



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS
MODALIDAD A DISTANCIA**

**IMPLEMENTACIÓN DE UN MANUAL DE PROCEDIMIENTOS
PARA DISEÑO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTRO-
SUMERGIBLE EN LA SECCIÓN DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS DISTRITO
AMAZÓNICO DE EP PETROECUADOR**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
TECNÓLOGA EN PETRÓLEOS**

MAIRA LORENA BIFARINI ENRÍQUEZ

DIRECTOR: ING. ROGER PEÑAHERRERA

Quito, noviembre 2014

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo MAIRA LORENA BIFARINI ENRÍQUEZ, 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.

Maira Lorena Bifarini Enríquez
2100194543

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título " IMPLEMENTACIÓN DE UN MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA DISEÑO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LA SECCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS DISTRITO AMAZÓNICO DE EP PETROECUADOR", para aspirar al título de Tecnólogo en Petróleos fue desarrollado por Maira Bifarini Enríquez, 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. Roger Peñaherrera
DIRECTOR DEL TRABAJO
1709223349

DEDICATORIA

En primer lugar quiero dedicar el presente trabajo a “Dios”; y agradecerle por darme vida, sabiduría, fortaleza e inteligencia necesaria para seguir adelante en cada paso que he dado en mi vida y por permitirme sobre llevar de manera triunfante los obstáculos que se han presentado a lo largo de la misma; por haberme dado la capacidad de cumplir muchos de mis sueños y uno de ellos es haber podido terminar la carrera de Tecnología en Petróleos, poder graduarme y estar trabajando en lo que me gusta.

También quiero dedicar de manera muy especial a mis Padres y Hermanos, por estar apoyándome en los momentos más difíciles de mi vida, estudio y trabajo, siempre preocupándose por mi seguridad y bienestar, brindándome su amor, su cariño y su compañía incansable aconsejándome lo mejor para mi vida, impulsándome; ya que sin la ayuda, sacrificio y comprensión de ellos, jamás hubiera podido culminar esta meta académica.

AGRADECIMIENTO

Al finalizar el presente trabajo de tesis tan arduo y lleno de satisfacciones primeramente me gustaría agradecer:

A ti mi Dios, por permitirme llegar a ser realidad este anhelo en mi vida académica, cumpliendo este sueño.

A mis padres Williams y Magdalena, quienes siempre estuvieron dándome apoyo moral para mi formación académica, son ejemplo de honestidad y lucha; nunca dudaron de mis habilidades.

A mis hermanos Cesar, Edwin y Erika, que siempre me dieron la fortaleza y ejemplo de paciencia, demostrándome su amor, cariño, valentía; gracias por estar conmigo.

A mi profesor de Investigación y Tesis de Grado, Ing. Roger Peñaherrera, por su calidad como docente, por sus consejos, y por su apoyo para poder realizar la presente investigación.

A mi profesor de Carrera, Ing. Raúl Baldeon, por su rectitud en su profesión como docente, por sus consejos, y por su apoyo a lo largo de mi estudio.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial (UTE), por abrirme las puertas a la enseñanza, por permitirme ser parte del conglomerado estudiantil. Por su aporte en mi gran formación como persona, profesional e investigador de nuevas aplicaciones para un mundo mejor.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	xii
ABSTRACT	xiv
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS	2
1.1.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
2. MARCO TEÓRICO	1
2.1 ORIGEN DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL	3
2.2 AGUA DE FORMACIÓN	4
2.3 YACIMIENTO	5
2.3.1 DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	6
2.3.2 FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS	8
2.3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS	8
2.3.3.1 Yacimiento de Gas	8
2.3.3.2 Yacimiento de Petróleo	9
2.3.4 CLASIFICACIÓN DE CRUDOS	9
2.3.4.1 Según su Composición	9
2.3.4.2 Según Grados API	9
2.4 MECANISMOS DE EMPUJE NATURAL	10
2.4.1 GAS EN SOLUCIÓN	10
2.4.2 EMPUJE POR ROCA	11
2.4.3 SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL	11
2.4.3.1 Comprensibilidad de la roca y fluidos	12
2.5 PROPIEDADES DE LA ROCAS Y LOS FLUIDOS	13
2.5.1 PERMEABILIDAD	13
2.5.2 TIPOS DE PERMEABILIDAD	13
2.5.2.1 Permeabilidad absoluta (k)	13
2.5.2.2 Permeabilidad Efectiva (ke)	13
2.5.2.3 Permeabilidad Relativa (kri)	14

2.6 POROSIDAD	14
2.6.1 TIPOS DE POROSIDAD	15
2.6.1.1 Porosidad Absoluta o total	15
2.6.1.2 Porosidad Efectiva	15
2.6.1.3 Geológicamente existen los siguientes tipos de porosidad	16
2.6.1.4 Porosidad Primaria	16
2.6.1.5 Porosidad Secundaria	16
2.7 SATURACIÓN	16
2.8 DENSIDAD DEL PETRÓLEO	17
2.9 TEMPERATURA	17
2.9.1 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	18
2.10 MOVILIDAD	19
2.11 PRESIÓN	19
2.11.1 PRESIÓN ESTÁTICA	19
2.11.2 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE	19
2.11.3 PRESIÓN ATMOSFÉRICA	20
2.11.4 PRESIÓN ABSOLUTA	20
2.11.4.1 Presión de Succión de la Bomba (PIP)	20
2.11.4.2 Presión de Descarga de la Bomba (PDP)	20
2.11.4.3 Presión de Cabezal de Pozo (THP)	20
2.11.4.4 Presión de Casing del Pozo (CHP)	21
2.11.4.5 Presión de Burbuja (PO)	21
2.11.4.6 Altura de la Columna	21
2.12 REGISTROS DE PRESIONES DE FONDO (BUILD UP)	22
2.13 GRADIENTE DE PRESIÓN	23
2.13.1 NIVEL DE FLUIDO	23
2.13.2 NIVEL ESTÁTICO (NE)	24
2.13.3 NIVEL DINÁMICO (ND)	24
2.14 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO	
ELECTROSUMERGIBLE	24
2.14.1 GENERALIDADES	25

2.15 APLICACIONES SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	27
2.15.1 PRINCIPIOS DE ELECTRICIDAD	27
2.15.2 ELEMENTOS DEL SISTEMA BOMBEO ELECTRO	
SUMERGIBLE	27
2.15.2.1 Equipo de fondo	28
2.15.3 BOMBAS CENTRIFUGAS:	28
2.15.3.1 Etapa de la bomba	29
2.15.4 INTAKE /SEPARADOR DE GAS	30
2.15.5 MOTOR	31
2.15.6 COMPONENTES DEL MOTOR	32
2.15.7 PROTECTORES	33
2.15.8 FUNCIONES DEL PROTECTOR	33
2.15.9 CABLE DE POTENCIA	34
2.15.10 POTHEAD	35
2.15.11 SENSOR	35
2.16 EQUIPO DE SUPERFICIE	36
2.16.1 TRANSFORMADOR	36
2.16.2 VARIADOR DE FRECUENCIA	36
2.16.3 GENERADOR	37
2.17 ACCESORIOS	37
2.17.1 CAJA DE VENDEO	37
2.17.2 TABLERO DE CONTROL	37
2.17.3 VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN	38
2.17.4 VÁLVULA DE DRENE	38
2.17.5 CONTROLADOR DE VELOCIDAD VARIABLE	38
2.18 VENTAJAS Y DESVENTAJAS EQUIPOS	
ELECTROSUMERGIBLES	39
2.18.1 VENTAJAS	39
2.18.2 DESVENTAJAS	40

3. METODOLOGÍA	41
3.1 PARÁMETROS DE DISEÑO EQUIPOS DE BOMBEO	
ELECTROSUMERGIBLE	41
3.1.1 CARGA DINÁMICA TOTAL (CDT)	42
3.1.2 PRODUCTIVIDAD DEL POZO	43
3.1.3 PRUEBA DEL POZO	43
3.1.4 TIPO DE FLUIDOS PRODUCIDOS	44
3.1.5 ESTADO MECÁNICO DEL POZO	45
3.1.6 DATOS COMPLEMENTARIOS	45
3.1.7 FACTORES QUE AFECTAN AL DISEÑO DE BOMBEO	
ELECTROSUMERGIBLE	45
3.1.8 CAPACIDAD DE FLUJO DEL POZO	46
3.1.9 GEOMETRÍA DE FLUJO	46
3.1.10 GAS LIBRE EN LA BOMBA	47
3.1.11 SEPARACIÓN DE GAS	48
3.1.12 POZOS DESVIADOS	49
3.1.13 PACKERS	49
3.1.14 EFECTOS VISCOSOS	50
3.1.15 TEMPERATURA	50
3.1.16 OPERACIÓN VS. CONDICIONES DE DESCARGA	51
3.1.17 ELECCIÓN DEL EQUIPO	51
3.2 METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTILLA DE	
INGRESO DE DATOS PARA DISEÑO DE EQUIPOS DE	
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE A IMPLEMENTARSE	53
3.2.1 LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DEL POZO;	
REQUERIDOS EN EL DISEÑO DE BOMBEO	
ELECTROSUMERGIBLE CREADO EN HOJA ELECTRÓNICA	
DE EXCEL	55
3.2.2 IMPLEMENTACIÓN DE CAMPOS DATOS TÉCNICOS EN	
CELDA DE LA HOJA ELECTRÓNICA DE EXCEL PARA EL	
DISEÑO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	57

3.2.3 IMPLEMENTACIÓN DE CAMPOS DE DATOS DE LA ÚLTIMA PRUEBA PARA SABER LA PRODUCCIÓN ACTUAL DEL POZO	58
3.2.4 IMPLEMENTACIÓN DE CAMPOS DE DATOS DE PRESIONES, PROFUNDIDADES Y OTROS PARA EL DISEÑO DEL EQUIPO	59
3.2.5 IMPLEMENTACIÓN DE CAMPOS DE DATOS PARA CÁLCULOS DEL DISEÑO EQUIPO	61
3.2.6 IMPLEMENTACIÓN DEL DIAGRAMA DE POZO	62
3.2.7 CURVA IPR	63
3.3 CREACIÓN DE UNA BASE DE DATOS TÉCNICA EN ACCESS PARA EL CONTROL DE STOCK DE EQUIPOS	65
3.3.1 TABLAS	66
3.3.2 CONSULTAS	67
3.3.2.1 Formula utilizada para el desarrollo de consultas	68
3.3.2.2 Procedimiento para realizar una consulta con la aplicación de la fórmula	69
3.3.3 INFORMES	73
3.3.4 VISUALIZACIÓN DE INFORMES Y CONSULTAS	75
3.4 IMPLEMENTACIÓN MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA DISEÑO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LA SECCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS DEL DISTRITO AMAZÓNICO DE EP PETROECUADOR	78
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	81
4.1 IMPLEMENTACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA PLANTILLA DE DATOS DE DISEÑO	81
4.2 EJECUCIÓN DE LA BASE DE DATOS TÉCNICOS PARA BÚSQUEDA DE EQUIPOS BES	82
4.3 PROCEDIMIENTO PARA DISEÑO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA EL POZO SECOYA-04	83

4.3.1 INGRESO DE DATOS DEL POZO SECOYA-04 EN PLANTILLA DE DATOS DE DISEÑO	88
4.3.2 INGRESO DATOS DE POZO A LA PLANTILLA DE DATOS PARA DISEÑO	89
4.4 ENVÍO DE INFORMACIÓN VÍA MAIL	94
4.5 ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DEL DISEÑO	95
4.6 SELECCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	95
4.6.1 ESTATUS EQUIPOS	95
4.7 CONSULTA BASE DE TÉCNICA BÚSQUEDA EQUIPOS	97
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	98
CONCLUSIONES	98
RECOMENDACIONES	100
GLOSARIO DE TÉRMINOS	101
NOMENCLATURA	104
BIBLIOGRAFÍA	107
ANEXOS	109

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Componentes del crudo	9
Tabla 2. Grados API	10
Tabla 3. Viscosidad del Petróleo	18

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Origen del petróleo	4
Figura 2. Estructura del Yacimiento	5
Figura 3. Distribución del Yacimiento	6
Figura 4. Distribución de Yacimientos y Saturación del Agua	7
Figura 5. Mecanismo de empuje por Gas en Solución	11
Figura 6. Segregación Gravitacional	12
Figura 7. Comprensibilidad de la Roca y los Fluidos	12
Figura 8. Registro de Presión de Fondo	23
Figura 9. Vista general del equipo BES	26
Figura 10. Esquema del Equipo Bombeo Electrosumergible	26
Figura 11. Impulsor	29
Figura 12. Difusor	29
Figura 13. Etapa de la Bomba Centrífuga	30
Figura 14. Intake	30
Figura 15. Motor	32
Figura 16. Componentes de un Motor	32
Figura 17. Protector	33
Figura 18. Cable de potencia redondo y plano	34
Figura 19. Componentes del Cable de Potencia	34
Figura 20. Pothead	35
Figura 21. Sensor	35
Figura 22. Flujo grama del procedimiento de creación de la plantilla de Datos para diseño de Equipos de Bombeo Electrosumergible	54
Figura 23. Datos de Información del Pozo	57
Figura 24. Datos de Presiones de pozo (Build Up)	58
Figura 25. Datos de última prueba de producción	59
Figura 26. Datos de diseño	61
Figura 27. Cálculos para diseño	62
Figura 28. Diagrama del Pozo	63
Figura 29. Curva IPR	64

Figura 30. Plantilla de ingreso de datos completa	65
Figura 31. Flujo grama creación de una base técnica en Access, control de stock de equipos	66
Figura 32. Creación de Tablas para el control del stock de equipos	67
Figura 33. Consulta para reporte fecha de inicio	68
Figura 34. Aplicación Creación de la Formula para obtener consultas	69
Figura 35. Consulta de stock de Equipos	70
Figura 36. Fecha de Consulta	70
Figura 37. Consulta para reporte Fecha de Fin	71
Figura 38. Avance del procedimiento de consulta	72
Figura 39. Consulta Finalizada	73
Figura 40. Informe de consulta diferentes criterios y parámetros	74
Figura 41. Ingreso de Fecha para el formulario de Informe	75
Figura 42. Visualización del Informe final	76
Figura 43. Informe en PDF	77
Figura 44. Informe en Excel	78
Figura 45. Diagrama Pozo Secoya-04	84
Figura 46. Historial de Producción SECOYA-04	85
Figura 47. Solicitud de Workover: procedimiento de operación SECOYA-04	86
Figura 48. Datos de Pozo para Buid Up	
Figura 49. Registro de presiones	87
Figura 50. Plantilla de datos de Diseño	88
Figura 51. Datos de ubicación del Pozo y Datos Mecánicos del Secoya-04,	89
Figura 52. Datos de Build Up SECOYA-04	90
Figura 53. Datos última prueba del pozo	91
Figura 54. Datos de diseño	92
Figura 55. Plantilla para el diseño pozo secoya-04	93
Figura 56. Base de datos técnica búsqueda de equipos	97
Figura 57. Plantilla de Ingreso de Datos de Diseño	112
Figura 58. Tabla de consultas	123

ÍNDICE DE ECUACIONES

	PÁGINA
Ecuación 1. Permeabilidad Relativa	14
Ecuación 2. Porosidad	14
Ecuación 3. Saturación de Fluido	16
Ecuación 4. Gravedad Específica del Petróleo	17
Ecuación 5. Presión	22
Ecuación 6. Carga Dinámica Total	42
Ecuación 7. Índice de productividad	43
Ecuación 8. Promedio Mitad de Perforaciones	56
Ecuación 9. Ley de Ohm	102
Ecuación 10. Potencia	103
Ecuación 11. Nivel dinámico del fluido	114
Ecuación 12. Presión de entrada a la bomba	114
Ecuación 13. Solubilidad del petróleo	115
Ecuación 14. Factor volumétrico	115
Ecuación 15. Volumen total de gas	116
Ecuación 16. Volumen de gas en solución	116
Ecuación 17. Volumen de petróleo	116
Ecuación 18. Volumen de agua	117
Ecuación 19. Cálculo de la carga dinámica total	117
Ecuación 20. Altura dinámica	118
Ecuación 21. Pérdidas por fricción en las líneas de flujo	118
Ecuación 22. Pérdidas por fricción en tubería	118
Ecuación 23. Determinación del número de etapas de la bomba	120
Ecuación 24. Determinación de la potencia de motor	120
Ecuación 25. Cálculo de los KVA	121

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO 1	109
Manual de procedimientos para diseño de equipos de bombeo electrosumergible	
ANEXO 2	128
Plantilla de ingreso de datos para diseño de bombeo electrosumergible	
ANEXO 3	129
Solicitud de Workover	
ANEXO 4	156
Toma de registros de presión	

RESUMEN

En la empresa estatal EP PETROECUADOR se encuentra la Gerencia de Exploración y Producción encaminada a mantener estables las metas operativas de producción fijadas. EP PETROECUADOR 2013; mediante la ejecución trabajos de reacondicionamiento y perforación de pozos, en el Distrito Amazónico; existiendo el Departamento de Ingeniería de Petróleos (Operaciones) que trabaja en conjunto con la Sección de Levantamiento Artificial encargada de realizar a diario diseños para los diferentes tipos de levantamiento artificial teniendo mayor relevancia el Bombeo Electrosumergible.

Siendo necesario la aplicación de procedimientos que permita acceder en forma fácil y oportuna, a la información técnica que facilite así la toma de decisiones al momento de asignar marcas y equipos en forma adecuada; para lo cual se realizará un Manual de Procedimientos que facilite la toma de decisiones en forma equitativa con la ayuda de una pequeña base de datos en Access donde se puede tener mayor referencia de la ubicación de los equipos, ajustándose a los requerimientos propios de la empresa.

En la Sección N° 1 se hace una pequeña introducción al tema que se va a tratar en el presente trabajo.

En la Sección N° 2 se describen los objetivos de por qué y para qué hacer este trabajo en la Sección de Levantamiento Artificial del EP PETROECUADOR.

En lo que se refiere al Marco teórico Sección N° 3, del presente trabajo se realiza una recopilación de todos los conceptos básicos con características teóricas necesarias para tener en cuenta la momento de aplicar los debido procedimientos para el diseños de Equipos para bombeo electrosumergible.

En la Sección N° 4 se pondrá en práctica los conocimientos adquiridos en la investigación para el tema del presente trabajo; con la realización de una base de datos técnicos de búsqueda de equipos de bombeo electrosumergible y con la aplicación de plantillas en Excel para ordenamientos de parámetros necesarios que complementan procedimientos que al ponerlos en práctica conforman un manual; siendo el resultado de la investigación y desarrollo del objetivo planteado en el presente trabajo.

En la última sección se dan las recomendaciones y conclusiones sobre la aplicación del manual de procedimientos para diseño de equipos para bombeo electrosumergible, que servirá en la ejecución de diseños a los funcionarios de la sección de levantamiento Artificial de ingeniería de petróleos de la gerencia de exploración y producción de EP PETROECUADOR.

ABSTRACT

In the state company Petroecuador EP is the Exploration and Production Management aims to maintain stable production operational targets set. EP Petroecuador 2013, by executing workovers and drilling in the Amazon District; existing the Petroleum Engineering Department (Department) that works in conjunction with Artificial Lift Section daily charge of making designs for different types artificial lift having greater relevance the Electro Submersible Pump.

Since implementing procedures necessary to allow access easily and timely technical information and facilitated decision making when allocating marks properly and equipment, for which there will be a Procedures Manual to facilitate decision equitable decision with the help of a small Access database where you can have more references on the location of the equipment, in line with the specific requirements of the company.

No. Section 1 provides a brief introduction to the topic has to be addressed in the present study and justification of why do it.

In regard to the theoretical framework section No. 3, of the present work is a compilation of all the basics with theoretical characteristics necessary to be considered when applying the due procedures for the design of electric submersible pumping equipment.

In the next section No. 4 was put into practice the knowledge gained from research to the subject of this paper, with the completion of a technical database search pumping equipment electrosumergible with application templates in Excel for orders of parameters procedures necessary to complement that by putting them into practice make a manual, being the result of research and development goal set in the present work. In the last section gives the conclusions and recommendations on the

implementation of design procedures manual for electric submersible pumping equipment, which will in implementing designs officials Artificial Lift Section petroleum engineering exploration management and production of EP Petroecuador.

1. INTRODUCCIÓN

La Sección de Levantamiento Artificial del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Distrito Amazónico de la Gerencia de Exploración y Producción de EP PETROECUADOR, no cuenta con un manual de procedimientos adecuados e información técnica a la mano que les facilite la toma de decisiones al momento de asignar marcas y equipos que se adapten a las características propias de los pozos tomando en cuenta las condiciones y facilidades actuales de superficie y fondo; para realizar Diseños de equipos de Bombeo Eléctricosumergible.

Ya que actualmente el diseño de los sistemas de levantamiento artificial se referencia en las propuestas técnicas de las empresas de servicios que proveen los mencionados equipos, limitando el criterio técnico de la empresa operadora. Por lo que en la actualidad la producción de fluidos desde los reservorios hasta la superficie requiere de energía extra por ser yacimientos que están bajo la influencia de empuje natural de agua, y que tienen altos porcentajes de la misma o bajo GOR; siendo necesario la utilización de un Sistema de Levantamiento Artificial que puede ser en este caso el sistema de Bombeo Electrosumergible.

Evidenciando justificable la creación de este manual de procedimientos a implementarse que se ajustará a los requerimientos de diseño e información necesaria, para los funcionarios de la empresa; especialmente para la sección de Levantamiento Artificial (OPERACIONES), quienes lograrán optimizar tiempo en la realización de diseños para equipos BES y tiempo de envío de los mismos a pozos del distrito amazónico.

1.1 OBJETIVOS

Los objetivos de la presente investigación están determinados por dos tipos de objetivos y son los siguientes:

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Recopilación de información técnica para realizar un Manual de Procedimientos de diseño de Bombeo Electrosomergiblea implementarse en la Sección de Levantamiento Artificial del Departamento de Ingeniería de Petróleos Distrito Amazónico EP PETROECUADOR, que logre optimización de tiempo en el diseño y selección adecuada de equipos con el manejo eficiente de la información técnica; obteniendo resultados confiables y veraces en la asignación de equipos, de acuerdo a las características del pozo.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar de los requerimientos técnicos que se requieren al elaborar diseños en la Sección de Levantamiento Artificial.

- Describir los principales parámetros que serán exigidos en las ofertas técnicas a las compañías contratistas al momento de asignación de equipos para los pozos del Distrito Amazónico.

- Sintetizar y recopilar la información utilizando una plantilla de datos para diseño de Bombeo Electrosomergible con la ayuda de la creación y utilización de una base de datos técnica que facilite la búsqueda de equipos; solventando los requerimientos técnicos propios del pozo seleccionando la marca del equipo que más se ajuste a los mismos, plasmándolo en un Manual de Procedimientos, a implementarse.

2. MARCO TEÓRICO

En esta sección se describe en breves rasgos conceptos básicos sobre el petróleo; la exploración petrolera que culmina cuando es realizado el descubrimiento de rocas almacenadoras de hidrocarburos, iniciándose trabajos de explotación con la perforación de pozos de desarrollo cuyo objetivo es producir petróleo, en forma eficiente por medio de estudios que determinen las propiedades petrofísicas de la roca almacenadora, el tipo de energía propia del yacimiento y el método de Levantamiento Artificial a utilizarse. Existen pocos pozos productores de petróleo que pueden clasificarse como fluyentes “Flujo Natural” que usan su propia energía y varios de bombeo con “Métodos de Levantamiento Artificial”.

2.1 ORIGEN DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL

El petróleo crudo encontrado en depósitos de petróleo se forma en la litosfera a partir de los restos de organismos del pasado (fósiles), depositados en grandes cantidades en el fondo de los mares o zonas lacustres que son transformaciones químicas (craqueo natural) con el pasar de millones de años dadas por el calor y la presión; por transformación de la materia orgánica acumulada en sedimentos del pasado geológico y puede acumularse en trampas geológicas naturales, de donde se extrae mediante la perforación de pozos. Según Ancheyta, Jorge; Speight, James G. (2007) (En inglés). *Hydroprocessing of heavy oils and residua*. CRC Press. p. 125. ISBN0849374197.

Cuando muere el plancton, algas, proteínas y vida flotante en el mar caen al fondo, cambiando los restos de microorganismos (animales y vegetales) en petróleo y gas natural; estos sedimentos se entierran y acumulan llegando a una temperatura adecuada, algo por encima de 50 a 70 °C comienzan a cocinarse, convirtiéndose en hidrocarburos líquidos que se mueven o migran, llegando a formar depósitos de gas y petróleo; sin tener certeza de cuando se formaron, según Susana Chow Pangtay (PETROQUÍMICA Y SOCIEDAD) Cap. II, pág. 3. Existen dos teorías la teoría inorgánica actualmente desechada y la teoría orgánica aceptada por químicos, geólogo

y petroleros. Esta teoría orgánica indica que el gas natural y el petróleo provienen de la descomposición (específicamente fermentación) anaeróbica (en ausencia de oxígeno) microbiana de grandes masas de plancton (plantas y animales marinos microscópicos), que existieron hace millones de años (durante el periodo carbonífero, hace 280 a 345 millones de años), los cuales quedaron atrapados en formaciones rocosas en el fondo de los mares antiguos, bajo la acción de altas presiones ejercidas por los sedimentos acumulados sobre ellos y altas temperaturas, como lo relata José Luis Bastidas en Ingeniería de Petróleo 101, "Una Inducción a la Ingeniería de Petróleos.

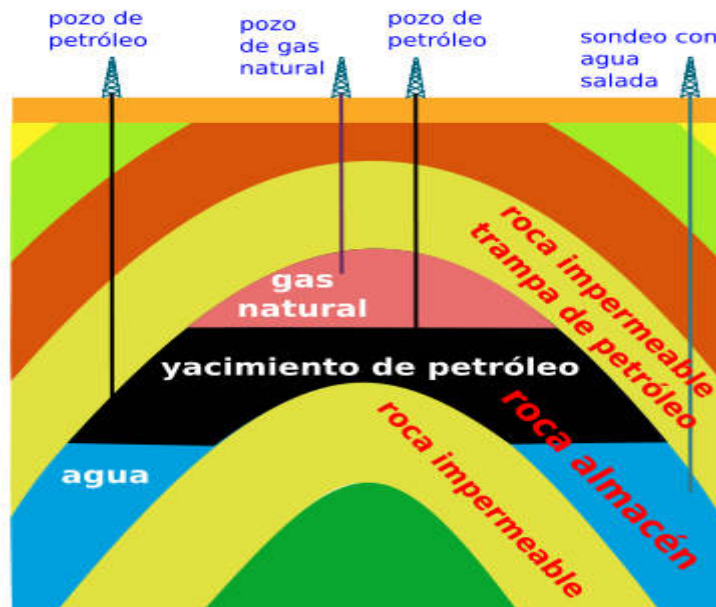


Figura 1. Origen del petróleo

(Schlumberger, 2006)

2.2 AGUA DE FORMACIÓN

Agua de formación o agua de producción es uno de los fluidos presentes en el reservorio, está asociada con el petróleo y gas, sale a la superficie en conjunto, con el petróleo esta agua suele ser caliente con alto contenido de sodio siendo muy tóxica, contiene metales pesados debe ser reinyectada; siendo la preocupación de todo país por el alto costo que lleva el proceso de reinyección.

