QL = Caudal de petróleo que puede manejar el separador (bls/día)

GLR = Relación Gas – Líquido (PCS/BF)

De esta forma, $Qg = 0.89$ MM PCS/día.

Utilizando la Ec. 3.2 aplicable también para separadores bifásicos y teniendo en cuenta las consideraciones anteriores para el manejo de gas se arrojan los datos en la tabla 3.13

TABLA 3.13 DIMENSIONES DEL SEPARADOR DE PRUEBA DE ACUERDO AL MANEJO DE GAS

Capacidad de manejo de gas			
D (pulg)	Leff (pies)	Ls/s (pies)	L/D
6	3,093	3,593	7,19
12	1,547	2,547	2,55
18	1,031	2,531	1,69
24	0,773	2,773	1,39
30	0,619	3,119	1,25
36	0,516	3,516	1,17
42	0,442	3,942	1,13
48	0,387	4,387	1,10
54	0,344	4,844	1,08
60	0,309	5,309	1,06

Elaboración: Geovanny Oña

3.13.3.2 Capacidad de Manejo de Líquidos

Se calcula la $Leff$ y D del separador de prueba a partir de la Ec. 3.6

La longitud de costura a costura se calcula de igual manera con la Ec. 3.5

De igual forma y tomando las mismas consideraciones anteriores para el manejo de líquidos se presentan los resultados en la tabla 3.14

TABLA 3.14 DIMENSIONES DEL SEPARADOR DE PRUEBA DE ACUERDO AL MANEJO DE LÍQUIDO

Capacidad de manejo de Líquidos			
D (pulg)	Leff (pies)	Ls/s (pies)	L/D
42	20,246	26,995	7,71
48	15,501	20,668	5,17
54	12,248	16,330	3,63
60	9,921	13,228	2,65
66	8,199	10,932	1,99
72	6,889	9,186	1,53
78	5,870	7,827	1,20
84	5,062	6,749	0,96
90	4,409	5,879	0,78

Elaboración: Geovanny Oña

Como podemos observar en la Tabla 3.6 y de acuerdo al manejo de líquidos se requerirá un separador bifásico de 54" de diámetro x 18' de longitud.

A continuación se detallan en la tabla 3.15 las características que debe tener el separador de prueba a considerarse en la CPF.

TABLA 3.15 DIMENSIONES DEL SEPARADOR DE PRUEBA

Función	Separador de Prueba
Tipo	Bifásico Horizontal
Capacidad de gas (MM PCS)	45,7
Capacidad de Líquidos(bls)	5000
Diámetro (pulg)	54
Longitud s/s (ft)	18

Elaboración: Geovanny Oña

3.13.4 DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR FREE WATER KNOCKOUT

$$D^2 * Leff = 1.42 * ((Q_w * t_{rw}) + (Q_o * t_{ro})) \quad (Ec. 3.8)$$

Donde:

D = Diámetro del separador (pulg)

L_{eff} = Longitud efectiva del separador (ft)

t_r = Tiempo de retención (min)

Q_w = Caudal de agua (BAPD)

Q_o = Caudal de petróleo (BPPD)

El parámetro más importante que gobierna el diseño de este tipo de separador es el tiempo de residencia, dado que tiene que separar el agua, gas y petróleo del crudo proveniente de los pozos. Para el dimensionamiento se procede de la siguiente forma:

3.13.4.1 Capacidad de manejo de gas

TABLA 3.16 DATOS NECESARIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR FWKO

PARÁMETROS	VALOR
Gravedad API	28
Gravedad Especifica	0.887
Gravedad Especifica del Gas	0.99
Máximo Caudal de Gas (MM PCS)	3.45
Máximo Caudal de Fluido (BFPD)	20000
Tiempo de Retención (min)	5

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

Por medio de la Ec. 3.2 se obtiene los resultados de la tabla 3.17

TABLA 3.17 DIMENSIONES DEL SEPARADOR FWKO DE ACUERDO AL MANEJO DE GAS

Capacidad de manejo de gas			
D (pulg)	Leff (pies)	Ls/s (pies)	L/D
12	5,995	6,995	7,00
18	3,997	5,497	3,66
24	2,998	4,998	2,50
30	2,398	4,898	1,96
36	1,998	4,998	1,67
42	1,713	5,213	1,49
48	1,499	5,499	1,37
54	1,332	5,832	1,30
60	1,199	6,199	1,24

Elaboración: Geovanny Oña

Al analizar los resultados obtenidos, se concluye que el gas no influye en las dimensiones del separador, por lo que debemos basarnos en la capacidad de manejo de líquidos para el dimensionamiento del separador.

3.13.4.2 Capacidad de manejo de Líquidos

Por medio de la Ec. 3.6 se obtiene los siguientes resultados de la tabla 3.18

TABLA 3.18 DIMENSIONES DEL SEPARADOR FWKO DE ACUERDO AL MANEJO DE LÍQUIDO

Capacidad de manejo de Líquidos			
D (pulg)	Leff (pies)	Ls/s (pies)	L/D
60	39,683	52,910	10,58
66	32,795	43,727	7,95
72	27,557	36,743	6,12
78	23,481	31,308	4,82
84	20,246	26,995	3,86
90	17,637	23,516	3,14
96	15,501	20,668	2,58
102	13,731	18,308	2,15
108	12,248	16,330	1,81

Elaboración: Geovanny Oña

Las dimensiones del separador trifásico FWKO con capacidad de 20000 BFPD es de 84" de diámetro x 28' de longitud.

Al igual que para el separador de producción se requiere un FWKO con dimensiones similares.

3.13.5 DIMENSIONAMIENTO DEL TRATADOR ELECTROSTÁTICO

Se utiliza las siguientes ecuaciones de cálculo en base al diámetro de las moléculas y la temperatura:

$$\mu_o = 10^X - 1 \quad (\text{Ec. 3.9})$$

$$X = Y * T^{-1.163} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

$$Y = 10^Z \quad (\text{Ec. 3.11})$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 * G \quad (\text{Ec. 3.12})$$

$$dm = 500 * (\mu_o)^{-0.675} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

$$D * Leff = \frac{438 * Q_o * \mu_o}{\Delta S. G * (dm)^2} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

$$q = 15 * Q_o * \Delta T((0.5 * \gamma_o) + 0.1) \quad (\text{Ec. 3.15})$$

Donde:

μ_o = Viscosidad del petróleo (cp)

T = Temperatura del petróleo (°F)

G = Gravedad API del petróleo

dm = Diámetro de las moléculas (micrones)

D = Diámetro del recipiente (pulg)

L_{eff} = Longitud efectiva del recipiente (pies)

$\Delta S.G$ = Diferencia de gravedades específicas entre petróleo y agua

q = Calor requerido a la entrada (Btu/h)

Q_o = Caudal de petróleo (BPPD)

ΔT = Incremento en la temperatura (°F)

γ_o = Gravedad específica del petróleo

Igualmente para el tiempo de retención se utilizará la siguiente ecuación:

$$D^2 * L_{eff} = \frac{Q_o * t_{ro}}{1.05} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

Debido a que no existen fórmulas publicadas del diseño de tratador electrostático se formula uno horizontal que posee un funcionamiento similar a excepción de únicamente en la no utilización de energía eléctrica para la separación.

TABLA 3.19 DATOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DEL TRATADOR

PARÁMETROS	VALOR
Gravedad API	28
Gravedad Específica del Petróleo	0.887
Gravedad Específica del Agua	1.044
Producción Máxima esperada de Petróleo (BPPD)	14920

Elaboración: Geovanny Oña

TABLA 3.20 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

TEMPERATURA	120	140	160
$\Delta S.G$	0,16	0,16	0,16
X	1,117	0,933	0,799
Uo	12,08	7,58	5,30
dm	93,03	127,45	162,30
D.Leff	58086,42	19048,49	8210,91

Elaboración: Geovanny Oña

Con cada uno de los datos de $D \cdot L_{eff}$ se procede a calcular la longitud efectiva y longitud de costura a costura suponiendo diferentes diámetros de recipiente, esto para los diámetros de molécula calculados.

TABLA 3.21 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS A T=120 °F

Resultados a T=120 °F		
D (pulg)	Leff (pies)	Le/s (pies)
42	1383,01	1844,01
48	1210,13	1613,51
54	1075,67	1434,23
60	968,11	1290,81
66	880,10	1173,46
72	806,76	1075,67
78	744,70	992,93
84	691,51	922,01
90	645,40	860,54
96	605,07	806,76
102	569,47	759,30

Elaboración: Geovanny Oña

TABLA 3.22 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS A T=140 °F

Resultados a T=140 °F		
D (pulg)	Leff (pies)	Le/s (pies)
42	453,54	604,71
48	396,84	529,12
54	352,75	470,33
60	317,47	423,30
66	288,61	384,82
72	264,56	352,75
78	244,21	325,62
84	226,77	302,36
90	211,65	282,20
96	198,42	264,56
102	186,75	249,00

Elaboración: Geovanny Oña

TABLA 3.23 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS A T=160 °F

Resultados a T=160 °F		
D (pulg)	Leff (pies)	Ls/s (pies)
42	195,50	260,66
48	171,06	228,08
54	152,05	202,74
60	136,85	182,46
66	124,41	165,88
72	114,04	152,05
78	105,27	140,36
84	97,75	130,33
90	91,23	121,64
96	85,53	114,04
102	80,50	107,33

Elaboración: Geovanny Oña

Igualmente se calcula las posibles dimensiones de longitud efectiva y longitud de costura a costura del recipiente por medio de la Ec. 3.16

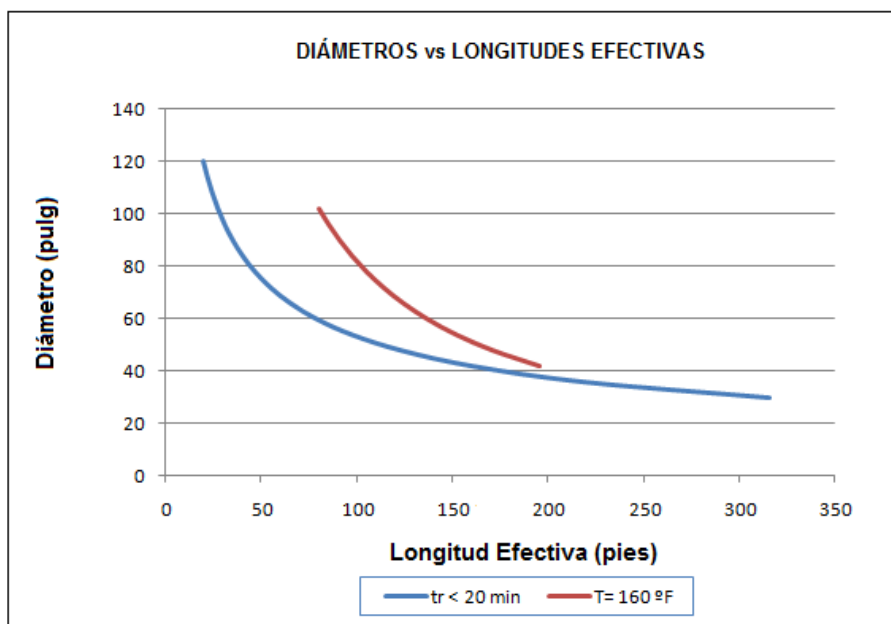
TABLA 3.24 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DE ACUERDO AL TIEMPO DE RETENCIÓN

Cálculo por el tiempo de retención		
D (pulg)	Leff (pies)	Ls/s (pies)
30	315,77	421,02
36	219,28	292,38
42	161,11	214,81
48	123,35	164,46
54	97,46	129,95
60	78,94	105,26
66	65,24	86,99
72	54,82	73,09
78	46,71	62,28
84	40,28	53,70
90	35,09	46,78
96	30,84	41,12
102	27,32	36,42
108	24,36	32,49
114	21,87	29,16
120	19,74	26,31

Elaboración: Geovanny Oña

Finalmente se realiza una gráfica (Fig. 3.2), diámetro del recipiente vs Longitud de costura a costura.

GRÁFICA 3.2 DETERMINACIÓN DE LAS DIMENSIONES DEL TRATADOR



Elaboración: Geovanny Oña

Las dimensiones del tratador serán escogidas de aquellas que no caigan dentro del área que corresponde a los 20 minutos que es el tiempo de retención.

TABLA 3.25 DIMENSIONES SELECCIONADAS PARA EL TRATADOR

Temperatura °F	D (pulg)	Ls/s (pies)	Calor Requerido (MM BTU/H)
140 - 160	40	174	5.79 – 7.73

Elaboración: Geovanny Oña

3.13.6 DIMENSIONAMIENTO DE LA BOTA DE GAS

Los parámetros a considerarse para determinar la capacidad operativa de la bota de gas se detallan en la siguiente tabla:

TABLA 3.26 DATOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DE LA BOTA DE GAS

DIMENSIONAMIENTO DE LA BOTA DE GAS	
DATOS	
Diámetro (pulg)	70
Altura (pies)	50
Presión de operación (psi)	14,7
Temperatura de operación (°R)	610
Gravedad Específica del gas	0,99
Factor de desviación de gas (z)	0,98
GOR (PCN/BN)	231
API	28
Máxima producción de gas esperada (MM PCPD)	3,45

Elaboración: Geovanny Oña

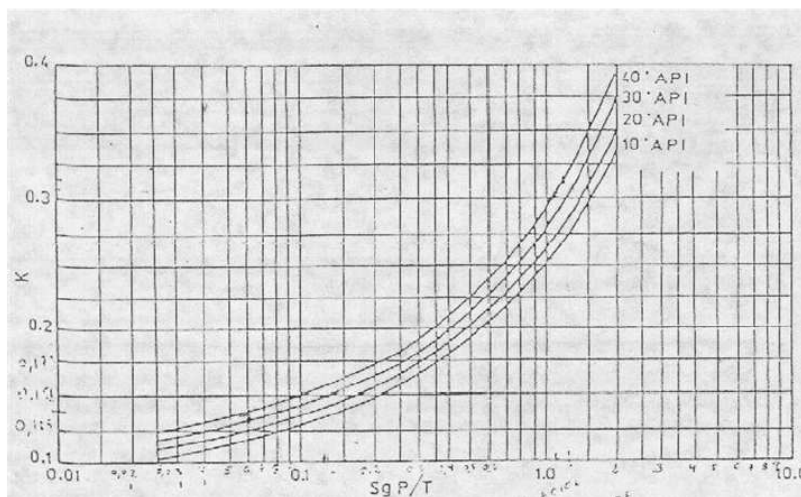
Se determina el valor de S, con la Ec. 3.17

$$S = \frac{P_{op} G E}{T_{op}} \quad (Ec. 3.17)$$

$$S = 0.02386$$

Con S calculada y el valor API promedio se calcula k de la gráfica 3.3.

GRÁFICA 3.3 DETERMINACIÓN DE LA CONSTANTE K



Fuente: Petroproducción

$$k = 0.119$$

Para el cálculo de la capacidad operativa para el manejo de gas se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Capacidad operativa para manejo de gas} = \frac{D^2 * P_{op}}{504 * T_{op} * Z * K} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

Donde:

P_{op} = Presión de operación (psi)

GE = Gravedad específica

T_{op} = Temperatura de operación ($^{\circ}R$)

Capacidad operativa para manejo de gas = 2.009 MM PCSPD

El caudal diario promedio de gas a manejar se calcula de la siguiente ecuación:

$$Qg = GOR * Qo \quad (\text{Ec. 3.19})$$

Donde:

Qg = Producción de gas

GOR = Relación Gas-Petróleo

Qo = Producción de Petróleo

De esta forma el caudal diario promedio de gas manejado en el año 2011 fue de 2.1 MM PCSPD.

$$Qg = 231 \times 9100 = 2.1 \text{ MM PCSPD}$$

El caudal máximo de gas esperado por día será:

$$Qg \text{ esperado} = GOR * Qo \text{ esperado} \quad (\text{Ec. 3.20})$$

El caudal máximo de gas esperado por día en el año 2013 será de 3.44 MM PCSPD (considerando un margen de seguridad del 20%)

$$Qq = 231 \times 14920 = 3.44 \text{ MM PCSPD}$$

De los cálculos realizados se obtiene que la capacidad operativa de la bota de gas es 2.009 MM PCSPD, es decir que se requerirá de 2 botas de las mismas dimensiones para poder manejar sin ningún inconveniente la producción actual de 2.1 MM PCSPD, así como la producción de gas esperada de 3.44 MM PCSPD.

3.13.7 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO (TANQUE DE LAVADO Y TANQUE DE SURGENCIA)

El sistema de almacenamiento contará con los siguientes equipos: Tanque de lavado y tanque de surgencia.

Conociendo el diámetro y altura del recipiente, así como la cantidad de líquido a manejar, se dimensionará los equipos de acuerdo a la norma API 650.

Se utiliza las siguientes ecuaciones para analizar la capacidad de manejo de fluidos:

- **Diámetro de la partícula asumiendo un corte de agua de 1%**

$$d_{mi\%} = 200\mu_o^{0.25} \quad (\text{Ec. 3.21})$$

Donde:

$d_{mi\%}$ = Diámetro de la partícula de agua a ser removida asumiendo un corte de agua de 1% (micrones)

μ_o = Viscosidad del petróleo

- **Diámetro de la partícula a cualquier corte de agua**

$$\frac{d_m}{d_{mi\%}} = Wc^{0.33} \quad (Ec. 3.22)$$

Donde:

d_m = Diámetro de la partícula de agua a ser removida a cualquier corte de agua (micrones)

$d_{mi\%}$ = Diámetro de la partícula de agua a ser removida asumiendo un corte de agua de 1% (micrones)

Wc = Corte de agua (%)

- **Diámetro mínimo del Tanque**

$$d = 81.8 \left[\frac{Q_o * \mu_o}{\Delta S.G * d_m^2} \right]^{1/2} \quad (Ec. 3.23)$$

Donde:

d = Diámetro mínimo del tanque (pulg)

Q_o = Caudal de petróleo (BPPD)

μ_o = Viscosidad del petróleo (cp)

$\Delta S.G$ = Diferencia entre la gravedad específica del agua y del petróleo

d_m = Diametro de la partícula de agua a ser removida a cualquier corte de agua (micrones)

- **Cálculo del diámetro y la altura**

$$d^2 * h = \frac{t_r * Q_o}{0.12} \quad (\text{Ec. 3.24})$$

Donde:

d = Diámetro del tanque (pulg)

h = Altura del tanque (pulg)

t_r = Tiempo de retención (min)

Q_o = Caudal de petróleo (BPPD)

- **Cálculo del tiempo de retención**

$$d^2 * h = \frac{t_r * Q_o}{0.12} \quad (\text{Ec. 3.25})$$

3.13.8 DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE DE LAVADO

En la siguiente tabla se detallan los parámetros a considerarse.

