



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS
PESADOS MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL SISTEMA DE
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD
PROGRESIVA EN EL CAMPO DAIMI A DEL ORIENTE
ECUATORIANO.”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO DE
PETRÓLEOS**

JULIO STALIN CABRERA MALATAXI

DIRECTOR: ING. RAÚL BALDEÓN LÓPEZ

Quito, Julio 2014

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014

Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **JULIO STALIN CABRERA MALATAXI**, declaro 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.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

JULIO STALIN CABRERA MALATAXI

C.I. 1716566060

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Optimización de la producción de crudos pesados mediante la utilización del Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva en el campo Daimi A del Oriente Ecuatoriano.**”, que, para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **Julio Cabrera**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

ING. RAÚL BALDEÓN LÓPEZ

DIRECTOR DEL TRABAJO

DEDICATORIA

Esta tesis es una parte fundamental en mi vida, la cual se la dedico a mis padres y mi hermano que me encaminaron a seguir estudiando, a ponerle ganas para luchar y alcanzar mis metas.

AGRADECIMIENTO

A mis padres Julio y Lucy por su apoyo incondicional en todo momento, motivándome a tener ganas de luchar por mis sueños para que se hagan realidad.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial, la Carrera de Ingeniería en Petróleos, por proporcionarme los conocimientos adecuados y de la cual me llevo los mejores recuerdos, enseñanzas y vivencias.

A mí Director de Tesis: Ingeniero Raúl Baldeón, por brindarme apoyo profesional e incondicional con sus conocimientos para que este proyecto se lleve a cabo de la mejor manera.

A mi hermano, que ha sido un ejemplo de dedicación, perseverancia y superación, no solo en mi carrera sino a lo largo de toda mi vida.

A aquellas personas importantes en mi vida que siempre llevo presente en mi corazón, quienes han sabido estar en las buenas y en las malas, apoyándome en todo momento.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	XI
ABSTRACT	XII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS	2
1.1.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
2. MARCO TEÓRICO	3
2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LA PRODUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS.....	3
2.1.1 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP).....	3
2.1.1.1 Equipos de superficie	5
2.1.1.1.1 Cabezal de Rotación.....	6
2.1.1.1.2 Sistema de Frenado	8
2.1.1.1.3 Sistema de Transmisión	9
2.1.1.2 Equipos de subsuelo	9
2.1.1.2.1 Rotor	9
2.1.1.2.2 Estator.....	9
2.1.1.2.3 Elastómero.....	10
2.1.1.2.4 Centralizador	10
2.1.1.2.5 Sarta de varillas	11
2.1.1.2.6 Niple De Paro	11
2.1.1.2.7 Niple Intermedio o Niple Espaciador.....	12
2.1.1.2.8 Niple De Maniobra	12
2.1.1.2.9 Ancla de Torsión.....	12
2.1.1.2.10 Niple Asiento.....	13
2.1.1.2.11 Mandril A Copas	13
2.1.1.2.12 Zapato probador de hermeticidad	13
2.1.1.2.13 Caño Filtro	14
2.1.1.2.14 Ancla de Gas.....	14
2.1.1.3 Principio de Funcionamiento.....	14
2.1.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES).....	16
2.1.2.1 Equipo de superficie	17

2.1.2.1.1	Generador de Potencia eléctrica.....	17
2.1.2.1.2	Transformador	17
2.1.2.1.3	Variador de frecuencia.....	18
2.1.2.1.4	Caja de venteo	18
2.1.2.2	Equipo de fondo	18
2.1.2.2.1	Motor.....	18
2.1.2.2.2	Cable de Potencia	19
2.1.2.2.3	Sello Protector	19
2.1.2.2.4	Bomba Centrífuga.....	20
2.1.3	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON CAVIDADES PROGRESIVAS BSCP.....	21
2.1.3.1	Principales características.	22
2.1.3.2 Equipos de superficie	22
2.1.3.2.1	Suministro Eléctrico en Superficie	22
2.1.3.2.2	Transformador SDT (Shift Down Transformer)	23
2.1.3.2.3	Transformador SUT (Shift Up Transformer)	23
2.1.3.2.4	Caja de Venteo	23
2.1.3.2.5	Skid	23
2.1.3.2.6	Cable	24
2.1.3.3	Equipo combinado de fondo.....	24
2.1.3.3.1	Motor eléctrico sumergible	25
2.1.3.3.2	Sección Sello.....	26
2.1.3.3.3	Eje Flexible.....	26
2.1.3.3.4	Cable de potencia de tres conductores	27
2.1.3.3.5	Bomba de cavidades progresivas	27
2.1.3.3.6	Caja Reductora (GRU).....	35
3	METODOLOGÍA.....	40
3.1	CARACTERIZACIÓN DEL BLOQUE 16	40
3.2	CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS DE FORMACIÓN DEL BLOQUE 16.....	40
3.2.1	ARENISCA BASAL TENA	40
3.2.2	ARENISCA “M-1”	41
3.2.3	ARENISCA “U”	41
3.2.4	ARENISCA “T”.....	42

3.2.5 ARENISCA HOLLIN	43
3.3 CAMPO DAIMI	46
3.3.1 GEOFÍSICA - GENERALIDADES.....	47
3.3.1.1 Ubicación del Well Pad DAIMI A.....	47
3.3.1.2 Interpretación Sísmica.	48
3.3.2 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO PESADO DEL CAMPO DAIMI A.	53
3.3.3 POZOS PERFORADOS Y DATOS DE PRODUCCIÓN.....	54
3.4 CONSIDERACIONES TÉCNICAS Y DE SELECCIÓN PARA LA INSTALACIÓN BESCOP EN EL CAMPO DAIMI A..	57
3.4.1 PARÁMETROS DE SELECCIÓN Y CONSIDERACIONES TÉCNICAS PREVIAS A LA INSTALACIÓN DE BOMBAS BESCOP.....	57
3.4.1.1 Yacimientos del campo DAIMI A saturados con petróleo pesado	57
3.4.1.2 Pozos productores de crudo pesado	57
3.4.1.3 Pozos con alto contenido y producción de arena.....	57
3.4.1.4 Pozos con bajas tasas de producción.....	58
3.4.1.5 Pozos con bajo índice de productividad (IPR)	61
3.4.2 APLICACIÓN DEL SISTEMA BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BESCOP).....	62
3.4.3 BENEFICIOS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BESCOP).	62
3.4.4 LIMITACIONES DEL SISTEMA BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BESCOP).....	63
3.5 POZOS DONDE SE HA INSTALADO EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA (BESCOP) EN EL CAMPO DAIMI A.....	63
3.5.1 POZO DAIMI A-14 YACIMIENTO BT: COMPLETADO CON BOMBA ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA.	64
3.5.2 POZO DAIMI A-21, YACIMIENTO U-SUPERIOR: COMPLETADO CON BOMBA ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA..	64
3.5.2.1 Consideraciones técnicas para completar el Pozo DAIMI A-21 con equipo BESCOP.....	65
3.5.2.2 Corte estructural del pozo DAIMI A-21, Yacimiento Us.	65
3.5.2.3 Procedimiento realizado para la instalación del equipo BESCOP - pozo DAIMI A-21: Us	66
3.5.2.4 Tasa de producción del pozo DAIMI A-21: Yacimiento Us.....	67
3.5.2.5 IPR del pozo DAIMII A-21: Yacimiento Us.	68
3.5.2.6 Diagrama de Completación del Pozo DAIMI A-21: WO # 04.....	70

3.6 DISEÑO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA (BESCP), PARA EL POZO DAIMI A-21. 71

3.6.1 TASA DE PRODUCCIÓN REQUERIDA	71
3.6.2 CAPACIDAD MÍNIMA DE PRESIÓN REQUERIDA	72
3.6.2.1 Presión de entrada de la bomba	72
3.6.2.2 Presión de descarga de la bomba	72
3.6.3 DISEÑO DE LA BOMBA BESCP DEL POZO DAIMI A-21 INSTALADO EN EL CAMPO DAIMI A.	73
3.6.3.1 Capacidad de Producción del pozo y diseño de la curva IPR.....	74
3.6.3.2 Gravedad específica del petróleo	76
3.6.3.3 Calculo del gradiente de fluido o gravedad específica del fluido.	77
3.6.3.4 Presión de fondo fluyente para caudal deseado	77
3.6.3.5 Calculo de la columna dinámica total (TDH)	77
3.5.4 SELECCIÓN DEL EQUIPO BESCP PARA EL POZO DAIMI A-21.	82
3.5.4.1 Diagrama de Completación del Pozo DAIMI A-21: WO # 05.....	84

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS..... 85

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO DEL SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA INSTALADO EN EL POZO DAIMI A-21. 85

4.1.2 PRIMERA CORRIDA DEL POZO DAIMI A-21: YACIMIENTO U- INFERIOR CON EQUIPO BES.....	85
4.1.2.1 Análisis de las condiciones operativas en la primera corrida del pozo DAIMI A-14: equipo BES.	85
4.1.3 SEGUNDA CORRIDA DEL POZO DAIMI A-21: YACIMIENTO U- INFERIOR CON EQUIPO BES.....	87
4.1.3.1 Análisis de las condiciones operativas en la segunda corrida del pozo DAIMI A-14: equipo BES.	87
4.1.3.2 Falla operacional del equipo BES	88
4.1.4 TERCERA CORRIDA DEL POZO DAIMI A-21: YACIMIENTO U- SUPERIOR CON EQUIPO BES	89
4.1.4.1 Análisis de las condiciones operativas en la tercera corrida del pozo DAIMI A-14: equipo BES	89
4.1.4.2 Análisis de falla operacional del equipo BES	91
4.1.5 CUARTA CORRIDA DEL POZO DAIMI A-21: YACIMIENTO U- SUPERIOR CON EQUIPO BESCP	91
4.1.5.1 Análisis de las condiciones operativas en la cuarta corrida del pozo DAIMI A-14: bomba BESCP	92
4.1.5.2 Análisis del desempeño operacional del equipo en la cuarta corrida del pozo DAIMI A-14: bomba BESCP	92
4.1.5.3 Análisis de falla operacional del equipo BESCP en su cuarta	

corrida.	93
4.1.5.4 Resultado del análisis de falla operacional del equipo BESCO.	100
4.1.6 QUINTA CORRIDA DEL POZO DAIMI A-21: YACIMIENTO U-SUPERIOR CON EQUIPO BESCO.	100
4.1.6.1 Procedimiento para la instalación del equipo BESCO en el pozo DAIMI A-21: Us: quinta corrida.	101
4.1.6.2 Análisis de las condiciones operativas en la quinta corrida del pozo DAIMI A-14: bomba BESCO.	105
4.1.6.3 Análisis del desempeño operacional del equipo en la quinta corrida del pozo DAIMI A-14: bomba BESCO.	105
4.2 COSTOS ESTIMATIVOS PARA LA COMPLETACION BESCO.....	107
4.3 ANÁLISIS COMPARATIVO DEL SISTEMA BES Y BESCO	108
4.3.1 COMPARACIÓN DE LOS EQUIPOS DE FONDO DEL SISTEMA BES Y BESCO.....	108
4.3.2 RANGO Y CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA BES Y BESCO.....	109
4.3.3 RUN LIFE DEL SISTEMA BES Y BESCO DEL POZO DAIMI A-21: Us.....	110
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	111
5.1 CONCLUSIONES.....	111
5.2 RECOMENDACIONES	113
NOMENCLATURA	114
BIBLIOGRAFÍA	115
ANEXOS	118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Fotografía del equipo de superficie de poleas y correas.	5
Figura 2. Fotografía del Cabezal VH-100HP. Sistema de frenado.	8
Figura 3. Rotor y Estator de la Bomba de Cavidades Progresivas.	10
Figura 4. Centralizador.	11
Figura 5. Niple de Paro.	11
Figura 6. Niple Intermedio.	12
Figura 7. Ancla de Torsión.	13
Figura 8. Diagrama de Sistema Convencional de Bombeo de Cavidades Progresivas.	15
Figura 9. Diagrama del Sistema BES.	16
Figura 10. Partes del motor BES.	19
Figura 11. Equipo de Superficie y de Fondo del Sistema de Bombeo Electrosumergible.	20
Figura 12. Corte Transversal del Motor ESPCP.	26
Figura 13. Eje Flexible para BESCO.	27
Figura 14. Tipos de eje Flexible para BESCO.	27
Figura 15. Diseño de Rotor y Estator Helicoidal ESPCP.	29
Figura 16. Geometría de la Bomba PCP.	30
Figura 17. Geometría Cavity Progresiva.	30
Figura 18. Parámetros de la Geometría Helicoidal.	31
Figura 19. Fotografía de la Interferencia entre Rotor/Estator.	32
Figura 20. Selección de elastómeros en base a la temperatura y el grado API.	35
Figura 21. Caja Reductora.	36
Figura 22. Diagrama de Sistema de Bombeo Electro sumergible de Cavidades Progresivas.	39
Figura 23. Columna estratigráfica para la Cuenca Oriente.	45
Figura 24. Ubicación del Bloque 16.	46
Figura 25. Plano de ubicación del Campo DAIMI A en el Bloque 16.	47

Figura 26. Ubicación del pozo DAIMI- A21 en el Mapa en profundidad Arenisca “U” INFERIOR.....	49
Figura 27. Campo DAIMI- Mapa en profundidad. Arenisca “T” INFERIOR 1.	50
Figura 28. Campo DAIMI- Mapa en profundidad. “Ti” INFERIOR 2	52
Figura 29. Sección de la base de la bomba PCP, zona del flex-shaft.....	94
Figura 30. Sección de descarga de la bomba PCP.	95
Figura 31. Sección de descarga de la bomba PCP.	95
Figura 32. Sección de rotor de la bomba PCP.....	96
Figura 33. Corte transversal del rotor de la bomba PCP.	96
Figura 34. Corte perpendicular del rotor de la bomba PCP.	97
Figura 35. Corte perpendicular del housing y estado rotor de la bomba PCP.	97
Figura 36. Corte transversal del housing zona de la fractura del rotor.	98
Figura 37. Coupling de conexión en rotor-flexshaft.....	98
Figura 38. Sección de eje flexible y caja reductora.	99
Figura 39. Sacando equipo BESCP 200 D-3600.	102
Figura 40. Bajando equipo ESPCP 130 D-3600.	103
Figura 41. Bajando equipo ESPCP 130 D-3600.	104
Figura 42. Equipos de fondo BES Y BESCP.	108

ÍNDICE DE GRAFICOS

GRÁFICO 1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, AGUA Y BSW DEL POZO DAIMI A-14: YACIMIENTO BT.	59
GRÁFICO 2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, AGUA Y BSW DEL POZO DAIMI A-21: YACIMIENTO U-SUPERIOR.....	60
GRÁFICO 3. INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP DE LOS POZOS DAIMI A-21: US; DAIMI A-14: BT	61
GRÁFICO 4. INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP DE LOS POZOS DAIMI A-21: US (ARCH, 2014)	68
GRÁFICO 5. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO DAIMI A-21: WO # 04 (ARCH, 2014)	70
GRÁFICO 6. INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP DE LOS POZOS DAIMI A-21: US (ARCH, 2014)	76
GRÁFICO 7. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO DAIMI A-21: WO # 05 (ARCH, 2014)	84
GRÁFICO 8. CURVA DE LA ESP P-100 -79 -418(FRECUENCIA - TDH)	86
GRÁFICO 9. CURVA DE LA ESP P-100 -39 -304 (FRECUENCIA - TDH)	88
GRÁFICO 10. CURVA DE LA ESP X10-238-152 (FRECUENCIA - TDH) ...	90
GRÁFICO 11. CURVA DE LA BSCP 200-D-3600 (FRECUENCIA - TDH)	93
GRÁFICO 12. CURVA DE LA BSCP 130-D-3600 (FRECUENCIA - TDH)	106

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Limitaciones de los Elastómeros.....	33
TABLA 2. Configuraciones de Velocidad.....	37
Tabla 3. Configuraciones para la reducción en la velocidad para una PCP .	38
Tabla 4. Incremento de torque disponible para la bomba Segunda función del mecanismo reductor	38
TABLA 5. Clasificación de crudos según las Normas API	54
Tabla 6. Datos de producción y estado de funcionamiento de cada pozo reportados en: TOW REPSOL.....	55
Tabla 7. Datos de producción y estado de funcionamiento de cada pozo reportados en: TOW REPSOL.....	56
Tabla 8. Campo de Aplicación de las BESCPC.....	62
Tabla 9. Pozos completados con Bombas Electrosumergibles de Cavidad Progresiva (BESCPC) en el Campo DAIMI A.....	64
Tabla 10. Prueba de pozo Abril: DAIMI A-21: Us.....	68
Tabla 11. Prueba de pozo Abril: DAIMI A-21: Us.....	75
Tabla 12. Prueba de pozo Abril: DAIMI A-21: Us.....	107
Tabla 13. Características de operación del sistema BES y BESCPC.....	109
Tabla 14. Producción histórica promedio mensual: DAIMI A-21: Us.	110

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1. Diagrama de Sistema de Bombeo Electro sumergible de Cavidades Progresivas.....	118
ANEXO 2. Columna estratigráfica para la Cuenca Oriente.	119
ANEXO 3. Ubicación del pozo DAIMI- A21 en el Mapa en profundidad Arenisca “U” INFERIOR.....	120
ANEXO 4. Campo DAIMI- Mapa en profundidad. Arenisca “T” INFERIOR 1.	121
ANEXO 5. Campo DAIMI- Mapa en profundidad. “Ti” INFERIOR 2	122
ANEXO 6. Diagrama de Completación del Pozo DAIMI A-21: WO # 04.....	123
ANEXO 7. Diagrama de Completación del Pozo DAIMI A-21: WO # 05.....	124
ANEXO 8. Curva de la ESP X10-238-152 (Frecuencia - TDH).....	125
ANEXO 9. Curva de la BESCO 130-D-3600 (Frecuencia - TDH).....	126
ANEXO 10. Registro compuesto, Arenisca T, Pozo Daimi-1	127
ANEXO 11. Sección Sísmica Pozo Daimi-1	128
ANEXO 12. Empalme de motor BESCO con MLC	129
ANEXO 13. Bajando equipo ESPCP 130 D-3600.	129
ANEXO 14. Movié torre desde el Pad Bogi A al Pad de Daimi A.....	130

RESUMEN

En la industria petrolera es indispensable mantener niveles óptimos de producción, para ello es preciso el análisis de la implementación de un sistema de levantamiento eficaz para cada pozo, permitiendo optimizar la producción.

El presente trabajo de titulación trata de la aplicación del Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva en el Bloque 16, Pozo DAIMI A-21, esta principalmente encaminado a estudiar las características, funcionamiento, procedimientos de operación del sistema BESCP con el fin de aplicar el diseño adecuado el en pozo DAIMI A-21. Para tal propósito el proyecto de investigación se ha dividido en 5 capítulos.

El capítulo I se trató la introducción, el capítulo II contiene una breve introducción de lo que es Bombeo de Cavidades progresivas con motor en superficie (PCP), Bombeo Electrosumergible (BES) y por último el Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva (BESCP), que consta de una bomba pcp y un motor eléctrico sumergido, con el propósito de establecer las bases para entender el funcionamiento del sistema BESCP.

Con las bases claras en el capítulo I y II, en el capítulo III se procedió a describir la ubicación del bloque y pozo, características de formación, descripción del campo DAIMI A, y por último se analizó las consideraciones técnicas teniendo en cuenta parámetros de selección, para realizar el diseño del sistema BESCP en el pozo DAIMI A-21.

El capítulo IV detalla el análisis de resultados donde se mostró un análisis técnico y se describe los acontecimientos del pozo DAIMI A-21 para luego realizar una comparación con BES convencional. Finalmente en el capítulo V, establece las conclusiones y recomendaciones de la investigación.

ABSTRACT

In the oil industry is essential to maintain optimal levels of production; this requires an analysis to implementation an effective system of survey for each well, allowing optimizing production.

This degree work, treat about the application of Progressive Cavity Pump System whit submersible motor, in Block 16, Well DAIMI A-21, is mainly aimed at studying the characteristics, performance, operation procedures ESPCP system in order to implement the appropriate design that applies the well DAIMI in A-21. To this end the research project has been divided into 5 chapters.

Chapter 1, we touch upon the introduction, Chapter 2 contains a brief overview of what Progressive Cavity Pumping engine surface (PCP). Electrical Submersible Pump (ESP) and finally the Progressive Cavity Pump whit submersible motor (ESPCP), consisting of pcp pump and a submerged electric motor, in order to establish the basis for understanding the operation of ESPCP system.

With clear basis in Chapter I and II, Chapter III, we proceed to describe the location of the box and well, formation characteristics, DAIMI A description of the field, and finally analyze the technical considerations taking into account parameters selection, to design the system ESPCP DAIMI well A-21.

Chapter IV details the results analysis where technical analysis shows and events DAIMI well A-21 and then make a comparison with conventional ESP described. Finally in Chapter V, allow conclusions and recommendations of the research.

INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

Un país productor de petróleo como el Ecuador se ve en la necesidad de mejorar la producción de crudos pesados, por esta razón es importante un estudio de la aplicación adecuada de tecnologías con el fin de mantener o incrementar la producción de petróleo.

En los últimos años se ha puesto interés en la explotación de crudo pesado, dando lugar así a la exploración y al desarrollo de nuevas tecnologías que permitan perfeccionar la producción en todas sus etapas, métodos que técnicamente años atrás no fueron provechosos debido a los altos costos de inversión y condiciones poco favorables para su extracción.

Es primordial mantener niveles óptimos de producción, para ello es preciso instalar una infraestructura adecuada que permita agregar presión, y transporte adecuadamente los fluidos hasta la superficie. Los sistemas de levantamiento artificial son una buena opción para aumentar o mantener la producción deseada reduciendo los requerimientos de energía de la arena productora, resultado de la declinación natural del yacimiento. Las innovaciones encajadas en la tecnología de sistemas de BESCP, están ofreciendo beneficios a compañías petroleras, proporcionando aumento de confiabilidad, mejor desempeño y mayor firmeza en ambientes rigurosos. Desde la fabricación hasta el monitoreo.

En el presente trabajo se ha optado por un método de producción en base al sistema de levantamiento artificial con motor eléctrico de fondo conocido también como Bombeo Electro sumergible con Cavidades Progresivas (ESPCP/ BESCP), es una tecnología innovadora instalada por primera vez en el Bloque 16, con la finalidad de producir crudos pesados con alto contenido de arena. La intención de este sistema (BESCP) es disminuir las exigencias de energía en la cara de la formación productora, y maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento provocando así, mayor afluencia de fluidos. Al ser un progreso notable de sistema de levantamiento

artificial en los últimos años, la bomba eléctrica sumergible de cavidad progresiva (BESCP) reúne ventajas tanto de la bomba eléctrica sumergible como la unidad de superficie de la bomba de cavidad progresiva.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar técnicamente la utilización del sistema de levantamiento artificial BESCP en el pozo DAIMI A-21, Ubicado en el Bloque 16 del Oriente Ecuatoriano.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los parámetros técnicos a considerarse para completar pozo DAIMI A-21, con el sistema de levantamiento artificial de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva.
- Diseñar el Sistema de las Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva para crudos pesados del pozo DAIMI A-21, con el fin de analizar técnicamente el desempeño operacional del sistema.
- Realizar un análisis Técnico comparativo entre los sistemas BES y BESCP instalados en el Campo DAIMI A, para analizar los beneficios que tendrá la utilización del sistema BESCP frente al sistema BES convencional.

MARCO TEÓRICO.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LA PRODUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS

Los sistemas de levantamiento artificial son mecanismos externos a la formación productora que permiten reducir los requerimientos de energía de la misma, con el objeto de levantar crudo y así maximizar la producción en pozos donde la presión de reservorio no es capaz de elevar el crudo a superficie. En el presente capítulo mencionaremos los sistemas de levantamiento artificial de cavidad progresiva, el sistema de bombeo electrosumergible y el sistema de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva implementado recientemente en el bloque 16.

2.1.1 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

La bomba por cavidades progresivas (PCP) fue inventada a finales de los años 20 por el Ingeniero Aeronáutico francés René Moineau, quien estableció la empresa llamada PCM POMPES S.A. para la fabricación de estos equipos.

Su funcionamiento está basada en la acción continua de una bomba de cavidades progresivas forma tornillo sin fin, cuyas exigencias de potencia son suministrados por un motor eléctrico de superficie, la transferencia de energía a la bomba se da a través de un eje y/o varillas que mantienen la comunicación entre el motor y la bomba desde la superficie hasta el subsuelo. (OilProduction)

Esta bomba es del tipo de desplazamiento positivo, el funcionamiento se basa en el principio del tornillo de Arquímedes para trasladar los fluidos desde subsuelo hasta la superficie, los componentes principales son un

rotor metálico y un estator cuyo material es elastómero, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles.

El crudo es desplazado en forma continua entre los filamentos de tornillo del rotor y desplazado axialmente mientras que el tornillo rota. Transfiere energía mediante rotación del motor eléctrico que genera el movimiento mecánico rotacional de la bomba de desplazamiento positivo.

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es mixto, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional en dirección opuesta alrededor del eje del estator.

La geometría del conjunto es tal que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se mueven axialmente desde la base del estator hasta la descarga por succión. De manera que se tiene un desplazamiento positivo en cavidades progresivas.

Constituyen en una alternativa técnicamente apropiada para la evaluación del potencial de pozos o como optimización y reducción de costos cuando la bomba es usada en pozos de crudos medianos y pesados; de bajas a medianas tasas de producción, en la producción de crudos arenosos, muy viscosos, pozos verticales, altamente desviados y horizontales y pozos con alto contenido de agua.

En general, el sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas es una alternativa económica y confiable que maneja varios de los problemas presentados por distintos métodos de levantamiento artificial.

Las bombas de cavidad progresivas están integradas por dos secciones de equipos: Equipos de Superficie (transformador y variador de frecuencia VSD); y Equipos de Subsuelo (rotor, estator, elastómero, eje flexible, sello, caja reductora y motor eléctrico). (Hirschfeldt, Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, 2008)

2.1.1.1 Equipos de superficie

Los accionamientos de superficie para los sistemas de bombeo por cavidades progresivas se han desarrollado desde pequeñas unidades de velocidad fija hasta sofisticados sistemas protegidos mecánica y eléctricamente, con capacidades de supervisión y control a distancia.

Las unidades de velocidad fija se distinguen por ser obligatorio el cambio de poleas y correas para variar la velocidad consiguiendo cambios sensatos en esta variable con los inconvenientes de contar con un número limitado de combinaciones, no obtener las “revoluciones exactas” requeridas según el diseño y además requerir de inventarios de poleas, correas y demás accesorios. (Franco, 2010)

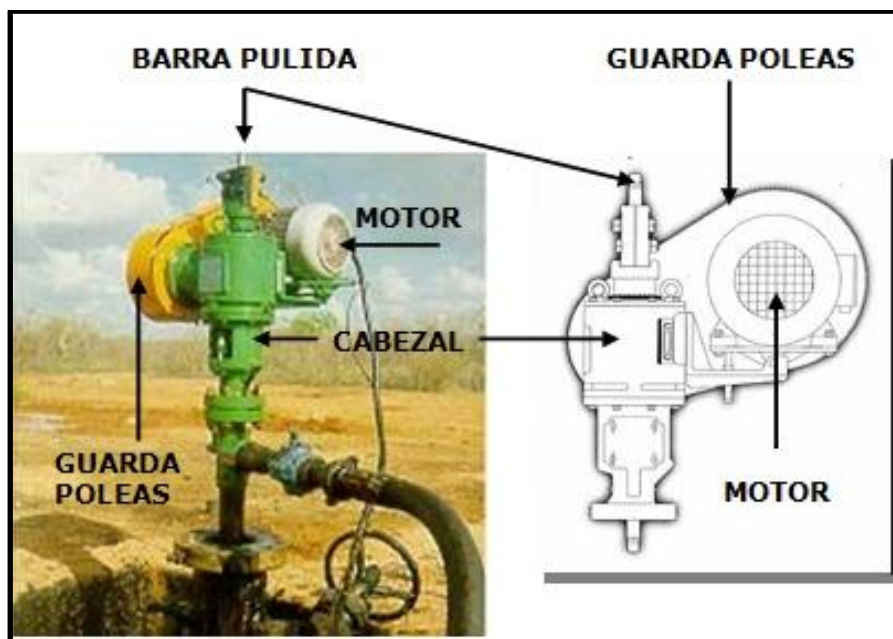


Figura 1. Fotografía del equipo de superficie de poleas y correas.
(Chacín, 2003)

En este tipo de sistemas, la relación de transmisión total viene dada por la relación de transmisión de la caja reductora en sí, multiplicada por la relación de transmisión del conjunto correa poleas que acopla el motor a la

caja. En este caso la velocidad se varía cambiando la polea del motor, y de este modo la relación de transmisión. (Chacín, 2003)

Los componentes de superficie se dividen en tres sistemas que son:

- Cabezal de rotación
- Sistema de frenado. .
- Sistema de Transmisión.

2.1.1.1.1 Cabezal de Rotación

Equipo de accionamiento mecánico ubicado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes y cumple con las siguientes funciones básicas:

- Es un soporte para las cargas axiales originadas por el peso de la sarta de varillas sumergida en el fluido del reductor y la causada por el diferencial de presión que eleva la bomba es soportada por medio de rodamientos cónicos ubicados en el cabezal de rotación.
- Evitar o retrasar el giro inverso de la sarta de Varillas, ya que puede causar averías en la caja reductora del motorreductor o motovariador, daños en el motor eléctrico al actuar como generador y podría hasta causar el desenrosque de las varillas.
- Salvaguardar el medio ambiente incomunicando los fluidos del pozo, por medio de un conjunto de sellos que separan el eje de rotación del cabezal de producción.

Tolerar el accionamiento electro-mecánico (para algunos modelos). Según el caso sobre el cabezal de rotación se ubica o bien el motovariador o el motorreductor.

➤ Motovariadores Mecánicos

En este sistema el acople entre motor y caja reductora no es directo se realiza a través de un conjunto “variador de velocidad” formado por correas y poleas de diámetro variable, el cual cumple con la función de permitir el

cambio de velocidad de rotación sin requerir la parada del equipo ni el cambio de componentes. Los equipos donde se instalan los motovariadores tienen la posibilidad de ser ajustados en un rango de velocidades desde 50 R.P.M. hasta 400 R.P.M.

➤ **Motorreductores**

Por lo general en la práctica el rango de trabajo de las BCP es de 40 a 350 R.P.M. Al girar los motores eléctricos a una velocidad nominal y fija de aproximadamente 1800 R.P.M. (motores de 4 polos), es obligatorio contar con una caja reductora de una relación de transmisión ajustada para llevar la rapidez angular del motor a velocidades más próximas a la solicitada por la bomba, además de ser el componente que suministrará el torque requerido por el sistema.

En cuanto al cambio de velocidad de operación de la bomba (R.P.M.), la optimización de la producción y la declinación en la vida productiva de un pozo, hacen que se requiera de ajustes de esta variable; por lo tanto, y al ofrecer el motorreductor una velocidad constante, es necesario contar con un sistema que permita variar las R.P.M. de la bomba, para realizar esta tarea se utilizan los variadores de frecuencia.

➤ **Variadores de Frecuencia**

Estos equipos son usados en conjunto con los motorreductores y con los equipos de polea-correa en los cuales la velocidad es constante para ofrecer la flexibilidad del cambio de velocidad en muy breve tiempo y sin recurrir a modificaciones mecánicas en los equipos.

Los variadores de frecuencia son usados para brindar comodidad al cambio de velocidad en corto tiempo y sin recurrir a modificaciones mecánicas en los equipos. El Variador de frecuencia rectifica la corriente alterna solicitada por el motor y la modula electrónicamente originando una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente. Al variar la frecuencia, varía la velocidad de rotación ya que ambas son proporcionales, finalmente al variar la velocidad de operación, cambia la producción.

2.1.1.1.2 Sistema de Frenado

Una de las funciones primordiales del cabezal es la de frenado que demanda el sistema. Cuando un sistema de Bombeo por Cavidad Progresiva está en funcionamiento, una cantidad significativa de energía se almacena en forma de torsión sobre las varillas.

Si el sistema se para bruscamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía realizando el giro de forma opuesta para liberar torsión. Adicionalmente, a esta rotación inversa se le suma la ocasionada debido a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular, en el momento de la parada.

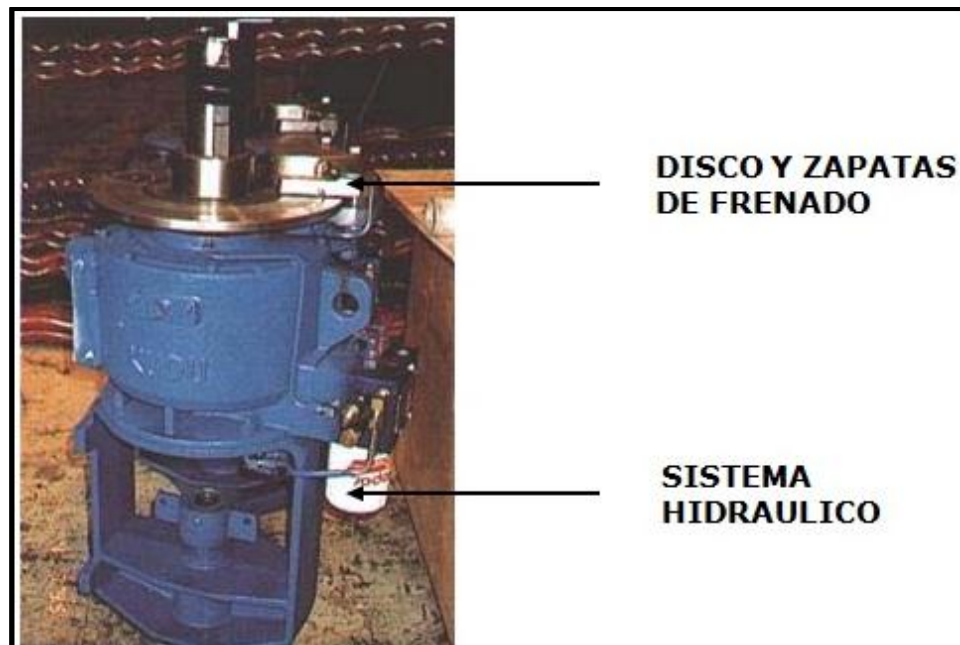


Figura 2. Fotografía del Cabezal VH-100HP. Sistema de frenado.
(Chacín, 2003)

Durante ese proceso de marcha inversa, se puede obtener velocidades de rotación muy altas. Al perder el control de la marcha inversa, las altas velocidades podrían causar severos daños al equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas y hasta la rotura violenta de la polea el cabezal.

➤ **Freno de accionamiento Hidráulico**

Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj (operación de una BCP). Es muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción.

➤ **Freno de accionamiento por fricción**

Compuesto tradicionalmente de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulicamente o mecánicamente cuando se ejecuta el giro a la inversa.

2.1.1.1.3 Sistema de Transmisión

Se le conoce el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Existen tres tipologías de sistema de transmisión que son utilizados generalmente: sistema con poleas y correas flexibles, sistema de transmisión a engranajes, Sistema de transmisión hidráulica.

2.1.1.2 Equipos de subsuelo

2.1.1.2.1 Rotor

Consiste en una pieza interna conformada por una sola hélice con un área de sección transversal redondeada, tornada a precisión.

Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente. Suspendido y girado por las varillas, es la única pieza que se mueve en la bomba. Se conecta a una sarta varillas de bombeo las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie (accionamiento o impulsor).

2.1.1.2.2 Estator

Consiste en un tubo de acero donde se adhiere una hélice doble interna y moldeado a precisión, hecho de un elastómero sintético. En el estator se

encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que sirve para sostener el rotor y a la vez es el punto de partida para el espaciamiento del mismo.

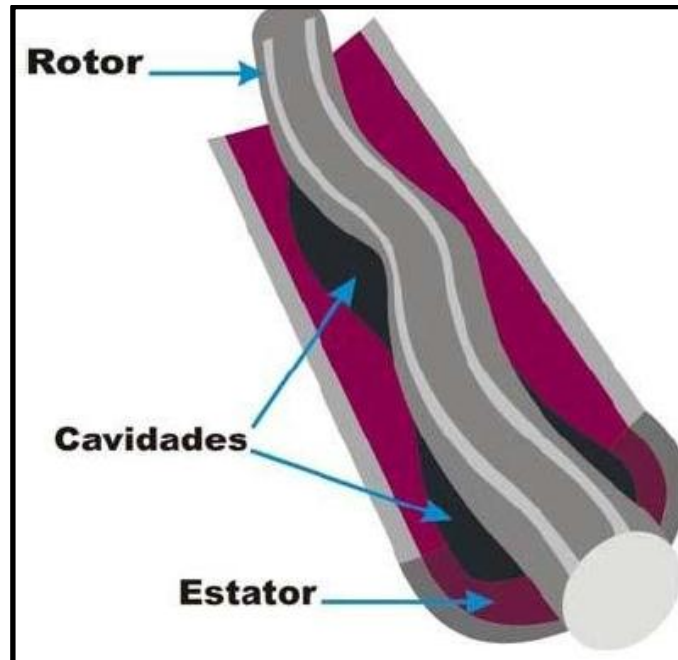


Figura 3. Rotor y Estator de la Bomba de Cavidades Progresivas.
(Petrolera L. c., 2009)

2.1.1.2.3 Elastómero

Se trata de una goma en forma de espiral que puede ser estirado varias veces su longitud original teniendo la capacidad de recobrar rápidamente sus dimensiones una vez que la fuerza es removida y está pegada al estator. Pero a su vez es el elemento más delicado de la Bomba de Cavidades Progresivas. Los principales elastómeros que se usan en la industria petrolera son el caucho de nitrilo butadieno NBR (nitrile butadieno rubber), cadenas poliméricas de butadieno y acrilonitrilo (ACN).

