ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LOS POZOS DEL CAMPO DRAGO MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

DIEGO FERNANDO FUENTES ALEMÁN
ferch_fuentess@hotmail.com

ANDREA PAOLA MORILLO FUELTALA
andreita_morif@hotmail.com

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, Msc.
raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Junio 2013

DECLARACIÓN

Nosotros, Diego Fernando Fuentes Alemán y Andrea Paola Morillo Fueltala, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Diego Fernando Fuentes Alemán

Andrea Paola Morillo Fueltala

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Fernando Fuentes Alemán y Andrea Paola Morillo Fueltala, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia, Msc.

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Mi gratitud por siempre a:

Dios, por cuidarme, acompañarme y nunca desampararme en todo momento.

Mi Familia "Fuentes Alemán", a mis padres Jorge Aníbal y María Josefina por hacer de mi una persona con valores éticos y morales sólidos que han permitido que mi desempeño en la sociedad sea de buenaventura y felicidad, a mis queridos cuatro hermanos mayores Jorgito, Leninsito, Juanito y Vladito que más que mis hermanos y mejores amigos son mis segundos padres que nunca me negaron nada y siempre me apoyaron en las buenas y malas circunstancias, siempre tomé como base su ejemplo y dedicación en sus labores, los quiero mucho mis adorados ñaños.

A mi hermanita menor Shopi Maribel que siempre aprendo mucho de tí mi querida ñaña siempre espero darte el mejor ejemplo a seguir estoy seguro que tus sueños van a ser cumplidos.

A mis tíos primos y familiares que siempre están al pendiente de mí y siempre mostraron su interés y apoyo en todo momento; si los nombraría no terminaría nunca.

Al Ingeniero Francisco Castillo por su ayuda desinteresada y su paciencia para con nosotros.

A la Ingeniera Carolina Guerra por su constancia y preocupación por realizar nuestro proyecto compartiendo ideas y alternativas.

Al Ingeniero Raúl Valencia por dirigir de buena manera nuestro proyecto y sobre todo mantener una relación de amistad con nosotros.

A Andrea Paola quien fue participe fundamental en este Proyecto de Titulación; mi mejor amiga por siempre en donde el respeto y el compromiso prevalecen en nuestro desempeño diario.

A la E.P.N. por ser mi casa durante este periodo estudiantil y darme todas las facilidades para obtener una formación académica

A todos mis profesores que ahora hacen de mí una mejor persona a mis compañeros y amigos que dieron un toque especial en el camino por conseguir un mismo objetivo, que es el de ser "INGENIERO".

FERNANDO.

AGRADECIMIENTO

Gracias al dueño de mi vida, por haber sido mi sustento cada día, porque me dio el don de esperar, la paz, porque no importó las circunstancias por las que pasé, la última palabra la tuvo ÉL, GRACIAS MI DIOS.

Gracias a Uds, por todo lo que me dieron, por ser ejemplo de responsabilidad, perseverancia, constancia y sobre todo amor, gracias porque nunca dejé de escuchar su voz cada día, GRACIAS MAMITA DE MI VIDA FANNICITA Y PAPITO DE MI CORAZÓN ERNESTO.

Gracias a los hermanos más maravillosos del mundo, por haber creído en mí, en mi capacidad, gracias por el apoyo diario y constante, GRACIAS HERMANITOS: SILVITA, MARITA, ANITA, ALEX.

Gracias a mi mejor amiga, que desde que mi vida se encendió estuvo a mi lado, estoy muy orgullosa por la grandeza de tu corazón aprendí mucho de ti, ten por seguro que de mi hacia ti nunca faltará nada, porque tú eres mi otra parte, GRACIAS GABBITA.

Gracias a mi mejor amigo y compañero de mi vida, que a lo largo de este camino no soltó mi mano, gracias por tu apoyo incondicional, por haber hecho posible este logro que ahora es de los dos. GRACIAS FER.

Gracias a la Gloriosa ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, y a sus distinguidos maestros en especial Ing. Raúl Valencia, por su gran apoyo y motivación para la culminación de mis estudios profesionales.

Un agradecimiento muy especial a EP PETROECUADOR por abrirnos sus puertas y muy sinceramente al Ing. Francisco Castillo, por su ayuda desinteresada, por la valiosa amistad que nos brindó, más allá de este proyecto, encontramos a un gran amigo.

Un agradecimiento a la empresa SCHLUMBERGER por confiar en nuestro proyecto y darnos las facilidades que necesitamos, en especial a la Ing. Carolina Guerra, gran profesional quien supo guiarnos y apoyarnos en todo momento.

ANDREA M.

DEDICATORIA

Este proyecto es dedicado a todas las personas que creyeron y confiaron en mí, hago mayor mención a:

- Jorge Aníbal Fuentes Tapia, mi padre que estuvo a mi lado y siempre me apoyó durante mi carrera estudiantil, siempre llevo en mi mente sus consejos que hacen que sea una mejor persona.
- Jorge Aníbal Fuentes Alemán, mi hermano en dónde la humildad y la sencillez prevalecen en él.
- Olger Lenin Fuentes Alemán, mi hermano que siempre lleva en su mente el propósito de superación y liderazgo.
- Juan Carlos Fuentes Alemán, mi hermano que fomenta la discreción y el compromiso día a día.
  Hermen Vladimir Fuentes Alemán, mi hermano que pone en práctica la solidaridad y el compañerismo ante los demás.

Porque mejor ejemplo a seguir no pude haber tenido, que el amor que tenemos entre nosotros ha sido el pilar fundamental para luchar y cumplir todas nuestros sueños y nuestras metas propuestas.

- Sofía Maribel Fuentes Alemán, mi hermana, que aprendí a sentir la responsabilidad de vivir con mi hermana menor, estoy seguro que vas a cumplir tu meta, te quiero mucho ñañita.

Y por último y por sobre todas las cosas quiero dar mi sentir de gratitud, amor y admiración a "MARÍA JOSEFINA ALEMÁN IBARRA" mi amada madre que confió en mí siempre y nunca me ha dejado solo durante este largo camino de vida universitaria, demostrando coraje y sabiduría en los momentos más arduos de nuestras vidas.

"A TODOS LOS JÓVENES QUE PERSIGUEN UN SUEÑO, NO EXISTEN OBSTÁCULOS QUE EL SER HUMANO NO PUEDA SOBREPASAR, NUNCA DOBLEGUEN; NADA ES FÁCIL Y NADA ES IMPOSIBLE, CAERSE NO SIGNIFICA DERROTA ES UNA PRUEBA QUE NOS PERMITE LEVANTARNOS Y CONTINUAR CON MAYOR FUERZA".

FERNANDO.

DEDICATORIA

A MI DIOS

"Por mucho tiempo busqué una razón de vivir, en medio de mil preguntas tu amor me respondió, ahora veo la luz y ya no tengo temor tu Reino vino a mi vida y ahora vivo para TI".

A MIS PADRES

Todo el esfuerzo y dedicación a lo largo de mis estudios se los dedico a los únicos autores de mi vida. A mi Padre ERNESTO MORILLO y a mi Madrecita FANNY FUELTALA, espero nunca defraudarlos, todo lo que hicieron por mí, todo el trabajo, el sacrificio y el amor será recompensado. LOS AMO MUCHO.

A MIS NIÑOS

"Chiquitas almas, que recorren mi vida de tal manera que ninguno se queda sin sentir el abrazo más dulce y tierno que tengo para cada uno de ustedes… ", espero ser ejemplo para ustedes, los amo con mi vida: Anita Emilia Morillo, Cristhian Roberto y Danielito Guerra, Sarita Abigail y Julianita Jiménez, Paolita y Alexito Nicolás Morillo.

ANDREA M.

CONTENIDO

DECLARACIÓN……II
CERTIFICACIÓN……III
AGRADECIMIENTOS……IV
DEDICATORIA……VI
CONTENIDO……VIII
CONTENIDO DE TABLAS……XIV
CONTENIDO DE FIGURAS……XVIII
SIMBOLOGÍA……XXIV
RESUMEN……XXVI
PRESENTACIÓN……XXVIII

CAPÍTULO I 1
DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO DRAGO 1
1.1 RESEÑA HISTÓRICA 1
1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO DRAGO 2
1.3 ESTRUCTURA DRAGO 4
1.4 INFORMACIÓN GEOLÓGICA 5
1.4.1 FORMACIONES Y UNIDADES GEOLÓGICAS 5
1.4.2 EDAD DE LA ESTRUCTURA 9
1.5 DESARROLLO DEL CAMPO 10
1.6 PRESIÓN DE LOS YACIMIENTOS 10
1.7 ANÁLISIS DE FLUIDOS 11
1.8 RESERVORIOS 11
1.8.1 ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR 11
1.8.2 ARENISCA T INFERIOR 13
1.8.3 ARENISCA U INFERIOR 14
1.9 EVALUACIÓN DE PERFILES ELÉCTRICOS EN DRAGO ESTE 15
1.10 PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN DRAGO ESTE 15
1.11 PRUEBAS INICIALES 16

1.12 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE RESERVORIO PARA LA ARENA "U INFERIOR" 17
1.13 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE RESERVORIO PARA LA ARENA "T INFERIOR" 17
1.14 INSTALACIONES DE SUPERFICIE 18
1.15 CÁLCULO DEL VOLUMEN INSITU Y RESERVAS 20
CAPÍTULO II 22
TEORÍA DE ANÁLISIS NODAL 22
2.1 INTRODUCCIÓN 22
2.2 INFORMACIÓN GENERAL DE ANÁLISIS NODAL 23
2.3 CURVAS INFLOW (IPR) Y OUTFLOW (INTAKE) 27
2.3.1 IPR INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS 27
2.3.2 OUTFLOW 28
2.3.3 TASA DE PRODUCCIÓN POSIBLE 29
2.4 PARÁMETROS IMPORTANTES 30
2.4.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD 30
2.4.2 EFICIENCIA DE FLUJO 30
2.4.3 ECUACIÓN DE DARCY PARA FLUJO CONTINUO, FLUJO SEMICONTINUO 31
2.4.4 ECUACIÓN DE VOGEL 32
2.5 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN 32
2.6 PERFILES DE PRESIÓN 34
2.7 OBJETIVOS 35
CAPÍTULO III 36
SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO 36
3.1 TIPOS DE PERFIL DE CADA POZO 36
3.1.1 POZOS VERTICALES 36
3.1.2 POZOS HORIZONTALES 37
3.1.3 POZOS DIRECCIONALES 37
3.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO Y SITUACIÓN ACTUAL DE CADA POZO 39
3.2.1 BOMBEO ELÉCTROSUMERGIBLE 43
3.2.2 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE 46
3.3 BREVE DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE PIPESIM.2011 50

3.3.1 PROCEDIMIENTO DE INGRESO DE DATOS..... 51
3.3.2 MODELO DE ANÁLISIS NODAL..... 52
3.3.3 PARÁMETROS NECESARIOS PARA PIPESIM..... 53
3.3.4 CORRELACIONES DE FLUJO..... 54
3.3.5 PROCEDIMIENTO BÁSICO..... 55
3.4 EJEMPLO DE MODELAMIENTO EN EL SOFTWARE PIPESIM.2011 (POZO DRA_001) 56
3.4.1 MODELO PSEUDO STEADY STATE..... 64
3.5 DISEÑO DE REDES..... 66
3.6 POZOS SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO DE ANÁLISIS NODAL..... 68
3.6.1 CORRECCIÓN DE PRESIONES..... 69
3.6.2 POZO DRAGO 001..... 70
3.6.3 POZO DRAGO ESTE 001..... 72
3.6.4 POZO DRAGO ESTE 005D..... 74
3.6.5 POZO DRAGO ESTE 008D..... 76
3.6.6 POZO DRAGO ESTE 009D..... 78
3.6.7 POZO DRAGO ESTE 012D..... 80
3.6.8 POZO DRAGO ESTE 036H..... 82
3.6.9 POZO DRANO NORTE 001..... 86
3.6.10 POZO DRAGO NORTE 002..... 89
3.6.11 POZO DRAGO NORTE 006D..... 90
3.6.12 POZO DRAGO NORTE 011D..... 93
3.6.13 POZO DRAGO NORTE 013..... 96
3.6.14 POZO DRAGO NORTE 015D..... 98
3.6.15 POZO DRAGO NORTE 016D..... 100
3.6.16 POZO DRAGO NORTE 020D..... 102
3.6.17 POZO DRAGO NORTE 031D..... 105
3.7 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE..... 107
CAPÍTULO IV..... 114
ALTERNATIVAS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL.. 114
4.1 INTRODUCCIÓN..... 114
4.1.1 CONSIDERACIONES GENERALES DEL ESTUDIO..... 114

4.2 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO 001 115
4.2.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA 115
4.2.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA 116
4.2.3 CAMBIO DE BOMBA 117
4.3 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO ESTE 001 119
4.3.1 REMOCIÓN DE DAÑO 119
4.3.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD 120
4.4 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO ESTE 005D 121
4.4.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA 121
4.4.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA 122
4.4.3 CAMBIO DE BOMBA 123
4.5 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO ESTE 008D 123
4.5.1 AUMENTO DE PEREMEABILIDAD 123
4.5.2 CAMBIO DE BOMBA 124
4.6 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO ESTE 009D 125
4.6.1 INCREMENTO DE FRECUENCIA 126
4.7 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO ESTE 012D 127
4.7.1 INCREMENTO DE FRECUENCIA 127
4.8 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO ESTE 036H 128
4.8.1 INCREMENTO DE FRECUENCIA 129
4.8.2 CAMBIO DE BOMBA 130
4.9 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO NORTE 001 131
4.9.1 REMOCIÓN DE DAÑO 131
4.9.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD 132
4.10 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO NORTE 002 133
4.10.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA 133
4.10.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA 134
4.11 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO NORTE 006D 135
4.11.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA 135
4.11.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA 136
4.11.3 CAMBIO DE BOMBA 137

4.12 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO NORTE 011D 139
4.12.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA 139
4.13 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO NORTE 013 140
4.13.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA 140
4.13.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA 141
4.14 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO NORTE 015D 142
4.14.1 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTNO DE FRECUENCIA 142
4.15 ALTERNATIVA PARA EL POZO DRAGO NORTE 016D 143
4.15.1 INCREMENTO DE FRECUENCIA 143
4.16 ALTERNATIVA PARA EL POZO DRAGO NORTE 020D 144
4.16.1 REMOCIÓN DE DAÑO 144
4.16.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD 145
4.17 ALTERNATIVA PARA EL POZO DRAGO NORTE 031D 146
4.17.1 REMOCIÓN DE DAÑO 146
4.17.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD 147
4.17.3 CAMBIO DE BOMBA 148
CAPÍTULO V 151
ANÁLISIS ECONÓMICO 151
5.1 INTRODUCCIÓN 151
5.2 CRITERIOS BÁSICOS PARA REALIZAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO 152
5.2.1 VALOR ACTUAL NETO 153
5.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO 153
5.2.4 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO 154
5.2.5 PORCENTAJE DE DECLINACIÓN 155
5.3 VARIABLES IMPORTANTES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO 155
5.3.1 COSTOS DE TRABAJOS A REALIZARSE 155
5.3.2 INGRESOS 157
5.3.3 EGRESOS 158
5.3.4 COSTOS DE OPERACIÓN 158
5.4 ESTIMACIONES DEL ESTUDIO ECONÓMICO 158
5.5 PRIMERA PROPUESTA 159

5.5.1 RESULTADOS..... 161
5.6 SEGUNDA PROPUESTA..... 163
5.6.1 RESULTADOS..... 164
CAPÍTULO VI..... 167
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 167
6.1 CONCLUSIONES..... 167
6.2 RECOMENDACIONES..... 169
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 171
ANEXOS..... 173
ANEXO 1. INFORMACIÓN QUE SE INGRESA EN EL SOFTWARE PIPESIM.2011..... 174
ANEXO 2. DIAGRAMAS DE POZO..... 191
ANEXO 3. CORRELACIONES..... 208
ANEXO 4. HISTORIALES DE BUILD UP..... 212
ANEXO 5. CÁLCULO DE PARÁMETROS PARA REALIZAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO..... 225

CONTENIDO DE TABLAS

TABLA 1.1 PRESIÓN DE ARENAS 10
TABLA 1.2 ANÁLISIS DE FLUIDOS 11
TABLA 1.3 PERFILES ELÉCTRICOS DRAGO ESTE 15
TABLA 1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DRAGO ESTE 15
TABLA 1.4 (CONTINUACIÓN) 16
TABLA 1.5 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN 16
TABLA 1.6 RESERVAS Y PRODUCCIÓN 21

TABLA 2.1 ESCALA TÍPICA DE VALORES DE ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD 30

TABLA 3.1 PERFIL DE POZOS 38
TABLA 3.1 (CONTINUACIÓN) 39
TABLA 3.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS EN EL CAMPO DRAGO 39
TABLA 3.2 (CONTINUACIÓN) 40
TABLA 3.3 POZOS EN LAS DIFERENTES ESTRUCTURAS DEL CAMPO DRAGO 41
TABLA 3.4 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL 42
TABLA 3.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE 46
TABLA 3.6 ÚLTIMO REPORTE DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO 49
TABLA 3.6 (CONTINUACIÓN) 50
TABLA 3.7 CORRELACIONES USADAS EN EL SOFTWARE PIPESIM.2011 54
TABLA 3.8 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y DE PRESIÓN 72
TABLA 3.9 MANIFOLD 111
TABLA 3.10 SEPARADORES 111
TABLA 3.11 TANQUES 112

TABLA 4.1 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRA_001 115
TABLA 4.2 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRA_001 116
TABLA 4.3 PREDICCIÓN MEDIANTE CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRA_001 118
TABLA 4.4 PARÁMETROS DE LA BOMBA 118

TABLA 4.5 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRE_001 120
TABLA 4.6 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRE_001 120
TABLA 4.7 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_005 122
TABLA 4.8 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_005 123
TABLA 4.9 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRE_008D 123
TABLA 4.10 PREDICCIÓN MEDIANTE CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRE_008D 124
TABLA 4.11 PARÁMETROS DE LA BOMBA 125
TABLA 4.12 PRODUCCIÓN VS. FRECUENCIAS DE TRABAJO PARA EL POZO DRE_009D 126
TABLA 4.13 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_009D 127
TABLA 4.14 PRODUCCIÓN VS. FRECUENCIAS DE TRABAJO PARA EL POZO DRE_012D 127
TABLA 4.15 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_012D 128
TABLA 4.16 PREDICCIÓN MEDIANTE INCREMENTO DE FRECUENCIAS 129
TABLA 4.17 PREDICCIÓN MEDIANTE EL CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRE_036H 130
TABLA 4.18 PARÁMETROS DE LA BOMBA 131
TABLA 4.19 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRN_001 131
TABLA 4.20 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_001 132
TABLA 4.21 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_002 133
TABLA 4.22 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_002 134
TABLA 4.23 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_006D 136

TABLA 4.24 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_006D 137
TABLA 4.25 PREDICCIÓN MEDIANTE CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRN_006D 138
TABLA 4.26 PARÁMETROS DE LA BOMBA 138
TABLA 4.27 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_011D 139
TABLA 4.28 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_013 141
TABLA 4.29 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_013 142
TABLA 4.30 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_015D 143
TABLA 4.31 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_016D 144
TABLA 4.32 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRN_020D 144
TABLA 4.33 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_020D 146
TABLA 4.34 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRN_031D 147
TABLA 4.35 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_031D 148
TABLA 4.36 PREDICCIÓN MEDIANTE CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRN_031D 148
TABLA 4.37 PARÁMETROS DE LA BOMBA 148
TABLA 4.38 INCREMENTO EN BPPD EN CADA UNA DE LA ALTERNATIVAS PLANTEADAS 150

TABLA 5.1 RESUMEN 151
TABLA 5.1 (CONTINUACIÓN) 152
TABLA 5.2 COSTOS ESTIMADOS DE ACIDIFICACIÓN 155
TABLA 5.2 (CONTINUACIÓN) 156
TABLA 5.3 COSTOS ESTIMADOS DE FRACTURAMIENTO 156

TABLA 5.4 COSTOS ESTIMADOS DE CAMBIO DE BOMBA 157
TABLA 5.5 POZOS SELECCIONADOS PRIMERA PROPUESTA 160
TABLA 5.6 CRONOGRAMA PRIMERA PROPUESTA 160
TABLA 5.7 RESULTADOS PRIMERA PROPUESTA 161
TABLA 5.8 POZOS SELECCIONADOS SEGUNDA PROPUESTA 163
TABLA 5.9 CRONOGRAMA SEGUNDA PROPUESTA 163
TABLA 5.10 RESULTADOS SEGUNDA PROPUESTA 164

CONTENIDO DE FIGURAS

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO DRAGO 2
FIGURA 1.2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO DRAGO 3
FIGURA 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA 4
FIGURA 1.4 MAPA ESTRUCTURAL U INFERIOR DEL COMPLEJO DRAGO 5
FIGURA 1.5 SECCIÓN SISMICA 3D, APLANADA AL TOPE NAPO, ENTRE LOS POZOS VISTA – 1, DRAGO NORTE 1, DRAGO ESTE 1 Y SHUSHUFINDI 105A 9
FIGURA 1.6 MAPA DE UBICACIÓN DE POZOS PROPUESTOS DEL CAMPO DRAGO 10
FIGURA 1.7 MAPA ESTRUCTURAL DE ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR 12
FIGURA 1.8 MAPA ESTRUCTURAL ARENISCA T INFERIOR 13
FIGURA 1.9 DECLINACIÓN DE PRESIÓN DE RESERVORIO PARA ARENA "UI" 17
FIGURA 1.10 DECLINACIÓN DE PRESIÓN DE RESERVORIO PARA ARENA "TI" 18
FIGURA 1.11 ESQUEMA GENERALIZADO DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE EN ESTACIÓN DRAGO NORTE 20
FIGURA 1.12 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE CAMPO DRAGO AÑO 2030 21

FIGURA 2.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN SIMPLE 26
FIGURA 2.2 EFECTO DEL TAMAÑO DE LA TUBERÍA 26
FIGURA 2.3 EFECTO DEL TAMAÑO DE LA LÍNEA DE FLUJO 27
FIGURA 2.4 OUTFLOW 28
FIGURA 2.5 RANGOS CARACTERÍSTICOS DE LA CURVA OUTFLOW 29
FIGURA 2.6 TASA DE PRODUCCIÓN POSIBLE 29
FIGURA 2.7 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN 33
FIGURA 2.8 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN 34
FIGURA 2.9 PERFILES DE PRESIÓN 35

FIGURA 3.1 WELL PAD 38
FIGURA 3.2 PORCENTAJE DE PERFIL DE POZOS 40
FIGURA 3.3 PORCENTAJE DE POZOS EN LAS DIFERENTES ESTRUCTURAS DE L CAMPO DRAGO 41
FIGURA 3.4 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE 43
FIGURA 3.5 COMPONENTES DEL SISTEMA DE SUPERFICIE Y DE FONDO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE 44

FIGURA 3.6 EQUIPOS QUE CONFORMAN EL SISTEMA BES 45
FIGURA 3.7 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE 47
FIGURA 3.8 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE 48
FIGURA 3.9 MODELO DE POZO SIN LÍNEA DE FLUJO 52
FIGURA 3.10 MODELO DE POZO CON LÍNEA DE FLUJO 53
FIGURA 3.11 INTERSECCIÓN DE LAS CURVAS CORRESPONDE AL PUNTO DE OPERACIÓN 55
FIGURA 3.12 INFORMACIÓN GLOBAL DEL PROYECTO 56
FIGURA 3.13 MODELOS DE PIPESIM.2011 57
FIGURA 3.14 SELECCIÓN DE UNIDADES 57
FIGURA 3.15 CORRELACIONES DE FLUJO 58
FIGURA 3.16 DATOS DE RESERVORIO 59
FIGURA 3.17 DATOS DE RESERVORIO 59
FIGURA 3.18 DATOS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 60
FIGURA 3.19 DATOS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 61
FIGURA 3.20 DATOS DE BOMBA ELECTROSUMERGIBLE 62
FIGURA 3.21 MODELO BLACK OIL 62
FIGURA 3.22 CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD 63
FIGURA 3.23 ANÁLISIS NODAL 64
FIGURA 3.24 MODELO PSEUDO STEADY STATE 65
FIGURA 3.25 SENSIBILIDAD DE DAÑO 66
FIGURA 3.26 EJEMPLO DE DISEÑO DE RED 67
FIGURA 3. 27 RED DRAGO ESTE 68
FIGURA 3.28 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRA_001 70
FIGURA 3. 29 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRA_001 71
FIGURA 3.30 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRE_001 73
FIGURA 3.31 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRE_001 74
FIGURA 3.32 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRE_005D 75
FIGURA 3.33 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRE_005D 76

FIGURA 3.34 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRE_008D 77
FIGURA 3.35 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRE_008D 78
FIGURA 3.36 HISTORIAL DEL PRODUCCIÓN POZO DRE_009D 79
FIGURA 3.37 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRE_009D 80
FIGURA 3.38 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRE_012D 81
FIGURA 3.39 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRE_012D 82
FIGURA 3.40 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRE_036H 83
FIGURA 3.41 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRE_036H 84
FIGURA 3.42 PERFIL DRAGO ESTE 85
FIGURA 3.43 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_001 86
FIGURA 3.44 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_001 87
FIGURA 3.45 ANÁLISIS NODAL DESDE CABEZA DEL POZO DRN_001 HASTA EL SEPARADOR 88
FIGURA 3.46 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_002 89
FIGURA 3.47 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_002 90
FIGURA 3.48 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_006D 91
FIGURA 3.49 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_006D 92
FIGURA 3.50 ANÁLISIS NODAL DESDE CABEZA DEL POZO DRN_006D HASTA EL SEPARADOR 93
FIGURA 3.51 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_011D 94
FIGURA 3.52 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_011D 94
FIGURA 3.53 ANÁLISIS NODAL DESDE CABEZA DEL POZO DRN_011D HASTA EL SEPARADOR 95
FIGURA 3.54 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_013 96
FIGURA 3.55 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_013 97

FIGURA 3.56 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_015D 98
FIGURA 3.57 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_015D 99
FIGURA 3.58 ANÁLISIS NODAL DESDE CABEZA DEL POZO DRN_015D HASTA EL SEPARADOR 100
FIGURA 3.59 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_016D 101
FIGURA 3.60 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_016D 102
FIGURA 3.61 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_020D 103
FIGURA 3.62 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_020D 104
FIGURA 3.63 ANÁLISIS NODAL DESDE CABEZA DEL POZO DRN_020D HASTA EL SEPARADOR 105
FIGURA 3.64 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_031D 106
FIGURA 3.65 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_031D 106
FIGURA 3.66 LOCACIÓN DRAGO 001 107
FIGURA 3.67 LOCACIÓN DRAGO NORTE 013 108
FIGURA 3.68 LOCACIÓN DRAGO ESTE 001 108
FIGURA 3.69 LOCACIÓN DRAGO NORTE 002 109
FIGURA 3.70 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DRAGO NORTE 001 110

FIGURA 4.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRA_001 116
FIGURA 4.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRA_001 117
FIGURA 4.3 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRA_001 118
FIGURA 4.4 REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRE_001 119
FIGURA 4.5 AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRE_001 120
FIGURA 4.6 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_005 121
FIGURA 4.7 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_005 122
FIGURA 4.8 AUMENTO DE LA PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRE_008D 124

FIGURA 4.9 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRE_008D 125
FIGURA 4.10 INCREMENTO DE FRECUENCIA 126
FIGURA 4.11 INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_012D 128
FIGURA 4.12 INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_036H 129
FIGURA 4.13 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRE_036H 130
FIGURA 4.14 REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRN_001 132
FIGURA 4.15 AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_001 133
FIGURA 4.16 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_002 134
FIGURA 4.17 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE LA FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_002 135
FIGURA 4.18 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_006D 136
FIGURA 4.19 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_006D 137
FIGURA 4.20 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRN_006D 138
FIGURA 4.21 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_011D 139
FIGURA 4.22 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_013 140
FIGURA 4.23 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_013 141
FIGURA 4.24 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_015D 142
FIGURA 4.25 INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_016D 143
FIGURA 4.26 REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRN_020D 145
FIGURA 4. 27 AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_020D 145
FIGURA 4.28 REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRN_031D 146
FIGURA 4.29 INCREMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_031D 147
FIGURA 4.30 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRN_031D 149

FIGURA 5.1 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 97,31 USD 161
FIGURA 5.2 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 82,71 USD 162
FIGURA 5.3 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 109,68 USD 162

FIGURA 5.4 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 97,31 USD..... 164
FIGURA 5.5 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 82,71 USD..... 165
FIGURA 5.6 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 109,68 USD 165

SIMBOLIGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
API:	American Petroleum Institute
B' up:	Prueba de Build Up
BAPD:	Barriles de agua por día
BES:	Bomba electrosumergible
BFPD:	Barriles de fluido por día
Bls:	Barriles
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BSW:	Basic sediments and water
CEPE:	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
DRE:	Drago Este
DRA:	Drago**.**
DRN:	Drago Norte
EF:	Eficiencia de flujo
Fnck:	Flujo Neto de Caja
Ft:	pies
GOR:	Razón gas petróleo
Hz:	Frecuencia
IP:	Índice de productividad
K:	Permeabilidad
Md:	Milidarcys
MD:	Profundidad medida
Pb:	Presión de Burbuja
POES:	Petróleo original en sitio
PPH:	Sistema de Levantamiento Hidráulico
PPS:	Sistema de bombeo electrosumergible
Pr:	Presión de Reservorio
PVT:	Presión, volumen, temperatura
Pwf:	Presión de fondo fluyente
Pwh:	Presión de cabeza

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
Pws:	Presión estática de yacimiento
Q:	Caudal
RC/B:	Relación costo-beneficio
R_w:	Radio del pozo
S:	Daño de formación
Stb:	Barriles a condiciones de yacimiento
Ti:	Arenisca “T” inferior
TIR:	Tasa interna de retorno
TVD:	Profundidad vertical verdadera
Ui:	Arenisca “U” inferior
USD:	Dólares
VAN:	Valor actual neto

RESUMEN

Al ser el Campo Drago relativamente nuevo de más o menos seis años de producción en dónde el corte de agua (BSW), ha incrementado notablemente y la producción de petróleo a declinado; se decidió utilizar la herramienta con mayor rentabilidad en los Sistemas de Producción que tienen los pozos que forman parte de este Campo, el “Análisis Nodal”; que nos permite evaluar los diferentes parámetros que forman parte de un pozo iniciando desde el reservorio hasta las facilidades de producción conociendo así las pérdidas de energía que se podrían dar en los diferentes lugares del Sistema.

El proyecto inicia con una descripción del Campo, conocer su ubicación, las arenas productoras, tomar en cuenta que existen tres estructuras Drago, Drago Norte y Drago Este, se indica ciertos parámetros petrofísicos y análisis PVT de algunos pozos; se indica cada uno de los elementos que forman parte de las Facilidades de Superficie ubicadas en el PAD DRN_001, se observa el comportamiento de la presión en la arena “Ui” y “Ti” se muestra las reservas existentes en el Campo.

Se hace referencia a la Teoría de Análisis Nodal, conceptos fundamentales y las alternativas que se puede plantear para conocer el verdadero problema en el sistema, se detalla un sistema de producción, la Ecuación de Vogel, IPR, IPR Compuesta, la Eficiencia de Flujo, los objetivos que se plantean antes de realizar un Análisis Nodal.

Continúa con la descripción de los perfiles de pozos en las estructuras del Campo Drago, su sistema de Levantamiento Artificial (BES), se describe el SOFTWARE PIPESIM.2011 que es el medio en el cual realizamos la simulación por pozo y en red conociendo en qué condiciones se encuentra el reservorio; se describe brevemente la historia de producción del pozo, también se indican las bombas

que están instaladas actualmente, la velocidad y el número de etapas con las que están funcionando, se describe la situación actual de producción de todos los pozos tanto en el reservorio como en superficie.

Continuamos con el planteamiento de las diferentes alternativas con el propósito de incrementar la producción; entre las cuales nombramos a las siguientes: Remoción de daño e incremento de frecuencia, aumento de permeabilidad e incremento de frecuencia, el cambio de bomba para ciertos pozos que están en upthrust y downthrust.

Partiendo de la propuesta técnica se continúa con el Análisis Económico, planteando dos propuestas que permiten conocer si el estudio es rentable y viable o no lo es.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones en base al proyecto realizado.

PRESENTACIÓN

El Campo Drago forma parte del Área Shushufindi, actualmente tiene una producción de 13484 BFPD y 7896 BPPD; es por eso que se realiza un “Estudio Técnico - Económico para incrementar la producción de petróleo en los pozos del Campo Drago mediante Análisis Nodal”, con el propósito de plantear nuevas alternativas que permitan aumentar la tasa de producción de una manera más segura y eficiente.

El Campo Drago presenta 17 pozos que están produciendo actualmente de los cuales 16 tienen Sistema BES y un pozo tiene Bombeo Hidráulico tipo Jet, es por eso que seleccionamos los 16 pozos debido a que el Software Pipesim.2011 simula preferencialmente pozos con este tipo de sistema de levantamiento.

Para realizar este estudio se hace un análisis de los Historiales de Producción de cada uno de los pozos, de igual forma se estudian los últimos Build up de los pozos para conocer de qué manera la presión se ha mantenido o ha declinado en el reservorio, que puede ser de la arena “Ui” o “Ti” específicamente; así como también las condiciones operativas de los equipos del sistema BES, para obtener como resultado datos exactos que permitan ser analizados y tomar una buena decisión en beneficio de la producción.

Para determinar la viabilidad del proyecto se realiza el análisis económico con la estimación del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación costo / beneficio.

La información que se usa para cumplir este proyecto es un aporte de EP PETROECUADOR con el objetivo de recibir opiniones y recomendaciones por

parte de los estudiantes y así mantener una relación estrecha de amistad, compartiendo ideas que ayuden a complementar los criterios establecidos en la empresa y así prestar un mejor servicio a la colectividad dando un ejemplo de solvencia y solidez en la producción de petróleo.

Se establecen conclusiones y recomendaciones las cuales al ser ejecutadas pueden prestar un mejor desempeño laboral dentro de las zonas petroleras que tiene el país.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO DRAGO

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

En el año de 1972 CEPE definió a cierta estructura como Vista Sur, la que posteriormente se la conocerá como Campo Drago.

Con la interpretación de las líneas sísmicas 2D del sector, en el año 2006 Petroproducción, retoma, analiza y evalúa con la sísmica 3D el mencionado prospecto y le denomina Drago, decidiendo perforar la mencionada estructura de afuera hacia adentro para limitar la influencia del volcánico del pozo Vista 1.

El área Drago está constituido de las estructuras Drago, Drago Norte y Drago Este, fue descubierto con la perforación exitosa de los pozos exploratorios: Drago 1, Drago Norte-1 y Drago Este-1, respectivamente.

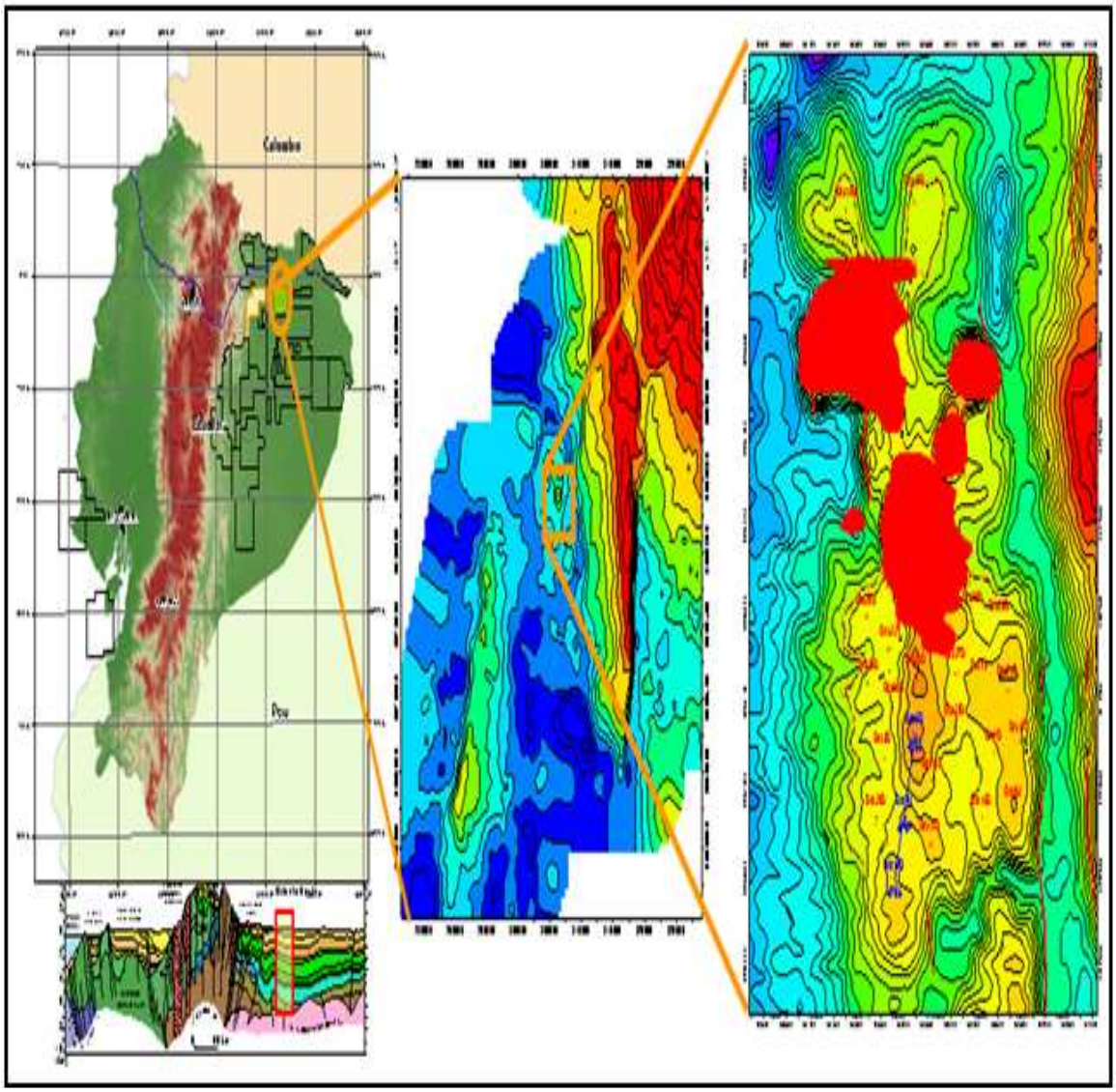
Drago es considerado como uno de los campos que tiene reservas de petróleo liviano en el Ecuador.

Mediante estudios realizados anteriormente se confirma que el Campo Drago está formado por las estructuras Drago, Drago Norte y Drago Este, en donde la mayor parte de pozos productores están en la estructura Drago Norte.

1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO DRAGO

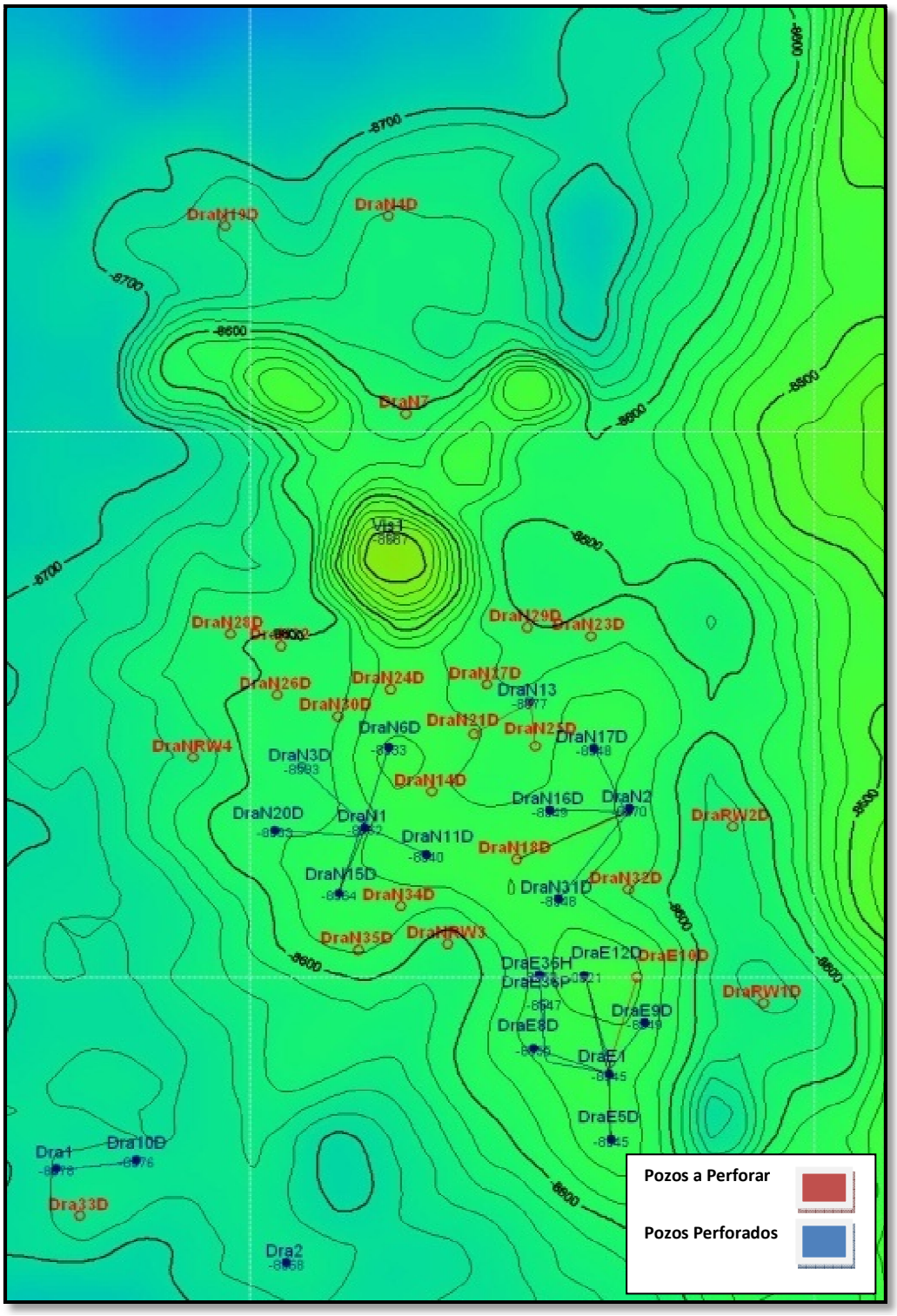
El área Drago se encuentra localizado entre los campos Sacha y Shushufindi, en el Oriente ecuatoriano, provincia de Sucumbios, como indica la Figura 1.1, en la Figura 1.2 se presenta el mapa estructural del Campo Drago con la distribución de pozos perforados y pozos a perforar.

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO DRAGO



Fuente: EP PETROECUADOR, Plan de Desarrollo Campo Drago

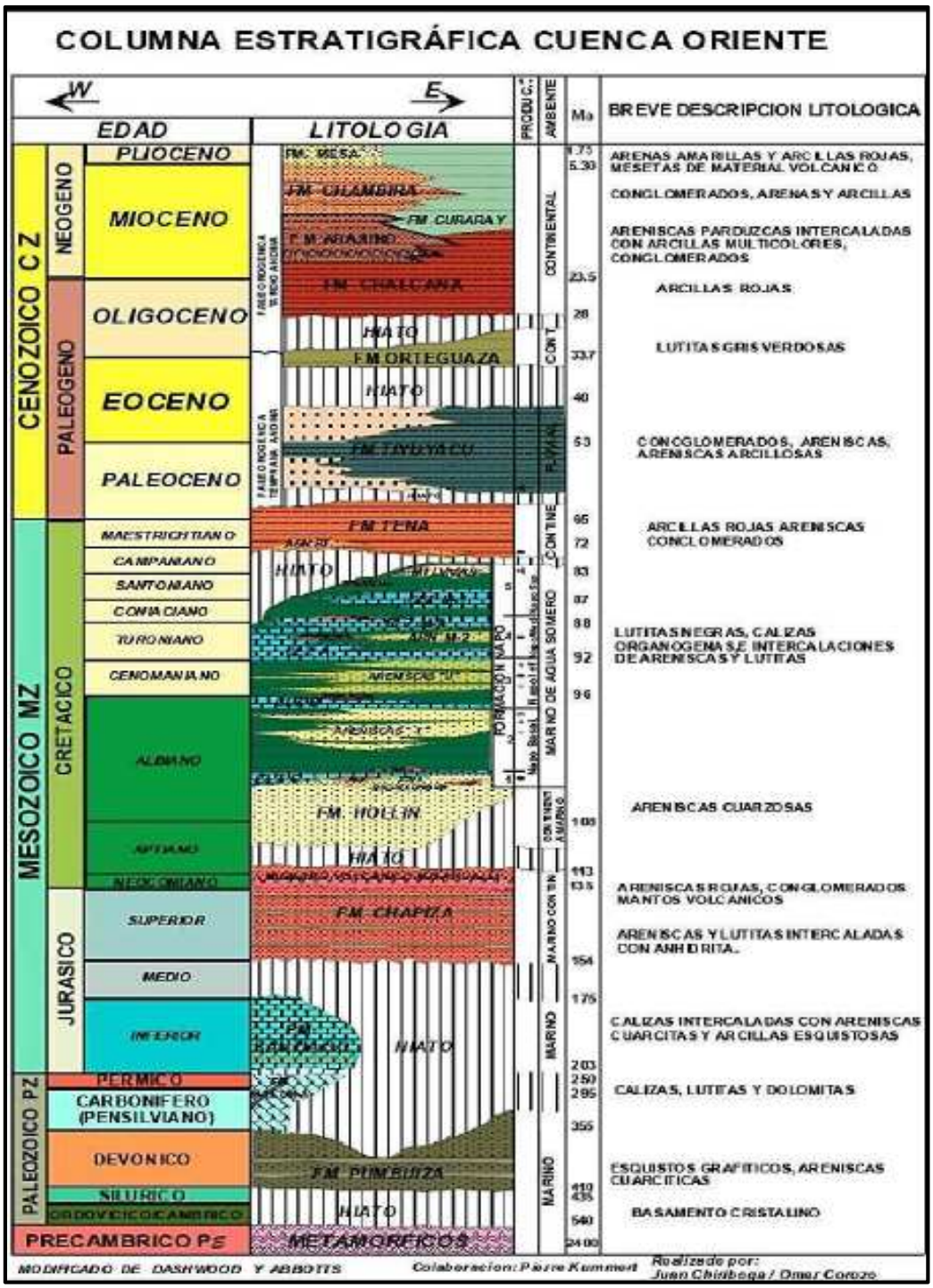
FIGURA 1.2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO DRAGO



Fuente: EP PETROECUADOR

La Figura 1.3 indica la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Oriente ecuatoriano.

FIGURA 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA



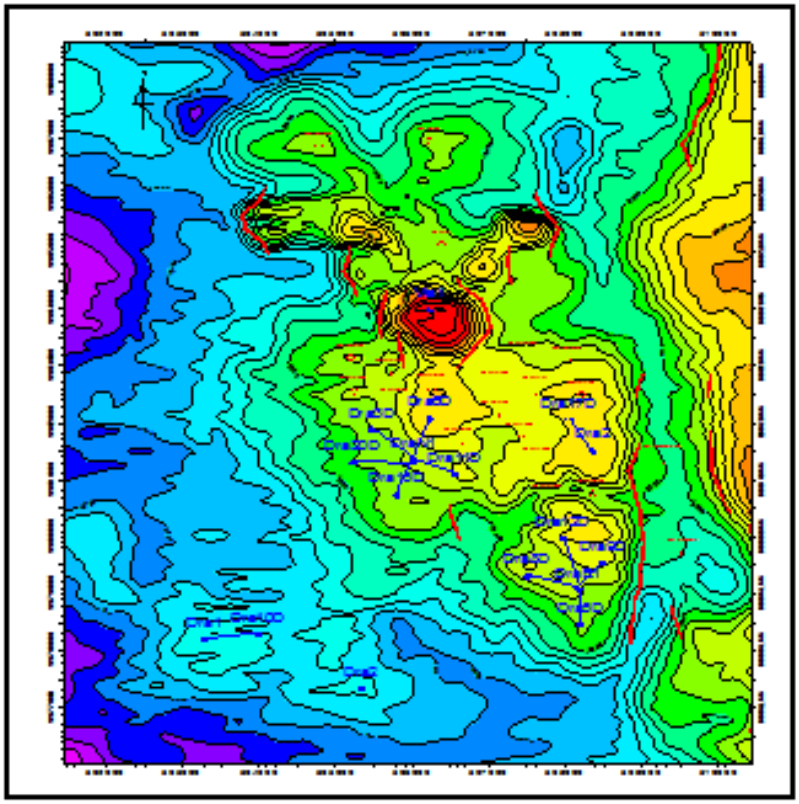
Fuente: EP PETROECUADOR

1.3 ESTRUCTURA DRAGO

La estructura Drago, es un anticlinal isométrico, con un eje de dirección principal NO-SE, encuadrada entre dos ejes, el del Este lo separa del campo Shushufindi y al Oeste del eje estructural Condorazo- Drago - Condorazo SE.

Forma parte de una estructura mayor de dirección NO-SE, que corresponden posiblemente a lineamientos de basamento que se reactivaron en el Triásico-Jurásico pasando a formar parte de las fallas transversales del Graben (Rift Abortado), del Corredor Central Sacha- Shushufindi, reactivadas en trenes de dirección NO-SE, la Figura 1.4 presenta el mapa estructural U inferior.

FIGURA 1.4 MAPA ESTRUCTURAL U INFERIOR DEL COMPLEJO DRAGO



Fuente: EP PETROECUADOR

1.4 INFORMACIÓN GEOLÓGICA

1.4.1 FORMACIONES Y UNIDADES GEOLÓGICAS

1.4.1.1 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.

1.4.1.2 Formación Hollín

EL 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.

1.4.1.3 Formación Napo

Presenta 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.

Zona T Inferior

Tiene un espesor de 68 pies, constituida de; arenisca cuarzosa, blanca, gris clara, moderadamente consolidada, grano fino subredondeada, buena selección, cemento y porosidad no visible. Con intercalaciones de lutita de color gris, gris obscura, suave a moderadamente dura, no calcárea y caliza lodosa, dura, en bloques y subbloques, con inclusiones de glauconita.

Zona T Superior

Tiene un espesor de 80 pies, está formada por arenisca cuarzosa, gris, gris verdosa clara, moderadamente consolidada, grano fino, subredondeada, cemento calcáreo, porosidad no visible. Con intercalaciones de lutita de negra, gris obscura, estable, laminar, quebradiza, localmente astillosa, no calcárea.

Caliza B

Tiene un espesor de 20 pies. Está constituida por caliza lodosa, dura, en bloques, con intercalaciones de lutita negra, gris obscura, quebradiza, localmente arcillosa, no calcárea.

Zona U Inferior

Tiene un espesor 68 pies, está constituida de; arenisca cuarzosa, hialina, grano fino, subangular y subredondeada, regular selección, cemento y porosidad no visibles, con intercalaciones de lutita dura, y de caliza color crema, firme, en bloques, textura empaquetada.

Zona U Superior

Tiene un espesor de 65 pies, está constituida de; arenisca cuarzosa, blanca, grano fino, subredondeada, regular selección, asociado con glauconita, no se observa cemento ni porosidad. Con intercalaciones de lutita color gris oscuro a negra, firme, laminar, localmente astillosa, no calcárea.

Caliza A

Tiene un espesor de 50 pies, constituida de caliza lodosa, gris clara, firme, en bloques, con intercalaciones de lutita gris obscura y gris clara, negra, firme, ocasionalmente astillosa, no calcárea.

Zona Arenisca M2

Con un espesor de 30 pies, está formada por caliza lodosa, gris con crema, en ocasiones gris oscura, dura, en bloques; con intercalaciones de lutita color gris oscuro, negra, firme, ocasionalmente astillosa, quebradiza, calcárea y arenisca cuarzosa: blanca, grano fino, subtranslúcida, suelta, subredondeada, clasificación regular, cemento calcáreo.

Zona Caliza M2

Tiene un espesor de 25 pies. Formada por caliza lodosa, de color gris bandeada con crema, ocasionalmente gris oscura, un poco dura, en bloques, con intercalaciones de lutita color gris oscuro, negra, firme.

Caliza M1

Presenta un espesor de 20 pies, está constituida de caliza lodosa, de color crema, gris clara, dura, en bloques. Con intercalaciones de lutita gris obscura, calcárea, micromicácea.

1.4.1.4 Formación Tena

Tiene un espesor de 842 pies, en su mayoría está constituida por arcillolita café rojiza, amarilla, crema, suave y dura, en bloques y subbloques, ligeramente calcárea, con pocas intercalaciones de limolita gris verdosa, firme y en subbloques.

Basal Tena

Presenta un espesor de 10 pies, está constituida de arenisca: cuarzosa, blanca, blanca amarillenta, grano medio a fino, suelta, subangular y subredondeada, asociada con pirita; cemento, porosidad no visible. Con intercalaciones de: arcillolita color café, a veces café amarillenta y gris clara, firme y dura, irregular, levemente calcárea y limolita.

1.4.1.5 Formación Tiyuyacu

Tiene un espesor de 1820 pies, está constituida de: conglomerado de chert multicolor, blanco, gris claro, blanco amarillento, ahumado, subtranslúcido y subtransparente, fragmentos angulares, con fractura concoidal. Arcillolita color café rojiza, crema y café amarillento, firme y dura, en bloques y subbloques, no calcárea con intercalaciones de limonita café rojiza, café, firme, irregular, no calcárea y arenisca cuarzosa, blanca, gris clara, grano fino, suelta y porosidad no se observa.

1.4.1.6 Formación Orteguaza

Tiene un espesor de 600 pies, está conformada de lutitas de color verde claro, gris verdosa, suave y dura, no calcárea; con intercalaciones de arenisca

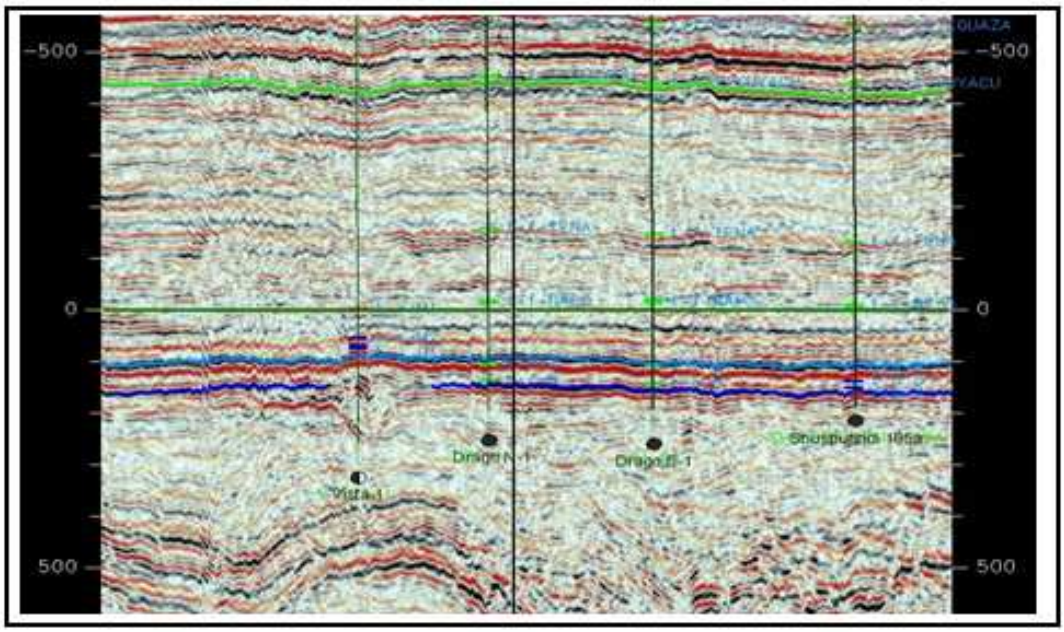
cuarzosa, blanca, subtransparente, grano fino y medio, suelta, subredondeada porosidad no visible y limolita color crema, color gris verdosa clara, suave y firme, en forma de subbloques a irregular.

1.4.2 EDAD DE LA ESTRUCTURA

El Campo Drago, tiene una edad Cretácico-Tardía, como muestra la pequeña variación de espesor de Napo Superior (Tope Caliza M2-Tope Napo), entre la parte alta de la estructura y sus flancos como se presenta en la Figura 1.5. Esa variación puede apreciarse con dificultad en la sección sísmica aplanada al Tope Napo.

El ápice de la estructura, es la más adelgazada por la presencia del cuerpo volcánico, por lo que aparte del crecimiento estructural, la compactación diferencial también jugó un rol importante en la estructuración de este alto.

FIGURA 1.5 SECCIÓN SISMICA 3D, APLANADA AL TOPE NAPO, ENTRE LOS POZOS VISTA – 1, DRAGO NORTE 1, DRAGO ESTE 1 Y SHUSHUFINDI 105A

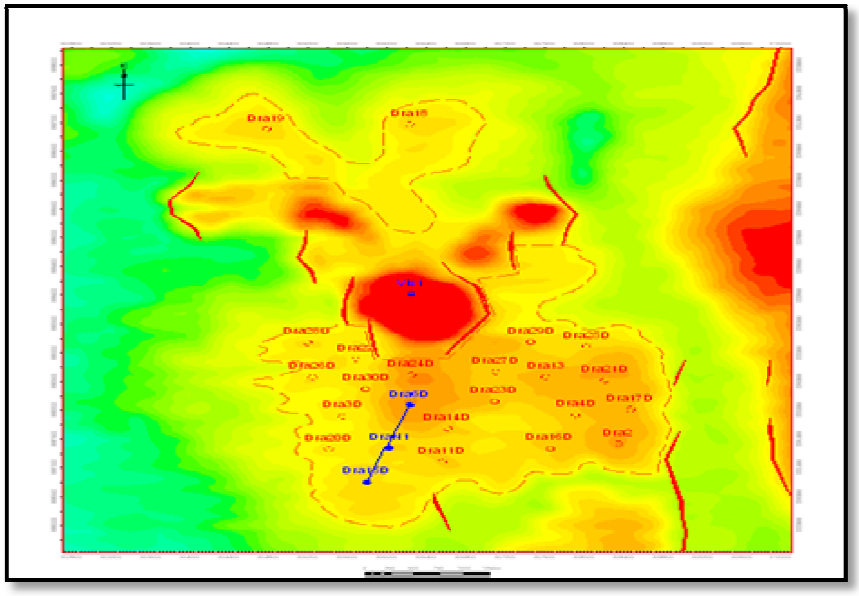


Fuente: EP PETROECUADOR

1.5 DESARROLLO DEL CAMPO

Inicialmente se perforaron 3 pozos exploratorios, 1 de avanzada, en estos momentos existen 17 pozos de producción, adicionalmente se perforará 21 pozos de desarrollo y 3 reinyectores, como se indica en la Figura 1.6 a continuación.

FIGURA 1.6 MAPA DE UBICACIÓN DE POZOS PROPUESTOS DEL CAMPO DRAGO



Fuente: EP PETROECUADOR

1.6 PRESIÓN DE LOS YACIMIENTOS

En la tabla 1.1 se presenta un resumen de los resultados de las pruebas de restauración de presión registradas en el pozo Drago Norte 1.

TABLA 1.1 PRESIÓN DE ARENAS

ARENA	PROFUNDIDAD REFERENCIA (FT)	Pi PSI	Pws (PSI)	Pwf (PSI)	IP (BLS/DIA/PSI)	K (MD)	S
U INF	-8572	2875	2848	2419	3,6	300	5,5
T SUP	-8811	2894	2854	1914	0,92	41	-1,9
HOLLÍN SUP	-8947	4282	4183	2729	0,89	142	5,0

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

1.7 ANÁLISIS DE FLUIDOS

Para la caracterización de los fluidos presentes en los yacimientos se han tomado los valores obtenidos del Análisis PVT para el pozo Drago 001 para la arenisca U. Un resumen de estos análisis se muestra en la tabla 1.2.

TABLA 1.2 ANÁLISIS DE FLUIDOS

PARÁMETROS	UNIDADES	NAPO U	NAPO T	HOLLIN SUP
Presión de saturación	(PSI)	420	950	93
GOR	(PC/Bls)	134	275	8
Temperatura de fondo	(ºF)	220	225	230
Boi	(By/Bn)	1,125	1,220	1.111
Bob	(BY/BN)	1,1429	1,2476	1,084
Densidad	(g/cc)	0,6128	0,75192	---
Gravedad	(API)	25,9	31,1	27,1
Coi	(x 10^{-6} PSI^{-1})	7,85	8,5	5,63
Uoi	(cp)	---	0,9372	3.88
Uob	(cp)	---	0,8512	2.97

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

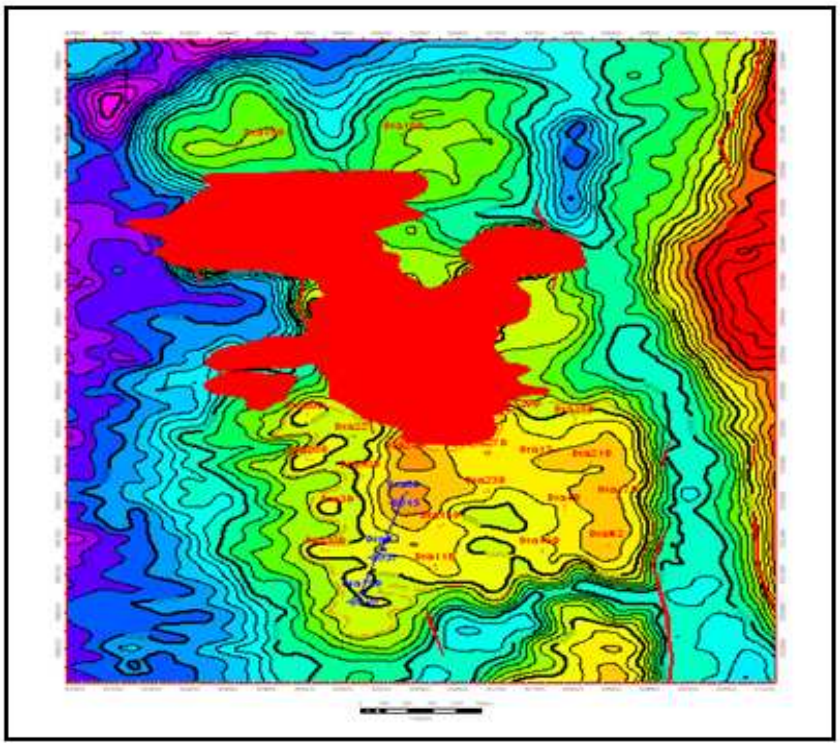
1.8 RESERVORIOS

En los mapas de contornos estructurales al tope de los reservorios de interés hidrocarburífero se encuentran las arenas: Hollín Superior, T inferior y U inferior, limitados cada uno por los contactos de fluido y manteniendo los lineamientos estructurales de los mapas estructurales de los horizontes sísmicos base caliza A y tope caliza B.

1.8.1 ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR

El mapa de contornos estructurales de este nivel representa un anticlinal asimétrico, de dirección aproximada Norte – Sur, al Este y Norte presenta altos prospectivos, en el centro de la estructura se evidencia una zona impermeable representado por el cuerpo ígneo Vista, como se indica en la Figura 1.7.

FIGURA 1.7 MAPA ESTRUCTURAL DE ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR



Fuente: EP PETROECUADOR

La estructura está limitado por el Límite Inferior de Arena (-8957 pies) del pozo Drago Norte 001 y abarca un área de 1961 acres.

En este reservorio los espesores de arena (H), varían entre 10 y 30 pies, la mayor frecuencia se concentra en 18 pies de espesor y el mayor espesor se presenta alrededor del pozo Drago Norte 001 con 20 pies.

En este nivel los espesores netos de arena (ho), varían entre 6 y 16 pies, la mayor frecuencia se concentra en 12 pies de espesor y el mayor valor está alrededor del pozo Drago Norte 1 con 15 pies.

Las porosidades del reservorio Hollín Superior (Oe), varían entre 11 y 13 %, la mayor frecuencia se concentra en 12 % y la mayor porosidad se presenta alrededor del pozo Drago Norte 1 (14%).

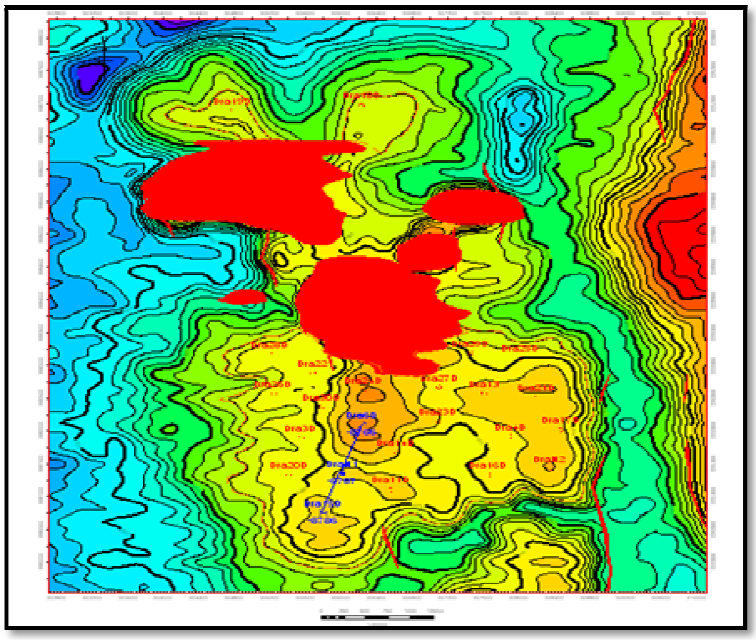
En el reservorio Hollín Superior la saturación de agua (Sw), varían entre 20 y 40 %, la mayor frecuencia se concentra en 34 % y la menor saturación está alrededor del pozo Drago Norte 1 (25%).

1.8.2 ARENISCA T INFERIOR

Para este nivel en el mapa de contornos estructurales presentado en la Figura 1.8, se observa que la estructura es un anticlinal asimétrico, con zonas prospectivas al Este y Norte de la estructura, existe presencia del volcánico de Vista.

Los pozos DRE_008D, DRE_009D y DRE_012D actualmente están produciendo de la zona T inferior con alrededor de 4083 BFPD, y 1559 BPPD.

FIGURA 1.8 MAPA ESTRUCTURAL ARENISCA T INFERIOR



Fuente: EP PETROECUADOR

Está limitada por el CAP (- 8821 pies) del pozo Drago Norte 15D, abarca un área de 2631 acres. En este reservorio los espesores de arena (H), varían entre 20 y 50 pies, la mayor frecuencia se concentra en 30 pies de espesor y el mayor espesor se presenta alrededor del pozo Drago Norte 15D con 40 pies.

En este nivel los espesores netos de arena (ho), varían entre 12 y 22 pies, la mayor frecuencia se concentra en 17 pies de espesor y el mayor valor está alrededor del pozo Drago Norte 15D con 20 pies.

Las porosidades del reservorio T Inferior (Oe), varían entre 13 y 15 %, la mayor frecuencia se concentra en 15 % y la mayor porosidad se presenta entre los pozos Drago Norte 1 y Drago Norte 15 D y al Este de la estructura con 15%.

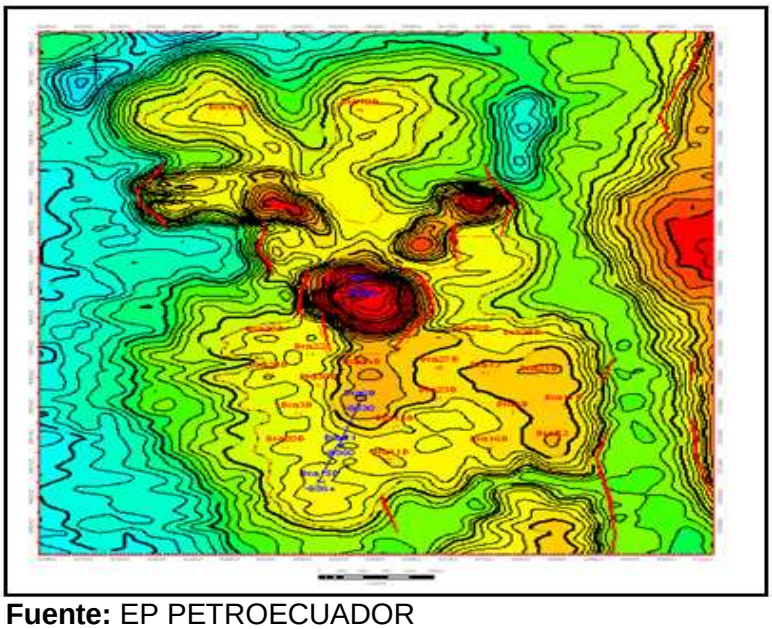
En el reservorio T Inferior la saturación de agua (Sw), varían entre 26 y 36 %, la mayor frecuencia se concentra en 32 % y la menor saturación está alrededor de los pozos Drago Norte 1 y Drago Norte 6D (25%).

1.8.3 ARENISCA U INFERIOR

Se trata de un anticlinal asimétrico de orientación aproximada N-S, al Este y Norte de la estructura se presentan zonas prospectivas, indicadas en la Figura 1.9.

Los pozos DRA_001, DRE_001, DRE_005D, DRE_36H, DRN_001, DRN_002, DRN_006D, DRN_011D, DRN_013, DRN_015D, DRN_016D, DRN_020D, DRN_031D, actualmente estos pozos producen de la arena U inferior alrededor de 8537 BFPD, y 5474 BPPD.

FIG. 1.9 MAPA ESTRUCTURAL ARENISCA U INFERIOR



Fuente: EP PETROECUADOR

El cierre efectivo esta dado por el CAP (-8590 pies) del pozo Drago este 15D, abarcando un área de 2779 acres.

En este reservorio los espesores de arena (H), varían entre 5 y 40 pies, la mayor frecuencia se concentra en 10 pies de espesor y el mayor espesor se presenta alrededor de los pozos Drago Norte 1 y Drago 15D con 30 pies.

En este nivel los espesores netos de arena (ho), varían entre 8 y 28 pies, la mayor frecuencia se concentra en 16 pies de espesor y el mayor valor está entre los pozos Drago Norte 1 y Drago Norte 6D y al Este de la estructura (25 – 30 pies).

Las porosidades del reservorio U Inferior (Oe), varían entre 14 y 16 %, la mayor frecuencia se concentra en 15 % y la mayor porosidad se presenta alrededor del pozo Drago Norte 1 y al Este de la estructura (16%).

En el reservorio U Inferior la saturación de agua (Sw), varían entre 17 y 30 %, la mayor frecuencia se concentra en 21 % y la menor saturación se presenta al Este de la estructura con 15%.

1.9 EVALUACIÓN DE PERFILES ELÉCTRICOS EN DRAGO ESTE

DRAGO ESTE

TABLA 1.3 PERFILES ELÉCTRICOS DRAGO ESTE

ARENA	SALINIDAD (PPM NaCl)	TEMPERATURA (℉)	Rw (ohmm-metro)
U	52200	199	0.0504
T	10300	201	0.216
Hollín	2970	203	0.6908

Fuente: EP PETROECUADOR
Elaborado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

1.10 PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN DRAGO ESTE

TABLA 1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DRAGO ESTE

POZO	DRAGO ESTE 1			DRAGO ESTE 5D		
YACIMIENTO	Ho	Oe	Sw	Ho	Oe	Sw
	ft	%	%	ft	%	%

TABLA 1.4 (CONTINUACIÓN)

YACIMIENTO	Ho	Oe	Sw	Ho	Oe	Sw
Arenisca U Inferior	26.0	16.0	16.1	25	13.9	27.1
Arenisca T Inferior	24.8	12.6	17.8	11.0	13.2	40.0
Arenisca Hollín Superior	15.0	15.0	60.0	12	14.8	55.0

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

1.11 PRUEBAS INICIALES

La tabla 1.5 muestra los resultados de las pruebas iniciales que se realizaron para los siguientes pozos:

TABLA 1.5 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN

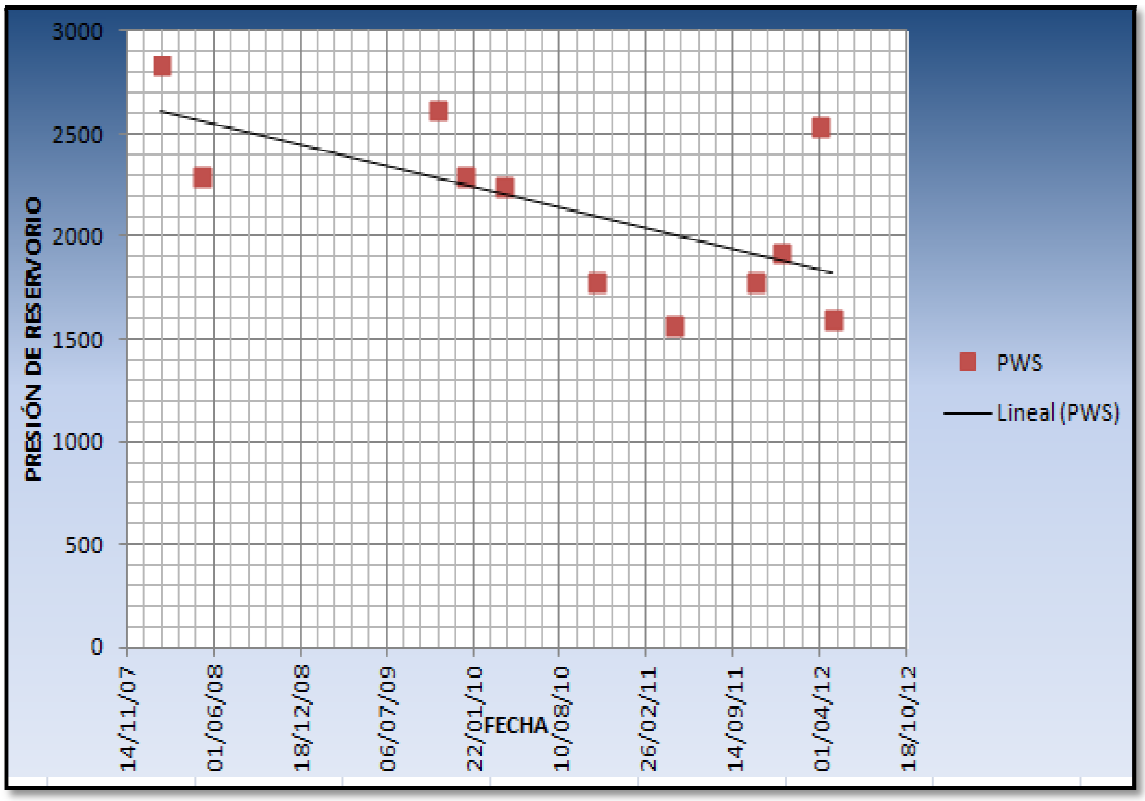
POZO	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	API
DRE_001	"Hi"	BES	1632	0	100	---
	"Hs"	BES	552	248	55	28,9
	"Ti"	BES	960	845	12	29,3
	"Ui"	BES	984	530	4	28
DRE_05D	"Hs"	BES	72	53	27	NR
	"Ui"	BES	1056	243	77	27,4
DRN_001	"Hs"	BES	1320	845	36	27,5
	"Ti"	BES	864	501	42	29,5
	"Ui"	BES	1560	1513	3	28,9
DRN_06D	"Ui"	BES	1344	1325	1,4	27,9
DRN_15D	"Ui"	BES		993	6	
DRE_36H	"Ui"	BES		1529	6,3	
DRA_001	"Ui"	HIDRAÚLICO	960	955	0.5	26
DRG_10D	"Ui"	BES	192	115	40	27,4
DRE_008D	"Ti"	BES	1548	1502	3	33,4
DRN_020D	"Ui"	BES	966	918	5	26,9
DRN_011D	"Ui"	BES	906	893	1.4	27,4
DRN_003D	"Ti"	BES	918	92	90	22,9
DRE_009	TI	BES	916	898	2	31,2
DRN_002	"Ui"	HIDRAÚLICO	414	488	4	27
DRE_12	"Ti"	BES	1710	1573	8	30,9

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

1.12 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE RESERVORIO PARA LA ARENA “U INFERIOR”

La presión de reservorio en el Campo Drago ha sufrido una importante declinación con respecto al tiempo, en la Figura 1.9 se observa la variación desde el año 2007 hasta el 2012, para la realización de esta gráfica se usaron datos de Build Up.