2.3 YACIMIENTO

Un Yacimiento de Petróleo es la acumulación natural de hidrocarburos naturales en el subsuelo, contenidos en rocas porosas denominadas Roca Almacén como petróleo y gas dentro de trampas subterráneas limitadas por cierres estructurales, estratigráficos o combinaciones de ambos, con baja permeabilidad.

Un yacimiento debe de cumplir ciertos requisitos:

- Formación generadora de Hidrocarburos
- Migración de Hidrocarburos
- Formación almacenadora porosa y permeable
- Una trampa
- Un sello impermeable para impedir la migración de Hidrocarburos

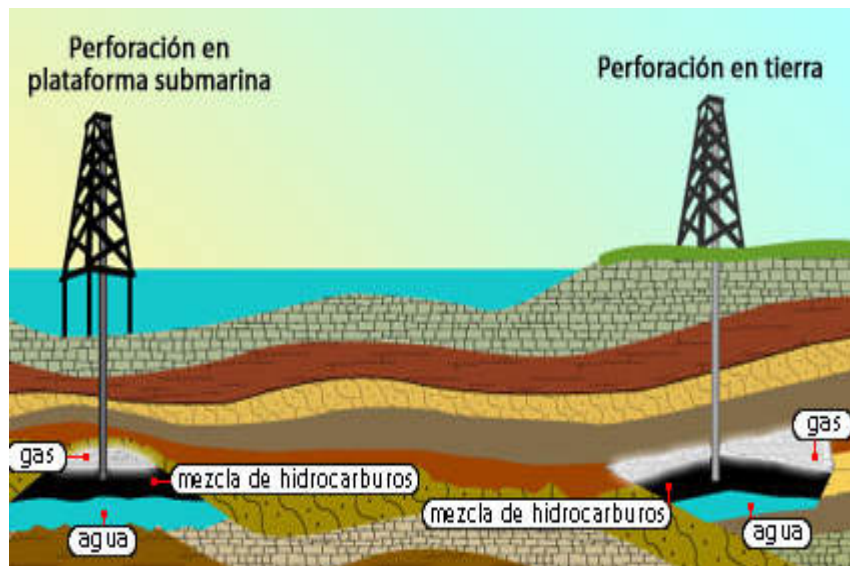


Figura 2. Estructura del Yacimiento

(Schlumberger, 2006)

2.3.1 DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

La teoría más aceptada en cuanto a la génesis del petróleo, postula que las rocas porosas que conforman un yacimiento de petróleo, estaban saturadas de agua en el momento de la depositación y que el petróleo migró hacia ellas más tarde, desde otras rocas que constituían las rocas madres. Puesto que el petróleo que migraba era más liviano que el agua, pasó a ocupar la posición estructural superior.

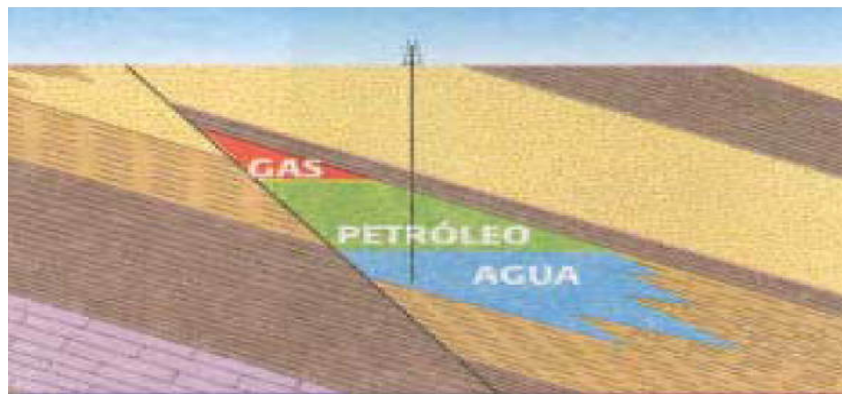


Figura 3. Distribución del Yacimiento

(Schlumberger, 2006)

La distribución de fluidos en un yacimiento, es el resultado de la segregación natural, producto de las diferencias de densidades en los fluidos que saturan el medio poroso.

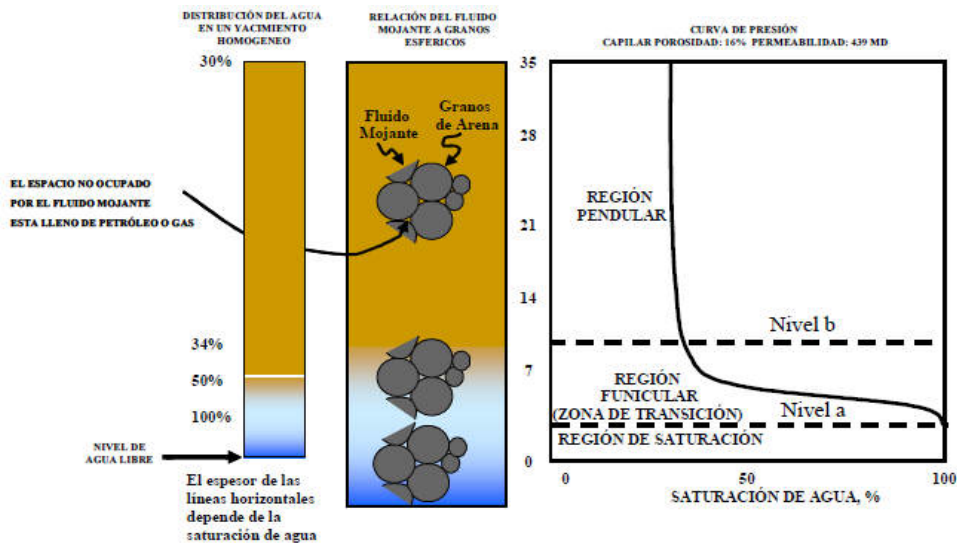


Figura 4. Distribución de Yacimientos y Saturación del Agua

(Schlumberger, 2006)

Este gráfico representa una sección transversal de una arenisca cuya parte inferior está completamente saturada de agua y muestra la distribución de los fluidos de un yacimiento homogéneo, según José S. Rivera en Saturación y Distribución de los Fluidos, "Prácticas Ingeniería de Yacimientos petrolíferos"

Existen tres tipos de regiones de saturación en una acumulación de petróleo o gas. La región "saturación" es aquella donde la roca está completamente saturada con el líquido que la humedece y la presión capilar es menor que la presión inicial de desplazamiento. Esta región está por debajo del nivel "a", o el nivel 100% de agua donde todos los poros, grandes y pequeños, están llenos de agua.

Después de obtenida la presión inicial de desplazamiento, un pequeño aumento de la presión causa gran disminución en la saturación de agua. En esta parte de la curva se representa la zona de transición o región funicular y refleja la intercomunicación más abundante entre los poros. Mientras más

pronunciada sea la inclinación en esta región, al menos uniforme es la intercomunicación de los poros. Al aumentar la altura por encima del nivel que contiene 100% de agua, el fluido que no humedece la roca (petróleo o gas) entrará sucesivamente en poros cada vez más pequeños. Por encima del nivel “b” el agua corre en forma de anillos pendulares alrededor de los contactos entre los granos y en los poros muy pequeños.

El resto de la superficie de los granos puede estar cubierta por una película de agua o por petróleo o gas. La región pendular de saturación la representa aquella parte de la curva de la presión capilar que es casi vertical, e indica que un gran aumento de presión causa poca reducción en la saturación. La saturación en esta región es denominada “saturación irreducible” y se llama comúnmente saturación de agua intersticial o agua connata del estrato.

2.3.2 FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS

Los yacimientos de hidrocarburos, básicamente están compuestos por cinco tipos de fluidos, que comprenden gases, líquidos y compuestos intermedios que dependen de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

2.3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

Los yacimientos se clasifican en:

2.3.3.1 Yacimiento de Gas

En este tipo de yacimiento, el gas está presente y prevalece el metano de los “cuatro componentes de un reservorio como son el etano, propano y butano” Según La Ingeniería de Petróleo 101, José Luis Bastidas “Una Inducción a la Ingeniería de Petróleos”; el metano alcanza una temperatura crítica ocurre condensación como producto de la caída de presión que se presenta durante la producción en el yacimiento llegando a la superficie en estado gaseoso.

2.3.3.2 Yacimiento de Petróleo

Este tipo de yacimiento líquido contiene mucho menos cantidad de metano que los yacimientos gasíferos, por lo tanto sus componentes son más livianos y menor significancia. Estos yacimientos de líquidos, contienen componentes intermedios y moléculas de muy largas estructuras. En la forma natural se encuentra el petróleo líquido.

2.3.4 CLASIFICACIÓN DE CRUDOS

Los crudos se clasifican en:

2.3.4.1 Según su Composición

Tabla 1. Componentes del crudo

CRUDO BASE PARAFÍNICA	Contiene parafina y poco material asfáltico, se obtienen Gasolina de bajo octanaje y Producen Aceites lubricantes de alta calidad.
CRUDO BASE NÁFTENICA	No contiene parafina, poseen material asfáltico y producen Aceites lubricantes.
CRUDO BASE MIXTA INTERMEDIA	Contiene material asfáltico y Parafínico, Hidrocarburos Aromáticos y sirven para la producción de Gasolinas.

(Sánchez, 2010)

2.3.4.2 Según Grados API

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del petróleo, que diferencia las calidades del crudo). API: Condensados Mayor 40.1 ° API, Livianos entre 30.0 ° - 40.0 ° API, Medianos entre 22.0 ° - 29.9° API, Pesados entre 10.0 ° - 21.9 ° API y Extrapesados con API menor a 9.9 °

Tabla 2. Grados API

CONDENSADOS	$^{\circ}\text{API} > 40.1$
LIVIANO	$30 <^{\circ}\text{API} < 40$
MEDIANO	$22 <^{\circ}\text{API} < 29.9$
PESADO	$10 <^{\circ}\text{API} < 21.9$
X-PESADO	$^{\circ}\text{API} \leq 10$

(Sánchez, 2010)

2.4 MECANISMOS DE EMPUJE NATURAL

Cuando se produce un determinado volumen de petróleo de un yacimiento, el espacio que estuvo ocupado por ese petróleo es llenado por otro fluido, existen los siguientes empujes:

2.4.1 GAS EN SOLUCIÓN

En este tipo de mecanismo no existe capa de gas, el gas se encuentra disuelto en el petróleo formando una sola fase, a presión y temperaturas originalmente altas en el yacimiento. Este mecanismo es el más común en los yacimientos en el mundo. Al comienzo de la producción, el diferencial de presión creado hace que el gas comience a expandirse y arrastre el petróleo del yacimiento al pozo. A medida que se produce hidrocarburo baja la presión, y cuando cae por debajo del punto de burbuja se forman pequeñas y dispersas burbujas de gas en los poros, que también empujan al petróleo al hoyo.

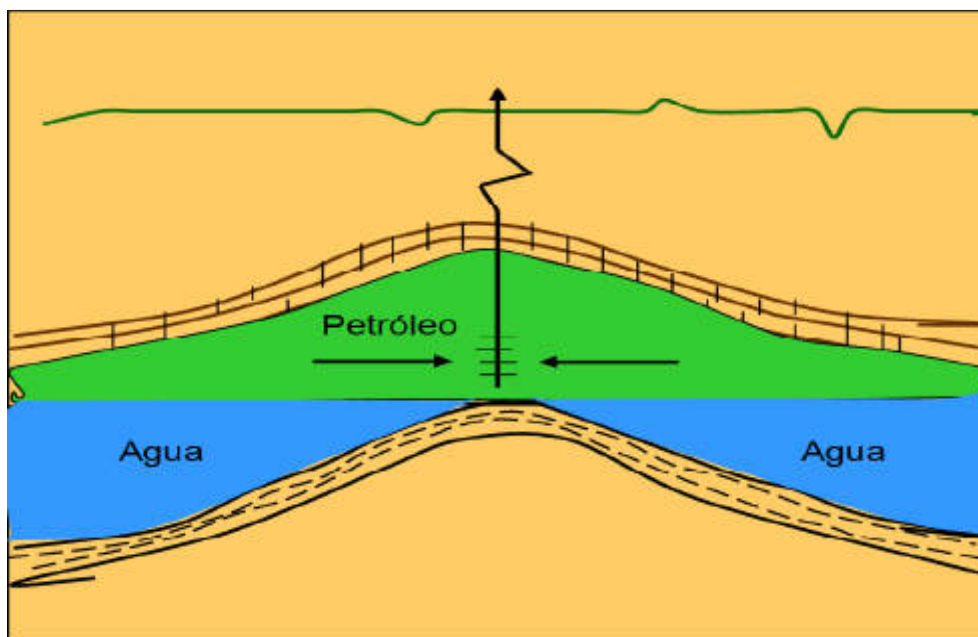


Figura 5. Mecanismo de empuje por Gas en Solución

(Schlumberger, 2006)

2.4.2 EMPUJE POR ROCA

Por Compactación si la presión de yacimiento descende, la roca se expande, produciendo una reducción en el volumen poroso puesto que es el espacio que presenta menos esfuerzos o resistencia a dicha expansión, el fluido se desplaza hacia el pozo por representar una zona de menor presión.

2.4.3 SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

Generalmente, Los estratos tienen una inclinación que de un punto a otro crea desnivel, se expresa en grados y puede ser muy pequeño, 2° , o puede ser muy empinado, 45° o más. Mientras más alto sea el buzamiento, mayor oportunidad tendrá el petróleo de escurrirse buzamiento abajo debido a la gravedad, para ello se requiere permeabilidad vertical. La eficiencia puede ser sorprendentemente alta ($>75\%$), especialmente si hay altos buzamientos, el petróleo tiene baja viscosidad, y el drenaje de petróleo desde el tope de la columna se reemplaza por gas liberado. Según Efraín E.

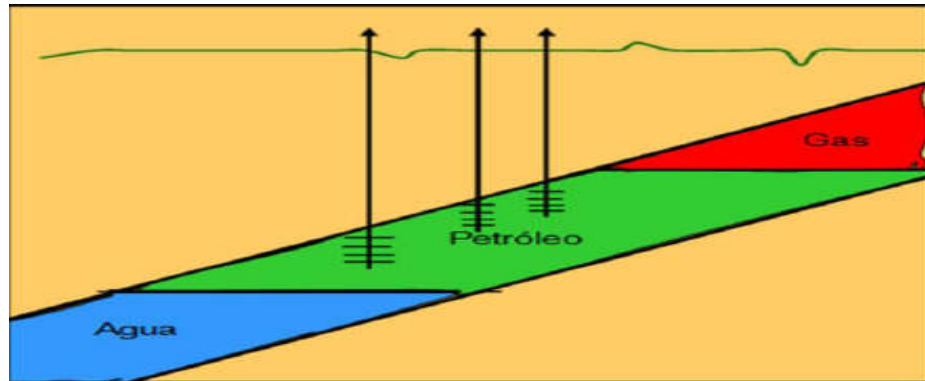


Figura 6. Segregación Gravitacional

(Schlumberger, 2006)

2.4.3.1 Compresibilidad de la roca y fluidos

La compresibilidad (C) es propiedad que presentan cualquier fluido solido, líquido o gas, cuerpos materiales de disminuir su volumen cuando se aumenta la presión ejercida sobre ellos, es decir, es el cambio del volumen original por la variación de la presión, y es mucho mayor en los gases que en los líquidos y sólidos.

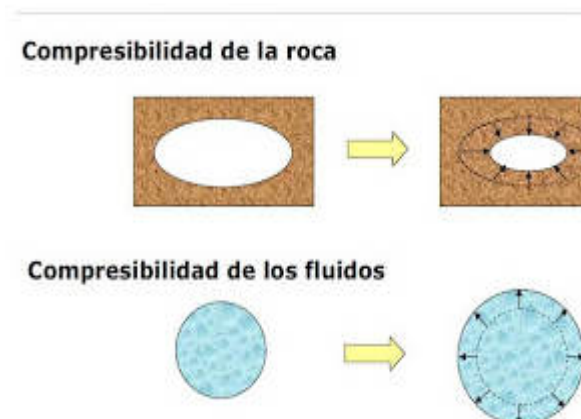


Figura 7. Compresibilidad de la Roca y los Fluidos

(Schlumberger, 2006)

2.5 PROPIEDADES DE LA ROCAS Y LOS FLUIDOS

El estudio del comportamiento de los yacimientos requiere del conocimiento de sus propiedades físicas, determinadas en el laboratorio mediante análisis de muestras de fondo o de superficie. Se denomina análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT), determinando las relaciones entre presión, volumen y temperatura para una mezcla de hidrocarburos en un yacimiento en particular.

2.5.1 PERMEABILIDAD

La Permeabilidad (K), es un factor importante en el flujo de los fluidos en un yacimiento, es la facilidad con la que se desplazan los fluidos a través del medio poroso de la roca; se mide en Darcys: que es la velocidad de flujo de un líquido a través de un medio poroso debido a la diferencia de presión, es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo.

2.5.2 TIPOS DE PERMEABILIDAD

La permeabilidad puede denominarse como la conductividad del fluido y es similar al término eléctrico de conductividad. Definiéndose que el flujo en mililitros por segundo de un fluido 1 centipoise de viscosidad pase a través de una sección de 1 cm² de roca bajo un gradiente de presión de una atmósfera (760 mm Hg.)

2.5.2.1 Permeabilidad absoluta (k)

Cuando existe una sola fase, la cual satura 100% el medio poroso.

2.5.2.2 Permeabilidad Efectiva (ke)

Cuando existe más de una fase en el medio poroso, las cuales fluyen simultáneamente. Esta permeabilidad es función de la saturación del fluido considerado y siendo menor que la permeabilidad absoluta.

2.5.2.3 Permeabilidad Relativa (k_{ri})

Se refiere a la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta. Esta permeabilidad también es función de la saturación del fluido (representa petróleo, gas o agua) y siempre será menor o igual a la unidad.

Ecuación 1. Permeabilidad Relativa

$$K_{ri} = \frac{K_e}{K} \quad [1]$$

Dónde:

K_{ri} = Permeabilidad Relativa

K_e = Permeabilidad Efectiva

K = Permeabilidad Absoluta

2.6 POROSIDAD

La porosidad (ϕ) es una característica física de un yacimiento de petróleo que se define como el volumen poroso de una muestra de material dividido entre el volumen total de la muestra. Normalmente se expresa como una fracción decimal pero también puede expresarse como un porcentaje.

Ecuación 2. Porosidad

$$\phi = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total}} = \frac{V_p}{V_t} \quad [2]$$

ó

$$\text{Porosidad en.(\%)} = \frac{\text{Volumen total de la Roca} - \text{Volumen de los granos}}{\text{Volumen total de la Roca}} \times 100$$

Ó

$$\text{Porosidad en.(\%)} = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total de la Roca}} \times 100$$

2.6.1 TIPOS DE POROSIDAD

Entre los tipos de porosidad tenemos:

2.6.1.1 Porosidad Absoluta o total

Es el porcentaje de espacio poroso total, con respecto al volumen total de la roca, considerando los poros que estén o no interconectados entre sí. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun no así tener conductividad a los fluidos, debido a la falta de comunicación entre los poros como lavas y otras rocas ígneas con porosidad vesicular.

2.6.1.2 Porosidad Efectiva

Es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado, con respecto al volumen total de la roca. Siendo una indicación de la facilidad a la conductividad de los fluidos por la roca, aunque no es una media cualitativa de este parámetro. La diferencia entre ambas se conoce como porosidad no efectiva. La porosidad efectiva es una función de muchos factores litológicos.

En la porosidad lo más importantes es el tamaño de los granos, empaque de los granos, cementación, meteorización y lixiviación, cantidad y clases de arcillas, y estados de hidratación de las mismas.

2.6.1.3 Geológicamente existen los siguientes tipos de porosidad

2.6.1.4 Porosidad Primaria

La porosidad primaria es la que se desarrolla al mismo tiempo en que los sedimentos fueron depositados.

2.6.1.5 Porosidad Secundaria

La porosidad secundaria se forma como resultado de un proceso geológico postdia genético o subsecuente a la deposición del material.

2.7 SATURACIÓN

La saturación de agua se define como la fracción del volumen poroso total ocupado por agua. La saturación y distribución de los fluidos en un yacimiento son conceptos que van juntos, por lo tanto la porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento del yacimiento. De tal manera que para estimar la cantidad de hidrocarburos presentes en dicho yacimiento, es necesario determinar la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes.

Ecuación 3. Saturación de Fluido

$$S_o = \left(\frac{\text{Volumen Ocupado por el Petróleo}}{\text{Volumen poroso de Roca total}} \right) * 100 \quad [3]$$

$$S_w = \left(\frac{\text{Volumen Ocupado por el Agua}}{\text{Volumen poroso de Roca total}} \right) * 100$$

$$S_g = \left(\frac{\text{Volumen Ocupado por el Gas}}{\text{Volumen poroso de Roca total}} \right) * 100$$

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Se determina la saturación de los fluidos presentes en los diferentes estratos de un yacimiento al igual que la porosidad y la permeabilidad de dos formas diferentes:

Mediante registros de pozos, los cuales miden propiedades eléctricas y radioactivas (Registro eléctricos, neutrón, FDC, entre otros.) que permiten identificar los fluidos contenidos en el yacimiento.

En el laboratorio, haciendo uso de los métodos de la retorta y de extracción por solventes.

2.8 DENSIDAD DEL PETRÓLEO

Es la masa por unidad de volumen, que el petróleo posee a determinadas condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

2.8.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO

Es la relación existente entre la densidad absoluta de una sustancia y la densidad de una sustancia de referencia, donde esta última para el caso de los líquidos es el agua y para los gases es el aire.

Ecuación 4. Gravedad Específica del Petróleo

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \quad [4]$$

2.9 TEMPERATURA

La temperatura está en función de la profundidad, entre más profundo esté el yacimiento, mayor la temperatura. Si el gradiente de presión es de 1 °C por cada 30 metros de profundidad, se tendrá para un caso hipotético de un

estrato a 1.500 metros, una temperatura de 50 °C mayor que la ambiental y si la temperatura ambiental es de 28 °C, la temperatura del estrato será 78 °C, y a 3.000 metros sería 128 °C.

En los pozos para tener idea del gradiente de temperatura, que generalmente se expresa en 1 °C por cierto intervalo constante de profundidad. El conocimiento del gradiente de temperatura es importante y aplicable en tareas como diseño y selección de revestidores y sartas de producción, fluidos de perforación y fluidos para reacondicionamiento de pozos, cementaciones y estudios de producción y de yacimientos.

2.9.1 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

Es la resistencia al flujo que el petróleo ofrece a determinadas condiciones de presión y temperatura del yacimiento. La viscosidad de los crudos representa su característica de fluidez. Los crudos extrapesados son más viscosos que los pesados. Los pesados más viscosos que los medianos. Los medianos más viscosos que los livianos. Los livianos y condensados son los más fluidos se miden en centipoise. La temperatura determina el cálculo de flujo de petróleo y gas en el yacimiento y para las tuberías. Aumenta en la medida que los crudos se hacen más pesados, por lo tanto la gravedad ° API disminuye.

Tabla 3. Viscosidad del Petróleo

SÍMBOLOS:	μ_o, μ_g, μ_w
UNIDAD:	(cp)
RANGOS, VALORES TÍPICOS	0.25 – 20,000 cp, Petróleo 0.5 – 1.0 cp, Agua 0.12 – 0.035 cp, Gas

(Sánchez, 2010)

2.10 MOVILIDAD

Es la relación entre la permeabilidad efectiva de una fase y la viscosidad.

2.11 PRESIÓN

Es la fuerza por unidad de área de un fluido. Se puede considerar como un esfuerzo de compresión. Las unidades más comunes para expresar a la presión son libras por pulgada cuadrada (psi) y Kg/cm². De acuerdo con el principio de Pascal, si la presión se aplica a la superficie de un fluido, esta presión es transmitida igualmente en todas las direcciones.

2.11.1 PRESIÓN ESTÁTICA

La Presión Estática (Pe) es una medida de la energía total disponible en el yacimiento, que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Dicha presión denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera, cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo, para permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo resultante de la columna de gas y de líquido. Esta presión restaurada es la presión que existe en la zona petrolífera. Por lo tanto, la presión del yacimiento es la presión que existe en condiciones de equilibrio antes o después de que se hayan establecido las operaciones de producción.

2.11.2 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE

La Presión Fondo Fluyente (Pws): Es la presión en el yacimiento ejercida por una columna fluyente de fluido en el espacio anular, es la presión que se mide en el fondo de un pozo a nivel de la zona de disparos, a condiciones de flujo gobernado por un estrangulador. Los estranguladores son dispositivos mecánicos que se utilizan en los pozos para provocar una restricción al flujo, con objeto de controlar el aporte de agua y arena proveniente de los yacimientos. Generalmente los estranguladores se colocan en la superficie

en el árbol de válvula o en el cabezal recolector a la llegada de cada pozo, pero también se pueden colocar dentro del pozo en la boca del aparejo de producción.

2.11.3 PRESIÓN ATMOSFÉRICA

Es la fuerza ejercida en una unidad de área por el peso de la atmósfera. La presión del mar es 14.7 psi.

2.11.4 PRESIÓN ABSOLUTA

Es la suma de la presión manométrica y la presión atmosférica, la presión absoluta en un vacío perfecto es cero.

2.11.4.1 Presión de Succión de la Bomba (PIP)

Es la presión ejercida por la columna del fluido a la entrada de la bomba de subsuelo. La unidad de medición es: Lpc, Bar, entre otros.

2.11.4.2 Presión de Descarga de la Bomba (PDP)

Es la sumatoria de la presión de succión más la presión que genera ella misma a lo largo de su longitud. La unidad de medición es: Lpc, Bar, entre otros.

2.11.4.3 Presión de Cabezal de Pozo (THP)

Es la presión que se registra en el cabezal del pozo ejercido por el gas o el crudo a través de la tubería de producción en condiciones dinámicas o estáticas (pozo cerrado). Se detecta con un manómetro, la unidad de medición es: Lpc, Bar, entre otros.

2.11.4.4 Presión de Casing del Pozo (CHP)

Es la presión ejercida por el gas o el crudo del pozo registrada en el espacio anular que es producto del diámetro interno del Revestidor y el diámetro externo de la Tubería de Producción. Se detecta con un manómetro, la unidad de medición es: Lpc, Bar, entre otros.

2.11.4.5 Presión de Burbuja (PO)

La presión de burbuja de un hidrocarburo es la presión más alta a la cual las primeras moléculas de gas salen de solución y forman una burbuja de gas. Esta presión depende en parte de las propiedades del fluido. El gas y el aceite conforman una mezcla de múltiples componentes y las cantidades de gas-aceite están determinadas por un equilibrio gas-líquido.

2.11.4.6 Altura de la Columna

Es la cantidad de energía por libra de fluido. Es comúnmente usada para representar la altura vertical de una columna estática de líquido correspondiente a la presión de un fluido en un punto determinado. La altura de columna puede también considerarse como la cantidad de trabajo necesario para mover un líquido de su posición original a la posición requerida. Esto incluye el trabajo adicional necesario para superar la resistencia al movimiento en el conducto de flujo.