TABLA 3.27 DATOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DEL TANQUE DE LAVADO

DATOS	
Viscosidad del Petróleo, U_o (cp)	10,96
Gravedad específica del agua, SGW	1,044
Corte de agua, WOR (%)	0,22
Tiempo de retención, t_r (min)	1440
API	28

Elaboración: Geovanny Oña

Se considera el tiempo de retención un día = 1440 minutos.

Se calcula la capacidad de los tanques siguiendo la siguiente secuencia:

- $d_{mi\%} = 200(10.96)^{0.25} = 363,90$ micrones
- $d_m = 363(0.22)^{0.33} = 220.24$ micrones

Se tendrá 14920 BPPD en el tanque de lavado (considerando un factor de seguridad del 20%), trabajando óptimamente los separadores.

- $d = 81.8 \left[\frac{14920 \cdot 10.96}{0.157 \cdot 220.24^2} \right]^{1/2} = 379.05 \text{ in} = 31.6 \text{ ft}$
- $d^2 * h = \frac{1440 \cdot 14920}{0.12} = 179040000 \text{ in}^3$

En la tabla 3.28 se presentan los resultados obtenidos de diámetros para los diferentes valores de alturas asumidas.

TABLA 3.28 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DEL TANQUE DE LAVADO

Altura (h)		Diámetro (d)	
ft	in	ft	in
24	288	65,70	788,46
30	360	58,77	705,22
36	432	53,65	643,77

Elaboración: Geovanny Oña

- Con los datos de **h** y **d** se calcula el tiempo de retención por medio de la Ec. 3.25

TABLA 3.29 DIMENSIONAMIENTO DEL TIEMPO DE RETENCIÓN DEL TANQUE DE LAVADO

Altura (h)		Diámetro (d)		Tiempo de retención (tr)
ft	in	ft	in	hr
24	288	66	792	24
		72	864	29
30	360	60	720	25
		66	792	30
36	432	54	648	24
		60	720	30

Elaboración: Geovanny Oña

El tiempo de retención debe estar en un rango de 4 a 36 horas para lograr romper la emulsión de agua y petróleo, de esta forma los todos los resultados obtenidos en la tabla anterior para las combinaciones dadas cumplen con este requisito.

De acuerdo al diámetro mínimo del tanque obtenido anteriormente de 31.6 pies, y tomando en cuenta los resultados de las tablas 3.28 y 3.29, se escoge la altura de 36 ft y el diámetro de 60 ft, ya que con estos valores se cumpliría que el diámetro escogido sea mayor al diámetro mínimo del tanque y además el tiempo de retención correspondiente satisface el requerimiento anterior (rango de 4 a 36 horas).

3.13.9 DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE DE SURGENCIA

Este tanque es a la vez considerado como un tanque de almacenamiento, por lo que debe mantener la producción varios días cuando exista algún problema en la transferencia del crudo (3 a 4 días), por ello y considerando tanto la producción máxima de petróleo de 14920 BPPD, así como un BSW máximo de 1%; este tanque deberá tener la capacidad de almacenamiento de 44760 barriles.

Para el cálculo del diámetro del tanque se despeja de la siguiente ecuación:

$$V = \frac{\pi * D^2 * h}{4} * \frac{1Bl}{5.6ft^3} \quad (Ec. 3.26)$$

Despejando se obtiene:

$$D = \sqrt{\frac{4 * 5.6 * V}{\pi * h}}$$

Donde:

D : Diámetro del tanque, ft

V : Volumen de fluido, bls

h : Altura del tanque, ft

La altura se asume de 24 ft y 36 ft.

Al asumir una altura de 24 ft, el diámetro obtenido será de 115 ft, mientras que para la altura de 36 ft, el diámetro será de 94 ft.

Por lo tanto las dimensiones para la construcción del tanque de almacenamiento serán de 36 ft de altura x 96 ft de diámetro. La altura se escoge de 36 ft, por ser igual a la escogida para el tanque de lavado, mientras que el diámetro de 96 ft, por ser un valor disponible en el mercado.

TABLA 3.30 ESPECIFICACIONES DEL TANQUE DE LAVADO Y SURGENCIA

PARÁMETROS	TANQUE DE LAVADO	TANQUE DE SURGENCIA
Norma de construcción	API 650	API 650
Tipo de Techo	Cónico (Para productos con baja presión de vapor, ejm: crudo, diesel, queroseno)	
Capacidad Nominal	18129 Bls	46410 Bls
Dimensiones	D = 60 ft H = 36 ft	D = 96 ft H = 36 ft
Temperatura de operación	102 °F	102 °F
Producto a almacenar	Petróleo crudo + agua de formación	Petróleo crudo + 1% BSW máx.
API	28	28
Zona sísmica	2A	2A
Factor de zona	0,15	0,15
Velocidad del viento	96 km/h	96 km/h
Material	Acero al carbón A-283, Grado C	Acero al carbón A-283, Grado C
Espesor mínimo del cuerpo	6,35 mm	6,35 mm
Espesor mínimo del Techo	4,78 mm	4,78 mm
Espesor máximo del Techo	6,35 mm + 1/8 in	6,35 mm + 1/8 in
Temperatura máxima	199,9 °F	199,9 °F
Esfuerzo en punto cedencia	2110 kg/cm ²	2110 kg/cm ²
Esfuerzo a la tensión	3870 kg/cm ²	3870 kg/cm ²
Esfuerzo de diseño	1410 kg/cm ²	1410 kg/cm ²

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

Al igual que el tanque de surgencia se considerará que el tanque de almacenamiento de oleoducto será de las siguientes características:

- Capacidad: 40000
- Diámetro: 36 ft
- Altura: 36 ft

3.13.10 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA

Con el objeto de contar con un equipo adecuado para la reinyección de agua, se procederá a diseñar un Desnatador, el mismo que provee de largos tiempos de residencia para que la coalescencia y separación gravitacional puedan ocurrir.

Este equipo reemplaza a las fosa API, de esta forma se separa efectivamente la emulsión agua – petróleo de manera que esta agua pueda ser reinyectada.

3.13.10.1 Dimensionamiento del Desnatador

Se utilizan las siguientes fórmulas:

- Diámetro de la partícula

$$d * Leff = \frac{1000 * Q_w * \mu_w}{\Delta S. G * dm^2} \quad (Ec. 3.27)$$

- Tiempo de Retención

$$d^2 * Leff = 1.4 * tr_w * Q_w \quad (Ec. 3.28)$$

Donde:

d : Diámetro del desnatador, pulg

$Leff$: Longitud del desnatador, pies

Q_w : Caudal de agua a tratarse, bls

μ_w : Viscosidad del agua, cp

$\Delta S.G$: Diferencia de gravedades específicas entre el agua y el petróleo

dm : Diámetro de la molécula, micrones

Por experiencia de campo se determina que el tiempo de retención utilizado para los cálculos sea de 20 minutos y el diámetro de la molécula de 200 micrones.

TABLA 3.31 DATOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DEL DESNATADOR

PARÁMETROS	VALOR
Gravedad específica del Petróleo	0,887
Gravedad específica del Agua	1,044
Producción de agua a tratarse (BAPD)	11660
Tiempo de Retención (min)	20
Diámetro de la molécula (μm)	200

Elaboración: Geovanny Oña

Se calcula el diámetro de la molécula y el tiempo de retención.

Con los diferentes diámetros asumidos para el recipiente se calculan las posibles longitudes efectivas y longitudes de costura a costura.

$$d * L_{eff} = \frac{1000 * 11660 * 1}{0.157 * 200^2}$$

$$d * L_{eff} = 1856.68$$

TABLA 3.32 CÁLCULOS REALIZADOS POR EL DIÁMETRO DE LA MOLÉCULA

D (in)	Leff (ft)	LS/s (ft)
72	25,79	34,38
78	23,80	31,74
84	22,10	29,47
90	20,63	27,51
96	19,34	25,79
102	18,20	24,27
108	17,19	22,92
114	16,29	21,72
120	15,47	20,63

Elaboración: Geovanny Oña

$$d^2 * Leff = 1.4 * 20 * 11660$$

$$d^2 * Leff = 326480$$

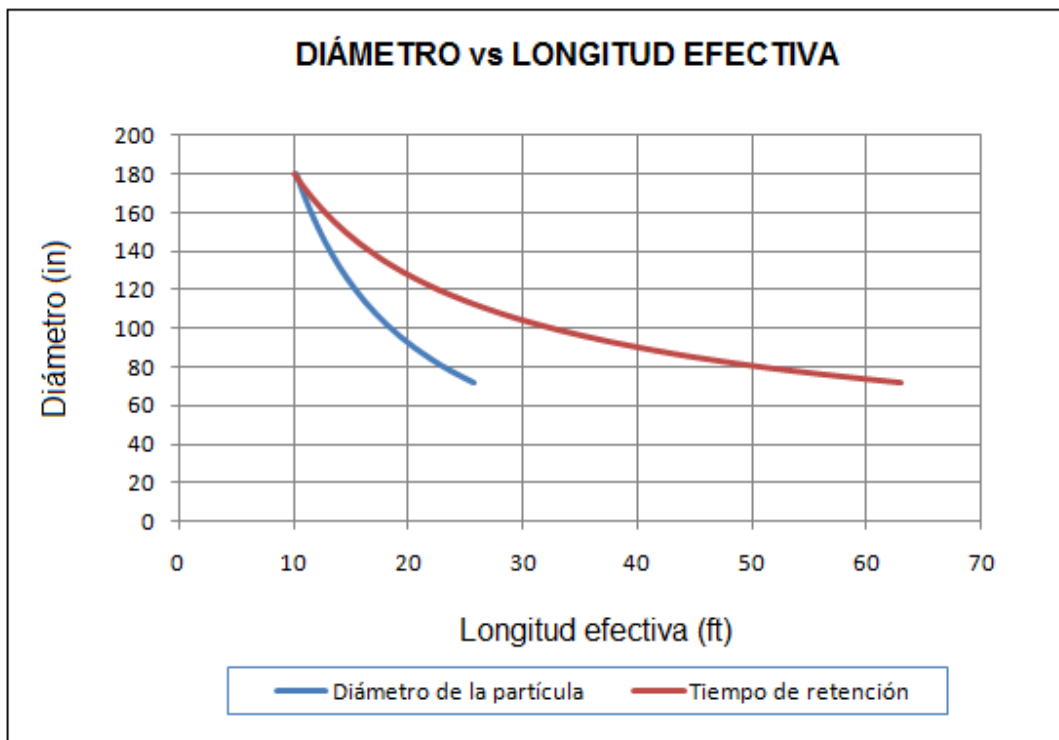
TABLA 3.33 CÁLCULOS REALIZADOS POR EL TIEMPO DE RETENCIÓN

D (in)	Leff (ft)	LS/s (ft)
72	62,98	83,97
78	53,66	71,55
84	46,27	61,69
90	40,31	53,74
96	35,43	47,23
102	31,38	41,84
108	27,99	37,32
114	25,12	33,50
120	22,67	30,23

Elaboración: Geovanny Oña

El criterio usado para seleccionar las dimensiones del Desnatador consiste en que éstas satisfagan las dos ecuaciones, esto se verifica mediante la realización de un gráfico Diámetro vs Longitud efectiva.

GRÁFICA 3.4 DETERMINACIÓN DE LAS DIMENSIONES DEL DESNATADOR



Elaboración: Geovanny Oña

TABLA 3.34 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DEL DESNATADOR

D (in)	Leff (ft)	LS/s (ft)
168	12	16

Elaboración: Geovanny Oña

Por lo tanto se recomienda la instalación de un Desnatador de las siguientes dimensiones: 168 pulgadas de Diámetro x 16 pies de Longitud de costura a costura.

Además en el diseño debe considerarse:

3.13.10.2 Tanque de almacenamiento de agua

Los tanques de almacenamiento, floculación, sedimentación deben cumplir con las siguientes características:

- Norma de fabricación, API 650
- Capacidad de 4000 BAPD, fondo cónico (en caso de tanques de floculación y sedimentación).
- Techo fijo
- Protección Catódica impresa.

Así también se contará con un tanque de pulido de 2000 BPPD

3.13.10.3 Filtros

En el diseño de los filtros se considerará lo siguiente:

- El volumen de agua producida.
- Calidad de agua, en cuanto al contenido de aceite y sólidos suspendidos según las correspondientes normas ambientales vigentes. Sin embargo se respetarán las condiciones de: no mayores a 2 ppm de sólidos suspendidos, 2 NTU de turbidez y 15 ppm de aceite residual.
- Elementos filtrantes
- Todas las variables y el control se llevará a un sistema de supervisión ubicado en una oficina de control, con opción a interconectarse a un sistema Scada.

3.13.10.4 Bomba centrífuga

Se instalará una unidad de bombeo tipo centrífuga de acero inoxidable con las siguientes características:

- Capacidad: 10000 BAPD
- Presión de succión: 50 psi
- Presión máxima de descarga: 2500 psi
- Temperatura de operación: 150 a 250 °F,

- RPM: 900 a 1200
- Tipo de bomba con Variador: TJ-10000

3.13.10.5 Bombas Booster

La bomba de alimentación “Booster” de 50 HP, de acero inoxidable, debe ser impulsada por un motor eléctrico de 480 Voltios y su arrancador independiente, con los siguientes controles de seguridad:

- Arranque y parada manual y automático
- Baja presión de succión
- Alta presión de descarga
- Alarma y temporizador para parada

El motor eléctrico para la bomba de alimentación cumplirá con las siguientes condiciones:

- RPM: 1750
- Clase: F
- Factor de servicio: 1.15

3.13.10.6 Líneas de alta presión

Para el Sistema de Reinyección de Agua, se ha considerado al pozo Drago 2 convertirlo en reinyector por ser un pozo seco, para el cual se requiere aproximadamente 6000 metros de tubería de 6 5/8” OD, SCH 80, A 120.

3.13.11 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS

De acuerdo al método de Dow el mayor riesgo de incendio constituye el tanque de almacenamiento de oleoducto de techo flotante, por ello para realizar los cálculos

pertinentes se asumirá que éste será el tanque afectado en caso de un incendio y en base a este se considerará el radio de afectación que según la Norma Petroecuador PE- SHI-018 equivale a un radio de dos veces el diámetro del tanque de oleoducto. Se debe considerar en proteger solo la parte afectada (50%) en caso de incendio del tanque de oleoducto.

3.13.11.1 Tanque de Almacenamiento de Oleoducto

- Diámetro : 96 ft (1152 in)
- Altura : 36 ft
- Capacidad: 40000 BPPD

Para efectos de cálculos se considerará ser un tanque de techo flotante, requiriendo proteger la parte anular del mismo (se debe considerar su diámetro interior y la placa de retención de espuma).

Para el cálculo se considerará que la placa se encuentra ubicada a 20 pies de la plancha del tanque, por lo que:

$$\text{Área de la sección anular del tanque} = A_T = \pi(D_e^2 - D_i^2)/4 \quad (\text{Ec. 3.29})$$

$$A_T = \pi(96^2 - 76^2)/4$$

$$A_T = 2701.76 \text{ ft}^2$$

3.13.11.2 Cantidad de solución requerida agua - espuma (Q_{ac})

Según la Norma Petroecuador PE- SHI-019, la tasa de aplicación y duración de la descarga para los tanques de techo flotante es de 0,3 GPM/ft² del área anular entre la pantalla de represamiento y la pared del tanque. El tiempo a aplicarse debe ser de 55 minutos.

$$Q_{ac} = \text{Cantidad de agua – Concentrado de espuma} \quad (\text{Ec. 3.30})$$

$$Q_{ac} = \text{Tasa de aplicación} \times \text{Área de la sección anular del tanque (A}_T) \quad (\text{Ec. 3.31})$$

$$Q_{ac} = 0.30 \text{ GPM/ft}^2 \times 2701.76 \text{ ft}^2$$

$$Q_{ac} = 810.528 \text{ GPM}$$

$$Q_{ac} = 810.528 \text{ GPM} \times 55 \text{ min}$$

$$Q_{ac} = 44579.04 \text{ galones de agua-espuma}$$

3.13.11.3 Protección con mangueras

La protección se realizara mediante la implementación de mangueras conectadas a las tuberías de distribución del sistema de espuma.

La tabla 3.25 muestra el número requerido de mangueras y la duración mínima de descarga.

TABLA 3.35 REQUERIMIENTOS DE MANGUERAS

Diámetro del tanque (ft)	Número de mangueras	Duración mínima de descarga (min)
hasta 35	1	10
35 a 65	1	20
65 a 95	2	20
95 a 120	2	30
más de 120	3	30

Fuente: Norma Petroecuador PE-SHI-019. "Sistema d espuma Contra Incendios"

Elaboración: Geovanny Oña

La descarga mínima según la Norma PE- SHI-019 se establece que las mangueras deben descargar como mínimo 50 GPM (189 lts/min). En este caso el número de mangueras de chorro de espuma para nuestro tanque es de 2, siendo la duración mínima de descarga igual a 30 minutos.

V_2 = Cantidad agua-espuma debido a la protección adicional

$$V_2 = \text{Descarga mínima} \times \text{número de mangueras} \times \text{tiempo mínimo} \quad (\text{Ec. 3.32})$$

$$V_2 = 50 \text{ GPM} \times 2 \times 30 \text{ min}$$

$$V_2 = 3000 \text{ galones de agua-espuma}$$

Siendo el volumen total de agua-espuma (V_{ae}) para el tanque de oleoducto:

$$V_{ae} = Q_{ac} + V_2 \quad (\text{Ec. 3.33})$$

$$V_{ae} = 44579.04 + 3000$$

$$V_{ae} = 47579.04 \text{ galones de agua-espuma}$$

3.13.11.4 Volumen de concentrado de espuma requerido

$$V_e = V_{ae} \times \% \text{ de concentración} \quad (\text{Ec. 3.34})$$

$$V_e = 47579.04 \times 0.03$$

$$V_e = 1427.37 \text{ galones de concentrado de espuma}$$

3.13.11.5 Determinación de la capacidad del tanque proporcionador de espuma

$$Q_e = \frac{V_e}{\text{Tiempo de aplicación}} \quad (\text{Ec. 3.35})$$

$$Q_e = \frac{1427.37 \text{ gal}}{55 \text{ min}}$$

$$Q_e = 25.95 \text{ GPM}$$

Para la dosificación de la solución agua-espuma a los valores obtenidos, se selecciona el proporcionador de espuma tipo Presión Balanceada, el mismo que según la Norma PE-SHI-019, es el más conveniente en sistemas fijos de espuma, ya que permite ajustarse a un amplio rango de caudales, como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA 3.36 SISTEMA DE PROPORCIONAMIENTO DE PRESIÓN BALANCEADA (3%)

Tamaño y modelo del proporcionador	Rango de flujo GPM (LPM)	Bomba de líquido y motor
2" RCT	30-180 (114-681)	15 GPM (57LPM) a 150 psi (1034 kPa) con motor de 5 HP
2" RCV	30-180 (114-681)	15 GPM (95LPM) a 150 psi (1034 kPa) con motor de 5 HP
3" RCT	70-450 (265-1703)	25 GPM (57LPM) a 150 psi (1034 kPa) con motor de 5 HP
4" RCF	150-1200 (568-4542)	50 GPM (189LPM) a 150 psi (1034 kPa) con motor de 10 HP
6" RCF	300-2500 (1136-9464)	100 GPM (379LPM) a 150 psi (1034 kPa) con motor de 15 HP
8" RCF	850-5000 (3218-18927)	175 GPM (662LPM) a 150 psi (1034 kPa) con motor de 30 HP

Fuente: NATIONAL FOAMENGINEERING MANUAL, SECCIÓN III, Pag. 3-5

Elaboración: Geovanny Oña

De acuerdo a esto y a los cálculos realizados anteriormente donde se obtuvieron 25.95 GPM de capacidad del tanque proporcionador de espuma, cuyo valor estaría más cercano al rango de flujo de 30 – 180 GPM, se opta por escoger un proporcionador de espuma modelo 2" RCT impulsado por una bomba de 15 GPM a 150 psi con motor eléctrico de 5 HP para el Sistema Contra Incendios.

