

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERIA

ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCION DE PETROLEO EN LOS CAMPOS GUANTA Y DURENO

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO EN
PETROLEOS**

HUGO MAURICIO UNAPANTA ARIAS

DIRECTOR: ING. RAUL VALENCIA, Msc

Quito, Octubre 2006

DECLARACION

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

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

Hugo Mauricio Unapanta Arias

CERTIFICACION

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Hugo Mauricio Unapanta Arias, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios, a mi familia y amigos por siempre estar a mi lado.

A la Escuela Politécnica Nacional y de manera especial a la Carrera de Ingeniería en Petróleos,

Al Ingeniero Raúl Valencia, por haber dirigido adecuadamente el presente proyecto de titulación.

A todos y cada uno de los Ingenieros del Departamento de Petróleos, por compartir e impartir sus valiosos conocimientos.

A todo el personal de Petroproducción, que se encuentran encargados de los Campos Guanta y Dureno, por permitir que el presente trabajo se lleve a cabo.

A los Ingenieros Francisco Castillo y Gloria Uguña por la ayuda para la culminación de este proyecto.

DEDICATORIA

A Dios por haberme dado la vida.

A mi Madre Sandra, por siempre haberme apoyado incondicionalmente.

A mi Padre Hugo por siempre haber confiado en mí.

A mis hermanos: Andrea, Alexander, Daniel por ser mi gran apoyo.

A mi sobrina: Leslie por ser mi alegría.

A mi Abuelito Alfredo y a mi prima Verito porque aunque no están presentes siempre estarán en mi corazón.

A mi familia y amigos por siempre estar a mi lado.

Mauricio

INDICE

RESUMEN	XIV
PRESENTACION	XV
CAPITULO I	1
DESCRIPCION DE LOS CAMPOS GUANTA Y DURENO.....	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRAFICA	1
1.3 GEOLOGÍA.....	3
1.3.1 ESTRUCTURA.....	3
1.3.2 ESTRATIGRAFIA.....	4
1.3.2.1 Formación Hollín.....	4
1.3.2.2 Formación Napo	6
1.3.2.2.1 Zona Arenisca “T”.....	6
1.3.2.2.2 Zona Arenisca “U”.....	6
1.3.2.3 Formación Tena.....	7
1.3.2.3.1 Zona Basal Tena:.....	7
1.3.2.4 Litología	8
1.3.2.5 Análisis Depositional.....	9
1.4 PETROFISICA.....	10
1.4.1 INFORME DE NUCLEOS EXISTENTES.....	10
1.4.2 PROPIEDADES DE LA ROCA	12
1.4.2.1 Basal Tena	12
1.4.2.2 Napo “U”	12
1.4.2.3 Napo “T”	12
1.4.2.4 Hollín.....	12
1.4.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	13
1.4.4 REGISTROS ELECTRICOS	13
1.4.5 SALINIDADES.....	14
1.5 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	17
1.5.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS.....	17
1.6 ANALISIS DE LOS POZOS CERRADOS.....	18
1.7 HISTORIAL DE PRODUCCION	19
1.8 HISTORIAL DE PRESIONES	20
1.9 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS.....	20

1.10 MECANISMOS DE EMPUJE	23
1.10.1 EMPUJE POR EXPANSION DE ROCA-FLUIDO (COMPRESIBILIDAD)	23
1.10.2 EMPUJE HIDRAULICO	23
1.11 FACILIDADES.....	25
1.11.1 FACILIDADES DE PRODUCCION.....	25
1.11.2 REINYECCION DE AGUA	27
1.11.3 GENERACION ELECTRICA	28
 CAPITULO 2	 30
EVALUACIÓN DE RESERVAS EN ZONAS PRODUCTORAS Y NO PRODUCTORAS	30
2.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA REALIZAR EL CÁLCULO DE RESERVAS.....	30
2.2 RESERVAS REMANENTES.....	30
2.2.1 PETROLEO ORIGINAL EN SITO (POES).....	30
2.2.1.1 Método Volumétrico.	31
2.2.1.1.1 Determinación del petróleo en sitio:.....	31
2.2.1.1.2 Determinación del área de drenaje (A):.....	31
2.2.1.1.3 Determinación de las propiedades petrofísicas:	32
2.2.1.1.4 Determinación de las reservas originales:	32
2.2.1.2 Método de la Curva de Declinación de Producción de Pozos.....	32
2.2.1.2.1 Declinación exponencial:	33
2.3 INDIVIDUALIZACIÓN DEL METODO DE CÁLCULO DE RESERVAS PARA LAS DIFERENTES ARENAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS	35
2.3.1 EJEMPLOS DE CÁLCULO DE LOS DOS MÉTODOS.....	36
2.3.1.1 Ejemplo de cálculo utilizando el método volumétrico.....	36
2.3.1.2 Ejemplo de cálculo utilizando el método de la curva de declinación.....	39
2.4 ESTUDIO DE ZONAS NO EVALUADAS.....	41
 CAPITULO 3.....	 42
REDISEÑO DEL TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	42
3.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	42
3.1.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	42
3.1.1.1 Elementos de Fondo	43
3.1.1.1.1 Bomba Centrífuga:	43
3.1.1.1.2 Separador de Gas:.....	44
3.1.1.1.3 Protector (Seal Selection):.....	44
3.1.1.1.4 Motor:	44
3.1.1.1.5 Sensores:.....	44

3.1.1.2	Elementos de Superficie	44
3.1.1.2.1	Cabezal del Pozo	44
3.1.1.2.2	Caja de Venteo:	44
3.1.1.2.3	Controladores del Motor:	45
3.1.1.2.4	Transformadores:.....	45
3.1.1.2.5	Cable:.....	45
3.1.1.3	Ventajas y Limitaciones	45
3.1.1.3.1	Ventajas	45
3.1.1.3.2	Limitaciones	46
3.1.2	BOMBEO HIDRAULICO.	46
3.1.2.1	Elementos de Superficie	46
3.1.2.2	Elementos de Subsuelo.....	47
3.1.2.3	Bomba Hidráulica Jet	48
3.1.2.3.1	Componentes de la Bomba Jet:	48
3.1.2.4	Tipos de Sistemas de Bombeo Hidráulico.....	49
3.1.2.5	Ventajas y Desventajas	50
3.1.2.5.1	Ventajas	50
3.1.2.5.2	Desventajas	51
3.1.3	BOMBEO MECÁNICO.	51
3.1.3.1	Equipos de Fondo	52
3.1.3.1.1	Varillas de Succión:.....	52
3.1.3.1.2	Bombas de Subsuelo:	52
3.1.3.1.3	Anclas de Tubería:.....	54
3.1.3.2	Equipos de Fondo	54
3.1.3.2.1	Unidad de Bombeo:.....	54
3.1.3.2.2	Motor:	54
3.1.3.3	Ventajas y Desventajas	54
3.1.3.3.1	Ventajas	54
3.1.3.3.2	Desventajas	55
3.2	SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA REALIZAR EL REDISEÑO	55
3.2.1	CONDICIONES EN EL LEVANTAMIENTO	56
3.2.2	UTILIZACIÓN DEL PAQUETE COMPUTACIONAL PARA REALIZAR EL REDISEÑO DE BOMBEO HIDRAULICO	58
3.2.2.1	Ejemplo de Rediseño	59
3.2.3	RESULTADOS DEL REDISEÑO.....	63
CAPITULO 4	65
ANALISIS TECNICO-ECONOMICO	65
4.1 ANALISIS TECNICO	65
4.1.1	TRABAJOS PROPUESTOS Y ALTERNATIVAS VIABLES PARA INCREMENTAR LA PRODUCCION DEL CAMPO	65
4.1.2	RESUMEN DEL ANALISIS TECNICO.....	70
4.2 ANALISIS ECONOMICO	71
4.2.1	ANALISIS DE COSTO BENEFICIO.....	71
4.2.1.1	Valor Actual Neto (VAN)	71

4.2.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	71
4.2.2 COSTOS DE PREPRODUCCIÓN	72
4.2.3 INGRESOS.....	74
4.2.4 EGRESOS	74
4.2.6 HIPOTESIS EN LAS QUE SE BASA EL ANALISIS ECONOMICO	75
4.2.7 DETERMINACION DEL TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION, VALOR ACTUAL NETO Y LA TASA INTERNA DE RETORNO.....	77
CAPITULO 5.....	81
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
5.1 CONCLUSIONES.....	81
5.2 RECOMENDACIONES	82
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	83
ABREVIATURAS	85
ANEXOS	87

INDICE DE ANEXOS

ANEXO – 1.1	
MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA FORMACIÓN HOLLIN	88
ANEXO –1.2	
ANÁLISIS PETROFÍSICO.....	90
ANEXO – 1.3	
HISTORIALES DE PRODUCCION	92
ANEXO – 1.4	
HISTORIALES DE PRESIONES.....	103
ANEXO – 1.5	
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS.....	105
ANEXO – 1.6	
FACILIDADES DE PRODUCCION.....	116
POZO REINYECTOR	116
ANEXO – 2.1	
CURVAS DE DECLINACION DE PRODUCCIÓN	119
ANEXO – 2.2	
EJEMPLO DE CÁLCULO DEL AREA DE DRENAJE.....	134
ANEXO – 2.3	
REGISTROS ELECTRICOS DE LAS ZONAS NO EVALUADAS Y NUEVAS ZONAS A PUNZONAR	137

INDICE DE FIGURAS

FIG 1.1	MAPA DE UBICACIÓN CAMPO LAGO AGRIO	2
FIG. 1.2	COLUMNA ESTRATIGRAFICA CUENCA ORIENTE	5
FIG. 1.3	CARTA GEN-9 RESISTIVIDAD DE SOLUCIONES SALINAS	15
FIG. 1.4	HISTORIAL DE PRODUCCION DEL CAMPO GUANTA-DURENO.....	21
FIG. 1.5	ANALISIS DE DECLINACION CAMPO GUANTA-DURENO	22
FIG. 2.1	CURVAS DE DECLINACION DE PRODUCCION, GTA-08 ARENA “U”.40	
FIG. 3.1	ELEMENTOS DE FONDO Y DE SUPERFICIE DE BES	43
FIG 3.2	ELEMENTOS DE SUPERFICIE DE BOMBEO HIDRAULICO	47
FIG 3.3	ELEMENTOS DE FONDO DE BOMBEO HIDRAULICO.....	47
FIG. 3.4	BOMBA JET Y SUS COMPONENTES	49
FIG. 3.5	COMPONENTES DE BOMBEO MECANICO.....	52
FIG. 3.6	ESQUEMA DE LA BOMBA DE SUBSUELO	53
FIG. 3.7	PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-03, ARENA “H”.....	60
FIG 3.8	TABLA DE INGRESO DE DATOS EN EL PROGRAMA.....	61
FIG 3.9	OPCION PARA EL CALCULO DE LA PRESION EN EL INTAKE (NOT SET).....	61
FIG 3.10	OPCION PARA ESCOGER BOMBA JET O BOMBA PISTON.....	62
FIG 3.11	GEOMETRIAS PARA LA BOMBA.....	62
FIG 3.12	SELECCIÓN DE LA MEJOR GEOMETRIA PARA LA BOMBA	63
FIG. 4.1	TIEMPO DE RECUPERACION DE VALORES (VAN) vs. TIEMPO (35 DOLARES)	79
FIG. 4.2	TIEMPO DE RECUPERACION DE VALORES (VAN) vs. TIEMPO (35 DOLARES)	80

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	ANÁLISIS DE CORES GTA-03	10
Tabla 1.2	ANÁLISIS DE CORES GTA-06	11
Tabla 1.3	ANÁLISIS DE CORES GTA-10	11
Tabla 1.4	POZOS PRODUCIENDO	13
Tabla 1.5	SALINIDADES	14
Tabla 1.6	DATOS PVT PROMEDIO DEL CAMPO E INFORMACIÓN BASICA DE LOS YACIMIENTOS	16
Tabla 1.7	POZOS PRODUCIENDO	17
Tabla 1.8	POZOS CERRADOS	18
Tabla 1.9	POZO REINYECTOR	18
Tabla 1.10	FACILIDADES DE PRODUCCION	27
Tabla 1.11	POZOS DE BOMBEO HIDRAULICO	27
Tabla 1.12	GENERACION ELECTRICA	29
Tabla 2.1	CALCULO DE RESERVAS REMANENTES DEL CAMPO GUANTA- DURENO METODO DE LA CURVA DE DECLINACION	37
Tabla 2.2	CALCULO VOLUMETRICO DE RESERVAS REMANENTES DEL CAMPO GUANTA-DURENO	38
Tabla 2.3	ZONAS NO EVALUADAS	41
Tabla 3.1	POZOS DEL CAMPO QUE ESTAN PRODUCIENDO MEDIANTE BOMBEO HIDRAÚLICO (BOMBA JET)	57
Tabla 3.2	RESULTADOS DEL REDISEÑO	64
Tabla 4.1	PROYECCION PROPUESTA	70
Tabla 4.2	COSTOS DE PRODUCCION Y TRABAJO PROPUESTO	72
Tabla 4.3	COSTO ESTIMADO DE REACONDICIONAMIENTO PARA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	73
Tabla 4.4	COSTO ESTIMADO DE REACONDICIONAMIENTO PARA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE INCLUYENDO CORRIDA DE REGISTRO (GR)	73
Tabla 4.5	COSTO ESTIMADO DE CAMBIO DE BOMBA TIPO JET PARA LEVANTAMIENTO HIDRAULICO	73
Tabla 4.6	CRONORAMA DE TRABAJOS PROPUESTOS	75

Tabla 4.7	CALCULO DE LA PRODUCCION MENSUAL (INCLUYE DECLINACION DEL 0.454%)	76
Tabla 4.8	CÁLCULO DEL VAN Y TIR.....	78

RESUMEN

El presente proyecto está orientado a incrementar la producción actual de petróleo en los campos Guanta y Dureno, mediante el análisis de los pozos cerrados, nuevas zonas a ser evaluadas y rediseño de sistema del levantamiento artificial, utilizando la información técnica disponible hasta Agosto del 2006.

Para la elaboración del presente proyecto, en el archivo de Petroproducción tanto en Quito como en el Distrito Amazónico, se recopiló la toda la información necesaria como son los historiales de reacondicionamiento, producción, y las pruebas de restauración de presión para la realización del mismo.

De igual forma, para la ejecución del proyecto se realizó la evaluación de los registros eléctricos para obtener la información petrofísica básica de los pozos; esto se lo hace con programa Interactive Petrophysics. de la compañía Schlumberger.

De igual manera, en el presente proyecto se selecciona varios pozos que son aptos para realizar el rediseño de levantamiento artificial, así como también, los candidatos para cambio de arena y de levantamiento.

Además en este proyecto se analiza la posibilidad de rehabilitar zonas que actualmente se encuentran cerradas por diferentes causas o que no han sido punzonadas y se propone trabajos y alternativas viables para incrementar la producción.

Finalmente, se realiza la evaluación económica, tomando como indicadores el TIR y VAN los cuales permitirán determinar si el proyecto es viable o no.

PRESENTACION

Petroproducción ha visto la necesidad de incrementar la producción de petróleo en los diferentes campos del Oriente Ecuatoriano, por lo que se ha propuesto realizar un estudio de los pozos en los Campos Guanta y Dureno.

El presente proyecto consta de cinco capítulos. En el primer capítulo se detalla la ubicación geográfica, descripción geológica, propiedades del fluido, análisis de núcleos, análisis petrofísicos con los cuales se determinan las propiedades del reservorio, historial de producción, historial de presiones, estado actual del campo y las facilidades de producción existentes en los Campos Guanta y Dureno.

En el segundo capítulo se realiza el cálculo de reservas remanentes de petróleo, a través de dos métodos (volumétrico y curvas de declinación), de los pozos seleccionados en los campos Guanta y Dureno.

En el tercer capítulo se toman en cuenta varias consideraciones que nos permite hacer la selección de los pozos que son aptos para realizar el rediseño de levantamiento.

En el cuarto capítulo se propone las alternativas viables para incrementar la producción del campo (trabajos de reacondicionamiento, cambio de bomba, etc.) para cada pozo seleccionado en el presente estudio. Además, con los costos estimados de estos trabajos propuestos para cada pozo y el posible incremento de producción que se obtendría al ejecutar los mismos, se procede a realizar el análisis técnico – económico del proyecto.

En el quinto capítulo se presentan algunas conclusiones y recomendaciones a ser consideradas.

CAPITULO I

DESCRIPCION DE LOS CAMPOS GUANTA Y DURENO

1.1 ANTECEDENTES

El primer pozo exploratorio, Dureno-1 fue completado el 15 de Julio de 1969 y su desarrollo se inició en septiembre de 1984. Durante los años 86 y 87 se perforaron y completaron nueve pozos en el área Guanta, confirmándose la continuidad de los yacimientos productores en las áreas Guanta y Dureno.

Una vez confirmada la continuidad de los yacimientos productores de las dos áreas Guanta y Dureno, se prosiguió perforando adicionalmente pozos con el nombre de “Guanta”, haciendo un total de 14 pozos en el campo.

Los yacimientos productivos del campo son: Hollín, “U”, “T” de la formación Napo y Basal Tena respectivamente, siendo el yacimiento de mayor importancia por volumen de reservas y producción el yacimiento “U”.

Las reservas originales probadas de petróleo presentadas en el informe anual a fines del 2003 fue de 75.31 MMBls. Repartidos de la siguiente manera: 4.85 MMBLS para el yacimiento Basal Tena, 37.42 MMBls para “U”, 16.05 MMBls para “T” y 16.99 MMBls para el yacimiento Hollín.

Dos nuevos pozos se perforaron en Agosto del 2005, el pozo GTA-16 y GTA-17D, siendo este último direccional.

1.2 UBICACIÓN GEOGRAFICA

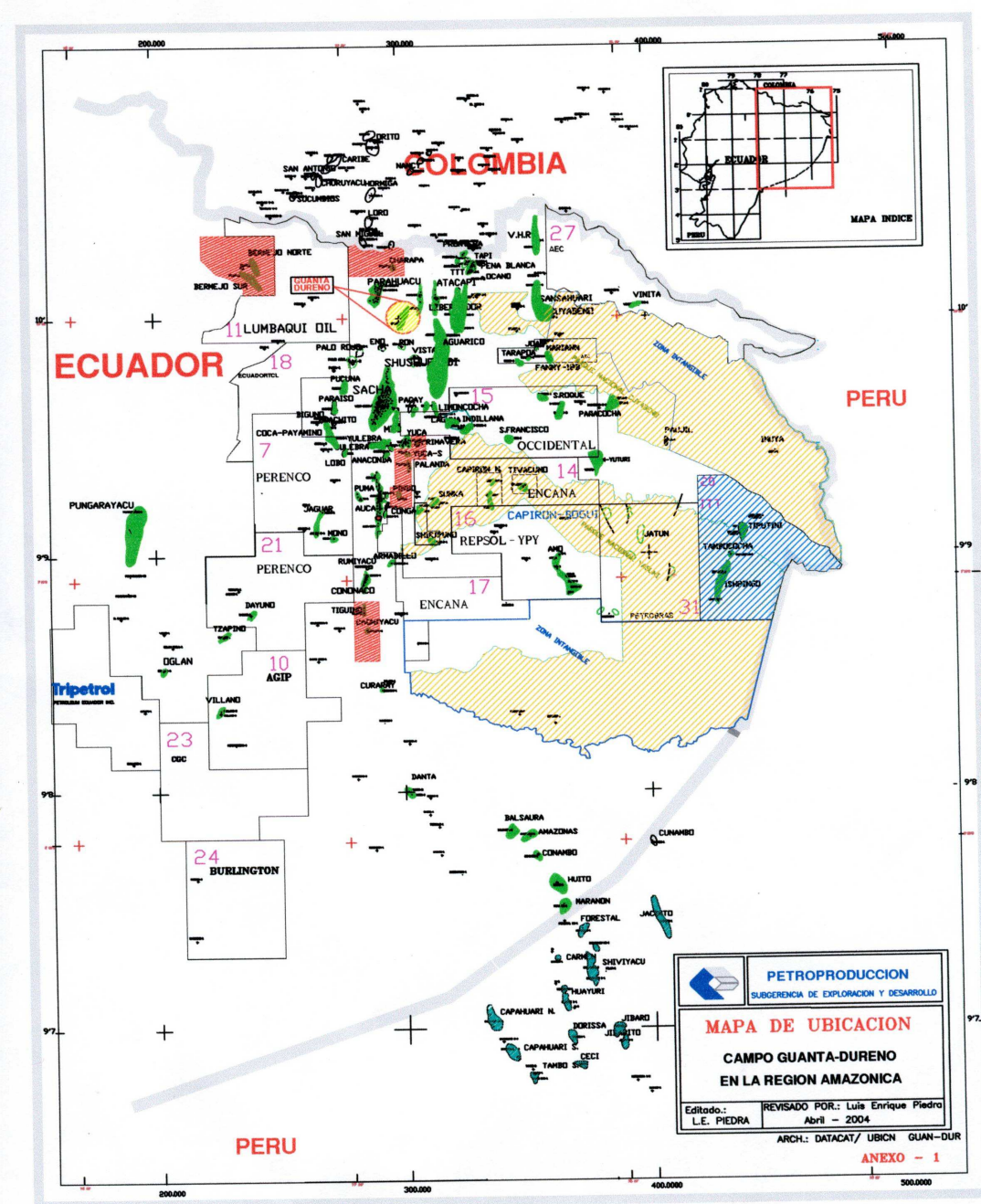
El campo Guanta-Dureno se encuentra ubicado en la parte Norte de la cuenca amazónica aproximadamente a 12 Km. al Este del campo Lago Agrio en la provincia de Sucumbios como se muestra en las Figura 1.1. Las coordenadas geográficas son las siguientes:

Longitud: 76°43'52" W 76°47'25" W

Latitud: 00°04'28" N 00°02'25" S

Este campo está limitado hacia el Noreste por el campo Lago Agrio, al Sureste por el campo Sushufindi, al Suroeste por el campo Sacha y al Noreste por los campos Parahuaco y Atacapí. La principal vía de comunicación terrestre al campo Guanta es una carretera de segundo orden. Quito-Baeza-Coca-Lago Agrio-Guanta. Por vía marina, se utiliza los ríos Napo y Aguarico y por vía aérea se tiene la ruta Quito-Lago Agrío.

FIG 1.1: MAPA DE UBICACIÓN CAMPO CAMPO GUANTA Y DURENO



FUENTE: DEPARTAMENTO DE CARTOGRAFÍA. PETROPRODUCCION

1.3 GEOLOGÍA

1.3.1 ESTRUCTURA

En el mapa estructural elaborado por el departamento de Geofísica al tope Hollín a Diciembre de 2000, el campo Guanta-Dureno, es un anticlinal asimétrico de rumbo aproximado N-S, limitado al Este por un grupo de fallas inversas con movimiento al rumbo de orientación NNE-SSW, que cortan todo el cretáceo de una forma vertical, en profundidad se hacen lístricas, las mismas que controlan y estructuran el campo en el flanco Este, dividiendo al campo en dos sectores Norte-Sur.

La configuración estructural del campo esta determinado como una inversión de fallas extensiones antiguas reactivadas por un régimen técnico comprensivo durante el Cretáceo Superior, la edad designada está entre el Turoniano-Campiano.

La acumulación de Hidrocarburos está entre el lado levantado de las fallas principales, con un eje principal del anticlinal de dirección NNE-SSW limitando en el flanco Este por el sistema de fallas principales invertidas de dirección NNE-SSW, mientras en los flancos Oeste, Norte, Sur presenta cierre estructural con contactos (CAP) que limita la acumulación de petróleo para cada uno de los reservorios.

El anticlinal tiene las siguientes dimensiones aproximadas: 11.5 Km. de largo por 1.6 Km. de ancho con una superficie de 18.4 Km². con un cierre estructural de 126 pies. Este anticlinal asimétrico presenta dos culminaciones bien definidas: una a la altura del pozo GTA-03 y otro a la altura GTA-08, estas culminaciones se hallan separadas por una leve silla estructural a la altura del pozo GTA-07.

En el sector norte sobre del lado levantado, en la línea PE-92-348 W, se observa dos culminaciones en los puntos PT 1.095 y 1.129, separados por una traza de falla local ubicada en PT 1.100, esta traza de falla inversa, es una falla de

comprensión relacionada en profundidad al sistema de fallas principal inversas con movimiento al rumbo, formando una zona de expansión hacia arriba que hace levantar el lado Oeste de la misma, formando un escalón al Oeste del Pozo DUR-01 que debe ser explotado.

En el centro sur del campo se encuentran varias trazas de fallas de compensación relacionadas al movimiento principal al rumbo que hacen que el anticlinal se haga ancho en este sector. Hacia el sur del campo a la altura del pozo GTA-09, el cierre estructural se realiza con trazas de fallas en forma escalonada. Esto se puede ver en el ANEXO-1.1.

1.3.2 ESTRATIGRAFIA

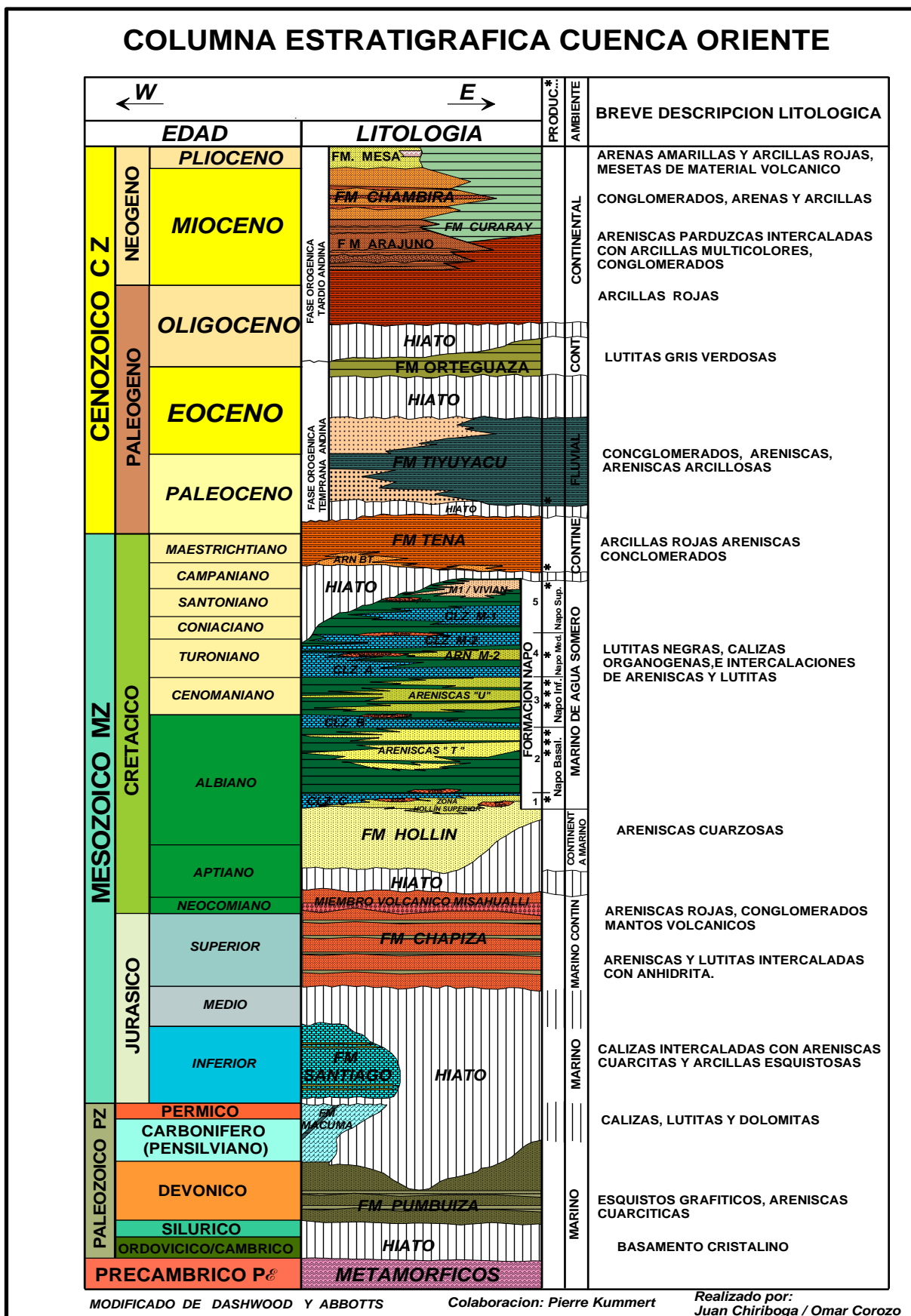
La estratigrafía del campo se halla representada por sedimentos que van desde el tope de Jurásico, Formación Chapiza 10200 pies (-9284), constituido por arcillas café rojizo, blanco, negro masiva semidura, hasta sedimentos recientes de Plioceno. Las principales unidades estratigráficas del campo de la Cuenca Oriente se presentan en la figura 1.2.

1.3.2.1 Formación Hollín

De edad Albiano-Cenomaniano y Paleoambiente Transicional Deltaico se lo ha subdividido en superior e inferior predominando en la parte inferior por una secuencia deltaica, pasando por un Lago, y en la parte superior por dos secuencias estuarios una dominada por mareas y otra por olas.

- a) **Hollín Inferior:** El tope de este reservorio de 30° API se ubica entre 9959 pies (-9043) a 10053 (-9117) tiene un espesor total de 241 pies. Esta constituida fundamentalmente de una arenisca limpia con poca presencia de arcilla, litológicamente constituida por arenisca de cuarzo blanco, clara a translúcida, friable cemento calcáreo. Tiene un contacto Agua-Petróleo original de 10090 (-9103).

FIG. 1.2 COLUMNA ESTRATIGRAFICA CUENCA ORIENTE



FUENTE: DEPARTAMENTO DE CARTOGRAFÍA. PETROPRODUCCION

b) Hollín Superior: El tope de este reservorio se encuentra entre 9929 (-9013) a 10022 (-9086) tiene un espesor promedio saturado de Hidrocarburo de 22 pies con una porosidad promedio de 13% está constituido por intercalaciones de areniscas finas, medias y algo sucias con pocas lutitas.

1.3.2.2 Formación Napo

Su tope se encuentra entre 8848 pies (-7931') a 8941 pies (-8005'), en esta formación se encuentran los principales reservorios, constituidos litológicamente de una alternancia de Lutitas, Areniscas y Calizas, se lo ha dividido en: Napo Inferior con las zonas Arenisca "T", Caliza "B", Arenisca "U", Napo Medio con las zonas Caliza "A", Arenisca M-2 y Napo Superior con las zonas Caliza M-1, Arenisca M-1.

1.3.2.2.1 Zona Arenisca "T": Este reservorio de edad Albiano y paleoambiente Transicional deltaico con facies de barras de desembocadura, se ubica entre 9740 pies (-8813') a 9816 pies (-8880'), con un espesor total promedio de 136', se diferencian dos secuencias clásticas denominadas:

a) Arenisca "T" Principal: Es la de mejor desarrollo de arena Norte a Sur constituida de areniscas de cuarzo de color gris oscura, grano fino, redondeado a subredondeado, friable, cemento silicio, buena selección. Tiene un contacto agua-petróleo original de 9884' (-8943) GTA-05; 9900 (-8957') GTA-02.

b) Arenisca "T" Superior: Constituida por areniscas de cuarzo de color café clara a verdosa y blanca, grano fino, subredondeado a subangular, friable, cemento ligeramente calcáreo, de regular a buena selección, ligeramente glauconítica.

1.3.2.2.2 Zona Arenisca "U": Este reservorio de edad Cenomaniano y Paleambiente de Depósito Marino Somero a Marino Marginal, con desarrollo de barras de desembocadura, se ubica entre 9527 pies (-8600) a 9598 pies (-8662),

con un espesor total promedio de 72 pies. Se incluye tres niveles, cuyos límites se definen por sellos Lutáceos, asociados a líneas de tiempo denominados:

- a) **Arenisca “U” Principal:** Es el mejor reservorio, con desarrollo de arena de Norte a Sur localizándose su mayor desarrollo en los pozos GTA-1, GTA-7, GTA-2 con una tendencia de disminuir en los flancos de la estructura. Esta constituida por una arenisca de cuarzo, café clara, friable, grano fino a muy fino, subredondeado a subangular, cemento silicio, regular selección, con trozos de glauconita.

- b) **Arenisca “U” Media:** Este reservorio no tiene mucha continuidad de arena, esta constituida por areniscas de cuarzo café clara, friable, grano fino a medio, redondeado a subredondeado, cemento calcáreo, buena selección, con trazas de glauconita.

- c) **Arenisca “U” Superior:** Representada por areniscas de cuarzo café clara, friable, grano fino, redondeado a subredondeado, cemento calcáreo, buena selección, con trazas de glauconita.

1.3.2.3 Formación Tena

De edad Maestrichtiano-Paleoceno Inferior, de ambiente continental, se la encuentra de 7772 pies (-6856) a 7835 pies (-6899). Se puede distinguir dos secciones: la primaria sección superior-media y Basal Tena. La primera sección esta constituida por Arcillositas café rojizas y multicolores masivas intercalada por Limonitas de color café oscuro, grisáceo, medianamente firmes.

1.3.2.3.1 Zona Basal Tena: Este yacimiento de edad Maestrichtiano y paleoambiente Marino de Sublitoral, se lo encuentra 8808' (-7892') a 8905' (-7969'), esta constituida por areniscas de cuarzo, grano fino a grueso de color café claro a veces microconglomerática mal seleccionada, cemento silicio a veces calcáreo.

El año 1984 marca definitivamente el inicio de la explotación del campo Guanta-Dureno, pero no es sino hasta el año de 1987 que este campo, caracterizado por tener en la arenisca "U", la arenisca "T" y la formación Hollín como sus principales objetivos, que se descubre un segundo objetivo secundario como eventual productivo y excedente yacimiento, este es la arenisca Basal Tena del pozo GTA-08. Posteriormente en el pozo GTA-09 al cual se pronosticó un espesor de 10 pies para cada arenisca, dio mediante pruebas de producción resultados positivos.

También se han punzonado Basal Tena en los pozos DUR-01, GTA-04, GTA-05, GTA-06, GTA 07, GTA 08, GTA 09, de los que actualmente el pozo GTA-05 continúa produciendo de Basal Tena.

1.3.2.4 Litología

Comenzando en los sedimentos de la zona inferior de la formación Napo donde tenemos una secuencia de lutitas negras, fisiles con intercalaciones de calizas en la parte inferior.

Después de este depósito se encuentra la arenisca Basal Tena cuarzosa, traslúcida ocasionalmente blanca, granos finos a medios, friable, subredondeada a angular, localmente con cemento calcáreo, regular a buena gradación, ocasionalmente pirítica como en GTA-01, buena porosidad. Casi inmediatamente arriba existe otro pequeño lente de arena con influencia calcárea y trazas de glauconita secundaria tanto en GTA-06 como en DUR-01. En último término tenemos la típica secuencia continental constituida por sedimentos arcillosos de color rojo.

La dirección de la sección analizada se encuentra de Suroeste a Noreste y corre desde el pozo GTA-09 pasando por el GTA-06, GTA-01, GTA-03, GTA-04, GTA-07, GTA-02, GTA-08, GTA-05 hasta terminar en el pozo DUR-01. Esta sección comprende la parte inferior de la formación Tena con la arenisca Basal y la parte superior de la formación Napo que esta caracterizada por una erosión en el Tope

de la Formación Napo sobre la que se depositó en forma discordante e irregular la arenisca Basal Tena.

La sección nos comprueba la no uniformidad del depósito de la arenisca Basal Tena, confirmándose que la sedimentación se llevó a efecto en un ambiente posiblemente de aguas poco profundas-Parálico ya que al sur de pozo GTA-09 y en el pozo GTA-06 se encuentra un depósito de arena de buenas características y en el pozo GTA-02 ligeramente al oeste del eje estructural, no se representa acumulación de arena, lo que se detallará más adelante.

1.3.2.5 Análisis Depositional

En general se ha dado una interpretación deposicional a la arena Basal Tena como un ambiente Litoráneo-Agua somera. Esta arenisca se ha depositado en forma de canales de hasta 15 pies de espesores netos. Es necesario señalar que hay muchos sectores donde pudo tener influencia marina, pero en general el campo Guanta-Dureno, presenta poca incidencia posiblemente en mares producidos por el mar confinado somero y hacia final del ciclo se presenta una transición a facie continental. Cabe anotar la presencia de una arenisca calcárea con influencia marina en la parte superior de Basal Tena además no se encuentran muchos vestigios de un mineral indicador posiblemente como la glauconita a excepción de una zona en la parte superior de los pozos GTA-06, DUR-01, GTA-01.

El Ing. R. Tamayo considera al depósito de la arenisca Basal como de acumulación litoránea con influencia de vientos y mares poco profundos produciendo depositación de canales de dirección general SE-NW y depósito lacustrinos como es el caso de los pozos GTA-01, GTA-02, GTA-03.

La arenisca Basal Tena se depositó de esta manera después de la erosión de la Napo en un mar poco profundo muy cercano a la costa.

Al hacer un análisis de registro de buzamiento MSD (Mean Square Dip), el Ing. Tamayo encontró que en casi todos los pozos del campo Guanta-Dureno se nota una profundización del mar hacia el depósito de arena más joven, factiblemente

debida a un decremento de energía, a excepción de los pozos DUR-01 el cual conserva un buzamiento estructural más o menos estable. En los pozos GTA-02, GTA-03, no se puede establecer con exactitud tratándose posiblemente de un depósito lacustrino.

El tope de la arenisca Basal Tena es del tipo transicional de facies marina-somera a continental. La influencia de los depósitos de la arenisca Basal Tena se extiende al Este de la falla, pudiéndose encontrar muy posiblemente similares características de ambiente de depositación, en el pozo propuesto Parahuaco-06, coincidiendo en este caso con el canal del pozo GTA-08 el que es productivo. En cuanto a las porosidades tenemos los pozos con más del 10% los siguientes: DUR-01, GTA-04, GTA-05, GTA-06, GTA-07, GTA-08, GTA-09.

1.4 PETROFISICA

1.4.1 INFORME DE NUCLEOS EXISTENTES

Para el campo Guanta-Dureno se tiene los siguientes análisis de cores presentados en las tablas 1.1, 1.2 y 1.3. Para el pozo GTA-03 se disponen ocho muestras de la arena "T", para el pozo GTA-06 se tiene diez muestras pero cabe recalcar que el núcleo fue tomado en lutita y para el pozo GTA-10 se disponen veinte y cuatro muestras de la formación Napo arena "U".