FIGURA 1.9 DECLINACIÓN DE PRESIÓN DE RESERVORIO PARA ARENA "UI"

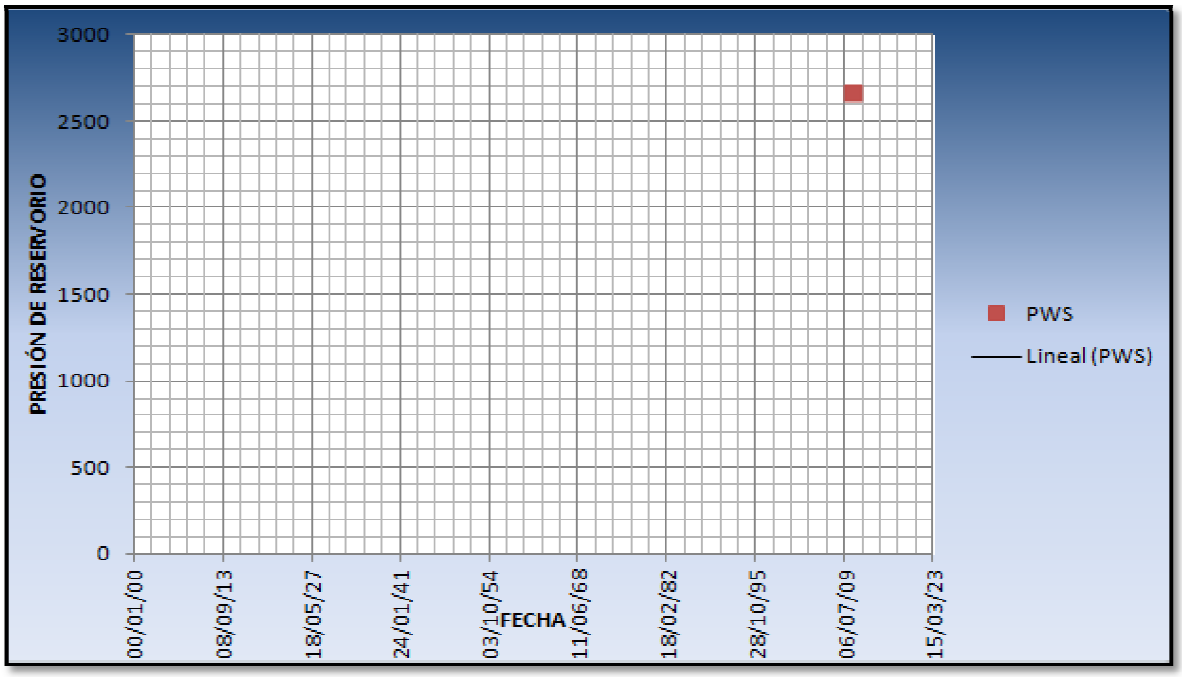


Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

1.13 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE RESERVORIO PARA LA ARENA “T INFERIOR”

Actualmente están produciendo tres pozos de la “Ti”, hasta el momento no se ha realizado Build Up para dos de ellos, es por eso que no podemos predecir el comportamiento de la presión de reservorio, en la Figura 1.10 se observa que la presión de reservorio promedio es de aproximadamente 2600 psi.

FIGURA 1.10 DECLINACIÓN DE PRESIÓN DE RESERVORIO PARA ARENA "TI"



Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

1.14 INSTALACIONES DE SUPERFICIE

El crudo producido en el Campo Drago debe ser entregado limpio, sin contenidos de agua y sedimentos, en las Estaciones de producción, por esto debe ser tratado y deshidratado antes de ser entregado. La deshidratación del crudo sucio y la entrega del crudo limpio son centralizadas en las Estaciones de producción.

Las Instalaciones de Superficie donde se realizan el tratamiento del crudo que viene de las áreas o campos de explotación, para su posterior traslado a la estación de descarga más cercana y de allí al patio de tanque principal de recepción y bombeo de crudo, en el campo Drago dichas facilidades se encuentran en la locación Drago Norte 001.

Existen varios métodos de producción para transportar el crudo desde los pozos hasta las estaciones, el método más común para transportar el fluido desde el área de explotación a la estación es impulsarlo a través de un sistema de tuberías. Las tuberías de sección circular son las más frecuentes.

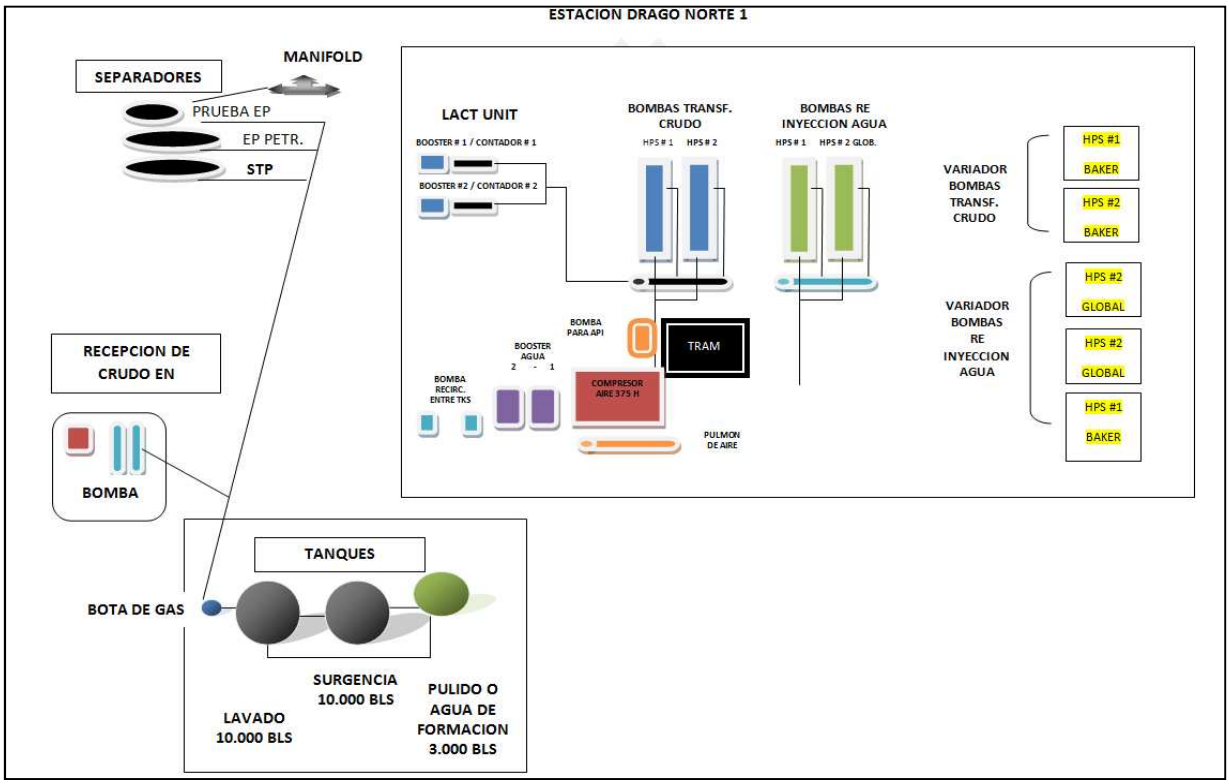
El objetivo fundamental de las Instalaciones de Superficie en operaciones de producción petrolera consiste en separar a las presiones óptimas los fluidos del pozo en sus tres componentes básicos: petróleo, gas y agua, para el posterior tratamiento de los hidrocarburos, con el fin de optimizar el procesamiento y comercialización de ellos es decir petróleo y gas.

Las Instalaciones de Superficie en el Campo Drago (locación Drago Norte 002) están formadas por:

1. Tanque SCI con capacidad de 3000 barriles tiene un diámetro de 29´ 8 5/8¨, una altura de 24’ y presenta 3 anillos.
2. Bomba SCI de Captación de agua, de Presurización de agua, de Presurización de espuma.
3. Unidad LACT que consta de Acumuladores, de Bombas Booster, de un Sistema toma muestras, de Contadores de flujo.
4. Bombas de transferencia.
5. Tanque de agua con capacidad de 3000 barriles tiene un diámetro de 29´8 5/8¨, una altura de 24’ y presenta 3 anillos.
6. Tanque de Surgencia con capacidad de 10000 barriles, tiene un diámetro de 54’11 9/16¨, una altura de 24’, y presenta 3 anillos.
7. Tanque de Lavado con capacidad de 10000 barriles, tiene un diámetro de 54’11 9/16¨ una altura de 24’, y presenta 3 anillos.
8. Bota de Gas con capacidad de 20000 barriles.
9. Acumulador.
10. Separador de Prueba con capacidad de 500 barriles.
11. Separador de Producción con capacidad de 35000 barriles.
12. Separador de Producción con capacidad de 25000 barriles.
13. Manifold tiene capacidad para 11 líneas de flujo, es el Sistema de entrada al proceso de tratamiento del Crudo.
14. Knock out drum, en este recipiente se recibe los condensados de las líneas de gas de baja presión que proviene del gas de cobertura y de la bota de gas para posteriormente ser quemado.
15. Quemador.

16. Bombas de químico, con Demulsificante/ antiparafinico, con Biocida (Bacheo), con Antiescala/surfactantes, con Anticorrosivo.
17. Generadores.
18. Sumidero.
19. Bombas Booster RYA, estas bombas toman el crudo tratado proveniente de los tanques de almacenamiento para enviarlo a la unidad LACT.

FIGURA 1.11 ESQUEMA GENERALIZADO DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE EN ESTACIÓN DRAGO NORTE



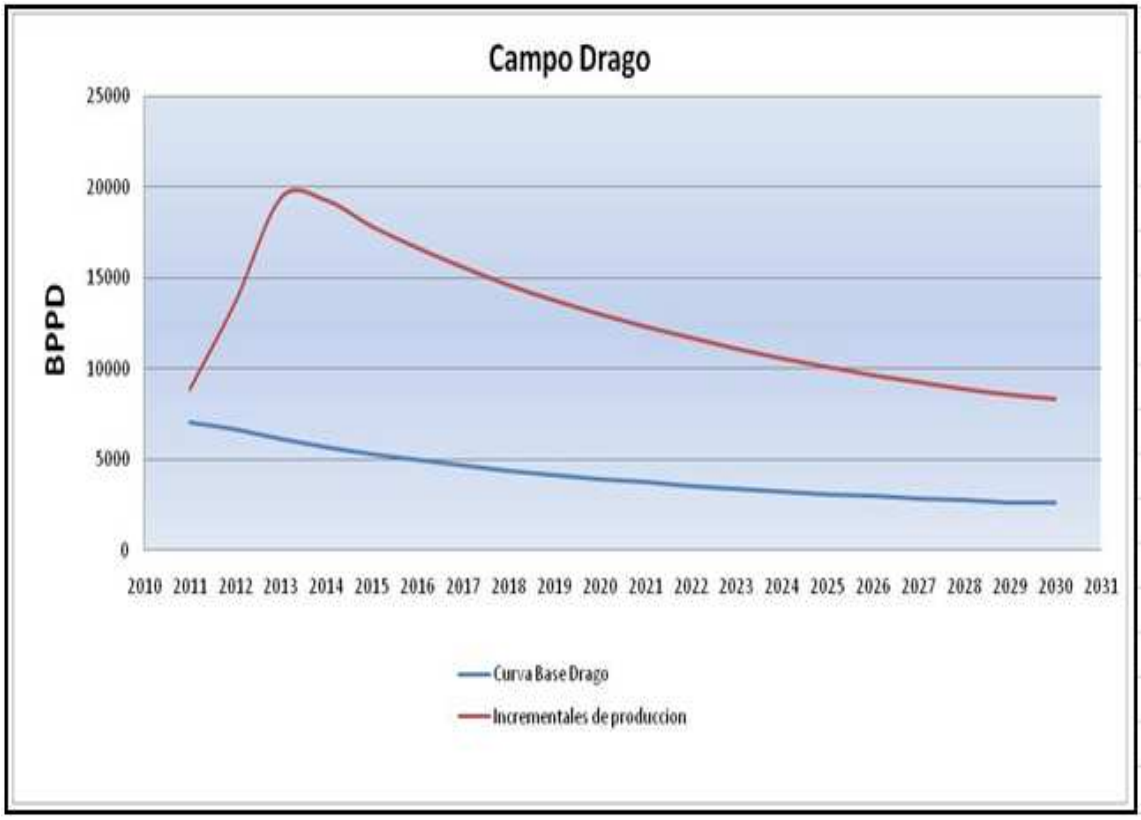
Fuente: SERTECPET

1.15 CÁLCULO DEL VOLUMEN INSITU Y RESERVAS

Para el cálculo del petróleo original en sitio y reservas de la estructura Drago, según estudios realizados anteriormente se utilizó el método determinístico, más los valores petrofísicos obtenidos del modelamiento probabilístico, con un factor de recobro de 30%, se determinó un volumen insitu (N) de: 127633163 bls. y de reservas probadas de 38289949 Bls, adicionalmente se tiene 14095639 bls. de volumen insitu (N) y 4228692 bls. de reservas probables, en la Figura 1.12 se

indica una proyección de producción del Campo Drago para el año 2030, detallados en la tabla 1.6.

FIGURA 1.12 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE CAMPO DRAGO AÑO 2030



Fuente: EP PETROECUADOR

TABLA 1.6 RESERVAS Y PRODUCCIÓN

RESERVAS	PRODUCCIÓN	
PETRÓLEO IN SITU	127.633.165	Bls
RESERVAS PROBADAS	38.289.949	Bls
RESERVAS REMANENTES JULIO/11	32.632.809	Bls
PRODUCCIÓN ACUMULADA JULIO/11	5.657.140	Bls
% RECUPERADO RESERVAS PROBADAS	14,77	%
FACTOR DE RECOBRO ACTUAL	4,43	%
FACTOR DE RECOBRO AL 2015	30	%

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Se debe considerar que con el recalculo de POES y reservas y con la implementación de recuperación mejorada el factor de recobro y el tiempo de explotación del campo se incrementaría.

CAPÍTULO II

TEORÍA DE ANÁLISIS NODAL

2.1 INTRODUCCIÓN

La producción de un pozo de petróleo es limitada debido a la actuación de un solo componente o un grupo de componentes del sistema, así con el fin de incrementar la producción, es necesario disponer de herramientas que apuntan correctamente qué componente es en realidad el control del rendimiento del pozo.

La caída de presión de los fluidos que fluyen a través del sistema es una función de la velocidad de flujo de producción. La caída de presión total en el sistema es la suma de la caída de presión en cada elemento individual que forma parte de un pozo.

En flujo multifásico, cada caída de presión es función de la tasa de flujo de petróleo, y también de la presión y temperatura.

El sistema no puede ser separado y no puede ser analizado por partes independientemente como en el caso de fase única, sino que debe ser analizada como un sistema completo teniendo en cuenta la interdependencia de las partes constitutivas.

El método que se aplica para analizar los sistemas integrados por componentes que interactúan se lo conoce como “ANÁLISIS NODAL”.

Un pozo se perfora con el fin de proporcionar una conexión entre el reservorio y las instalaciones de superficie, con el propósito de permitir que los fluidos almacenados en el reservorio puedan ser producidos a partir de esta posición original hasta un punto en la superficie, donde puede ser separado, tratado, procesado, transportado y vendido finalmente.

Al hablar de un pozo debemos tomar en cuenta diferentes elementos, tales como el reservorio, perforaciones, líneas de flujo, el equipo de levantamiento artificial,

equipos de impulsar, choques y cualquier otro equipo que pueda interactuar con los fluidos. En un pozo de petróleo los líquidos deben viajar a través del reservorio, el sistema de tuberías y otros equipos y, finalmente, llegar al separador independientemente si el pozo es complejo o simple, durante este proceso, los fluidos van a interactuar con varios componentes, así perdiendo o ganando energía durante el flujo.

A medida que los fluidos se mueven a lo largo de los componentes del sistema, se produce una caída de presión y la presión se reduce de forma continua.

2.2 INFORMACIÓN GENERAL DE ANÁLISIS NODAL

La aplicación de ANÁLISIS NODAL a los sistemas de producción fue propuesta por Gilbert (1954) y discutida por Nind (1964) y Brown (1978).

El Análisis Nodal se ha aplicado durante muchos años para estudiar el rendimiento de los sistemas integrados por componentes que interactúan, redes de tuberías y complejos sistemas.

Aplicar el método es conocer las condiciones de presión de reservorio y de presión de cabeza, tener modelos para predecir la caída de presión como una función de la velocidad de flujo para cada componente.

El Análisis Nodal permite hacer un cotejo de las condiciones de productividad de un pozo de gas y petróleo. El sistema está conformado básicamente por el aporte de fluidos desde el yacimiento (Inflow) y la curva de levantamiento de fluidos (Outflow). Las ecuaciones matemáticas para el cálculo del inflow se basan generalmente en modelos de índice de productividad, la ecuación de Darcy, Vogel, Jones y Forchheimer, mientras que la curva de levantamiento puede ser calculada con las correlaciones de Hagerdon & Brown, Beggs & Brill, Duns & Ros, la intersección de estas dos en la gráfica de Pwf vs. q es la condición actual de operación del pozo en estudio.

Las curvas de Outflow se van a encontrar influenciadas por dos fenómenos que ocurren a nivel de pozo:

1.- El efecto de hold - up, que no es más que el resbalamiento de líquido producto de los cambios termodinámicos dentro del tubing que no puede ser levantado por la columna de fluidos (por ejemplo el gas, de un pozo de gas condensado).

2.- El efecto de fricción que ocurre entre el fluido y algunos componentes mecánicos del pozo (niples de asiento, válvulas, crossover, etc).

Generalmente, cuando se hace un estudio de Análisis Nodal se debe observar estos dos fenómenos de acuerdo a los parámetros de ajuste que tiene internamente cualquier simulador. Estos parámetros deben ser aproximadamente igual a la unidad, con un margen de error permisible de un 10%.

El Análisis Nodal de sistemas de producción puede ser utilizado para estudiar problemas en pozos de petróleo y gas. El procedimiento puede ser utilizado tanto para pozos surgentes como pozos con sistemas de levantamiento artificial. Una lista parcial de aplicaciones se presenta a continuación:

1.- Selección de diámetros de tubings.

2.- Selección de líneas de conducción.

3.- Diseños de Gravel Pack.

4.- Dimensionamiento de orificios de superficie o de fondo.

5.- Análisis de problemas en restricciones.

6.- Diseño de sistemas de levantamiento artificial.

7.- Evaluación de estimulación de pozos.

8.- Analizar el efecto de comprimir gas.

9.- Analizar la performance de la densidad de punzados.

10.- Predecir los efectos de depletación de reservorios.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, Pws, y la presión final, P_{SEP}:

$$Pws - P_{SEP} = \Delta P_R + \Delta Pc + \Delta Pp + \Delta Pl \qquad \textbf{(E.c. 2.1.)}$$

Donde:

P_R = Pws – Pwfs = Caída de presión en el reservorio.

Pc = Pwfs- Pwf = Caída de presión en la completación.

Pp = Pwf-Pwh = Caída de presión en el pozo.

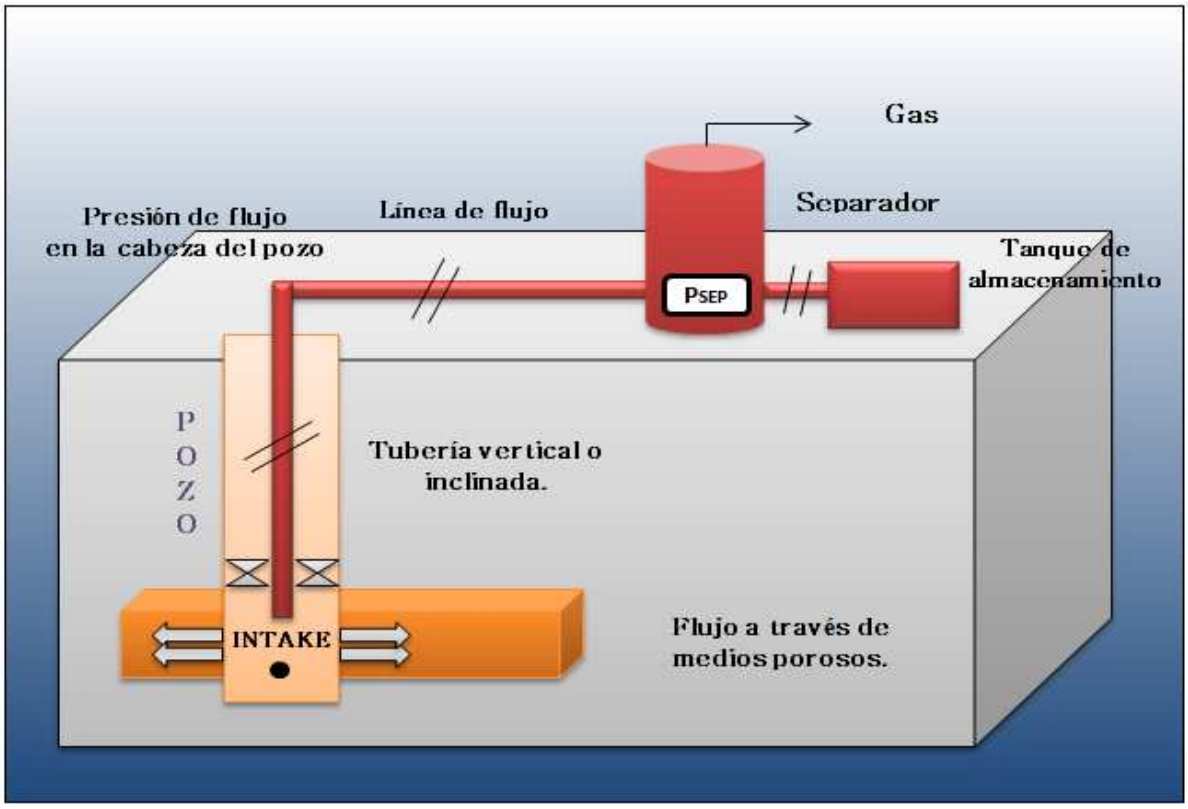
Pl = Pwh – Psep = Caída de presión en la línea de flujo.

El efecto de un cambio en cualquiera de los componentes puede ser analizado por cálculos en la presión del nodo versus la tasa de flujo utilizando las nuevas características del componente que han sido cambiados.

El procedimiento puede ilustrarse considerando un sistema sencillo de producción y seleccionando un nodo en el pozo, como se muestra en la Figura 2.1.

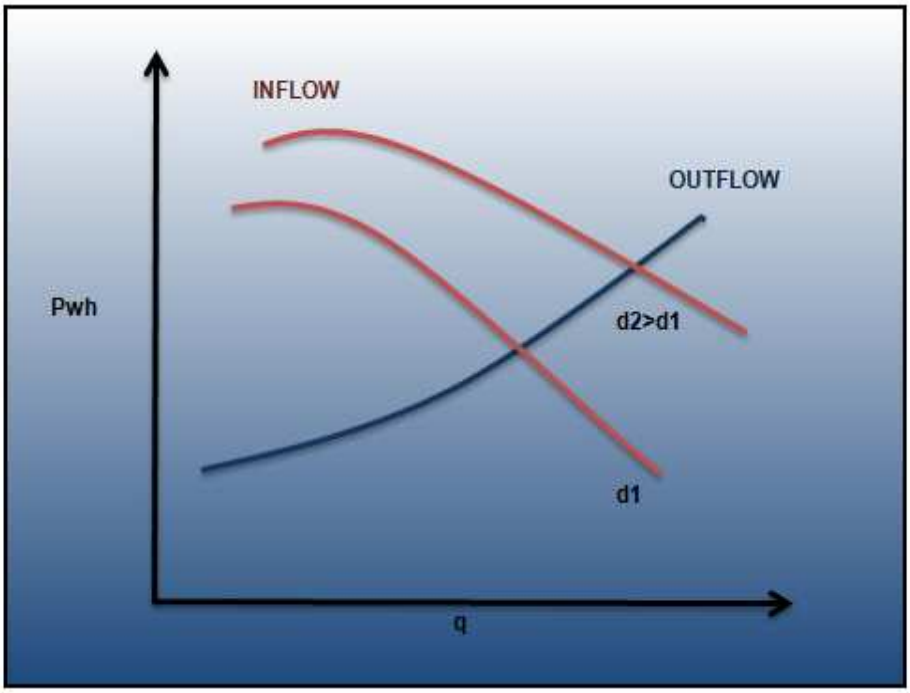
El efecto sobre la capacidad de flujo del cambio del tamaño del tubing se ilustra en la Figura 2.2 y el efecto de un cambio en el tamaño de la línea de flujo se ilustra en la Figura 2.3; en estos gráficos el punto de estudio (nodo) se encuentra en la cabeza del pozo.

FIGURA 2.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN SIMPLE



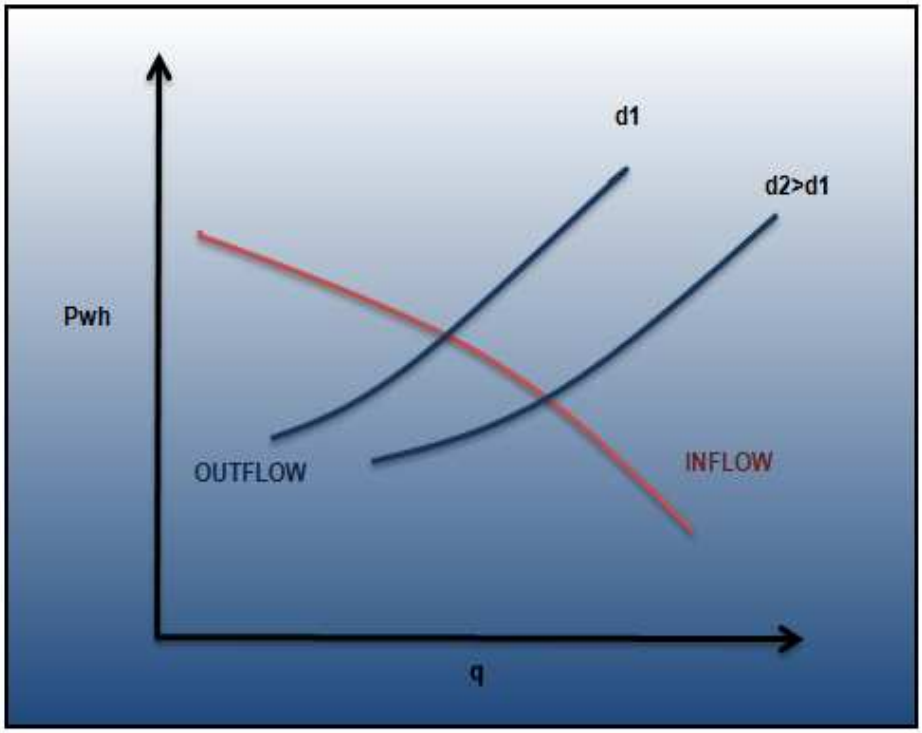
Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis, Dale H. Beggs.
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 2.2 EFECTO DEL TAMAÑO DE LA TUBERÍA



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis, Dale H. Beggs.
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 2.3 EFECTO DEL TAMAÑO DE LA LÍNEA DE FLUJO



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis, Dale H. Beggs.
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

2.3 CURVAS INFLOW (IPR) Y OUTFLOW (INTAKE)

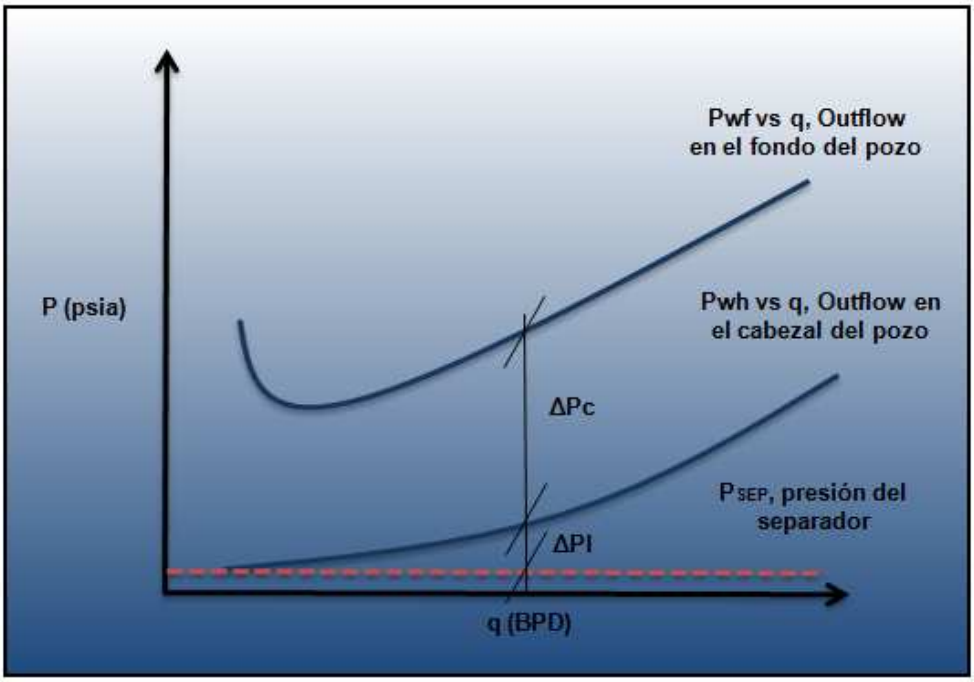
2.3.1 IPR INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS

Se denomina Inflow a la representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción. La curva IPR es la representación de las presiones fluyentes Pwf, y las tasas de producción del fluido que en el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir para cada Pwf existe una tasa de producción del fluido. Es una representación instantánea de la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento dado de su vida productiva y es normal que dicha capacidad disminuya con el tiempo por reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo.

2.3.2 OUTFLOW

Si se evalúan las Pwh y las Pwf requeridas para distintas tasas de producción y se grafican versus la tasa de producción q, se obtienen las curvas outflow en el cabezal y fondo del pozo respectivamente. La Figura 2.4 muestra las curvas Outflow, para un caudal dado la representación de las pérdidas de presión en la línea, ΔPl, y en el pozo, ΔPp.

FIGURA 2.4 OUTFLOW

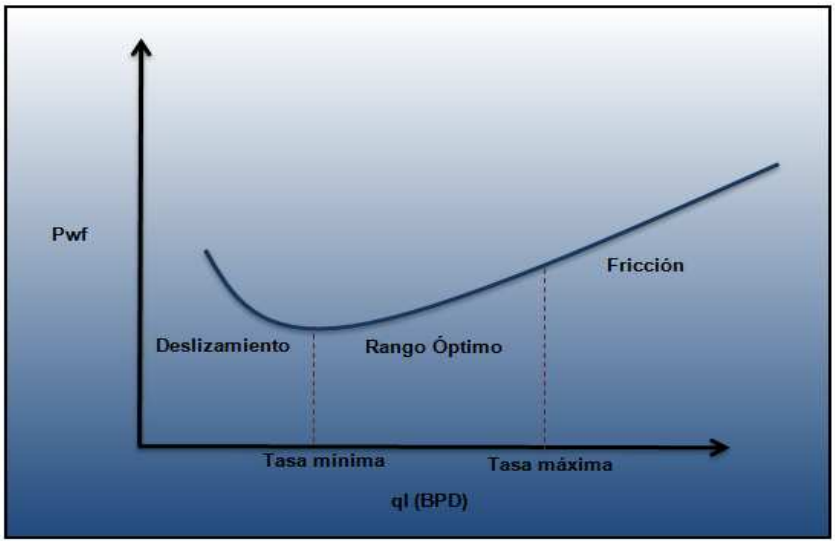


Fuente: NODAL ANALYSIS
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

2.3.2.1 Rangos Característicos de la Curva Outflow

Para un tamaño fijo de tubería vertical existe un rango óptimo de tasas de flujo que puede transportar eficientemente, para tasas menores a las del rango óptimo se originará un deslizamiento de la fase líquida (baja velocidad) lo que cargará al pozo de líquido aumentando la demanda de energía en el fondo del pozo, y para tasas de flujo mayores a las del rango óptimo aumentará las pérdidas de energía por fricción (alta velocidad) aumentando los requerimientos de energía en el fondo del pozo. La siguiente Figura 2.5 muestra los rangos antes mencionados:

FIGURA 2.5 RANGOS CARACTERÍSTICOS DE LA CURVA OUTFLOW



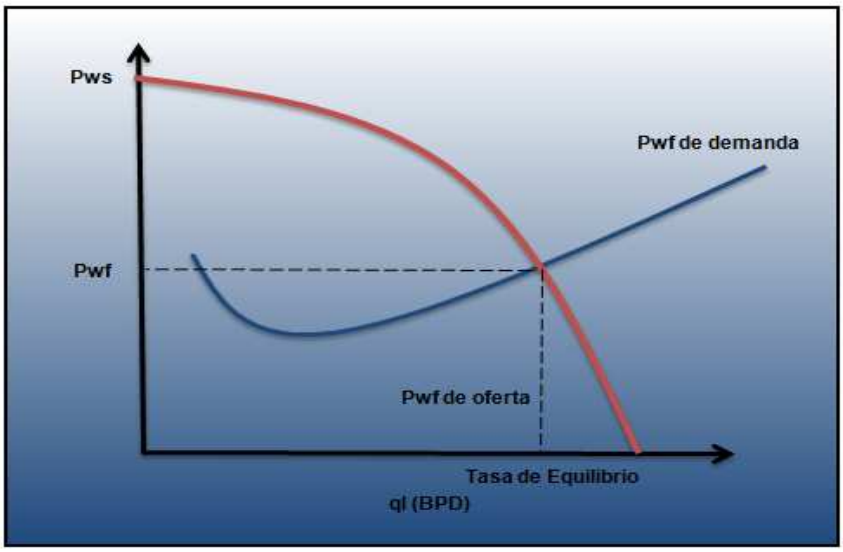
Fuente: NODAL ANALYSIS
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

La curva Outflow en el fondo del pozo representa la capacidad que tiene el pozo de extraer fluidos del yacimiento.

2.3.3 TASA DE PRODUCCIÓN POSIBLE

Para obtener gráficamente la tasa de producción antes mencionada se debe dibujar en la misma grafica las curvas Inflow y Outflow en el fondo del pozo, tal como se muestra a continuación en la Figura 2.6.

FIGURA 2.6 TASA DE PRODUCCIÓN POSIBLE



Fuente: NODAL ANALYSIS
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

2.4 PARÁMETROS IMPORTANTES

2.4.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida.

En algunos pozos el índice de productividad o IP permanecerá constante para una amplia variación en la rata de flujo, en tal forma que ésta es directamente proporcional a la presión diferencial de fondo, en la tabla 2.1 se presenta una escala típica de valores de índice de productividad.

TABLA 2.1 ESCALA TÍPICA DE VALORES DE ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

PRO|DUCTIVIDAD	IP
Baja Productividad	IP < 0,5
Productividad Media	0,5 < IP < 1,0
Alta Productividad	1,0 < IP < 2,0
Excelente productividad	IP > 2,0

Fuente: NODAL ANALYSIS
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

2.4.2 EFICIENCIA DE FLUJO

Se define como Eficiencia de Flujo a la relación que existe entre el índice de productividad real y el índice de productividad ideal.

Cuando no existe daño el índice IP reflejara la verdadera productividad del pozo y recibe el nombre de IP´ ideal, para diferenciarlo del real, entonces tenemos:

$$EF = \frac{IP}{IP'} \qquad \textbf{(E.c. 2.2)}$$

2.4.3 ECUACIÓN DE DARCY PARA FLUJO CONTINUO, FLUJO SEMICONTINUO

En 1856 el Ingeniero Henry Darcy fue comisionado para el diseño de la red de distribución de agua en Dijon, Francia. Debía diseñar también filtros de arena para purificar el agua y por eso estudió el flujo de agua a través de medios porosos; de estos estudios salió la ley de “Darcy”:

$$q = -K\frac{\Delta P}{\mu L}A \qquad \textbf{(E.c. 2.3)}$$

Donde:

q es el caudal.

A es el área total.

L la longitud del reservorio.

K es la permeabilidad.

La unidad más común para la Permeabilidad es el Darcy la cual está definida como el flujo “q” en cm^3/s resultante cuando la caída de presión es de 1 atm, aplicada a un reservorio de $1cm^2$ de área transversal “A” de 1cm de largo “L”, y para un fluido de viscosidad 1cP.

$$1\ Darcy = 10^{-8} cm^2 = 10^{-11} pie^2$$

El orden de magnitud típico de la permeabilidad para el flujo a través de yacimientos es el milidarcy.

Según Darcy, la permeabilidad es una característica intrínseca del reservorio y la relación entre caudal y caída de presión es lineal, sin embargo la relación puede no ser lineal.

2.4.4 ECUACIÓN DE VOGEL

Vogel ha desarrollado una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor en un yacimiento con empuje por gas disuelto en el cual la presión medida del yacimiento es menor que la presión en el punto de burbuja.

Esta ecuación es la siguiente:

$$\frac{qo}{qmáx} = 1 - 0{,}2\left(\frac{Pwf}{\bar{P}}\right) - 0{,}8\left(\frac{Pwf}{\bar{P}}\right)^2 \qquad \textbf{(E.c. 2.4)}$$

La curva del IPR puede ser generada mediante el caudal máximo (qo max) como así también la presión promedio del reservorio (P estática) y el caudal (qo) a la correspondiente presión de fondo fluyente.

2.5 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

Los elementos mecánicos básicos del sistema de producción son:

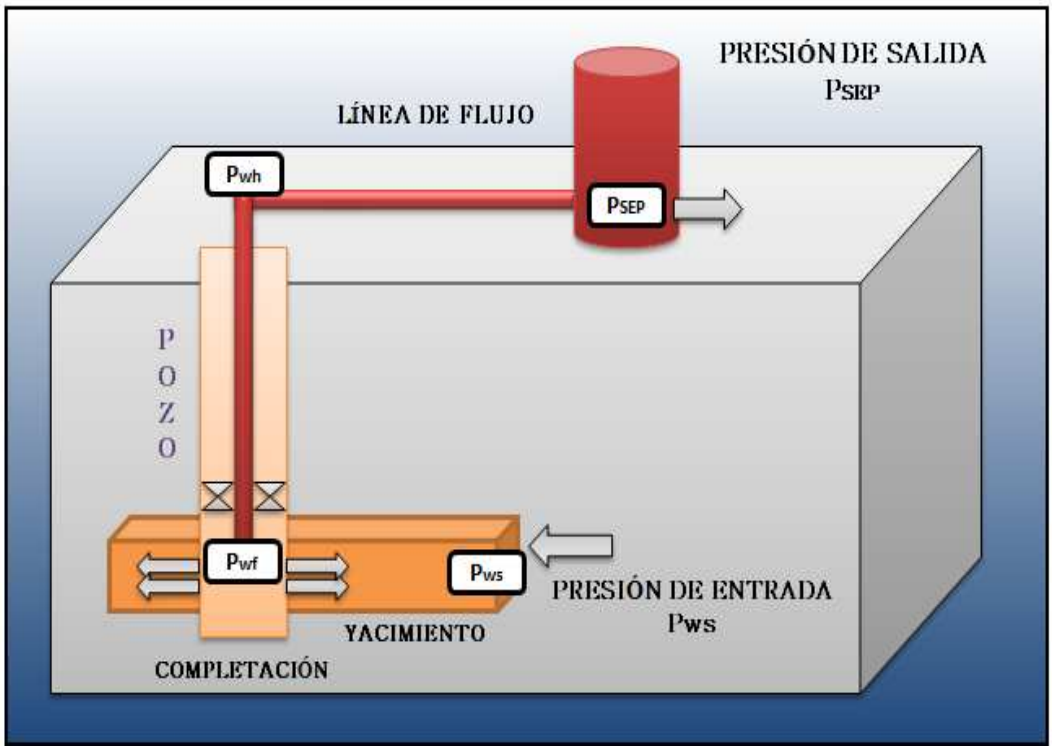
1. Pozos.
2. Líneas de Conducción.
3. Separadores y equipamiento de proceso.
4. Instrumentos de medición.
5. Recipientes de Almacenamiento.

Un sistema de producción está compuesto por los siguientes componentes:

- Medio Poroso.
- Completación (Estimulación, Punzado, y Engravado).
- Conducto vertical u horizontal o inclinado con válvulas de seguridad y placas de choque.
- Un sistema de levantamiento artificial, tal como bombas, válvulas, líneas de conducción horizontales, cañerías, codos, etc.

Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento, Pws, y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{SEP}, indicadas en la Figura 2.7.

FIGURA 2.7 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

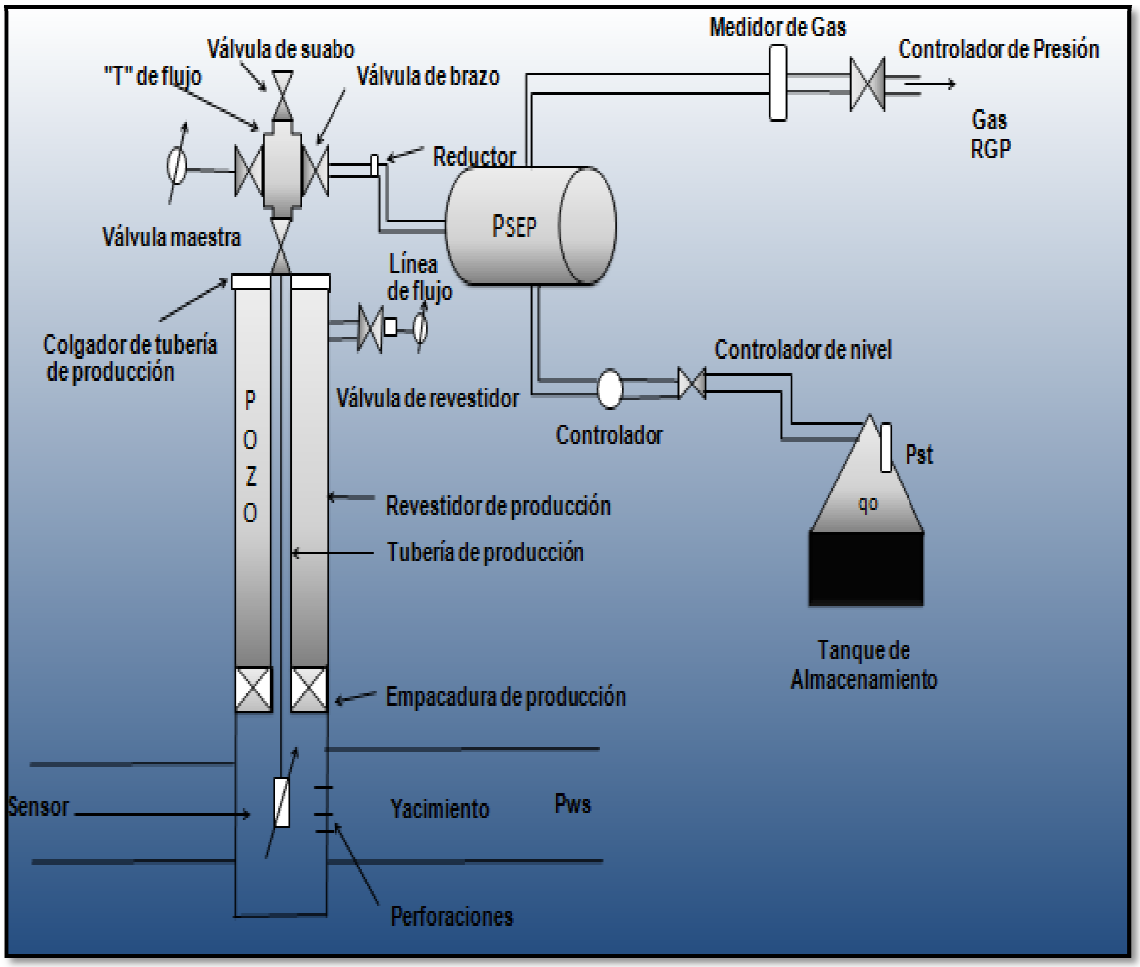


Fuente: Optimización de la producción mediante Análisis Nodal, por Msc. Ricardo Maggiolo.
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Un Sistema de Producción puede ser relativamente simple o puede incluir componentes donde pueden ocurrir cambios o pérdidas de energía. El movimiento de fluidos requiere energía para vencer pérdidas por fricción en el sistema y elevar la producción hacia la superficie. Los fluidos deben viajar a través del reservorio y del sistema de tubing, y por último a través de los separadores de gas – líquido.

En la Figura 2.8 se presentan los componentes del sistema de una manera más detallada así como el perfil de presión en cada uno de ellos.

FIGURA 2.8 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN



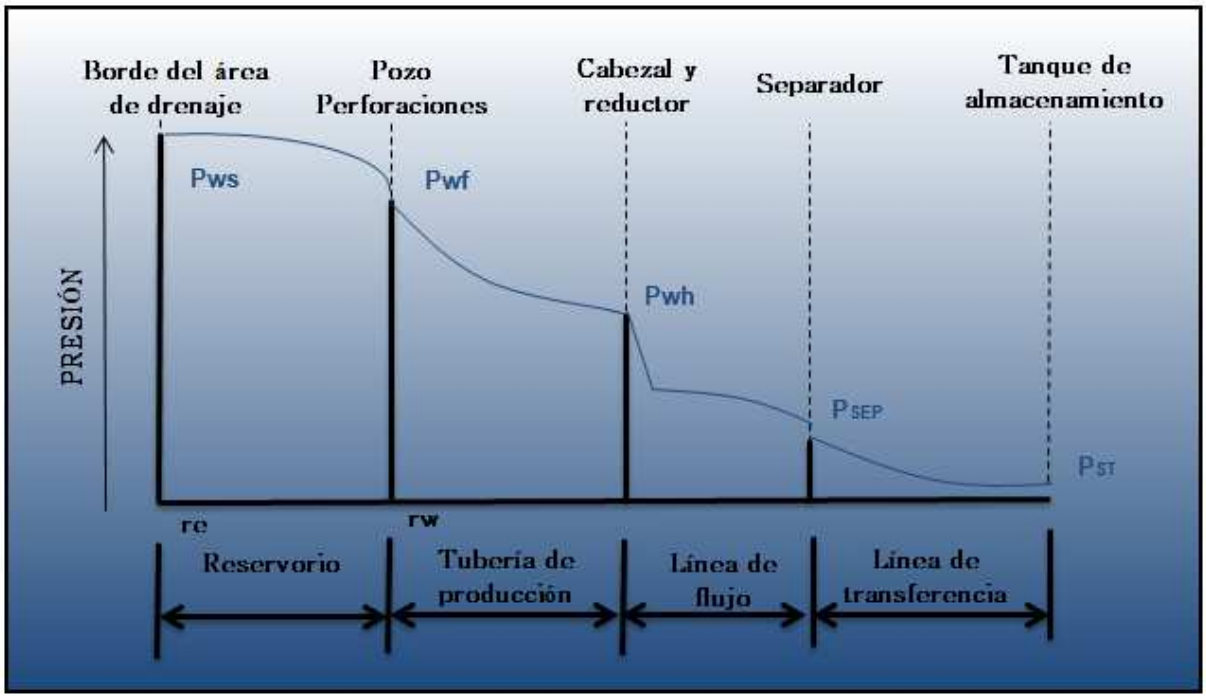
Fuente: Optimización de la producción mediante Análisis Nodal, por Msc. Ricardo Maggiolo.
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

2.6 PERFILES DE PRESIÓN

En análisis de presiones a lo largo del camino del fluido (desde el reservorio hacia la superficie) es uno de los puntos más importantes a la hora de analizar el desempeño de un pozo y optimizar la producción de un reservorio. Este análisis de las caídas de presión en los distintos puntos del sistema forma parte del Análisis Nodal.

La Figura 2.9 representa las caídas de presión a lo largo de las distintas partes del sistema de producción.

FIGURA 2.9 PERFILES DE PRESIÓN



Fuente: Por Marcelo Hirschfelt-Oilproduction.net / Rodrigo Ruiz – UNPSJB – Sep 2008.
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

2.7 OBJETIVOS

- Diseñar y establecer los parámetros para el funcionamiento de un nuevo pozo o un nuevo sistema de pozos de una manera segura y optimizada, generalmente asociado a la maximización de la producción, sujeto a algunas restricciones.
- Determinar bajo qué condiciones de flujo, el pozo dejará de producir naturalmente lo cual está relacionado con el tiempo de explotación.
- Seleccionar el momento más adecuado para la instalación de sistemas de levantamiento artificial.
- Diseñar un sistema de producción adecuado para incrementar la producción.
- Evaluar cada componente del sistema para determinar si alguno de ellos esta restringiendo la producción.
- Determinar si el sistema se comporta como se esperaba.

CAPÍTULO III

SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

3.1 TIPOS DE PERFIL DE CADA POZO

Desde el punto de vista de Ingeniería de Yacimientos, podemos encontrar pozos con los siguientes perfiles de diseño:

- Pozos Verticales
- Pozos Horizontales
- Pozos Direccionales.
- Pozos Multilaterales.

Los pozos del Campo Drago son en su mayoría pozos direccionales, sin embargo hay pozos verticales y horizontales.

3.1.1 POZOS VERTICALES

En el Campo Drago actualmente producen 5 pozos verticales, el DRA_001, DRE_001, DRN_001, DRN_002 y DRN_013, estos pozos son fáciles de perforar y no necesitan una tecnología avanzada.

Son todos aquellos pozos perforados con un ángulo de inclinación entre 0° y 7° respecto a la vertical y perpendicularmente a un plano horizontal del yacimiento. Normalmente, los pozos exploratorios tienen un perfil vertical.

Es necesario limpiar las áreas para perforar. Finalmente, un pozo vertical no produce grandes cantidades de hidrocarburos ya que su área de drenaje es muy pequeña. Hoy en día, es muy importante que los pozos puedan producir grandes volúmenes de hidrocarburos debido a la elevada demanda de los mismos en el mercado internacional.

3.1.2 POZOS HORIZONTALES

Se presenta un solo pozo horizontal que está produciendo en el Campo Drago, este es el DRE_036H, los pozos horizontales están llegando a ser más comunes cada día ya que estos tienen ventajas económicas y ambientales. Estos son costosos porque se debe utilizar tecnología avanzada para su perforación. Sin embargo, el área de drenaje es mucho más grande que el área de drenaje de los pozos verticales o direccionales. De esta manera, producen grandes volúmenes de hidrocarburo. Por otro lado, el perfil de estos pozos es una de las mejores alternativas para proteger el medio ambiente especialmente en áreas frágiles y sensibles. Un horizontal puede reemplazar algunos pozos verticales y direccionales. Finalmente, los pozos horizontales son parte de la perforación en racimo la cual minimiza la degradación ambiental en ecosistemas sensibles especialmente.

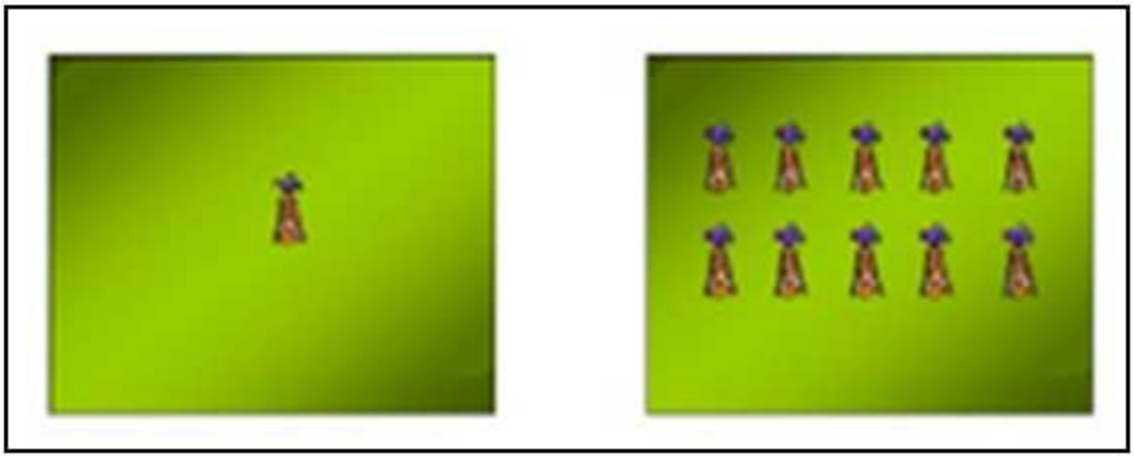
3.1.3 POZOS DIRECCIONALES

La mayor parte de los pozos en el Campo Drago son direccionales, estos son el DRE_005D, DRE_008D, DRE_009D, DRE_012D, DRN_006D, DRN_011D, DRN_015D, DRN_016D, DRN_020D, DRN_031D, no son muy costosos y no son difíciles de perforar. Son usados para alcanzar reservorios en lugares inaccesibles.

Estos pozos pueden producir volúmenes más grandes de petróleo que los verticales. Además son usados para perforar reservorios con complejas formas. Este perfil de pozo puede ser una alternativa para disminuir la degradación ambiental debido a que pueden alcanzar reservorios que se encuentran en ecosistemas frágiles sin instalar el equipo dentro de estos lugares. Finalmente, los pozos direccionales son parte de la perforación en racimo la cual ha sido implementada para minimizar la degradación ambiental.

Con estos antecedentes los pozos del campo Drago están perforados en un sistema de varios pozos en una misma área o “Well Pad”, como se muestra en la Figura 3.1.

FIGURA 3.1 WELL PAD



Fuente: Ingeniería de petróleos, José Luis de la Bastida.

Este arreglo de pozos trata de agrupar tantos pozos como sea posible en una determinada área con el propósito de que no sea necesario limpiar más áreas para construir las plataformas de perforación solo para un pozo.

Hoy en día, muchas compañías están aplicando este sistema en áreas donde existen frágiles y sensibles ecosistemas. Por ejemplo, la mayoría de las compañías multinacionales en Ecuador han implementado este sistema en la selva Amazónica para perforar sus pozos. Específicamente en el Campo Drago este sistema es desarrollado solo perforando pozos direccionales u horizontales.

Los pozos del Campo Drago tienen los siguientes perfiles, presentadas en la tabla 3.1.

TABLA 3.1 PERFIL DE POZOS

POZO	PERFIL	PAD
DRA_001	Vertical	DRA_001
DRN_001	Vertical	DRN_001
DRN_002	Vertical	DRN_002
DRN_013	Vertical	DRN_013

TABLA 3.1 (CONTINUACIÓN)

POZO	PERFIL	PAD
DRE_001	Vertical	DRE_001
DRN_006D	Direccional	DRN 001
DRN_011D	Direccional	DRN 001
DRN_015D	Direccional	DRN 001
DRN_016D	Direccional	DRN 002
DRN_020D	Direccional	DRN 001
DRN_031D	Direccional	DRN 002
DRE_005D	Direccional	DRE 001
DRE_008D	Direccional	DRE 001
DRE_009D	Direccional	DRE 001
DRE_012D	Direccional	DRE 001
DRE_036H	Horizontal	DRE 001

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO Y SITUACIÓN ACTUAL DE CADA POZO

Se han perforado 21 pozos en el Campo Drago iniciando el 30 de Junio del 2007 con la perforación del primer pozo DRA_001, desde tal fecha hasta la actualidad, de los 21 pozos, 17 están en producción y 4 están cerrados. Se detalla a continuación, en la tabla 3.2.

TABLA 3.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS EN EL CAMPO DRAGO

POZO	VERTICAL	HORIZONTAL	DIRECCIONAL	POZO PRODUCTOR	POZO INYECTOR	POZO CERRADO
DRA_001	X			X		
DRA_002	X					X
DRA_010			X			X
DRE_001	X			X		
DRN_001	X			X		
DRN_002	X			X		
DRE_036		X		X		

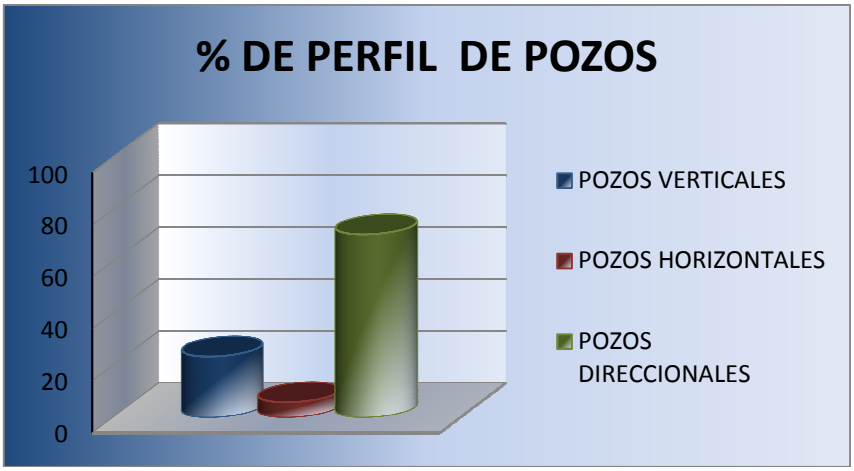
TABLA 3.2 (CONTINUACIÓN)

POZO	VERTICAL	HORIZONTAL	DIRECCIONAL	POZO PRODUCTOR	POZO INYECTOR	POZO CERRADO
DRN_003			X			X
DRN_017			X			X
DRE_005			X	X		
DRE_008			X	X		
DRE_009			X	X		
DRE_012			X	X		
DRN_006			X	X		
DRN_011			X	X		
DRN_013	X			X		
DRN_015			X	X		
DRN_016			X	X		
DRN_020			X	X		
DRN_021			X	X		
DRN_031			X	X		

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

La Figura 3.2 representa de forma estadística la distribución del perfil de pozos para el Campo Drago, operado por EP PETROECUADOR actualmente.

FIGURA 3.2 PORCENTAJE DE PERFIL DE POZOS



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

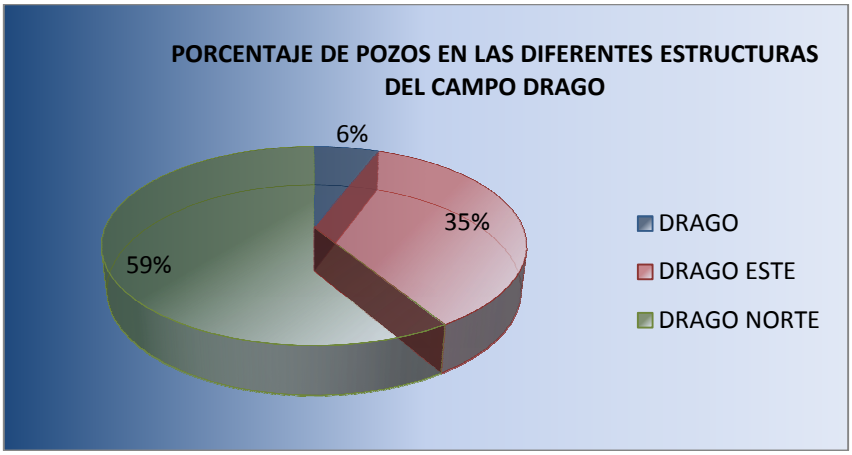
La tabla 3.3 y la Figura 3.3, indican la distribución de los pozos en las tres estructuras del Campo Drago.

TABLA 3.3 POZOS EN LAS DIFERENTES ESTRUCTURAS DEL CAMPO DRAGO

DRAGO	DRAGO ESTE	DRAGO NORTE
DRA_001	DRE_001	DRN_001
	DRE_005D	DRN_002
	DRE_008D	DRN_006D
	DRE_009D	DRN_011D
	DRE_012D	DRN_013D
	DRE_036H	DRN_015D
		DRN_016D
		DRN_020D
		DRN_021D
		DRN_031D

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 3.3 PORCENTAJE DE POZOS EN LAS DIFERENTES ESTRUCTURAS DE L CAMPO DRAGO



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Existen pocos pozos con la suficiente energía en el yacimiento, para que el flujo llegue hasta la estación de producción a una tasa que sea rentable, esta energía de levantamiento es producida fundamentalmente por el mecanismo de empuje natural que tiene cada yacimiento en particular.

La producción de hidrocarburos ocasiona una disminución de la presión del yacimiento por lo que se hace necesario proporcionar energía externa para levantar la columna de fluido desde los yacimientos hasta el centro de producción.

Para ello se necesita implementar nuevas técnicas de extracción del crudo, llamadas también mecanismos de levantamiento artificial de petróleo y/o gas.

El mecanismo de levantamiento en el Campo Drago es el Bombeo Electrosumergible en su mayoría, como se indica en la tabla 3.4, puesto que 16 pozos producen de esta forma, y únicamente un pozo produce a través de Bombeo Hidráulico usando una bomba Tipo Jet diseñada según las características del reservorio.

TABLA 3.4 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

POZO	ARENA	MÉTODO	TIPO BOMBA
DRA_001	UI	BES	TD-1200
DRE_001	UI	BES	DN-1100
DRE_005D	UI	BES	P12X
DRE_008D	TI	BES	GN-1600
DRE_009D	TI	BES	DN2150
DRE_012D	TI	BES	GN-1600
DRE_036H	UI	BES	SN2600
DRN_001	UI	BES	DN-1100
DRN_002	UI	BES	P-8X
DRN_006D	UI	BES	P-18X
DRN_011D	UI	BES	DN-1100
DRN_013	UI	BES	P4X
DRN_015D	UI	BES	P-12X
DRN_016D	UI	BES	P-12X
DRN_020D	UI	BES	D725N
DRN_021D	UI	HIDRAÚLICO JET	JET-9I
DRN_031D	UI	BES	D725N

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

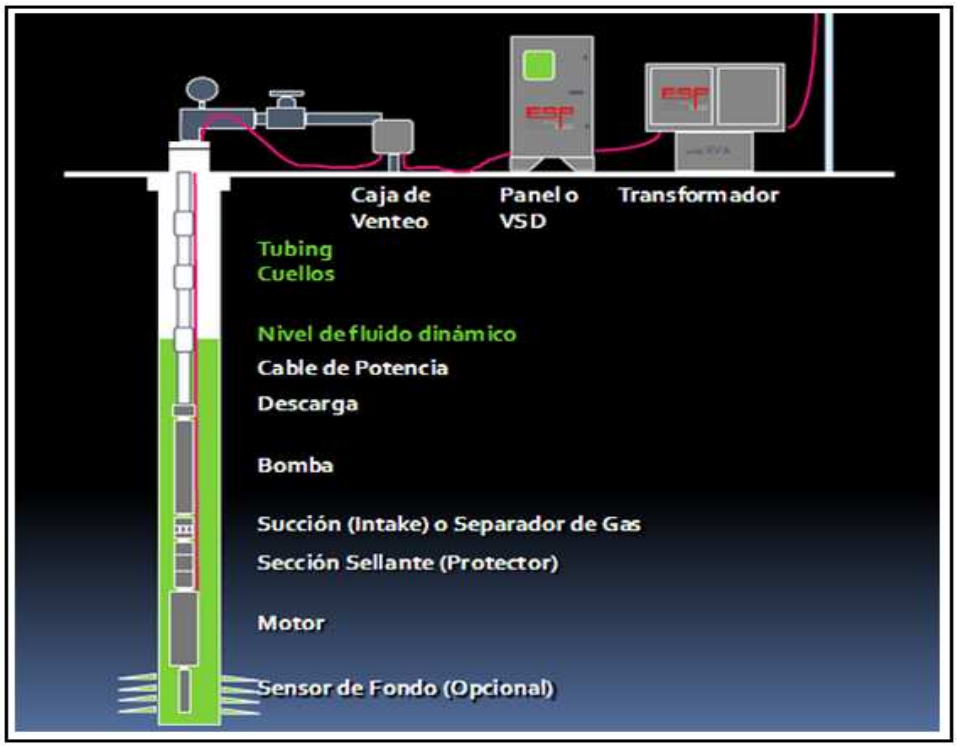
3.2.1 BOMBEO ELÉCTROSUMERGIBLE

3.2.1.1 Introducción

Cuando el pozo deja de producir a flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para conciliar la oferta con la demanda. La utilización del bombeo electrosumergible es con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador.

En la Figura 3.4 podemos observar los componentes de la BES tanto como el equipo de superficie, así como también el equipo de fondo, detallados posteriormente.

FIGURA 3.4 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



Fuente: http://es.slideshare.net/carlpatt/bombeo-electrosumergible-jrpoc

3.2.1.2 Fundamentos Eléctricos de los Sistemas de Bombeo Electrosumergible

Sabemos que la diferencia de potencial entre los bornes de un generador de corriente es el voltaje que se usa para al funcionamiento de una máquina eléctrica, a su vez al aplicar un voltaje a una substancia, se origina un flujo de electrones, conocido como corriente eléctrica o amperaje, de igual manera la facilidad que tiene ciertos materiales a transportar corriente viene a ser la

resistencia, por ejemplo el hierro tienen poca resistencia al paso de la corriente, pero el caucho, el vidrio tiene una alta resistencia.

Para mantener un flujo de corriente se necesita de un factor fundamental llamado Potencia, el cual representa la energía necesaria para realizar dicho efecto, debido a que el watts es una unidad muy pequeña se suele utilizar el kilowatts.

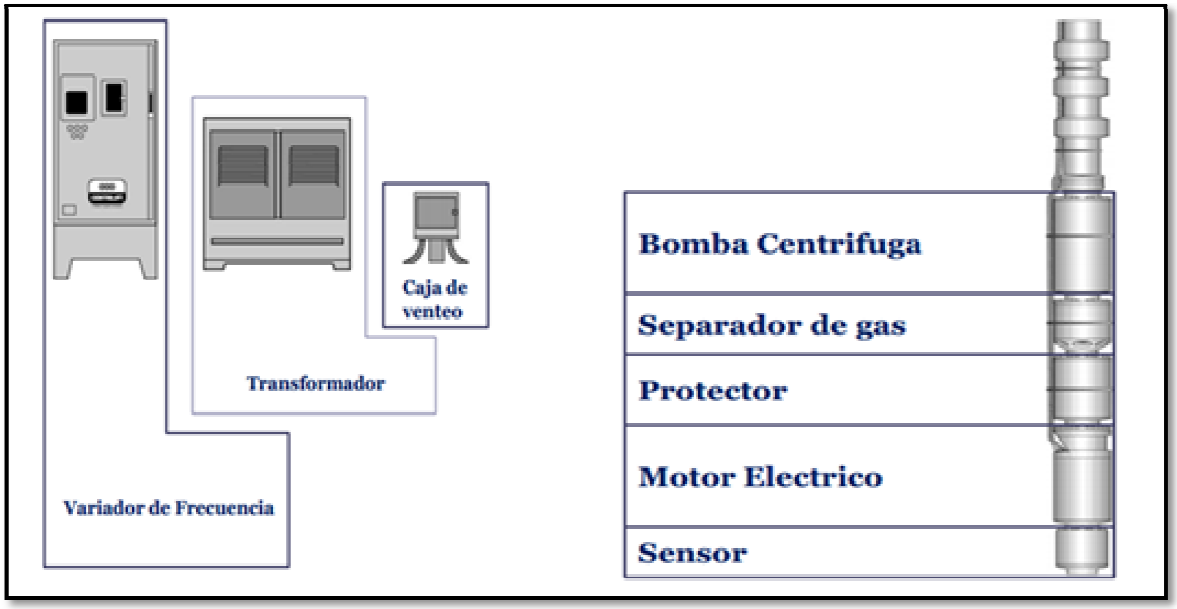
El número de oscilaciones completas dadas en un segundo se conoce como frecuencia, por ejemplo si el generador rota a una velocidad de 60 revoluciones por segundo, el voltaje generado completará 60 ciclos en un segundo. Por lo tanto, el voltaje generado tiene una frecuencia de 60 ciclos o 60 hertz.

Un sistema de Bombeo Electrosumergible se divide en dos grupos principales:

- Equipo de Superficie.
- Equipo de fondo.

La Figura 3.5 muestra gráficamente los elementos de fondo y de superficie de la BES.

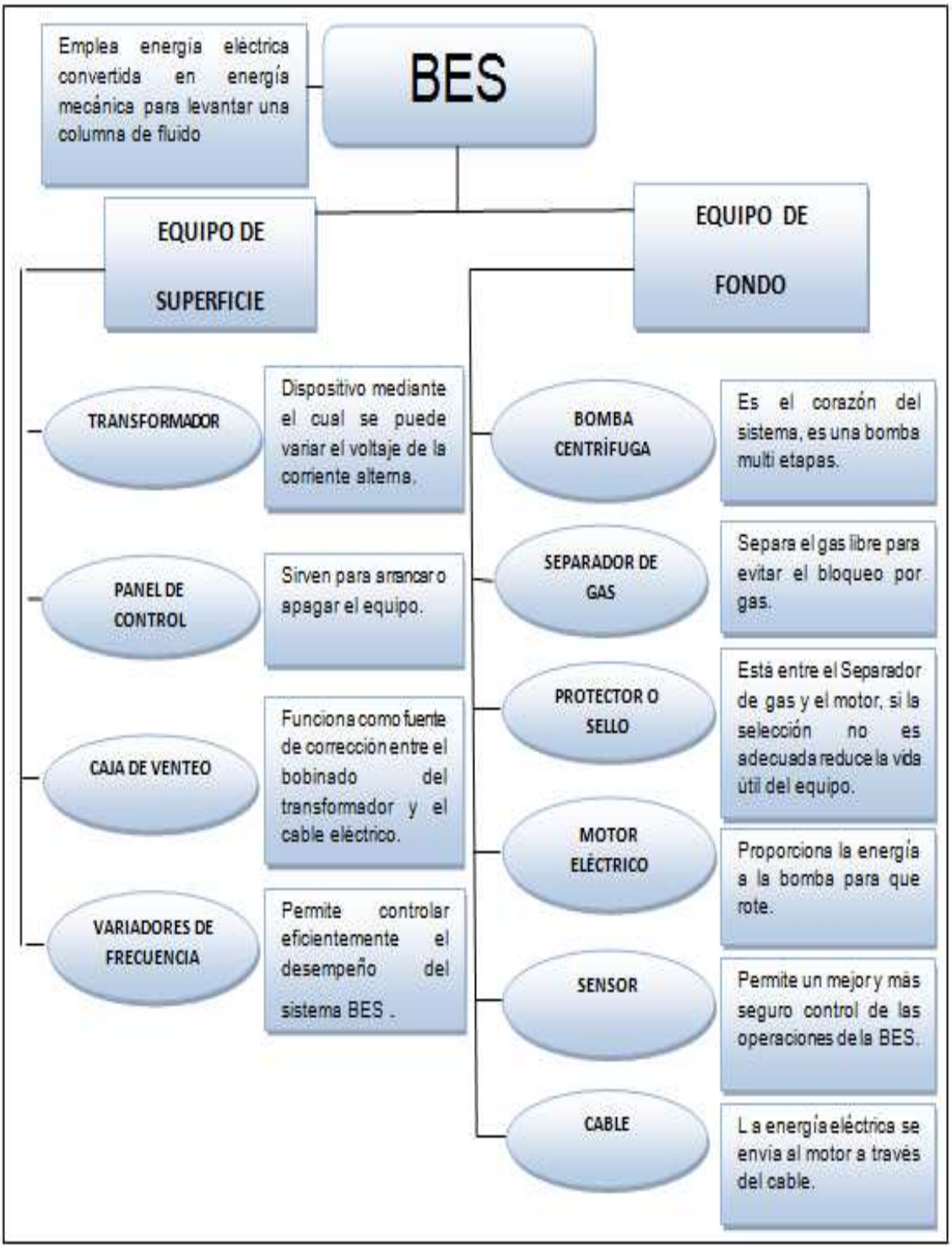
FIGURA 3.5 COMPONENTES DEL SISTEMA DE SUPERFICIE Y DE FONDO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



Fuente: Centrilft Baker Hughes

La Figura 3.6 indica un breve detalle la función de cada componente de Sistema de Levantamiento Artificial tipo BES.

FIGURA 3.6 EQUIPOS QUE CONFORMAN EL SISTEMA BES



Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.2.1.3 Ventajas y Desventajas de un Sistema de Bombeo Electrosumergible

TABLA 3.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

VENTAJAS	DESVENTAJAS
- Fácil diseño. - Aplicable a cualquier pozo. - Maneja gas. - El mantenimiento es rápido y limpio. - La inversión inicial se recupera en un período de tiempo más corto que con otro tipo de levantamiento. - Las bombas sumergibles tienen una ventaja sobre otros equipos en medios corrosivos. - Como un ejemplo, donde está presente H2S las varillas de un sistema de bombeo mecánico pueden dañarse. Con el uso de una bomba sumergible, la unidad puede ser cubierta exteriormente y la tubería de producción puede ser cubierta interiormente. No hay fatiga en una bomba electro sumergible y la acción corrosiva del H2S no es problema. - Levanta grandes volúmenes.	- Impregnación de gas en el cable. - El sistema BES necesita una alta inversión inicial. - El consumo de energía eléctrica es elevado. - Existen dificultades para manejar fluidos con arena. - Es necesario contar con personal especializado para el control de la operación del equipo. - Existen pocos proveedores a nivel mundial.

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

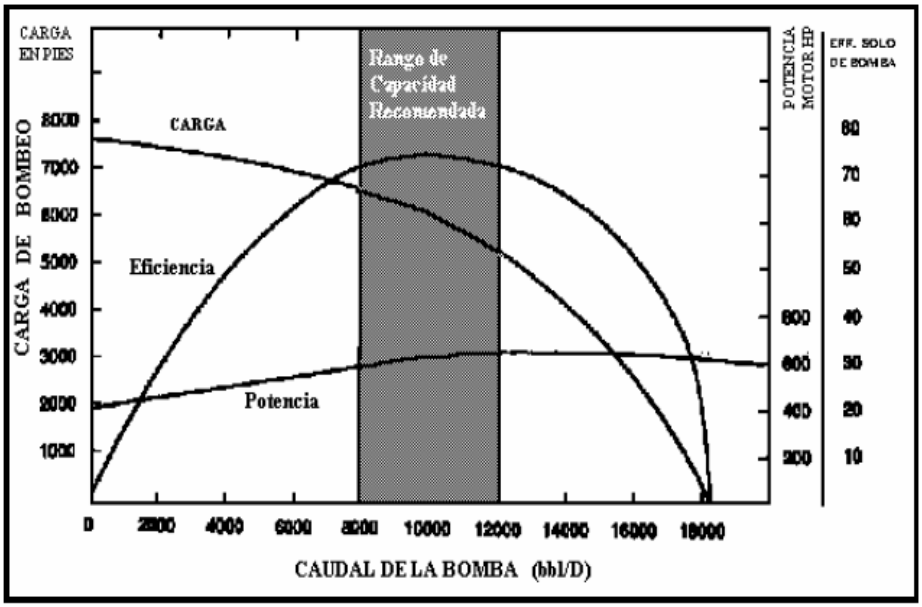
3.2.2 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

Una bomba electrosumergible (BES) ofrece una gran flexibilidad en el momento de su desempeño; estas son capaces de producir volúmenes muy grandes de fluido, y de manejar algo de gas libre en el fluido bombeado.

La carga de bombeo es independiente de la densidad del fluido. Para una bomba multietapa la carga total desarrollada es igual a la suma de las cargas de bombeo de cada etapa.

La carga desarrollada y la eficiencia de una bomba dependen del diseño particular de la bomba y deben ser medidas. Estas características son proporcionadas por los fabricantes de las bombas como una gráfica de comportamiento de la bomba, tal como se muestra en la Figura 3.7.

FIGURA 3.7 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



Fuente: Bombeo electrosumergible: análisis, diseño, optimización y trouble shooting, Ing. Marto Ramirez, Julio 2004, Venezuela.

Las gráficas de comportamiento de las bombas electrosumergibles usualmente vienen dadas para una etapa o para 100 etapas, si se trata de 100 etapas, la carga desarrollada por etapa es la carga total leída de la curva dividida para 100.