2.1.1.2.4 Centralizador

Tiene alta utilidad en especial para proteger las partes del sistema sin embargo puede ser un componente adicional. Situado en la tubería con el propósito de minimizar el efecto de variaciones y a la vez para centralizar la bomba dentro de la tubería de producción

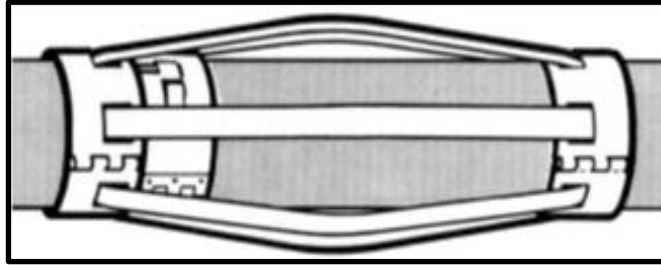


Figura 4. Centralizador.
(Morao, 2011)

2.1.1.2.5 Sarta de varillas

Conjunto de varillas unidas entre sí por medio de cuplas. La sarta está dispuesta desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de la tubería de producción, usándose diámetros reducidos y en consecuencia cuplas reducidas, de manera, de no raspar con el tubing.

2.1.1.2.6 Niple De Paro

Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator, consiste en un tubo de pequeña longitud. Sirve de pulmón al estiramiento de las varillas, con la unidad funcionando y Hace de Tope al rotor en el momento del espaciamento, para que el rotor tenga el espacio suficiente para trabajar correctamente.

Los más usuales son los de rosca doble, con una rosca hembra en su medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torsión o cualquier otro elemento. A la vez el centro de la misma hace de tope con el rotor, durante el espaciamento.



Figura 5. Niple de Paro
(Ibañez, 2011)

2.1.1.2.7 Niple Intermedio o Niple Espaciador

Permite el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cupla o disminución de conexión al trozo largo de maniobra o a la última varilla, cuando el diámetro de la tubería de producción no lo permite. En este caso es imprescindible su instalación.



Figura 6. Niple Intermedio
(Ibañez, 2011)

2.1.1.2.8 Niple De Maniobra

Cuando se coloca una varilla, debido a su largo y al movimiento excéntrico del rotor que se comunica directamente a ella, tiende a doblarse y rozar contra las paredes de la última tubería de producción. El trozo de maniobra, al ser de menos de la mitad del largo de la varilla, se dobla menos o no se dobla, dependiendo de su diámetro. Es muy importante instalar un trozo de esta medida inmediatamente por encima del rotor, en lugar de una varilla, cuando gira a velocidades superiores a las 250 RPM.

2.1.1.2.9 Ancla de Torsión

Es el elemento de la columna donde el esfuerzo de torsión es mayor, no siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades y bajas profundidades no se tienen torques importantes y no se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos.

Evita el desprendimiento de la tubería de producción, el ancla de torsión evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenrosque, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator.

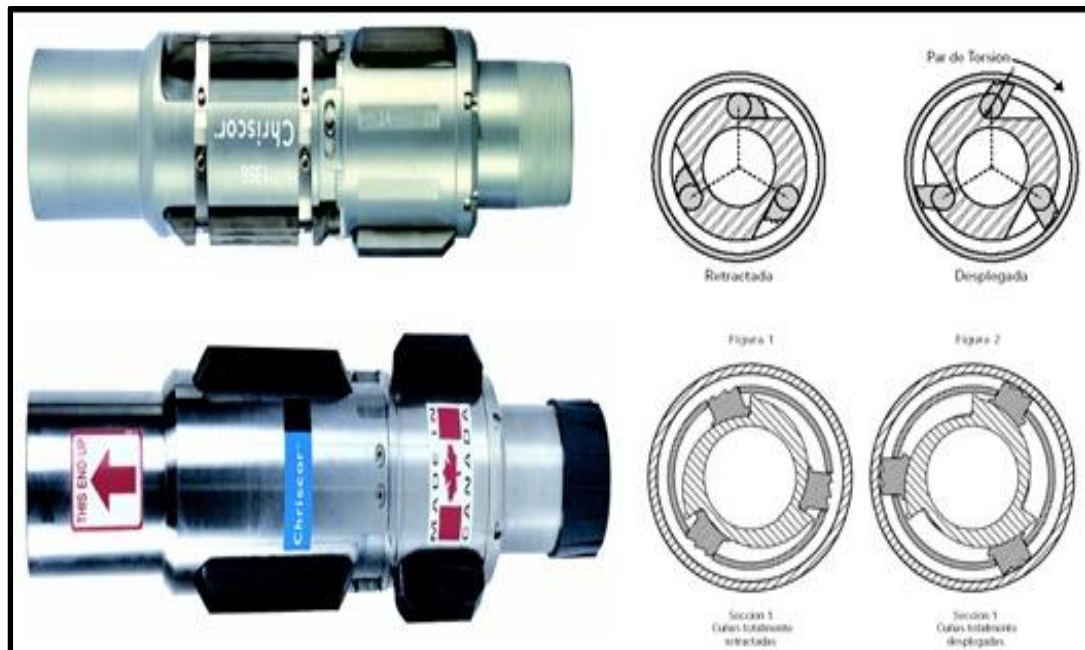


Figura 7. Ancla de Torsión
(Ibañez, 2011)

2.1.1.2.10 Niple Asiento

Es una pequeña unión sustituta que se corre en la sarta de producción. Permite fijar la instalación a la profundidad deseada y realizar una prueba de hermeticidad de cañería.

2.1.1.2.11 Mandril A Copas

Permite fijar la instalación en el niple de asiento y produce la hermeticidad entre la instalación de tubería de producción y el resto del pozo.

2.1.1.2.12 Zapato probador de hermeticidad

En caso de ser necesaria su instalación se debe poner siempre arriba del niple intermedio. Para poder probar toda la cañería y además como su diámetro interno es menor que el de la tubería de producción no permite el paso de centralizadores a través de él. Para algunas medidas de bomba, no se puede utilizar, porque el pasaje interior del mismo es inferior al diámetro del rotor impidiendo su paso en la bajada.

2.1.1.2.13 Caño Filtro

En el caso de una rotura de estator con desprendimiento de elastómero Se utiliza para evitar, trozos de tamaño regular del mismo, pueden estar dentro del espacio anular. Cuando es cambiada la instalación de fondo, estos pedazos de elastómero podrán ser recuperados con equipo especial y no permanecerán en el pozo donde se corre el peligro que sean admitidos nuevamente por la bomba.

2.1.1.2.14 Ancla de Gas

Es el nombre que comúnmente se emplea para referirse a los separadores estáticos gas-líquido de fondo de pozo. La eficiencia volumétrica del PCP, al igual que la de otros tipos de bombas, es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre en su interior, sin embargo, las anclas de gas no son 100% eficientes.

2.1.1.3 Principio de Funcionamiento

La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde la base del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

Las dimensiones del rotor y el estator están diseñadas de manera que producen una interrupción, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Cuando el rotor gira a dentro del estator, los alvéolos avanzan a lo largo del eje de la bomba sin cambiar de forma, tampoco de volumen lo que trasvasa el fluido desde la succión de la bomba hasta la descarga.

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en

dirección opuesta a su propio eje) en torno el eje del estator.

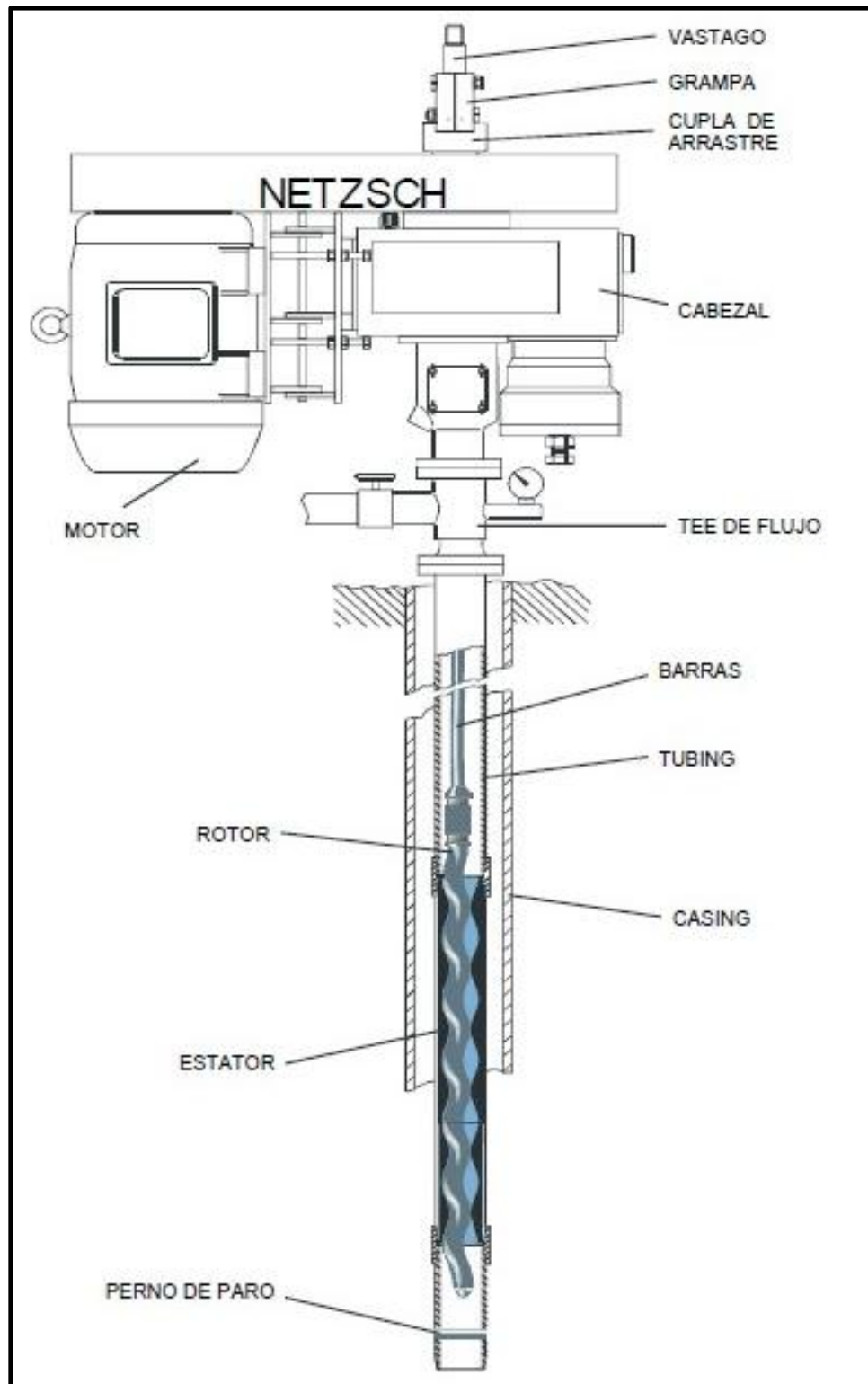


Figura 8. Diagrama de Sistema Convencional de Bombeo de Cavidades Progresivas (NETZSCH Oilfield Products GmbH, 2004)

2.1.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar grandes volúmenes de crudo con una alta eficiencia y reducción de costos, en yacimientos potencialmente rentables (o en su defecto con grandes perspectivas) y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo. (Petrolera L. C., 2009)

El bombeo electrosumergible produce el fluido de la formación a la superficie mediante acción rotacional de una bomba centrífuga de múltiples etapas sumergidas en el pozo a una determinada profundidad y accionada por energía eléctrica que se provee desde superficie. (Centrilift Baker Hughes, 2009)

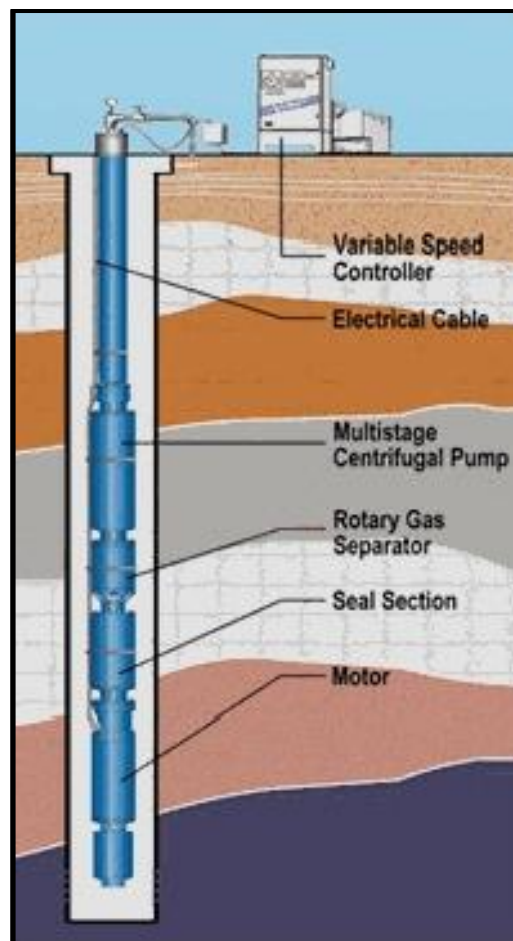


Figura 9. Diagrama del Sistema BES (Santamaría, 2010)

Este método de levantamiento tiene un alto grado de eficacia y es considerado económico para producir grandes cantidades de flujo a medianas y grandes profundidades, con variadas condiciones de pozos.

Tiene un rango de capacidad que va desde 200 a 40000 BPD, trabaja a profundidades entre los 7000 y 15000 pies, y su rango de eficiencia está entre 18 - 78% y puede ser usado en pozos tanto verticales como desviados o inclinados. (Petrolera L. C., 2009)

El sistema BES está compuesto por dos parte, uno de equipos superficie y equipos de fondo. (OilProduction)

2.1.2.1 Equipo de superficie

2.1.2.1.1 Generador de Potencia eléctrica

Estos generadores cambian la energía mecánica en energía eléctrica la cual se transmite a través del sistema de transmisión y de distribución. Estos equipos generan la potencia eléctrica requerida para el trabajo en fondo. El principal medio para la generación de la potencia eléctrica en un campo es un generador de corriente alterna AC.

2.1.2.1.2 Transformador

La energía eléctrica se distribuye generalmente a los campos petroleros en el voltaje intermedio (6,000 voltios o más). Puesto que el equipo BES funciona a voltajes entre 250 y 4000 voltios, se requiere la transformación de tensión. Los transformadores están disponibles en cualquiera de las tres unidades monofásicas o una configuración de tres fases. Los transformadores utilizados en el yacimiento son unidades autoventiladas llenos de aceite. Contienen un número importante de tomas de tensión secundaria que permite una amplia gama de tensiones de salida. Esto es obligatorio con el fin de ajustar la tensión de la superficie para tener en cuenta el cable de caída de tensión que se produce debido a la configuración profundidades.

➤ **Transformador Reductor (SDT)**

Se encarga de reducir el voltaje de la línea de alta tensión al voltaje solicitado en la entrada del variador de velocidad o del controlador, si se tiene un generador no es necesario emplear el transformador reductor SDT.

➤ **Transformador Elevador (SUT)**

Se encarga de aumentar el voltaje que sale del controlador de frecuencia al voltaje nominal solicitado por el motor para que opere eficientemente.

2.1.2.1.3 Variador de frecuencia

Un variador desempeña iguales funciones de un arrancador, pero adicionalmente tiene la destreza de manejar frecuencias variables. El controlador de velocidad variable usa dispositivos electrónicos para variar la frecuencia de entrada de 60 Hz y cambiarla a una frecuencia que puede oscilar entre 30-90 Hz. Esto permite utilizar la bomba a diferentes velocidades y producciones manteniendo una alta eficiencia en el sistema. La manipulación de la frecuencia de entrada al motor permite cambiar la velocidad del equipo de fondo y por ende el rendimiento y rango operacional del sistema de levantamiento BES. Adicionalmente permite un arranque progresivo (suave) en la operación de este tipo de sistemas de levantamiento

2.1.2.1.4 Caja de venteo

Permite acoplar el cable suplidor de energía del equipo de superficie con el cable de potencia al motor. Se puede ventear a la atmósfera el gas que fluye a la superficie a través del cable, evitando con esto, que llegue al panel de control, lo cual ocasionaría una explosión.

2.1.2.2 Equipo de fondo

2.1.2.2.1 Motor

Los motores utilizados en bombeo electro sumergible pueden ser motores de inducción, trifásicos, tipo jaula de ardilla y dos polos. Está diseñado de acuerdo a los requerimientos de potencia de cada etapa, el gradiente de fluido y la cabeza total dinámica a levantar. Estos motores son llenados con aceite mineral altamente refinado y con alta resistencia dieléctrica para soportar las condiciones a las cuales es sometido.

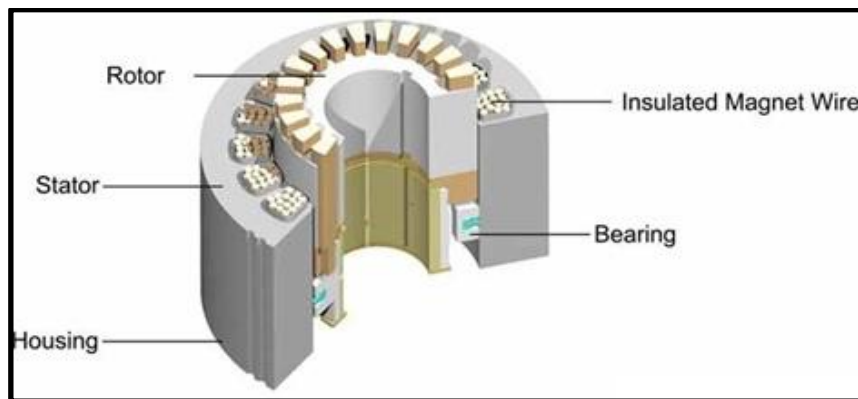


Figura 10. Partes del motor BES
(Centrilift Baker Hughes, 2009)

Los motores trifásicos tienen tres bobinas separadas de cable, conocidos como devanados, uno para cada fase, distribuida uniformemente alrededor de la circunferencia interior de una pila cilíndrica de laminaciones de acero. El housing con bobinados y laminaciones se conoce como el estator.

2.1.2.2.2 Cable de Potencia

Es uno de los elementos más importantes y delicados del sistema BES. Su función es transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor y transmitir las señales de presión y temperatura registradas por el sensor de fondo a la superficie.

2.1.2.2.3 Sello Protector

El sello se conecta el eje del motor a la bomba o al separador de gas. Entre sus funciones principales está el evitar que el fluido del pozo

contamine el fluido dieléctrico del motor, absorber esfuerzos que transmite el eje de la bomba.

2.1.2.2.4 Bomba Centrífuga

Está conformada por un número determinado de etapas, cada etapa permite bombear una cantidad de fluido de acuerdo con el diseño de la misma, el número de etapas necesarias a utilizar depende del caudal que se quiera levantar. Cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor estacionario, los cuales le dan la energía al fluido.

Entre los elementos complementarios del sistema están el separador de gas, válvulas cheque y bleeder, centralizadores, protectores de cable, herramienta en Y, conectores eléctricos y sistema de inyección de líquidos. (Baker Hughes Centrilift, 2007)

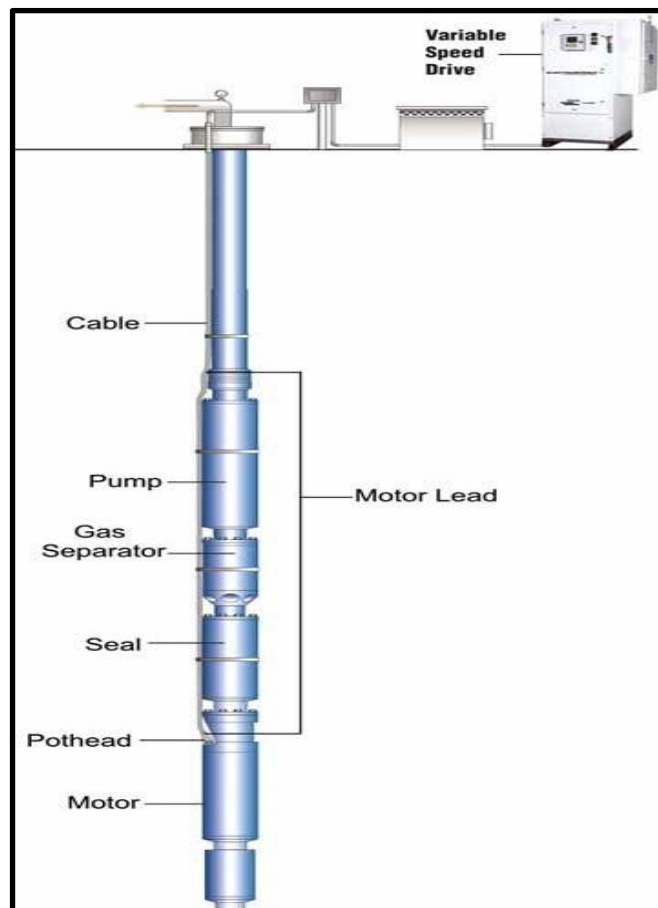


Figura 11. Equipo de Superficie y de Fondo del Sistema de Bombeo Electrosumergible. (Centrilift Baker Hughes, 2009)

2.1.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON CAVIDADES PROGRESIVAS BЕСP

El sistema de bombeo electro sumergible con cavidades progresivas BЕСP Es similar al método de bombeo electro sumergible convencional, la única diferencia es que en lugar de una bomba centrífuga multietapa va instalado con una bomba de cavidad progresiva. Esta tecnología combina las ventajas de la aplicación PCP con la confiabilidad de los motores BES.

El desgaste mecánico entre la sarta de varillas y la tubería ha sido un problema característico en pozos desviados. La tecnología BЕСP suprime las varillas y propaga el rango de trabajo de los sistemas PCP, particularmente en pozos horizontales o desviados. En aplicaciones de fluidos muy viscosos, la eliminación de sarta de varillas alberga una zona de mayor flujo en la tubería de producción, disminuyendo las pérdidas de flujo y aumentando la eficiencia del sistema.

El sistema BЕСP contiene en el sistema de fondo, una caja reductora (GRU), que se incorpora en el sistema para reducir la velocidad del motor para la operación y aumenta el torque suministrado a la bomba PCP. El motor utilizado para manejar el GRU es el mismo que se utiliza en un sistema convencional BES. Incluye un eje flexible, una bomba PCP, una sección de sellos y la conexión a superficie a través de un cable.

El desarrollo de los sistemas artificiales de producción híbridos busca darle solución a las desventajas que presenta la implementación de un sistema convencional, ya que los sistemas híbridos tienen un rango de aplicación más amplio y pueden trabajar bajo condiciones severas de producción de manera más eficiente.

La bomba de cavidades progresivas impulsada con motor electrosumergible forma parte del sistema artificial de producción híbrido conocido como BЕСP, este sistema es una buena opción en aplicaciones abrasivas y viscosas, ya que el uso del motor

electrosumergible ayuda a reducir de manera significativa las caídas de presión y los requerimientos de potencia. Esta combinación ofrece una mejor solución para aplicaciones severas de producción que la que proporcionaría el bombeo de cavidades progresivas o el bombeo electrocentrífugo sumergido convencional.

2.1.3.1 Principales características.

- Facilidad para manejar fluidos viscosos, solidos abrumados, con un diseño notablemente simple.
- Consumo Optimizado lo que permite la tasa de flujo máximo a la menor caída de presión.
- El sistema tiene alta eficiencia volumétrica lo que da como resultado un notable ahorro en gastos de operación.
- Sistema sin varillas lo que elimina el desgaste mecánico entre la tubería y las varillas en pozos horizontales y desviados.
- Diseño de doble engranaje planetario. Aumento de la fiabilidad y optimización del motor y velocidad de bombeo.

2.1.3.2 Equipos de superficie

2.1.3.2.1 Suministro Eléctrico en Superficie

Se requiere de una fuente de poder para alimentar eléctricamente el controlador en superficie y el variador de acuerdo a los KVA que se requieren para operar el equipo ESPCP (mínimo 50 KVA). En caso de utilizar un generador eléctrico, es muy importante que este sea apto para trabajar con variadores de frecuencia, esto con el objeto de poder sobrellevar los armónicos generados. El generador debe proporcionar 480 VAC trifásico en la salida. Si se utiliza una línea de electricidad,

usualmente el voltaje disponible es de mediana tensión (entre 13.2 a 34 KV).

2.1.3.2.2 Transformador SDT (Shift Down Transformer)

Este elemento es necesario si se utiliza un suministro eléctrico de mediana tensión. El objetivo es reducir el Voltaje de la línea de suministro a 480 VAC para alimentar el variador. Este componente usualmente es proporcionado por la operadora de acuerdo al suministro eléctrico que se disponga en campo (por ejemplo 13200-480 o 34500-480). Si se utiliza un generador, no se requiere de este componente.

➤ Variador de Frecuencia

Este elemento que nos permite controlar la frecuencia del motor de fondo Es decir la frecuencia fija de la onda de corriente alterna lo que permite mejorar las condiciones de arranque del motor de fondo y por consiguiente la producción del pozo. Este componente protege el sistema mediante la detección de condiciones cambiantes, como el flujo o la presión que podrían causar daños. Se pueden programar alarmas y limites en el variador, permitiendo cambios automáticos para optimizar la producción y las condiciones de operación.

2.1.3.2.3 Transformador SUT (Shift Up Transformer)

Este elemento se requiere para elevar el voltaje de salida del variador de 480V al voltaje requerido por el motor de fondo del equipo ESPCP (1100 a 4100 V).

2.1.3.2.4 Caja de Venteo

Permite la conexión eléctrica entre el equipo de superficie y el cable que proviene del equipo de fondo.

2.1.3.2.5 Skid

Se refiere a la instalación en superficie (caseta) en donde se instalan todos los equipos de superficie. Adicionalmente ofrece protección al equipo y ofrece suministro eléctrico para otros elementos de apoyo (por

ejemplo iluminación interna). El skid debe estar correctamente instalado sobre una planchada y con conexión a tierra.

2.1.3.2.6 Cable

El cable conecta el motor de fondo con el sistema de control de superficie y tiene varias configuraciones que se adaptan tanto a las propiedades del fluido como a la geometría del pozo. Se puede encontrar cable redondo y plano, el cable redondo tiene mejores propiedades eléctricas, pero hay casos en los que por cuestiones de espacio debido al diámetro del pozo se requiere utilizar cable plano para minimizar daños.

2.1.3.3 Equipo combinado de fondo

Este sistema combinado surge de la unión del bombeo de cavidades progresivas con el bombeo electrocentrífugo sumergido, con la finalidad de mejorar las condiciones operativas y económicas.

Por un lado los sistemas de bombeo electrocentrífugo sumergido son usados tradicionalmente para el manejo de alto volumen, pozos profundos, desviados u horizontales. Este tipo de sistema artificial presenta problemas en el manejo de arena y fluidos altamente viscosos y los problemas ocasionados por la aportación de arena son severos.

Las bombas de cavidades progresivas accionadas desde la superficie presentan limitaciones en la profundidad y en el flujo volumétrico, ya que la capacidad de torque de las varillas y las pérdidas en la línea de flujo ocasionadas por la sarta, coples y centralizadores afectan a dichos parámetros.

Es por esto que se plantea la combinación de estos sistemas, ya que la unión entre la bomba de cavidades progresivas y el motor electrosumergible proporciona una mejor solución para el manejo de alto volumen de fluidos viscosos que la que se obtendría con cualquiera de los sistemas convencionales de bombeo de cavidades progresivas o de bombeo electrocentrífugo sumergible. En una bomba de cavidades progresivas

convencional, el fluido producido viaja por el espacio anular formado entre la tubería de producción y la sarta de varillas. Pero en una bomba de cavidades progresivas accionada con motor electrosumergible, las pérdidas de flujo son más pequeñas debido a la eliminación de los coples, centralizadores y varillas.

2.1.3.3.1 Motor eléctrico sumergible

Es un motor bipolar como el empleado en el bombeo electrosumergible que gira a una velocidad de 3600 rpm, provee giro y torque al eje de la bomba, está especificado para una determinada potencia, voltaje, corriente y frecuencia, está constituido por rotores y cojinetes ensamblados a lo largo de un eje, insertado dentro de un estator bobinado, contiene aceite sintético para garantizar correcta lubricación de los cojinetes, para su correcta refrigeración, necesita de un flujo circulando a través de su diámetro exterior

El motor también puede ser de más polos para reducir su velocidad nominal a la mitad o a un tercio de la velocidad nominal de un motor bipolar. Sin embargo un aumento en el número de polos implica un incremento en la longitud rotor-estator del motor para conservar la misma potencia, para un motor de polos es necesario incrementar al doble la longitud mientras que para un motor de polos se requiere triplicar la longitud. El tamaño del motor depende de la potencia requerida para operar la bomba de cavidades progresivas, así como del tamaño de la tubería de revestimiento y de la temperatura de fondo.

El motor electrosumergible estándar usado en el bombeo de cavidades progresivas (ESPCP) consiste en un diseño de dos polos que opera a 3000 rpm a 50 Hz. Este motor es similar al motor eléctrico instalado para el bombeo electrosumergible ESP.

El bobinado del motor puede ser modificado para alcanzar las velocidades para 4 y 6 polos. El motor electrosumergible del sistema BESCP es capaz de soportar temperaturas de fondo de pozo de hasta 400 °F (204 °C). El motor utiliza para su funcionamiento un aceite de alta resistencia dieléctrica y

de propiedades lubricantes Especialmente dispuestos para este equipo y con capacidad de lubricar la caja de engranajes.

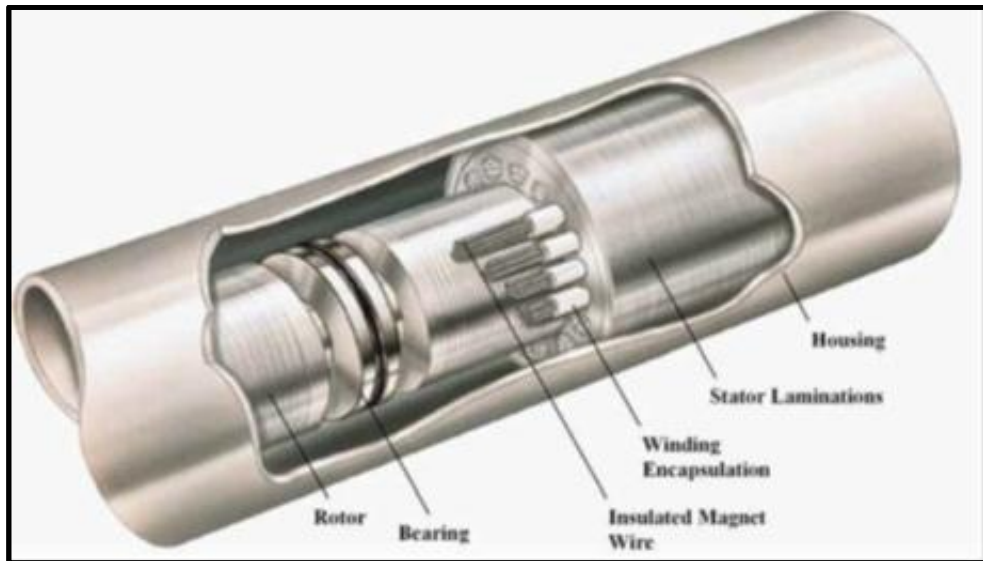


Figura 12. Corte Transversal del Motor ESPCP
(Centrilift Baker Hughes, 2009)

El sistema híbrido de bombeo de cavidades progresivas con motor electrosumergible representa una buena opción para mejorar la producción de aceites pesados a altos gastos y con cortes de agua y arena considerables.

2.1.3.3.2 Sección Sello

Previene que el fluido del pozo y contaminantes ingresen a la caja reductora y el motor, también permite que el aceite del motor y la caja reductora se expanda o contraiga, además iguala la presión interna del motor, la caja reductora y la presión del fluido en el pozo amortiguando el empuje generado desde la bomba.

2.1.3.3.3 Eje Flexible

Convierte la rotación concéntrica de la sección de sello a la rotación excéntrica requerida por la bomba de cavidades progresivas. Transfiere el empuje al sello y está diseñado para altas cargas radiales

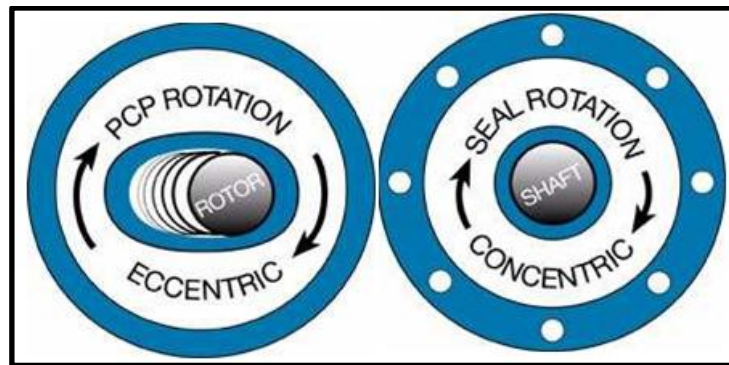


Figura 13. Eje Flexible para BESCP
(Baker Hughes Centrilift, 2007)

2.1.3.3.4 Cable de potencia de tres conductores

Es un cable que consiste de tres fases de conductores aislados individualmente, los cuales se cubren de un material protector así como por una cubierta y un blindaje que lo protegen del daño abrasivo, químico y mecánico. El cable de potencia transmite la corriente eléctrica necesaria para alimentar al motor de fondo, puede ser de geometría plana o redonda.

2.1.3.3.5 Bomba de cavidades progresivas

Una bomba de cavidades progresivas cuyo diseño y selección depende de las características bajo las cuales operara así como del gasto deseado a obtener.



Figura 14. Tipos de eje Flexible para BESCP
(Chacín, 2003)

A continuación se describe la importancia que tienen algunos parámetros en el funcionamiento de la bomba de cavidades progresivas:

➤ **Presión**

La capacidad de presión de una bomba de cavidades progresivas se encuentra en función del número de veces que las líneas de sello se repiten. Si la presión en una cavidad aumenta superando los límites de sello, las líneas de ésta se abrirán por la fuerza y el fluido se deslizará de una cavidad a otra a velocidades muy altas. El desplazamiento de la bomba de cavidades progresivas es función de la diferencial de presión generada a través de la bomba, de la viscosidad del fluido y del ajuste de compresión entre el rotor y el estator.

➤ **Viscosidad y cavitación**

Los fluidos de alta viscosidad resisten el desplazamiento entre las cavidades, lo que aumenta la eficiencia volumétrica de la bomba. El comportamiento del gasto de la bomba es más estable al trabajar con fluidos de alta viscosidad, es decir la pérdida de gasto entregado es menor que cuando se trabaja con un fluido de baja viscosidad, esto se debe a que con el aumento del incremento de presión en la bomba, el resbalamiento es menor en un fluido de alta viscosidad dado que no es tan fácil que fluya por las líneas de sello.

➤ **Abrasivos y desgaste de la bomba**

La característica principal que le da a la bomba de cavidades progresivas ventaja en el manejo de abrasivos es el uso del estator hecho de un elastómero, el cual gracias a sus características brinda un comportamiento favorable a la bomba frente a éste tipo de sustancias. Para condiciones abrasivas, la selección de la bomba implica la elección de una bomba que pueda producir el volumen deseado a una velocidad más baja que la velocidad interna de la bomba, esto con la finalidad de maximizar su vida útil.

La velocidad de la bomba, la cantidad y tamaño de la arena son los parámetros más relevantes en el desgaste de la bomba de cavidades progresivas.