En un líquido en reposo, la presión total existente en cualquier punto consiste del peso de la columna de líquido por encima de este punto, expresado en psi (Kg/cm^2), más la presión atmosférica ejercida en la superficie. Por lo tanto, se puede imaginar que las presiones en un líquido son causadas por una columna de líquido que, debido a su peso, ejerce presión en cualquier punto seleccionado de la columna. Esta columna es llamada altura de columna estática y se expresa generalmente en pies (metros). Según Baker Hughes Manual de Bombeo Electro Sumergible.

Presión y altura de columna son, por lo tanto, maneras diferentes de expresar el mismo valor. En la industria petrolera cuando se emplea el término “presión” se refiere generalmente a unidades en psi mientras que “altura de columna” se refiere a pies o longitud de la columna. Estos valores, siendo mutuamente convertibles, se pueden encontrar usando estas fórmulas:

Presión:

Ecuación 5. Presión

$$\text{Presión (PSI)} = \frac{\text{Alt. col. en pies} \cdot \text{Gravedad Específica}}{2.31 \text{ pies / psi}} \quad [5]$$

$$\text{Alt. columna (pies)} = \frac{\text{PSI} \cdot 2.31 \text{ pies / psi}}{\text{Gravedad Específica}}$$

$$\text{PSI} = 0.433 \text{ PSI/Pie} \times \text{Gravedad Específica} \times \text{Alt. col. en pies}$$

2.12 REGISTROS DE PRESIONES DE FONDO (BUILD UP)

Se toman en los pozos y viene a ser la presión en el área influenciada por el pozo dentro del yacimiento. La presión requerida en estudios de ingeniería de yacimientos, es la presión promedio del yacimiento. Generalmente, la presión promedio de un yacimiento se obtiene mediante la extrapolación de pruebas de restauración de presiones, usando cualquiera de los métodos convencionales de análisis: por ejemplo el método de Horner y el método de Muskat. (Ing. Estalin Sánchez consultor)

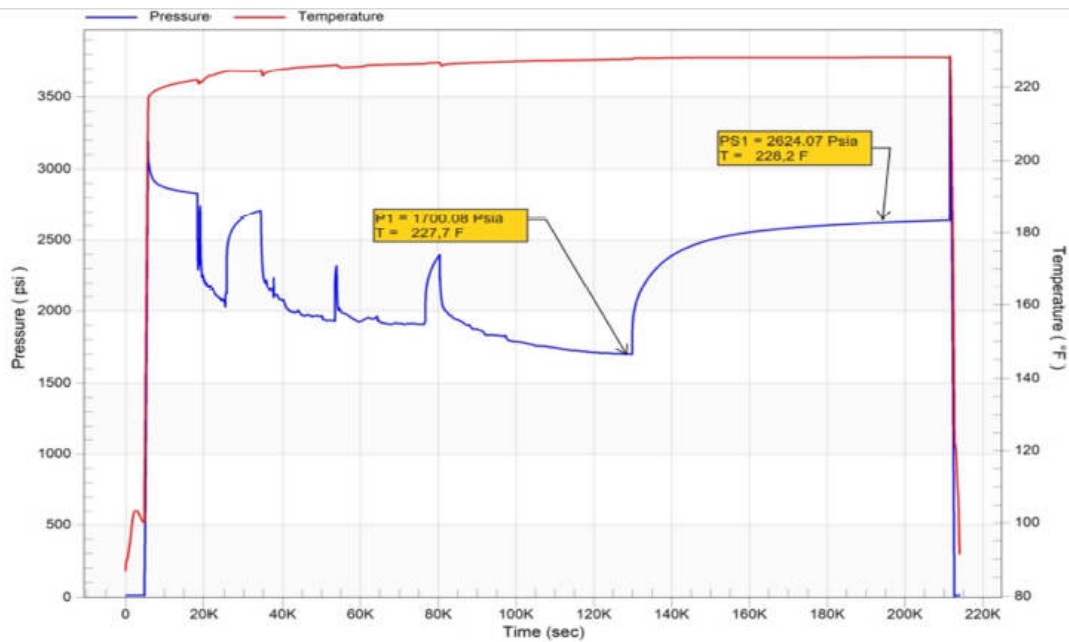


Figura 8. Registro de Presión de Fondo

(Schlumberger, 2006)

2.13 GRADIENTE DE PRESIÓN

Esta es la presión que ejerce el fluido por cada pie de altura del fluido, como ejemplo el agua fresca ejerce un gradiente de presión de 0.433 psi/pie (0.1 kg./m). Por lo tanto una columna de agua de 50 pies de altura ejercerá una presión de 21.65 psi (50 pies x 0.433 psi/pie), entre mayor sea la densidad o gravedad específica del fluido, mayor será el gradiente de presión ejercido por la misma columna de fluido.

2.13.1 NIVEL DE FLUIDO

Es la profundidad donde se encuentra el contacto Gas-Líquido de un pozo a una determinada presión de yacimiento, se mide desde el cabezal de producción.

Existe don tipos de nivel de fluido el estático y el dinámico.

2.13.2 NIVEL ESTÁTICO (NE)

El nivel Estático se realiza cuando el pozo está cerrado, Pies de Fluido en condición Estática. Nivel de Fluido Estático es la distancia desde la superficie hasta el tope del nivel de líquido que se encuentra almacenado en el espacio anular en condición estática (Revestidor & Tubería de producción). Esta longitud es detectada por medio de sondas sónicas que son emitidas por un equipo especial llamado Echometer, la unidad de medición es: Pies y/o Metros.

2.13.3 NIVEL DINÁMICO (ND)

El nivel Dinámico se realiza cuando el pozo está produciendo Pies de Fluido en movimiento. Es la distancia desde la superficie hasta el tope del nivel de líquido en movimiento que se encuentra en el espacio anular (Revestidor & Tubería de producción). Esta Longitud es detectado por medio de sondas sónicas que son emitidas por un equipo especial llamado Echometer, la unidad de medición es: pies y/o metros.

2.14 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

A medida que avanza el tiempo de producción en Ecuador existen pozos que producen cada vez menos, sea por la caída de presión del yacimiento o por que las estructuras encontradas tienen presiones de formación muy bajas que no logran levantar el peso de la columna hidrostática. Cuando la energía natural del yacimiento no es suficiente para hacer que un pozo fluya a la superficie en volúmenes suficientes y económicos, la energía natural debe ser suplementada por medios artificiales. Estos suplementos a la energía natural se conocen como Levantamiento Artificial.

El propósito de los métodos de Levantamiento Artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento.

2.14.1 GENERALIDADES

El Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible es altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema. Se considera como un sistema de extracción artificial para volúmenes relativamente altos más aplicable en yacimientos que están bajo la influencia de empuje natural de agua, o en yacimientos con inyección de agua, y que además tienen altos porcentajes de la misma o bajo GOR, fluidos de alta viscosidad o alta temperatura, etc.

El principio fundamental del Sistema de Bombeo Electrosumergible, es levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosumergible.

Dentro de los componentes del sistema de bombeo electrosumergible existe equipo de fondo que cuelga de la tubería de producción levantando la columna de fluido y equipo de superficie necesaria para la producción del pozo y el equipo de superficie que provee de energía eléctrica al equipo de fondo y controla su funcionamiento.

La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado dentro del pozo; la corriente eléctrica necesaria para el funcionamiento del motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.



Figura 9. Vista general del equipo BES

(Schlumberger, 2006)

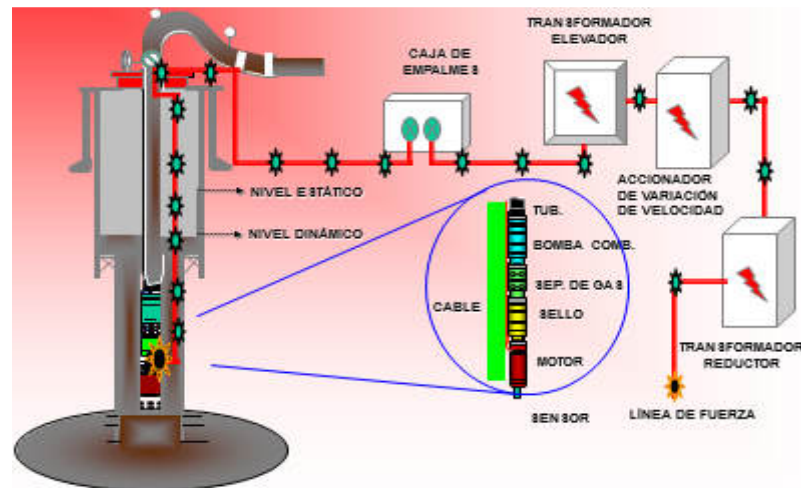


Figura 10. Esquema del Equipo Bombeo Electrosumergible

(Schlumberger, 2006)

2.15 APLICACIONES SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

- Este sistema produce de 100 BPPD (Barriles de Petróleo por día) hasta 100.000 BPPD
- Sus equipos resisten temperatura de fondo hasta 350°F o más con materiales y construcción especiales de acuerdo al requerimiento.
- Levantamiento hasta 12.000 pies.
- Puede ser instalado en pozos desviados o horizontales y otros.
- Resiste altos cortes de GOR utilizando manejadores de gas.
- Resiste ambientes corrosivos o abrasivos, con materiales y construcciones especiales.

2.15.1 PRINCIPIOS DE ELECTRICIDAD

El generador de corriente alterna es el medio más importante para la producción de la energía eléctrica, convierte la energía mecánica en energía eléctrica que luego es dirigida al cliente por el sistema de transmisión y distribución. La corriente alterna (c.a.) se adapta mejor a la transmisión de larga distancia puede ser generada desde voltajes bajos hasta moderadamente altos(Manual Bombeo Electrosumergible – Baker, Centrilift); dentro de estos principios de electricidad se encuentra: Voltaje (V), Corriente (I), Frecuencia (Hz), Resistencia (R), Ley de Ohm, Potencia, conceptos que se los puede encontrar en el glosario,

2.15.2 ELEMENTOS DEL SISTEMA BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

Existen elementos de equipo de fondo y equipo de superficie que conforman el sistema de bombeo electrosumergible:

2.15.2.1 Equipo de fondo

El fondo del pozo está constituido por los siguientes componentes: motor eléctrico, protector, separador de gas, bomba electro centrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control, transformador.

Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, sujetadores de cable, extensión de la mufa, válvula de drene, válvula de contrapresión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, y controlador de velocidad variable.

La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido.

2.15.3 BOMBAS CENTRIFUGAS:

El corazón del sistema BES es la bomba centrífuga; son bombas centrífugas multietapas y el número de éstas depende de cada aplicación específica. Cada etapa está compuesta por un impulsor rotario y un difusor estacionario. El impulsor da al fluido energía cinética. El difusor cambia la energía cinética en energía potencial. Su función es proveer la energía adicional para levantar la producción esperada a superficie.



Figura 11. Impulsor

(Schlumberger, 2006)



Figura 12. Difusor

(Schlumberger, 2006)

2.15.3.1 Etapa de la bomba

La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado.

El impulsor La parte rotativa, genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido (energía potencial más la energía cinética). El fluido entra al impulsor por medio de un orificio interno, cercano al eje y sale por el diámetro exterior del impulsor.

El difusor La parte estacionaria, dirige el fluido de la forma adecuada al siguiente impulsor. Transforma parte de la energía en energía potencial o presión. El difusor dirige el fluido hacia el siguiente impulsor.



Figura 13. Etapa de la Bomba Centrifuga

(Schlumberger, 2006)

2.15.4 INTAKE /SEPARADOR DE GAS

Su función es proporcionar una vía para el fluido del pozo hacia la bomba separando y eliminando el gas antes que llegue a la bomba; cuando la presión del fluido disminuye suficientemente, el gas comienza a salir de la solución. El gas no es necesariamente bueno para la bomba.



Figura 14. Intake

(Schlumberger, 2006)

2.15.5 MOTOR

Los motores de bombeo electrosumergible son del tipo Dipolares y Trifásicos de Inducción, tipo jaula de ardilla el cual opera a una velocidad típica de 3600 revoluciones por minuto "RPM" a una frecuencia de 60 Hz. La parte interior del motor es llenada con un aceite mineral altamente refinado el cual posee una considerable rigidez dieléctrica, que lubrica los cojinetes del motor. El voltaje de operación puede ser tan bajo como 230 voltios o tan alto como 400 voltios. La potencia (HP) desarrollada por un motor es proporcional al largo y al diámetro del mismo.

El motor electrosumergible opera mediante el uso de una corriente alterna de tres fases las cuales crean un campo magnético que gira en el estator. Este campo magnético rotativo induce un voltaje en los conductores de la jaula de ardilla del rotor lo cual genera una corriente que fluye en las barras del rotor.

Esta corriente de inducción en el rotor establece un segundo campo magnético el cual es atraído al campo magnético rotativo del estator induciendo al rotor y al eje a girar dentro del estator.

En una instalación BES, el calor generado por el motor es retirado lejos por los fluidos del pozo en movimiento hacia la superficie. En enfriamiento del motor se logra a través de:

- Circulación interna del aceite del motor.
- Flujo del caudal del pozo alrededor de la parte exterior del motor.

Los estudios de datos empíricos indican que los fluidos en el pozo deberían circular por el motor a una tasa mínima de 1 pie/seg, para disipar adecuadamente el calor transferido a través del motor. La eficiencia de un motor BES está en el orden de 80 y 90%.



Figura 15. Motor

(Schlumberger, 2006)

2.15.6 COMPONENTES DEL MOTOR

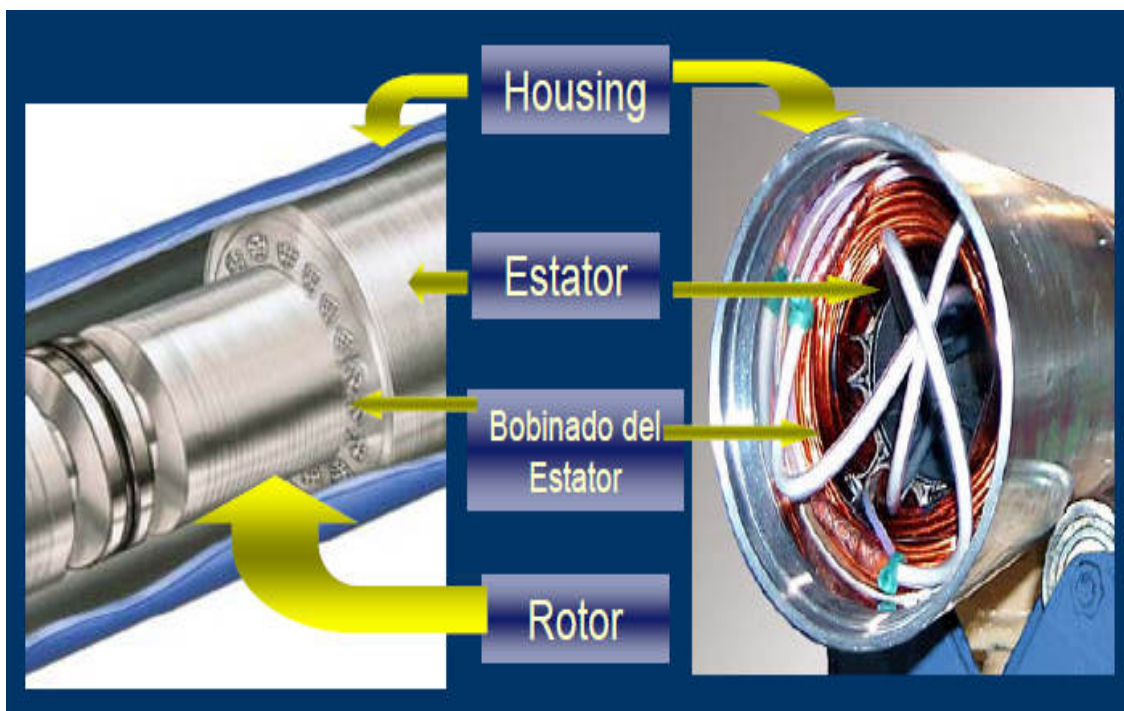


Figura 16. Componentes de un Motor

(Schlumberger, 2006)

2.15.7 PROTECTORES

Los protectores están ubicados entre la parte superior del motor y la parte inferior de la bomba, puede ser instalado como una unidad sencilla o como una unidad tándem. El sello está diseñado para proteger al motor.

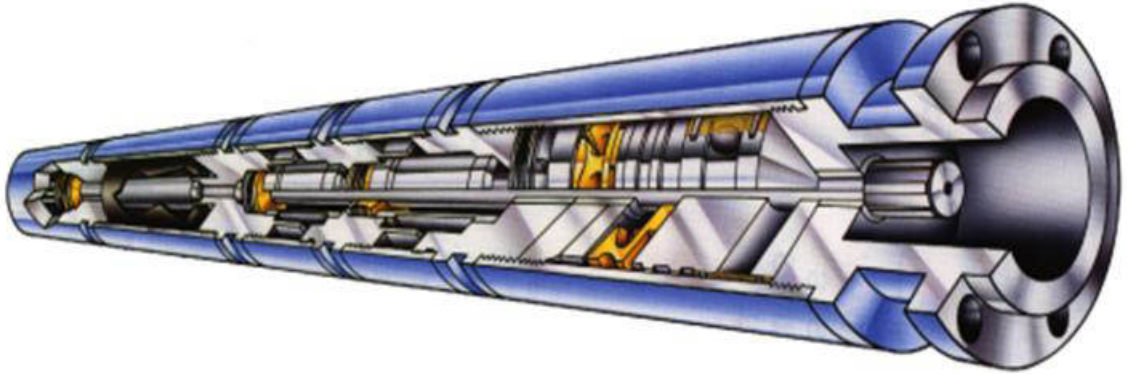


Figura 17. Protector

(Schlumberger, 2006)

2.15.8 FUNCIONES DEL PROTECTOR

- Evitar el ingreso de fluidos del pozo al motor (el protector está en contacto con el fluido del pozo en la cabeza, a través del intake)
- Soportar el empuje producido por el movimiento (hacia arriba y hacia abajo)
- Transmitir el torque generado por el motor hacia el eje de la bomba
- Ecuilibrar presiones
- Sirve como reservorio de aceite del motor

2.15.9 CABLE DE POTENCIA

La potencia es transmitida al motor electrosumergible por medio de un cable de potencia trifásico el cual se fija a la tubería de producción por medio de protectores o sujetadores especiales. Este cable debe ser pequeño en diámetro, bien protegido del abuso mecánico y resistente al deterioro de sus características físicas y eléctricas por efecto de los ambientes calientes y agresivos de los pozos. Pueden ser fabricados en configuraciones redondas o planas con armaduras de acero galvanizado, acero inoxidable, o de monel, capaces de soportar los ambientes agresivos de un pozo petrolífero o de agua.



Figura 18. Cable de potencia redondo y plano

(Schlumberger, 2006)

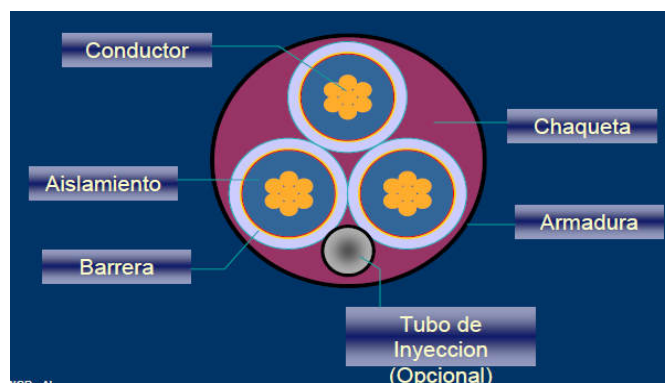


Figura 19. Componentes del Cable de Potencia

(Schlumberger, 2006)

2.15.10 POTHEAD

Este elemento permite conectar el motor de fondo, mediante el cable de potencia, a la potencia suministrada en superficie. En uno de sus extremos trae una pieza sólida con 3 fases, eléctricamente tipo macho, que se adapta a la conexión del motor.

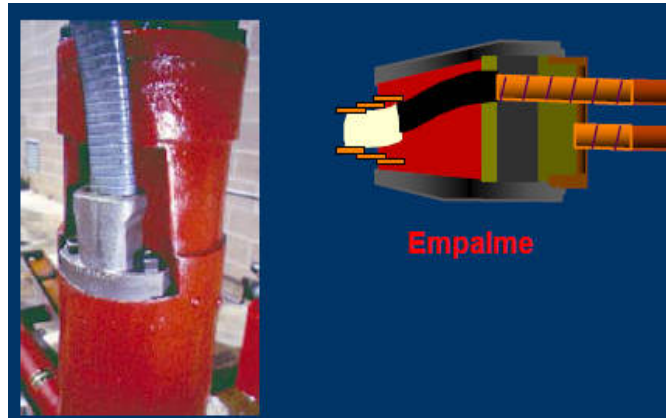


Figura 20. Pothead

(Schlumberger, 2006)

2.15.11 SENSOR

Dispositivo electrónico capaz de soportar altas presiones y de enviar señales a superficie a través del cable eléctrico que suministra potencia al equipo BES.

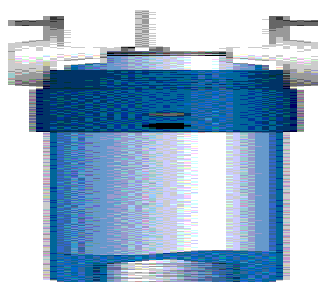


Figura 21. Sensor

(Schlumberger, 2006)

2.16 EQUIPO DE SUPERFICIE

2.16.1 TRANSFORMADOR

Un transformador es un dispositivo electromagnético transmisor de potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna

2.16.2 VARIADOR DE FRECUENCIA

La operación básica del VSC es convertir la potencia de trifásica de entrada, típicamente a 480 voltios, a un suministro de potencia de (directa) permite alterar la frecuencia del voltaje que alimenta al motor y por lo tanto modificar su velocidad.

La Bomba Electro centrífuga es poco flexible cuando opera a una velocidad fija; el equipo está limitado a una gama fija de caudales de producción y a una altura de columna dinámica generada que es fija para cada caso, el variador o Controlador de Velocidad Variable (VSC) permite que se varíe la velocidad del equipo entre 30 y 90 Hz con lo cual se puede cambiar el caudal, la altura de columna dinámica o ambas, dependiendo de las aplicaciones. Estos cambios se logran con solo cambiar la velocidad de operación, sin modificaciones al equipo en el fondo del pozo.

La flexibilidad en el bombeo fue el propósito original de la aplicación de los VSC en el sistema BES, pero se han logrado obtener muchos otros beneficios, como alargar la vida del equipo, el arranque suave, la velocidad controlada automáticamente, la supresión de transitorios de línea y la eliminación de los estranguladores en superficie.

2.16.3 GENERADOR

Los generadores son máquinas síncronas que se usan para transformar energía mecánica en la modalidad de movimiento rotatorio, en energía eléctrica. Es importante aclarar, que se usa el término máquina síncrona en vez de generador en algunas ocasiones, refiriéndose al mismo elemento.

2.17 ACCESORIOS

Entre los cuales se tiene:

2.17.1 CAJA DE VENTEO

Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero. En la caja de viento o de unión, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad. En la figura 15 se muestra la forma como queda instalada para su operación.

2.17.2 TABLERO DE CONTROL

Los tableros de control normalmente, utilizan un sistema de circuitos de estado sólido que proporcionan protección, lo mismo que un medio de control, para el sistema electrosumergible.

Es el componente desde que gobierna la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad del control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero. Este puede ser sumamente sencillo y contener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobrecarga; o bien contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación

intermitente, protectores de represionamiento de líneas, luces indicadoras de la causa del paro, amperímetro, y otros dispositivos para control remoto.

Hay tres tipos básicos de controladores para motores utilizados en las aplicaciones con equipos electrosumergibles:

- Arrancador
- Controlador
- Panel de Control

2.17.3 VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN

Se coloca de una a tres longitudes de tubería por arriba de la bomba, esta válvula permite el flujo en sentido ascendente, de manera que cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario, lo cual la dañaría.

2.17.4 VÁLVULA DE DRENE

Se coloca de una a tres longitudes por arriba de la válvula de contrapresión. Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo. Para operarla se deja caer una barra de acero desde la superficie por la tubería de producción; la barra rompe el perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular.

2.17.5 CONTROLADOR DE VELOCIDAD VARIABLE

Este dispositivo puede ser considerado como equipo accesorio u opcional únicamente bajo ciertas circunstancias que impone el mismo pozo.

El controlador de velocidad variable permite alterar la frecuencia del voltaje que alimenta al motor y por lo tanto modificar su velocidad. El rango de

ajuste de la frecuencia es de 30 a 90 Hz, lo que implica su amplio rango de velocidades y por lo tanto de gasto que es posible manejar. Una alta frecuencia incrementa la velocidad y el gasto, una baja frecuencia, los disminuye.

La integración de todos los componentes descritos anteriormente es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema, para obtener en la superficie el líquido deseado, manteniendo la presión necesaria en la boca del pozo.

2.18 VENTAJAS Y DESVENTAJAS EQUIPOS ELECTROSUMERGIBLES

2.18.1 VENTAJAS

- Flexibilidad y versatilidad del sistema
- Se puede utilizar con baja presión de fondo
- Pozos verticales o desviados
- Amplia confiabilidad en aplicaciones costa afuera Operación bajo condiciones extremas(temperatura, corrosión, abrasión) con la utilización de materiales y construcciones especiales
- La utilización de variadores amplía el rango de aplicación de un mismo equipo
- Levanta grandes volúmenes en pozos profundos
- No causa problemas de obstrucción en zonas pobladas
- Son simples en la operación
- Se pueden instalar medidores de presión de fondo, transmitidos a la superficie mediante vía cable
- Aplicable en operaciones costa a fuera
- Disponibles en diferentes tamaños

- Los costos para altos volúmenes son generalmente bajos

2.18.2 DESVENTAJAS

- Solo es aplicable con energía eléctrica
- No son aplicables para completaciones múltiples
- Son necesarios altos voltajes (2300 voltios)
- Inaplicables en pozos de baja producción
- Su costo para una instalación individual es más caro
- Cuando existe producción de gas y sólidos su rendimiento disminuye
- Tienen limitaciones en cuanto a tamaño de casing
- No es fácilmente analizable
- Las bombas se las puede cambiar o recuperar solo con taladro de reacondicionamiento
- La mayor limitación de un sistema BES es la temperatura del cable de potencia, motor, elastómeros
- Altos GOR pueden afectar el funcionamiento del equipo
- Alto contenido de sólidos puede causar rápido desgaste y disminución en el runlife (tiempo de vida)
- Altos dogleg alteran la instalación y operación

3. METODOLOGÍA

Para la implementación un Manual de Procedimientos para diseño de Bombeo Electrosumergible; el tipo de estudio será descriptivo utilizándose por universo y muestra de investigación toda la información técnica de Levantamiento Artificial con la utilización de una base de datos en Access de autoría personal para guía sistemática de los equipos de Bombeo Electro Sumergible y de algunos datos de pozos necesarios al momento de realizar diseños para equipos BES.

3.1 PARÁMETROS DE DISEÑO EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Se puede llegar a diseñar equipos de bombeo electrosumergible, cuando se han entendido los fundamentos básicos del origen del petróleo, sus fluidos, sus propiedades y conceptos importantes para darnos una idea ante estamos trabajando, teniendo claro el funcionamiento de cada parte del equipo sumergible y la influencia de los factores que afectan su comportamiento; como se lo hizo en los capítulos anteriores.