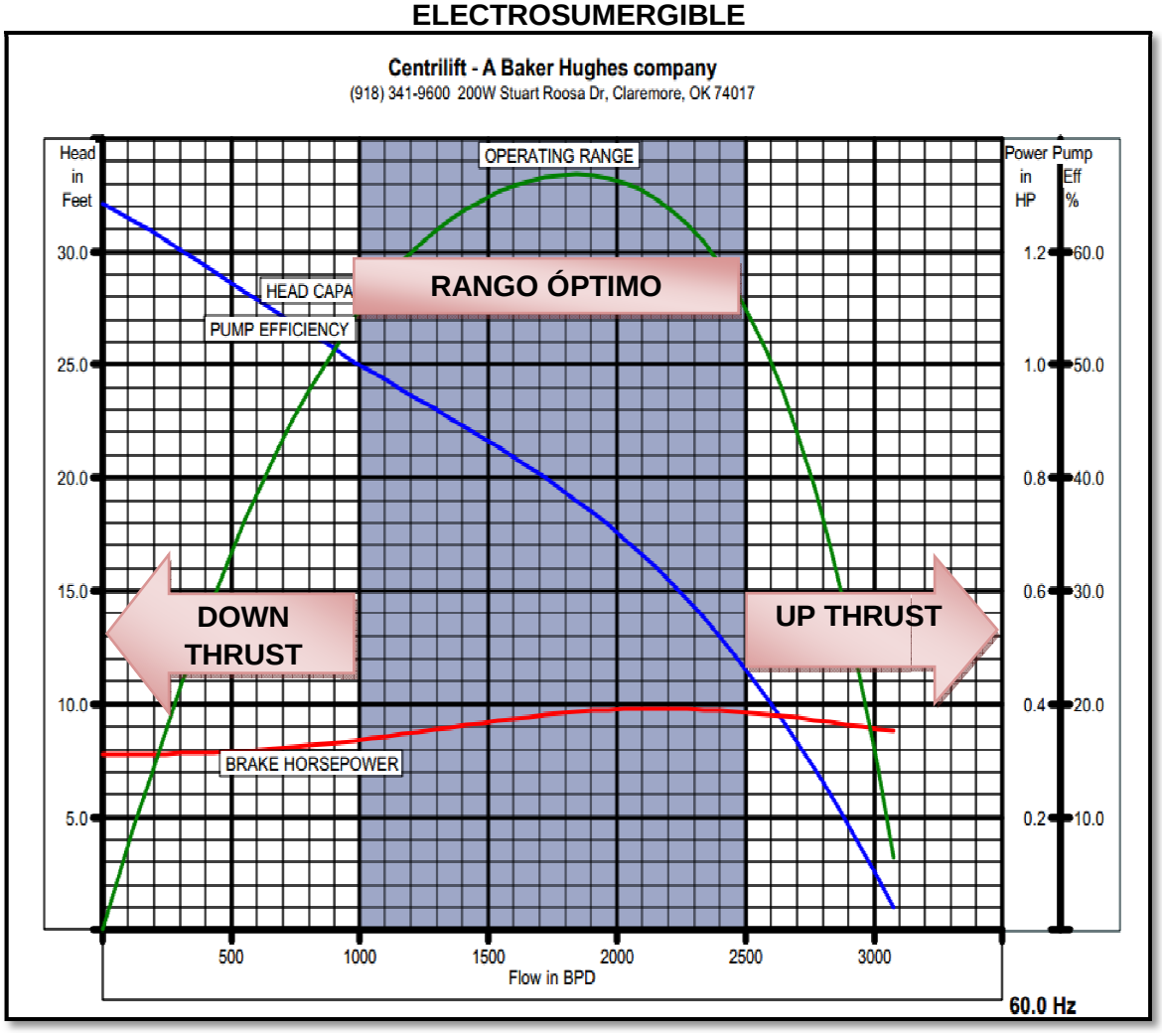
Una alta viscosidad del fluido disminuye la eficiencia de una bomba centrífuga y puede afectar la carga desarrollada. Los fabricantes de las bombas proporcionan cartas de corrección para tomar en cuenta el comportamiento con fluidos de alta viscosidad.

Las curvas de comportamiento de las bombas de los diferentes fabricantes ya vienen publicadas en sus catálogos bajo los siguientes criterios técnicos:

- Las curvas vienen hechas para una sola etapa o 100 etapas.
- Frecuencia 50 y 60 HZ.
- Vienen clasificadas en diferentes series tales como 540, 562, 650, 400, etc.
- Vienen clasificadas para diferentes diámetros de tubería de revestimiento.
- Gravedad específica = 1 (Agua).

La curva de comportamiento de la bomba electrosumergible, permite conocer las características de funcionamiento de la bomba como se indica en la Figura 3.8.

FIGURA 3.8 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



Fuente: Catálogo Centrilift

3.2.2.1 Curva de Altura de la columna (HEAD).

Indica la altura de fluido que cada etapa puede levantar, en función de los barriles por día que la bomba extrae del pozo.

3.2.2.2 Curva de potencia (BHP)

Indica la potencia en HP (horse power), que requiere cada etapa para tener el caudal necesario para levantar el fluido.

3.2.2.3 Curva de eficiencia

Indica como varia la eficiencia de la bomba electrosumergible, hasta a un valor máximo de barriles por día (punto de máxima eficiencia) que la bomba puede extraer del pozo.

El criterio de diseño en muchas operaciones se basa en que el punto inicial de operación debe de ubicarse en el medio de la curva de comportamiento, pero del análisis teórico y las simulaciones que se hacen con los software comerciales a los resultados prácticos y reales en la operación, difiere mucho y esto hace que el punto inicial de comportamiento de la bomba inicialmente propuesto se desplace hacia la derecha o a la izquierda, dependiendo de los factores y condiciones del pozo que hacen la variación.

La tabla 3.6 es una representación de cada pozo respecto a la última producción en el Campo Drago, detallando el BSW y el grado API.

TABLA 3.6 ÚLTIMO REPORTE DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO

POZO	PRESIÓN CABEZAL	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API
DRA_001	15	287	178	109	38	26,1
DRE_001	110	667	407	260	39	22,1
DRE_005	110	777	280	497	64	26,1
DRE_008	110	966	328	638	66	30,7
DRE_009	110	1444	231	1213	84	26,1
DRE_012	110	1679	1007	672	40	28,3
DRE_036	115	1409	507	902	64	24,8
DRN_001	30	655	846	9	1	26
DRN_002	20	650	247	403	62	26,5

TABLA 3.6 (CONTINUACIÓN)

POZO	PRESIÓN CABEZAL	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API
DRN_006	40	420	420	0	0,1	21,6
DRN_011	30	711	711	1	0,1	24,9
DRN_013	15	346	163	183	53	26,9
DRN_015	52	473	471	2	0,5	26,7
DRN_016	30	986	789	197	20	26,6
DRN_020	26	437	44	393	90	20,9
DRN_031	10	192	191	1	0,7	27,2

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Andrea Morillo F y Fernando Fuentes A

El software que utilizaremos para realizar el Análisis Nodal es PIPESIM.2011 de la compañía SCHLUMBERGER, ya que a través de un conjunto de módulos nos permite diseñar, analizar y optimizar, así como también estudiar pozos multifásicos, tuberías y facilidades de superficie.

3.3 BREVE DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE PIPESIM.2011

PIPESIM constituye una forma minuciosa, rápida y eficiente de incrementar la producción y conocer el potencial del yacimiento, no sólo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, sino que además tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

Permite efectuar análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y que represente gráficamente el flujo de entrada así como también el flujo de salida en cualquier nodo del sistema, para seleccionar la mejor alternativa de incrementar la producción. Además incluye perfiles de presión/temperatura estándar.

Incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales, que constituyen el estándar industrial de hoy en día. Se puede ajustar los datos de pozos medidos a estas correlaciones con el fin de identificar la correlación más apropiada para su análisis. El modelado preciso del fluido producido también es crucial para

comprender el comportamiento del sistema; por lo tanto, Pipesim ofrece la posibilidad de elegir entre correlaciones de modelos de petróleo negro o un rango de ecuaciones de estado (EOS) para modelos composicionales.

Para un proceso de planeación y análisis de avanzada, se puede incluir los modelos de desempeño mejorado de pozos y de diseño de líneas de conducción de flujo multifásico para el análisis integral de redes de campo, la planeación de campos petroleros y la optimización de la producción. Esto lo ayuda a mejorar su producción, tomar mejores decisiones y maximizar el valor de sus activos.

3.3.1 PROCEDIMIENTO DE INGRESO DE DATOS

Para el ingreso de datos se debe realizar lo siguiente:

1. Configurar el sistema y ajuste de modelo.
2. Ingresar datos de los diferentes módulos utilizados en el sistema.
3. Ingresar datos de propiedades del fluido (Black Oil).
4. Correr sensibilidades.

En PIPESIM encontramos los siguientes iconos que utilizaremos en nuestro estudio:

Nodo: Esta representado con un círculo azul que viene a ser un nodo que permite aislar las tuberías.

Tubing: Es la tubería de producción del pozo que une el reservorio con la cabeza del pozo.

Línea de flujo: representa la tuberia que conecta el cabezal del pozo hasta un separador de produccion.

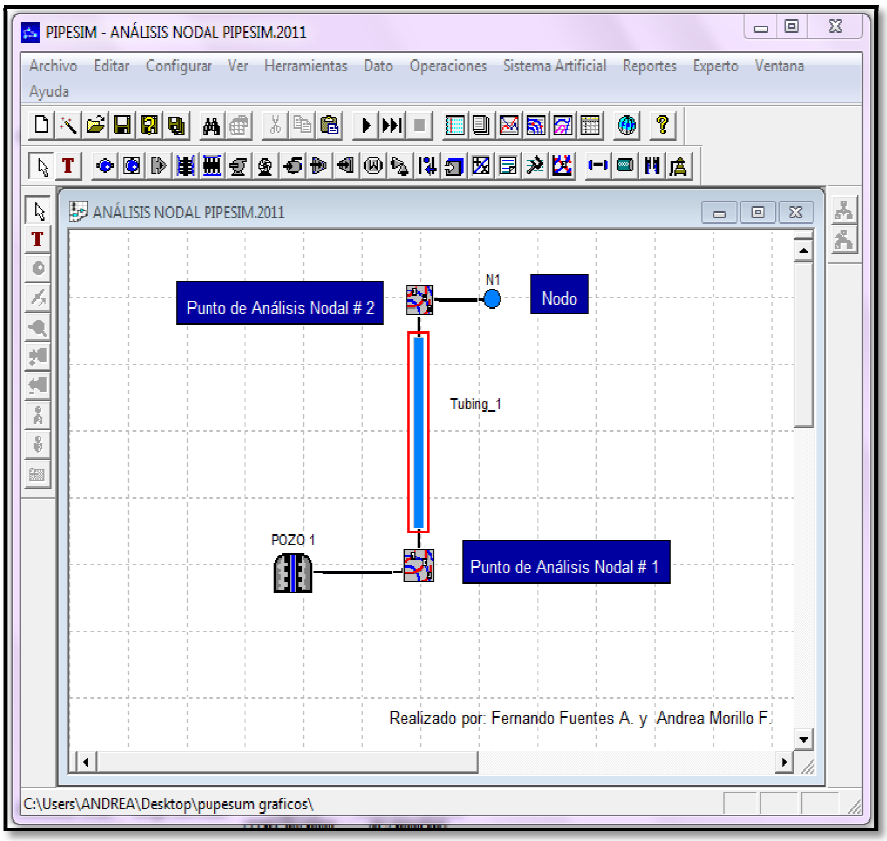
Punto de Análisis Nodal: representa el punto de referencia para el análisis nodal del sistema.

Terminación: puede ser horizontal o vertical.

3.3.2 MODELO DE ANÁLISIS NODAL

La Figura 3.9 muestra el modelo para efectuar el análisis nodal para cada pozo; este consta de un nodo, una tubería de producción, el punto de análisis nodal, y el reservorio. Es necesario poner un conector para unir el punto de análisis nodal con el reservorio vertical, como se indica en la figura; esto se realiza en pozos de PAD DRA_001, DRN_002 y DRN_013.

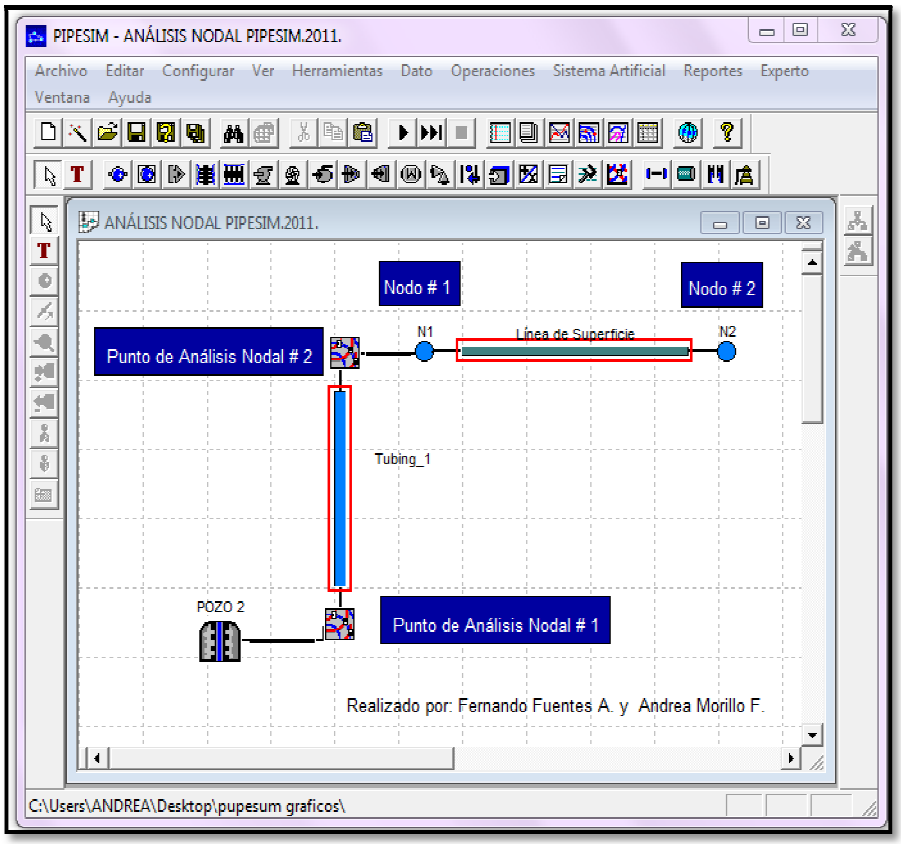
FIGURA 3.9 MODELO DE POZO SIN LÍNEA DE FLUJO



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Mientras que para ciertos pozos (PAD DRE_001, PAD DRN_001) que si tienen línea de flujo usamos el siguiente como se indica en la Figura 3.10.

FIGURA 3.10 MODELO DE POZO CON LÍNEA DE FLUJO



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.3.3 PARÁMETROS NECESARIOS PARA PIPESIM

Para incrementar la producción de petróleo en el Campo Drago y poder determinar los factores de restricción en la producción debemos contar con información actualizada de las condiciones con las que se maneja cada pozo. Dichos datos son los siguientes:

- Propiedades del Yacimiento: Presión estática, temperatura, caudal de fluido que produce, presión de fondo fluyente.
- Propiedades de la tubería de producción: perfil de desviación (Survey: MD, TVD, ángulo de desviación), perfil Geotérmico, ID tubing, rugosidad, tipo de sistema artificial.

- Modelo de BES: fabricante, velocidad de diseño, etapas, factor de carga, presión de salida.
- Propiedades de flowline o línea de flujo: ondulaciones, distancia horizontal, diferencia de elevación, diámetro interno, espesor, rugosidad, temperatura ambiente.
- Propiedades del Separador: Tipo (liquido, gas, agua), eficiencia.
- Propiedades del PVT de fluido.
- Datos de producción: nombre del pozo, gasto de flujo de líquido, corte de agua, GOR, presión de producción.

El ANEXO 1, presenta los datos ingresados en el Software PIPESIM.2011 referente a lo mencionado anteriormente, descritos para cada uno de los pozos del Campo Drago.

Así como también el ANEXO 2. Indica los diagramas del último Workover de cada pozo simulado en PIPESIM.

3.3.4 CORRELACIONES DE FLUJO

Las correlaciones que usaremos son las siguientes mostradas en la tabla 3.7.

TABLA 3.7 CORRELACIONES USADAS EN EL SOFTWARE PIPESIM.2011

CORRELACION	POZOS VERTICALES	POZOS DIRECCIONALES	POZOS GAS/CONDENSADO	LINEAS DE OIL	LÍNEAS DE GAS/CONDENSADO
DUNS & ROSS	X	X	X	X	X
HAGERDORN & BROWN	X		X		
BEGGS &BRILL REVISED	X	X	X	X	X
BEGGS & BRILL ORIGINAL	X	X	X	X	X

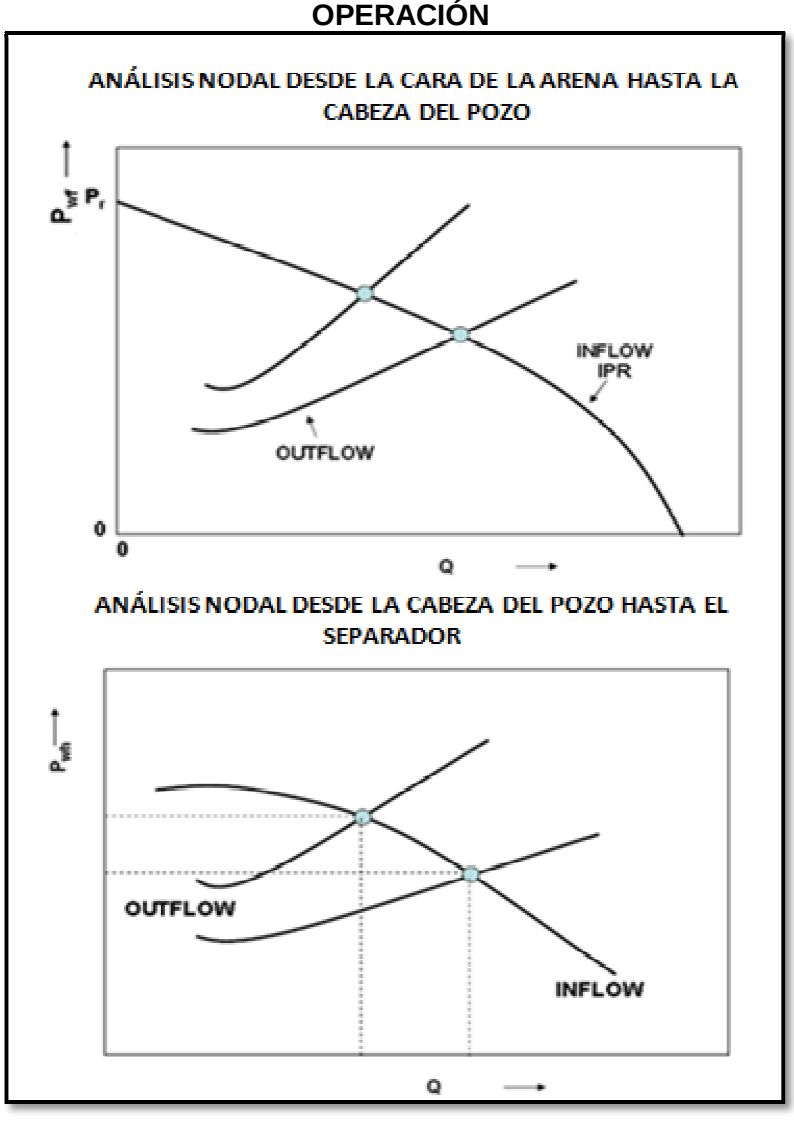
Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Las correlaciones mencionadas anteriormente fueron seleccionadas en base a criterios y condiciones descritas en el ANEXO 3.

3.3.5 PROCEDIMIENTO BÁSICO

El procedimiento básico consiste en dividir el pozo en 4 componentes básicos: yacimiento, completación, tubería de pozo y tubería de superficie, para encontrar las pérdidas de presión que se presentan en cada uno en función del caudal total. El punto más común para ubicar el nodo es el fondo del pozo. Durante el análisis se calcula y se grafica la caída de presión desde el yacimiento hasta el nodo (curva Inflow), y desde la superficie hasta el nodo (curva Outflow), para diferentes caudales. Al graficar ambas curvas se obtiene un gráfico como el de la Figura 3.11.

FIGURA 3.11 INTERSECCIÓN DE LAS CURVAS CORRESPONDE AL PUNTO DE OPERACIÓN

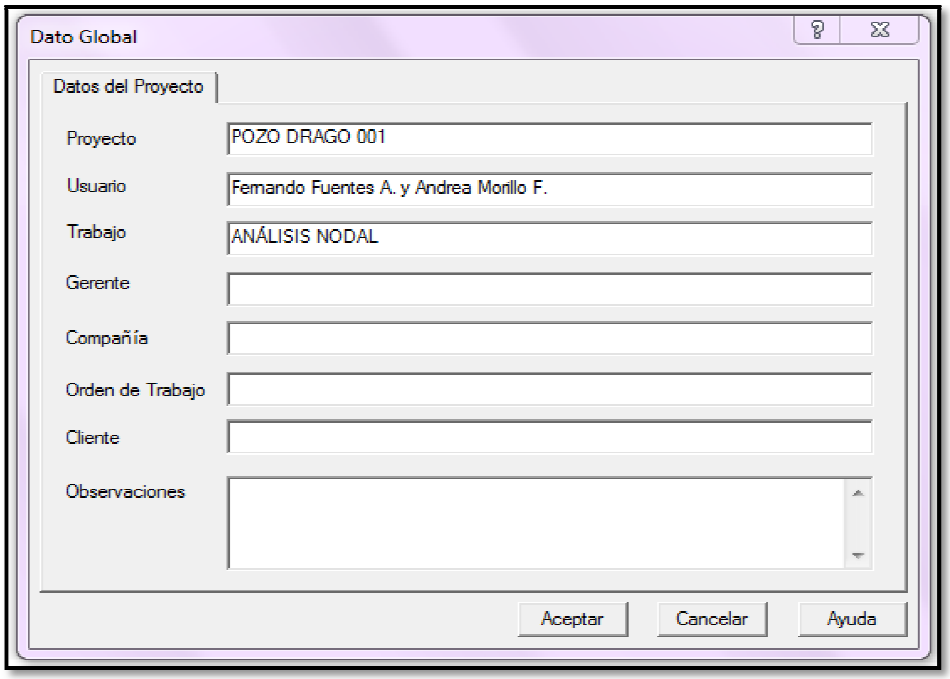


Fuente: Nodal Analysis, 2007.

3.4 EJEMPLO DE MODELAMIENTO EN EL SOFTWARE PIPESIM.2011 (POZO DRA_001)

Ingreso de información de datos del proyecto, tomamos como ejemplo el pozo DRA_001, representado en la Figura 3.12.

FIGURA 3.12 INFORMACIÓN GLOBAL DEL PROYECTO

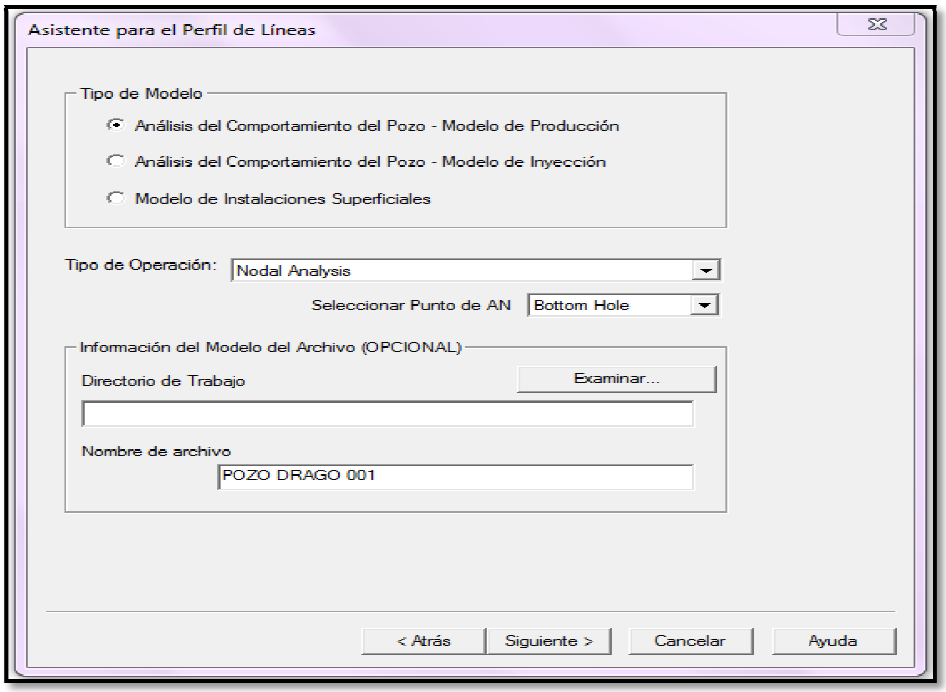


Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Al hacer clic en siguiente aparece un asistente para el perfil de líneas en el que podemos escoger el tipo de modelo, de entre: análisis del comportamiento del pozo - modelo de producción, modelo de inyección, modelo de instalaciones de superficie.

Realizamos el análisis nodal en fondo del pozo, también se puede seleccionar efectuar el análisis nodal en la cabeza del pozo, como se puede observar el la Figura 3.13.

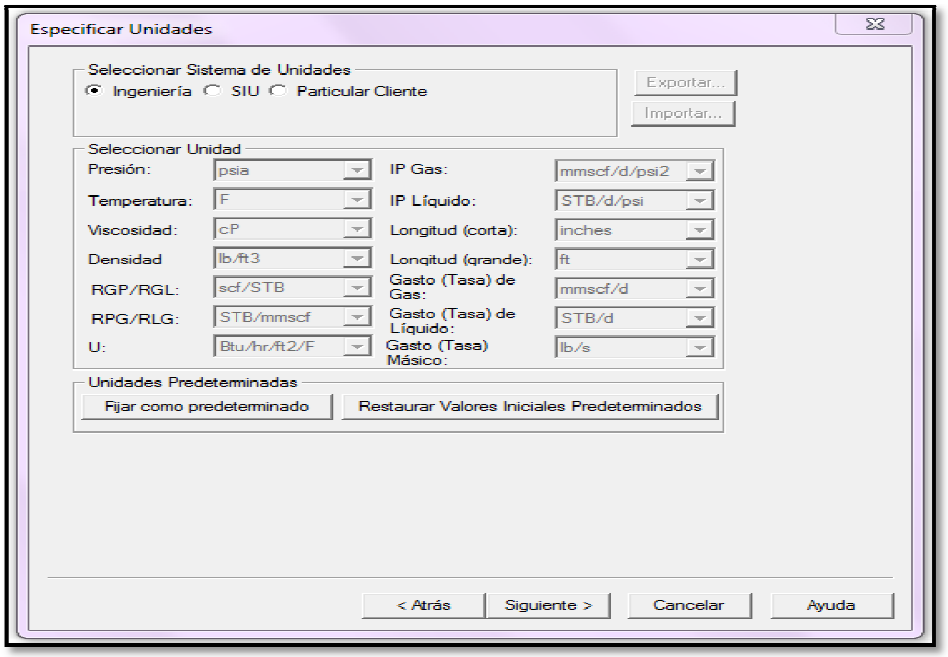
FIGURA 3.13 MODELOS DE PIPESIM.2011



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Seleccionamos unidades de campo es decir Psia para presión, ℉ para valores de temperatura, cp para la viscosidad, ft para longitud; entre otras, tal como se detalla en la Figura 3.14.

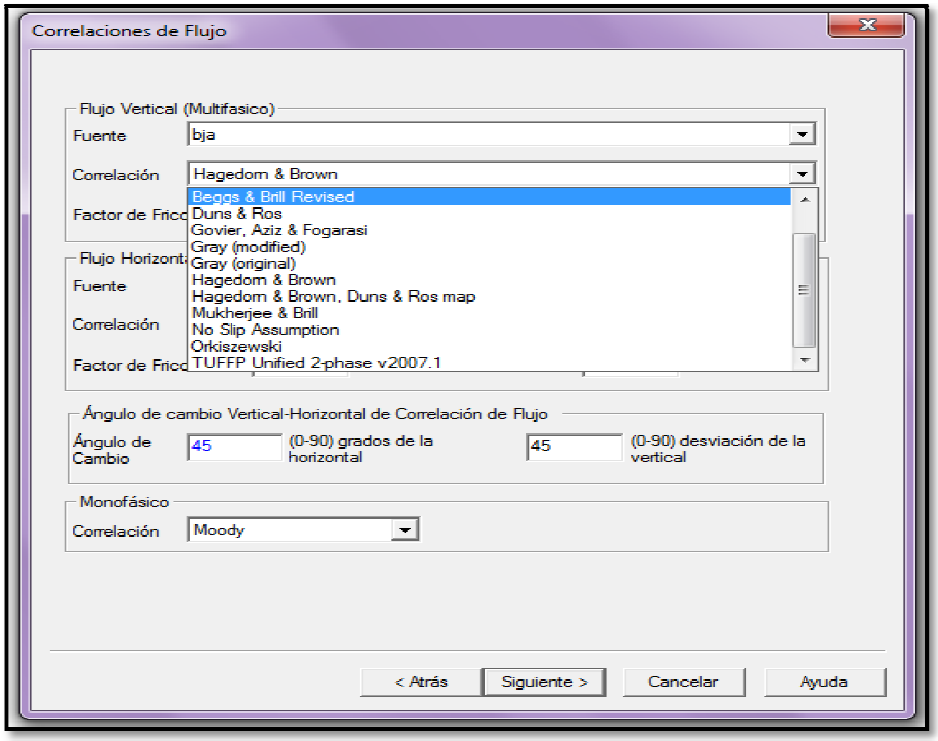
FIGURA 3.14 SELECCIÓN DE UNIDADES



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En PIPESIM.2011 podemos seleccionar las correlaciones que mejor se adapten al modelo real del pozo, como muestra la Figura 3.15, de todas estas correlaciones escogemos las más usadas como son: Hagedorn & Brown , Beggs & Brill, el ANEXO 3, detalla la correlación más adecuada para distintas condiciones de reservorios.

FIGURA 3.15 CORRELACIONES DE FLUJO

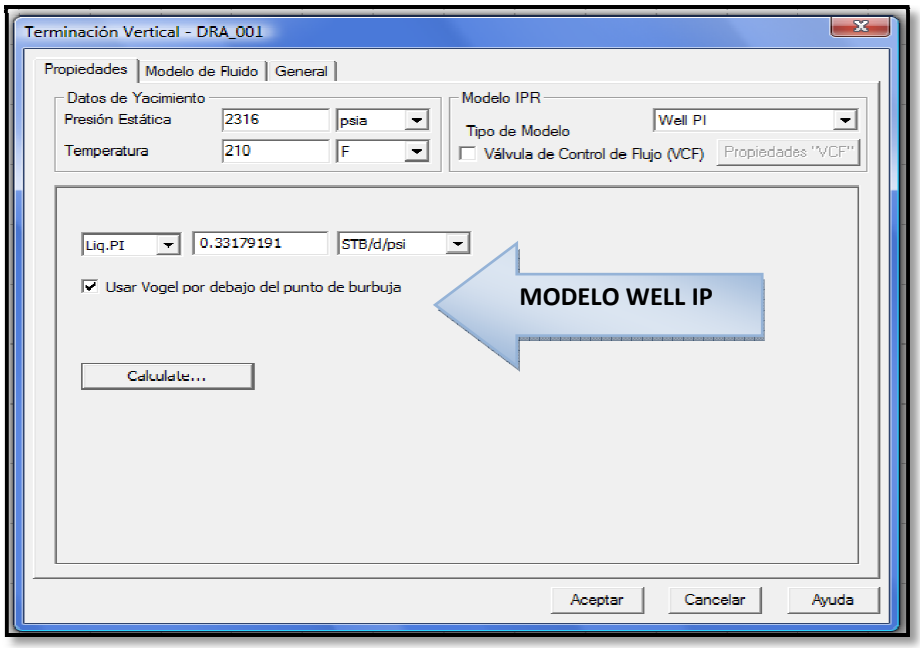


Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

A continuación procedemos a ingresar datos de reservorio, tubería de producción, tubería de superficie, datos de fluido (Black Oil), con el fin de ajustar el modelo seleccionado a la situación actual en la que están produciendo los pozos a un caudal (q) y a una presión (Pwf) determinada.

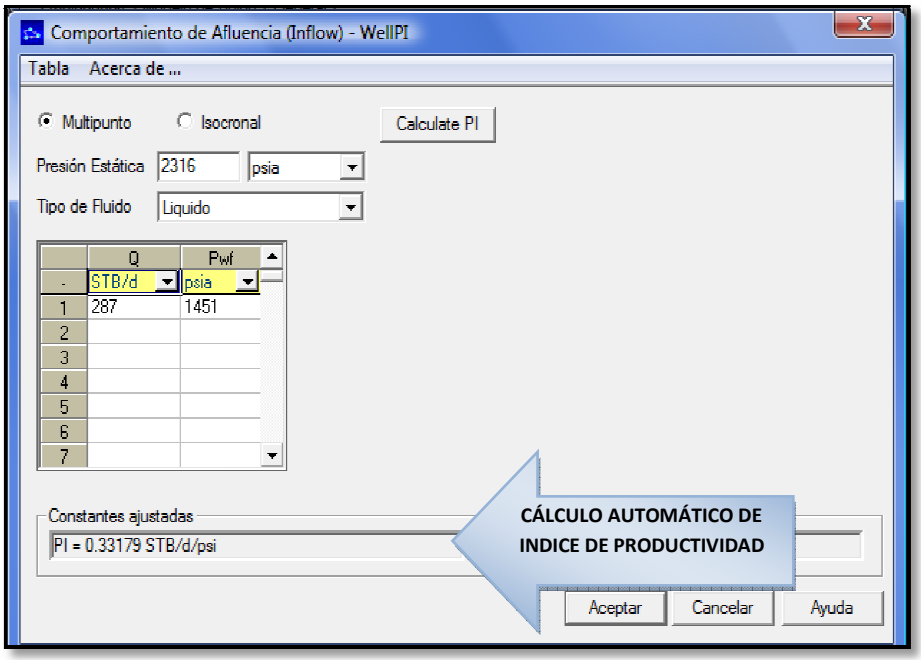
Para nuestro proyecto hemos seleccionado el modelo Well IP, usando Vogel bajo el punto de burbuja. Dicho modelo requiere información actualizada de la presión de fondo fluyente del agujero (Pwf), la presión estática del yacimiento (Pws), y el caudal de fluido al que produce dicho pozo (q), como se indica en las siguientes Figuras 3.16 y 3.17.

FIGURA 3.16 DATOS DE RESERVORIO



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 3.17 DATOS DE RESERVORIO

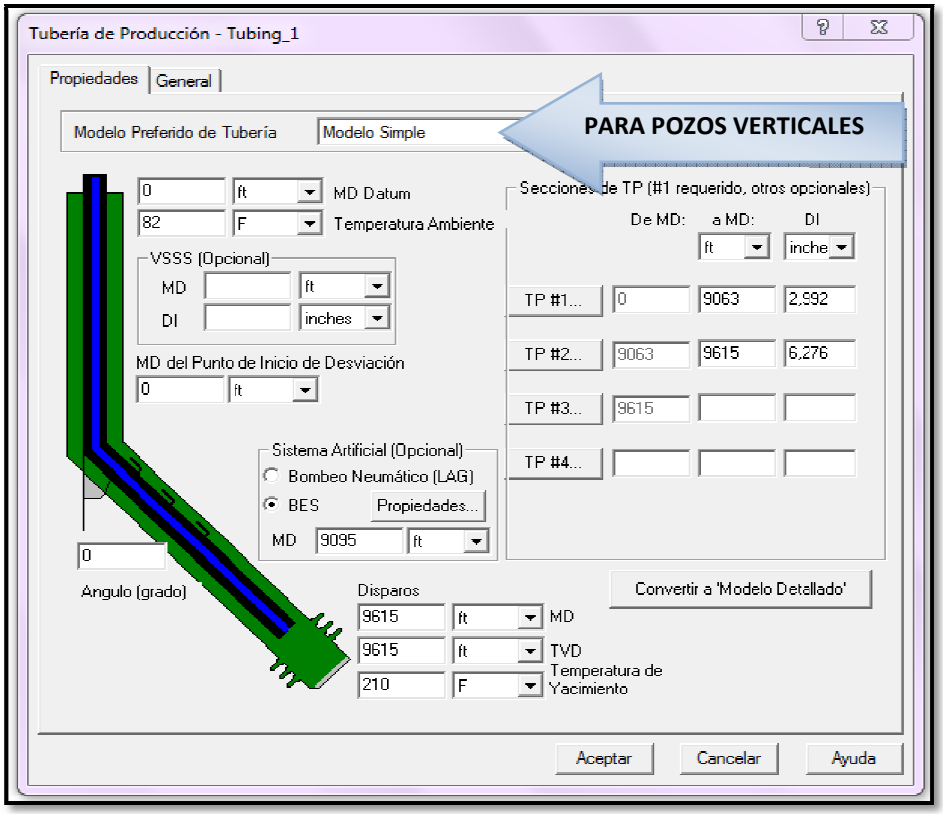


Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Seguidamente procedemos con la introducción de los datos respectivos acerca de la tubería de producción, temperatura ambiente, longitud de tubería, diámetro interno, en caso de modelo simple para pozos verticales y modelo detallado para pozos direccionales y horizontales.

La colocación de la tubería de producción en el modelo permite el modelado de flujo vertical o casi vertical (producción o inyección) en un pozo, así como también direccional, dicho procedimiento se resume en la siguiente Figura 3.18.

FIGURA 3.18 DATOS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



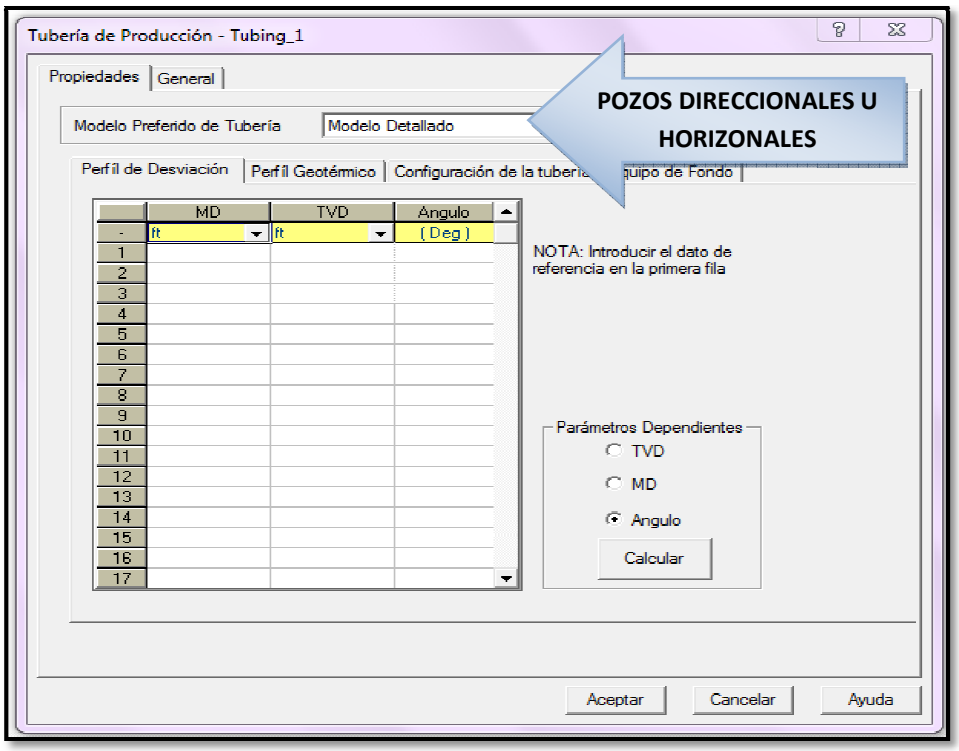
Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En el modelado detallado, PIPESIM crea objetos para todos los nodos de tuberías, mientras que en modelos simples tiene un solo objeto de la tubería completa. Sin embargo, los datos introducidos en el modelo simple se puede convertir en un modelo detallado utilizando el botón Convertir en modelo detallado en cualquier momento. En este caso, una descripción detallada del modelo simple se creará.

El modelo detallado Figura 3.19, se debe utilizar si alguna de las siguientes situaciones ocurre:

- El pozo está muy desviado, es decir pozos direccionales y horizontales.
- Tiene más de 4 cambios en el tamaño de la tubería.
- Un gradiente geotérmico es conocido.
- El coeficiente global de transferencia de calor no es el mismo que el valor predeterminado (0,2 Btu/hr/ft2) o necesita variar a través de la profundidad de la tubería.

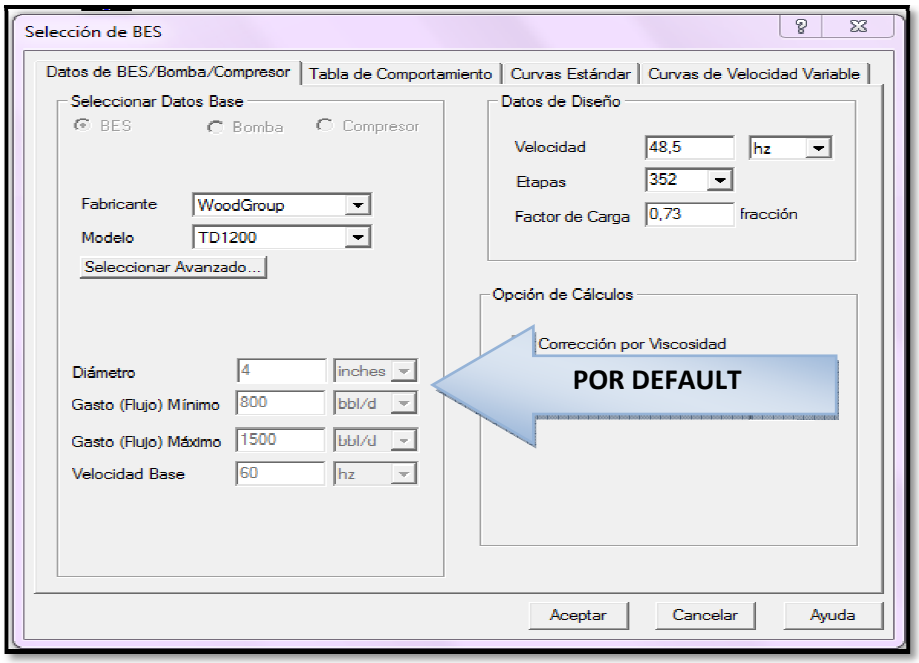
FIGURA 3.19 DATOS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Un factor importante y necesario para el modelamiento real de un pozo productor es el ingreso de la bomba electrosumergible, Pipesim ofrece varios fabricantes con sus respectivos modelos, señalados en la Fig. 3.20.

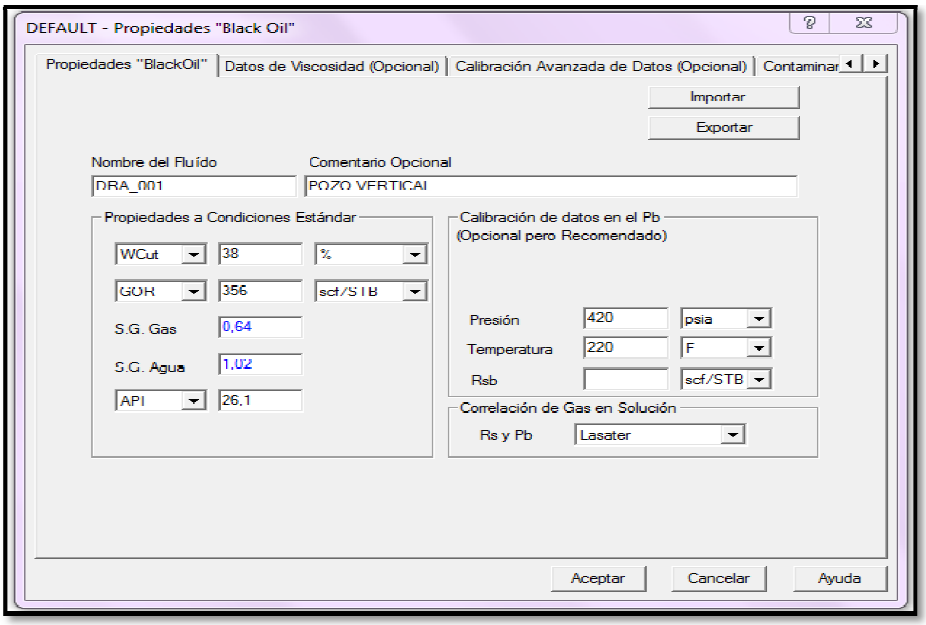
FIGURA 3.20 DATOS DE BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Para el modelo de Black Oil es indispensable las propiedades del fluido: corte de agua, relación gas – petróleo (GOR), SG gas, SG de gua, API del crudo, presión de burbuja y temperatura a la presión de burbuja, tal como se indica en la Figura 3.21.

FIGURA 3.21 MODELO BLACK OIL



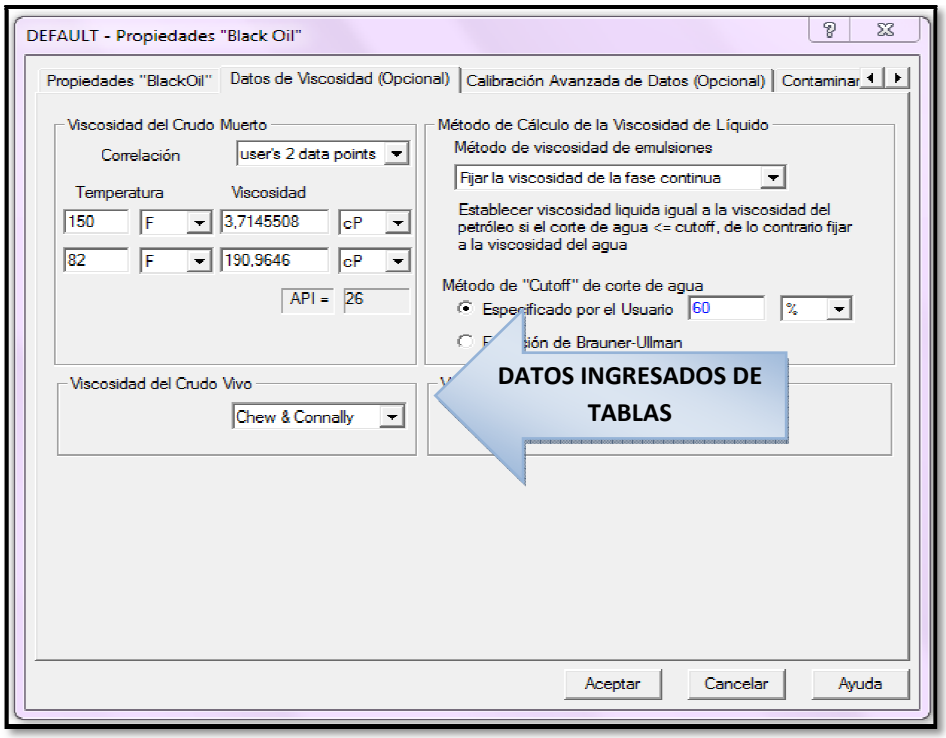
Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

La correlación seleccionada se utiliza para predecir la cantidad de gas disuelto en el petróleo a una presión y una temperatura dadas.

Las correlaciones de Black Oil han sido desarrolladas específicamente para el petróleo crudo / sistemas de gas / agua y por lo tanto son más útiles para predecir el comportamiento de fase de corrientes de petróleo crudo. Cuando se utiliza junto con las opciones de calibración, las correlaciones de crudo negro puede producir datos exactos de comportamiento de fase de un mínimo de datos de entrada.

Un parámetro que juega un papel importante es la viscosidad, para modelar los pozos del Campo Drago efectuamos corrección por viscosidad utilizando como base la tabla de viscosidades de petróleo crudo del Oriente ecuatoriano en función del grado API y la temperatura presentamos en la siguiente Figura 3.22.

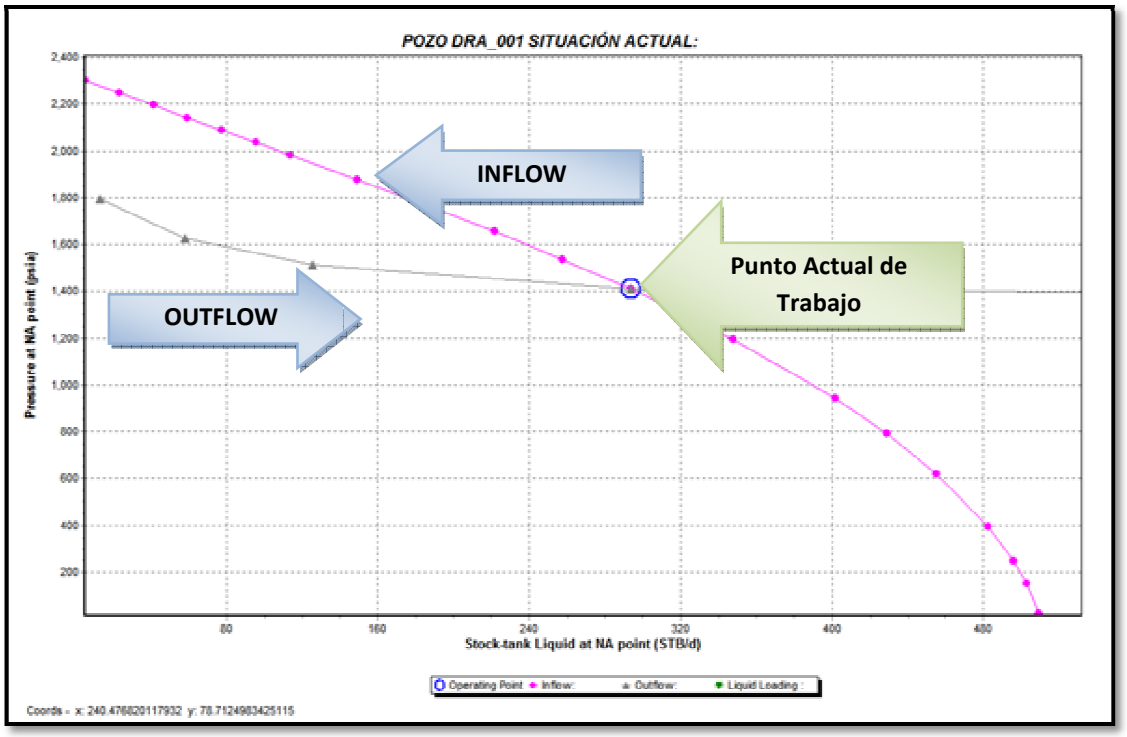
FIGURA 3.22 CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Una vez ingresado el modelo con todos los datos mencionados anteriormente, realizamos el Análisis Nodal de la situación actual de dicho pozo, cuyo resultado es la generación de las siguientes curvas, en donde observamos la intersección entre la Inflow y Outflow. Podemos visualizar dicho resultado ilustrado en la Figura 3.23.

FIGURA 3.23 ANÁLISIS NODAL



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

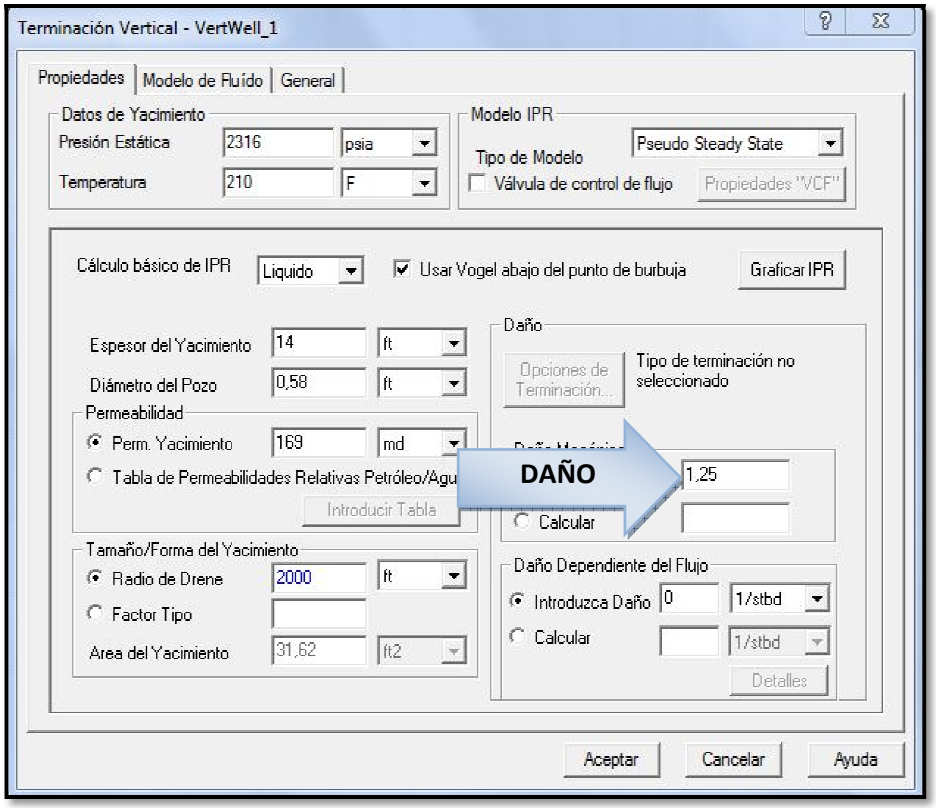
3.4.1 MODELO PSEUDO STEADY STATE

Para la realizar la simulación de pozos que poseen daño de formación, es aconsejable utilizar la el Modelo Pseudo Steady State, con el fin de modelar dichos pozos de la mejor manera a la situación actual de cada uno, esta ecuación se basa en el flujo de una sola fase, por lo tanto el software solicita que seleccione la base de la ecuación, ya sea líquido o gas.

La corrección mediante Vogel está disponible para el flujo de líquido por debajo del punto de burbuja.

Los datos necesarios para este modelo es el espesor del yacimiento, el diámetro del pozo, que por defecto se encuentra como 6 pulgadas, la permeabilidad de la formación medida en milidarcys, así como también el radio de drenaje el cual viene a ser el radio del límite exterior de la zona de descarga, que por defecto es 2000 pies como un valor predeterminado, un factor considerable es el daño o skin, el mismo que tiene dos componentes, uno mecánico y el daño dependiente del flujo, estos datos pueden ser introducidos o calculados, si el efecto de daño es calculado no se puede entonces realizar sensibilidades sobre este parámetro como se indican en la siguiente Figura 3.24.

FIGURA 3.24 MODELO PSEUDO STEADY STATE

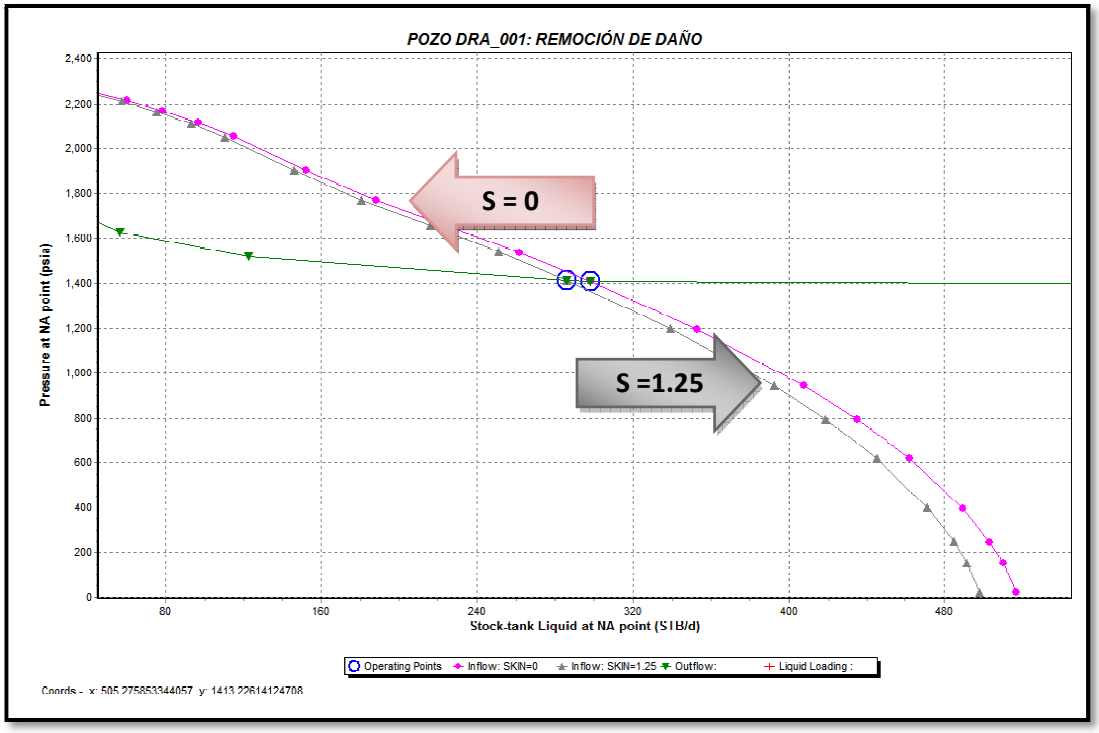


Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Efectuamos la corrida de sensibilidades tomando como base el daño de cada pozo, así como también cuando S = 0, entonces observamos que se generan dos

curvas de análisis nodal, una cuando el daño es el actual y la otra con la posibilidad de realizar una remoción del daño, como se muestra en la Figura 3.25.

FIGURA 3.25 SENSIBILIDAD DE DAÑO



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.5 DISEÑO DE REDES

Para un análisis integral del sistema se puede modelar redes complejas que pueden incluir enlaces, líneas paralelas y reducciones. Esto le proporciona el conocimiento detallado de los componentes termo-hidráulicos del sistema, que resulta crucial para el diseño de la línea de flujo y las cuestiones relacionadas con el aseguramiento del flujo, particularmente en el caso de sistemas multifásicos complejos.

Con la aplicación de redes podemos alcanzar los siguientes objetivos:

- Identificar cuellos de botella y restricciones en la producción.
- Evaluar los beneficios de contar con pozos nuevos, líneas de conducción adicionales.

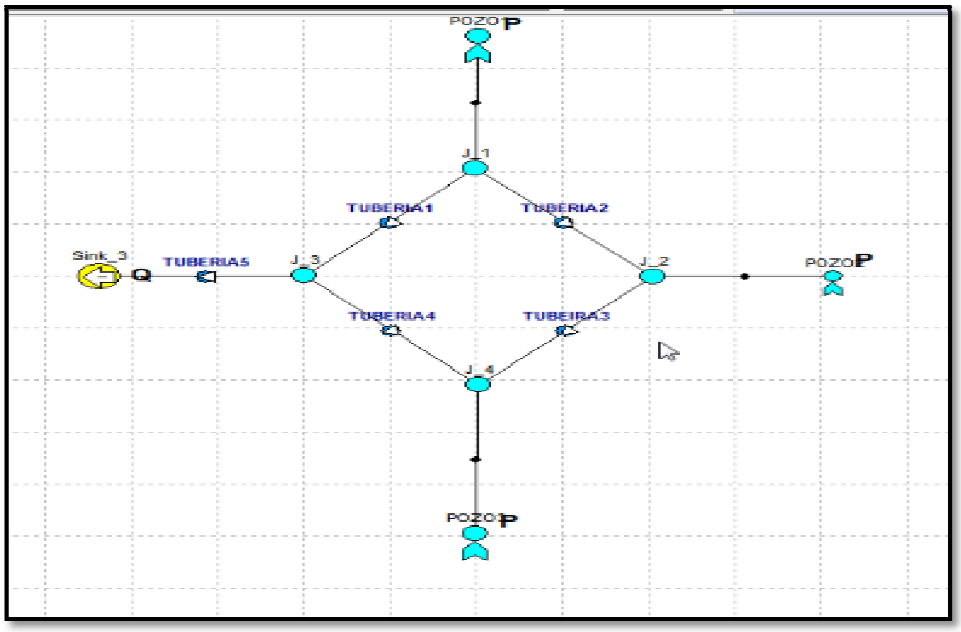
- Calcular la productividad de los sistemas del campo.
- Realizar la predicción de los perfiles de presión y temperatura.

Para la ejecución de redes se debe seguir con los siguientes pasos importantes:

- Construir el modelo.
- Ingresar datos.
- Parámetros de borde.

Una vez construida la red de producción, como ilustra la Figura 3.26 es necesario introducir los elementos de tiempo para analizar el impacto del comportamiento del yacimiento sobre la estrategia de desarrollo del campo petrolero.

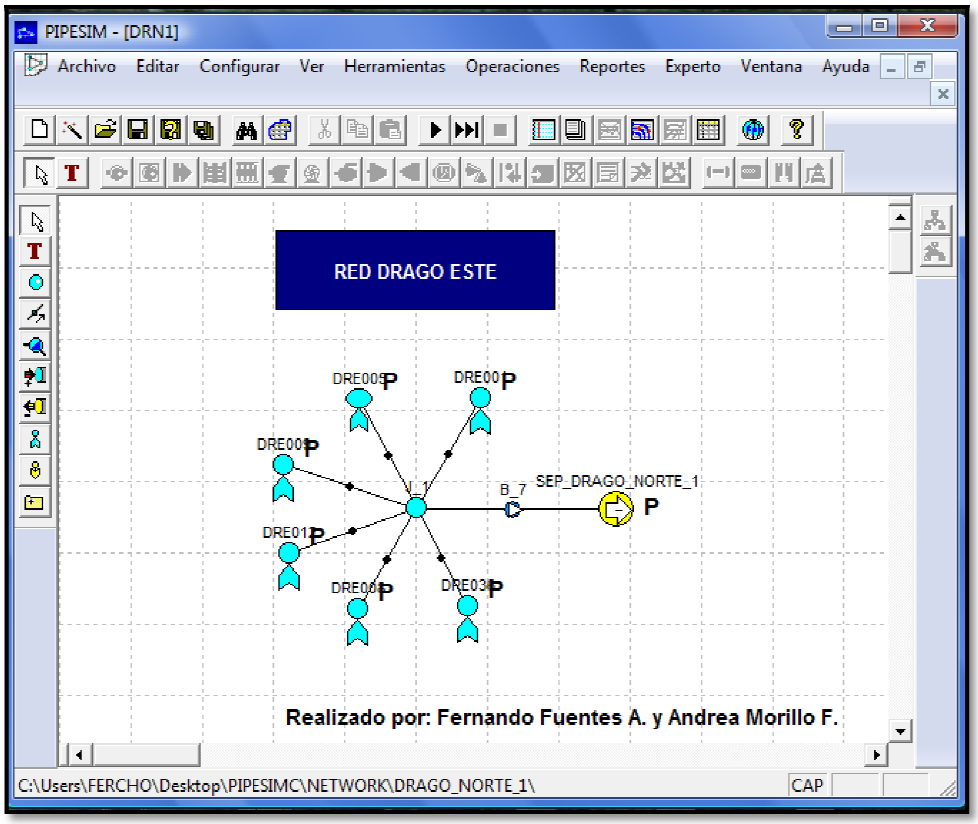
FIGURA 3.26 EJEMPLO DE DISEÑO DE RED



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Para el desarrollo de este proyecto hemos realizado una red para simular las líneas de superficie para Drago Este puesto que los pozos de esta locación se dirigen hasta la estación de producción Drago Norte 001 mediante una sola línea de flujo, cuya simulación se presenta en la Figura 3.27.

FIGURA 3. 27 RED DRAGO ESTE



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.6 POZOS SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO DE ANÁLISIS NODAL

El propósito de este proyecto es efectuar un estudio basándonos en la situación actual de los pozos del campo Drago con el propósito de predecir el comportamiento actual y futuro, como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo, o bien un incremento en la producción.

Para modelar la simulación de cada pozo se uso el modelo “WELL IP” así como también “Vogel” bajo el punto de burbuja.

Los pozos seleccionados para realizar nuestro estudio son específicamente los que trabajan con un sistema de levantamiento de Bombeo Electrosumergible (BES), los cuales son 16 pozos que se detallan a continuación.

3.6.1 CORRECCIÓN DE PRESIONES

Debido a que ciertos pozos como son el DRN_001, DRN_011D, DRN_020D, presentan los valores de Pwf y Pws a las medidas del sensor y no a las medias perforadas usamos las siguientes correlaciones:

$$GEoil = \frac{141{,}5}{131{,}5+API} \quad \textbf{(E.c. 3.1)}$$

$$Grad.de\ Fluido = o,433\left(\frac{BSW}{100}\right) + \left(\frac{1-BSW}{100}\right) GEoil * 0{,}433 \quad \textbf{(E.c. 3.2)}$$

$$Presión\ Corregida\ = [(Prof.formación) - (Prof.\ Sensor)] * Grad.Fluido \quad \textbf{(E.c. 3.3)}$$

$$Pwf = P.de\ corrección + P.del\ Sensor \quad \textbf{(E.c. 3.4)}$$

$$Pws = P.estática + P.de\ corrección \quad \textbf{(E.c. 3.5)}$$

Donde:

Pws = Presión estática de yacimiento, psi.

Pwf = Presión de fondo fluyente

Grad. Fluido = Gradiente del fluido, psi/pie

GEoil = Gravedad específica del petróleo

API = Densidad del petróleo

BSW = Corte de agua, %

Prof. Formación = Profundidad de la formación, pies.

Los datos de Build Up de donde obtuvimos dichas presiones para corregirlas se encuentran en el ANEXO 4.

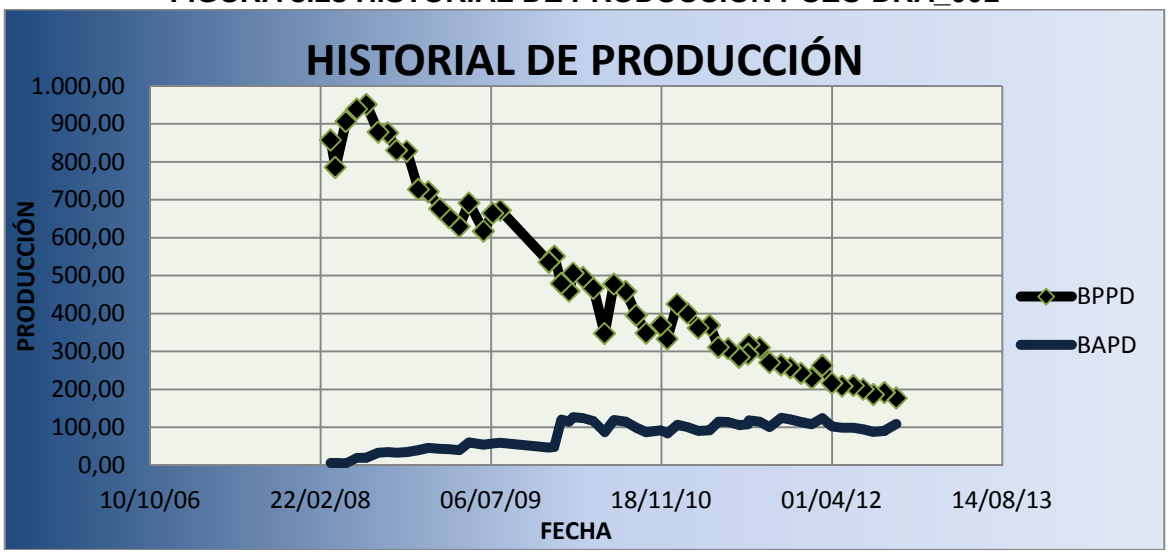
3.6.2 POZO DRAGO 001

En el pozo DRA_001 se inicia la perforación el 30 de Junio del 2007 y se la finaliza el 27 de Agosto del 2007, realizándose pruebas de producción y de presión en las arenas “Us”, “Ui”, Ts” y “Ti”, para determinar la arena productora más favorable.

El pozo produce de la arena "Ui" con bomba JET 11K con unidad MTU al tanque bota en locación, la producción inicial fue de 840 BFPD y 832 BPPD, pero debido a problemas de la bomba en garganta y nozzle, se realiza el primer WO que consiste en cambiar de PPH a PPS; el equipo BES bajado fue, una bomba TD-1200 (176+176+) etapas, serie-400, motor 120 HP, 2155 Volt, 33 Amp, serie-540.

La Figura 3.28, detalla la declinación de petróleo e incremento de agua que ha tenido este pozo, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.28 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRA_001



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Actualmente tiene una producción de 287 BFPD y 178 BPPD, con 2 bombas TD 1200 de Wood Group con (176 + 176) etapas y a una frecuencia de 48.5 Hz

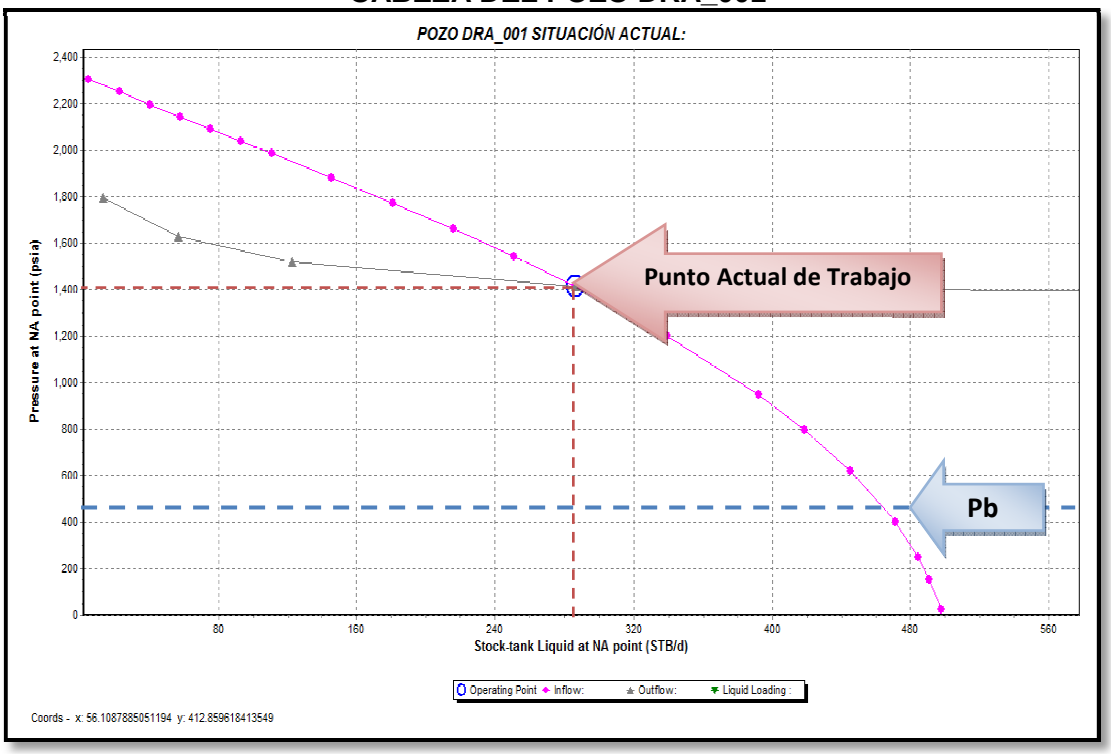
Este proyecto tiene como sustento fundamental el uso del modelo Black Oil debido a que es sencillo y tiene menor margen de error, cuyos resultados son los

siguientes en la simulación del análisis nodal en dos puntos específicos; desde la cara de arena hasta la cabeza del pozo y los pozos que cuentan con línea de superficie; el análisis nodal desde la cabeza del pozo hasta el separador.

3.6.2.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 0.332, así como también utilizamos el Modelo Pseudo Steady Steate para modelar el valor del Daño en el cual determinamos que este se ha incrementado de S=1.25 tomado en el B' up de Abril del 2008; a S= 12.2 que es el que tiene actualmente, con una espesor de reservorio de 14 ft cuya permeabilidad es 169 md, en la Figura 3.29, se representa la situación actual del pozo DRA_001, cuya simulación en PIPESIM es de 287 BFPD, lo que significa que las nuevas presiones de fondo encontradas son correctas y confirma que el Daño de formación ha crecido.

FIGURA 3. 29 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRA_001



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Este pozo no cuenta con línea de superficie, puesto que dispone de un sistema de vaccum para trasladar los fluidos producidos hacia la estación de producción, es por eso que no es necesario realizar el estudio de análisis nodal desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento.

3.6.3 POZO DRAGO ESTE 001

En el pozo DRE_001 se inicia la perforación el 28 de Noviembre del 2008 y finaliza el 12 de Enero del 2009, realizándose pruebas de producción y de presión en diferentes arenas obteniendo los siguientes resultados, ilustrados en la tabla 3.8.

TABLA 3.8 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y DE PRESIÓN

FECHA	ZONA	BPPD	BSW	MÉTODO
10-FEB-09	“U”	5309	4	PPH
14-FEB-09	“Hi”	0	100	PPH
17-FEB-09	“Hs”	248	55	PPH
22-FEB-09	“T”	845	12	PPH

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

El pozo produce de la arena "Ui" con equipo de bomba BES, Bomba DN-1100 (145+164+) etapas, serie-400, motor 156 HP, 1535 Volt, 65 Amp, serie-456, su producción inicial fue de 1123 BFPD y 988 BPPD.

La Figura 3.30, detalla la declinación de petróleo e incremento de agua que ha tenido este pozo, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.30 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRE_001

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

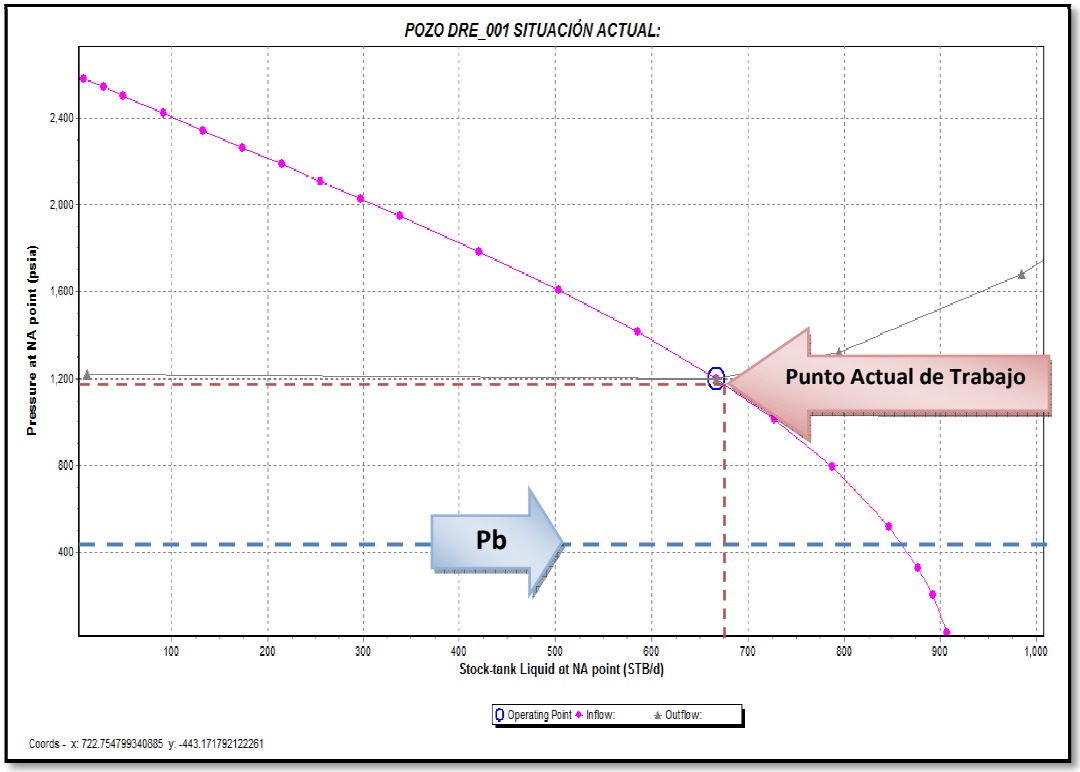
Actualmente produce 667 BFPD y 347BPPD, con 2 bombas DN1100 de REDA con (145 + 164) etapas y a una frecuencia de 55 Hz.

Para este pozo se realiza el análisis nodal en dos puntos específicos; desde la cara de arena hasta la cabeza del pozo, así como también el análisis nodal desde la cabeza del pozo hasta el separador mediante una RED específicamente para el PAD DRE_001.

3.6.3.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo.

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 0.38 menor al IP obtenido en el B' up de Febrero del 2009 que fue de 4.89 debido a que estuvo estimulado con un S = -0.57 el Modelo Pseudo Steady Steate nos permite conocer que este Daño a incrementado a S= 2; en la Figura 3.31, se representa la situación actual del pozo DRE_001, cuya simulación en PIPESIM representa 667 BFPD, lo que determina que las nuevas presiones de fondo encontradas son las correctas y que la Pr a disminuido en 200 psi comparando con el valor obtenido del último B' up.

FIGURA 3.31 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRE_001



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.6.4 POZO DRAGO ESTE 005D

En el pozo DRE_005D se inicia la perforación el 19 de Agosto del 2009 y se finaliza el 15 de Septiembre del 2009, realizándose pruebas de producción y de presión en las arenas “U”, para determinar la arena productora más favorable.

El pozo produce de la arena "Ui" , se establece el sistema PPS, con bomba P18 SERIE 400, inició con una producción de 1133 BFPD y 1020 BPPD, debido a problemas existentes en la producción el 14 de Marzo del 2011 inicia el Workover #01, cambiando así de bomba a la P12.