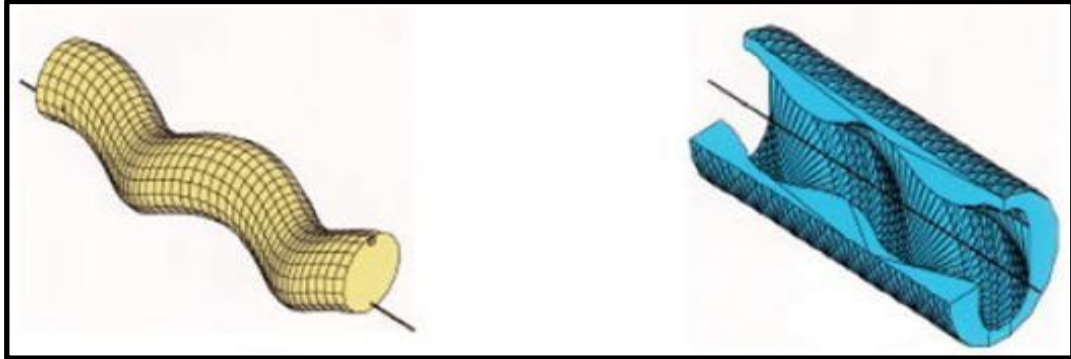


Figura 15. Diseño de Rotor y Estator Helicoidal ESPCP
(Chacín, 2003)

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor del eje del estator. Se forma una serie de cavidades cerradas debido a la combinación del movimiento de rotación con la geometría de la hélice y a la interferencia de ajuste entre rotor y estator. La sección transversal del rotor es circular (con los centros que se encuentran a lo largo de una trayectoria helicoidal).

Los centros de las secciones transversales del rotor se compensan con respecto al eje del rotor. Esto es lo que se conoce como excentricidad.

El estator está moldeado de un material elastomérico que se une permanentemente dentro de un tubo de acero. La sección transversal consta de dos semi-círculos conectados por dos líneas rectas paralelas. Los centros de los semi-círculos también se encuentran a lo largo de una trayectoria helicoidal. El diámetro interno es igual al del rotor.

➤ Geometrías

Existen distintas geometrías en bombas PCP, y las mismas están relacionadas directamente con el número de lóbulos del estator y rotor.

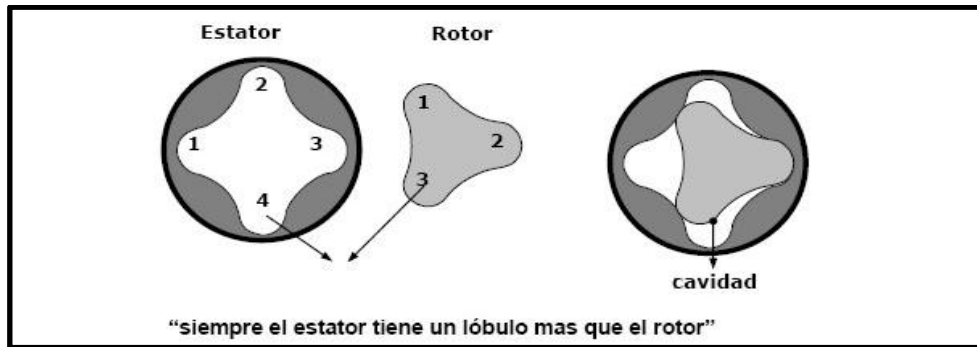


Figura 16. Geometría de la Bomba PCP

(Chacín, 2003)

La relación entre el número de lóbulos del rotor y el estator permite definir la siguiente nomenclatura:

Nº de lóbulos del rotor	3	}	Geometría 3:4
Nº de lóbulos del estator	4		

La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas.

Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

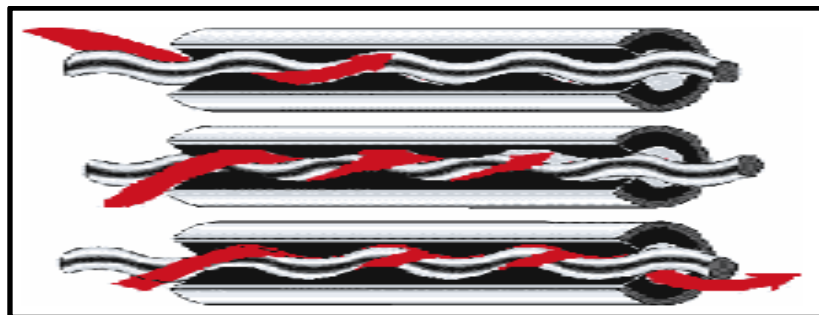


Figura 17. Geometría Cavidad Progresiva

(Chacín, 2003)

La geometría del sello helicoidal formado por el rotor y el estator están definidos por los siguientes parámetros mostrados en la figura siguiente:

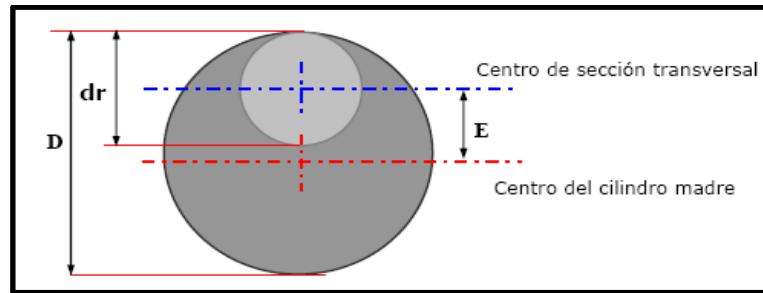


Figura 18. Parámetros de la Geometría Helicoidal (Chacín, 2003)

D: diámetro mayor del rotor (diámetro nominal)

dr: diámetro de la sección transversal del rotor

E: excentricidad del rotor

Ps: paso del estator (Long. de la cavidad = Long. de la etapa)

Pr: paso del rotor, cada ciclo de rotación del rotor produce dos cavidades de fluido. La sección de esta cavidad es:

$$A = 4 \times d \times E \quad [2.1]$$

El área es constante, y a velocidad de rotación constante, el caudal es uniforme. Esta es una importante característica del sistema que lo diferencia del bombeo alternativo con descarga pulsante. Esta acción de bombeo puede asemejarse a la de un pistón moviéndose a través de un cilindro de longitud infinita. La mínima longitud requerida por la bomba para crear un efecto de acción de bombeo es un paso, ésta es entonces una bomba de una etapa. Cada longitud adicional de paso da por resultado una etapa más.

El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud de la cavidad)

$$V = A \times P = 4 \times dr \times E \times Ps \quad [2.2]$$

En tanto, el caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación N

$$Q = V \times N = 4 \times dr \times E \times Ps \times N \quad [2.3]$$

La capacidad de la bomba PCP para vencer una determinada presión está dada por las líneas de sello hidráulico formados entre rotor-estator.

Para obtener esas líneas de sello se requiere una interferencia entre rotor/estator, es decir una compresión entre rotor y estator.



Figura 19. Fotografía de la Interferencia entre Rotor/Estator (Chacín, 2003)

➤ Elastómero

Son la base del sistema PCP en el que está moldeado el perfil de doble hélice del estator. De su correcta determinación y su interferencia con el rotor depende en gran medida la vida útil de la PCP. Es un elemento que puede ser estirado un mínimo de 2(dos) veces su longitud y recuperar inmediatamente su dimensión original. Para la selección del elastómero se toma muestras de fluido para de acuerdo al hinchamiento saber el adecuado para cada pozo. (Ver Tabla 1).

Parámetros de las propiedades requeridas para los elastómeros:

- Hinchamiento: del 3 al 7% (máximo).
- Dureza Shore A: 55 a 78 puntos.
- Resistencia a la tensión: Mayor a 55 Mpascal
- Elongación a la ruptura: Mayor al 500%
- Resistencia a la fatiga: Mayor a 55.000 ciclos
- Resistencia al corte: Mayor a 4 Kgrs/mm.

Características deseables en los Elastómeros son las siguientes:

- Posee buena resistencia química a los fluidos a transportar.
- Tiene buena resistencia térmica.
- La capacidad de recuperación elástica.
- Adecuadas propiedades mecánicas, especialmente resistencia a la fatiga.

Tabla 1. Limitaciones de los Elastómeros.

Nominación	Limitaciones
LT 2000	Hasta 25° API
	Hasta 180 °F
	40% de gas libre al Intake
LT 3000	0.03% H ₂ S
	15% CO ₂
	Hasta 35° API
	Hasta 250 °F
	40% de gas libre al Intake
LT4000	1% H ₂ S
	15% CO ₂
	Hasta 40° API
	Hasta 300 °F
	40% de gas libre al Intake
	1% H ₂ S
	15% CO ₂

(Baker Hughes Centrilift, 2009)

Los aspectos para una correcta selección de elastómeros son los siguientes:

- **Gravedad Específica del Crudo:** Típicamente crudos con grado API menores a 25° pueden ser manejados con elastómeros convencionales de nitrilo de la serie LT2000, mientras que crudos de mayor grados API requieren un elastómero más resistentes como el LT4000.
- **Contenido Aromático del Crudo:** Se recomienda: en crudos con

aromáticos ligeros con concentraciones menores al 1% ser operados por gomas de nitrilo convencionales como el LT2000, para concentraciones entre el 1 a 5% se recomienda el uso de un elastómero más resistente como el LT4000. Concentraciones mayores al 6% requerirían una consideración especial.

➤ **Corte de agua en el crudo:** Los elastómeros tienen una excepcional resistencia al agua de formación y de alguna manera se puede considerar que el agua actúa como un diluyente de los aromáticos más agresivos presentes en el crudo disminuyendo el poder de hinchazón de la mezcla bifásica del crudo, pero bajo largos periodos de tiempo y temperaturas altas puede causar problemas de hinchazón.

➤ **Contenido de H₂S y CO₂ en el crudo:** El H₂S causa un grado de rigor en los elastómeros de nitrilo debido a una reacción química con la estructura de la goma. Este gas causa el endurecimiento, contracción y finalmente ruptura del material. Para manejar concentraciones sobre las 300 ppm de este gas se recomienda el uso del elastómero LT4000.

El CO₂ causa el efecto opuesto en la goma de nitrilo del elastómero, mientras que el H₂S la endurece el CO₂ se difunde en la matriz de la goma causando hinchazón y suavizándola debido a una interacción física. Las concentraciones de CO₂ bajo las 20.000 ppm son consideradas bajas y pueden ser manejadas por la mayoría de elastómeros.

➤ **Temperatura de servicio:** Debido a que los elastómeros son componentes orgánicos, ellos muestran una limitada resistencia a la temperatura. Típicamente el límite de temperatura de trabajo para los elastómeros de las PCP es de 180°F para compuestos de goma de nitrilo comunes (NBR) y de 300°F para nitrilos hidrogenados (Ver Figura 20).

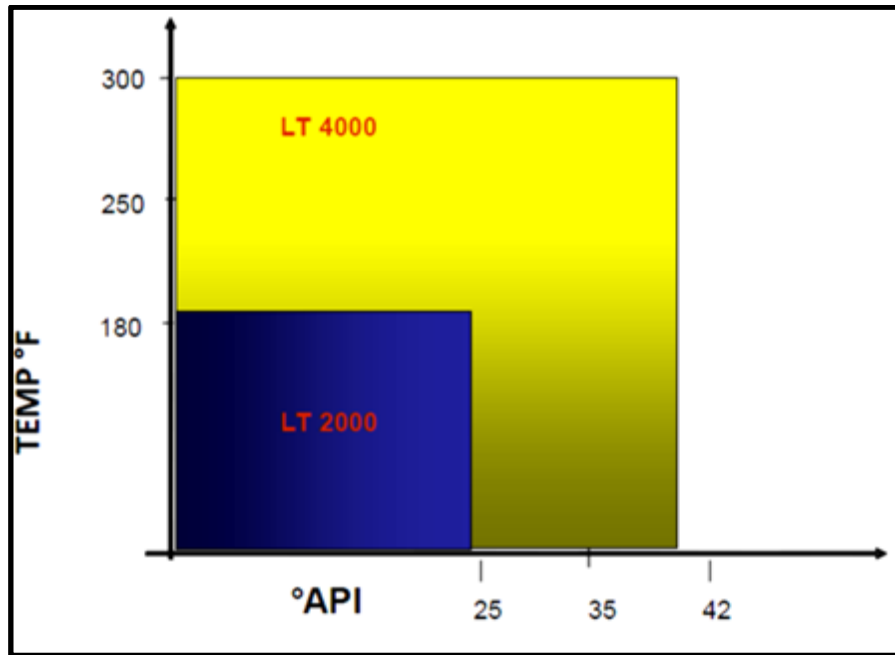


Figura 20. Selección de elastómeros en base a la temperatura y el grado API.
(Baker Hughes Centrilift, 2009)

➤ **Contenido de arena en el crudo:** Los crudos con mucha cantidad de arena requieren elastómeros con una excelente capacidad recuperación elástica que permita el paso de las partículas de arena a través del elastómero sin causar daño en la goma.

El contenido de arena y el tamaño de las partículas tienen una influencia en el desgaste del elastómero, usualmente contenidos de arena bajo el 1% son considerados bajos; entre el 1 y el 3% son considerados medios y sobre 3% altos.

2.1.3.3.6 Caja Reductora (GRU)

Este componente se utiliza debido a que los sistemas PCP giran más lento que los motores ESP. Los motores eléctricos estándar giran aproximadamente a 3600 rpm a 60 Hz, pero el rango típico de operación de las PCP está entre 100 a 500 rpm.

Su función es reducir la velocidad del motor electrosomergible a una velocidad adecuada para la bomba de cavidades progresivas. Además

utiliza aceite dieléctrico de alta resistencia y posee sistema de doble planetario, el cual puede reducir la velocidad de 9 a 11 veces las rpm originales. Este diseño permite retener más del 98% de la eficiencia del motor.



Figura 21. Caja Reductora.
(Baker Hughes Centrilift, 2009)

- Reducción 9:1
 - (60 Hz) 3500 RPM Entrada = 389 RPM Salida
 - (50 Hz) 2917 RPM Entrada = 324 RPM Salida
- Reducción 11.5:1
 - (60 Hz) 3500 RPM Entrada = 304 RPM Salida
 - (50 Hz) 2917 RPM Entrada = 254 RPM Salida

La GRU también cumple con otro requerimiento de la PCP y es proporcionar un mayor torque, necesario para superar el ajuste de interferencia entre el rotor y el estator. El diseño de la GRU permite la reducción de la velocidad y el aumento de torque de salida, permitiendo que el motor trabaje más fácil a lo largo de la vida útil del sistema.

La caja reductora instalada en el sistema BESCO es un equipo de diseño de Doble Planetario que permite tener una configuración de reducción de 9:1 (3:1 x 3:1) en la velocidad generada por el motor eléctrico, con el fin de alcanzar las revoluciones a las que opera la bomba BESCO.

Por ejemplo si se tiene a la entrada de caja reductora 2917 rpm a 50 Hz, se reducirán las revoluciones a 324 rpm a la salida; o al tener 3500 rpm a 60 Hz a la entrada, las revoluciones se reducirán a 389 rpm a la salida de la caja reductora. (Ver tabla 2)

La caja reductora utiliza para su funcionamiento aceite especial con propiedades dieléctricas y lubricantes. Esta caja reductora tiene una alta eficiencia de más del 98 % y un diseño de alta temperatura, por lo que puede soportar hasta 400 °F (204 °C).

Existen otras configuraciones de velocidad (Ver Tabla 2) de salida para motores de dos polos para 60Hz, 50 Hz y 30 Hz:

TABLA 2. Configuraciones de Velocidad

		60 Hz	50 Hz	30 Hz
15:01	=	233 rpm	194 rpm	116 rpm
9:01	=	389rpm	324 rpm	195 rpm
3:01	=	1,167 rpm	972 rpm	584 rpm

(Baker Hughes Centrilift, 2009)

La Tabla 3 se muestra las configuraciones de reducción en la velocidad generada por el motor eléctrico sumergible, con el fin de alcanzar las revoluciones a las que opera la bomba BESCO.

Tabla 3. Configuraciones para la reducción en la velocidad para una PCP

Frecuencia (Hz)	Motor Speed (rpm)	Gear Ratio	Pump Speed (rpm)
30	1750	11.5 : 1	152
40	2333	11.5 : 1	203
50	2917	11.5 : 1	254
60	3500	11.5 : 1	304
70	4083	11.5 : 1	355

(Baker Hughes Centrilift, 2009)

La siguiente figura 27, muestra la relación entre los HP a 389 rpm y los tamaños de casing, para las diferentes SERIES existentes (440, 525 y 675) de cajas reductoras.

A continuación se presenta una tabla de incremento de torque disponible para la bomba BESCP. (Ver Tabla 4).

Tabla 4. Incremento de torque disponible para la bomba Segunda función del mecanismo reductor

Motor Output Torque (ft lbs)	Gear Ratio	Gear reducer Output torque (ft lbs)
50	11.5 : 1	575
100	11.5 : 1	1150
150	11.5 : 1	1725
200	11.5 : 1	2300

(Baker Hughes Centrilift, 2009)

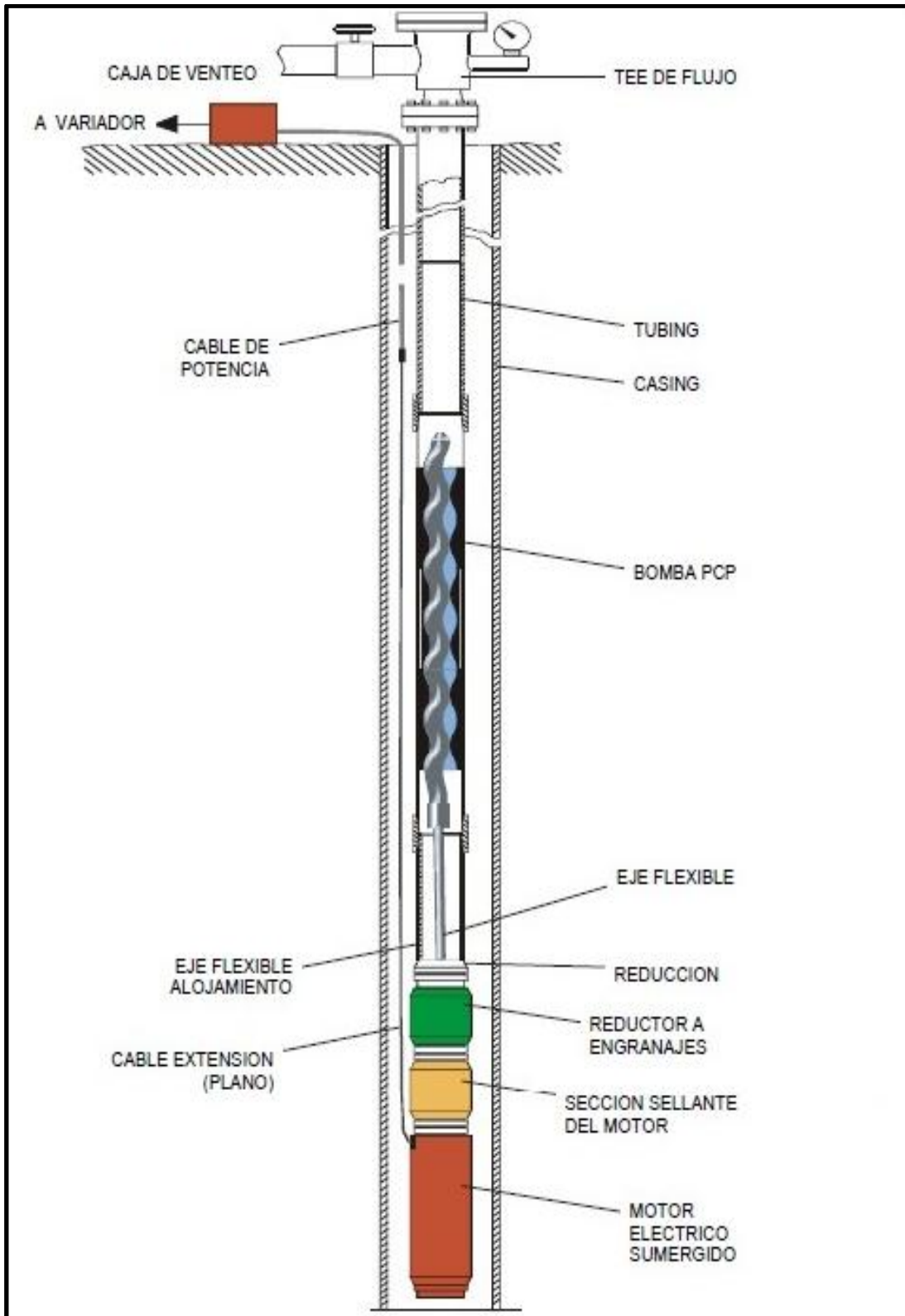


Figura 22. Diagrama de Sistema de Bombeo Electro sumergible de Cavidades Progresivas (NETZSCH Oilfield Products GmbH, 2004)

METODOLOGÍA

3 METODOLOGÍA

3.1 CARACTERIZACIÓN DEL BLOQUE 16

REPSOL –ECUADOR S.A., es una empresa hidrocarburífera que opera el Bloque 16 de la Región Amazónica Ecuatoriana, en cuya área de influencia directa se encuentra el Parque Yasuní, parte de la Reserva de la Biosfera.

En 1998, REPSOL adquiere los derechos de explotación y producción del Bloque 16 con una extensión de 220.000 ha, el bloque se implanta en pleno Bosque Húmedo Tropical, ocupando un 12 % del Parque Nacional Yasuní y un 22% de la Reserva Étnica Huaorani. Dentro del Bloque 16 las areniscas productoras de crudo son las areniscas Hollin, T, U inferior, U superior y M1 inferior, M1 superior. El petróleo se encuentra en trampas estructurales, en la areniscas Hollin, T y U y en trampas mixtas en la arenisca M1 superior o M1 “A”. Los yacimientos tienen una permeabilidad entre 1 y 10 darcies, una porosidad entre 16 y 28% y una viscosidad entre 20 y 150 cp a condiciones de reservorios. (Repsol, 2012)

3.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS DE FORMACIÓN DEL BLOQUE 16

El campo DAIMI (Bloque 16), evidencia esta subdivisión estratigráfica, mostrando yacimientos formados por areniscas depositadas en subambientes preferentemente fluviales (canales apilados), y marino somero o canales distributivos, en un ambiente de llanura de inundación.

A continuación se detalla un resumen de las principales productoras del Bloque 16:

3.2.1 ARENISCA BASAL TENA

Presenta facies de planicies de inundación, estas difieren de las de la Fm. Napo en su color rojizo, presenta nódulos carbonáticos en los paleosuelos pobremente desarrollados y ausencia de restos carbonosos.

Corresponde al depósito clástico o fragmentario encontrado en la base de la formación Tena, depositado aleatoriamente sobre la inconformidad que constituye el tope de la formación Napo en los bajos estructurales relativos encontrados al momento de su depositación. Se consideran depósitos de carácter fluvial de espesores delgados y que tienen bastante extensión areal. En el Bloque 16, la Basal Tena produce en los campos Amo y Daimi con una gravedad de 16° API.

3.2.2 ARENISCA “M-1”

En los rípios de perforación se la describe como una arenisca cuarzosa, hialina, transparente, translúcida, suelta, de grano medio a fino, ocasionalmente grano grueso, subangular a subredondeada, bien clasificada, no muestra cemento y matriz.

Al igual que la arenisca U, en su base está formada por depósitos de Cortejos de nivel bajo como son canales fluviales y barras (hacia el Este del bloque 16), seguidos de depósitos transgresivos de barras con influencia de mareas. Evoluciona hacia depósitos más finos y distales y termina con lutitas de medio marino somero en la parte superior.

3.2.3 ARENISCA “U”

En su base está constituida por rellenos de canales fluviales y barras que en algunos casos muestran la acción de las mareas (depósitos característicos de los cortejos sedimentarios de nivel bajo). La parte superior del intervalo U, está representado por depósitos retrogradantes de barras mareales a submareales, planicies de marea y shorface, (depósitos característicos del cortejo transgresivo). Al tope de este cortejo transgresivo se depositan los sedimentos más finos correspondientes a la superficie de máxima inundación MFS.

La descripción litológica del pozo DAIMI B17, la describe como arenisca cuarzosa, hialina, clara, café claro, transparente, predominantemente suelta, friable, grano fino a medio y en parte grueso, subangular a subredondeada, moderada selección, con matriz caolinítica y cemento calcáreo, ocasionalmente presenta inclusiones glauconíticas. Esta arenisca presenta manchas de petróleo, café oscuro a negro, no es visible la fluorescencia natural, la reacción con químico es rápida, correntosa, color amarillo blanquecino, no es visible el anillo residual. El show es calificado como pobre. En este ciclo, también se describe la presencia de carbón

En el Bloque 16, la arenisca "U" es un excelente reservorio en los campos del Sur, el petróleo entrampado es de un grado API promedio de 16.5°.

3.2.4 ARENISCA "T"

El intervalo de la arenisca "T" se localiza estratigráficamente entre las calizas "B" y "C" de la formación Napo. La arenisca es generalmente de origen fluvial (canales apilados) a la base, pasando por ambientes estuarino y marino transicional hacia el tope. Las areniscas en la base, generalmente, se presentan masivas, homogéneas y continuas; mientras que, los niveles superiores presentan geometrías complejas. En el Bloque 16, el mejor desarrollo se encuentra en los campos del Norte (Capiron y Tivacuno).

Estas areniscas inician sobre una superficie de discontinuidad producto del movimiento de la línea de costa hacia el interior de la cuenca. La primera regresión forzada (FR I), de acuerdo a la descripción de coronas y la asociación de facies (Bellosi et al 2005), comienza con una depositación de areniscas gruesas, correspondientes a canales fluviales y a barras con influencias de mareas (Daimi-01). El cortejo transgresivo, depositado sobre estos canales fluviales con influencia de mareas, está formado por: planicies lodosas sub mareales, intermareales, barras con influencia mareal y facies heterolíticas (Daimi-02).

En los ripios del pozo Daimi B17, se describe la secuencia T inferior 1 (FR) como arenisca cuarzosa, hialina, clara, transparente, translúcida, suelta, friable a moderadamente consolidada, de grano fino a medio, bien seleccionada, subangular a subredondeada, matriz caolinítica, no visible cemento, con inclusiones glauconíticas. No presenta hidrocarburos.

Por su parte la secuencia superior (Transgresiva) T inferior 2, se describe como arenisca cuarzosa, transparente, translúcida, suelta a friable, de grano predominantemente fino, subangular a subredondeada, moderada a buena selección, matriz caolinítica, no visible el cemento, con inclusiones glauconíticas. Muestra manchas de petróleo de color café oscuro, fluorescencia natural amarillo claro, rápido corte correntoso, anillo residual no visible. El Show se describe como pobre a regular.

El entrapamiento de hidrocarburos tiene un control estructural en las unidades básicas, mientras que en las unidades estratigráficas superiores el petróleo ha sido entrapado estratigráficamente. En el Bloque 16 existe entrapamiento en el campo Tivacuno, con un grado API promedio de 17.5°

3.2.5 ARENISCA HOLLIN

La formación "Hollín" está constituida por dos unidades estratigráficas, la superior y la inferior, conocida también como principal. Los yacimientos muestran una variedad de ambientes de depositación, variando de fluviales a marinos someros o plataformas someras relacionadas con cambios de nivel del mar. El reservorio de Hollín superior ha sido interpretado como depósitos marinos de poca profundidad presentando una geometría de gran complejidad. La arenisca Hollín inferior o principal es una arena fluvial homogénea, extendida y continua. La energía del yacimiento es dada por un acuífero infinito, el mecanismo de producción es por empuje de fondo.

Al Este del bloque 16, corresponde principalmente a canales fluviales con influencia de marea Hacia el Oeste, barras mareales a submareales,

planicies de marea y shorface., estos depósitos son característicos de Cortejos sedimentarios de nivel bajo (LST).

A estos depósitos le sobreyacen, depósitos de sedimentos finos de offshore, barras submareales a mareales, shoreface y en algunos pozos también por barras glauconíticas, característicos de Cortejos sedimentarios transgresivos.

Litológicamente la arenisca inferior (LST), según la descripción del pozo Daimi B17, se trataría de una arenisca cuarzosa hialina a blanca de grano medio a fino, subangular a subredondeada, bien seleccionada con matriz caolinítica, no visible cemento y con trazas de petróleo.

La arenisca de la secuencia superior, según el mismo pozo, sería cuarzosa, gris clara, transparente, translúcida, moderadamente consolidada friable a suelta, de grano fino a muy fino, subangular a subredondeada, bien seleccionada, matriz en parte caolinítica, cemento calcáreo, presenta inclusiones glauconíticas y trazas de petróleo.

El entrapamiento tiene un control estructural. El petróleo entrapado en este reservorio tiene una gravedad API que varía entre 19° y 23.9° API en el Bloque 16

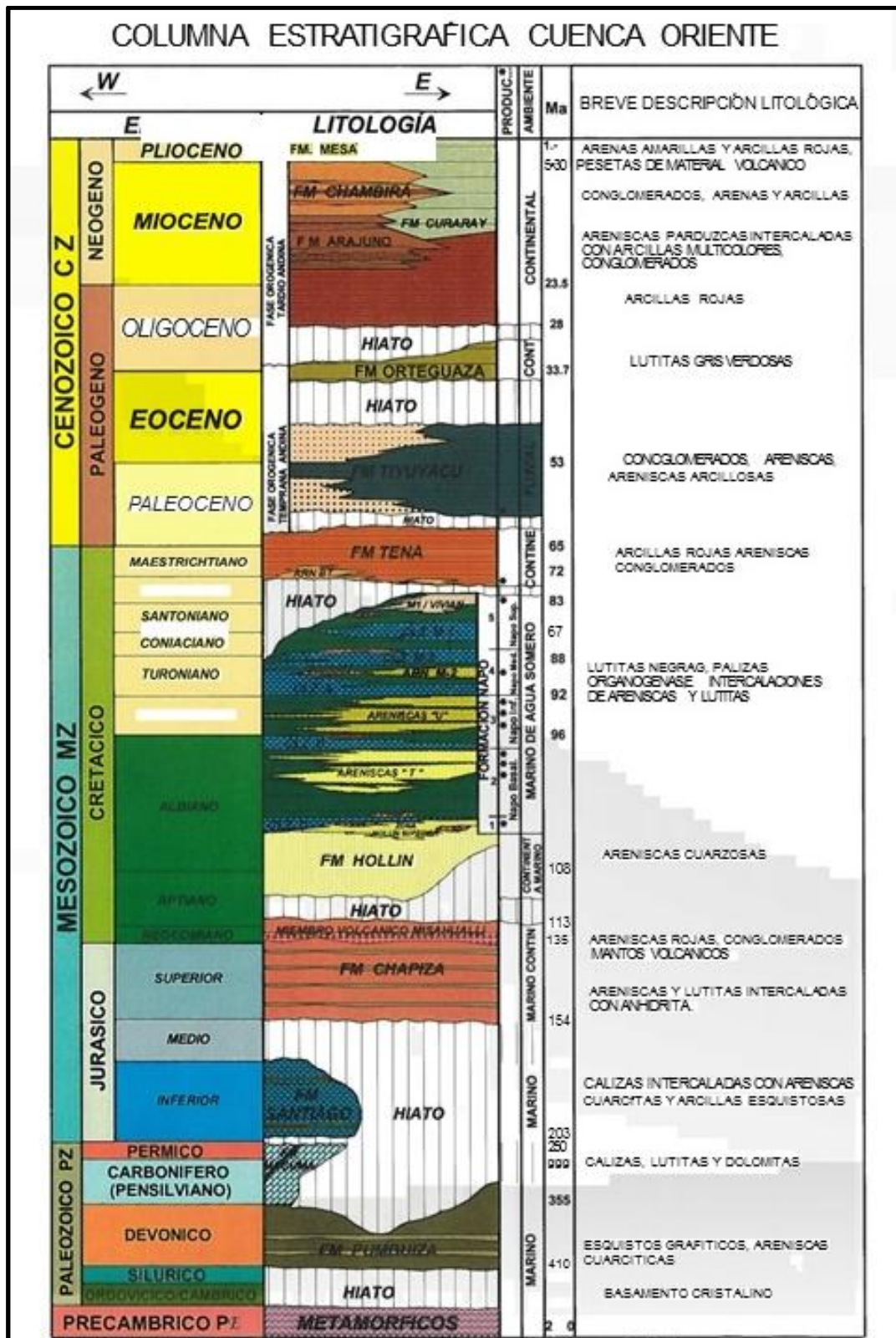


Figura 23. Columna estratigráfica para la Cuenca Oriente (ARCH, 2014)

3.3 CAMPO DAIMI

Locación de producción ubicada al Sur del Bloque 16 que explota el crudo que se ubica en el Campo DAIMI. La fecha de construcción de la misma fue en el año 2004 entrando en operación en el mismo año. La mayor parte de la producción de este pad se encuentra en las arenas M1 y U en esta última según los análisis realizados podemos decir que U es el estrato donde tenemos una cantidad muy considerable de agua que tiene que ser tomada en cuenta para el diseño de BESCP. (Repsol, 2012)

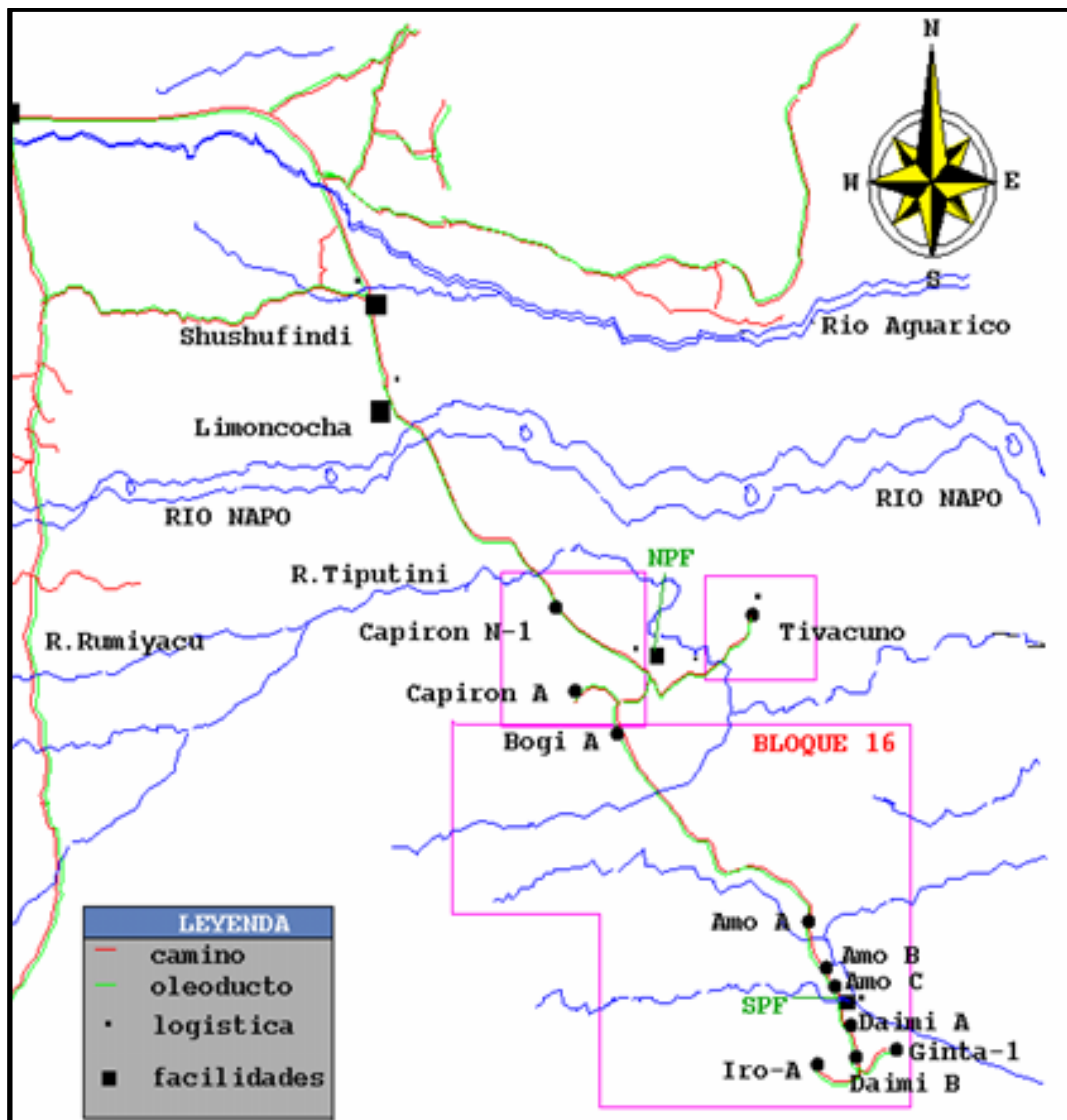


Figura 24. Ubicación del Bloque 16.
(ARCH, 2014)

3.3.1 GEOFÍSICA - GENERALIDADES.

El Campo DAIMI fue cartografiado por Minas y Petróleos en 1969, detallado por CEPE mediante sísmica 2D en 1980 y mediante perforación exploratoria fue descubierto por la compañía Conoco con la perforación del pozo DAIMI -1 (Abril de 1988), que determinó en los rípos de perforación y registros eléctricos y radioactivos la presencia de una columna de petróleo en los yacimientos Basal Tena y M1, U, T de la Formación Napo.