CAMPO GUANTA DURENO									
Tabla 1.1 : ANÁLISIS DE CORES GTA-03									
FORMACIÓN NAPO ZONA "T"									
Número de muestra	Profundidad (ft.)		Porosidad %	Saturación		PERMEABILIDAD		DENSIDAD GRANOS (grs/cc)	
				Petróleo (%)	Agua (%)	HORIZONTAL (md)	VERTICAL (md)		
1	9819	- 9820	10.7	22.34	29.32	6	2	2.6492	
2	9821	- 9822	8.8	11.28	45.01	2	2	2.6366	
3	9823	- 9824	17.8	5.41	10.87	505	336	2.6372	
4	9825	- 9826	19.1	9.00	15.56	141	121	2.6545	
5	9827	- 9828	13.8	13.74	15.71	138	69	2.5031	
6	9829	- 9830	12.5	32.26	37.63	88	24	2.6555	
7	9831	- 9832	16.9	11.98	24.8	465	164	2.6416	
8	9833	- 9834	20.6	14.48	21.72	631	586	2.6071	

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PETROPRODUCCION

CAMPO GUANTA DURENO								
Tabla 1.2 : ANÁLISIS DE CORES GTA-06								
FORMACIÓN NAPO								
Número de muestra	Profundidad (ft.)		Porosidad %	Saturación		PERMEABILIDAD		DENSIDAD GRANOS (grs/cc)
				Petróleo (%)	Agua (%)	HORIZONTAL (md)	VERTICAL (md)	
1	9719	- 9720	16.6	34.3	16.51	530	313	2.5734
2	9721	- 9722	11.73	12.62	24.68	105	45	2.5861
3	9723	- 9724	10.97	6.9	17.99	186	32	2.5536
4	9725	- 9726	14.38	15.32	16.66	161	158	2.576
5	9726	- 9727	14.59	14.9	11.37	135	90	2.661
6	9730	- 9731	15.08	15.82	11.87	625	460	2.5659
7	9731	- 9732	15.73	5.78	25.22	778	774	2.5621
8	9733	- 9734	15.27	7.27	30.07	182	81	2.5622
9	9735	- 9736	6.95	21.93	20.00	4	2	2.5573
10	9736	- 9737	5.36	18.81	26.58	2	2	2.6159

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PETROPRODUCCION

CAMPO GUANTA DURENO						
Tabla 1.3 : ANÁLISIS DE CORES GTA-10						
FORMACIÓN NAPO ZONA "U"						
Número de muestra	Profundidad (ft.)		Porosidad %	PERMEABILIDAD (md)	DENSIDAD DE GRANOS (gr/cc)	PESO DE LA MUESTRA
1	9669	- 9670	17.63	236	2.64	43.822
2	9670	- 9671	19.34	1473	2.64	41.77
3	9671	- 9672	19.56	1694	2.63	41.679
4	9672	- 9673	19.64	813	2.64	42.572
5	9673	- 9674	19.15	2218	2.63	41.645
6	9674	- 9675	20.29	2517	2.63	40.77
7	9675	- 9676	15.97	789	2.64	42.307
8	9676	- 9677	17.54	1485	2.64	41.52
9	9677	- 9678	17.52	1175	2.63	40.87
10	9678	- 9679	19.44	1987	2.64	41.512
11	9679	- 9680	17.55	850	2.64	42.75
12	9680	- 9681	17.00	1400	2.63	42.07
13	9681	- 9682	16.47	1148	2.64	42.795
14	9682	- 9683	17.62	2478	2.64	41.285
15	9683	- 9684	18.19	1866	2.64	41.75
16	9684	- 9685	16.34	1058	2.63	42.485
17	9685	- 9686	12.87	327	2.63	44.515
18	9686	- 9687	14.24	925	2.63	43.328

Continuación Tabla 1.3							
Número de muestra	Profundidad (ft.)			Porosidad %	PERMEABILIDAD (md)	DENSIDAD DE GRANOS (gr/cc)	PESO DE LA MUESTRA
19	9687	-	9688	10.26	136	2.63	47.161
20	9688	-	9689	7.37	191	2.63	47.905
21	9689	-	9690	10.10	130	2.63	45.841
22	9690	-	9691	15.78	1560	2.64	43.113
23	9691	-	9692	11.46	151	2.64	46.065
24	9692	-	9693	12.51	296	2.64	44.935

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PETROPRODUCCION

1.4.2 PROPIEDADES DE LA ROCA

1.4.2.1 Basal Tena

En esta arenisca, los espesores productivos varían desde cero pies a 28 pies. La porosidad varía de 12.8 % a 24.2 %, y la saturación de agua varía entre 18.8 % y 41.7 %. Para esta arena los mayores espesores se localizan junto a la falla sobre todo en la parte central del campo.

1.4.2.2 Napo "U"

Los espesores productivos varían entre ocho a 65. La porosidad varía de 12.3 % a 26.4 %, y la saturación de agua varía entre 12.3 % y 46 %, esta arena presenta una discontinuidad en la parte central del campo dividiéndolo en dos partes: Norte y Sur lo cual también se manifiesta en los mapas isobáricos.

1.4.2.3 Napo "T"

Los espesores productivos en esta arenisca varían entre 13 pies a 56 pies. La porosidad varía de 11.2 % a 21 %, y la saturación de agua varía entre 12.9 % y 47.2 %, zona en la cual se localizan los mayores espesores.

1.4.2.4 Hollín

Esta arena ha sido atravesada únicamente por los pozos DUR-01 y GTA-01, los demás pozos han alcanzado su profundidad total a unos pies abajo del tope superior de la misma debido a lo cual el espesor productivo se estimó en los

demás pozos proyectándolo a 10 pies sobre el contacto petróleo-agua del pozo DUR-01. Los mayores espesores se localizan junto a la falla, especialmente en las zonas de los pozos GTA-03 y GTA-08.

1.4.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

En la tabla 1.4 tenemos los parámetros de los fluidos del análisis PVT para los pozos GTA-01, GTA-02, GTA-03, GTA-04, GTA-05.

En la tabla 1.6 se tienen los datos del análisis PVT promedio del campo e información básica de los yacimientos tales como BT, Napo "U", Napo "T" y Hollín del Campo Guanta-Dureno.

CAMPO GUANTA-DURENO										
Tabla 1.4: POZOS PRODUCIENDO										
POZO	FECHA	RESERVO RIO	Ps (psia)	Boi (rb/sb)	Coi (l/psiaE-6)	Uoi (CP)	RGR (stcf/stb)	TEMP °F	Grav. Oil res. °API	Dens. Oil Res.
GTA-01	Mar-85	NAPO T	1398	1.2751	8.529	1.366	392	214	32.3	0.8119
GTA-02	Jun-86	NAPO U	1400	1.22645	7.715	2.24	314	200	29.6	0.8301
GTA-03	Ene-95	NAPO U	1435	1.2675	9.5	2.815	367	216	29.3	0.8263
GTA-04	Jun-95	US	800	1.25998	10.62	2.04	251	205	30.2	0.8245
GTA-05	Mar-98	HI	900	1.2155	8.486	0.224	308	232	29.8	0.8185

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PETROPRODUCCION

1.4.4 REGISTROS ELECTRICOS

Los pozos del campo Guanta-Dureno disponen de curvas de registros necesarias para una interpretación petrofísica apropiadas para las formaciones, Basal Tena, Napo "U", Napo "T", Hollín Superior e Inferior. El conjunto de registros en su mayoría son los siguientes: SP-GR-LLD-LLS-MINV-MNOR-MSFL-RHOB-NPHI¹.

Para la evaluación de los perfiles eléctricos, que fueron realizados con el programa Interactive Petrophysic de Schlumberger, se determinó primeramente el

¹ SP: Potencial Espontáneo; GR: Gamma Ray; LLD: Deep Laterolog; LLS: Shallow Laterolog; MINV: Microinverso; MNOR: Micrnormal; MSFL: Micro Spherical Focused Log; RHOB: Registro de Densidad; NPHI: Registro de Porosidad.

volumen de arcilla presente en la formación (V_{sh}), tomando en cuenta dos indicadores de arcillosidad: el registro GR y la combinación del registro Densidad-Neutrónico. La porosidad fue determinada principalmente de los registros de Densidad y Neutrónico.

Se asumió una densidad de la matriz ($\rho_m = 2.65$ g/cc) y la del fluido ($\rho_f = 1$ g/cc). Los valores de Resistividad de agua (R_w) fueron determinados a partir de las salinidades del agua de formación promedio del campo para las diferentes arenas como se indican en la tabla 1.5.

Para el cálculo de la saturación de agua (S_w) se utilizó la ecuación de Indonesia que se la presenta en la ecuación 2.1. Se utilizó el exponente de cementación ($m = 1.7$), el exponente de saturación ($n = 2$) y el factor de saturación ($a = 1$), por considerarse confiable para la evaluación. En el ANEXO-1.2 se presenta el análisis petrofísico de los pozos cerrados.

$$S_w = \left(\frac{1}{\frac{\phi_e^{m/2}}{\sqrt{aR_w}} + \frac{V_{sh}^{(1-V_{sh}/2)}}{\sqrt{R_{sh}}}} * \frac{1}{R_t} \right)^{\frac{2}{n}} \quad (\text{Ec. 1.1})$$

1.4.5 SALINIDADES

Los valores de las concentraciones salinas se presentan en la tabla 1.5; estas salinidades fueron utilizadas para el cálculo de la resistividad del agua de formación (R_w) mediante la carta Gen-9. Esta carta se presenta en la figura 1.3.

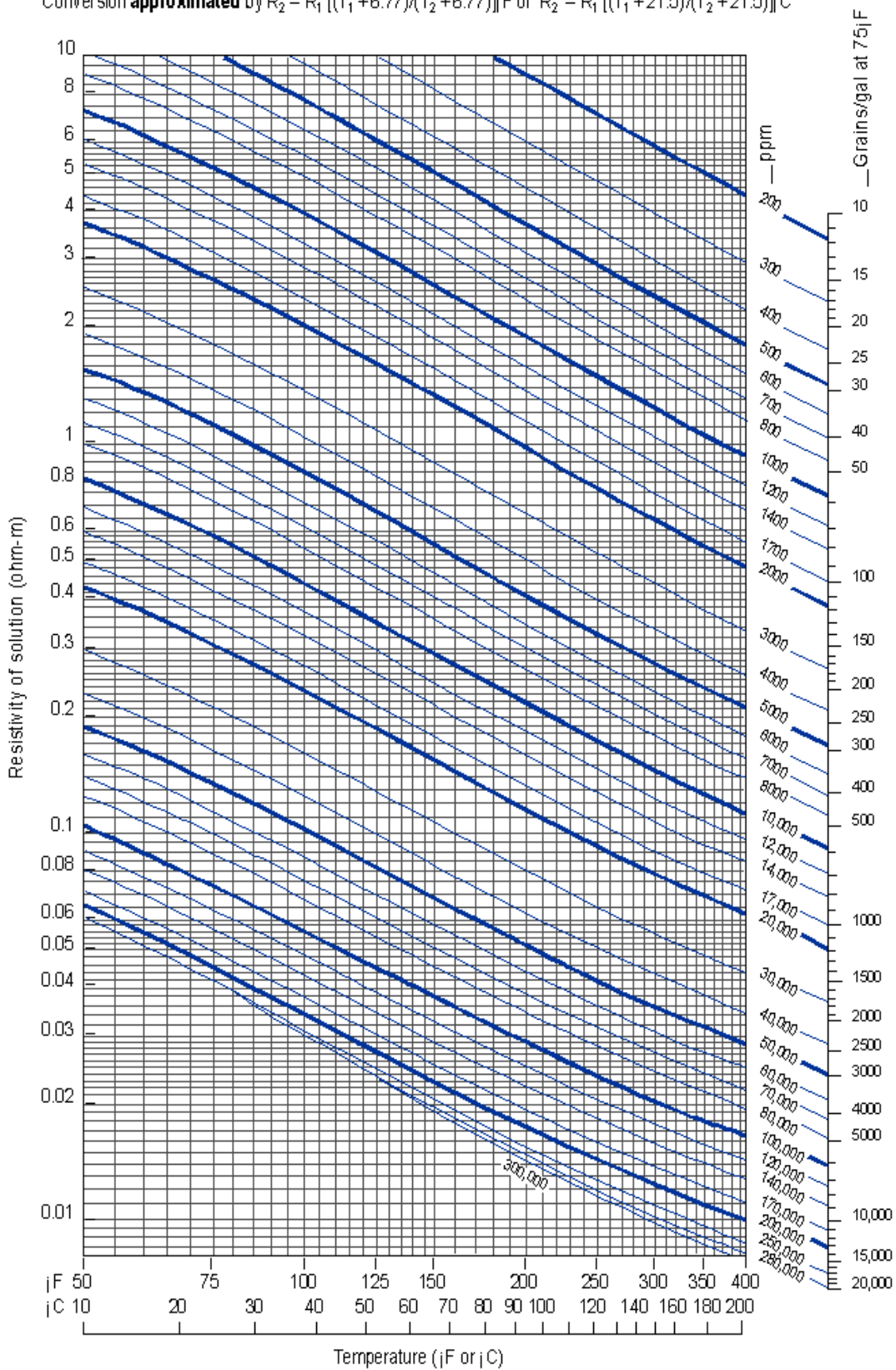
CAMPO GUANTA-DURENO	
Tabla 1.5: SALINIDADES	
ARENA	SALINIDAD (ppm NaCl)
Basal Tena	55000
Napo "U"	25000
Napo "T"	16500
Hollín Superior	10500
Hollín Inferior	8000

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PETROPRODUCCION

FIG. 1.3 CARTA GEN-9 RESISTIVIDAD DE SOLUCIONES SALINAS

Conversion **approximated** by $R_2 = R_1 [(T_1 + 6.77)/(T_2 + 6.77)]^F$ or $R_2 = R_1 [(T_1 + 21.5)/(T_2 + 21.5)]^C$



FUENTE: SCHLUMBERGER, Log Interpretations Charts

CAMPO GUANTA-DURENO

Tabla 1.6: DATOS PVT PROMEDIO DEL CAMPO E INFORMACIÓN BÁSICA DE LOS YACIMIENTOS

PARAMETROS	RESERVORIOS			
	BT	U	T	H
POROSIDAD, (%)	16.5	17.33	14.76	13.21
Pi, psia	890	3018	4083	4315
Pb, psi	-	1212	1398	990
COMPRESIBILIDAD DE FORMACIÓN (x10 ⁻⁶)	3274	3870	4220	3934
COMPRESIBILIDAD DEL PETROLEO (x 10 ⁻⁶)	8.01	9.266	8.529	8.486
FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL PETROLEO; BY/BF	1.110	1.227	1.275	1.149
FACTOR VOLIMETRICO DEL PETROLEO @ Pb; BY/BF	1.135	1.289	1.3030	1.2698
VISCOSIDAD INICIAL DEL PETROLEO; cp	1.527	2.365	1.366	2.224
VISCOSIDAD DEL PETROLEO @ PRESION DE SATURACIÓN, cp	1250	1.120	1.155	0.981
GRAVEDAD DEL PETROLEO; °API	27.5	29.7	32.3	29.8
GAS EN SOLUCION (Rs); PCS/BF	231	351	363	308
COMPRESIBILIDAD DEL AGUA DE FORMACION (x10 ⁻⁶)	3.4	3.5	3.6	3.7
FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL AGUA DE FORMACION; BY/BF	1.032	1.038	1.032	1.037
VISCOSIDAD DEL AGUA DE FORMACION, cp	0.3354	0.3348	0.3150	0.2818
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO, °F	192	207	214	232
PERMEABILIDAD PROMEDIA DEL RESERVORIO, md	106	473	261	100
FACTOR DE RECOBRO INICIAL, %	15	25	25	10

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PETROPRODUCCION

1.5 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

1.5.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

En el Campo Guanta-Dureno se han perforado un total de 16 pozos de los cuales actualmente producen 12 pozos una producción promedio de 4761 BPPD de los cuales: 6 pozos producen por Bombeo Hidráulico, 5 pozos por Bombeo Electro-Sumergible y un pozo por Bombeo Mecánico. Tanto el pozo GTA-16 y GTA-17D se perforaron en agosto del año anterior; siendo este último un pozo direccional. A mes de agosto del 2006 se encuentran produciendo 12 pozos, 2 del yacimiento Basal Tena, 2 del yacimiento U, 2 del yacimiento T, 1 de los yacimientos UI+UM, 2 de los yacimientos U+T, 1 de los yacimiento HS+HI, 1 del yacimiento UI y 1 del yacimiento Hollín. En la tabla 1.7 se muestra la lista de los pozos que se encuentran produciendo hasta septiembre del 2006.

CAMPO GUANTA-DURENO			
Tabla 1.7 : POZOS PRODUCIENDO			
POZO	ARENA	FECHA	METODO
GTA-01	U	31-Ago-06	PP S
GTA-02	T	31-Ago-06	PP HJ
GTA-03	H	31-Ago-06	PP HJ
GTA-04	T	31-Ago-06	PP HJ
GTA-05	BT	31-Ago-06	PP S
GTA-06	UI+UM	31-Ago-06	PP HJ
GTA-09	BT	31-Ago-06	PP M
GTA-11	U	31-Ago-06	PP HJ
GTA-12	U+T	31-Ago-06	PP S
GTA-15	HS+HI	31-Ago-06	PP HJ
GTA-16	U+T	31-Ago-06	PPS
GTA-17D	UI	31-Ago-06	PPS

ELABORADO: **MAURICIO UNAPANTA**

FUENTE: **PETROPRODUCCION**

PP HJ: Bombeo Hidráulico tipo Jet

PPS: Bombeo Electrosumergible

A mes de Septiembre del 2006 se encuentran cerrados 4 pozos, en la Tabla 1.8 se encuentra el listado y estado de los mismos. Mas adelante en el siguiente proyecto de titulación se realizará el respectivo análisis de estos pozos. En la tabla 1.9 se hace referencia al único pozo reinjector del campo.

CAMPO GUANTA-DURENO				
Tabla 1.8 : POZOS CERRADOS				
POZO	ARENA	FECHA	MOTIVO DE CIERRE	ESTADO
GTA-08	H	31-ene-06	Pozo cerrado por alto BSW	CP
GTA-10	U	28-oct-03	Pozo con BHA provisional terminar WO	CP
DUR-01	T	01-nov-98	Problemas con la comunidad	CP

CS: Pozo en espera de abandono

CP: Pozo para reactivación

CAMPO GUANTA-DURENO			
Tabla 1.9 : POZO REINYECTOR			
POZO	ARENA	FECHA	ESTADO
GTA-07	Tiyuyacu	30-Sep-05	PR

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PETROPRODUCCION

PR: Pozo Reinyector

Además cabe desatacar que en el área de operaciones ha sido considerado el pozo GTA-8 como candidato a abandono en consideración de que ha producido de todas las arenas y la producción actual es baja con un corte de agua alto. Sin embargo es criterio de la comisión de no abandonar el pozo, sino más bien mantenerlo como candidato a reinyector de agua.

1.6 ANALISIS DE LOS POZOS CERRADOS

DURENO-01

Este pozo inicia su producción en julio de 1969 con 246 BPPD y un corte de agua de 10% de la arena Hollín, la arena "T" en sus pruebas iniciales apporto 244 BPPD y un corte de agua de 2%; la arena "T" queda aislada. De este pozo se han producido de los yacimientos H, T y BT. Su última producción a noviembre de 1998 fue de 186 BPPD con un corte de agua de 60%; el pozo queda cerrado por BES fuera de servicio y problemas con la comunidad.

GUANTA-08

Este pozo inicia su producción en junio de 1987 con 2278 BPPD y un corte de agua de 0.1% de la arena Hollín, las arenas "U" y "BT" en sus pruebas iniciales aportaron 1910 BPPD con BSW de 0.5% y 1676 BPPD con BSW de 3.0% respectivamente. De este pozo se ha producido de todas las arenas. Su última producción a enero del 2006 fue de 40 BPPD con un BSW de 92%; el pozo queda cerrado por alto BSW y bajo aporte de petróleo.

GUANTA-10

Este pozo inicia su producción en noviembre de 1992 con 784 BFPD y un corte de agua de 1% de la arena "U". La arena "T" en sus pruebas iniciales tuvo una producción nada favorable de 456 BFPD y un corte de agua de 100%. La arena "BT" ha sido punzonada pero sus resultados fueron negativos con 100% de BSW. El pozo se encuentra cerrado desde el octubre de 2003 por alto BSW en la arena "U".

1.7 HISTORIAL DE PRODUCCION

El campo Guanta Dureno, viene produciendo desde el año 1984 con un acumulado de petróleo de 38.62MM Bls. El acumulado de agua es de 9.78MMbls y el acumulado de gas de 8.05 MMCF para agosto del 2006.

Este campo tiene diferentes mecanismos de producción a nivel del reservorio, los yacimientos principales productivos son U y T de la formación Napo. Las reservas originales son de 77.275MMBLS.

El índice de declinación anual efectivo es de 5.45% para la producción de petróleo. Las reservas que serán recuperadas según la curva de declinación exponencial, considerando W.O. y perforaciones de "infill" hasta mediados del año 2013 son de 9331.56 MBLS como se muestra en la figura 1.5.

La producción principalmente es de la formación Napo, anteriormente tuvo una gran producción que alcanzó los 14.000BPPD al inicio año 1985, en una sobre

explotación, para esta fecha la producción de agua se incremento igualmente. Con las regulaciones de la DNH y mejores planes de la empresa de manejar tasa diarias razonables, la producción fue de 8.000 BPPD y declinando hasta la producción actual de 4.660 BPPD. La producción de agua se ha visto incrementada a partir del año 1998.

La producción de gas es relativa a la tasa de producción de petróleo, con un GOR promedio de 279 CF/BL. El corte de agua para este campo es bajo y se mantuvo bajo el 20% de BSW, incrementándose en los últimos años. El comportamiento de la producción de petróleo y agua en función del tiempo es mostrado en la figura 1.4. En el ANEXO-1.3 se presentan los historiales de producción de los pozos cerrados y de los pozos que son candidatos para realizar el rediseño como se mostrará en el capítulo 3.

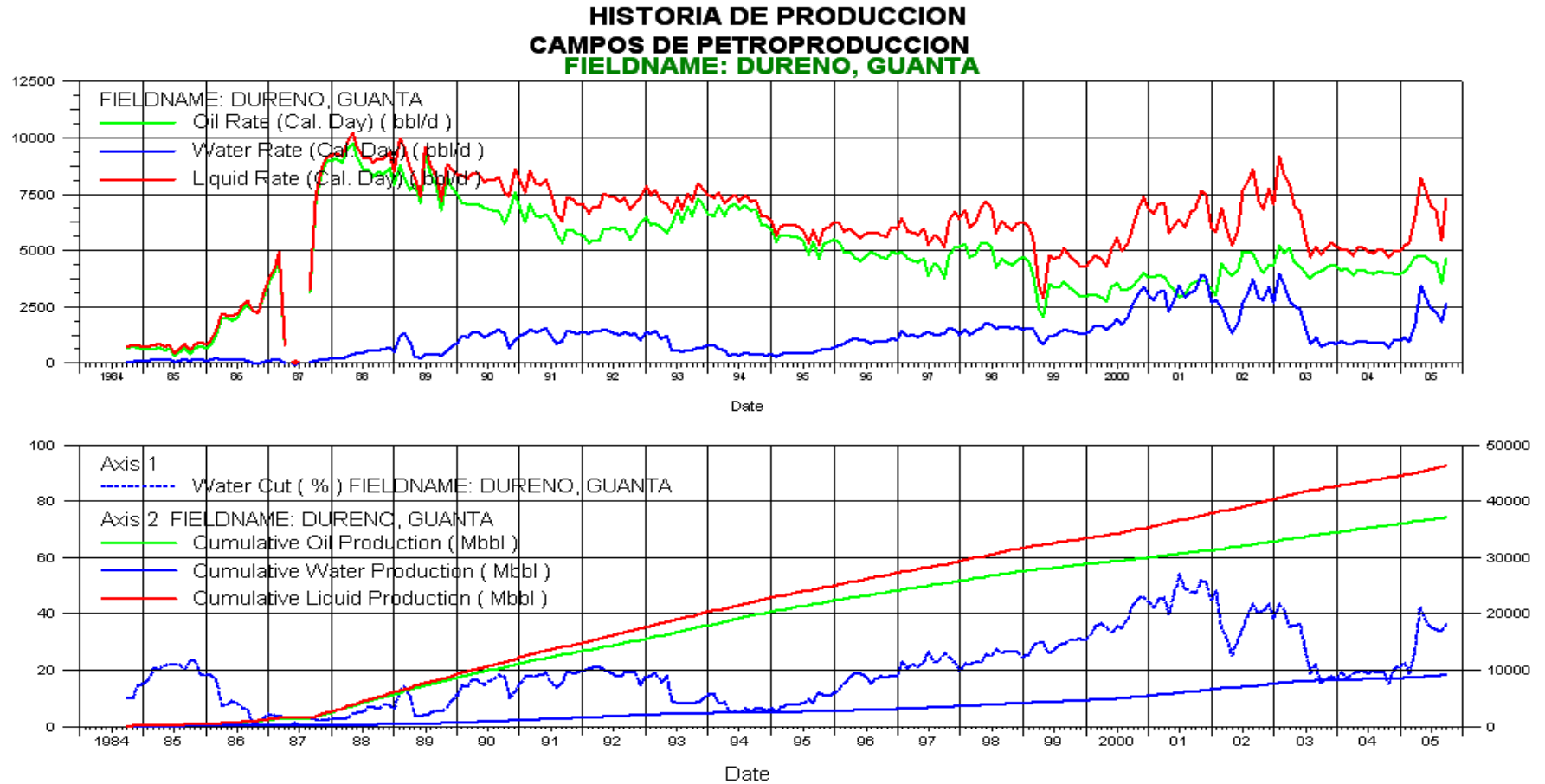
1.8 HISTORIAL DE PRESIONES

Se recopilaron las lecturas y se efectuaron las evaluaciones de las pruebas de restauración de presión para los yacimientos Basal Tena, Napo "U", Napo "T" y Hollín, realizadas desde los inicios de la producción hasta Septiembre del 2006. En el ANEXO-1.4 se presentan los resultados de las pruebas de restauración presión de los pozos cerrados y de los pozos que son candidatos para realizar el rediseño como se mostrará en el capítulo 3.

1.9 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

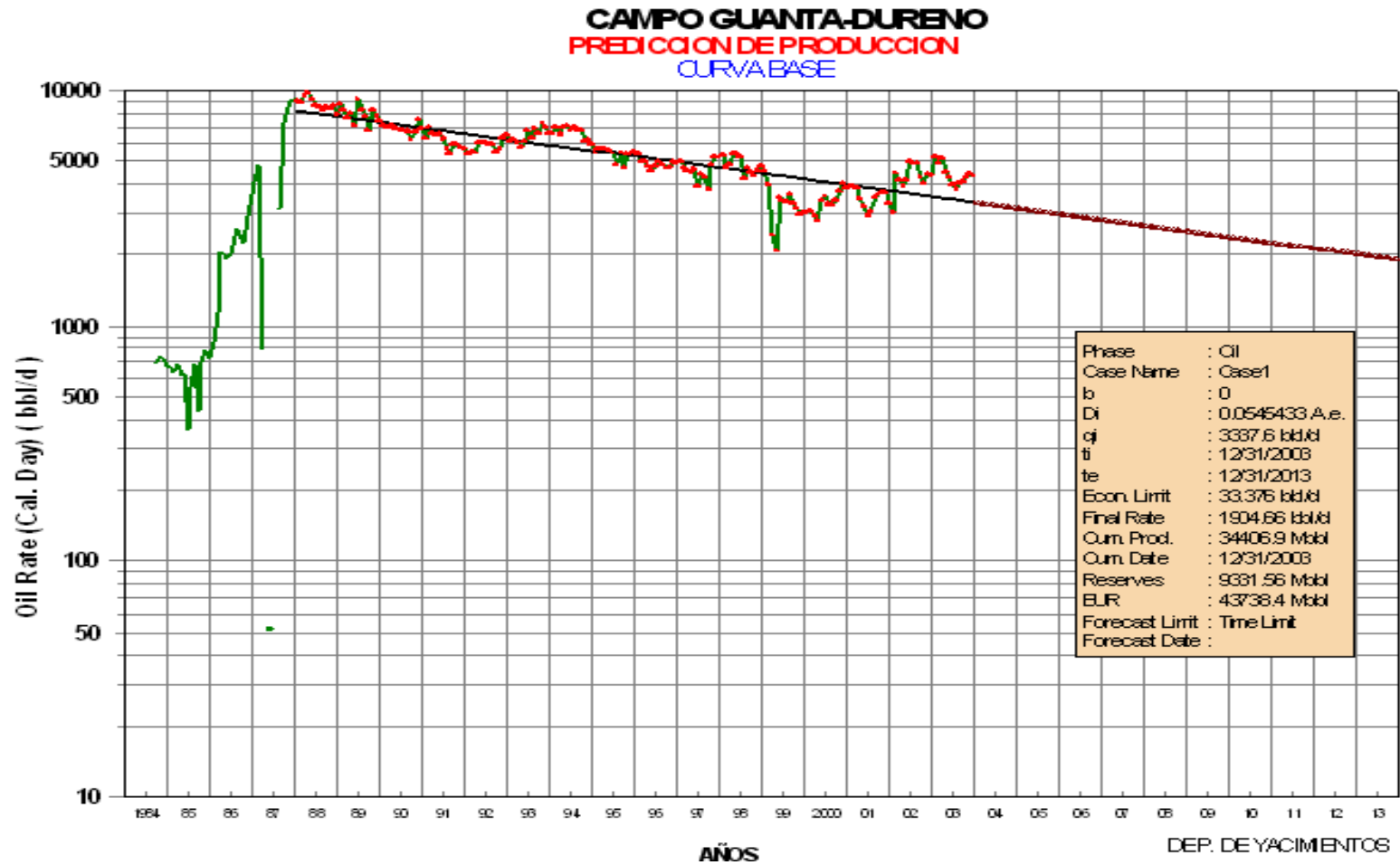
Los historiales de reacondicionamiento permiten conocer el comportamiento de los pozos de petróleo desde su inicio de explotación, comenzando con la completación de los mismos hasta su tratamiento para restaurar e incrementar la producción a través de diferentes Trabajos de Reacondicionamiento, entre los cuales se conocen: estimulación, repunzonamientos, fracturamientos, squeeze, cambio del sistema de producción, cambio de arenas productoras, entre otros. En el ANEXO-1.5 se presenta los historiales de reacondicionamiento de los pozos cerrados.

FIG. 1.4 HISTORIAL DE PRODUCCION DEL CAMPO GUANTA-DURENO



ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA A.

FIG. 1.5 ANALISIS DE DECLINACION CAMPO GUANTA-DURENO



ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA A

1.10 MECANISMOS DE EMPUJE

Los yacimientos del campo Guanta según el estado de los fluidos son subsaturados (gas disuelto) ya que la presión original es mayor que la presión de saturación.

De acuerdo a los mecanismos de producción los yacimientos, Basal-Tena, Napo U y T, son una combinación de expansión del sistema roca-fluido, con entrada parcial de agua. El yacimiento Hollín es por empuje hidráulico de fondo.

1.10.1 EMPUJE POR EXPANSION DE ROCA-FLUIDO (COMPRESIBILIDAD)

Cuando un yacimiento subsaturado se abre a la producción la presión declina resultando una expansión del petróleo del yacimiento, el agua y la roca, produciendo una fuerza de empuje que mueve el petróleo hacia los pozos productores. Las compresibilidades de los líquidos y de las rocas son bastantes pequeñas van de $1 - 5 \cdot 10^{-6}$ 1/psi para el agua y la roca y entre $5 - 20 \cdot 10^{-6}$ 1/psi para el petróleo. Aunque los valores son pequeños, los volúmenes pueden resultar grandes; por lo tanto caídas de presiones grandes en yacimientos con grandes volúmenes pueden originar una producción importante especialmente al inicio de la vida del yacimiento, hasta el punto de burbuja. Generalmente este tipo de mecanismo es el menos eficiente y sus principales características son:

- Declinación rápida y continua de la presión.
- Una RGP baja y constante sobre el punto de burbuja.
- No produce agua a no ser que la Swi sea alta
- Recupera entre 3 - 5% entre las presiones iniciales y el punto de burbuja, que es el ciclo donde este mecanismo actúa.

1.10.2 EMPUJE HIDRAULICO

Cuando un yacimiento de petróleo está comunicado hacia el fondo o lateralmente con un acuífero, la producción de fluido del yacimiento provoca una caída de

presión entre el acuífero y el yacimiento permitiendo una entrada de agua al mismo. El avance de agua al yacimiento provoca los siguientes efectos:

- Mantiene la presión del yacimiento conforme el % de reemplazamiento.
- Barre al petróleo de los espacios porosos.
- Empuja el aceite y el gas hacia los pozos productores.
- Estos yacimientos se llaman de empuje de agua de fondo o empuje lateral de agua.

Cuando el acuífero es infinito la energía puede ser ilimitada provocando un reemplazamiento total y logrando en poco tiempo de producción mantener la presión del reservorio. Sin embargo al inicio de la producción y mientras se hagan sentir el efecto del acuífero, estos yacimientos se comportan como expansión de roca y fluido. Estos mecanismos producen un alto recobro de petróleo, tiene elevado IP, producen altos cortes de agua en algunos casos provocan aislamientos de zonas de petróleos y pueden reducir la recuperación final. Los acuíferos de fondo provocan conificación de agua en zonas de alta permeabilidad vertical y los acuíferos laterales producen interdigitación que pueden resultar en menores recuperaciones.

Un empuje lateral de agua en yacimientos homogéneos puede integrar recuperaciones aun mayores que las obtenidas en un empuje activo de aguas de fondo. Las principales características de ésta mecanismo son:

- La presión declina al inicio y luego permanece alta en acuíferos activos; la presión cae al inicio, luego lentamente y tiende a estabilizarse en acuíferos limitados y retardados en su efecto.
- El GOR permanece si la presión permanece alta.
- Los pozos ubicados buzamiento abajo producen agua rápidamente.
- La recuperación llega a valores tan altos como 50 -60 %.
- El valor del petróleo en el lugar aumenta al calcular por balance de materiales si el valor de la entrada de agua no se ha detectado.

1.11 FACILIDADES

1.11.1 FACILIDADES DE PRODUCCION

El diagrama de flujo de la producción de la estación Guanta se muestra en el ANEXO-1.6. A continuación se indica la disponibilidad de equipos y facilidades de producción que posee el campo.

Descripción General

- 1 Tanque de Lavado, capacidad 5.000 Bls.
- 1 Tanque de Reposo, capacidad 5.000 Bls.
- 1 Separador de Prueba, capacidad 5.000 Bls.
- 1 Separador de Producción, capacidad 16.000 Bls.
- 3 Baterías de 5 Manifold, 5 válvulas de 3 vías.
- 2 Bombas de Transferencia, marca United, rata de bombeo 17.3 BPM
- 2 Contador A.O. SMITH.
- Producción se inyecta al Oleoducto Cuyabeno – Lago Agrio.

Oleoducto Secundario y línea de transferencia

- Dureno – Guanta, 4.250 Km., tubería de 6-5/8”.
- Guanta – Empate línea Cuy – Lago, 15.5 Km., tubería de 6-5/8”.
- Empate línea Cuyabeno-LA-Lago Agrio, 8.2 Km., tubería de 12-3/8”.

Línea de Acero en los Proyectos de Reinyección de Agua.

- Pozo Guanta 07, diámetro 2”, especificación célula 80, distancia 700 m.

Bombas de Inyección

- Centrífuga horizontal GC1700 - 157 etapas, N. Serie OIG3357, Potencia TECO 200 HP (FF-C53025-1).

- Centrilift horizontal GC1700 - 157 etapas, N. Serie OIG3360, Potencia TECO 200 HP (FF-C53025-1).

Subestación de Distribución 13.8 KV

- 2 Transformadores
- 1 Potencia (MVA)
- 2 Reconector y Disyuntor (SF-6).

Línea de Distribución

- Voltaje (kv) 13.8, longitud (km) 12.45

Sistema contra incendios

- 1 Motor, MARATON ELECTRIC, 60 HP – 3.555 RMP, WISCOMSIN, 68 HP – 2.600 RPM.
- 1 Bomba de agua, WORTHINGTON, 600 GPM – 150 psi.
- 1 Tanque de agua 300 BLS.
- 1 Bomba de captación: diesel.

Grupo de Generadores:

- Marca Caterpillar, Localización Estación, Serie 93535-4, Voltaje nominal 480 Potencia nominal (Kw) 500.
- Marca Caterpillar, Localización Estación, Serie 86882-1, Voltaje nominal 480, Potencia nominal (Kw) 688.
- Marca Caterpillar Localización Estación, Serie 86822-5, Voltaje nominal 480, Potencia nominal (Kw) 688.

En la Tabla 1.10 se muestra los equipos de superficie, descripción general que se encuentran en los pozos GTA-06, GTA-09, GTA-12. En la Tabla 1.11 se muestra

el tipo de unidad de bombeo, especificación, lugar de instalación y pozos que alimenta de los pozos del campo que producen por medio de Bombeo Hidráulico.

CAMPO GUANTA-DURENO				
Tabla 1.10 : FACILIDADES DE PRODUCCION				
UBICACION	ELEMENTOS EQUIPOS O COMPONENTE	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO ACTUAL	TRABAJOS REALIZADOS EN EL PERIODO
GUANTA-06	TANQUE	500	OPERANDO	NINGUNO
GUANTA-09	TANQUE	300	OPERANDO	NINGUNO
GUANTA-12	TANQUE	500	OPERANDO	NINGUNO

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PETROPRODUCCION

CAMPO GUANTA-DURENO					
Tabla 1.11: POZOS DE BOMBEO HIDRAULICO					
ESTACION DE ALIMENTACION DE FLUIDO	TIPO DE UNIDAD DE BOMBEO	ESPECIFICACION DE UNIDAD DE BOMBEO	LUGAR DE INSTALACION	POZOS QUE ALIMENTA	ESTADO ACTUAL
ESTACION GUANTA	TRIPLEX	Presión Máx.: 3550 Psi	GTA-15	GTA-15	OPERANDO
		HP Máx. Entrada: 165	ESTACION	GTA-04	OPERANDO
		HP: 148,5 GPM: 72 STROK: 5 in RPM: 400 Q Max: 2400 B/D	GTA-03	GTA-03	OPERANDO
		GTA-11	GTA-11	OPERANDO	

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PETROPRODUCCION

1.11.2 REINYECCION DE AGUA

El pozo en el que se inyecta el agua de formación provenientes de los pozos productores es el pozo GTA-07, se reinyecta el agua a la arena tiyuyacu.

El agua de formación proveniente de cada uno de los pozos llega al tanque de lavado, esta agua posteriormente pasa por un tanque desnatador de aceite (tanque de pulido), luego pasa por un filtro cuya función es remover el crudo y cierta cantidad de sólidos totales en suspensión, posteriormente el agua ingresa a

un tanque de almacenamiento (tanque de alimentación), para luego ser transportada por una de dos bombas booster (una en reserva), esta bomba da la presión de succión necesaria para las dos bombas horizontales centrilift de alta presión utilizadas en la estación.

Estas bombas son las encargadas de inyectar el agua de formación desde la estación hasta el pozo inyector y tiene una capacidad de bombeo de 6000 barriles por día. Los químicos anticorrosivos, biocida y antiescala se inyectan a la salida del tanque de almacenamiento.

El agua proveniente del “wash tank” es almacenada en un tanque 5000 barriles. De dicho tanque se alimenta mediante dos bombas “booster”, una en reserva, a la unidad de alta presión “Centrilift”, que tiene una capacidad de bombeo de 6.000 barriles por día. Actualmente se encuentra fuera de servicio el sistema de filtración.

Los químicos anticorrosivos, biocida y antiescala se inyectan a la salida del tanque de almacenamiento. Esto se puede observar en el ANEXO-1.6.

1.11.3 GENERACION ELECTRICA

En el campo Guanta existen tres grupos de generación eléctrica que abastecen los requerimientos del sistema de Bombeo Electro Sumergible, reinyección de agua y transporte de fluido.

En el sector Guanta, PETROPRODUCCION dispone actualmente de una Central de Generación de 900 KW de potencia efectiva, esta central alimenta una subestación de 13.8 KV de 2MVA de capacidad, desde donde distribuye energía eléctrica mediante dos alimentadores a todo el sector de Guanta. Además existen tres generadores individuales que proveen energía a tres pozos y bombas de reinyección. En la Tabla 1.12 se puede observar la información de generación eléctrica que existe en el campo guanta-Dureno.

CAMPO GUANTA-DURENO			
Tabla 1.12: GENERACION ELECTRICA			
GUANTA ESTACION CENTRAL	GENERADOR No. 01	GENERADOR 500KW	A23583
	GENERADOR No. 01	MOTOR 3412 890HP	3412
	GENERADOR No. 02	GENERADOR 688KW	800-680361111
	GENERADOR No. 02	MOTOR G399 1059HP	G399 SI
	GENERADOR No. 03	GENERADOR 688KW	800-680361111
	GENERADOR No. 03	MOTOR G399 SI 600HP	G399 SI

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PETROPRODUCCION

CAPITULO 2

EVALUACIÓN DE RESERVAS EN ZONAS PRODUCTORAS Y NO PRODUCTORAS

2.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA REALIZAR EL CÁLCULO DE RESERVAS

Para realizar la evaluación de reservas tanto en zonas productoras y no productoras se seleccionó los pozos que se encuentran cerrados hasta la fecha de cierre del proyecto. Además, se escogió el pozo GTA-09 para realizar el cálculo de reservas por ser candidato a cambio de sistema de levantamiento artificial y cambio de zona por su bajo aporte de petróleo.