La Figura 3.32, detalla la declinación e incremento que ha tenido este pozo, tanto de petróleo como de agua respectivamente, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.32 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRE_005D

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

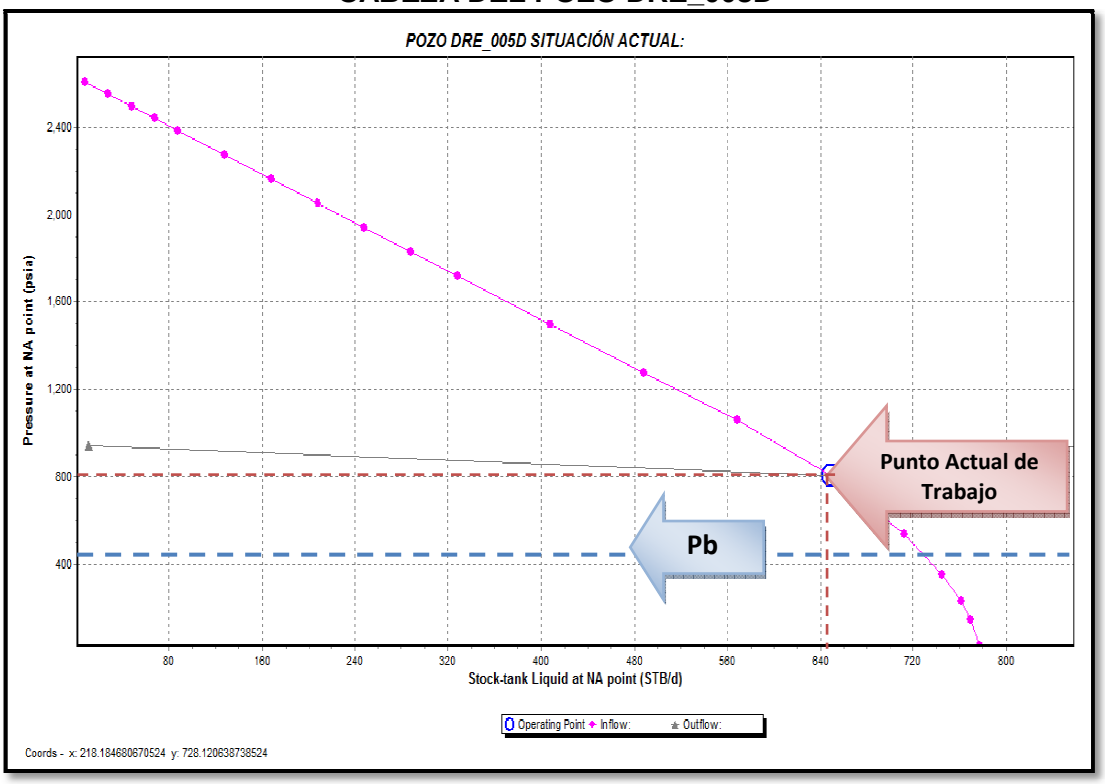
Actualmente produce 648 BFPD y 233 BPPD con 2 bombas P12 de Centilift con (104 + 226) etapas a una frecuencia de 53 Hz.

Para este pozo se realiza el análisis nodal en dos puntos específicos; desde la cara de arena hasta la cabeza del pozo, así como también el análisis nodal desde la cabeza del pozo hasta el separador mediante una RED específicamente para el PAD DRE_001.

3.6.4.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo.

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 0.3624, así como también utilizamos el Modelo Pseudo Steady Steate para modelar el valor del S = 8.8, el cual es el mismo determinado en el B ‘ up de Noviembre del 2009 con una espesor de reservorio de 46 ft cuya permeabilidad es 282 md, en la Figura 3.33, se representa la situación actual del pozo DRE_005D, cuya simulación en PIPESIM representa 648 BFPD, determinando que la Pr se ha mantenido durante estos 3 años y la Pwf si ha disminuido notablemente por posibles problemas en la tubería o por presencia de escala o también por el mal diseño de la bomba electro-sumergible.

FIGURA 3. 33 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRE_005D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

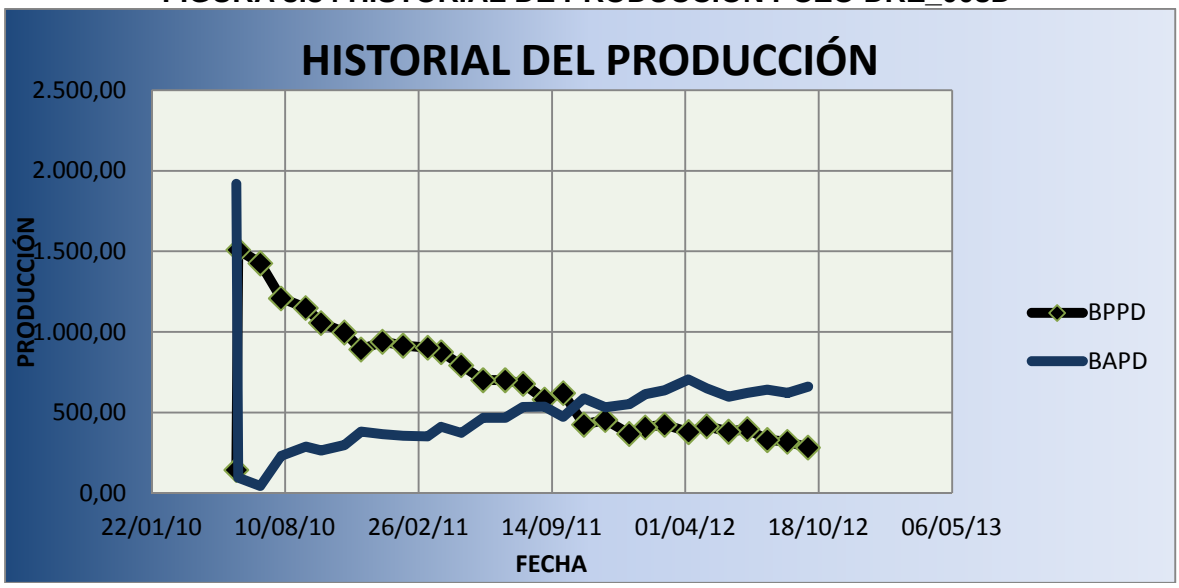
3.6.5 POZO DRAGO ESTE 008D

En el pozo DRE_008D se inicia la perforación el 07 de Marzo del 2010 y se finaliza el 07 de Abril del 2010, realizándose pruebas de producción y de presión en la arena “Ti”, para determinar la arena productora más favorable.

El pozo produce de la arena "Ti", el sistema de levantamiento artificial que se establece es PPS, con bomba GN1600 (106) Etapas, Serie-540.+, Motor 165 HP, 2355 V, 73,5 Amp, Serie-562., inició con una producción de 1530 BFPD y 1438 BPPD.

La Figura 3.34, detalla la declinación e incremento que ha tenido este pozo, tanto de petróleo como de agua respectivamente, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.34 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRE_008D



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

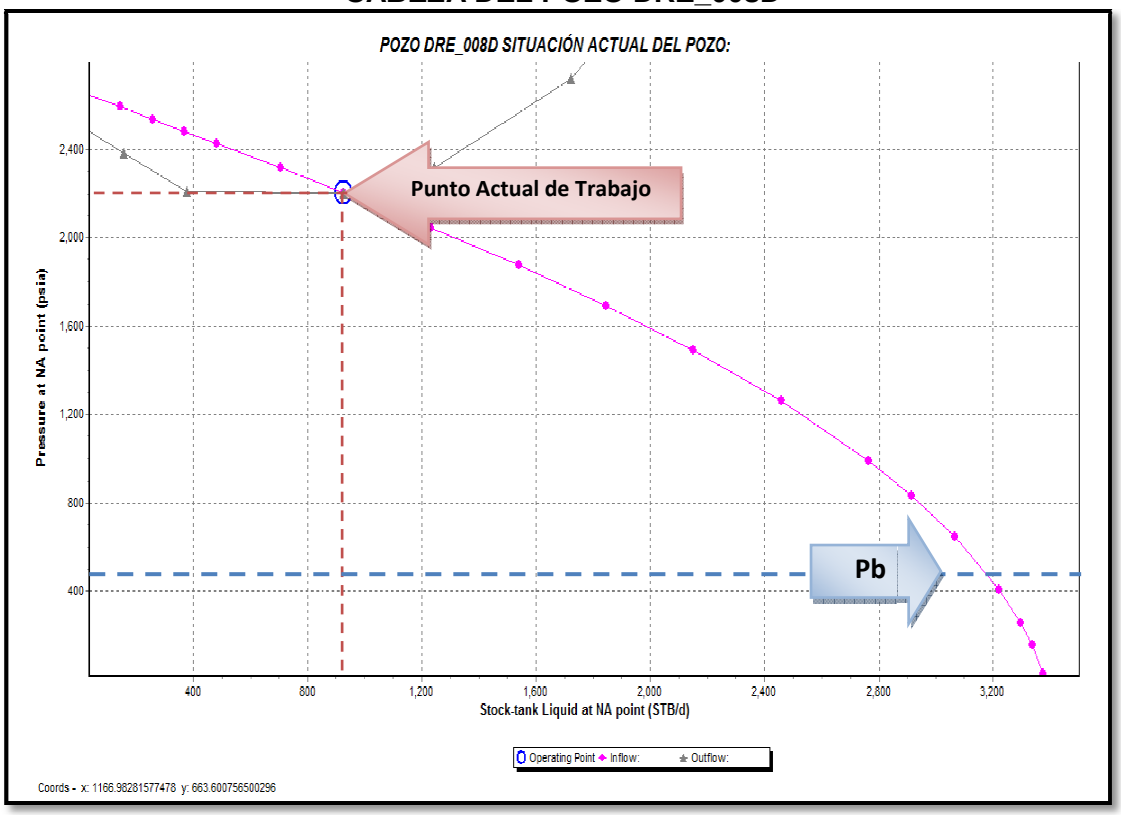
Actualmente produce 928 BFPD y 223 BPPD con la bomba GN 1600 de REDA con 106 etapas a una frecuencia de 52 Hz.

Para este pozo se realiza el análisis nodal en dos puntos específicos; desde la cara de arena hasta la cabeza del pozo, así como también el análisis nodal desde la cabeza del pozo hasta el separador mediante una RED específica para el PAD DRE_001.

3.6.5.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo.

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 2.015, al tratarse de un pozo estimulado con S = - 2.07 el Modelo Pseudo Steady Steate lo utilizamos para simular la permeabilidad del reservorio en la cual confirmamos que sigue siendo 43.3 md la misma que se determinó en el último B' up tomado en Octubre del 2010; en la Figura 3.35, se representa la situación actual del pozo DRE_008D, cuya simulación en PIPESIM representa 928 BFPD, lo cual verifica que la Pr se mantiene y la Pwf disminuye significativamente por posibles problemas en la tubería o por presencia de escala.

FIGURA 3.35 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRE_008D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.6.6 POZO DRAGO ESTE 009D

En el pozo DRE_009D se inicia la perforación el 24 de Febrero del 2011 y se finaliza el 26 de Marzo del 2011, realizándose pruebas de producción y de presión en la arena “Ti”, como la arena productora más favorable.

El pozo produce de la arena "Ti", el sistema de levantamiento artificial que se establece es de PPS, con bomba GN2150, la producción inicial de este pozo fue de 1102 BFPD y 970 BPPD debido a problemas existentes en la producción se realizan dos Workovers el primero cambiando de Bomba a la GN2100 y el segundo cambiando de Bomba a la GN2150, todo esto se realizó debido al bajo aporte de fluido y por supuesto a la baja eficiencia de la bombas anteriores.

La Figura 3.36, detalla la declinación e incremento que ha tenido este pozo, tanto de petróleo como de agua respectivamente, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.36 HISTORIAL DEL PRODUCCIÓN POZO DRE_009D

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

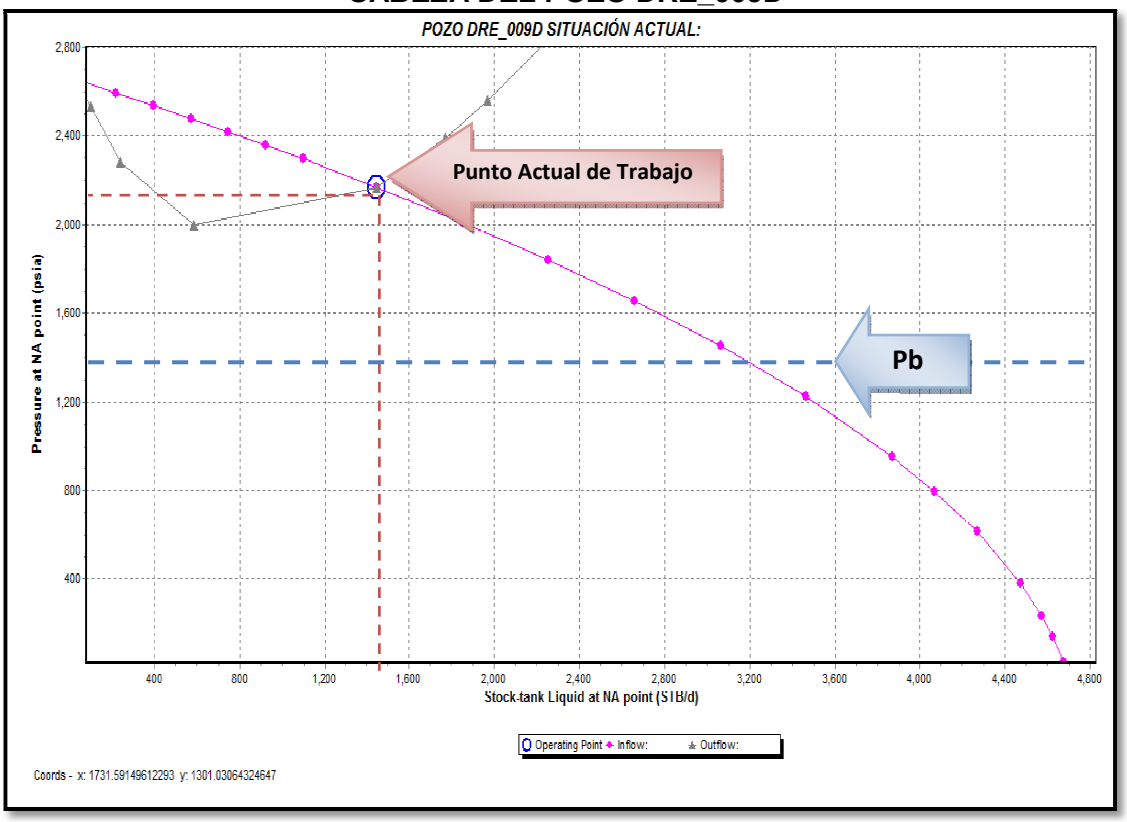
Actualmente produce 1446 BFPD y 145 BPPD con 2 bombas DN 2150 de REDA con (93 + 93) etapas a una frecuencia de 53 Hz.

Para este pozo se realiza el análisis nodal en dos puntos específicos; desde la cara de arena hasta la cabeza del pozo, así como también el análisis nodal desde la cabeza del pozo hasta el separador mediante una RED específica para el PAD DRE_001.

3.6.6.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo.

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 3.16, por el contrario no es necesario utilizar el Modelo Pseudo Steady Steate puesto que se trata de un pozo que no posee datos de Build Up registrados, en la Figura 3.37, se representa la situación actual del pozo DRE_009D, cuya simulación en PIPESIM representa 1446 BFPD, presenta una Pr de 2665, relativamente alta en el Campo Drago.

FIGURA 3.37 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRE_009D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

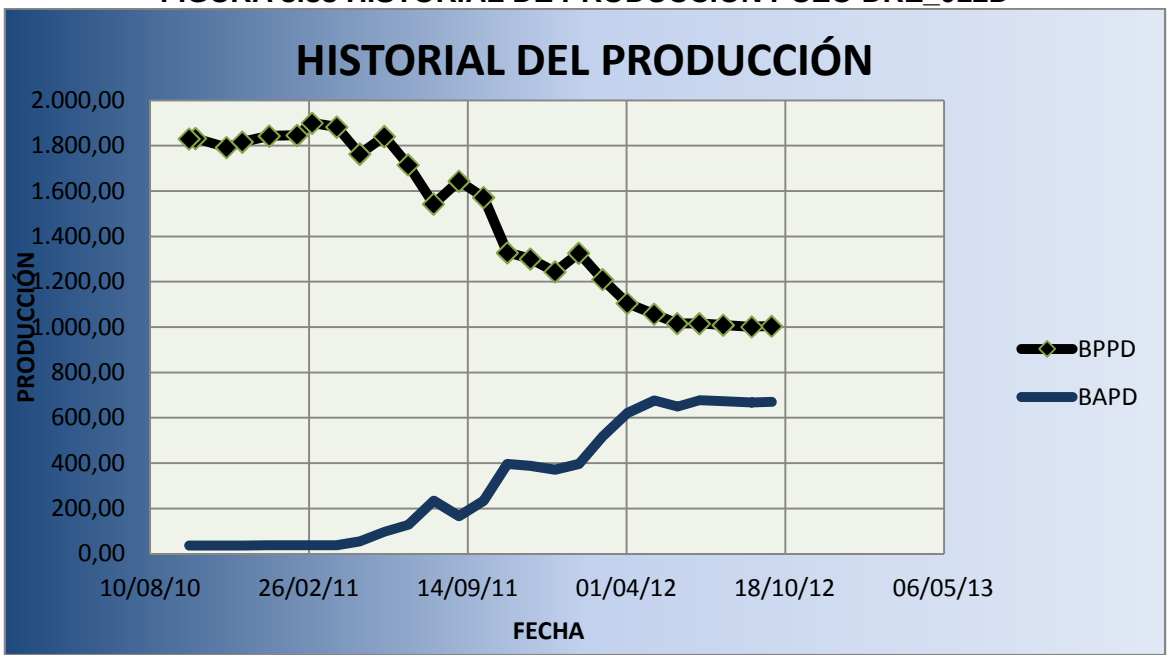
3.6.7 POZO DRAGO ESTE 012D

En el pozo DRE_0012D se inició la perforación el 06 de julio del 2010 y se finaliza el 07 de Agosto del 2010, realizándose pruebas de producción y de presión en la arena “Ti”, como la arena productora más favorable.

El pozo produce de la arena "Ti", el sistema de levantamiento artificial que se establece es de PPS, con bomba GN-1600 (102) etapas, Motor 150 HP, 2300 Volt, 39,5 Amp, Serie-540, inició con una producción de 1764 BFPD y 1676 BPPD.

La Figura 3.38, detalla la declinación e incremento que ha tenido este pozo, tanto de petróleo como de agua respectivamente, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.38 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRE_012D



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

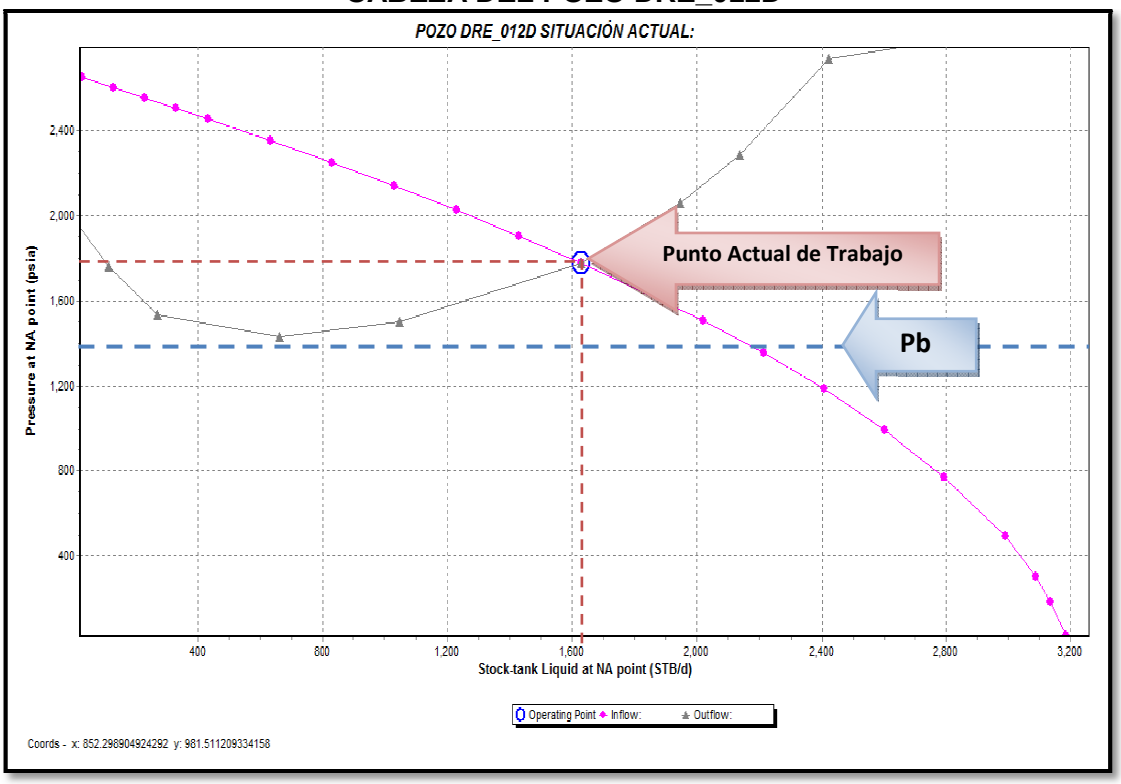
Actualmente produce 1629 BFPD y 977 BPPD con la bomba GN 1600 de REDA con 102 etapas a una frecuencia de 63 Hz.

Para este pozo se realiza el análisis nodal en dos puntos específicos; desde la cara de arena hasta la cabeza del pozo, así como también el análisis nodal desde la cabeza del pozo hasta el separador mediante una RED específicamente para el PAD DRE_001.

3.6.7.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 2.048, no es posible realizar el Modelo Pseudo Steady Steate puesto que se trata de un pozo que no posee datos de Build Up registrados, en la Figura 3.39, se representa la situación actual del pozo DRE_012D, cuya simulación en PIPESIM representa 1629 BFPD.

FIGURA 3.39 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRE_012D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

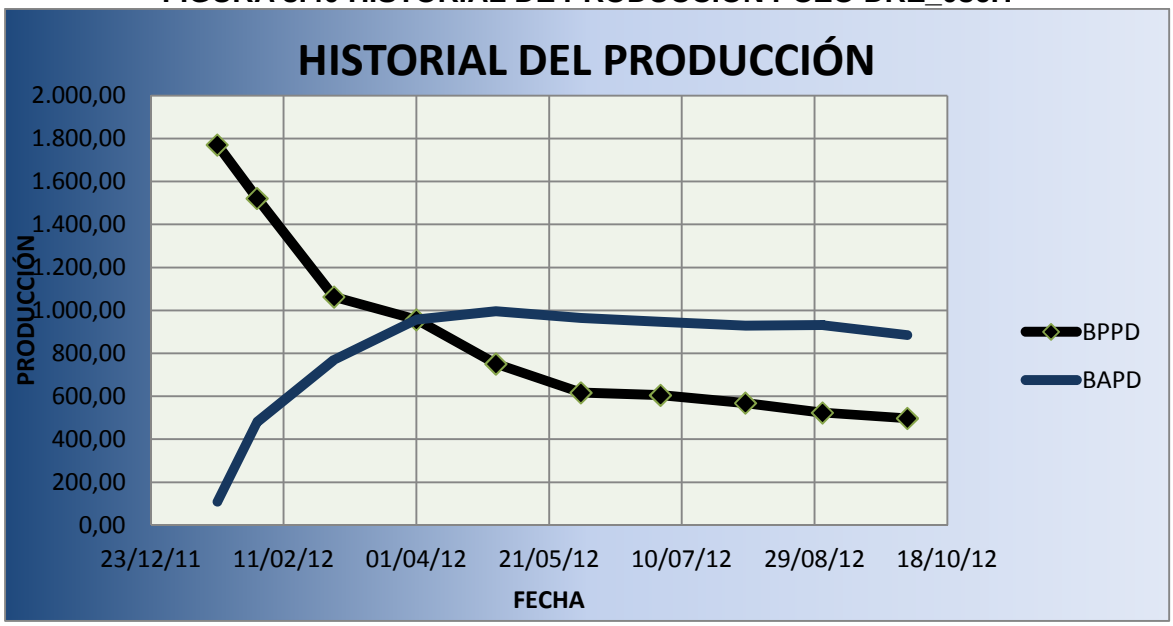
3.6.8 POZO DRAGO ESTE 036H

En el pozo DRE_036H se inició la perforación el 27 de Octubre del 2011 y se finaliza el 11 de Enero del 2012, realizándose pruebas de producción y de presión en la arena “Ui”, como la arena productora más favorable.

El pozo produce de la arena "Ui", el sistema de levantamiento artificial que se establece es de PPS, con dos bombas SN-3600 (81+43) etapas Serie-538 Motor 330 HP, 1906 volt, 104 amp, Serie 562, alcanzando una producción de 1880 BFPD y 1771 BPPD, el 05 de Marzo del 2012 se realiza el primer WORKOVER cambiando de Bomba a la SN-2600.

La Figura 3.40, detalla la declinación e incremento que ha tenido este pozo, tanto de petróleo como de agua respectivamente, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.40 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRE_036H



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

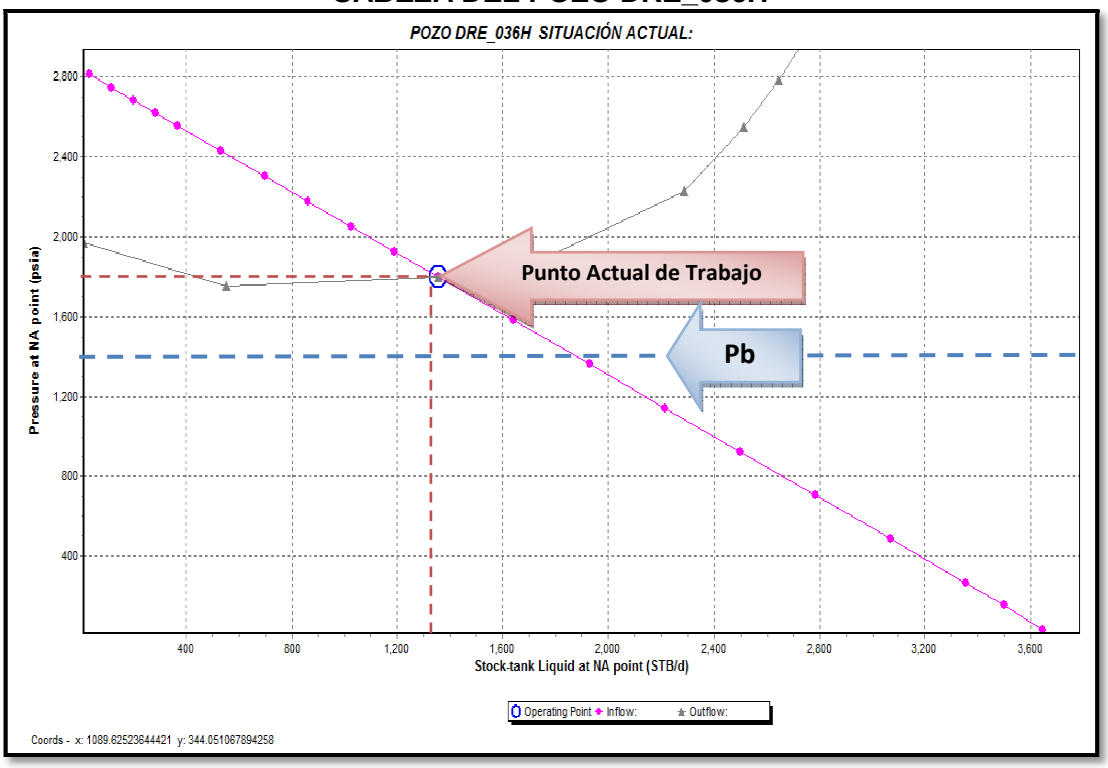
Actualmente produce 1356 BFPD y 488 BPPD con 2 bombas SN 2600 de REDA con (75 + 87) etapas a una frecuencia de 50 Hz.

Para este pozo se realiza el análisis nodal en dos puntos específicos; desde la cara de arena hasta la cabeza del pozo, así como también el análisis nodal desde la cabeza del pozo hasta el separador mediante una RED específicamente para el PAD DRE_001.

3.6.8.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo

Utilizamos el modelo Distributed PI para simular el movimiento de fluidos cuyo IP DISTRIBUIDO = 0.00248, no se simula con el Modelo Pseudo Steady Steate puesto que se trata de un pozo que no posee datos de Build Up registrados, en la Figura 3.41, se representa la situación actual del pozo DRE_036H, cuya simulación en PIPESIM representa 1356 BFPD.

FIGURA 3.41 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRE_036H



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.6.8.2 Análisis Nodal desde la Cabeza del Pozo hasta el Separador de Producción de la Locación Drago Norte 001 para los pozos del PAD DRE_001

Esta red conecta 6 pozos productores de petróleo: DRE_001, DRE_005D, DRE_008D, DRE_009D, DRE_012D y DRE_036H, en un sistema unificado, puesto que cada pozo desemboca en un punto de entrega única, una línea de superficie de 8" de diámetro, y de esta manera efectuar la simulación respectiva. Con este fin hemos realizado las siguientes tareas:

- Construir el modelo de la red.
- Especificar las condiciones de frontera de la red.
- Conectar la red y establecer la capacidad de entrega.

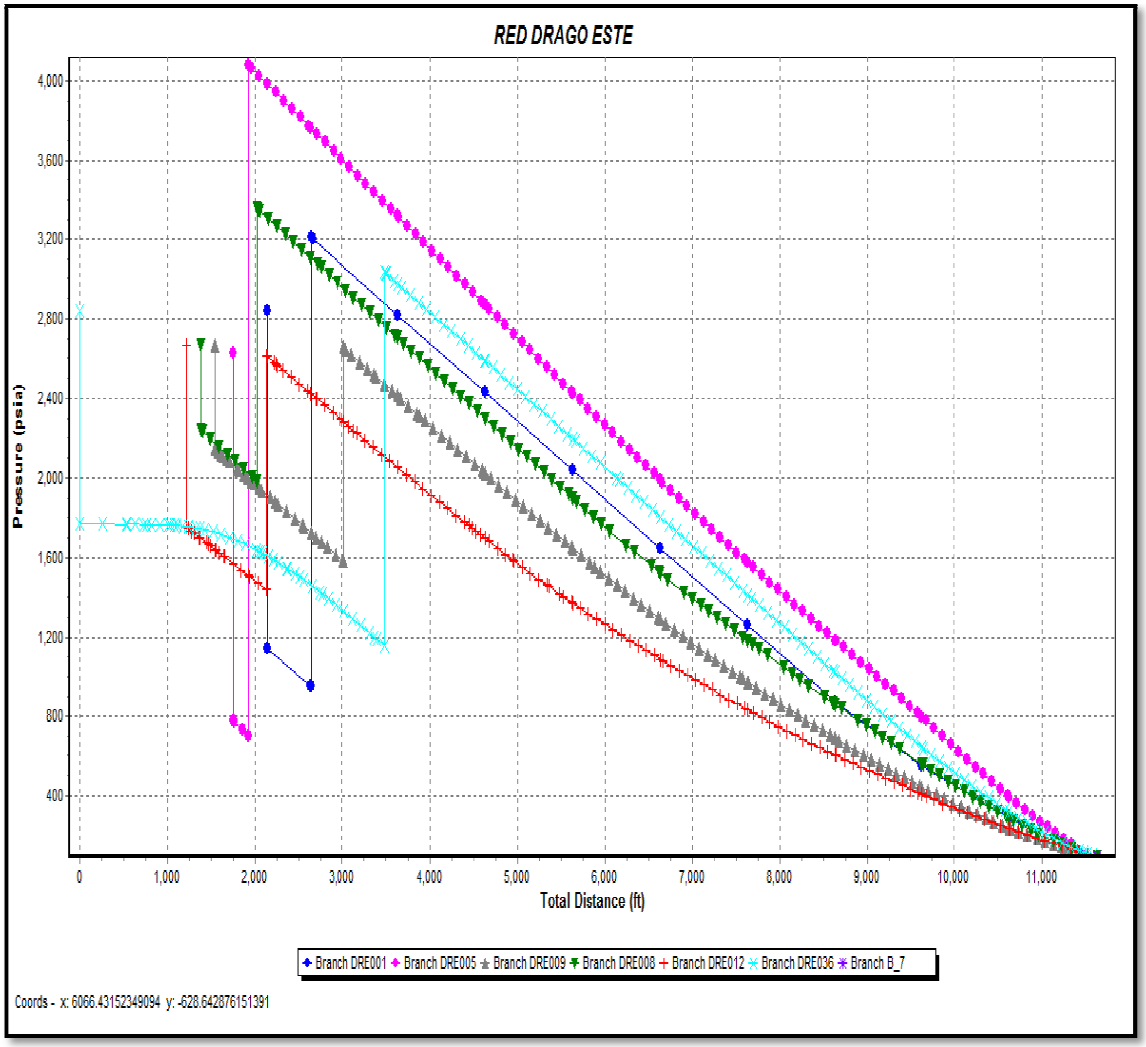
La información que utilizamos al momento de modelar la línea de superficie unificada para los 6 pozos la hemos obtenido de datos proporcionados en el

campo, estos datos son: rugosidad de la tubería, distancia horizontal, diferencia de elevación, diámetro interno, espesor, temperatura ambiente.

La Figura 3.42, muestra la curva Inflow y Outflow de dicha red, en donde se observa claramente que la línea de superficie de 8" con la que funciona actualmente, es la más adecuada para el transporte de los fluidos producidos, como se indica a continuación, con una producción total aproximada de 6660,6 BFPD.

Es importante tomar en cuenta que hemos ajustado este modelo teniendo en cuenta que la velocidad de salida del liquido no debe ser mayor a 6 ft/seg.

FIGURA 3.42 PERFIL DRAGO ESTE



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.6.9 POZO DRANO NORTE 001

En el pozo DRN_001 se inició la perforación el 21 de Enero del 2009 y se finaliza el 23 de Febrero del 2009, realizándose pruebas de producción y de presión en la arena “Ui”, como la arena productora más favorable.

El pozo produce de la arena "Ui", el sistema de levantamiento artificial que se establece es de PPS, con 3 bombas DN-1750, (116 +124+124) Etapas, Serie 400, Motor 137,5-165HP, (1729 – 2075)V, 52A, Serie 456, alcanzando una producción de 1762 BFPD y 1709 BPPD; el 05 de Marzo del 2012 se realiza el primer WORKOVER cambiando de Bomba a la SN-2600, esto con el propósito de incrementar la producción.

La Figura 3.43, detalla la declinación y el poco incremento que ha tenido este pozo, tanto de petróleo como de agua respectivamente, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.43 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_001

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

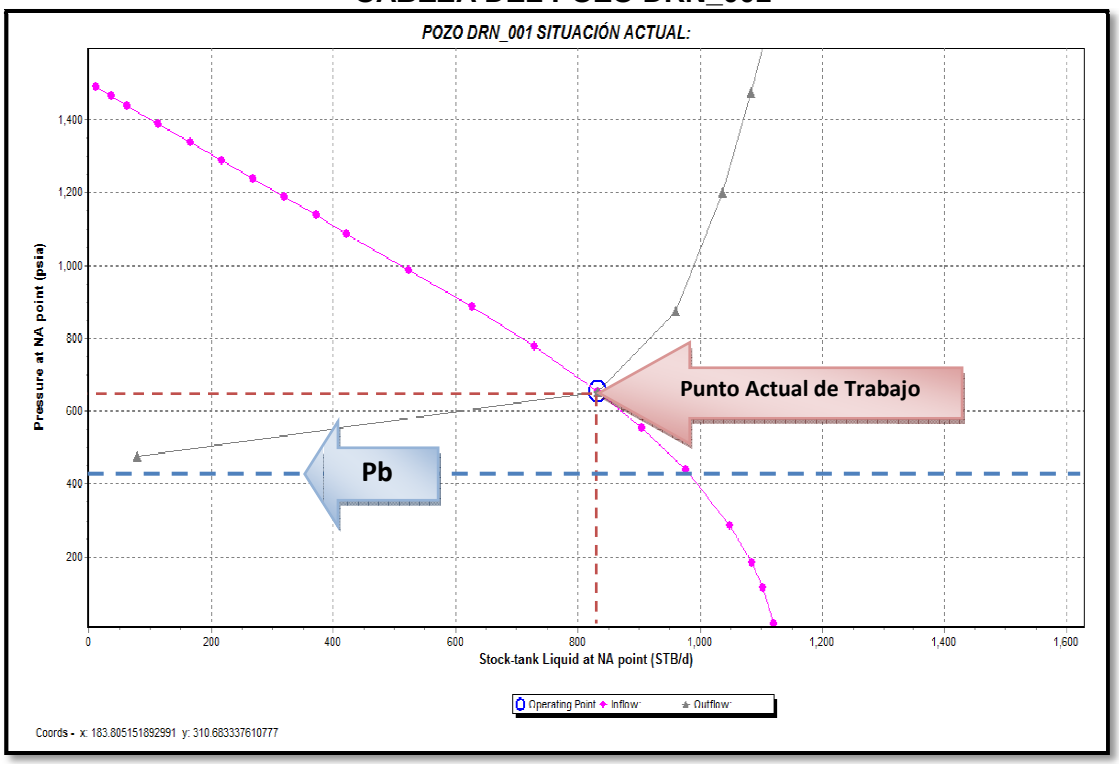
Actualmente produce 832BFPD y 824 BPPD con 3 bombas DN 110 de REDA con (108 + 108 + 219) etapas a una frecuencia de 56 Hz.

Para este pozo se realiza el análisis nodal en dos puntos específicos; desde la cara de arena hasta la cabeza del pozo, así como también el análisis nodal desde la cabeza del pozo hasta el separador.

3.6.9.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 1.021, también utilizamos el Modelo Pseudo Steady Steate para modelar el valor del S = 8.4, menor al del último B' up realizado en Mayo del 20011 donde S= 10, esto debido a que se realizó una estimulación recientemente, con una espesor de reservorio de 36 ft cuya permeabilidad es 309 md, en la Figura 3.44, se representa la situación actual del pozo DRN_001, cuya simulación en PIPESIM representa 833 BFPD, confirmando que la Pr se mantiene estable.

FIGURA 3.44 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_001



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

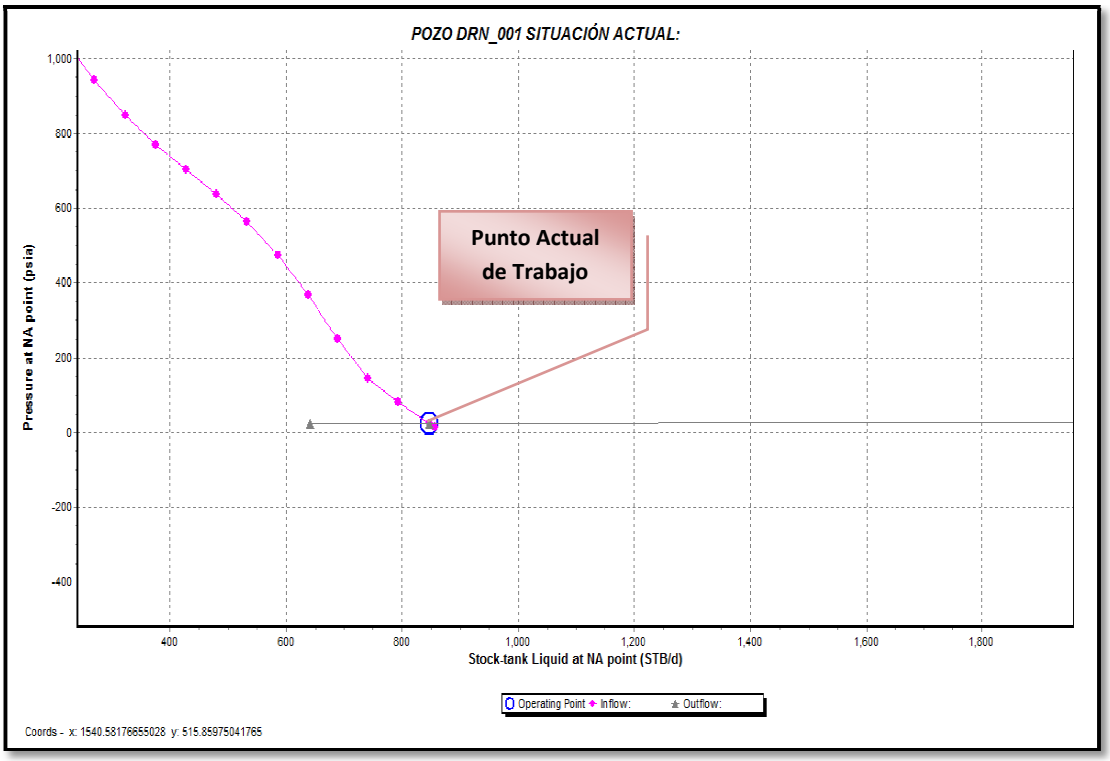
3.6.9.2 Análisis Nodal desde la Cabeza del Pozo hasta el Separador

La colocación de una línea de flujo permite el modelado de flujo horizontal o casi horizontal (hacia arriba o cuesta abajo). La transferencia de calor se puede modelar mediante la introducción o calcular un coeficiente de transferencia de calor total (valor U).

Cada línea de flujo ha fijado características en términos de diámetro interior, diámetro exterior, rugosidad, distancia horizontal, diferencia de elevación. Para nuestro caso hemos utilizado el modelo simple puesto que el perfil exacto de la línea de flujo es desconocido.

En la Figura 3.45, modelamos una tubería de 4 pulgadas de diámetro, llegando con una presión aproximada de 24 psi, en donde se observa una producción de 849 BFPD, que difiere en 17 barriles más que la producción proporcionada por los reportes diarios, esto nos indica que la línea de superficie que funciona actualmente opera bajo las condiciones normales para este pozo y no necesita ningún cambio.

FIGURA 3.45 ANÁLISIS NODAL DESDE CABEZA DEL POZO DRN_001 HASTA EL SEPARADOR



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

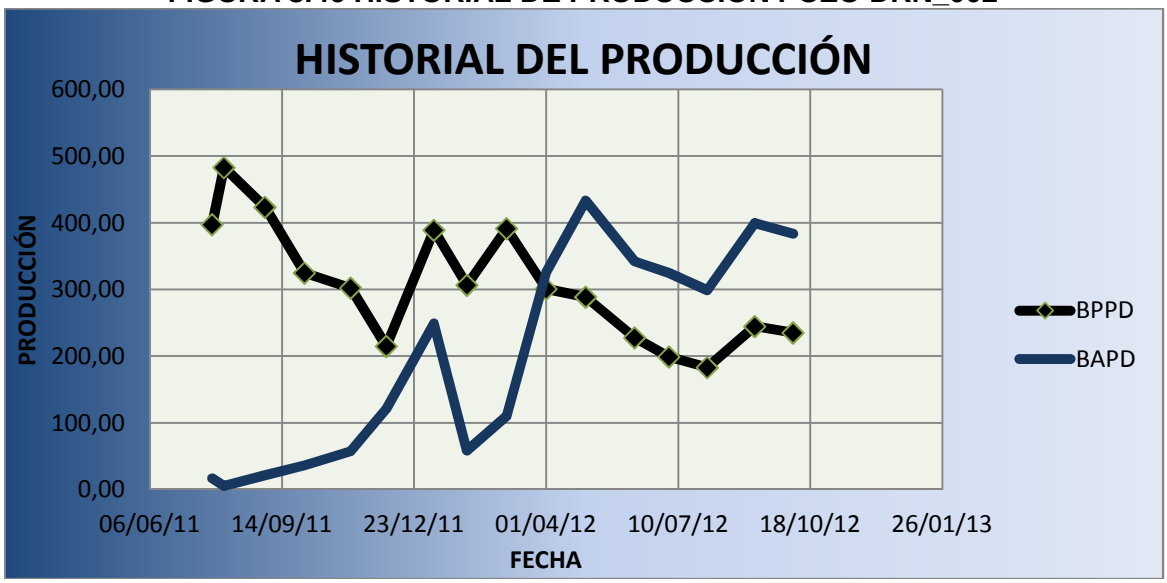
3.6.10 POZO DRAGO NORTE 002

En el pozo DRN_002 se inició la perforación el 08 de Junio del 2011 y se finaliza el 09 de julio del 2011, realizándose pruebas de producción y de presión en la arena “Ui”, como la arena productora más favorable.

El pozo produce de la arena "Ui", el sistema de levantamiento artificial que se establece es de PPH, debido a problemas en la producción se cambio de sistema a PPS, con la bomba P-8X, inició con una producción de 414 BFPD y 397 BPPD.

La Figura 3.46, detalla la declinación e incremento que ha tenido este pozo, tanto de petróleo como de agua respectivamente, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.46 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_002



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

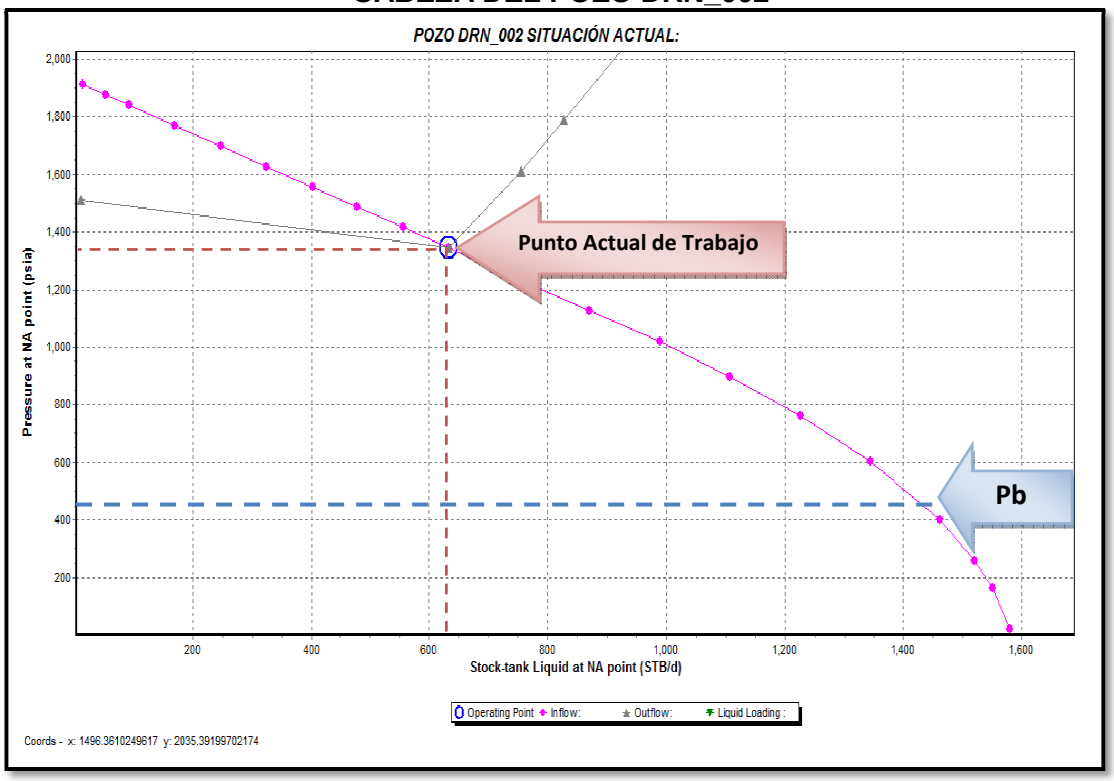
Actualmente produce 633 BFPD y 241 BPPD con una bomba P8 de CENTRILIFT con 231 etapas a una frecuencia de 52 Hz.

Para este pozo se realiza el análisis nodal solamente desde la cara de la arena hasta la cabeza del pozo, puesto que no cuenta con línea de superficie para transportar los fluidos producidos.

3.6.10.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 1.089, también utilizamos el Modelo Pseudo Steady Steate para modelar el valor de S = 17.1, que es el mismo que se determinó en el B' up de Enero del 2012, con una espesor de reservorio de 28 ft cuya permeabilidad es 108 md, en la Figura 3.47, se representa la situación actual del pozo DRN_002, cuya simulación en PIPESIM representa 633 BFPD en donde la Pr se mantiene estable.

FIGURA 3.47 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_002



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

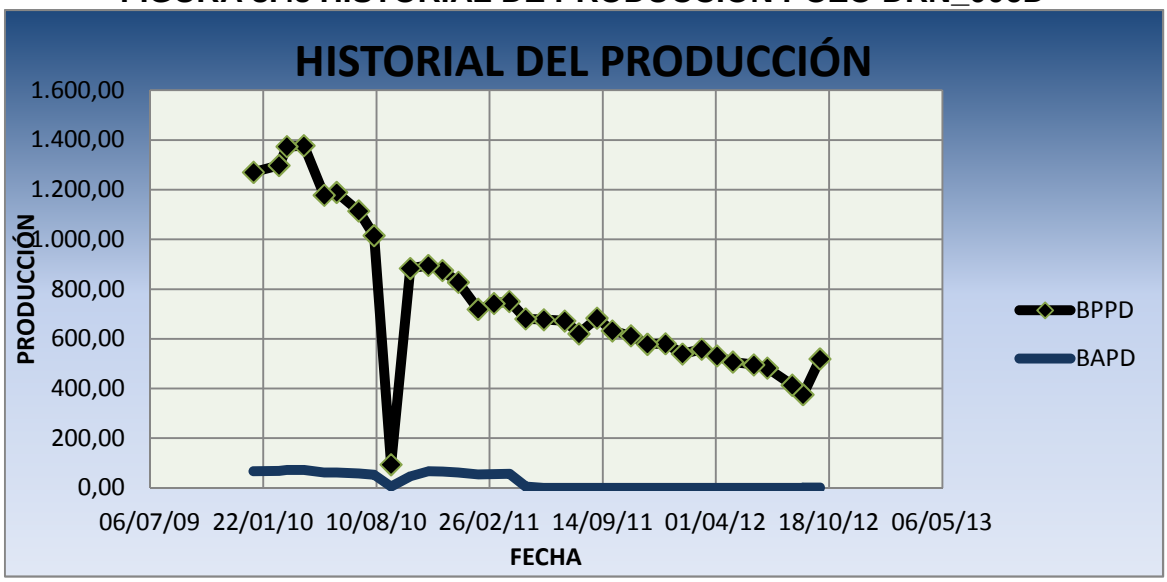
3.6.11 POZO DRAGO NORTE 006D

En el pozo DRN_006D se inició la perforación el 22 de Septiembre del 2009, realizándose pruebas de producción y de presión en la arena "Ui", como la arena productora más favorable.

Las pruebas iniciales y de completación iniciaron el 05 de Enero del 2010 pozo produce de la arena "Ui", el sistema de levantamiento artificial que se establece es de PPS, con dos bombas P18X (134+134) Etapas.

La Figura 3.48, detalla la declinación de petróleo que ha tenido este pozo, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.48 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_006D



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Actualmente produce 424 BFPD y 423 BPPD con 2 bombas P18 de CENTRILIFT con (134 + 134) etapas a una frecuencia de 56 Hz.

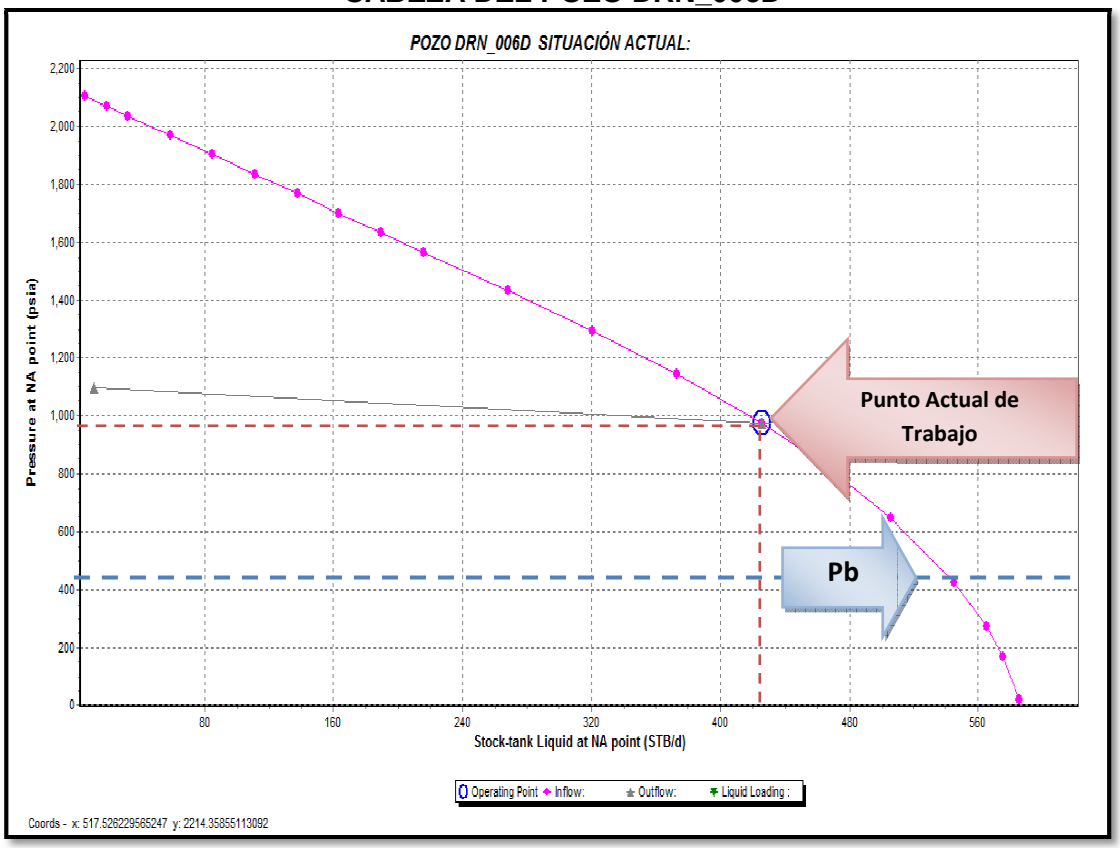
Para este pozo se realiza el análisis nodal en dos puntos específicos; desde la cara de arena hasta la cabeza del pozo, así como también el análisis nodal desde la cabeza del pozo hasta el separador de producción.

3.6.11.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 0.389, también utilizamos el Modelo Pseudo Steady Steate para modelar el valor del S = 1.12, menor al determinado en el B´up de Diciembre del 2009, lo que nos indique que en este período de tiempo se ha realizado un tratamiento químico, con una espesor de reservorio de 36 ft cuya permeabilidad es 108 md, en la Figura 3.49, se representa la situación actual del pozo DRN_006D, cuya

simulación en PIPESIM representa 424 BFPD determinando que la Pr ha disminuido en 200 psi desde el año 2012.

FIGURA 3.49 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_006D

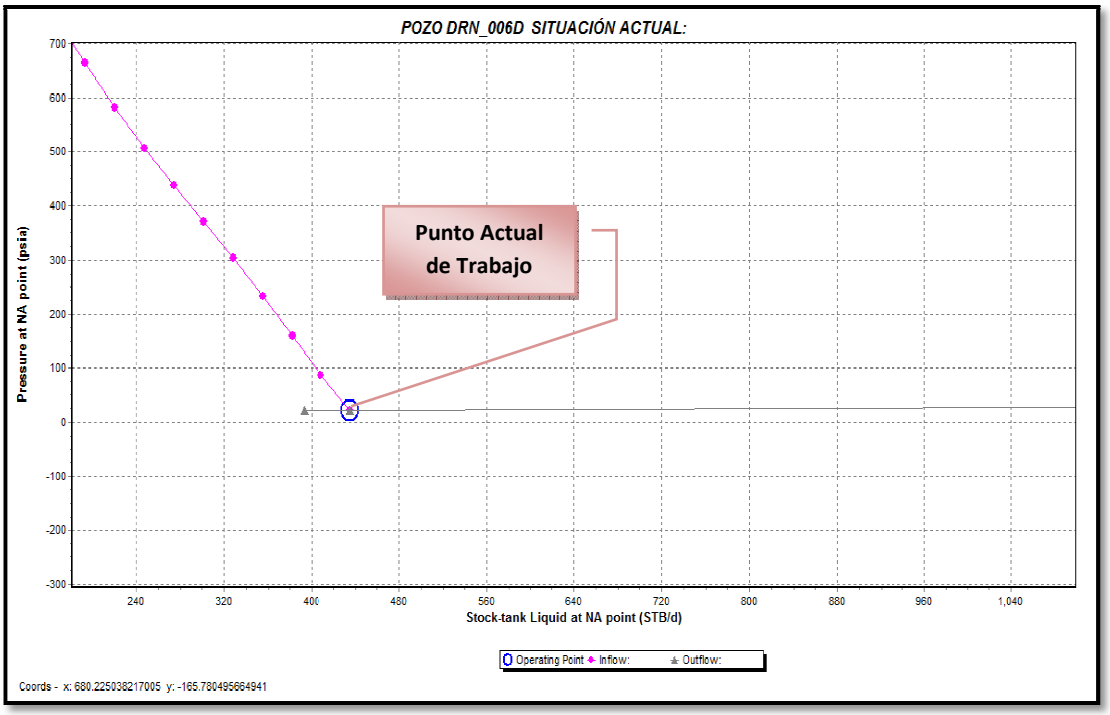


Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.6.11.2 Análisis Nodal desde la Cabeza del Pozo hasta el Separador

En la Fig. 3.50 modelamos una tubería de 4 pulgadas de diámetro, llegando con una presión aproximada de 21 psi, en donde se observa una producción de 433 BFPD, que difiere en 9 barriles más que la producción proporcionada por los reportes diarios, esto nos indica que la línea de superficie que funciona actualmente opera bajo las condiciones normales para este pozo y no necesita ningún cambio.

FIGURA 3.50 ANÁLISIS NODAL DESDE CABEZA DEL POZO DRN_006D HASTA EL SEPARADOR



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.6.12 POZO DRAGO NORTE 011D

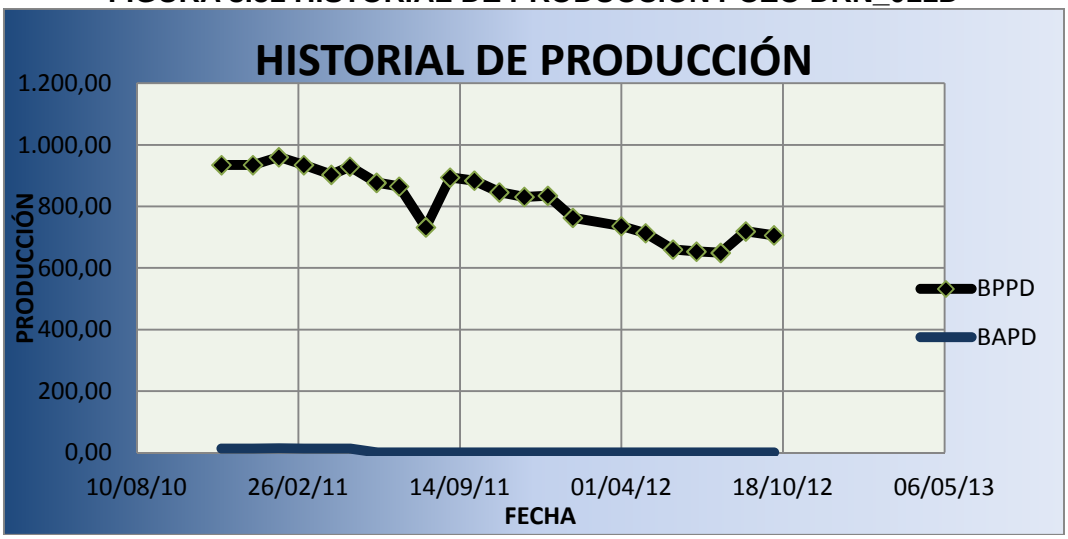
En el pozo DRN_011D se inició la perforación el 13 de Agosto del 2010 y se finaliza el 07 de Septiembre del 2010, realizándose pruebas de producción y de presión en la arena “Ui”, como la arena productora más favorable.

El pozo produce de la arena "Ui", el sistema de levantamiento artificial que se establece es de PPS, con dos bombas DN-1100 (179+182) Etapas, Serie-400, la producción inicial que alcanzó fue de 834 BFPD y de 759 BPPD.

La Figura 3.51, detalla la declinación de petróleo que ha tenido este pozo, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

La producción actual es de 707 BFPD y 706 BPPD con una bomba DN 1100 de REDA con 361 etapas y a una frecuencia de 59 Hz.

FIGURA 3.51 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_011D

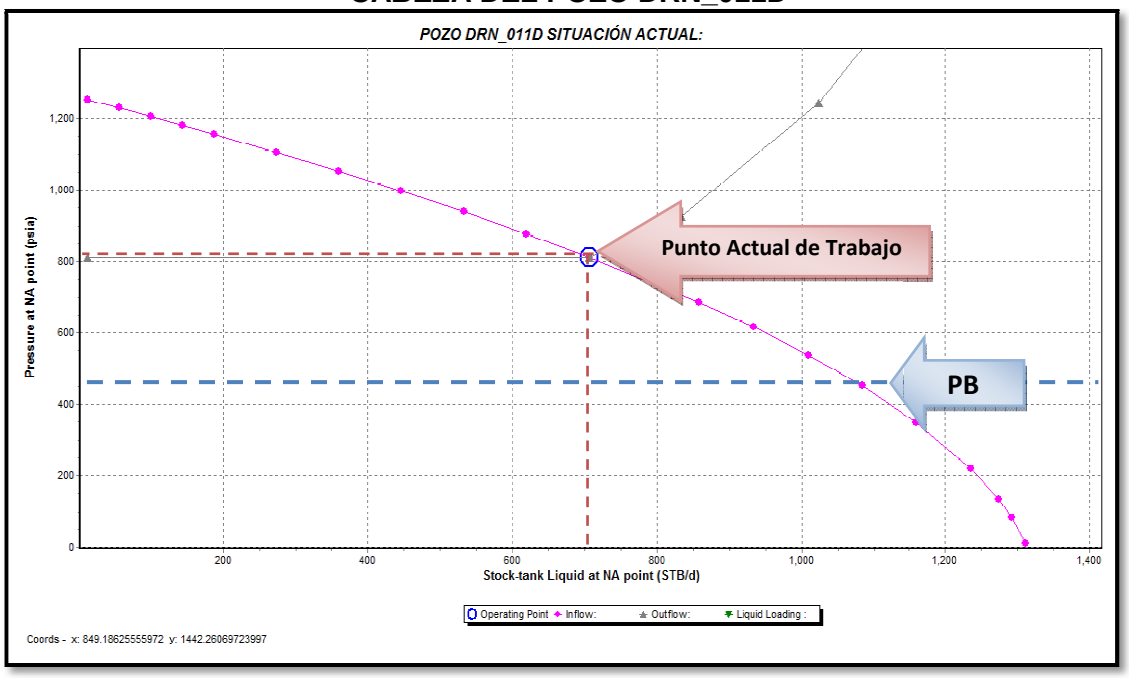


Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Para este pozo se realiza el análisis nodal en dos puntos específicos; desde la cara de arena hasta la cabeza del pozo, así como también el análisis nodal desde la cabeza del pozo hasta el separador.

3.6.12.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo

FIGURA 3.52 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_011D



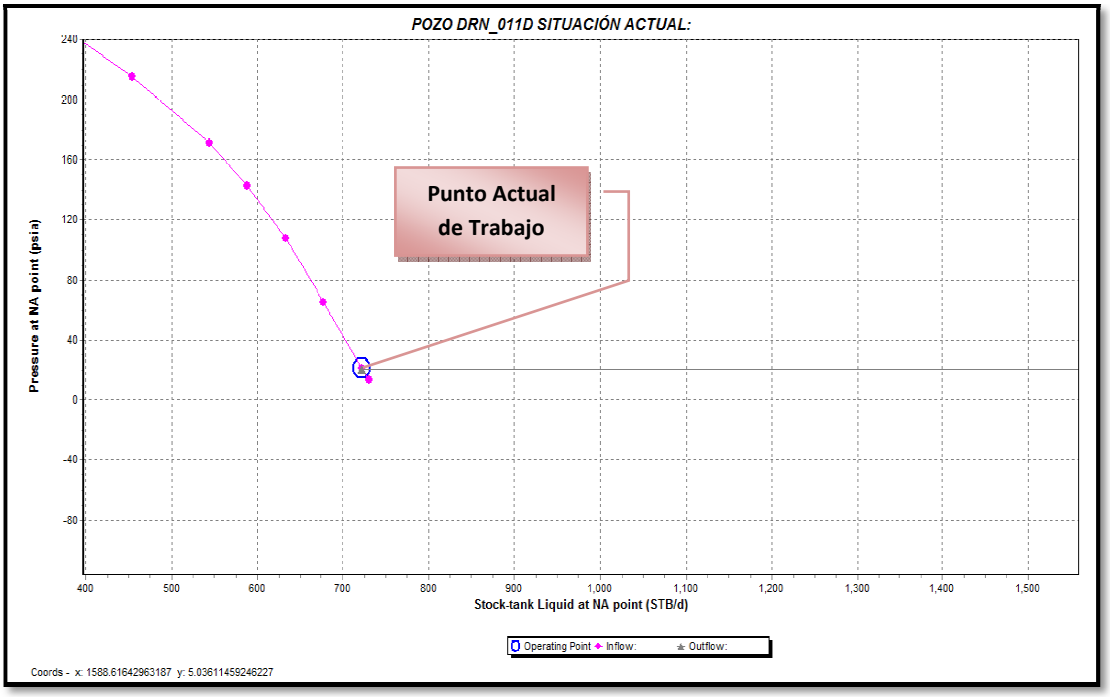
Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 1.880, también utilizamos el Modelo Pseudo Steady Steate para modelar el valor del S = 2.85 menor al S determinado en el B' up de Noviembre del 2010 donde S=6.97, lo que indica que en este pozo se ha realizado un tratamiento químico para disminuir el daño, con una espesor de reservorio de 42 ft cuya permeabilidad es 359 md, en la Figura 3.52, se representa la situación actual del pozo DRN_011D, cuya simulación en PIPESIM representa 707 BFPD y se confirma que la Pr a disminuido en 200 psi desde el año 2010.

3.6.12.2 Análisis Nodal desde la Cabeza del Pozo hasta el Separador

En la Fig. 3.53 modelamos una tubería de 4 pulgadas de diámetro, llegando con una presión aproximada de 21 psi, en donde podemos observar una producción de 719 BFPD, que difiere en 12 barriles más que la producción proporcionada por los reportes diarios, esto nos indica que la línea de superficie que funciona actualmente opera bajo las condiciones normales para este pozo y no necesita ningún cambio.

FIGURA 3.53 ANÁLISIS NODAL DESDE CABEZA DEL POZO DRN_011D HASTA EL SEPARADOR



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la estación de producción se realizan el tratamiento del crudo que viene de las áreas o campos de explotación, para su posterior traslado a la estación de descarga más cercana y de allí al patio de tanque principal de recepción y bombeo de crudo.

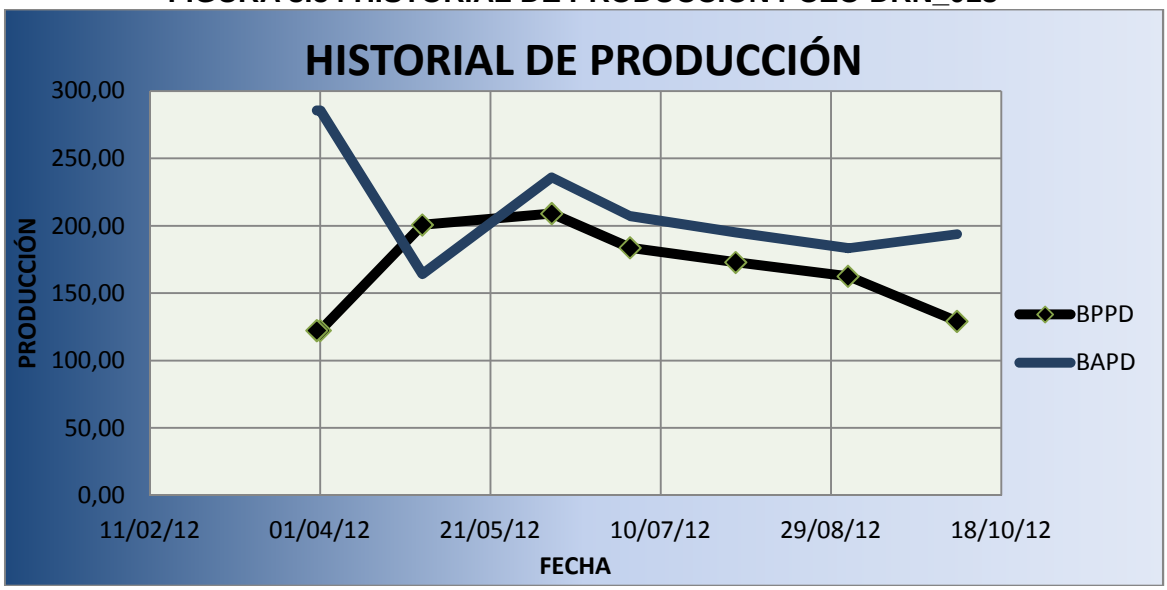
3.6.13 POZO DRAGO NORTE 013

La Completación y Pruebas iniciales de este pozo se realizaron el 31 de Marzo del 2012.

El pozo produce de la arena "Ui", el sistema de levantamiento artificial que se establece es de PPH, con la bomba JET 11K, debido a la baja eficiencia de este sistema se realiza un WORKOVER cambiando de sistema a PPS con la bomba P4X.

La Figura 3.54, detalla la declinación e incremento que ha tenido este pozo, tanto de petróleo como de agua respectivamente, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.54 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_013



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

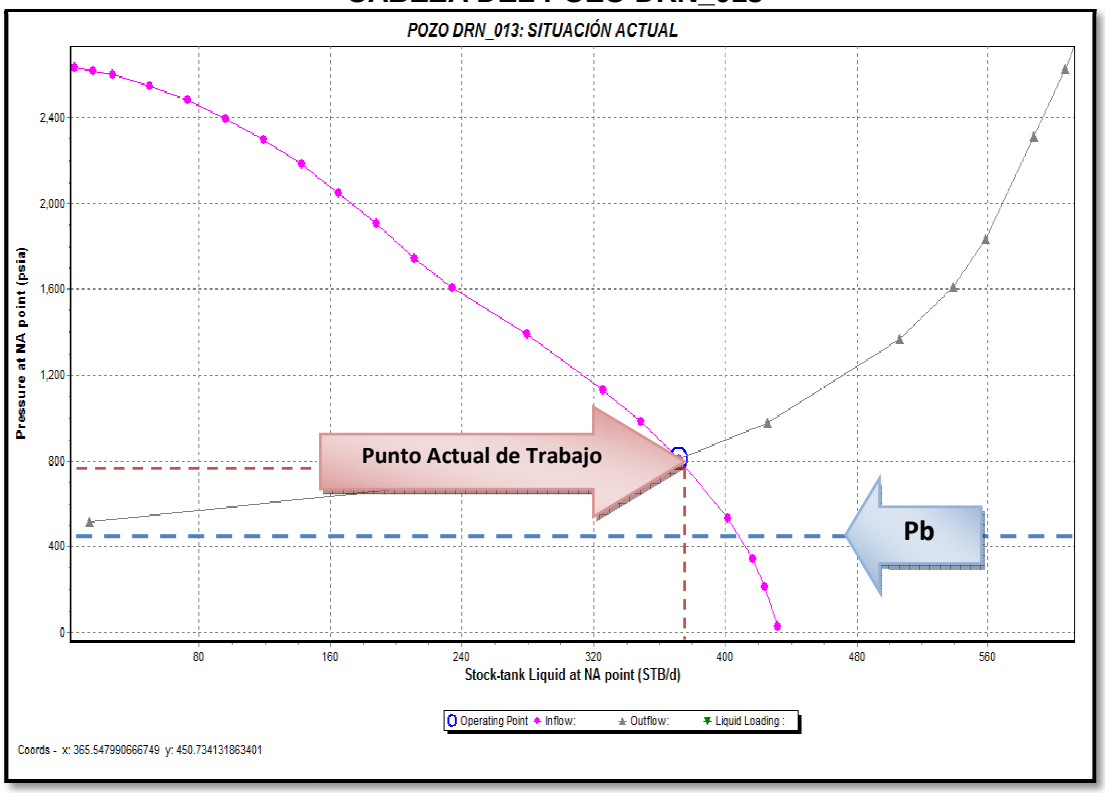
Actualmente produce 357 BFPD y 143 BPPD con 2 bombas P4 de CENTRILIFT con 500 etapas a una frecuencia de 50 Hz.

Para este pozo se realiza el análisis nodal solamente desde la cara de la arena hasta la cabeza del pozo, puesto que no cuenta con línea de superficie para transportar los fluidos producidos.

3.6.13.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 0.2163, también utilizamos el Modelo Pseudo Steady Steate para modelar el valor del S = 8.3, mayor al valor de S determinado en el B' up de Abril del 2012 donde S= 8.3, con una espesor de reservorio de 15 ft cuya permeabilidad es 110 md mayor a la del B' up donde K= 62.7, en la Figura 3.55, se representa la situación actual del pozo DRN_013, cuya simulación en PIPESIM representa 357 BFPD, confirmando que en este pozo se ha realizado un trabajo con el propósito de incrementar la presión de reservorio.

FIGURA 3.55 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_013



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

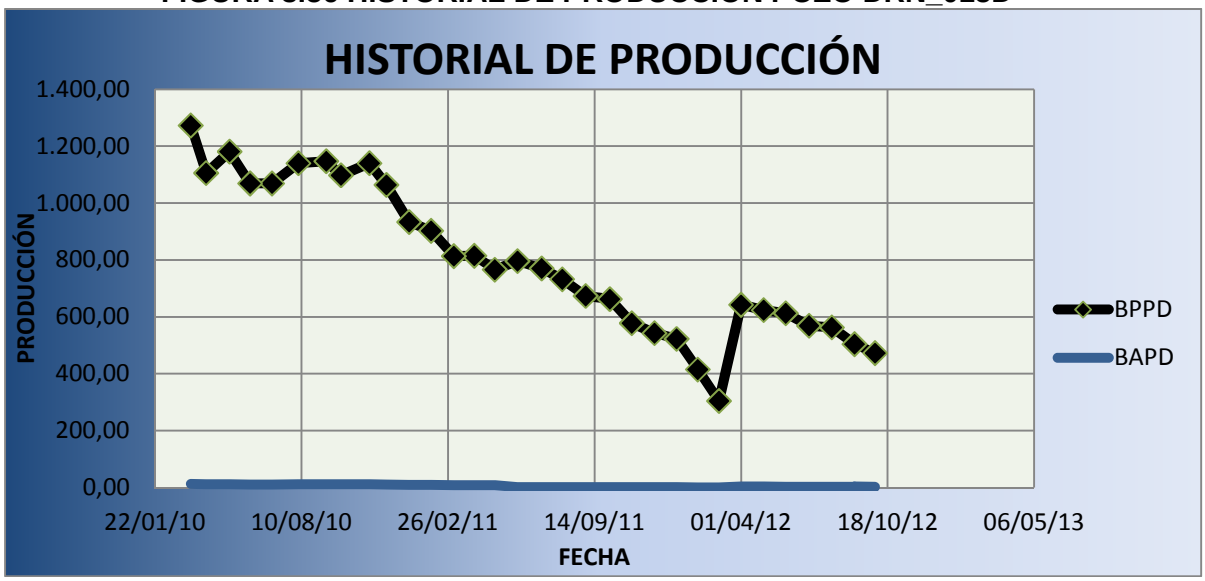
3.6.14 POZO DRAGO NORTE 015D

En el pozo DRN_015D se inició la perforación el 24 de Octubre del 2009 y se finaliza el 22 de Noviembre del 2009, realizándose pruebas de producción y de presión en la arena “Ui”, como la arena productora más favorable.

El pozo produce de arena "Ui", el sistema de levantamiento artificial que se establece es de PPS, con la bomba P12 XH6 (226) Etapas, Serie-400, Motor 152 HP, 2325V, 40 Amp, Serie-562, la producción inicial que alcanzó fue de 1040 BFPD y de 1030 BPPD.