3.3.1.1 Ubicación del Well Pad DAIMI A

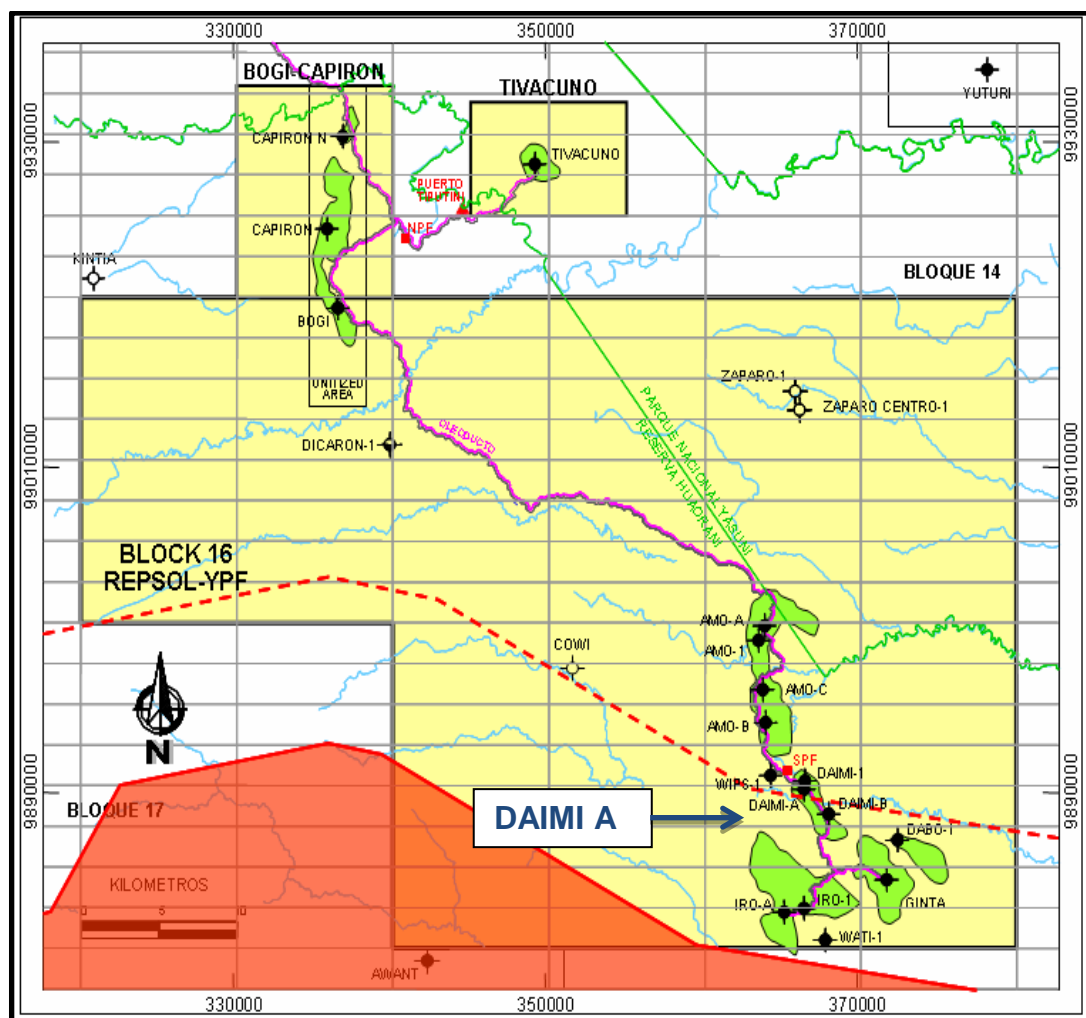


Figura 25. Plano de ubicación del Campo DAIMI A en el Bloque 16. (ARCH, 2014)

El well Pad DAIMI A con un área de 0.029 Km², se encuentra ubicado en el kilómetro 110 desde Pompeya sur y 2 kilómetros desde SPF.

El yacimiento T, fue probado en el pozo Daimi-1, en el cual se dispararon 13 pies en el intervalo 8735'-8748' MD (-8703,2 a -8716,2 SSTVD) que por reversa recuperaron 27.5 bls de 10.2 °API, y en el pozo Daimi-2, se probaron 23 pies en el intervalo 8725'-8748', MD (-8710 a -8730 SSTVD) que produjeron 259 BOPD de 14.3 °API y 2565 de Agua, utilizando una bomba Jet. (ARCH, 2014)

3.3.1.2 Interpretación Sísmica.

El propósito de la interpretación Sísmica fue la de definir, en tiempo doble y en profundidad la forma y cierre de la estructura Daimi a nivel de la arenisca Ti1.

Número de Kilómetros: 50 Km² (de 145 de Daimi-Ginta-Iro)

➤ Mapas estructurales

Los mapas estructurales en profundidad se elaboran aplicando el gradiente de velocidad media sobre el mapa en tiempo doble, y convirtiéndolo a un mapa en profundidad bajo el nivel del mar. (ARCH, 2014)

En general, el mapa en profundidad conserva la misma forma que el mapa estructural en tiempo.

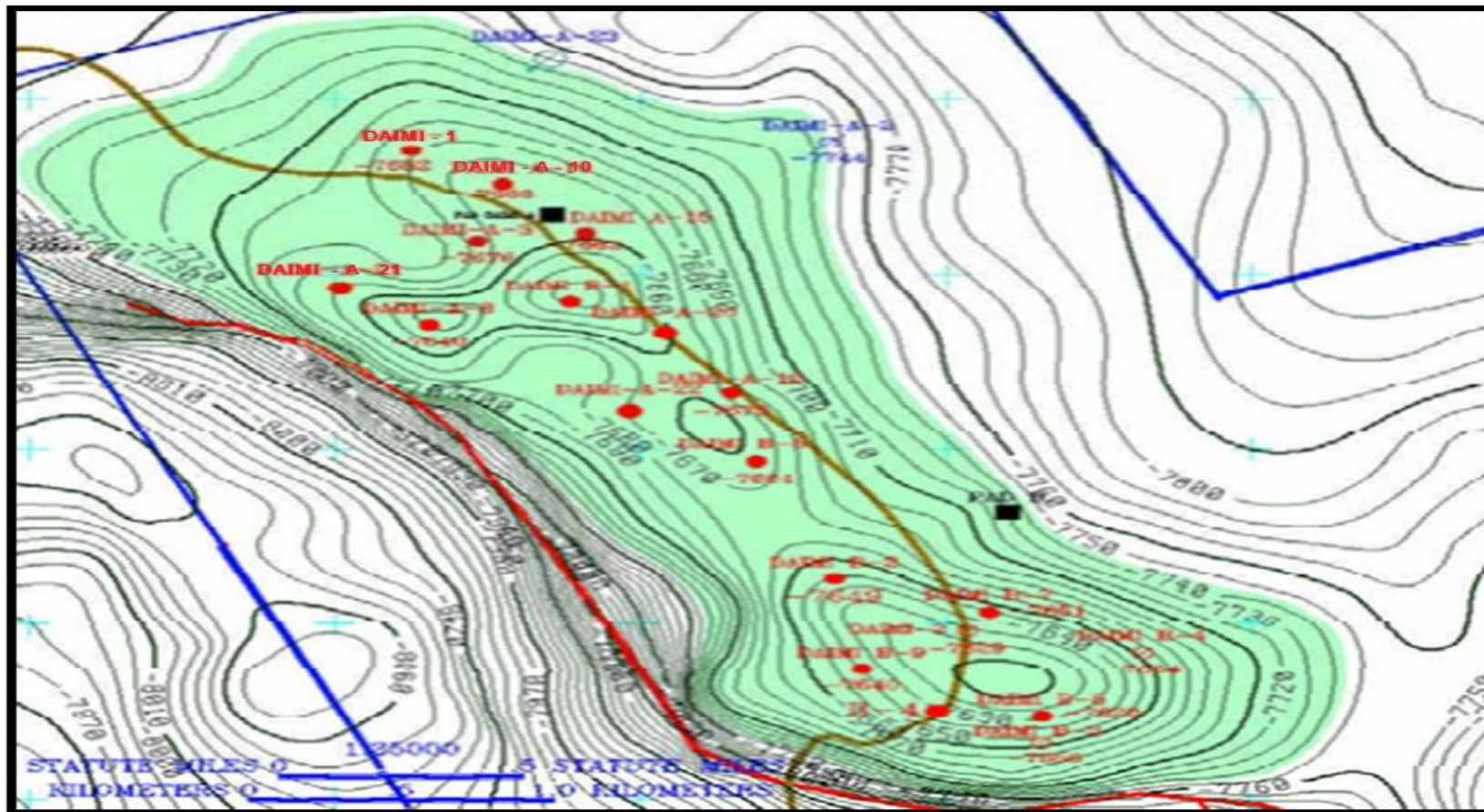


Figura 26. Ubicación del pozo DAIMI- A21 en el Mapa en profundidad Arenisca “U” INFERIOR.

(ARCH, 2014)

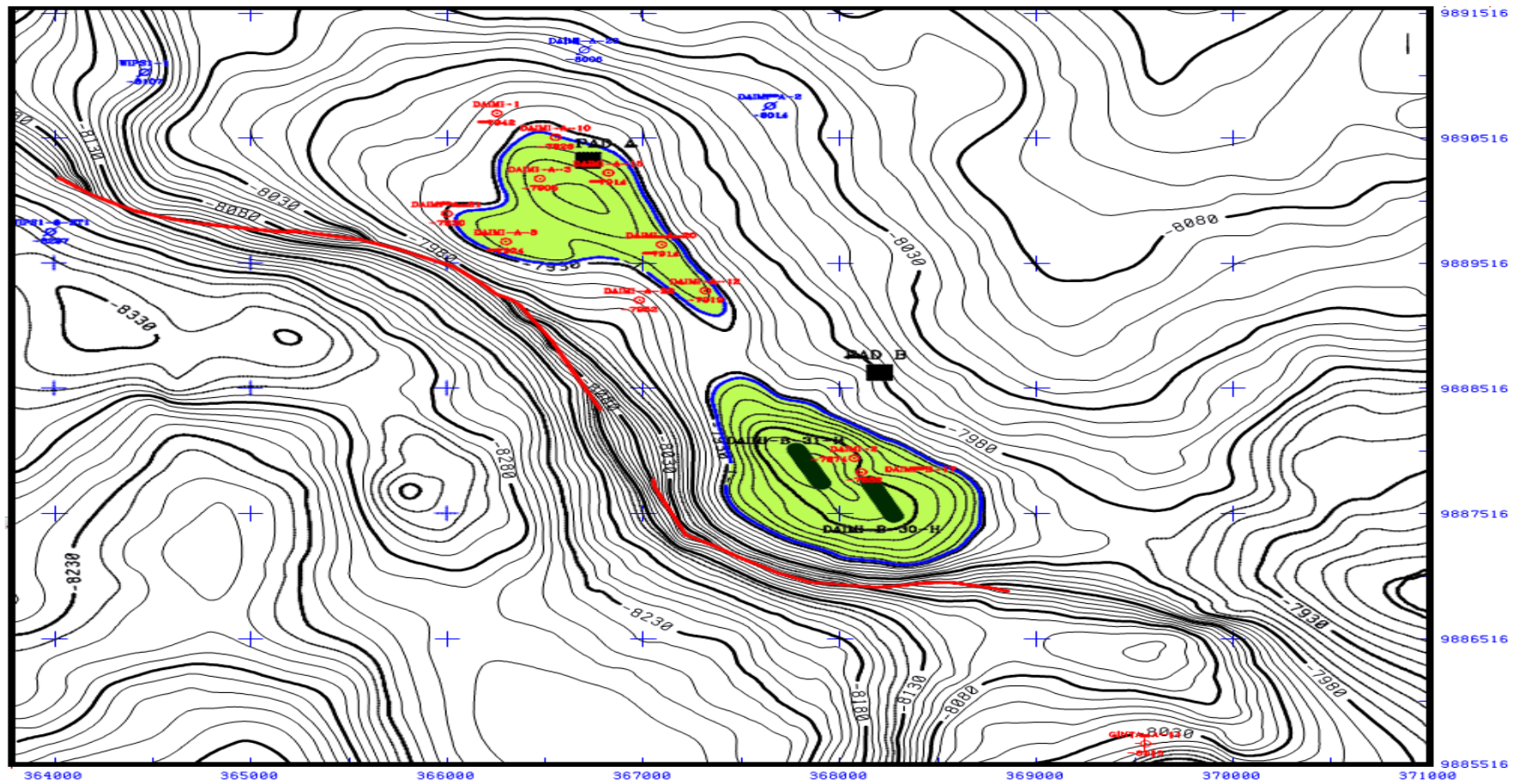


Figura 27. Campo DAIMI- Mapa en profundidad. Arenisca "T" INFERIOR 1.

(ARCH, 2014)

➤ **Mapa en profundidad. Arenisca “T” INFERIOR 1.**

Es una estructura de relieve supra-tenué, de rumbo Nor-Noroeste, parcialmente controlada al Oeste por una falla inversa de rumbo NNO-SSE, cuyo lado levantado está a favor de la pendiente regional de la cuenca.

Esta falla corta a la arenisca Hollin, y es apenas una flexura a nivel del tope Napo.

- Fecha de descubrimiento : 5 de marzo de 1988 Conoco
- Pozo descubridor : Daimi-01 (TD: 9325 pies, 15 de enero a 5 de marzo de 1988)
- Yacimientos Principales : Basal Tena, M1, Areniscas “U” y T.
- Centrado en : X: 366.248,992; Y: 9´890.718,00
- Pendiente crítica : SSE

- Cierre : Estructural
- Tiempo : 20 ms (1850 ms - 1870 ms (100’))
- Profundidad : 110 pies (7860’- 7970’) Efectivo
- Profundidad : 67 pies (7860’- 7927’)

- Área de Cierre: Long: 5,0 Km.
- Ancho: 0,8 Km.
- Área : 4,0 Km².
- Área de Cierre efectivo Área:2,4 Km².
- Ho : 10,0 pies.

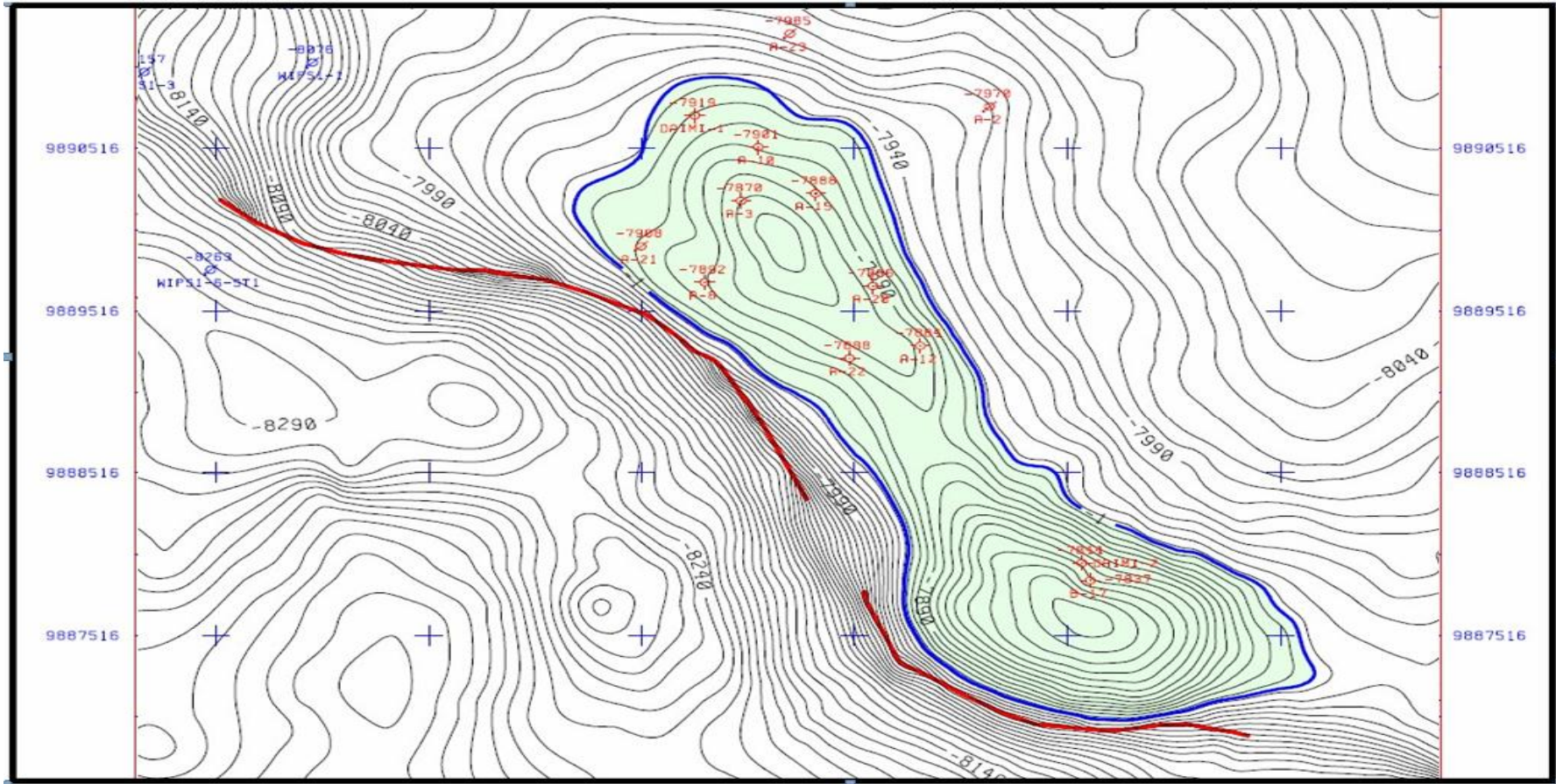


Figura 28. Campo DAIMI- Mapa en profundidad. “Ti” INFERIOR 2

(ARCH, 2014)

➤ **Mapa en profundidad. Arenisca “T” INFERIOR 2.**

Para elaborar este mapa se le resto un valor constante de 30 pies a la arenisca Ti1, y se ajustó a los topes de la Arenisca Ti2 de los pozos.

- Cierre :Estructural
- Profundidad : 140 pies (7800'- 7940') Efectivo
- Profundidad : 67 pies (7800'- 7927')
- Área de Cierre: Long : 5,0 Km.
- Ancho : 0,8 Km.
- Área : 4,0 Km².
- Área de Cierre efectivo Área: 3,0 Km².
- Ho :10,0 pies

En este campo se produce con un alto corte de agua, producto de esto tenemos bajas viscosidades además se produce con un grado API promedio de 15.4.

3.3.2 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO PESADO DEL CAMPO DAIMI A.

Las características de los crudos pesados se basan generalmente en propiedades físicas y químicas como la densidad, la gravedad, la viscosidad, la relación de carbono-hidrogeno, de la misma manera también se considerar el contenido de azufre, contenido de metales y salinidad.

Otras características que se utilizan son: la base del crudo (nafténicos o parafínicos), el porcentaje de residuo, el índice de refracción y otros.

En el Ecuador, la clasificación de los crudos (Ver Tabla N°4), se toma como base el factor densidad-gravedad, la magnitud usada como base de comparación es la correspondiente al agua a 4°C (1000 kg/m³ o 10 °API).

TABLA 5. Clasificación de crudos según las Normas API

Clasificación de crudos según las Normas API		
Crudos	Factor de densidad	Factor gravedad (°API)
Extra pesados	> 1,0 g/cc	< 10,0
Pesados	1,0 g/cc – 0,92 g/cc	10,0 – 22,3
Medianos	0,92 g/cc – 0,87 g/cc	22,3 – 31,1
Ligero	0,87 g/cc – 0,83 g/cc	31,1 – 39
Super-ligero	< 0.83 g/cc	> 39,0

(ARCH, 2014)

El factor predominante en crudos pesados es la temperatura porque determina cuan fácil fluirá el petróleo, entonces el crudo pesado a altas temperaturas su viscosidad es baja.

3.3.3 POZOS PERFORADOS Y DATOS DE PRODUCCIÓN

El sistema de levantamiento de los pozos productores de crudo lo realizan a través de Bombas Electro sumergibles (BES) que se sitúan en cada pozo. Se aprovecha las potencias de las BES para transferir el crudo desde la locación hacia las Facilidades de Producción del Sur (SPF).

Se presenta datos de producción más representativos de cada pozo, con fecha de reporte al 31 de enero de 2012.

Tabla 6. Datos de producción y estado de funcionamiento de cada pozo reportados en: TOW REPSOL.

WELL I.D.	Estado del pozo	Equipo de Fondo (Tipo de Bomba)	Zona	OIL (BPD)	WATER (BPD)	GAS (MPCS)	API	Skid
DAIMI 1U		P-23-97-228	U	120,64	2.534,07	16,85	15,3	SK-2051D
DAIMI A3Ui		P-75-127-608	U	302,02	8.296,35	42,17	15,2	SK-2051A
DAIMI A4HM1		P-75-85-418	M1	487,9	8.291,26	42,58	16,3	SK-2051B
DAIMI A8Us		P-23-139-304	U	558,18	686,88	47,62	13,9	SK-2051A
DAIMI A9HM1-C		P-100-39-228	M1	264,26	8.200,75	23,05	15,6	SK-2051A
DAIMI A10Ui		P47-83-304	U	337,04	5.989,62	47,05	15	SK-2051A
DAIMI A11HM1		P-100-79-456	M1	392,69	10.115,30	34,26	15,9	SK-2051A
DAIMI A12Us		P-23-139-380	U	105	2.652,89	8,96	14,5	SK-2051A
DAIMI A12Ui		P-47-83-228	U	242,77	2.120,70	33,89	16,9	SK-2051A
DAIMI-A-14:BT		P-6-293-228	BT	225,37	90,24	31,02	15,8	SK-2051B
DAIMI A15Ui		P-47-83-304	U	111,67	4.785,19	15,59	15,2	SK-2051B
DAIMI A16HM1		P-100-39-304	M1	254,84	7.889,04	22,24	15,5	SK-2051B
DAIMI A20Ui		P-100-79-418	U	456,71	8.199,28	63,75	15	SK-2051D
DAIMI A21Ui		P-100-39-304	U	505,26	10.350,68	70,53	14,8	SK-2051D
DAIMI A22Us		P-47-83-380	U	123,72	84,39	0	16,6	SK-2051D
DAIMI A Total				4.488,07	80.286,64	499,54		

POZOS INYECTORES		
	Volumen Inyectado	Horas de inyección
DAIMI A2WD	46.372	24
DAIMI 23WD	49.600	24

(ARCH, 2014)

Las anteriores tablas representan los datos generales de Producción / Inyección del campo, distribuidos así:

Tabla 7. Datos de producción y estado de funcionamiento de cada pozo reportados en: TOW REPSOL.

Pozos perforados:	15
Pozos produciendo:	11
Pozos en espera de Work Over:	1
Pozos en punta libre	3
Pozos inyectoros:	2
Producción crudo:	4.488,07 bls
Inyección de agua:	95972 bls
Bombas inyección	2 de 1500 Hp

(ARCH, 2014)

El sistema de levantamiento de los pozos productores de crudo lo realizan a través de Bombas Electro sumergibles (BES) que se sitúan en cada pozo. Se aprovecha la potencia de las BES para transferir el crudo desde la locación hacia las Facilidades de Producción del Sur (SPF), en ciertos pozos se ha realizado estudios para poder implementar BESCP, con la intención de optimizar la producción y reducir consumo de energía.

Cada pozo se encuentra rodeado de un contrapozo circular (cellar) de hormigón, revestido por una lámina metálica, que recolecta cualquier fluido proveniente desde el cabezal o del ambiente circundante.

El área de cabezales de pozos se encuentra rodeada por protectores laterales metálicos coloreados, con la finalidad de evitar colisiones de vehículos que circulan por el área con los cabezales de pozos.

3.4 CONSIDERACIONES TÉCNICAS Y DE SELECCIÓN PARA LA INSTALACIÓN BЕСCP EN EL CAMPO DAIMI A.

Para un recomendable diseño e instalación del sistema BЕСCP se procede al análisis de datos e información disponible del campo DAIMI A, tales como Producción de fluidos y caracterización de los yacimientos, estructuras geológicas saturadas de crudo pesado, Análisis de fluidos (PVT), que defina los parámetros necesarios y condiciones óptimas para el correcto diseño e implemento de BЕСCP en pozos del campo DAIMI A.

3.4.1 PARÁMETROS DE SELECCIÓN Y CONSIDERACIONES TÉCNICAS PREVIAS A LA INSTALACIÓN DE BOMBAS BЕСCP.

A continuación realizaremos una descripción de los parámetros de selección para completar un pozo con ESPCP:

3.4.1.1 Yacimientos del campo DAIMI A saturados con petróleo pesado

Es indispensable tomar en cuenta los fenómenos ya sea la migración, las características petrofísicas de la roca (Roca madre, Roca reservorio, Roca sello), la presión del reservorio y la temperatura influenciaron considerablemente en la deposición del crudo pesado y mediano del campo. Con este criterio se puede visualizar la necesidad de identificar la distribución del tipo de reservorio del campo DAIMI A y el tipo de fluido que contiene, mediante modelamientos estáticos y dinámicos con datos actuales, y posteriormente identificar las zonas con petróleo remanente.

3.4.1.2 Pozos productores de crudo pesado

En base a los resultados del modelamiento estático 3D, análisis PVT, y caracterización geológica se debe realizar un mapa estructural de la arena U- superior de la zona saturada de crudo pesado del campo DAIMI A.

Los pozos que fueron perforados y producen petróleo pesado de cierto grado API (Promedio) del yacimiento U-superior.

3.4.1.3 Pozos con alto contenido y producción de arena

Para el presente trabajo debemos tomar en cuenta el tipo de sólidos que produce la arena U-superior. diferenciando así a las partículas finas y carga bruta, que corresponde a los granos de arcilla, limallas de hierro costra y lodo de perforación, mientras que las partículas finas a aquellos sólidos provenientes de una formación poco consolidada.

3.4.1.4 Pozos con bajas tasas de producción

Se debe disponer de un análisis de los pozos que presentan bajas tasas de producción. Para interpretar el comportamiento de producción de petróleo, la producción de agua y el BSW de los pozos del Campo DAIMI A, pozos con tasas de producción inicial que fueron cayendo gradualmente, que se estabilizaron, por otro lado también es importante considerar la producción de agua que ha ido incrementando a enero de 2014.

➤ Pozo DAIMI A-14

La tasa de producción de petróleo del pozo DAIMI A-14 después del trabajo de reacondicionamiento realizado en julio la producción llega a establecerse en un promedio de 160 BPPD a inicios de Agosto, la cual se mantiene. (Ver Gráfico 1).

➤ Pozo DAIMI A-21

La tasa de producción de petróleo del pozo DAIMI A-21 data de 127.87 BPPD en octubre hasta noviembre del 2012, donde llega a producir 212.45 BPPD. En diciembre de 2012 la tasa de producción es de 197 BPPD. A inicios de Agosto se realiza trabajo de reacondicionamiento y reanuda su producción nuevamente y en noviembre de 2013 llega a 180.21 BPPD para estabilizarse en marzo de 2014 en un promedio de 160 BPPD. (Ver Gráfico 2)

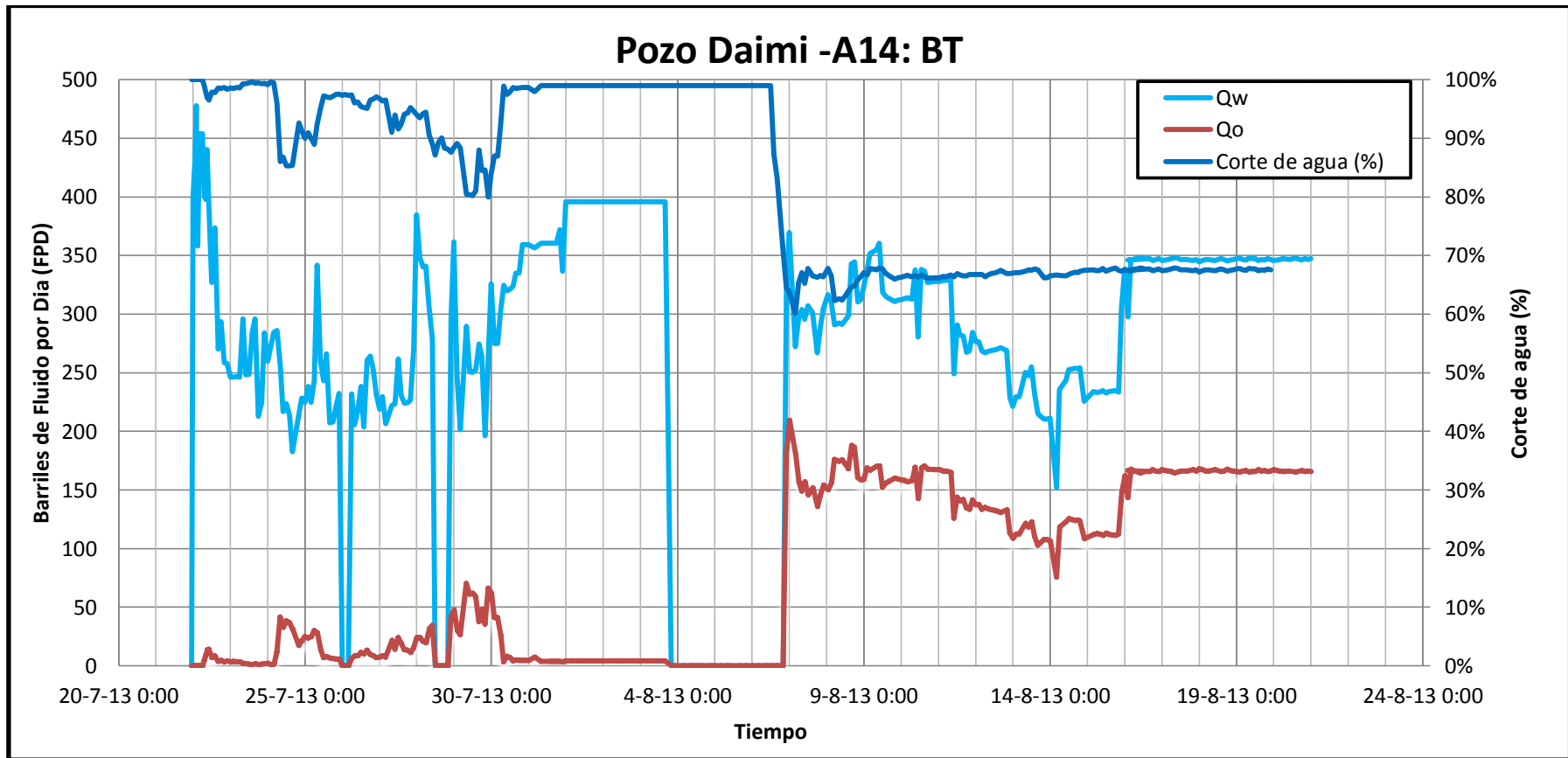


Gráfico 1. Historial de producción de petróleo, agua y BSW del pozo DAIMI A-14: Yacimiento BT.
(ARCH, 2014)

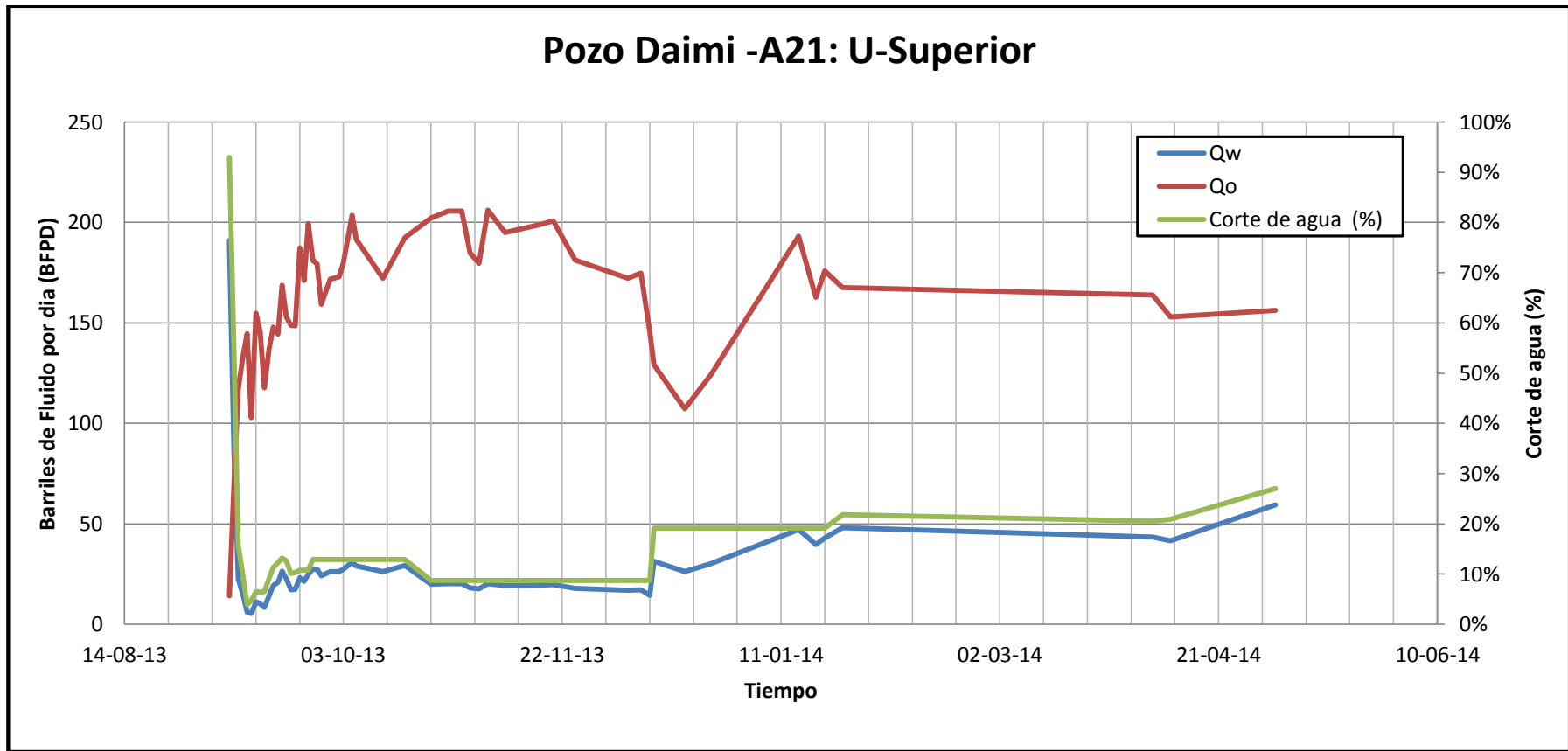


Gráfico 2. Historial de producción de petróleo, agua y BSW del pozo DAIMI A-21: Yacimiento U-superior. (ARCH, 2014)

3.4.1.5 Pozos con bajo índice de productividad (IPR)

En este caso el IPR nos ayuda a conocer el potencial del reservorio para posteriormente diseñar de forma conjunta con el pozo el sistema de levantamiento artificial que deberá instalarse.

En el Pad DAIMI- A, presenta los correspondientes IPR de los pozos donde se instalara el sistema BESCO, para determinar el pozo con más bajo índice de productividad.