Además se contará con equipos y sistemas como:

- Tanque de Almacenamiento de agua de 10000 bls. de capacidad.
- Hidrantes industriales
- Monitores
- Extintores
- Sistemas particulares de detección y alarma de protección contra incendios
 - Detectores de llama
 - Detectores de Humo
 - Detectores de Gas Combustible
 - Estaciones manuales de alarma
 - Controlador

3.13.12 SISTEMA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICO

3.13.12.1 Implementación de Bombeo y Medición Multifásica

La propuesta para este proyecto en su diseño consiste en la implementación de módulos de producción en los Wellpads, que constan básicamente de:

- Un Manifold de 11 entradas de 4 1/2", una salida de 10 3/4" para producción y una salida adicional de 4 1/2" para pruebas de pozo.
- Un Medidor multifásico para trabajar en bajos caudales (100 BFPD).
- Bombas multifásicas de doble tornillo, liner de fácil reemplazo, sello mecánico simple para manejo de fluidos multifásicos, con motor eléctrico incluido.
- Un compresor de aire con motores incluido (eléctrico y a combustión).
- Accesorios adicionales para el modulo: Sistemas de detección de fuego y fuga
- Accesorios para automatización total del módulo entre los cuales estarán: válvulas de automatización y seguridad, PLC`s, Panel View, computador de control, fuentes de energía.

3.13.12.2 Parámetros de Diseño

Para el diseño de una bomba multifásica se debe tomar en cuenta principalmente las condiciones del fluido en la aspiración (presión y temperatura).

Para esto y para poder realizar un correcto dimensionamiento de bombas multifásicas en general se debe conocer los siguientes parámetros de pozo:

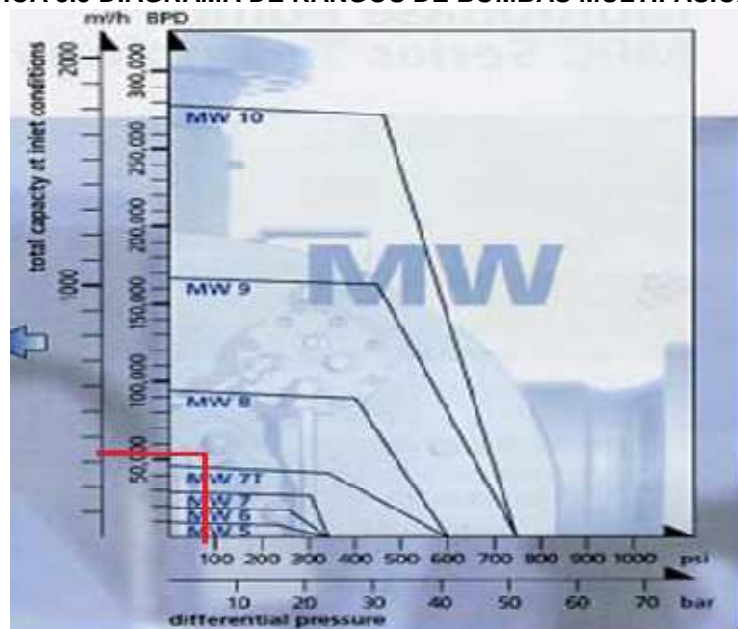
- Caudal total de líquido (m^3/d).
- Caudal de petróleo.
- Caudal de agua.
- Caudal de gas (std m^3/d)

- Fracción de vacío de gas (FVG).
- Contenido de sólidos y arenas.
- Contenido de azufre.
- Presión de aspiración deseada.
- Presión de descarga.
- Viscosidad, gravedad específica y grado API del fluido.
- Temperatura de aspiración.
- Información acerca de la potencia que dispone el motor.

3.13.12.3 Selección de Bomba

Para la selección de las bombas se utiliza la grafica siguiente, donde se ingresa los valores del total de la capacidad de flujo (en el eje de las “Y”) versus el diferencial de presión (en el eje de las “X”) y se determina el tipo de bomba a emplearse.

GRÁFICA 3.5 DIAGRAMA DE RANGOS DE BOMBAS MULTIFÁSICAS MW



Fuente: Bombas Bonermann, bombeo multifásico

Cabe recalcar que el tipo de bomba determinado a partir del diagrama anterior es estimado solamente, para poder determinar la bomba exacta se debe realizar una ingeniería de detalle, con datos exactos.

La elección de la bomba y medidores multifásicos dependerá de las condiciones propias de los pozos.

Para el dimensionamiento de la bomba y medidores multifásicos se tomarán en cuenta los datos de fluidos entregados por la Gerencia de Exploración y Desarrollo y el personal encargado de las facilidades del campo (Proyectos Especiales-Mantenimiento).

La bomba multifásica será de tipo doble tornillo con liner reemplazable, de hierro dulce o hierro fundido y rotores integrales de acero. Sello mecánico simple con cojinete especificación API 32, de fácil mantenimiento y con repuestos en el mercado local.

A la instrumentación local se deberán añadir sensores para monitoreo remoto, presión de succión, descarga y temperatura, así como mandos de arranque y parada locales y señal remota de control.

El sistema de bombeo deberá considerar un sistema de recirculación y sistemas de venteo de gas (de ser necesarios).

3.13.12.4 Trampa de líquidos

La trampa recoge líquidos del flujo de descarga de la bomba multifásica. La trampa no tendrá partes móviles y estará diseñada para mantener la bomba cebada durante los baches de gas más prolongados que pudieran presentarse. Tendrá además drenaje para sedimentos sólidos y también podrá recibir inyección de líquido de una fuente exterior.

3.13.12.5 Línea de reciclaje

Traerá líquido de la trampa y lo inyecta en la cámara de la bomba.

3.13.12.6 Medidores

Los medidores multifásicos que la empresa cotizará tendrán las siguientes características principales: Capacidad de operación en bajos caudales (100 BFPD) y baja incertidumbre en los datos obtenidos (precisión de las mediciones) en la medición menor al 1.5% de los cuales para las ofertas PETROPRODUCCION tomará en consideración los siguientes tipos de opciones para medidores multifásicos:

- Medidor separador vertical cilíndrico ciclón compacto ("GLCC" GAS LIQUID CILINDRICAL CYCLONE) con medidor de coriolis para sistemas bifásicos (agua -petróleo) con computador para adquisición en tiempo real y transmisión de datos en sitio y a cuarto de control, medidor de gas, circuitos de control de presión y diferenciales de presión, temperatura.
- Medidor multifásico con fuente de radiación que constará de: Fuente y detector de rayos Gamma (isótopos Cesio o Bario), exposición de rango de 1 a 5 m Curie (mCi), Computador de flujo con plataforma compatible para Windows, sensor de Presión Diferencial, sensor de Presión, sensor de Temperatura, Fuente de energía 18-29 VDC, 100-240 VAC 50/60 Hz, 12 W.

Para cualquiera de los tipos los datos luego deben ser transmitidos a una computadora de servicio o a un sistema supervisor vía transmisión serial (RS 422 o RS 232) y Protocolo Modbus

3.13.12.7 Parámetros a considerarse en la contratación de la Ingeniería de detalle para la puesta en marcha del Plan de Desarrollo del Sistema Multifásico

La ingeniería de detalle contemplará el diseño de las facilidades y cálculo para la elección de bombas y medidores bajo las condiciones de cada estación. Todos los datos necesarios para el dimensionamiento de las bombas y medidores multifásicos estarán a cargo de la Contratista en conjunto con Petroproducción, mismos que deberán ser solicitados en campo y confirmados y certificados por la Gerencia de Exploración y Desarrollo, por lo que este requerimiento será el que determine el correcto dimensionamiento de los equipos considerando además las vibraciones de los mismos.

Parte de la ingeniería de detalle es el cálculo del diámetro de tubería realizado en software de cálculos de modelación de fluidos, en donde los parámetros de diseño serán básicamente las condiciones internas de los pozos y la topología externa por donde será el recorrido de la tubería.

En este proyecto se contemplará que todas las instalaciones de tubería serán enterradas desde los diferentes Pad's hasta la estación CPF, lugar que servirá de acopio de toda la producción de los diversos WELL PAD.

La ingeniería de detalle de las bombas y medidores multifásicos consistirá en los diagramas de flujo y PI&D, y demás planos de instalación y montaje, a su vez del dimensionamiento propio para cada estación de las bombas y medidores. En esta parte se tomará en cuenta el funcionamiento del sistema en circunstancias de contingencia operativa como una paralización parcial de los pozos productores.

En el diseño de los múltiples se tomará en cuenta el uso de un sistema totalmente automático con válvulas manipuladas por computador o por medio del panel view del panel de control principal.

3.13.13 SISTEMA DE BOMBEO

Actualmente el fluido es transportado utilizando unidades Vácuum con capacidad de 150 barriles hacia la estación Shushufindi Central, situada a una distancia aproximada de 15 km desde la carretera principal.

Al centralizar el fluido producido por Drago, Drago Este, Drago Norte y Condorazo 01 hacia la CPF, la misma que estaría ubicada en el Pad 1 a una distancia aproximada de 2 km hasta la carretera principal (Shushufindi-Jivino), el fluido promedio a manejarse de acuerdo a los pronósticos de producción sería de 14920 BPPD aproximadamente en el año 2013 considerando un factor de seguridad del 20%.

Desde el tanque de almacenamiento, se succionará el crudo mediante una bomba Booster a una presión aproximada de 75 psi (presión superior a la requerida por la bomba), será contabilizado en una unidad LACT, para finalmente ser succionado por las bombas de transferencia de crudo.

El crudo será bombeado a una presión aproximada de 600 a 700 psi para su envío al oleoducto Shushufindi-Lago agrío.

Todo el sistema estará totalmente automatizado.

3.13.13.1 Bombas Booster

Estas bombas de alimentación "Booster" de acero al carbono deben ser de 480 Voltios, el tamaño de las bombas serán calculadas de acuerdo al caudal a ser manejado.

Los motores eléctricos para bombas de alimentación deberán cumplir con lo siguiente:

- RPM: 1750

- Clase: F
- Factor de Servicio: 1.15

3.13.13.2 Bombas de transferencia

Los equipos de transferencia de crudo, deberán ser diseñados desde la CPF hacia el Oleoducto Secundario Shushufindi – Lago Agrio, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- El volumen y características del crudo
- Tiempo de bombeo
- Presión en el Oleoducto Secundario
- Perfil Topográfico

Con ello se elaborará la ingeniería de detalle, que determinará:

- El dimensionamiento de la unidad LACT
- Longitud y Diámetro de la línea de transferencia de la CPF
- La capacidad de las bombas de transferencia y Booster

De acuerdo al pensamiento de contar e instalar tecnología moderna en el campo Drago, se ha considerado los siguientes factores:

- Presiones
- Niveles de vibraciones
- Grado API
- Temperatura de operación

Por lo que las bombas de oleoducto deberán reunir las siguientes características:

- Capacidad: 40.000 BFPD
- Presión de diseño: 1500 Psi
- Presión de operación: 700 Psi

- Grado API: 23 a 27
- Temperatura de operación: 150 °F

3.13.14 SISTEMA DE MEDICIÓN

Se instalará una unidad LACT, la cual deberá ser diseñada de acuerdo al fluido máximo que se espera bombear desde la CPF hasta Lago Agrio, esta deberá considerar los siguientes accesorios y equipos.

- Instalación de actuadores eléctricos o neumáticos para las válvulas que necesitan control dentro de la Unidad Lact.
- Instalación de válvulas de doble bloqueo y purga.
- Instalaciones de transmisores electrónicos de presión, temperatura y densidad.
- Instalación de un Probador bidireccional, el cual será dimensionado de acuerdo a los medidores instalados.
- Instalación de dos medidores de desplazamiento positivo, incluido sus accesorios.
- Instalación de un muestreador (sampler) para determinar el porcentaje de agua.
- Instalación de un transmisor de pulsos en cada medidor de desplazamiento positivo instalado.
- Instalación de un computador de flujo el cual integrará todas las variables y realizará los cálculos respectivos para la medición de petróleo.
- Instalación de una válvula de tres vías para retorno al tanque en caso que el BSW supere el 1 %.
- Instalación de un monitor de BSW en línea, el cual determinará la cantidad de agua existente y activará la válvula de tres vías.

- Todas las variables deberán ser desplegadas en un panel de operador ubicado en la unidad LACT, y deberá tener la posibilidad de llevar a un sistema Scada.

3.13.15 LÍNEAS DE FLUJO DESDE LOS PAD'S HACIA LA CPF

FIGURA 3.11 UBICACIÓN Y DISTANCIAS DE LOS PAD'S HACIA LA CPF



Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

3.13.15.1 Capacidades de diseño

Para el dimensionamiento de las de las líneas de flujo desde los 6 Pad's de producción hacia la CPF, se debe considerar parámetros importantes como la caída de presión y la velocidad de flujo, de esta forma se debe tener presente que:

- La presencia de gas en el crudo disminuye la viscosidad y densidad del mismo, facilitando de esta forma su transporte.
- Las caídas de presión en una tubería están en función de tres variables principales que son: relación gas-líquido (GOR), diámetro de la tubería (d) y gasto del líquido (q).
- La temperatura promedio de operación será de 100°F y la presión de operación estará entre los 35 a 40 psi.

La distancia estimada entre la CPF y los Pad's de producción se muestra en la siguiente figura.

Las líneas a usarse y sus especificaciones se detallan a continuación:

3.13.15.2 Línea de 8 5/8"

Esta tubería se usará para la construcción de líneas de flujo desde los Pad's 2, 3, 4 y 5 hacia la línea colectora que será la encargada de recolectar los fluidos de los Pad's y transportarlos hacia la CPF. También será utilizada en cambios de tramos en pozos que amerite su reemplazo. La especificación es la siguiente:

Tubería de Acero al Carbono, 8 5/8" OD - 0,322 esp – 28.55 Lb/ft. API-5L-S-Std.

Se requerirá de 7600 metros en total de tubería aproximadamente desde los diferentes Pad's hacia la línea colectora.

3.13.15.3 Línea de 6 5/8"

Esta tubería será usada para la línea de reinyección de agua desde la CPF hacia el pozo reinyector Drago 2, con una longitud aproximada de 6000 metros de tubería

La especificación es la siguiente:

Tubería de Acero al Carbono, 6 5/8" OD - 0,280 esp - 18,97 Lb/ft. API-5L-S-Std.

3.13.15.4 Línea de 4 1/2"

Esta tubería se usará para la construcción de líneas de flujo desde el Pad 6, Condorazo 1, Drago Norte 18D y Drago Norte 19D, hacia la línea colectora. De igual forma será utilizada en cambios de tramos en pozos que amerite su reemplazo. Se requiere de 12900 metros de tubería aproximadamente.

La especificación es la siguiente:

Tubería de Acero al Carbono, 4 1/2" OD - 0,237 esp - 10,79 Lb/ft. API-5L-S-Std.

3.13.15.5 Línea de 10 3/4"

Esta tubería se usará para la construcción de una línea colectora de aproximadamente 5000 metros, para el transporte del fluido hasta la CPF.

La especificación es la siguiente:

Tubería de Acero al Carbono, 10 3/4" OD - 0,365 esp – 40.48 Lb/ft. API-5L-S-Std.

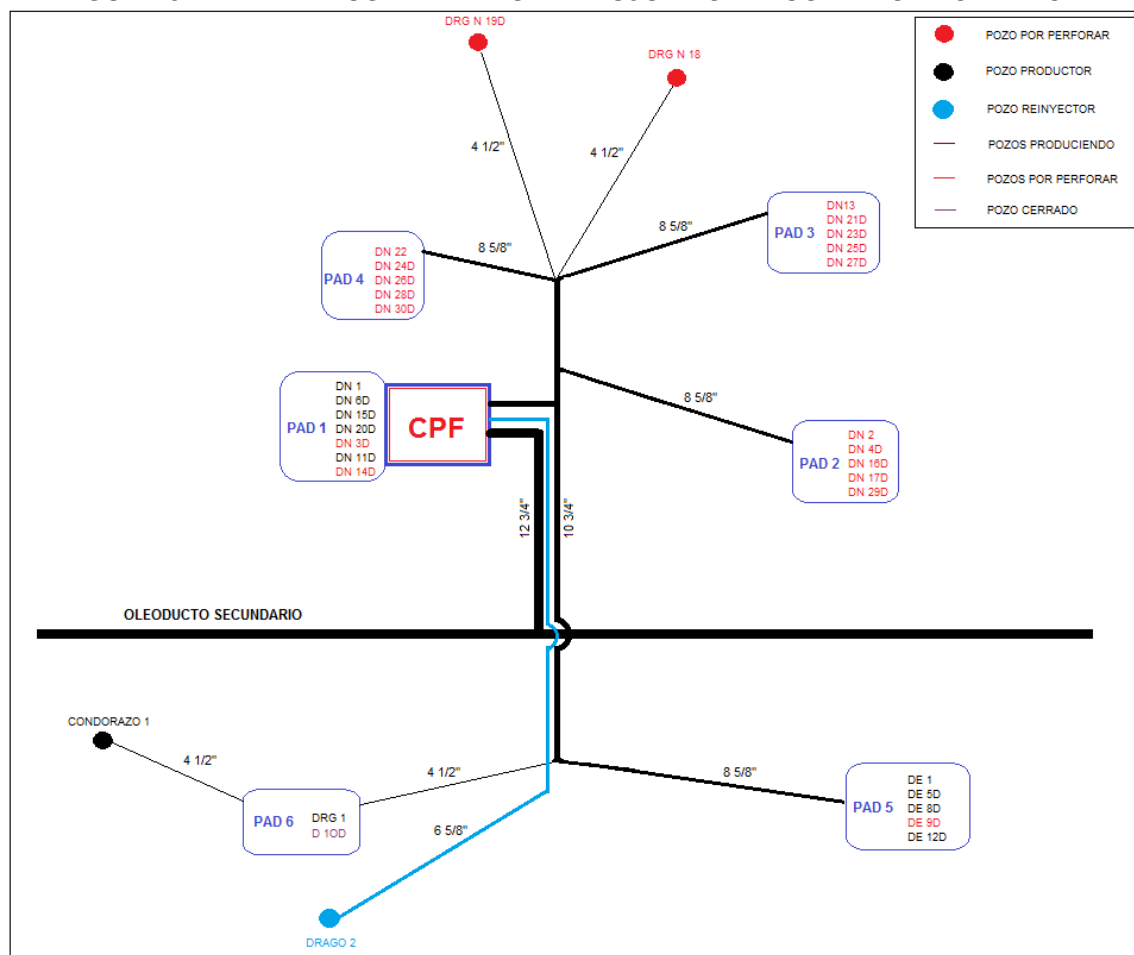
3.13.15.6 Línea de 12 3/4"

Esta tubería se usará para la construcción de una línea para el transporte del crudo desde la CPF hacia el oleoducto secundario Shushufindi-Jivino, con una longitud de 2500 metros aproximadamente.