2.2 RESERVAS REMANENTES

Las reservas remanentes son la diferencia entre las reservas originales y la producción acumulada del pozo de la arena en estudio.

Reservas remanentes = reservas originales – producción acumulada

$$\text{Reservas Remanentes} = N - N_p$$

Para el cálculo de las reservas remanentes se necesita calcular el petróleo original en sitio POES, como se detalla a continuación.

2.2.1 PETROLEO ORIGINAL EN SITO (POES)

El petróleo original en sitio es “El volumen total de hidrocarburos en existencia de depósitos conocidos, expresada a condiciones físicas del yacimiento”.

Los principales métodos para el cálculo del petróleo original en sitio (POES) son:

- Método Volumétrico
- Método de Balance de Materiales

- Método de La Curva de Declinación de Producción de Pozos

Para el desarrollo de este estudio utilizaremos el método volumétrico y el método de la curva de declinación de producción de pozos por lo que los detallaremos a continuación.

2.2.1.1 Método Volumétrico.

Este método se basa en la información obtenida en los registros y de análisis de núcleos para determinar valores promedios de porosidad y saturación de fluidos, de mapas isópacos del reservorio para encontrar el volumen total y del análisis de fluido para obtener el factor volumétrico del petróleo.

2.2.1.1.1 Determinación del petróleo en sitio: El volumen de hidrocarburos calculado en las condiciones del yacimiento, debe de ser convertido a las condiciones de superficie, esto se logra dividiendo para el factor volumétrico de petróleo inicial (Boi):

$$POES = \frac{7.758 * \phi * A * h_o * (1 - S_w)}{\beta_{oi}} \quad \text{(Ec. 2.1)}$$

Donde:

POES = Petróleo inicial, (BF)

Φ = Porosidad promedio, (%)

A = Área de drenaje, (acres)

h_o = Espesor neto de hidrocarburo, (ft)

S_w = Saturación de Agua, (%)

Boi = Factor Volumétrico inicial del petróleo. (BN/BF)

La constante 7.758 es el factor de conversión de unidades: 1 acre – pie = 7.758 Bls.

2.2.1.1.2 Determinación del área de drenaje (A): El área de drenaje es determinada a través de su radio de drenaje. Este último se calcula promediando las distancias de los pozos cercanos a este.

$$A = \frac{\pi * (Rd)^2}{C_1} [acres]$$

$$C_1 \text{ es un factor de conversión} = 4.047 \left[\frac{m^2}{acres} \right]$$

2.2.1.1.3 Determinación de las propiedades petrofísicas: Los valores de porosidad (ϕ), saturación de agua (S_w) y espesor neto son determinados a partir de la evaluación de los registros eléctricos disponibles para cada pozo. En el ANEXO-1.2 se muestra estos valores para los pozos seleccionados para realizar el presente estudio.

2.2.1.1.4 Determinación de las reservas originales: Las reservas originales son obtenidas del producto del petróleo en sitio con el factor de recobro establecido para cada arena en estudio.

$$\text{Reservas originales (N)} = POES * FR (BN)$$

El factor volumétrico inicial y los factores de recobro para cada arena del campo Guanta-Dureno se obtuvo del Departamento de Yacimientos de Subgerencia de Exploración y Desarrollo de Petroproducción. Las producciones acumuladas por pozo del campo, se toma de los datos disponibles en Ingeniería de Petróleos, Área Lago Agrio.

2.2.1.2 Método de la Curva de Declinación de Producción de Pozos

Debido al comportamiento productivo que presentan los pozos, se puede considerar que se está tratando con un sistema de depletación.

La presentación gráfica de la información de producción eventualmente muestra curvas de producción que disminuyen el tiempo y cuya extrapolación es útil para estimar proyecciones futuras de producción, dichas curvas son conocidas como curvas de declinación. La asunción más importante para el uso de estas curvas es que todos los factores que influyeron en la curva en el pasado provocando cambios en la producción, permanecerán efectivos durante su vida productiva.

Existen básicamente tres tipos de curvas de declinación: exponencial, hiperbólica y armónica. Tanto las curvas exponencial y armónica son casos especiales de las curvas hiperbólicas.

En el presente estudio se utilizará la declinación exponencial o constante, debido principalmente a que es la más frecuentemente utilizada en la industria y además por ser simple para el uso, porque es representada como una línea recta fácil de extrapolar.

Es importante conocer cuando la producción de hidrocarburo terminará. La tasa de producción de abandono en muchos casos es determinada antes de que cese debido a causas naturales, ya que puede suceder que los costos de producción sean mayores al valor de hidrocarburo producido. Este es el límite económico, en donde estos dos costos son iguales, más allá de este límite se estaría produciendo con pérdidas económicas.

Las curvas de declinación de producción de los pozos en estudio se muestra en el ANEXO-2.1.

2.2.1.2.1 Declinación exponencial: La expresión matemática general para la tasa de producción puede ser expresada como.

$$\frac{dq}{qt} = -\frac{1}{\alpha} * q \quad (\text{Ec. 2.2})$$

La tasa de declinación $\left(\frac{1}{\alpha}\right)$ en esta ecuación puede ser constante o variable con el tiempo, produciendo los tres tipos básicos de declinación de producción (exponencial, hiperbólica y armónica). Analizaremos la declinación exponencial o constante.

Si integramos esta expresión asumiendo la declinación constante tenemos:

$$\frac{dq}{q} = -\frac{1}{\alpha} * dt$$

$$\int \frac{dq}{q} = -\int \frac{1}{\alpha} dt$$

$$\int \frac{dq}{q} = -\frac{1}{\alpha} \int dt$$

$$\ln q = -\frac{1}{\alpha} t + C$$

Si las condiciones iniciales son a $t = 0$, entonces $q = q_0$, y reemplazando en la ecuación anterior encontramos el valor de la constante de integración.

$$\ln q_0 = -\frac{1}{\alpha} (0) + C$$

$$\ln q_0 = C$$

Reemplazando el valor de la constante de integración se deduce:

$$\ln q = -\frac{1}{\alpha} t + \ln q_0$$

$$\ln q - \ln q_0 = -\frac{1}{\alpha} t$$

$$\ln \left(\frac{q}{q_0} \right) = -\frac{1}{\alpha} t$$

$$\frac{q}{q_0} = e^{-\frac{1}{\alpha} t}$$

$$q = q_0 e^{-\frac{1}{\alpha} t}$$

La ecuación para la declinación exponencial esta expresada de la siguiente forma:

$$q = q_0 e^{-\frac{1}{\alpha}t} \quad \frac{1}{\alpha} = D$$

$$q = q_0 e^{-Dt} \quad \text{(Ec. 2.3)}$$

Donde:

q = Tasa de producción al tiempo t (BPPD).

q_0 = Tasa de producción al tiempo $t = 0$ (BPPD).

D = Declinación exponencial anual de producción (%/tiempo)

t = tiempo en años.

El cálculo de reservas remanentes de petróleo se determina con la siguiente ecuación:

$$\Delta Np = \frac{q_o - q_e}{D} \quad \text{(Ec. 2.4)}$$

Donde:

ΔNp = Reservas remanentes de petróleo (BL).

q_o = Tasa de producción inicial (BPPD).

q_e = Tasa de producción al límite económico (BPPD).

D = Declinación exponencial anual de producción (%/tiempo).

2.3 INDIVIDUALIZACIÓN DEL METODO DE CÁLCULO DE RESERVAS PARA LAS DIFERENTES ARENAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Las reservas remanentes de petróleo se calculan por el método de la curva de declinación para las arenas "Basal Tena", "U", "T" y "Hollín" del pozo GTA-08,

para la arena “Basal Tena” del pozo GTA-09, para la arena “U” del pozo GTA-10 y para las arenas “Basal Tena” y “T” del pozo DUR-01. En la Tabla 2.1 se muestra el cálculo de reservas remanentes por el método de la curva de declinación para estas arenas.

Las reservas remanentes de petróleo se calculan por el método volumétrico para las arenas “U”, “T” y “Hollín” del pozo GTA-09, para las arenas “Basal Tena”, “T” y “Hollín” del pozo GTA-10 y para las arenas “U” y “Hollín” del pozo DUR-01. En la Tabla 2.2 se muestra el cálculo volumétrico de reservas remanentes de estas arenas.

2.3.1 EJEMPLOS DE CÁLCULO DE LOS DOS MÉTODOS

2.3.1.1 Ejemplo de cálculo utilizando el método volumétrico

GUANTA-10, Arena “T superior”

Datos:

$$\phi = 0.198 \%$$

$$A = 132.5331 \text{ acres}^2$$

$$h_o = 6 \text{ pies}$$

$$S_o = 0.57$$

$$B_{oi} = 1.275 \text{ Bls/BF}$$

$$Fr = 0.25$$

$$POES = \frac{7.758 * \phi * A * h_o * (1 - S_w)}{\beta_{oi}}$$

$$POES = \frac{7758 \frac{\text{bls}}{\text{acre} - \text{pie}} * 0.198 * 132.5331 \text{ acres} * 6 \text{ pies} * (0.57)}{1.275 \frac{\text{bls}}{\text{BF}}}$$

$$POES = 546079BF$$

$$N = POES * FR = 546079BF * 0.25 = 136520BF$$

$$\text{Reservas remanentes} = N - N_p = 136520 \text{ BF} - 0 \text{ BF} = 136520 \text{ BF.}$$

² El ejemplo de cálculo del Área de drenaje para el pozo GTA-10 se muestra en el ANEXO-2.2.

TABLA 2.1 CALCULO DE RESERVAS REMANENTES DEL CAMPO GUANTA-DURENO METODO DE LA CURVA DE DECLINACION

POZO	ARENA	Reservas Iniciales (Bls)	N_p (Bls)	Reservas Remanentes (Bls)
GTA-02	T	561.107	76.433	484.674
GTA-03	H	3.376.170	1.662.739	1.713.431
GTA-04	T	5.198.170	3.007.428	2.190.742
GTA-06	Ui+Um	387.996	64.362	323.634
GTA-08	BT	940.521	777.835	162.686
	U	1.237.868	1.018.189	219.679
	T	9.458	9.270	188
	H	1.302.410	598.316	704.094
GTA-09	BT	1.590.720	1.478.900	111.820
GTA-10	U	2.565.990	2.463.051	102.939
GTA-11	U	4.026.320	2.001.028	2.025.292
GTA-15	Hs+Hi	2.990.470	1.404.393	1.586.077
DUR-01	BT	35.631	10.462	25.169
	T	2.678.430	2.559.095	119.335
TOTAL		26.901.261	17.131.501	9.769.760

Elaborado por: Mauricio Unapanta

TABLA 2.2 CALCULO VOLUMETRICO DE RESERVAS REMANENTES DEL CAMPO GUANTA-DURENO

POZO	ARENA	AREA (ACRES)	ho (pies)	So (%)	Φ (%)	Boi (BLS/BN)	POES (Bls)	FR (%)	RESERVAS INICIALES N (BLS)	Np (Bls)	RESERVAS REMANENTES (Bls)
GTA-09	U sup.	641	15	68	21	1.227	8.353.605	25	2.088.401	0	2.088.401
	U inf.	641	12	62	21	1.227	6.333.488	25	1.583.372	0	1.583.372
	T sup.	641	6	56	18	1.275	2.293.836	25	573.459	0	573.459
	T inf.	641	13	66	16	1.275	5.117.245	25	1.279.311	0	1.279.311
	Hollín	641	4	75	14	1.149	1.818.128	10	181.813	13.215	168.598
GTA-10	BT	133	13	60	16	1.110	1.184.922	15	177.738	0	177.738
	T sup.	133	6	57	20	1.275	546.079	25	136.520	0	136.520
	T inf.	133	27	61	12	1.275	1.579.062	25	394.765	0	394.765
	Hollín sup	133	9	68	13	1.149	651.792	10	65.179	0	65.179
	Hollín inf.	133	0	0	0	1.149	0	10	0	0	0
DUR-01	U sup.	359	4	60	21	1.227	1.192.354	25	298.088	0	298.088
	U inf.	359	4	63	17	1.227	989.565	25	247.391	0	247.391
	Hollín sup	359	15	62	12	1.149	2.505.992	10	250.599	0	250.599
	Hollín inf.	359	7	62	11	1.149	1.054.997	10	105.500	0	105.500
TOTAL							31.802.937		7.382.136	13.215	7.368.921

Elaborado por: Mauricio Unapanta

2.3.1.2 Ejemplo de cálculo utilizando el método de la curva de declinación

GUANTA-08, Arena "U"

Datos:

$$q_o = 242.9 \text{ bbl/día.}$$

$$N_p = 1018190 \text{ bbl.}$$

1. Se traza la línea de tendencia de depletación en la producción acumulada como se muestra en la figura 2.1. Se toma dos puntos y se procede a calcular "D".

$$D = -\frac{\ln\left(\frac{q}{q_o}\right)}{t} = -\frac{\ln\left(\frac{450}{1000}\right)}{2} = \frac{0.39}{\text{año}}$$

2. Se calcula la tasa económica de abandono a un tiempo estimado de depletación de 10 años.

$$q_e = q_o e^{-Dt}$$

$$q_e = 242.9 \frac{\text{bbl}}{\text{día}} e^{-\left(\frac{0.39}{\text{año}}\right)(10\text{año})}$$

$$q_e = 4.916 \left[\frac{\text{bbl}}{\text{día}} \right]$$

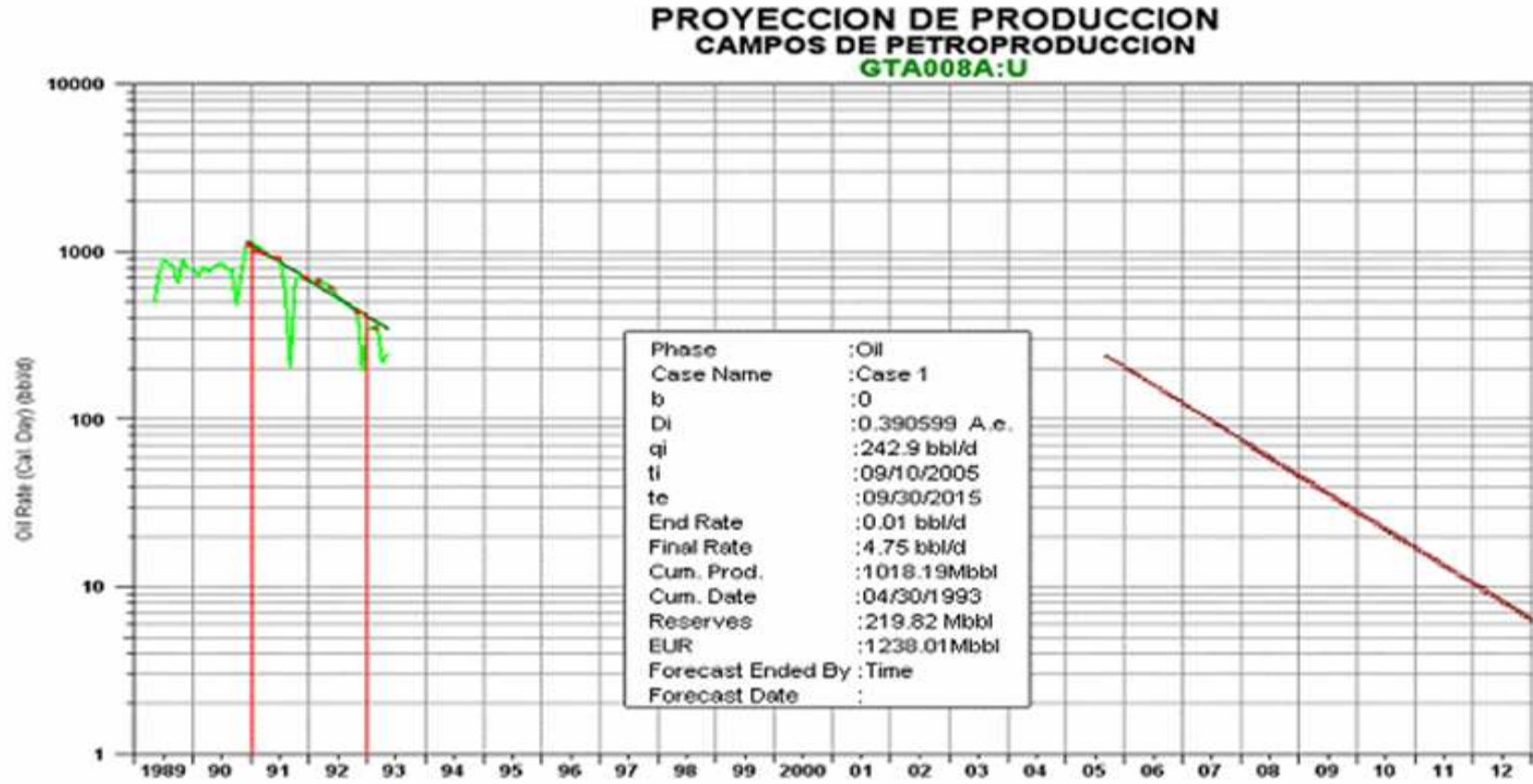
3. Se procede a calcular las reservas remanes de petróleo.

$$\Delta Np = \frac{q_o - q_e}{D}$$

$$\Delta Np = \frac{242.9 \frac{\text{bbl}}{\text{día}} - 4.916 \frac{\text{bbl}}{\text{día}}}{0.39 \left(\frac{1}{\text{año}} \right)}$$

$$\Delta Np = 219677.53 (\text{bbl} / \text{día})$$

FIG. 2.1 CURVAS DE DECLINACION DE PRODUCCION, GTA-08 ARENA "U".



Elaborado por: Mauricio Unapanta A.

4. Se calcula las reservas originales

$$N = \Delta N_p + N_p$$

$$N = 219677.53(bbl) + 1018190(bbl)$$

$$N = 1237867.53(bbl)$$

2.4 ESTUDIO DE ZONAS NO EVALUADAS

Para realizar el estudio de las zonas no evaluadas se consideró los historiales de reacondicionamiento, historiales de producción, pruebas iniciales, análisis de la evaluación de los registros eléctricos de los pozos seleccionados. Con esta información se determinó las zonas de interés que no han sido evaluadas anteriormente, las mismas que se presentan en la tabla 2.3.

CAMPO GUANTA-DURENO			
TABLA 2.3 ZONAS NO EVALUADAS			
POZO	ARENA	INTERVALO	ESPESOR
GTA-09	U SUPERIOR	9618-9670	15
	U INFERIOR	9670-9710	12
	T SUPERIOR	9823-9892	6
	T INFERIOR	9892-9930	13
GTA-10	H SUPERIOR	10022-10053	9
DUR-01	U SUPERIOR	9642-9698	4
	U INFERIOR	9698-9724	4

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PETROPRODUCCION

Los registros eléctricos de las zonas no evaluadas se muestran en el ANEXO-2.3.

Las reservas remanentes de petróleo totales del campo Guanta-Dureno son de 17138681 Bls. a la fecha de 31 de Agosto del 2006.

	Reservas Remanentes (Bls)
TOTAL DEL CAMPO	17.138.681

CAPITULO 3

REDISEÑO DEL TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

3.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Es la energía adicional que se proporciona al pozo para levantar los fluidos que se encuentran en el mismo.

Cuando la energía del yacimiento disminuye, los fluidos son difíciles de ser elevados hacia la superficie, por lo que es necesario implementar un mecanismo artificial que proporcione energía adicional al reservorio.

Con este fin actualmente existen los siguientes sistemas de levantamiento artificial:

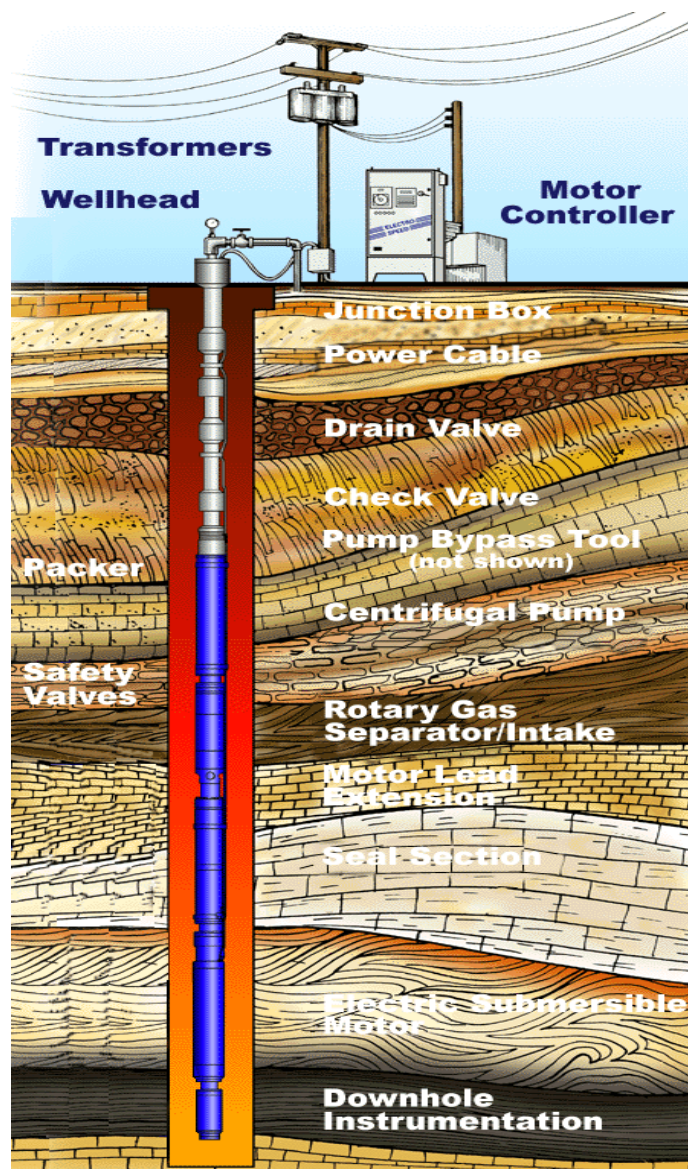
- Gas Lift (Inyección de Gas)
- Bombeo Electro Sumergible
- Bombeo Mecánico (Balancín)
- Cavidad Progresiva
- Bombeo Hidráulico (Bombas Pistón y Bombas Jet)

Actualmente en el campo Guanta-Dureno existen únicamente tres tipos de Levantamiento Artificial los cuales son Bombeo Hidráulico (Tipo Jet), Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico. A continuación se describirán estos tres tipos de Levantamiento Artificial que existen en el campo.

3.1.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible pueden ser clasificados en dos partes, el equipo de fondo y el equipo de superficie. Esto se lo puede observar en la Figura 3.1.

FIG. 3.1 ELEMENTOS DE FONDO Y DE SUPERFICIE DE BES



FUENTE: CENTRILIFT

3.1.1.1 Elementos de Fondo

El equipo de fondo cuelga de la tubería de producción y cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para producir el pozo, consiste principalmente de:

3.1.1.1.1 Bomba Centrífuga: Es la parte más importante del sistema. Consiste de bombas centrífugas de multietapas que constan de un impeler rotatorio y un difusor estacionario. El caudal de descarga depende de varios factores tales

como la presión hidrostática, RPM, diseño de las etapas y propiedades de los fluidos.

3.1.1.1.2 Separador de Gas: Separa el gas libre a fin de evitar taponamiento de gas. Usa fuerzas centrífugas para separar el líquido del gas antes de su ingreso a la bomba. Este gas es evacuado a superficie por el espacio anular.

3.1.1.1.3 Protector (Seal Selection): Este protector tiene las siguientes funciones: sirve como conexión entre el eje del motor y el eje de la bomba, balancea la presión interna del motor con la presión del pozo (presión en el anular) y previene la entrada de fluido del pozo en el motor.

3.1.1.1.4 Motor: El motor usado en bombeo sumergible es de dos polos, tres fases, jaula de ardilla y del tipo inductivo. La refrigeración del motor es suministrada por los fluidos que fluyen alrededor de el.

3.1.1.1.5 Sensores: Existe una gran variedad de sensores disponibles, que son instalados de acuerdo a requerimientos específicos. Estos sensores permiten un mejor y más seguro control de las operaciones de la Bomba Electrosumergible por señales de monitoreo. Dichas señales son enviadas a través del cable cuya operación es independiente del motor por lo que las lecturas pueden ser registradas cuando el motor no esta en operación.

3.1.1.2 Elementos de Superficie

3.1.1.2.1 Cabezal del Pozo: Su diseño debe ser capaz de soportar el peso del equipo de subsuelo y mantener el control del pozo en el anular y tubing. Además el cabezal debe de tener vías para instalar el cable con un adecuado sello.

3.1.1.2.2 Caja de Venteo: Este componente proporciona el punto de unión entre el cable de poder del variador y el cable del pozo, el cual debe estar en la capacidad de ventear el gas libre a la atmósfera, que pudo emigrar con el cable del pozo. Además debe facilitar el acceso a pruebas eléctricas del equipo de subsuelo.

3.1.1.2.3 Controladores del Motor: Hay dos tipos de controladores para aplicaciones en el bombeo electrosumergible: SWITCHBOARD y VARIADORES DE VELOCIDAD. Los **SWITCHBOARD** son sistemas que mantienen el mismo voltaje y frecuencia en la entrada y salida de los terminales, por lo que las frecuencias de trabajo no pueden ser variadas para poder modificar las tasas de fluido. Los **VARIADORES** tienen la capacidad de variar la velocidad de la bomba, rata, carga o ajustar estas dos últimas a la aplicación requerida. Además convierte corriente alterna a continua, permitiendo así controlar el voltaje y frecuencia para obtener mayores producciones o ajustar parámetros.

3.1.1.2.4 Transformadores: Existen dos clases de transformadores: PRIMARIO Y SECUNDARIO. El *TRANSFORMADOR PRIMARIO* es usado para reducir el voltaje de la fuente primaria a un voltaje que puede ser manejado por un switchboard o un variador. Se utiliza el *TRANSFORMADOR SECUNDARIO* cuando un variador de velocidad es usado, para incrementar el voltaje de acuerdo con los requerimientos del motor. Pueden ser un auto-transformador trifásico o un banco de tres transformadores de una sola fase.

3.1.1.2.5 Cable: Tiene la función de transmitir la energía al motor, va ligado a la tubería de producción. Están hechas de diferentes materiales conductores ubicadas en una sobrecubierta que asegura su integridad bajo las condiciones de operación y medio ambiente.

3.1.1.3 Ventajas y Limitaciones

3.1.1.3.1 Ventajas

- El Bombeo Electrosumergible es un método que puede producir altas y bajas tasas de producción.
- Puede manejar altos caudales de producción (superior a 100000 BBL/DIA) y altos cortes de agua.
- No tiene partes móviles en superficie, por lo que puede ser ubicado en áreas urbanas.

- Es aplicable en pozos horizontales y desviados.
- Es de fácil supervisión y control automatizada.

3.1.1.3.2 Limitaciones

- El costo inicial del sistema es relativamente alto.
- Su aplicación es limitada a pozos con profundidades medias, principalmente por degradación del aislamiento del cable y limitaciones de temperatura del motor.
- Requiere una fuente de electricidad estable y fiable.
- No es recomendable su utilización en pozos con alto GOR.
- Para reparar cualquier componente del equipo de fondo, se requiere sacar toda la completación (Workover).

3.1.2 BOMBEO HIDRAULICO.

El principio fundamental aplicado al bombeo hidráulico en el subsuelo es la Ley de Pascal, la misma que explica que: *“La presión aplicada sobre cualquier punto de un líquido se transmite, con igual intensidad, a cada porción de fluido y a las paredes del recipiente que lo contiene”*.

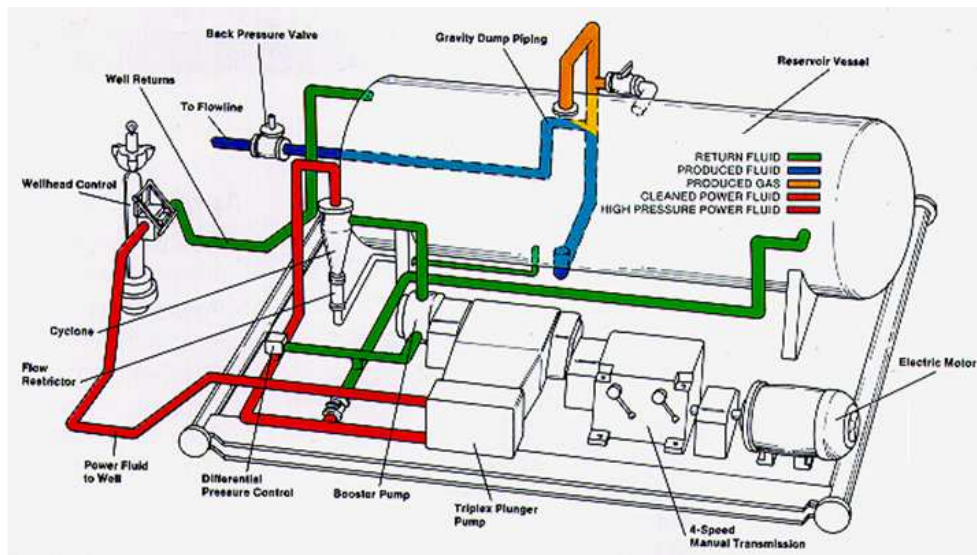
La aplicación de este principio permite transmitir presión desde la superficie, mediante una tubería llena de líquido, hasta cualquier punto dentro de un pozo de petróleo.

3.1.2.1 Elementos de Superficie

- Bombas Superficiales Triplex o Multiplex de alta presión.
- Motor Eléctrico.
- Bomba Booster.
- Tanque de Fluido motriz.
- Equipo de limpieza de sólidos.

Estos elementos se los pueden observar en la figura 3.2

FIG 3.2 ELEMENTOS DE SUPERFICIE DE BOMBEO HIDRAULICO



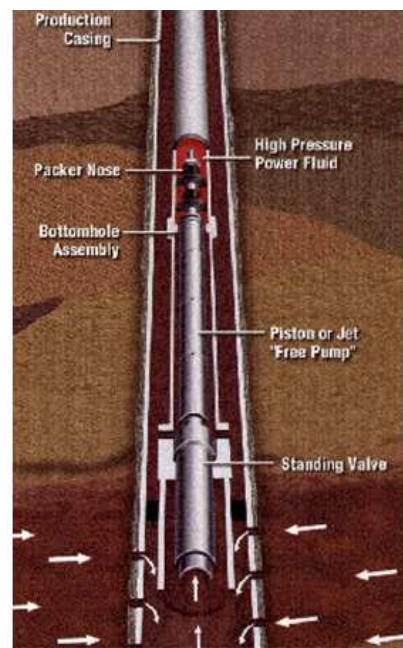
FUENTE: SOLIPET

3.1.2.2 Elementos de Subsuelo

- Aisladores de zonas (PACKER)
- Bomba Jet.
- Standing Valve.
- Completación de Fondo.

Estos elementos se los pueden apreciar en la Figura 3.3.

FIG 3.3 ELEMENTOS DE FONDO DE BOMBEO HIDRAULICO



FUENTE: CIA SOLIPET

3.1.2.3 Bomba Hidráulica Jet

Este tipo de bomba no poseen partes móviles, y se fundamenta en el principio de Vénturi, que consiste en “*El paso de un fluido a través de una área reducida denominada nozzle (boquilla) el que está compuesto de carburo de tungsteno, originando un cambio de energía potencial a cinética*”.

Estos fluidos entran a la garganta y posteriormente estos fluidos se mezclan sufriendo nuevamente un cambio de energía cinética a potencial, justo en el momento de pasar al difusor que es la parte donde los fluidos son transportados hacia la superficie.

El funcionamiento comienza cuando el fluido motriz se bombea a un caudal determinado hasta la bomba jet en el subsuelo hasta alcanzar la boquilla o nozzle con una presión alta, este fluido se dirige a través de la boquilla lo que permite que la corriente de flujo adquiera una alta velocidad y baja presión estática.

La presión baja permite que los fluidos tanto en la bomba como en la tubería fluyan a un determinado caudal de producción. El fluido motriz se mezcla con la producción en un tubo de área constante.

Cuando el fluido combinado llega al final del tubo tiene una baja presión y una alta velocidad, sale de la bomba a través de una sección difusora que convierte el fluido en un estado de alta presión estática la misma que debe ser lo suficientemente alta para levantar los fluidos combinados al caudal deseado hasta la superficie.

3.1.2.3.1 Componentes de la Bomba Jet: Los componentes de la Bomba Jet se los describen a continuación y se los puede observar en la Figura 3.4.

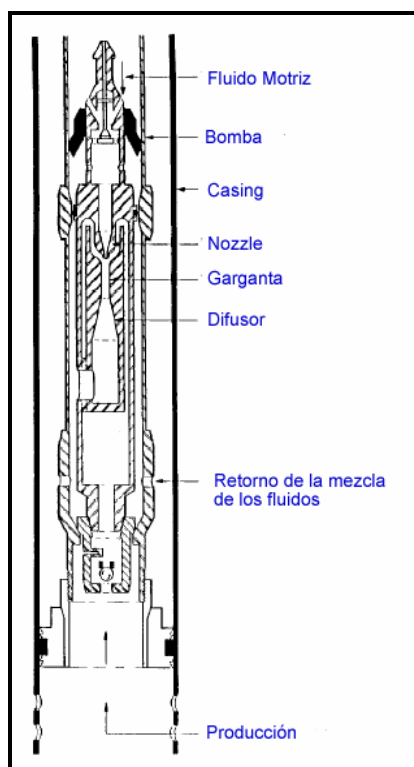
NOZZLE.- (Boquilla) Está fabricada para soportar altas presiones, posee en el extremo superior un diámetro más grande que el inferior con la finalidad de crear mayor velocidad y menor presión a la salida.

THROAT.- (Garganta). Conocido también como tubo de mezcla, es el punto donde se combina el fluido inyectado y el fluido producido. Se caracteriza por el aumento del diámetro a lo largo del tubo.

ESPACIADOR.- Se encuentra ubicado entre la boquilla y la garganta, aquí es donde entra el fluido producido para mezclarse con el inyectado.

DIFUSOR.- Posee un área expandida donde la velocidad se transforma en presión para levantar los fluidos a la superficie.

FIG. 3.4 BOMBA JET Y SUS COMPONENTES



FUENTE: KERMIT BROWN

3.1.2.4 Tipos de Sistemas de Bombeo Hidráulico.

El proceso de generación y transmisión de energía requerida para levantar el petróleo hasta la superficie, se lo realiza mediante un fluido, conocido como “fluido motriz”, el mismo que es inyectado a presión por medio de una unidad de potencia. Se puede utilizar petróleo o agua como fluido motriz.

Hay básicamente 2 tipos operativos en los sistemas de bombeo hidráulico: El sistema de fluido motriz cerrado y el sistema de fluido motriz abierto.

En un *sistema cerrado (CPF)* de fluido motriz, no se permite que los fluidos de producción se mezclen con los fluidos motrices de operación dentro de ninguna parte del sistema.

El fluido motriz, bien sea agua o petróleo es manejado en un circuito cerrado, el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y equipos de limpieza de sólidos, estos equipos operan independientemente de las operaciones en las estaciones de producción.

En un *sistema abierto (OPF)* de fluido motriz, el fluido de operación se mezcla con el fluido producido del pozo y regresa a la superficie en este estado, mezclado.

Cuando se utiliza petróleo como fluido motriz en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de tanques de almacenamiento o de oleoductos, de donde se suministran al sistema de bombeo o de distribución.

3.1.2.5 Ventajas y Desventajas

3.1.2.5.1 Ventajas

- No requiere de los servicios de una torre para el cambio de bomba (bomba libre).
- Puede operarse en pozos direccionales.
- Idóneo para los crudos de gravedad baja, porque se pueden emplear fluido motriz liviano en pozos de crudos pesados, y mejorar las condiciones de flujo.
- Al fluido motriz se le puede añadir inhibidores de corrosión, escala, parafina.

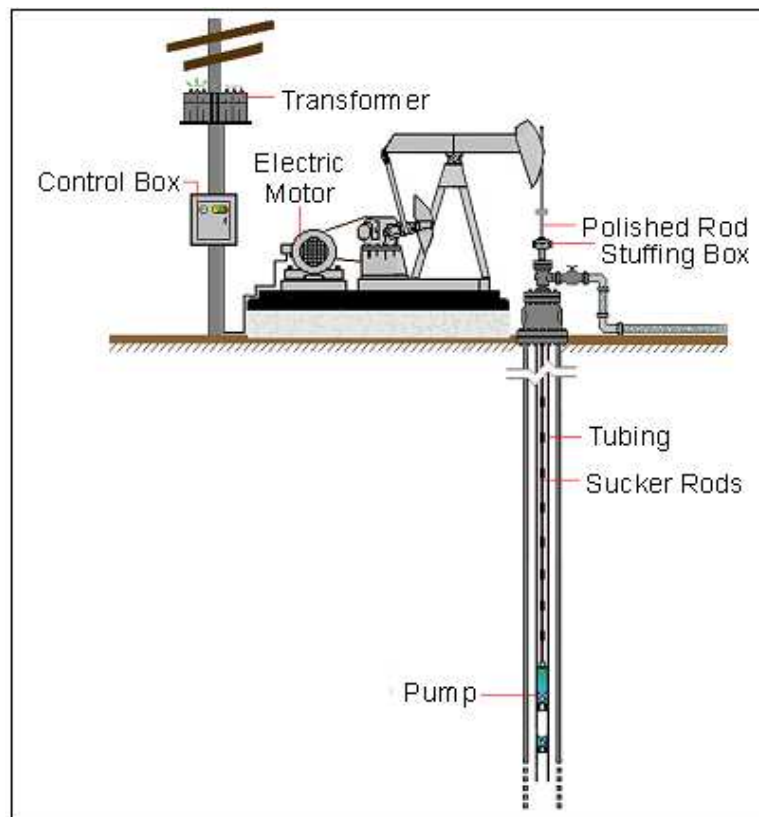
- La bomba hidráulica es adaptable para uso con una camisa deslizante.
- Existe la posibilidad de utilizar instrumentos para medir la presión y temperatura como parte integral de la bomba.
- Tiene buena flexibilidad en un amplio rango de gastos, según las especificaciones dadas por los fabricantes.
- Como la bomba tipo jet no tiene partes móviles, su costo de mantenimiento es bajo.
- Posibilidad de que abarque los mandriles del gas-lift.
- Capacidad de manejar producción con gas.
- Buen Manejo de sólidos.
- Se pueden reparar las bombas en el campo.

3.1.2.5.2 *Desventajas*

- Requiere de fluido motriz bastante limpio.
- Las bombas hidráulicas requieren de un caballaje alto.
- Puede cavitarse bajo ciertas condiciones, tales como una relación gas-aceite alta.

3.1.3 **BOMBEO MECÁNICO**

Para el bombeo mecánico es necesario transmitir la energía producida en la superficie (motor, equipo de bombeo superficial) para poder extraer fluido del pozo; ésta energía se transmite mediante una larga sarta de varillas de bomba. Generalmente un motor acciona el balancín a determinada velocidad, en el fondo del pozo se encuentra la bomba asentada y es la que empuja el petróleo hacia la superficie. Cuando las varillas hacen una carrera ascendente entra a la bomba el fluido del pozo y sale de la bomba a la tubería de producción en la carrera descendente. En la Figura 3.5 se puede apreciar los componentes de este tipo de bombeo.