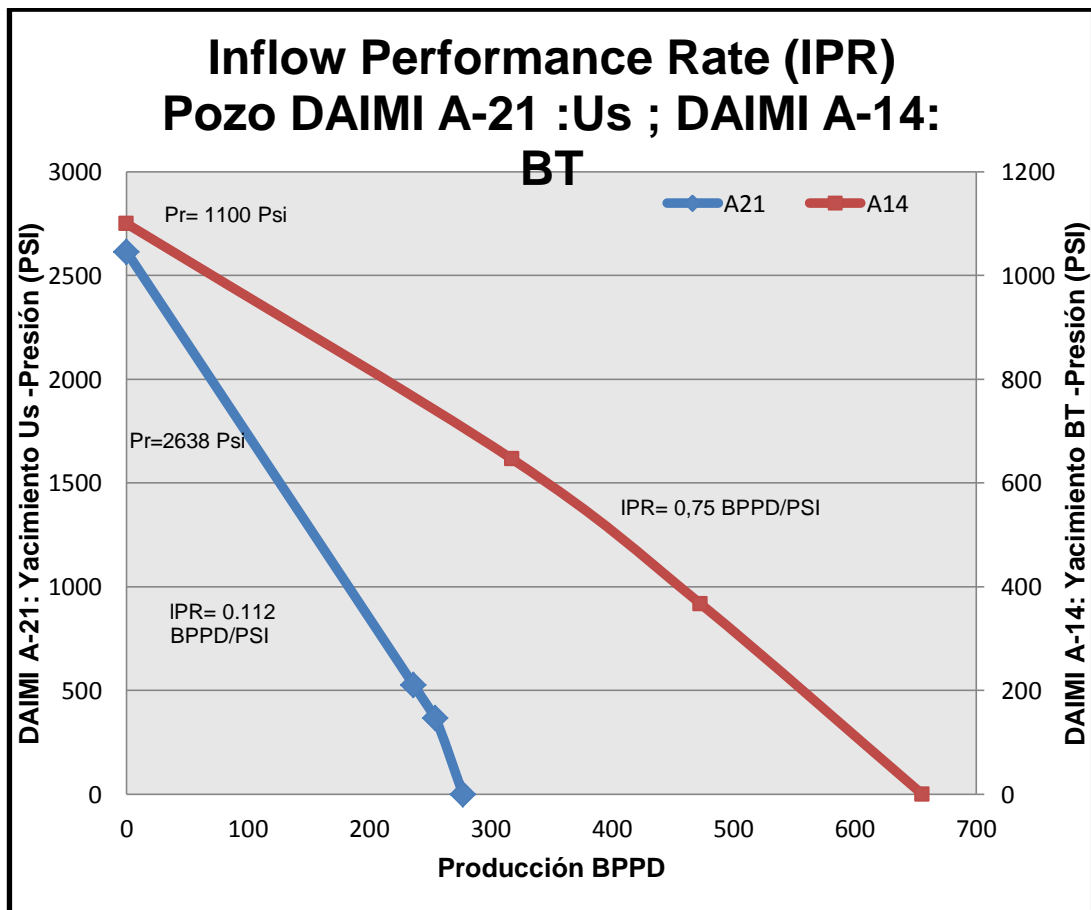


Gráfico 3. Inflow Performance Relationship de los Pozos DAIMI A-21: Us; DAIMI A-14: BT (ARCH, 2014)

En el grafico 3. Se puede apreciar que de los 2 pozos productores de petróleo pesado, donde se instalara el sistema BESCO el pozo DAIMI A-21, presenta el más bajo índice de productividad que es de 0,112 BPPD/Psi

3.4.2 APLICACIÓN DEL SISTEMA BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BESCP).

El campo de aplicación de estas bombas está dado por diferentes parámetros técnicos de operación y su respectivo rango. (Ver Tabla 8)

Tabla 8. Campo de Aplicación de las BESCP.

Rango de producción:	De 25 BFPD hasta 4500 BFPD
Capacidad de presión:	Hasta 3600 PSI (mayoría de modelos)
Temperatura de yacimiento:	De 80° F hasta 300° F
Gravedad Específica del Fluido:	De 8° API hasta 40° API
Diámetro de las Bombas:	2.87", 3.5, 3.75", 4.50" 5.125"
Perfil del Pozo:	Todos (Vertical, Horizontal, Desviado)

(Baker Hughes Centrilift, 2009)

3.4.3 BENEFICIOS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BESCP).

Entre los beneficios más destacados del sistema de Bombeo Electro sumergible de Cavidad Progresiva se encuentran los siguientes:

- Este sistema maneja fluidos cargados de sólidos, tiene una buena tolerancia a la arena.
- Ahorros de energía por lo cual se disminuye costos.
- El diseño del sistema es simple y fácil de operar.
- Maneja fluidos con alto contenido de Gas.
- Tiene un mejor manejo de fluidos viscosos.
- El sistema no se afecta por la desviación del pozo.
- Opera con un bajo API, lo que significa que tiene un buen manejo de crudos pesados.
- No crea emulsión durante la operación de la bomba.
- Posee un ahorro en el consumo de energía de hasta 50% frente al Bes

convencional.

(Baker Hughes Centrilift, 2009)

3.4.4 LIMITACIONES DEL SISTEMA BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BESCP).

Algunas de las desventajas que puede presentar el sistema BESCP en ciertos casos pueden ser:

- Se requiere de un taladro o estructura en caso de falla del sistema.
- Limitaciones por calentamiento del Elastómero
- Probabilidad de falla en el cable.
- Incompatibilidad del elastómero con gases en el fluido y algunos aromáticos.
- Alto torque al arranque mayores al 200% del Torque de funcionamiento
- Dificultad para predecir el hinchamiento del elastómero por altas temperaturas.

3.5 POZOS DONDE SE HA INSTALADO EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA (BESCP) EN EL CAMPO DAIMI A.

Después de haber analizado los parámetros técnicos de selección para instalar BESCP, se determinó una región estructural y litológica saturada de crudo pesado en el campo DAIMI A, producción moderada de arena, problemas en las bombas convencionales instaladas.

En la tabla 6, se muestra los pozos que están actualmente completados con Bombas Electrosumergibles de cavidad progresiva en el campo DAIMI A; y, que además cumplen los parámetros técnicos y de selección para instalar el sistema BESCP.

Tabla 9. Pozos completados con Bombas Electrosumergibles de Cavidad Progresiva (BESCP) en el Campo DAIMI A

POZO	YACIMIENTO	MODELO BOMBA PCP	API
DAIMI A-14	Bt	200D-3600 - LIFTEQ	15.8
DAIMI A-21	Us	130- D-3600- LIFTEQ	13.9

(ARCH, 2014)

Se describen a continuación los parámetros y características técnicas que cumplieron cada pozo para ser completados con equipo BESCP.

3.5.1 POZO DAIMI A-14 YACIMIENTO BT: COMPLETADO CON BOMBA ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA.

El 19 de Junio del 2013 el pozo DAIMI A14 - arenisca Basal Tena, se declara a Workover por baja producción, para lo cual se procede a sacar BES P6, 293 etapas, 228 HP y se instala Equipo Electrosumergible de Cavidad Progresiva 200-D-3600, 90 HP.

Se arranca el equipo el 21 de Julio 2013 e inicia su producción estabilizándose a inicios del mes de Agosto la cual se mantuvo estable con un promedio de 160 BPPD hasta el mes de Septiembre de 2013.

En el mes de Enero de 2014 por falla en el equipo BESCP se procede a dejar el pozo en punta libre con 20 juntas de tubing, para luego proceder a instalar otro diseño BESCP en el mes de Mayo 2014.

3.5.2 POZO DAIMI A-21, YACIMIENTO U-SUPERIOR: COMPLETADO CON BOMBA ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA

El pozo DAIMI A-21 - arenisca U superior, data de Octubre de 2012, con bomba BES modelo X-10-238 de 152 hp, trabajando con una frecuencia de 55 Hz la cual se sube hasta llegar a 67Hz el 12 de Noviembre de 2012, con una producción de petróleo de 220,94 BPPD llegando a 339 BPPD el 21 del

mismo mes. Se procede a bajar la frecuencia progresivamente a 60 Hz y la producción queda estable hasta el 06 de Diciembre día en el que empieza decaer a 195 BPPD, se sube la frecuencia nuevamente a 65 Hz pero la producción no responde y sigue decayendo a 192,27 BPPD.

El mes de Marzo de 2013 se declara a proyecto de workover para instalar equipo BЕСP modelo 130 D-3600, MSP1 de 152 HP, el cual inicia su producción y se estabiliza a finales del mismo mes a 249,67 BPPD manejando una frecuencia de 52 Hz hasta finales del mes de julio 2013 cuando se presenta una falla técnica en el equipo.

3.5.2.1 Consideraciones técnicas para completar el Pozo DAIMI A-21 con equipo BЕСP

A continuación se describen las consideraciones del pozo y fluido que se utilizaron para completar con equipo BЕСP:

- Tasa baja de producción: 165 BPPD
- Intervalo de Producción: 9004' – 9020' MD
- Mitad de Perforaciones: 9120' MD / 8480' TVD
- Presión de Reservorio: 2638 psi
- Temperatura de Reservorio: 203°F
- Grados API: 13.9 °API
- Índice de Productividad: 0,08 BPPD/psi
- Corte de Agua: 1.13 %

3.5.2.2 Corte estructural del pozo DAIMI A-21, Yacimiento Us.

La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es de 9,590 ft. MD / 8,930 ft. TVD con una inclinación máxima de 15.49° @ 3680' MD / 3347' TVD. Se cuenta con registros eléctricos de este pozo, identificando el tope y la base del reservorio Us así como el contacto agua petróleo; y una saturación de agua inicial del 80%.

La Profundidad de asentamiento del equipo: 8054 ft MD - 7515 ft TVD, tope de cementación a 9065 ft, realizado por la compañía Schlumberger (Ver Anexo 06).

3.5.2.3 Procedimiento realizado para la instalación del equipo BЕСP - pozo DAIMI A-21: Us

A continuación se presenta el procedimiento que se llevó a cabo por el personal indicado para la instalación del equipo BЕСP modelo 200-D-3600, 180 hp, iniciando operaciones de reacondicionamiento el 13 de Marzo de 2013 y finalizando sus operaciones el 19 de Marzo de 2013.

- Mueve taladro de reacondicionamiento del pozo Ginta A-3 hasta el pozo DAIMI A-21.
- Inicia operaciones de reacondicionamiento el 13 de Marzo de 2013.
- Arma líneas de superficie. Despresuriza el pozo csg-tbg al tanque de lodo. Prueba líneas con 2000 psi, Ok. Lanza barra de 2" para romper pin de 5/8" de la bleeder valve. Llena el pozo y circula en reversa a la estación con agua de formación 8,4 ppg filtrada y tratada con biocida. Monitorea que el pozo está controlado, Ok.
- Instala BPV de 4" en colgador de 10 ¾" x 4 ½" y desarma cabezal y línea de producción. Arma y prueba BOP 11" 5M. Instala subestructura, rampa y planchada, y arma niple campana y línea de flujo al tanque de lodo.
- Desasienta completación. Saca equipo BES X10, 238 etapas, 152 hp, en tubería de 3 1/2" eue en paradas a la mesa. Desarma BHA de producción.
- Arma equipo BЕСP 130-D-3600, 126 hp. Arma BHA de producción. Realiza prueba de presión con 2.000 psi, OK.
- Baja equipo BЕСP hasta la profundidad planeada. Tope del sensor a 8.021'.
- Arma unidad de slickline y recupera STV de 2,75" a 7.837'.

- Técnico de Centrilift verifica condiciones eléctricas y determina que el equipo se ha ido a tierra. Se decide sacar BESCO a superficie.
- Desarma colgador de 10 3/4" x 4 1/2" eue. Saca equipo BESCO 130-D-3600, 126 hp, en tubería de 3 1/2" eue en paradas a la mesa. Desarma BHA de producción. Falla del equipo: MLE con fase a tierra.
- Arma ensamblaje de limpieza con broca de 8 1/2" y scraper rotatorio de 9 5/8". Baja con tbg de 3 1/2" en paradas y topa 7" TOL a 6.463'. Saca ensamblaje de limpieza con tbg de 3 1/2" en paradas.
- Arma ensamblaje de limpieza con broca de 6 1/8" y scraper rotatorio de 7". Baja con DP de 3 1/2" subiendo desde caballetes y con tbg 3 1/2" desde la mesa hasta 9069' (PBSD). Saca ensamblaje de limpieza con tbg de 3 1/2" en paradas.
- Arma equipo BESCO 130-D-3600, 126 hp. Arma BHA de producción. Realiza prueba de presión con 2.000 psi, OK.
- Baja equipo BESCO en tubería de 3 1/2" subiendo desde caballetes, midiendo y calibrando. Prueba con 2.000 psi cada 2.000' y revisa cable eléctrico, OKK. Tope del sensor a 8.010'.
- Arma unidad de slickline y recupera STV de 2,75" a 7.837'.
- Asienta colgador de 10 3/4" x 4 1/2" eue en sección B del cabezal. Retira planchada, rampa y subestructura.
- Desarma BOP. Arma cabezal de producción y prueba con 2.000 psi, Ok. Arma línea de producción y prueba con 800 psi, Ok. Recupera BPV de 4".
- Baja torre y termina operaciones el 19 de Marzo de 2013.

3.5.2.4 Tasa de producción del pozo DAIMI A-21: Yacimiento Us.

A continuación en la tabla 10. Se muestra, un resumen los resultados de la prueba de producción realizada en Marzo del 2013 con equipo BESCO.

Tabla 10. Prueba de pozo Abril: DAIMI A-21: Us.

MÉTODO BOMBEO ELÉCTRICO Y/O FLUJO NATURAL- YACIMIENTO Us - TIPO DE BOMBA CP 200-D-3600											
FECHA	P.Cb PSI	P. Sep PSI	Tem p °F	BFPD	BPPD	Salin Ppm- CINa	Bsw %	Api 60° F	Gas MPC	Glr pcn/br	Gor pcn/ bf
13/04/2013	169	159	141	244.83	236.26	21830	3.40	13.9	10.40	42.46	44
12/04/2013	157	147	141	238.99	230.63	21830	3.40	13.9	10.15	42.46	44
11/04/2013	169	159	141	227.34	219.38	21830	3.40	13.9	9.65	42.46	44
06/04/2013	168	158	140	241.65	233.19	21830	3.40	13.9	10.26	42.46	44
05/04/2013	168	158	140	227.34	219.38	21830	3.40	13.9	9.65	42.46	44
01/04/2013	170	157	143	229.31	220.11	21830	3.90	13.9	9.68	42.23	44

(ARCH, 2014)

3.5.2.5 IPR del pozo DAIMII A-21: Yacimiento Us.

Se construye la curva del IPR para dicha fecha. Con el resultado de la prueba de producción, mostrados en el literal anterior y datos de la prueba Build-Up mostrados.

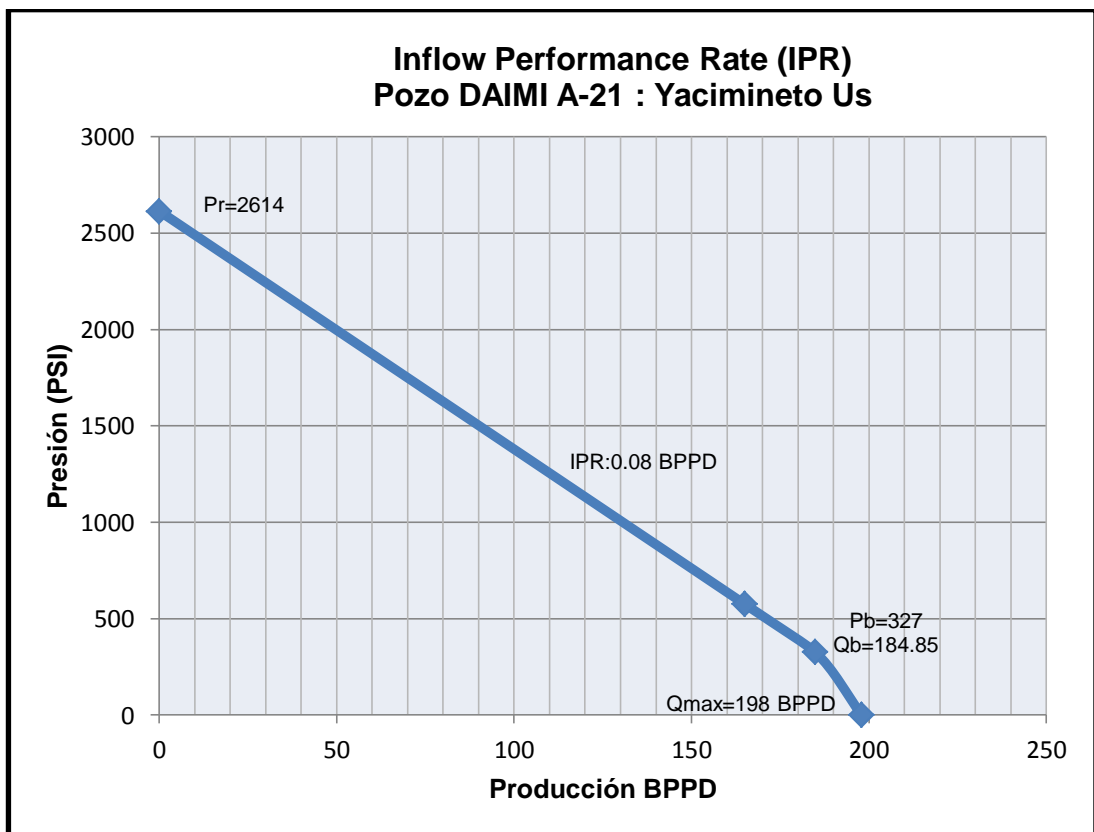


Gráfico 4. Inflow Performance Relationship de los Pozos DAIMI A-21: Us (ARCH, 2014)

El grafico 4 nos muestra el índice de productividad petróleo utilizando los parámetros de la prueba de producción, donde se muestra la curva de potencial del pozo es de 0.081 BPPD por cada Psi de presión que decae el reservorio.

3.5.2.6 Diagrama de Completación del Pozo DAIMI A-21: WO # 04.



REPSOL ECUADOR SA
DAIMI A21
WORKOVER #4
FINAL DIAGRAM

SPUD DATE: 08-Feb-05
 START DRILLING: 08-Feb-05
 RIG RELEASE: 20-feb-05
 INITIAL COMPLETION: 26-feb-05
 WO #1: 03-nov-06
 WO #2: 01-jul-09
 REC #1: 11-oct-12
 WO #4: 19-mar-13

Permanent Datum - Sea Level
 Elevation K.B.: 790 ft.
 Elevation G.L.: 753 ft.
 Original KB: 37

13 3/8" CASING DESIGN 0' - 503'	
K55, 68#, R3, BTC	
I.D.	12.415"
Drift	12.259"
Burst	3,450 psi
Collapse	1,950 psi
Volume	0.14972 bbl/ft

9 5/8" CASING DESIGN 0' - 6,563'	
BTC / N-80 / 47# / R-3	
I.D.	8.681"
Drift	8.525"
Burst	6,870 psi
Collapse	4,760 psi
Volume	.0732 bbls/ft.

7" CASING DESIGN 6,460' - 9,590'	
26# / N-80 / R-3 / BTC	
I.D.	6.276"
Drift	6.151"
Burst	7,240 psi
Collapse	5,410 PSI
Volume	.0383 BBLs/FT

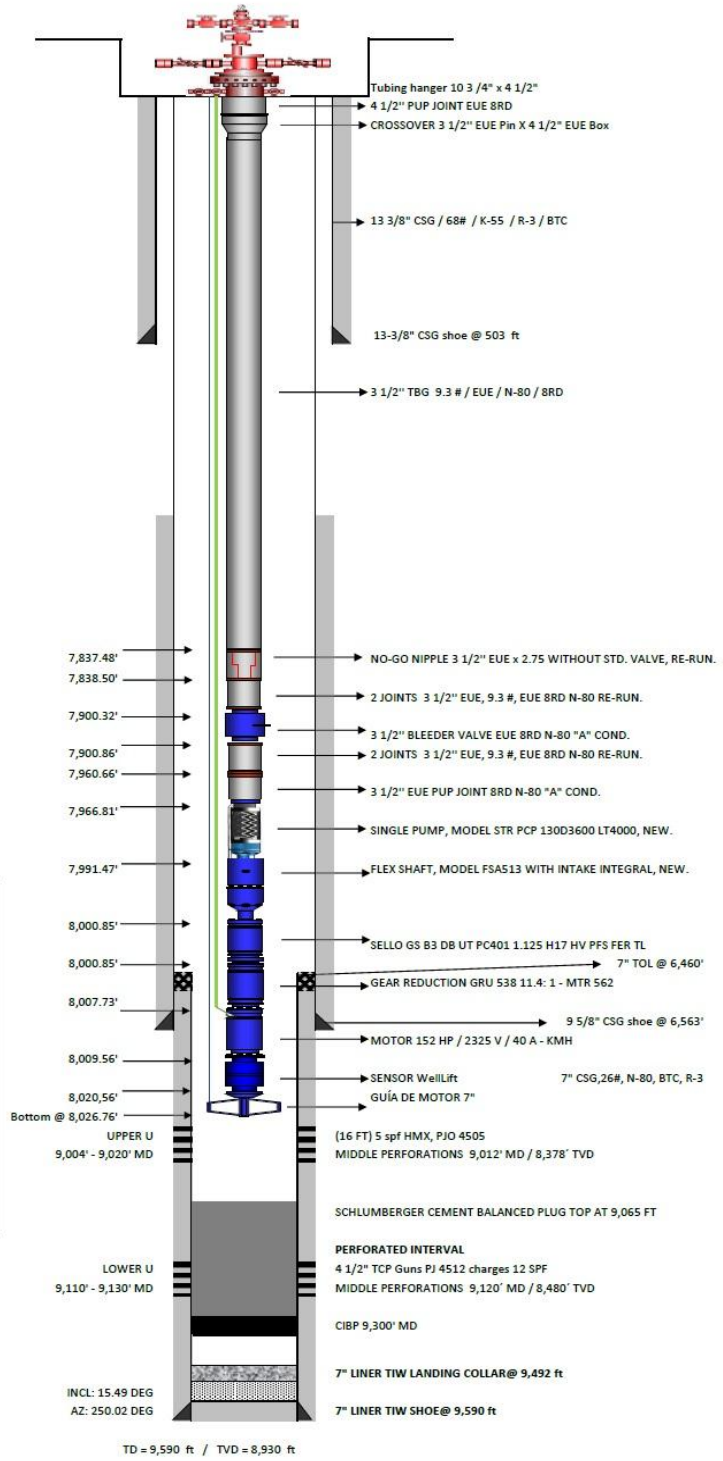
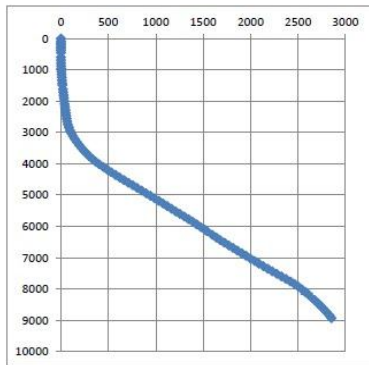


Gráfico 5. Diagrama de Completación del Pozo DAIMI A-21: WO # 04 (ARCH, 2014)

3.6 DISEÑO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA (BESCP), PARA EL POZO DAIMI A-21.

En el diseño y selección de la bomba de un sistema de levantamiento artificial, es necesario tomar en cuenta los parámetros y requerimientos que la bomba debe satisfacer conforme a los puntos críticos de diseño, como:

- Suficiente capacidad de desplazamiento para obtener la capacidad requerida (Tasa de descarga “Q”).
- Suficiente capacidad de presión para superar el levantamiento neto requerido por el sistema.

Se detalla los parámetros a tomarse para el diseño de la Bomba Eléctrica Sumergible de Cavidad Progresiva (BESCP).

3.6.1 TASA DE PRODUCCIÓN REQUERIDA

Es la tasa de fluido a la cual se requiere que la bomba levante desde fondo a superficie. Y la bomba debe ser diseñada y seleccionada de forma que tenga la capacidad de producir esta tasa a condiciones operacionales.

$$Q_{diseño} = \frac{Q_{requerido}}{n} \times 100 \quad [3.1]$$

Dónde:

Q diseño = Tasa de producción nominal de la bomba (m³/día, Bls/día)

Q requerido = Tasa de producción requerida en superficie (m³/día, Bls/día)

N = Eficiencia volumétrica de la bomba (%).

3.6.2 CAPACIDAD MÍNIMA DE PRESIÓN REQUERIDA

Esta capacidad es determinada por el levantamiento neto necesario, que a su vez es, la diferencia entre la presión de descarga y la presión de entrada.

$$P_{neto} = P_{descarga} - P_{entrada} \quad [3.2]$$

Dónde:

P neto = Levantamiento neto requerido (kPa o Psi)

P descarga = Presión de descarga (kPa o Psi).

P entrada = Presión de entrada (kPa o Psi).

3.6.2.1 Presión de entrada de la bomba

Es la presión determinada por la energía del yacimiento es decir el comportamiento del IPR.

$$P_{entrada} = P_{casing} + P_{gas} + P_{liquido} \quad [3.3]$$

Dónde:

P entrada= Presión de Entrada (kPa o Psi).

P casing = Presión de Superficie del Anular (kPa o Psi).

P gas = Presión de la Columna de Gas (kPa o Psi).

P liquido = Presión de la Columna de Líquido (kPa o Psi).

3.6.2.2 Presión de descarga de la bomba

Es la presión determinada por el requerimiento de superficie y la configuración mecánica del pozo.

$$P_{descarga} = P_{tubing} + P_{liquido} + P_{perdidas} \quad [3.4]$$

Dónde:

P descarga = Presión de Descarga (kPa o Psi).

P tubing = Presión de Superficie (kPa o Psi).

P líquido = Presión de la Columna de líquido (kPa o Psi).

P perdidas = Presión de flujo (kPa o Psi).

3.6.3 DISEÑO DE LA BOMBA BESCP DEL POZO DAIMI A-21 INSTALADO EN EL CAMPO DAIMI A.

Para el diseño del equipo se basa en datos disponibles del pozo es decir análisis PVT, pruebas de pozo e historial de producción actuales. Los datos del pozo son de valiosa importancia porque de ello dependerá el diseño ideal del sistema de levantamiento artificial para determinado pozo.

➤ Datos generales:

Campo: Daimi A: Daimi A-21

Yacimiento: U Superior

➤ Datos de pozo:

Tubería de casing superficial = 13 3/8" @ 6563 ft

Tubería de revestimiento = 7" @ 9,590 ft

Tubería de producción = 3 1/2" OD

Intervalo de perforaciones (MD) = 9004' – 9020'

Profundidad de referencia de las perforaciones = 9012' (MD) ,8378' (TVD)

Profundidad Total (TD)= 9590' (MD), 8930(TVD) pies.

➤ **Datos de producción y condiciones de fluido actuales:**

Presión de cabeza (P_{wh}) = 190 PSI

Presión del reservorio (P_r) = 2614 PSI.

Presión de fondo fluyente (P_{wf}) = 527.3 PSI

GOR = 44 scf/STB

Temperatura de fondo = 212 ° F

Q (actual) = 236.4 BFPD

Q (deseado) = 236.4 BFPD

BSW (%) = 9.15 %

API = 13.9

Viscosidad del petróleo (μ_o) = 1.29

Factor volumétrico (β_o) = 1.146

Gravedad específica del agua (GE) = 1.02

Presión de burbuja (P_b) = 327 PSI

3.6.3.1 Capacidad de Producción del pozo y diseño de la curva IPR.

Para comenzar con el criterio de selección se debe conocer cuanto el pozo produce por cada caída de presión.

$$J = \frac{Q_{actual}}{P_r - P_{wf}} \quad [3.5]$$

$$J = \frac{236.4 \text{ BFPD}}{(2614 - 527.3) \text{ PSI}}$$

$$J = 0.112 \frac{\text{BPPD}}{\text{PSI}}$$

Luego de haber determinado el IP procedemos a determinar el caudal máximo utilizamos la ecuación de Vogel:

$$Q_{max} = Q_b + J \frac{P_b}{1.8} \quad [3.6]$$

$$Q_{max} = J(P_r - P_b) + J * \frac{P_b}{1.8}$$

$$Q_{max} = 0.114(2614 - 327) + 0.112 * \frac{327}{1.8}$$

$$Q_{max} = 279.1 \text{ BPPD}$$

Para la gráfica del IPR se calculó mediante fórmulas mencionadas anteriormente. En la Tabla 8, se muestra los valores correspondientes a la curva IPR.

Tabla 11. Prueba de pozo Abril: DAIMI A-21: Us.

	Presión		Caudal
Pr	2638	Q@Pr	0
Pwf	527,29	Q@Pwf	236,4
Pb	327	Qb@Pb	258,8
P	0	Q@P	279,1

(ARCH, 2014)

En el Gráfico 5. Se muestra la curva del potencial del pozo DAIMI A-21 dando 0.112 BPPD por cada Psi de presión que decae en el reservorio.

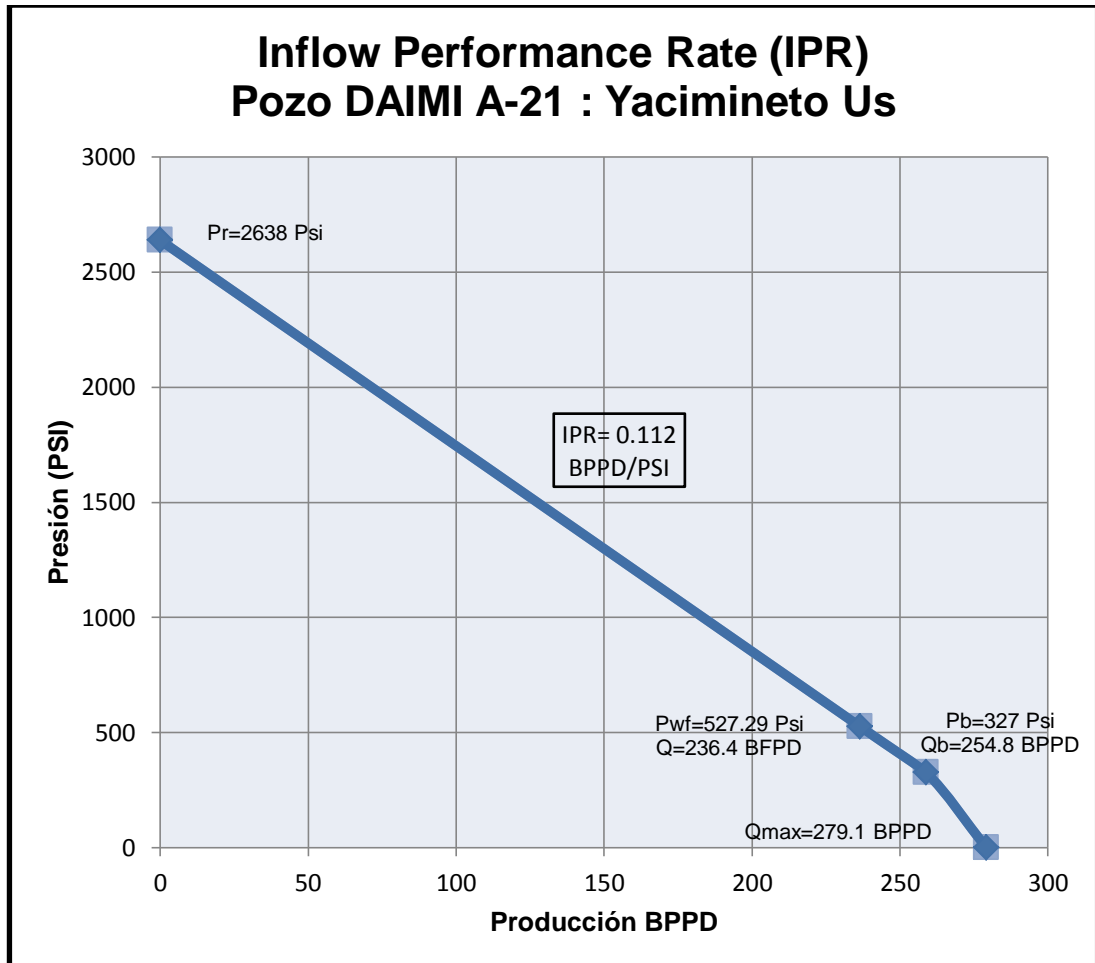


Gráfico 6. Inflow Performance Relationship de los Pozos DAIMI A-21: Us (ARCH, 2014)

3.6.3.2 Gravedad específica del petróleo

$$\gamma_{OIL}(GE_{OIL}) = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad [3.7]$$

$$\gamma_{OIL}(GE_{OIL}) = \frac{141.5}{131.5 + 13.9}$$

$$\gamma_{OIL}(GE_{OIL}) = 0.973$$

3.6.3.3 Calculo del gradiente de fluido o gravedad especifica del fluido

$$\gamma_{fluido} = (1 - BSW) * GE + BSW * GE_{agua} \quad [3.8]$$

$$\gamma_{fluido} = \left(1 - \frac{1.19}{100}\right) * 0.973 + \frac{1.19}{100} * 1.020$$

$$\gamma_{fluido} = 0.977$$

$$G_{fluido} = \gamma_{fluido} * 0.433 \frac{Psi}{Ft} \quad [3.9]$$

$$G_{fluido} = 0.977 * 0.433 \frac{Psi}{Ft}$$

$$G_{fluido} = 0.424$$

3.6.3.4 Presión de fondo fluyente para caudal deseado

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad [3.10]$$

$$P_{wf} = P_r - \frac{Q_{deseado}}{J}$$

$$P_{wf} = 2614 - \frac{236.4}{0.112}$$

$$P_{wf} = 528 \text{ PSI}$$

3.6.3.5 Calculo de la columna dinámica total (TDH)

La columna dinámica total (TDH) es la altura requerida para bombear la capacidad de fluido deseada. Esta altura hace referencia al trabajo

requerido para levantar una columna vertical de fluido determinada, desde la descarga de la bomba hasta la superficie.

$$TDH = LN + Fr + Pd \quad [3.11]$$

Dónde:

TDH (pies) = Total Dinamic Head (Carga Dinámica Total).

LN (pies) = Levantamiento Neto o Nivel Dinámico medido desde superficie.

Fr (pies) = Perdidas de fricción por levantamiento en el tubing.

Pd (pies) = Presión de descarga o de cabeza.

➤ **Levantamiento neto o nivel dinámico del fluido.**

Para el cálculo del levantamiento neto es necesario conocer el levantamiento efectivo, el cual despejamos de la ecuación Pwf.

$$P_{wf} = G_{fluido} * He \quad [3.12]$$

$$He = \frac{P_{wf}}{G_{fluido}}$$

$$He = \frac{P_{wf} * 2.81 \text{ ft}/\text{psi}}{G_{fluido}}$$

$$He = \frac{528 * 2.81}{0.424}$$

$$He = 1515.9 \text{ ft}$$

Luego procedemos a calcular el levantamiento neto o el nivel dinámico medido desde la superficie:

$$LN = \text{Profundidad media de disparos} - \text{Levantamiento efectivo} \quad [3.13]$$

$$LN = 8378ft - 1515.9ft$$

$$LN = 6862 ft$$

➤ **Profundidad de asentamiento de la bomba.**

$$H_{PB} = \frac{Pb}{G_{fluido}} \quad [3.14]$$

$$H_{PB} = \frac{327}{0.424} = 772.1ft$$

$$H_{BOMBA} = (LN + H_{PB}) * \text{Factor de seguridad del 10\%} \quad [3.15]$$

$$H_{BOMBA} = (6862 + 772.1) * 1.05$$

$$H_{BOMBA} = 7634.2ft$$

Según el requerimiento para el diseño de la bomba el valor obtenido la bomba se asienta en 7515 pies.

➤ **Calculo de la presión de entrada de la bomba (Pump Intake Pressure)**

$$HD = \text{Prof asentamiento} - LN \quad [3.16]$$

$$HD = 7515ft - 6862ft$$

$$HD = 652.9$$

$$PIP = G_{fluido} * HD \quad [3.17]$$

$$PIP = 0.424 * 652.9ft$$

$$PIP = 276.5 PSI.$$

➤ **Perdidas de fricción por levantamiento (Fr).**

Se determina usando la fórmula de Hazen – Williams para tubing de producción nueva de 3 ½”, ingresando con caudal de fondo.

$$Q_{fondo} = Q_{deseado} * \beta_o \quad [3.18]$$

$$Q_{fondo} = 236.4 * 1.146$$

$$Q_{fondo} = 270.9 BPPD$$

$$F = \frac{2.083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} * \left(\frac{Q_{fondo}}{34.5}\right)^{1.85}}{(ID_{tubing})^{4.8655}} \quad [3.19]$$

Dónde:

F=perdidas en pies /1000 pies

Q fondo= BPPD

C=120

Por lo tanto las pérdidas de fricción son:

$$F = \frac{2.083 * \left(\frac{100}{120}\right)^{1.85} * \left(\frac{270.9}{34.5}\right)^{1.85}}{(2.992)^{4.8655}} \quad [3.20]$$

$$F = 0.325 \frac{ft}{1000ft}$$

$$Fr = \frac{0.325}{1000ft} * \text{profundidad de asentamiento} \quad [3.21]$$

$$Fr = \frac{0.325}{1000ft} * 7515ft$$

$$Fr = 2.4ft$$

➤ **Presión de descarga o de cabeza**

$$Pd = \frac{P_{wh}}{G_{fluido}} \quad [3.22]$$

$$Pd = \frac{190PSI}{0.424}$$

$$Pd = 448.6 ft$$

Por lo tanto el levantamiento neto total es:

$$TDH = LN + Fr + Pd \quad [3.23]$$

$$TDH = 6862ft + 2.44ft + 448.6ft$$

$$TDH = 7313.2 \text{ ft}$$

Como resultado la carga dinámica total será de 7313 pies que la bomba levantara la columna vertical del fluido.

3.5.4 SELECCIÓN DEL EQUIPO BSCP PARA EL POZO DAIMI A-21.

Para la selección de la bomba de cavidad progresiva, esta deberá tener la capacidad deseada dentro de los límites óptimos calculados anteriormente en el diseño. Tomando en cuenta una correcta selección del rotor, estator y los elastómeros.