Sumándose la descripción de algunos parámetros a tomarse en cuenta al momento de realizar un diseño.

El diseño de una instalación de bombeo electrosumergible, al igual que otros métodos de levantamiento artificial, no es una ciencia exacta e involucra un gran número de factores. El procedimiento varía considerablemente con las condiciones del pozo y con los fluidos que van a ser bombeados.

Se debe obtener información detallada sobre el estado del pozo, su historial de producción e historial de reacondicionamiento, condiciones del yacimiento, para realizar el diseño es esencial para un diseño exitoso.

Diseñado el equipo para el sistema de bombeo electrosumergible correctamente y su operación ha sido monitoreada adecuadamente, el equipo instalado empieza a ser relativamente económico y libre de problemas.

Datos Básicos:

Se debe recordar que cada pozo es distinto por más que tengas características parecidas a otro pozo continuo, cada pozo tiene su historial, por ello se menciona datos y conceptos importantes:

3.1.1 CARGA DINÁMICA TOTAL (CDT)

Es la carga total que la bomba genera cuando está bombeando el gasto deseado. Dicha carga, expresada como longitud de columna hidráulica es la diferencia entre la presión que la bomba entrega en su salida y la presión existente en la succión.

Cuando se bombea un líquido sin gas, la carga dinámica total es la suma de:

Ecuación 6.Carga Dinámica Total 9

$$CDT = \left[\begin{array}{c} \text{Profundiad} \\ \text{de colocacion de} \\ \text{la bomba} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Presion en} \\ \text{la cabeza} \\ \text{del pozo} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Perdidas de} \\ \text{presion por} \\ \text{fricción} \end{array} \right] - [\text{Sumergencia}] \quad [6]$$

La carga dinámica total se define como la profundidad de colocación de la bomba, más la presión requerida en la cabeza del pozo, más las pérdidas de presión por fricción en la tubería de producción, menos la sumergencia; todos los términos expresados en unidades de longitud de columna hidráulica. Estos cálculos pueden hacerse utilizando la carga de columna

hidráulica como unidad de presión debido a que la densidad del fluido es la misma a través de todo el sistema de bombeo.

La sumergencia es la longitud de la columna hidráulica existente en el espacio anular, desde el nivel dinámico del fluido hasta la profundidad de colocación de la bomba. Entonces al hacer referencia al término "Elevación neta", debe entenderse que es la diferencia entre la profundidad de colocación de la bomba y la sumergencia.

3.1.2 PRODUCTIVIDAD DEL POZO

Es el índice de productividad que es igual a la tasa de flujo dividida por la caída de presión en el yacimiento (drawdown). Cuando la presión del flujo del pozo (P_{wf}) es mayor que la presión del punto de burbuja (P_b) el flujo del fluido es similar al flujo de una fase y la curva de productividad es una línea recta con pendiente J , como se da en el índice de productividad.

Ecuación 7.Índice de productividad

$$IP = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} \quad [7]$$

Dónde:

IP= Índice de Productividad

q_o =Caudal de pozo en superficie

Pr= Presión estática

Pwf= Presión de fondo fluyente

3.1.3 PRUEBA DEL POZO

Los datos del comportamiento de flujo en el yacimiento y en la tubería vertical, establecen la capacidad máxima de producción del pozo y la presión de fondo fluyendo para cualquier gasto menor que el máximo. Este

comportamiento se describe con las presiones estáticas y de fondo fluyendo, medidas a una profundidad conocida, y con el gasto correspondiente. Si no hay gas en el pozo, los niveles estático y dinámico del fluido son suficientes, en lugar de las presiones.

La presión de fondo fluyendo para cualquier otro gasto, se determina con los datos de la curva de comportamiento de flujo, calculada mediante alguna de las formas comúnmente aceptadas:

Línea recta de índice de productividad, utilizada cuando no hay gas presente o cuando todo el gas se encuentra en solución a la profundidad del intervalo productor.

Curva de comportamiento de flujo (IPR), utilizada cuando la presión de fondo fluyendo es inferior a la de saturación, lo que implica la presencia de gas libre en el yacimiento

La temperatura de flujo en el fondo y en la cabeza son datos necesarios particularmente si hay gas presente. La cantidad de gas en solución y el volumen de gas libre son sensibles a la variación de temperatura, y cambian continuamente durante su trayectoria por la tubería de producción. También la selección del material para el cable conductor queda afectada por la temperatura del medio ambiente al que está expuesto.

3.1.4 TIPO DE FLUIDOS PRODUCIDOS

Los datos de un análisis PVT, también son necesarios cuando no hay gas presente. Si para un caso en particular no se tienen disponibles dichos datos, se pueden calcular mediante las correlaciones estándar; entonces, se requiere conocer las densidades relativas y porcentajes de líquidos y de gas que componen la mezcla que se va a bombear. Por lo tanto las densidades relativas del agua y gas, la densidad API del aceite, el porcentaje de agua producida y la relación gas-aceite, deben ser conocidos. Estos parámetros

influyen directamente sobre la demanda de potencia al motor y la viscosidad, además, influye sobre las curvas de comportamiento de las bombas.

3.1.5 ESTADO MECÁNICO DEL POZO

Las dimensiones físicas del pozo son datos importantes que gobiernan la capacidad del aparejo posible de instalar. El tamaño y peso de la tubería de revestimiento, determinan el diámetro máximo de motor y bomba que pueden introducirse en el pozo. Su importancia está en que la instalación es más eficiente, conforme los diámetros de motor y bomba sean mayores.

La profundidad total del pozo es el límite máximo para la colocación del aparejo. Igualmente, la profundidad medía del intervalo disparado, es el límite de colocación del aparejo en la forma tradicional. En caso de que la zona de disparos quede por arriba de la bomba, se requiere una instalación especial; consistente en una camisa de recubrimiento a lo largo del aparejo, para obligar a que los fluidos pasen por la parte externa del motor y lo enfríen.

3.1.6 DATOS COMPLEMENTARIOS

Otra información no perteneciente al yacimiento ni al pozo, pero necesaria para el diseño del aparejo, se refiere al voltaje disponible del suministro de energía que conduce a la selección de los transformadores y de otros componentes eléctricos. El ciclaje (Hz) de la corriente, que gobierna la velocidad del motor y el rendimiento de la bomba.

3.1.7 FACTORES QUE AFECTAN AL DISEÑO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Para realizar un diseño de equipos de Bombeo Electrosumergible, se debe tomar en cuenta factores que deben considerarse en forma metódica, debido

a su influencia sobre la selección final de las dimensiones de la bomba y del motor que se requieren para cumplir con el objetivo de producción.

3.1.8 CAPACIDAD DE FLUJO DEL POZO

Este parámetro obtenido de la prueba de producción, permite diseñar la bomba asegurando que el rango de producción se acerque a su máxima eficiencia. De otra manera, si la capacidad de la bomba excede a la aportación del pozo, se puede alcanzar la condición de bombeo en vacío; en consecuencia, el motor se sobrecalienta hasta que su aislamiento falla y se quema.

Los fabricantes de bombas sumergibles señalan que éstas operan adecuadamente con 220 lb/ pg² en la succión, si el fluido que se bombea es líquido. Cuando en las proximidades de la succión existe gas libre, es necesario considerar cuidadosamente qué cantidad de éste tolera la bomba, sin que su comportamiento se aparte del indicado en sus curvas características y esta cantidad puede ser variable de acuerdo a las condiciones de fabricación se expresa como un porcentaje del gasto total de fluidos que ingresa a la bomba y se recomienda un rango de 10 al 15%, como máximo.

3.1.9 GEOMETRÍA DE FLUJO

El estado mecánico del pozo es parte de esta geometría que incluye el diámetro de la tubería de producción, mismo que está relacionado con el tamaño de la bomba. Dicho diámetro, se selecciona para manejar apropiadamente el gasto que se desea producir, ya que influye sobre las pérdidas de presión desde la bomba hasta la superficie.

3.1.10 GAS LIBRE EN LA BOMBA

La presencia de gas libre en la profundidad de colocación de la bomba, representa el mayor problema para dimensionar el equipo adecuado y producir efectivamente un pozo. La bomba se comporta a su más alta eficiencia cuando se bombean únicamente líquidos y aunque puede bombear gas libre, su presencia en exceso es causa de una operación ineficiente.

Si la producción del pozo tiene gas asociado, entonces, entre el nivel dinámico del fluido y el fondo, existe un rango de combinaciones de líquido y gas con diferentes densidades, mismas que influyen significativamente sobre la capacidad requerida para la bomba y su profundidad de colocación. Para el cálculo de estos dos parámetros, es imposible afirmar que cualquier criterio sea siempre el mejor, debido a que los datos de pozo no son siempre de la misma confiabilidad.

La mayoría de las instalaciones de bombeo electro sumergible impulsan a los fluidos por la tubería de producción, sin packer en el pozo. Esto significa que el gas libre se puede desviar al espacio anular, o pasar a través de la bomba.

El funcionamiento de la bomba y del motor, se ven afectados por la cantidad de gas libre que pasa a través de la bomba, en este punto, una mayor cantidad total de gas libre y en solución tiene efectos benéficos debido a que disminuye el peso de la columna hidráulica en la tubería de producción y reduce la demanda de potencia al motor, pero la bomba necesita manejar un gasto mayor. El requisito de capacidad volumétrica de la bomba se incrementa, conforme aumenta la relación gas libre-líquido que debe manejar.

Cuanto más gas está en solución al entrar a la bomba, su comportamiento se apega más al señalado en sus curvas características. Por el contrario, se

aparta de dicho comportamiento mientras la relación gas libre-líquido se incrementa.

Se puede tomar en cuenta formas prácticas para resolver el problema del gas libre a la profundidad de colocación de la bomba:

Colocar la bomba de manera que la presión de succión sea superior a la presión de saturación. Entonces no existe gas libre en la entrada de la bomba y el gasto que se maneja es simplemente la producción de aceite a condiciones superficiales, multiplicado por su factor de volumen a condiciones de escurrimiento, más el gasto de agua si la hay. Esto puede hacerse únicamente si la profundidad a la que ocurre la presión de saturación, se presenta arriba del extremo inferior de la sarta de producción.

Colocar la bomba de manera que la presión de succión sea inferior a la presión de saturación. Esto tiene la ventaja de acortar la longitud de la tubería de producción, la del cable conductor y en consecuencia un menor costo. Sin embargo, el gasto que la bomba maneja es igual al del aceite, más el del gas libre que pasa a través de la bomba, ambos medidos a condiciones de escurrimiento, más el gasto de agua si la hay. Conforme la bomba se coloca más arriba en el pozo, la cantidad de gas libre se incrementa y debe tenerse cuidado de que el flujo que llega a la succión no tenga una relación gas-líquido más alta de la que la bomba es capaz de tolerar.

3.1.11 SEPARACIÓN DE GAS

El separador de gas desvía parte del gas libre de la succión de la bomba hacia el espacio anular, es difícil determinar el volumen de gas libre posible de separar a la profundidad de colocación del equipo y esto se debe a que no existe un método analítico ni empírico para calcular la eficiencia con la que trabaja el separador. En su lugar sólo se tienen cifras que varían de un fabricante al otro y se considera que no pueden ser utilizados como fijas, ya

que posiblemente dependen de las condiciones de bombeo específicas de cada pozo. Por esta razón, es recomendable proceder con reserva cuando se afirma que se puede separar hasta el 90% del gas libre y en cambio utilizar una cifra conservadora, que en el mejor de los casos no supere el 50%.

3.1.12 POZOS DESVIADOS

Las bombas sumergibles están diseñadas para operar generalmente en una posición vertical, pero pueden trabajar en pozos desviados y aún en posición aproximada a la horizontal, cuando sea necesario, con el requisito de que la flecha no esté forzada o flexionada. El límite de desviación de la vertical, lo establece la capacidad de la unidad para mantener la separación entre el aceite lubricante del motor y el fluido del pozo, lo cual incumbe al fabricante y depende del tipo de protector utilizado. Para unidades diseñadas con una barrera flexible entre el aceite del motor y el del fluido del pozo, el límite de desviación cambia.

3.1.13 PACKERS

Muchas de las veces se instala un equipo de bombeo electrosumergible, sin packer o empaadura quedando colgando de la tubería de producción; ya que colocación de un packer significa una instalación especial, ya que éste debe permitir el paso del cable de potencia al motor. Si el empaador se requiere en el pozo, su selección se hace cuidadosamente, de modo que la bomba tenga sobre sí muy poco peso o nada de peso a compresión.

Teniendo en cuenta que cuando la bomba empieza a mover grandes volúmenes de líquidos calientes, la tubería de producción se alarga y ejerce compresión sobre la bomba si no se hacen los ajustes necesarios. En este caso un packer permanente utilizando sellos de tipo largo, trabajaría satisfactoriamente. En resumen, si se requiere del uso de packers, se debe

colocar uno sin que la bomba o tubería de producción queden sujetas a compresión.

3.1.14 EFECTOS VISCOSOS

La viscosidad afecta el comportamiento de las bombas centrífugas, disminuyendo su capacidad de carga, reduciendo la eficiencia y haciendo que la más alta eficiencia ocurra a un gasto menor. Para cualquier bomba, el efecto de viscosidad sobre la carga que produce, es mayor a más altos gastos. Las curvas de comportamiento que publican los fabricantes para cada bomba se basan en pruebas realizadas con agua, de manera que es necesario ajustar las curvas para fluidos de más alta viscosidad. La cantidad de ajuste varía entre bombas. Aquéllas con pasajes de flujo más pequeños generalmente se afectan más por la viscosidad alta.

3.1.15 TEMPERATURA

La temperatura de fondo es importante para la instalación de equipos de bombeo electro sumergido, porque es uno de los factores de control en la selección del cable conductor. Los cables disponibles en el mercado trabajan exitosamente a 350 °F o más, y son más costosos conforme su temperatura de operación sea mayor. La temperatura también afecta al motor aunque la bomba no se coloque en el fondo, debido a que un alto ritmo de producción mueve a los fluidos rápidamente hacia el aparejo, acarreado al motor una temperatura más alta que el existente bajo condiciones estáticas. Una temperatura más alta en el motor acorta su vida esperada. Por ejemplo, por cada 18 °F de exceso en la temperatura de operación, por arriba del rango del aislamiento del motor, la vida de éste se reduce en un 50%. La temperatura a la profundidad del aparejo operando, debe conocerse para determinar el volumen total de fluidos que entra a la bomba, especialmente para manejo de gas libre.

3.1.16 OPERACIÓN VS. CONDICIONES DE DESCARGA

En la selección final de la potencia para el motor, es necesario tomar en cuenta que la demanda en Hp para la operación de producción, puede ser menor que la requerida en Hp para la descarga del pozo. Por ejemplo, si el pozo tiene salmuera como fluido de control, la potencia requerida para condiciones estables de operación, puede ser mucho menor que la potencia inicial requerida para la descarga. En ocasiones puede ser válido promediar entre ambos requerimientos de Hp, teniendo en mente que el motor puede sobrecargarse cuando mucho un 20% por un período corto de tiempo, necesario para descargar el pozo. Esto siempre debe verificarse al finalizar el diseño para asegurar la descarga del pozo. Una alternativa para equilibrar esta situación de demanda de potencia inicial y de operación, es realizar la descarga a un gasto menor que el de operación.

3.1.17 ELECCIÓN DEL EQUIPO

Una vez considerados los factores mencionados, en forma complementaria para la selección de la bomba y del motor, se recomienda la observación cuidadosa de las siguientes acciones:

- Es importante que la bomba que se seleccione se encuentre dentro del rango deseado y dentro de la capacidad de producción del pozo. Cada bomba tiene su propio rango de gasto dentro del que es más eficiente y está menos sujeto a desgaste mecánico. La información confiable del yacimiento y de una prueba de producción ayuda a evitar el dimensionamiento equivocado de la bomba, lo que resultaría en una instalación ineficiente.
- Las dimensiones de la bomba deben ser tales que impriman a los fluidos, la energía necesaria para elevarlos del fondo a la superficie, manteniendo la presión requerida en la cabeza del pozo. Para lograrlo,

siempre es importante que el número de etapas en la bomba sea el correcto. Nuevamente la información confiable es de utilidad.

- El tamaño del motor se elige de manera que la potencia satisfaga los requerimientos para impulsar el número de etapas, considerando la eficiencia de éstas, su capacidad de carga y el gasto que la bomba maneje, a la profundidad de colocación del aparejo.

- Para los otros componentes del equipo se debe tomar en cuenta que estos se deben ajustar a las dimensiones de la bomba y del motor, seleccionados en la siguiente forma:
 - El número de serie del protector y del separador de gas debe ser el mismo que el de la bomba.

 - El diámetro de la tubería de producción es función del gasto a manejar y a su vez, las dimensiones de los accesorios son función de dicho diámetro.

 - El tamaño de cable se elige de acuerdo a los requisitos de voltaje del motor, como consecuencia se determina el voltaje necesario en la superficie y las características electro-mecánicas que deben tener los dispositivos que se instalen en el tablero de control. Así mismo, el voltaje superficial requerido, conduce a elegir el tamaño de transformador o transformadores que permitan cubrir la demanda de corriente, para asegurar la operación satisfactoria de la instalación de bombeo electro centrífugo sumergido.

3.2 METODOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTILLA DE INGRESO DE DATOS PARA DISEÑO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE A IMPLEMENTARSE

El método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos es el bombeo electrosumergible; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema.

Es un sistema artificial de producción eficiente y económica. En la actualidad ha cobrado mayor importancia debido a la variedad de casos industriales en los que es ampliamente aceptado. En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción tiene ventajas y desventajas, debido a que por diversas razones no siempre puede resultar el mejor. Tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la superficie por medio de la rotación de una bomba centrífuga electrosumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

En la Sección de Levantamiento Artificial del departamento de Ingeniería de Petróleos de EP PETROECUADOR, no existe un procedimiento para realizar el cambio o rediseño de bombeo electrosumergible y por lo ende de un equipo; para crear la plantilla (Excel) para ingreso de datos de diseño se consideró los conceptos antes ya descritos en este presente trabajo con la recopilación de los parámetros más importantes de acuerdo a los requerimientos técnicos y posibles soluciones.

Con la ayuda de los funcionarios de la sección de Levantamiento Artificial de Ingeniería de Petróleos – Gerencia de Exploración y Producción de EP-PETROECUADOR, se creará un procedimiento para la realización de una plantilla de ingreso de datos de diseño para Bombeo Electrosumergible en Excel, logrando obtener un óptimo resultado en el diseño y selección de equipos BES, optimizando tiempos y costos.

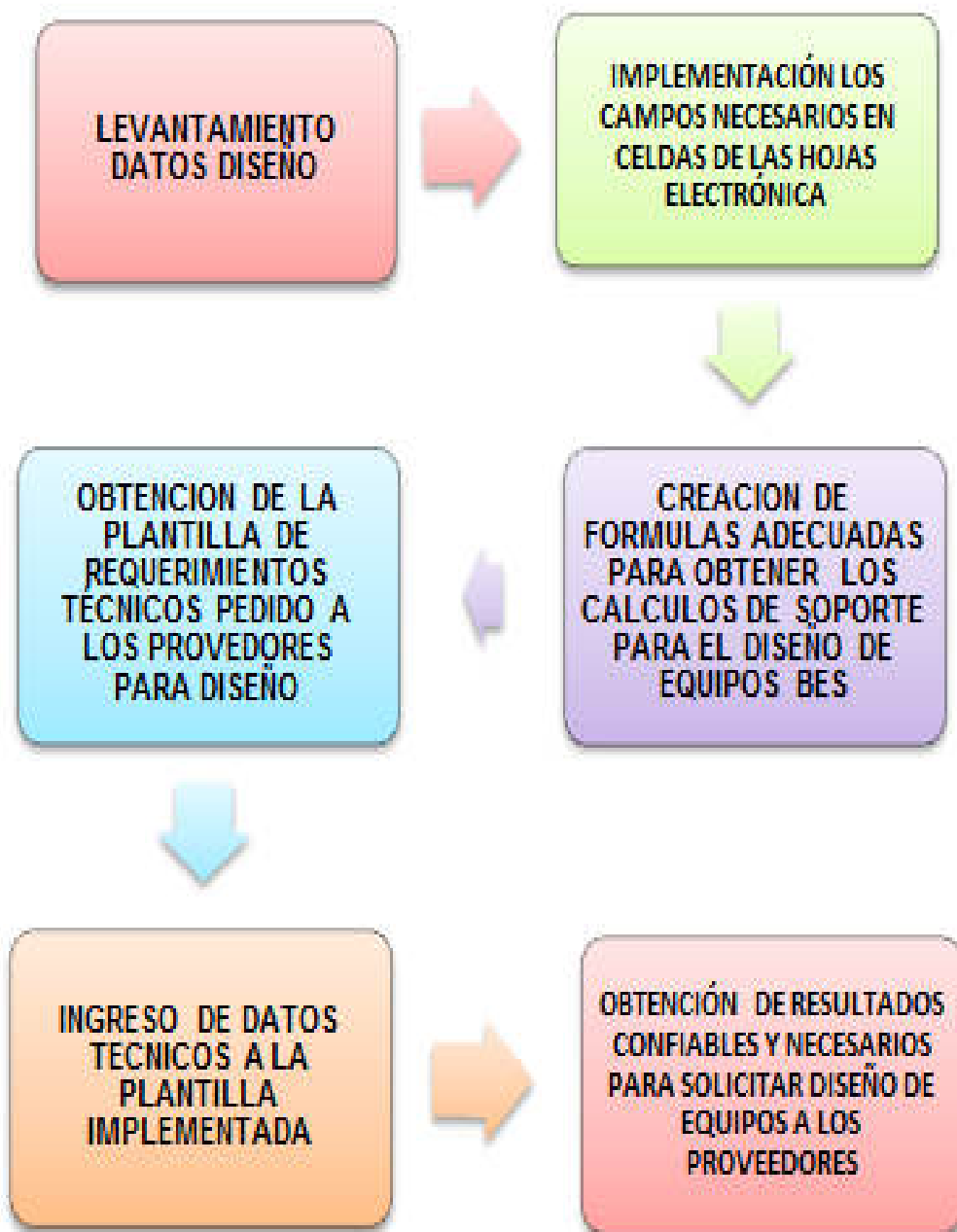


Figura 22. Flujo grama del procedimiento de creación de la plantilla de Datos para diseño de Equipos de Bombeo Electrosumergible

3.2.1 LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DEL POZO; REQUERIDOS EN EL DISEÑO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CREADO EN HOJA ELECTRÓNICA DE EXCEL

El diseño para un equipo de bombeo electro sumergible exige conocimiento y aplicación de datos confiables, evitando errores en el diseño de la bomba y gastos innecesarios.

La técnica para diseñar las instalaciones de bombeo electrosumergible consiste en:

- Seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada, que el incremento de presión para levantar los fluidos, desde el pozo hasta la estación, con un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia del bombeo.

El Levantamiento de Datos técnicos de información del pozo para ingreso de requeridos en la plantilla de diseño un equipo, se lo realiza de acuerdo a las necesidades que presenta cada pozo en el momento de un rediseño o cambio de completación y otros.

Ejemplo pozo Atacapi-15 del Bloque o área Libertador:

- **Área – Bloque:** Libertador – Bloque 57
- **Pozo:** Atacapi-15
- **Campo:**Atacapi
- **Arena:** U inferior

- **Operación o tipo de instalación:** Nueva, Rediseño, Cambio S/L, otros.
- **Datos de Survey:** En caso de ser necesario (Pozos desviados) MD – TVD; inicio y fin del pozo. Para llenar este dato en la plantilla de Diseño, se debe verificar en el diagrama del pozo la Arena con la que se va a realizar el diseño y los intervalos de arena en pies (") perforados que indica el diagrama de pozo adjunto.
- **Profundidad Media de Perforaciones:** Esto quiere decir la mitad de los Punzados, se realiza un cálculo promedio con una formula en Excel:

Ecuación 8. Promedio Mitad de Perforaciones

$$\mathbf{PMD} = \frac{MD1+MD2}{2} \quad [8]$$

Donde:

PMD = Promedio profundidad medida de perforaciones

MD1 = Profundidad medida 1

MD2 =Profundidad medida 2

- **Tope del Pozo:** Dado en el diagrama del Pozo.
- **Tipo de Casing:** Dado en el diagrama del Pozo.
- **Datos del Tubing:** OD y ID Dado en el diagrama del Pozo

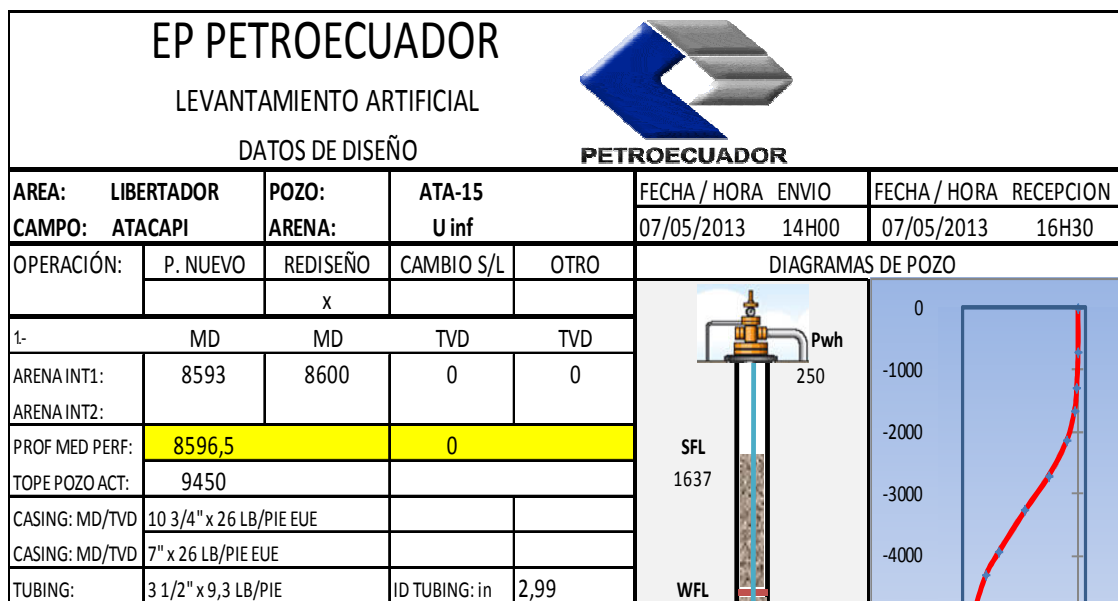


Figura 23. Datos de Información del Pozo

(EP.Petroecuador, 2013)

3.2.2 IMPLEMENTACIÓN DE CAMPOS DATOS TÉCNICOS EN CELDAS DE LA HOJA ELECTRÓNICA DE EXCEL PARA EL DISEÑO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Para realizar un buen diseño, se requiere saber la presión en el área influenciada por el pozo dentro del yacimiento, siendo la presión promedio de un yacimiento, por lo que se requiere conocer:

- Presión Estática
- Presión de Fondo fluyente
- Caudal Prueba
- Presión de Burbuja
- Presión de Casing
- BSW
- API
- Temperatura del Yacimiento
- SKIN(Daño de Formación)

2. DATOS BUILD UP		FECHA: 4/24/2010
AS. SEN: MD/TVD		
PWS:		Psi
PWF:		Psi
Qprueba:		BFPD
Pb:		Psi
Pwh:		Psi
Pcasing:		Psi
BSW:		%
API:		°
Tyac:		°F
SKIN:		AD

Figura 24. Datos de Presiones de pozo (Build Up)

(Ep. Petroamazonas, 2010)

3.2.3 IMPLEMENTACIÓN DE CAMPOS DE DATOS DE LA ÚLTIMA PRUEBA PARA SABER LA PRODUCCIÓN ACTUAL DEL POZO

Para obtener un diseño con datos reales se requiere saber la situación actual del pozo: cuál es su producción, BSW, y demás datos que servirán al momento del diseño y elección de una bomba que se ajuste a los rangos de producción, para que la misma pueda trabajar sin que tenga fallas de cavitación por exceso de gas o que se recaliente el motor por falta de fluido, etc., para ello debemos conocer:

- Caudal de Producción actual (BPF, BPPD, BPAD)
- BSW
- API
- MD y TVD antes ya mencionados
- Presión de Intake
- Presión de Casing

- Frecuencia

3.- DATOS ULTIMA PROD
FECHA:
EQUIPO:
Q prom: BFPD
BSW: %
API: °
MD BOMBA: pie
TVD BOMBA: pie
PIP: Psi
Pwh: Psi
Pcasing: Psi
FRECUENCIA:

Figura 25. Datos de última prueba de producción

3.2.4 IMPLEMENTACIÓN DE CAMPOS DE DATOS DE PRESIONES, PROFUNDIDADES Y OTROS PARA EL DISEÑO DEL EQUIPO

En esta parte se implementarán celdas para ingreso de datos de profundidades necesarios para conocer a que tope va ir la bomba para que no interfiera con la colocación del resto de la completación y que se acerque a los punzados de acuerdo a la arena productora que se escogió.