La Figura 3.56, detalla la declinación de petróleo que ha tenido este pozo, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.56 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_015D



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

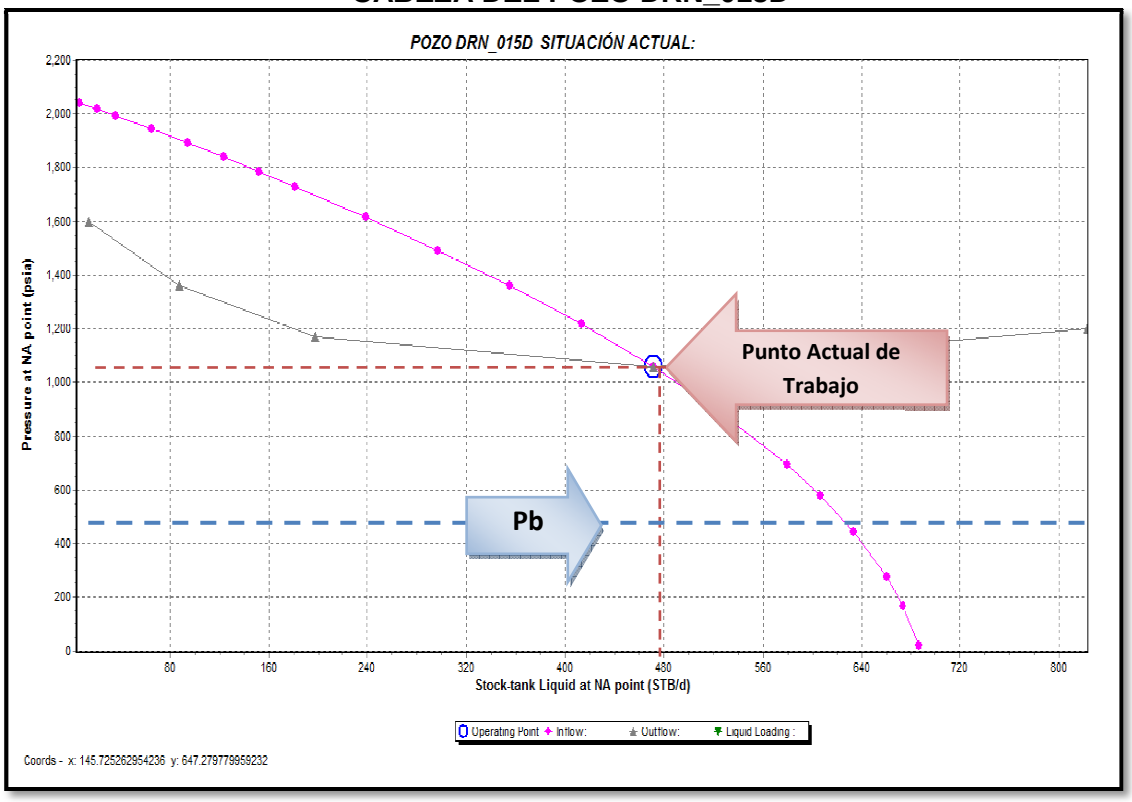
La producción actual es de 471 BFPD y 468 BPPD con una bomba P12 de CENTRILIFT con 226 etapas a una frecuencia de 53 Hz.

Para este pozo se realiza el análisis nodal en dos puntos específicos; desde la cara de arena hasta la cabeza del pozo, así como también el análisis nodal desde la cabeza del pozo hasta el separador.

3.6.14.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 0.603, también utilizamos el Modelo Pseudo Steady Steate para modelar el valor del S = -3.6 donde nos indica que el pozo está estimulado, con una espesor de reservorio de 60 ft cuya permeabilidad es 405 md, en la Figura 3.57, se representa la situación actual del pozo DRN_015D, cuya simulación en PIPESIM representa 471 BFPD y se confirma que la Pr ha caído con 200 psi desde Febrero del 2010.

FIGURA 3.57 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_015D



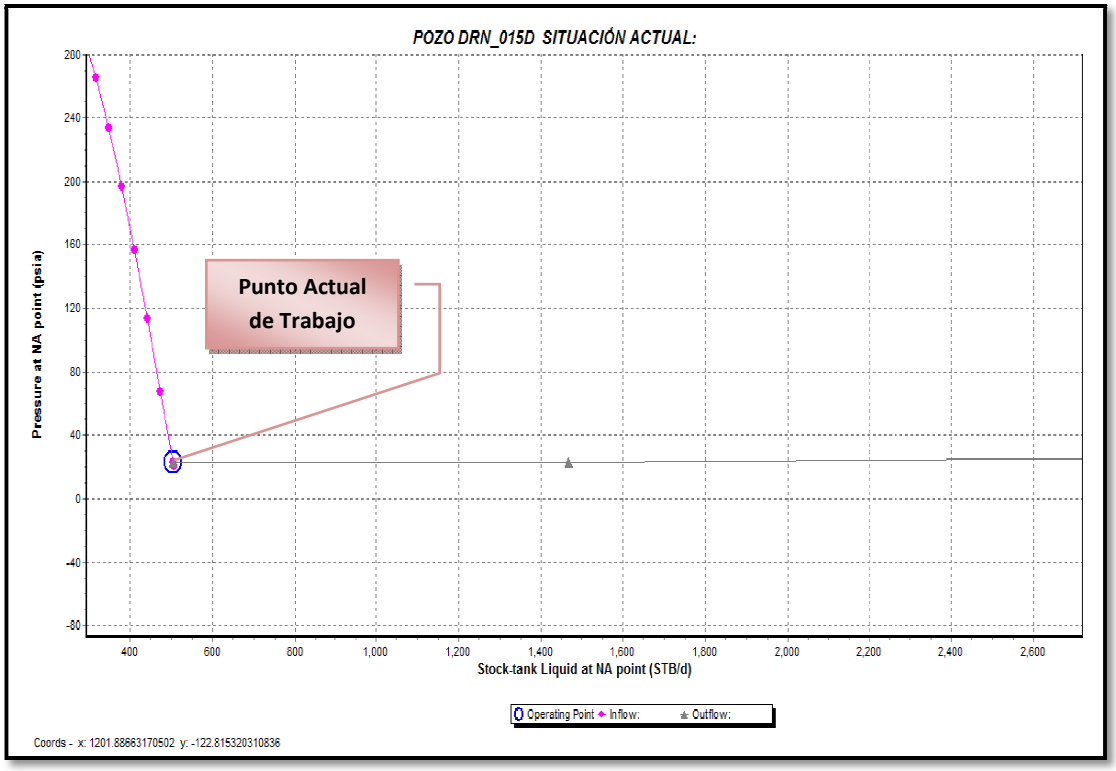
Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F

3.6.14.2 Análisis Nodal desde la Cabeza del Pozo hasta el Separador

En la Figura 3.58 modelamos una tubería de 4 pulgadas de diámetro, llegando con una presión aproximada de 23 psi, en donde podemos observar una producción de 486 BFPD, concluimos que la línea de superficie que funciona actualmente opera bajo las condiciones normales.

Para este pozo no consideramos la optimización de la línea de superficie ya que la actual opera adecuadamente, según las condiciones de caudal de fluido, temperatura ambiente, entre otros parámetros.

FIGURA 3.58 ANÁLISIS NODAL DESDE CABEZA DEL POZO DRN_015D HASTA EL SEPARADOR



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

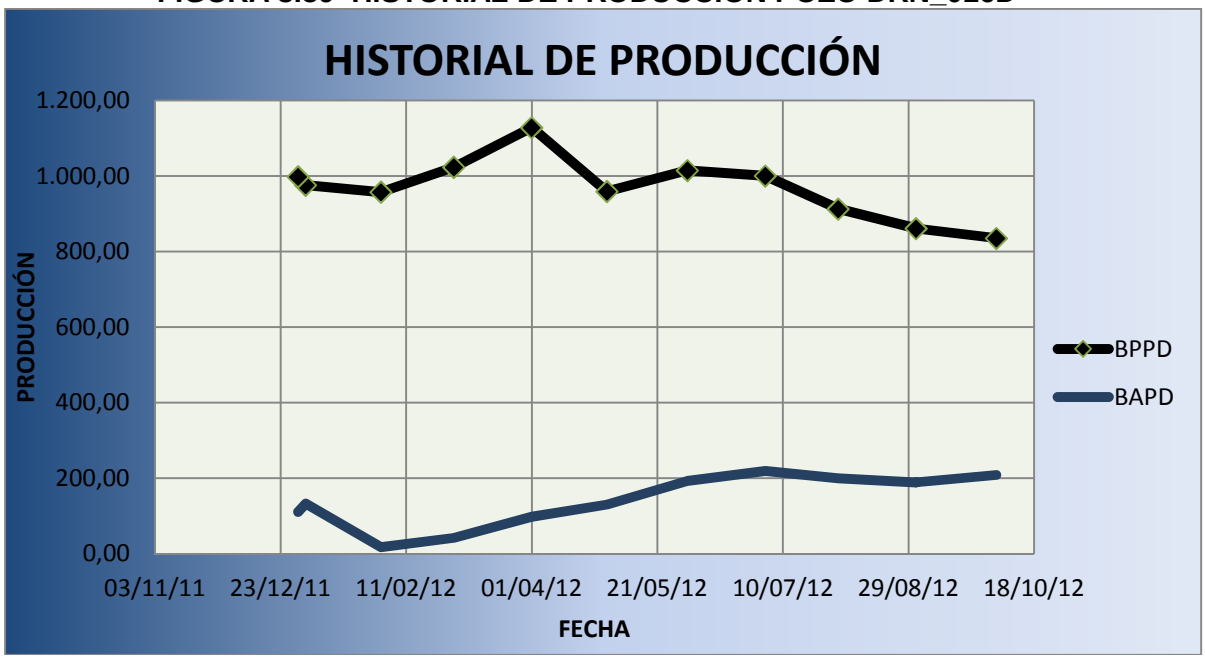
3.6.15 POZO DRAGO NORTE 016D

La Completación y Pruebas iniciales de este pozo se realizaron el 30 de Diciembre del 2011.

El Pozo produce de la arena "Ui", el sistema de levantamiento artificial que se establece es de PPS, con la Bomba P12X.

La Figura 3.59, detalla la declinación e incremento que ha tenido este pozo, tanto de petróleo como de agua respectivamente, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.59 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_016D



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

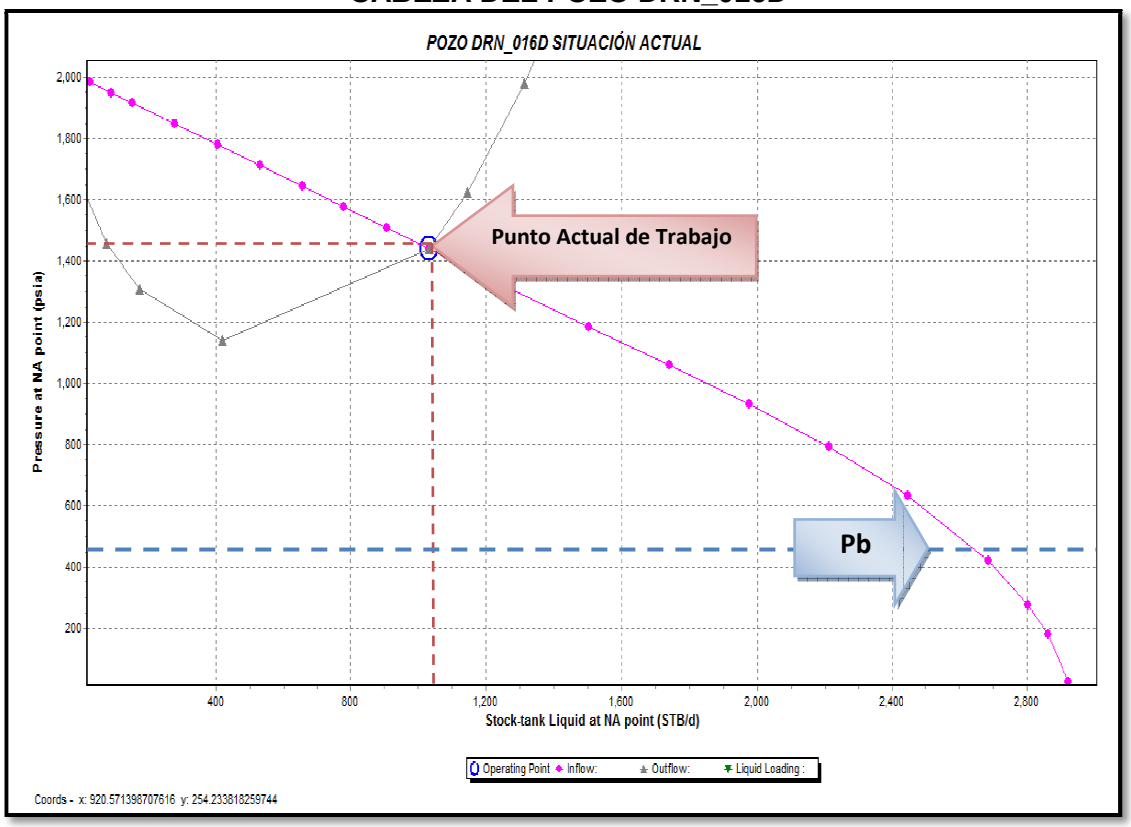
Actualmente produce 1037 BFPD y 830 BPPD con 2 bombas P12 de CENTRILIFT con (226 + 104) etapas a una frecuencia de 52 Hz.

Para este pozo se realiza el análisis nodal solamente desde la cara de la arena hasta la cabeza del pozo puesto que no cuenta con línea de superficie para transportar los fluidos producidos.

3.6.15.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 1.846, no es posible realizar el Modelo Pseudo Steady Steate puesto que se trata de un pozo que no posee datos de Build Up registrados, en la Figura 3.60, se representa la situación actual del pozo DRN_016D, cuya simulación en PIPESIM representa 1030 BFPD.

FIGURA 3.60 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_016D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.6.16 POZO DRAGO NORTE 020D

En el pozo DRN_020D se inició la perforación el 16 de Abril del 2010 y se finaliza el 16 de Mayo del 2010, realizándose pruebas de producción y de presión en la arena “Ui”, como la arena productora más favorable.

El pozo produce de la arena "Ui", el sistema de levantamiento artificial que se establece es de PPS, con las dos bombas DN1100 (185+185) Etapas, Serie-400(N), Motor 150 HP, 1351-1409 Volt; 65,2 Amp, Serie-562(N), la producción inicial que alcanzó fue de 953 BFPD y de 334 BPPD.

La Figura 3.61, detalla la declinación e incremento que ha tenido este pozo, tanto de petróleo como de agua respectivamente, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

FIGURA 3.61 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_020D

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

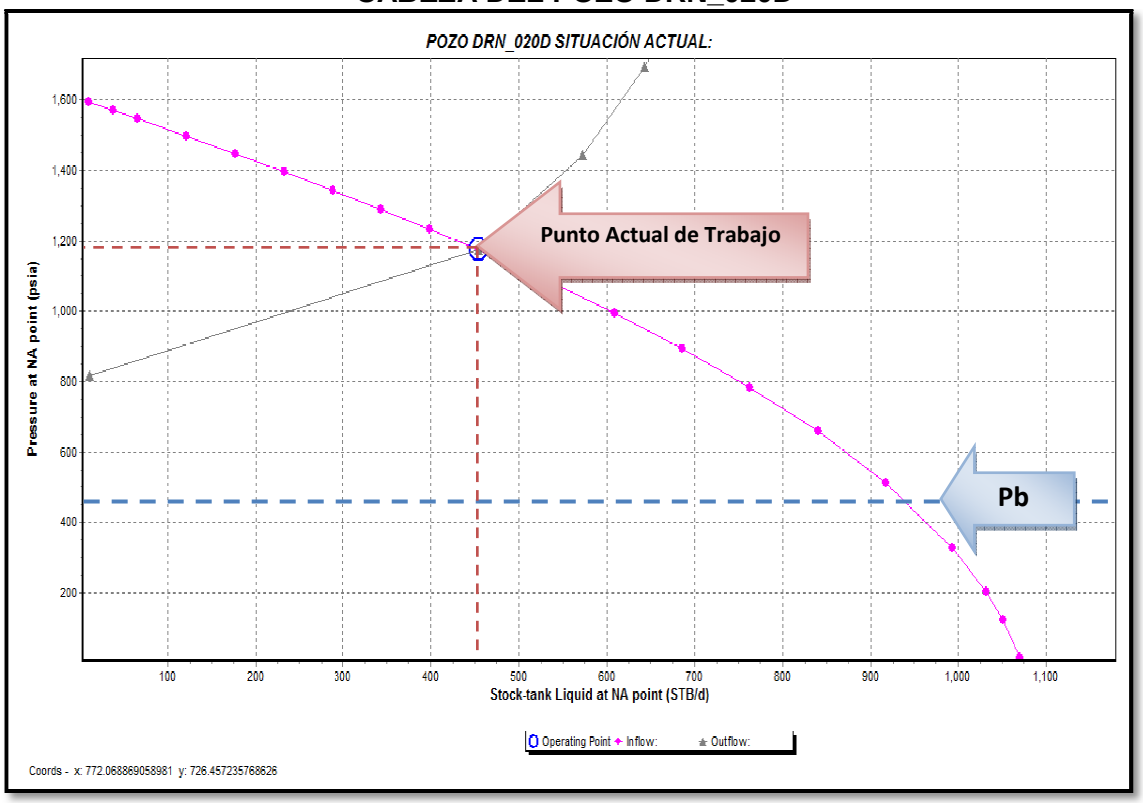
La producción actual es de 451 BFPD y 45 BPPD con 3 bombas D725N con (196 + 154 + 157) etapas a una frecuencia de 52 Hz.

Para este pozo se realiza el análisis nodal en dos puntos específicos; desde la cara de arena hasta la cabeza del pozo, así como también el análisis nodal desde la cabeza del pozo hasta el separador.

3.6.16.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo

Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 1.2062, también utilizamos el Modelo Pseudo Steady Steate para modelar el valor del S = 15.7, menor al S obtenido en el B´up de Mayo del 2012 lo que nos permite decir q en este pozo se ha realizado un tratamiento químico; con una espesor de reservorio de 26 ft cuya permeabilidad es 97,1 md, en la Figura 3.62, se representa la situación actual del pozo DRN_020D, cuya simulación en PIPESIM representa 451 BFPD.

FIGURA 3.62 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_020D



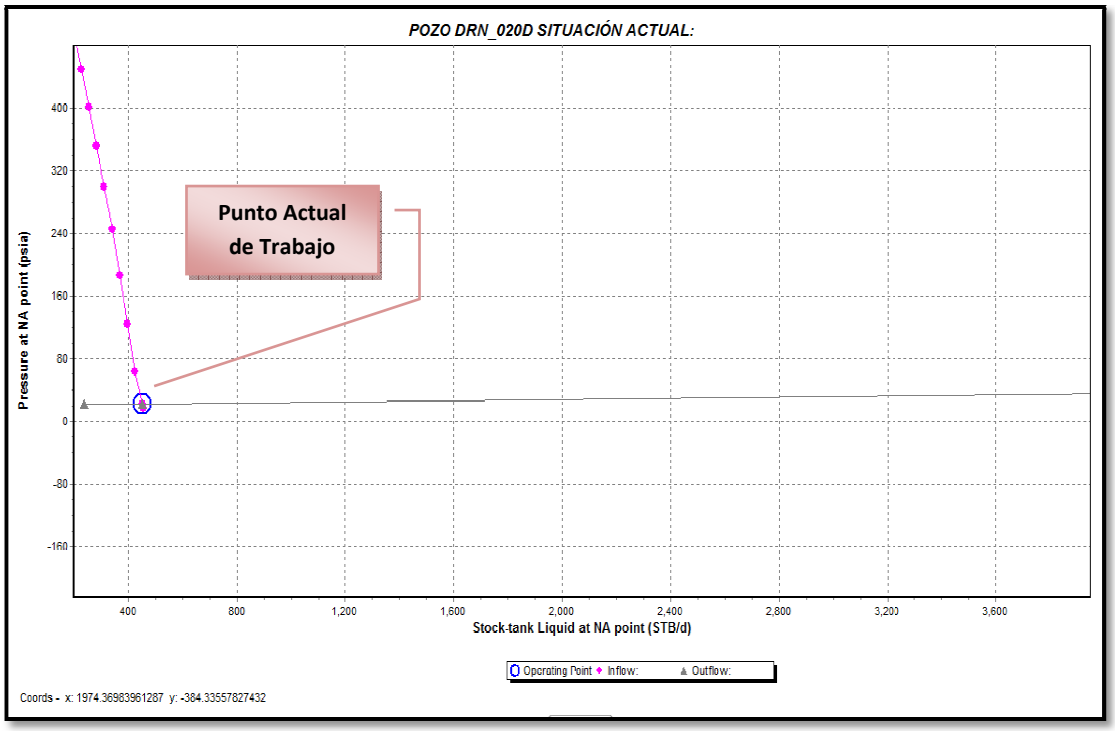
Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.6.16.2 Análisis Nodal desde la Cabeza del Pozo hasta el Separador

En la Figura 3.63, modelamos una tubería de 4 pulgadas de diámetro, llegando con una presión aproximada de 23 psi, en donde podemos observar una producción de 463 BFPD, que difiere en 12 barriles más que la producción proporcionada por los reportes diarios, esto nos indica que la línea de superficie que funciona actualmente opera bajo las condiciones normales para este pozo y no necesita ningún cambio.

Para este pozo no consideramos la optimización de la línea de superficie ya que la actual opera adecuadamente, según las condiciones de caudal de fluido, temperatura ambiente, entre otros parámetros.

FIGURA 3.63 ANÁLISIS NODAL DESDE CABEZA DEL POZO DRN_020D HASTA EL SEPARADOR



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.6.17 POZO DRAGO NORTE 031D

La completación y pruebas iniciales de este pozo se realizaron el 09 de Diciembre del 2011.

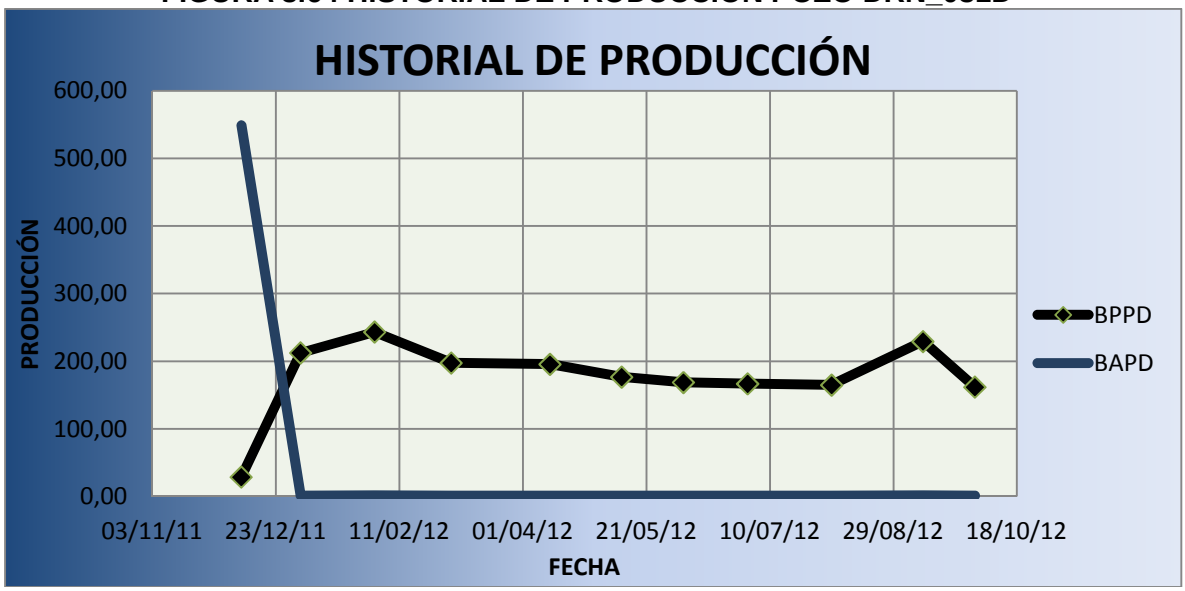
El pozo produce de arena "Ui", el sistema de levantamiento artificial que se establece es de PPS, con la Bomba D725N

La Figura 3.64, detalla la declinación de petróleo que ha tenido este pozo, tanto para agua como de petróleo respectivamente, desde la fecha que se perforó dicho pozo hasta la actualidad.

Actualmente produce 177 BFPD y 175 BPPD con 2 bombas D725N de REDA con (196 + 197) etapas a una frecuencia de 48 Hz.

Para este pozo se realiza el análisis nodal solamente desde la cara de la arena hasta el tanque de almacenamiento puesto que no cuenta con línea de superficie para transportar los fluidos producidos.

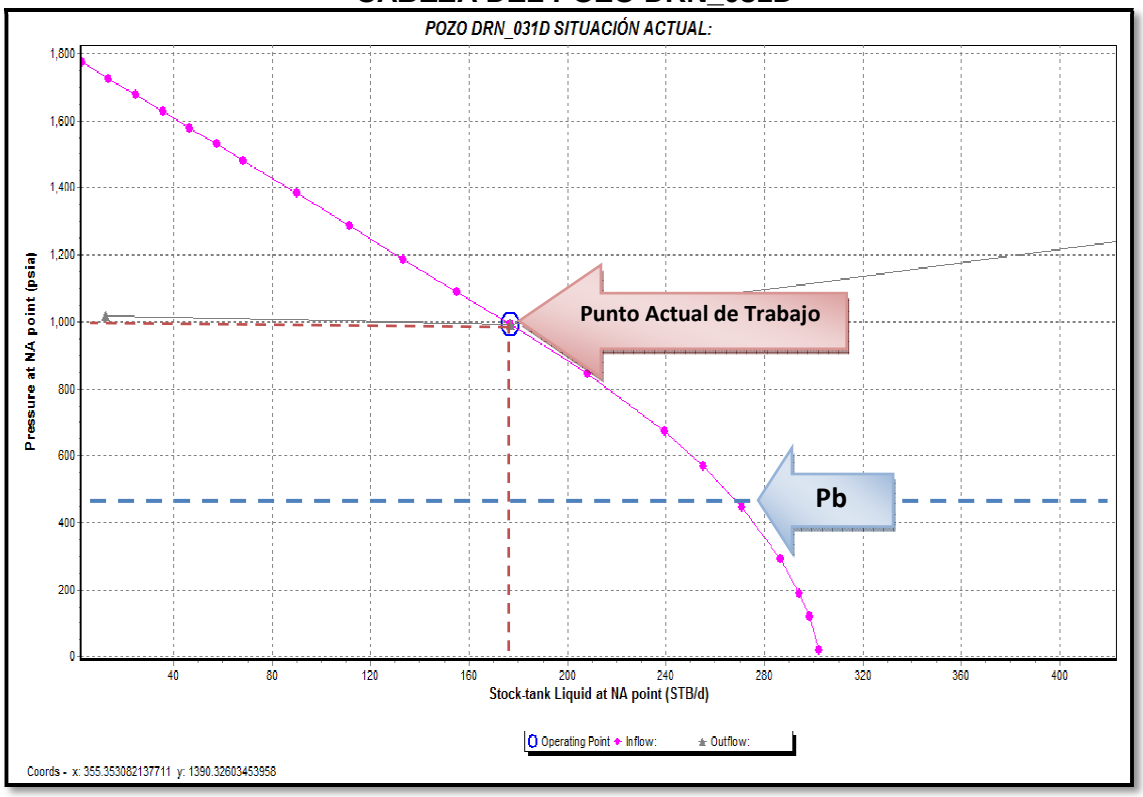
FIGURA 3.64 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO DRN_031D



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

3.6.17.1 Análisis Nodal desde la Cara de la Arena hasta la Cabeza del Pozo

FIGURA 3.65 ANÁLISIS NODAL DESDE LA CARA DE LA ARENA HASTA LA CABEZA DEL POZO DRN_031D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

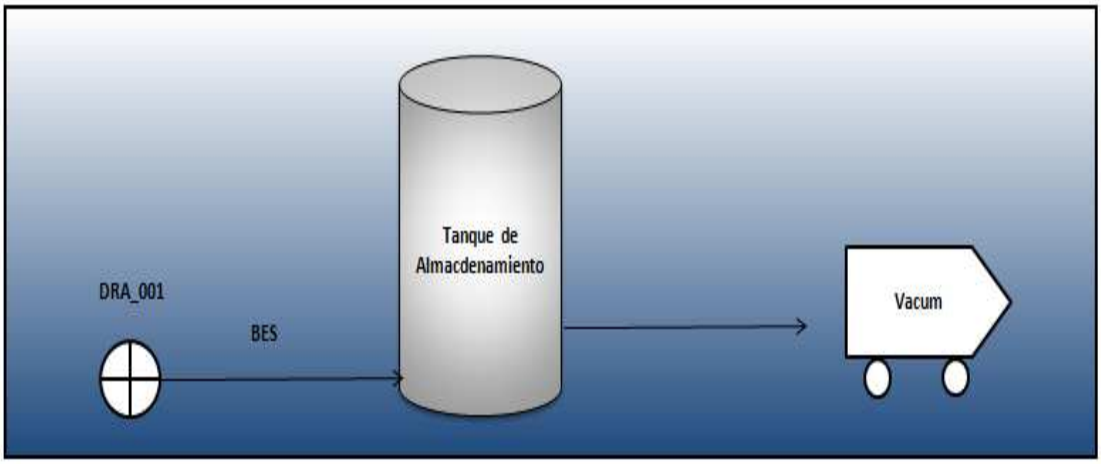
Utilizamos el Modelo Well IP para simular el movimiento de fluidos cuyo IP = 0.222, así como también utilizamos el Modelo Pseudo Steady Steate para modelar el valor del S = 15, con una espesor de reservorio de 26 ft cuya permeabilidad es 113,04 md, en la Figura 3.65, se representa la situación actual del pozo DRN_031D, cuya simulación en PIPESIM representa 177 BFPD.

3.7 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE

Con el propósito de procesar hasta 25000 Barriles de fluido de producción en el Campo Drago, a inicios del 2011 iniciaron las operaciones de construcción para las nuevas Instalaciones de Superficie para dicho Campo.

El esquema de procesamiento principal en Drago incluye tratamiento para estabilización, almacenamiento y despacho de Crudo, en la locación Drago Norte 001, debido a que el campo presenta 4 Pads distribuidos de la siguiente manera.

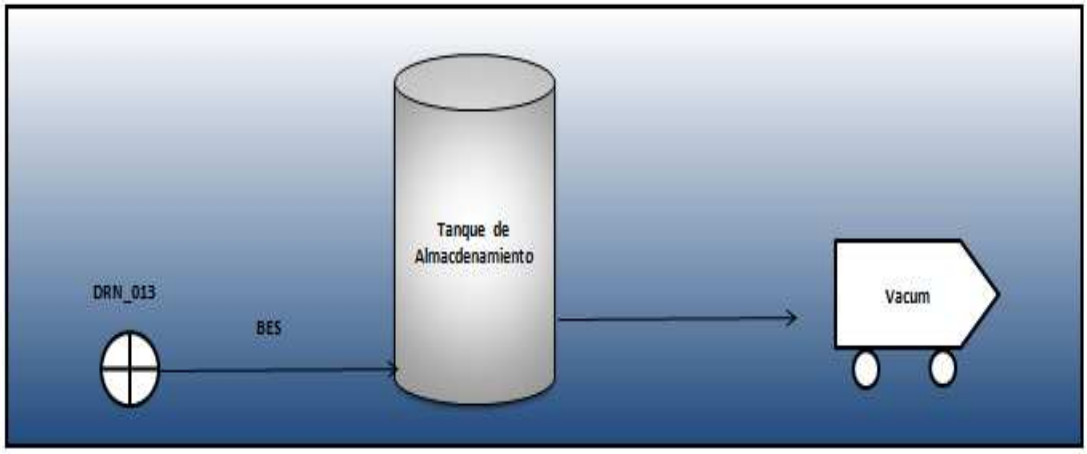
FIGURA 3.66 LOCACIÓN DRAGO 001



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

El pozo DRA_001 produce de esta locación, ilustrado en la Figura 3.66, el crudo se dirige a un tanque de almacenamiento que tiene una capacidad de 500 barriles, para posteriormente ser trasladado mediante una unidad de vacum a la locación Drago Norte 001 para su respectivo tratamiento.

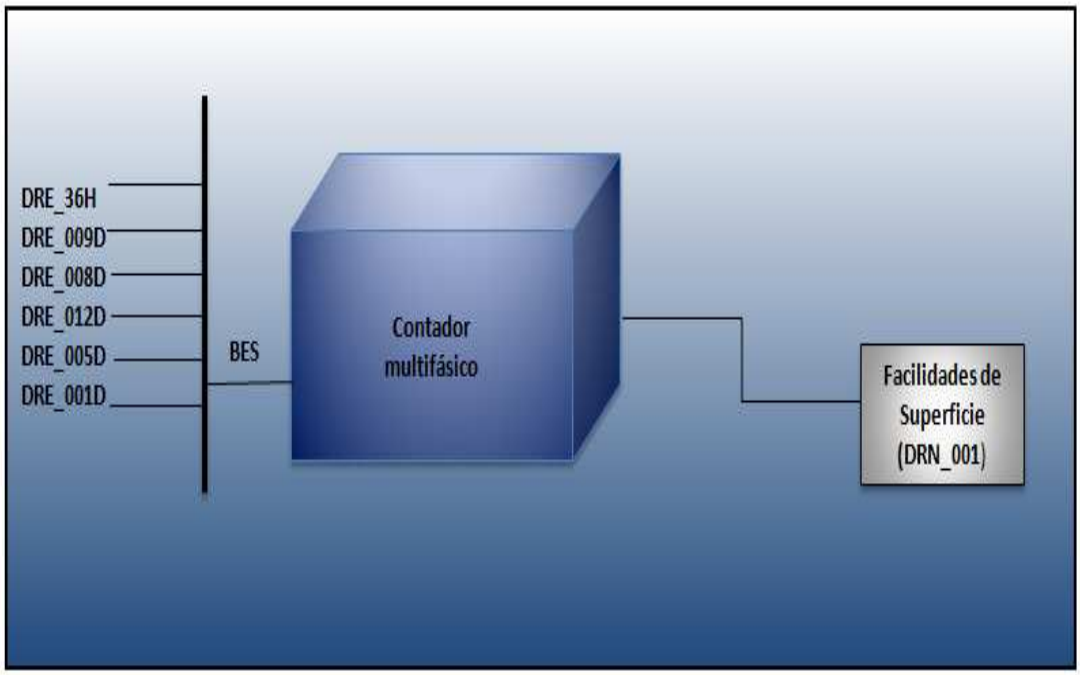
FIGURA 3.67 LOCACIÓN DRAGO NORTE 013



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Al igual que en la locación Drago 001 aquí el DRN_013 es el pozo productor cuyo crudo es almacenado en un tanque de 500 barriles de capacidad, y posteriormente a esto es transportado a través de un vacum hacia la estación de producción Drago Norte 001, como se indica en la Figura 3.67.

FIGURA 3.68 LOCACIÓN DRAGO ESTE 001

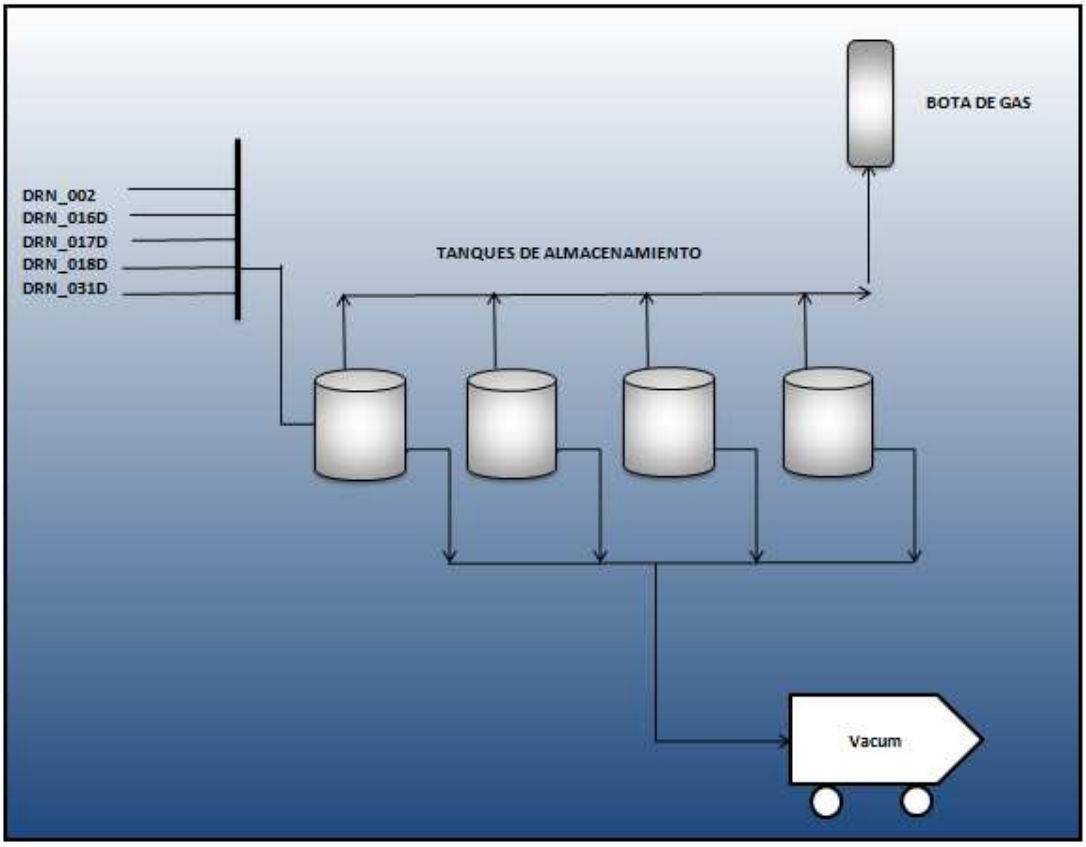


Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Los pozos que producen de esta locación son DRE_001D, DRE_005D, DRE_012D, DRE_008D, DRE_009D, DRE_036H a través de una tubería de 3” de diámetro se dirigen a una unidad denominada Contador Multifásico cuya función es calcular la cantidad de agua, petróleo y gas proveniente de dichos pozos, posteriormente se transporta el fluido a la Estación de Producción Drago Norte 001 a través de una línea de flujo de 8” de diámetro, representado en la Figura 3.68.

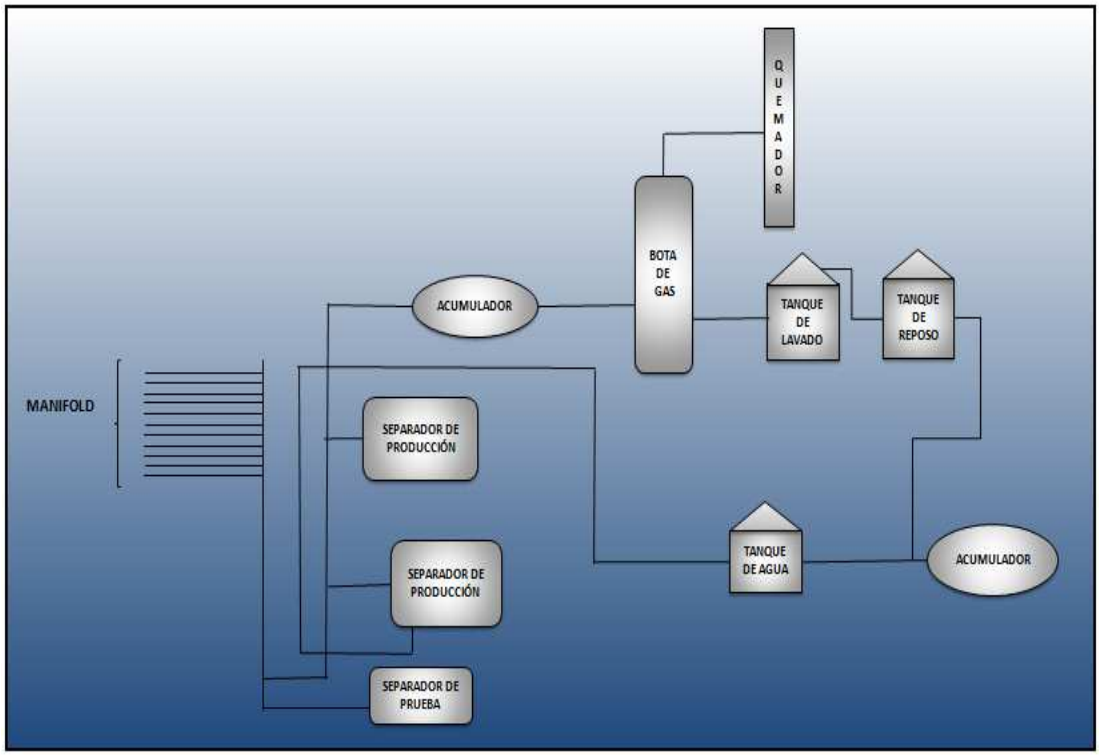
Los pozos DRN_002, DRN_016D, DRN_031D producen actualmente, dicho crudo se almacena en sus respectivos tanques con 500 barriles de capacidad y posteriormente el fluido es transportado mediante una unidad de vaccum hacia la Estación de Producción Drago Norte 001, el pozo DRN_017D se encuentra cerrado, y el pozo DRN_018D se esta perforando cuya línea y tanque se encuentran reservadas, como se ilustra en la Figura 3.69.

FIGURA 3.69 LOCACIÓN DRAGO NORTE 002



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 3.70 ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DRAGO NORTE 001



Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

El esquema de procesamiento principal en Drago se encuentra en la locación Drago Norte 001, que se muestra en la Figura 3.70, incluye tratamiento para almacenamiento y despacho de Crudo.

El nuevo Sistema de Procesamiento de Crudo en Drago, permite el tratamiento de aproximadamente 25000 BFPD, para la obtención final de 6000 a 8000 BPPD de crudo estabilizado con un BSW de 45% promedio. El crudo obtenido como resultado del procesamiento, es enviado a los tanques de almacenamiento y desde ahí conducido al sistema de bombeo.

Las nuevas Instalaciones de Superficie tienen capacidad para procesar crudo proveniente de 16 pozos de producción (DRA_001 , DRE_002 , DRE_005 , DRE_008 , DRE_009 , DRE_012 , DRE_036 , DRN_001 , DRN_002 , DRN_006 , DRN_011 , DRN_013 , DRN_015 , DRN_016 , DRN_020 , DRN_031); el fluido de producción es conducido hasta las Instalaciones de Superficie, llegan al manifold de producción conformado por 11 cabezales de 4” y 8” de diámetro, un cabezal

de prueba y los diez restantes cabezales de producción, en la siguiente tabla 3.9, relatamos que pozos tiene líneas para someterse a dicho proceso:

TABLA 3.9 MANIFOLD

N°	ENTRADAS	OPERACIONALES		LIBRES	
1	11	6 DE DRAGO NORTE 1	Línea de 4”	3 Líneas de 8”	1 Línea de 4”
		1 DE DRAGO ESTE	Línea de 8”		

Fuente: SERTECPET
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F

El cabezal de prueba permite el monitoreo programado de la producción de los pozos a partir del medidor de flujo. Una vez medida la producción del pozo que está siendo monitoreado, la corriente es mezclada con el fluido de producción que está circulando por el cabezal de producción hacia el tren de procesamiento de las Instalaciones de Drago.

El tren de procesamiento está conformado por dos separadores de producción un trifásico y un bifásico, con capacidad para procesar 35000 BFPD y 25000 BFPD respectivamente; y un Separador de Prueba. Se estima que el corte de agua en el fluido de producción ingresando a los separadores oscila entre un 10% hasta un 90% a lo largo del periodo, el agua libre se retira en aproximadamente un 90% y el crudo en emulsión pasa a la siguiente etapa de separación, el gas de formación acompañando al fluido de producción es separado.

El gas separado es conducido al sistema de depuración de gas. La tabla 3.10 representa la capacidad de los separadores que operan en Drago.

TABLA 3.10 SEPARADORES

N°	SEPARADOR	CAPACIDAD	OPERACIONAL	EPP	SERTECPET
1	Producción #1	Bls	SI	X	
2	Prueba #1	Bls	SI	X	
3	Producción #2	Bls	SI		X

Fuente: SERTECPET
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Un 90% a 95% del agua que ingresa se separa y el crudo resultante se conduce a la bota de gas para su estabilización final.

El crudo se almacena en los tanques de 1000 Barriles. Los tanques presentan la versatilidad de operar independientemente porque disponen de los cabezales necesarios y válvulas de seccionamiento que permiten sacar de servicio cualquiera de los tanques sin suspender el flujo entre ellos y la succión de cualquiera de ellos para despacho final, a continuación se ilustra en la tabla 3.11 la capacidad de los tanques que operan en el Campo Drago.

TABLA 3.11 TANQUES

N°	TANQUE	CAPACIDAD	OPERACIONAL
1	TANQUE DE PULIDO	3000 Bls	SI
2	TANQUE DE SURGENCIA	10000 Bls	SI
3	TANQUE DE LAVADO	10000 Bls	SI
4	TANQUE DE AGUA	3000 Bls	SI

Fuente: SERTECPET
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

El crudo es succionado de los tanques de almacenamiento por las bombas booster. De allí, es medido y fiscalizado en la unidad LACT, para finalmente ser despachado al oleoducto por medio de las bombas principales.

El agua tratada es enviada mediante las bombas de transferencia hacia los tanques de almacenamiento de Agua de Producción para posteriormente ser reinyectada y así trabajar con el pozo DRN_021 que tiene un Sistema de Levantamiento Hidráulico Tipo Jet.

Todas las bombas principales de proceso en las facilidades de Drago, son de capacidad 100% lo que indica que una trabaja normalmente y la otra permanece en reserva.

El gas relevado como alivio en los tanques de almacenamiento y planta de tratamiento de agua producida, es enviado al sistema de tea (Quemador).

En cuanto a la inyección de químicos, las facilidades de Drago cuenta con un sistema conformado por seis tanques de almacenamiento de químico: 3 Demulsificantes/ antiparafínico, 1 Biocida, 1 Antiescala/Surfactante, 1 Anticorrosivo. Los químicos son dosificados mediante bombas del tipo desplazamiento positivo.

CAPÍTULO IV

ALTERNATIVAS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

4.1 INTRODUCCIÓN

Una de las mejores alternativas para incrementar la producción de petróleo en los campos; por costo, tiempo de ejecución y respuesta, es asegurarse que los pozos estén operando a su máximo potencial. Como anteriormente lo mencionamos una técnica reconocida y confiable que ayuda en esta tarea es el Análisis Nodal, la cual permite analizar las condiciones en las que está operando un pozo, y luego evaluar diferentes alternativas para mejorar su productividad. También permite estimar algunos parámetros desconocidos del pozo (permeabilidad, factor de daño, presión de yacimiento, área de drenaje) al comparar y ajustar valores calculados de presión y caudal con valores medidos.

Este análisis es muy flexible y práctico ya que se puede aplicar a cualquier tipo de pozo (vertical, direccional, horizontal, multi-capas, multi-lateral), ya sea de crudo o gas, con flujo natural o con levantamiento artificial.

4.1.1 CONSIDERACIONES GENERALES DEL ESTUDIO

El proyecto consiste en efectuar un estudio para 16 pozos productores: DRA_001, DRE_001, DRE_005D, DRE_008D, DRE_009D, DRE_012D, DRE_036H, DRN_001, DRN_002, DRN_006D, DRN_011D, DRN_013, DRN_015D, DRN_016D, DRN_020D, DRN_031D, los cuales suman una tasa de producción de alrededor de 13484 BFPD y 7896 BPPD, con un grado API de 27 a 30 es decir un crudo liviano; producen de la arena “Ui” y “Ti”.

Por medio del análisis nodal se logrará conocer el verdadero estado de producción que tenemos en el Campo Drago y de esta manera plantear nuevas alternativas para incrementar la producción de petróleo.

Al realizar este proceso se pueden comparar diferentes alternativas para mejorar la producción, ya sea en el yacimiento y completaciones, en la tubería y accesorios del pozo y la superficie, o en los equipos de levantamiento artificial utilizado.

Con el análisis de sensibilidades de las variables más importantes podemos cuantificar su impacto sobre la producción.

Las alternativas planteadas con el propósito de incrementar la producción parten desde la situación actual de cada pozo, tomando en cuenta el daño de formación del último Build up, la permeabilidad de la formación, la frecuencia a la cual esté trabajando la bomba.

4.2 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO 001

4.2.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA

El impacto de la remoción de daño, sobre la producción del pozo puede ser cuantificado en (BFPD) cuando se conocen los parámetros que definen el comportamiento de afluencia de la formación productora, la tabla 4.1 muestra dicho incremento de producción.

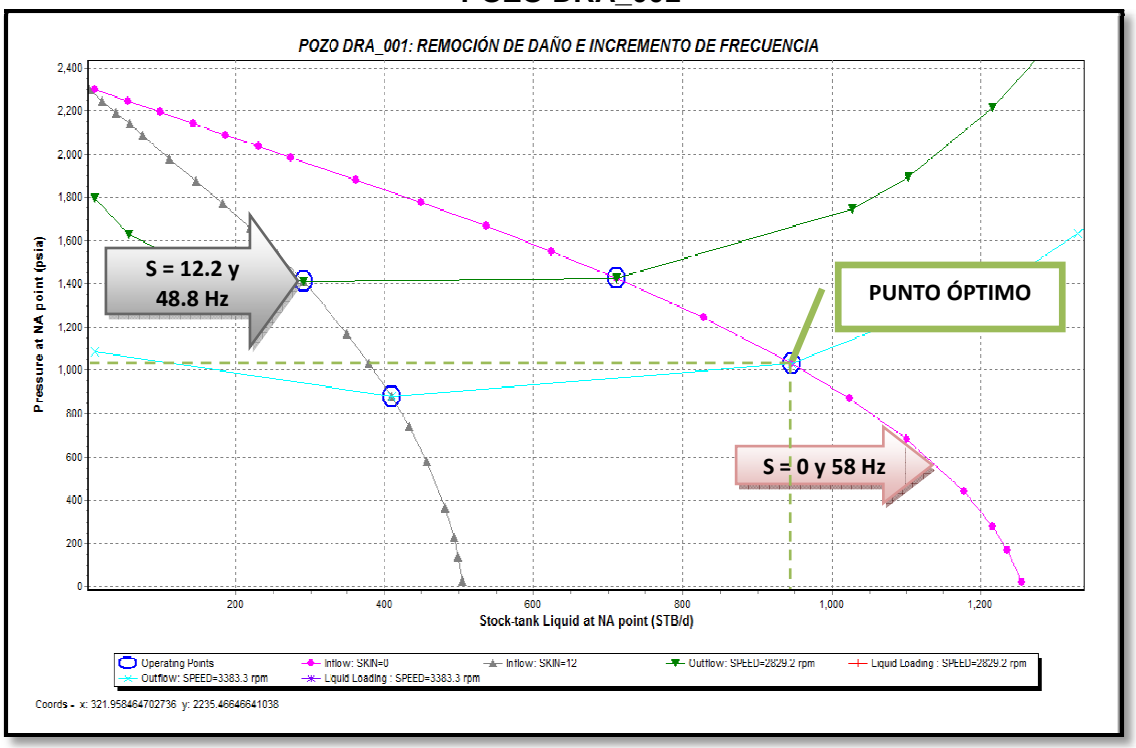
TABLA 4.1 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRA_001

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
S=12.2 Y 48.5 Hz		S=0 y 58Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
287	178	932	578	400

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 4.1 se realiza la simulación de sensibilidades para la remoción de daño, identificando claramente la situación actual, así como también la optimización.

FIGURA 4.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRA_001



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.2.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA

Una de las técnicas más utilizadas actualmente con el propósito de incrementar la producción de petróleo es el Fracturamiento Hidráulico, la permeabilidad es una de las principales características que deben poseer las arenas productoras de hidrocarburos, pues a mayor permeabilidad mejor será el flujo de los hidrocarburos del yacimiento al pozo, rangos de permeabilidad de 150 a 350 md se consideran buenos, la tabla 4.2 muestra dicho incremento de producción, realizando sensibilidades en el Software PIPESIM.2011.

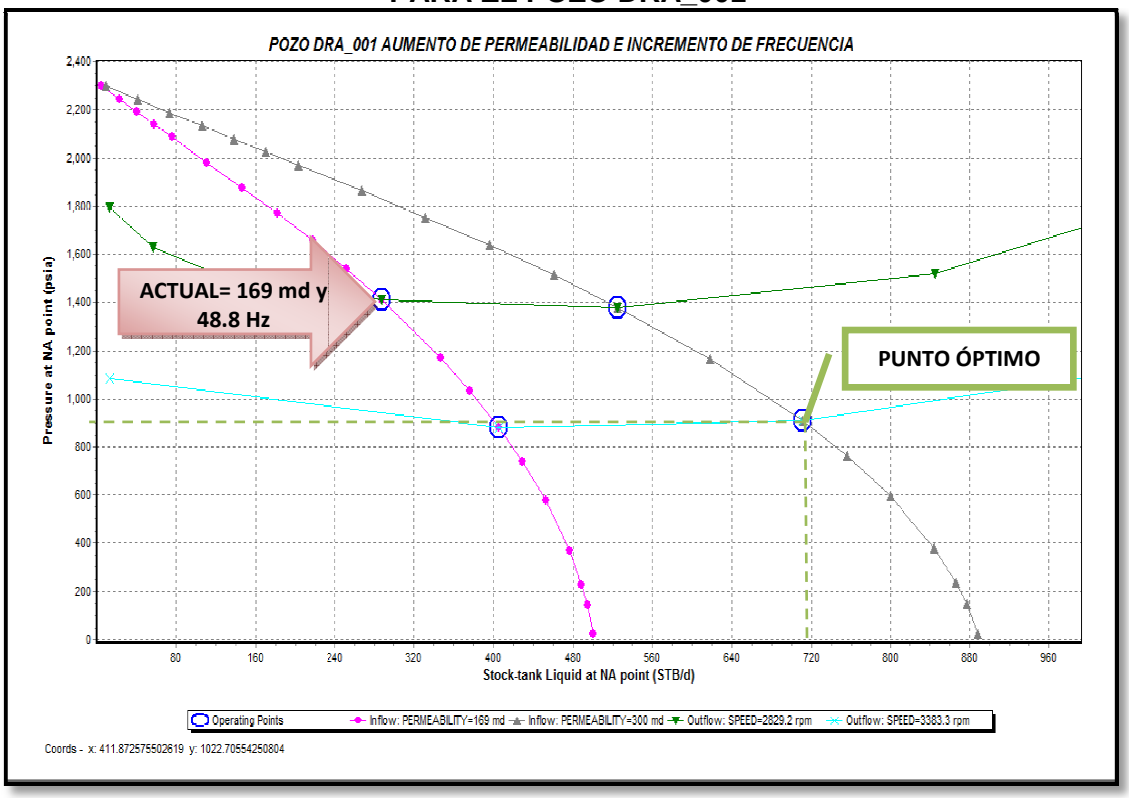
TABLA 4.2 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRA_001

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
169 md y 48.5 Hz		300 md y 58 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
287	178	711	483	305

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 4.2 se presenta la simulación de sensibilidades en el software PIPESIM.2011 de permeabilidad, identificando su respectivo incremento.

FIGURA 4.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRA_001



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.2.3 CAMBIO DE BOMBA

De acuerdo a la base de datos que presenta el Software nos permite escoger las bombas que mayor porcentaje de eficiencia tiene, tomando como base el caudal requerido para producir y sobre todo 200 psi sobre el punto de burbuja para evitar que la bomba cavite, se ha realizado un diseño de bomba.

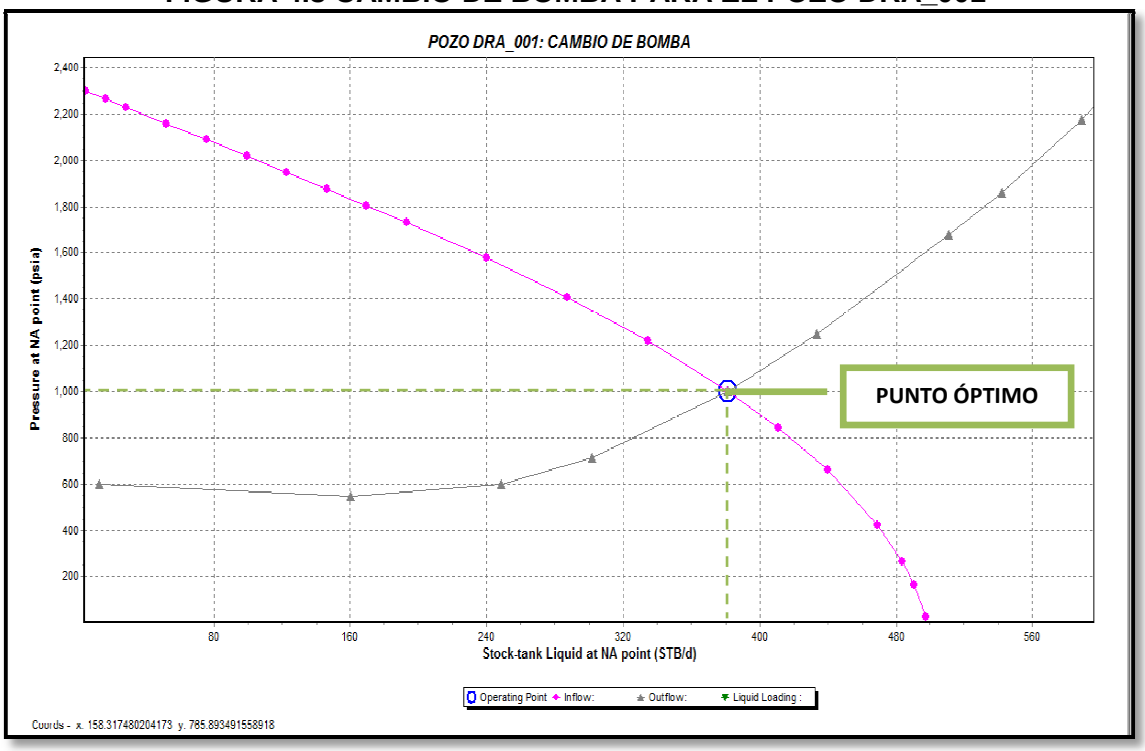
Partiendo como base que la bomba TD1200 presenta un rango óptimo de operación en la que el caudal de producción del pozo no se encuentra dentro del mismo, se plantea en la tabla 4.3 y Figura 4.3, un rediseño del sistema BES.

TABLA 4.3 PREDICCIÓN MEDIANTE CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRA_001

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
TD1200		D400		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
287	178	381	259	81

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 4.3 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRA_001



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Se observa que alcanza una producción de 381 BFPD a una presión de trabajo de 1000.1 psi. La tabla 4.4 muestra los parámetros más importantes de la nueva bomba seleccionada.

TABLA 4. 4 PARÁMETROS DE LA BOMBA

BOMBA @287 BFPD @58 Hz	BOMBA D400 (REDA)
Rango Operativo BLS	161.67 - 444.58
Etapas Requeridas	300
Eficiencia de la Bomba	53.18
Potencia Requerida	18.4

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

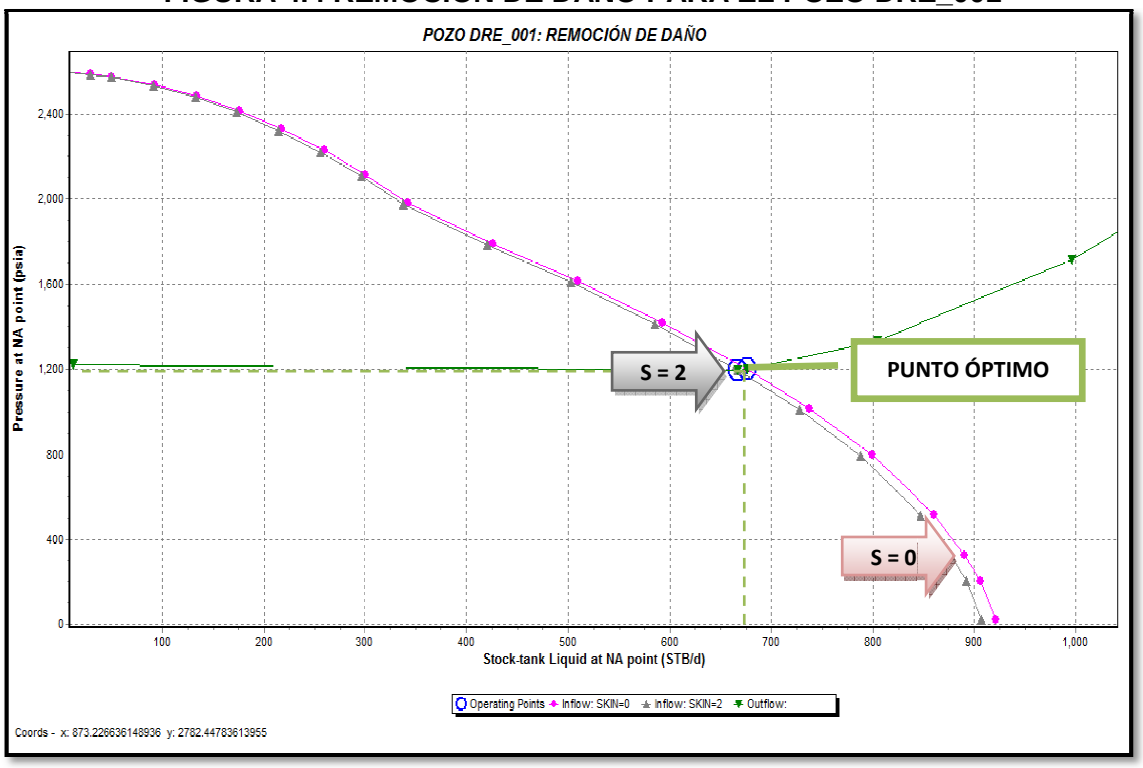
4.3 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO ESTE 001

El pozo DRE_001 tiene un S= 2, funciona con una frecuencia de 55 Hz a una presión de fondo fluyente de 1200 psi aproximadamente; actualmente la bomba que está operando es la DN100 con rango óptimo de (600 – 1350) de fabricante REDA, lo que indica que está produciendo dentro de su capacidad.

4.3.1 REMOCIÓN DE DAÑO

Aunque el daño de la formación de este pozo es muy bajo, se realiza sensibilidades para remoción de daño, identificando claramente la situación actual, así como también su optimización. La tabla 4.5 y la Figura 4.4 presentan los respectivos resultados.

FIGURA 4.4 REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRE_001



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

TABLA 4.5 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRE_001

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
S=2		S=0		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
667	347	676	351	5

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.3.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD

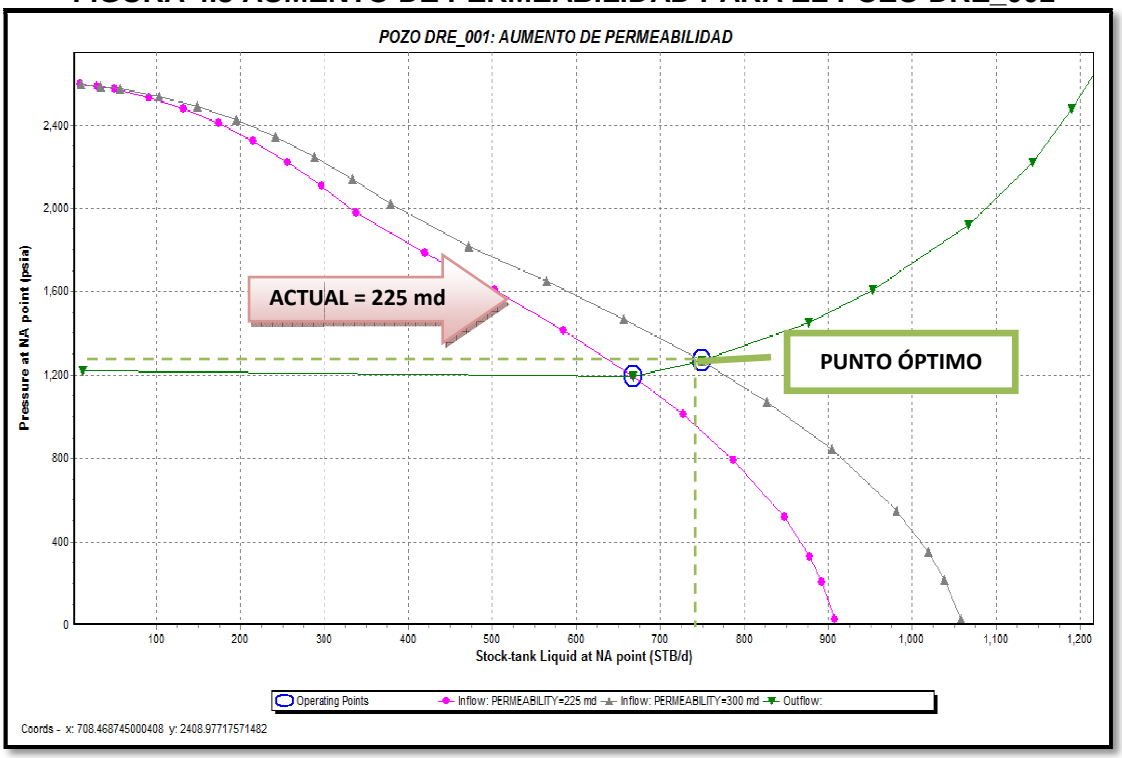
A mayor permeabilidad mejor será el flujo de hidrocarburos del yacimiento al pozo, los rangos de permeabilidad de 150 a 350 md se consideran buenos, la tabla 4.6 refleja dicho incremento.

TABLA 4.6 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRE_001

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
K=225		K=300		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
667	347	749	390	43

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 4.5 AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRE_001



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Conociendo que la capacidad de consolidación de la roca en este campo permite que alcance una permeabilidad de hasta 380 md.

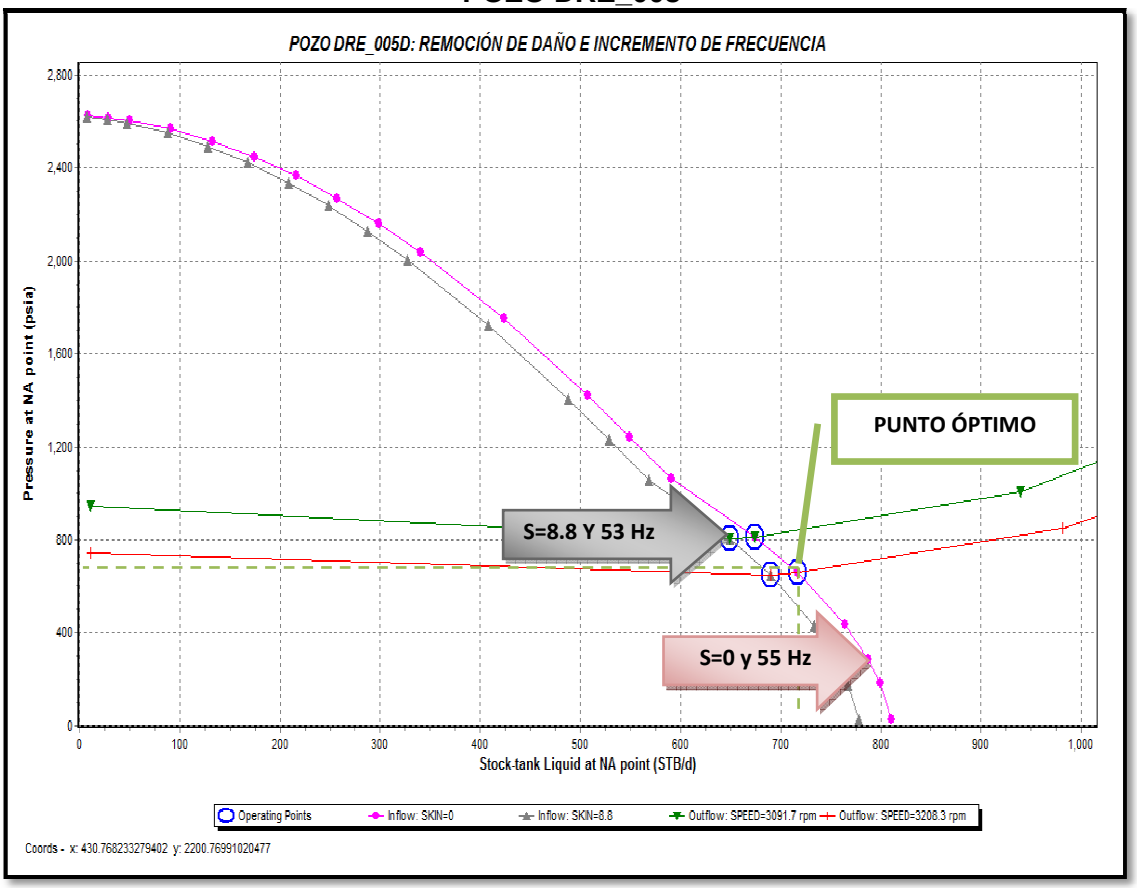
En la Figura 4.5 se presenta la simulación en el software PIPESIM.2011, para incrementar la permeabilidad, identificando la situación actual del reservorio y su respectivo aumento.

4.4 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO ESTE 005D

4.4.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA

Si removemos el daño a S= 0 y aumentamos la frecuencia a 55 Hz, podemos mejorar la producción a 716 BFPD, PIPESIM presenta la siguiente Figura 4.6

FIGURA 4.6 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_005



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Al simular el valor del daño y al removerlo a 0 podemos observar que el incremento de producción es mínimo como lo indicamos en la tabla 4.7.

TABLA 4.7 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_005

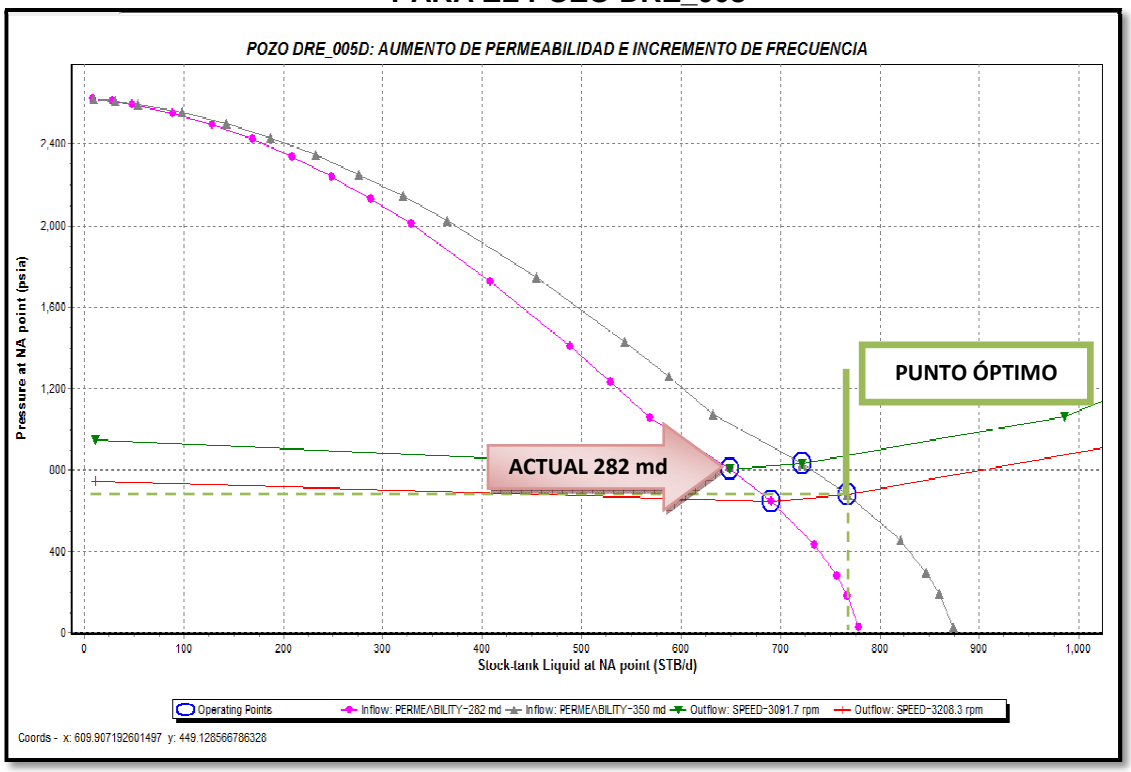
ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
S = 8.8 y 53 Hz		S= 0 y 55 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
648	233	716	258	25

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.4.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA

Se realiza sensibilidades, la Figura 4.7 y la tabla 4.8 revelan dicho estudio de incremento de permeabilidad, identificando la situación actual y futuro.

FIGURA 4.7 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_005



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

TABLA 4.8 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_005

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
282 md y 53 Hz		350 md y 55 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
648	233	766	276	43

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.4.3 CAMBIO DE BOMBA

Debido a que la bomba P12 con rango (700-1700), y el pozo está produciendo 648 BFPD, es decir en downthrust, lo recomendable es rediseñar una nueva bomba pero en este caso no se realizara este proceso, puesto a que la presión de fondo fluyente de este pozo es muy baja, y no reportará mayor incremento.

4.5 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO ESTE 008D

El pozo DRE_008D es un pozo estimulado, presenta un S= -2.07, es por eso que no se realiza sensibilidades para remoción de daño, se plantea las siguientes alternativas.

4.5.1 AUMENTO DE PEREMEABILIDAD

Se realizan sensibilidades para aumentar únicamente la permeabilidad puesto que este pozo tiene un alto BSW = 76%, por lo que no se recomienda incrementar la frecuencia, el reservorio podría conificarse, como se indica en la tabla 4.9, seleccionamos la que reporta mayor aporte de fluido producido.

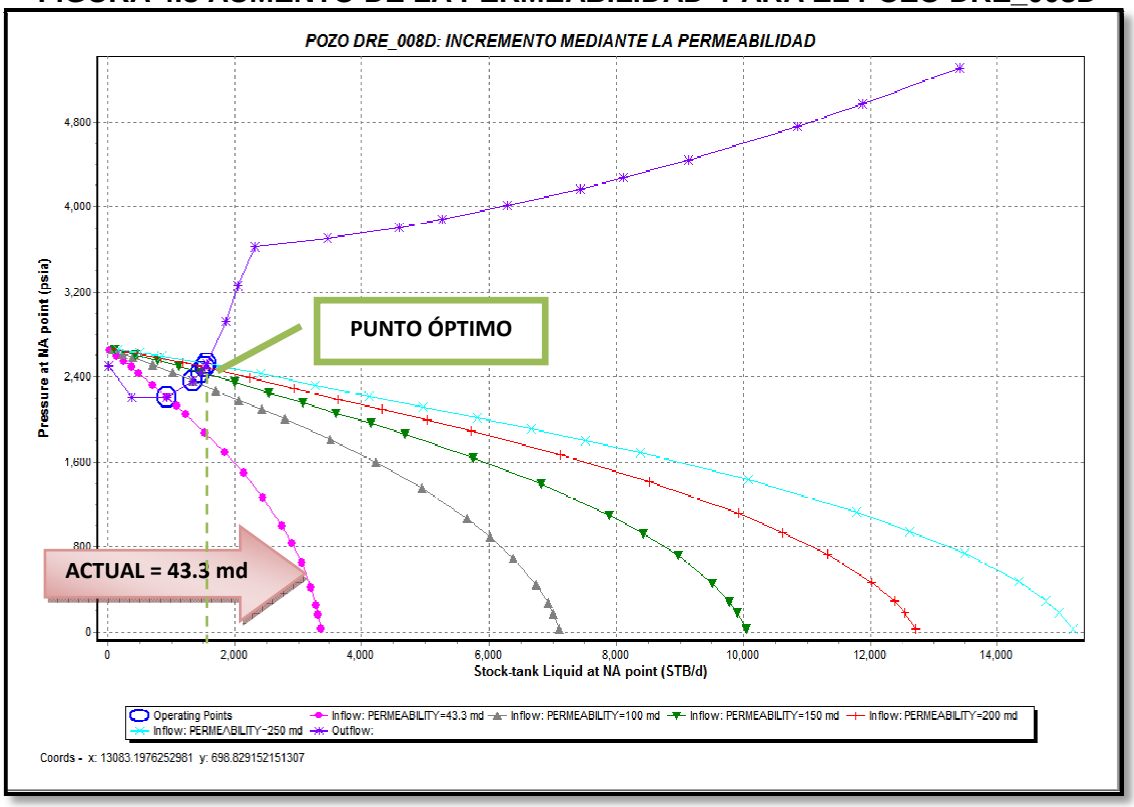
TABLA 4.9 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRE_008D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
K=43.3		K=250		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
928	223	1556	373	150

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 4.8 se presenta la simulación en el software PIPESIM.2011, para incrementar la permeabilidad, identificando la situación actual del reservorio y su respectivo incremento de producción.