La bomba de cavidad progresiva presenta los siguientes parámetros:

	Intake	Descarga
Presión:	208.8 Psi	3166 Psi
Rata de flujo:	268.2 BPD	255.8 BPD
Gravedad Especifica:	0.865 rel-H ₂ O	0.907 rel-H ₂ O
Viscosidad	10.03 Cp	13.41 Cp

Presión de carga de la bomba: 82%

Presión de eficiencia volumétrica de la bomba: 77%

A continuación considerando los parámetros anteriores se seleccionó la bomba de 130-D-3600- LIFTEQ [375-series], con un rotor de 302 pulgadas de longitud, un estator de 287 pulgadas de longitud con una conexión API de 3.500 in – 8 EUE PIN y un elastómero LT3000 considerando la temperatura de reservorio, temperatura de fluido ya que el elastómero de dicha nominación tiene un rango de hasta 35 grados Api y soporta temperaturas hasta 250 F y 40% de gas libre en el intake.

Para el mecanismo reductor se tomó el modelo GRU [538 Serie], con un Gear ratio de 11.4:1.

En la selección del motor se tomó un modelo MSP1-250, de potencia 126 HP, 2300V, 33 A [562 Series], fluido de velocidad 0.465 ft/s. maneja una temperatura interna de 298.1 F.

Para seleccionar el sello se tomó el GST3 [513 Series], con una longitud de 6.90 ft de peso 267 lbs.

En la selección del cable de potencia se tomó un cable N° 1 de plano con capilar, en superficie de 70ft @ 206.9°F y en el tubing de 7984 ft de longitud.

Con este resultado hemos concluido el diseño del Sistema de Bombeo Electro Sumergible de Cavidad Progresiva (BESCP) para el pozo DAIMI A-21, del campo DAIMI A de Repsol. A continuación en el Grafico presentaremos el diagrama de completacion de pozo en su W.O 05.

3.5.4.1 Diagrama de Completación del Pozo DAIMI A-21: WO # 05.



REPSOL ECUADOR SA
DAIMI A21
WORKOVER #5
FINAL DIAGRAM

SPUD DATE: 08-Feb-05
START DRILLING: 08-Feb-05
RIG RELEASE: 20-feb-05
INITIAL COMPLETION: 26-feb-05
WO #1: 03-nov-06
WO #2: 01-jul-09
REC #1: 11-oct-12
WO #4: 19-mar-13
WO #5: 02-ago-13

Permanent Datum - Sea Level
Elevation K.B.: 790 ft.
Elevation G.L.: 753 ft.
Original KB: 37

13 3/8" CASING DESIGN	
0' - 503'	
K55, 68#, R3, BTC	
I.D.	12.415"
Drift	12.259"
Burst	3,450 psi
Collapse	1,950 psi
Volume	0.14972 bbls/ft

9 5/8" CASING DESIGN	
0' - 6,563'	
BTC / N-80 / 47# / R-3	
I.D.	8.681"
Drift	8.525"
Burst	6,870 psi
Collapse	4,760 psi
Volume	.0732 bbls/ft.

7" CASING DESIGN	
6,460' - 9,590'	
26# / N-80 / R-3 / BTC	
I.D.	6.276"
Drift	6.151"
Burst	7,240 psi
Collapse	5,410 PSI
Volume	.0383 BBLS/FT

CABLE & BANDING INFO.
 -FLAT CABLE No.1 AWG SOL (REPAIR)
 W/ 3/8" CAPILLARY, 4,580 ft / LOWER
 S/N 102372688 E, REEL # 78HD-40385
 -SPLICE AT 4,570 ft MD
 -FLAT CABLE No.1 AWG SOL (REPAIR)
 W/ 3/8" CAPILLARY, 3,454 ft / UPPER
 S/N 102685585 A, REEL # 78HD-40385
 -FLAT CABLE MLE - KLHT # 4 NEW
 S/N 12837379 / 60 ft
 -QUICK CONNECTORS SYSTEM
 P-3000-2 DM, RE-RUN
 -3/4" BANDS, 10EA EQUI & 23EA TBG = 33'
 -3 1/2" FLAT CANNON PROT. = 128'
 -3 1/2" FLAT GRIPPY PROT. = 126'
 -513 EQUIPMENT PROT. = 2'

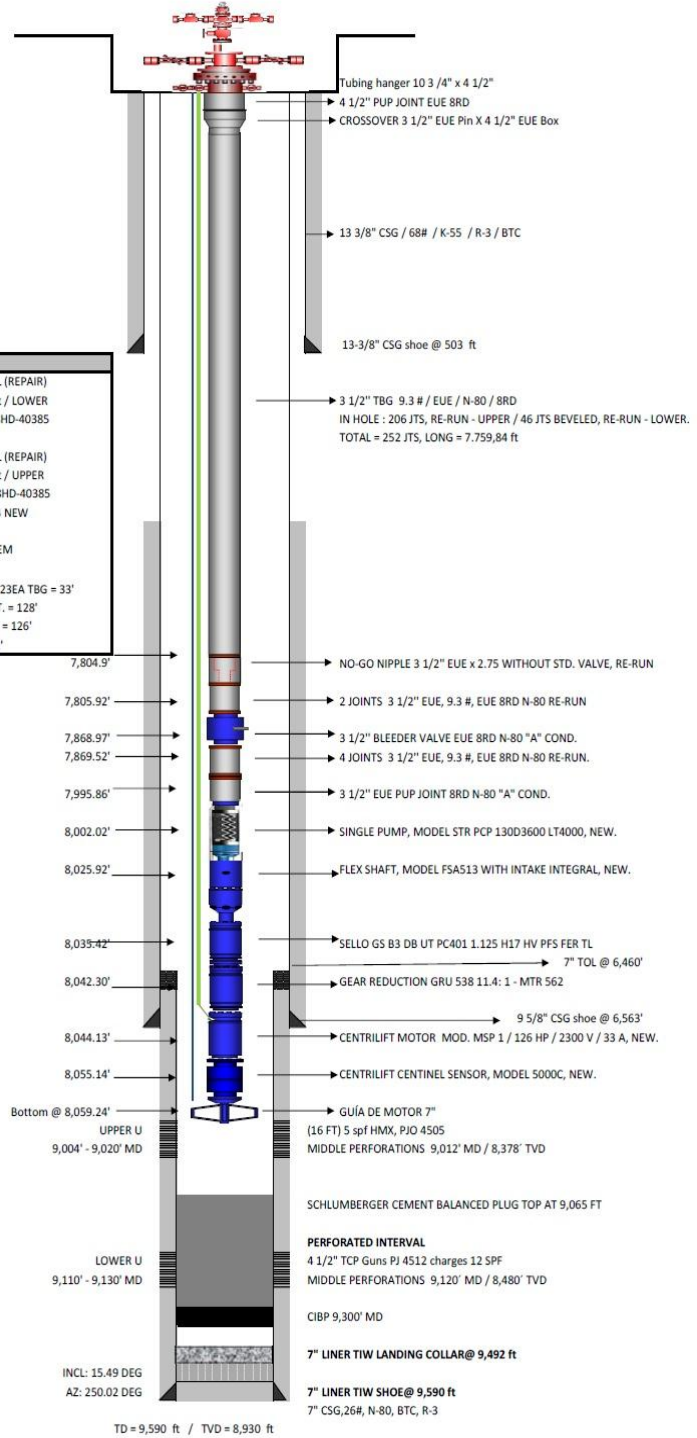
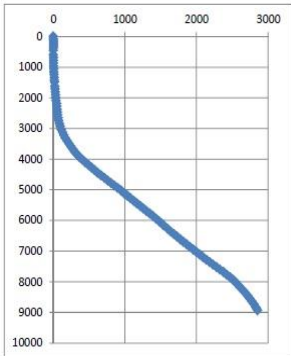


Gráfico 7. Diagrama de Completación del Pozo DAIMI A-21: WO # 05 (ARCH, 2014)

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En el presente capítulo realizaremos los análisis correspondientes a los resultados del anterior capítulo, realizando un análisis técnico donde se describe los acontecimientos del pozo DAIMI A-21. Para luego realizar una comparación con el sistema BES convencional.

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO DEL SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA INSTALADO EN EL POZO DAIMI A-21.

Se realizara un análisis técnico desde su primera corrida, ya que es muy importante saber el comportamiento del pozo tomando en consideración problemas que se presentaron desde su inicio, los parámetros técnicos, para sustentar los criterios de la completación del pozo DAIMI A-21 del yacimiento Us, con un Sistema De Bombeo Electrosumergible De Cavidad Progresiva.

4.1.2 PRIMERA CORRIDA DEL POZO DAIMI A-21: YACIMIENTO U-INFERIOR CON EQUIPO BES.

La primera corrida del pozo DAIMI A-21, se realizó el 03 de Noviembre de 2006, día en el que se baja equipo BES en el yacimiento U-inferior, con grado API de 14,8 grados, un GOR estimado de 86 scf/stb y una presión de reservorio de 3460 PSI. Equipo con bomba P100 de 79 etapas ,418 Hp, la cual requería un motor de 304Hp, 2070 V, 123 A y un variador de frecuencia con el fin de monitorear los parámetros de flujo y presiones del pozo.

4.1.2.1 Análisis de las condiciones operativas en la primera corrida del pozo DAIMI A-14: equipo BES.

Se procede al arranque de la BES a una frecuencia de 45 Hz de acuerdo al diseño con una producción estimada 6904 BFPD, con una presión de intake de 1248 psi aprox. Considerando un IP de 13 BFPD/PSI, 90% BSW.

El grafico 8, se refiere a la descripción de la curva de la BES P-100 (Frecuencia - TDH), diseñada por el Software AutographPC™, donde nos muestra los parámetros antes descritos.

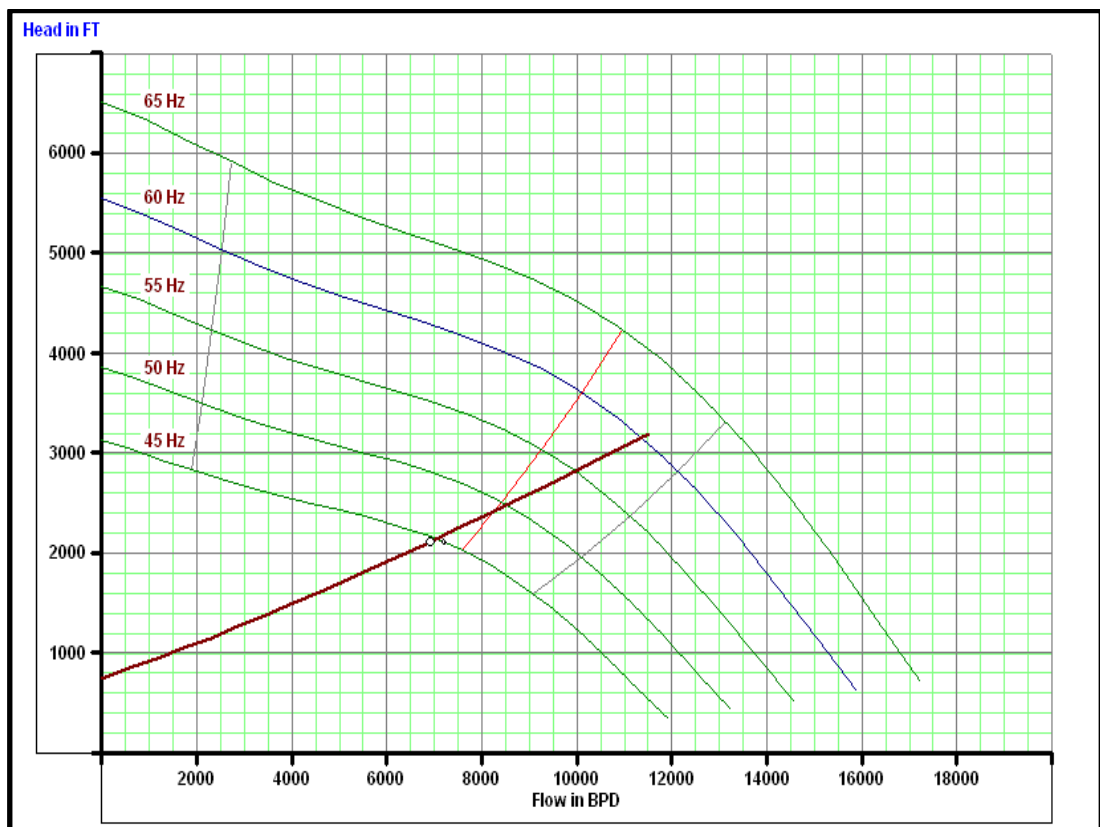


Gráfico 8. Curva de la ESP P-100 -79 -418(Frecuencia - TDH)
(ARCH-Subproceso de yacimientos, exploración y Explotación, 2014).

El IPR era relativamente bueno, ideal para la producción que maneja el modelo P-100, el cual tuvo un Run life total de 962 días, tiempo en el cual el equipo funciono con normalidad. En Junio del año 2009 el equipo presenta falla técnica y se declara en workover.

4.1.3 SEGUNDA CORRIDA DEL POZO DAIMI A-21: YACIMIENTO U-INFERIOR CON EQUIPO BES.

La segunda corrida del pozo DAIMI A-21, se realizó en la misma zona productora yacimiento U-inferior, con grado API de 14,8 grados y un GOR estimado de 86 scf/stb, presión de reservorio de 3460 PSI y una salinidad de 17400 ppm NaCl. A continuación se presenta un análisis de las condiciones operativas del equipo.

4.1.3.1 Análisis de las condiciones operativas en la segunda corrida del pozo DAIMI A-14: equipo BES.

El 01 de Julio de 2009, día en el que se procede a sacar equipo BES P-100-79-380-418, para bajar el nuevo equipo seleccionado, la P-100-39-304 con motor 304Hp, 1900V, 98A, con la finalidad de reactivar y mejorar la producción de la zona.

La frecuencia de arranque fue de 62 Hz, la producción esperada de 11600 barriles de fluido por día, una presión de fondo de 760 psi y una presión de reservorio de 3460 PSI.

A continuación se presenta el grafico 9, que se refiere a la descripción de la curva de la ESP P-100 (Frecuencia - TDH), diseñada por el Software AutographPC™, donde nos muestra los parámetros antes descritos, como los BFPD, la frecuencia y la presión a la que está asentada la bomba.

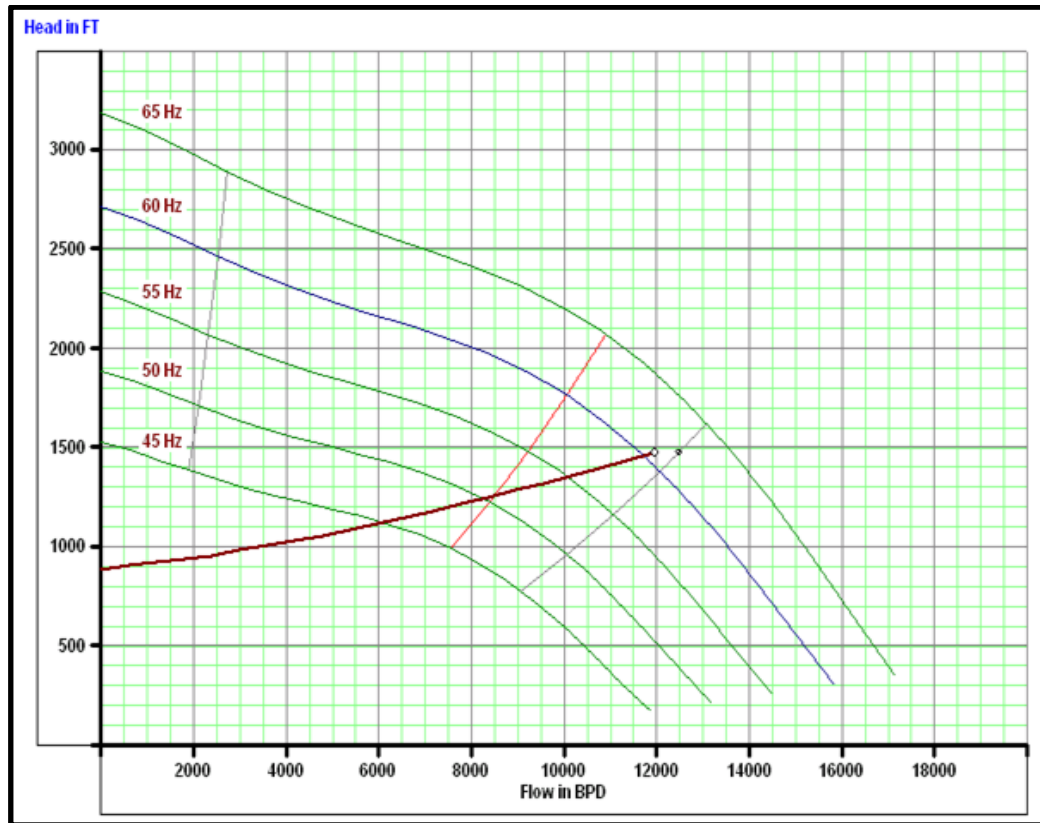


Gráfico 9. Curva de la ESP P-100 -39 -304 (Frecuencia - TDH) (ARCH, 2014)

4.1.3.2 Falla operacional del equipo BES

En el mes de septiembre de 2012, el equipo BES, falló inevitablemente por una alta temperatura en el motor (Mayores a 320°F), debido a la producción decayó, la temperatura del motor y la presión de intake aumentaron, para lo cual se procedió a hacer una prueba de tubería con camión bomba, la misma que es realizada cerrado la válvula master para verificar si existe una caída de presión, la prueba determino que la presión subió a 1200psi y al cabo de 60 segundos cae a 100psi, evidenciando que existe hueco en tubería, declarándose en workover.

También se evidencio que la tasa de producción de agua esta próxima al 100%, donde el yacimiento ya no es económicamente rentable, por lo que se decide aislar la zona U-inferior y re completar en la zona U-superior.

4.1.4 TERCERA CORRIDA DEL POZO DAIMI A-21: YACIMIENTO U-SUPERIOR CON EQUIPO BES

El 10 de Octubre de 2012, día en el que se procede a sacar equipo BES P100-39-304. Aislar el yacimiento U-inferior, disparar el yacimiento U-superior en el intervalo: 9004ft - 9020ft (MD), para luego bajar el equipo bes definitivo X10-238-152 con motor 152Hp, 2325V, 40A. Y proceder al arranque el 11 de Octubre de 2012.

4.1.4.1 Análisis de las condiciones operativas en la tercera corrida del pozo DAIMI A-14: equipo BES

La frecuencia de arranque es de 50 Hz con una, producción esperada de 400 barriles de fluido y presión de fondo de 1115 psi y una presión de reservorio de 3120 PSI.

A continuación se presenta el grafico 10, que se refiere a la descripción de la curva de la Bomba BES X10-238-152 (Frecuencia - TDH), la altura dinámica total de descarga por la bomba en pies (ft), en función de la tasa de flujo (BFPD) y sus respectivas curvas de velocidad (Hz) del equipo BES.

La curva es diseñada por el Software AutographPC™, donde nos muestra los parámetros antes descritos.

El TDH representa a la presión necesaria para levantar la tasa de producción deseada en pies y a una frecuencia de operación dada.

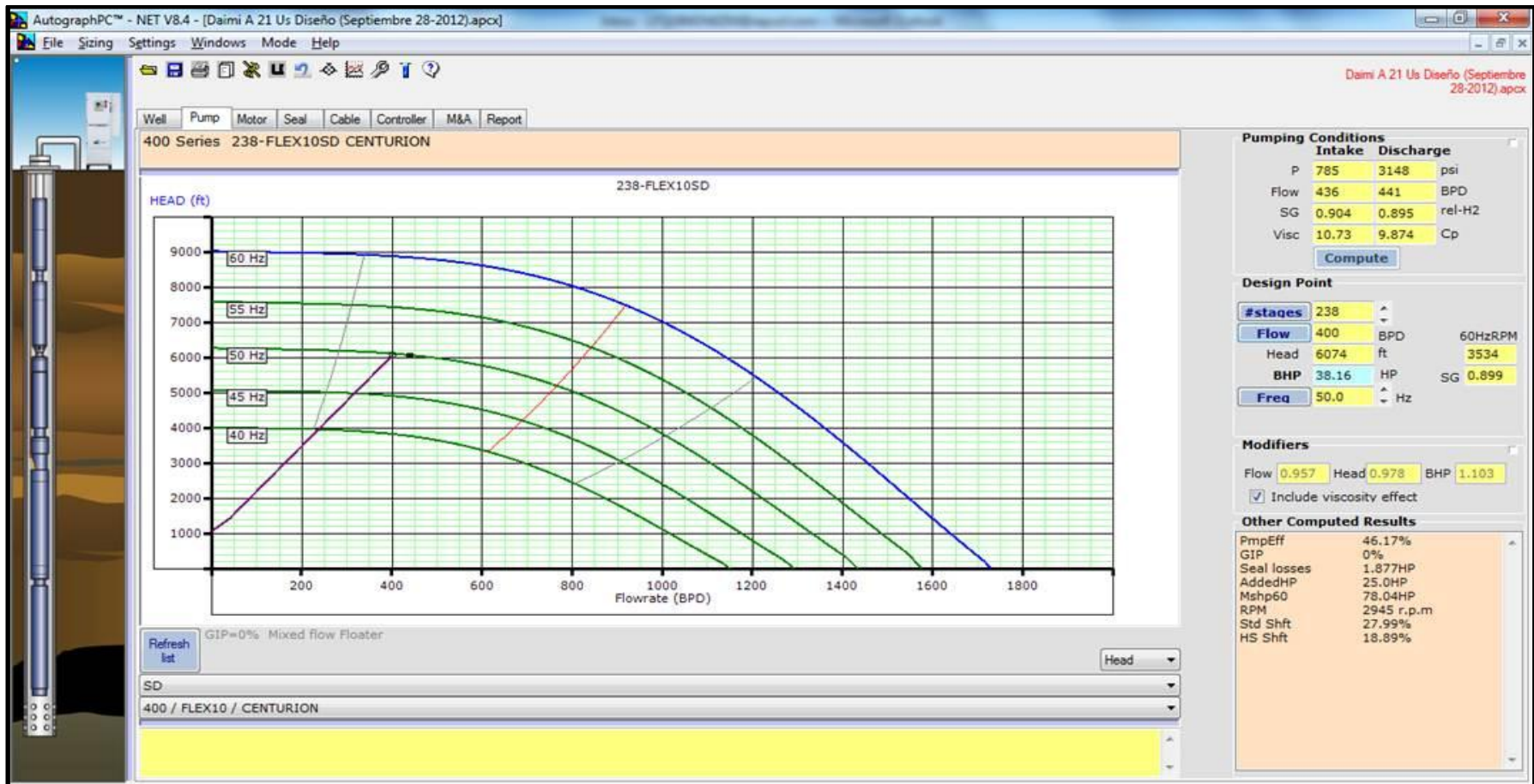


Gráfico 10. Curva de la ESP X10-238-152 (Frecuencia - TDH)
(ARCH, 2014)

4.1.4.2 Análisis de falla operacional del equipo BES

Uno de los principales motivos para la falla operacional ocurriera, fue que el pozo mediante el equipo BES instalado produjo una considerable cantidad de sólidos.

También tuvo una baja de producción (400 BFPD) tomada de las pruebas de producción del pozo, que no era la adecuada para el modelo del equipo BES.

A inicios del mes Marzo de 2013, el equipo BES, falló inesperadamente por una alta temperatura en el motor (Mayores a 320°F). Se intenta realizar varios arranques obteniendo el mismo problema de sobre temperatura del motor.

Como resultado el motor estaba desbalanceado y con fase a tierra, cuando se recuperó la bomba BES se detectó también la presencia de sólidos en las etapas de la bomba, encontrándose el aceite dieléctrico contaminado en el interior del motor y los sellos en mal estado.

4.1.5 CUARTA CORRIDA DEL POZO DAIMI A-21: YACIMIENTO U-SUPERIOR CON EQUIPO BSCP

La primera corrida de equipo BSCP, tuvo lugar el 15 de Marzo de 2013, día en el que se procede a sacar equipo BES actual P8-293 etapas-152 hp para proceder a bajar nuevo Equipo Electrosumergible de Cavidad Progresiva con las siguientes especificaciones:

- Bomba: 200-D-3600 / 180 HP
- Motor: Centrilift KMH - 152 HP / 2325 V / 40 A
- Caja reductora: 11.4:1 (538 Series)
- Cable: #1 CELF 5kV,7984ft

- Variador: VSD 4500-VT 519kVA / 480V / 62A
- Sello: CENTRspec GSB3DB LS(513 Series)

Luego de lo cual se procede al arranque el 19 de Marzo de 2013.

4.1.5.1 Análisis de las condiciones operativas en la cuarta corrida del pozo DAIMI A-14: bomba BЕСP

La frecuencia de arranque es de 50 Hz con un draw down de 2245 psi. La producción esperada de +/-180 barriles de fluido por día con una presión de fondo de 86,48 psi. Lo hacen condiciones ideales para utilizar un sistema BЕСP. El cual inicia su producción y se estabiliza en marzo de 2013 a 249,67 BPPD manejando una frecuencia de 52 Hz hasta finales del mes de julio 2013 cuando se presenta una falla técnica en el equipo de fondo y se realiza workover.

4.1.5.2 Análisis del desempeño operacional del equipo en la cuarta corrida del pozo DAIMI A-14: bomba BЕСP

A continuación se presenta el grafico 11, que se refiere a la descripción de la curva de la Bomba BЕСP 200-D-3600 / 180 HP (Frecuencia – TDH), la altura dinámica total de descarga por la bomba en pies (ft), en función de la tasa de flujo (BFPD) y sus respectivas curvas de velocidad (Hz) del equipo BЕСP.

El TDH representa a la presión necesaria para levantar la tasa de producción deseada en pies y a una frecuencia de operación dada. Es decir representa la diferencia de presión a la que va a estar sometida la bomba, expresado en altura de columna de fluido. La curva es diseñada por el Software AutographPC™, donde nos muestra los parámetros antes descritos.

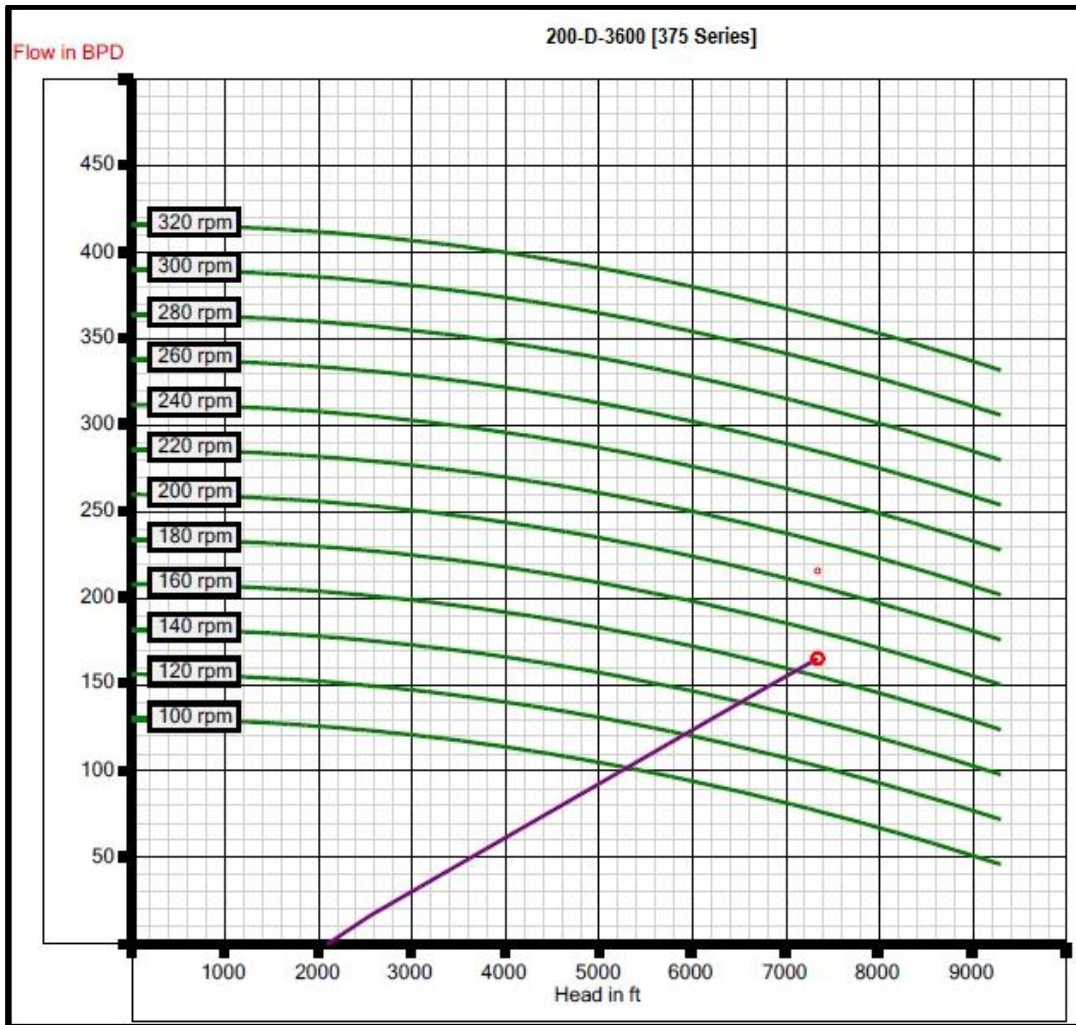


Gráfico 11. Curva de la BSCP 200-D-3600 (Frecuencia - TDH)
(ARCH, 2014)

Interpretando el grafico 11. (Curva TDH) El equipo BSCP instalado por primera vez en el Pozo DAIMI A-21: Run #4 yacimiento U-Superior, operó exitosamente con un TDH de la bomba de 7335 ft iniciando con 165 BPD y 170 Rpm, estabilizándose en 207 Rpm, con una frecuencia de 40.0 Hz.

4.1.5.3 Análisis de falla operacional del equipo BSCP en su cuarta corrida.

Se inspecciona externamente al equipo, y se observa buena condición de las soldaduras en conexiones a Flex Shaft y Descarga.

Se evidencian dos anomalías en el housing (Protuberancias salientes), en la región de la base de la bomba. Se remueven las soldaduras para desenroscar Descarga y se coloca el equipo en el banco de des-torque; pudiendo removerla se observa que no existe mal posicionamiento del rotor y que la Barra de Paro en la descarga estuvo adecuadamente trabajando. Se remueven las soldaduras para desenroscar el acople a la zona del flex-shaft, sin resultados positivos para el desacople. (Ver figura 29).

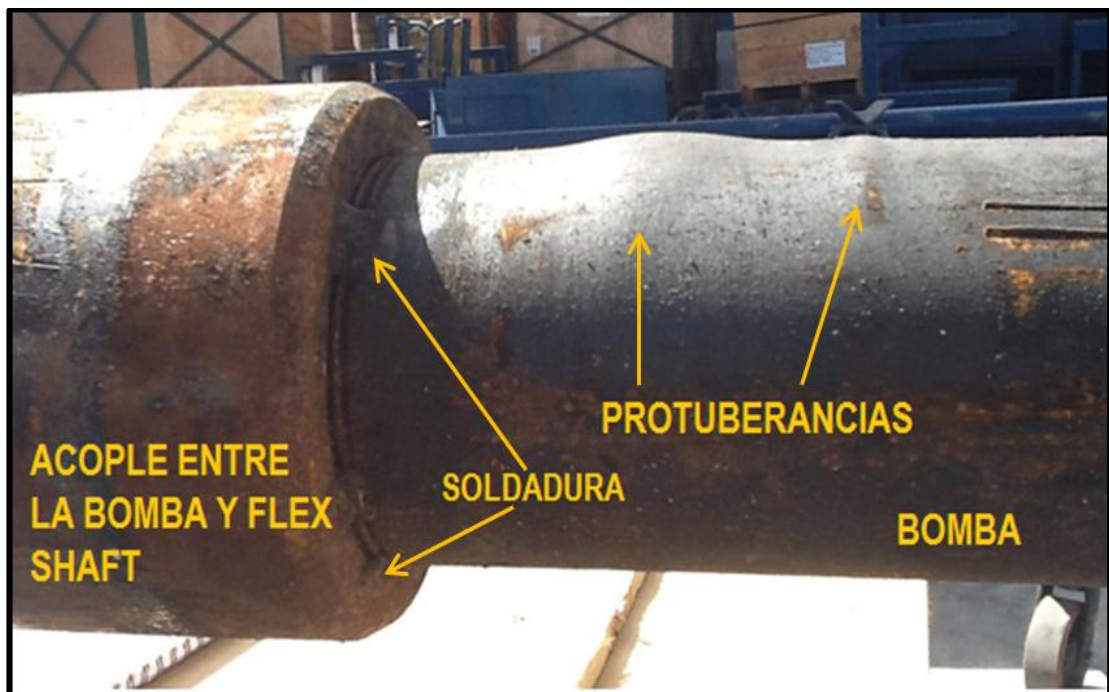


Figura 29. Sección de la base de la bomba PCP, zona del flex-shaft. (Respsol, 2013)

El acople entre Bomba y Descarga se encontraba con las soldaduras en buen estado y ensamble según procedimiento, internamente se analizó sección de descarga de la bomba PCP y remanentes del fluido de producción, los mismos que se procedió a limpiar. (Ver figura 29).



Figura 30. Sección de descarga de la bomba PCP.
(Respsol, 2013)

Como conclusión se pudo evidenciar que la sección de descarga de la bomba pcp se encontraba en buen estado, sin desgaste en la sección de tope ni fisuras a la vista.



Figura 31. Sección de descarga de la bomba PCP.
(Respsol, 2013)

También se analizó en laboratorio el fluido de trabajo de la bomba, con una muestra se pudo evidenciar la presencia de partículas metálicas. (Ver figura 31).

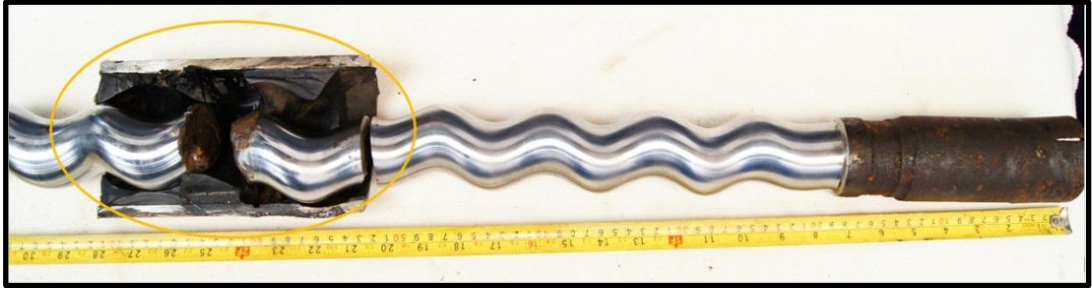


Figura 32. Sección de rotor de la bomba PCP.
(Respsol, 2013)

En la figura 32, se evidencia una ruptura del Rotor justo a 2FT del coupling desde la base y sobre el primer lóbulo del estator. El coupling muestra ruptura y desprendimiento de la camisa interna estriada.



Figura 33. Corte transversal del rotor de la bomba PCP.
(Respsol, 2013)



Figura 34. Corte perpendicular del rotor de la bomba PCP.
(Respsol, 2013)

En la figura 33 y 34 podemos ver el corte transversal y perpendicular respectivamente de la ruptura, se aprecian dos zonas claramente demarcadas, una cara plana que representa cerca del 70% de la superficie de la ruptura y una zona deformación pastica con un 30%.



Figura 35. Corte perpendicular del housing y estado rotor de la bomba PCP.
(Respsol, 2013)

La figura 35 y 36 nos muestra claramente que las protuberancias encontradas en el housing corresponden perfectamente con la fractura y la hélice siguiente a la fractura del eje. Estas marcas son producto de los intentos de arranque luego de la ruptura del eje.



Figura 36. Corte transversal del housing zona de la fractura del rotor.
(Respsol, 2013)



Figura 37. Coupling de conexión en rotor-flexshaft.
(Respsol, 2013)

En la figura 36 en la zona de sección del elastómero se muestra claramente donde hubo la ruptura de eje y donde existieron las protuberancias externas en el housing, así mismo se evidencia partes faltantes de elastómero.

En la figura 37 se evidencia la fisura Coupling de conexión en rotor flex-shaft con fisura miento por el esfuerzo sufrido.



Figura 38. Sección de eje flexible y caja reductora.
(Respsol, 2013)

En la figura 38 se observa el eje flexible en la sección 1 parte A encontramos el Spline para conexión a coupling de Intake en buena condición, en la parte B se tiene el inserto de Flex-shaft en la sección de conexión con el rotor de la PCP en buena condición, no se observan fallas de ensamble, no se evidencia signos de torsión/deformación en su cuerpo El protector tubular en condición ok, y sin daños en su conexión de intake.

En la sección 2 en la parte C y D se puede apreciar la de Base y Cabeza en la caja reductora en buenas condiciones, el giro de eje se muestra suave y sin trabamientos en los engranajes. Aceite limpio en el interior y sin presencia de limalla metálica.

El intake incorporado se encontró con orificios libres de taponamiento y signos de erosión en sus paredes, el sello estaba en condición externa muy buena, internamente en sus cámaras se encontró el aceite limpio de impurezas, trabajado normalmente.