La especificación es la siguiente:

Tubería de Acero al Carbono, 12 3/4" OD - 0,406 esp – 53,52 Lb/ft. API-5L-S-Std.

FIGURA 3.12 DIÁMETROS DE LÍNEAS DE FLUJO DESDE LOS PAD'S HACIA LA CPF



Elaboración: Geovanny Oña

3.13.16 SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

De acuerdo al Plan de Desarrollo de los campos Drago, Drago Norte y Drago Este, se contemplan 18 pozos de desarrollo y 2 de avanzada, de acuerdo a esto se debe crear una planta de generación eléctrica para cumplir con los requerimientos que se generen con la perforación de estos pozos, para cubrir las necesidades futuras del Campo Drago. El campo debe disponer de por lo menos 11 MW de potencia efectiva, la nueva central de generación se ubicará en la CPF.

3.13.16.1 Planta de generación de 11 MW

Se requiere la construcción de: una central de generación con una potencia efectiva instalada de 11 MW en bornes de subestación con 100 % de disponibilidad, una subestación eléctrica de 13.8 /69 KV, para la interconexión de esta central con el SEIP (Sistema Eléctrico Interconectado de Petroproducción) y 15 Km de líneas de distribución a 13.8 KV, que satisfaga la demanda de energía eléctrica en los Campos Drago, Drago Norte, Drago Este y Condorazo.

3.13.16.1.1 Especificaciones Técnicas

- La generación eléctrica se obtendrá con 3 unidades generadoras de 5 a 6 MW, considerando una unidad en reserva, con voltaje de salida de 13.8 Kv, frecuencia de 60 Hz, motor de combustión dual gas-crudo.
- La subestación eléctrica 13.8/69 Kv, incluirá en forma general dos transformadores de 20MVA 69/13.8kV, un transformador de 15MVA 13.8/13.8kV y sus respectivos elementos de interconexión como disyuntores SF6, seccionadores tripolares, etc.
- Para la distribución de energía eléctrica hacia los pozos y a la CPF se prevé la construcción de 15 Km de líneas de alta tensión a 13.8 Kv, de acuerdo a la normativa de Petroproducción.

3.13.17 SISTEMA SCADA

El sistema Scada (Supervisory Control and Data Adquisition), es un software, diseñado con el objetivo de controlar y supervisar procesos a distancia.

Este software permitirá visualizar en la pantalla del computador todos los procesos, los estados de éstos, las situaciones de alarma y tomar acciones físicas sobre algún equipo. La comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN (todo esto en tiempo real).

El sistema Scada a implementarse deberá cumplir con requisitos básicos como:

- Deben ser sistemas de arquitectura abierta, capaces de crecer o adaptarse según los requerimientos cambiantes de la empresa.
- Deben ser de fácil comunicación, y de forma transparente al usuario, con el equipo de planta y con el resto de la empresa.
- Deben ser programas sencillos de instalar y fáciles de utilizar, con interfaces amigables con el usuario.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.

4.1 INTRODUCCIÓN

Como en todo proyecto nuevo resulta indispensable considerar el análisis económico con el objetivo de estimar los resultados a obtenerse a corto y largo plazo, de tal forma que el proyecto cumpla con los requerimientos técnicos, económicos y ambientales para la puesta en marcha del mismo.

En base a la producción estimada presentada en el capítulo 3 y el precio del crudo se determinará los ingresos del campo, mientras que para la determinación de la inversión requerida para este proyecto se considerará las facilidades propuestas para este campo.

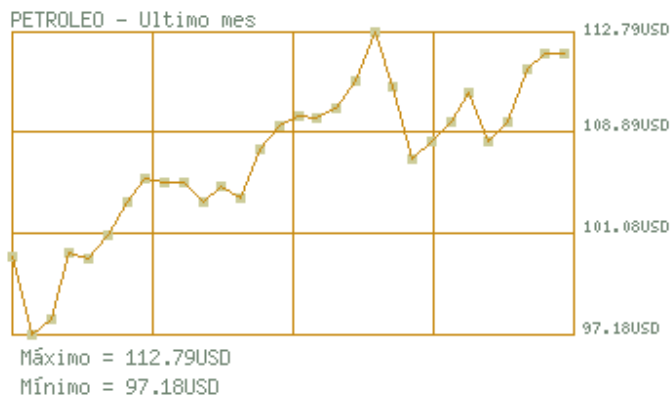
La evaluación económica se basa principalmente en el criterio del valor actual neto (VAN), y de la tasa interna de retorno (TIR), factores importantes que determinarán la puesta en marcha o no del proyecto.

4.2 PRECIO DEL CRUDO

El precio del barril del petróleo se encuentra fijado en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI), cuya diferencia es establecida por Petroecuador.

WTI: es la mezcla de petróleo crudo ligero cotizada en el New York Mercantile Exchange y sirve de referencia en los mercados de derivados de los Estados Unidos.

BRENT: es la mezcla de petróleo crudo ligero cotizada en el International Petroleum Exchange y sirve de referencia en los mercados de Europa y Asia.

FIGURA 4.1 COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DEL PETRÓLEO MES DE ABRIL DEL 2011

Fuente: Banco Central de Ecuador

4.3 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Se considerará los siguientes parámetros para el análisis económico del proyecto:

- Método del Valor Actual Neto (VAN)
- Método de la Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Relación Costo – Beneficio (RCB)
- Período de recuperación de la Inversión (PRI)

Para utilizar estas herramientas se debe determinar los datos que servirán de referencia para la aplicación de estos métodos. Finalmente la comparación entre las inversiones, los costos y los ingresos permitirán la realización del análisis económico.

4.3.1 INVERSIONES

La propuesta planteada para este proyecto contempla el diseño de las facilidades de producción a implementarse en una Central de Procesamiento de Fluidos (CPF).

En la siguiente tabla se detallan las inversiones:

TABLA 4.1 DETALLE DE INVERSIONES

MATRIZ INVERSIONES FACILIDADES CAMPO DRAGO	
DESCRIPCIÓN	COSTO
Presupuesto para Estación de Producción con tubería de 8 5/8, SCH 40	4393014,81
Presupuesto para Estación de Producción con tubería de 4 1/2, SCH 40	3721280,76
Presupuesto línea de Recolección de Pad's con tubería de 10 3/4, SCH 40	1309157,85
Presupuesto línea de Reinyección de agua con tubería de 6 5/8, SCH 80 A 120	1170557,1
Presupuesto línea de Oleoducto Secundario con tubería de 12 3/4, SCH 40	1309157,85
Separador de Producción	979782
Separador de Prueba	350000
Bota de gas	220000
Mecheros Ecológicos	228234
Tanque de lavado	600000
Tanque de surgencia	750000
Tanque de almacenamiento	750000
Tanque de Pulido	50000
Tanque de almacenamiento de agua	100000
Bombas de Reinyección de agua	1145000
Unidad LACT	1124740
Compresores de aire con motor a combustión interna	22000
Compresores de aire con motor eléctrico	22000
Bombas de oleoducto	1200000
Equipo para tratamiento químico	434550
Lanzador y receptor de Pigs	508200
Construcción Obras Civiles	714790
S/E 69/13.8 kV Campo Drago	3746357
Sistema Contra Incendios	909547,89
PRODUCCIÓN: computadoras portátiles	2500
EXPLORACIÓN Y DESARROLLO: computadoras portátiles	2500
Pozos por perfora (18 P)	54000000
Repuestos y Accesorios	300000
Muebles enseres y otras inversiones	10000
Costo de Ingeniería de detalle	67500
Gastos de permisos ambientales para facilidades	135000
Gastos de puesta en marcha	2000
TOTAL	80277869,3

Elaboración: Geovanny Oña

4.3.2 INGRESOS

En base a las proyecciones de producción revisada en el Capítulo 3, y de acuerdo al Plan de Desarrollo aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos para los Campos Drago, Drago Norte y Drago Este para el período 2010 – 2023 se procederá a estimar los ingresos.

La inversión del proyecto se la tomara como referencia el año 2010 como año cero.

TABLA 4.2 PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO DE LOS CAMPOS DRAGO

PRODUCCIÓN ESPERADA DE PETRÓLEO		
AÑOS	PRODUCCIÓN DIARIA ESPERADA DE PETRÓLEO	PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA DE PETRÓLEO
	BPPD	BPPA
2011	9100,71	3321759,15
2012	10502,67	3833474,55
2013	12427,08	4535884,20
2014	10707,27	3908153,55
2015	8943,47	3264366,55
2016	6869,44	2507345,60
2017	5737,84	2094311,60
2018	4792,65	1749317,25
2019	4003,16	1461153,40
2020	3343,72	1220457,80
2021	2792,91	1019412,15
2022	2236,97	816494,05
2023	1731,27	631913,55

Elaboración: Geovanny Oña

4.4 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Debido a que la inversión en facilidades de producción no puede ser analizada de una manera convencional, se utiliza este procedimiento para calcular el TIR y VAN del proyecto que nos mostrará si éste es rentable o no.

Para ello es necesario definir las siguientes variables:

- **Costos de producción:** Son los costos resultantes de la producción de un barril de petróleo, como; extracción, deshidratación, almacenamiento, mantenimiento de pozos y transporte del crudo. Este costo es de aproximadamente 6 USD/BBL.
- **Transporte del crudo:** Es el valor correspondiente al transporte de un barril de crudo desde el SOTE hasta el puerto de Balao, su valor es de 1.50 USD/BBL.
- **Gastos Administrativos:** Referente a las unidades de apoyo del campo, su valor es de 0.425 USD/BBL.
- **Costo de operación:** Es el monto fijo estimado para pagar las operaciones e inversiones del proyecto. No varía con los años.

El costo de operación se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Costo de operación} = \text{Inversión} * \text{Porcentaje de operación inversión} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

$$\text{Costo de operación} = 78064115.8 \text{ USD} * 5\% \text{ USD/AÑO}$$

$$\text{Costo de operación} = 3.90 \text{ MM USD/AÑO}$$

- **Tasa de descuento:** Es igual a la tasa de actualización, que de acuerdo a Petroproducción es del 12%.
- **Valor actual de la inversión:** Es el valor de la inversión en el presente, es decir en el año cero.
- **Impuesto a las Utilidades:** Es un valor establecido, destinado a apoyar el Eco Desarrollo Amazónico, gastos por remediación ambiental y desarrollo comunal, aportes a la DNH y a la Contraloría, Este valor se considera de 1.6 %.

4.4.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Se entiende por VAN a la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los egresos que la misma ocasione.

Debido a que es un método que toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo, los ingresos futuros esperados así como los egresos, deben ser actualizados a la fecha del inicio del proyecto.

La fórmula para el cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN = I + \sum_{K=0}^n \frac{FNCK}{(1+r)^K} = 0 \quad (Ec. 4.2)$$

Donde:

I : Inversión

FNCK : Flujo Neto de caja del año K

r : Tasa de Actualización de la empresa (r = 12%, valor utilizado en Petroecuador)

n = Número de años de la inversión

Los criterios de decisión son:

Si $VAN > 0$, el proyecto es rentable

Se debe elegir el proyecto con mayor VAN siempre que todos los VAN sean positivos.

Si $VAN = 0$, significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en él, invertidos en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.

4.4.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la tasa de rendimiento por período con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente igual a los desembolsos expresados en moneda actual. Para ello se considera lo siguiente:

La TIR de un proyecto es aquella tasa de interés que satisfaga la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{K=0}^n \frac{FNCK}{(1 + TIR)^K} = 0 \quad (Ec. 4.3)$$

Los criterios de evaluación de la TIR son los siguientes:

Si $TIR >$ tasa de actualización (i), el proyecto es rentable

Si $TIR =$ tasa de actualización (i), el proyecto no tiene pérdidas ni ganancias

Si $TIR <$ tasa de actualización (i), el proyecto no es rentable

Con esta dos variables, Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), se determinará si el proyecto es rentable o no.

4.4.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)

Es otro método para evaluar proyectos, que al igual que los anteriores nos muestra de forma clara la rentabilidad de un proyecto considerándolos ingresos generados, gasto e inversión; todos ellos calculados en el período de la inversión.

El RCB de un proyecto se calcula de la siguiente forma:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos Actualizados}}{\text{Costos Actualizados} + \text{Inversión}} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Para analizar el RCB se considera lo siguiente:

Si $RCB > 1$, el proyecto es aceptable (los ingresos son mayores a los egresos).

Si $RCB = 1$, el proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos).

Si $RCB < 1$, el proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos).

4.4.4 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

Es el tiempo necesario para recuperar la inversión mediante los flujos netos de caja, de acuerdo a esto se tiene que:

$$SFNC = \sum_{n=0}^{PRI} FNCK_n = 0 \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Donde:

PRI : Periodo de Recuperación de la Inversión

SFNC : Suma Acumulada de los Flujos Netos de Caja

FNCK : Flujo Neto de Caja al año K

El PRI no es un valor explícito por lo que está sujeto a procesos iterativos con las sumatorias de los flujos de caja que comprendan al PRI entre ellos, hasta encontrar el período buscado.

4.5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

A continuación se detallan los resultados obtenidos de cada parámetro de evaluación del proyecto.

4.5.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El Valor de la tasa de actualización que se fija en Petroproducción es del 12 %.

Ejemplo de cálculo

$$VAN = \sum_{K=0}^n \frac{FNCK}{(1+i)^K}$$

$$VAN (\text{Primer Período}) = \frac{287.67}{(1+0.12)^1}$$

$$VAN (\text{Primer Período}) = 256.85 \text{ MM USD}$$

TABLA 4.3 FLUJO NETO DE CAJA

FLUJO NETO DE CAJA	
PERIODO	FLUJO DE CAJA
	MM USD
2010	-80,28
2011	287,67
2012	332,58
2013	394,22
2014	339,13
2015	282,63
2016	216,20
2017	179,95
2018	149,68
2019	124,39
2020	103,26
2021	85,62
2022	67,81
2023	51,61

Elaboración: Geovanny Oña

TABLA 4.4 CÁLCULO DEL VAN DEL PROYECTO

AÑO	VALOR ACTUAL (MM USD)
2010	-80,28
2011	256,85
2012	265,13
2013	280,60
2014	215,52
2015	160,37
2016	109,53
2017	81,40
2018	60,45
2019	44,86
2020	33,25
2021	24,61
2022	17,41
2023	11,83
VAN	1481,53

Elaboración: Geovanny Oña

El VAN al ser un valor positivo indica que el proyecto se considera rentable.

4.5.2 RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)

De acuerdo a este parámetro podemos determinar si los ingresos son mayores a los egresos.

Ejemplo de cálculo

$$RCB = \frac{\text{Ingresos Actualizados}}{\text{Costos Actualizados} + \text{Inversión}}$$

$$RCB = \frac{2950.78 \text{ MM USD}}{(293.50 + 80.28) \text{ MM USD}}$$

$$RCB = 7.89$$

Como se puede observar $RCB > 1$, por lo que el proyecto planteado en relación egresos – ingresos se considera factible, es decir que los ingresos son mayores a los egresos.

4.5.3 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

De acuerdo a los flujos netos de caja, el proyecto se recupera totalmente en el primer año, puesto que para este año ya se tendrá un valor de 287.67 MM USD, valor mucho mayor a la inversión del proyecto que es de 80,28 MM USD; esto quiere decir que para el año 2011 se tendría un flujo mensual de 23,97 MM USD aproximadamente, por lo que en 102 días se recuperaría la inversión estimada para el proyecto.

TABLA 4.5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

VAN	1481,53	MM USD
TIR	373	%
RCB	7,89	
PRI	100	DIAS

Elaboración: Geovanny Oña

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El propósito fundamental de este proyecto tiene por finalidad establecer los mecanismos necesarios para seleccionar y diseñar las facilidades requeridas para el tratamiento adecuado del petróleo mediante el uso de tecnología actual.
- Minimizar los costos actuales de transporte del crudo mediante Vácuum hacia la Estación Shushufindi Central.
- El proyecto requiere de un separador de producción de 15.000 bls. de capacidad, de tal forma y de acuerdo al máximo de producción que se tendría se opta por instalar dos separadores de producción, y un separador de prueba de 5.000 bls. de capacidad. Además se establece implementar un Free Water Knockout de 20.000 bls. de capacidad con el propósito de tener mayor separación de agua del crudo.
- Para una mejor separación petróleo-agua, también se incluye en este proyecto la implementación de un Tratador Electrostático en la CPF, cuyo calor requerido a la entrada es de 5,79 a 7,73 MM BTU/H.
- Considerando la necesidad de implementar tecnología actual, es necesario el uso de un deshidratador electrostático.

- En el sistema de reinyección de agua se requiere de un Desnatador en la CPF, basándose en el hecho de contar con nueva tecnología. Las dimensiones de este equipo luego de los cálculos resultan de 168 in. de diámetro x 16 ft. de longitud de costura a costura con un tiempo de retención de 20 min. Así también de sistemas complementarios como tanque de almacenamiento de agua y de pulido de 4.000 y 2.000 bls. respectivamente.
- Como respuesta al uso de nueva tecnología en este proyecto se ha considerado implementar sistemas multifásicos con el propósito de contribuir al desarrollo tecnológico de la empresa y a la mejora continua de los procesos de producción.
- Todos los procesos contarán con un sistema de control automático (SCADA), con el objetivo del control y supervisión de los mismos.
- La unidad LACT tendrá la capacidad de contabilizar el petróleo a ser bombeado, considerando la máxima producción de fluido de 16.101 BFPD.
- Finalmente, el costo total de inversión del proyecto de 80,28 MM USD, se recuperaría en un año, concluyendo así que el proyecto es factible y rentable.