FIG. 3.5 COMPONENTES DE BOMBEO MECANICO

FUENTE: "Modern Sucker-Rod Pumping"- PenWell Books

3.1.3.1 Equipos de Fondo

3.1.3.1.1 Varillas de Succión: Las varillas de succión tienen por objeto proporcionar la conexión entre la unidad de bombeo que se encuentra instalada en la superficie y la bomba en la profundidad de la arena productora en el pozo, mediante ésta se transmite el movimiento recíproco vertical a la bomba para el desplazamiento de fluido.

3.1.3.1.2 Bombas de Subsuelo: Es una bomba de pistón de desplazamiento positivo, desde su profundidad de instalación hasta la superficie, que funcionan por diferencial de presión, mediante bolas y asientos, para permitir la entrada y sello de fluidos en ciclos periódicos sincronizados.

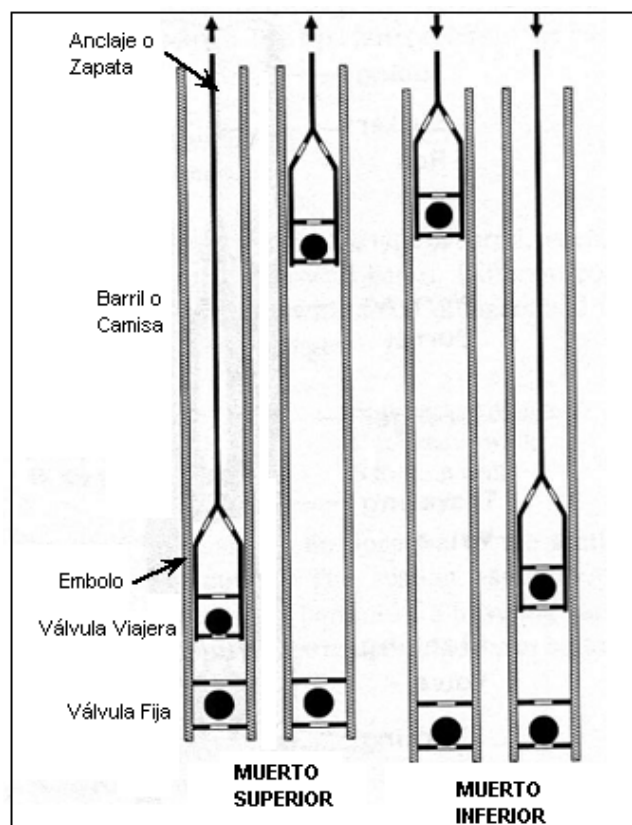
Los componentes de la bomba de subsuelo son:

- Barril o camisa.- Es un cilindro de superficie completamente pulida, dentro del cual se mueve el pistón.

- Pistón o émbolo.- Es el émbolo de la bomba y su diámetro determina la capacidad de desplazamiento.
- Válvula fija.- Está formada por un sistema de bola y asiento que permite la entrada del fluido del pozo al interior de la bomba.
- Válvula viajera.- Es también un sistema de bola / asiento, que viaja durante los ciclos de bombeo.
- Anclaje o zapata.- Combinación de partes reunidas interiormente, para obtener el anclaje de la bomba; efectuando un sello hermético.

El funcionamiento de la Bomba de Subsuelo es de la siguiente manera: La unidad de bombeo en su movimiento tiene dos puntos muy bien definidos, muerto superior y muerto inferior. En la Figura 3.6 se puede observar un esquema de la bomba y sus dos puntos muerto inferior y muerto superior.

FIG. 3.6 ESQUEMA DE LA BOMBA DE SUBSUELO



FUENTE: "Modern Sucker-Rod Pumping"- PenWell Books

Cuando el balancín está en el punto muerto inferior, las válvulas fijas y viajeras están cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el

efecto de succión del pistón permiten la apertura de la válvula fija; por tal motivo, el fluido pasa del pozo hacia el interior de la bomba. Al mismo tiempo la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanecerá cerrada durante la carrera ascendente.

El fluido continúa llenando la bomba hasta llegar al punto muerto superior. La válvula fija cierra y comienza la carrera descendente, el pistón se mueve hacia abajo y produce un efecto de compresión; al chocar con el fluido, la presión interna abre la válvula viajera; el pistón continúa su viaje descendente, mientras el fluido es transferido a la tubería de producción hasta llegar al punto muerto inferior y se repite el ciclo de bombeo.

3.1.3.1.3 Anclas de Tubería: Es un equipo que se utiliza para controlar los movimientos de la tubería de producción, absorbe los esfuerzos durante la acción de bombeo y los transfiere al revestidor; manteniendo a la tubería de producción en una posición constante y reduce la fricción varilla / tubería.

3.1.3.2 Equipos de Fondo

3.1.3.2.1 Unidad de Bombeo: Es una máquina integrada cuyo objetivo es cambiar el movimiento angular del eje del motor a recíproco vertical, a velocidad apropiada, con el propósito de accionar la sarta de varillas y bombas de subsuelo.

3.1.3.2.2 Motor: Equipo que suministra el movimiento y potencia a la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozo. Este puede ser un motor de combustión interna o motor eléctrico, siendo el último el de mayor utilización en la industria.

3.1.3.3 Ventajas y Desventajas

3.1.3.3.1 Ventajas

- Es flexible a la variación de tasas de producción y operan eficientemente para pozos que tengan baja presión de fondo y fluidos medianamente viscosos.

- Baja inversión inicial.
- Gran oferta de equipos y materiales.
- Fácil instalación.
- Bajos costos de operación.
- Bajos riesgos de derrame.

3.1.3.3.2 *Desventajas*

- Para caudales bajos y moderados debido al diámetro pequeño de la tubería (limita el diseño de varillas a altas profundidades).
- Pozos horizontales o direccionales.
- Baja eficiencia con presencia de gas.
- Problemas de fricción y fracturamiento de varillas debido a la operación del equipo en ambientes altamente corrosivos, producción de arena e incrustación de escala.

3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA REALIZAR EL REDISEÑO

Para realizar el rediseño se debe tomar varias consideraciones como consideraciones operativas, características de producción de los pozos, factores económicos, características de los fluidos, condiciones logísticas y de abastecimiento.

Tomando en cuenta los factores económicos no sería recomendable realizar el rediseño de los pozos que actualmente están produciendo mediante Bombeo Electrosumergible porque para realizar algún cambio en la completación de fondo se debe realizar un trabajo de workover cerrando el pozo y parando la producción por un tiempo considerable; además que la implantación y el reemplazo de los equipos de fondo tienen un costo elevado. Y por último, las

BES de los pozos que se están produciendo mediante este sistema se encuentran dentro del rango de operación óptimo.

De igual manera no es recomendable realizar el rediseño de los pozos que actualmente se encuentran produciendo mediante Bombeo Mecánico por las limitaciones que tiene este tipo de levantamiento. Entre las principales limitaciones tenemos que puede ser utilizado solo para pozos con caudales bajos y se utiliza generalmente para pozos con yacimientos someros; por esos motivos es mejor proponer otras alternativas para incrementar la producción de estos pozos que se analizarán en el siguiente capítulo.

Por otro lado, realizar el rediseño de los pozos que están produciendo mediante Bombeo Hidráulico es económicamente mucho más viable ya que para realizar el cambio de bomba no se necesita sacar toda la completación de fondo, ni parar la producción por un tiempo considerable. Además que el costo de la bomba JET y su mantenimiento son relativamente bajos.

Por estas consideraciones en el presente Proyecto de Titulación se rediseñará únicamente los pozos que están produciendo mediante Bombeo Hidráulico (Bomba Jet). En la tabla 3.1 se muestran los datos de los pozos que están produciendo con bomba Jet a la fecha de julio del 2006.

3.2.1 CONDICIONES EN EL LEVANTAMIENTO

El tipo de sistema de bombeo hidráulico que se va a rediseñar en aplicación al Campo unificado, bajo las condiciones actuales en superficie y fondo es del tipo ABIERTO, donde la unidad de bombeo en fondo es del tipo JET.

La calidad del fluido motriz empleado dependerá de las facilidades de producción que se ofrezcan para el tratamiento, ya que en la Estación Guanta (Sistema Centralizado) el fluido de motriz es tomado del tanque de almacenamiento cuyo petróleo corresponde a un API de 29.6° y 0.4 % de BSW.

CAMPO GUANTA DURENO

TABLA 3.1 POZOS DEL CAMPO QUE ESTAN PRODUCIENDO MEDIANTE BOMBEO HIDRAÚLICO (BOMBA JET)

POZO	ARENA	PLANTA	PRESIONES			PRODUCCION REAL					PETROLEO INY.			PROD TOTAL			VRF ³	GOR
			Pt. ⁴	Pc. ⁵	Pm. ⁶	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	BFPD	BSW	API	BFPD	BSW	API		
GTA-02	T	3550	3500	70	26	560	249	311	55.5	29.2	1720	0.5	29.3	2280	14	29.2	FULL	0
GTA-03	H	3650	3550	74	26	764	461	303	39.6	29.9	1820	0.4	29.6	2584	12	30.1	FULL	208
GTA-04	T	3600	3550	60	26	554	273	281	50.8	29.6	1870	0.5	29.8	2424	12	30.3	FULL	223
GTA-06	U+Um	3600	3550	S/M	26	314	309	5	1.6	30.3	1570	0.4	30.1	1884	0.6	30.5	FULL	45
GTA-11	U	3550	3500	170	26	1032	1023	9	0.9	29.2	1710	0.4	29.7	2742	0.6	30.4	FULL	159
GTA-15	HS	3600	3550	170	26	652	494	158	24.2	28.5	1700	0.4	29.2	2352	7.0	30.1	FULL	113

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PETROPRODUCCION

³ VRF: Válvula Reguladora de Flujo.

⁴ Pt: Presión del Fluido Motriz a la entrada del Pozo.

⁵ Pc: Presión de Cabeza.

⁶ Pm: Presión en el manifold.

La presión de inyección corresponde a la presión de descarga de las unidades de bombeo en superficie, la cual para el Sistema Centralizado de la estación Guanta corresponderá a la presión de planta ($P_{\text{planta}} = 3600 \text{ psi}$) menos la caída de presión en el tramo que circula horizontalmente, condición ideal que no se tomará en cuenta, ya que, se consideran las presiones de operación monitoreadas en el campo, por ser valores que indican las pérdidas de presión real en las líneas de poder. Por otro lado, las bombas triples que se encuentran en los pozos donde la caída de presión ha sido considerable, ayudan a aumentar la presión entre 3500-3550 psi, valor que se tomará en el cálculo de rediseño para cada uno de los pozos.

3.2.2 UTILIZACIÓN DEL PAQUETE COMPUTACIONAL PARA REALIZAR EL REDISEÑO DE BOMBEO HIDRAULICO

La versatilidad que proporciona la manipulación de un paquete de cómputo para el dimensionamiento de un sistema de bombeo es de gran utilidad, ya que realizarlos manualmente involucra gran cantidad de horas-hombre y prácticamente el análisis de varias alternativas resulta imposible. Para el diseño del sistema de bombeo Hidráulico se usará el programa de cómputo "PUMPEFF3"

Los criterios de selección para escoger la bomba rediseñada serán:

- Preferir un diseño que trabaje a menor presión de inyección para obtener el mismo o un mejor caudal.
- Seleccionar bombas que requieran menor potencia en superficie, se preferirá la que menor volumen de fluido motriz necesite para levantar la máxima producción.

Para realizar el rediseño se estimó un valor de producción de las arena de los pozos seleccionados mediante predicciones del comportamiento de producción, es decir por curvas de Declinación como se analizó en el capítulo anterior, estas curvas se las puede observar en el ANEXO-2.1. En el ejemplo

de rediseño se muestra como se utilizaron estas curvas de proyección de producción.

3.2.2.1 Ejemplo de Rediseño

Pozo: Guanta-03 "H"

Datos del Pozo

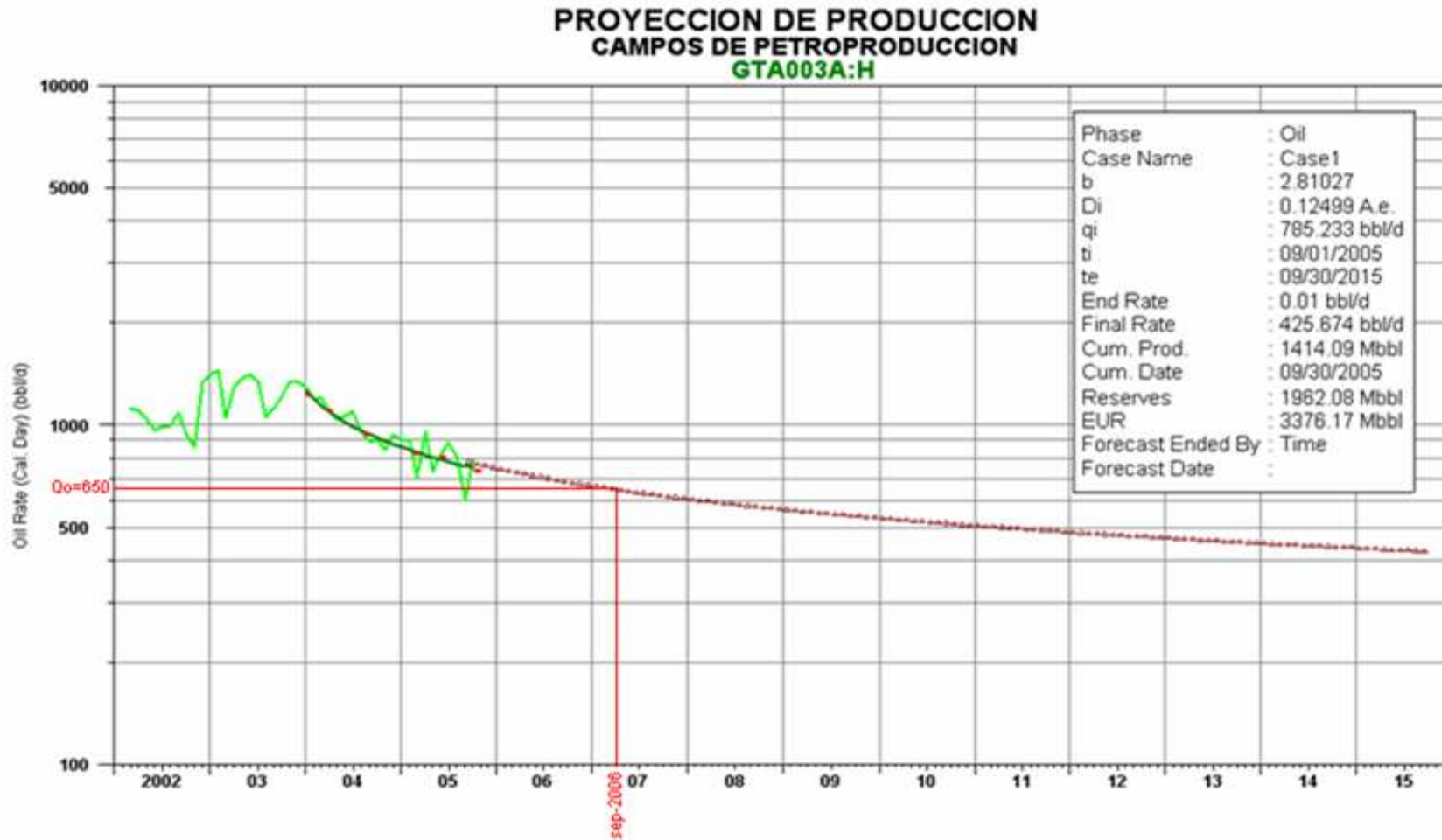
$OD_{\text{CASING}} = 7$ pulg.	$OD_{\text{TUBING}} = 3 \frac{1}{2}$ pulg.
$P_r = 4059$ psi	$B_o = 1.149$ BLF/BLS
$P_{wf} = 2877$ psi	$B_w = 1.03$ BLF/BLS
$P_b = 990$ psi	$BSW = 43.1$
$IP = 1.46$	$Q_{\text{DESEADO}} = 650$ BLS
$T_f = 232$ °F	$\gamma_g = 0.75$
$T_c = 60$ °F	$Q_{\text{FLUIDO}} = 1142$ BLS
$P_c = 72$ psi	$\mu_o = 2.224$ cp
$\%API = 29.4$	Asentamiento de la bomba = 9929 Pies
$GOR = 208$ PCS/BLF	

Como se puede observar en la Figura 3.7 la gráfica de proyección de producción para el pozo GTA-03, con su arena "H"; a la fecha Septiembre de 2006 le corresponde un caudal de petróleo de 650 BPPD. Valor que será utilizado para efectuar el rediseño de este pozo.

Programa PUMPEFF3

Desde la Figura 3.8 a la Figura 3.12 se muestra la utilización del programa PUMPEFF3. En la Figura 3.8 se indica la tabla de ingreso de datos de completación y de datos del pozo.

FIG. 3.7 PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-03, ARENA "H"



ELABORADO POR: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS.PETROPRODUCCION

FIG 3.8 TABLA DE INGRESO DE DATOS EN EL PROGRAMA

```

C:\> Símbolo del sistema - PUMPEFF3
WELL  GUANTA-03

DATE                25-SEP-2006                ARENA: H
POWER TUBING, NOMINAL 3
  I.D.  2.992  O.D.(PARALLEL=Ø)  3.5
RETURN STRING, NOMINAL 7
  I.D.  6.366
VERTICAL DEPTH <FEET>  9929
TUBING LENGTH <FEET>  9965

*****
PRODUCTION TARGET <BFPD>      ? 1142
WATER CUT <DECIMAL>           ? 0.431
GAS/OIL RATIO <SCF/B>         ? 208
PRODUCED OIL API               ? 29.4
PRODUCED WATER SPEC GRAU      ? 1.033
PUMP INTAKE PRESSURE AT DESIRED PROD RATE <PSI> ? 800
POWER FLUID TYPE <O/W>        ? 0      API GRAVITY      ? 29.5
POWER OIL VISCOSITY <CP>      ? 2.224
MAX. OPERATING PRES ALLOWABLE ? 3550
FLOW LINE BACK PRESSURE - WELLHEAD ? 120

```

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PROGRAMA PUMPEFF3

En la Figura 3.9 se muestra la opción (NOT SET) para calcular la presión en el intake a través de la bomba triplex.

FIG 3.9 OPCION PARA EL CALCULO DE LA PRESION EN EL INTAKE (NOT SET)

```

C:\> Símbolo del sistema - PUMPEFF3
WELL  GUANTA-03

PRODUCTION TARGET 1142 BFPD      WATER CUT 43.1 %      GOR 208 SCF/B
PRODUCED OIL API 29.4           SPECIFIC GRAU. .879  GRADIENT .38
PRODUCED WATER           SPECIFIC GRAU. 1.033 GRADIENT .447
PUMP INTAKE PRESSURE 800 PSI    POWER FLUID TYPE <O/W> 0
POWER OIL API 29.5           SPECIFIC GRAU. .878  GRADIENT .38
                               VISCOSITY 2.224
MAX. OPERATING PRESSURE 3550 PSI FLOWLINE PRESSURE 120 PSI

PUMP                          FLAGS SET 2
*****
Please select the PROGRAM OPTIONS by SETting or NOT SETting the following FLAGS:
FLAG 1 - NOT SET - PUMP INTAKE PRESSURE is CALCULATED using your OPERATING PRES.
          SET    - OPERATING PRESSURE is CALCULATED using your INTAKE PRES.

SET FLAG 1? <Y/N> N

```

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PROGRAMA PUMPEFF3

En la Figura 3.10 se muestra la opción (NOT SET) para escoger el tipo de bomba en este caso JET.

FIG 3.10 OPCION PARA ESCOGER BOMBA JET O BOMBA PISTON

```

C:\ Símbolo del sistema - PUMPEFF3
WELL  GUANTA-03
PRODUCTION TARGET 1142 BFPD      WATER CUT 43.1 %      GOR 208 SCF/B
PRODUCED OIL API 29.4           SPECIFIC GRAV. .879  GRADIENT .38
PRODUCED WATER                 SPECIFIC GRAV. 1.033 GRADIENT .447
PUMP INTAKE PRESSURE 800 PSI    POWER FLUID TYPE <O/W> 0
POWER OIL API 29.5             SPECIFIC GRAV. .878  GRADIENT .38
                                VISCOSITY 2.224
MAX. OPERATING PRESSURE 3550 PSI FLOWLINE PRESSURE 120 PSI

PUMP                               FLAGS SET 2
*****
Please select the PROGRAM OPTIONS by SETting or NOT SETting the following FLAGS:
FLAG 3 - NOT SET - Program is positioned for JET PUMPS.
        SET   - Program is positioned for PISTON PUMPS.

SET FLAG 3? <Y/N> Y

```

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PROGRAMA PUMPEFF3

En la figura 3.11 se muestra las diferentes geometrías NOZZLE-GARGANTA con su área anular mínima (= 0.0442) para evitar cavitación.

FIG 3.11 GEOMETRIAS PARA LA BOMBA

```

C:\ Símbolo del sistema - PUMPEFF3
WELL  GUANTA-03
PRODUCTION TARGET 1142 BFPD      WATER CUT 43.1 %      GOR 208 SCF/B
PRODUCED OIL API 29.4           SPECIFIC GRAV. .879  GRADIENT .38
PRODUCED WATER                 SPECIFIC GRAV. 1.033 GRADIENT .447
PUMP INTAKE PRESSURE 800 PSI    POWER FLUID TYPE <O/W> 0
POWER OIL API 29.5             SPECIFIC GRAV. .878  GRADIENT .38
                                VISCOSITY 2.224
MAX. OPERATING PRESSURE 3550 PSI FLOWLINE PRESSURE 120 PSI

PUMP                               FLAGS SET 2
*****
Minimum NOZZLE - THROAT ANNULUS AREA to avoid cavitation is = .0442
The following JET SIZES are MINIMUMS in each RATIO which have this area.
      JET SIZE      ANNULAR AREA
1 .    13  A-      .0483
2 .    11  A       .0464
3 .    10  B       .0534
4 .     8  C       .0455
5 .     7  D       .0488
6 .     6  E       .0513
Enter one of these SIZES or LARGER <EX. 14.C> _

```

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PROGRAMA PUMPEFF3

En la Figura 3.12 se muestra los resultados de las diferentes geometrías escogidas y se selecciona la bomba con mejores características

FIG 3.12 SELECCIÓN DE LA MEJOR GEOMETRIA PARA LA BOMBA

Pump Size	Operat Press.	Power Volume	F	Horse Power	SPM	Prod. Volum	Intake Press.	Maxim. Prod.	P Disch. Pressure	P. Friction	Pump Engine	% Eff	% Eff Pump
8B JET 3550		1308		88		1142	2767	1655	3786				27.1
8C JET 3550		1327		89		1142	2636	2292	3787				30.3
8D JET 3550		1315		88		1142	2720	3229	3787				28.2
7C JET 3550		993		67		1142	2908	1876	3764				29.5
7D JET 3550		996		67		1142	2886	2583	3764				30.3
7E JET 3550		987		66		1142	2962	3560	3763				27.8

PRESS <RETURN> TO CONTINUE_

ELABORADO: MAURICIO UNAPANTA

FUENTE: PROGRAMA PUMPEFF3

Para este ejemplo de rediseño se escogió la bomba 8-C tipo JET, con la cual se inyecta menos cantidad de fluido motriz y aumenta la producción.

3.2.3 RESULTADOS DEL REDISEÑO

La tabla 3.2 indica los rediseños propuestos que mejor se ajustan a los criterios de selección mencionados anteriormente e incremento de producción esperado. La tabla se encuentra dividida en 14 columnas agrupadas bajo dos categorías, redimensionamiento y condiciones actuales⁷, a la primera le corresponden 11 subcolumnas indicando: identificación del pozo, yacimiento, tipo de bomba, barriles inyectados (**BBL. Inyec.**), producción deseada en BFPD y BPPD (**Prod. Des.**), presión de entrada, retorno en BFPD, eficiencia de la bomba (**EF**), potencia consumida (**HP**), a la segunda categoría le corresponde 3 subcolumnas indicando: tipo de bomba, barriles inyectados (**BBL. Inyec.**), barriles de petróleo producidos (**Produc.**). Las filas que están coloreadas en plomo representan los pozos propuestos para cambio de levantamiento. Mientras que las filas que no se encuentran coloreadas, son los pozos que al momento de realizar el rediseño no se obtuvo incremento de producción. Por ese motivo, se los decide dejar con el mismo sistema.

⁷ Las condiciones actuales hace referencia a la fecha de Agosto de 2006.

CAMPO GUANTA-DURENO

TABLA 3.2 RESULTADOS DEL REDISEÑO

REDIMENSIONAMIENTO												CONDICIONES ACTUALES		
POZO	Yac.	Tipo de Bomba	Barriles Inyectados	Producción Deseada de Fluido	Producción Deseada de Petróleo	Presión Entrada	Presión Descarga	Retorno	Eficiencia de la Bomba	Potencia	Porcentaje de Incremento	Tipo de Bomba	Barriles Inyectados	Producción
			bfpd	bfpd	bppd	psi	psi	bfpd	(%)	HP	(%)		bfpd	bppd
GTA-02	T	9 B	1788	811	310	2105	3988	2016	26.6	118	49.75	GJPLI 2-1/2	1690	207
GTA-03	H	8 C	1327	1142	650	2636	3787	2292	30.3	89	60.1	KJET3	1930	406
GTA-04	T	9 C	1764	1000	600	2212	3713	2660	27.2	117	45.63	KJET3	1640	412
GTA-06	Ui+Um	1 B	235	122	120	1862	3782	244	30.2	16	-	KJET3	1580	275
6TA-11	U	9 C	1824	814	800	1862	3575	2434	24.4	122	-	GJPLII 2-1/2	1710	954
GTA-15	Hs+Hi	8 C	1365	827	585	2359	3840	2251	27.2	92	35.73	NJ2.5X48	1710	431

Elaborado: Mauricio Unapanta

CAPITULO 4

ANALISIS TECNICO-ECONOMICO

4.1 ANALISIS TECNICO

El análisis técnico de los pozos seleccionados, se hace en base al incremento de producción que se logrará al realizar los rediseños de los sistemas de producción de los pozos que se encuentran produciendo y los trabajos de reacondicionamiento para rehabilitar las zonas productoras de los pozos que se encuentran cerrados. A continuación se detallan los pozos seleccionados para ser intervenidos.

4.1.1 TRABAJOS PROPUESTOS Y ALTERNATIVAS VIABLES PARA INCREMENTAR LA PRODUCCION DEL CAMPO

DURENO-01

Del análisis del cálculo de reservas se determinó que la formación "T" tiene 119.335 Bls. y la formación "U" tiene 545.479 Bls. de reservas remanentes de petróleo respectivamente. Por inconvenientes con las comunidades cercanas no se ha podido adquirir datos actualizados de B'UP y por lo tanto se ha tenido que utilizar los datos obtenidos en Julio de 1996. En estos resultados se determinó que la arena "T" tiene un daño de formación de 13.6 y una permeabilidad de petróleo de 120 md. Del análisis de registros eléctricos y del estudio de petrofísica se determinó una nueva zona de pago en la arena "U". De acuerdo a las facilidades se recomienda utilizar el sistema de levantamiento artificial BES.

Trabajo propuesto:

1. Sacar completación con equipo BES.
2. Repunzonar intervalo de "T" desde 9884'-9887' (3') y 9894'-9917' (23').

3. Evaluar y completar de acuerdo a resultados.

Si los resultados no son satisfactorios probar la siguiente alternativa:

1. Asentar CIBP a 9650'
2. Punzonar nuevo intervalo de "U" desde 9697'-9705' (8').
3. Evaluar al menos por 24 horas y completar de acuerdo a resultados.

GUANTA-02

Pozo incorporado a la producción en julio de 1986 con 1991 BPPD y un corte de agua de 1% de la arena "U", además la arena "T" en sus pruebas iniciales aportó 1175 BPPD y un corte de agua de 11%. Su producción mediante Bombeo Hidráulico (Bomba JET) a agosto del 2006 es de 207 BPPD con un BSW de 61.2% de la arena "T".

Trabajo propuesto:

Del análisis del rediseño del sistema de levantamiento artificial y por medio de la curva de proyección de producción se estima que la arena "T" puede aumentar su producción en 103 BPPD, por lo que se propone cambiar la bomba de subsuelo GJPLI 2-½ (que produce actualmente) por la bomba 9-B tipo JET.

GUANTA-03

Este pozo inicia su producción en octubre de 1986 con 1550 BPPD y un corte de agua de 5.0% de la arena "U", además la arena "T" en sus pruebas iniciales aportó 1497 BPPD con un BSW de 1.0%. La producción mediante Bombeo Hidráulico (Bomba JET) a agosto del 2006 es de 406 BPPD con un BSW de 43.1% de la arena "Hollín".

Trabajo propuesto:

Con el objetivo de optimizar la producción se propone rediseñar el sistema de levantamiento artificial, es decir, hacer el cambio de bomba de subsuelo KJET3

por la bomba 8-C JET para elevar la producción en 244 BPPD de la arena “Hollín”; este cálculo fue determinado en el capítulo anterior.

GUANTA-04

Pozo incorporado a la producción en enero de 1987. En este pozo han sido punzonadas las arenas Hollín, Napo “T” y Basal Tena. La producción mediante Bombeo Hidráulico (Bomba JET) a agosto del 2006 es de 412 BPPD con un BSW de 39.8% de la arena “T”.

Trabajo propuesto:

Del análisis del rediseño del sistema de levantamiento artificial y por medio de la curva de proyección de producción se estima que la arena “T” puede incrementar su producción en 188 BPPD, por lo que se propone cambiar la bomba de subsuelo KJET3 (que produce actualmente) por la bomba 9-C tipo JET.

GUANTA-08

Del análisis del cálculo de reservas se determinó que la formación “Hollín” tiene 704.094 Bls. de reservas remanentes de petróleo y aunque en la última producción de esta arena su corte de agua era alto, su aporte de petróleo era considerable, por lo que se propone volver a habilitar esta arena. De acuerdo a las facilidades se recomienda utilizar el sistema de levantamiento artificial BES.

Trabajo propuesto:

1. Moler tapón CIBP a 9600’
2. Asentar CIBP a 9970’
3. Repunzonar por separado los intervalos de Hollín 9954’-9964’ (10’) y Hollín superior 9937’-9948’ (11’).
4. Evaluar por separado y completar de acuerdo a resultados.

Si los resultados no son satisfactorios probar la siguiente alternativa:

1. Realizar todos los estudios correspondientes y necesarios para convertir al pozo GTA-08 en reinyector de agua, por el motivo de que ha producido de todas las arenas y tiene un alto corte de agua.

GUANTA-09

Del análisis del cálculo de reservas se determinó que la formación "BT" tiene 111.820 Bls., de la formación "T" inferior 1.279.311 Bls, de la formación "U" 3.671.773 Bls. y de la formación "Hollín" 168.598 Bls de reservas remanentes de petróleo respectivamente. De los resultados de B'UP, realizado en Julio del 2002, se determinó que la arena "BT" tiene un daño de formación de 21.91 y una permeabilidad de petróleo de 618 md. Del análisis de registros eléctricos y del estudio de petrofísica se determinó nuevas zonas de pago en las arenas "U" y "T inferior". El trabajo propuesto para este pozo es cambiar de sistema de levantamiento artificial y de arena, es decir, de Bombeo mecánico a Bombeo electrosumergible y de la arena BT a T inferior. Se recomienda este trabajo por las limitantes que tiene el Bombeo mecánico y por el potencial que tiene la arena "T" inferior para aumentar la producción del campo.

Trabajo propuesto:

1. Moler tapón CIBP a 9100'.
2. Asentar CIBP a 9990'.
3. Punzonar el intervalo de "T" inferior 9902'- 9918' (16').
4. Evaluar y completar de acuerdo a resultados.

Si los resultados no son satisfactorios probar la siguiente alternativa:

1. Punzonar intervalos de "U" 9654'-9666' (12') y 9676'-9688' (12').
2. Evaluar y completar de acuerdo a resultados.

GUANTA-10

Del análisis del cálculo de reservas se determinó que la formación "H" tiene 65.179 Bls. de reservas de petróleo. De los resultados de B'UP, realizado en

Mayo del 2002, se determinó que la arena "U" tiene un daño de formación de 8.75 y una permeabilidad de petróleo de 105 md. Del análisis de registros eléctricos y del estudio de petrofísica se determinó una nueva zona de pago en las arena "Hollín". De acuerdo a las facilidades se recomienda utilizar el sistema de levantamiento artificial BES.

Trabajo propuesto:

1. Correr registro de GR (posible CSG roto).
2. De acuerdo a registro de GR redisparar zona "U" 9675'-9690' (15').
3. Evaluar y completar.

Si los resultados no son satisfactorios probar la siguiente alternativa:

1. Punzonar intervalo de Hollín de 10038'-10052' (14').
2. Evaluar y completar de acuerdo a resultados.

GUANTA-15

Pozo incorporado a la producción en noviembre de 1997. En sus pruebas iniciales las arenas Hollín principal y Hollín superior aportaron 489 BPPD con 3% de BSW y 691 BPPD con 10% de BSW respectivamente. Su producción mediante Bombeo Hidráulico (Bomba JET) a agosto del 2006 es de 431 BPPD con un BSW de 29.3% de la arena "H superior + H principal".

Trabajo propuesto:

Del análisis del rediseño del sistema de levantamiento artificial y por medio de la curva de proyección de producción se estima que la arena "H superior + H principal" puede aumentar su producción en 154 BPPD, por lo que se propone cambiar la bomba de subsuelo NJ2.5X48 (que produce actualmente) por la bomba 9-C tipo JET.

En el ANEXO-2.3 se encuentran los registros eléctricos de las nuevas arenas a punzonar de los pozos.

4.1.2 RESUMEN DEL ANALISIS TECNICO

En la tabla 4.1 se detalla la producción propuesta que beneficiará al Área en estudio. La tabla se encuentra dividida en 11 columnas agrupadas bajo tres categorías, identificación de pozo, última prueba de producción y producción propuesta, a la segunda le corresponden 7 subcolumnas indicando: fecha a la que se realizó la última prueba de producción, arena, sistema de levantamiento artificial utilizado (**METODO**), API del petróleo producido (**°API**), producción de petróleo (**BPPD**), producción de agua (**BAPD**) y corte de agua (**BSW**). A la tercera categoría le corresponden 3 subcolumnas indicando: arena, sistema de levantamiento artificial utilizado (**METODO**), producción de petróleo propuesta (**BPPD**).

TABLA 4.1 PROYECCION PROPUESTA											
Pozo	ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCION							PROYECCION PROPUESTA			INCREMENTO NETO DE PRODUCCION
	FECHA	ARENA	METODO	API	BPPD	BAPD	BSW%	ARENA	METODO	BPPD	BPPD
DUR-01	Nov-98	T	BES	27.0	186	279	60.0	T	BES	**250	250
GTA-02	Ago-06	T	BHJ	29.0	207	327	61.2	T	BHJ	*310	103
GTA-03	Ago-06	H	BHJ	29.4	406	308	43.1	H	BHJ	*650	244
GTA-04	Ago-06	T	BHJ	29.2	412	272	39.8	T	BHJ	*600	188
GTA-08	May-06	BT	BHJ	23.5	40	464	92.0	H	BES	**200	200
GTA-09	Ago-06	BT	BM	23.3	145	1	1	T	BES	***350	350
GTA-10	May-05	U	BES	29.2	244	976	80.0	U	BES	**250	250
GTA-15	Ago-06	Hi+Hs	BHJ	29.3	431	179	29.3	Hi+Hs	BHJ	*585	154
TOTAL					2071	2806				3195	1739

*Caudal con respecto a la los resultados del rediseño de levantamiento artificial.

**Caudal con respecto a producciones anteriores del pozo.

***Caudal de nuevas arenas con respecto a pozos vecinos.

Elaborado por: Mauricio Unapanta

La producción propuesta es de 3195 BPPD. Pero el incremento neto de producción de petróleo es de 1739 BPPD. Esto se debe a que varios pozos seleccionados para el rediseño se encuentran produciendo.

4.2 ANALISIS ECONOMICO

El objetivo del análisis económico del presente estudio, es determinar si el proyecto es viable o no; y además cual es el beneficio económico que generará el mismo.

4.2.1 ANALISIS DE COSTO BENEFICIO

El análisis de costo beneficio se basa en la siguiente operacionalización: los indicadores de Costo-Beneficio, adicionalmente a la valoración de los costos, efectúan la valoración de los beneficios.

En estos casos se deben asignar valores a cada tipo de beneficio multiplicando para cada año las cantidades esperadas de contribución de beneficio por sus precios de mercado, para obtener así el valor anual total de beneficio.

Para el análisis costo-beneficio del presente proyecto de titulación se utilizarán dos tipos de indicadores:

- El Valor Actual Neto (VAN).
- La Tasa Interna de Retorno (TIR).

4.2.1.1 Valor Actual Neto (VAN)

Esta medida se deduce directamente del concepto de valor presente. Para hacer el cálculo se requiere descontar el flujo de fondos propuesto por medio de una tasa de interés que es la relevante para los potenciales inversionistas. Esta tasa es, por supuesto, la misma tasa mínima atractiva de retorno. Con ella se calcula el valor presente de todos los ingresos en el flujo y luego se hace lo mismo para los egresos. Si el valor presente de los ingresos supera el de los egresos, el valor presente neto es positivo y la inversión es viable.

4.2.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es, por definición, aquella tasa que hace el valor

presente de los ingresos igual al valor presente de los egresos, al descontarlos al período cero. Equivale a decir que es la tasa que hace el valor presente neto igual a cero. Se dice que el proyecto es viable cuando el TIR es mayor a la tasa de actualización.

4.2.2 COSTOS DE PREPRODUCCIÓN

Tabla 4.2 COSTOS DE PRODUCCION Y TRABAJO PROPUESTO			
POZO	TRABAJO PROPUESTO	COSTO ESTIMADO (USD)	TIEMPO ESTIMADO (DIAS)
DUR-01	Repunzonar "T": 9884'-9887' (3') y 9894'-9917' (23') evaluar y completar de acuerdo a resultados para BES.	314.600	12
GTA-02	Cambio de Bomba de Subsuelo de GJPLI 2-½ por 9-B JET.	43.550	1
GTA-03	Cambio de Bomba de Subsuelo de KJET3 por 8-C tipo JET.	43.550	1
GTA-04	Cambio de Bomba de Subsuelo de KJET3 por 9-C tipo JET.	43.550	1
GTA-08	Moler CIBP a 9600', asentar CIBP a 9970'. Repunzonar Hollín 9954'-9964' (10') y Hollín superior 9937'-9948' (11'). Evaluar por separado y completar de acuerdo a resultados para BES.	314.600	12
GTA-09	Moler CIBP a 9100', asentar CIBP a 9990'. Punzonar "T" inferior 9902'- 9918' (16'). Evaluar y completar de acuerdo a resultados para BES.	314.600	12
GTA-10	Correr registro GR (posible CSG roto). De acuerdo a registro de GR redisparar zona "U". Evaluar y completar.	342.100	15
GTA-15	Cambio de Bomba de Subsuelo de NJ2.5X48 por 9-C tipo JET.	43.550	1
TOTAL		1'460.100	55

Elaborado por: Mauricio Unapanta

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo

En la tabla 4.2 se observan los trabajos de reacondicionamientos propuestos a realizarse, el tiempo estimado y el costo total aproximado de la inversión (preproducción) del proyecto ascienden a 1'460.100 USD, valores que representan los costos estimados de reacondicionamiento para levantamiento artificial bombeo electrosumergible y cambio de bomba tipo JET para bombeo hidráulico.

La justificación de los costos aproximados para realizar los trabajos de cada uno de los pozos seleccionados se detallan en las tablas 4.3, 4.4 y 4.5. Los costos de operación y el tiempo de duración de cada trabajo, que se presentan en las tablas son tomados de la evaluación económica de reacondicionamientos similares efectuados en el Campo Guanta-Dureno.