Es importante conocer la presiones que van por el espacio anular, saber cuál es la presión de burbuja que es la presión más alta cuando el gas sale en solución para que la completación pueda quedar por lo menos cien pies (100') por encima de esta presión.

Tomando en cuenta la altura de la columna del fluido siendo la cantidad de energía por libra de fluido correspondiente a la presión de un fluido necesaria para mover un líquido de su posición original a la posición requerida.

Para conocer estos requerimientos se necesita:

- Producción actual
- Profundidades MD/TVD
- Rangos de presiones de intake, tomados de la data del pozo
- Presión de casing
- Presión de Burbuja
- Gas
- Altura de la columna de fluido
- Temperatura y otros

PRODUCCION Qd:		
PSD d: MD/TVD		
RANGO PRODd:		
RANGO PIPd:		
Pb: Psi		
BSW: %		
GOR / SG Gas:		
Pwh: Psi/pie		
Pcasing:		
API: °		
Tsup / Tyac: °F		

Figura 26. Datos de diseño

3.2.5 IMPLEMENTACIÓN DE CAMPOS DE DATOS PARA CÁLCULOS DEL DISEÑO EQUIPO

Esta parte de la plantilla de datos para diseño es la más importante, ya que existen cálculos que debemos de conocer para verificar si el diseño que se va a realizar esta acorde a los requerimientos del pozo.

Se necesita conocer:

- Gravedad especifica del petróleo
- Gradientes de presión
- Gradientes de fluido
- Presiones (Presión Estática Presión Fondo Fluyente)
- Caudales

- Altura dinámica total y otros.

5- CALCULOS					
SGo:		PIPd: Psi		FL / 1000: pie	
Grad F: [psi/pie]		SFL pies:		ΔP Pum: Psi	
Grad F: [pie/psi]		WFL pies:		IPV:	
ΔH : pie		FOP: pies			
ΔP : Psi		PSDmin: pies		PIP: Psi	
PWS: [Psi]		PSDmax: pies		PIP: Psi	
PWF: [Psi]		PSDopt: pies		PIP: Psi	
IPL: [BFPD/Psi]		TFL: pies/Psi		0	
Qb: BFPD		TDH: pie/psi/m		0	
Qmax: BFPD		POT: KW / HP		0	
PWFd: [Psi]		PIP: Psi		PDP: Psi	

Figura 27. Cálculos para diseño

3.2.6 IMPLEMENTACIÓN DEL DIAGRAMA DE POZO

De acuerdo a lo que vamos ingresando.

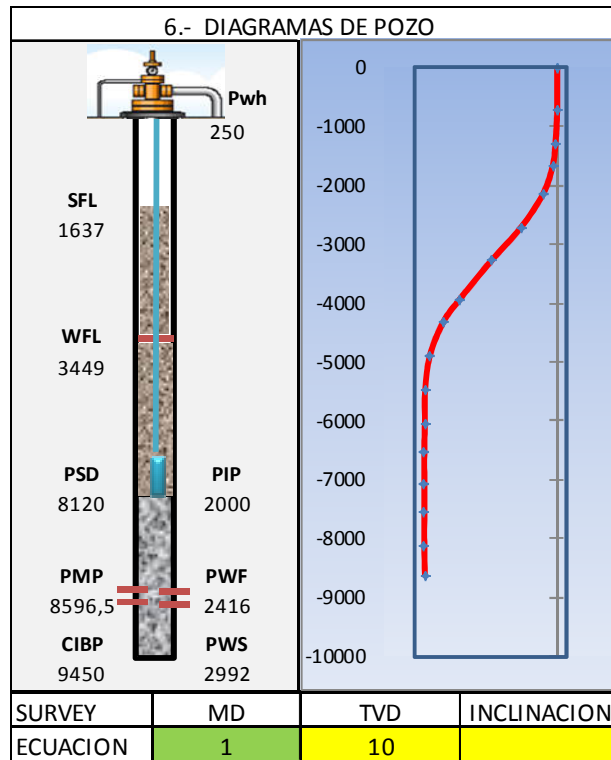


Figura 28. Diagrama del Pozo

3.2.7 CURVA IPR

Es la parte final de la plantilla de ingreso de datos para diseño; la curva IPR servirá para planificar el desarrollo y el potencial de producción de un pozo con respecto al sistema de producción y a los requerimientos de instalaciones de equipos de levantamiento artificial, evaluando económicamente si será conveniente utilizar determinado equipo; siendo necesario predecir el comportamiento del yacimiento y el comportamiento IPR en pozos productores. El cálculo de la productividad de los pozos petroleros pueden ser usada para determinar un método de producción óptimo, diseño de levantamiento artificial, de estimulación, tratamiento y de desempeño de producción.

La curva de IPR será usada con un método optimización de parámetros de producción y para determinar el IPR para un tiempo dado por medio de la utilización procedimientos iterativos para calcular primero el estado de

agotamiento. Las curvas analíticas de IPR pueden ser desarrolladas para cualquier estado de agotamiento si las permeabilidades relativas y propiedades PVT de los fluidos son conocidas. Los datos a ser ingresados:

- Pwf
- Caudal de producción

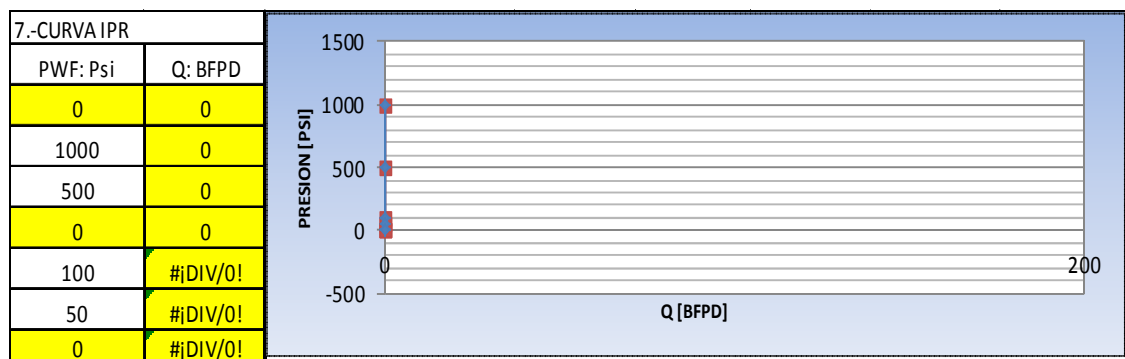


Figura 29. Curva IPR

Una vez que se ha terminado de llenar la plantilla de ingreso de datos, para el diseño de instalaciones de equipos de bombeo electrosumergible, se procede a buscar el equipo en stock o por adquirir; de acuerdo a las necesidades que demanda la operación en la base de datos técnica de stock de equipos creada en Access, una vez que se ha tenido ya creación de las dos bases técnicas tanto para ingreso y búsqueda, se procede a sacar los resultado del diseño y emitir recomendaciones dado el caso.

Por tanto la plantilla queda de esta forma.

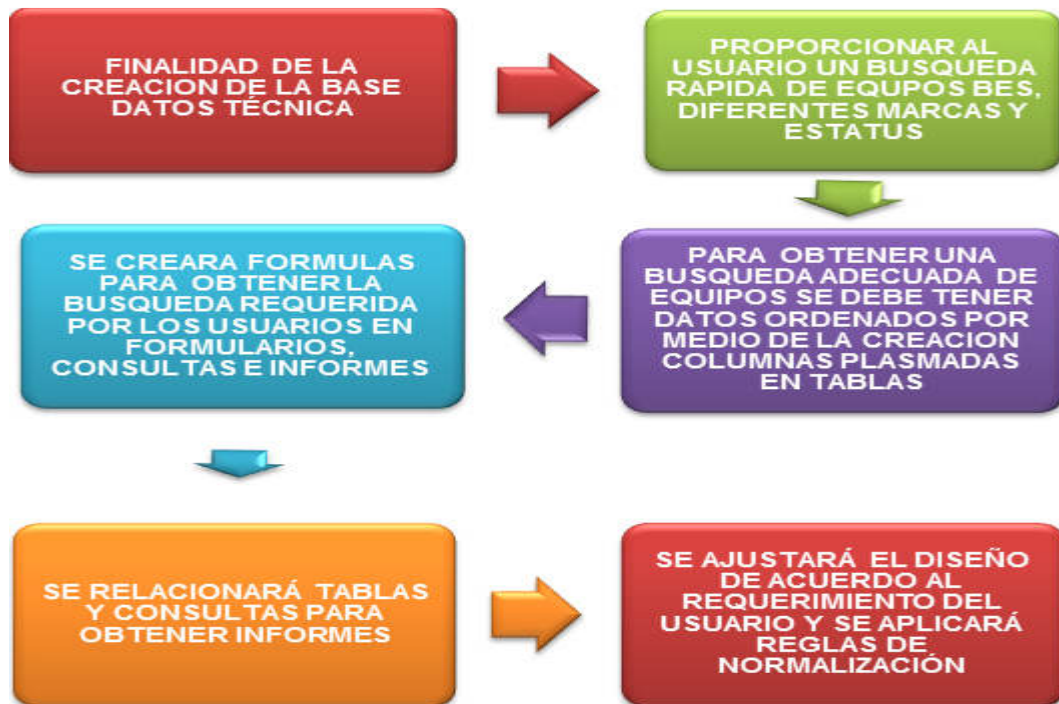


Figura 31. Flujo grama creación de una base técnica en Access, control de stock de equipos

La finalidad de la creación de la base de datos técnica es proporcionar una búsqueda rápida por medio de consultas sobre la existencia de equipos de acuerdo al estatus que se encuentran los mismos (Equipo Reparado, Equipo por Reparar, Equipo en el pozo, Equipo en Bodega); por medio de tablas relacionadas con fórmulas que faciliten obtener datos al momento, realizando mascarillas que asemejen a informes que pueden ser utilizados diariamente, semanalmente, mensualmente; facilitando obtener información real sobre la existencia de equipos de bombeo electrosumergible para los diseños y posterior envío al pozo.

3.3.1 TABLAS

Se crearon tablas con la descripción de los equipos requeridos en la instalación del sistema de bombeo electrosumergible de las diferentes compañías (Schlumberger, General Electric – Wood Group, Baker – Centrilift), permitiendo conocer el stock y estado de los equipos de fondo y

superficie con los que se cuenta al momento para optimizar tiempos de diseño y logística en cuanto a llegada del equipo al pozo.

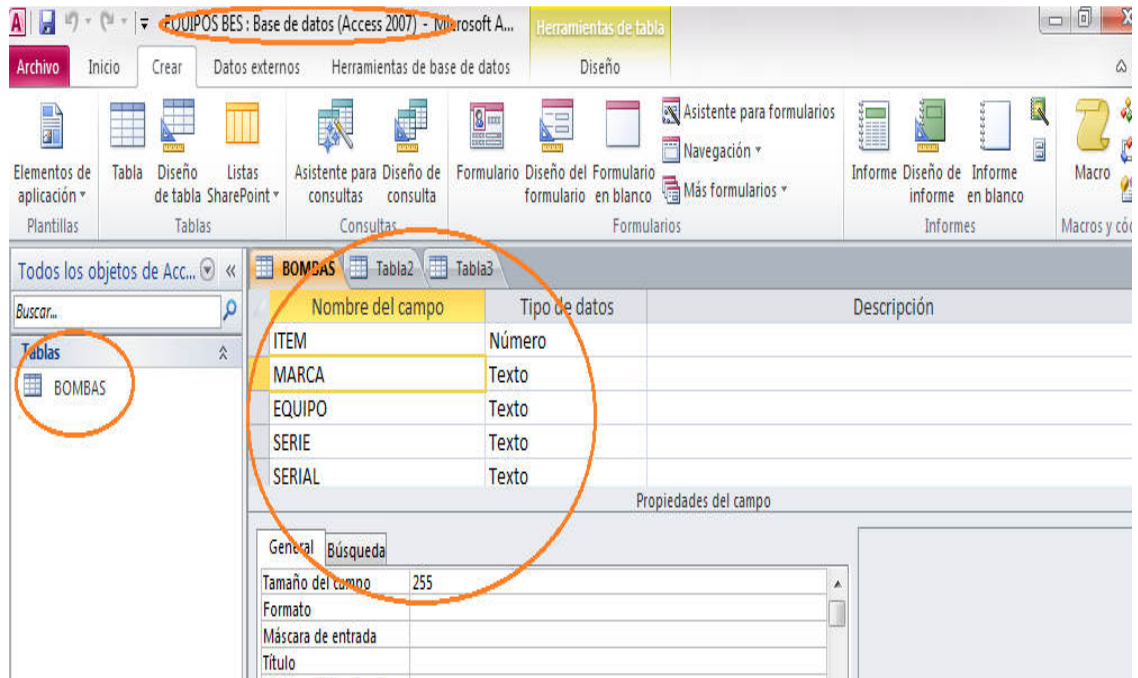


Figura 32. Creación de Tablas para el control del stock de equipos

3.3.2 CONSULTAS

Con la creación de estos formularios de consulta utilizando fórmulas de autoría personal con el cual se podrá obtener el reporte de reparaciones y corridas que ha tenido un equipo diariamente, semanalmente o mensualmente; realizando por equipo, por pozo y por marca; en este caso se lo ha creado y elaborado por equipo de acuerdo a su estatus.

Ejemplo: Consulta para reporte Fecha de Inicio.

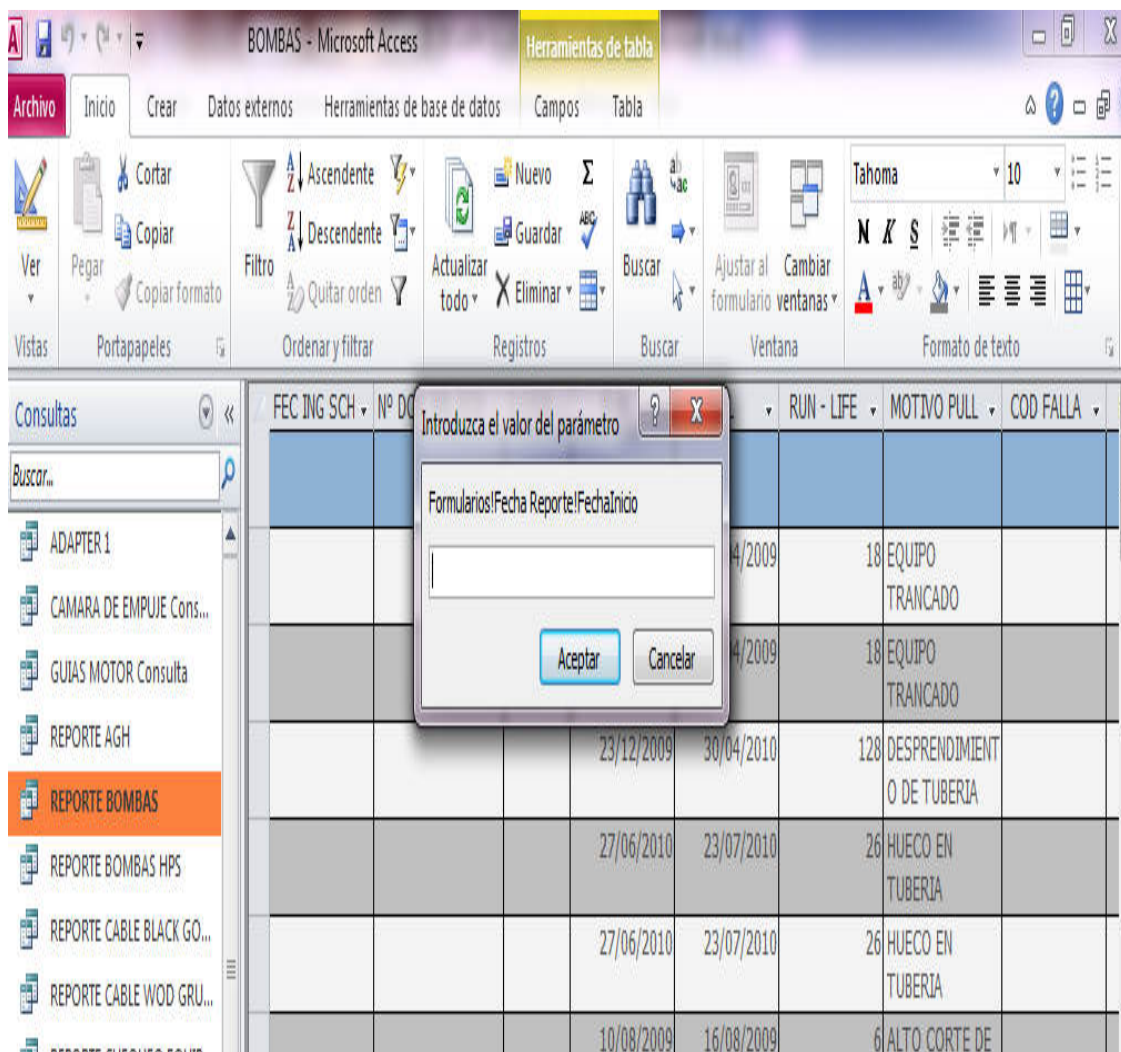


Figura 33. Consulta para reporte fecha de inicio

3.3.2.1 Formula utilizada para el desarrollo de consultas

FORMULA UTILIZADA PARA EL DESARROLLO DE CONSULTAS:

WHERE((([BOMBAS].[FECHA REPORTE]) Es No Nulo Y ([BOMBAS].[FECHA REPORTE]) Entre [Formularios]![Fecha Reporte]![FechaInicio] Y [Consulta]![Fecha Reporte]![FECHA INICIO])).

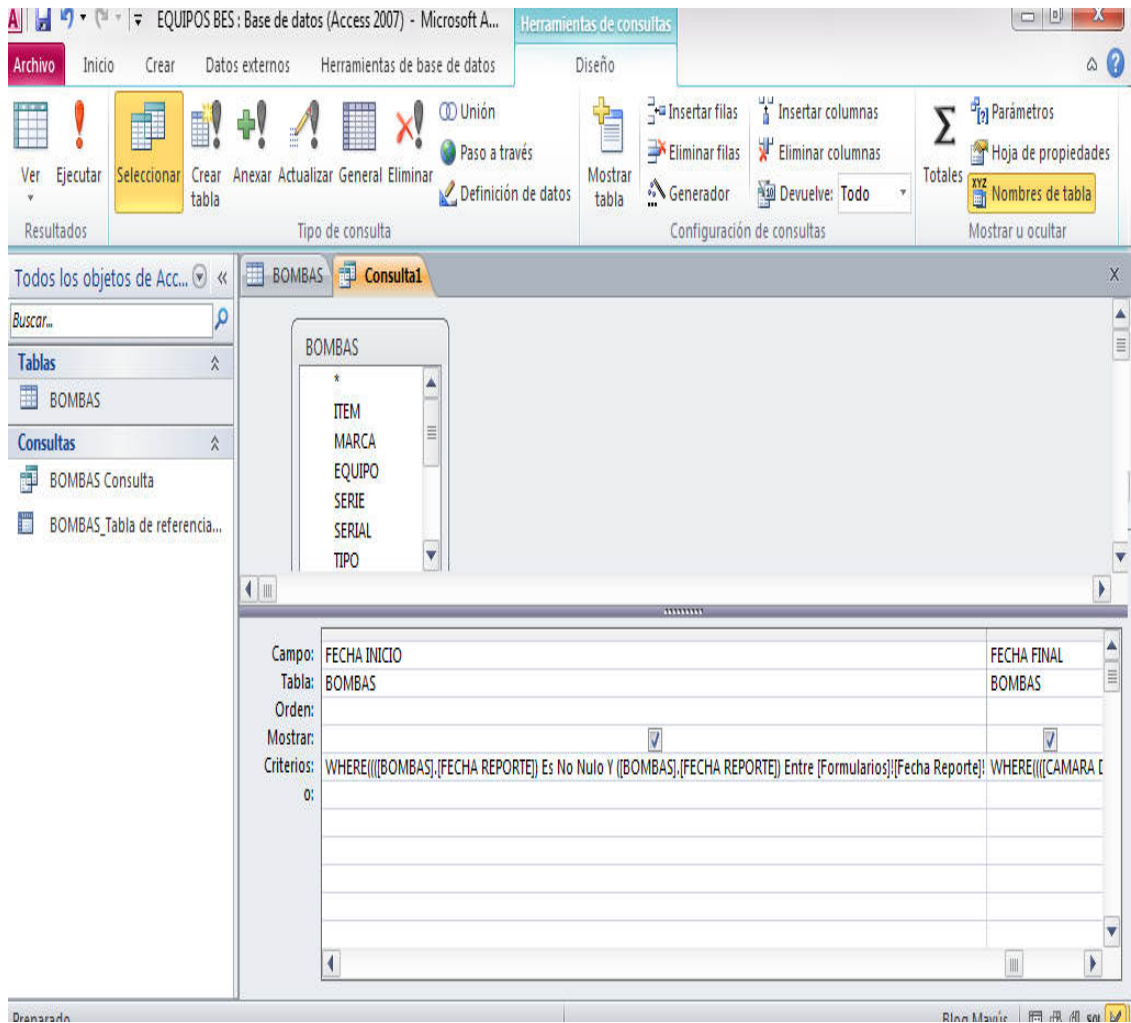


Figura 34. Aplicación Creación de la Formula para obtener consultas

3.3.2.2 Procedimiento para realizar una consulta con la aplicación de la fórmula

Una vez que se ha creado el formulario de consulta se procede:

- Colocar los parámetros de búsqueda (Serie, Nombre, etc.) Como los diferentes equipos que componen el sistema de bombeo electrosumergible tanto de fondo como de superficie.; como lo indica la Figura 35
- Colocar la Fecha de Inicio de búsqueda; como lo indica la Figura 36
- Colocar Fecha de Fin de búsqueda, como lo indica la Figura 37