5.2 RECOMENDACIONES

- Tener en cuenta el mejoramiento en la CPF en lo referente a identificación general de equipos, instrumentos, áreas de riesgo, seguridad industrial, etc. con el objetivo de tener menos accidentes laborales.
- Aplicar de manera más coordinada los procedimientos a tomar de acuerdo a un plan de contingencias para controlar incidentes mediante entrenamientos y simulacros periódicos, con el objetivo de preparar a todo el personal en caso de una situación de emergencia.
- Realizar mayor énfasis en el uso de equipos de protección personal, cumpliendo de esta forma con las normas, guías y procedimientos necesarios establecidos en toda empresa, considerando que el factor humano es el más vulnerable y que la vida no tiene precio.
- Finalmente y sabiendo que la aplicación de sistemas multifásicos contribuyen a la optimización en la producción de petróleo, se recomienda realizar un estudio profundo de ingeniería de detalle para una verdadera aplicación de bombas multifásicas, teniendo en cuenta que a futuro este sistema posiblemente remplazará totalmente a los sistemas tradicionales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO**, Petroproducción, Departamento de Exploración y Producción, Quito.
- **INFORMACIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO DRAGO**, Edison Herrera, Petroproducción - Departamento de Exploración y Producción, Quito.
- **PROPUESTA PARA FACILIDADES TEMPRANAS DEL CAMPO DRAGO**, José Cepeda, Petroproducción - Departamento de Proyectos Especiales, Lago Agrio.
- **DESARROLLO DE LOS CAMPOS DRAGO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO**, Eduardo Posso, Petroproducción - Departamento de Mantenimiento, Lago Agrio.
- **PROYECTO PARA EL DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN DEL CAMPO DRAGO NORTE**, Ramiro Almeida, Petroproducción - Departamento de Mantenimiento, Shushufindi.
- **ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE CRITERIOS DE DISEÑO**, E&P D. Staff Técnico Repsol YPF.
- **DIAGRAMAS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE DE UNA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN**, Manual Repsol YPF, (2005).
- **PRESENTACIÓN DE PLANTAS DE PRODUCCIÓN (OPERACIONES)**, Repsol YPF.

- **DIAGRAMAS PARA ESTACIÓN PROVISIONAL DEL CAMPO DRAGO**, José Cepeda, Petroproducción - Departamento de Proyectos Especiales, Lago Agrio.
- **REDIMENSIONAMIENTO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO VHR, 2008**, Carrillo Santiago y Yunda Marco.
- **OIL AND GAS PRODUCTION SURFACE FACILITIES DESIGN AND RATING, TEXAS**, Douglas, Erwin, 1998.
- **DISEÑO E INSTALACIÓN DE UN SISTEMA CONTRA INCENDIOS PARA LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN CONONACO, 2000**, Puente Vargas Stalin.
- **CÁLCULO Y DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS DE LA ESTACIÓN DE BOMBEO TIGUINO, 1998**, Dávila S. Edmundo R. y Robalino L. Freddy F.
- **ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL CAMPO DRAGO DE PETROPRODUCCIÓN EN EL ORIENTE ECUATORIANO, 2009**, Pelaez García Kléver.
- **RE-DESARROLLO Y DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCION DEL CAMPO CULEBRA-ANACONDA, 2008**, Susan Esthela Nasamues Chunez y Francis Gandy Vasquez Ramírez.
- **OPTIMIZACION DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCION DE LA ESTACION SHUSHUFINDI CENTRAL, 2009**, Adán Alexander Benavides Delgado y Juan Sebastian Zaldumbide López.

- **CRAFT, B. C; HAWKINS, M.F.** Ingeniería aplicada de Yacimientos Petrólíferos". 1ª Edición. Editorial Tecnos, S.A. Madrid, España, 1997.

- **INTERNET**
 - [http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/2009/04/factor-volumetrico-de-formacion- o.html](http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/2009/04/factor-volumetrico-de-formacion-o.html)
 - <http://www.lacomunidadpetrolera.com/archive/index.php/t-1302.html>
 - <http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/2009/01/viscosidad-del-petroleo.html>
 - <http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2009/04/solubilidad-del-gas.html>
 - http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=987:definicion-de-reservas-petroleras&catid=57:reservorios&Itemid=121#def
 - <http://www.monografias.com/trabajos72/facilidades-superficie-industria-petrolera/facilidades-superficie-industria-petrolera3.shtml>

ABREVIATURAS

UTM : Universal Transverse Mercator.

Km : Kilómetro.

BY : Barriles de Yacimiento.

BN : Barriles Normales.

PCN : Pies Cúbicos Normales.

Psi : Pound per square inch.

Bls : Barriles.

BF : Barriles Fiscales.

Cp : Centipoise.

PCS : Pies Cúbicos Estándar

GOR : Gas Oil Relation.

GLR : Gas Liquid Relation.

gr : Gramos.

cc : Centímetros Cúbicos.

ppm : Part per million.

BSW : Basic Sediments and Water.

BPPD : Barriles de Petróleo por día.

BAPD : Barriles de Agua por día.

BFPD : Barriles de Fluido por día.

MOV : Motor operate Valve.

PI : Pressure Indicator

SDV : Shut Down Valve.

API : American Petroleum Institute.

GLP : Gas Licuado de Petróleo.

PMO : Presión Máxima de Operación.

Pms : Presión Máxima en la Succión

L : Longitud.

D : Diámetro.

Ft : Pies.

in : Inch

PCD : Pie Cúbico por día.

PVT : Presión Volumen Temperatura.

Vsh : Volumen de arcilla.

Ls/s : Longitud de costura a costura.

Leff : Longitud Efectiva.

ANEXOS

ANEXO 1

ANEXO 1.1 FOTOGRAFÍAS DE FACILIDADES EXISTENTES EN EL CAMPO DRAGO NORTE

ANEXO 1.1.1 Acceso a los pozos Drago Norte 01, 06, 15, 20, 11



ANEXO 1.1.2 Motor generador, Drago Norte.



ANEXO 1.1.3 Tanque de combustible, Drago Norte



ANEXO 1.1.4 Tanque de químicos, Drago Norte



ANEXO 1.1.5 Tanques bota, Drago Norte



ANEXO 1.1.6 Líneas de alimentación de tanques bota a los Vácuum, Drago Norte



ANEXO 1.1.7 Manifold, pozos Drago Norte 01, 06, 15



ANEXO 1.1.8 Acceso transformador reductor, variador de frecuencia, y transformador elevador para la bomba electro sumergible, pozo Drago Norte 01



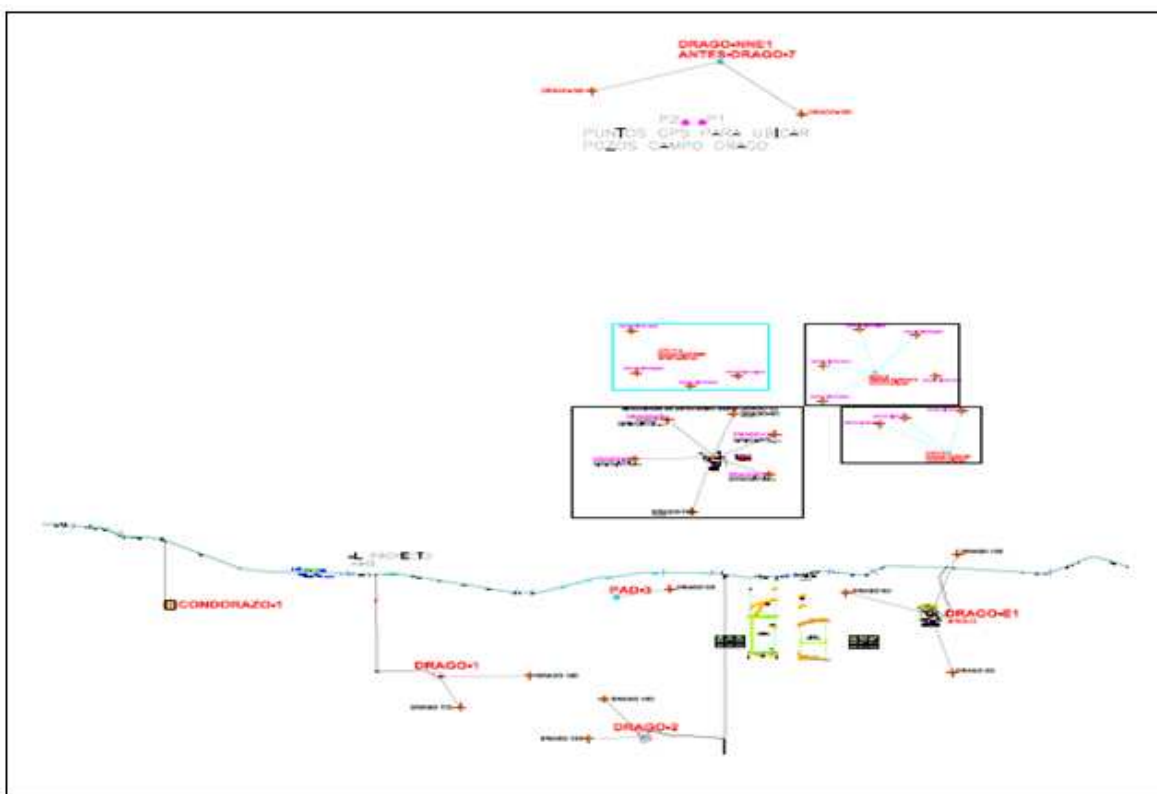
ANEXO 1.1.9 Tea, Drago Norte



ANEXO 2

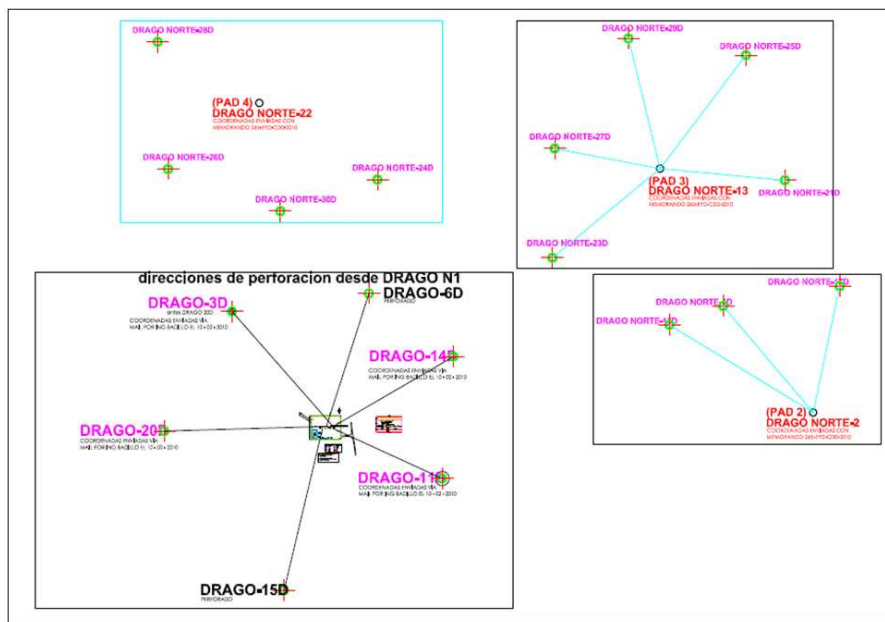
ANEXO 2.1 DIAGRAMAS DE UBICACIÓN Y FACILIDADES DEL CAMPO DRAGO

ANEXO 2.1.1 Diagrama de Ubicación de los pozos Dragos



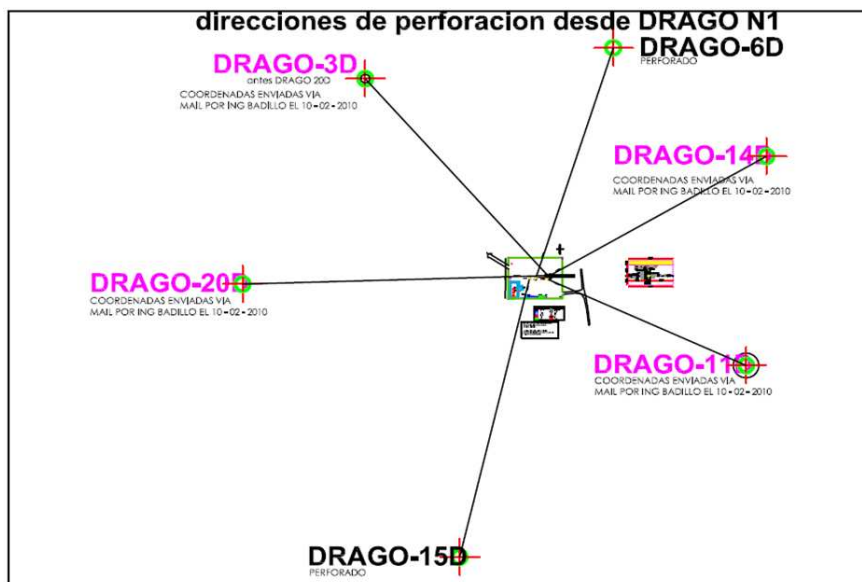
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.1.1 Ubicación de los Pad's



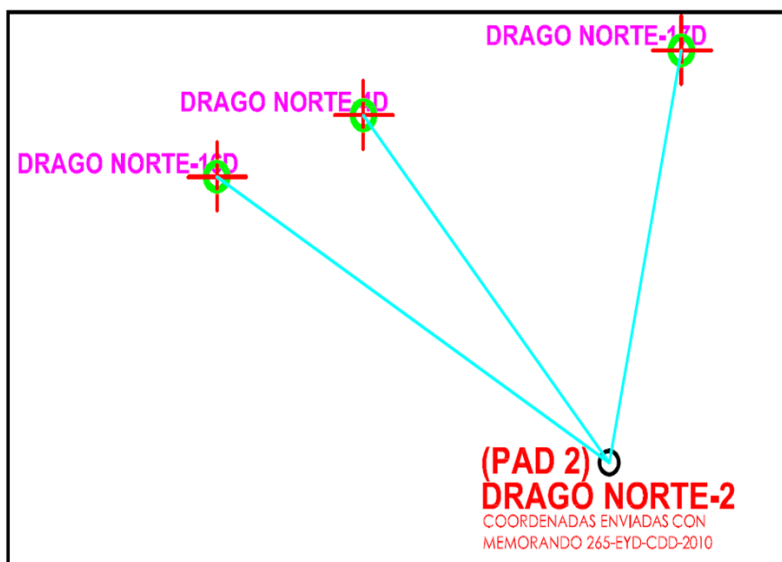
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.1.2 Pad 1, Drago Norte 1



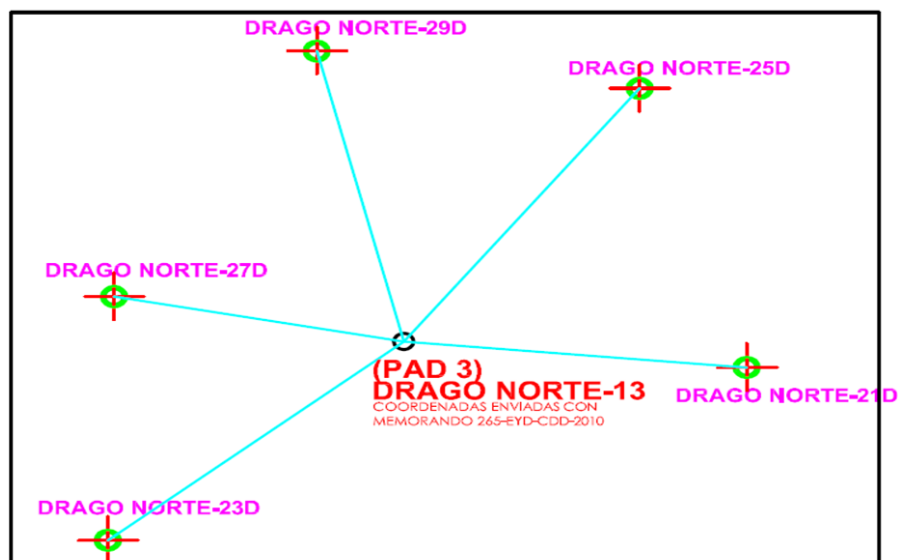
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.1.3 Pad 2, Drago Norte 2



Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.1.4 Pad 3, Drago Norte 13



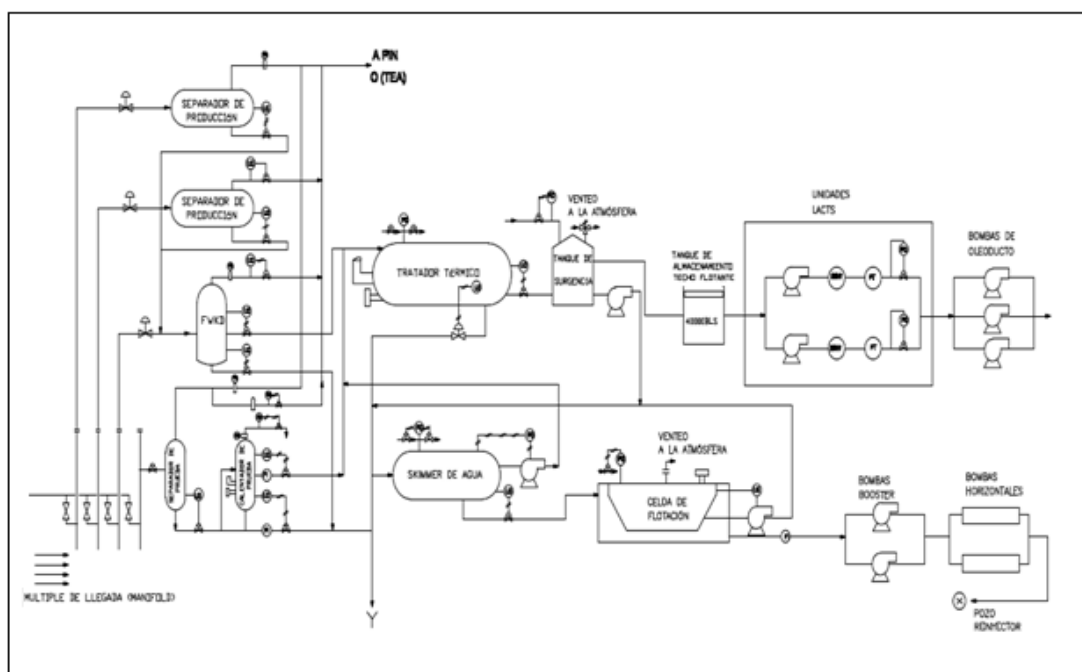
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.1.5 Pad 4, Drago Norte 22