Tabla 4.3 COSTO ESTIMADO DE REACONDICIONAMIENTO PARA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	
Operación-Material	Costos (USD)
Movimiento de la torre	6.000
Trabajo de la torre (+/-12 días)	60.000
Supervisión y transporte	15.000
Químicos	10.000
Equipos de subsuelo	100.000
Supervisión e Instalación BES	8.000
Unidad Cable Eléctrico + TCP	60.000
Unid. Bombeo + Herramientas	15.000
Evaluación Bomba Jet	7.000
Wire Line +Vacum	5.000
Contingencias (+/-10%)	28.600
Total	314.600

Elaborado por: Mauricio Unapanta

Tabla 4.4 COSTO ESTIMADO DE REACONDICIONAMIENTO PARA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE INCLUYENDO CORRIDA DE REGISTRO (GR).	
Operación-Material	Costos (USD)
Movimiento de la torre	6.000
Trabajo de la torre (+/-12 días)	60.000
Supervisión y transporte	15.000
Químicos	10.000
Equipos de subsuelo	100.000
Supervisión e Instalación BES	8.000
Unidad Cable Eléctrico + TCP	60.000
Corrida Registro GR	25.000
Unid. Bombeo + Herramientas	15.000
Evaluación Bomba Jet	7.000
Wire Line +Vacum	5.000
Contingencias (+/-10%)	31.100
Total	342.100

Elaborado por: Mauricio Unapanta

Tabla 4.5 COSTO ESTIMADO DE CAMBIO DE BOMBA TIPO JET PARA LEVANTAMIENTO HIDRAULICO	
Operación-Material	Costos (USD)
Equipo de Subsuelo	30.000
Supervisión e Instalación de la Bomba	1.500

Continuación Tabla 4.5	
Operación-Material	Costos (USD)
Evaluación BH	2.000
Contingencias (+/-10%)	3.350
Total	36.850

Elaborado por: Mauricio Unapanta

4.2.3 INGRESOS

Los ingresos por mes se obtienen multiplicando el valor del barril de petróleo por el número de barriles de petróleo producido en cada mes. Como en el primer mes empieza la ejecución del proyecto, no se tiene producción en el mismo. Por lo tanto, los resultados de estos trabajos o la producción del primer pozo productor intervenido en el primer mes, empezará a principios del segundo mes.

Para el cálculo de la producción por mes durante el tiempo de evaluación económica, se considera una declinación de producción del 5.45% anual (0.454% mensual) que refleja el comportamiento del Campo Guanta-Dureno en los últimos años (Valor obtenido del Departamento de Ingeniería Económica. Petroproducción-Quito 2006).

4.2.4 EGRESOS

Los egresos mensuales, constituyen la suma entre los costos de reparación de los pozos, el costo operativo de producción es de 5.95 dólares por barril (valor obtenido del Departamento de Ingeniería Económica. Petroproducción-Quito). El monto total de la inversión asciende a 1'460.100 dólares que se desembolsará de acuerdo al período de evaluación económica del proyecto.

4.2.5 CRONOGRAMA DE TRABAJOS

En la tabla 4.6 se muestra un cronograma que se fundamenta en la realización de un determinado número de trabajos por mes.

Tabla 4.6 CRONORAMA DE TRABAJOS PROPUESTOS												
Pozo	Trabajos	Meses										
		1			2			3				
DUR-01	REPUNZONAR "T"											
GTA-02	CAMBIO DE BOMBA											
GTA-03	CAMBIO DE BOMBA											
GTA-04	CAMBIO DE BOMBA											
GTA-08	REPUNZONAR "HOLLIN"											
GTA-09	PUNZONAR "T"											
GTA-10	CORRER REGISTRO GR, REDISPARAR "U"											
GTA-15	CAMBIO DE BOMBA											

Elaborado por: Mauricio Unapanta

El tiempo necesario para la ejecución del proyecto es de dos meses aproximadamente, y se utiliza una torre de reacondicionamiento para los trabajos en los pozos DUR-01, GTA-08, GTA-09 y GTA-10. La rentabilidad en la industria petrolera es alta, razón por la cual las inversiones se las realiza a corto plazo (uno a tres años), para asegurar la recuperación de la inversión y obtener ganancias del proyecto. Una de las principales ventajas que presenta este proyecto, se debe a que todos los pozos seleccionados cuentan con sus instalaciones completas.

4.2.6 HIPOTESIS EN LAS QUE SE BASA EL ANALISIS ECONOMICO

Las hipótesis en las que se basa la evaluación económica del siguiente proyecto son las siguientes:

- Se considera una tasa de actualización anual para el proyecto de 12,048%, siendo la tasa de actualización mensual igual a 1.004%.
- No se considera depreciación contable de los equipos por cuanto no intervienen en impuestos fiscales.
- Dentro de los costos operativos no esta incluido el costo de reparación de los pozos en el evento de que alguno se pare. La estimación del costo operativo es de 5.95 USD/BPPD.

- Se considero una declinación de producción promedio de 5.45% anual. Por lo que el proyecto se establece una declinación mensual de 0.454%.
- No se considero devaluación monetaria durante los años de duración del proyecto.
- Se determina una producción promedio por pozo de 399 BPPD. Obtenido al dividir la producción estimada a recuperarse (3195 BPPD) para el numero de pozos seleccionados (8).
- Se estima un porcentaje de contingencias +/- 10%.

La tabla 4.7, indica el cálculo de la producción mensual e incluye la declinación del 0.454% mensual. La tabla se encuentra dividida en 7 columnas indicando: mes, período, producción de los pozos que entran a producir en el segundo mes BPPD (3 pozos), producción de los pozos que entran a producir en el tercer mes BPPD (3 pozos), producción de los pozos que entran a producir en el cuarto mes BPPD (2 pozos), producción diaria BPPD y producción mensual BPPM. Todos los datos se encuentran estimados con una declinación de 5.45% anual, lo que equivale a 0.454% mensual.

Tabla 4.7 CALCULO DE LA PRODUCCION MENSUAL (INCLUYE DECLINACION DEL 0.454%)						
mes	período	Producción de los pozos segundo mes BPPD	Producción de los pozos tercer mes BPPD	Producción de los pozos cuarto mes BPPD	producción diaria [BPPD]	Producción mensual [BPPM]
1	0	0	0	0	0	0
2	1	1210	0	0	1210	36300
3	2	1205	1385	0	2590	77686
4	3	1199	1379	600	3178	95333
5	4	1194	1372	597	3163	94901
6	5	1188	1366	595	3149	94471
7	6	1183	1360	394	2937	88103
8	7	1177	1354	589	3121	93617
9	8	1172	1348	587	3106	93193
10	9	1167	1342	584	3092	92771
11	10	1162	1336	581	3078	92350
12	11	1156	1330	579	3064	91932

Elaborado por: Mauricio Unapanta

4.2.7 DETERMINACION DEL TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION, VALOR ACTUAL NETO Y LA TASA INTERNA DE RETORNO.

La evaluación económica se la realizó para doce meses y se calcula que para el final del año, para un precio de 35 USD (valor con el cual se calcula para presupuesto general del Estado), se tendría una inversión total de 4.449.007 USD, una ganancia del VAN de 12.437.639 USD parámetro que demuestra que el proyecto es rentable, un TIR mensual de 94.57% y una relación beneficio/costo de 3.92 como se indica en la tabla 4.8 (figura 4.1), en la cual se detalla el cálculo de estos valores. La inversión total del proyecto es la suma de los costos de reparación de los pozos y los costos de operación (5.95 USD/BBL). De la misma manera, la inversión del proyecto se recuperará en un período de un mes y veintiséis días ejecutado el mismo, tal como se indica en la figura 4.2.

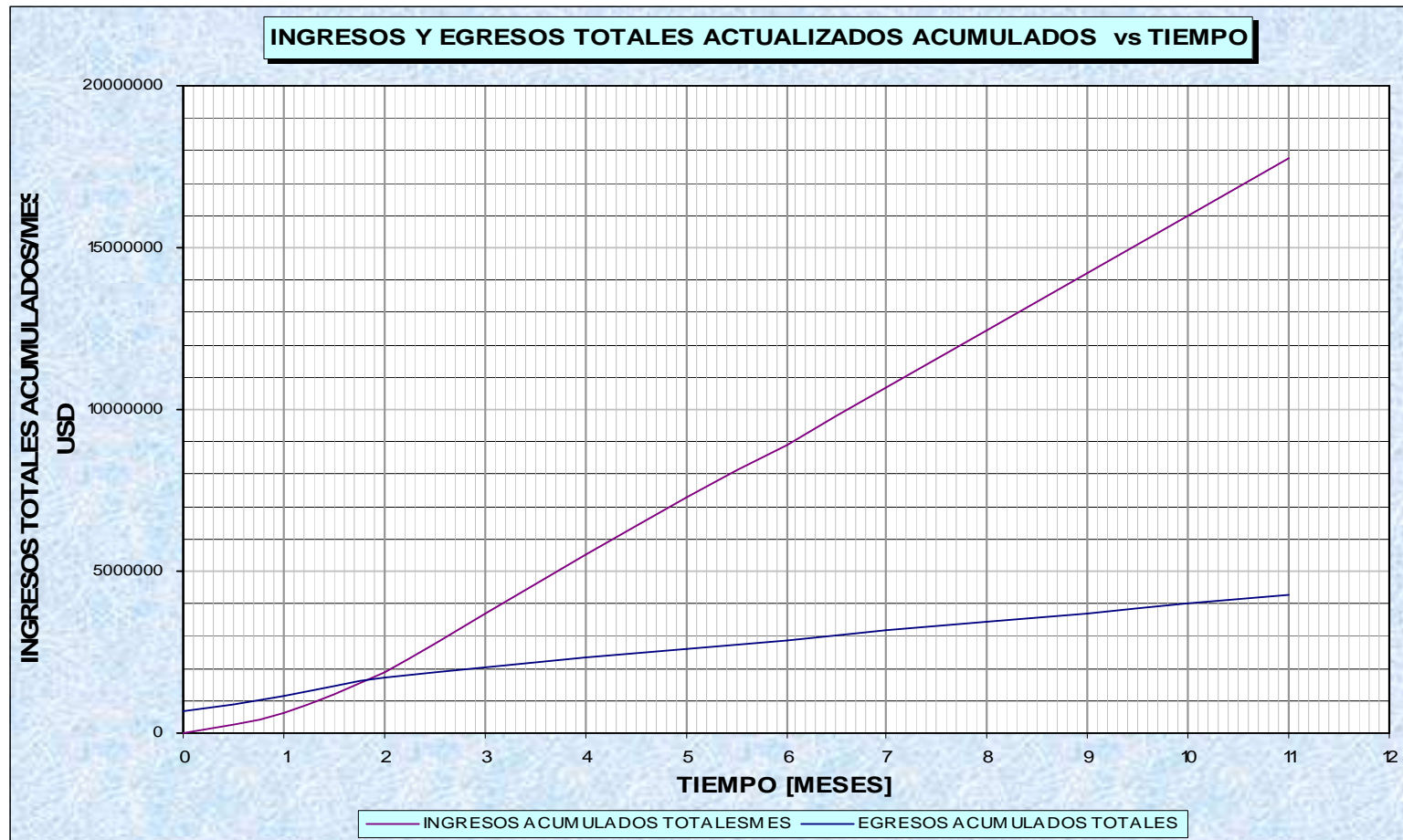
TABLA 4.8 CÁLCULO DEL VAN Y TIR

CALCULO DEL VAN Y EL TIR PARA 35 USD/BBL																		
Mes	PERIODO	Pozo W.O/M	Pozo Prod/M	Prod. 0.454%/m BPPD	Prod. 5,45%/anual 0.454%/ m BPPM	Ingreso total/mes (\$)	Ingreso total acumulado (\$)	Costos de reparación de pozos (\$)	Costos Operacion 5,95\$/bbl	Egreso total/mes (\$)	Flujo de caja (\$)	Ingreso total Act. (\$)	Ingreso total Act. acumulado (\$)	Egreso total Act. (\$)	Egreso total Act. acumulado (\$)	Flujo de caja Act. con 0,010% mensual (\$)	Sumatorio de flujo neto de caja Act. y acumulado (\$)	
1	0	2	0	0	0	-	-	656.700	0	656.700	-656.700	-	-	656.700	656.700	-656.700	-656.700	
2	1	3	2	600	18000	630.000	630.000	388.300	107.100	495.400	134.600	624.055	624.055	490.725	1.147.425	133.330	-523.370	
3	2	3	5	1194	35828	1.253.995	1.883.995	388.300	213.179	601.479	652.516	1.230.440	1.854.495	590.181	1.737.606	640.259	116.889	
4	3	0	8	1731	51926	1.817.413	3.701.408	0	308.960	308.960	1.508.453	1.766.447	3.620.943	300.296	2.037.902	1.466.151	1.583.040	
5	4	0	8	1723	51691	1.809.178	5.510.586	0	307.560	307.560	1.501.617	1.741.849	5.362.792	296.114	2.334.017	1.445.735	3.028.775	
6	5	0	8	1715	51457	1.800.980	7.311.565	0	306.167	306.167	1.494.813	1.717.594	7.080.386	291.991	2.626.008	1.425.603	4.454.378	
7	6	0	8	1509	45283	1.584.919	8.896.484	0	269.436	269.436	1.315.482	1.497.273	8.577.659	254.536	2.880.544	1.242.737	5.697.115	
8	7	0	8	1700	50991	1.784.695	10.681.179	0	303.398	303.398	1.481.297	1.670.092	10.247.751	283.916	3.164.460	1.386.176	7.083.291	
9	8	0	8	1692	50760	1.776.608	12.457.786	0	302.023	302.023	1.474.584	1.646.836	11.894.586	279.962	3.444.422	1.366.874	8.450.165	
10	9	0	8	1684	50530	1.768.557	14.226.343	0	300.655	300.655	1.467.902	1.623.903	13.518.490	276.064	3.720.485	1.347.840	9.798.005	
11	10	0	8	1677	50301	1.760.543	15.986.886	0	299.292	299.292	1.461.251	1.601.290	15.119.780	272.219	3.992.705	1.329.071	11.127.076	
12	11	0	8	1669	50073	1.752.565	17.739.452	0	297.936	297.936	1.454.629	1.578.992	16.698.773	268.429	4.261.133	1.310.564	12.437.639	
										3.015.707	4.449.007	94,57%	16.698.773			4.261.133	12.437.639	

INVERSION TOTAL (USD)	4.449.007
TASA INTERNA DE RETORNO(MENSUAL) (TIRm) %	94,57%
VALOR ACTUAL NETO (VAN) USD	12.437.639
BENEFICIO/COSTO	3,92

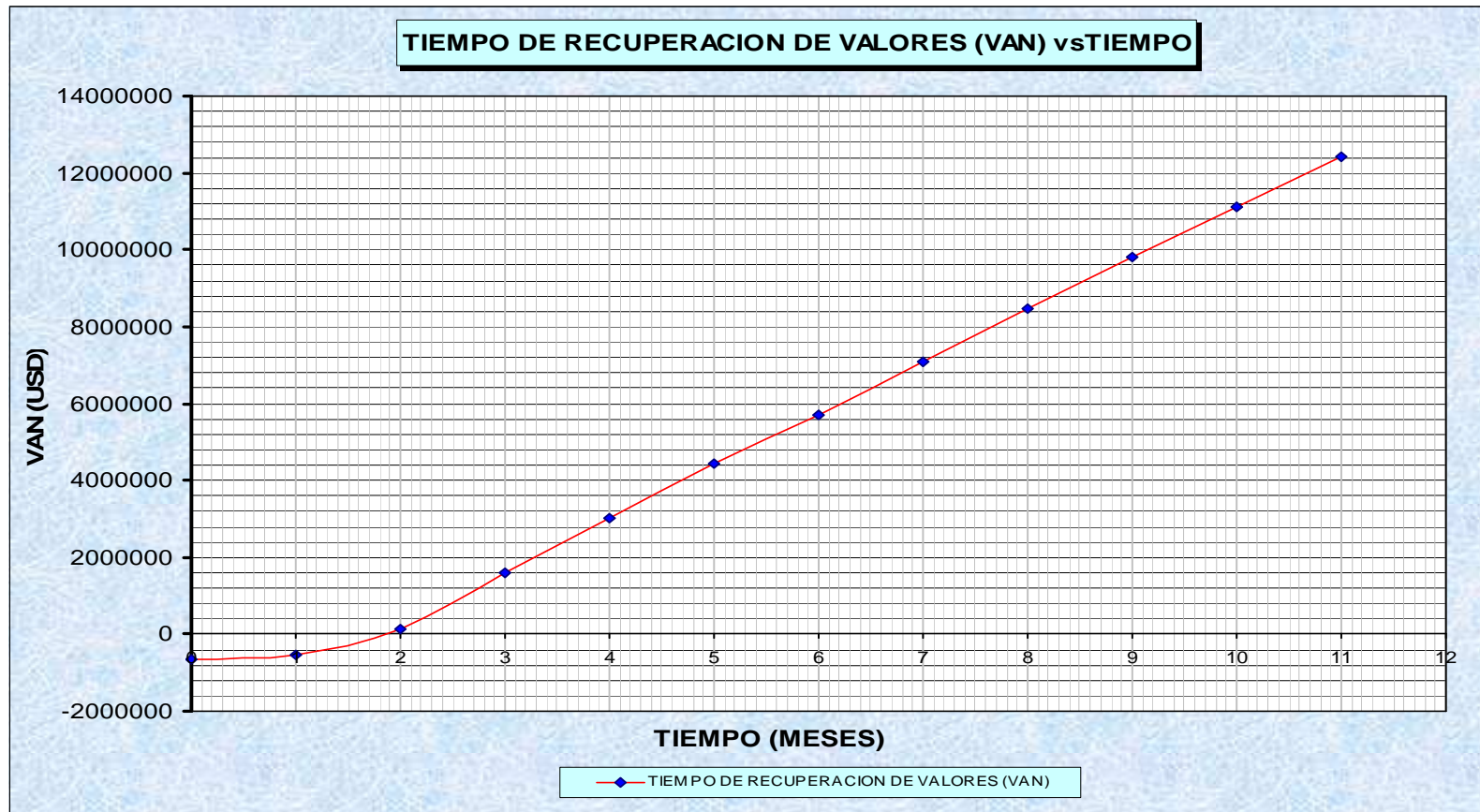
ELABORADO POR:MAURICIO UNAPANTA

FIG. 4.1 TIEMPO DE RECUPERACION DE VALORES (VAN) vs. TIEMPO (35 DOLARES)



ELABORADO POR: MAURICIO UNAPANTA

FIG. 4.2 TIEMPO DE RECUPERACION DE VALORES (VAN) vs. TIEMPO (35 DOLARES)



ELABORADO POR: MAURICIO UNAPANTA

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- En base a la litología encontrada de las diferentes formaciones, el método a aplicarse en el análisis petrofísico es el método Indonesia, por considerar un volumen de arcilla presente en las formaciones.
- Según los cálculos realizados en el capítulo 2 se estima que las reservas en el campo Guanta -Dureno ascienden a 8.814.831Bls. a la fecha de 31 de Agosto del 2006.
- Del estudio de zonas no evaluadas se pudo concluir que las arenas “U” y “T” del pozo GTA-09, “H sup” del pozo GTA-10 y “U” del pozo DUR-01 no han sido evaluadas. Además se estima que las reservas de estas arenas ascienden a 6’135.201 Bls. de los cuales 3’671.773 Bls. corresponden a “U” y 1’852.770 Bls. corresponden a “T” de GTA-09, 65.179 Bls. corresponden a “Hs” de GTA-10 y 545.479 Bls. corresponden a “U” de DUR-01.
- Para realizar el rediseño de los sistemas de levantamiento se estimó un valor de producción de las arena de los pozos seleccionados mediante predicciones del comportamiento de producción, es decir por curvas de Declinación.
- Al obtener los resultados de redimensionamiento de los pozos seleccionados; los pozos propuestos para el cambio de levantamiento son GTA-02, GTA-03, GTA-04 y GTA-15 por presentar un aumento de producción al realizar dicho cambio.
- Del estudio económico se obtuvo que la inversión total del proyecto es de 1’673.100 dólares, recuperando la inversión en 1,66 meses de iniciado el mismo.

- Se concluye que el proyecto es económicamente rentable debido a que el V.A.N es mayor que cero. Y el TIR es mayor a la tasa de actualización mensual.

5.2 RECOMENDACIONES

- En vista de la rentabilidad económica del proyecto mediante la aplicación de los trabajos de reacondicionamiento propuestos, rediseño de los sistemas de levantamiento y, aportando a uno de los principales objetivos de la Empresa de incrementar la producción, se recomienda la ejecución inmediata de estos trabajos con un incremento en la producción de 1.739 BPPD.
- Se recomienda tomar pruebas de B'UP para actualizar la información de daño (S), permeabilidad (K), Presión de fondo fluyente (Pwf), presión del reservorio (Pr) e índice de productividad (IP). El dato actualizado de Pwf es necesario para el diseño de bombas a usarse en los pozos propuestos a ser rehabilitados a la producción en el Campo Guanta-Dureno.
- Para el caso del pozo GTA-08 si el trabajo inicial propuesto no es satisfactorio, se recomienda convertirlo en reinyector de agua, por el motivo de que ha producido de todas las arenas y tiene un alto corte de agua.
- Se recomienda correr registros en conjunto de CCL, CBL y Gamma Ray para ver estado de casing, de cemento y el avance de agua en los pozos seleccionados para su reactivación.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- **MEDRANO E. Y SARAGURO M.**, Estudio Técnico Económico para el incremento de la producción en los campos Shuara, Secoya y Pacayacu.
- **ARMIJOS K.**, Estudio Técnico Económico para incrementar la producción en los campos Pichincha y Carabobo.
- **PETROPRODUCCIÓN**, “Historiales de Reacondicionamiento”, Ingeniería de Petróleos, campos Guanta y Dureno, 2003.
- **PETROPRODUCCIÓN**, “Historiales de Producción”, Ingeniería de Petróleos, campos Guanta y Dureno, 2003.
- **PETROPRODUCCIÓN**, Archivos de Pruebas de Pruebas de Presión, Ingeniería de Petróleos, campos Guanta y Dureno, 2003.
- **PETROPRODUCCIÓN**, Informe Final de Geología, Geofísica y Simulación del Campo Lago Agrio, 1999.
- **PETROPRODUCCIÓN**, Proyecto “OSE”, Área Lago Agrio, Base Técnica, 2003.
- **CRAFT B. C. Y HAWKINS M. F.**, “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”, Ed. Tecnos, España 1997
- **GOMEZ L. PhD.**, Production Engineering I y II. 2001.
- **GABOR TAKACS**, “Modern Sucker-Rod Pumping”- PenWell Books
- **KOBE M. WILSON**, Introducción al Bombeo Hidráulico.
- **VEGA CELIO**, “Economía de la Exploración”, Quito 1990.

- **FLOR DAVID**, Evaluación Económica de Proyectos, Petrocapacitación, Quito-Ecuador, 2000.
- **ABDO GUSTAVO**, Evaluación Costo Beneficio, Consorcio de Consejos Provinciales.

ABREVIATURAS

°API	Grado API del petróleo
B'UP	Prueba de restauración de presión
BES	Bombeo Electrosumergible
BFPD	Barriles de Fluido por día
BPPD	Barriles de Petróleo por día
BLS	Barriles
BHJ	Bombeo Hidráulico Jet
BF	Barriles a condiciones normales (superficie)
Bo	Factor volumétrico de petróleo
Boi	Factor volumétrico inicial de petróleo
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos
“BT”	Arena Basal Tena
CAP	Contacto agua-petróleo
Co	Compresibilidad del petróleo
CSG	Casing
DUR	Dureno
FR	Factor de Recobro
GOR	Relación Gas/Petróleo
GR	Gamma Ray
GTA	Guanta
“H”	Arena Hollín
“Hi”	Arena Hollín Inferior
HP	Horse Power
“Hs”	Arena Hollín Superior
IP	Indice de Productividad
Np	Producción de Petróleo Acumulada
LLD	Deep Laterolog
LLS	Shallow Laterolog
mD	Milidarcys
MINV	Microinverso
MNOR	Micronormal

MSFL	Micro esférico enfocado
NPHI	Registro de Porosidad
Pb	Presión de Burbuja
Pc	Presión de Cabeza
POES	Petróleo Original en Sitio
Pr	Presión de Reservorio
PSI	libras fuerza/ pulgadas cuadradas
Pwf	Presión de Fondo Fluyente
PVT	Presión, Volumen y Temperatura
Qf	Caudal de Fluido
Qo	Caudal de Petróleo
Qw	Caudal de Agua
Rd	Radio de Drenaje
Rw	Resistividad del Agua
RHOB	Registro de Densidad
Sw	Saturación de agua
SP	Potencial espontáneo
Tbg	Tubing
TCP	Sistema de cañoneo con tubería
TE	Tiempo de evaluación
Temp	Temperatura
“T”	Arena Napo “T”
“Ti”	Arena Napo “T” inferior
“Ts”	Arena Napo “T” superior
“U”	Arena Napo “U”
“Ui”	Arena Napo “U” inferior
Uo	Viscosidad del Petróleo
“Us”	Arena Napo “U” superior
VRF	Válvula Reguladora de Flujo
WO	Work over

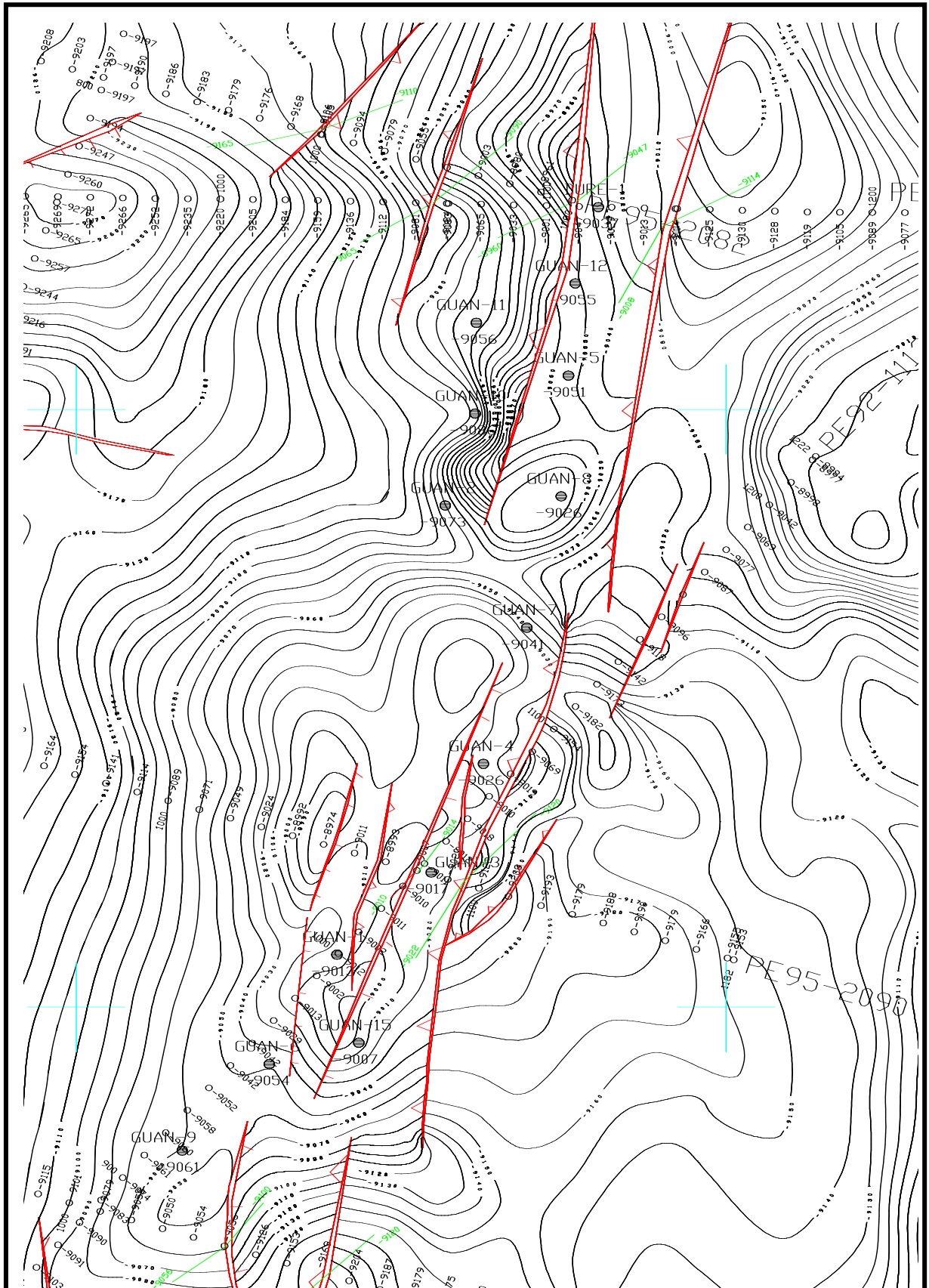
ANEXOS

ANEXO – 1.1

MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA FORMACIÓN HOLLIN

MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA FORMACIÓN HOLLIN

(J. Salinas 2001)



ANEXO –1.2

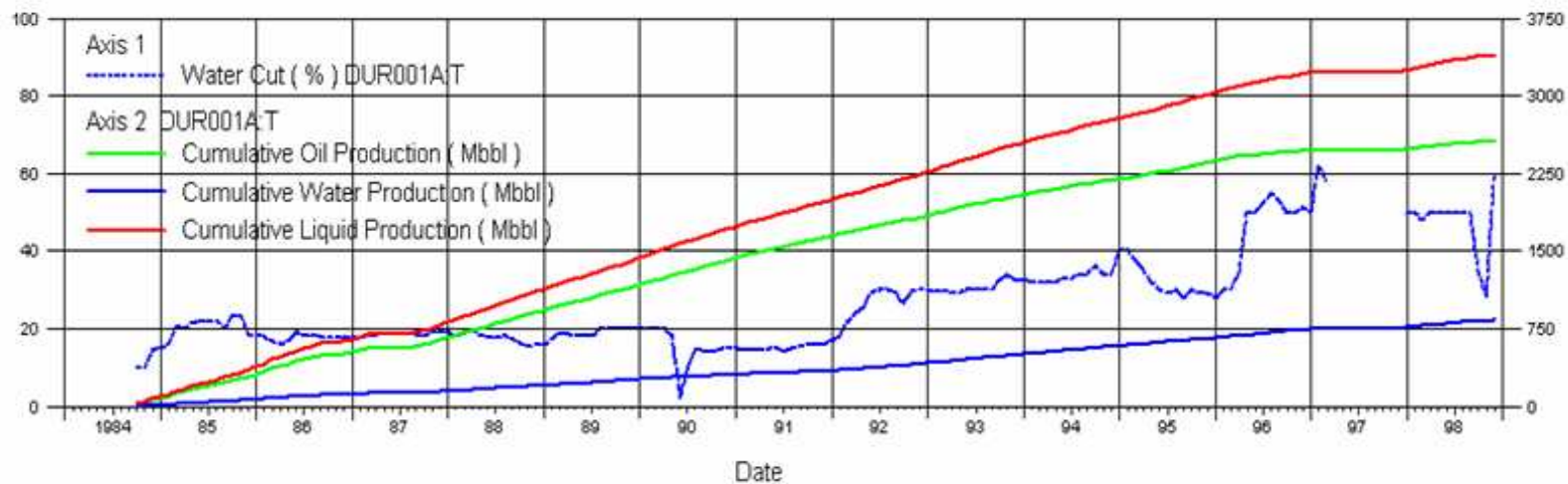
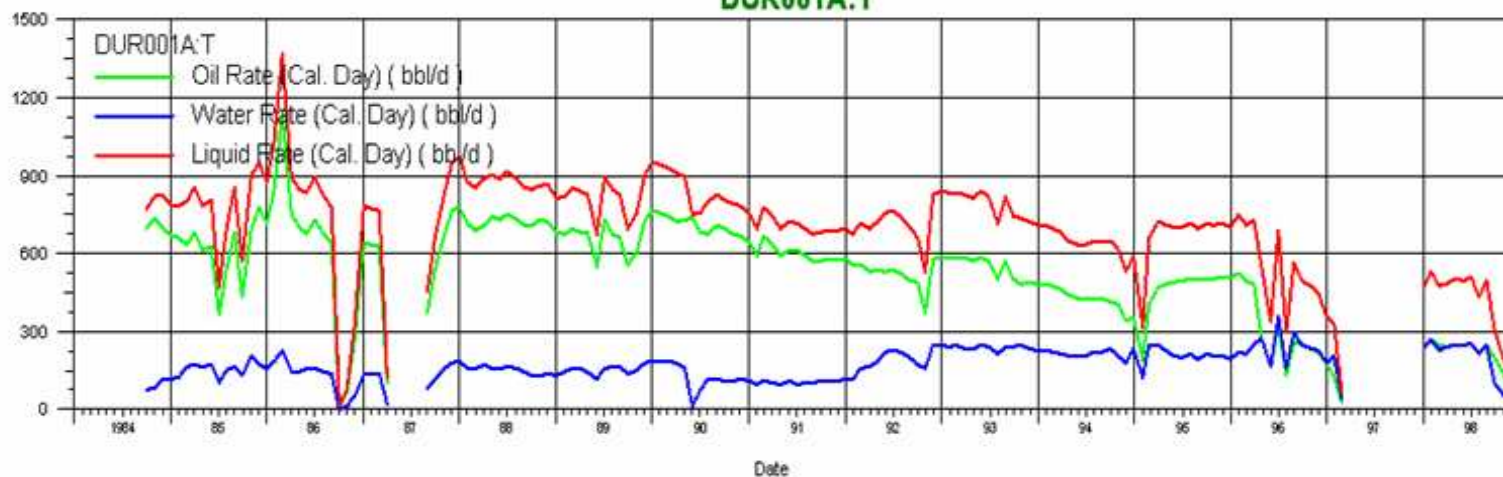
ANÁLISIS PETROFÍSICO

ANEXO – 1.3

HISTORIALES DE PRODUCCION

HISTORIAL DE PRODUCCION DURENO -01, ARENA "T"

HISTORIA DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION DUR001A:T



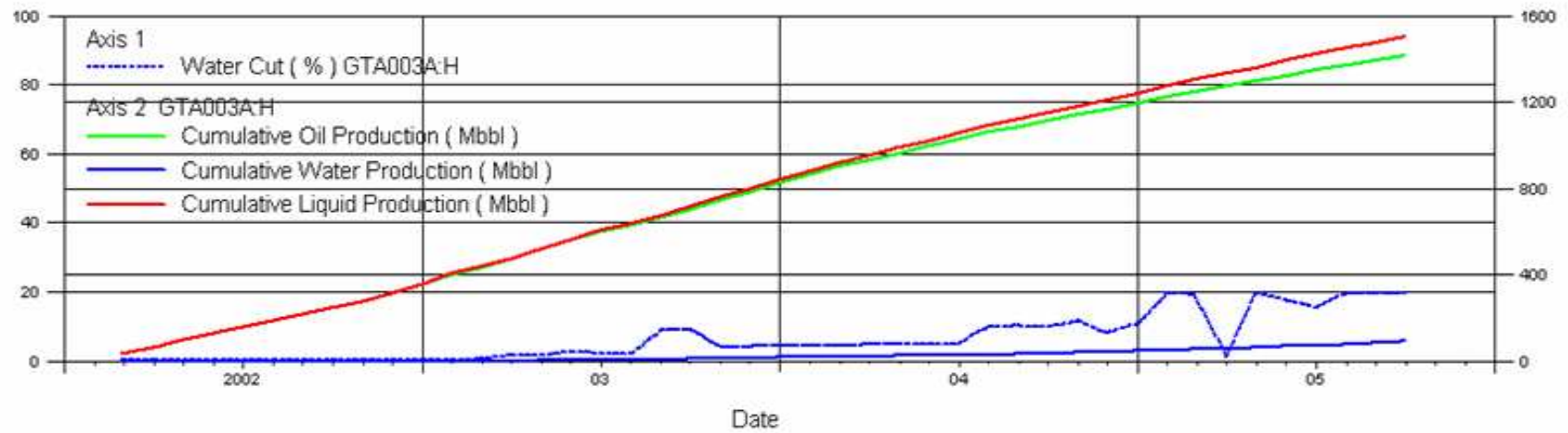
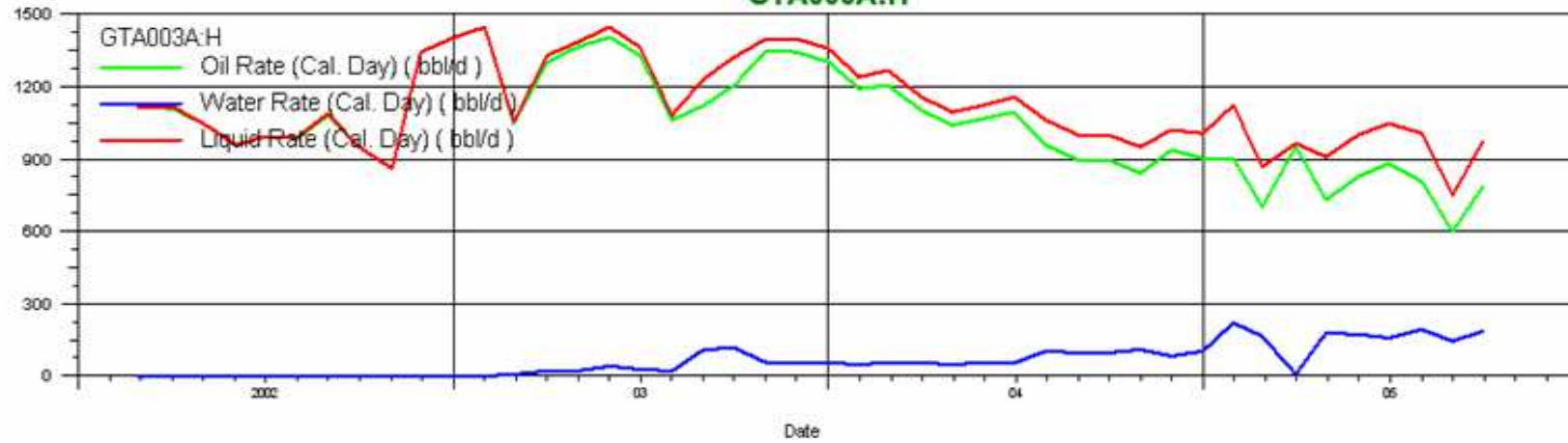
HISTORIAL DE PRODUCCION GUANTA -02, ARENA "T"