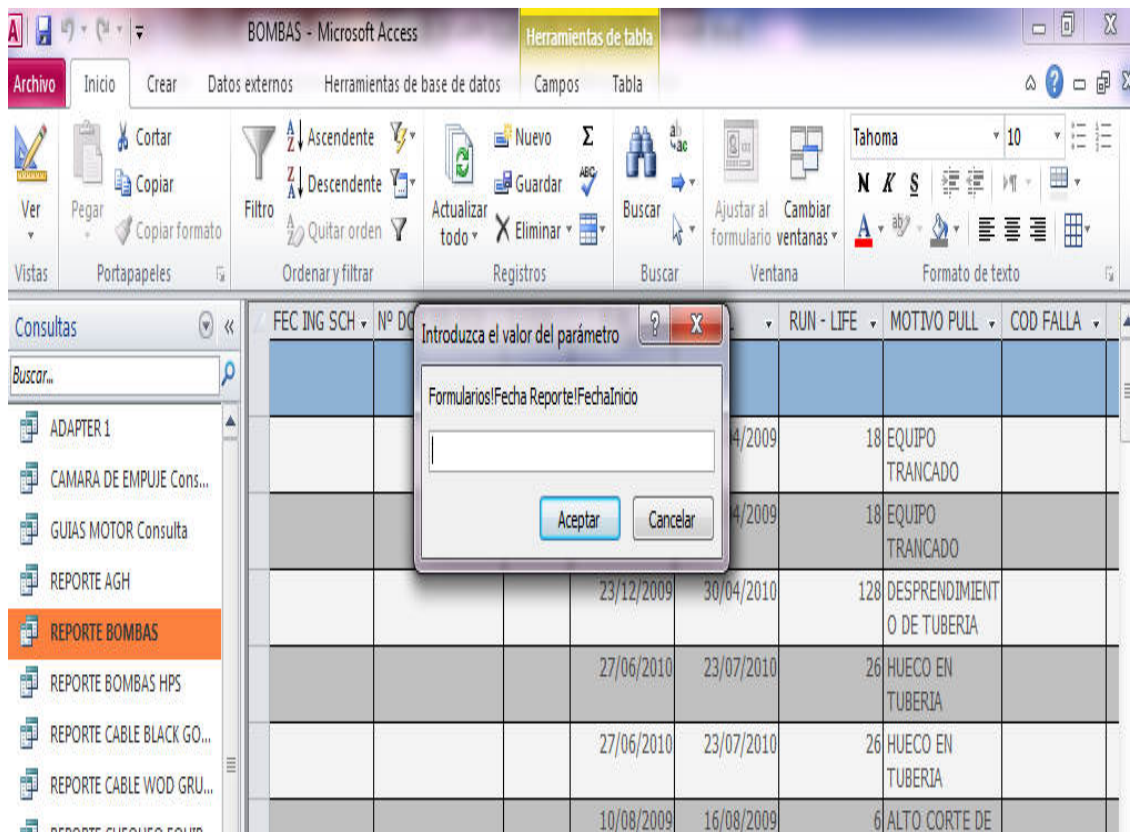


Figura 35. Consulta de stock de Equipos

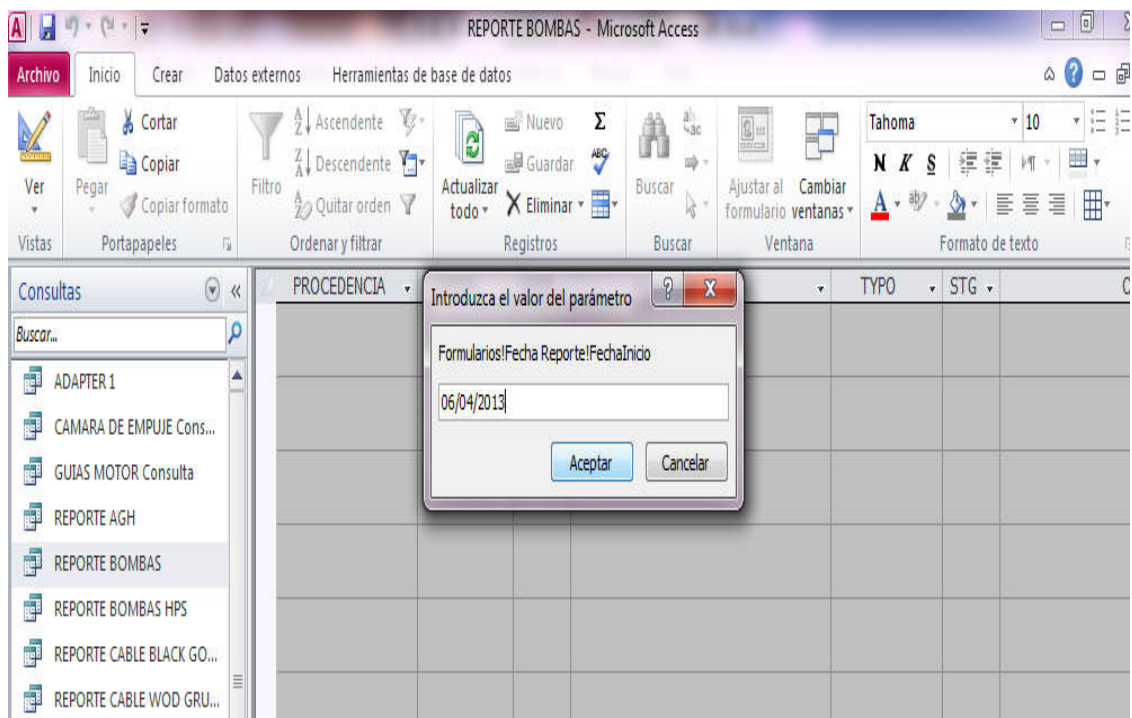


Figura 36. Fecha de Consulta

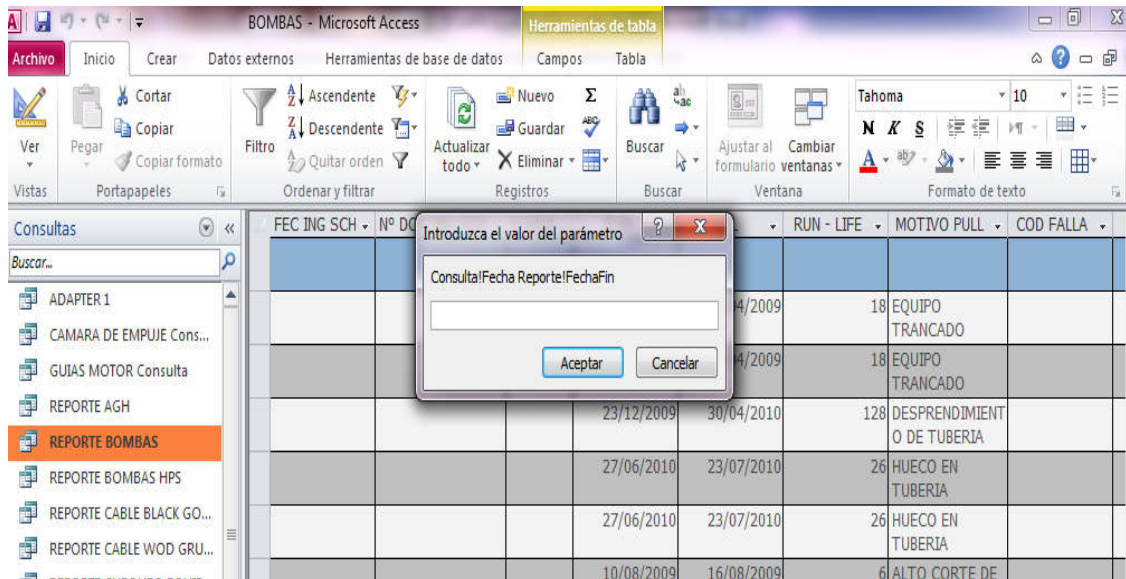


Figura 37. Consulta para reporte Fecha de Fin

- Se procede con la creación de un reporte para consulta oficial; como lo indica la Figura 38.

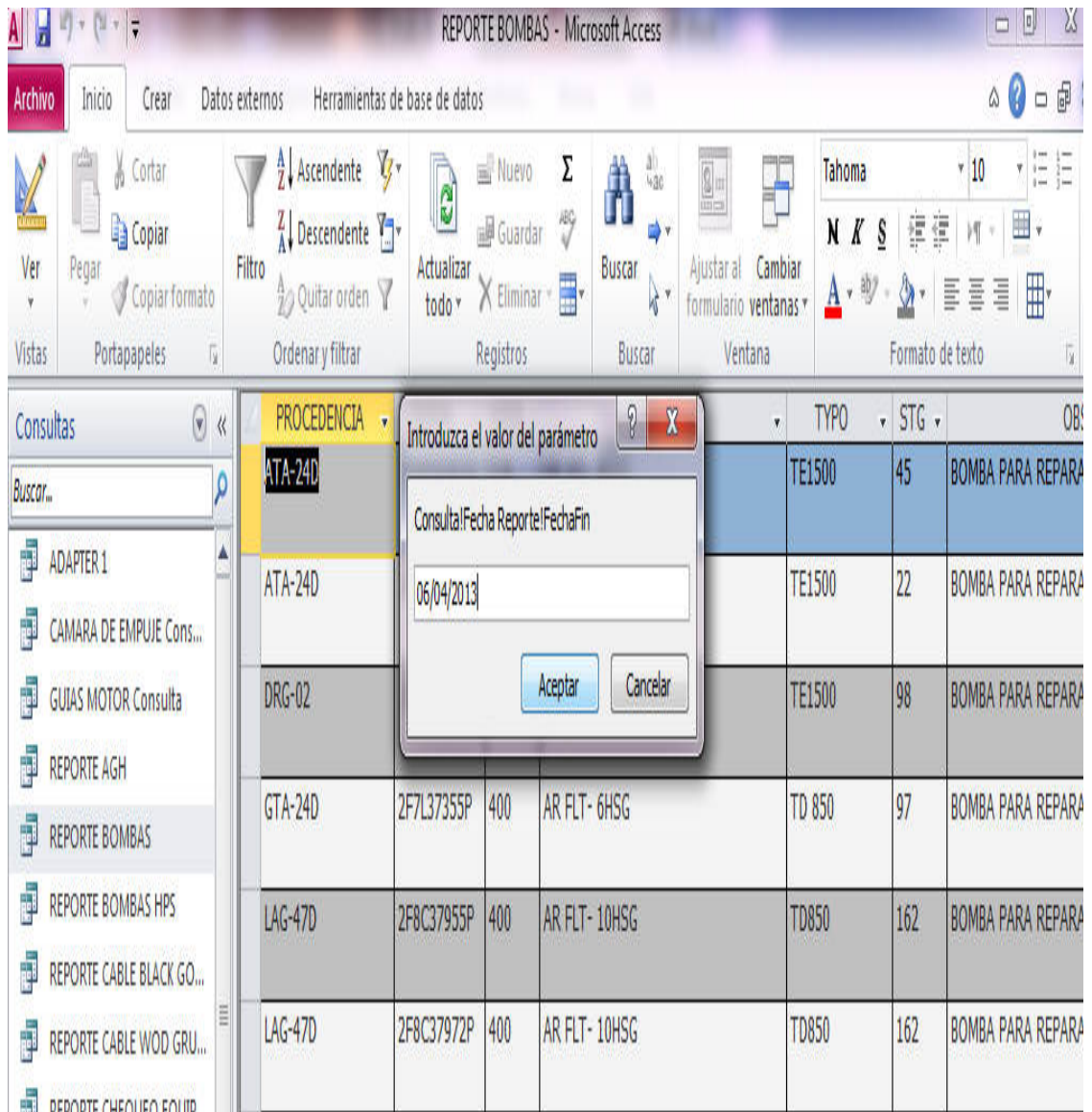


Figura 38. Avance del procedimiento de consulta

Teniendo como resultado un formulario de bombas reparadas con los datos requeridos en el desarrollo de la consulta:

PROCEDENCIA	SERIAL	SERII	TIPO	TYPO	STG	OBSERVA
ATA-24D	200F00063Q	538	AR AFL- 6HSG	TE1500	45	BOMBA PARA REPARACION I
ATA-24D	200F00065Q	538	AR AFL- 3HSG	TE1500	22	BOMBA PARA REPARACION I
DRG-02	205C30237P	538	AR CMP1-3HSG	TE1500	98	BOMBA PARA REPARACION I
GTA-24D	2F7L37355P	400	AR FLT- 6HSG	TD 850	97	BOMBA PARA REPARACION I
LAG-47D	2F8C37955P	400	AR FLT- 10HSG	TD850	162	BOMBA PARA REPARACION I
LAG-47D	2F8C37972P	400	AR FLT- 10HSG	TD850	162	BOMBA PARA REPARACION I

Figura 39. Consulta Finalizada

3.3.3 INFORMES

Este formulario creado es para visualizar e imprimir el estado actualizado a la fecha requerida del estatus de los equipos o la consulta que se desea realizar sobre los equipos, como serie, etapas, HP y otros datos importantes para un diseño de equipos del Sistema de Levantamiento Artificial.

Procedimiento para realizar una informe con la aplicación de la formula.

Una vez que se ha creado el formulario de informe se procede al igual que la consulta:

- Colocar los parámetros de búsqueda (Serie, Nombre, etc.) Como los diferentes equipos que componen el sistema de bombeo electrosumergible tanto de fondo como de superficie.; como lo indica la Figura 40

- Colocar la Fecha de Inicio de búsqueda; como lo indica la Figura 41
- Colocar Fecha de Fin de búsqueda, como lo indica la Figura 42

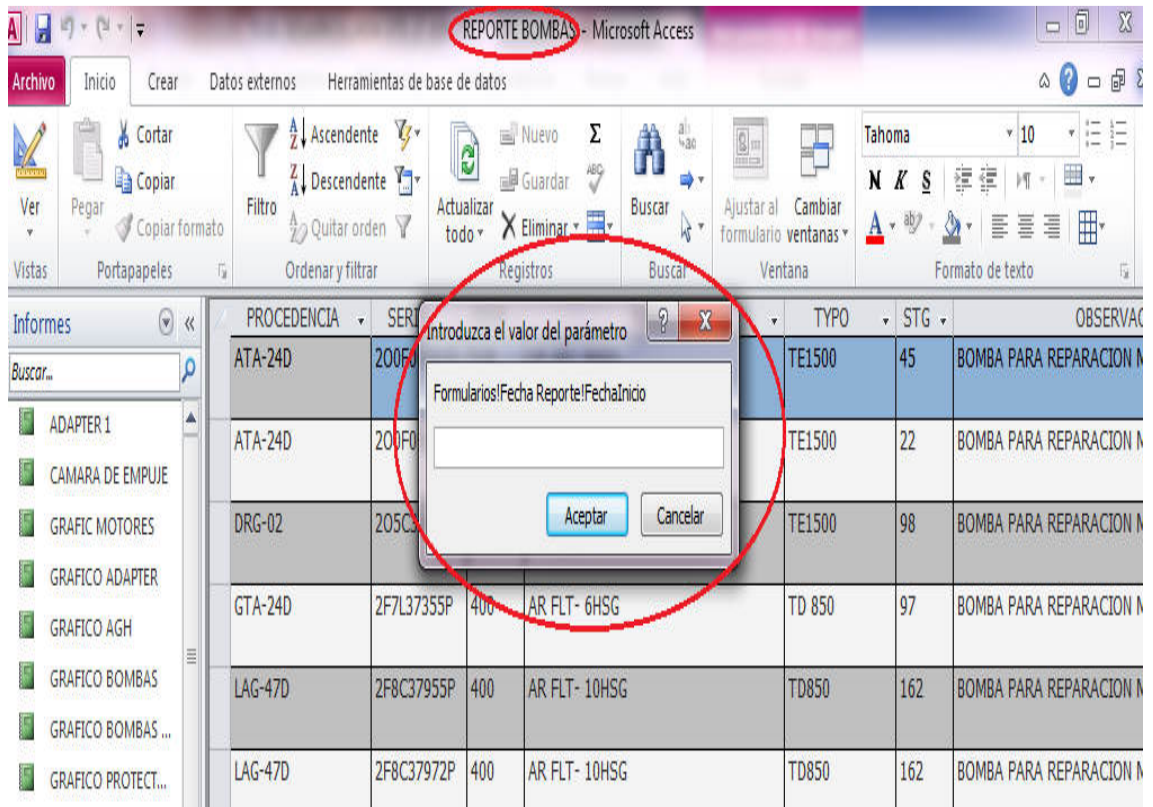


Figura 40. Informe de consulta diferentes criterios y parámetros

En este tipo de informes se da la opción de escoger de qué fecha a qué fecha queremos imprimir un reporte o consulta requerida:

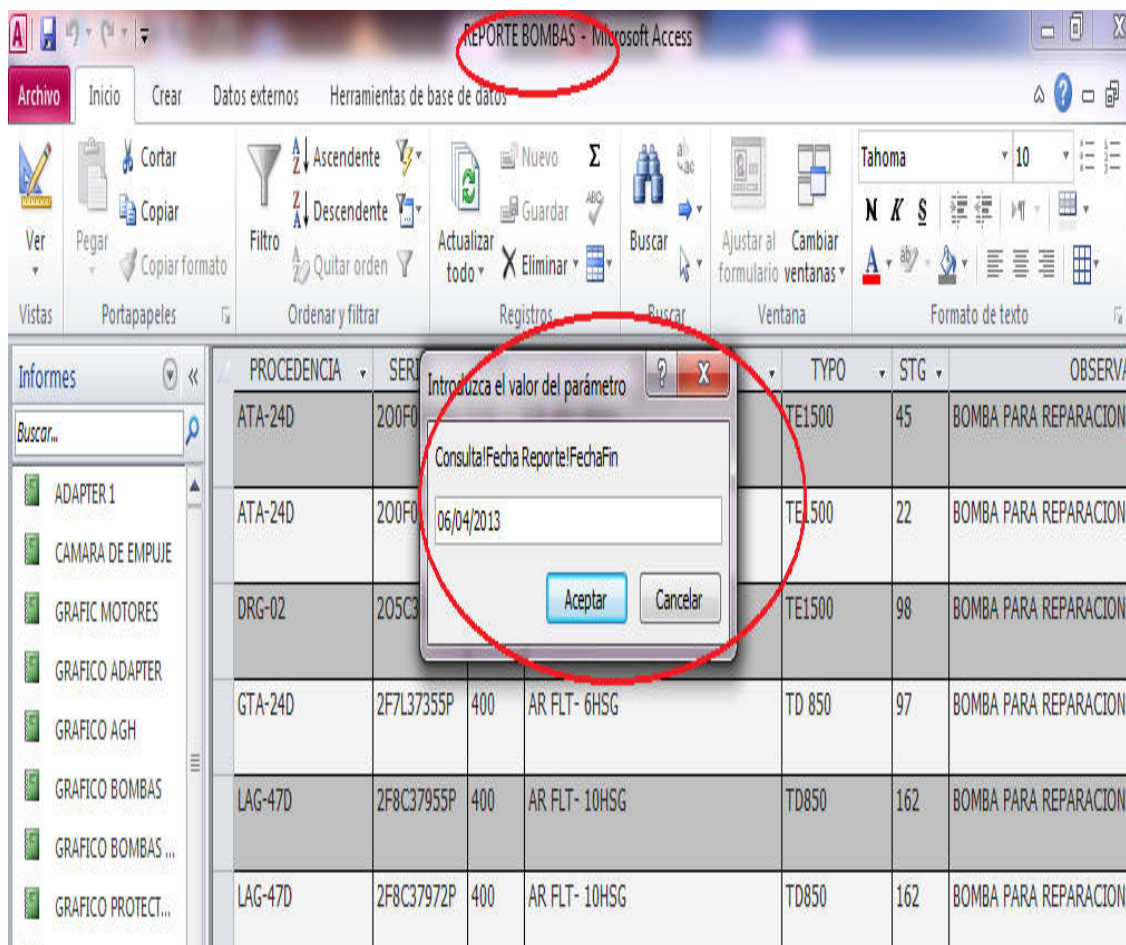


Figura 41. Ingreso de Fecha para el formulario de Informe

3.3.4 VISUALIZACIÓN DE INFORMES Y CONSULTAS

Ya se han creado las consultas y los informes, luego se procede a la visualización de los resultados de informes con formatos preestablecidos como se visualiza en la Figura 42.

**LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
GE OIL-GAS
BOMBAS
REPORTE MENSUAL**

PROCEDENCIA	SERIAL	SERIE O	TIPO	TYPO	STG	RUN	PULL	RUN-LIFE	MOTIVO PULL	COD FALLA:	OBSERVACION INSPECCION	REP
ATA-24D	200F00063Q	538	AR APL-6HSG	TE1500	45	27/06/2010	23/07/2010	26	HUECO EN TUBERIA		BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REP
ATA-24D	200F00065Q	538	AR APL-3HSG	TE1500	22	27/06/2010	23/07/2010	26	HUECO EN TUBERIA		BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REP
DRG-02	205C30237P	538	AR CMP1-3HSG	TE1500	98	10/08/2009	16/08/2009	6	ALTO CORTE DE AGUA		BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REP


Figura 42. Visualización del Informe final

Las bases de datos en Access, permiten visualizar en archivos PDF y en Excel los datos requeridos que pueden ser fechas, serios, estatus, costo y otros.

REPORTE BOMBAS.pdf - Adobe Reader

Archivo Edición Ver Documento Herramientas Ventana Ayuda

1 / 1 51.9% Buscar



**LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
DE OIL-GAS
BOMBAS
REPORTE MENSUAL**

PRECEDENCIA	SERIAL	SERIE S	TIPO	TIPO	STO	RUN	PULL	RUN - LIFE	MOTIVO PULL	CCO FALLA	OBSERVACION INSPECCION	REPARACION	COSTO	FECHA REPORTE
ATA-240	200F00003Q	538	AR 40-106G	TE1300	43	27/06/2010	23/07/2010	26	HUERTO EN TUBERIA		BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REPARACION	\$ 7,380.11	04/04/2011
ATA-240	200F00005Q	538	AR 40-106G	TE1300	22	27/06/2010	23/07/2010	26	HUERTO EN TUBERIA		BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REPARACION	\$ 5,320.07	04/04/2011
DIG-42	206C00237P	538	AR 60F-106G	TE1300	36	10/08/2009	10/08/2009	6	ALTO COSTO EN BARRA		BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REPARACION	\$ 11,000.00	04/04/2011
GTA-240	276L37205P	400	AR 47-106G	TD 650	97	13/06/2009	04/07/2010	376	DESCOMPROBACION BOMBAY BARRA INELABRITOS	08-02	BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REPARACION	\$ 11,177.89	04/04/2011
LAG-470	276C37920P	400	AR 47-106G	TD650	162	16/02/2009	16/04/2009	18	RELOPEC TUBERIAS		BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REPARACION	\$ 11,179.00	04/04/2011
LAG-470	276C37920P	400	AR 47-106G	TD650	162	16/02/2009	16/04/2009	18	RELOPEC TUBERIAS		BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REPARACION	\$ 11,179.00	04/04/2011
YUC-100	276C37171P	400	AR 47-106G	TD650	162	23/12/2009	30/04/2010	128	DESMONTE EN TUBERIA		BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REPARACION	\$ 7,587.87	04/04/2011

BOMBA 7

TOTAL DIAS 698

PROMEDIO DIAS 86

TOTAL \$ 69,551.87

Figura 43. Informe en PDF

- Se puede visualizar este archivo en Excel al cual se le puede hacer las modificaciones de acuerdo a los requerimientos del usuario:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	PROCEDENCIA	SERIAL	SERIE TIPO	TYP0	STG	RUN	PULL	RUN - LIFE	MOTIVO PULL	COD F.	OBSERVACION INSPECC	REPARACION	COSTO	
2	ATA-24D	200F00063Q	538	AR AFL- 6H5G	TE1500	45	27-jun-10	23-jul-10	26	HUECO ENTUBERIA	BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REPARACION	\$/ 7.368,11	
3	ATA-24D	200F00065Q	538	AR AFL- 3H5G	TE1500	22	27-jun-10	23-jul-10	26	HUECO ENTUBERIA	BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REPARACION	\$/ 5.359,07	
4	DRG-02	205C30237P	538	AR CMP1-3H5G	TE1500	98	10-ago-09	16-ago-09	6	ALTO CORTE DE AGUA	BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REPARACION	\$/ 13.680,93	
5	GTA-24D	2F7L37355P	400	AR FLT- 6H5G	TD 850	97	23-jun-09	04-jul-10	376	FO DE BOMBAS Y BAJC	00-02	BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REPARACION	\$/ 5.177,89
6	LAG-47D	2F8C37955P	400	AR FLT- 10H5G	TD850	162	18-mar-09	16-abr-09	18	EQUIPO TRANCADO		BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REPARACION	\$/ 15.179,00
7	LAG-47D	2F8C37972P	400	AR FLT- 10H5G	TD850	162	18-mar-09	16-abr-09	18	EQUIPO TRANCADO		BOMBA PARA REPARACION MAYOR	REPARACION	\$/ 15.179,00

Figura 44. Informe en Excel

3.4 IMPLEMENTACIÓN MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA DISEÑO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LA SECCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS DEL DISTRITO AMAZÓNICO DE EP PETROECUADOR

Se recopiló y analizó la información obtenida durante la investigación, teniendo presente conceptos y definiciones necesarios para realizar un diseño de equipo BES; durante el proceso de investigación se creó una plantilla de datos para diseño de Equipos de Bombeo Electrosumergible creada en Excel y en la base de datos técnica creada en Access logrando así crear y mantener un procedimiento que le será de mucha ayuda a la Sección de Levantamiento Artificial del Departamento de Ingeniería de petróleos para el diseño de equipos de Bombeo Electrosumergible de EPPETROECUADOR.

Obteniendo los conocimientos y bases técnicas se realizó en el Manual de Procedimientos para Diseño de equipos de Bombeo Electrosumergible; tomando en cuenta que cada pozo es una historia diferente y para ello se analizan historiales de producción donde se encuentra datos de (BFPD) barriles de fluido producido por día, (BPPD) barriles de petróleo producido por día, corte de agua (BSW), Frecuencia (Hz), Presión de Intake (Pintk); eventos transcurridos durante la vida producción del pozo que se registran a diario en dicho historial de producción, que en conjunto con el historial de reacondicionamiento donde, se encuentra datos de todas las intervenciones que se le han realizado a cada pozo y el motivo porque se los interviene, esta información de historiales, se toma de las bases de datos llenadas día en el Departamento de Ingeniería de petróleos (Operaciones) de cada campo de todo el Distrito Amazónico que ofrecen datos reales en conjunto con la data del pozo que la proporcionan las compañías proveedoras de estos servicios; logrando determinar el estado mecánico del pozo y las condiciones del yacimiento, para realizar la simulación de un diseño exitoso.

Una vez obtenido el diseño, con la utilización de la plantilla de datos de diseño en Excel, proporcionados de los historiales de cada pozo y verificando si la selección del equipo se encuentra en stock; se debe monitorear adecuadamente la operación del equipo optimizando el tiempo, la parte económica y productiva las instalaciones de cada pozo, siendo gratificante la labor de los funcionarios de la Sección de Levantamiento Artificial con la utilización de procedimientos básicos de diseño para instalaciones de Bombeo Electrosumergible.

La sección de Levantamiento Artificial diariamente realiza diseños de Equipos para instalaciones de Bombeo Electrosumergible, al igual que otros métodos de levantamiento artificial, no es una ciencia exacta, pero si involucra un sinnúmero de parámetros necesarios para la obtención de diseño de equipos.

En el presente manual de procedimientos para Diseño y Selección de Equipos de Bombeo Electrosumergible encontrara pautas muy importantes que le ayudarán a la obtención de un buen diseño.

Es importante comenzar con la obtención de datos sobre ubicación del pozo, selección de un equipo de bombeo electrosumergible que en la mayoría de las condiciones, no es una tarea difícil, especialmente si los datos son confiables.

Pero si la información, especialmente la pertinente a la capacidad del pozo, es pobre, el diseño generalmente será marginal. Los datos erróneos frecuentemente traen como resultado una bomba mal diseñada y una operación costosa. Una bomba mal seleccionada puede funcionar fuera del rango recomendado, sobrecargando el motor o haciéndolo trabajar por debajo de la carga o bajar muy rápidamente el nivel del pozo trabajando con un caudal excesivo que puede causar daño en la formación. Por otra parte, la bomba puede que no sea lo suficientemente grande para proporcionar el rango de producción deseado.

Muy frecuentemente se utilizan los datos de otros pozos en el mismo campo o en un área cercana, suponiendo que los pozos del mismo horizonte de producción tendrán características similares. Desafortunadamente para el ingeniero que debe diseñar las instalaciones electrosumergibles, los pozos de petróleo son como huellas digitales, es decir, no hay dos que sean iguales.

El presente manual se encuentra adjunto en el Anexo N° 1

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se realizó la ejecución de la Plantilla de Ingreso de Datos de Diseño para equipos de Bombeo Electrosumergible en hoja electrónica de Excel y de la base de datos técnica en Access; demostrando la utilidad de implementar un manual de procedimientos para diseño de equipos de bombeo eléctrico sumergible en la sección de levantamiento artificial de Ingeniería de Petróleos del Distrito Amazónico de EP PETROECUADOR.

4.1 IMPLEMENTACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA PLANTILLA DE DATOS DE DISEÑO

Con la ejecución de la plantilla de ingreso de datos de diseño para equipos de bombeo eléctrico sumergible en la Sección de Levantamiento Artificial de Ingeniería de Petróleos del Distrito Amazónico de EP PETROECUADOR; se podrá verificar y analizar:

- Cuáles son las condiciones actuales del pozo y que equipo que más se ajuste a las condiciones reales del pozo.
- Conocer a breves rasgos el historial del pozo en cuanto a la instalación anterior que equipo tenía, su caudal y tipo de falla atribuible al equipo o no atribuible al equipo, ya que por condiciones técnicas tienen peso al seleccionar el equipo y la marca a instalar.
- Con el ingreso de datos reales, a la plantilla de Datos de Diseño de equipos BES se podrá obtener como resultado un diseño que se ajuste a los requerimientos técnicos y económicos requeridos al momento de diseñar, seleccionar e instalar un equipo de Bombeo Electrosumergible.

4.2 EJECUCIÓN DE LA BASE DE DATOS TÉCNICOS PARA BÚSQUEDA DE EQUIPOS BES

Al obtener la plantilla de datos de diseño llena y realizar las debidas simulaciones con los programas de diseño que maneja cada compañía de servicios, se podrá buscar los equipos que más se ajusten a los requerimientos técnicos del pozo por medio de la utilización de la Base de Datos técnicos creada en Access; para obtener una búsqueda rápida de stock y el estados de los equipos en cuanto a reparación y lugar donde se encuentran.