FIGURA 4.8 AUMENTO DE LA PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRE_008D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.5.2 CAMBIO DE BOMBA

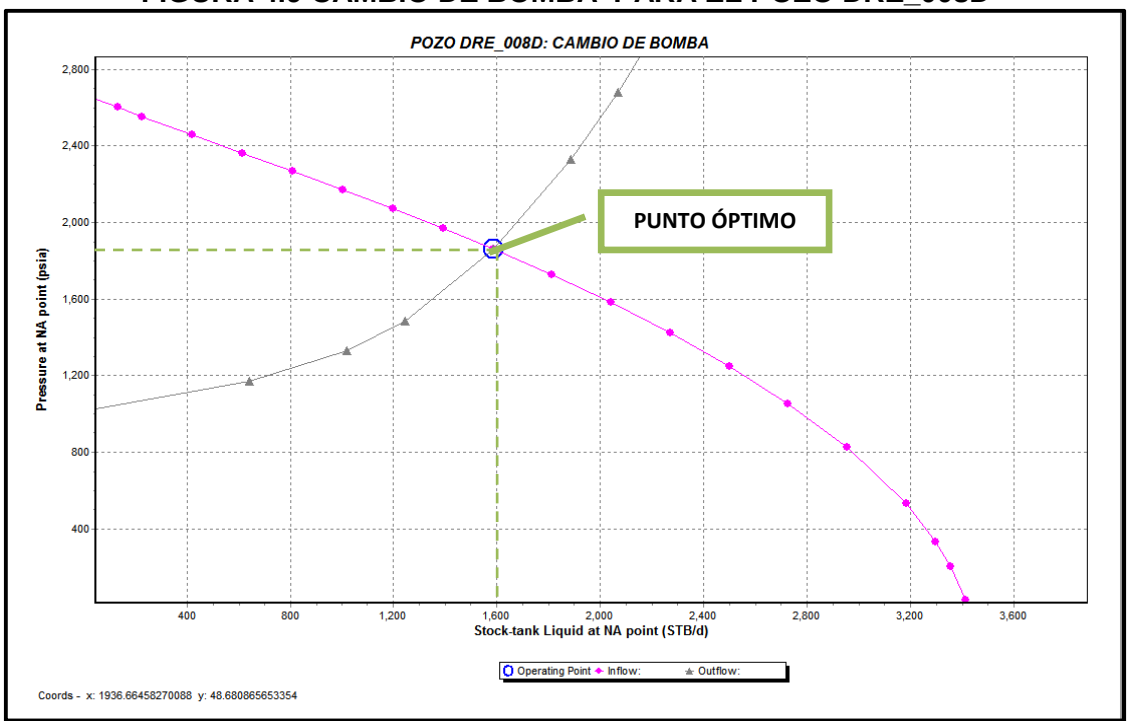
La producción del pozo DRE_008D está fuera del rango operativo de la bomba que opera actualmente (1000 – 2150), motivo por el cual se decide diseñar una nueva bomba. La tabla 4.10 y la Figura 4.9 muestran el respectivo incremento con la nueva bomba.

TABLA 4.10 PREDICCIÓN MEDIANTE CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRE_008D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
GN1600(REDA)		DN1800(REDA)		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
928	223	1585	380	157

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 4.9 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRE_008D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

La bomba seleccionada es la DN1800 que cuentan con los siguientes parámetros detallados en la tabla 4.11

TABLA 4.11 PARÁMETROS DE LA BOMBA

BOMBA @ 928 BFPD @ 52 Hz	BOMBA DN 1800 (REDA)
Rango Operativo	800 - 1600
Etapas Requeridas	384
Eficiencia de la Bomba	70.55
Potencia Requerida	35.77

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.6 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO ESTE 009D

Este pozo está produciendo dentro del rango óptimo que presenta la bomba DN2150, por esta razón no se corre sensibilidades para cambio de bomba, por otro lado no cuenta con datos actualizados de Build Up, es por eso que descartamos sensibilidades para remoción de daño y permeabilidad, tiene un corte de agua muy alto.

4.6.1 INCREMENTO DE FRECUENCIA

Presenta una presión de trabajo alta la que nos permite realizar esta alternativa, la tabla 4.12 revelan dicho estudio de frecuencias de trabajo.

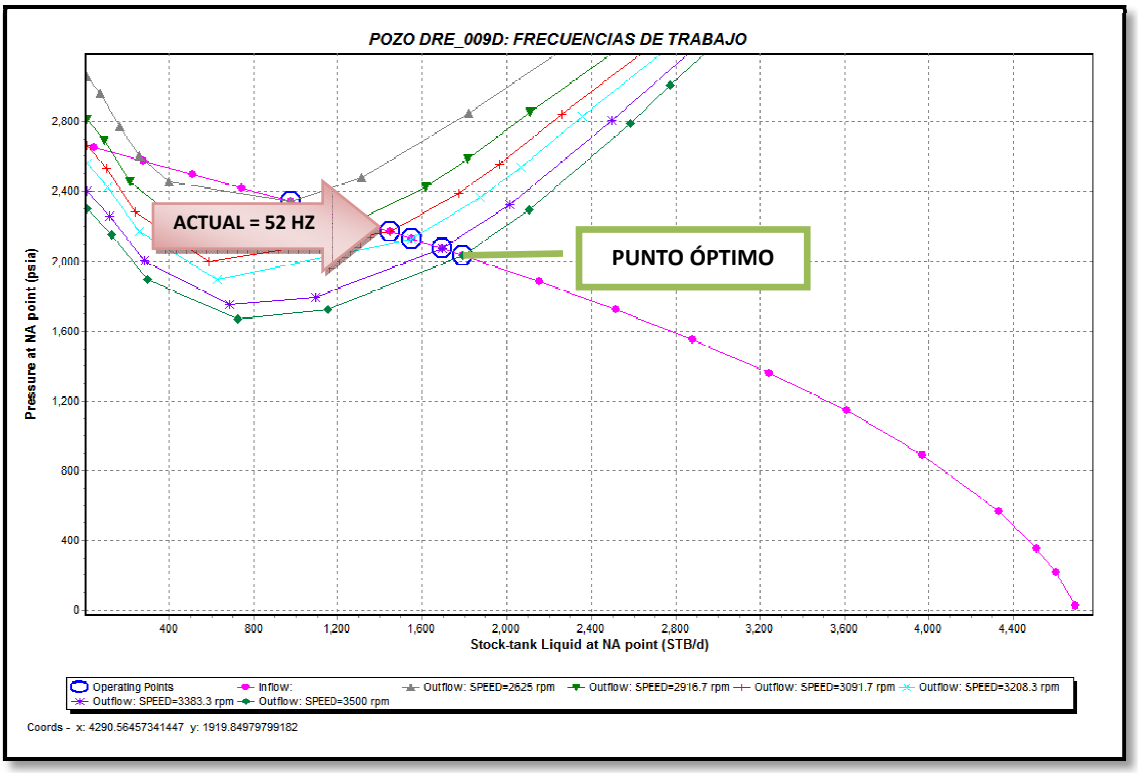
TABLA 4. 12 PRODUCCIÓN VS. FRECUENCIAS DE TRABAJO PARA EL POZO DRE_009D

P. OPERACIÓN	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	FRECUENCIA(RPM)	EN Hz	
2340.2	977.68	97.768	879.912	0.9	2700	45.00	POSIBLE
2228.9	1286	128.6	1157.4	0.9	3000	50.00	POSIBLE
2168	1446	145	1301	0.9	3120	52.00	ACTUAL
2129.4	1551	155.1	1395.9	0.9	3480	55.00	POSIBLE
2073	1696	169.6	1526.4	0.9	3480	58.00	POSIBLE
2035	1791	179	1612	0.9	3600	60	ESCOGIDA

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Se plantea incrementar la frecuencia de la bomba electrosumergible como se aprecia en la Figura 4.10 distinguiendo la intersección donde genere más ganancia de producción.

FIGURA 4.10 INCREMENTO DE FRECUENCIA



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

La tabla 4.13 indica la predicción de ganancia del pozo DRE_009D al aumentar la frecuencia de trabajo de 52 Hz a 60 Hz, obteniendo un incremento de aproximadamente 179 BPPD.

TABLA 4.13 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_009D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
52 Hz		60 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
1446	145	1791	179	34

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.7 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO ESTE 012D

La producción de este pozo se encuentra dentro del rango óptimo de la bomba GN 1600 (REDA), y al no contar con datos de Build Up, únicamente planteamos la alternativa de incrementar la frecuencia de la bomba.

4.7.1 INCREMENTO DE FRECUENCIA

El pozo está trabajando a una frecuencia relativamente alta, pero sin embargo no impide que esta pueda incrementarse, puesto que como se observa en la tabla 4.14, su presión de trabajo disminuye pero no hay sospecha de cavitación de la bomba.

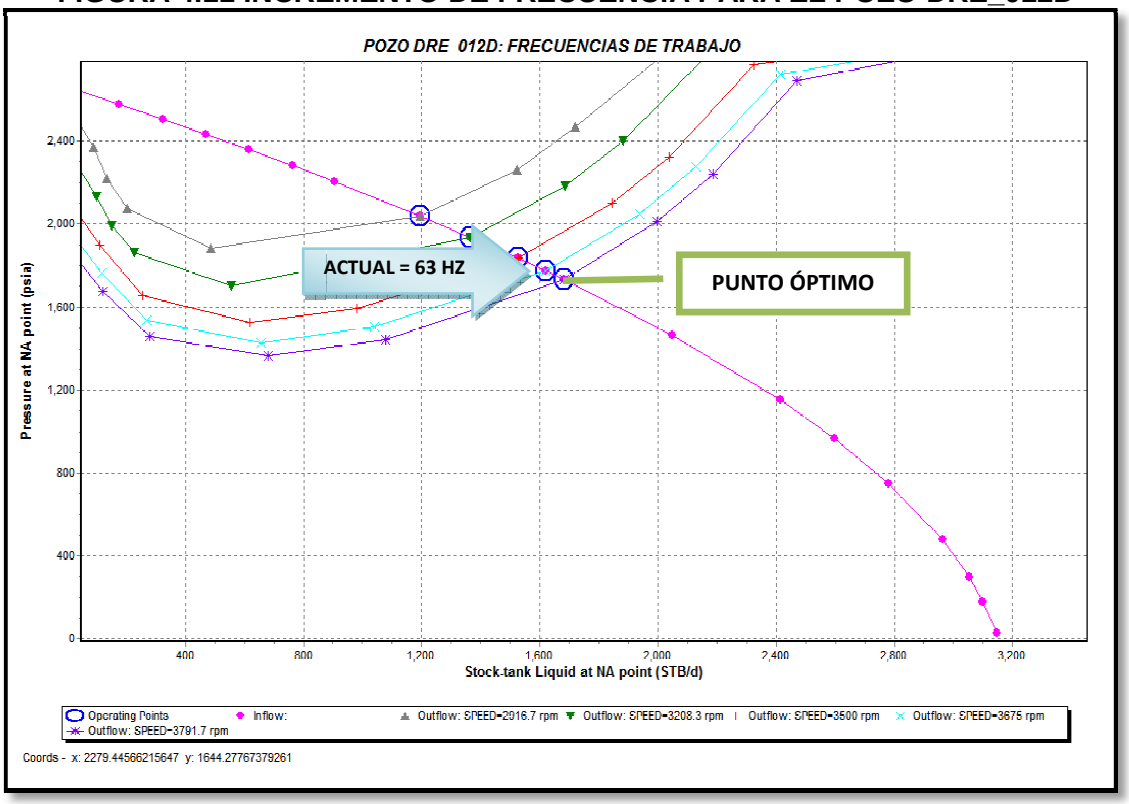
TABLA 4.14 PRODUCCIÓN VS. FRECUENCIAS DE TRABAJO PARA EL POZO DRE_012D

P. OPERACIÓN	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	FRECUENCIA(RPM)	EN Hz	
2036.9	1198	718.8	479.2	0.4	3000	50.00	POSIBLE
1936.84	1364	818.4	545.6	0.4	3300	55.00	POSIBLE
1834.5	1526	915.6	610.4	0.4	3600	60.00	POSIBLE
1772.47	1621	972.6	648.4	0.4	3780	63.00	ACTUAL
1731.4	1681	1008.6	672.4	0.4	3900	65.00	ESCOGIDA

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Se plantea incrementar la frecuencia de la bomba electrosumergible como se aprecia en la Figura 4.11, distinguiendo la intersección donde genere más ganancia de producción.

FIGURA 4.11 INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_012D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

La tabla 4.15 indica la predicción de ganancia del pozo DRE_012D al aumentar la frecuencia de trabajo de 63 Hz a 65 Hz, obteniendo un incremento de aproximadamente 32 BPPD.

TABLA 4.15 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_012D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
63 Hz		65 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
1629	977	1681	1009	32

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.8 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO ESTE 036H

La producción de este pozo se encuentra fuera del rango óptimo de la bomba SN2600 (REDA), se recomienda realizar un rediseño de bomba electrosumergible

y al no contar con datos de Build Up, únicamente planteamos la alternativa de incrementar el valor de la frecuencia de trabajo.

4.8.1 INCREMENTO DE FRECUENCIA

No podemos incrementar la frecuencia demasiado, puesto que la presión de trabajo baja considerablemente, la tabla 4.16 revela dicho estudio de frecuencias de trabajo, obteniendo un incremento de aproximadamente 119 BPPD.

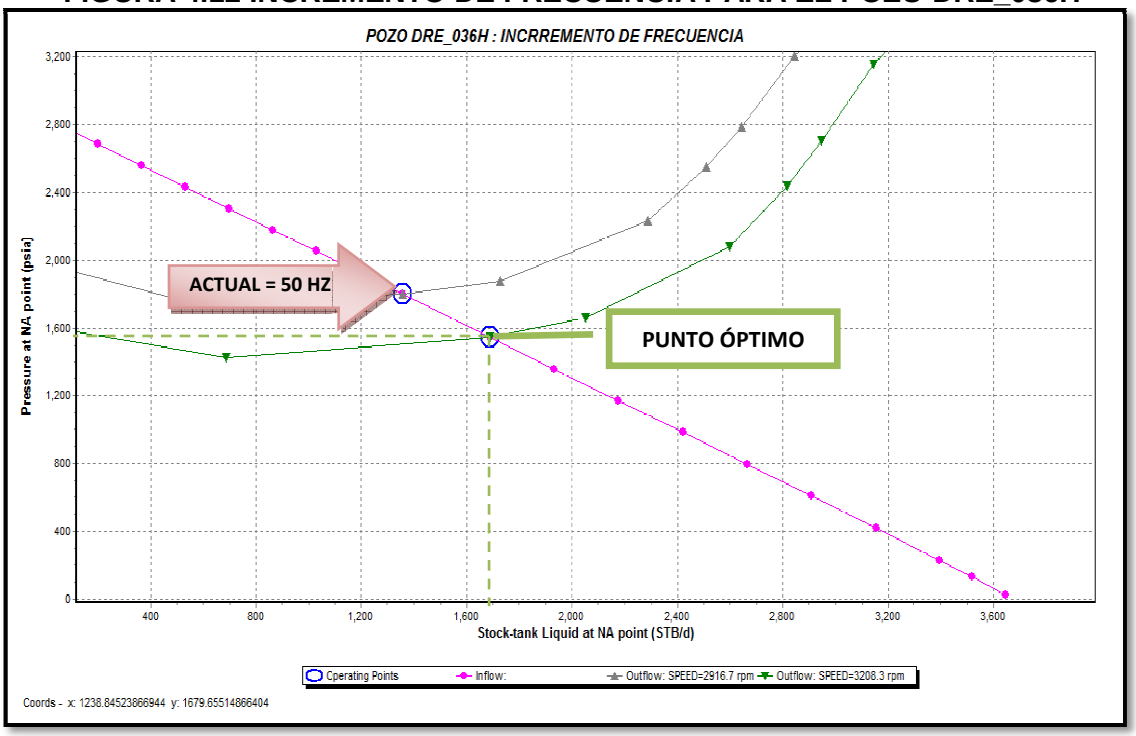
TABLA 4.16 PREDICCIÓN MEDIANTE INCREMENTO DE FRECUENCIAS

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
50 Hz		55 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
1356	488	1687	607	119

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Se plantea incrementar la frecuencia de la bomba electrosumergible como se aprecia en la Figura 4.12, distinguiendo la intersección donde genere más ganancia de producción.

FIGURA 4.12 INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRE_036H



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.8.2 CAMBIO DE BOMBA

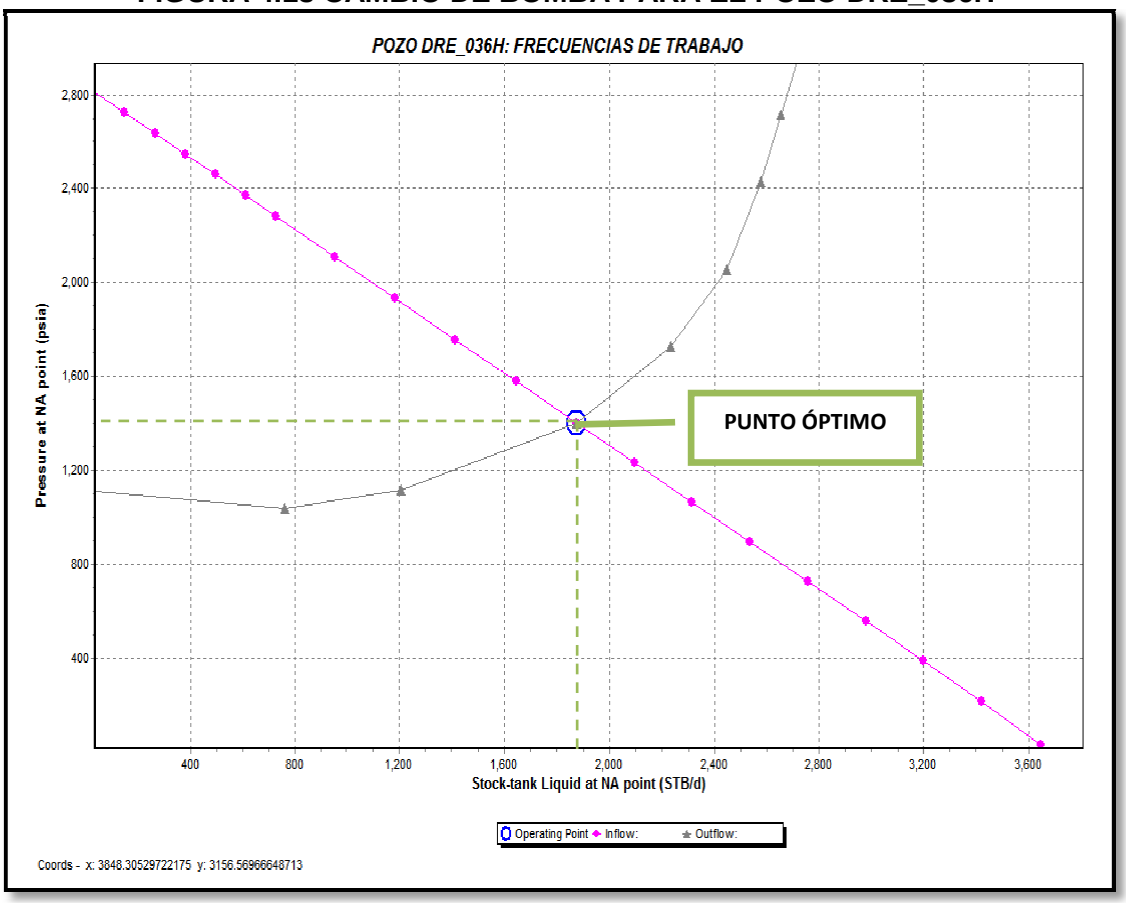
La bomba SN 2600 de fabricante REDA con rango óptimo de (1600-3200), está trabajando en downthrust, por lo que se recomienda cambiar de bomba, La tabla 4.17 y la Figura 4.13 muestran el respectivo incremento con la nueva bomba.

TABLA 4.17 PREDICCIÓN MEDIANTE EL CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRE_036H

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
SN 2600 (REDA)		GC2200(CENTRILIFT)		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
1356	488	1874	674	187

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 4.13 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRE_036H



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

La bomba seleccionada es la GC2200 que cuentan con los siguientes parámetros detallados en la tabla 4.18

TABLA 4.18 PARÁMETROS DE LA BOMBA

BOMBA @1356BFPD @ 50 Hz	BOMBA GC2200 (CENTRILIFT)
Rango Operativo	1000 – 2000
Etapas Requeridas	227
Eficiencia de la Bomba	70.18
Potencia Requerida	67.80

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.9 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO NORTE 001

El pozo DRN_001 tiene un S= 8.4, está funcionando con una frecuencia de 56 Hz a una presión fondo fluyente de 800 psi aproximadamente, actualmente la bomba que está trabajando es la DN 1100 con rango óptimo de (600 – 1350) de fabricante REDA, está produciendo dentro de su capacidad.

4.9.1 REMOCIÓN DE DAÑO

El daño que presenta este pozo es relativamente alto, la tabla 4.19 presenta los resultados de la predicción mediante la remoción de daño a la formación.

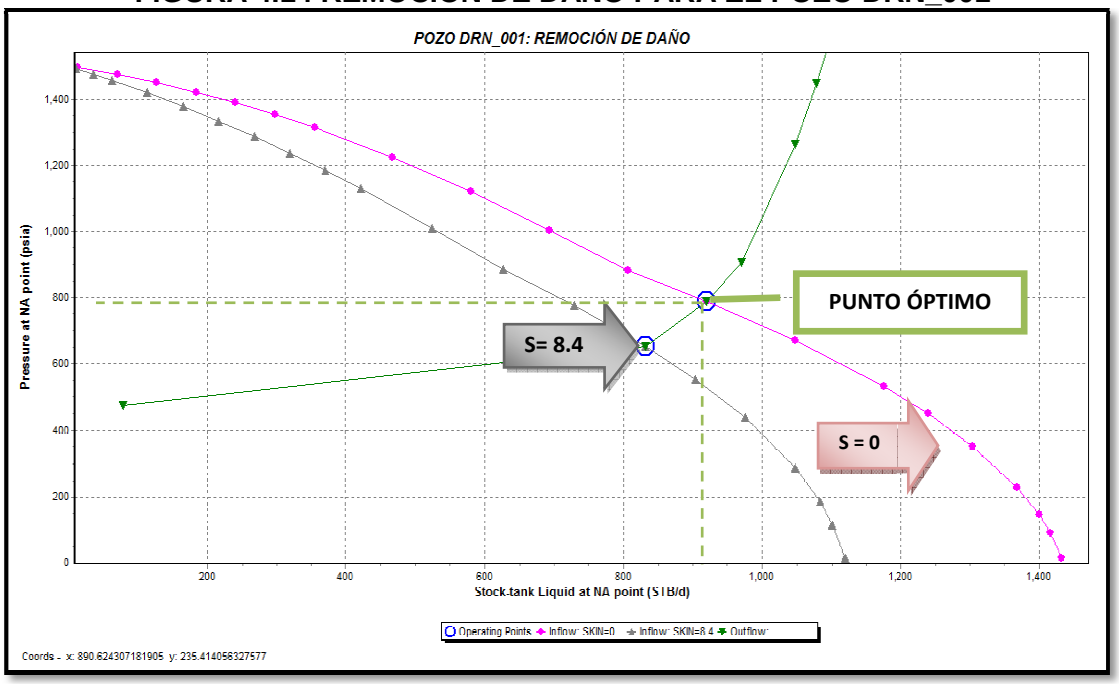
TABLA 4.19 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRN_001

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
S= 8.4		S= 0		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
832	823	919	910	78

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Fig. 4.14 se realiza la simulación de sensibilidades para la remoción de daño, identificando claramente la situación actual, así como también el incremento de producción.

FIGURA 4.14 REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRN_001



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.9.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD

Se realiza la simulación de sensibilidades con 309 y 350 md, la tabla 4.20 indica los resultados de dicho estudio.

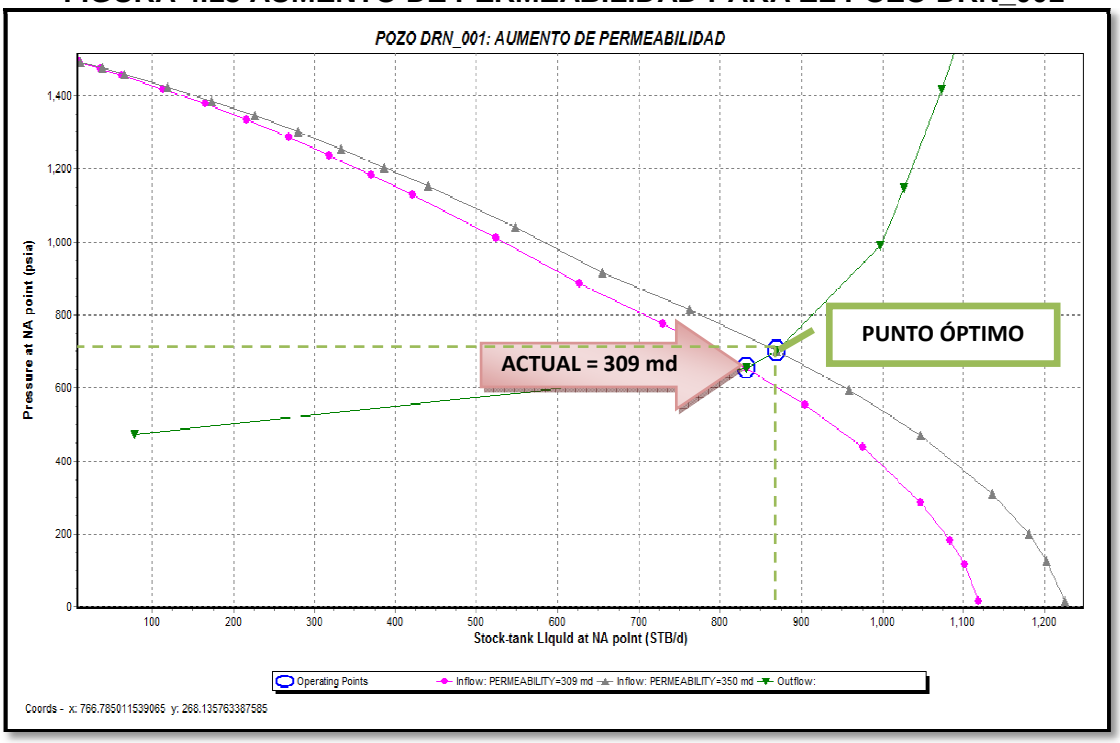
TABLA 4.20 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_001

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
K=309		K=350		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
832	823	869	860	37

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 4.15, se presenta la simulación en el software PIPESIM.2011, para incrementar la permeabilidad, identificando la situación actual del reservorio y su respectivo incremento.

FIGURA 4.15 AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_001



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.10 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO NORTE 002

El pozo DRN_002 es un pozo cuya rata de producción opera dentro de la capacidad de la bomba P8X, es por eso que se decide no rediseñar el sistema. Se plantean las siguientes alternativas.

4.10.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA

La tabla 4.21 presenta los resultados de la predicción mediante la remoción de daño a la formación e incremento de frecuencia.

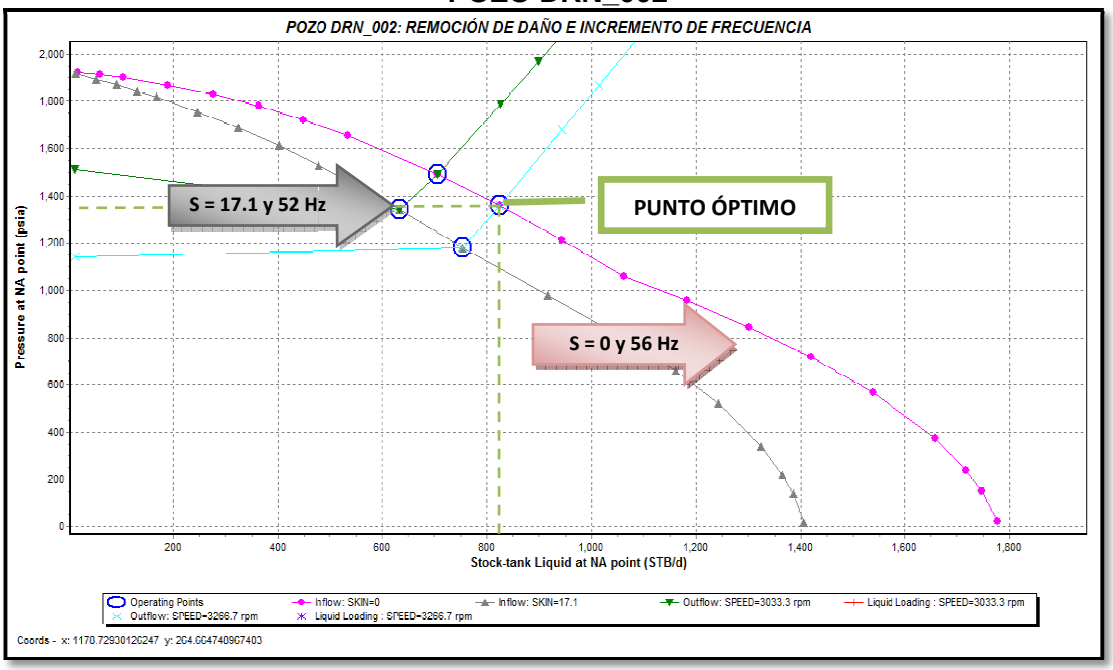
TABLA 4.21 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_002

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
S= 17.1 y 52 Hz		S= 0 y 56 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
633	241	824	313	72

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 4.16 se realiza la simulación de sensibilidades para la remoción de daño, identificando claramente la situación actual y su optimización.

FIGURA 4.16 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_002



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.10.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA

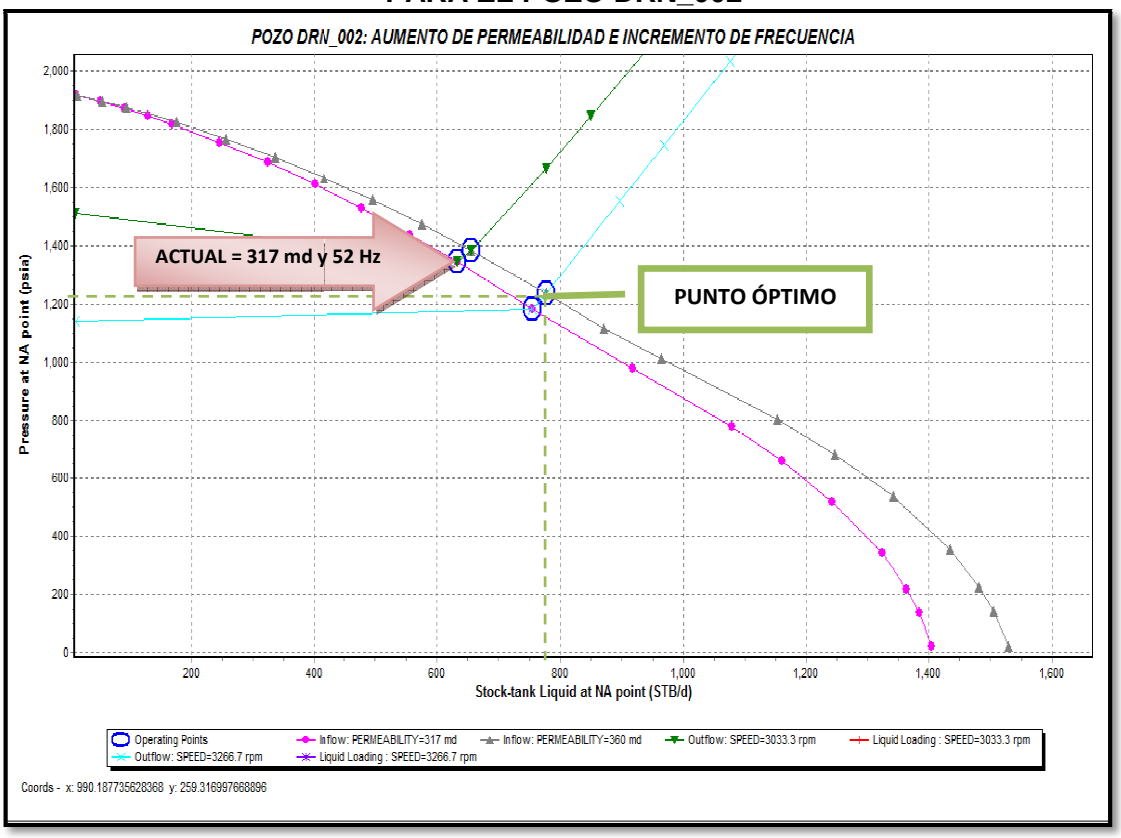
En la Figura 4.17 y la tabla 4.22 se presenta la simulación en el software PIPESIM.2011, para aumentar la permeabilidad e incrementar la frecuencia al mismo tiempo, identificando la situación actual del reservorio y su respectivo incremento.

TABLA 4.22 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_002

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
K= 317 md y 52 Hz		K= 360 md y 56 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
633	241	777	295	54

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 4.17 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE LA FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_002



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

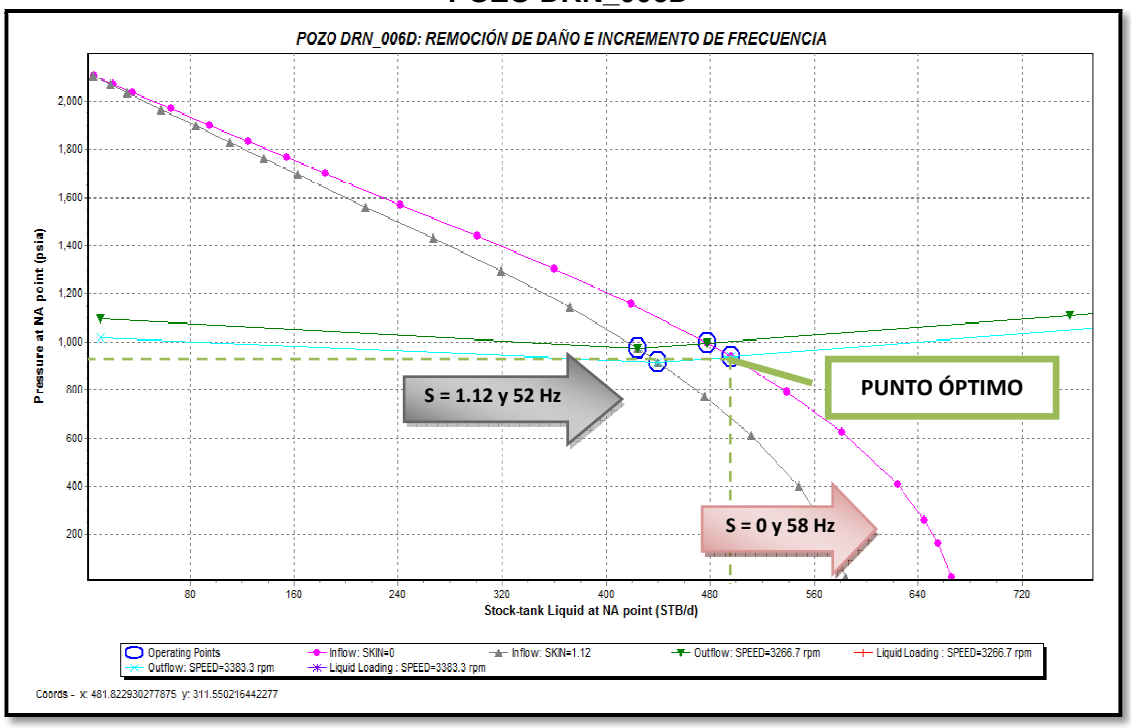
4.11 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO NORTE 006D

Las alternativas que planteamos para incrementar la producción del pozo DRN_006D es la remoción de daño e incremento de frecuencia, aumento de permeabilidad y al mismo tiempo incremento de frecuencia, y por último cambio de bomba electrosumergible, ya que la que opera actualmente se encuentra fuera de su rango optimo.

4.11.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA

En la Fig. 4.18 se realiza la simulación de sensibilidades, identificando claramente la situación actual, así como también el incremento de producción.

FIGURA 4.18 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_006D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

La tabla 4.23 presenta los resultados de la predicción mediante la remoción de daño a la formación al mismo tiempo sensibilidades para incremento de frecuencia, obteniendo un incremento de aproximadamente 72 BPPD, cuando se reduce el daño a un valor de 0.

TABLA 4.23 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_006D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
S= 1.12 y 52 Hz		S = 0 y 58 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
424	423	496	495	72

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.11.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA

La simulación se realiza con 108 y 250 md, la tabla 4.24 presenta los resultados de la predicción mediante el aumento de la permeabilidad y el incremento de la frecuencia.

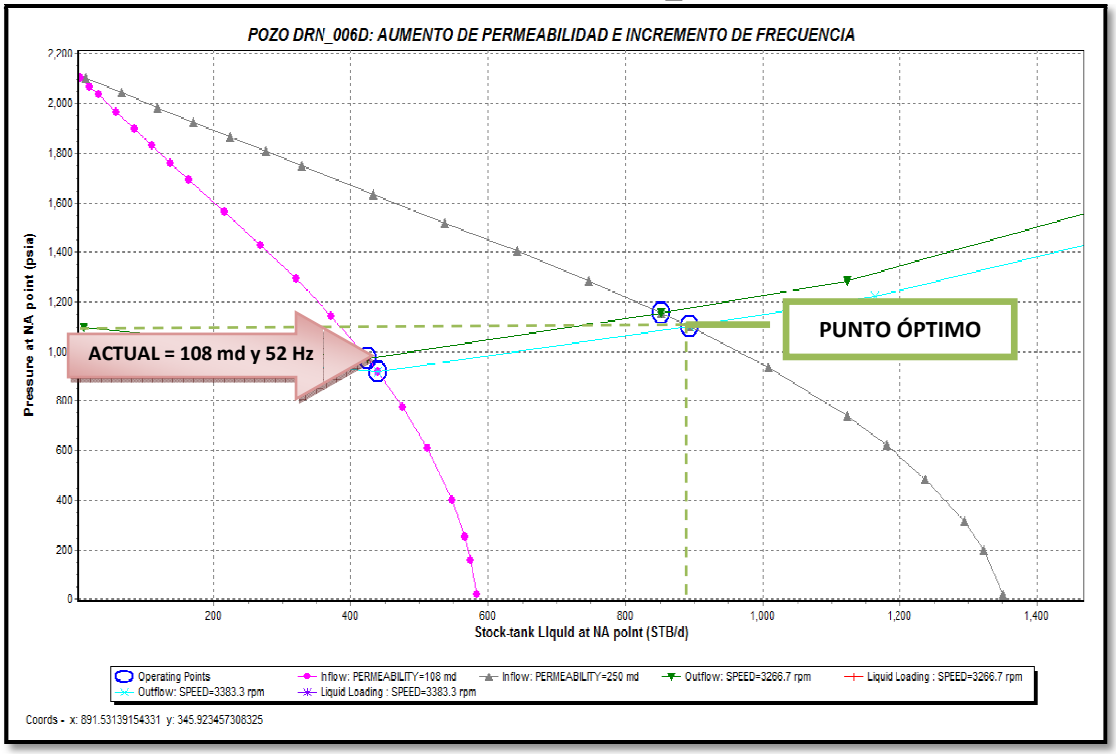
TABLA 4.24 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_006D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
K= 108 md y 52 Hz		K= 250 md y 58 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
424	423	893	892	469

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 4.19 se presenta la simulación en el software PIPESIM.2011, identificando la situación actual del reservorio y su respectivo incremento.

FIGURA 4.19 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_006D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.11.3 CAMBIO DE BOMBA

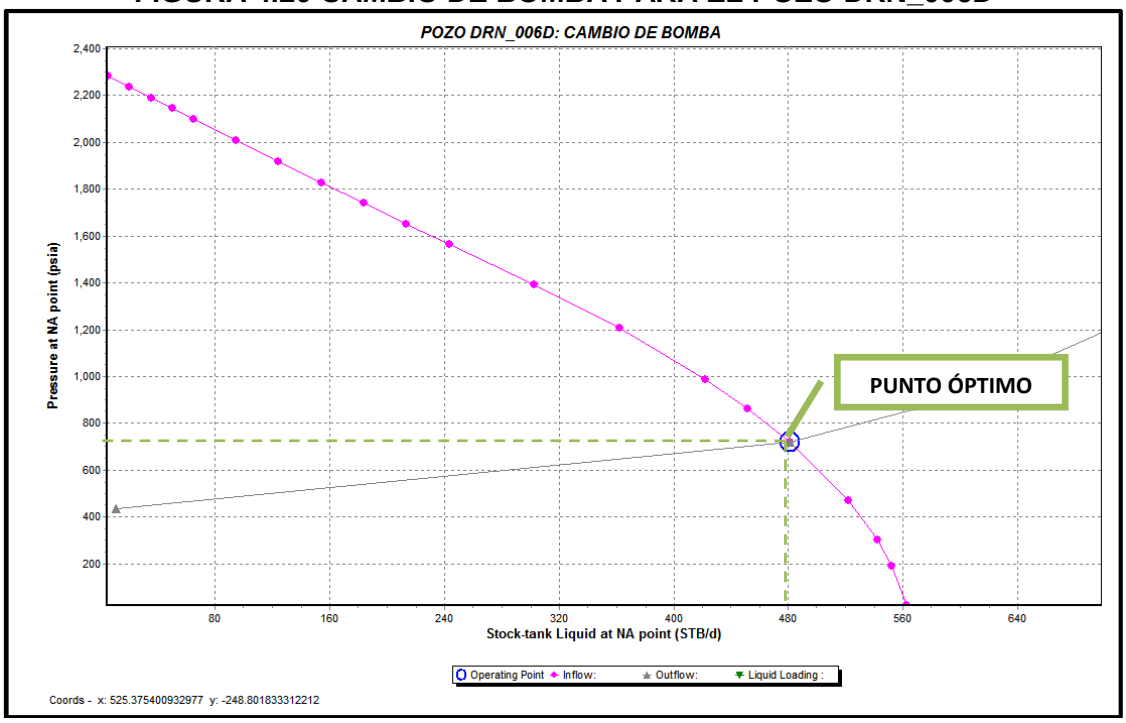
La tabla 4.25 y la Figura 4.20 muestran el respectivo incremento con la nueva bomba, TD600 de Wood Group.

TABLA 4.25 PREDICCIÓN MEDIANTE CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRN_006D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
P18(CENTRILIFT)		TD600(WOOD GROUP)		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
424	423	481	480	57

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 4.20 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRN_006D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

La bomba seleccionada es la TD600 que cuenta con los siguientes parámetros detallados en la tabla 4.26.

TABLA 4.26 PARÁMETROS DE LA BOMBA

BOMBA @ 424 BFPD @ TD600Hz	BOMBA TD 600 (WOOD GROUP)
Rango Operativo	293 – 533
Etapas Requeridas	645
Eficiencia de la Bomba	62.3
Potencia Requerida	33.1

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.12 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO NORTE 011D

Las alternativas que planteamos para este pozo se enfoca en la remoción de daño e incremento frecuencia, no se recomienda incrementar la permeabilidad puesto que este pozo posee un alto valor, cuya bomba que opera actualmente funciona dentro del rango óptimo.

4.12.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA

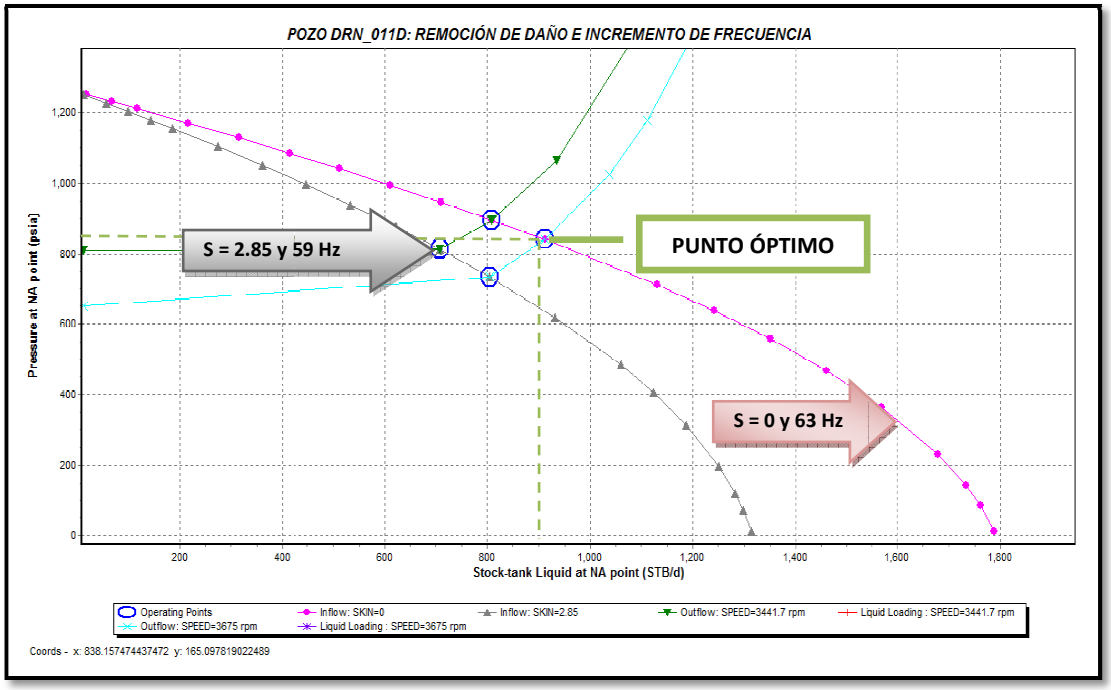
La tabla 4.27 presenta los resultados de la predicción mediante la remoción de daño a la formación y al mismo tiempo incremento de frecuencia.

TABLA 4.27 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_011D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
S= 2.85 y 59 Hz		S= 0 y 63 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
707	636	912	821	185

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 4.21 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_011D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 4.21 se realiza la simulación de sensibilidades, identificando claramente la situación actual, así como también la optimización.

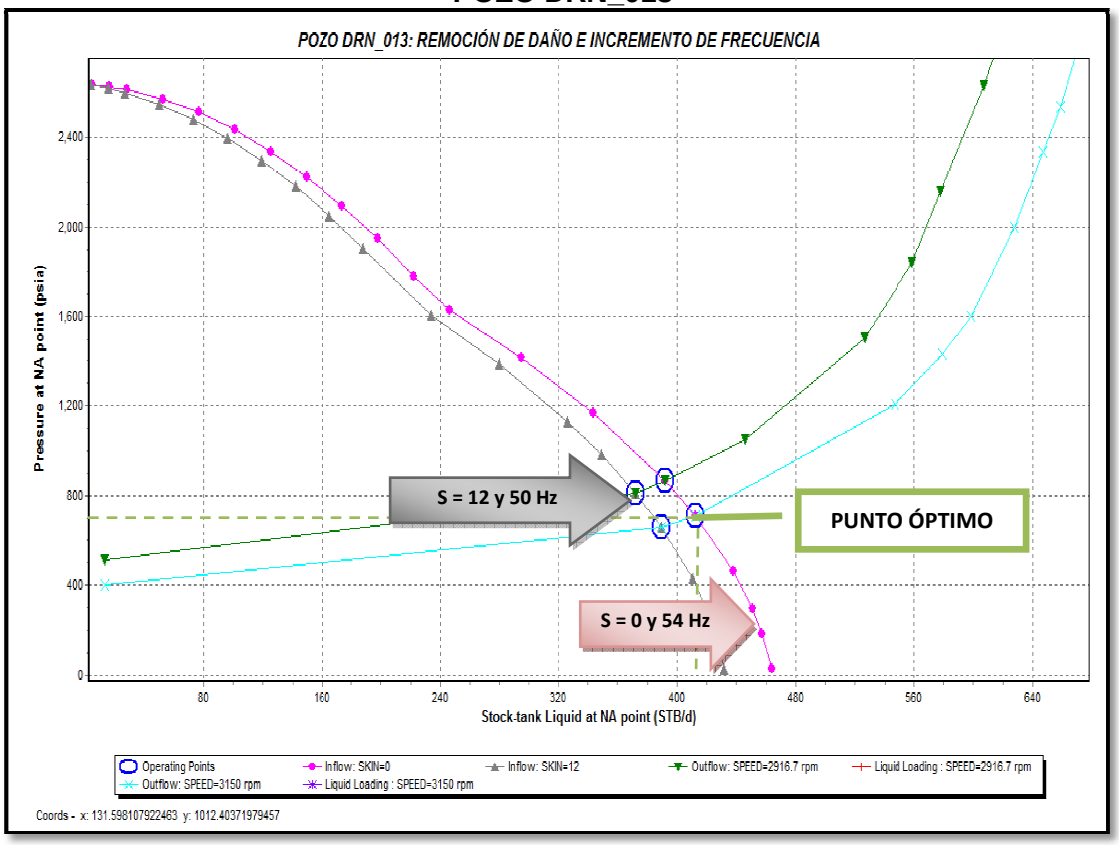
4.13 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO NORTE 013

El pozo DRN_013 presenta un daño de 12 es por eso que recomendamos removerlo a 0, la bomba que trabaja en este pozo funciona dentro de la capacidad optima.

4.13.1 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA

En la Figura 4.22 se identifica claramente la situación actual y futura del pozo y en la tabla 4.28 presenta los resultados de la predicción mediante la remoción de daño a la formación y al mismo tiempo incremento de frecuencias de trabajo

FIGURA 4.22 REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_013



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

TABLA 4.28 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_013

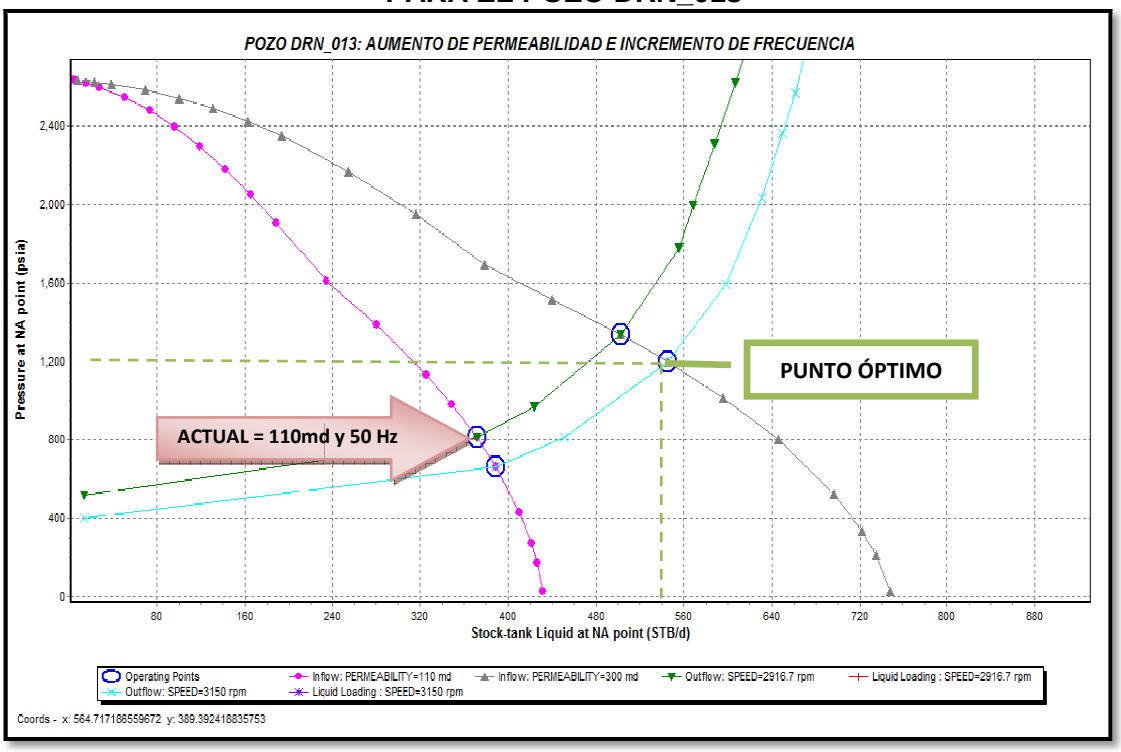
ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
S= 12 y 50 Hz		S=0 y 54 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
357	143	412	164	21

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.13.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA

La simulación se realiza con 110 y 300 md, la tabla 4.29 presenta los resultados de la predicción mediante el incremento de la permeabilidad de la formación e incremento de frecuencia al mismo tiempo.

FIGURA 4.23 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_013



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 4.23 se presenta la simulación en el software PIPESIM.2011, para incrementar la permeabilidad, identificando la situación actual del reservorio y su respectivo incremento.

TABLA 4.29 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_013

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
K=110 y 50Hz		K= 300 md y 54Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
357	143	544	217	78

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

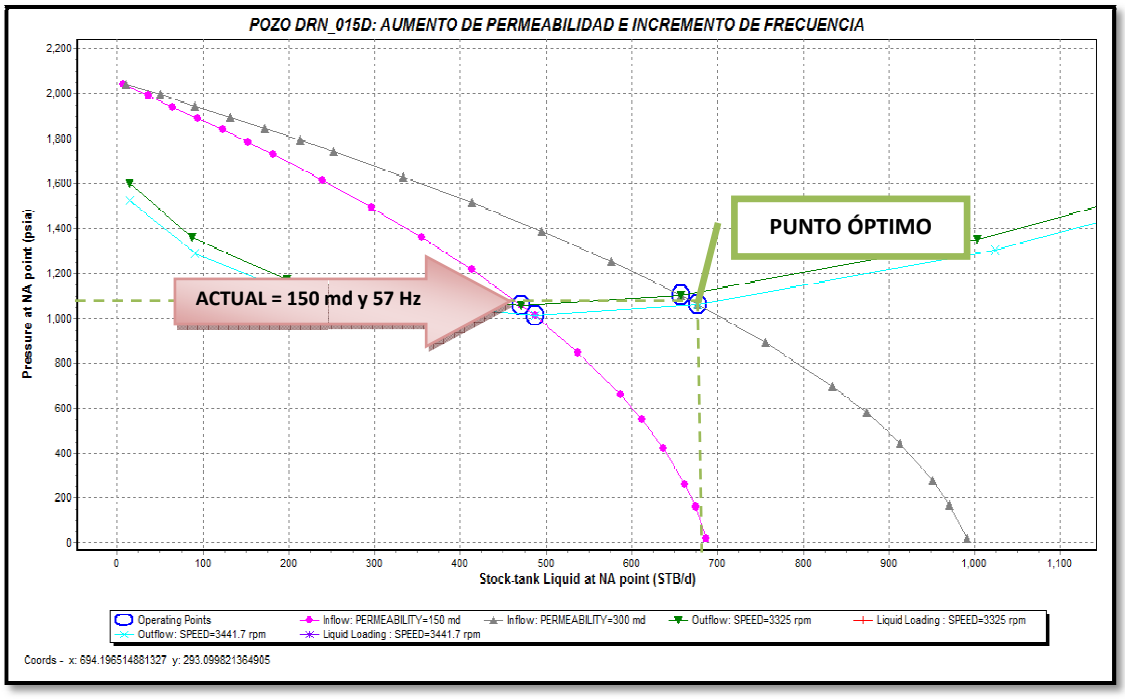
4.14 ALTERNATIVAS PARA EL POZO DRAGO NORTE 015D

El pozo DRN_015D es un pozo estimulado, la bomba que trabaja en este pozo funciona dentro de la capacidad óptima, tiene alta presión de reservorio, planteamos la siguiente alternativa.

4.14.1 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTNO DE FRECUENCIA

La simulación se realiza con 150 y 300 md, en la Figura 4.24 se presenta la simulación efectuada identificando la situación actual y futura; en la tabla 4.30 se encuentran los resultados.

FIGURA 4.24 AUMENTO DE PERMEABILIDAD E INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_015D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

TABLA 4.30 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_015D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
K= 150 y 57 Hz		K= 300 md y 59 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
471	469	677	673	204

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

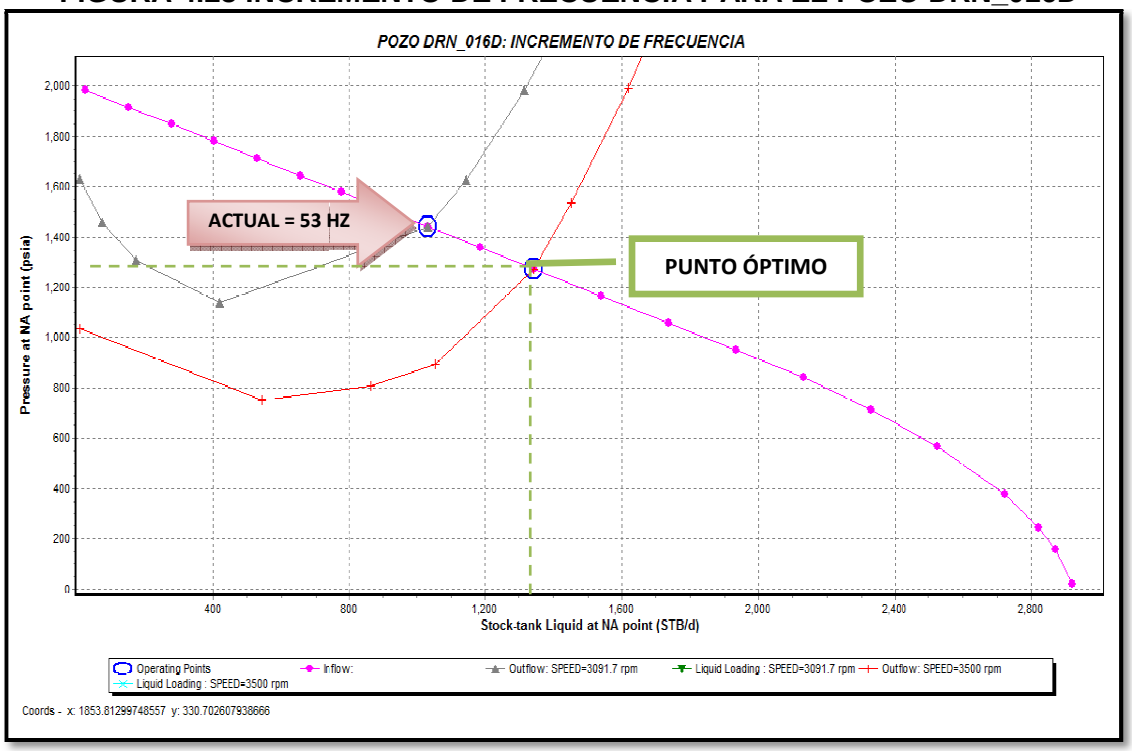
4.15 ALTERNATIVA PARA EL POZO DRAGO NORTE 016D

La producción de este pozo se encuentra dentro del rango óptimo en que trabaja la bomba P12, por consiguiente no es necesario cambiar de bomba, además no contamos con datos de Build Up, se plantea la siguiente alternativa.

4.15.1 INCREMENTO DE FRECUENCIA

Se plantea incrementar la frecuencia de la bomba electrosumergible como se aprecia en la Figura 4.25, distinguiendo la intersección donde genere más incremento de producción.

FIGURA 4.25 INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_016D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

La tabla 4.31 indica los resultados obtenidos para el pozo DRN_016D al incrementar la frecuencia de trabajo de 53 Hz a 60 Hz.

TABLA 4.31 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO DRN_016D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
53 Hz		60 Hz		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
1030	824	1351	1082	256

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.16 ALTERNATIVA PARA EL POZO DRAGO NORTE 020D

La producción de este pozo se encuentra dentro del rango óptimo en que trabaja la bomba D725N, por consiguiente no es necesario cambiar de bomba, al tener un alto BSW no se recomienda incrementar la frecuencia es por eso que se plantean las siguientes alternativas.

4.16.1 REMOCIÓN DE DAÑO

Este pozo tiene un daño de 15.7, lo que implica realizar un trabajo de remoción de daño, cuyos resultados se presentan en la tabla 4.32.

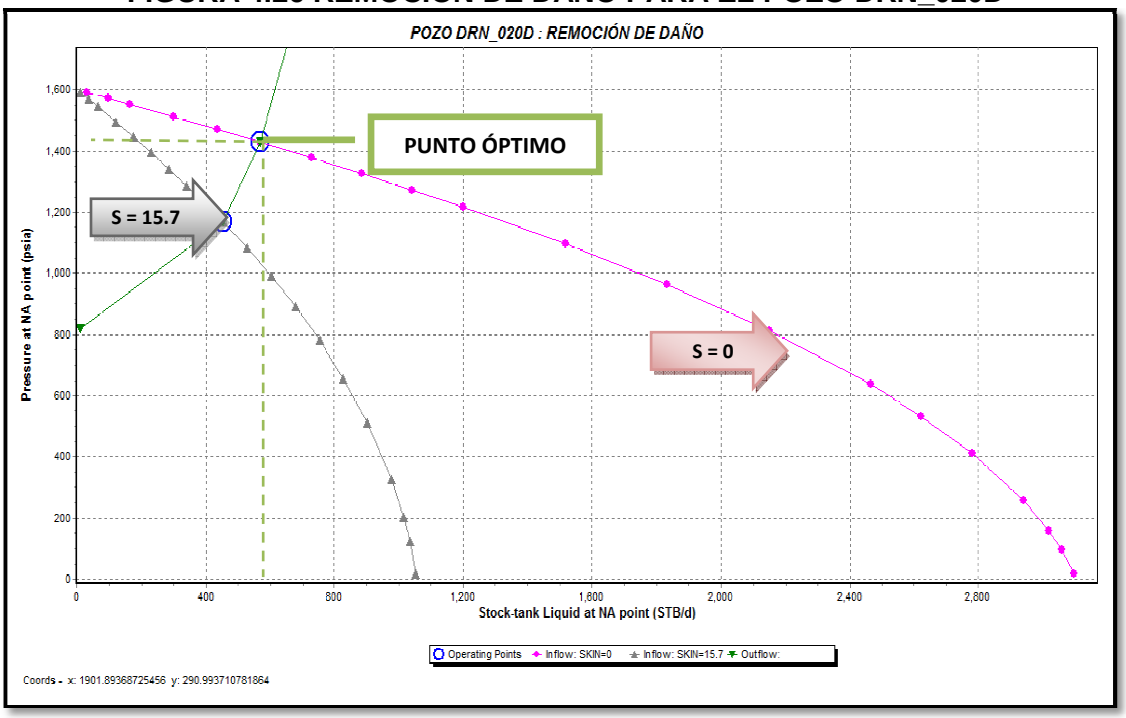
TABLA 4.32 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRN_020D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
S= 15.7		S= 0		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
451	45	568	57	12

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 4.26 se realiza la simulación de sensibilidades para la remoción de daño, identificando claramente la situación actual, así como también el incremento de producción.

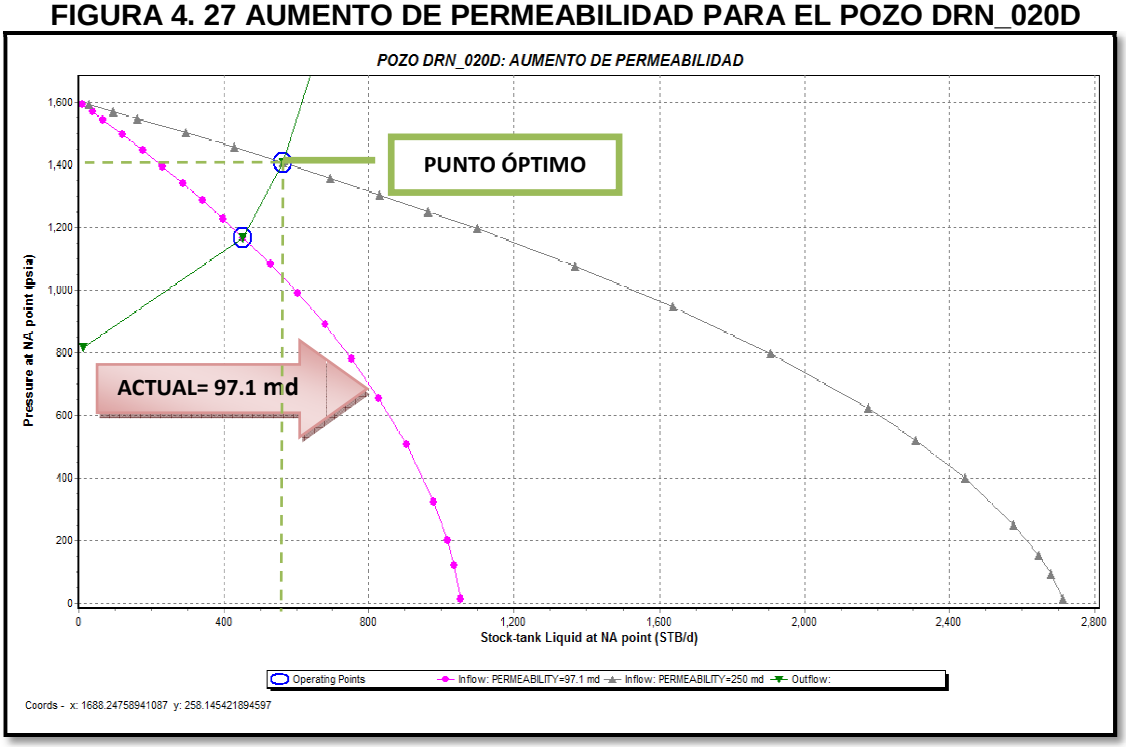
FIGURA 4.26 REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRN_020D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.16.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD

FIGURA 4. 27 AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_020D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 4.27 se presenta la simulación en el software PIPESIM.2011, para incrementar la permeabilidad, identificando la situación actual del reservorio y su respectivo incremento, la tabla 4.33 muestra los resultados.

TABLA 4.33 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_020D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
K= 97.1 md		K=250 md		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
451	45	560	56	11

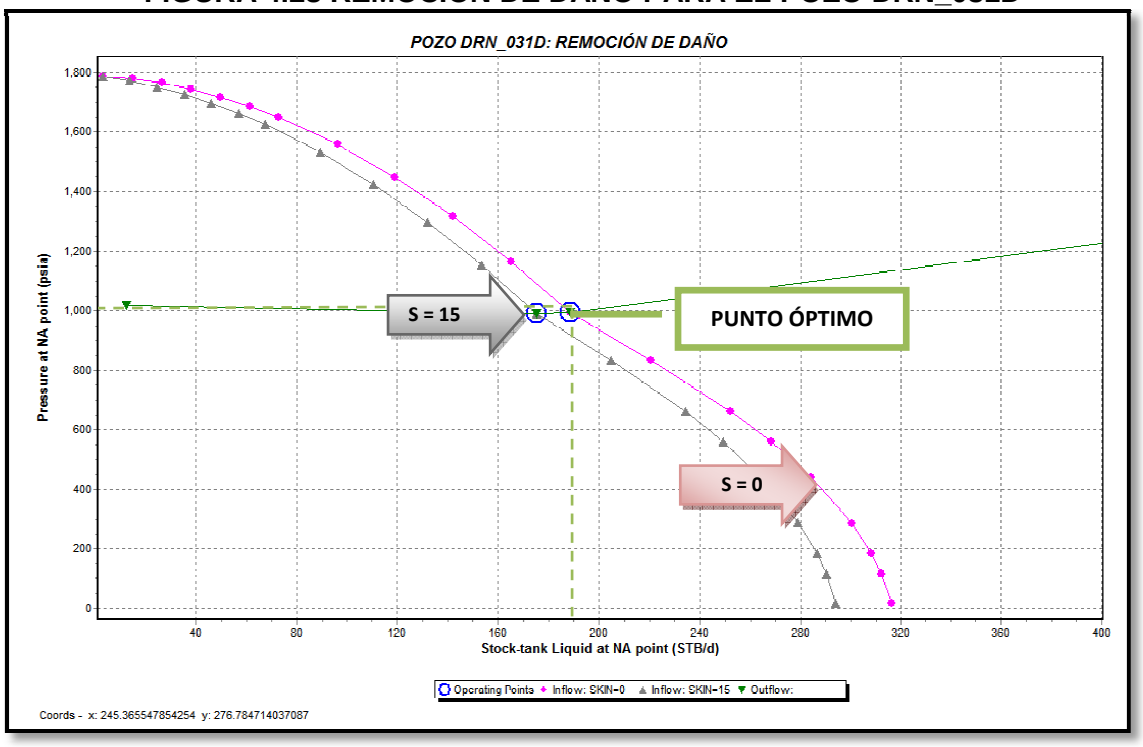
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.17 ALTERNATIVA PARA EL POZO DRAGO NORTE 031D

Para el pozo DRN_031D planteamos las siguientes alternativas.

4.17.1 REMOCIÓN DE DAÑO

FIGURA 4.28 REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRN_031D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Este pozo tiene un daño de 15 lo que implica realizar un trabajo de remoción de daño, en la Figura 4.28 se realiza la simulación de sensibilidades para la remoción de daño, identificando claramente la situación actual, así como también el incremento de producción, cuyos resultados se presentan en la tabla 4.34.

TABLA 4.34 PREDICCIÓN MEDIANTE REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO DRN_031D

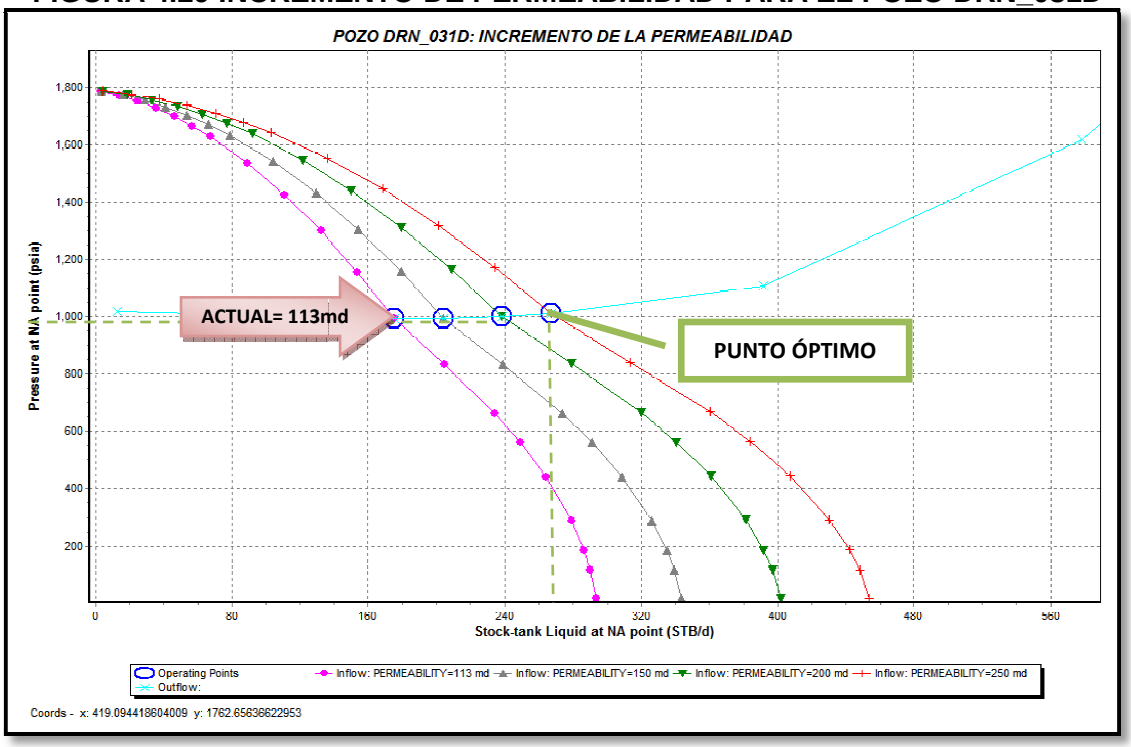
ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
S= 15		S= 0		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
177	53	188	56	3

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.17.2 AUMENTO DE PERMEABILIDAD

Este pozo trabaja con una permeabilidad de 113 md es por eso que se plantea incrementar dicho valor, con la finalidad de tener más producción.

FIGURA 4.29 INCREMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_031D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 4.29 se presenta la simulación en el software PIPESIM.2011, para incrementar la permeabilidad, identificando la situación actual del reservorio y su respectivo incremento.

La tabla 4. 35 presenta dichos los resultados.

TABLA 4.35 PREDICCIÓN MEDIANTE AUMENTO DE PERMEABILIDAD PARA EL POZO DRN_031D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
K= 113		K= 250		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
177	53	266	80	27

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

4.17.3 CAMBIO DE BOMBA

La tabla 4.36 muestran el respectivo incremento con la nueva bomba, D400 de Reda.

TABLA 4.36 PREDICCIÓN MEDIANTE CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRN_031D

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
D725N(REDA)		D400(REDA)		
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
177	53	271	81	28

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

La bomba seleccionada es la D400 que cuenta con los siguientes parámetros detallados en la tabla 4.37.

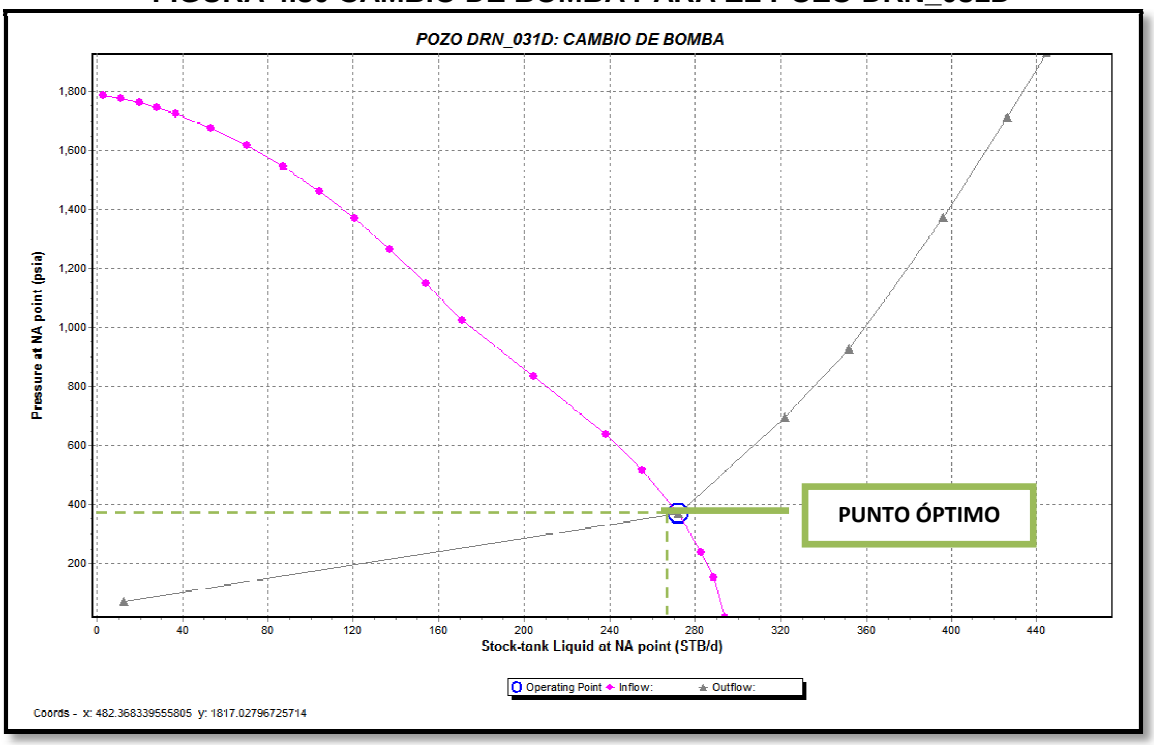
TABLA 4.37 PARÁMETROS DE LA BOMBA

BOMBA @ 177 BFPD @ 48 Hz	BOMBA D400 (REDA)
Rango Operativo	133.3 – 366.67
Etapas Requeridas	541
Eficiencia de la Bomba	47.6
Potencia Requerida	18.52

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 4.30 se presenta la simulación en el software PIPESIM.2011, para incrementar la permeabilidad, identificando la situación actual del reservorio y su respectivo incremento.

FIGURA 4.30 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO DRN_031D



Fuente: PIPESIM.2011
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

La tabla 4.38 presenta un resumen de alternativas que se ha efectuado para cada pozo productor del Campo Drago, se diferencia el respectivo incremento en BPPD.

Donde:

----	No se realiza trabajo.
✓	Incluye trabajo de incremento de frecuencia conjuntamente con remoción de daño o aumento de permeabilidad.

TABLA 4.38 INCREMENTO EN BPPD EN CADA UNA DE LA ALTERNATIVAS PLANTEADAS

POZO	REMOCIÓN DAÑO	AUMENTO DE PERMEABILIDAD	CAMBIO DE BOMBA	INCREMENTO DE FRECUENCIA
	BPPD	BPPD	BPPD	
DRA_001	400	305	81	✓
DRE_001	4	43	____	____
DRE_005D	25	43	____	✓
DRE_008D	____	____	150	____
DRE_009D	____	____	____	34
DRE_012D	____	____	____	32
DRE_036H	____	____	171	119
DRN_001	87	37	____	____
DRN_002	72	54	____	✓
DRN_006D	72	469	57	✓
DRN_011D	185	____	____	✓
DRN_013	21	74	____	✓
DRN_015D	____	204	____	✓
DRN_016D	____	____	____	248
DRN_020D	12	11	____	____
DRN_031D	3	27	28	____

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 INTRODUCCIÓN

Mediante la selección de alternativas, el propósito de este proyecto es incrementar la producción de petróleo; para esto debemos estudiar si la inversión que queremos hacer va a ser rentable o no, y evaluar la que más le convenga financieramente a EP PETROECUADOR de acuerdo a sus políticas de desarrollo.