HISTORIA DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA002A:T



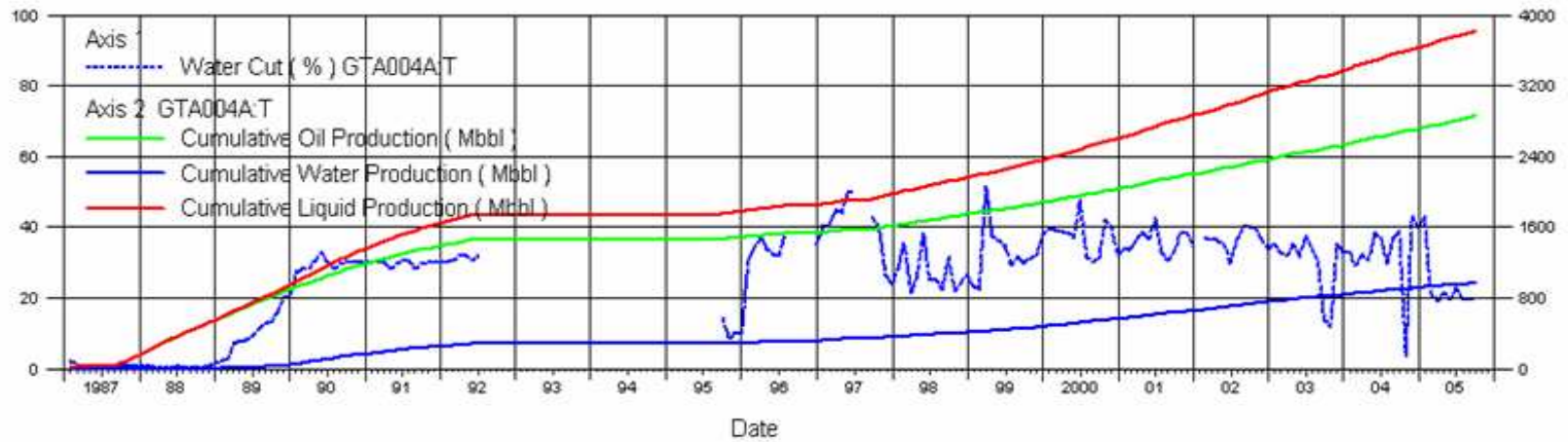
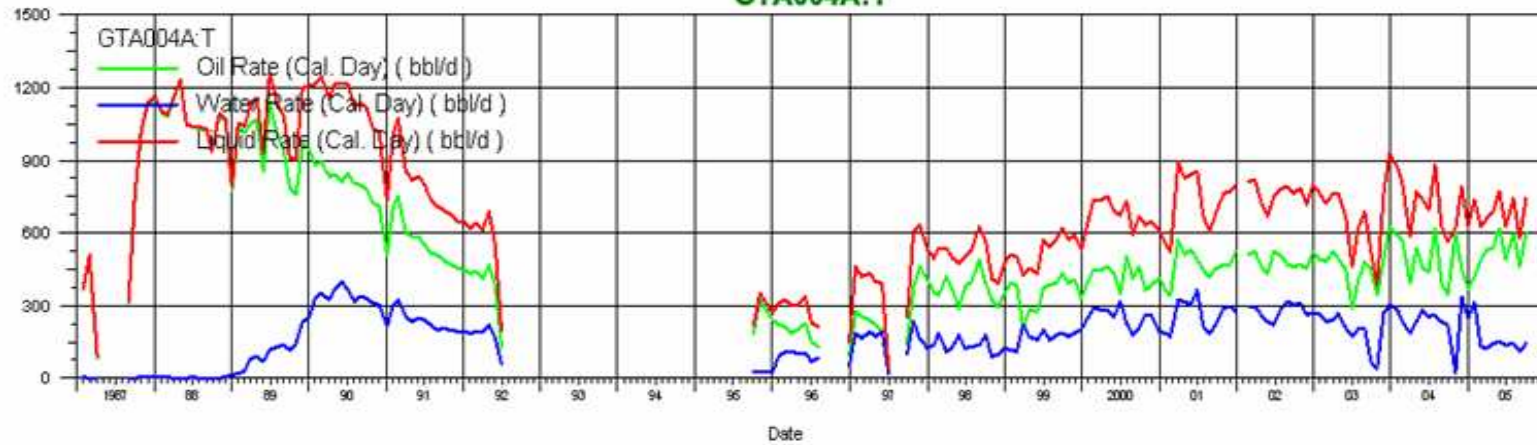
HISTORIAL DE PRODUCCION GUANTA -03, ARENA "H"

HISTORIA DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA003A:H



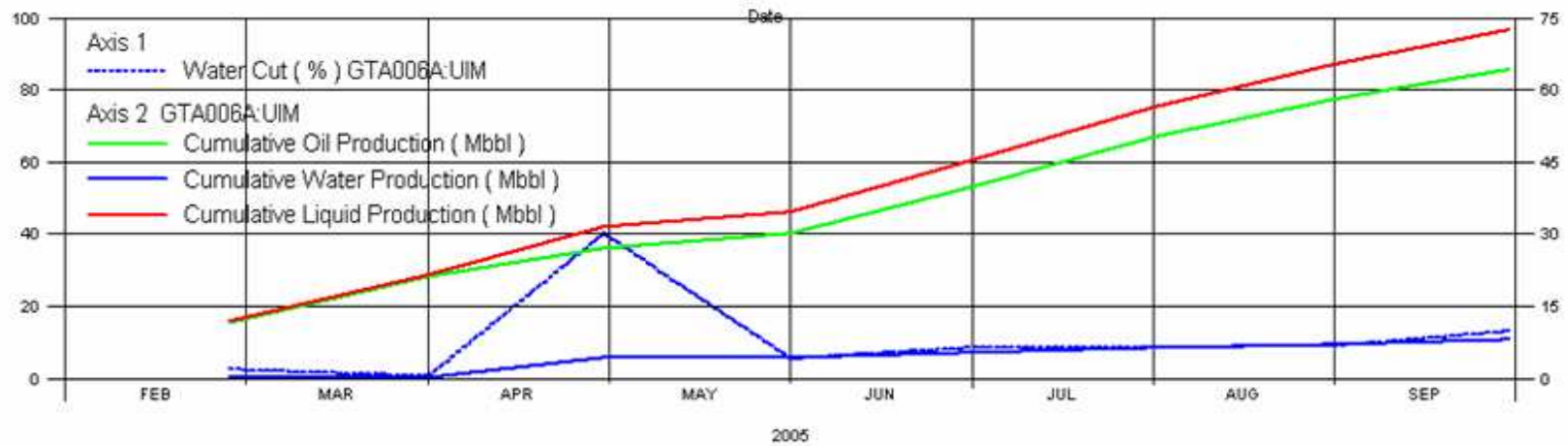
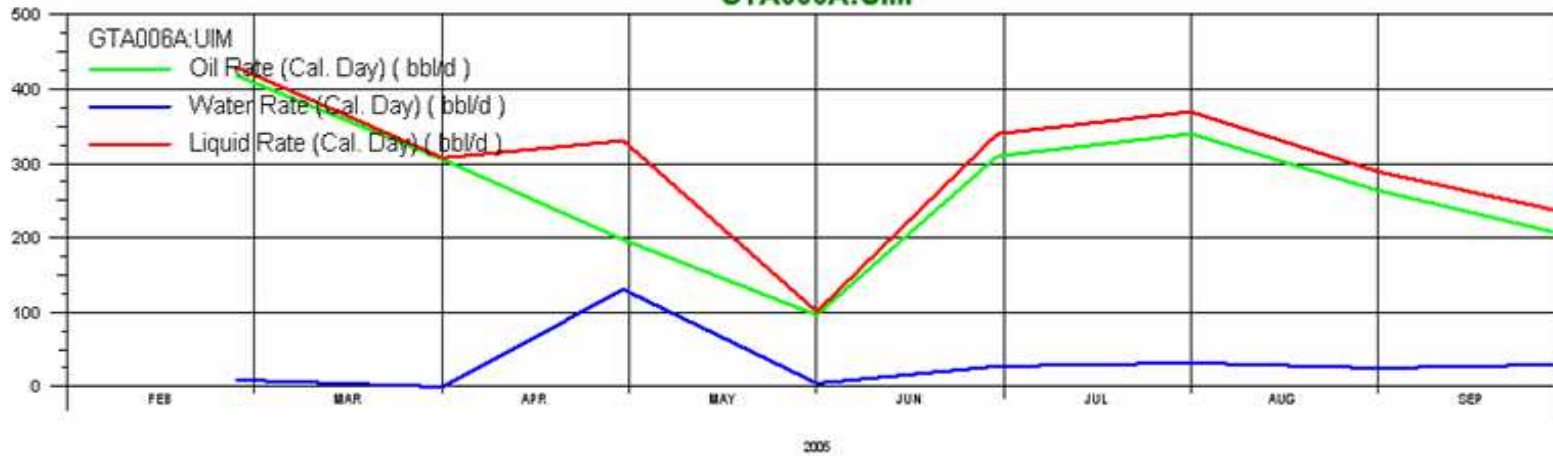
HISTORIAL DE PRODUCCION GUANTA -04, ARENA "T"

HISTORIA DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA004A:T



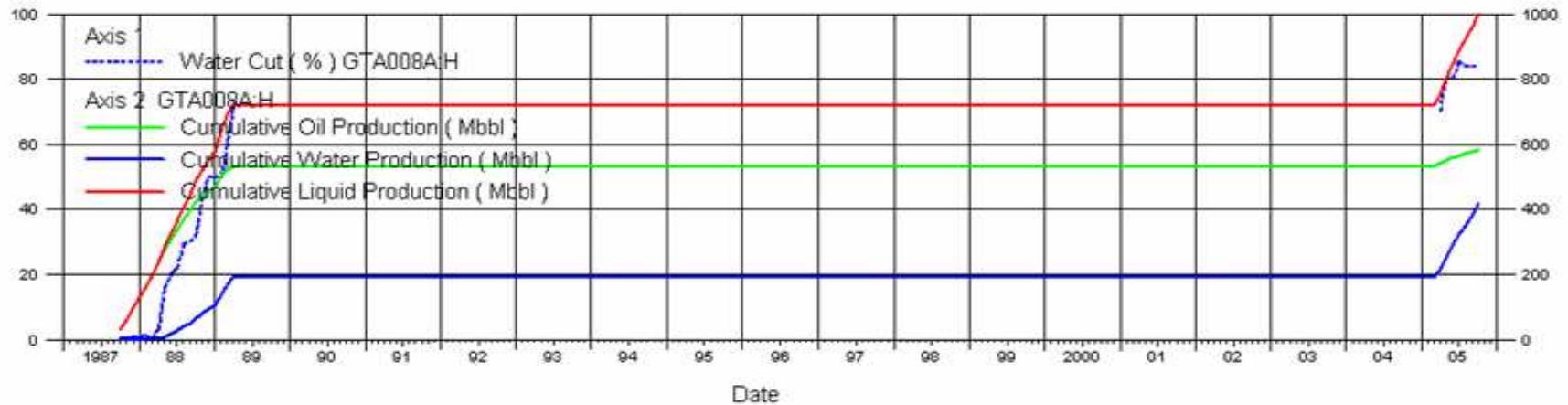
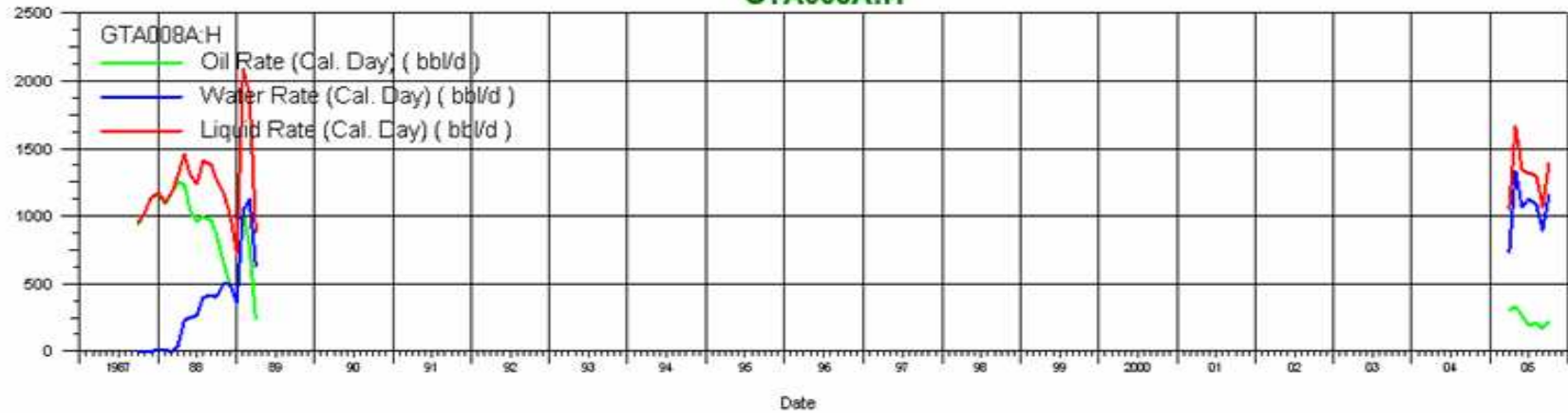
HISTORIAL DE PRODUCCION GUANTA -06, ARENA "Uinf+Um"

HISTORIA DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA006A:UIM



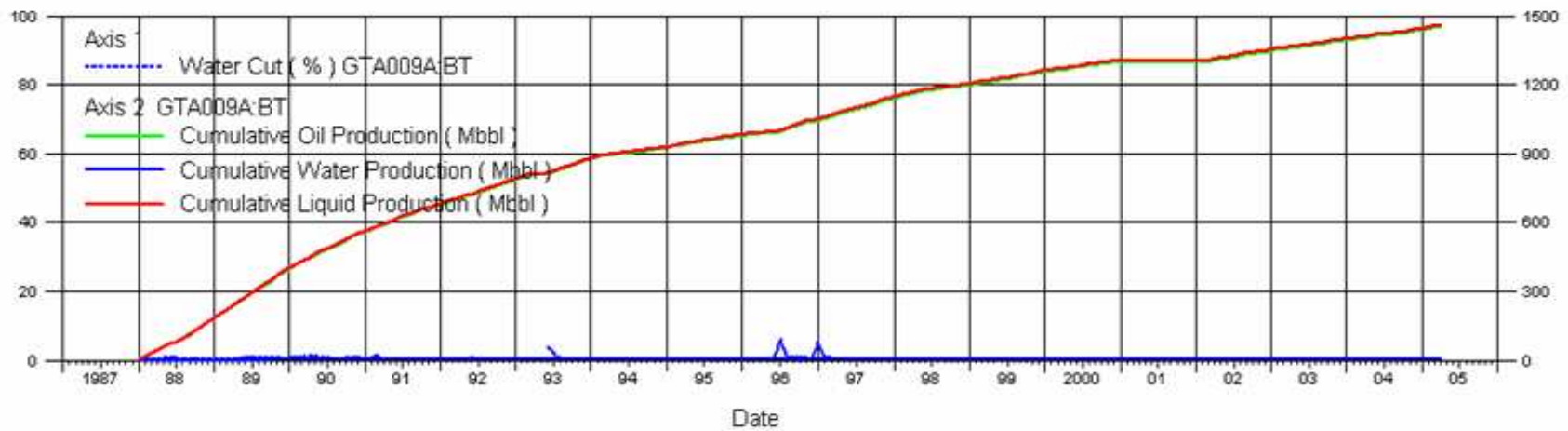
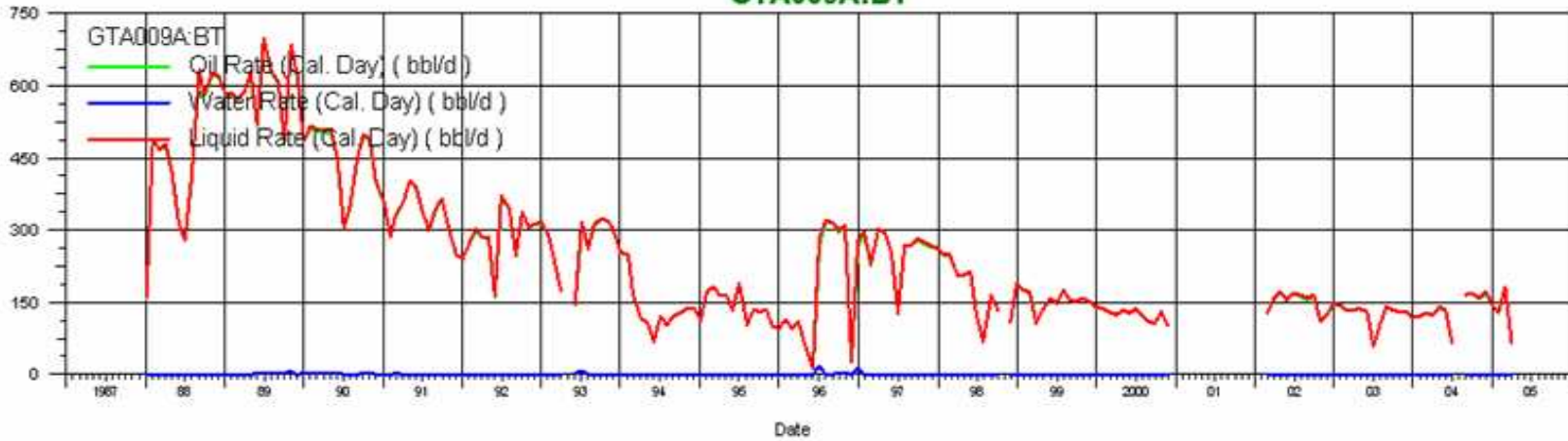
HISTORIAL DE PRODUCCION GUANTA -08, ARENA "Hollín"

HISTORIA DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA008A:H



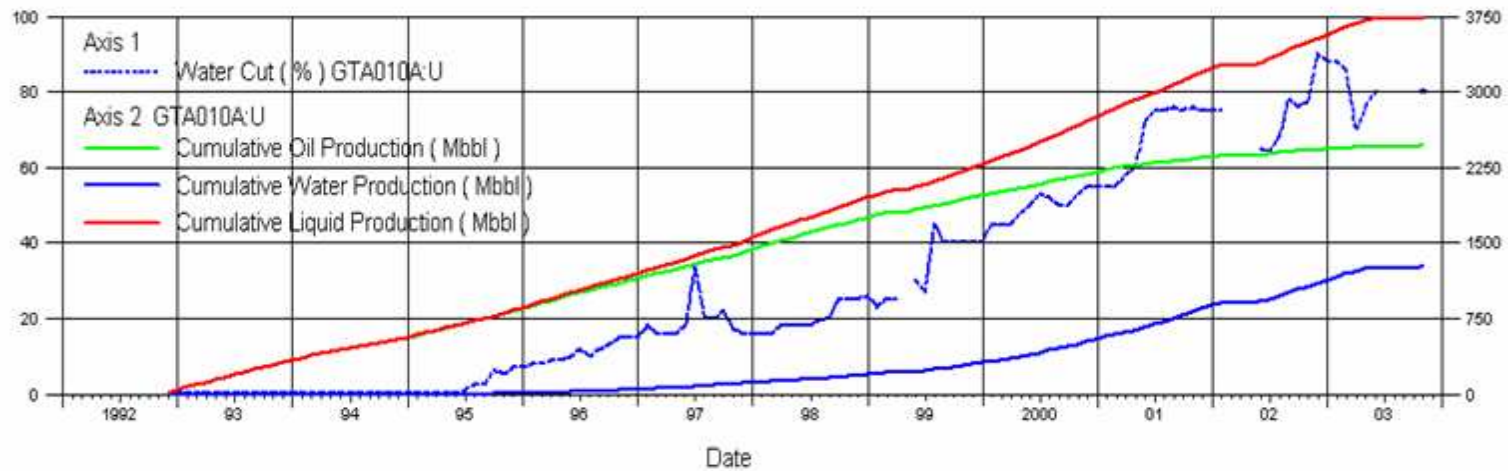
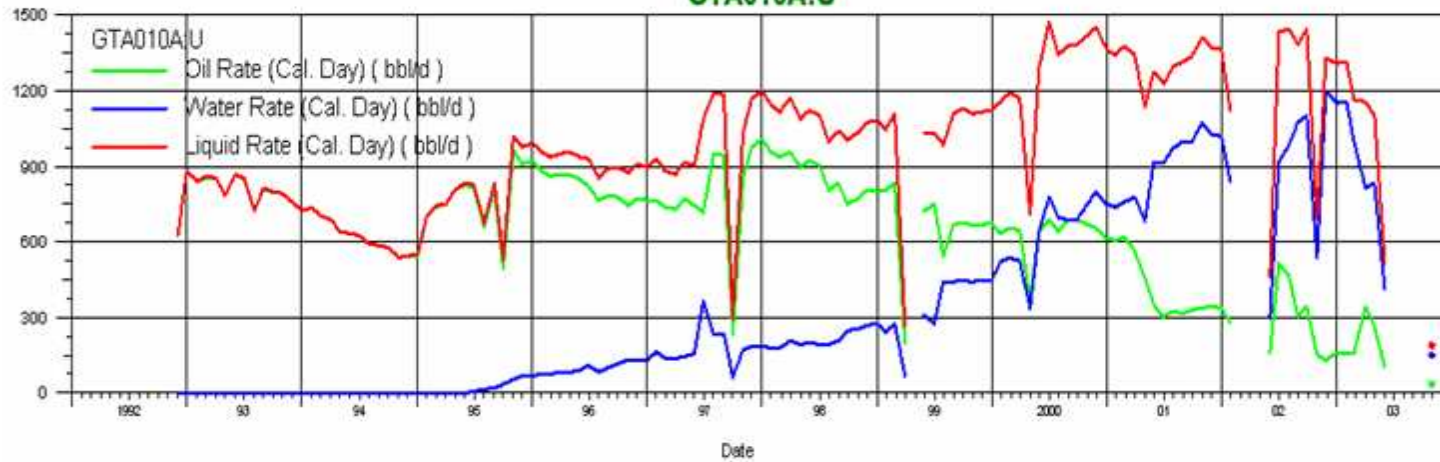
HISTORIAL DE PRODUCCION GUANTA -09, ARENA "Basal Tena"

HISTORIA DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA009A:BT



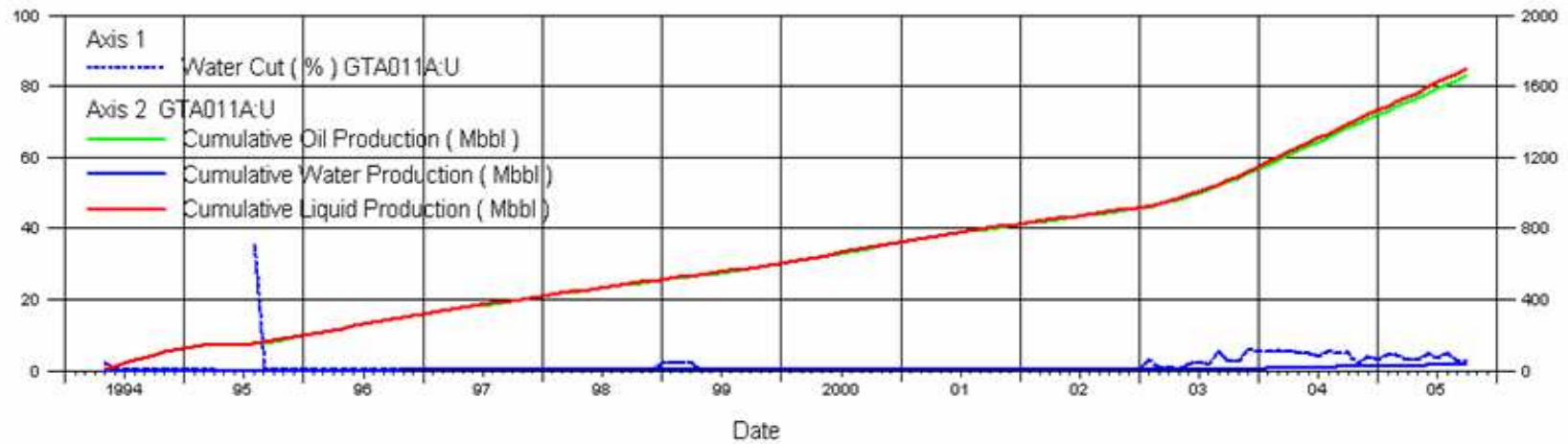
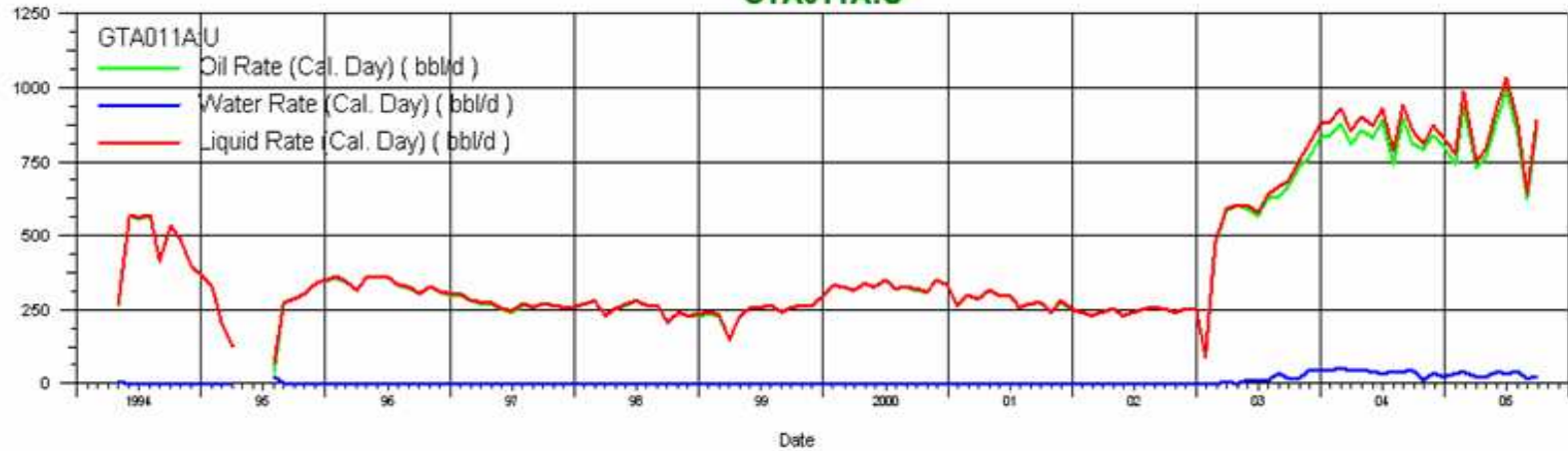
HISTORIAL DE PRODUCCION GUANTA -10, ARENA "U"

HISTORIA DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA010A:U



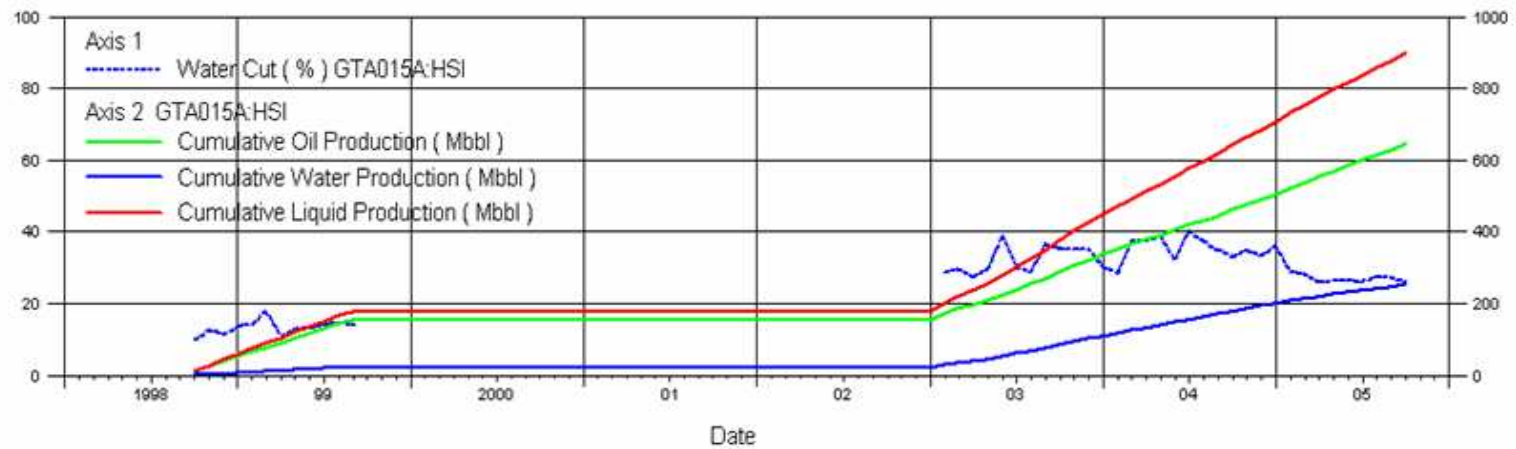
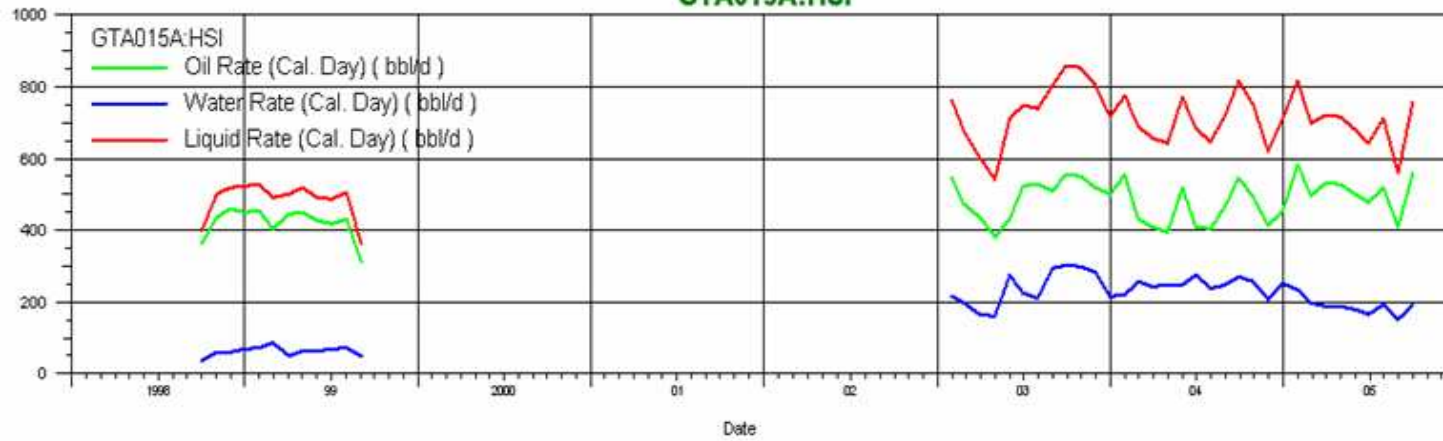
HISTORIAL DE PRODUCCION GUANTA -11, ARENA "U"

HISTORIA DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA011A:U



HISTORIAL DE PRODUCCION GUANTA -15, ARENA "Hs+Hi"

HISTORIA DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA015A:HSI



ANEXO – 1.4

HISTORIALES DE PRESIONES

CAMPO GUANTA DURENO												
PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION												
POZOS	ARENA	FECHA	Qo BPPD	BSW (%)	^a API	Ko (md)	Pwf PSI	Pr PSI	Sf	St	IPA BBL/DIA/PSI	IPI BBL/DIA/PSI
DUR-01	T	27/07/1996	281	55	27	120	1562	2815	13.6	16.0	0.50	1.72
GTA-02	T	01/10/2003	253	31	28.7	-	1801	2530	-	-	0.53	-
GTA-02	T	08/05/2005	228	44	29	58	717	2079	18.3	20	0.299	1.099
GTA-03	H	13/01/2002	1719	0.5	31.2	343	2877	4059	-	4.29	1.46	0.82
GTA-04	T	03/09/1997	429	39	29.7	78	1355	2060	18.50	21.80	0.99	3.42
GTA-06	Um+Ui	10/06/1996	433	5	28.5	102.6	1062	4661	-	5.6	0.761	1.3026
GTA-06	U+BT	10/07/1997	296	44	28.3	57	777	1623	7.17	8.50	0.62	1.22
GTA-08	T	21/04/2003	158	67	28	328	1707	2303	7.35	7.35	0.81	0.56
GTA-09	BT	07/07/2002	774	25	27	618	1501	3188	21.91	23.46	0.6	2.37
GTA-10	U	09/05/2002	148	85	29.8	105	1982	2715	8.75	8.75	1.342	2.795
GTA-11	U	12/05/2003	580	4.6	28.3	75	1707	2321	6.30	6.30	0.99	2.00
GTA-15	HS+HI	16/03/1998	576	25	30.2	19	2082	3761	-	2	0.46	0.42

Elaborado por: Mauricio Unapanta

ANEXO – 1.5

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

POZO: DURENO-01

FECHA DE COMPLETACION: 15 DE LUIO DE 1969

INTERVALOS PUNZADOS (2DPP):

10094'-10096' (02')	SQUEEZE
10044'-10059' (15')	HOLLIN
10061'-10068' (07')	HOLLIN
10078'-10088' (10')	HOLLIN
9884'-9887'	(03') "T"
9894'-9917'	(23') "T"

PRUEBAS INICIALES:

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MET	PC	ZONA
15-07-69	249	244	5	2	PPF	275	T
15-07-69	273	246	27	10	PPF	530	H

W.O. # 01 (02-12-81): Evaluar Arenas Hollín Y Napo "T"

- Evalúan Hollín: Evalúan "T":
- Perforan con cañón de 4" a 4 DPP el intervalo: 10044'-10054'.

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	MET	PC	ZONA
ANTES	03-09-81	213	85	60	PPF	40	H
DESPUES	26-11-81	640	192	70	PPF	50	T

W.O. # 02 (10-01-84): Evaluar Hollín Con Squeeze, Evaluar Arena "T"

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	MET	PC	ZONA
ANTES		POZO MUERTO					
DESPUES	09-01-84	886	780	12	PPF	85	T

W.O # 03 (06-05-84): BAJAR COMPLETACION ELECTROSUMERGIBLE

- No existe información de los resultados de este Workover.

W.O # 04 (10-08-85): Tratamiento Anti-Incrustaciones Y Reparación De Instalación Reda

- Realizan tratamiento ácido con 500 gls de HCl al 15% a 0.5 BPM y 1500 PSI.

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	MET	PC	ZONA
ANTES	BOMBA OFF						
DESPUES	02-07-85	846	423	50	PPS	35	T

W.O. # 05: AISLAR ENTRADA DE AGUA, EVALUAR "T" Y BAJAR BES

- Realizan limpieza con ácido a hollín a 2 BPM y 4500 PSI.

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	MET	PC	ZONA
ANTES	05-09-85	793	238	70	PPS	40	T
DESPUES	20-09-85	790	632	20	PPS	40	T

W.O. # 06 (17-09-87): Reparar Bomba Electro sumergible

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	MET	PC	ZONA
ANTES	12-09-87	BES OFF					
DESPUES	22-09-87	916	733	20	PPS	50	T

W.O. # 07 (09-10-89): Reparar Bomba Electro sumergible

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	MET	PC	ZONA
ANTES	03-10-89	BES FUERA DE SERVICIO					
DESPUES	16-10-89	894	715	20	PPS	44	T

W.O # 08 (06-10-92): Reparar BES Y Chequear Retenedor De Cemento

- Bombear tapón temporal a 9932'. Prueban retenedor de cemento con 1000 PSI, Ok y eliminan el tapón.

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	MET	PC	ZONA
ANTES	06-10-92	BOMBA REDA FUERA DE SERVICIO					
DESPUES	29-10-92	820	582	29	PPS	20	T

W.O # 09 (08-12-94): Reparar BES, Estimular Y Evaluar

- Realizan prueba de inyectividad a la arena "T" a 3300 PSI

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	MET	PC	ZONA
ANTES	25-11-94	BES FUERA DE SERVICIO					
DESPUES	28-12-94	668	401	40	PPS	20	T

W.O # 10 (26-01-95): Reparar Bomba Electrica Sumergible

- Realizan prueba de inyectividad a la arena "T" a 3000 PSI y 1 BPM.

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	MET	PC	ZONA
ANTES	21-01-95	BES FUERA DE SERVICIO					
DESPUES	31-01-95	597	382	36	PPS	20	T

W.O. # 11 (96-05-29): Cambio de BES. Cementar "T"

- Bajan equipo BES

PRUEBA	FECHA	BFPD	BSW	BPPD	METODO	PC	ZONA
ANTES	96-04-19				PPS		T
DESPUES	96-05-19	690	50%	345	PPS	20	T

W.O. # 12 (96-06-30): Recuperar y reparar bomba electrosumergible

- Bajan Equipo REDA (BES).

PRUEBA	FECHA	BFPD	BSW	BPPD	METODO	PC	ZONA	
ANTES	96-07-16	BES FUERA DE SERVICIO						T
DESPUES	96-08-02	399	55%	219	PPS	20	T	

W.O. # 13 (97-05-19): Redisparar hollín, disparar Basal Tena y evaluar por separado.

- Disparan intervalos 10044' a 10068' (24'), arena HOLLIN y evalúan.
- Evalúan arena BASAL TENA.

PRUEBA	FECHA	BFPD	BSW	BPPD	METODO	PC	ZONA	
ANTES	97-02-13	POZO CERRADO NO APORTA						
DESPUES	97-05-25		49%	67	PPS	20	BT	

- Trabajo poco exitoso. Se cambio de zona (BASAL TENA)

W.O. # 14 (97-12-06): Reparar Cabezal Por Fuga De Gas.

- Bajan BHA de fondo para aislar "BT" y producir "T".
- Bajan BES REDA DN-450.

PRUEBA	FECHA	BFPD	BSW	BPPD	METODO	PC	ZONA	
ANTES	97-11-18	BES FUERA DE SERVICIO POZO NO APORTA						
DESPUES	97-12-12	528	50%	264	PPS	20	T	

POZO: GUANTA-08

FECHA DE COMPLETACION: 02 DE JUNIO DE 1987

INTERVALOS PERFORADOS: ARENA "H"
9954'-9968' (14')

ARENA "U"
9616'-9630' (14')

ARENA "BT"
8849'-8854' (5')
8857'-8866' (9')

PRUEBAS INICIALES:

PRUEBA	BPPD	BSW	°API	METODO	PSI	ZONA
1	2278	0.1%	32	PPF	420	HOLLIN
2	1910	0.5%	29.6	PPF	150	NAPO "U"
3	1676	3.0%	25.5	PPF	150	BASAL TENA

W.O # 01 (21-DIC-88): Aislar Entrada de Agua Con Cementacion Forzada A Hollín, Evaluar, Bajar Bomba Electrosumergible.

- Punzonan arena hollín:
9937'-9948' (11') 4 DPP
954'-964' (10') 4 DPP
- Bajan BES GN-2000 71+95 etapas

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA
ANTES	04-15-88	437	55%	30	PPF	-	HOLLIN
DESPUES	14-04-92	1088	50%	30	PPS	-	HOLLIN

- Observaciones: Realizan SQZ la parte inferior de "H" OK.

W.O. # 02 (15-Abr-89): Aislar La Formacion Hollin Con C.I.B.P, Evaluar Napo "U" Y Completar de Acuerdo a Las Evaluaciones.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA
ANTES	16-03-89	175	90%	30	PPS	-	HOLLIN
DESPUES	16-04-23	915	2.5%	30.6	PPF	-	U

- Observaciones: Sé cerro hollín con CIBP, pasó a producir de "U".

W.O # 03 (90-10-09): Instalar Bomba Electrica Sumergible (Cupo 700 Bppd). Evaluar "U"

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	13-09-90	POZO MUERTO						U
DESPUES	20-10-90	1092	22%	31.5	PPS	-	U	

- Observaciones: Se cambia de sistema de PPF a PPS. W.O OK.

W.O. # 04 (91-08-21): Reparar Bomba Electrica Sumergible

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	22-07-91	BES OFF POR ROTURA DE COMPLETACION						U
DESPUES	26-08-91	684	50%	28	PPS	-	U	

- OBSERVACIONES: - La tubería se rompe por corrosión severa.
- Se pesca el equipo. Se evalúa con pescado en fondo sin éxito. Existe comunicación con arena "BT".

W.O # 05 (92-11-30): Tratamiento Anti-Escala Y Reparar Bomba Electro Sumergible

- Bajan equipo Reda, prueban BES DN-1300 184+166 STG

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	16-11-92	BES OFF						U
DESPUES	04-12-92	429	64%	NR	PPS	-	U	

- Observaciones: - El equipo y el TBG sale con escala, el eje sale con presencia de arena en el TBG y bombas.

W.O. # 06 (93-03-21): Reparar Bomba Electrica Sumergible.

- Bajan BES Reda DN-1300 147 STG + 147 STG. Prenden BES ok.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	09-03-93	BES OFF						U
DESPUES	24-03-93	207	80%	NR	PPS	-	U	

- COMENTARIOS: Exitoso se incrementó 207 BPPD. Equipo anterior se encontró con corrosión, así como también la tubería de producción (se encuentra 2 huecos @ ± 5000’).