En los estados de los equipos se identifica cinco estados:

- En la bodega de EP PETROECUADOR en Fco. de Orellana (Coca)
- Por reparar en los talleres de los diferentes proveedores de equipos
- Por enviar a la bodega Coca
- Reparado para Stock en bodega
- En el pozo equipo activo

Estos estados ayudaran en forma eficiente a la logística de EP PETROECUADOR, al momento de buscar equipos y saber cómo se encuentran y en donde, respaldos con documentación interna propia de la empresa para poder realizar los respectivos movimientos.

Para ello se debe consultar parte por parte del equipo en la base de datos de stock de equipos que será alimentada diariamente por personal encargado del movimiento de equipos.

4.3 PROCEDIMIENTO PARA DISEÑO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA EL POZO SECOYA-04

Como se ha mencionado anteriormente en la Sección de Levantamiento Artificial del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Distrito Amazónico de EP PETROECUADOR, no se cuenta con un procedimiento de Diseño de Equipos del Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Electrosumergible, que solvete las necesidades inmediatas al momento de seleccionar equipos, para ello se pone en ejecución el Manual de Procedimientos implementado y como ejemplo se toma al POZO SECOYA-04, del campo Libertador. (Datos proporcionados por el Departamento de Ingeniería de petróleo Libertador – EP PETROECUADOR)

Al momento de realizar un diseño y selección de equipos de Bombeo Electrosumergible se debe llenar la plantilla de datos de diseño creada en Excel, por parte de los funcionarios de la Sección de Levantamiento Artificial del Departamento de Ingeniería de Petróleos Distrito Amazónico, quienes deben contar con:

- Diagrama del pozo
- Historial de producción
- Historial de reacondicionamiento
- Build up
- Solicitud de workover (programa de reacondicionamiento)

Estos requerimientos de datos propios del pozo completos y en forma original se encuentran adjunto en el **Anexo N° 3**.

EL DIAGRAMA DEL POZO

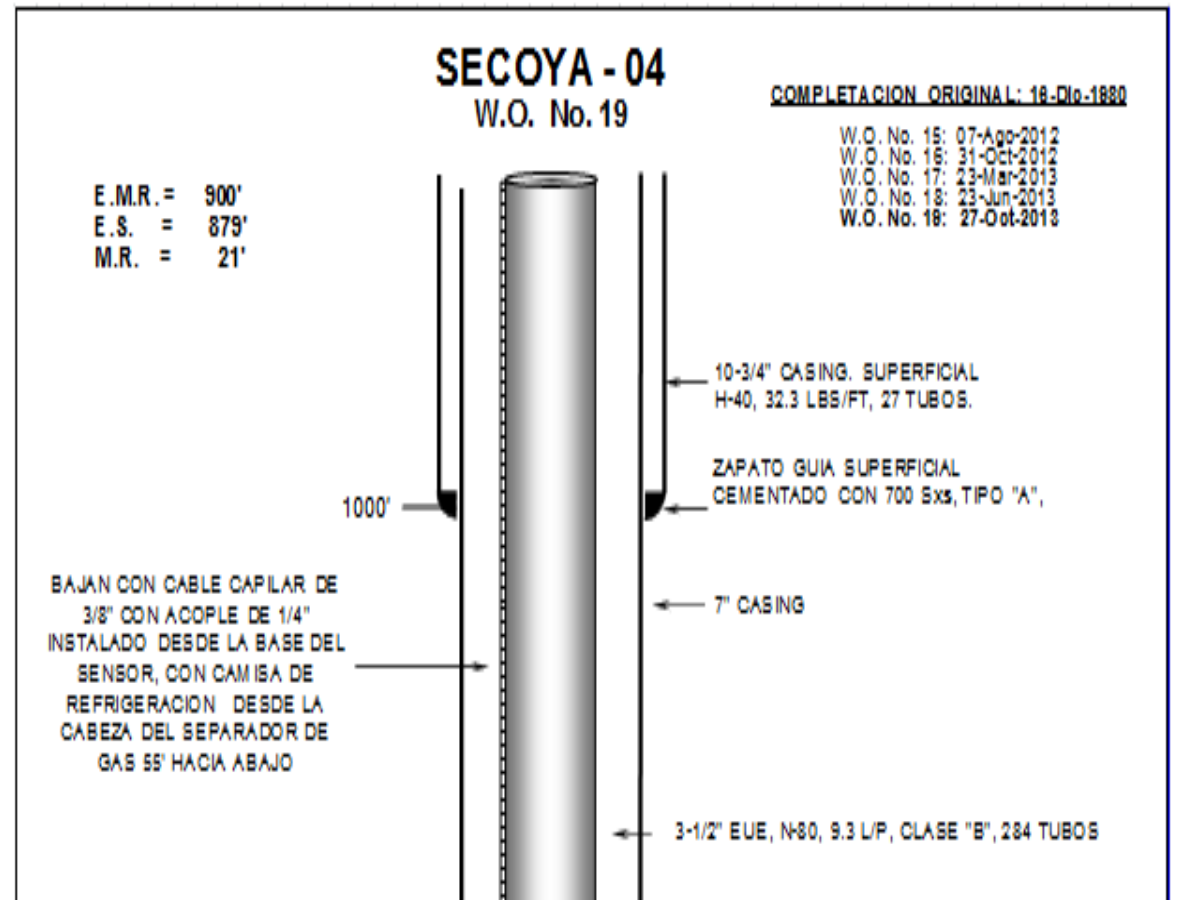


Figura 45. Diagrama Pozo Secoya-04

(Ep. Petroecuador, 2013)

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Por ser un archivo extenso, se lo encontrará completo en el Anexo N° 3

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ARENA	METODO	OBSERVACIONES
14-ene-13	1901	152	92	"T"	PPS	Pint=2614 PSI, HZ=55
27-ene-13	1882	151	92	"T"	PPS	Pint=2633 PSI, HZ=55
14-feb-13	1817	145	92	"T"	PPS	Pint=2629 PSI, HZ=55
01-mar-13						Pozo no aporta. Comunic. Tbg. CSG
16-mar-13						Inician operaciones de W.O. 17 "Cambio de completación por comunicación TBG-CSG. Rediseñar equipo BES"
23-mar-13						Finalizan operaciones de W.O. 18
24-mar-13	2640	158	94	"T"	PPS	
06-abr-13	2579	155	94	"T"	PPS	
11-abr-13	2622	157	94	"T"	PPS	
20-abr-13	2470	99	96	"T"	PPS	
28-abr-13	2528	101	96	"T"	PPS	
07-may-13	2313	93	96	"T"	PPS	
16-may-13	2217	89	96	"T"	PPS	
28-may-13						Prueban tubería con BES, presión cae 200 Psi/min
29-may-13	1964	79	96	"T"	PPS	Produce con posible comunicación TBG/CSG. Incrementan de 55 a 56 HZ
30-may-13						Prueban tubería con camion bomba. Existe comunicación TBG-CSG
05-jun-13	1740	70	96	"T"	PPS	Produce con posible comunicación TBG/CSG.
06-jun-13						Pozo cerrado por comunicación TBG-CSG para evitar desprendimiento de tubería
16-jun-13						Inician WO No. 18: CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN TUBING- CASING
25-jun-13						FINALIZAN WO No. 18
26-jun-13	2305	92	96	"T"	PPS	
03-jul-13	2434	97	96	"T"	PPS	
27-jul-13	2399	96	96	"T"	PPS	
04-ago-13						Incrementan frecuencia de 50 a 52 Hz
06-ago-13	2440	98	96	"T"	PPS	
25-ago-13	2454	98	96	"T"	PPS	
02-sep-13	2399	96	96	"T"	PPS	
21-sep-13	2381	95	96	"T"	PPS	

Figura 46. Historial de Producción SECOYA-04

(Ep. Petroecuador, 2013)

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

Por ser un archivo extenso, se lo encontrará completo en el Anexo N° 3

SOLICITUD DE WORKOVER

Por ser un archivo extenso, se lo encontrará completo en el Anexo N° 3

SECRETARIA DE HIDROCARBUROS															
EXPLORACION Y EXPLOTACION															
PROGRAMA DE TRABAJO O REACONDICIONAMIENTO															
SH-00EEEPROS												No.			
NOTIFICACION APROBACION															
DATOS GENERALES															
COMPAÑIA				BLOQUE				CAMPO				POZO			
PETROAMAZONAS EP				57				SECOYA				SEC -04			
FECHA	TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO No.			YACIMIENTO				FECHA COMPLE. INC.				ESTADO ACTUAL DEL POZO			
27-sep-13	19			" U inf "				16-Dic-1980				<input type="checkbox"/> CERRADO	<input checked="" type="checkbox"/> PRODUCIENDO		
CAUSA (EN CASO DE ESTAR CERRADO)															
1. OBJETIVO DEL REACONDICIONAMIENTO															
CAMBIO DE TIPO DE LEVANTAMIENTO DE PPS A PPM Y ARENA DE " T " A " U inf "															
2. HISTORIA DE PRODUCCION															
No.	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BFPD	% BSW	API 60°F	GOR	Salinidad PPM	MÉTODO	PFC	PB	IP	OBSERVACIONES		
01	17-dic-80	" T "	1716	1713	0,2	33,9	N.R.	-	PPF	525	-	-	-		
02	18-dic-80	" U inf "	504	502	0,4	25,4	N.R.	-	PPF	25 - 40	-	-	Flujo intermitente		
2.2 ÚLTIMA PRODUCCION															
No.	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BFPD	% BSW	API 60°F	GOR	Salinidad PPM	MÉTODO	PFC	PB	IP	OBSERVACIONES		
01	27-Jul-12	" TP "	2399	96	96,0	30,0	444	7900	PFS	70	555	-	GN-3200		
02	16-ago-12	" TP "	2458	98	96,0	30,0	444	7900	PFS	55	555	-	GN-3200		
03	21-sep-12	" TP "	2381	95	96	30,0	444	7900	PFS	56	555	-	GN-3200		
3. PRODUCCION ACUMULADA															
FECHA may / 2012															
YACIMIENTO			PETRÓLEO (bls)				AGUA (bls)				Gas MFC				
" U inf "			1.424.298				1.575.324				183.703				
" T "			7.076.821				1.766.166				4.644.700				
INCREMENTO DE PRODUCCION ESTIMADA BLS / DIA 150															
4. HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTOS															
W.O. No.	FECHA	BREVE DESCRIPCION								RESULTADOS					
15	07-Ago-2012	CAMBIO DE COMPLETACION POR PESCAJO EN CAMSA DE 2-3/8" A 8606"								SATISFACTORIO, QUEDA EVALUANDO CON MTU DE "T"					
16	31-oct-12	REALIZAR SOZ A "T" Y REPUNZONAR, CAMBIAR TIPO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE PPM A PPS								SATISFACTORIO, REQUERIRAN PRODUCCION DE "T"					
17	23-Mar-2013	CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACION TUBING - CASING. REPARAR BES								TRABAJO ÉXITO, RECUPERAN PRODUCCION					
18	25-Jun-2013	CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACION TUBING - CASING								SATISFACTORIO, BAJAN BES GN-3200					
5. COSTOS ESTIMADOS															
COMPANIA		SERVICIO				INVERSION				GASTO		MEM			
		MOVIMIENTO DE TORRE				0,00				10.000,00		0,00			
		TRABAJO TORRE (07 DIAS)				0,00				49.000,00		0,00			
		SUPERVISION Y TRANSPORTE				0,00				10.000,00		0,00			
		GUMICOS+ FLUIDO ESPECIAL DE CONTROL				0,00				45.000,00		0,00			
		EQUIPO DE SUBSUELO				0,00				30.000,00		0,00			
		UNIDAD WIRE LINE + VACUUM				0,00				6.000,00		0,00			
		CONTINGENCIAS (+/- 30 %)				0,00				50.000,00		0,00			
SUBTOTAL										0,00		200.000,00		0,00	
TOTAL 200.000,00															
6. PROCEDIMIENTO DE OPERACION															
6.1 PROCEDIMIENTO DE OPERACION															
1.- Mover torre de reacondicionamiento a la locación															
2.- Controlar pozo con fluido especial de 8.3 LPG															
3.- Desarmar cabezal. Inspeccionar válvulas, de ser necesario cambiar o reparar. Amarrar BOP. Probar															
Nota: Cambiar cabezal eléctrico por hidráulico-mecánico															
4.- Sacar equipo BES GN-3200 en tubería de 3-1/2" EUE clase "B". Chequear presencia de escala, corrosión, sólidos y estado de tubería. Reportar a Ingeniería de Operaciones Libertador															

Figura 47. Solicitud de Workover: procedimiento de operación SECOYA-04

(Ep. Petroecuador, 2013)

BUILD UP DEL POZO

DYGOIL Cia. Ltda. Consultoria y servicios Petroleros SCY-004 "Uj"



COMPAÑÍA : PETROAMAZONAS EP
CAMPO / POZO : LIBERTADOR / SCY-004
ZONA DE PRUEBA : ARENA: "Uj"
INTERVALO : 9046'- 9058' (12')
FECHA DE PRUEBA : 9 - 13 / Oct / 2013
REPORTE NUMERO : WL - 45 - 2013

Figura 48. Datos de Pozo para Build Up (Proporcionados por Dygoil, Análisis de Registro de Presiones Build Up) completo en el Anexo N° 4

(Ep. Petroecuador, 2013)

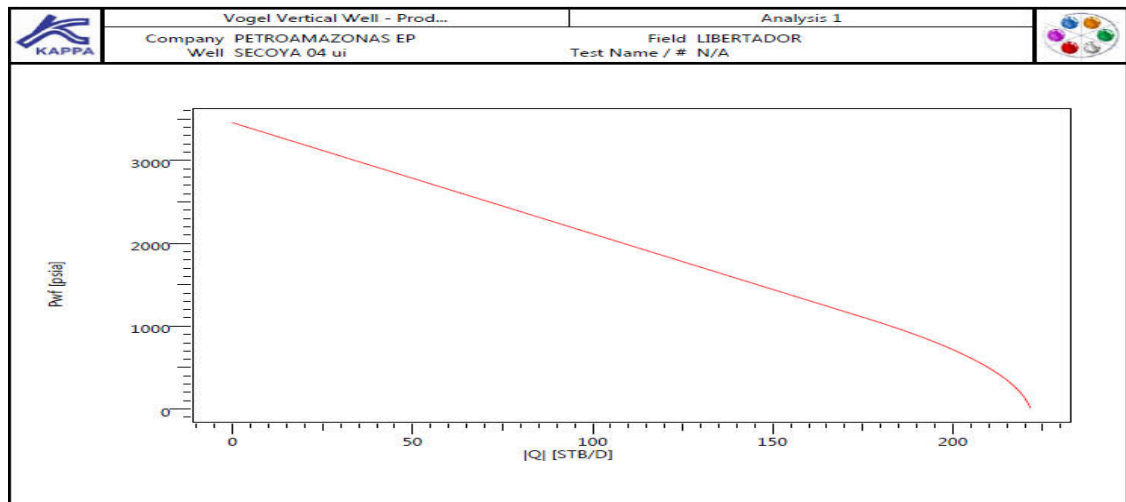


Figura 49. Registro de presiones (Proporcionados por Dygoil, Análisis de Registro de Presiones Build'up)

(Ep. Petroecuador, 2013)

4.3.1 INGRESO DE DATOS DEL POZO SECOYA-04 EN PLANTILLA DE DATOS DE DISEÑO

EP PETROECUADOR					LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL										
DATOS DE DISEÑO					PETROECUADOR										
AREA:		POZO:		FECHA / HORA ENVIO		FECHA / HORA RECEPCION									
CAMPO:		ARENA:													
OPERACION:	P. NUEVO	REDISEÑO	CAMBIO S/L	OTRO	6.- DIAGRAMAS DE POZO										
1.- MD MD TVD TVD															
ARENA INT1:															
ARENA INT2:															
PROF MED PERF:		0		0											
TOPE POZO ACT:															
CASING: MD/TVD															
CASING: MD/TVD															
TUBING:				ID TUBING: in											
2.- DATOS BUILD UP		FECHA:		3.- DATOS ULTIMA PROD											
AS. SEN: MD/TVD				FECHA:											
PWS:		Psi		EQUIPO:											
PWF:		Psi		Qprom: BFPD											
Qprueba:		BFPD		BSW: %											
Pb:		Psi		API: °											
Pwh:		Psi		MD BOMBA: pie											
Pcasing:		Psi		TVD BOMBA: pie											
BSW:		%		PIP: Psi											
API:		°		Pwh: Psi											
Tyac:		°F		Pcasing: Psi											
SKIN:		AD		FRECUENCIA:											
4.- DATOS DE DISEÑO				5.- CALCULOS											
PRODUCCION Qd:				SG o:		1,076		PIPd: Psi		#iDIV/0!		FL / 1000: pie		#iDIV/0!	
PSD d: MD/TVD				Grad F: [psi/pie]		0,466		SFL pies:		0		ΔP Pum: Psi		#iDIV/0!	
RANGO PRODD:				Grad F: [pie/psi]		2,146		WFL pies:		#iDIV/0!		IPV:			
RANGO PIPd:				ΔH: pie		0		FOP: pies		#iDIV/0!					
Pb: Psi				ΔP: Psi		0		PSDmin: pies		#iDIV/0!		PIP: Psi		#iDIV/0!	
BSW: %				PWS: [Psi]		0		PSDmax: pies		0		PIP: Psi		#iDIV/0!	
GOR /SG Gas:				PWF: [Psi]		0		PSDopt: pies				PIP: Psi			
Pwh: Psi/pie				IPL: [BFPD/Psi]		#iDIV/0!		TFL: pies/Psi		#iDIV/0!		#iDIV/0!		#iDIV/0!	
Pcasing:				Qb: BFPD		#iDIV/0!		TDH: pie/psi/m		#iDIV/0!		#iDIV/0!		#iDIV/0!	
API: °				Qmax: BFPD		#iDIV/0!		POT: KW / HP		#iDIV/0!		#iDIV/0!		#iDIV/0!	
Tsup /Tyac: °F				PWFd: [Psi]		#iDIV/0!		PIP: Psi		#iDIV/0!		PDP: Psi		#iDIV/0!	
7.-CURVA IPR															
PWF: Psi		Q: BFPD													
0		0													
		#iDIV/0!													
		#iDIV/0!													
		#iDIV/0!													
		#iDIV/0!													
		#iDIV/0!													
		#iDIV/0!													
OBSERVACIONES:															

Figura 50. Plantilla de datos de Diseño

(Ep. Petroecuador, 2013)

4.3.2 INGRESO DATOS DE POZO A LA PLANTILLA DE DATOS PARA DISEÑO

Una vez que ya tenemos todo el material necesario para empezar con el diseño, se empieza a llenar la plantilla de datos de diseño del pozo SECOYA -04, que entra a Workover por COMUNICACIÓN TUBING CASING, (Tubería rota o con hueco), se comienza a llenar la plantilla como lo detalla a continuación.

Se ingresa los datos de ubicación del pozo y datos mecánicos que a continuación se muestran en la Figura N° 51.

AREA: LIBERTADOR		POZO:	SCY-004	
CAMPO: SECOYA		ARENA:	U inf	
OPERACIÓN:	P. NUEVO	REDISEÑO	CAMBIO S/L	OTRO
		x		
1-	MD	MD	TVD	TVD
ARENA INT1:	9046	9058	0	0
ARENA INT2:				
PROF MED PERF:	9052		0	
TOPE POZO ACT:	9110			
CASING: MD/TVD	10 3/4" x 26 LB/PIE EUE			
CASING: MD/TVD	7" x 26 LB/PIE EUE			
TUBING:	3 1/2" x 9,3 LB/PIE		ID TUBING: in	2.99

Figura 51. Datos de ubicación del Pozo y Datos Mecánicos del Secoya-04, proporcionados por Ingeniería Petróleos Libertador

Se ingresa los datos de BUILD UP del pozo como se detalla a continuación:

2. DATOS BUILD		FECHA: 10/23/2013
AS. SEN: MD/TVD	9052	
PWS:	2716	Psi
PWF:	1740	Psi
Qprueba:	816	BFPD
Pb:	1085	Psi
Pwh:	100	Psi
Pcasing:	25	Psi
BSW:	83	%
API:	30	°
Tyac:	232	°F
SKIN:	5	AD

Figura 52. Datos de Build Up SECOYA-04

(Ep. Petroecuador, 2013)

En la siguiente figura N° 53 se muestra la prueba referencial del pozo que se utilizará para pedir el diseño.

3.- DATOS ULTIMA PROD	
FECHA:	21-Sep-13
EQUIPO:	GN-3200
Qprom: BFPD	2381
BSW: %	95
API: °	30
MD BOMBA: pie	8886
TVD BOMBA: pie	8886
PIP: Psi	2508
Pwh: Psi	100
Pcasing: Psi	25
FRECUENCIA:	55

Figura 53. Datos última prueba del pozo

Para los datos de diseño, se coloca rangos mininos y máximos que puede resistir el equipo a instalar como lo muestra en la Figura N° 54

4.-DATOS DE DISEÑO		
PRODUCCION Qd:	1800	
PSD d: MD/TVD	8120	
RANGO PRODd:	1800	2500
RANGO PIPd:	1500	2508
Pb: Psi	1085	
BSW: %	83	
GOR / SG Gas:	274	1.22
Pwh: Psi/pie	250	579
Pcasing:	25	
API: °	30	
Tsup /Tyac: °F	100	200

Figura 54. Datos de diseño

Los otros campos se llenan automáticamente con los cálculos proporcionados por los funcionarios de Levantamiento Artificial.

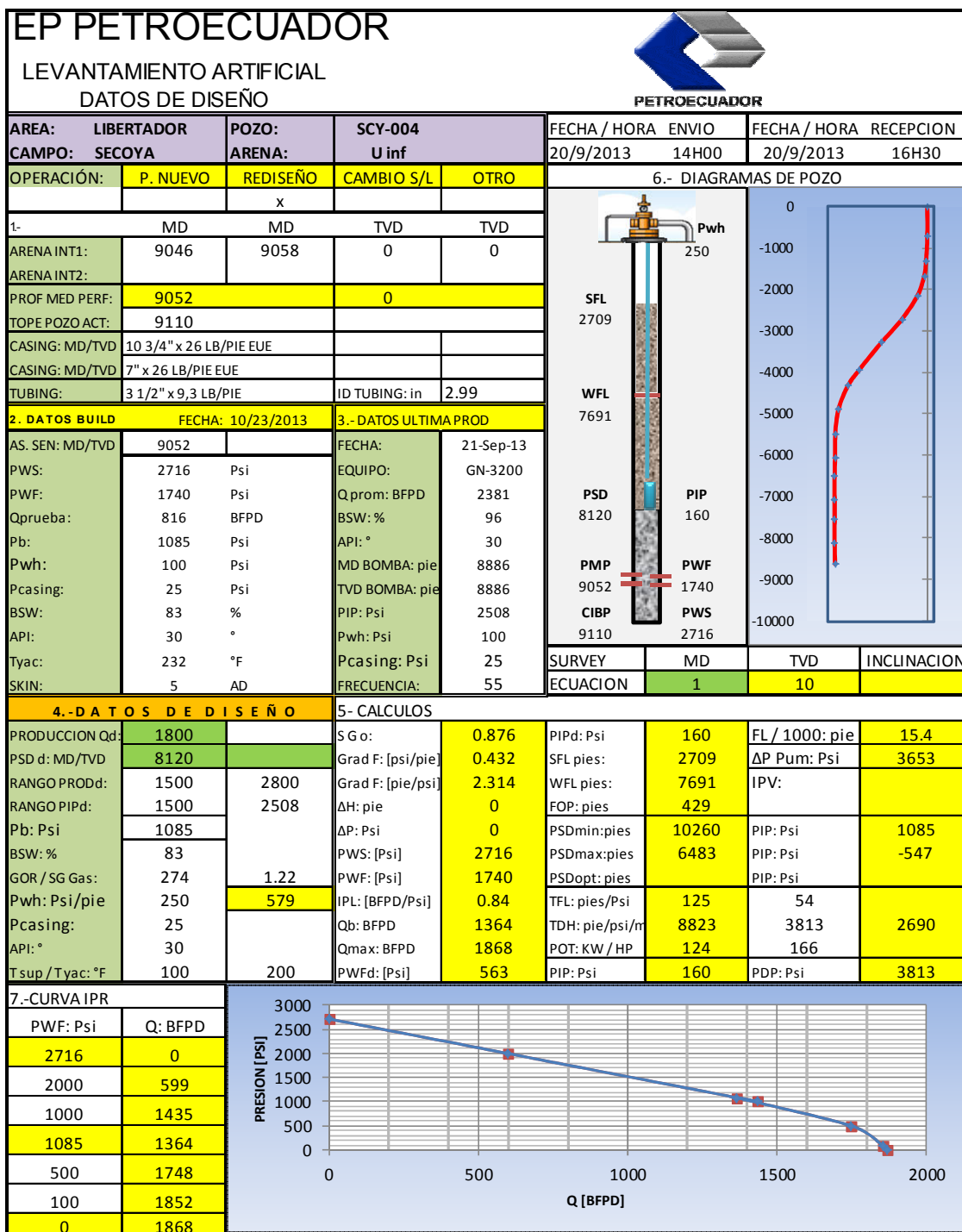


Figura 55. Plantilla para el diseño pozo secoya-04

(Ep. Petroecuador, 2013)

4.4 ENVÍO DE INFORMACIÓN VÍA MAIL

Una vez que se ha llenado la plantilla de datos de diseño de Bombeo Electrosumergible, se procede a enviar vía mail al representante de cada empresa contratista proveedora de los equipos y servicios; una vez realizada la simulación por parte de los representantes de estas compañías entregarán al representante de la Sección de Levantamiento Artificial en un plazo de 24 horas la propuesta técnica y económica de los equipos a instalarse para determinadas necesidades de cada pozo.

- Verificar los datos enviados por parte de las compañías proveedoras de equipos y servicios en la simulación de diseño.
- El correcto diseño de las bombas, proveerá de una operación larga y relativamente libre de mantenimiento.
- Tomar en cuenta que existen aspectos que deben considerarse en el diseño de las instalaciones de equipos de Bombeo Electrosumergible, como:
 - El tamaño de la bomba para la producción deseada, cada bomba tiene su propio rango de flujo dentro del cual es más eficiente.
 - Las bombas deben ser diseñadas para generar la presión suficiente de empuje del fluido a la superficie y que llegue a la estación de producción, esto tiene que ver con el cálculo correcto del número de etapas (Bombas centrífugas).
 - La eficiencia de las bombas y los requerimientos de potencia también se ven afectados por las características de los fluidos del pozo, esto tiene

que ver con la densidad, viscosidad, cantidad de gas, fluidos corrosivos, etc.

4.5 ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DEL DISEÑO

Una vez ya conocido la propuesta técnica y económica recibida por parte de las compañías proveedoras de equipos y servicios se proceda a verificar y analizar la propuesta tomando en cuenta:

- Se estima una profundidad de asentamiento de la bomba (100' por encima del colgador) que garantice la sumergencia.
- Calcular la curva IPR con la última prueba válida de producción del pozo.
- Se calcula el nivel dinámico del fluido (NF), no sin antes obtener la gravedad específica del petróleo y mezcla.

4.6 SELECCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Una vez que ya se ha obtenido el diseño del equipo de bombeo electrosumergible y realizado la selección del equipo se procede a verificar si existen los equipos en stock bodega coca de EP PETROECUADOR, logrando así optimizar tiempo al buscar los equipos de acuerdo al estatus en que se encuentren.