4.1.5.4 Resultado del análisis de falla operacional del equipo BЕСP.

La investigación reveló que la causa de la baja o no producción del sistema BЕСP fue debido a la ruptura del eje de la bomba PCP (rotor) a la altura del primer lóbulo del estator luego encontrarse 139 días de operación.

El rotor sufrió una fractura debido al cambio brusco de giro que se le dio al equipo mientras operaba por parte del personal técnico. La fractura del eje presenta las caras con dos zonas claramente demarcadas, una zona plana con un 70% del área de la ruptura, y un 30% del área restante de la fractura compuesto por deformación plástica del material debido a torsión.

4.1.6 QUINTA CORRIDA DEL POZO DAIMI A-21: YACIMIENTO U-SUPERIOR CON EQUIPO BЕСP.

La segunda corrida de equipo BЕСP, tuvo lugar el 02 de Agosto de 2013, día en el que se procede a sacar equipo BЕСP modelo 200-D-3600/ 180 HP después de fractura en el rotor, para proceder a bajar nuevo Equipo Electrosumergible de Cavidad Progresiva con las siguientes especificaciones:

- Bomba: 130-D-3600 / 126 HP
- Motor: Centrilift 126 HP / 2300 V / 33 A
- Caja reductora: 11.4:1 (538 Series)

- Cable: #1 CELF 5kV,7984ft
- Variador: VSD 4500-VT 519kVA / 480V / 62A
- Sello: GSB3DB LS(513 Series)

Luego de lo cual se procede al arranque el 02 de Agosto de 2013.

4.1.6.1 Procedimiento para la instalación del equipo BESCP en el pozo DAIMI A-21: Us: quinta corrida.

Se realiza charla de seguridad con el personal involucrado en la operación y se procede con la operación. Se realiza el servicio del equipo bescp sin ningún inconveniente se comprueba giro y extensión de los ejes en todos los componentes del equipo. A continuación el procedimiento de instalación del equipo BESCP en el pozo DAIMI A-21: Us:

- Movié torre desde el Pad Bogi A al Pad de Daimi A y armó equipo de reacondicionamiento sobre el cellar del pozo Daimi A21. Inicia operaciones el 28/07/2013 a las 18:00 hrs.
- Tira barra de 2" para romper perno en valvul de drenaje sin éxito. Trató de recuperar con Slick Line sin éxito debido a presencia de petroleo pesado en el tbg de 3 1/2".
- Instaló BPV 4" en tubing hanger 10 3/4" x 4 1/2", desarmó cabezal y línea de producción.
- Armó BOP y probó con 300 psi en baja y 2,100 psi en alta por 10 minutos.
- Intala subestructura.
- Con equipo de Wire Line realiza CCL 1 11/16" tubing punch con cañón de 1 pie 4 TPP en 7,796.3 pies y circula pozo. Sacó Wire a superficie.
- Circuló pozo en reversa con agua de producción 8.4 ppg, con la intención de limpiar interior de tubing. Monitorea por 30 min y observa pozo controlado.

- Desasentó Colgador de tbg con 96 Klbs y Sacó equipo ESPCP 200 D-3600, 126 etapas, 90 HP, 2300V, 33 Amps en tubing de 3 1/2" EUE. Inspeccionó cuerpo de tubing, conexiones y reportó daños del equipo.

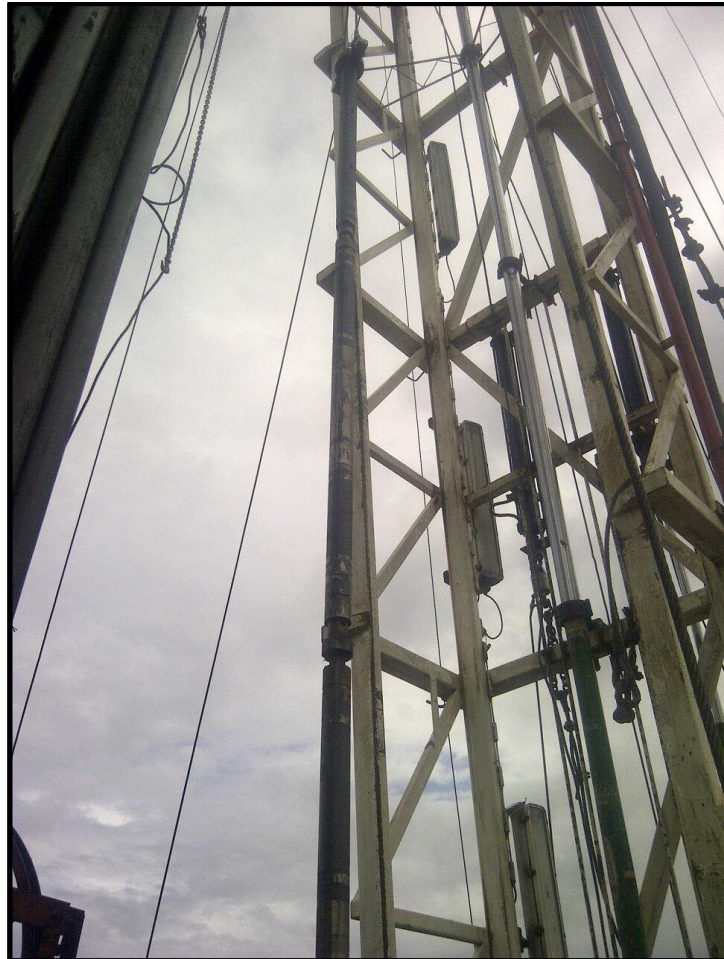


Figura 39. Sacando equipo BESCP 200 D-3600.
(Repsol, 2014).

- Arma BHA de limpieza c/ broca 6 1/8" y casing scraper para csg 7" y bajó limpiando en tandem con scraper para csg 9 5/8" hasta topar PBTD a 9,065 pies.
- Sacó BHA de limpieza hasta superficie.
- Armó y bajó nuevo equipo ESPCP con las siguientes especificaciones:
BOMBA: ESPCP-130-D-3600, 2300 V, 33 A MOTOR: 126 HP
TUBERÍA: 3 1/2 EUE, HASTA SUPERFICIE



Figura 40. Bajando equipo ESPCP 130 D-3600.
(Repsol, 2014).

- Bajó equipo con tbg 3 1/2", prueba con 2,000 psi cada 2,000' bajados y chequea condiciones del cable. Dejó sensor Centinel del equipo a 8,055.14'.
- Recuperó standing valve 2.75" con equipo de Slickline a 7,804.9'.



Figura 41. Bajando equipo ESPCP 130 D-3600.
(Repsol, 2014).

- Asentó tubing hanger y probó con 2,000 psi.
- Recuperó standing valve 2.75" con equipo de Slickline.
- Desmontó BOP. Armó cabezal y probó con 2,000 psi. Armó línea de producción y probó con 800 psi
- Recupera BPV 4" y termina operaciones el 02/08/2013 a las 16:00 h.

4.1.6.2 Análisis de las condiciones operativas en la quinta corrida del pozo DAIMI A-14: bomba BЕСCP.

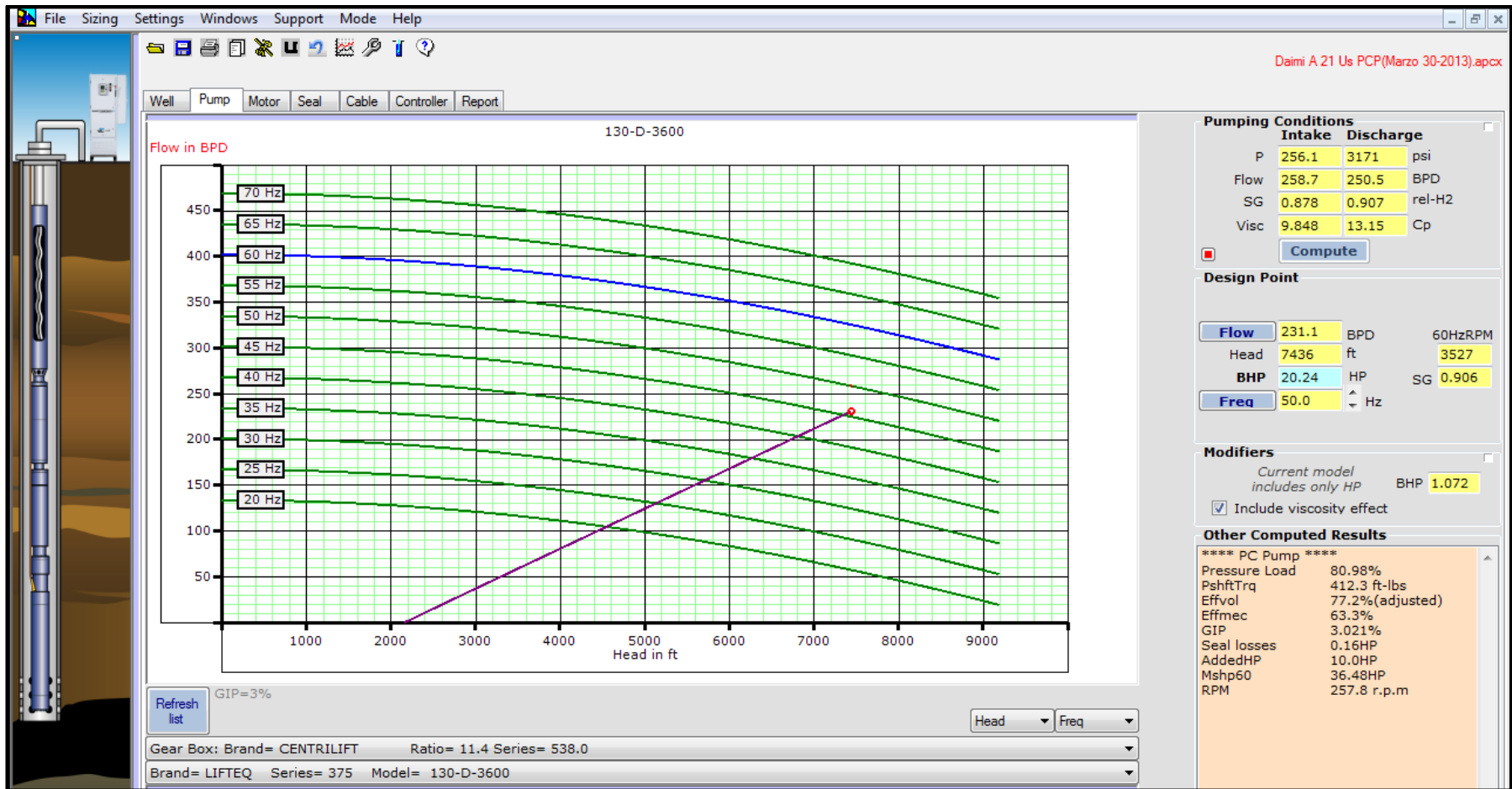
La frecuencia de arranque es de 50 hz con un draw down de 2064 psi. La producción esperada de \pm 231 barriles de fluido por día con una presión de fondo de 256 psi. Se asume que el índice de productividad es de 0,112 bpd/psi. Lo hacen condiciones ideales para utilizar un sistema BЕСCP. El cual inicia su producción el 02 de Agosto 2013 a las 16:00 h, a una producción de 348 BFPD con un 99.9 % de Bsw, estabilizándose en 10 días en 7.4 %.

4.1.6.3 Análisis del desempeño operacional del equipo en la quinta corrida del pozo DAIMI A-14: bomba BЕСCP.

A continuación se presenta el grafico 12, que se refiere a la descripción de la curva de la Bomba BЕСCP 130-D-3600 / 180 HP (Frecuencia – TDH), la altura dinámica total de descarga por la bomba en pies (ft), en función de la tasa de flujo (BFPD) y sus respectivas curvas de velocidad (Hz) del equipo BЕСCP.

El TDH representa a la presión necesaria para levantar la tasa de producción deseada en pies y a una frecuencia de operación dada. Es decir representa la diferencia de presión a la que va a estar sometida la bomba, expresado en altura de columna de fluido.

La curva es diseñada por el Software AutographPC™, donde nos muestra los parámetros antes descritos. (ver Gráfico 12)



(ARCH, 2014)
Gráfico 12. Curva de la BESCP 130-D-3600 (Frecuencia - TDH)

Interpretando el grafico 12. (Curva TDH) El equipo BESCP instalado por segunda vez en el Pozo DAIMI A-21: Run #5 yacimiento U-Superior, operó exitosamente con un TDH de la bomba de 7509 ft iniciando con 240 BPD, con una frecuencia de 45 Hz.

4.2 COSTOS ESTIMATIVOS PARA LA COMPLETACION BESCP.

El conocer los costos de este sistema de levantamiento artificial para optimizar la producción de petróleo en los pozos del Campo DAIMI A-21 es de suma importancia, ya que estos valores son los que permiten determinar el tiempo de recuperación de la inversión.

Tabla 12. Prueba de pozo Abril: DAIMI A-21: Us.

ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA COMPLETACIÓN CON BESCP			
COMPANÍA	SERVICIO	MATERIAL	COSTO
Arch	Permisos		\$ 2,500.00
Halliburton	Registro y cañoneo		\$ 11,482.00
Dygoil	Slickline		\$ 5,233.00
Grúas atlas	Logística y transporte		\$ 11,422.00
Quimipac		Biosida	\$ 225.00
Provips	Seguridad rig		\$ 324.00
Seramin	Alimentación y hospedaje		\$ 5,958.00
Sinopec	Taladro reacondicionamiento		\$ 37,039.00
Repsol		Accesorios tubulares	\$ 103.00
Baker Centrilift	Bomba ESPCP		\$ 175,000.00
Grúas Atlas	Trasteo		\$ 9,000.00
Baker Hughes	Registro +TCP		\$ 54,992.70
G4S	Seguridad		\$ 4,500.00
Baker Hughes		Herramientas de limpieza	\$ 11,866.40
SUBTOTAL			\$ 329.645,10
TOTAL			\$ 329.645,10

(ARCH, 2014)

En la tabla 9, se muestra los costos estimados para implementar la

completación de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva y el trabajo de reacondicionamiento con un costo total de \$ 329.645,10 USD de los 6 días de operación. Dichos costos nos enfocaran en un panorama más claro para instalaciones futuras donde se haga necesario producir parámetros como el retorno de la inversión.

4.3 ANÁLISIS COMPARATIVO DEL SISTEMA BES Y BESCP

Al disponer de pozos con motor eléctrico sumergido con otro sistema que comprenda el mismo equipo como lo es el sistema BES y el BESCP, podemos realizar una comparación entre los dos sistemas, como es el caso en el Campo DAIMI A y DAIMI B los cuales disponen de pozos completados con Sistemas de Bombeo Electrosumergible (BES).

4.3.1 COMPARACIÓN DE LOS EQUIPOS DE FONDO DEL SISTEMA BES Y BESCP

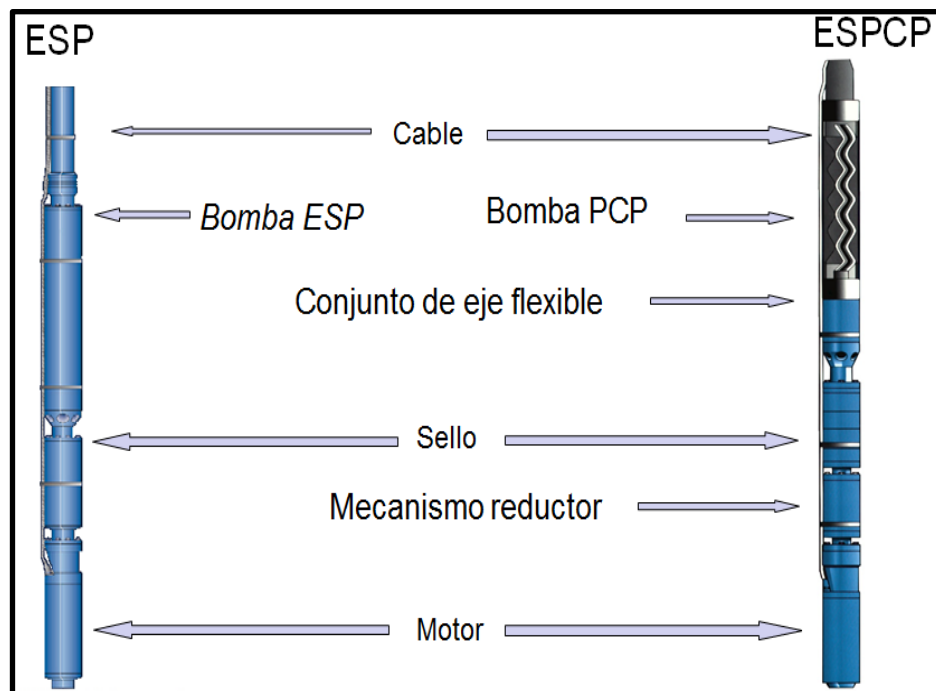


Figura 42. Equipos de fondo BES Y BSCPC.
(Baker Hughes Centrilift, 2009)

En la figura 42, se describe gráficamente las diferencias de los equipos de fondo que conforman los sistemas BES y BESCOP donde podemos observar donde se ubica cada uno de los equipos del nuevo sistema BESCOP como el mecanismo reductor y el eje flexible.

Como podemos observar los dos sistemas están conformados por un motor electrosumergible, el sistema BESCOP está diferenciado del sistema BES por dos equipos en especial: La Caja reductora (Gear Reducer) que es el encargado de reducir las revoluciones (rpm) entregadas por el motor disminuyendo así la velocidad y entregando más fuerza de giro y/o torque a la bomba PCP y el sistema de eje flexible (Flex Shaft), es el que cambia el giro concéntrico del equipo a un giro excéntrico requerido por la bomba.

4.3.2 RANGO Y CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA BES Y BESCOP.

La siguiente tabla indica información acerca de los rangos de operación y las características técnicas del sistema BES y BESCOP.

Tabla 13. Características de operación del sistema BES y BESCOP

PERFIL	BES	BESCOP
Profundidad (TVD)	Menores a 15000 ft	Menores a 6500 ft
Volumen de levantamiento	Máximo 54 000 BPD	Máximo 6000 BPD
Temperatura del pozo	Menores a 400°F	Menores A 300°F
Resistencia a corrosión	Bueno	Aceptable
Manejo de gas	Aceptable	Bueno
Manejo de solidos	Aceptable	Excelente
Gravedad de fluido	Mayores a 12°API	Menores a 35 °API
Eficiencia	35 a 60%	40 a 85 %

(Baker Hughes Centrilift, 2009)

4.3.3 RUN LIFE DEL SISTEMA BES Y BESCPC DEL POZO DAIMI A-21: Us.

En el pozo DAIMI A-21, se completó en primera instancia en su tercera corrida el sistema BES que fallo después de 130 días desde su arranque su producción con sistema de bombeo electrosumergible convencional desde 12 de Octubre de 2012, con un modelo de equipo CP y se encontraba operando bajo condiciones normales hasta el mes de febrero del mismo año, donde se produce un problema eléctrico en el equipo de fondo, por alarma de alta presión en el variador. Se realiza intentos de arranque sin éxito. Posteriormente se decidió que lo ideal era instalar un sistema BESCPC en su cuarta y quinta corrida que registra una Run life de 203 días de exitosa operación, se muestra a continuación en la Tabla 14.

Tabla 14. Producción histórica promedio mensual: DAIMI A-21: Us.

Data	Sistema ESP (Run#3)	Sistema ESPCP(Run#4)
Bomba	X-10-238-152	200D-3600 LIFTEQ 375 SERIES
Motor (Hp)	152	152
Caudal de fluido (BFPD)	310	315
Caudal petróleo(BPPD)	206	226
Presión al Intake (Psi)	209	209
Potencia consumida (Kw)	68.2	36
Eficiencia de la Bomba	25%	79%
Frecuencia (Hz/ rpm)	60	45/310
Run Life (días)	139	203

(ARCH, 2014)

En la tabla 14. Podemos observar la evidente ventaja del sistema BESCPC frente al BES convencional en las condiciones ya analizadas anteriormente, este Sistema tiene la posibilidad de instalarse en 10 pozos más a futuro realizando los respectivos estudios.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Después de realizar el estudio técnico del Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva (BESCP), con la finalidad de Optimizar la Producción de Crudos Pesados del pozo DAIMI A-21, se concluye lo siguiente:

- En el Campo DAIMI A a la fecha de la presente investigación 2 pozos producen mediante Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva (BESCP), 9 pozos mediante Bombeo Electrosumergible convencional (BES), 2 pozos son inyectores, 3 pozos se encuentran en punta libre y 1 en espera de workover.
- Debido al análisis realizado por la Compañía Operadora y de la distribución de las propiedades petrofísicas, litológicas, geológicas y del fluido; Se determinó que en el yacimiento U-superior del campo DAIMI A, presenta condiciones de presión, temperatura ideales para almacenar petróleo pesado de 13.9° API (Promedio), pozo apto para la instalación de un Sistema Electrosumergible De Cavidad Progresiva (BESCP).
- El Sistema de Bombeo Electrosumergible de cavidad progresiva (BESCP), es ideal para operar en yacimientos que producen a tasas bajas de producción con alto contenido de finos (Producción de arena), mediano a alto GOR, petróleo altamente viscoso, crudos con bajo grado API y en reservorios con bajo potencial de productividad (IPR).
- Los pozos DAIMI A-21 yacimiento U-superior, DAIMI A-14 yacimiento BT, en la actualidad operan con este sistema y cumplen los parámetros técnicos para completar con equipo BESCP.
- El pozo DAIMI A-21 Productor del yacimiento U-superior el cual

presenta un promedio de 226 BPPD, 0.112 BF/PSI, presento y problemas operacionales con el sistema BES en su tercera corrida instalada anteriormente, por lo que se hizo necesario un cambio de sistema que sea adecuado para trabajar a las condiciones de pozo actuales.

➤ En el primer diseño de BESCO para el pozo DAIMI A-21, en si cuarta corrida se determinó un TDH total de 7335 ft, que corresponde a la Bomba (PCP) 200D-3600-LIFTEQ para lograr elevar el fluido desde fondo a superficie.

➤ En el diseño manual del equipo BESCO para el pozo DAIMI A-21 en su quinta corrida se determinó un TDH total de 7509 ft, para lograr elevar el fluido desde fondo a superficie de manera más eficiente que el anterior diseño se cambió el modelo de equipo, de la bomba (PCP) 200D-3600-LIFTEQ al nuevo modelo que corresponde a la Bomba (PCP) 130D-3600-LIFTEQ.

➤ Después de analizar las condiciones operacionales del equipo BES y BESCO instalado en el pozo DAIMI A-21, se puede concluir que el equipo BES de su tercera corrida falla a los 139 días de ser instalada y se completa por primera vez en cuarta corrida el sistema BESCO trabajando por 203 días de forma exitosa, casi logrando doblar el Run life de operación de la bomba BES con crudo pesado promedio de 13.9° API, lo cual se evidencia un aumento de eficiencia y por ende una reducción de consumo energético.

➤ En base a las condiciones operacionales del equipo BESCO instalado en el pozo DAIMI A-21 al producir crudos pesados, Run life del equipo, costos de operación, se puede concluir que el Sistema de Levantamiento Por Cavidades Progresivas con motor de fondo optimiza la producción de crudos pesados con producción de arena y alta rata de gas.

➤ La inversión total estimada es de USD. \$ 329.645,10 para completar un pozo con bombeo electrosumergible de cavidad progresiva, incluyendo todos los trabajos de reacondicionamiento, este valor se puede tomar en cuenta para instalaciones futuras en pozos que se encuentran en el mismo campo con similares condiciones.

➤ En la tabla 11, pudimos observar la evidente ventaja del sistema BESCO

frente al BES convencional en las condiciones de temperatura, presión, caudal y potencia consumida, ya analizadas anteriormente.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda buscar candidatos para instalar el sistema BESCO en pozos productores de crudos pesados, con producción de sólidos y con baja tasas de producción, tomando en consideración los que se encuentran en punta libre, analizando las condiciones ideales para su diseño.

- teniendo en cuenta la posibilidad de aplicarlo a futuro realizando los respectivos estudios. Instalar el sistema BESCO en pozos, Evaluando el yacimiento y/o pozo para conocer las características y parámetros de fluido como: BSW, BPPD, BAPD, BFPD.

- Realizar una prueba de Build-Up en el pozo DAIMI A-21, yacimiento U-superior, por lo menos una prueba al año, ya que los datos tomados para el diseño del sistema de levantamiento artificial (BESCO) son correlacionados a datos de pozos aledaños y por lo tanto deben ser confiables y alcanzar el flujo radial, para posteriormente determinar el potencial de pozo (IPR) y diseñar el sistema de levantamiento artificial con datos confiables.

NOMENCLATURA

°	Grados de Temperatura
API:	American Petroleum Institute
ARCH:	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
BES:	Bombeo Electrosumergible
BESCP:	Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva
BFPD:	Barriles de Fluido por Día.
BPPD:	Barriles de Petróleo por Día.
BSW:	Sedimentos Básicos y agua.
GRU:	Gear Reducer Unit
ID:	Diámetro interno
IP:	Inflow Performance (Índice de Productividad)
md:	Milidarcy
MD:	Profundidad Medida.
OD:	Diámetro Externo
PCP:	Bombeo de Cavidad Progresiva
PPM:	Partes por millón
PTB:	Producción de arena (lb/1000 Bls).
Pwf:	Presión de fondo fluyente
RPM	Revoluciones por minuto
SST:	Arena (sandstone)
Sw:	Saturación de agua
TVD:	Profundidad vertical verdadera
VSD:	Variador de velocidad (Variable Speed Drive)

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

Ángel, G. C. (1968.). Apuntes de Producción de Pozos I . En G. C. Ángel, *Facultad de Ingeniería* (pág. Mexico). Mexico.

ARCH. (2013). *Informe de arranque Pozo*. Quito.

ARCH. (2014). *Columna estratigrafica de la Cuenca oriente - Subproceso de Geología y Geofísica*. Quito.

ARCH. (2014). *Producción y estado de funcionamiento de cada pozo reportado 2014 Bloque 16 - Subproceso de exploración y Producción*. Quito.

ARCH. (2014). *Sub proceso de Yacimientos- ARCH*. Quito.

Baker Hughes Centrilift. (2007). *Artificial Lift Technology - Electrical Sumersible Pump System Handbook*. Claremore, Oklahoma.

Baker Hughes Centrilift. (2009). *Manual Artificial Lift Progressing Cavity Pumping systems Handbook ESPCP*. Claremore, Oklahoma.

Barrera, G. (2012). *Aplicaciones del Sistema Artificial de Producción Híbrido ESPCP. Bomba de Cavidades Progresivas asistida por un motor eléctrico sumergido*. Mexico, D.F, Mexico.

Bookaman, V. A. (1998). *El Pozo Ilustrado*. Caracas: FONCIED.

Centrilift Baker Hughes. (2009). *CENTRILIFT SUBMERSIBLE PUMP*. Oklahoma 74017, U.S.A.

Chacín, N. (2003). *Bombeo De Cavidad Progresiva*. Anzoátegui, Venezuela.

Chuquin, S., & Murminacho, E. (2013). *Optimización de la Producción de crudos pesados mediante Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva del Campo FANNY 18B*. Quito, Pichincha, Ecuador.

Franco, P. (2010). *Análisis de las aplicaciones de Bombeo Electrosumergible (BES) y Bombeo Electrico por Cavidades Progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros*. Quito, Pichincha, Ecuador.

Guitian, H. (2001). Manual del curso de levantamiento artificial por gas lift. En H. Guitian, *Manual del curso de levantamiento artificial por gas lift* (pág. 173). Caracas: INTEVEP S.A.

Hirschfeldt, M. (2008). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas* (Vols. 2008-V1). OilProduction.

Hirsofeldt, M. (2004). *PC Pump, Diseño basico y Selección*.

Ibañez, S. (2011). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*. Santander.

Laura Rivera, J. Q. (10 de Julio de 2012). *Slideshare*. Recuperado el 27 de 03 de 2014, de Slideshare: <http://www.slideshare.net/gabosocorro/bombeo-hidraulico-tipo-jet>

Morao, R. (2011). *Evaluacion técnico-económica de la implementación de las Bombas de Cavidades Progresivas metal-metal en pozos someros del campo orocual*. Barcelona, Anzoátegui, Venezuela.

NETZSCH Oilfield Products GmbH. (2004). *Manual de sistemas PCP*. USA-Exton, PA.

Oil-Mail. (s.f.). *Oil-Mail*. Recuperado el 27 de 03 de 2014, de Sistemas de Levantamiento Artificial: http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_4374.html

OilProduction. (s.f.). *OilProduction.net*. Obtenido de OilProduction.net: <http://www.oilproduction.net/>

Ortega, E. (2009). *Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas aplicado a pozos desviados*. Mexico, D.F, Mexico.

Petrolera, L. C. (07 de 05 de 2009). *La Comunidad Petrolera*. Recuperado el 22 de 02 de 2014, de Bombeo Electro Sumergible: <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/bombeo-electrosumergibles.html>

Petrolera, L. c. (11 de 01 de 2009). *Portal de noticias del mundo del petróleo y la energía*. Recuperado el 21 de 01 de 2014, de Bombeo de cavidad progresiva (PCP), ventajas y desventajas.: <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/bombeo-de-cavidad-progresiva-pcp.html>

Repsol. (2012). *Manual de Operaciones Campo Daimi Bloque 16 Repsol*. Quito.

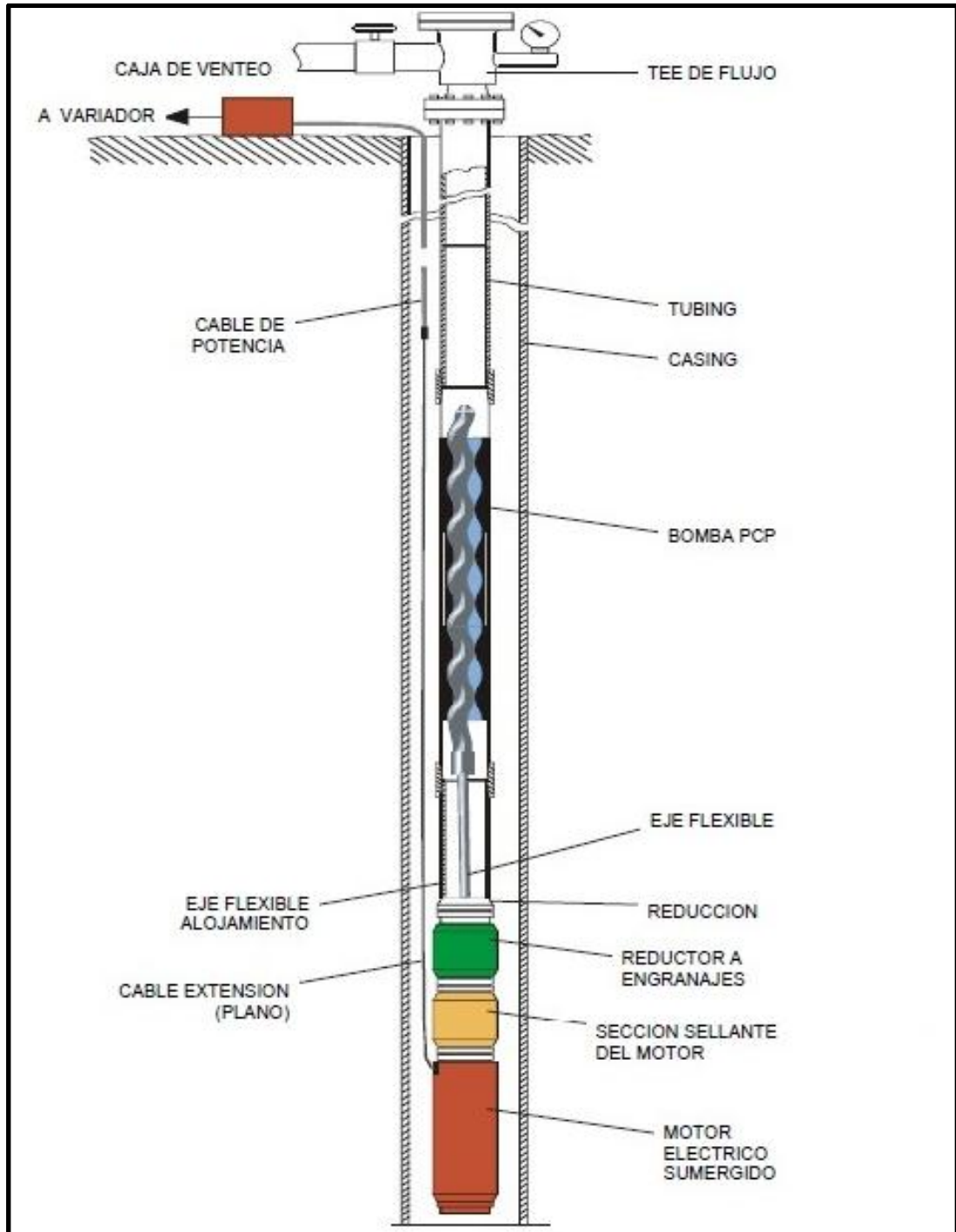
Respsol. (2013). *Informe Pozo Daimi A-21*. Quito.

Santamaría, J. (2010). *Dimensionamiento del Sistema de bombeo de electro sumergible (ESP) utilizando un by pass (y- tool) en la completacion del pozo de desarrollo Tania 1(Ecuador)*. Quito, Pichincha, Ecuador.