W.O. # 07 (93-06-13): Aislar Entrada de Agua Con Polimeros: Cambio De Tubería Por Hueco En La Misma Y Reparacion de BES.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	26-04-93	CERRADO POR HUECO TBG						U
DESPUES	23-06-93	953	2%	24.2	PPS	-	BT	

- Observaciones: - Se cambio de zona de “U” a “BT”
- Se aísla la arena “U” con CIBP pozo queda produciendo de “BT”.

W.O. #08 (96-07-02): Estimular a La Formacion Con Solventes, Evaluar, Rediseñar BES Y Reparar Liqueo En Cabezal Del Pozo.

- Bajan completación BES (DN-280).

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES		POZO CERRADO						
DESPUES	06-06-96	205	26%	19.7	PPS	-	BT	

- Observaciones: Bomba sale con eje roto.

W.O. # 09 (03-04-26): Disparar Arena T: 9824’-9836’ (12’), Evaluar, Rediseñar BES Y Completar De Acuerdo a Resultados

- Se baja equipo BES: 2 bombas FC-450 (153+76 etapas).

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	28-03-99	POZO CERRADO POSIBLE EJE ROTO						
DESPUES	01-05-03	82	80%	25	PPS	-	T	

- Comentarios: Satisfactorio, se recupero la producción en +/- 100 bls. Se repunzonó 2 veces el intervalo de arena T 9824’-9836’ (12’).

W.O. # 10 (05-03-08): Moler tapón CIBP a 9870'. Evaluar Arena Hollín. Alternativa Repunzonar y Evaluar por Separado arenas "U" y "T".

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	30-11-03	POZO CERRADO POR ALTO BSW Y BAJO APORTE						
DESPUES	06-04-05	368	70%	32.3	PPS	-	H	

W.O. # 11 (28-11-05): Aislar Intervalo de "Hollín" (9954'-9964') con CIBP, Evaluar Intervalo Superior de "Hollín" (9937'-9948'), completar para PPS.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	28-03-99	POZO CERRADO POSIBLE EJE ROTO						
DESPUES	01-05-03	237	80%	32.3	PPS	250	H	

- Comentarios: Workover satisfactorio, pozo recupera producción en +/- 235 BPPD.

POZO: GUANTA-09

FECHA DE COMPLETACION: 1987-12-03

PRUEBAS INICIALES:

PRUEBA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA
1	1152	2%	26.5	PPH	60	BT

W.O. # 01 (13-07-1988): Bajar B.E.S. Y Tratamiento Anti-Incrustante A Basal Tena

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA
ANTES	88-07-03	241	0.7%	26.6	PPF	14	BT
DESPUES	88-07-21	650	0.3%	26.6	PPS	120	BT

- Comentarios: W.O. exitoso se logró recuperar ± 409 BPPD

W.O. # 02 (14-12-1989): Reparar B.E.S.

- Bajan instalación Reda, prueban la bomba DN-750 (171+100 stgs).

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA
ANTES	89-12-08	267	0.5%	26.2	PPS	100	BT
DESPUES	89-12-23	586	1.0%	26.0	PPS	110	BT

W.O. # 03:(20-05-1992): Reparar B.E.S. Y Estimular Con Solventes

- Arman y bajan equipo Reda DN-280, midiendo y chequeando. Prueban rotación de la bomba, ok.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA
ANTES	92-05-05	229	0.3%	NR	PPS	20	BT
DESPUES	92-06-02	399	0.2%	26.4	PPS	100	BT

- Comentarios: W.O. exitoso, ganancia \pm 170 BPPD.

W.O. # 04 (17-08-1992): Cambio De Completación. Bomba Reda Fuera De Servicio.

- Arman y bajan instalación Reda DN-280. Chequean rotación, ok.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA
ANTES	92-05-07	BES FUERA DE SERVICIO					
DESPUES	92-09-04	383	0.2%	28.8	PPS	95	BT

- Comentarios: Se realiza tratamiento con solventes a la arena "BT" con éxito.

W.O. # 05 (18-05-1993): Reparar BES y Tratamiento con Solventes a Arena "BT".

- Arman y bajan BES DN-280, midiendo, chequeando y probando.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA
ANTES	93-04-06	BES FUERA DE SERVICIO					
DESPUES	93-05-28	356	12%	20.3	PPS	130	BT

- Comentarios: Se recupera la producción estimada \pm 350 BPPD.

W.O. # 06 (25-05-1996): Recuperar BES. Estimular "BT" y Bajar Completacion de B.M.

- Arman y bajan BHA de bombeo mecánico con packer Arrow.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA
ANTES	96-05-16	26	0%	NR	PPS	20	BT
DESPUES	96-06-09	245	12%	30.2	PPM	CTK	BT

- Comentarios: Se cambió sistema de BES a bombeo mecánico.

W.O. # 07 (24-11-1996): Recuperar Bomba Mecánica y estimular con Solventes "BT".

- Arman y bajan BHA de bombeo mecánico (BOMBA 1.5"x20').

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA
ANTES	96-11-05	BOMBA OFF					
DESPUES	96-12-08	229	7%	25.4	PPM	CTK	BT

W.O # 08 (31-12-01): Recuperar Bomba Mecánica Y Varillas.

- Arman y bajan completación de bombeo mecánico en TBG de 3-½ hasta 8033', nueva ancla 7"x3-½.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA
ANTES	22-11-00	PESCADO VARILLAS + BOMBA					
DESPUES	10-02-02	285	0.5%	27.5	PPM	10	BT

**W.O # 09 (26-03-05): Remover Daño De Formacion (S=21.9) En Arena "BT".
Alternativas: Punzonar Hollin y "T", Evaluar, Diseñar Completacion.**

- Bajan BES (DN - 1100). Chequean rotación. Ok.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA
ANTES	06-03-05	134	0.1%	25.7	PPM	33	BT
DESPUES	29-03-05	265	75%	29.6	PPS	CTK	H

- Cambian de sistema y de bomba.

W.O # 10 (22-11-05): Aislar Arena "Hollín" con CIBP Completación Definitiva Para Producir por Bombeo Mecánico la Arena "BT".

- Bajan BES (DN - 1100). Chequean rotación. Ok.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	05-06-05	POZO CERRADO POR ALTO BSW = 98% DE HOLLÍN						
DESPUES	10-01-06	145	15%	28	PPM	10	BT	

- Trabajo exitoso, pozo recupera producción en +/- 100 BPPD.

POZO: GUANTA-10

FECHA DE COMPLETACIÓN: 10-Nov-92

INTERVALOS PERFORADOS: ARENA "U" (4DPP)
 9656' -9663' (7')
 9675' -9700' (25')
 9705' -9713' (8')

ARENA "T" (4DPP)
 9886' -9893' (7')
 9911' -9915' (4')
 9919' -9932' (13')

W.O. N°01 (17-11-95): Evaluar arena "U", con resta uración de presión. Reparar y bajar BES.

- Bajan equipo BES Reda DN-800.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	95-09-09	BES FUERA DE SERVICIO						
DESPUES	88-07-21	839	7%	18	PPS	-	U	

W.O. N°02 (15-06-97): Cambio de completación por hueco en tubería

- Bajan completación BES en tubería de 3 1/2", bajan equipo BES Reda DN-1000

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	97-06-03	NO APORTA POR HUECO EN LA TUBERIA						
DESPUES	97-06-23	845	28%	19.3	PPS	-	U	

W.O. N°03 (5-10-97): Reparar BES Por Circuito

- Bajan equipo BES Reda DN-1000

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	13-09-97	REDA OFF FASE A TIERRA						
DESPUES	12-09-97	971	16%	-	PPS	-	U	

W.O. N°04 (11-03-99): Reparar BES.

- Bajan BES Reda DN-1000 hasta 9032'.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	09-03-99	REDA OFF FASE A TIERRA						
DESPUES	09-04-99	720	30%	-	PPS	-	U	

W.O. N°05 (2-05-00): Reparar BES.

- Bajan equipo BES Centrilift FC-1200.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	17-04-00	CERRADO BES FUERA DE SERVICIO						
DESPUES	17-05-00	724	48%	27.7	PPS	-	U	

- Comentarios: Se cambio de BES Reda a Centrilift. Se tomó B' UP a "U".

W.O. N°06 (5-05 -01): Reparar BES.

- Arman equipo BES (Centrilift), 2 Bombas Serie 400, FC-1200 (174+174 etapas).

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	25-04-01	BES OFF. FASES A TIERRA						
DESPUES	15-05-01	400	72%	29.1	PPS	-	U	

- Comentarios: Se baja capilar para inyectar antiescala.

W.O. N°07 (19-05-02): Reparar BES, Cementación Forzada @ "U", Redisparar, Evaluar y Completar.

- Arman equipo BES (Centrilift) hasta 8545', 2 Bombas Centrilift FC-1200 (174+174 etapas).

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	25-04-01	BES OFF. FASES A TIERRA						
DESPUES	20-06-02	496	64%	27.3	PPS	-	U	

W.O. N°08 (19-10-02): Reparar BES

- Arman equipo BES (Centrilift): Bombas FC-1200.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	02-10-02	BES OFF. FASES A TIERRA						
DESPUES	19-10-02	290	78%	27.0	PPS	-	U	

W.O. N°09 (24-10-03): Realizar Cementacion Forzada A Arena U, Repunzonar, Evaluar Y Rediseñar BES.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	13-05-03	BES OFF.						
DESPUES	28-10-03	0	100%	-	PPH	-	U	

- Comentarios: No exitoso, se evaluara sin torre.

W.O. N°10 (21-04-05): Aislar Arena "U" con CIBP. P unzonar y Evaluar "BT": 8912'-8928' (16'). Alternativa: Moler CIBP a 9750'. Limpiar hasta 10046'. Punzonar y Evaluar "H" 10034'-10042'.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	23-10-03	CERRADO DESDE 29/10/2003 POR ALTO BSW						
DESPUES	28-10-03	0	100%	NR	PPH	NR	BT	

- Comentarios: No exitoso. Se punzonó arena "BT" con resultados negativos, problemas con el CSG 7". No punzonó arena "H".

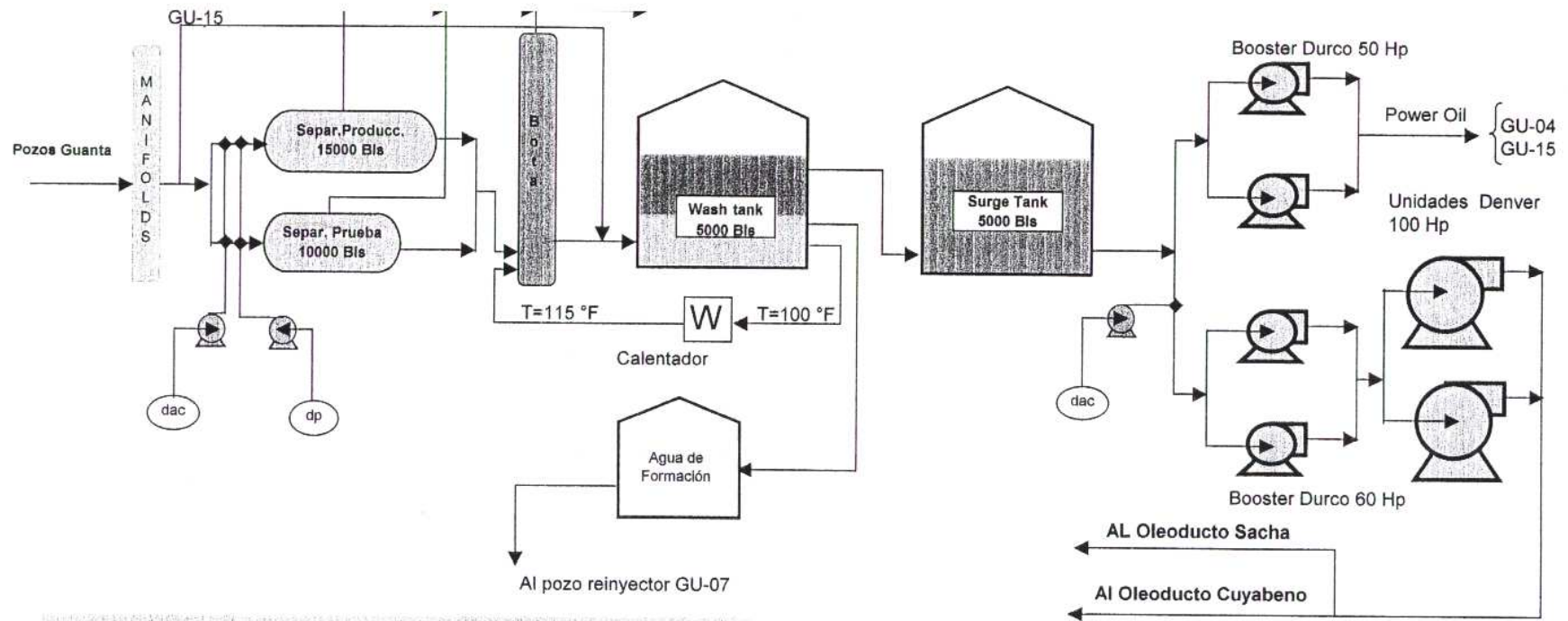
W.O. N°11 (24-09-05): Recuperar Tubería.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	°API	METODO	PC	ZONA	
ANTES	21-04-05	W.O. SUSPENDIDO PROBLEMAS CSG 7"						
DESPUES	24-09-05	SE RECUPERA TUBERIA. SE CUELGA UN TUBO 3½"						

ANEXO – 1.6

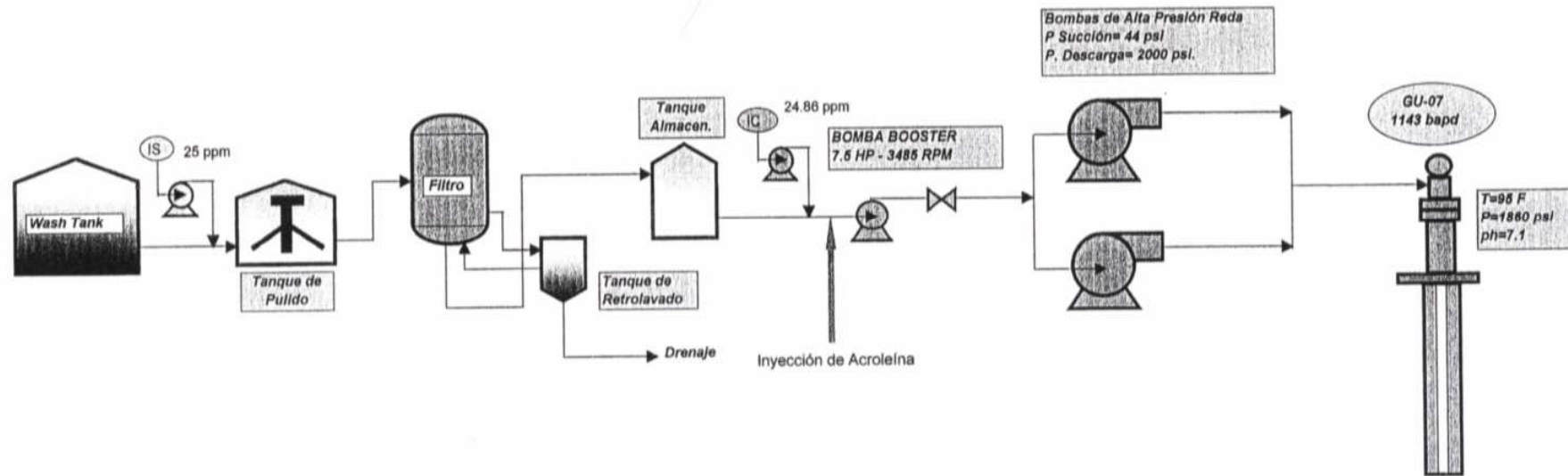
FACILIDADES DE PRODUCCION Y POZO REINYECTOR

DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PRODUCCION DE LA ESTACION GUANTA



Nomenclatura: **dac** = Demulsificante de acción continua
 dp = Dispersante de parafina

REINYECCION DE AGUA - ESTACION GUANTA - POZO REINYECTOR GTA-07

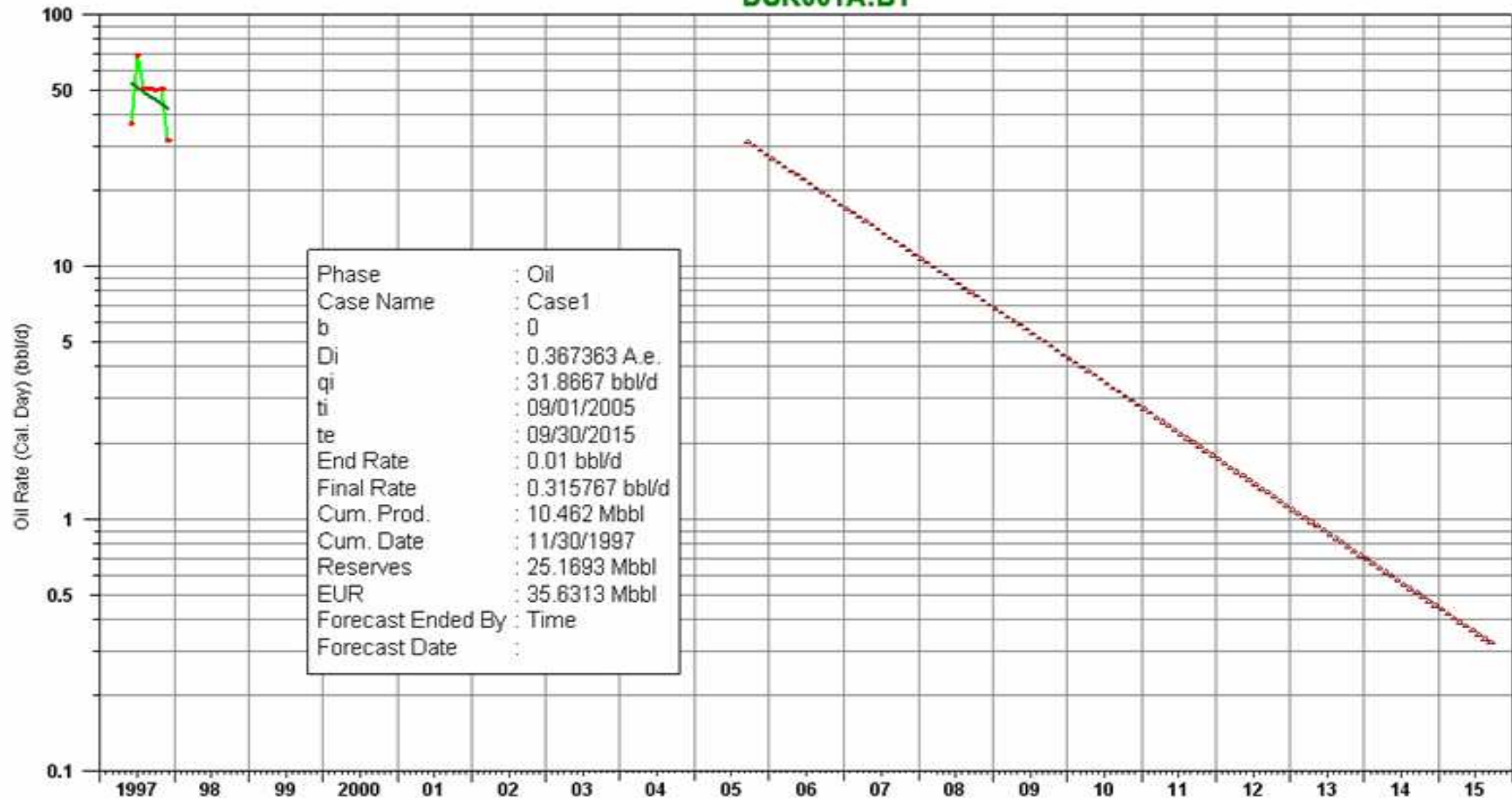


ANEXO – 2.1

CURVAS DE DECLINACION DE PRODUCCIÓN

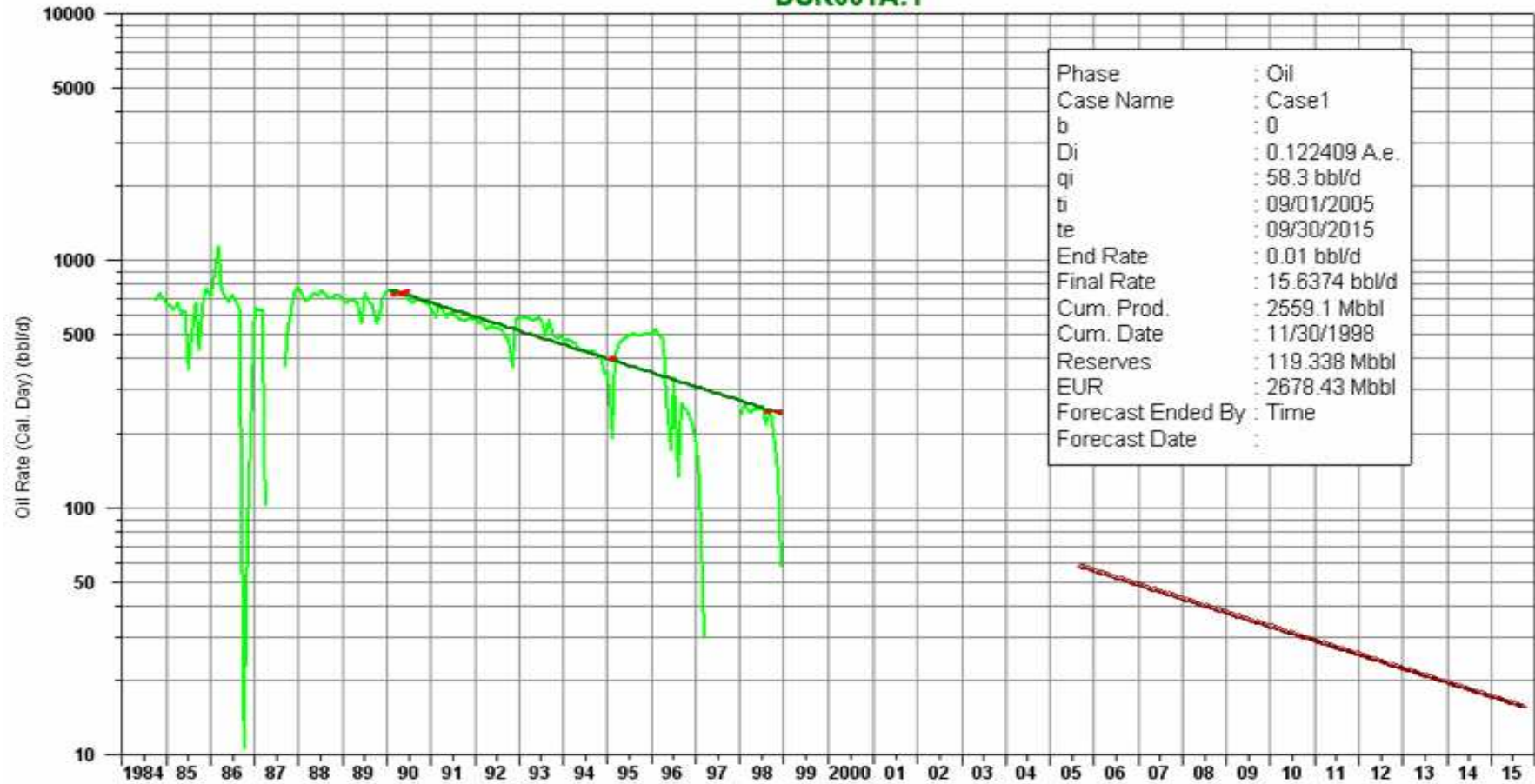
PROYECCION DE PRODUCCION DURENO-01, ARENA "BT"

PROYECCION DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION DUR001A:BT



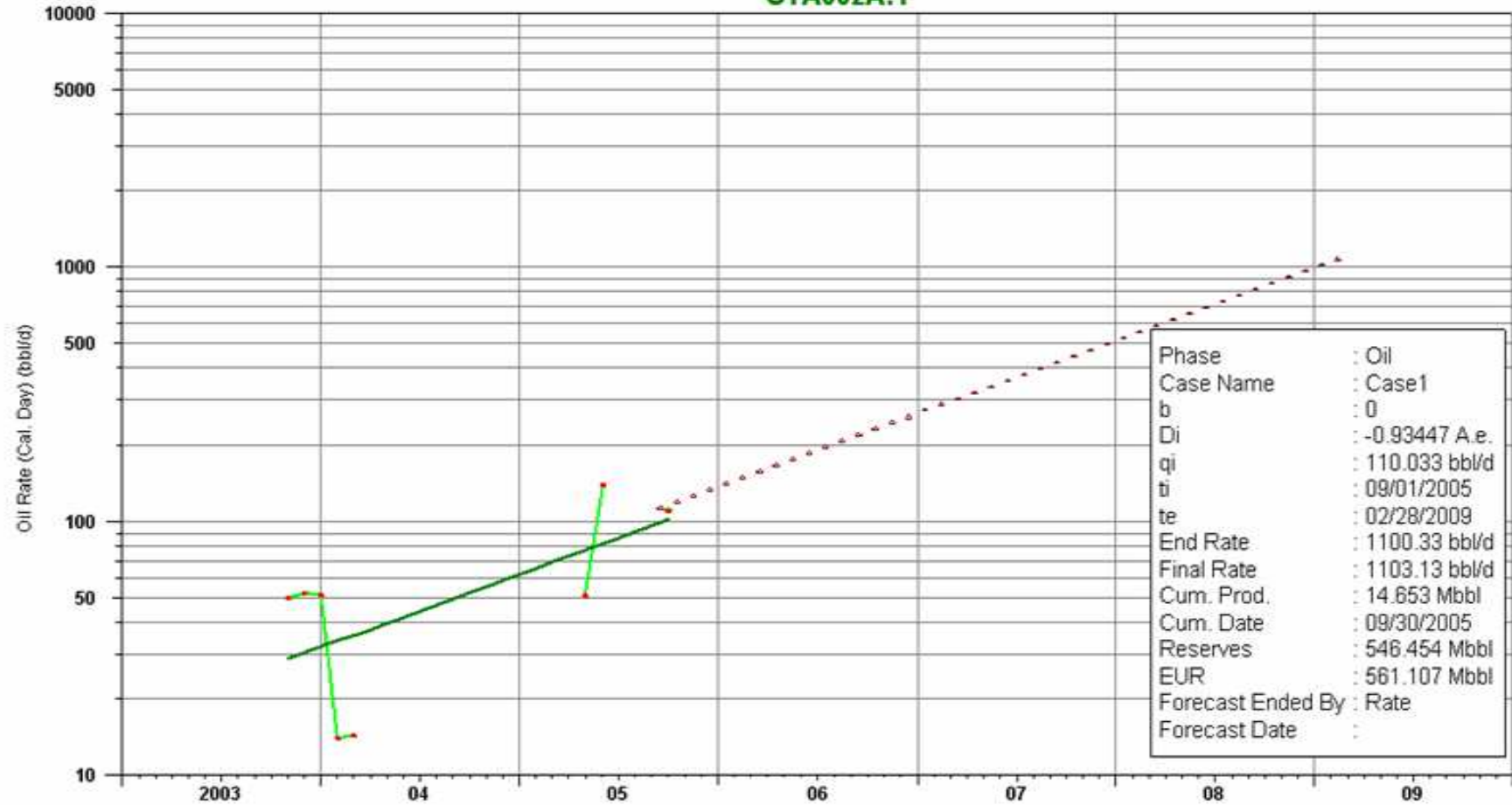
PROYECCION DE PRODUCCION DURENO-01, ARENA "T"

PROYECCION DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION DUR001A:T



PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-02, ARENA "T"

PROYECCION DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA002A:T



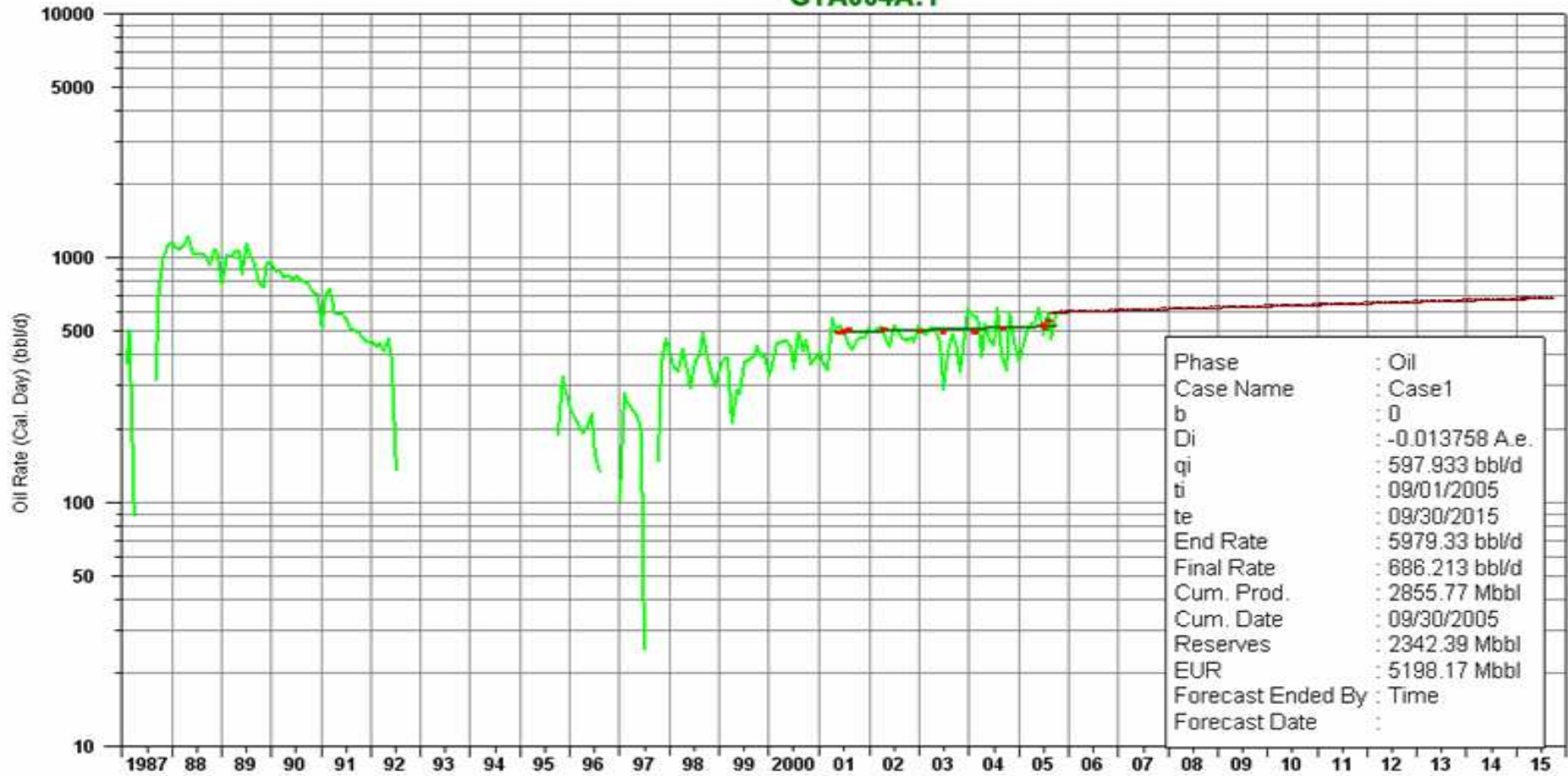
PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-03, ARENA "H"

PROYECCION DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA003A:H



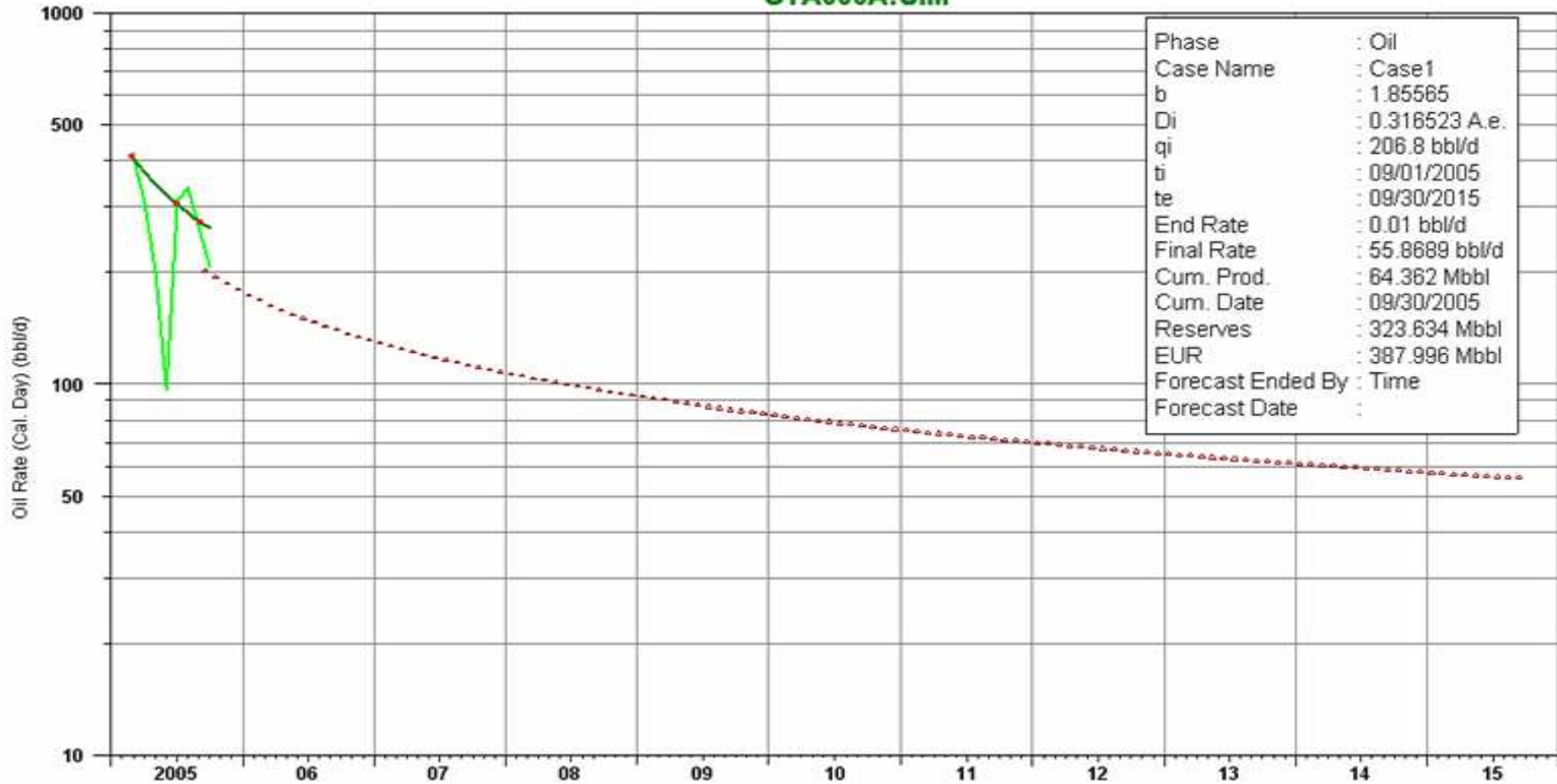
PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-04, ARENA "T"

PROYECCION DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA004A:T



PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-06, ARENA "Uinf+Um"

PROYECCION DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA006A:UIM



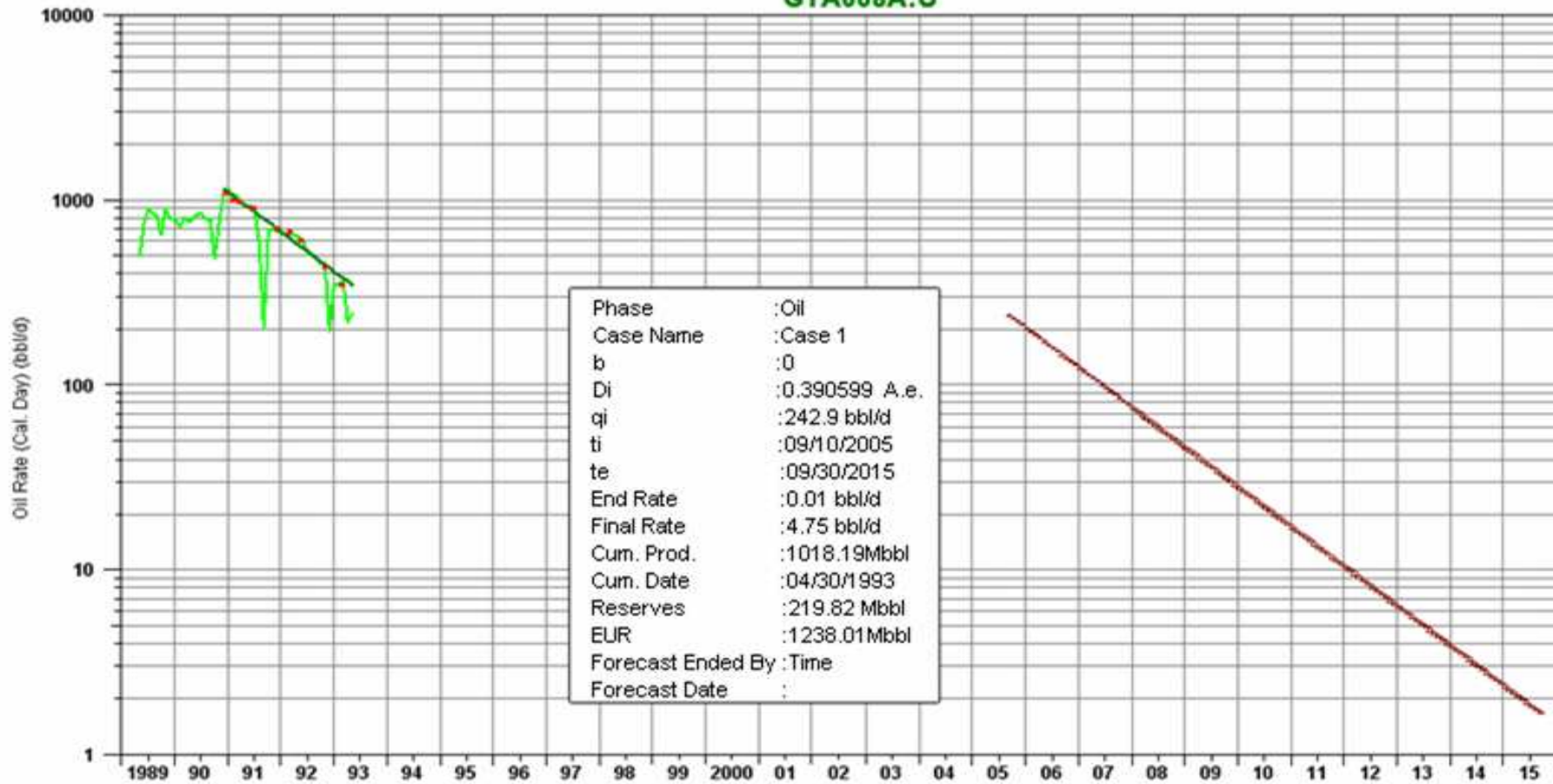
PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-08, ARENA "BT"