Fuente: Petroproducción

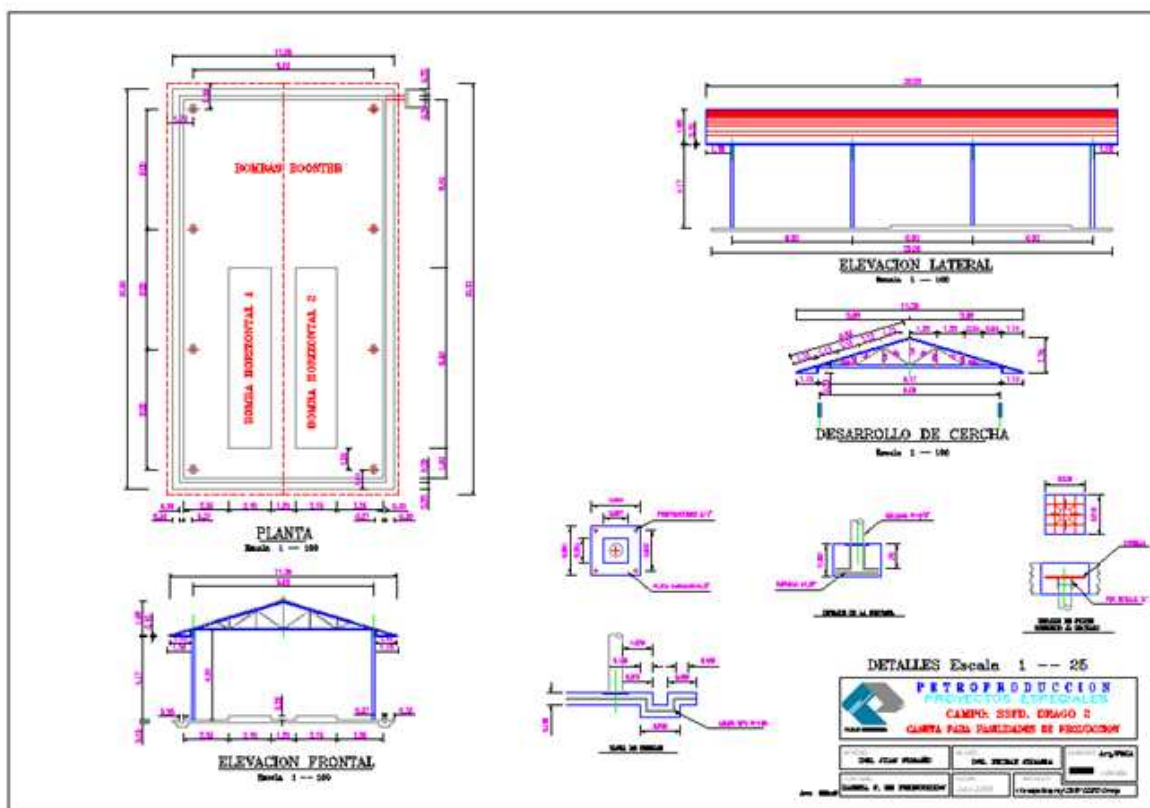
ANEXO 2.1.2 Configuración de una Estación de Producción con nueva tecnología



Fuente: Petroproducción

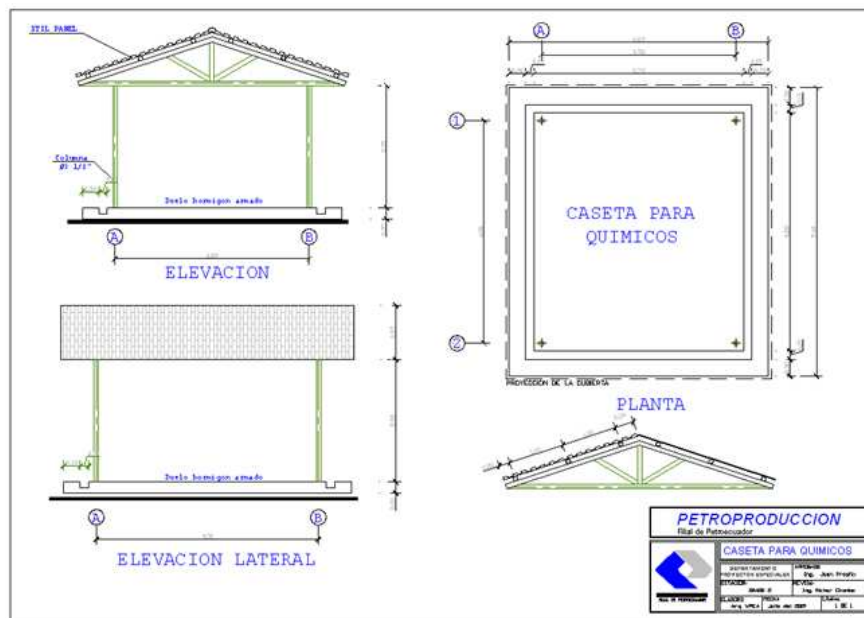
ANEXO 2.1.3 Diagramas de Facilidades de Producción para el Campo Drago

ANEXO 2.1.3.1 Caseta Facilidades de Producción



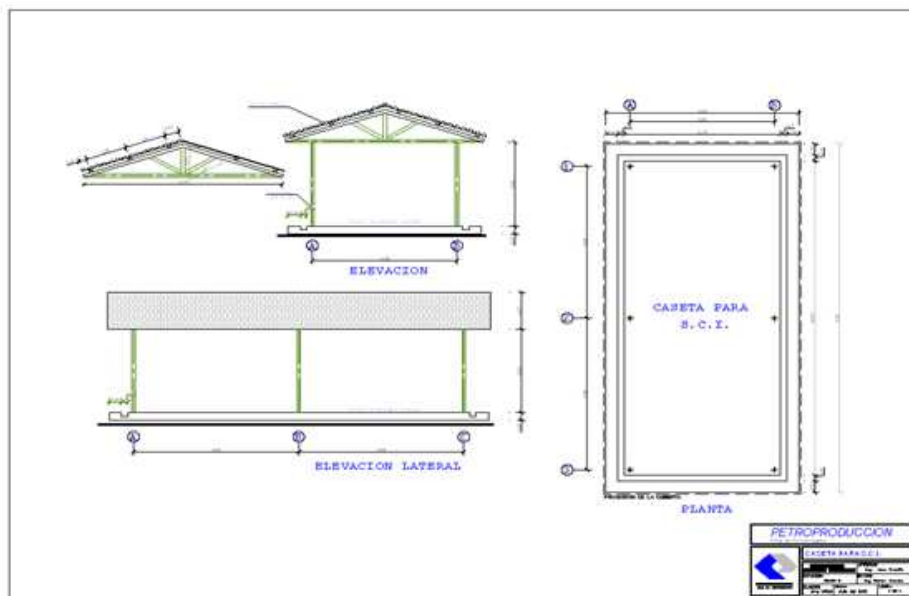
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.3.2 Caseta Para Químicos



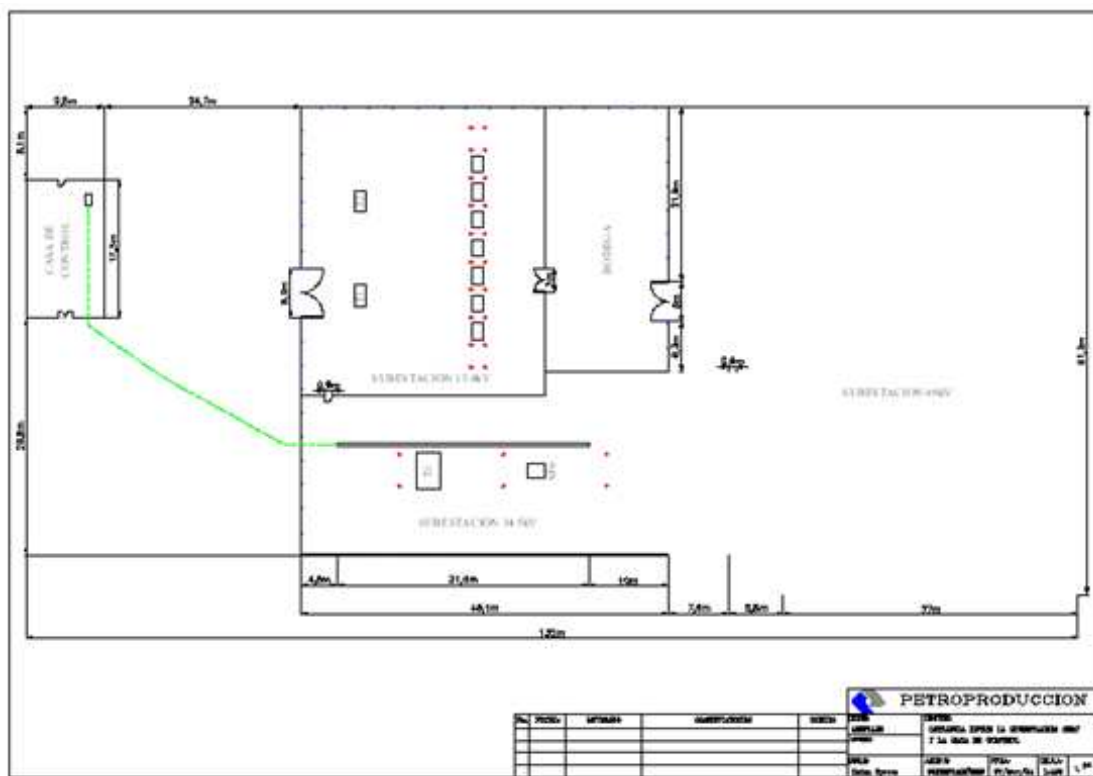
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.3.3 Caseta para Sistema Contra Incendios



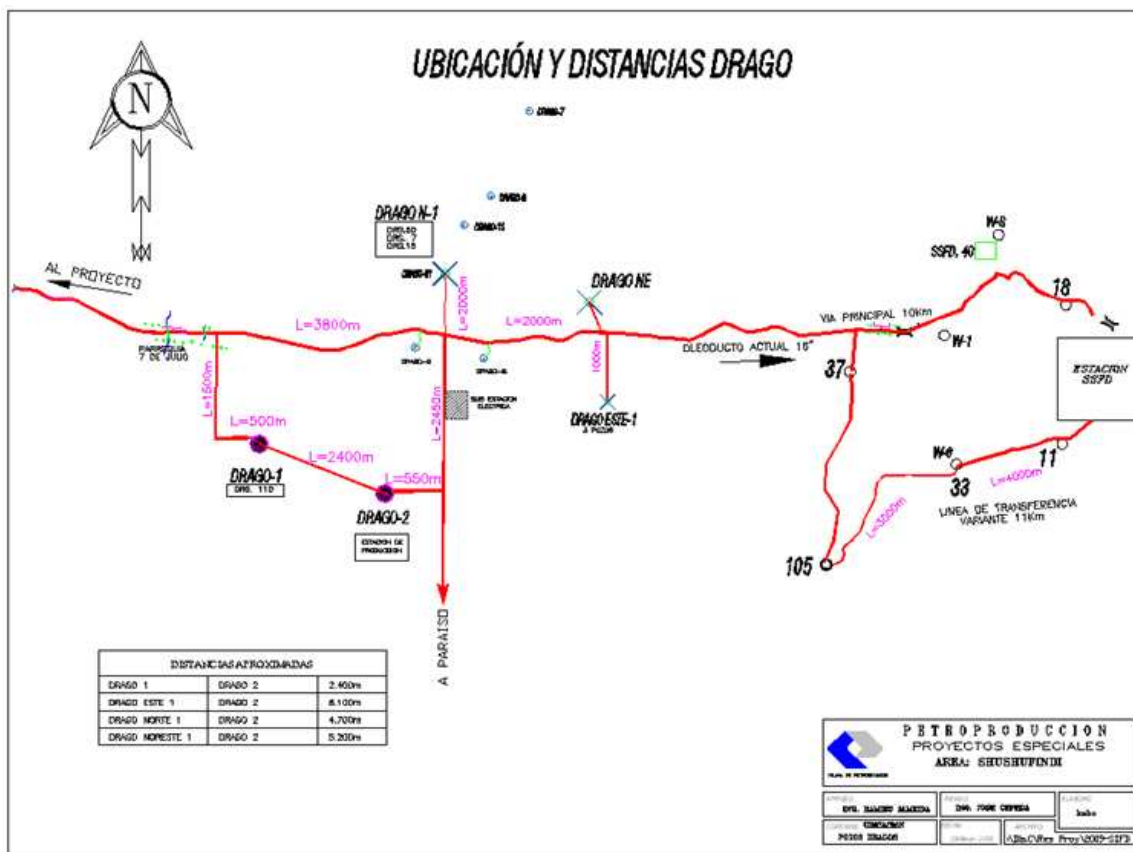
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.3.4 Distancia Subestación y Generadores



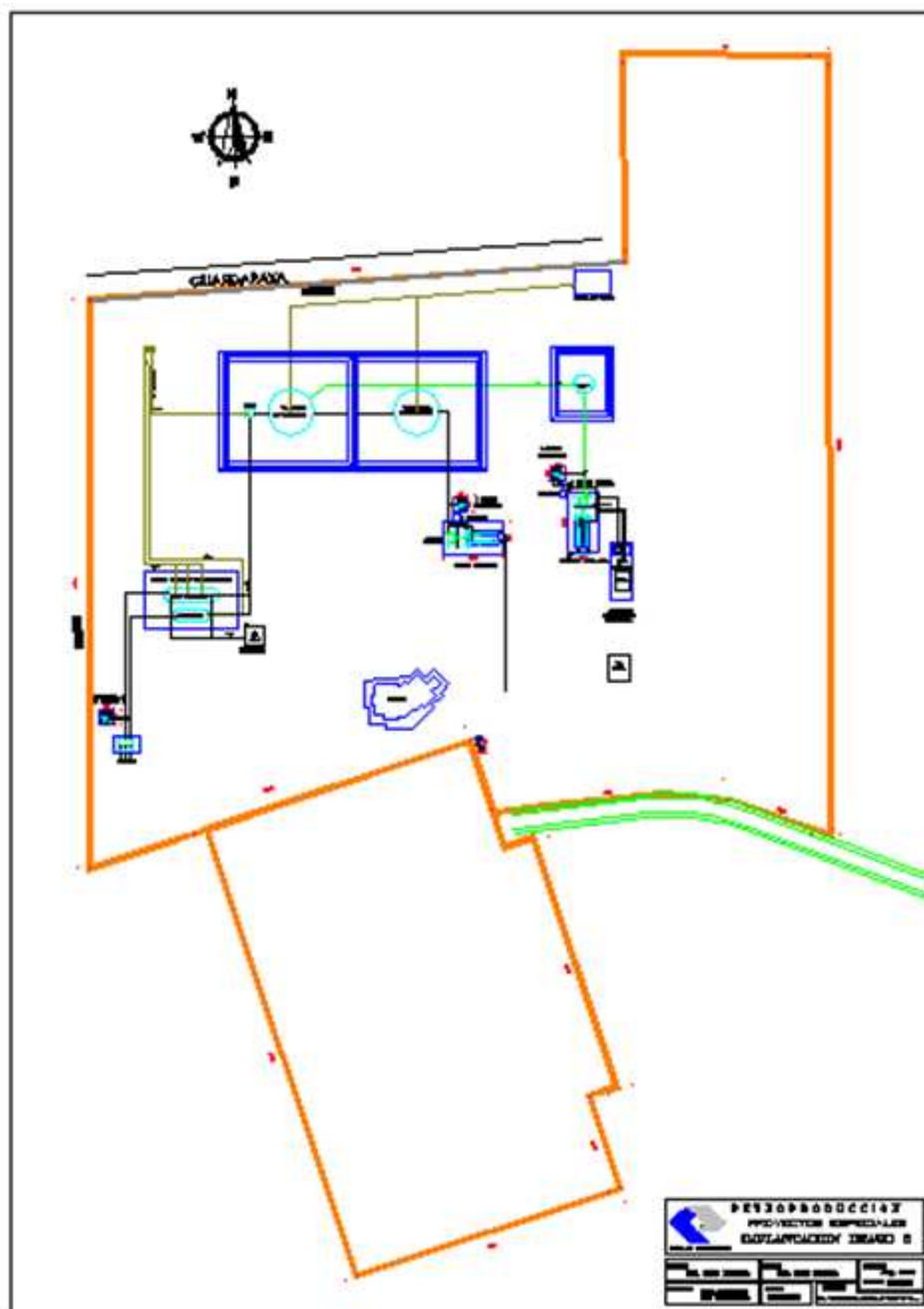
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.3.5 Ubicación y Distancias de Pozos



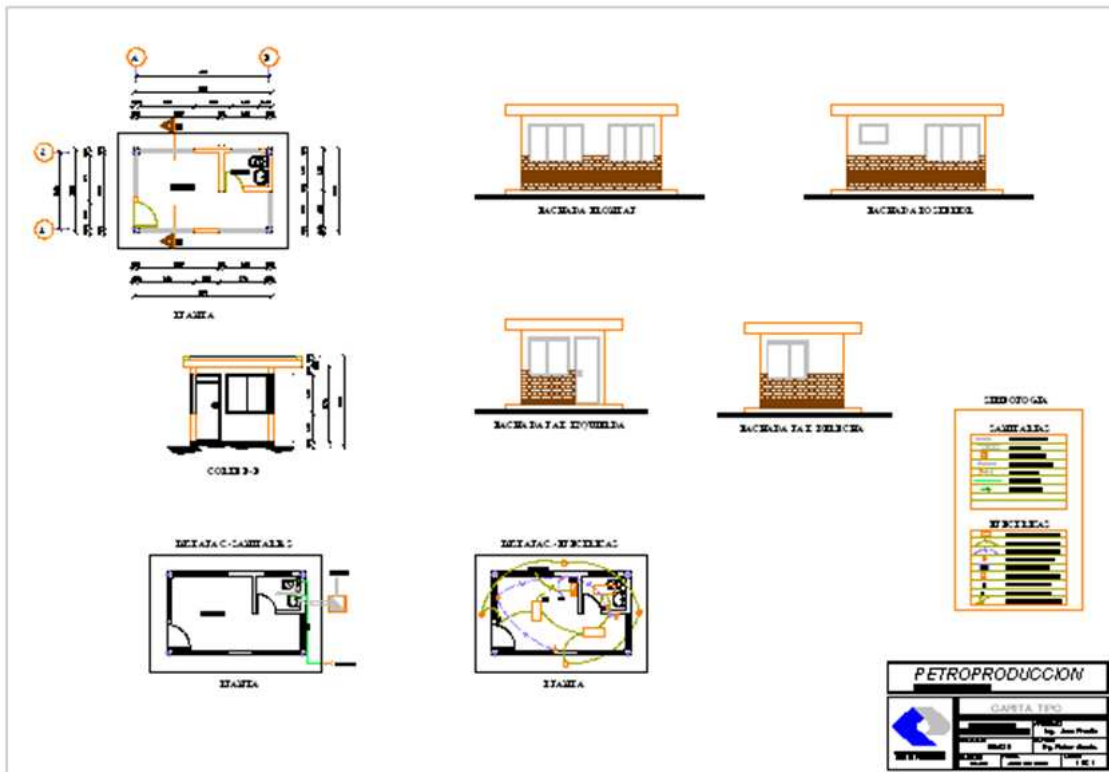
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.3.6 Implantación