ANEXOS

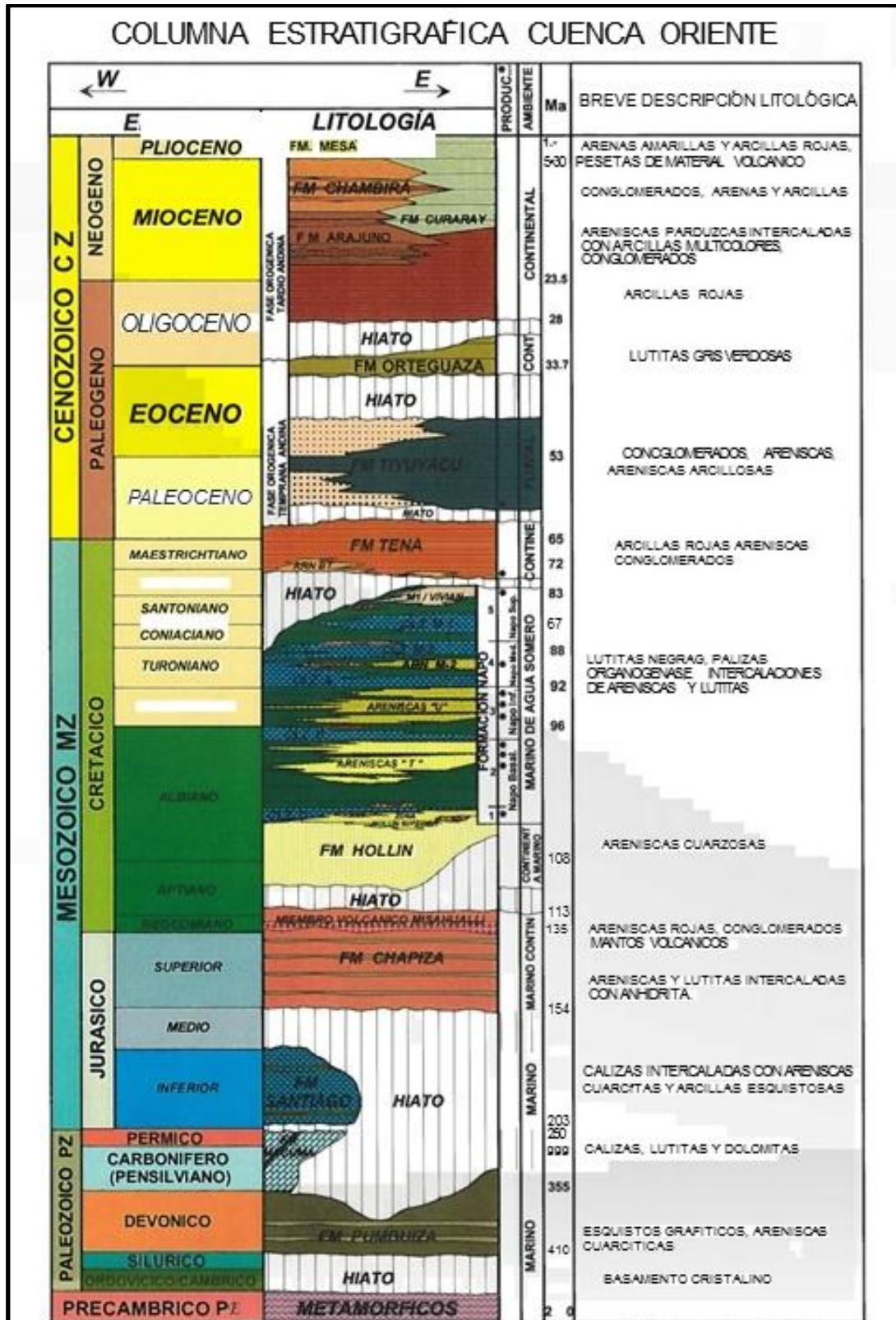
ANEXOS

ANEXO 1. Diagrama de Sistema de Bombeo Electro sumergible de Cavidades Progresivas



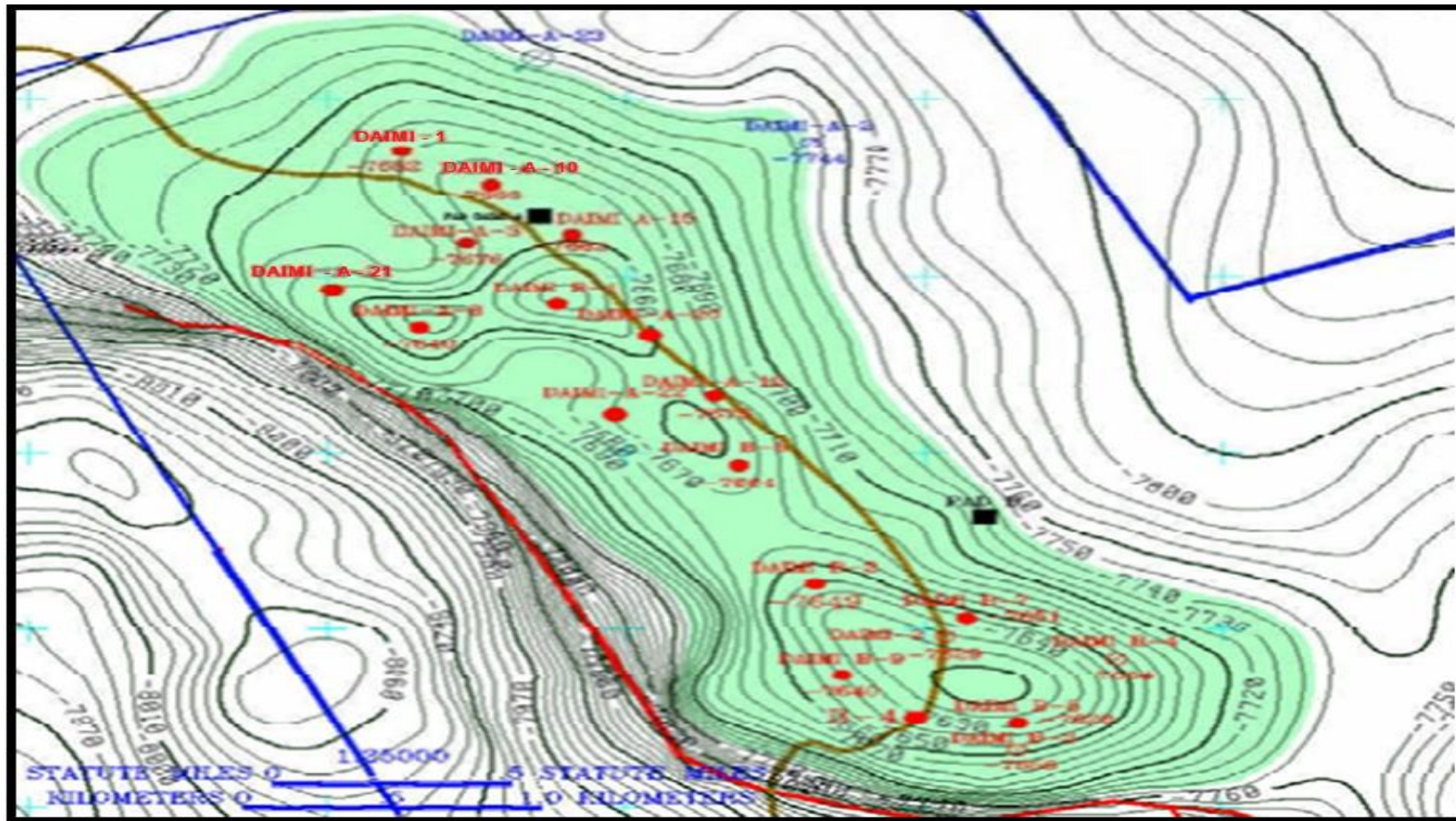
(NETZSCH Oilfield Products GmbH, 2004)

ANEXO 2. Columna estratigráfica para la Cuenca Oriente.



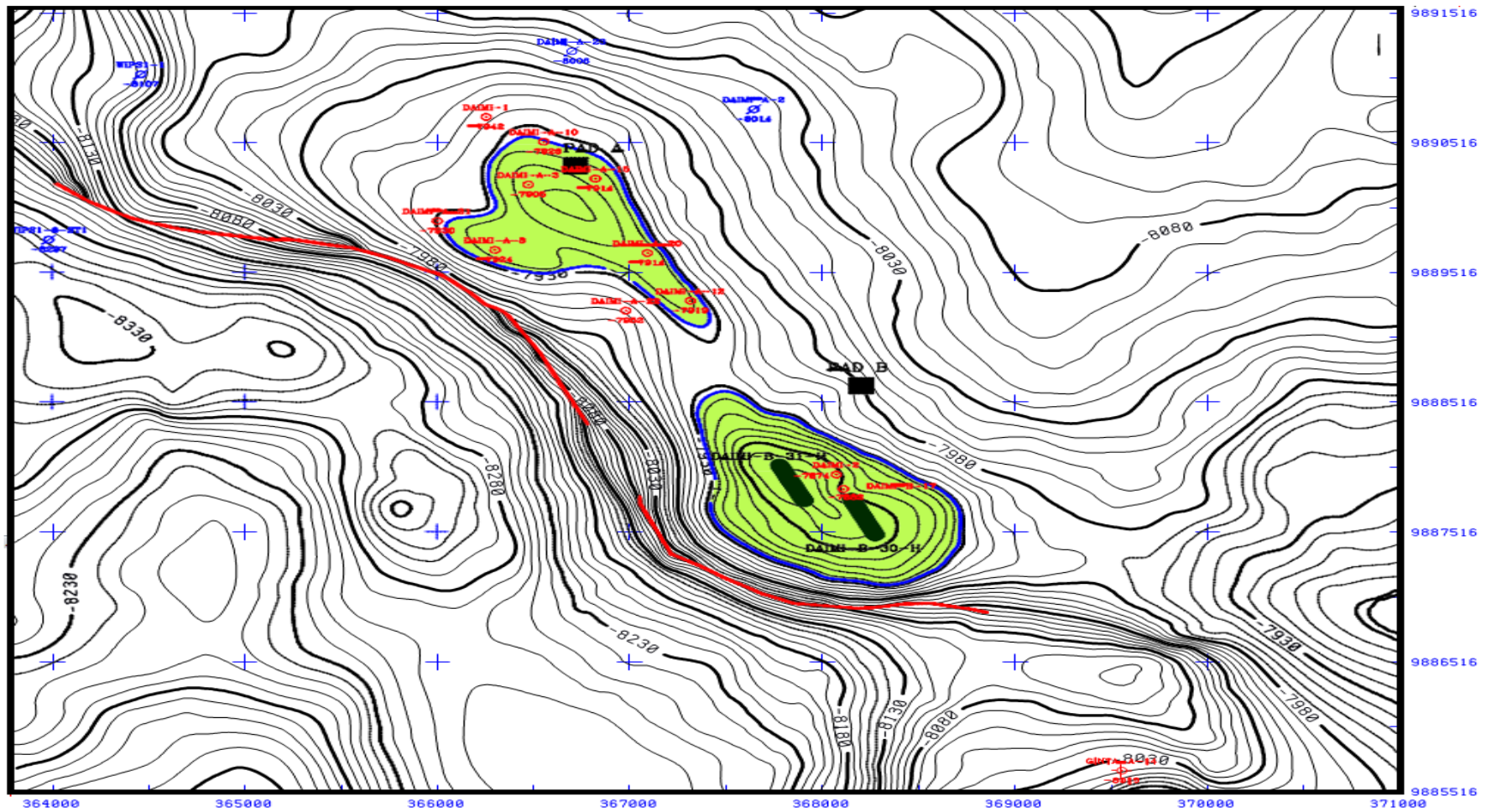
(ARCH, 2014)

ANEXO 3. Ubicación del pozo DAIMI- A21 en el Mapa en profundidad Arenisca “U” INFERIOR.



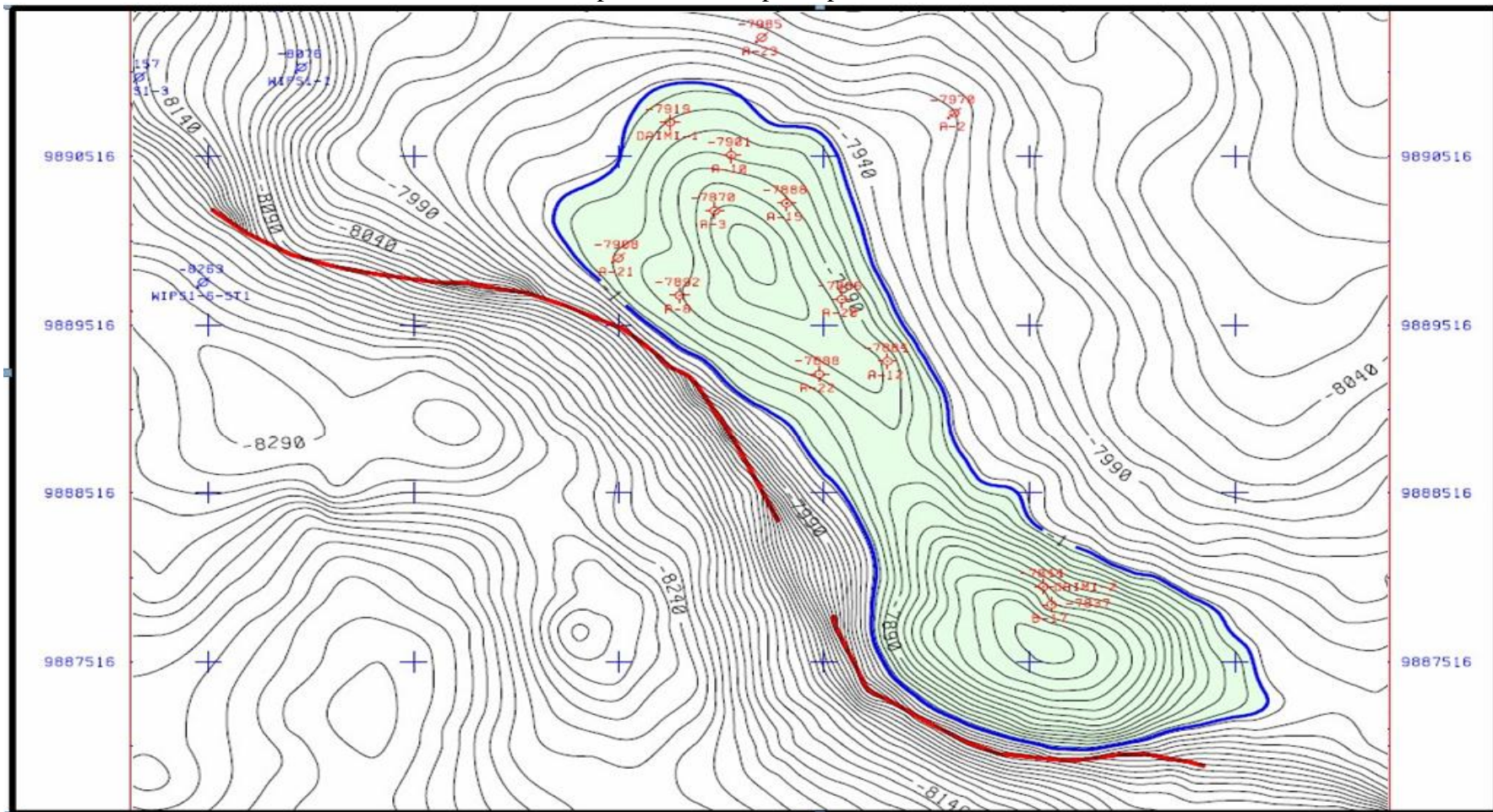
(ARCH, 2014)

ANEXO 4. Campo DAIMI- Mapa en profundidad. Arenisca "T" INFERIOR 1.



(ARCH, 2014)

ANEXO 5. Campo DAIMI- Mapa en profundidad. "Ti" INFERIOR 2



(ARCH, 2014)

ANEXO 6. Diagrama de Completación del Pozo DAIMI A-21: WO # 04



REPSOL ECUADOR SA DAIMI A21 WORKOVER #4 FINAL DIAGRAM

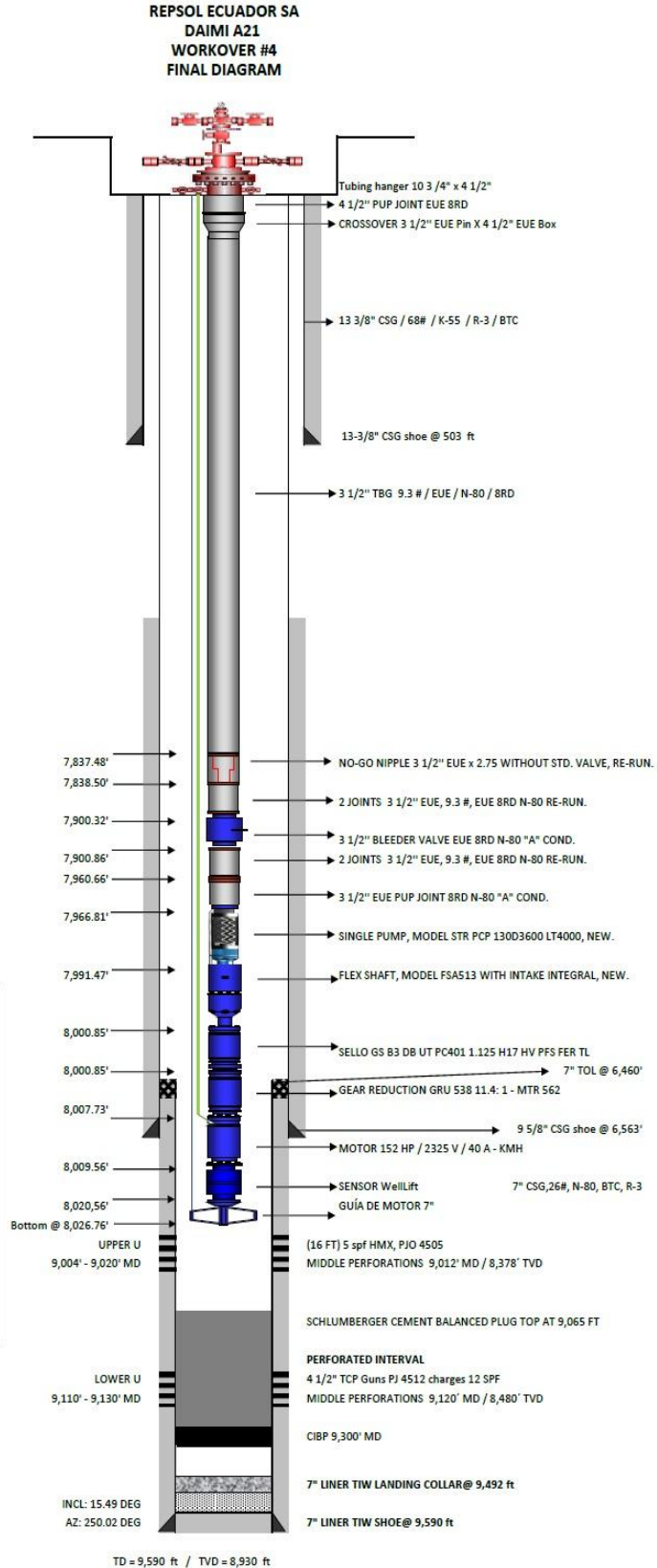
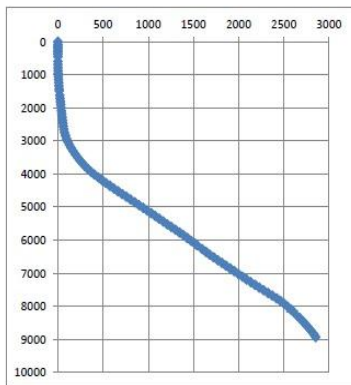
SPUD DATE: 08-Feb-05
 START DRILLING: 08-Feb-05
 RIG RELEASE: 20-feb-05
 INITIAL COMPLETION: 26-feb-05
 WO #1: 03-nov-06
 WO #2: 01-jul-09
 REC #1: 11-oct-12
 WO #4: 19-mar-13

Permanent Datum - Sea Level
 Elevation K.B.: 790 ft.
 Elevation G.L.: 753 ft.
 Original KB: 37

13 3/8" CASING DESIGN	
0' - 503'	
K55, 68#, R3, BTC	
I.D.	12.415"
Drift	12.259"
Burst	3,450 psi
Collapse	1,950 psi
Volume	0.14972 bb/ft

9 5/8" CASING DESIGN	
0' - 6,563'	
BTC / N-80 / 47# / R-3	
I.D.	8.681"
Drift	8.525"
Burst	6,870 psi
Collapse	4,760 psi
Volume	.0732 bb/ft.

7" CASING DESIGN	
6,460' - 9,590'	
26# / N-80 / R-3 / BTC	
I.D.	6.276"
Drift	6.151"
Burst	7,240 psi
Collapse	5,410 PSI
Volume	.0383 BBLS/FT



TD = 9,590 ft / TVD = 8,930 ft

(ARCH, 2014)

ANEXO 7. Diagrama de Completación del Pozo DAIMI A-21: WO # 05



REPSOL ECUADOR SA DAIMI A21 WORKOVER #5 FINAL DIAGRAM

SPUD DATE: 08-Feb-05
 START DRILLING: 08-Feb-05
 RIG RELEASE: 20-Feb-05
 INITIAL COMPLETION: 26-Feb-05
 WO #1: 03-Nov-06
 WO #2: 01-Jul-09
 REC #1: 11-Oct-12
 WO #4: 19-Mar-13
 WO #5: 02-Ago-13

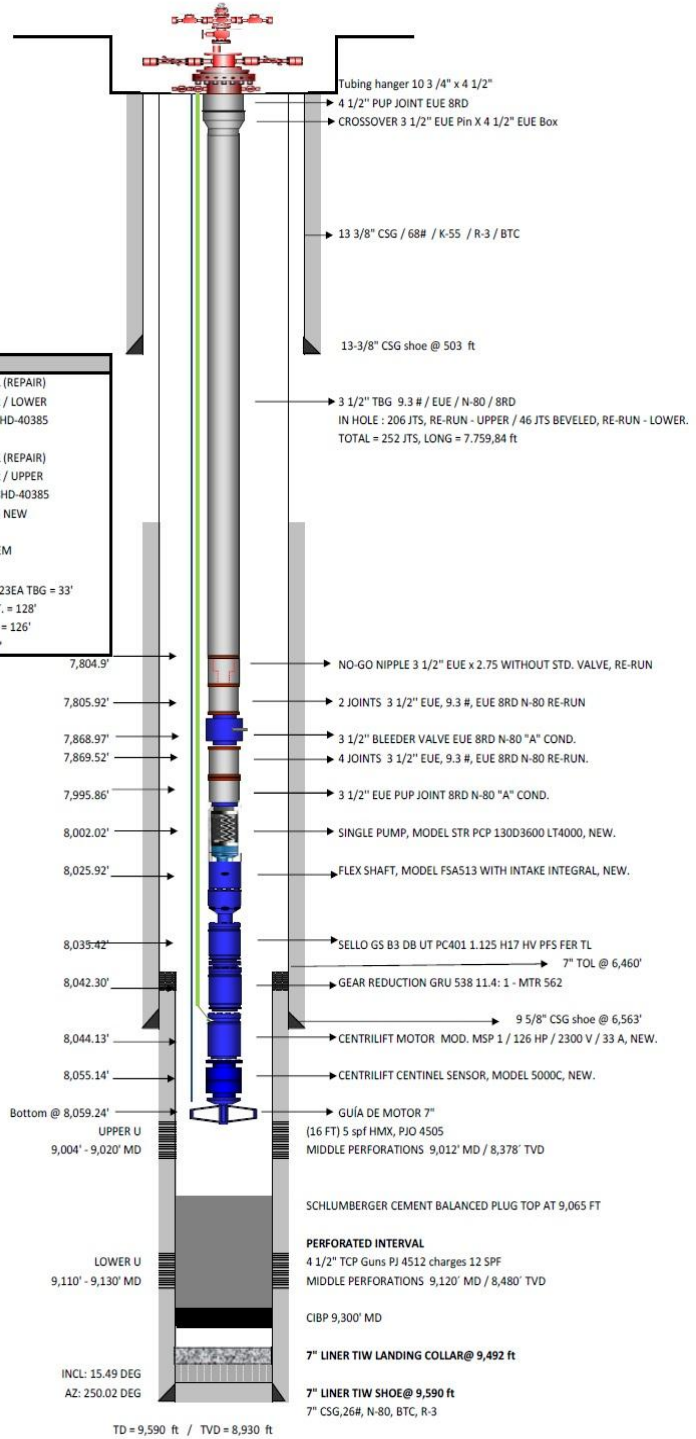
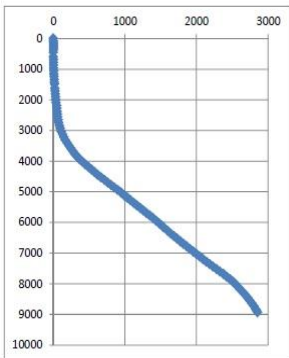
Permanent Datum - Sea Level
 Elevation K.B.: 790 ft.
 Elevation G.L.: 753 ft.
 Original KB: 37

13 3/8" CASING DESIGN	
0' - 503'	
K55, 68#, R3, BTC	
I.D.	12.415"
Drift	12.259"
Burst	3,450 psi
Collapse	1,950 psi
Volume	0.14972 bbl/ft

9 5/8" CASING DESIGN	
0' - 6,563'	
BTC / N-80 / 47# / R-3	
I.D.	8.681"
Drift	8.525"
Burst	6,870 psi
Collapse	4,760 psi
Volume	.0732 bbls/ft.

7" CASING DESIGN	
6,460' - 9,590'	
26# / N-80 / R-3 / BTC	
I.D.	6.276"
Drift	6.151"
Burst	7,240 psi
Collapse	5,410 PSI
Volume	.0383 BBLs/FT

CABLE & BANDING INFO.
 -FLAT CABLE No.1 AWG SOL (REPAIR)
 W/ 3/8" CAPILLARY, 4.580 ft / LOWER
 S/N 102372688 E, REEL # 78HD-40385
 -SPUCE AT 4.570 ft MD
 -FLAT CABLE No.1 AWG SOL (REPAIR)
 W/ 3/8" CAPILLARY, 3.454 ft / UPPER
 S/N 102685585 A, REEL # 78HD-40385
 -FLAT CABLE MLE - KLHT # 4 NEW
 S/N 12837379 / 60 ft
 -QUICK CONNECTORS SYSTEM
 P-3000-2 DM, RE-RUN
 -3/4" BANDS, 10EA EQUI & 23EA TBG = 33'
 -3 1/2" FLAT CANNON PROT. = 128'
 -3 1/2" FLAT GRIPPY PROT. = 126'
 -S13 EQUIPMENT PROT. = 2'



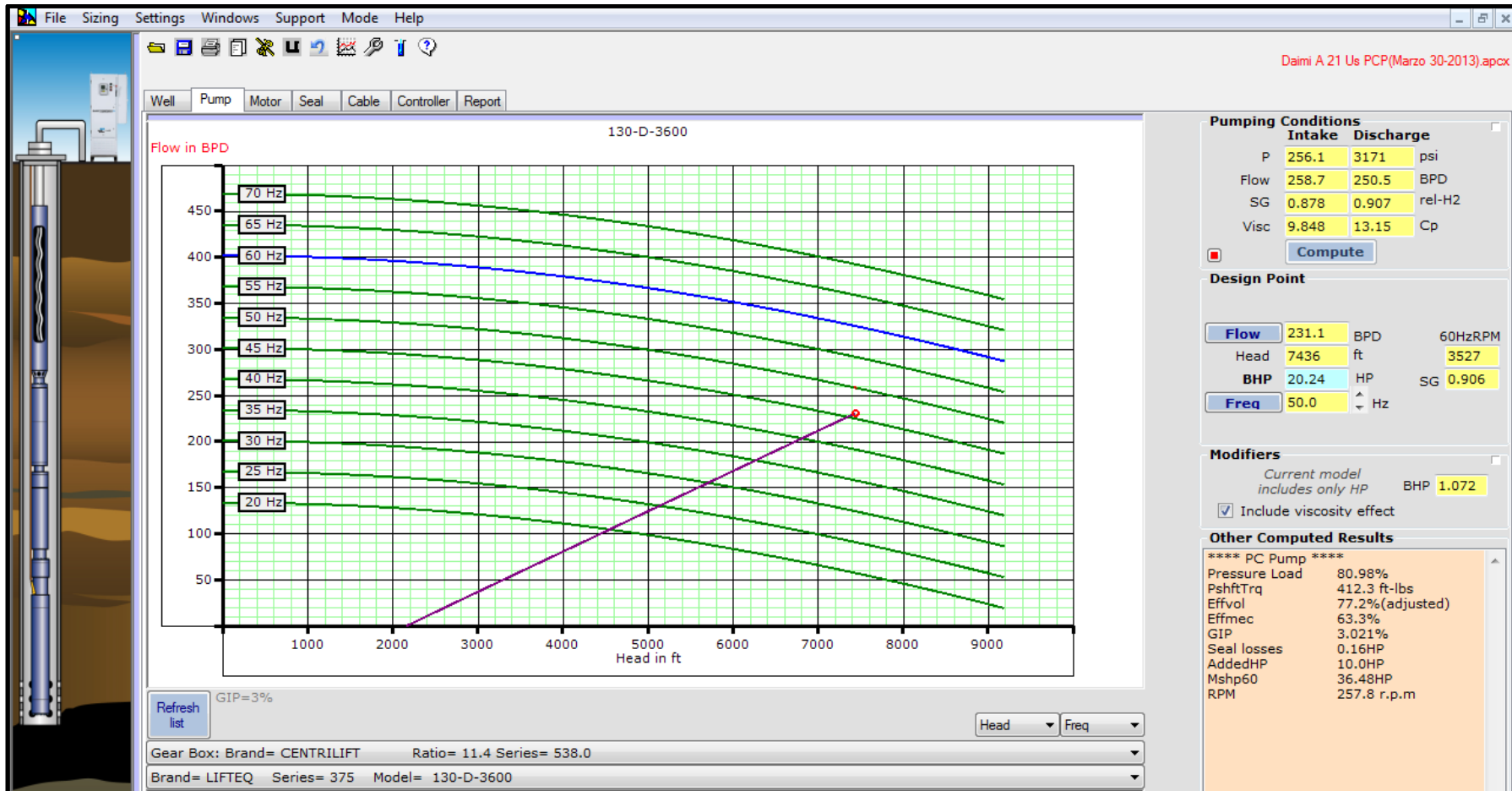
(ARCH, 2014)

ANEXO 8. Curva de la ESP X10-238-152 (Frecuencia - TDH)



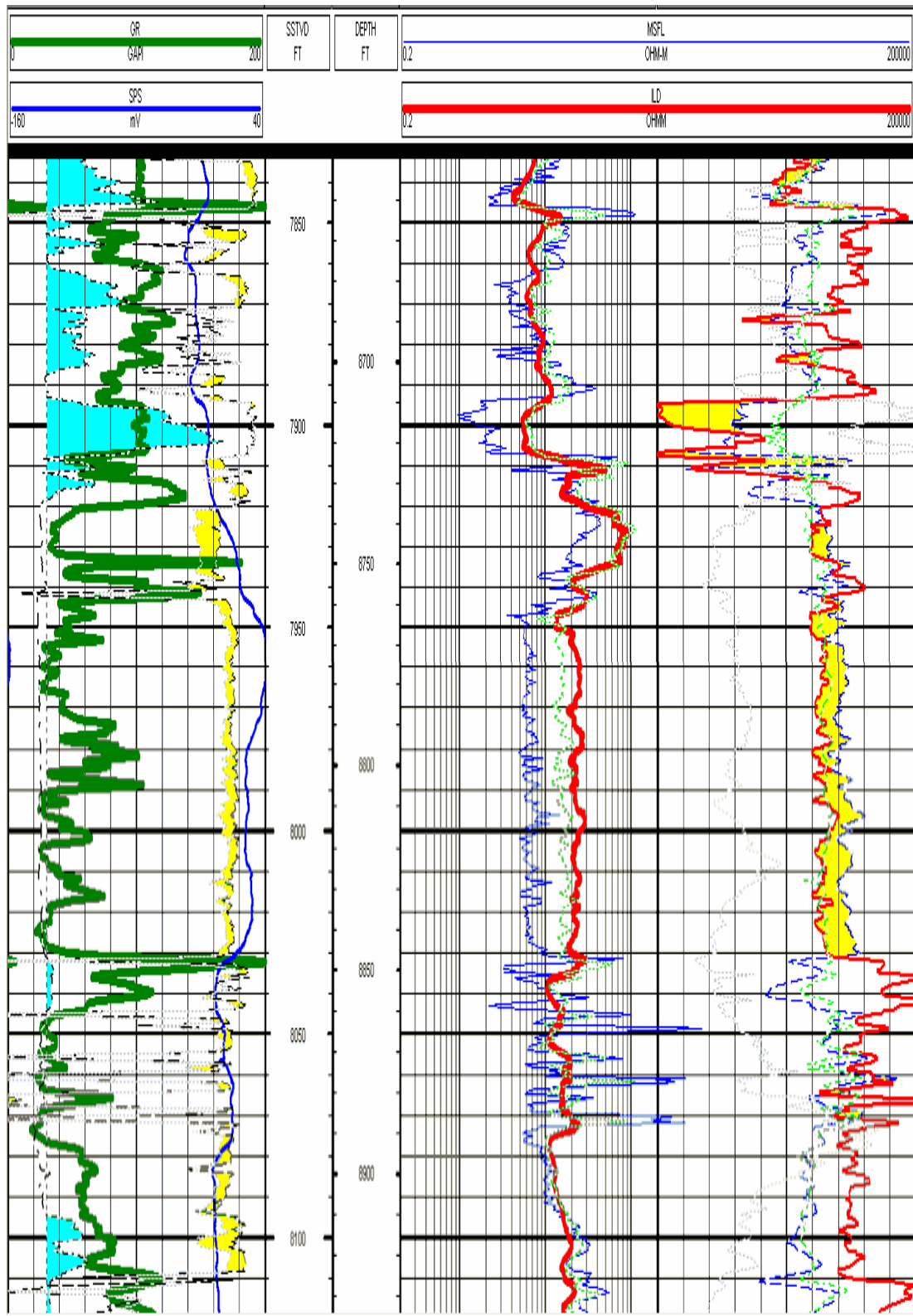
(ARCH, 2014)

ANEXO 9. Curva de la BSCP 130-D-3600 (Frecuencia - TDH)



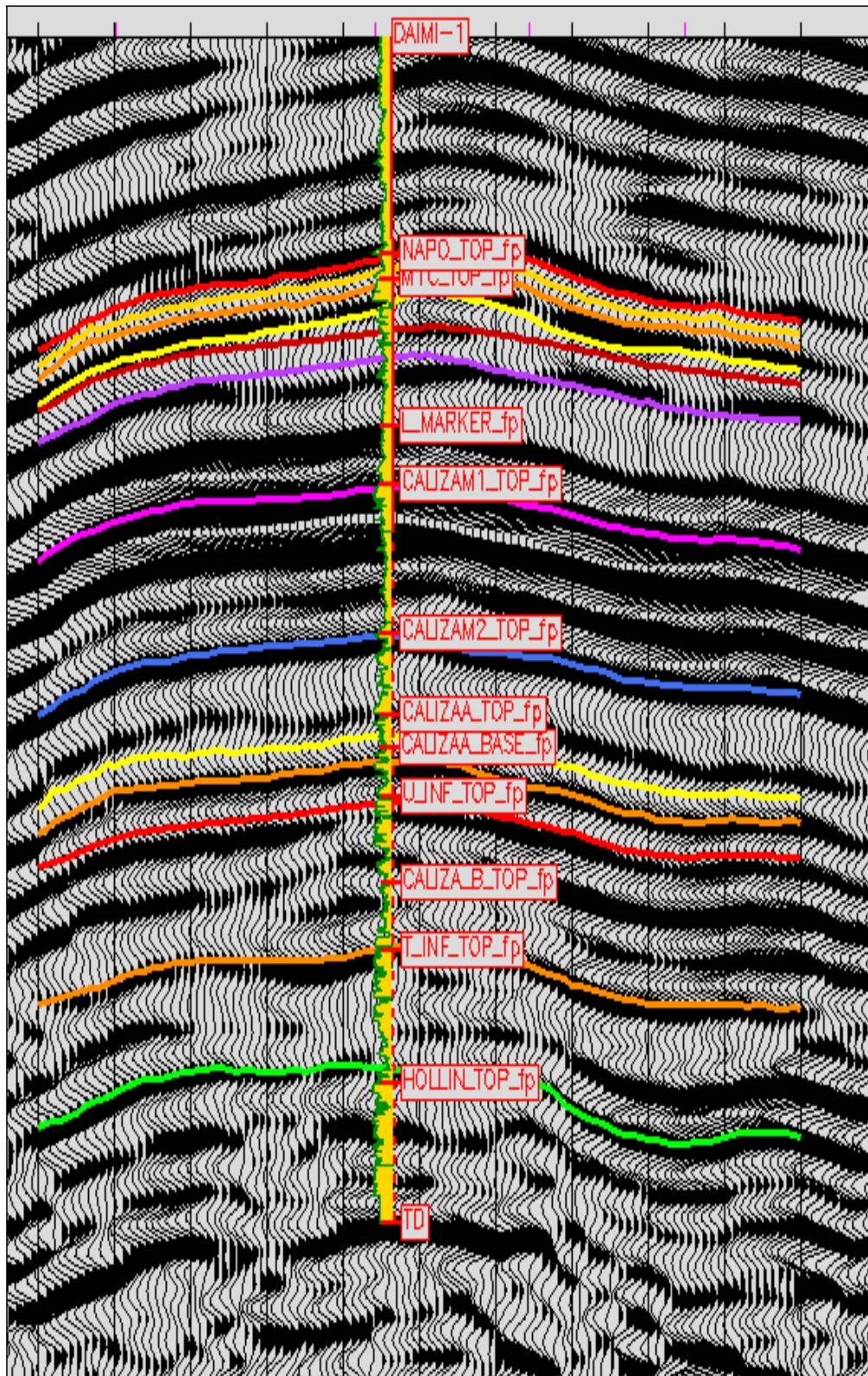
(ARCH, 2014)

ANEXO 10. Registro compuesto, Arenisca T, Pozo Daimi-1



(ARCH, 2014)

ANEXO 11. Sección Sísmica Pozo Daimi-1



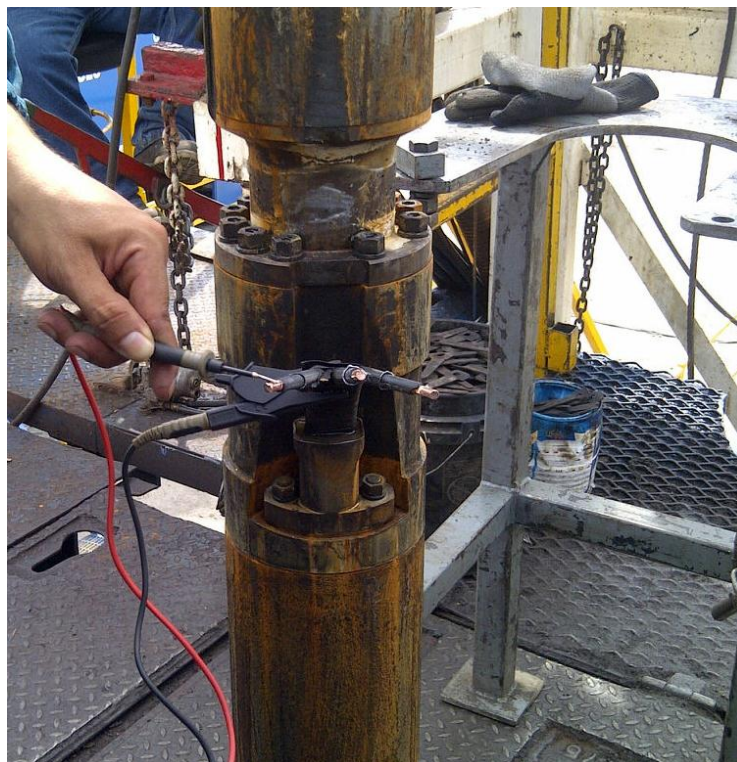
(ARCH, 2014)

ANEXO 12. Empalme de motor BESCP con MLC



(Repsol, 2014)

ANEXO 13. Bajando equipo ESPCP 130 D-3600.



(Repsol, 2014)

ANEXO 14. Traslado torre desde el Pad Bogi A al Pad de Daimi A



(Repsol, 2014).