PROYECCION DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA008A:BT



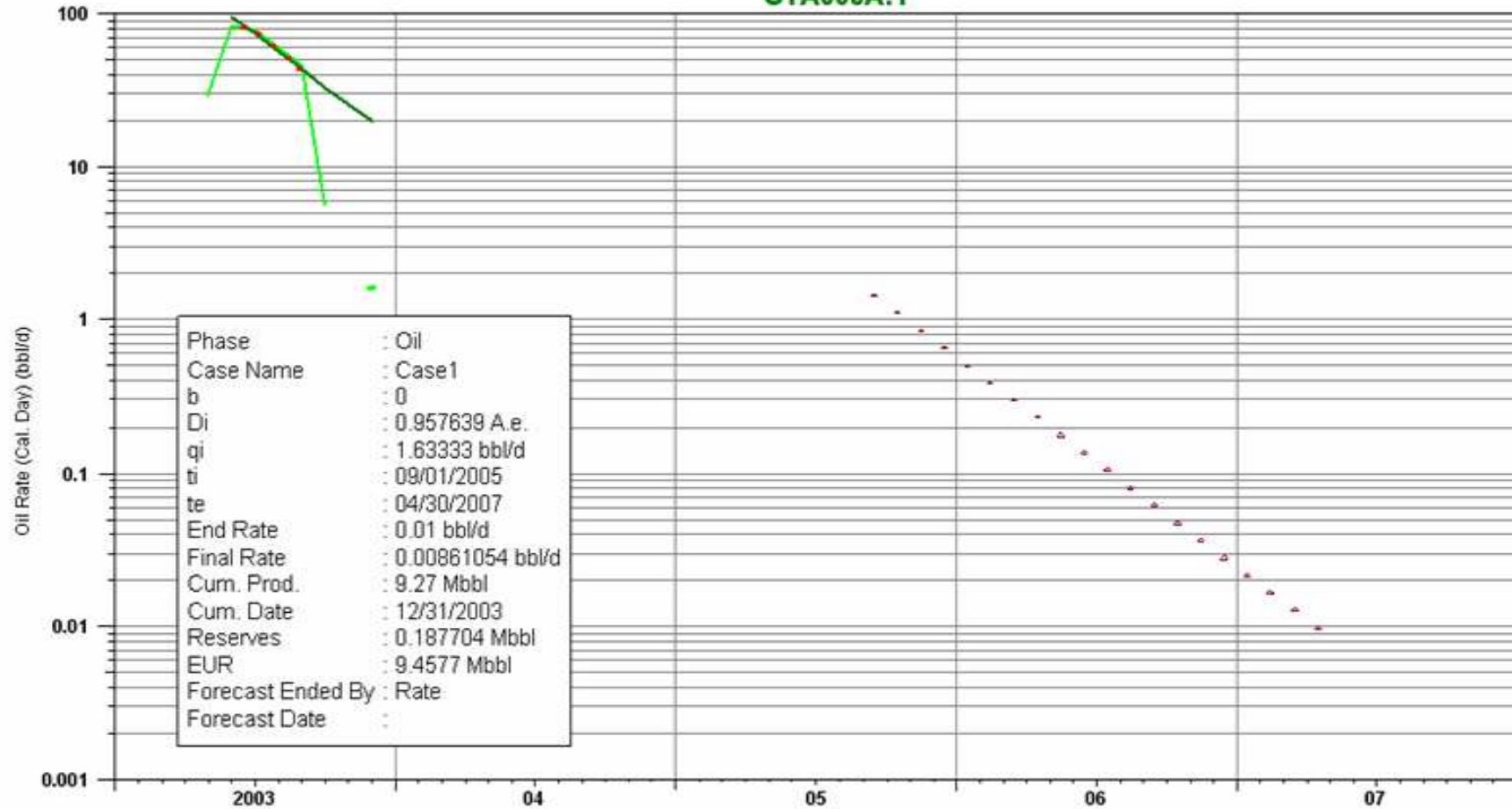
PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-08, ARENA "U"

PROYECCION DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA008A:U

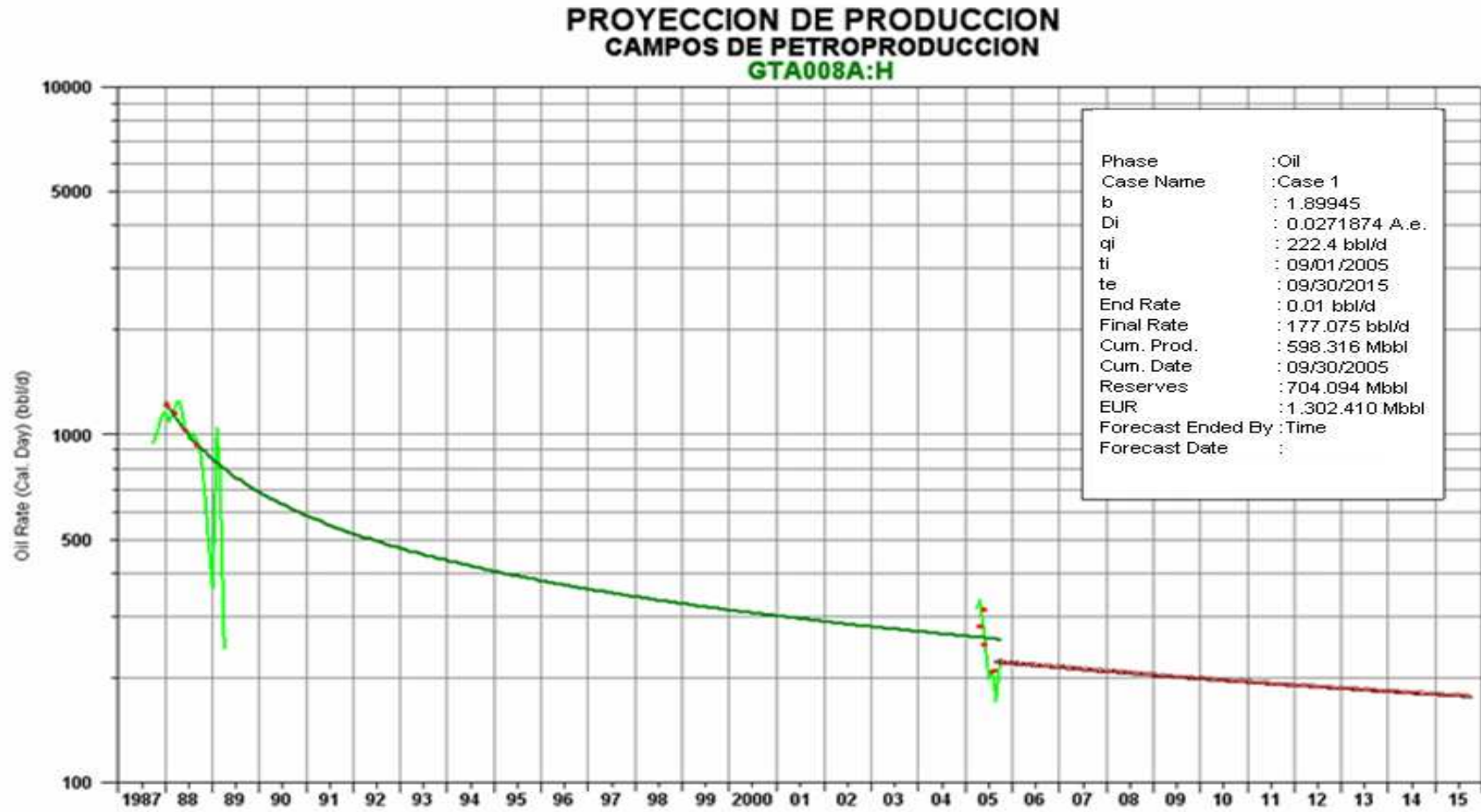


PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-08, ARENA "T"

PROYECCION DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA008A:T



PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-08, ARENA "H"



PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-09, ARENA "BT"

PROYECCION DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA009A:BT

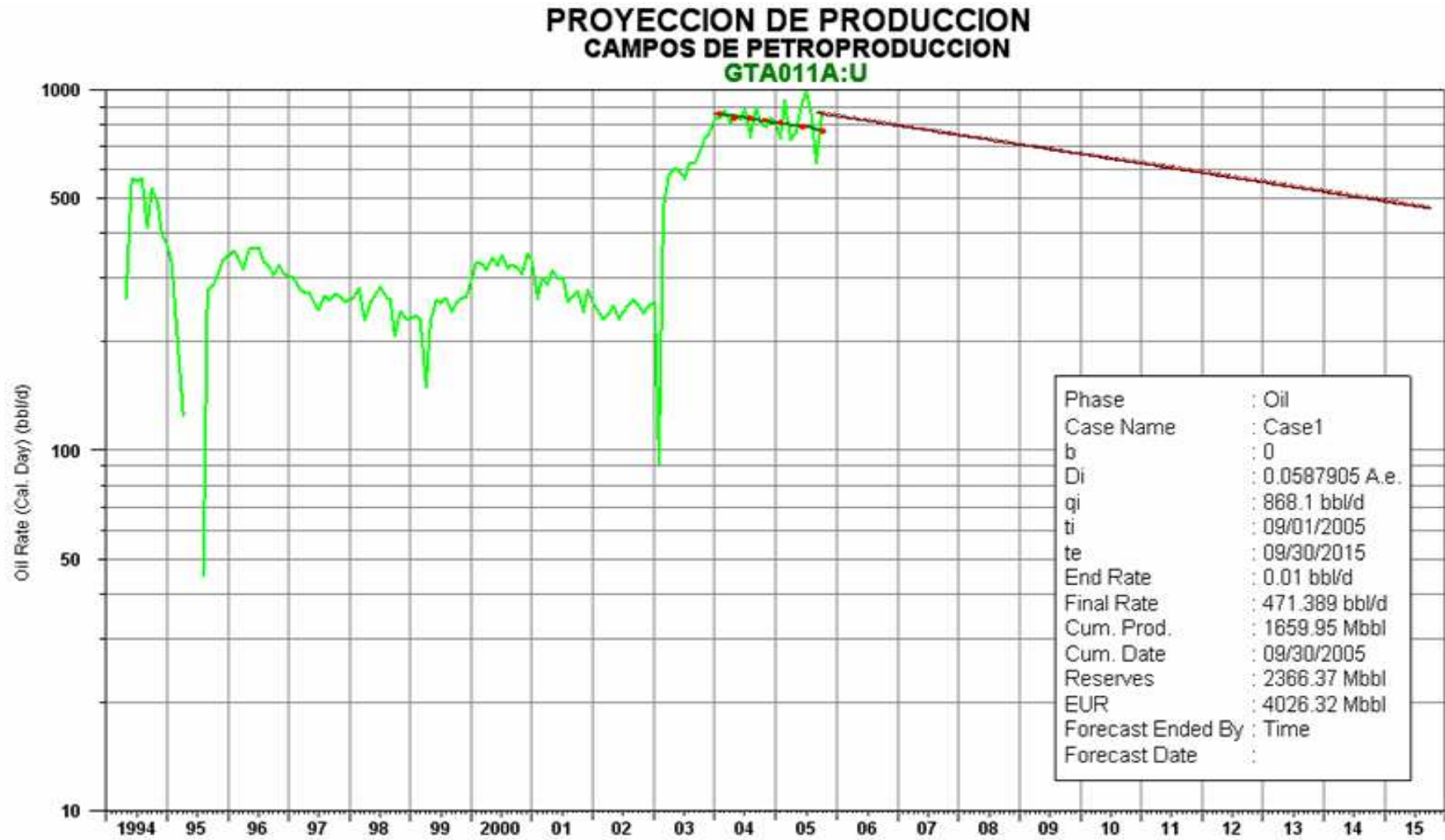


PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-10, ARENA "U"

PROYECCION DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA010A:U

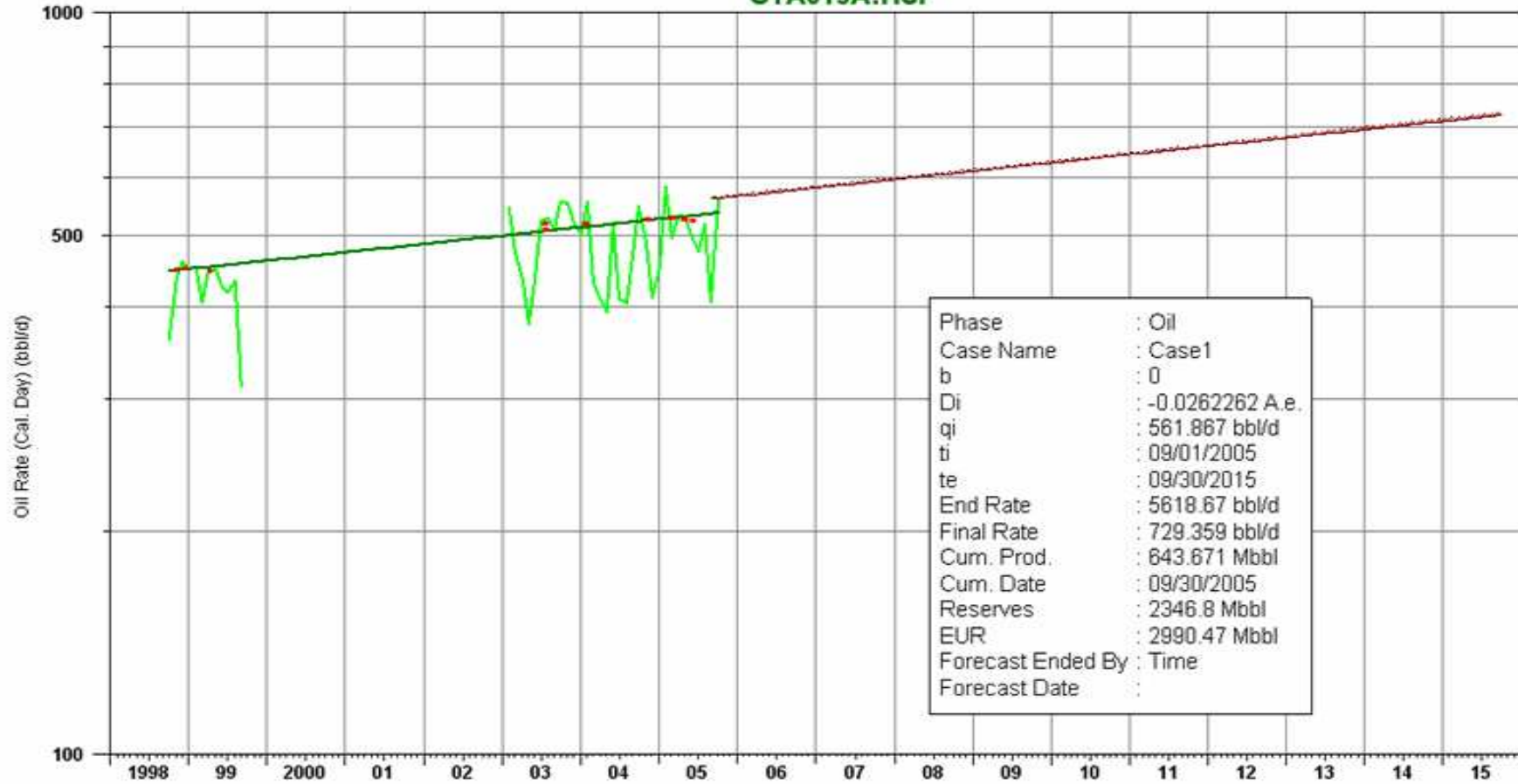


PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-11, ARENA "U"



PROYECCION DE PRODUCCION GUANTA-15, ARENA "Hs+Hi"

PROYECCION DE PRODUCCION CAMPOS DE PETROPRODUCCION GTA015A:HSI



ANEXO – 2.2

EJEMPLO DE CÁLCULO DEL AREA DE DRENAJE

EJEMPLO DE CÁLCULO DEL ÁREA DE DRENAJE PARA EL POZO GTA-10

1. En el mapa de ubicación de los pozos del campo que se presenta a continuación, por medio de un escalímetro se toma las distancias de los cuatro pozos más cercanos al pozo que se requiere determinar el radio de drenaje.

POZOS		DISTANCIA (m)
GTA-10	GTA-05	785,098
	GTA-08	957,766
	GTA-02	802,605
	GTA-11	760,06

2. Se procede a sacar el promedio de estas distancias y se divide para dos, este valor es considerado como el radio de drenaje del pozo.

$$Rd = (785,098+957,766+802,605+760,06)/4*2$$

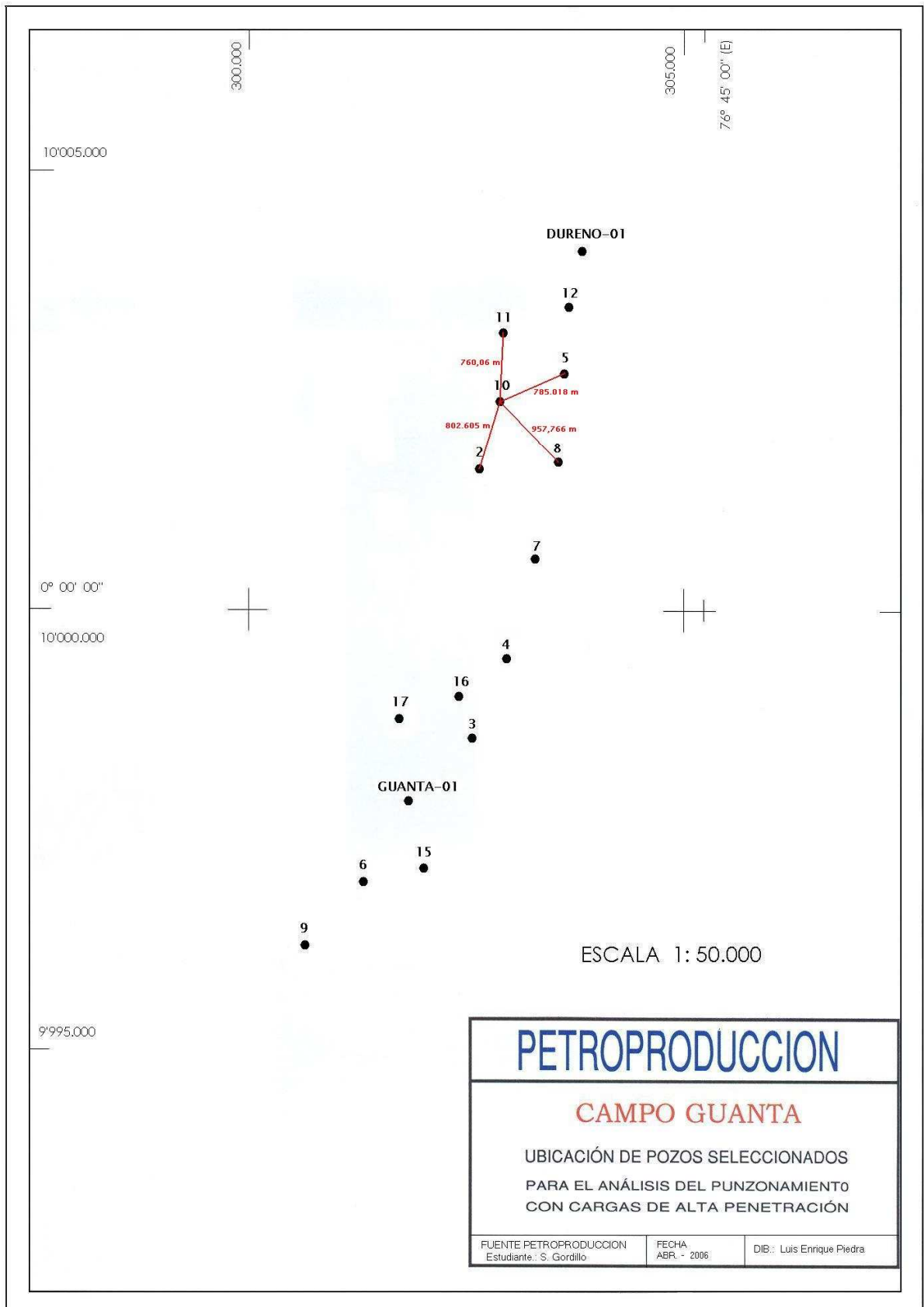
$$Rd = 3305,49/4*2 = 413,18 \text{ m}$$

3. Con el radio de drenaje se procede a calcular el área de drenaje.

$$A = \frac{\pi * (Rd)^2}{C_1} [\text{acres}]$$

$$A = \frac{\pi * (413,18\text{m})^2}{4047 \frac{\text{m}^2}{\text{acres}}}$$

$$A = 132.5331 \text{ acres}$$

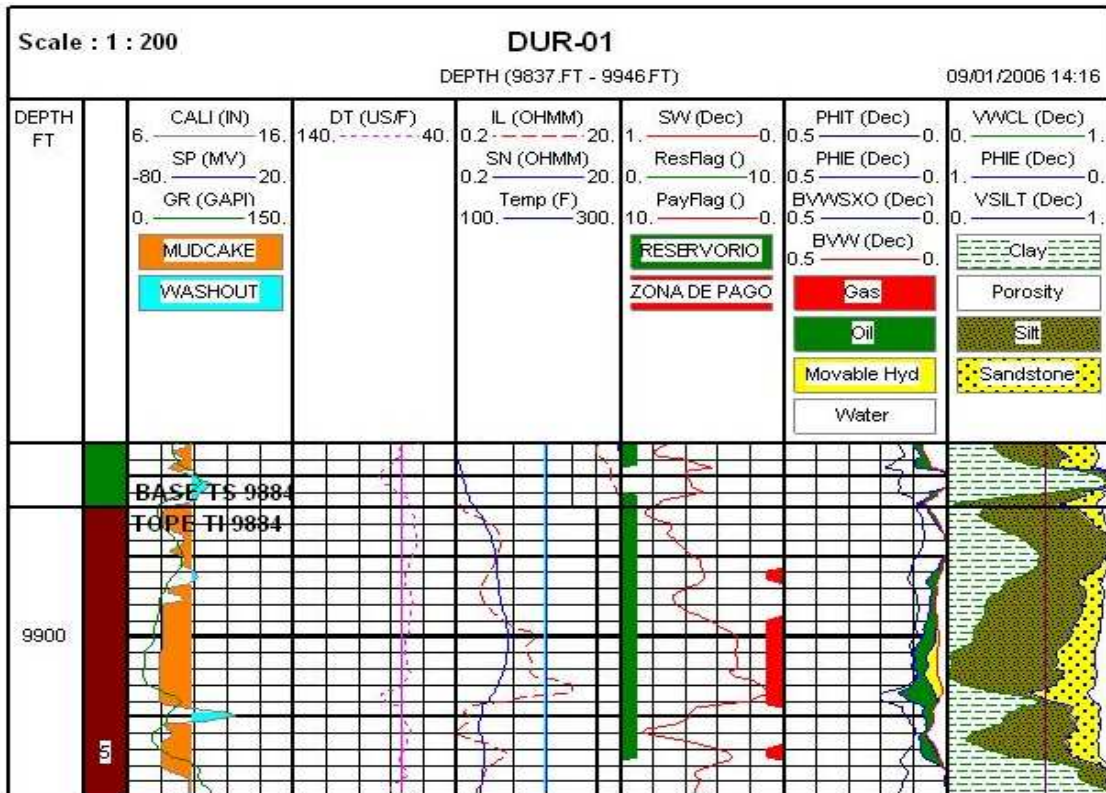


ANEXO – 2.3

**REGISTROS ELECTRICOS DE
LAS ZONAS NO EVALUADAS Y
NUEVAS ZONAS A PUNZONAR**

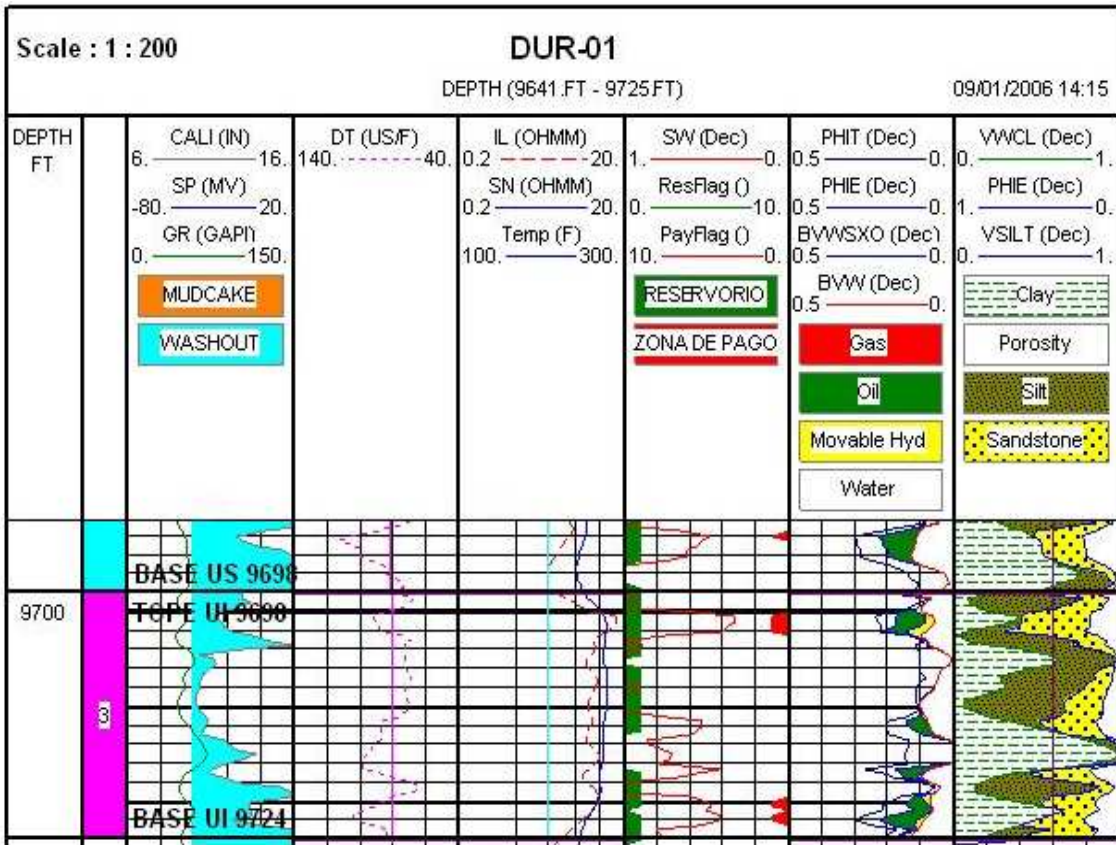
POZO DUR-01, REGISTROS ELECTRICOS

ARENA "T"



ELABORADO POR: MAURICIO UNAPANTA

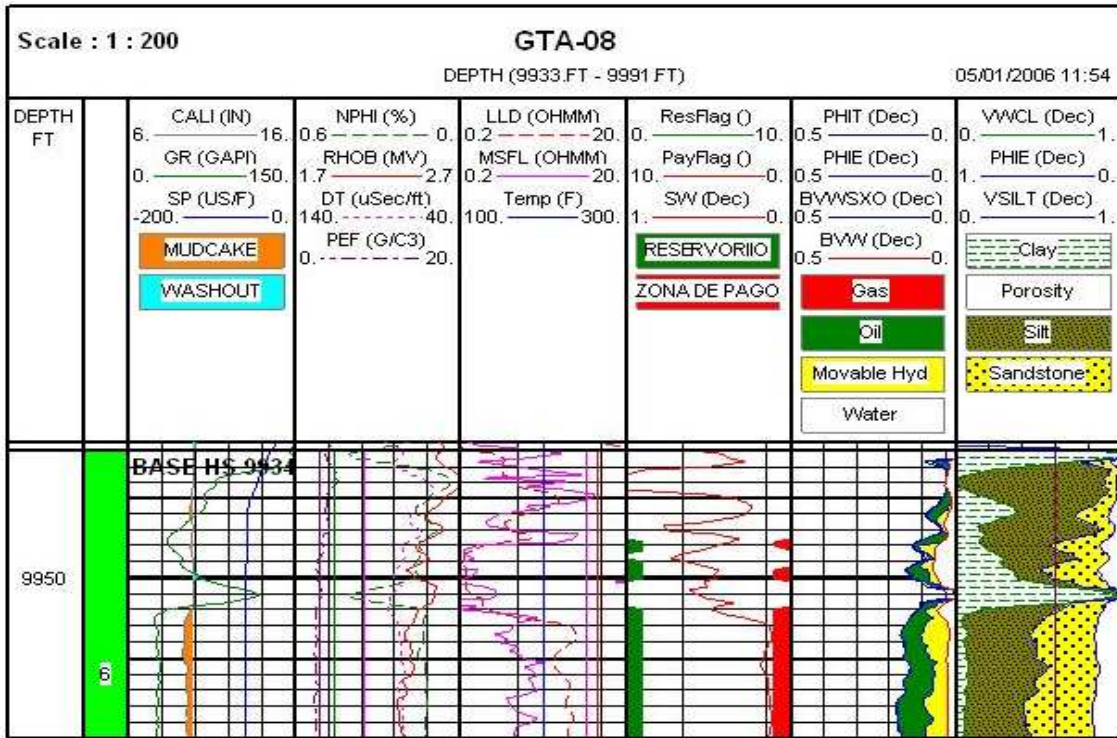
ARENA "U"



ELABORADO POR: MAURICIO UNAPANTA

POZO GTA-08, REGISTROS ELECTRICOS

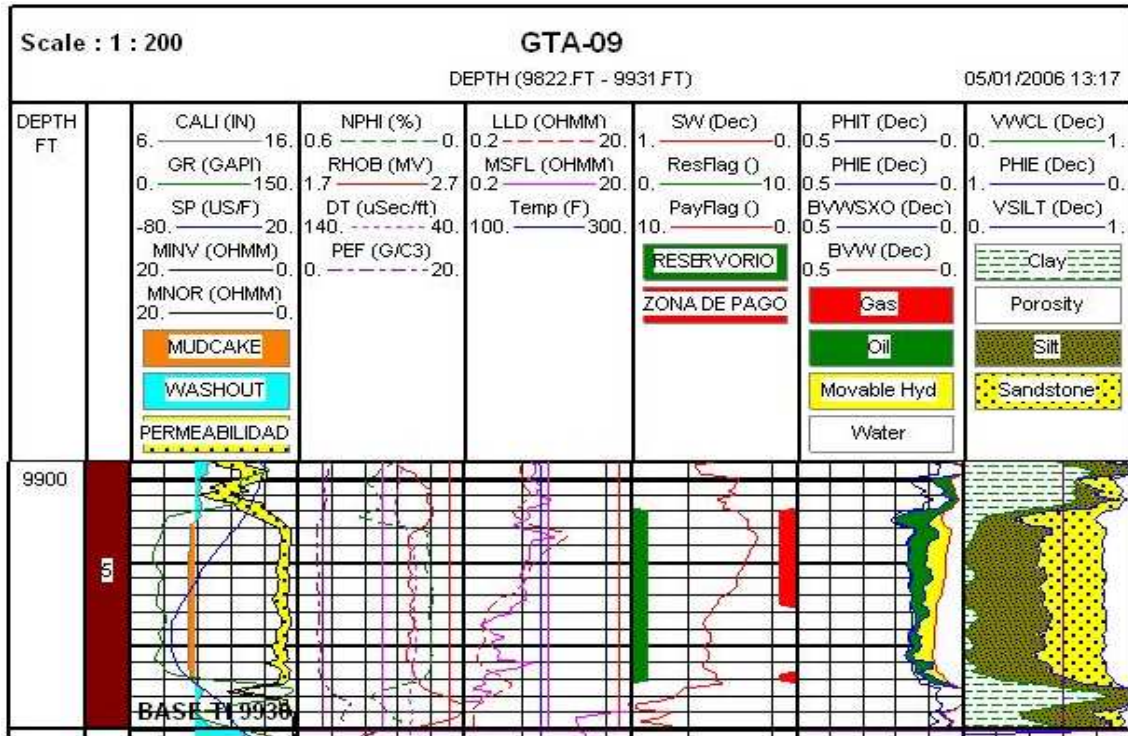
ARENA "HOLLIN"



ELABORADO POR: MAURICIO UNAPANTA

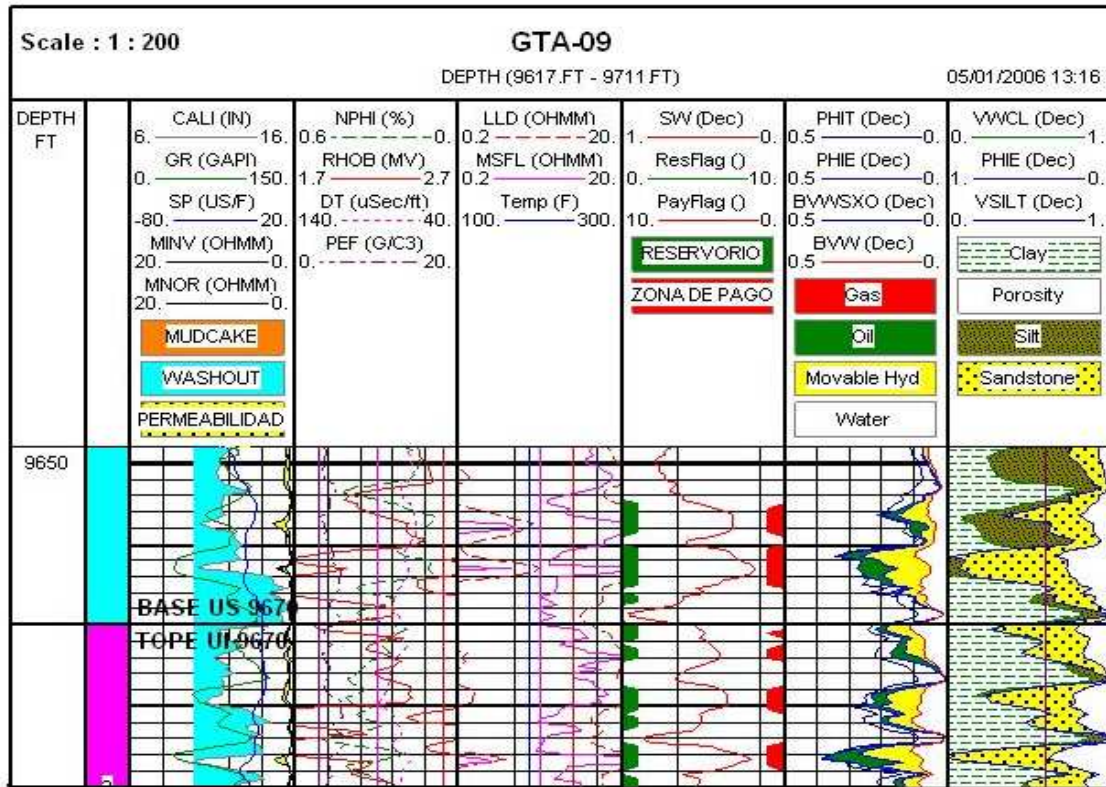
POZO GTA-09, REGISTROS ELECTRICOS

ARENA "T inf"



ELABORADO POR: MAURICIO UNAPANTA

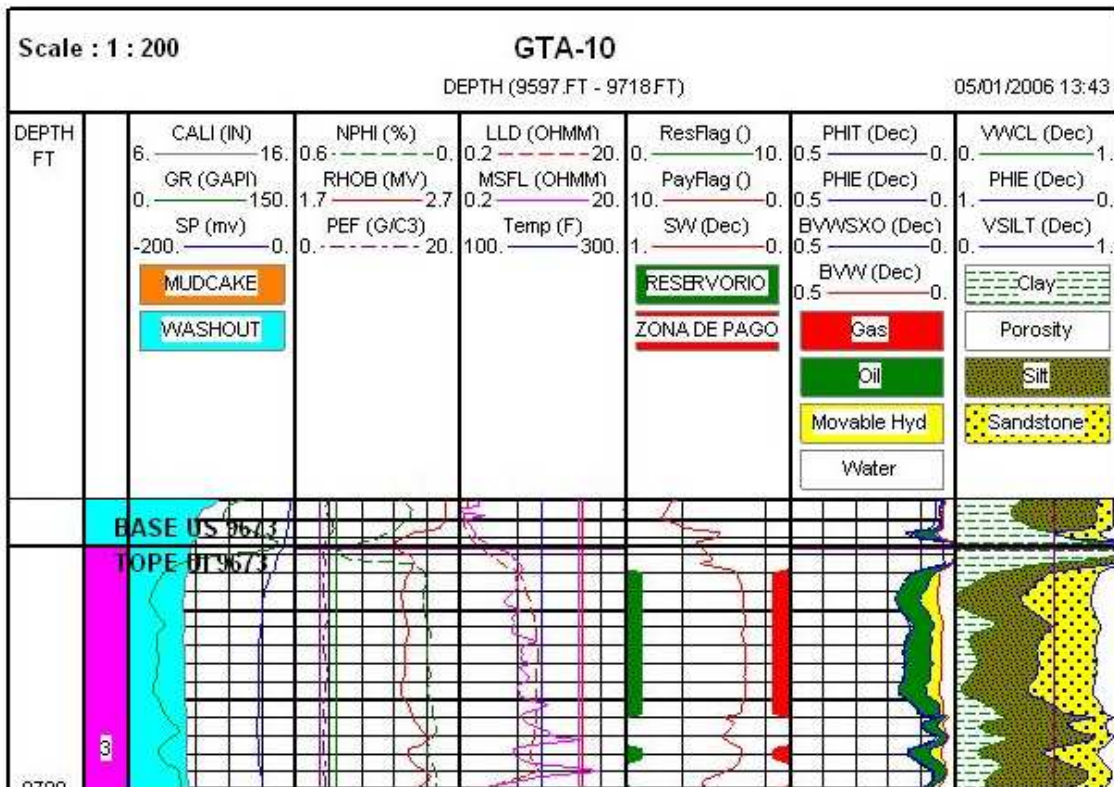
ARENA "U"



ELABORADO POR: MAURICIO UNAPANTA

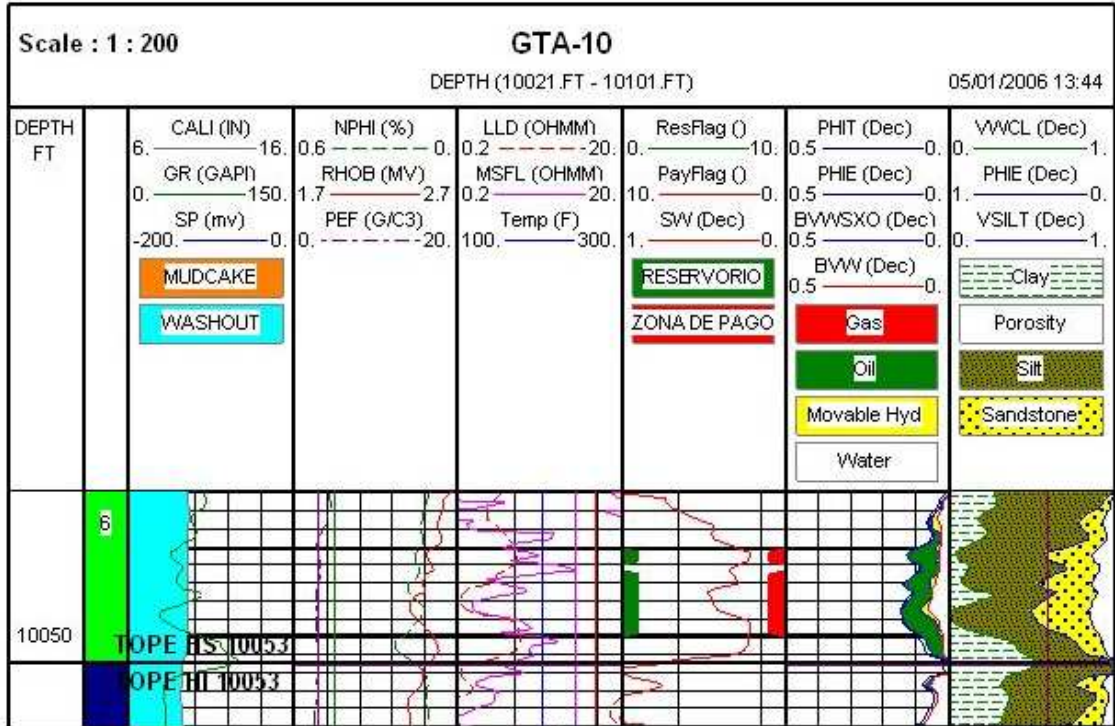
POZO GTA-10, REGISTROS ELECTRICOS

ARENA "U"



ELABORADO POR: MAURICIO UNAPANTA

ARENA "HOLLIN"



ELABORADO POR: MAURICIO UNAPANTA