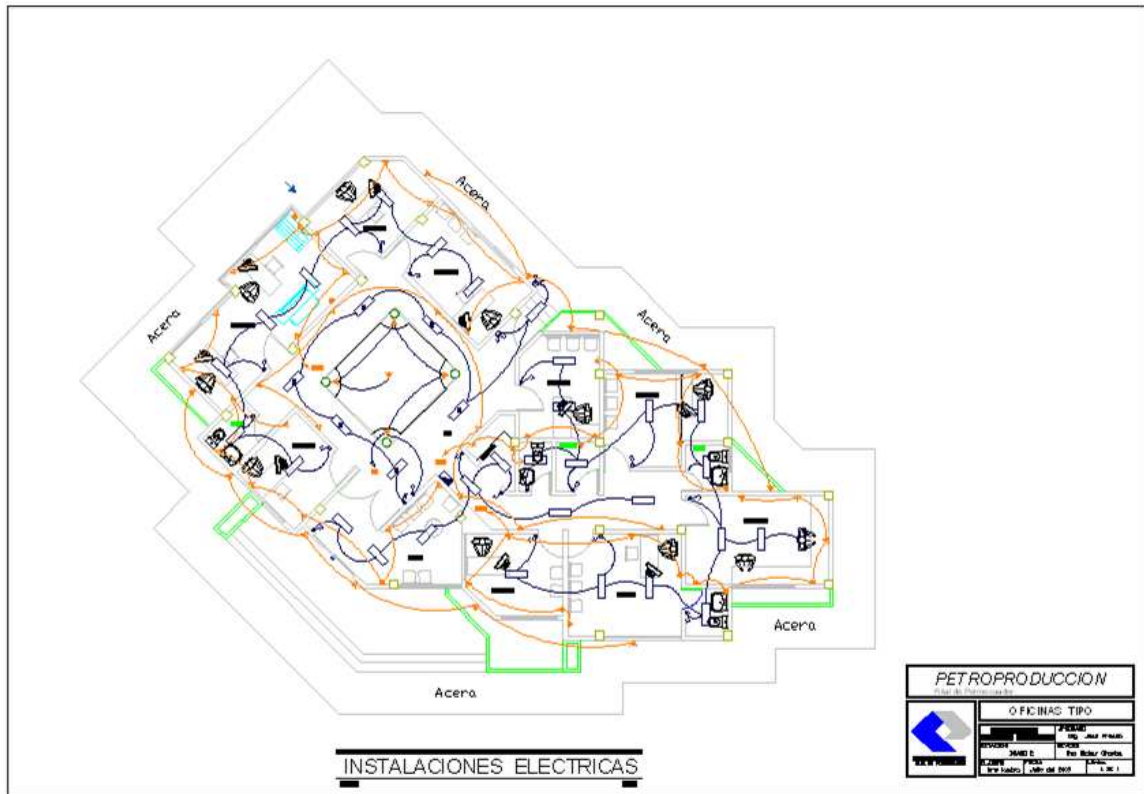
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.3.7 Garita



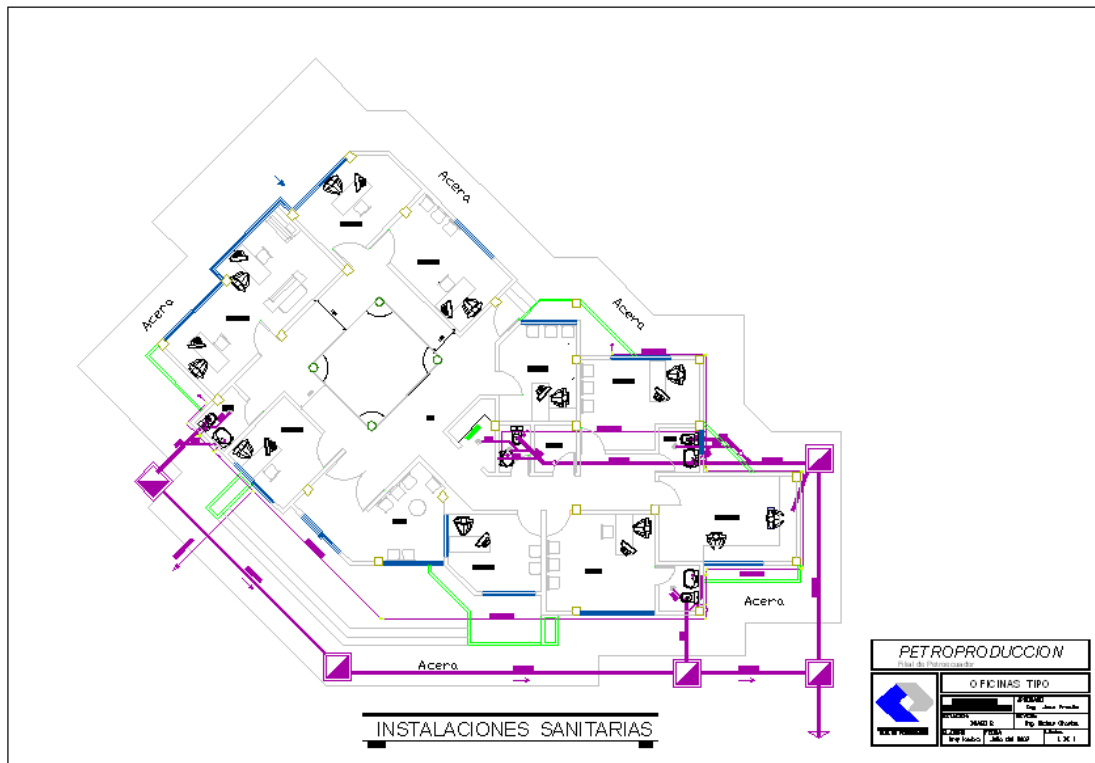
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.3.8 Oficinas e Instalaciones Eléctricas



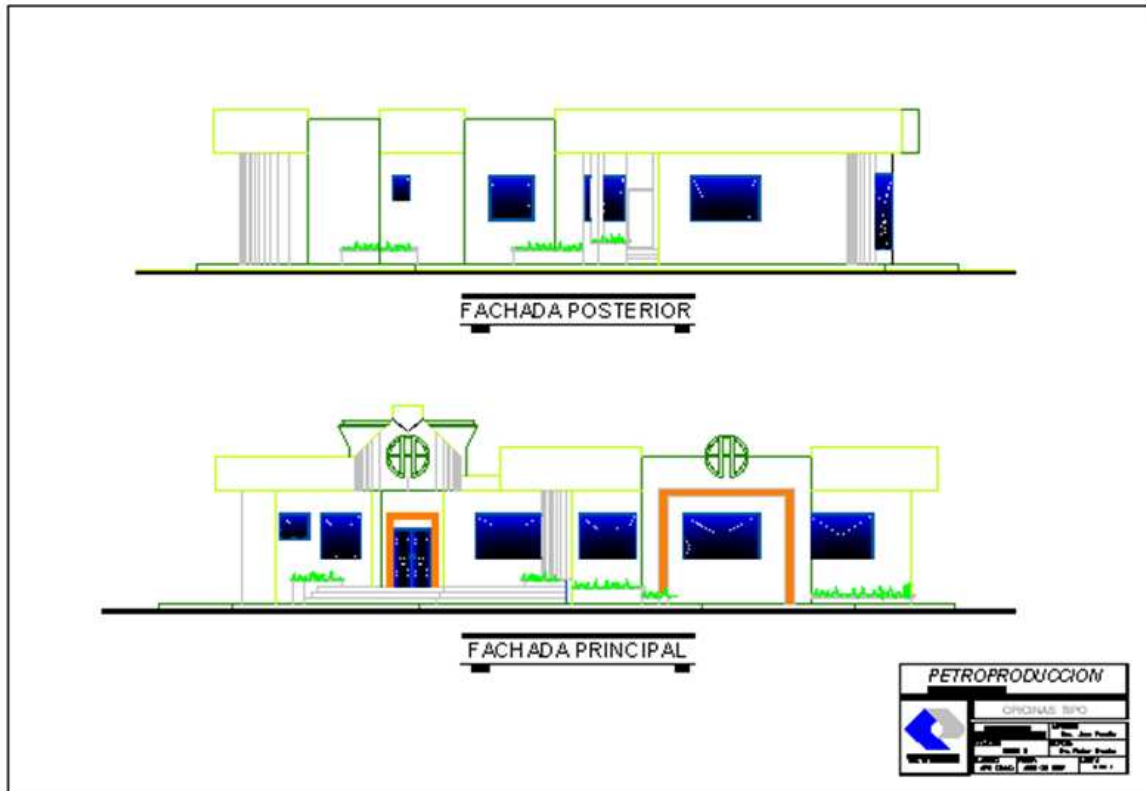
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.3.9 Instalaciones Sanitarias



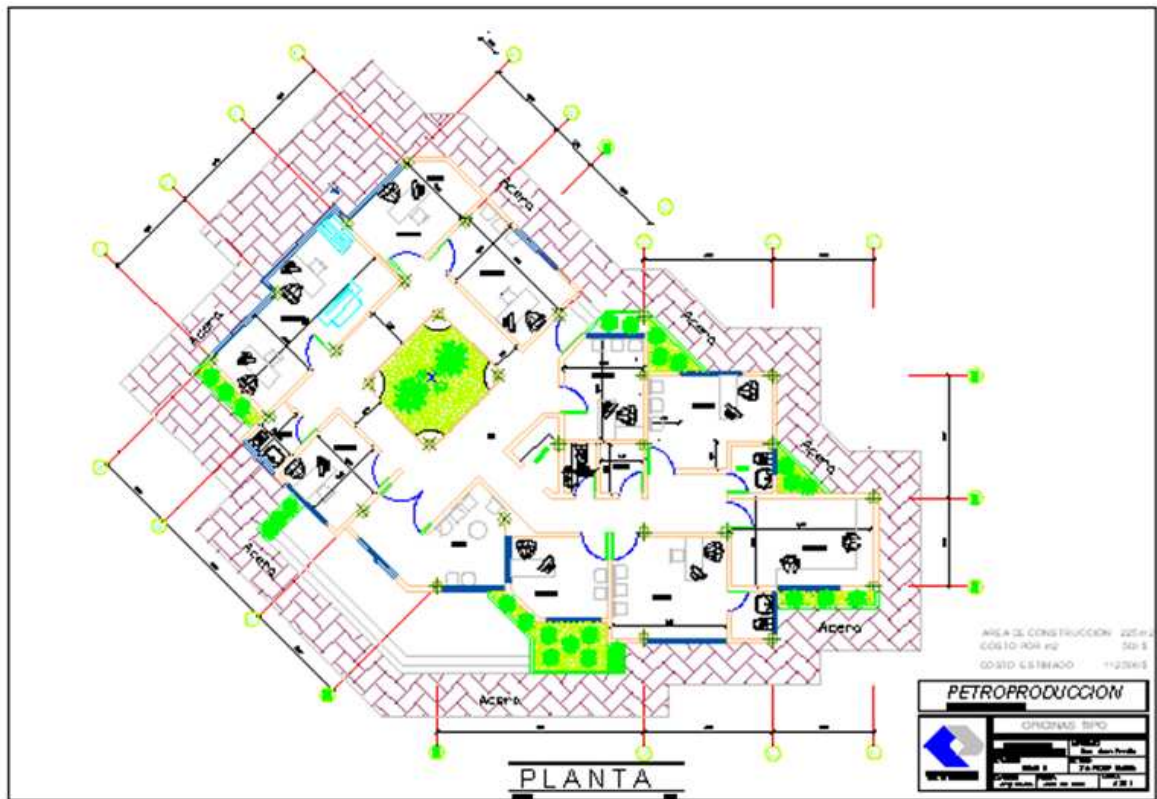
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.3.10 Fachada Oficinas



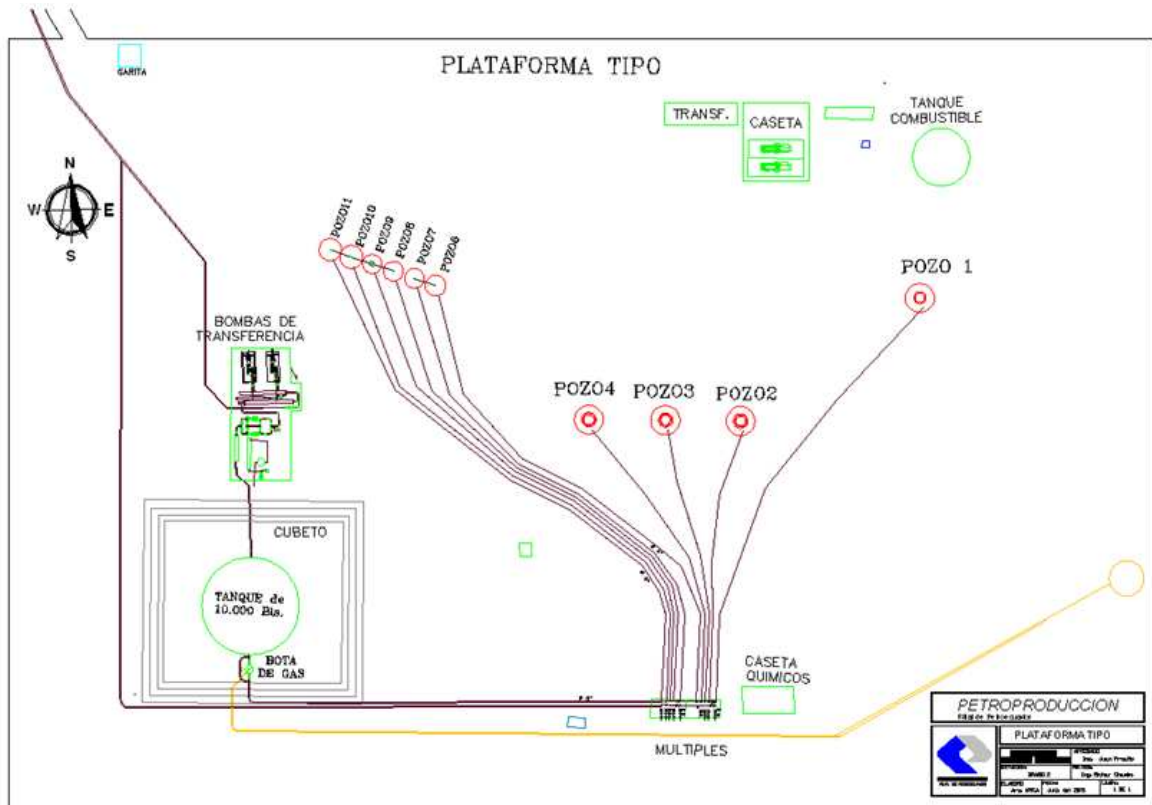
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.3.11 Esquema de Planta



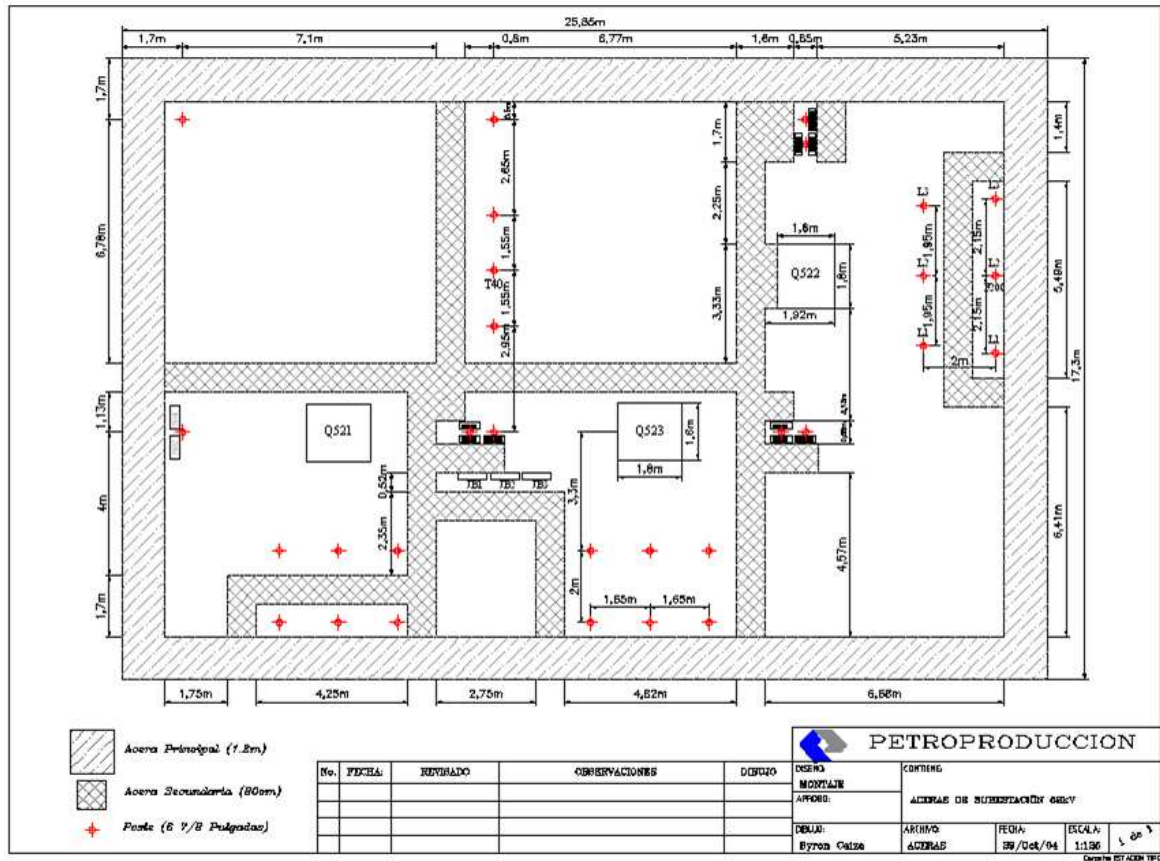
Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.3.12 Plataforma Tipo



Fuente: Petroproducción

ANEXO 2.1.3.13 Subestación Sistema Eléctrico



Fuente: Petroproducción

ANEXO 3

ANEXO 3.1 EJEMPLO DE CÁLCULO DEL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOTA DE GAS.