El análisis económico pretende determinar cuál es el costo de los recursos económicos necesarios para la realización del proyecto y cuál será el costo total de la operación planteada.

En el estudio de Análisis Nodal que hemos efectuado en el capítulo IV hemos planteado varias alternativas para incrementar la producción en el Campo Drago; los trabajos planteados los detallamos en la tabla 5.1.

TABLA 5.1 RESUMEN

POZO	VERTICAL	HORIZONTAL	DIRECCIONAL	TRABAJO PROPUESTO A REALIZARSE
DRA_001	✓			Remoción de Daño e Incremento de Frecuencia Aumento de Permeabilidad e Incremento de Frecuencia. Cambio de Bomba
DRE_001	✓			Remoción de Daño Aumento de Permeabilidad
DRE_005			✓	Remoción de Daño e Incremento de Frecuencia Aumento de Permeabilidad e Incremento de Frecuencia.
DRE_008			✓	Aumento de Permeabilidad Cambio de Bomba
DRE_009			✓	Incremento de Frecuencia.
DRE_012			✓	Incremento de Frecuencia.
DRE_036		✓		Incremento de Frecuencia. Cambio de Bomba
DRN_001	✓			Remoción de Daño Aumento de Permeabilidad

TABLA 5.1 (CONTINUACIÓN)

POZO	VERTICAL	HORIZONTAL	DIRECCIONAL	TRABAJO PROPUESTO A REALIZARSE
DRN_002	✓			Remoción de Daño e Incremento de Frecuencia Aumento de Permeabilidad e Incremento de Frecuencia.
DRN_006			✓	Remoción de Daño e Incremento de Frecuencia Aumento de Permeabilidad e Incremento de Frecuencia. Cambio de Bomba
DRN_011			✓	Remoción de Daño e Incremento de Frecuencia
DRN_013	✓			Remoción de Daño e Incremento de Frecuencia Aumento de Permeabilidad e Incremento de Frecuencia.
DRN_015			✓	Aumento de Permeabilidad e Incremento de Frecuencia.
DRN_016			✓	Incremento de Frecuencia.
DRN_020			✓	Remoción de Daño Aumento de Permeabilidad
DRN_031			✓	Remoción de Daño Aumento de Permeabilidad Cambio de Bomba

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F

5.2 CRITERIOS BÁSICOS PARA REALIZAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO

La evaluación económica y financiera de este proyecto es el análisis de la información proveniente de la etapa anterior, con miras a tomar la decisión correcta.

Pasos para elaborar el estudio económico:

1. Con los flujos anteriores se debe obtener el VAN y TIR, tomando en cuenta el rendimiento esperado.
2. En base a los resultados obtenidos se analiza el rendimiento de la inversión y sus riesgos para poder tomar una decisión sobre bases firmes.
3. Presentar el punto de equilibrio y los estados financieros mencionados anteriormente.

5.2.1 VALOR ACTUAL NETO

Es un proceso que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

El proyecto de inversión, de acuerdo a este criterio se acepta cuando el valor actual neto es positivo.

VAN > 0 = aumentará el capital de la empresa por lo tanto el proyecto es aceptable.

VAN < 0 = disminuirá el capital de la empresa, por lo tanto es inaceptable.

VAN = 0 = no aumentará ni disminuirá el capital de la empresa, por lo tanto el proyecto es indiferente. Si el proyecto se lleva a cabo, es porque se ha priorizado otros aspectos.

$$VAN = \sum_{k=0}^{n} \frac{Fnck}{(1+r)^k} \qquad \textbf{(E.c. 5.1)}$$

Donde:

Fnc_k = Flujo neto de caja del año k.

r = Tasa de actualización.

5.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO

Es la tasa que surge de la relación entre la inversión inicial y los flujos netos de caja. Se define como el rendimiento de una unidad de capital invertido a una unidad de tiempo. Para obtenerla debe tenerse en cuenta que la tasa interna de retorno es la tasa que hace que el VAN = 0.

TIR > r, el rendimiento supera al costo de capital invertido, por lo tanto el proyecto es rentable.

TIR < r, el rendimiento no alcanza a cubrir el costo del capital invertido, por lo tanto es proyecto no es rentable.

TIR = r, cubre exactamente el costo de capital invertido, por lo tanto el proyecto es indiferente.

Para obtener el valor del TIR aplicamos la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{k=0}^{n} \frac{Fnck}{(1+TIR)^k} - Io = 0 \qquad \textbf{(E.c. 5.2)}$$

Donde:

Io = Inversión en el periodo 0.

Fnc_k = Flujo neto de caja del año k.

El periodo de recuperación es el tiempo necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiación.

5.2.4 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO

El análisis costo-beneficio es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad.

Mientras que la relación costo-beneficio (C/B), también conocida como índice neto de rentabilidad, es un cociente que se obtiene al dividir el Valor Actual Neto (VAN) entre el Valor Actual de los Costos de inversión o costos totales de un proyecto.

5.2.5 PORCENTAJE DE DECLINACIÓN

Utilizamos la ecuación de declinación exponencial para cada mes de producción, con la siguiente fórmula:

$$q = qi * e^{-at} \quad \textbf{(E.c. 5.3)}$$

Donde:

q = caudal esperado a un determina tiempo.

qi = caudal inicial.

a = porcentaje de declinación anual del campo.

t = periodo al nuevo caudal esperado.

5.3 VARIABLES IMPORTANTES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

5.3.1 COSTOS DE TRABAJOS A REALIZARSE

Hemos obtenido estimativos de costos establecidos para la adquisición de un servicio, con la intención de que genere ingresos en el futuro.

Los costos de los trabajos de reacondicionamiento planteados en el capítulo IV, se detallan en las tablas 5.2, 5.3 y 5.4, obtenidas en EP PETROECUADOR, para cada pozo.

TABLA 5.2 COSTOS ESTIMADOS DE ACIDIFICACIÓN

SERVICIO	COSTO /2012
Movimiento de la Torre	10.000,00
Trabajo de la Torre (15 días)	60.000,00
Supervisión y transporte	10.000,00
Químicos	5.000,00
Equipo de subsuelo + superficie	250.000,00
Unidad de Wire Line + vaccum	5.000,00
Unidad CTU + unidad de bombeo + químicos	30.000,00

TABLA 5.2 (CONTINUACIÓN)

SERVICIO	COSTO /2012
Unidad de bombeo + herramientas + estimulación	50.000,00
Supervisión de BH	10.000,00
Contingencias (+/-30%)	125.000,00
TOTAL	**555.000,00**

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

TABLA 5.3 COSTOS ESTIMADOS DE FRACTURAMIENTO

SERVICIO/MATERIALES	COSTOS
DTM	10.000
Taladro(tarifa operativa)	96.425
Diesel Rig + Camp + pruebas	9.282
Alquiler de 2 campers + kk machine	8.000
Vaccum/Tanquero	8.390
Unidad de filtrado	7.686
Slick Line (Alambre)	8.804
Motor de fondo	33.700
Adrialpetro	4.791
Alquiler o rep. Hras de pesca + DP	2.336
Servicios de Estimulación BJ	113.496
Schl REDA (Pulling/Run)	10.673
Schl REDA (Equipo nuevo)	191.793
Sertecpet(equipos de fondo)	15.957
Sertecpet(Mov & Desmov)	2.400
Sertecpet(equipo de superficie)	7.830
Sertecpet(venta de rep y equipos)	2.002
Sertecpet(Unidad de bombeo)	15.300
Sertecpet(combustible)	461
Sertecpet Laboratorio	1.575
Sertecpet personal	11.500
MI- Swaco, trat. De fluidos	23.667
Tubing + camisa, No-Go, Stgg. Valve	96.865
Supervisión CSMS/HES	4.000
Montacarga	6.400
Cabezal	10.555
Comunitarios	936
TOTAL	**704.824,00**

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

TABLA 5.4 COSTOS ESTIMADOS DE CAMBIO DE BOMBA

SERVCIO	MATERIAL	COSTOS
Movimiento de la Torre		10.000,00
Operación de la torre		70.000,00
Supervisión y transporte		7000
Químicos + píldora + fluido especial	2.000,00	110.000,00
Equipo de subsuelo		250.000,00
Desarme e instalación de equipo BES		10.000,00
Unidad de Wire Line		5.000,00
Spooler + vaccum		10000
Contingencias (+-30%)		142.000,00
Subtotal	2.000,00	614.000,00
TOTAL		**616.000,00**

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

5.3.2 INGRESOS

Los ingresos para nuestro proyecto hace referencia a la cantidad que recibe la empresa por la venta de productos, en este caso se obtiene de la multiplicación del incremento de barriles de petróleo producidos de cada pozo por el precio actual del barril del petróleo asignado por el Banco Central del Ecuador.

Durante el primer mes el campo no reflejará producción con respecto al incremento, porque serán puestos a reacondicionamiento los primeros 5 pozos; a partir del segundo mes tendremos el incremento de producción de los 5 pozos anteriores, también en este mes, entran a reacondicionamiento 3 pozos con trabajos de cambio de bomba y 3 pozos para el incremento de frecuencia; a partir del tercer mes los ingresos que generará el campo serán de los 11 pozos; y al mismo tiempo los 5 pozos restantes entran a reacondicionamiento con trabajos de acidificación, a partir del cuarto mes el incremento de producción viene a ser la suma de los 16 pozos; para la primera propuesta como se detalla en la tabla 5.6.

Para la segunda propuesta realizamos la selección de pozos en los que al realizar el trabajo reportan mayor incremento de producción, y este sea mayor a 100 BPPD, para este fin seleccionamos únicamente los pozos DRA_001, DRE_008D, DRE_036H, DRN_006D, DRN_011D, DRN_015D y DRN_016. Durante el primer mes el campo no reflejará producción con respecto al incremento, porque serán

puestos a reacondicionamiento los primeros 3 pozos; a partir del segundo mes tendremos el incremento de producción de los 3 pozos anteriores, también en este mes se realizan trabajos de reacondicionamiento para 3 pozos restantes e incremento de frecuencia para 1 pozo, como se detalla en la tabla 5.9.

Los pozos del Campo Drago sufren una tasa de declinación anual de 7%, lo que representa un 0.583% mensual, según información emitida por EP PETROECUADOR.

5.3.3 EGRESOS

Los egresos reflejan la salida de los recursos financieros motivadas por el compromiso de un servicio recibido, es el desembolso de dinero consecuente de los trabajos de reacondicionamiento realizados; dicha suma comprende costos de acidificación, costos de fracturamiento y por último costos de cambio de bomba electrosumergible. Dicha sumatoria asciende a la cantidad de 8.147.120 USD para la primera propuesta, y 3.751.648 USD para la segunda propuesta; todo esto sin contar los costos de operación descritos a continuación.

5.3.4 COSTOS DE OPERACIÓN

Son los costos en que incurre un sistema ya instalado o adquirido, durante su vida útil, con objeto de realizar los procesos de producción, incluyen aquellos costos necesarios para el mantenimiento de un sistema. Durante los costos de operación más importantes tenemos los siguientes: Gastos técnicos y administrativos, alquileres, obligaciones o seguros, materiales de consumo, capacitación. Con estos antecedentes podemos decir que el costo de operación por cada barril producido para el Campo Drago es de 7,45 USD, según información emitida por EP PETROECUADOR.

5.4 ESTIMACIONES DEL ESTUDIO ECONÓMICO

Para la culminación de este proyecto después de haber efectuado el análisis nodal para cada pozo productor del Campo Drago, realizamos un estudio económico tomando en cuenta los costos, ingresos, egresos, costos de

operación, tasa de declinación del campo, precio del barril del petróleo, consecuentemente mediante un cronograma de actividades y el flujo de caja, obtener el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y la Relación Costo/Beneficio.

Hemos realizado dos propuestas, la primera es la alternativa que mayor producción refleja en cada pozo, y la segunda propuesta es la selección de pozos que tengan un incremento mayor a 100 BPPD, cuyos resultados de VAN, TIR, y Relación Costo/Beneficio se reflejan para tres valores de precio del petróleo, detallados a continuación:

- Precio por barril 109.68 USD, según la OPEP para el año 2013.
- Precio por barril 97,31 USD, según el Banco Central del Ecuador para febrero del 2013.
- Precio por barril 82,71 USD, según EP PETROECUADOR de Crudo Oriente, para el año 2011.

Por otro lado se estima la tasa de actualización anual del 12%, y consecuentemente una tasa de actualización mensual del 1%.
Los costos para trabajos de reacondicionamiento se obtuvieron de trabajos realizados anteriormente en el Campo Drago, es por eso que son estimados.
Se estima un porcentaje de contingencia igual +/-30%.
Se estima un mes igual a 30 días.

5.5 PRIMERA PROPUESTA

De acuerdo al incremento de producción que presenta cada pozo consecuente de efectuar trabajos, planteamos la propuesta numero 1, la que mayor incremento de producción presenta de las alternativas establecidas, detallada en la tabla 5.5.

TABLA 5.5 POZOS SELECCIONADOS PRIMERA PROPUESTA

POZO	TRABAJO	ACTUAL BPPD	INCREMENTO BPPD	TOTAL BPPD
DRA_001	Remoción de daño e incremento de frecuencia	178	400	578
DRN_002	Remoción de daño e incremento de frecuencia	241	72	313
DRN_011D	Remoción de daño e incremento de frecuencia	636	185	821
DRN_001	Remoción de daño	832	87	919
DRN_020D	Remoción de daño	45	12	57
DRE_005D	Incremento de Permeabilidad e incremento de frecuencia	233	43	276
DRN_006D	Incremento de Permeabilidad e incremento de frecuencia	423	469	892
DRN_013	Incremento de Permeabilidad e incremento de frecuencia	143	74	217
DRN_015D	Incremento de Permeabilidad e incremento de frecuencia	469	204	673
DRE_001	Incremento de Permeabilidad	347	43	390
DRE_008D	Cambio de Bomba	223	157	380
DRE_036H	Cambio de Bomba	488	187	675
DRN_031D	Cambio de Bomba	53	28	81
DRE_009D	Incremento de frecuencia	145	34	179
DRE_012D	Incremento de frecuencia	977	32	1009
DRN_016D	Incremento de frecuencia	824	256	1080

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Los trabajos de reacondicionamiento con el fin de incrementar la producción de petróleo se realizarán de acuerdo al siguiente cronograma.

TABLA 5.6 CRONOGRAMA PRIMERA PROPUESTA

Pozo	Trabajo	MESES		
		1	2	3
DRAGO ESTE 001	Fracturamiento			
DRAGO ESTE 005D	Fracturamiento e Incremento de Frecuencia			
DRAGO NORTE 006D	Fracturamiento e Incremento de Frecuencia			
DRAGO NORTE 013	Fracturamiento e Incremento de Frecuencia			
DRAGO NORTE 015D	Fracturamiento e Incremento de Frecuencia			
DRAGO ESTE 008D	Cambio de bomba			
DRAGO ESTE 036H	Cambio de bomba			
DRAGO NORTE 031D	Cambio de bomba			
DRAGO ESTE 009D	Frecuencia			
DRAGO ESTE 012D	Frecuencia			
DRAGO NORTE 016D	Frecuencia			
DRAGO 001	Acidificación e Incremento de Frecuencia			
DRAGO NORTE 001	Acidificación			
DRAGO NORTE002	Acidificación e Incremento de Frecuencia			
DRAGO NORTE 011D	Acidificación e Incremento de Frecuencia			
DRAGO NORTE 020D	Acidificación			

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

5.5.1 RESULTADOS

De acuerdo a las especificaciones detalladas anteriormente se ilustran los siguientes resultados de VAN, TIR y relación C/B, consecuentes del análisis económico, presentados en la tabla 5.7.

TABLA 5.7 RESULTADOS PRIMERA PROPUESTA

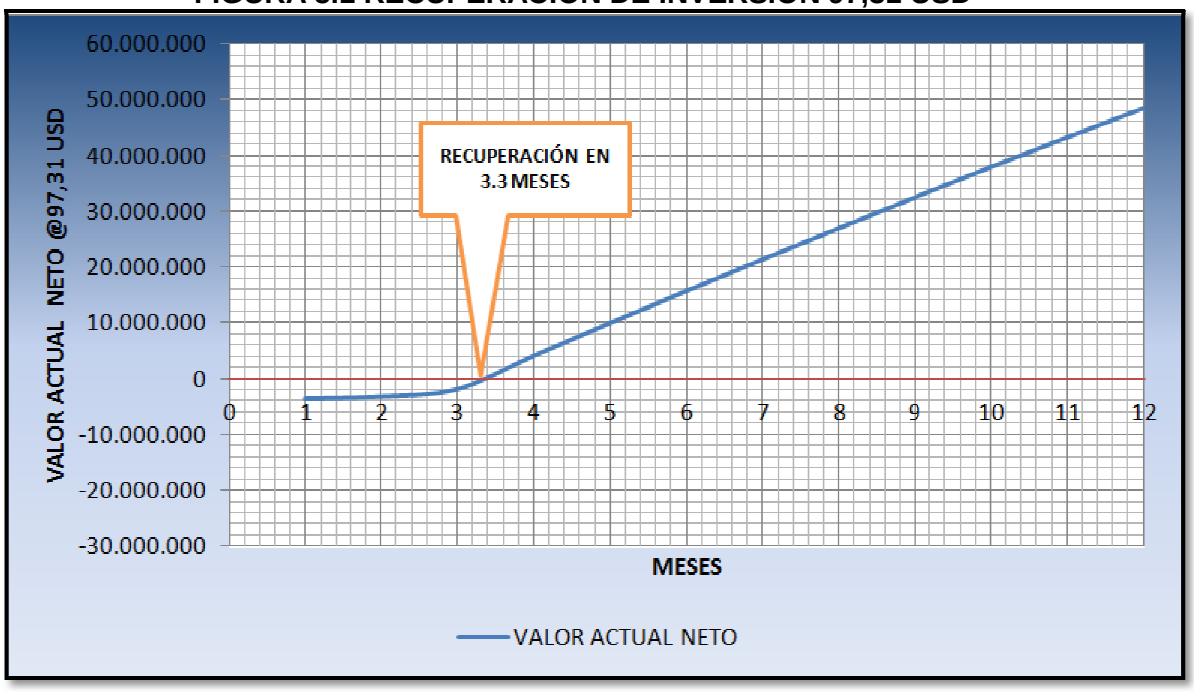
EVALUACIÓN	PRECIOS DE BARRIL		
	97,31 USD	82,71 USD	109,68 USD
VAN	48.382.949	39.210.085	56.154.752
TIR	70%	59%	80%
R.C/B	4,79	4,07	5,40

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Los cálculos de parámetros para realizar el análisis económico se detallan en el ANEXO 5.

De acuerdo a la Figura 5.1, la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente 3.3 meses tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 97,31 USD.

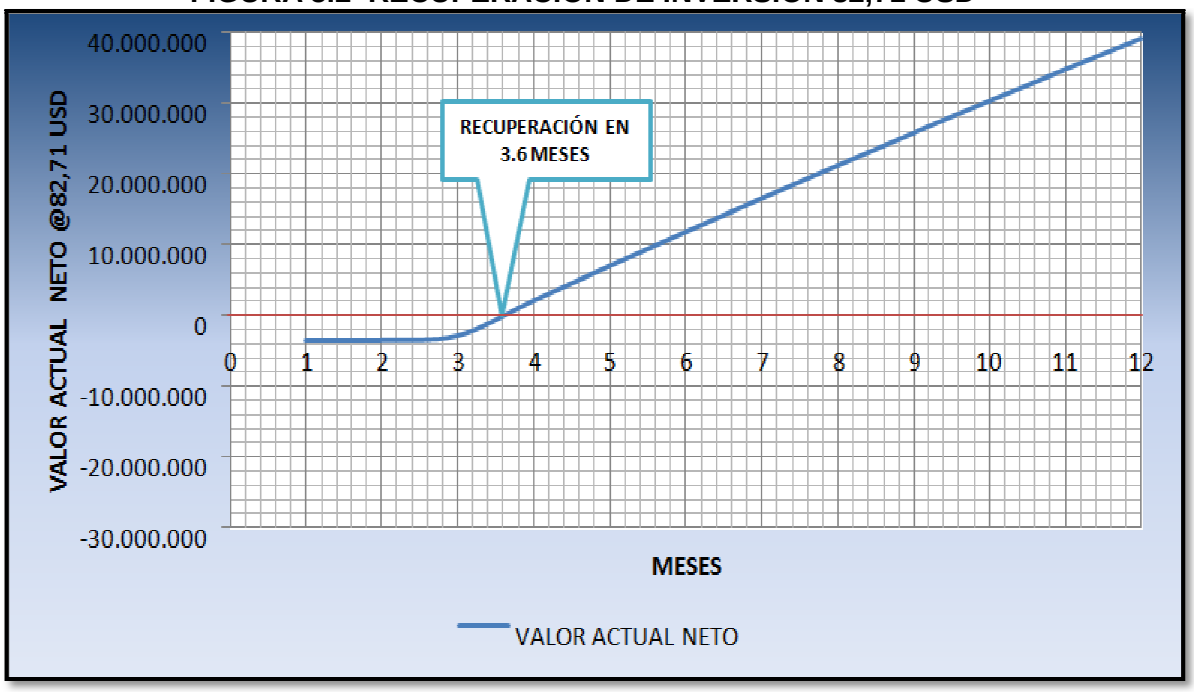
FIGURA 5.1 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 97,31 USD



Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

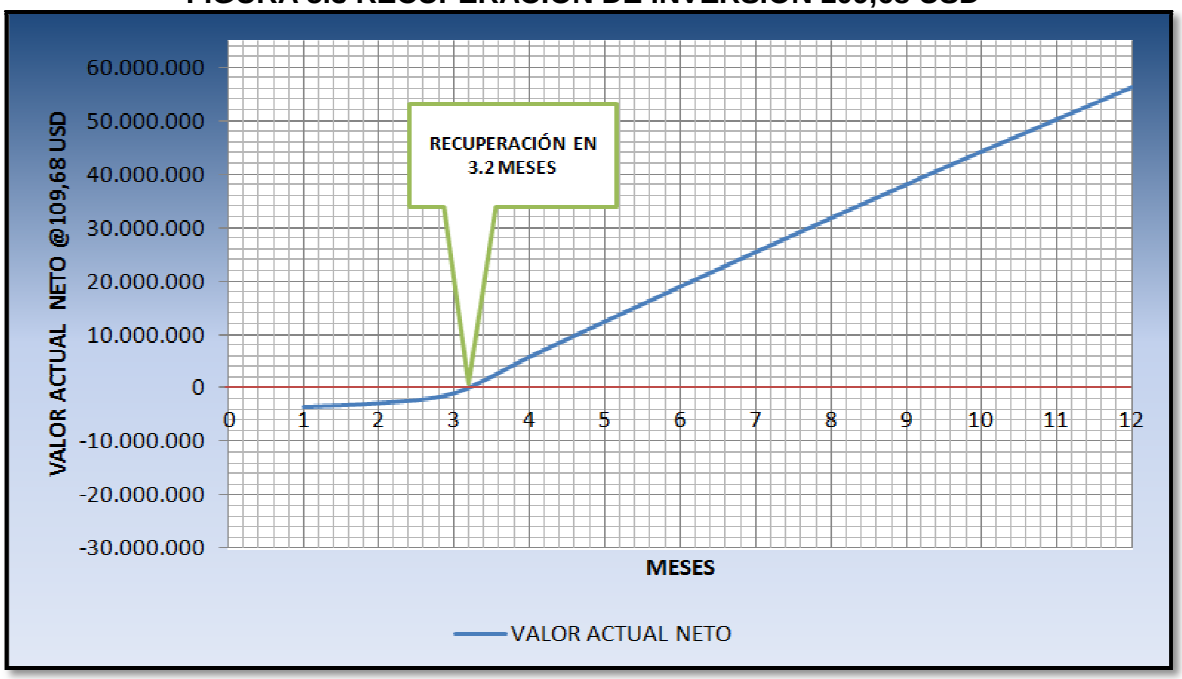
Por otro lado de acuerdo a la Figura 5.2, la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente en 3.6 meses tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 82,71 USD.

FIGURA 5.2 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 82,71 USD



Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 5.3 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 109,68 USD



Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 5.3, la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente 3.2 meses, tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 109,68 USD.

5.6 SEGUNDA PROPUESTA

De acuerdo al incremento de producción que presenta cada pozo; la segunda propuesta que se plantea consiste en seleccionar pozos los cuales al realizar el trabajo propuesto alcancen un incremento de producción mayor a 100 BPPD, y a los pozos restantes mantener su producción actual sin la aplicación de ningún trabajo; detallados en la tabla 5.8

TABLA 5.8 POZOS SELECCIONADOS SEGUNDA PROPUESTA

POZO	TRABAJO	ACTUAL BPPD	INCREMENTO BPPD	TOTAL BPPD
DRA_001	Remoción de daño e incremento de frecuencia	178	400	578
DRN_011	Remoción de daño e incremento de frecuencia	636	185	821
DRN_006D	Aumento de Permeabilidad e incremento de frecuencia	423	469	892
DRN_015D	Aumento de Permeabilidad e incremento de frecuencia	469	204	673
DRE_008D	Cambio de Bomba	223	157	380
DRE_036H	Cambio de Bomba	488	187	675
DRN_016D	Incremento de frecuencia	824	256	1080

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Los trabajos de reacondicionamiento con el fin de incrementar la producción de petróleo se realizarán de acuerdo al siguiente cronograma de la tabla 5.9

TABLA 5.9 CRONOGRAMA SEGUNDA PROPUESTA

Pozo	Trabajo	MESES	
		1	2
DRAGO 1	Acidificación e Incremento de Frecuencia		
DRAGO NORTE 011D	Acidificación e Incremento de Frecuencia		
DRAGO ESTE 008D	Cambio de Bomba		
DRAGO ESTE 036H	Cambio de Bomba		
DRAGO NORTE 006	Fracturamiento e Incremento de Frecuencia		
DRAGO NORTE O15D	Fracturamiento e Incremento de Frecuencia		
DRAGO NORTE 016D	Incremento de Frecuencia		

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

5.6.1 RESULTADOS

De acuerdo a las especificaciones detalladas anteriormente se ilustran los siguientes resultados de VAN, TIR y relación C/B, consecuentes del análisis económico, presentados en la tabla 5.10.

TABLA 5.10 RESULTADOS SEGUNDA PROPUESTA

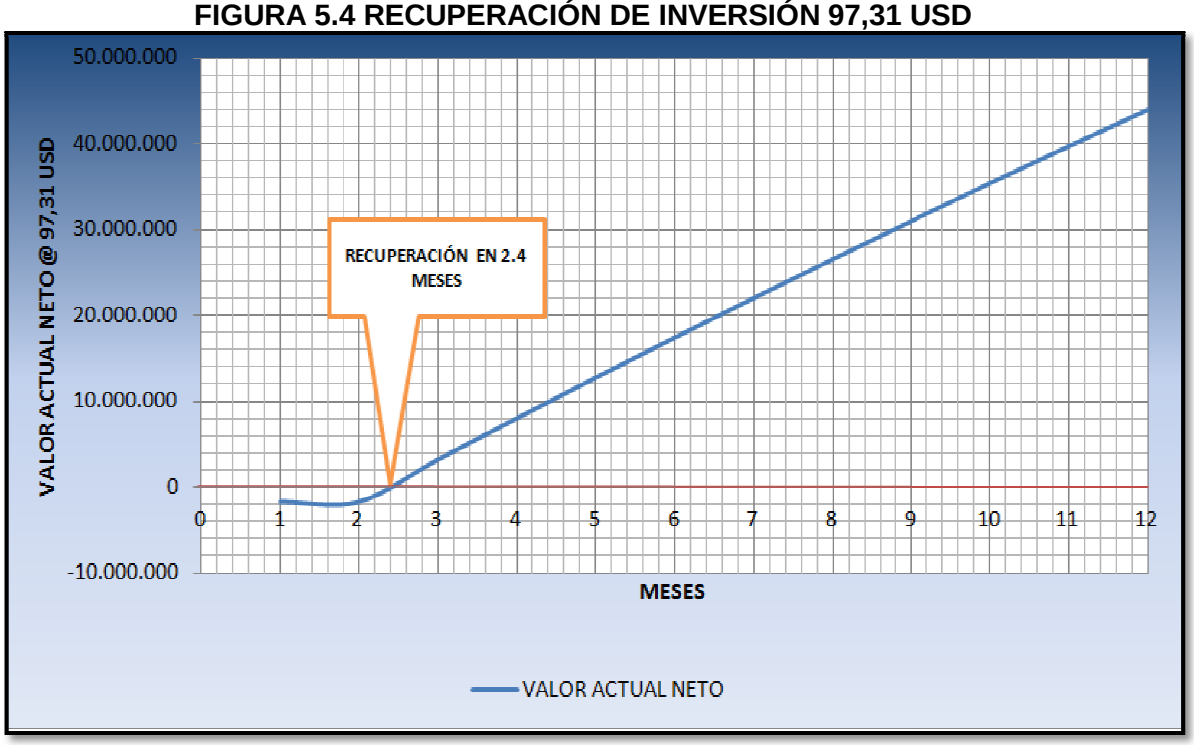
EVALUACIÓN	PRECIODE BARRIL		
	97,31 USD	82,71 USD	109,68 USD
VAN	43.924.127	36.181.266	50.484.346
TIR	124%	104%	141%
R.C/B	6,72	5,71	7,57

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

Los cálculos de parámetros para realizar el análisis económico se detallan en el ANEXO 5.

De acuerdo a la Figura 5.4, la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente 2.4 meses, tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 97,31 USD.

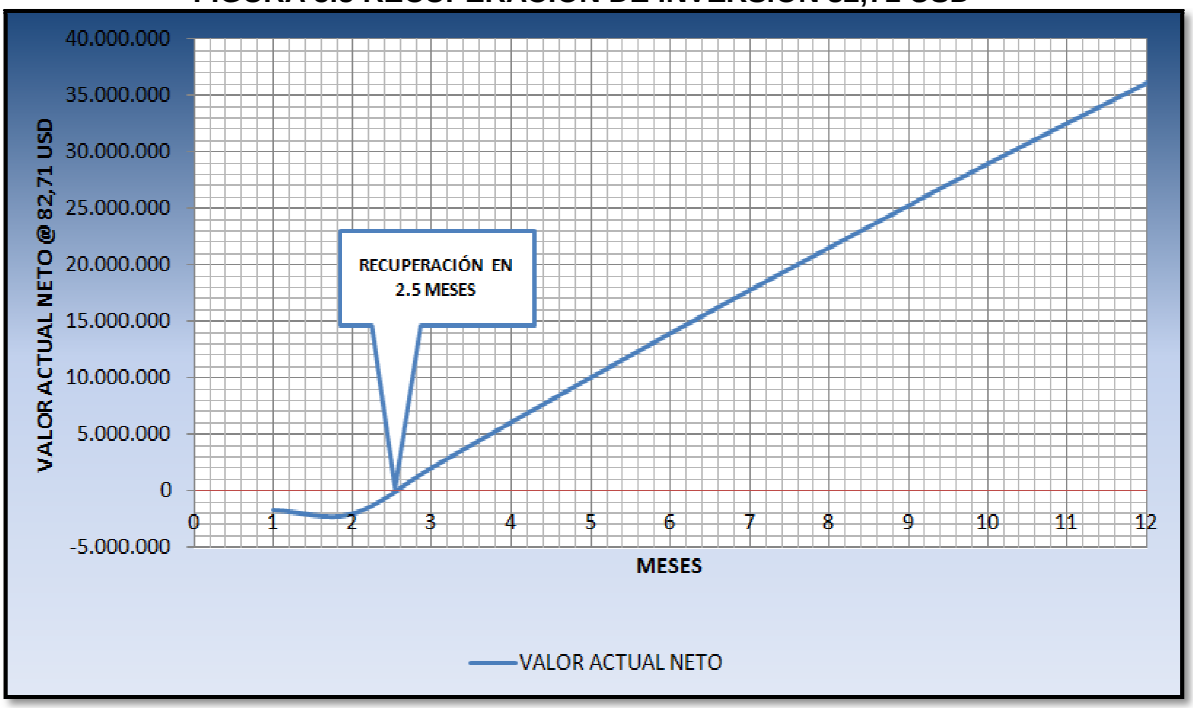
FIGURA 5.4 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 97,31 USD



Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

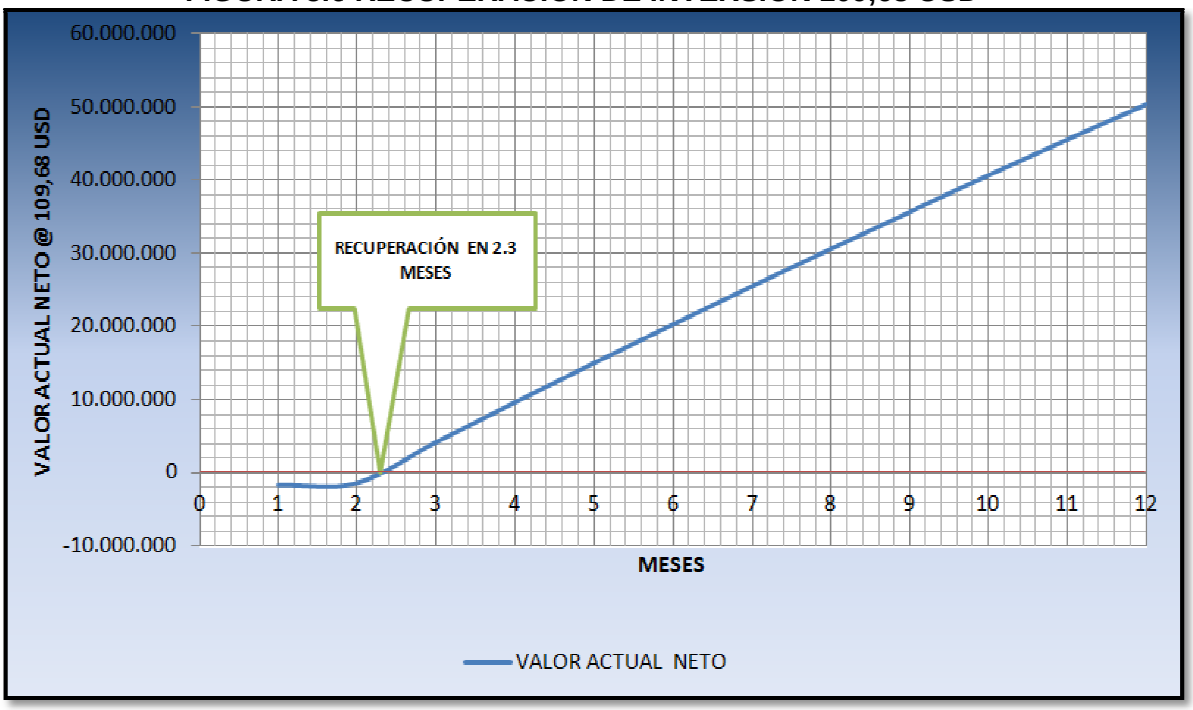
Por otro lado de acuerdo a la Figura 5.5, la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente en 2.5 meses tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 82,71 USD.

FIGURA 5.5 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 82,71 USD



Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

FIGURA 5.6 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 109,68 USD



Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

En la Figura 5.6, la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente 2.3 meses, tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 109,68 USD.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El Campo Drago inició su producción con 1000 BPPD, actualmente produce 13484 BFPD y 7896 BPPD, de 16 pozos que tienen un sistema de levantamiento BES, y 1 pozo con sistema de levantamiento hidráulico tipo Jet; el Campo produce desde hace seis años aproximadamente período en el cual la presión de fondo ha disminuido notablemente debido a que el Campo es pequeño y plano.

- De los 16 pozos seleccionados; 3 producen de la arena “Ti”, y 13 pozos de la arena “Ui”.

- Las bombas electrosumergibles que se van a usar deben trabajar a baja frecuencia, pero dentro de su rango operativo, esto con el propósito de no incrementar significativamente el BSW en los pozos.

- En los pozos DRA_001, DRE_001, DRN_013, el Daño de formación ha incrementado notablemente principalmente por migración de sólidos, mientras que para los pozos DRN_001, DRN_006D, DRN_011D, DRN_015D, y DRN_020D el Daño de formación ha disminuido, debido a que se realizaron tratamientos para remover daño, en el resto de pozos el Daño de Formación no ha variado.

- El uso del Software PIPESIM.2011 facilitó y a la vez simplificó procesos matemáticos obteniendo resultados con mínimo margen de error.

- El Análisis Nodal que se realizó desde el reservorio hasta la cabeza de cada pozo fue con el propósito de encontrar el valor actual del IP y del S (Daño de formación), y así mediante alternativas adecuadas incrementar la producción.

- El incremento de producción de petróleo se realiza proponiendo alternativas como son; remover daño de formación mediante un tratamiento químico, aumentar permeabilidad mediante fracturamiento hidráulico, cambio de bomba, y en ciertos pozos si es posible a demás de realizar estos trabajos, también se incrementa frecuencia.

- Las facilidades de superficie que se encuentran en el PAD DRN_001 al ser relativamente nuevas y con la simulación mediante el Modelo Red del PAD DRE_001 se logró determinar que la línea de superficie tiene la suficiente capacidad para transportar los fluidos producidos.

- El pozo DRE_005D, con Sistema BES, están trabajando fuera del rango óptimo que tiene la bomba, esto debido a la pequeña presión de intake que evita rediseñar una nueva bomba; en donde la presencia de daño es el factor fundamental de la declinación de producción.

- Para realzar el análisis económico a cada alternativa planteada, tanto para la primera propuesta como para la segunda propuesta se utilizó tres escenarios; donde el precio del barril de petróleo es 109.68 USD, 97.31 USD y 82.71 USD, en todos estos casos los valores de TIR son mayores al 58 %, que confirma que el proyecto es económicamente rentable.

- De las alternativas planteadas, la primera propuesta @ 97.31 USD descrita en el capítulo V tiene mayor rentabilidad obteniendo un VAN de 48.382.949 USD.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda actualizar y reafirmar los datos de presión de los pozos estudiados, principalmente de los que no tienen Build up actualizados, y así realizar la mejor alternativa planteada para el incremento de producción de petróleo en los pozos del Campo Drago.

- Se recomienda verificar si la producción del pozo está dentro del rango óptimo de la bomba, y así alcanzar que la bomba tenga mayor tiempo de vida útil.

- Para los pozos que están trabajando fuera del rango óptimo se recomienda limpiar tubería para evitar la presencia de escala.

- En los pozos DRE_008D, DRE_009D, DRN_020D, y DRN_031D no se recomienda incrementar demasiado la frecuencia debido a que tienen BSW altos, por lo que es necesario tener un control continuo referente a su funcionamiento; al mismo tiempo se recomienda realizar trabajos de cementación forzada logrando la estabilización de la producción y controlar el agua.

- Realizar un Análisis Nodal a cada uno de los pozos cada 6 meses para mantener en continuo control y así determinar los posibles problemas lo más brevemente posible.

- Se recomienda realizar trabajos de recuperación mejorada (inyección de agua), con el propósito de mantener la presión de reservorio y así evitar su declinación.

- Se recomienda tomar pruebas de Build up inmediatamente después de realizar el reacondicionamiento respectivo a cada pozo, con el propósito de verificar la eficiencia del trabajo.

- Se recomienda poner en práctica las alternativas planteadas en la primera propuesta descrita en el capítulo V, para incrementar la producción de petróleo en los pozos del Campo Drago, debido a que estas alternativas son económicamente rentables.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **BAKER,** Manual de Bombeo Electro-sumergible

2. **BEGGS H. DALE**. Production Optimization Using Nodal Analysis, Tulsa: OGCI and Petroskills Publications, 2003.

3. **BROWN KERMIT**. "The Technology of Artificial Lift methods", Oklahoma 1984, Volumen 4 of Production Optimization of oil and gas wells by Nodal Systems Analysis, University of Tulsa.

4. **CALISPA D.F. y M. G. PROAÑO.** (2011) Optimización de la Producción del Campo Auca mediante Análisis Nodal. Quito. Repositorio Escuela Politécnica Nacional.

5. **Departamento de Ingeniería en Petróleos Área Shushufindi – Drago.**

6. **Departamento de Yacimientos Área Shushufindi – Drago.** (2012) Archivo. Quito.

7. **GAINZA** F. y **QUINGA** J. Proyecto de Titulación "Diagnóstico de los Sistemas de Producción del Campo Dayuma Fundamentado en el Análisis Nodal", 2010.

8. **MAGGIOLO, RICARDO,** (2008) "Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal".

9. **PEÑAFIEL J**. Proyecto de Titulación "Optimización del bombeo electrosumergible en la producción de petróleo del área Shushufindi", 2008.

10. **PIPESIM FUNDAMENTALS,** “Training and Exercise Guide”.

11. **REDA,** Catálogo de Bombas

ANEXOS

ANEXO 1. INFORMACIÓN QUE SE INGRESA EN EL SOFTWARE PIPESIM.2011

POZO VERTICAL: DRA_001

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	2316	psia
Temperatura	210	℉
Caudal	287	STB/d
Presión de fondo fluyente	1451	psia
IP	0,332	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Configuración de la Tubería

MD	9063	ft	9615	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	9095	ft
Modelo de Bomba	TD1200	Wood Group
Velocidad	48,5	Hz
Etapas	352	

Disparos

MD	9615	ft
TVD	9615	℉
Temperatura Yacimiento	220	$BTU/h/ft^2$

BLACK OIL

Corte de agua	38	%
GOR	256	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	26,1	
Presión de burbuja	420	Psia
Temperatura @Pb	220	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	15	psia
Presión de separador	----	

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

POZO VERTICAL: DRE_001

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	2600	psia
Temperatura	199	℉
Caudal	667	STB/d
Presión de fondo fluyente	1315	psia
IP	0,519	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Configuración de la Tubería

MD	8969	ft	9496	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	8995	ft
Modelo de Bomba	DN1100	REDA
Velocidad	55	Hz
Etapas	309	

Disparos

MD	9496	ft
TVD	9496	℉
Temperatura Yacimiento	220	$BTU/h/ft^2$

BLACK OIL

Corte de agua	48	%
GOR	250	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	22,1	
Presión de burbuja	420	Psia
Temperatura @Pb	199	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	110	psia
Presión de separador	22	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

POZO DIRECCIONAL: DRE_005D

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	2626	psia
Temperatura	200	℉
Caudal	648	STB/d
Presión de fondo fluyente	838	psia
IP	0,362	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Survey Geotermal

MD	0	ft	9888	ft
Temperatura Ambiente	75	℉	200	℉
U	2	BTU/h/ft^2	2	BTU/h/ft^2

Configuración de la Tubería

MD	9672	ft	9888	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Espesor	0,5	inches	0,5	inches
Rugosidad	0,001	inches	0,001	inches
Casing ID		inches		inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	9708	
Modelo de Bomba	P12X	CENTRILIFT
Velocidad	53	Hz
Etapas	330	

BLACK OIL

Corte de agua	64	**%**
GOR	150	scf/STB
S.G. del gas	1,18	
S.G. del agua	1,02	
API	26,1	
Presión de burbuja	420	Psia
Temperatura @Pb	199	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	110	psia
Presión de separador	25	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

POZO DIRECCIONAL: DRE_008D

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	2665	psia
Temperatura	199	℉
Caudal	928	STB/d
Presión de fondo fluyente	2205	psia
IP	2.015	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Survey Geotermal

MD	0	ft	10255	ft
Temperatura Ambiente	75	℉	199	℉
U	2	BTU/h/ft^2	2	BTU/h/ft^2

Configuración de la Tubería

MD	9604	ft	10255	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Espesor	0,5	Inches	0,5	inches
Rugosidad	0,001	Inches	0,001	inches
Casing ID		inches		inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	9615	
Modelo de Bomba	GN1600	REDA
Velocidad	52	Hz
Etapas	106	

BLACK OIL

Corte de agua	76	%
GOR	360	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	30,7	
Presión de burbuja	420	Psia
Temperatura @Pb	220	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	110	psia
Presión de separador	22	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

POZO DIRECCIONAL: DRE_009D

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	2665	psia
Temperatura	210	℉
Caudal	1446	STB/d
Presión de fondo fluyente	2208	psia
IP	3.16	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Survey Geotermal

MD	0	ft	10091	ft
Temperatura Ambiente	75	℉	210	℉
U	2	BTU/h/ft^2	2	BTU/h/ft^2

Configuración de la Tubería

MD	8590	ft	10091	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Espesor	0,5	Inches	0,5	inches
Rugosidad	0,001	Inches	0,001	inches
Casing ID		inches		inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	8614	ft
Modelo de Bomba	DN2150	REDA
Velocidad	53	Hz
Etapas	186	

BLACK OIL

Corte de agua	90	%
GOR	860	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	26,1	
Presión de burbuja	1335	Psia
Temperatura @Pb	199	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	108	psia
Presión de separador	22	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

POZO DIRECCIONAL: DRE_012D

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	2665	**psia**
Temperatura	205	℉
Caudal	1629	STB/d
Presión de fondo fluyente	1879	psia
IP	2.048	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Survey Geotermal

MD	0	ft	10419	ft
Temperatura Ambiente	75	℉	205	℉
U	2	BTU/h/ft^2	2	BTU/h/ft^2

Configuración de la Tubería

MD	9497	ft	10419	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Espesor	0,5	Inches	0,5	inches
Rugosidad	0,001	Inches	0,001	inches
Casing ID		inches		inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	9508	ft
Modelo de Bomba	GN1600	REDA
Velocidad	63	Hz
Etapas	102	

BLACK OIL

Corte de agua	40	**%**
GOR	390	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	28,3	
Presión de burbuja	1335	Psia
Temperatura @Pb	199	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	110	psia
Presión de separador	22	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F

POZO DIRECCIONAL: DRE_036H

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	2838	psia
Temperatura	199	℉
Caudal	1356	STB/d
Presión de fondo fluyente	1798.7	psia
IP	0.00248	STB/d/psi/ft

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Survey Geotermal

MD	0	Ft	11104	ft
Temperatura Ambiente	75	℉	199	℉
U	2	BTU/h/ft^2	2	BTU/h/ft^2

Configuración de la Tubería

MD		ft		ft
ID		inches		inches
Espesor	0,5	Inches	0,5	inches
Rugosidad	0,001	Inches	0,001	inches
Casing ID		inches		inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	8087	ft
Modelo de Bomba	SN2600	REDA
Velocidad	50	Hz
Etapas	162	

BLACK OIL

Corte de agua	64	%
GOR	200	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	24,8	
Presión de burbuja	1335	Psia
Temperatura @Pb	199	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	110	psia
Presión de separador	26	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

POZO VERTICAL: DRN_001

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	1500	psia
Temperatura	198	℉
Caudal	832	STB/d
Presión de fondo fluyente	685	psia
IP	1.021	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Configuración de la Tubería

MD	9257	ft	9485	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	9299	ft
Modelo de Bomba	DN1100	REDA
Velocidad	56	Hz
Etapas	435	

Disparos

MD	9485	ft
TVD	9485	℉
Temperatura Yacimiento	199	$BTU/h/ft^2$

BLACK OIL

Corte de agua	1,0	%
GOR	240	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	26	
Presión de burbuja	420	Psia
Temperatura @Pb	199	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	40	psia
Presión de separador	24	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

POZO VERTICAL: DRN_002

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	1926	psia
Temperatura	200	F
Caudal	633	STB/d
Presión de fondo fluyente	1345	psia
IP	1.089	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Configuración de la Tubería

MD	9280	Ft	9499	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	9311	ft
Modelo de Bomba	P8X	CENTRILIFT
Velocidad	52	Hz
Etapas	231	

Disparos

MD	9499	ft
TVD	9499	℉
Temperatura Yacimiento	220	BTU/h/ft^2

BLACK OIL

Corte de agua	62	%
GOR	150	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	26,5	
Presión de burbuja	420	Psia
Temperatura @Pb	220	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	15	psia
Presión de separador	---	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

POZO DIRECCIONAL: DRN_006D

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	2120	psia
Temperatura	184	℉
Caudal	424	STB/d
Presión de fondo fluyente	1031	psia
IP	0,389	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Survey Geotermal

MD	0	ft	9992	ft
Temperatura Ambiente	84	℉	184	℉
U	2	BTU/h/ft^2	2	BTU/h/ft^2

Configuración de la Tubería

MD	9808	ft	9992	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Espesor	0,5	Inches	0,5	inches
Rugosidad	0,001	Inches	0,001	inches
Casing ID		inches		inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	9855	ft
Modelo de Bomba	P18X	CENTRILIFT
Velocidad	56	Hz
Etapas	268	

BLACK OIL

Corte de agua	0,10	%
GOR	350	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	21,6	
Presión de burbuja	420	Psia
Temperatura @Pb	220	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	45	psia
Presión de separador	21	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

TABLA. POZO DIRECCIONAL: DRN_011D

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	1258	psia
Temperatura	200	℉
Caudal	707	STB/d
Presión de fondo fluyente	882	psia
IP	1.880	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Survey Geotermal

MD	0	ft	9875	ft
Temperatura Ambiente	75	℉	200	℉
U	2	BTU/h/ft^2	2	BTU/h/ft^2

Configuración de la Tubería

MD	9503	ft	9875	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Espesor	0,5	Inches	0,5	inches
Rugosidad	0,001	Inches	0,001	inches
Casing ID		inches		inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	9533	ft
Modelo de Bomba	DN1100	REDA
Velocidad	59	Hz
Etapas	361	

BLACK OIL

Corte de agua	10	%
GOR	250	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	24,9	
Presión de burbuja	420	Psia
Temperatura @Pb	220	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	35	psia
Presión de separador	21	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

POZO DIRECCIONAL: DRN_013

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	2638	psia
Temperatura	216	℉
Caudal	357	STB/d
Presión de fondo fluyente	987.97	psia
IP	0.216	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Configuración de la Tubería

MD	9347	ft	9539	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	9395	ft
Modelo de Bomba	P4X	CENTRILIFT
Velocidad	50	Hz
Etapas	500	

Disparos

MD	9423	ft
TVD	9423	℉
Temperatura Yacimiento	226	$BTU/h/ft^2$

BLACK OIL

Corte de agua	60	**%**
GOR	124	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	26,9	
Presión de burbuja	420	Psia
Temperatura @Pb	220	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	20	psia
Presión de separador	---	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

POZO DIRECCIONAL: DRN_015D

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	2053	psia
Temperatura	220	℉
Caudal	471	STB/d
Presión de fondo fluyente	1057	psia
IP	0.603	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Survey Geotermal

MD	0	ft	9937	ft
Temperatura Ambiente	78	℉	220	℉
U	2	BTU/h/ft^2	2	BTU/h/ft^2

Configuración de la Tubería

MD	9083	ft	9937	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Espesor	0,5	Inches	0,5	inches
Rugosidad	0,001	Inches	0,001	inches
Casing ID		inches		inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	9107	ft
Modelo de Bomba	P12X	CENTRILIFT
Velocidad	57	Hz
Etapas	226	

BLACK OIL

Corte de agua	0,5	%
GOR	300	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	26,7	
Presión de burbuja	420	Psia
Temperatura @Pb	220	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	70	psia
Presión de separador	23	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

POZO DIRECCIONAL: DRN_016D

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	2000	psia
Temperatura	188	℉
Caudal	1030	STB/d
Presión de fondo fluyente	1442	psia
IP	1.846	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Survey Geotermal

MD	0	ft	10010	ft
Temperatura Ambiente	74	℉	188	℉
U	2	BTU/h/ft^2	2	BTU/h/ft^2

Configuración de la Tubería

MD	9835	ft	10010	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Espesor	0,5	Inches	0,5	inches
Rugosidad	0,001	Inches	0,001	inches
Casing ID		inches		inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	9871	ft
Modelo de Bomba	P12X	CENTRILIFT
Velocidad	53	Hz
Etapas	330	

BLACK OIL

Corte de agua	20	%
GOR	134	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	26,6	
Presión de burbuja	420	Psia
Temperatura @Pb	220	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	20	psia
Presión de separador	---	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

POZO DIRECCIONAL: DRN_020D

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	1601,6	psia
Temperatura	210	℉
Caudal	451	STB/d
Presión de fondo fluyente	1227,7	psia
IP	1.206	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Survey Geotermal

MD	0	ft	10171	ft
Temperatura Ambiente	75	℉	210	℉
U	2	BTU/h/ft^2	2	BTU/h/ft^2

Configuración de la Tubería

MD	9441	ft	10171	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Espesor	0,5	Inches	0,5	inches
Rugosidad	0,001	Inches	0,001	inches
Casing ID		inches		inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	9480	ft
Modelo de Bomba	D725N	
Velocidad	52	Hz
Etapas	407	

BLACK OIL

Corte de agua	90	%
GOR	333	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	20,9	
Presión de burbuja	420	Psia
Temperatura @Pb	199	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	20	psia
Presión de separador	23	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

POZO DIRECCIONAL: DRN_031D

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión Estática	1788	psia
Temperatura	225	℉
Caudal	177	STB/d
Presión de fondo fluyente	990,71	psia
IP	0,222	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Survey Geotermal

MD	0	ft	10387	ft
Temperatura Ambiente	78	℉	225	℉
U	2	BTU/h/ft^2	2	BTU/h/ft^2

Configuración de la Tubería

MD	10130	ft	10387	ft
ID	2,992	inches	6,276	inches
Espesor	0,5	Inches	0,5	inches
Rugosidad	0,001	Inches	0,001	inches
Casing ID		inches		inches
Tipo de flujo	tubing		tubing	

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	10159	ft
Modelo de Bomba	D725N	
Velocidad	48	Hz
Etapas	393	

BLACK OIL

Corte de agua	70	%
GOR	134	scf/STB
S.G. del gas	0,64	
S.G. del agua	1,02	
API	27,9	
Presión de burbuja	420	Psia
Temperatura @Pb	220	℉

PRESIÓN DE SALIDA

Presión de cabeza	15	psia
Presión de separador	---	psia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 2. DIAGRAMAS DE POZO

DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO 001

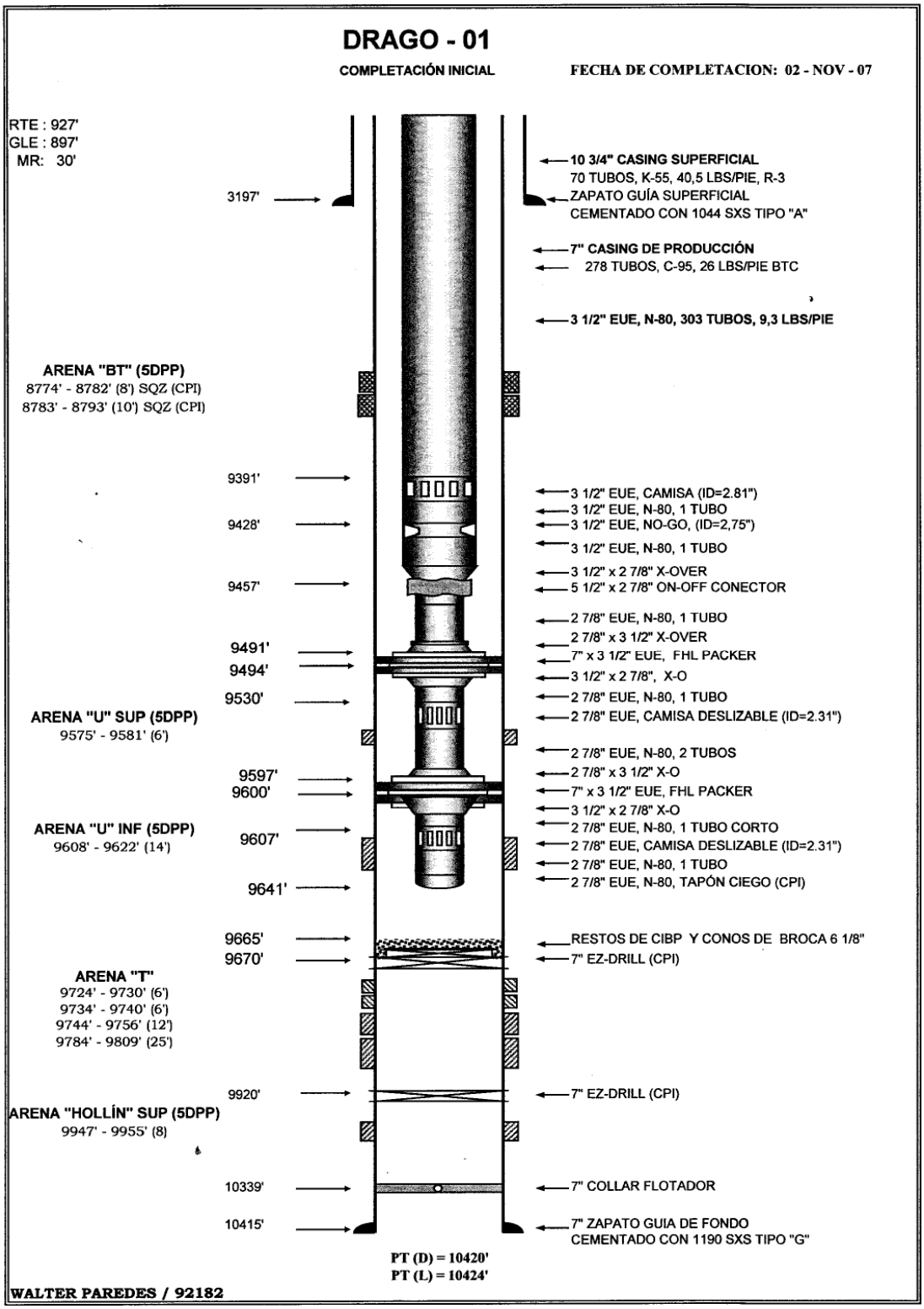


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO ESTE 001

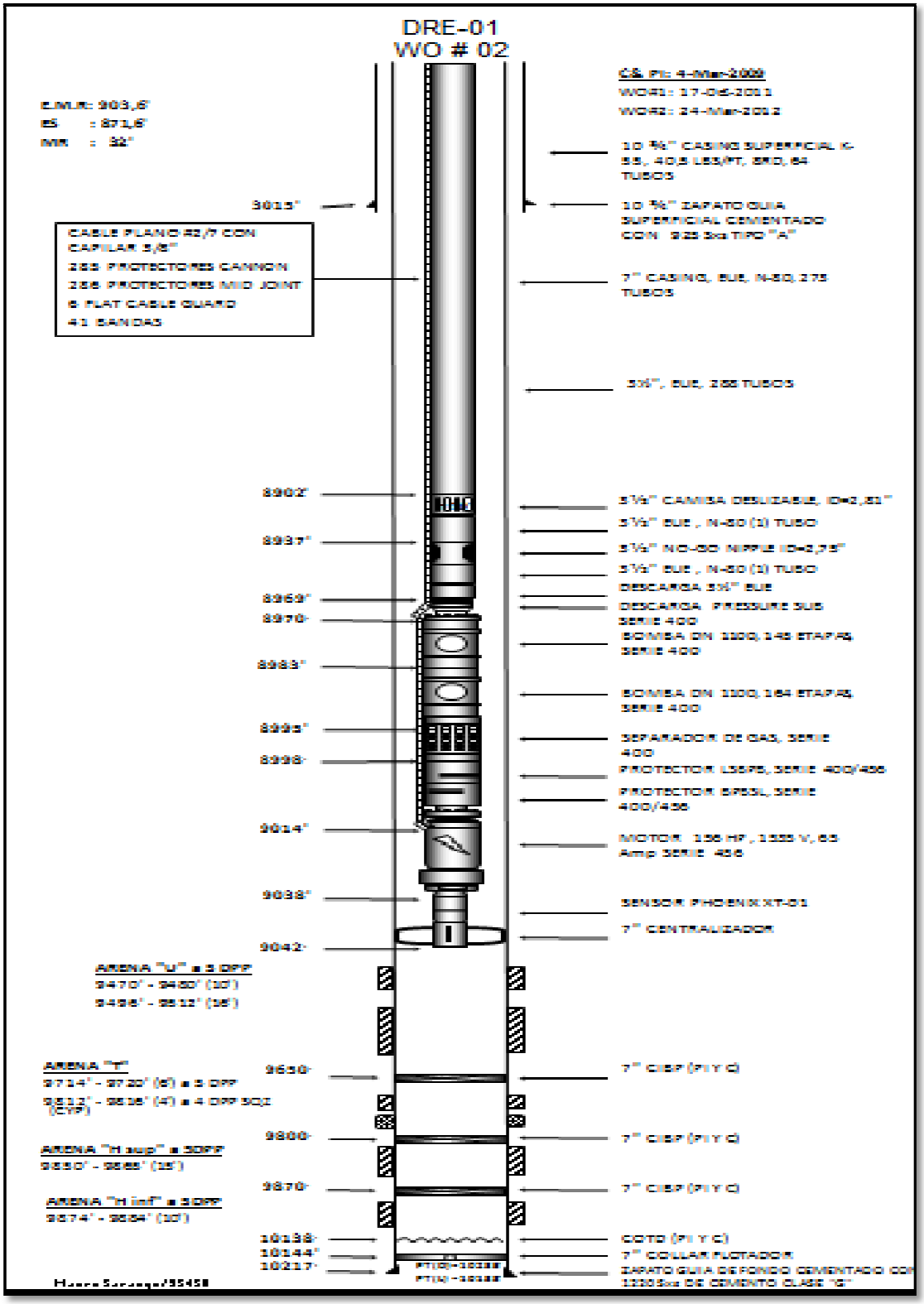


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO ESTE 005D

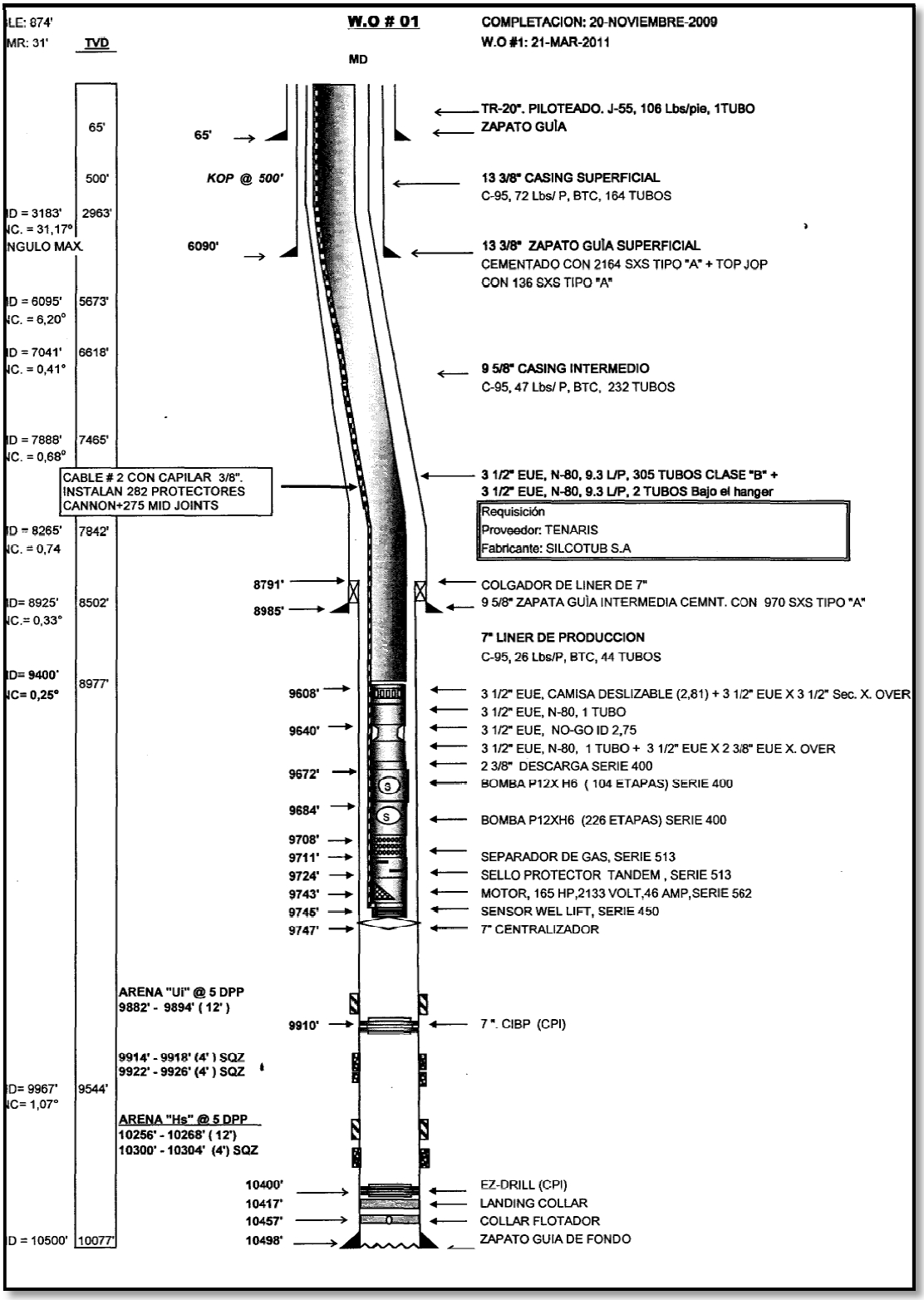


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO ESTE 008D

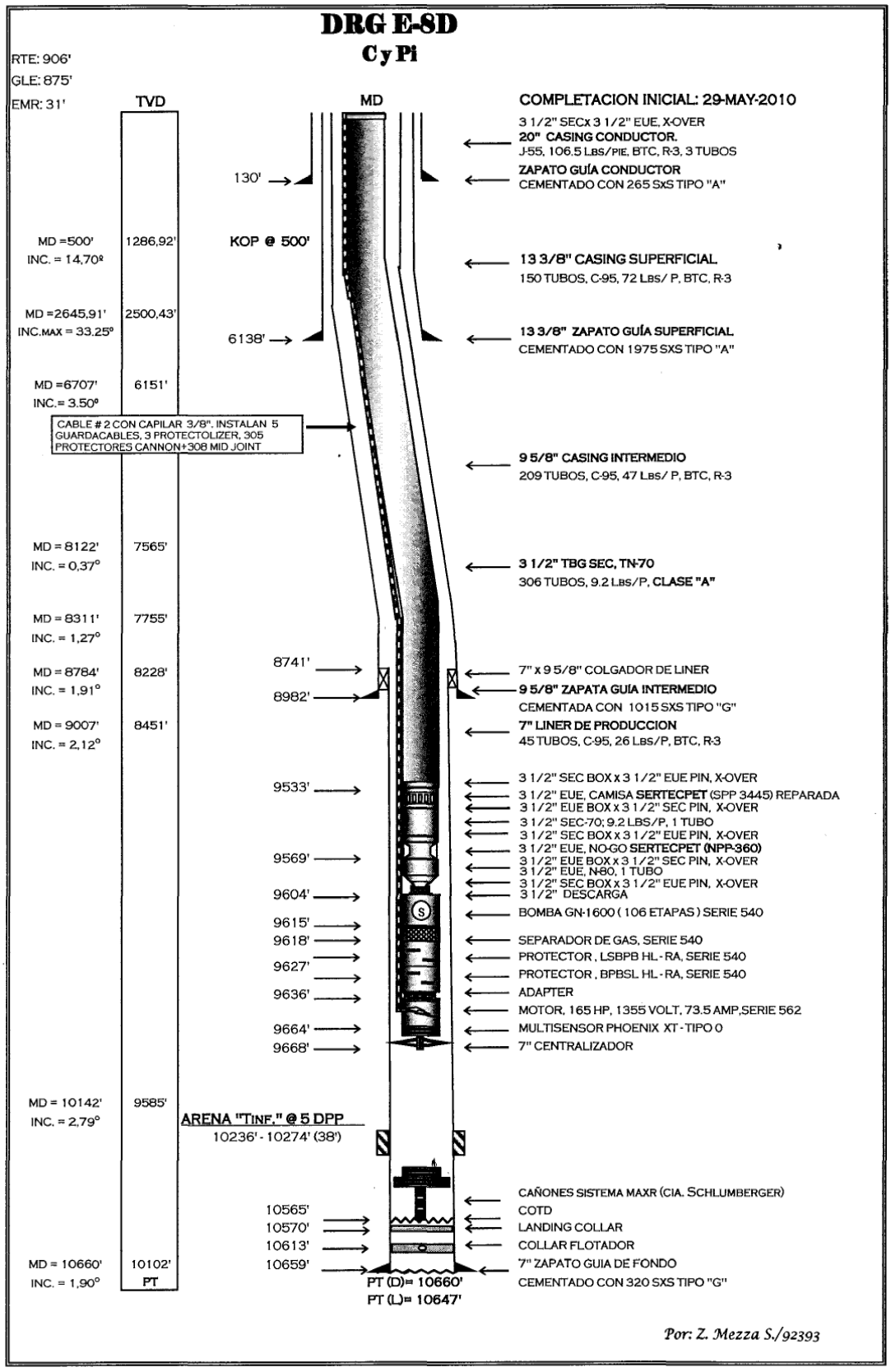


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO ESTE 009D

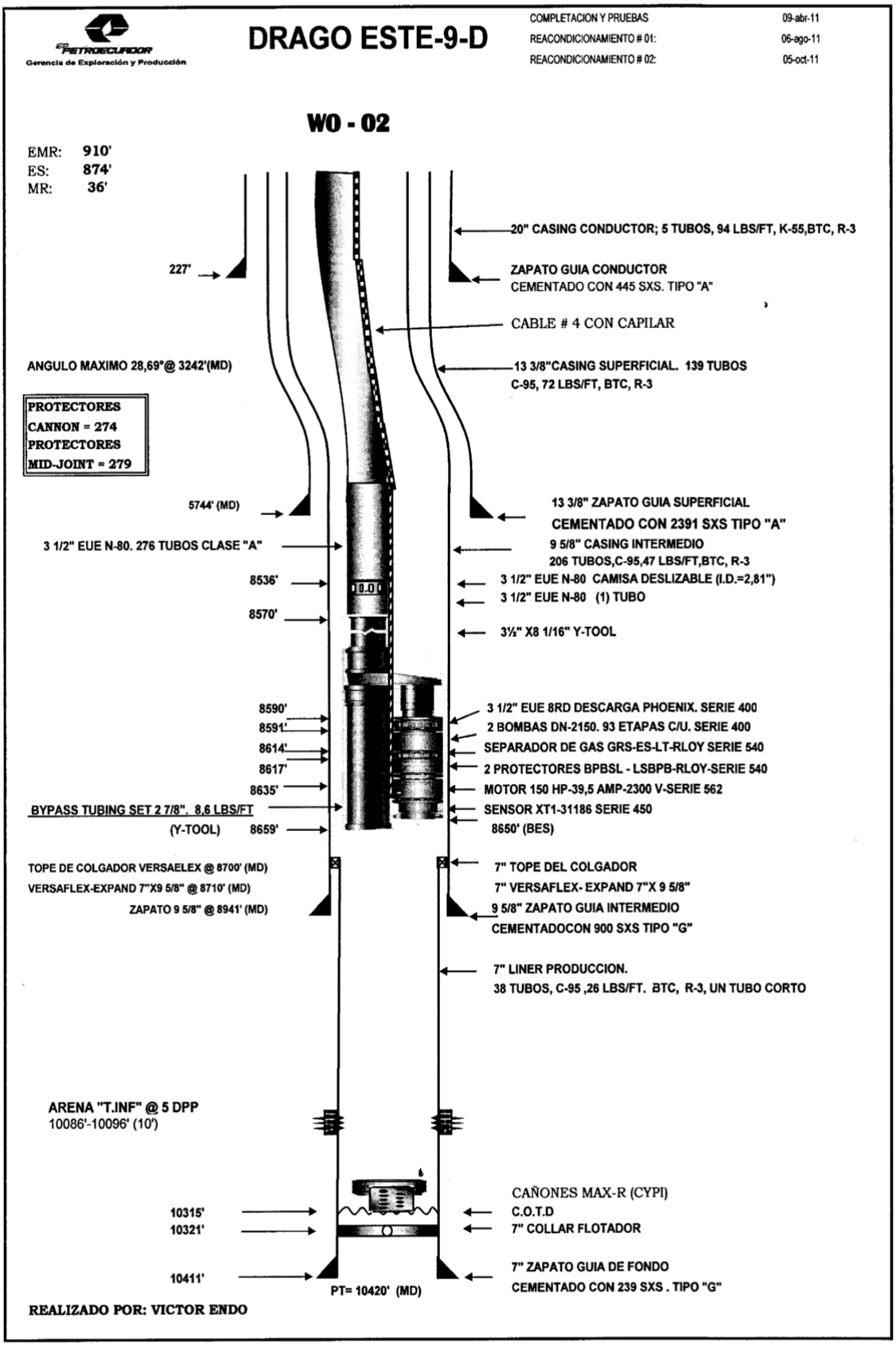


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO ESTE 012D

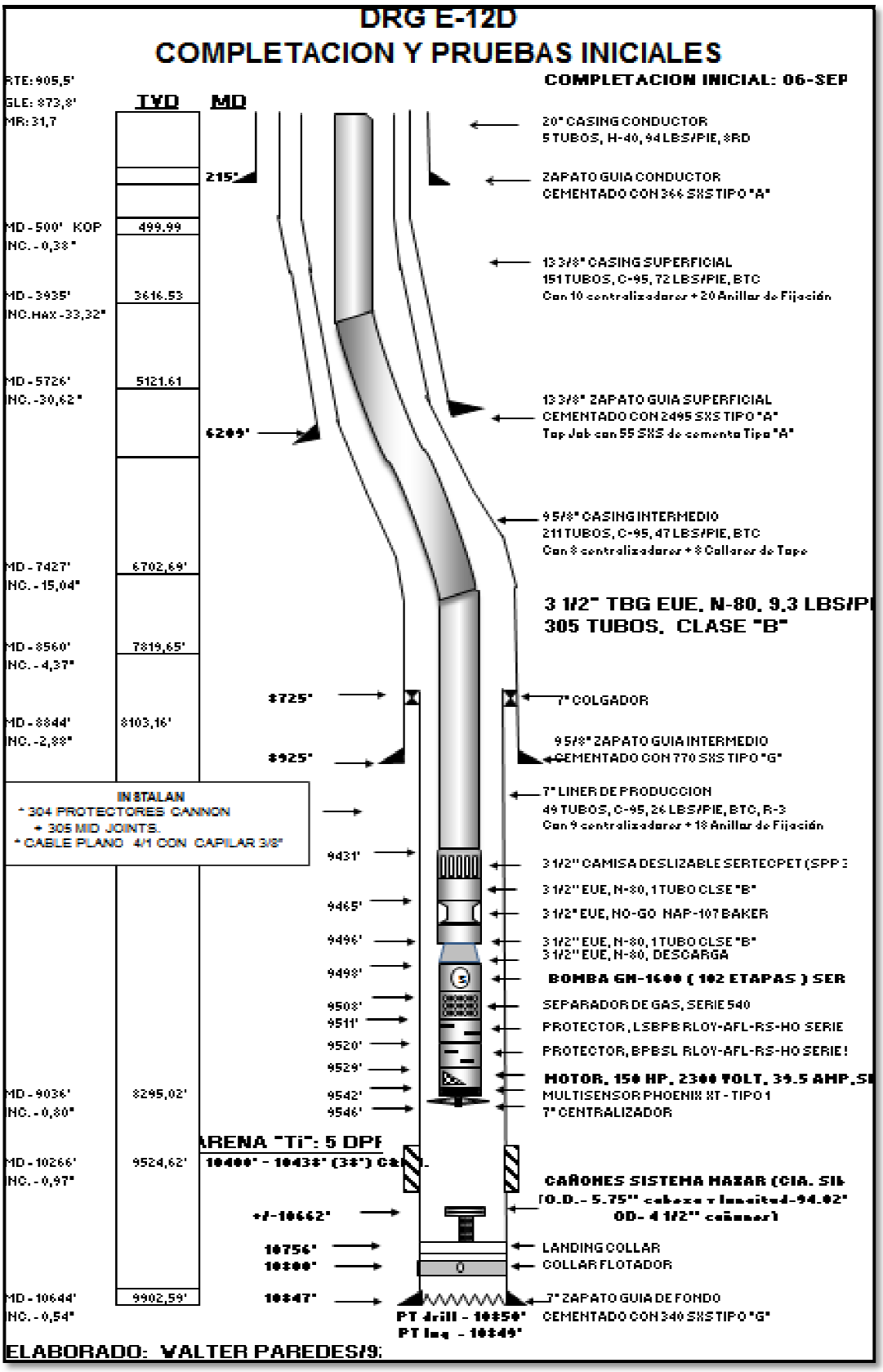


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO ESTE 036H

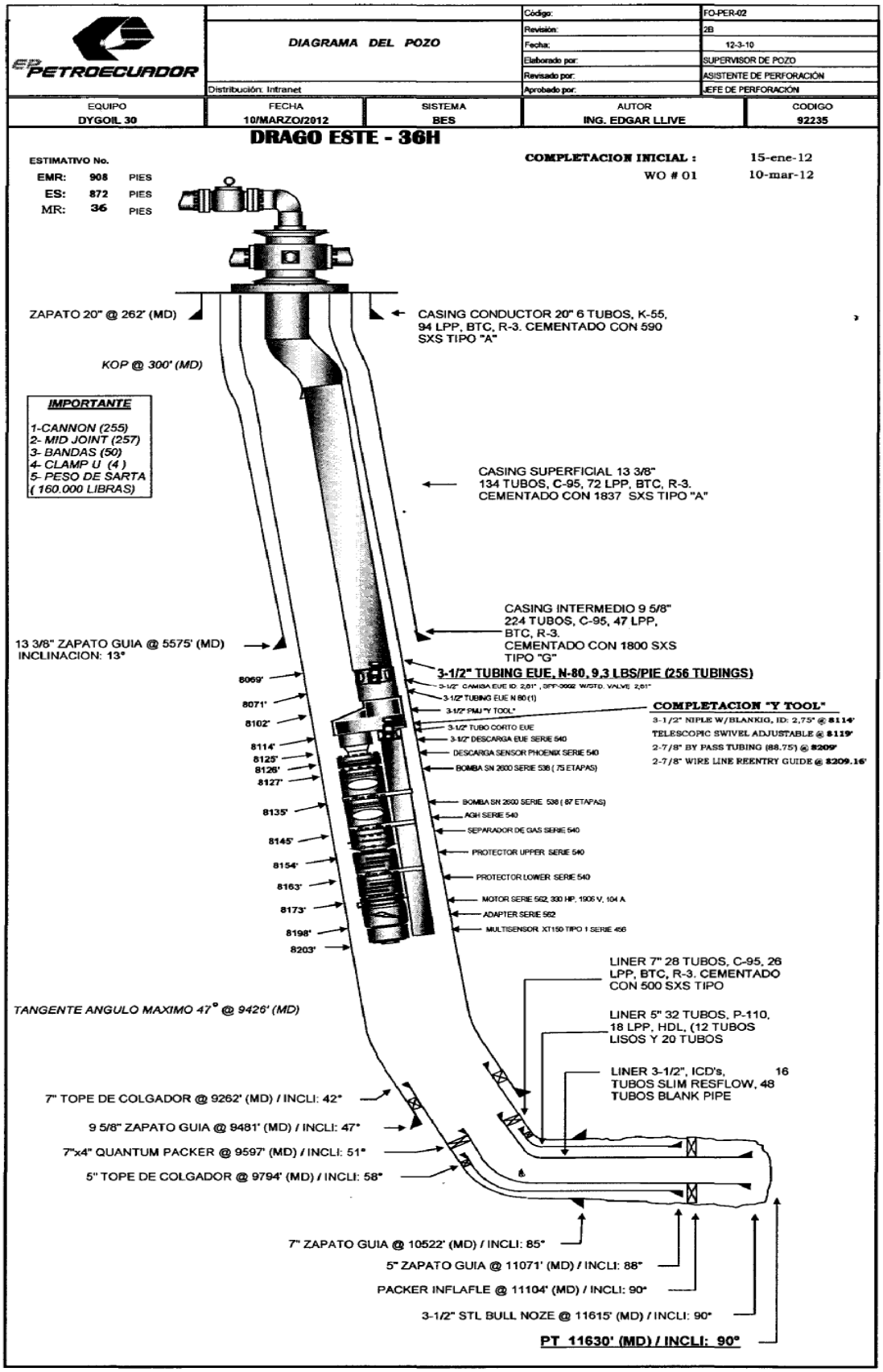


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO NORTE 001

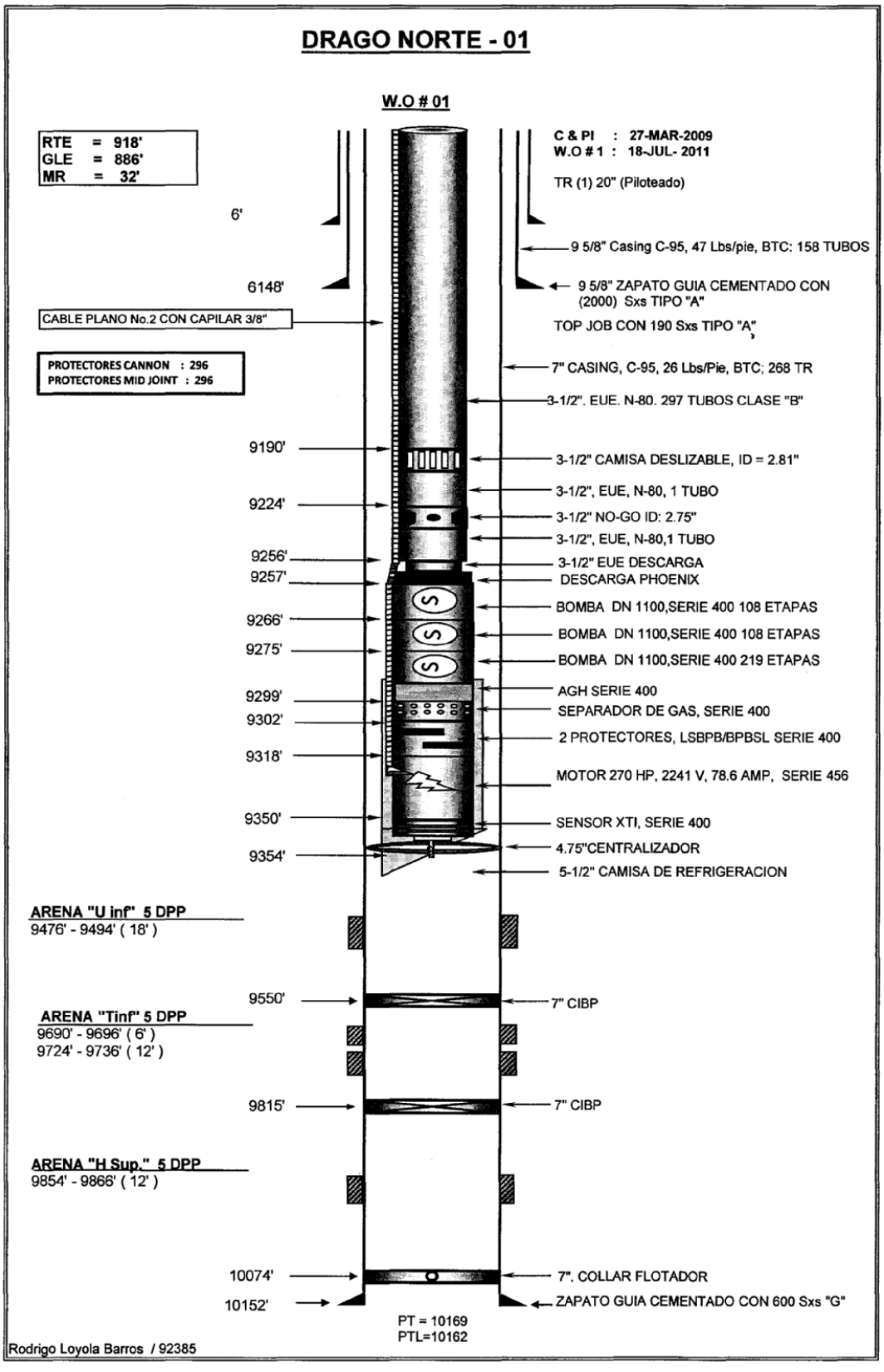


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO NORTE 002

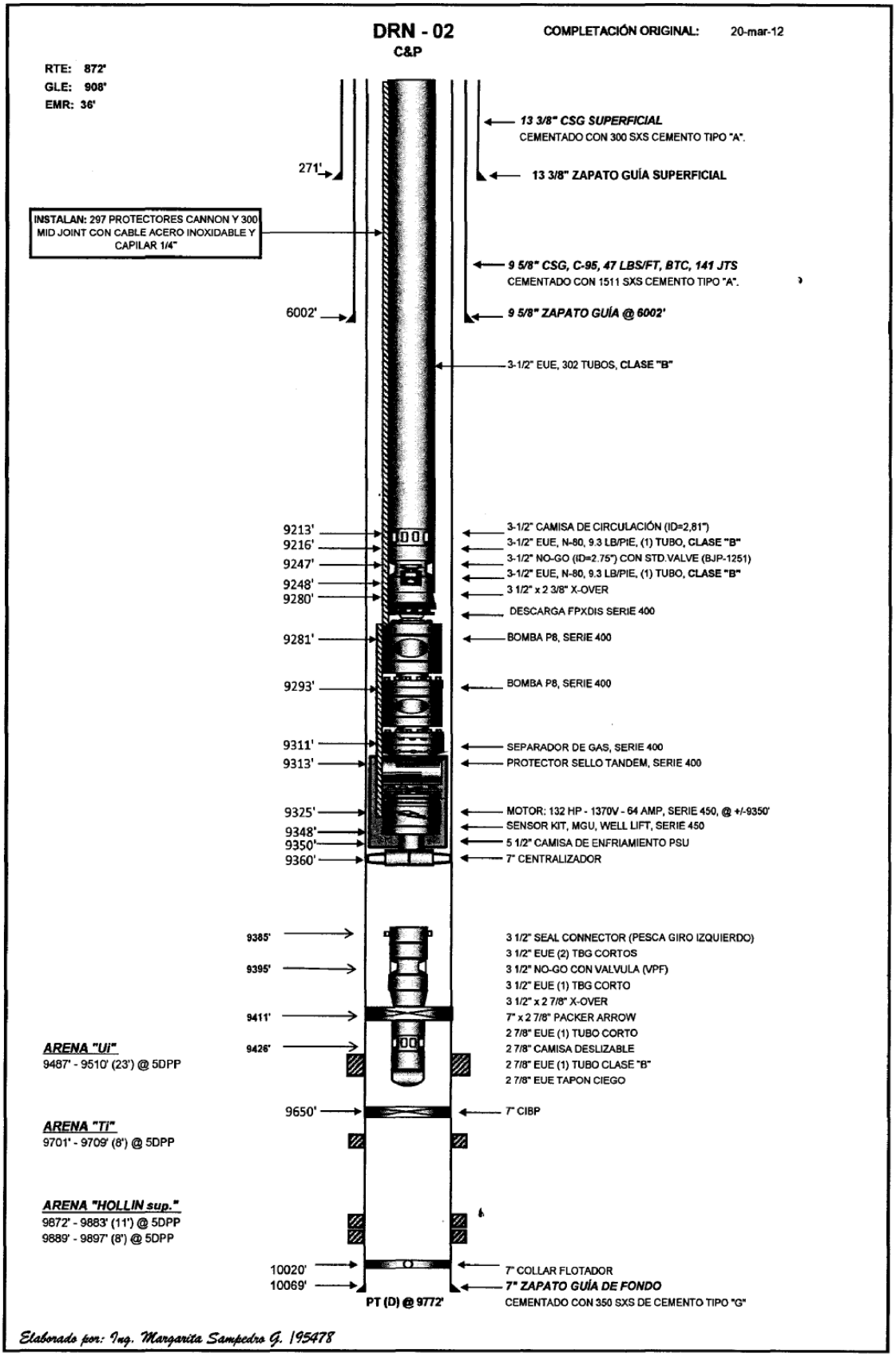


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO NORTE 006D

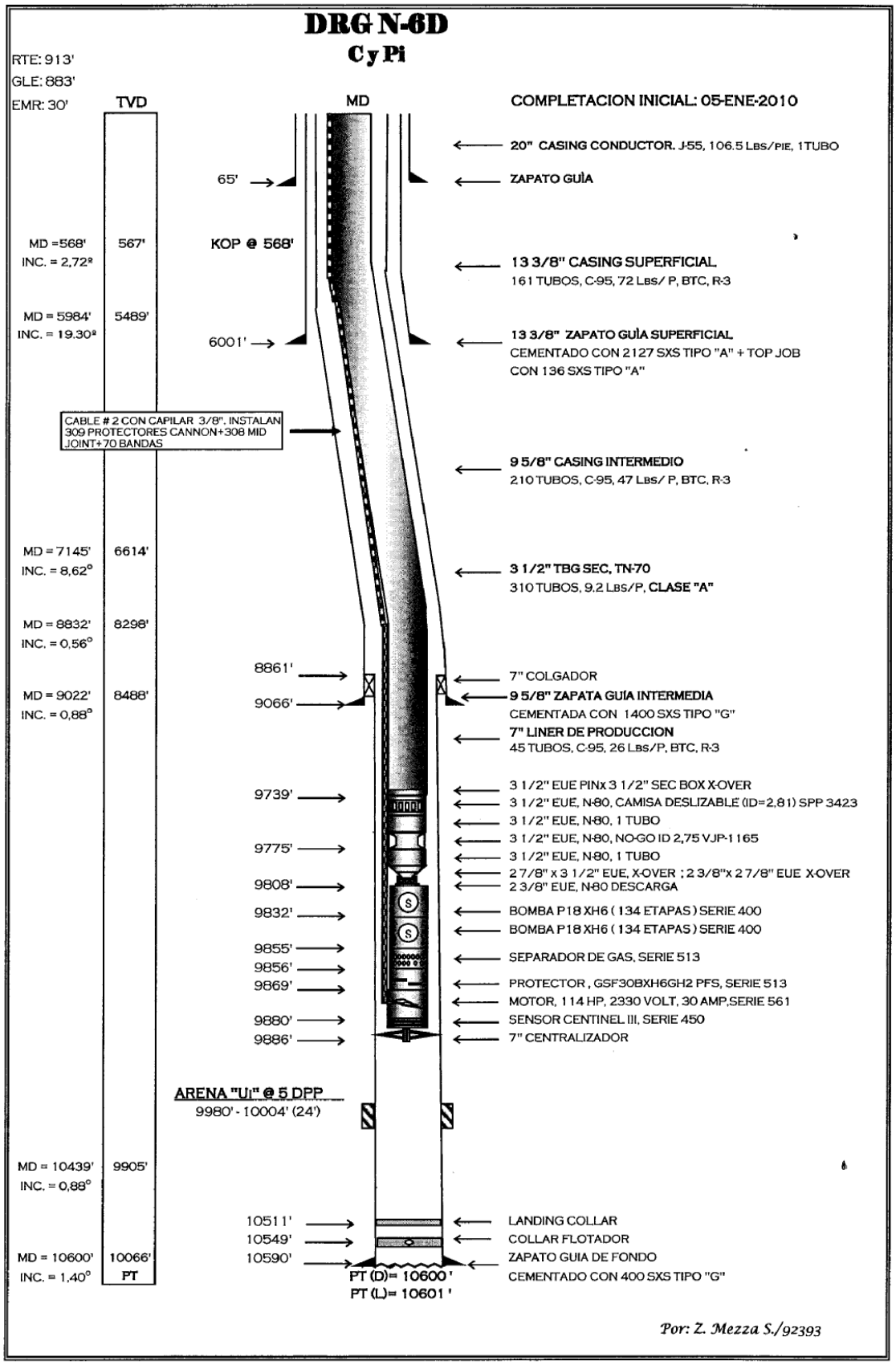


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO NORTE 011D

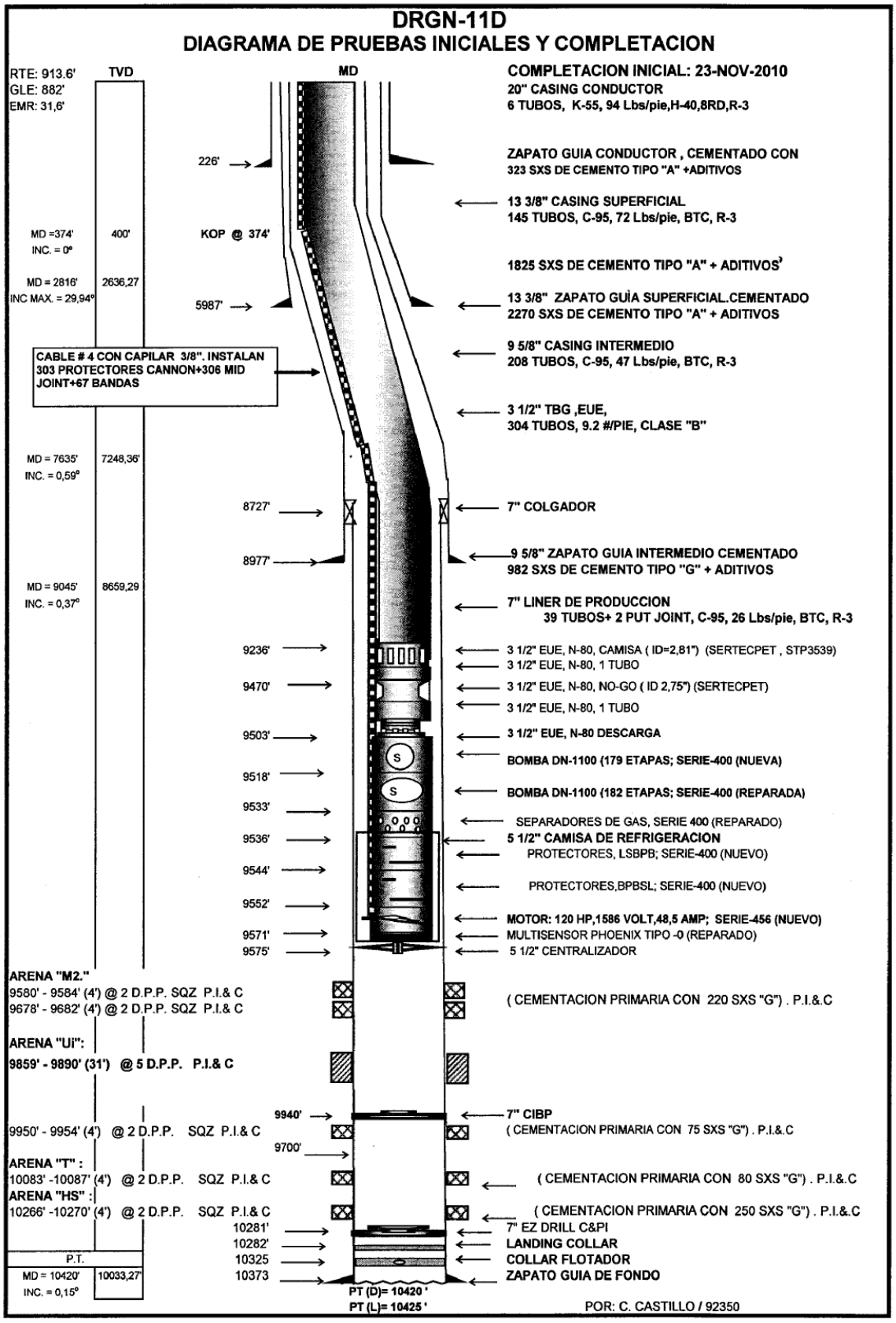


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO NORTE 013

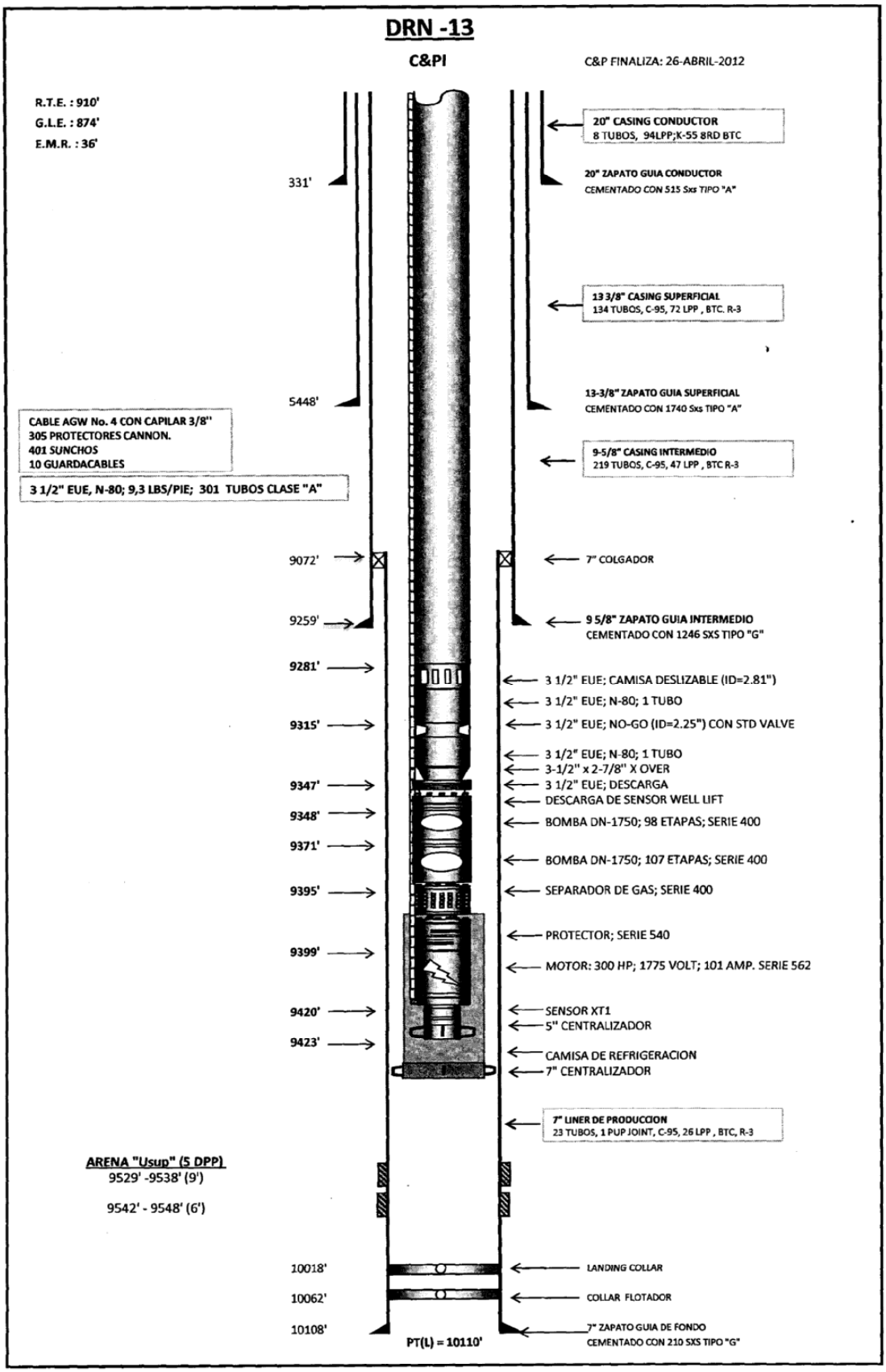


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO NORTE 015D

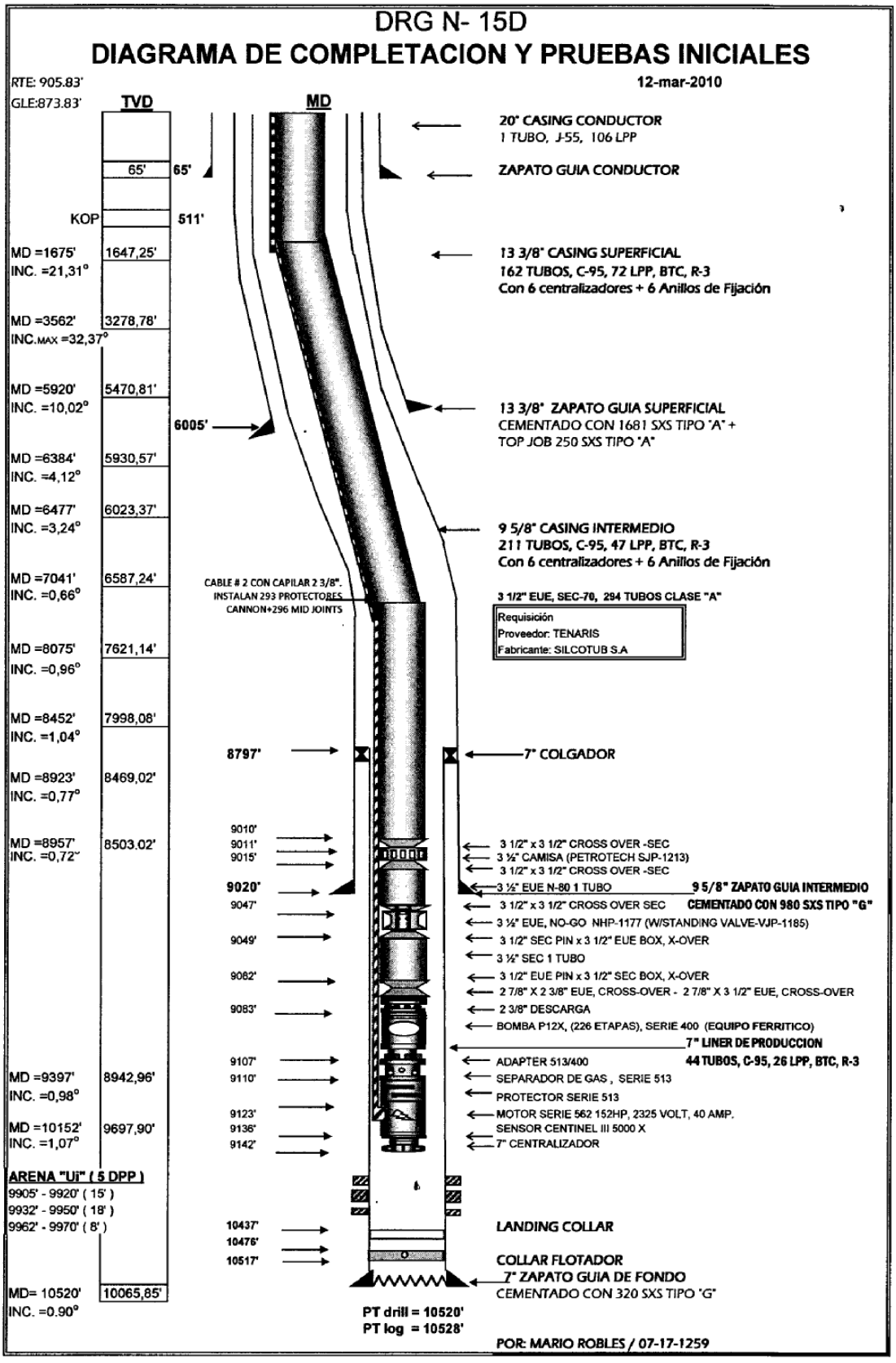


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO NORTE 016D

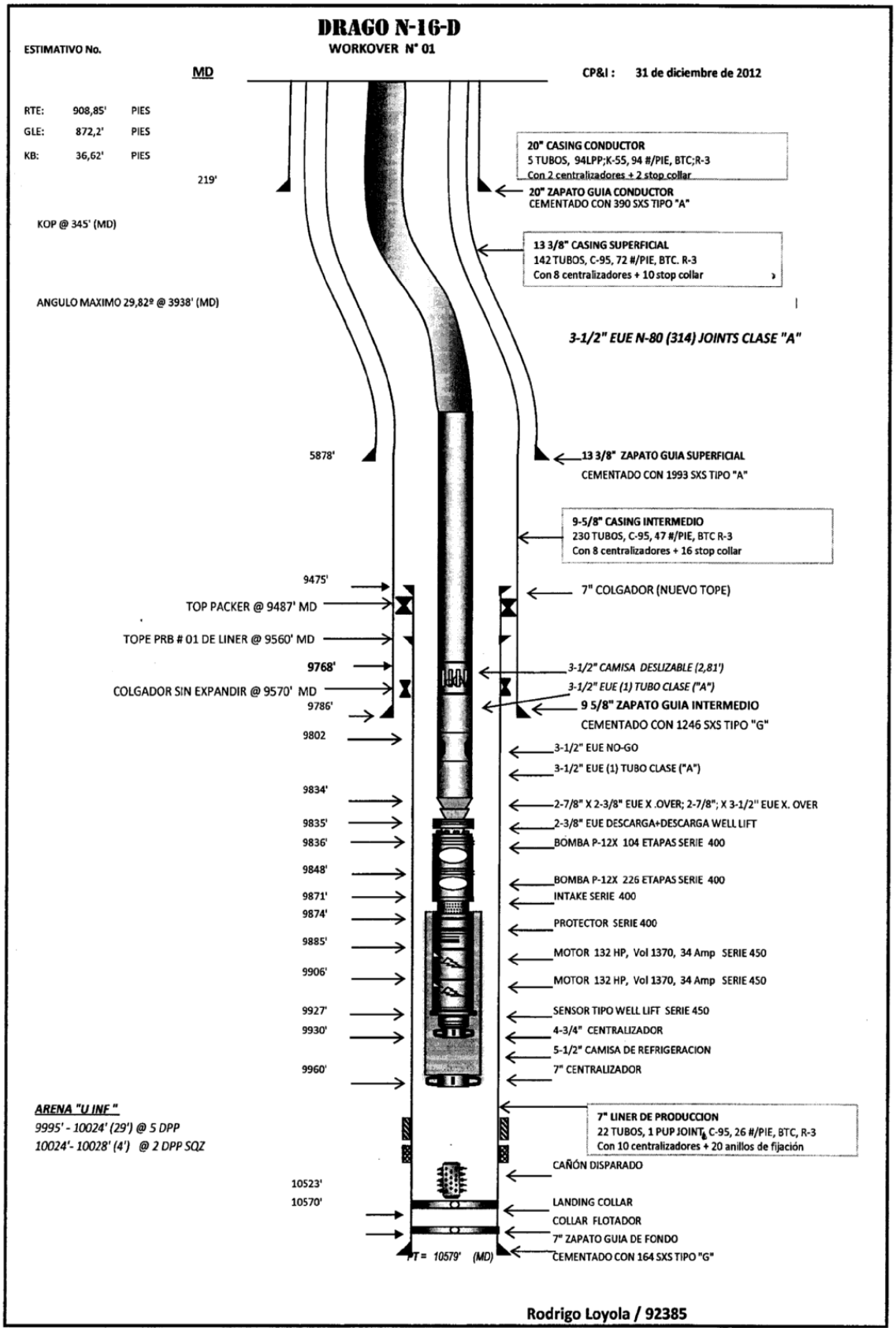


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO NORTE 020D

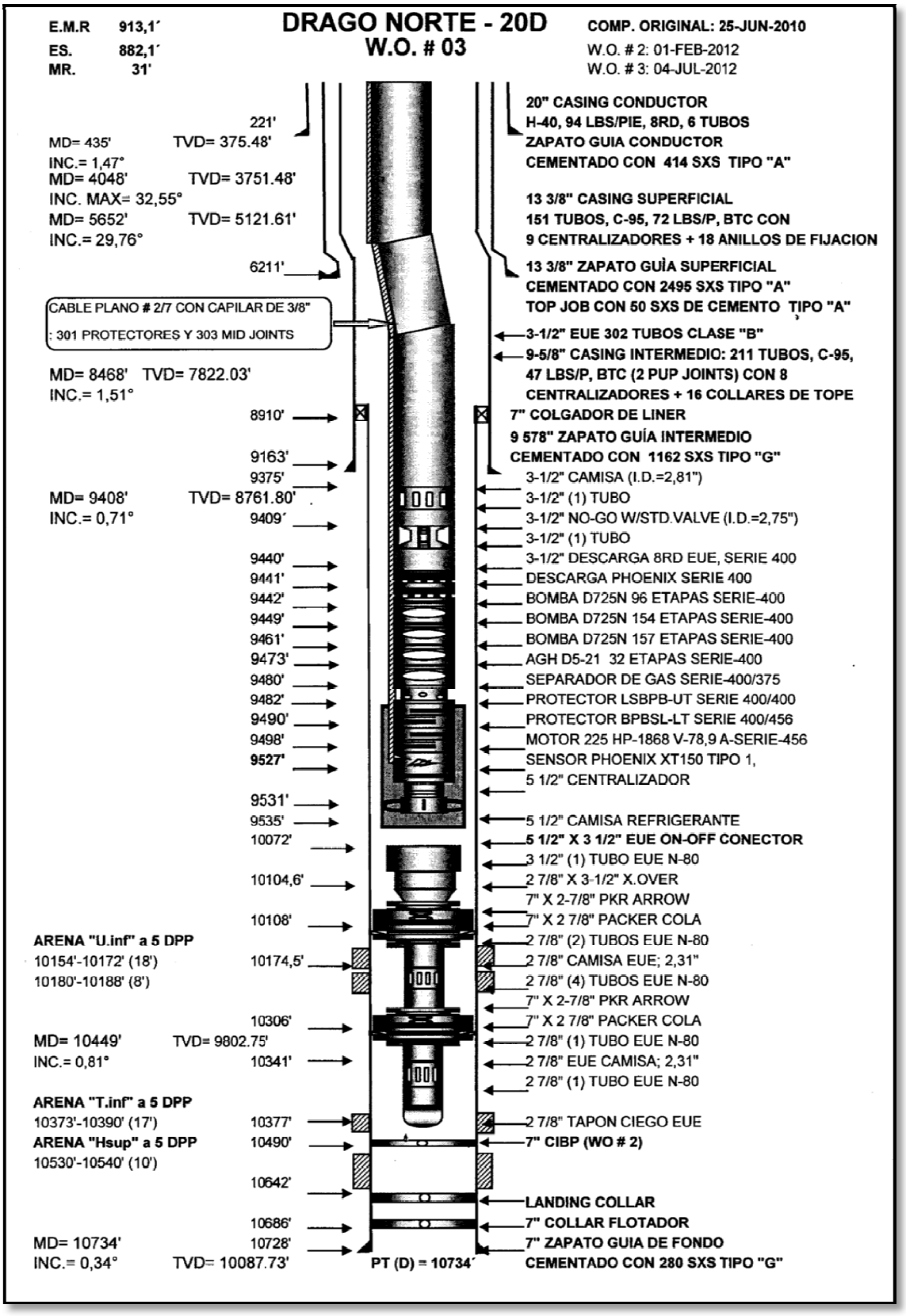
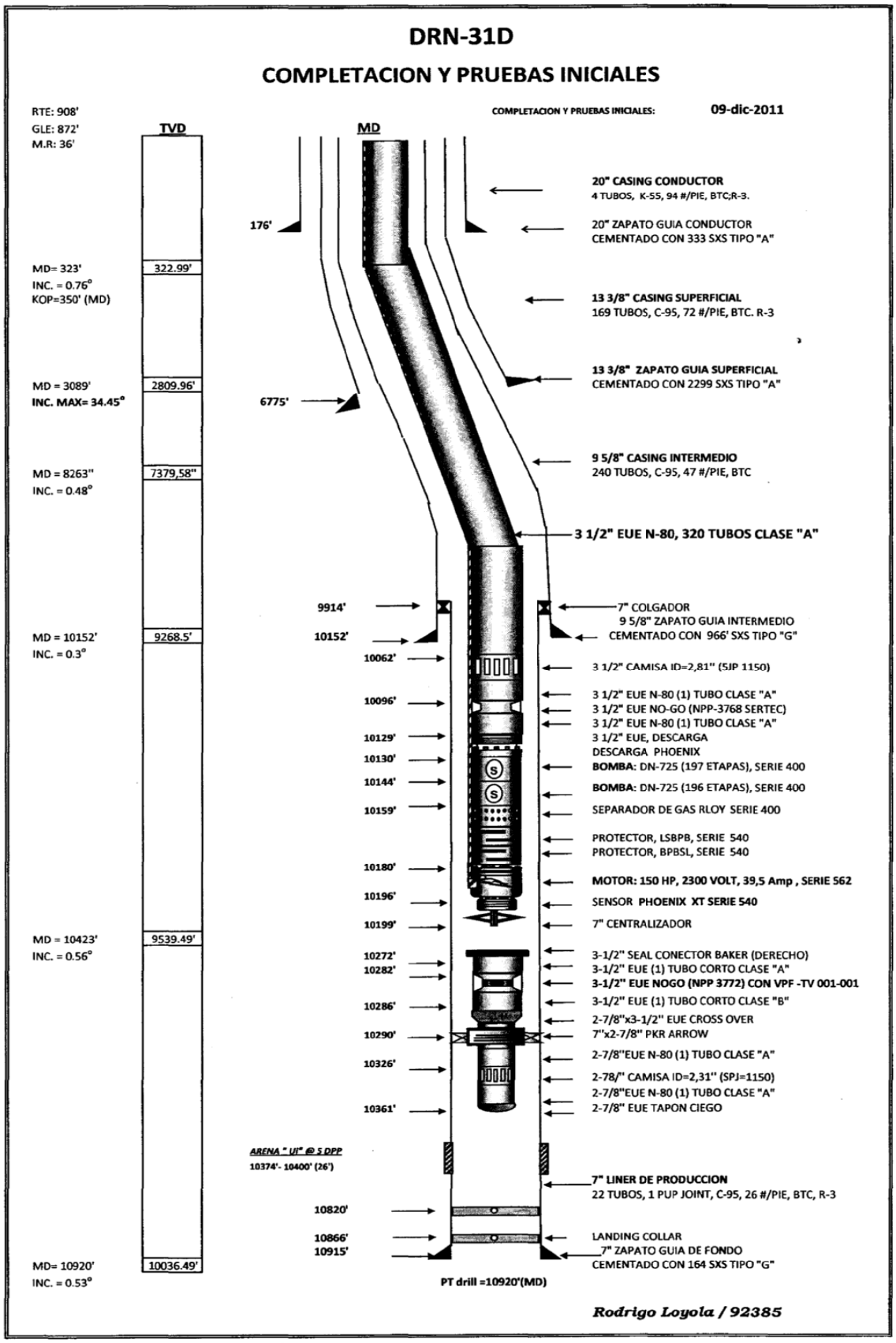


DIAGRAMA DEL POZO: DRAGO NORTE 031D



ANEXO 3. CORRELACIONES

PROPIEDADES FÍSICAS DE VISCOSIDAD DE PETRÓLEO MUERTO

CORRELACIÓN	RANGOS O PARÁMETROS	DATOS DE ORIGEN
Beal (1946)	T ≤ 100℉	753 datos
Beggs & Robinson (1975)		460 datos
Glaso (980)	50℉ ≤ T≤300℉	26 muestras de crudo
Kartoatmodjo (1990)	14.4 ≤ API ≤ 59 24.7 ≤ P (psi) ≤ 7170.7 80℉ ≤ T ≤ 320℉ 0 ≤ Rs (SCF/STB) ≤ 2829	3588 puntos de datos recogidos de 661 muestras de las fuentes: Indonesia, América del Norte incluyendo en alta mar; Oriente Medio, América Latina

Fuente: SCHLUMBERGER
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

PROPIEDADES FÍSICAS GAS Y PETRÓLEO EN SOLUCIÓN

CORRELACION	RANGOS O PARAMETROS	DATOS DE ORIGEN
Standing (1947)		105 puntos de datos
Lasater (1958)	Mejor cuando API > 15	158 puntos medidos de 137 sistemas
Vasquez & Beggs (1980)		5008 puntos de datos
Marhoun (1988)		160 puntos de datos del crudo del Medio Oriente
Glaso (1980)	Precisión mejor por menos de 1400 SCF / STB	45 muestras del crudo del Mar del Norte.
Kartoatmodjo (1990)	14.4 ≤ API ≤ 59 14.7≤P (psi) ≤6054.7 75°F ≤ T≤320°F 1.007≤Bo≤2.144 0.4824 ≤ γsep ≤ 1.688	5392 puntos de datos obtenida de 740 muestras de petróleo crudo: Indonesia, América del Norte incluyendo en alta mar, Oriente Medio, América Latina

Fuente: SCHLUMBERGER
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F

PROPIEDADES FÍSICAS PARA EL PUNTO DE BURBUJA

CORRELACION	RANGOS O PARAMETROS	DATOS DE ORIGEN
Standing (1947)	16.5 ≤ API ≤ 63.8 130 ≤Pb (psi) ≤ 7000 100°F ≤ T (res) ≤ 258°F 20 ≤ Rs (SCF/STB) ≤ 1425 0.59 ≤ γ γg ≤ 0.95	105 de presión del punto de burbuja: 22 California Sistemas; sin correcciones para los componentes no-hidrocarburo.
Lasater (1958)	17.9 ≤ API ≤ 51.1 48 ≤Pb (psi) ≤ 5780 82°F ≤ T (res) ≤ 272°F 3 ≤ Rs (SCF/STB) ≤ 2905 0.574 ≤ γg ≤ 1.223	158 muestras: Canadá, Western & Midcontinent EE.UU., y del Sur América, sin correcciones para los componentes no-hidrocarburos.
Glaso (1980)	Las correcciones para N2, CO2, y H2S	45 muestras del Mar del Norte.
Vasquez & Beggs (1980)	16 ≤ API ≤ 58 50 ≤Pb (psi) ≤ 5250 70°F ≤ T (res) ≤ 295°F 20 ≤ Rs (SCF/STB) ≤ 2070 0.56 ≤ γg ≤ 1.18	5008 puntos de datos desde 600 sistemas de petróleo.
Kartoatmodjo (1990)	14.4 ≤API ≤ 59 14.7 ≤ P (psi) ≤ 6054.7 75°F ≤ T ≤ 320°F 0 ≤ Rs (SCF/STB) ≤2890 0.4824 ≤ γgsep ≤1.668	5392 puntos de datos desde 740 muestras: Indonesia, Incluyendo América del Norte en alta mar, Middle East & América Latina

Fuente: SCHLUMBERGER
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFASICO

CORRELACION	RANGOS O PARAMETROS	DATOS DE ORIGEN
Hagedorn & Brown (1963)	Hold up de líquido y el patrón de flujo no es medido o observado; modificaciones al modelo original en versiones de computadora.	1500 pies verticales, tubería de 1,25 a 2,875 " OD; viscosidades = 10, 35, y 110 cp, petróleo, aire y agua.
Orkiszewski (1967)	Nuevo método para el flujo slug solamente; utilizado Duns & Ros para la niebla,	Usados Hagedorn & Brown más datos de campo datos de 148 pozos verticales, las condiciones

	Griffith Y Wallis para flujo burbuja; una discontinuidad como la velocidad de mezcla alcanza 10 pies / seg.	de tubería 1 - 3 ", petróleo, el aire y el agua
Duns & Ros (1963)	Hold up de líquido el patrón de flujo fue medido y observado; Mobil / Shell modificación para pozos direccionales es propietario y no en SubPUMP.	Vertical 10 metros laboratorio instalación utilizada, bajo presión con aire, petróleo y agua, tubos de 3,2 a 8,02 cm
Aziz et al (1972)	Trató de mejorar Okiszewski flujo slug y burbuja, pero la diferencia insignificante en el estudio de comparación de 48 pozos.	Teórico
Beggs & Brill (1973)	Gas: 0-300 Mpc / d; líquido: 0-30 gpm, presión de 35-95 psi; hold up de líquido: 0-.87 medido; gradiente de presión: 0 a 0,8 psi / ft, Ángulo de inclinación: -90 grados a 90 grados (downhill flujo Incluido); patrones de flujo observado; flujo horizontal regímenes establecidos; Palmer; Payne - correcciones de fricción tubería rugosa	Lab facilidad utilizando 90 tubo de acrílico pie 1-1.5 pulgadas de diámetro; 584 pruebas de medición con agua y aire.
Mukherjee & Brill (1985)	El énfasis en la mejora de correlaciones para flujo inclinado: tanto de flujo ascendente y flujo descendente, redefinición de los regímenes de flujo y factores de fricción para inclinado flujo.	
Ansari (1990) Mechanistic Model	Modelo integral para flujo ascendente de dos fases; predice patrón de flujo y características tales como hold-up de liquido.	Evaluó mediante el uso de un pozo de un banco de datos de 1775 casos.

Fuente: SCHLUMBERGER
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F

ANEXO 4. HISTORIALES DE BUILD UP

BUILD UP: DRAGO 001

FECHA: 10 de abril del 2008

Arena: “Ui”

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			**Parámetros del estrato**			**Parámetros del fluido**		
Qo =	907	BPPD	Ht =	14	Ft	Bo =	1,1397	By/Bn
Qw =	5	BAPD	hn =	14	Ft	Bw =	1,0430	By/Bn
Qt =	912	BFPD	Φ =	14	%	Rs =	227	Scf/Bbl
BSW =	0,6	%	rw =	0,29	Ft	Uo =	1,36	Cps
API =	26,8		Ty =	220	℉	Ct =	1.51431e-5	Psi-1
						GOR =	256	Scf/Bbl
						γ gas =	1,1795	

Presiones		
Pwf @ sensor (9428´) =	1399	Psi
Pwf @ mp (9615´) =	1471	Psi
Pws @ sensor (9428´) =	2244	Psi
Pws @ mp (9615´) =	2316	Psi

MÉTODO DE HORNER			MÉTODO DE LA DERIVADA		
Pendiente =	-1,29	Psi-ciclo	K (h=14´) =	169	Md
Drawdown =	845	Psi	S =	1,25	
K (h=14´) =	169	Md	Delta Skin =	140	Psi
S =	1,25		t match =	103,88	Hrs
P* =	2308	Psi	P match =	1399	Psi
P @ (lh) =	2379	Psi	Cs =	0,000988	bls/Psi
			Pi @ sensor =	2701	Psi
			Pi@mp (9615´)	2773	Psi
			L_1/L_2	350/180	Pies

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	**VALOR**	
IP actual =	1,08	Bbl/dia/Psi
IP ideal =	1,29	Bbl/dia/Psi
EF =	0,84	
q máx =	1935	Bbl/dia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

BUILD UP: DRAGO ESTE 001

FECHA: 10 de febrero del 2009

Arena: “Ui”

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	922	BPPD	Ht =	42	Ft	Bo =	1,1378	By/Bn
Qw =	38	BAPD	hn =	26	Ft	Bw =	1,0384	By/Bn
Qt =	960	BFPD	Φ =	16,0	%	Rs =	232	Scf/Bbl
BSW =	4,0	%	rw =	0,42	Ft	Uo =	1,5	Cps
API =	27,0		Ty =	212	℉	Ct =	1.2352e-5	Psi-1
						GOR =	256	Scf/Bbl
						γ gas =	1,1798	

Presiones		
Pwf @ sensor (9345´) =	2584	Psi
Pwf @ mp (9496´) =	2642	Psi
Pws @ sensor (9345´) =	2780	Psi
Pws @ mp (9496´) =	2838	Psi

MÉTODO DE HORNER			MÉTODO DE LA DERIVADA		
Pendiente =	-32	Psi-ciclo	K (h=42´) =	225	Md
Drawdown =	196	Psi	S =	-0,57	
K (h=42´) =	225	Md	Delta Skin =	+16	Psi
S =	-0,57		t match =	134,8493	Hrs
P* =	2785	Psi	P match =	2584	Psi
P @ (lh) =	2718	Psi	Cs =	0,0017	bls/Psi
			Pi @ sensor =	2955	Psi
			Pi@mp (9496´)	3013	Psi
			L_1/L_2		Pies

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
IP actual =	4,89	Bbl/dia/Psi
IP ideal =	4,52	Bbl/dia/Psi
EF =	1,08	
q máx =	11408	Bbl/dia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

BUILD UP: DRAGO ESTE 005D

FECHA: 09 de noviembre del 2009.

Arena: “Ui”

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	148	BPPD	Ht =	46	Ft	Bo =	1,1388	By/Bn
Qw =	908	BAPD	hn =	25	Ft	Bw =	1,04001	By/Bn
Qt =	1056	BFPD	Φ =	13,9	%	Rs =	231	Scf/Bbl
BSW =	86,0	%	rw =	0,29	Ft	Uo =	1,4	Cps
API =	27,0		Ty =	215	℉	Ct =	1.3479e-5	Psi-1
						GOR =	256	Scf/Bbl
						γ gas =	1,1800	

Presiones		
Pwf @ sensor (9733´) =	2235	Psi
Pwf @ mp (9888´) =	2301	Psi
Pws @ sensor (9733´) =	2560	Psi
Pws @ mp (9888´) =	2626	Psi

MÉTODO DE HORNER			MÉTODO DE LA DERIVADA		
Pendiente =	-22,5	Psi-ciclo	K (h=46´) =	282	Md
Drawdown =	325	Psi	S =	8,8	
K (h=46´) =	282	Md	Delta Skin =	+172	Psi
S =	8,8		t match =	44,8082	Hrs
P* =	2571	Psi	P match =	2235	Psi
P @ (lh) =	2534	Psi	Cs =	0,00047	bls/Psi
			Pi @ sensor =	2565	Psi
			Pi@mp (9888´)	2631	Psi
			L_1/L_2		Pies

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
ÏP actual =	3,24	Bbl/dia/Psi
IP ideal =	6,90	Bbl/dia/Psi
EF =	0,47	
q máx =	6853	Bbl/dia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

BUILD UP: DRAGO ESTE 008D

FECHA: 07 de octubre del 2010

Arena: “Ti”

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =		BPPD	Ht =	42	Ft	Bo =	1,055	By/Bn
Qw =		BAPD	hn =		Ft	Bw =		By/Bn
Qt =	1434	BFPD	Φ =		%	Rs =		Scf/Bbl
BSW =		%	rw =		Ft	Uo =	0,9372	Cps
API =	33,4		Ty =	200	℉	Ct =	3e-6	Psi-1
						GOR =		Scf/Bbl
						γ gas =		

Presiones		
Pwf @ sensor =		Psi
Pwf @ mp =	2665,44	Psi
Pws @ sensor =		Psi
Pws @ mp =	2210,53	Psi

MÉTODO DE HORNER			MÉTODO DE LA DERIVADA		
Pendiente =		Psi-ciclo	K (h=42´) =	43,3	Md
Drawdown =		Psi	S =	-2,07	
K (h=42´) =	43,3	Md	Delta Skin =	-114,945	Psi
S =	-2,07		t match =	8,43	Hrs
P* =		Psi	P match =	0,018	Psi
P @ (lh) =	2665,44	Psi	Cs =	0,11	bls/Psi
			Pi @ sensor =		Psi
			Pi@mp (9888´)		Psi
			L_1/L_2		Pies

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
IP actual =	3,15	Bbl/dia/Psi
IP ideal =		Bbl/dia/Psi
EF =		
q máx =		Bbl/dia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

BUILD UP: DRAGO NORTE 001

FECHA: 29 de Mayo del 2011

Arena: “Ui”

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	316,8	BPPD	Ht =	36	Ft	Bo =		By/Bn
Qw =	163,2	BAPD	hn =	18	Ft	Bw =		By/Bn
Qt =	480	BFPD	Φ =	16	%	Rs =		Scf/Bbl
BSW =	34	%	rw =	0,29	Ft	Uo =		Cps
API =	26,8		Ty =	218	℉	Ct =		Psi-1
						GOR =	233	Scf/Bbl
						γ gas =	1,25	

Presiones		
Pwf @ sensor (9359´) =	640,38	Psi
Pwf @ mp (9485´) =	691,11	Psi
Pws @ sensor (9359´) =	1521	Psi
Pws @ mp (9485´) =	1571,737	Psi

MÉTODO DE HORNER			MÉTODO DE LA DERIVADA		
Pendiente =	-19,92	Psi-ciclo	K (h=36´) =	11088	Md
K (h=36´) =	11124	Md	K =	309	Md
K =	309	Md	S =	10	
S =	10		t match =		Hrs
P* =	1527,06	Psi	P match =		Psi
P @ (lh) =	1501,8	Psi	Cs =	0,000203	bls/Psi
Dps =	703,73	Psi	Pi @ sensor =		Psi
			Pi@mp (9485´)	1526	Psi
			L_1/L_2		Pies

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
IP actual =	0,58	Bbl/dia/Psi
IP ideal =		Bbl/dia/Psi
EF =	0,73	
q máx =	661	Bbl/dia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

BUILD UP: DRAGO NORTE 002

FECHA: 30 de enero del 2012.

Arena: “Ui”

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	461,7	BPPD	Ht =	28	Ft	Bo =	1,1406	By/Bn
Qw =	108,3	BAPD	hn =	23	Ft	Bw =	1,042	By/Bn
Qt =	570	BFPD	Φ =	10,2	%	Rs =	0,068	Scf/Bbl
BSW =	19,0	%	rw =	0,29	Ft	Uo =	1,83	Cps
API =	26,3		Ty =	214	℉	Ct =	1,56e-04	Psi-1
						GOR =	150	Scf/Bbl
						γ gas =	1,25	

Presiones		
Pwf @ sensor (9383´) =	1427,91	Psi
Pwf @ mp (9499´) =	1445,7	Psi
Pws @ sensor (9383´) =	1902,3	Psi
Pws @ mp (9499´) =	1926	Psi

MÉTODO DE HORNER			MÉTODO DE LA DERIVADA		
Pendiente =	-19	Psi-ciclo	K (h=23´) =	7291	Md
K (h=23´) =	8165	Md	K =	317	Md
K =	355	Md	S =	17,1	
S =	19,8		M =	3,67	Ft
P* =	1913	Psi	D =	71	Psi
P @ (lh) =	1881	Psi	Cs =	8,35e-04	bls/Psi
Rad. Invest =	166	Pies	Pi @ sensor =		Psi
Dps =	323	Psi	Pi@mp (9499´)	1924	Psi
			L_1/L_2		Pies

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
IP actual =	0,954	Bbl/dia/Psi
IP ideal =		Bbl/dia/Psi
EF =	0,37	
q máx =	1523	Bbl/dia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

BUILD UP: DRAGO NORTE 006D

FECHA: 28 de diciembre del 2009.

Arena: “Ui”

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	1129	BPPD	Ht =	36	Ft	Bo =	1,0868	By/Bn
Qw =	23	BAPD	hn =	24	Ft	Bw =	1,0422	By/Bn
Qt =	1152	BFPD	Φ =	15,0	%	Rs =	91	Scf/Bbl
BSW =	2,0	%	rw =	0,35	Ft	Uo =	2,2	Cps
API =	27,9		Ty =	219	℉	Ct =	1,2012e-04	Psi-1
						GOR =	134	Scf/Bbl
						γ gas =	1,1780	

Presiones		
Pwf @ sensor (9771´) =	1808	Psi
Pwf @ mp (9991´) =	1893	Psi
Pws @ sensor (9771´) =	2216	Psi
Pws @ mp (9992´) =	2301	Psi

MÉTODO DE HORNER			MÉTODO DE LA DERIVADA		
Pendiente =	104	Psi-ciclo	K (h=36´) =	108	Md
Drawdown =	2044	Psi	Sf =	2,6	
K (h=36´) =	108	Md	Delta Skin =	+235	Psi
Sf =	2,6		T match =	71,6732	Hrs
P* =	2279	Psi	P match =	1808	Psi
P @ (lh) =	2087	Psi	Cs =	0,0046	bls/Psi
			Pi @ sensor =	2297	Psi
			Pi@mp (9992´)	2393	Psi
			L_1/L_2		Pies

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
IP actual =	2,84	Bbl/dia/Psi
IP ideal =	6,65	Bbl/dia/Psi
EF =	0,42	
q máx =	5724	Bbl/dia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

BUILD UP: DRAGO NORTE 011D

FECHA: 15 de noviembre 2010.

Arena: “Ui”

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	568,8	BPPD	Ht =	42	Ft	Bo =	1,1028	By/Bn
Qw =	151,2	BAPD	hn =	31	Ft	Bw =	1,0407	By/Bn
Qt =	720	BFPD	Φ =	13	%	Bg =	0,0617	By/Bn
BSW =	21	%	rw =	0,354	Ft	Uo =	1,6494	
API =	29,8		Ty =	213	℉	Ct =	1,3994e-05	Psi-1
						GOR =	134	Scf/Bbl
						γ gas =	1,25	

Presiones		
Pwf @ sensor (9525´) =	1459	Psi
Pwf @ mp (9875´) =	1595.46	Psi
Pws @ sensor (9525´) =	1645	Psi
Pws @ mp (9875´) =	1781,462	Psi

MÉTODO DE HORNER			MÉTODO DE LA DERIVADA		
Pendiente =	-17,41	Psi-ciclo	K =	359	Md
Drawdown =		Psi	K(h=42´) =	15078	Md
K (h=42´) =	12222	Md	S =	6,97	
S =	4,47		M =	955	
P* =	1651	Psi	W =	990	
P @ (lh) =	1624,9	Psi	Cs =		bls/Psi
Delta P Skin	67,61		Pi @ sensor =		Psi
			Pi@mp (9644´)	1645	Psi
			L_1/L_2		Pies

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
IP actual =	3,692	Bbl/dia/Psi
IP ideal =		Bbl/dia/Psi
EF =	0,14	
q máx =	5237	Bbl/dia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

BUILD UP: DRAGO NORTE 013

FECHA: 14 de abril del 2012.

Arena: “Ui”

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	218,4	BPPD	Ht =	28	Ft	Bo =	1,1561	By/Bn
Qw =	117,6	BAPD	hn =	15	Ft	Bw =	1,033	By/Bn
Qt =	336	BFPD	Φ =	13	%	Bg =	0,0066	By/Bn
BSW =	35	%	rw =	0,29	Ft	Uo =	1,5955	
API =	25,5		Ty =	199	℉	Ct =	1,3889e-05	Psi-1
						GOR =	233	Scf/Bbl
						γ gas =	1,25	

Presiones		
Pwf @ sensor (9342´) =	871	Psi
Pwf @ mp (9539´) =	889	Psi
Pws @ sensor (9342´) =	2451	Psi
Pws @ mp (9539´) =	2539	Psi

MÉTODO DE HORNER			MÉTODO DE LA DERIVADA		
Pendiente =	-252	Psi-ciclo	K h(h=15´) =	941	Md
K=	26.6	Md	K=	62.7	Md
K h(h=15´) =	399	Md	S =	8,3	
S =	1		T match =	102	Hrs
P* =	2440	Psi	P match =	0,0108	Psi
P @ (lh) =	2188	Psi	Cs =	0,00171	bls/Psi
dps =	744	psi	Pi @ sensor =		Psi
			Pi@mp (9539´)	3406	Psi
			L_1/L_2		Pies

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
IP actual =	0,21	Bbl/dia/Psi
IP ideal =		Bbl/dia/Psi
EF =	0,79	
q máx =	427	Bbl/dia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

BUILD UP: DRAGO NORTE 015D

FECHA: 03 de marzo del 2010.

Arena: “Ui”

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	993	BPPD	Ht =	60	Ft	Bo =	1,1028	By/Bn
Qw =	63	BAPD	hn =	41	Ft	Bw =	1,0423	By/Bn
Qt =	1056	BFPD	Φ =	14,9	%	Bg =		By/Bn
BSW =	6,0	%	rw =	0,29	Ft	Uo =	3,0	
API =	25,5		Ty =	219	℉	Ct =	1,1657e-05	Psi-1
						GOR =	134	Scf/Bbl
						γ gas =	1,1864	

Presiones		
Pwf @ sensor (9751´) =	1767	Psi
Pwf @ mp (9937´) =	1840	Psi
Pws @ sensor (9751´) =	2180	Psi
Pws @ mp (9937´) =	2253	Psi

MÉTODO DE HORNER			MÉTODO DE LA DERIVADA		
Pendiente =	-214	Psi-ciclo	K (h=60´) =	405	Md
Drawdown =	413	Psi	Delta Skin =	+223	
K (h=60´) =	405	Md	S =	12,0	
S =	12,0		T match =	80,8495	Hrs
P* =	2197	Psi	P match =	1767	Psi
P @ (lh) =	2157	Psi	Cs =	0,0018	bls/Psi
dps =		psi	Pi @ sensor =	2183	Psi
			Pi@mp (9937´)	2257	Psi
			L_1/L_2		Pies

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
IP actual =	2,55	Bbl/dia/Psi
IP ideal =	5,55	Bbl/dia/Psi
EF =	0,46	
q máx =	5091	Bbl/dia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

BUILD UP: DRAGO NORTE 020D

FECHA: 23 de mayo 2012

Arena: “Ui”

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	76,8	BPPD	Ht =	40	Ft	Bo =	1,11135	By/Bn
Qw =	163,2	BAPD	hn =	26	Ft	Bw =	1,0425	By/Bn
Qt =	240	BFPD	Φ =	18	%	Bg =	0,00861	By/Bn
BSW =	680	%	rw =	0,29	Ft	Uo =	1,9761	
API =	26,9		Ty =	220	℉	Ct =	2,0179e-05	Psi-1
						GOR =	400	Scf/Bbl
						γ gas =	1,25	

Presiones		
Pwf @ sensor (10037´) =	1211,5	Psi
Pwf @ mp (10171´) =	1227,7	Psi
Pws @ sensor (10037´) =	1580,5	Psi
Pws @ mp (10171´) =	1601,6	Psi

MÉTODO DE HORNER			MÉTODO DE LA DERIVADA		
Pendiente =	-22,9	Psi-ciclo	K (h=26´) =	2520	Md
K =	84,6	Md	Delta Skin =	97,1	
K (h=26´) =	2200	Md	S =	18,2	
S =	14,9		Snf =	202	
P* =	1584	Psi	N nf =	235	
P @ (lh) =	1547	Psi	Cs =	0,00152	bls/Psi
dps =	316	psi	Pi @ sensor =		Psi
			Pi@mp (10171´)	1615,9	Psi
			L_1/L_2		Pies

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
IP actual =	0,6504	Bbl/dia/Psi
IP ideal =		Bbl/dia/Psi
EF =	0,26	
q máx =	905	Bbl/dia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

BUILD UP: DRAGO NORTE 031D

FECHA: 25 de noviembre del 2011

Arena: “Ui”

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	309,2	BPPD	Ht =	26	Ft	Bo =	1,1017	By/Bn
Qw =	26,88	BAPD	hn =	26	Ft	Bw =	1,042	By/Bn
Qt =	336	BFPD	Φ =	16	%	Bg =	0,0059	By/Bn
BSW =	8,0	%	rw =	0,29	Ft	Uo =	1,96682	
API =	27,9		Ty =	217	℉	Ct =	1,45e-05	Psi-1
						GOR =	134	Scf/Bbl
						γ gas =	1,25	

Presiones		
Pwf @ sensor (10180´) =	970,97	Psi
Pwf @ mp (10387´) =	990,71	Psi
Pws @ sensor (10180´) =	1752,38	Psi
Pws @ mp (10387´) =	1788,021	Psi

MÉTODO DE HORNER			MÉTODO DE LA DERIVADA		
Pendiente =	-40	Psi-ciclo	K (h=26´) =	2939,04	Md
K =	114	Md	k =	113,04	Md
K (h=26´) =	2966	Md	S =	15	
S =	15		L nf =	726	
P* =	1813	Psi	N nf =		
P @ (lh) =	1706	Psi	Cs =	0,0019	bls/Psi
dps =	316526	psi	Pi @ sensor =		Psi
Rad invest =	614		Pi@mp (10387´)	1839	Psi
			L_1/L_2		Pies

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
IP actual =	0,481	Bbl/dia/Psi
IP ideal =		Bbl/dia/Psi
EF =	0,47	
q máx =	720	Bbl/dia

Fuente: EP PETROECUADOR
Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 5. CÁLCULO DE PARÁMETROS PARA REALIZAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO

ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PRIMERA PROPUESTA @ 97,31 USD														
Mes	Período	POZOS PRODUCTORES	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN MENSUAL	INGRESOS (USD)	EGRESOS	COSTO OPERATIVO	TOTAL EGRESOS	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS (USD)	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO ACUMULADO	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)
			[BPPD]	[BPPD]	97,31	[USD]			97,31	97,31	[USD]	[USD]	97,31	97,31
1	0	0	0	0	0	3.524.120	0	3.524.120	0	0	3.524.120	3.524.120	-3.524.120	-3.524.120
2	1	5	833	24990	2431777	1.848.000	186.176	2.034.176	2.407.700	2.407.700	2.014.035	5.538.155	393.665	-3.130.455
3	2	11	1522	45665	4443627	2.775.000	340.202	3.115.202	4.356.070	6.763.770	3.053.820	8.591.975	1.302.251	-1.828.205
4	3	16	2269	68079	6624773	0	507.189	507.189	6.429.940	13.193.710	492.273	9.084.248	5.937.667	4.109.462
5	4	16	2256	67683	6586242	0	504.239	504.239	6.329.250	19.522.960	484.564	9.568.812	5.844.686	9.954.148
6	5	16	2243	67289	6547936	0	501.306	501.306	6.230.136	25.753.096	476.976	10.045.787	5.753.160	15.707.308
7	6	16	2230	66898	6509852	0	498.391	498.391	6.132.575	31.885.671	469.507	10.515.294	5.663.068	21.370.377
8	7	16	2217	66509	6471989	0	495.492	495.492	6.036.541	37.922.212	462.154	10.977.448	5.574.387	26.944.764
9	8	16	2204	66122	6434347	0	492.610	492.610	5.942.012	43.864.223	454.917	11.432.365	5.487.094	32.431.858
10	9	16	2191	65738	6396924	0	489.745	489.745	5.848.962	49.713.186	447.793	11.880.159	5.401.169	37.833.027
11	10	16	2179	65355	6359718	0	486.897	486.897	5.757.370	55.470.555	440.781	12.320.940	5.316.589	43.149.616
12	11	16	2166	64975	6322729	0	484.065	484.065	5.667.212	61.137.767	433.879	12.754.818	5.233.333	48.382.949
				669303	**65129915**	**8147120**	**4.986.310**	**13133430**	**61137767**		**12.754.818**		**48.382.949**	

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PRIMERA PROPUESTA @ 82,71 USD														
Mes	Período	POZOS PRODUCTORES	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN MENSUAL	INGRESOS (USD)	EGRESOS	COSTO OPERATIVO	TOTAL EGRESOS	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS (USD)	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO ACUMULADO	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)
			[BPPD]	[BPPD]	82,71	[USD]			82,71	82,71	[USD]	[USD]	82,71	82,71
1	0	0	0	0	0	3.524.120	0	3.524.120	0	0	3.524.120	3.524.120	-3.524.120	-3.524.120
2	1	5	833	24990	2066923	1.848.000	186.176	2.034.176	2.046.458	2.046.458	2.014.035	5.538.155	32.423	-3.491.697
3	2	11	1522	45665	3776924	2.775.000	340.202	3.115.202	3.702.503	5.748.962	3.053.820	8.591.975	648.683	-2.843.014
4	3	16	2269	68079	5630819	0	507.189	507.189	5.465.217	11.214.179	492.273	9.084.248	4.972.945	2.129.931
5	4	16	2256	67683	5598069	0	504.239	504.239	5.379.634	16.593.813	484.564	9.568.812	4.895.071	7.025.002
6	5	16	2243	67289	5565510	0	501.306	501.306	5.295.392	21.889.205	476.976	10.045.787	4.818.416	11.843.418
7	6	16	2230	66898	5533140	0	498.391	498.391	5.212.468	27.101.673	469.507	10.515.294	4.742.961	16.586.379
8	7	16	2217	66509	5500958	0	495.492	495.492	5.130.843	32.232.516	462.154	10.977.448	4.668.689	21.255.068
9	8	16	2204	66122	5468964	0	492.610	492.610	5.050.496	37.283.012	454.917	11.432.365	4.595.579	25.850.647
10	9	16	2191	65738	5437155	0	489.745	489.745	4.971.407	42.254.420	447.793	11.880.159	4.523.614	30.374.261
11	10	16	2179	65355	5405532	0	486.897	486.897	4.893.557	47.147.977	440.781	12.320.940	4.452.776	34.827.037
12	11	16	2166	64975	5374092	0	484.065	484.065	4.816.926	51.964.903	433.879	12.754.818	4.383.048	39.210.085
				669303	**55358085**	**8147120**	**4.986.310**	**13133430**	**51964903**		**12.754.818**		**39.210.085**	

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PRIMERA PROPUESTA @ 109,68 USD														
Mes	Período	POZOS PRODUCTORES	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN MENSUAL	INGRESOS (USD)	EGRESOS	COSTO OPERATIVO	TOTAL EGRESOS	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS (USD)	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS (USD)	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO ACUMULADO	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (USD)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (USD)
			[BPPD]	[BPPD]	109,68	[USD]			109,68	109,68	[USD]	[USD]	109,68	109,68
1	0	0	0	0	0	3.524.120	0	3.524.120	0	0	3.524.120	3.524.120	-3.524.120	-3.524.120
2	1	5	833	24990	2.740.903	1.848.000	186.176	2.034.176	2.713.766	2.713.766	2.014.035	5.538.155	699.730	-2.824.390
3	2	11	1522	45665	5.008.499	2.775.000	340.202	3.115.202	4.909.812	7.623.578	3.053.820	8.591.975	1.855.992	-968.397
4	3	16	2269	68079	7.466.911	0	507.189	507.189	7.247.311	14.870.888	492.273	9.084.248	6.755.038	5.786.640
5	4	16	2256	67683	7.423.482	0	504.239	504.239	7.133.821	22.004.709	484.564	9.568.812	6.649.257	12.435.897
6	5	16	2243	67289	7.380.306	0	501.306	501.306	7.022.108	29.026.817	476.976	10.045.787	6.545.132	18.981.029
7	6	16	2230	66898	7.337.381	0	498.391	498.391	6.912.145	35.938.962	469.507	10.515.294	6.442.638	25.423.668
8	7	16	2217	66509	7.294.705	0	495.492	495.492	6.803.903	42.742.865	462.154	10.977.448	6.341.749	31.765.417
9	8	16	2204	66122	7.252.278	0	492.610	492.610	6.697.357	49.440.222	454.917	11.432.365	6.242.440	38.007.857
10	9	16	2191	65738	7.210.098	0	489.745	489.745	6.592.479	56.032.702	447.793	11.880.159	6.144.686	44.152.543
11	10	16	2179	65355	7.168.162	0	486.897	486.897	6.489.244	62.521.945	440.781	12.320.940	6.048.463	50.201.006
12	11	16	2166	64975	7.126.471	0	484.065	484.065	6.387.625	68.909.570	433.879	12.754.818	5.953.746	56.154.752
				669303	**73409198**	**8147120**	**4.986.310**	**13133430**	**68.909.570**		**12.754.818**		**56.154.752**	

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SEGUNDA PROPUESTA @ 97,31 USD														
Mes	Período	POZOS PRODUCTORES	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN MENSUAL	INGRESOS [USD]	EGRESOS	COSTO OPERATIVO	TOTAL EGRESOS	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS [USD]	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS [USD]	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO ACUMULADO	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO [USD]	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO [USD]
			[BPPD]	[BPPD]	97,31	[USD]			97,31	97,31	[USD]	[USD]	97,31	97,31
1	0	0	0	0	0	1.726.000	0	1.726.000	0	0	1.726.000	1.726.000	-1.726.000	-1.726.000
2	1	3	742	22260	2.166.121	2.025.648	165.837	2.191.485	2.144.674	2.144.674	2.169.787	3.895.787	-25.113	-1.751.113
3	2	4	1854	55611	5.411.461	0	414.298	414.298	5.304.834	7.449.508	406.135	4.301.922	4.898.699	3.147.585
4	3	7	1843	55287	5.379.987	0	411.889	411.889	5.221.762	12.671.270	399.775	4.701.698	4.821.987	7.969.572
5	4	7	1832	54966	5.348.696	0	409.493	409.493	5.139.992	17.811.261	393.515	5.095.212	4.746.477	12.716.049
6	5	7	1822	54646	5.317.587	0	407.112	407.112	5.059.501	22.870.763	387.353	5.482.565	4.672.149	17.388.198
7	6	7	1811	54328	5.286.659	0	404.744	404.744	4.980.272	27.851.035	381.287	5.863.852	4.598.985	21.987.183
8	7	7	1800	54012	5.255.911	0	402.390	402.390	4.902.283	32.753.318	375.316	6.239.168	4.526.967	26.514.149
9	8	7	1790	53698	5.225.341	0	400.049	400.049	4.825.515	37.578.833	369.439	6.608.607	4.456.076	30.970.226
10	9	7	1780	53386	5.194.950	0	397.723	397.723	4.749.950	42.328.782	363.654	6.972.260	4.386.296	35.356.522
11	10	7	1769	53075	5.164.735	0	395.409	395.409	4.675.567	47.004.350	357.959	7.330.219	4.317.608	39.674.130
12	11	7	1759	52766	5.134.696	0	393.110	393.110	4.602.350	51.606.700	352.353	7.682.573	4.249.997	43.924.127
				564034	**54886143**	**3751648**	**4202053**	**7953701**	**51606700**		**7.682.573**		**43.924.127**	

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SEGUNDA PROPUESTA @ 82,71 USD														
Mes	Período	POZOS PRODUCTORES	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN MENSUAL	INGRESOS [USD]	EGRESOS	COSTO OPERATIVO	TOTAL EGRESOS	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS [USD]	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS [USD]	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO ACUMULADO	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO [USD]	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO [USD]
			[BPPD]	[BPPD]	82,71	[USD]			82,71	82,71	[USD]	[USD]	82,71	82,71
1	0	0	0	0	0	1.726.000	0	1.726.000	0	0	1.726.000	1.726.000	-1.726.000	-1.726.000
2	1	3	742	22260	1.841.125	2.025.648	165.837	2.191.485	1.822.896	1.822.896	2.169.787	3.895.787	-346.891	-2.072.891
3	2	4	1854	55611	4.599.547	0	414.298	414.298	4.508.918	6.331.813	406.135	4.301.922	4.102.783	2.029.891
4	3	7	1843	55287	4.572.795	0	411.889	411.889	4.438.310	10.770.124	399.775	4.701.698	4.038.535	6.068.426
5	4	7	1832	54966	4.546.199	0	409.493	409.493	4.368.808	15.138.932	393.515	5.095.212	3.975.293	10.043.719
6	5	7	1822	54646	4.519.758	0	407.112	407.112	4.300.394	19.439.326	387.353	5.482.565	3.913.042	13.956.761
7	6	7	1811	54328	4.493.470	0	404.744	404.744	4.233.052	23.672.378	381.287	5.863.852	3.851.765	17.808.526
8	7	7	1800	54012	4.467.335	0	402.390	402.390	4.166.764	27.839.142	375.316	6.239.168	3.791.448	21.599.974
9	8	7	1790	53698	4.441.352	0	400.049	400.049	4.101.514	31.940.656	369.439	6.608.607	3.732.076	25.332.049
10	9	7	1780	53386	4.415.521	0	397.723	397.723	4.037.286	35.977.942	363.654	6.972.260	3.673.633	29.005.682
11	10	7	1769	53075	4.389.839	0	395.409	395.409	3.974.064	39.952.007	357.959	7.330.219	3.616.105	32.621.787
12	11	7	1759	52766	4.364.307	0	393.110	393.110	3.911.832	43.863.838	352.353	7.682.573	3.559.479	36.181.266
				564034	**46651248**	**3751648**	**4202053**	**7953701**	**43863838**		**7.682.573**		**36.181.266**	

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SEGUNDA PROPUESTA @ 109,68 USD														
Mes	Período	POZOS PRODUCTORES	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN MENSUAL	INGRESOS [USD]	EGRESOS	COSTO OPERATIVO	TOTAL EGRESOS	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS [USD]	INGRESOS MENSUALES ACTUALIZADOS ACUMULADOS [USD]	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO	EGRESO MENSUAL ACTUALIZADO ACUMULADO	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO [USD]	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO [USD]
			[BPPD]	[BPPD]	109,68	[USD]			109,68	109,68	[USD]	[USD]	109,68	109,68
1	0	0	0	0	0	1.726.000	0	1.726.000	0	0	1.726.000	1.726.000	-1.726.000	-1.726.000
2	1	3	742	22260	2.441.477	2.025.648	165.837	2.191.485	2.417.304	2.417.304	2.169.787	3.895.787	247.517	-1.478.483
3	2	4	1854	55611	6.099.363	0	414.298	414.298	5.979.182	8.396.485	406.135	4.301.922	5.573.046	4.094.563
4	3	7	1843	55287	6.063.888	0	411.889	411.889	5.885.550	14.282.035	399.775	4.701.698	5.485.775	9.580.338
5	4	7	1832	54966	6.028.620	0	409.493	409.493	5.793.385	20.075.420	393.515	5.095.212	5.399.870	14.980.208
6	5	7	1822	54646	5.993.556	0	407.112	407.112	5.702.663	25.778.083	387.353	5.482.565	5.315.310	20.295.518
7	6	7	1811	54328	5.958.696	0	404.744	404.744	5.613.362	31.391.445	381.287	5.863.852	5.232.075	25.527.593
8	7	7	1800	54012	5.924.040	0	402.390	402.390	5.525.459	36.916.903	375.316	6.239.168	5.150.143	30.677.735
9	8	7	1790	53698	5.889.584	0	400.049	400.049	5.438.932	42.355.836	369.439	6.608.607	5.069.493	35.747.229
10	9	7	1780	53386	5.855.329	0	397.723	397.723	5.353.761	47.709.596	363.654	6.972.260	4.990.107	40.737.336
11	10	7	1769	53075	5.821.274	0	395.409	395.409	5.269.923	52.979.520	357.959	7.330.219	4.911.964	45.649.301
12	11	7	1759	52766	5.787.416	0	393.110	393.110	5.187.398	58.166.918	352.353	7.682.573	4.835.045	50.484.346
				564034	**61863243**	**3751648**	**4202053**	**7953701**	**58166918**		**7.682.573**		**50.484.346**	

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.