DATOS	
Caudal de Gas (MM PCS/DÍA)	3,45
Caudal de Petróleo (BPPD)	14920
Presión de operación (psi)	14,7
Temperatura de Operación (°F)	150
Diámetro de la partícula (µm)	155
Viscosidad del Gas (cp)	0,011
Densidad del Gas (lb/PC)	0,117
Tiempo de retención (min)	8
Factor de Compresibilidad del Gas (z)	0,98
Densidad del Petróleo (lb/PC)	55,4

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

CÁLCULOS

✓ Coeficiente de arrastre Cd

Velocidad de Líquido

Se calcula la velocidad del líquido, asumiendo Cd = 0.34

$$Vl = 0.0204 \left[\frac{(\rho_l - \rho_g) dm}{\rho_g} \right]^{1/2}$$

$$Vl = 0.0204 \left[\frac{(55.4 - 0.117) 155}{0.117} \right]^{1/2}$$

$$Vl = 5.52 \text{ ft/seg}$$

Cálculo de Reynolds

$$Re = 0.0049 \frac{\rho g * dm * Vl}{\mu g}$$

$$Re = 0.0049 \frac{0.117 * 155 * 5.52}{0.011}$$

$$Re = 44.59$$

Cd

$$Cd = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34$$

$$Cd = 1.327$$

Si Cd calculada no es igual a Cd asumida, entonces se repite el procedimiento con la siguiente ecuación de Vl.

$$Vl = 0.0119 \left[\frac{(\rho l - \rho g)}{\rho g} * \frac{dm}{Cd} \right]^{1/2}$$

$$Vl = 0.0119 \left[\frac{(55.4 - 0.117)}{0.117} * \frac{155}{1.327} \right]^{1/2}$$

$$Vl = 2.79 \text{ ft/seg}$$

Cuando Cd asumida sea igual a Cd calculada, entonces este será el valor requerido.
El valor de Cd es 2.56

✓ **Diámetro mínimo de la Bota de Gas**

$$d^2 = 5040 * \left(\frac{T * z * Qg}{P} \right) \left[\left(\frac{\rho g}{\rho l - \rho g} \right) \frac{Cd}{dm} \right]^{1/2}$$

$$d^2 = 5040 * \left(\frac{610 * 0.98 * 3.45}{14.7} \right) \left[\left(\frac{0.117}{55.4 - 0.117} \right) \frac{2.56}{155} \right]^{1/2}$$

$$d = 64.66 \text{ in}$$

✓ **Capacidad de líquido**

$$d^2 * h = \frac{t_r * Ql}{0.12}$$

$$d^2 * h = \frac{8 * 14920}{0.12}$$

$$d^2 * h = 994666.7$$

✓ **Longitud de costura a costura**

Para diámetros mayores a 36 in.

$$L_{S/S} = \frac{h + d + 40}{12}$$

Si d = 66 in, h = 228.34 in

$$L_{S/S} = \frac{h + d + 40}{12}$$

$$L_{S/S} = 27.86 \text{ ft}$$

Si d = 70 in, h = 203 in

$$L_{S/S} = \frac{h + d + 40}{12}$$

$$L_{S/S} = 26.08 \text{ ft}$$

Si d = 78 in, h = 163.49 in

$$L_{S/S} = \frac{h + d + 40}{12}$$

$$L_{S/S} = 23.46 \text{ ft}$$

Diámetro (in)	Altura (ft)	Ls/s (ft)	L/D
66	19.86	27.86	5.06
70	19.92	26.08	4.47
78	13.62	23.46	3.61

Elaboración: Geovanny Oña

Las dimensiones óptimas para la bota de gas deberían ser de 78 in. de diámetro x 24 ft de altura ya que estos valores cumplen con la relación de Slenderness (3 a 4).

Esto significa que en el diseño de la bota de gas realizado en el Capítulo 3 al considerar el diámetro de 70 in. la capacidad de la bota se estaría sobredimensionando, pero como también se consideró instalar dos botas de gas con dichas dimensiones, entonces no se tendría inconveniente, puesto que para cualquiera de los dos casos al instalar 2 botas de gas, se manejaría sin ningún inconveniente la producción de gas esperada de 3.45 MM PCSPD.

ANEXO 4

ANEXO 4.1 DETALLE DE LAS INVERSIONES DEL PROYECTO

ANEXO 4.1.1 Línea de Recolección de Pad, 10 3/4".

PRESUPUESTO LÍNEA DE RECOLECCIÓN DE PAD CON TUBERÍA DE 10 3/4, SCH-40											
LÍNEA REINY.	LONGITUD		NÚMERO PEGA	COSTOS							TOTAL
	(m)	(pies)		TUBERÍA	TEND/SUELDA	ENTERRADA	P. HIDROST.	RADIOGRAF.	PCS	VÁLVULAS	
				(\$/pie)	(\$/m)	(\$/m)	(\$/pie)	(\$/u)	10 3/4	10 3/4	
				45,00	26,54	34,95	2,88	30,57	152460	25000	
Drago	5000	16404,20	451,91	738188,98	132700,00	174750,00	47244,09	13814,77625	152460	50000	1.309.157,85
SUBTOTAL	5000	16404,20	451,91	738188,98	132700,00	174750,00	47244,09	13814,77625	152460	50000	1.309.157,85

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.2 Línea de Oleoducto Secundario, 12 3/4".

PRESUPUESTO LÍNEA DE OLEODUCTO SECUNDARIO DRAGO CENTRAL CON TUBERÍA DE 12 3/4, SCH-40											
LÍNEA	LONGITUD		NÚMERO PEGAS	COSTOS							TOTAL
	(m)	(pies)		TUBERÍA	TEND/SUELDA	ENTERRADA	P. HIDROST.	RADIOGRAF.	VÁLVULAS		
				(\$/pie)	(\$/m)	(\$/m)	(\$/pie)	(\$/u)	12 3/4	(\$)	
				34,46	26,54	34,95	2,88	30,57	25000		
Drago	2500	8202,10	225,95	282644,36	66350,00	87375,00	23622,05	6907,388126	50000		516.898,79
SUBTOTAL	2500	8202,10	225,95	282644,36	66350,00	87375,00	23622,05	6907,388126	50000		516.898,79

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.3 Línea de 8 5/8".

PRESUPUESTO PARA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN CON TUBERÍA DE 8 5/8, SCH-40														
WELL PAD'S	LONGITUD		NÚMERO PEGAS	COSTOS										TOTAL
	(m)	(pies)		TUBERÍA	TEND/SUELDA	ENTERRADA	P. HIDROST.	MANIFOLDS	PCS	BOMBA QUÍM.	MED. MULTIF.	MANÓMETROS	VÁLVULAS	
				(\$/pie)	(\$/m)	(\$/m)	(\$/pie)	8 5/8	8 5/8	8 5/8	8 5/8	200	8 5/8	
				23,93	26,54	34,95	2,88	215040	152460	20000	315000			
Drago N2 (Pad 2)	2500	8202,10	225,95	196276,25	66350,00	87375,00	23622,05	215040	152460	40000	315000	1600	80000	1.177.723,29
Drago N13 (Pad 3)	1600	5249,34	144,61	125616,80	42464,00	55920,00	15118,11	215040	152460	40000	315000	2000	100000	1.063.618,91
Drago N22 (Pad 4)	500	1640,42	45,19	39255,25	13270,00	17475,00	4724,41	215040	152460	40000	315000	2000	100000	899.224,66
Drago E1 (Pad5)	3000	9842,52	271,14	235531,50	79620,00	104850,00	28346,46	215040	152460	40000	315000	1600	80000	1.252.447,95
SUBTOTAL	7600	24934,4	686,8976089	596679,8	201704	265620	71811,0236	860160	609840	160000	1260000	7200	360000	4.393.014,81

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.4 Línea de 4 1/2”.

PRESUPUESTO PARA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN CON TUBERÍA DE 4 1/2, SCH-40														
WELL PAD'S	LONGITUD		NÚMERO PEGAS	COSTOS									TOTAL (\$)	
	(m)	(pies)		TUBERÍA (\$/pie)	TEND/SUELDA (\$/m)	ENTERRADA (\$/m)	P. HIDROST. (\$/pie)	MANIFOLDS 4 1/2	PICS 4 1/2	BOMBA QUÍM. 4 1/2	MED. MULTIF. 4 1/2	MANÓMETROS 200		VÁLVULAS 4 1/2 8000
	8,89	26,54		34,95	2,88	215040	152460	20000	315000	400	16000			
Drago N1 (Pad 1)	400	1312,34	36,15	11666,67	10616,00	13980,00	3779,53	215040	152460	20000	315000	400	16000	758.942,19
Drago 1 (Pad 6) + Condorazo	4000	13123,36	361,53	116666,67	106160,00	139800,00	37795,28	215040	152460	20000	315000	800	16000	1.119.721,94
Drago N 18	4500	14763,78	406,72	131250,00	119430,00	157275,00	42519,69	0	152460	20000	315000	400	8000	946.334,69
Drago N 19D	4000	13123,36	361,53	116666,67	106160,00	139800,00	37795,28	0	152460	20000	315000	400	8000	896.281,94
SUBTOTAL	12900	42322,8	1165,91831	376250	342366	450855	121889,764	430080	609840	80000	1260000	2000	48000	3.721.280,76

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.5 Línea de 6 5/8”.

PRESUPUESTO LÍNEA DE REINYECCIÓN DE AGUA CON TUBERÍA DE 6 5/8, SCH-80 A 120										
LÍNEA REINY.	LONGITUD		NÚMERO PEGAS	COSTOS						TOTAL (\$)
	(m)	(pies)		TUBERÍA (\$/pie)	TEND/SUELDA (\$/m)	ENTERRADA (\$/m)	P. HIDROST. (\$/pie)	RADIOGRAF. (\$/u)	VÁLVULAS 6,5/8 25000	
	50,14	26,54		34,95	2,88	30,57				
Drago	6000	19685,04	542,29	678346,46	159240,00	209700,00	56692,91	16577,7315	50000	1.170.557,10
SUBTOTAL	6000	19685,04	542,29	678346,46	159240,00	209700,00	56692,91	16577,7315	50000	1.170.557,10

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.6 Separador de Producción.

SEPARADOR DE PRODUCCIÓN	
EQUIPO	COSTO
Recipiente	295398
Instalación Eléctrica	14570
Tablero de control	19491
Medidores de flujo	47961
Instrumentación	17749
Válvulas de control	51333
Válvulas manuales	43389
TOTAL	489891
Costo x 2 Separadores	979782

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.7 Separador de Prueba.

SEPARADOR DE PRUEBA	
EQUIPO	COSTO
Costo total	350000

Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.8 Bota de gas.

BOTA DE GAS	
EQUIPO	COSTO
Costo	110000
Costo x 2 Botas	220000

Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.9 Mechero Ecológico.

MECHEROS ECOLÓGICOS	
EQUIPO	COSTO
Costo total	228234

Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.10 Tanque de Lavado.

TANQUE DE LAVADO	
EQUIPO	COSTO
Costo total	600000

Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.11 Tanque de Surgencia.

TANQUE DE SURGENCIA	
EQUIPO	COSTO
Costo total	750000

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.12 Tanque de Almacenamiento.

TANQUE DE ALMACENAMIENTO	
EQUIPO	COSTO
Costo total	750000

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.13 Bombas de Oleoducto.

BOMBAS DE OLEODUCTO	
Costo total x 2 Bombas	1200000

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.14 Sistema de Reinyección de agua.**ANEXO 4.1.14.1 Tanque de Pulido.**

TANQUE DE PULIDO	
Costo total	50000

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.14.2 Tanque de Almacenamiento de agua.

TANQUE ALMACENAM. AGUA	
Costo total	100000

Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.14.3 Bombas de Reinyección.

BOMBAS DE REINYECCIÓN	
Costo x 2 Bombas	1145000

Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.15 Unidad LACT.

CENTRO DE MEDICIONES CPF	
UNIDAD LACT	
CONCEPTO	COSTO
Obra Civil	62300
Sistema de calidad	21100
Unidad de rechazo	43000
Tren de medidores	477000
Probador bidireccional	302000
Sala de control	113120
Instrumentación	28200
Instalación eléctrica e instrumentación y control	19000
Mano de obra	20000
Pruebas para arranque	28000
interconexión Bombas de alimentación - LACT - Transferencia	11020
Costo total	1124740

Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.16 Compresor de aire con motor de combustión interna.

COMPRESOR DE AIRE CON MOTOR A COMBUSTION INTERNA	
Motor	80 HPs
Presión de diseño	150 a 160 psi
RPM	2350
Modelo	185
Presión de operación	15 psi
Combustible	Diesel
Costo total	22000

Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.17 Compresor de aire con motor eléctrico.

COMPRESOR DE AIRE CON MOTOR ELÉCTRICO	
Motor	40 HPs
Presión de diseño	150 a 160 psi
Modelo	3010/A
Presión de operación	15 psi
Combustible	Eléctrica
Costo total	22000

Fuente: Petroproducción
Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.18 Equipo para tratamiento químico.

EQUIPO PARA TRATAMIENTO QUÍMICO			
EQUIPO	COSTO	CANTIDAD	SUBTOTAL
Rafoctometro de abbe	2000	1	2000
Vehículo 4x4 doble cabina	28000	1	28000
Bombas de inyección químico doble pi:	6000	20	120000
Probetas	800	20	16000
Porta cupones	500	20	10000
Cupones de corrosión	50	200	10000
Cupones de escala	150	200	30000
Equipo de laboratorio (espectrofotometro, HACH, turbidímetro, destilador de agua, equipo para análisis	50000	1	50000
Bomba para tanquear químico	5000	3	15000
Bulk Tank	800	20	16000
Cañería de acero inoxidable de 3/4"	39	2650	103350
Válvula de aguja 1/2"	115	200	23000
Válvula check de 1/2" baja presión	56	200	11200
COSTO TOTAL DE EQUIPOS			434550

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.19 Lanzador y Recibidor de PIGS.

LANZADOR Y RECIBIDOR DE PIGS ANSI 300	
DIÁMETRO	COSTO
10 3/4"	254100
6 5/8"	152460
4 1/2"	101640
Costo total	508200

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.20 Matriz Construcción de Obras Civiles.

CONSTRUCCIÓN OBRAS CIVILES			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	V. UNITARIO	V. TOTAL
PRODUCCIÓN: Construcción plataformas y piscinas	1	250000	250000
Caseta de guardia y de sistema contraincendios	1	5000	5000
Caseta de bomba de químicos	1	3200	3200
Caseta de equipos de superficie (transformadores, variadores)	1	5000	5000
Construcción de via de acceso a plataforma	1	180000	180000
Subestación 69 kv - 13,8 kv (Obras civiles y maquinarias)	1	186000	186000
PRODUCCIÓN Construcción de oficina prod Y Laboratorio	2	28350	56700
EXPLORACIÓN Y DESARROLLO: Construcción oficinas	1	27000	27000
LABORATORIO: Adecuación oficina	1	1890	1890
TOTAL			714790

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.21 Matriz Subestación Eléctrica.

MATRIZ RESUMEN SUBESTACIÓN ELECTRICA 69/13.8 kv CAMPO DRAGO			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	V. UNITARIO	V. TOTAL
Accesorios para la S/E 69 kv	1	71120	71120
Accesorios para la S/E 13.8 kv	1	132237	132237
Equipos para S/E 69 kv	1	1218000	1218000
Equipos para S/E 13.8 kv	1	909000	909000
Obras civiles S/E 69 Kv - 13.8 Kv	1	125000	125000
Mano de obra y maquinarias	1	491000	491000
Indemnizaciones por afectaciones	1	300000	300000
Construcción de la línea de subtransmisión y transmisión	1	500000	500000
TOTAL			3746357

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.22 Sistema Contra Incendios.

MATRIZ SISTEMA CONTRA INCENDIOS				
DESCRIPCIÓN	CANT.	V. UNITARIO	IVA + INF	VALOR
Sistema proporcionador de espuma y tanque para espuma	1	44069	10576,56	54645,56
Conjunto motor- bomba a diesel	1	102118	24508,32	126626,32
Conjunto motor- bomba	1	48673	11631,52	60354,52
tanque de agua 1500 Bis norma API 12B	1	93186	22364,64	115550,64
Monitores	8	15488	3717,12	19205,12
Boquillas para agua	6	216	51,84	267,84
Boquillas para espuma	6	282	67,68	349,68
Válvulas de bola de 3"	8	12176	2922,24	15098,24
Válvulas siamesas 2 x 1 1/2	9	8667	2080,08	10747,08
Tramos de manguera de 15 m	9	2340	561,6	2901,6
Flurproteinici foam 3%	600	3000	720	3720
Sistema de captación de agua	1	15624	3749,76	19373,76
Fittings y accesorios	1	117536,36	28208,7264	145745,09
Bomba eléctrica para espuma P2	1	13487	3236,88	16723,88
Tablero de control	1	6500	1560	8060
Transformador para control	1	1109	266,16	1375,16
Material eléctrico	1	43408	10417,92	53825,92
Obras civiles	1	26000	6240	32240
Montaje mecánico	1	125000	30000	155000
Montaje eléctrico	1	25627	6150,48	31777,48
Instalaciones, conexión y prueba	1	29000	6960	35960
TOTAL				909547,89

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Geovanny Oña

ANEXO 4.1.23 Tabla Económica.

ITEMS	AÑOS													
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
INGRESOS BRUTOS	32280554,20	372537056,77	440797226,56	379794361,99	317231141,33	243663845,41	20352201,29	141994887,41	118604089,00	99066472,74	79346891,78	61409338,79		
PRODUCCION (BPPA)	3321759,15	3833474,55	4538884,20	3908153,55	3264366,55	2507345,60	2094311,60	1749317,25	1461153,40	1220457,80	1019412,15	816494,05	631913,55	
PRECIO PETROLEO (DOJ/ Bbl)	97,18	97,18	97,18	97,18	97,18	97,18	97,18	97,18	97,18	97,18	97,18	97,18	97,18	
COSTOS TOTALES	30460670,19	34551834,82	40167590,97	35148893,42	30001816,36	23949433,86	20647277,03	17888997,20	15585127,22	13660765,00	12053405,93	10431075,72	8955354,62	
COSTO PROMEDIO DE OPERACIÓN	3903205,79	3903205,79	3903205,79	3903205,79	3903205,79	3903205,79	3903205,79	3903205,79	3903205,79	3903205,79	3903205,79	3903205,79	3903205,79	
COSTO PROMEDIO DE PRODUCCIÓN + GASTOS ADMINISTRATIVOS	2074385,89	23940048,56	28226596,83	24408418,92	20385969,10	15658373,27	13078975,94	10924486,23	9124902,98	7627598,96	6366228,88	5099005,34	3946300,12	
COSTO PROMEDIO DE TRANSPORTE	4982638,73	5750211,83	6803826,30	5862230,33	4895494,83	3761018,40	314467,40	2623975,88	2197730,10	1830686,70	15291182,3	1224741,08	947870,33	
COSTO PROMEDIO DE COMERCIALIZACIÓN	166087,96	191673,73	228794,21	195407,68	163218,33	125367,28	104715,58	87465,86	73057,67	61022,89	50970,61	40824,70	31595,68	
COSTO PROMEDIO DE INYECCIÓN DE AGUA	664351,83	766694,91	907176,84	781630,71	652873,31	504469,12	418862,32	349863,45	292230,68	244091,56	203882,43	163298,81	126382,71	
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	292347884,00	337985221,95	400629626,59	344645468,57	287229324,97	219714411,55	182877974,26	152109653,15	126409760,19	104943323,10	87013066,81	68918816,06	52454004,17	
IMPUESTOS	4677566,14	5407763,55	6410074,03	5516327,50	4595669,20	3515430,58	2926047,59	2433754,45	2022556,16	1679093,17	1392209,07	1108553,06	839264,07	
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO	287670317,86	332577458,40	394219552,56	339131141,07	282633655,77	216198980,96	179951926,67	149675898,70	124387204,03	103264229,93	85620857,74	67813163,00	51614740,10	
INVERSION DEL PROYECTO	-78064115,8													
INVERSIONES DE PRODUCCIÓN	-78064115,8													
FLUJO NETO DE CAJA	-78064115,8	287670317,86	332577458,40	394219552,56	339131141,07	282633655,77	216198980,96	179951926,67	149675898,70	124387204,03	103264229,93	85620857,74	67813163,00	51614740,10