4.6.1 ESTATUS EQUIPOS

Tomar en cuenta de que existen cinco estatus que EP PETROECUADOR, ha considerado para saber dónde y cómo se encuentran los equipos.

- Nuevo

- En el pozo
- En bodega Coca
- Por reparar
- Reparado

Buscar el equipo seleccionado en la base de datos creada en Access adjunto en el Anexo del presente manual, donde podrá verificar y consultar con la serie del equipo en que estatus se encuentra o en que pozo se lo puede localizar, podrá además con esta base de datos de equipos de bombeo electrosumergible obtener informes de comprar y reparaciones de equipos de las diferentes marcas de las compañías de los diferentes proveedoras de equipos y servicios calificadas en EP PETROECUADOR.

4.7 CONSULTA BASE DE TÉCNICA BÚSQUEDA EQUIPOS

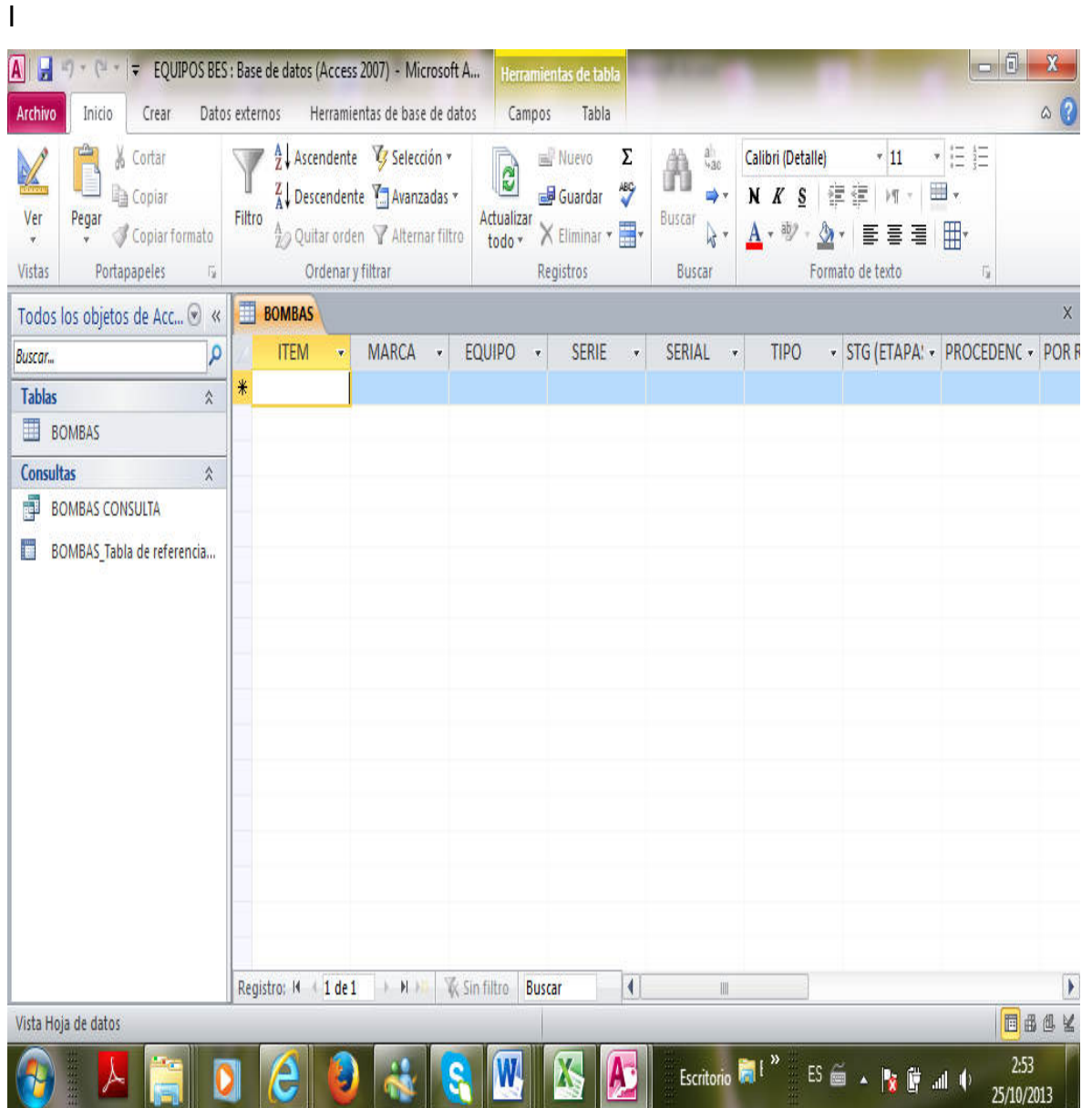


Figura 56. Base de datos técnica búsqueda de equipos

Se realiza las consultas de los equipos en stock en la base de datos técnica adjunta en el CD del presente trabajo.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Al momento de realizar la recopilación de información sobre los datos técnicos en la Sección de Levantamiento Artificial del Departamento de Ingeniería de Petróleos Distrito Amazónico; se pudo ampliar el conocimiento técnico requerido para desempeñarse en esta área tan importante, para mantener las metas de producción fijadas por el estado Ecuatoriano. Dentro de la recopilación de información se pudo evidenciar que se necesita saber todos los datos mecánicos reales del pozo así como su estado actual, para poder arrancar con el Óptimo Diseño de Equipos de Bombeo Electrosumergible ahorrando tiempo y dinero.

Se definió que los principales parámetros para diseñar equipos para el Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Electrosumergible, como son datos mecánicos del pozo como ubicación, arena productora, tamaño de la tubería de revestimiento y producción si es clase "A" nueva o clase "B" reutilizada para la selección del equipo, tomando medidas de precaución en la selección del equipo por parte de la contratista bajo la aprobación del personal de la empresa estatal PETROPRODUCCION EP; en ocasiones colocando una camisa de enfriamiento evitando que se recaliente el motor por gas, corrosión o residuos metálicos de la tubería que puedan afectar el equipo, como es el caso del pozo SECOYA-04, del campo Libertador del cual se tomo como ejemplo para desarrollar la utilización de la plantilla de diseño para equipos de Bombeo Electrosumergible.

La productividad del Pozo es importante para realizar un diseño, se debe conocer la presión del yacimiento, si tiene energía, cuando podría levantar de Fluido, el Índice de Productividad y con qué caudal se va a manejar el diseño. Se debe tener el dato real de la prueba actual del pozo o prueba referencial donde se podrá obtener los fluidos producidos como fluido total, petróleo, gras, agua, API, salinidad y presión de burbuja, condiciones de producción como presión anular y presión de tubería, presión de fondo fluente, presión de reservorios, etc., también se cuenta con la obtención de

cálculos suministrados por las contratistas de acuerdo a los simuladores de diseño con la que cuenta cada empresa, su stock y costos; una vez conocido todos estos parámetros se evidencio que la Implementación de un Manual de Procedimientos para diseños fue sumamente importante para el optimo desempeño de los equipos y del personal a cargo de realizar esta función.

Con la utilización de la plantilla de diseño de equipo se optimizo tiempo y por lo tanto menos perdidas de producción, se obtuvo una respuesta más ágil al momento de la presentación de diseños por parte de la contratista decidiendo en menor tiempo por parte de la operadora la propuesta técnica-económica es la más se ajusta a los requerimientos solicitados. Procediendo a verificar la existencia de los equipos ofertados por la contratista en stock o son necesarios comprar, para ellos fue eficaz la utilización de la base de datos técnica creada en la presente investigación, para proporcionar a los funcionarios y contratista una información más acertada de cómo proceder al momento de diseñar y seleccionar equipos para bombeo electrosumergible.

RECOMENDACIONES

Se recomienda mantener la utilización de la plantilla de diseño para optimizar tiempos y costos a la operadora EP PETROECUADOR, logrando justificar con los entes reguladores del estado las pérdidas de producción ya sean ocasionadas por el yacimiento o falla del equipo.

Por ser la Sección de Levantamiento Artificial un área nueva dentro de la operadora EP PETROECUADOR, en la cual ha faltado organización y procesos que definan su funcionalidad, se recomienda mantener actualizada la base de datos técnica creada en Access para poder decir en menor tiempo posible que equipo se utilizará y de que contratista será. No se debe utilizar diseños impuestos por la contratista, de debe tener y mantener un criterio parcial sin preferencia de marcas y hacer conocer a todas las empresas contratistas los nuevos procedimientos implementados para evitar discrepancias. No sobredimensionar los equipos, (bombas muy grandes para poco fluido o bomba con reducida capacidad de manejo de fluido y gas), tomando en cuenta que existen campos maduros donde se encuentran pozos muy depletados y bajas presiones.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **Voltaje (V):**

Siempre que dos cuerpos con distintas cargas entran en contacto se produce una circulación de electrones desde el cuerpo con más carga negativa al de más carga positiva, hasta que las carga de los cuerpos se igualan, llamada fuerza electromotriz (f.e.m.) para separarlos de los átomos y hacerlos fluir en una dirección determinada, siendo esto voltaje.

- **Corriente (I):**

La corriente eléctrica se define como el movimiento de electrones a lo largo de un conductor conectado a un circuito, la cantidad de flujo de corriente se mide en amperios. Un amperio es la tasa de flujo de una corriente eléctrica representada por el movimiento de una cantidad unitaria de electrones por segundo.

- **Frecuencia (Hz):**

En una onda de corriente alterna, la variación de la tensión o corriente, por ejemplo, de cero a un máximo y nuevamente a cero, en la dirección positiva; y de cero a máximo y nuevamente a cero, en la dirección negativa, constituye un ciclo completo.

- **Resistencia (R):**

Se define como la oposición que presenta un cuerpo o dispositivo al paso de la corriente eléctrica; se puede comparar con la fricción encontrada por un flujo de agua a través de una tubería. Un material que tenga baja resistencia permite que la electricidad fluya con una pérdida pequeña de voltaje; un material de alta resistencia causa una caída correspondiente en el voltaje. La energía usada en superar la resistencia se convierte en calor.

- **Ley de Ohm:**

El voltaje requerido para hacer que una corriente fluya depende de la resistencia del circuito. Un voltaje de un voltio hará que un amperio fluya a través de una resistencia de un ohm.

Esta relación se conoce como “Ley de Ohm”.

Ecuación 9. Ley de Ohm

$$I = \frac{V}{R} \quad [9]$$

Donde:

I = Corriente en Amperios

V = Voltaje en Voltios

R = Resistencia en Ohmios

- **Potencia (P)**

La potencia es la cantidad de trabajo que una carga puede llevar a cabo en cierta cantidad estándar de tiempo. La potencia eléctrica se mide en vatios, 746 vatios son equivalentes a un caballo de fuerza. Un vatio es una unidad bastante pequeña de potencia; en consecuencia, cuando se habla de la potencia requerida por los motores, se utiliza el término kilovatio (KW), un kilovatio son mil vatios, la potencia se puede definir como:

Ecuación 10.Potencia

$$P = V \times I$$

[10]

Donde:

P = Potencia en vatios

V = Voltaje en Voltios

I = Corriente en Amperios

NOMENCLATURA

γ_o	Gravedad específica del petróleo
$\gamma_{\gamma\phi}$	Gravedad específica del gas libre
γ_w	Gravedad específica del agua
ρ	Densidad
ρ_o	Densidad del petróleo
ρ_w	Densidad del agua
ρ_α	Densidad del aire
μ	Viscosidad
μ_o	Viscosidad del petróleo
μ_w	Viscosidad del agua
ν	Viscosidad cinemática
ρ_{API}	Densidad del petróleo
$^{\circ}X$	Grados centígrados
$^{\circ}\Phi$	Grados Farenheight
API	Instituto americano del petróleo
BHP	Brake Horse power, caballos de potencia al freno
BHT	Temperatura del fondo del pozo
Bg	Factor volumétrico del gas
Bo	Factor volumétrico del petróleo
Bw	Factor volumétrico del agua
Co	Compresibilidad isotérmica del petróleo

Cp	Centiposie
EXP	Exponencial
Ft	Pies
GIP	Cantidad de gas que entra a la bomba, % volumétrico
GIPbs	Cantidad de gas que entra a la bomba, antes de separación, % volumétrico
GLR	Relación gas-líquido (petróleo + agua), (GFR)
GOR	Relación gas - aceite
I.D.	Diámetro Interno
Inch	Pulgada
IPR	Relación del Comportamiento de Afluencia
J	Índice de productividad
M	Masa
MD	Profundidad medida del pozo
n	Número de moles
NPSH	Etapas de succión positiva
O.D.	Diámetro externo
P	Presión
Pb	Presión de burbuja
PI	Índice de productividad
PIP	Presión de entrada a la bomba

Pr	Presión promedio del yacimiento
Pr–Pwf	Reducción de presión
Psc	Presión estándar
Pwf	Presión de flujo
qo	Caudal del pozo en la superficie
qomax	Caudal máximo de producción (a Pwf = 0 psig)
R	Constante universal de gas
rpm	Revoluciones por minuto
Rs	Gas en solución (sol GOR)
Scf	Pies cúbicos a condiciones estándar
Stb	Barriles por día a condiciones estándar
STP	Condiciones estándar (Psc y Tsc)
T	Temperatura
T	Fuerza rotaria
TDH	Columna dinámica total sleeve
TSC	Temperatura estándar
TVD	Profundidad vertical
V	Volumen
VSC	Controlador de velocidad variable
W.C.	Cortador de agua
Z	Factor de compresibilidad

BIBLIOGRAFÍA

- Diseño y Optimización de sistemas de levantamiento artificial. 2010. Estanlin Sanchez. Generalidades.
- Alhanati, F. J.:(1993). "*Bottom Hole Gas Separation Efficiency in Electrical Submersible Pump Installations,*" PhD dissertation, The University of Tulsa.
- Ancheyta, Jorge; Speight, James G. (2007) (En inglés).*Hydroprocessing of heavy oils and residua.* CRC Press. p. 125. ISBN0849374197.
- Beggs, H. D.: (1991). *Production Optimización using NODAL™ Analysis,* OGCI Publications, Tulsa, Oklahoma.
- Brill and Beggs: Two-Phase Flow in Pipes, University of Tulsa.
- Brown, K. E.: (1977). "*The Technology of Artificial Lift Methods*", Vol. 1, Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma.
- Brown, K. E.: (1980). *Technology of Artificial Lift Methods,* Vol. 2b, Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma.
- Cashmore. D. "*Application Dependent Ratings (ADR™),*" Centrilift
- Lea, J. F. and Bearden, J. L.: (1982). "*Effect of Gaseous Fluids on Submersible Pump Performance,*" JPT (December, SPE 9218.
- McCain, W. D.: (1990). "*The Properties of Petroleum Fluids*", Second edition, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma.
- Munson, B., young, D., and Okiishi, T.: (1994). "*Fundamentals of Fluid Mechanics*", John Wiley & Sons Inc., New York.
- Partel, B. R., and Runstadler P.W.: (1978). "*Investigation Into the Two Phase Behavior of Centrifugal Pumps,*" ASME Symposium on Polypahse Flow in Turbomachinery.
- Sachdeva, R.: (1988). "*Two-Phase flow through Electric Submersible Pumps,*" PhD dissertation, The University of Tulsa (1988).
- Smith, R. S.: (1968)."*Submergible Pump Completion in Two-phase Flowing Wells,*" Petroleum Engineer, pp 70-75

- Standing, M. B.: (1970). *"Inflow Performance Relationship for Damage Wells Producing by Solution Gas Drive,"* JPT..
- Streeter, V. L.: (1961), *"Handbook of Fluid Dynamics"*, McGraw-Hill, New York.
- Turpin, J., Lea J. and Bearden, J.: (1986). *"Gas-Liquid Flow through Centrifugal Pump -Correlation Data"*, 33rd Annual Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, TX.
- Vandevier, J.: (1992).*"Understanding Downhole Electric Motors: A tutorial,"* SPE Workshop, Houston.
- Vogel, J. V.: (1968). *"Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells,"* JPT.

ANEXOS

ANEXO 1

Manual de procedimientos para diseño de equipos de bombeo electrosumergible



GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS DISTRITO AMAZÓNICO

SECCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA DISEÑO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

2014

1. INTRODUCCIÓN

La sección de Levantamiento Artificial diariamente realiza diseños de Equipos para instalaciones de Bombeo Electrosumergible, al igual que otros métodos de levantamiento artificial, no es una ciencia exacta, pero si involucra un sinnúmero de parámetros necesarios para la obtención de diseño de equipos.

En el presente manual de procedimientos para Diseño y Selección de Equipos de Bombeo Electrosumergible encontrara pautas muy importantes que le ayudaran a la obtención de un buen diseño.

Es importante comenzar con la obtención de datos sobre ubicación del pozo, selección de un equipo de bombeo electrosumergible que en la mayoría de las condiciones, no es una tarea difícil, especialmente si los datos son confiables.

Pero si la información, especialmente la pertinente a la capacidad del pozo, es pobre, el diseño generalmente será marginal. Los datos erróneos frecuentemente traen como resultado una bomba mal diseñada y una operación costosa. Una bomba mal seleccionada puede funcionar fuera del rango recomendado, sobrecargando el motor o haciéndolo trabajar por debajo de la carga o bajar muy rápidamente el nivel del pozo trabajando con un caudal excesivo que puede causar daño en la formación. Por otra parte, la bomba puede que no sea lo suficientemente grande para proporcionar el rango de producción deseado.

Muy frecuentemente se utilizan los datos de otros pozos en el mismo campo o en un área cercana, suponiendo que los pozos del mismo horizonte de producción tendrán características similares. Desafortunadamente para el ingeniero que debe diseñar las instalaciones electrosumergibles, los pozos de petróleo son como huellas digitales, es decir, no hay dos que sean iguales.

2. PROVEIMIENTO PARA DISEÑO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Para realizar un diseño y selección de equipos de Bombeo Electrosumergible se debe seguir los siguientes pasos:

- 2.1.** Llenar la plantilla de datos de diseño creada en Excel, por parte de los funcionarios de la Sección de Levantamiento Artificial del Departamento de Ingeniería de Petróleos Distrito Amazónico (la encontrará en el Anexo N° 1 del presente manual), con la cual deberán trabajar las compañías contratistas proveedoras de estos equipos y servicios de instalación.

EP PETROECUADOR				LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL				DATOS DE DISEÑO				PETROECUADOR			
AREA:		POZO:		FECHA / HORA ENVIO		FECHA / HORA RECEPCION									
CAMPO:		ARENA:													
OPERACION:		P. NUEVO		REDISEÑO		CAMBIO S/L		OTRO		6.- DIAGRAMAS DE POZO					
1.-		MD		MD		TVD		TVD							
ARENA INT1:															
ARENA INT2:															
PROF MED PERF:		0		0											
TOPE POZO ACT:															
CASING: MD/TVD															
CASING: MD/TVD															
TUBING:															
ID TUBING: in															
2.- DATOS BUILD UP		FECHA:		3.- DATOS ULTIMA PROD											
AS. SEN: MD/TVD				FECHA:											
PWS: Psi				EQUIPO:											
PWF: Psi				Q.prom: BFPD											
Qprueba: BFPD				BSW: %											
Pb: Psi				API: *											
Pwh: Psi				MD BOMBA: pie											
Pcasing: Psi				TVD BOMBA: pie											
BSW: %				PIP: Psi											
API: *				Pwh: Psi											
Tyac: *		*F		Pcasing: Psi											
SKIN: AD				FRECUENCIA:											
4.- DATOS DE DISEÑO				5.- CALCULOS											
PRODUCCION Qd:				SG o:		1,076		PIPd: Psi		# DIV/O!		FL/ 1000: pie		# DIV/O!	
PSD d: MD/TVD				Grad F: (psi/pie)		0,466		SFL pies:		# DIV/O!		ΔP Pum: Psi		# DIV/O!	
RANGO PRODD:				Grad F: (pie/psi)		2,146		WFL pies:		# DIV/O!		IPV:		# DIV/O!	
RANGO PIPd:				AH: pie		0		FOP: pies		# DIV/O!					
Pb: Psi				AP: Psi		0		PSDmin: pies		# DIV/O!		PIP: Psi		# DIV/O!	
BSW: %				PWS: [Psi]		0		PSDmax: pies		# DIV/O!		PIP: Psi		# DIV/O!	
GOR / SG Gas:				PWF: [Psi]		0		PSDopt: pies		# DIV/O!		PIP: Psi		# DIV/O!	
Pwh: Psi/pie				IPL: [BFPD/Psi]		# DIV/O!		TFL: pies/Psi		# DIV/O!		# DIV/O!		# DIV/O!	
Pcasing: Psi				Qb: BFPD		# DIV/O!		TDH: pie/psi/m		# DIV/O!		# DIV/O!		# DIV/O!	
API: *				Qmax: BFPD		# DIV/O!		POT: KW / HP		# DIV/O!		# DIV/O!		# DIV/O!	
Tsup / Tyac: *F				PWFd: [Psi]		# DIV/O!		PIP: Psi		# DIV/O!		PDP: Psi		# DIV/O!	
7.-CURVA IPR															
PWF: Psi		Q: BFPD													
0		0													
		# DIV/O!													
		# DIV/O!													
		# DIV/O!													
		# DIV/O!													
		# DIV/O!													
		# DIV/O!													
		# DIV/O!													
		# DIV/O!													
OBSERVACIONES:															

Figura 57. Plantilla de Ingreso de Datos de Diseño

(Ep. Petroecuador, 2013)

- 2.2. Enviar vía mail al representante de cada compañía la plantilla de datos de diseño para equipos de Bombeo Electrosumergible
- 2.3. Recibir vía mail y física por parte de los representantes de las compañías proveedoras de equipos y servicios al representante de la Sección de Levantamiento Artificial en un plazo de 24 horas la propuesta técnica y económica de los equipos a instalarse para determinadas necesidades de cada pozo.
- 2.4. Verificar los datos enviados por parte de las compañías proveedoras de equipos y servicios en la simulación de diseño.
- 2.5. El correcto diseño de las bombas, proveerá de una operación larga y relativamente libre de mantenimiento.

3. Tomar en cuenta que existen aspectos que deben considerarse en el diseño de las instalaciones de equipos de Bombeo Electrosumergible, como:

3.1. El tamaño de la bomba para la producción deseada, cada bomba tiene su propio rango de flujo dentro del cual es más eficiente.

3.2. Las bombas deben ser diseñadas para generar la presión suficiente de empuje del fluido a la superficie y que llegue a la estación de producción, esto tiene que ver con el cálculo correcto del número de etapas (Bombas centrífugas).

3.3. La eficiencia de las bombas y los requerimientos de potencia también se ven afectados por las características de los fluidos del pozo, esto tiene que ver con la densidad, viscosidad, cantidad de gas, fluidos corrosivos, etc.

4. ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DEL DISEÑO:

Una vez ya conocido la propuesta técnica y económica recibida por parte de las compañías proveedoras de equipos y servicios se proceda a verificar y analizar la propuesta tomando en cuenta:

4.1. Se estima una profundidad de asentamiento de la bomba (100FT por encima del colgador) que garantice la sumergencia.

4.2. Calcular la curva IPR con la última prueba válida de producción del pozo.

4.3. Se calcula el nivel dinámico del fluido. (NF), no sin antes obtener la gravedad específica del petróleo y mezcla.

Ecuación 11. Nivel dinámico del fluido

[11]

$$\gamma_m = \gamma_o (\% \text{ pet}) + \gamma_w (\% \text{ agua})$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}}$$

$$h = \frac{P_{wf}}{0,433 \cdot \gamma_m}$$

$$NF = Prof \text{ perfsup} - h$$

Dónde:

γ_m : gravedad específica de la mezcla

γ_o : gravedad específica del petróleo

γ_w : gravedad específica del agua

°API: gravedad API

P_{wf} : presión de fondo fluyente [psi]

h : espesor [pie]

NF: nivel de fluido [pie]

5. Utilizando las correlaciones de Standing, se debe calcular la Solubilidad del Petróleo (R_s) y el Factor Volumétrico (B_o) a las condiciones imperantes en la entrada de la bomba (PIP y T_f). Conociendo la P_{wf} , se calcula la PIP.

Ecuación 12. Presión de entrada a la bomba

[12]

$$PIP = P_{wf} - (D_p - D_b) \cdot \gamma_m \cdot 0,433$$

Dónde:

PIP: presión de entrada a la bomba (pumpintakepressure) [psi]

Dp: profundidad media de los perforados [pie]

Db: profundidad de la bomba [pie]

Entonces con la PIP y el resto de los datos se calcula el Rs y Bo.

Ecuación 13. Solubilidad del petróleo [13]

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{PIP}{18} \cdot \frac{10^{0,0125 \cdot API}}{10^{0,00091 \cdot T}} \right)^{1,2048}$$

$$F = R_s \cdot \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25 \cdot T$$

$$B_o = 0,972 + 0,000147 \cdot F^{1,175}$$

Dónde:

Rs: solubilidad del petróleo [PCN/BN]

yg: gravedad específica del gas [adm]

T: temperatura [°F]

Bo: factor volumétrico del petróleo [BY/BN]

6. Calcular el Factor volumétrico del gas (Bg):

Ecuación 14. Factor volumétrico [14]

$$B_g = 5,04 \cdot \frac{Z T}{P}$$

Dónde:

Bg: factor volumétrico del gas [BY/MPCN]

Z: factor de compresibilidad de gases

P: presión de yacimiento [psi]

7. Se debe determinar el volumen de gas que manejará la bomba.

Cuando se excede el 10% de gas libre (condición operacional normal), se requerirá la utilización de un separador de gas. Una vez instalado el separador de gas, se sabe que el mismo se retirará (en teoría) el 80% de gas libre, por lo tanto se plantean nuevamente los cálculos para verificar los nuevos valores que manejará la bomba.

7.1. Volumen total de gas (Tg):

Ecuación 15. Volumen total de gas [15]

$$Tg = qo \cdot RGP$$

Dónde:

Tg: volumen total de gas [PCN/D]

qo: tasa de producción de petróleo [BN/D]

RGP: relación gas-petróleo [PCN/BN]

7.2. Volumen de gas en solución (Sg):

Ecuación 16. Volumen de gas en solución [16]

$$Sg = qo \cdot Rs$$

Dónde:

Sg: Volumen de gas en solución [PCN/D]

qo: Caudal de petróleo

Rs: Solubilidad del petróleo

7.3. Volumen de petróleo (Vo):

Ecuación 17. Volumen de petróleo [17]

$$Vo = qo \cdot Bo$$

Dónde:

Vo: volumen de petróleo [BY/D]

qo: Caudal de petróleo

Bo: Factor Volumétrico

7.4. Volumen de agua (Vw):

Ecuación 18. Volumen de agua [18]

$$Vw = ql (\%agua) \cdot Bw$$

Dónde:

Vw: volumen de agua [BY/D]

ql: tasa total de líquido [BN/D]

Bw: factor volumétrico del agua [BY/BN]

8. Cálculo de la carga dinámica total (TDH):

Ecuación 19. Cálculo de la carga dinámica total [19]

$$TDH = Hd + Ft + Pd$$

Dónde:

TDH: carga dinámica total [pie]

Hd: altura dinámica [pie]

Ft: pérdidas por fricción en la tubería [pie]

Pd: pérdidas por fricción en la línea de flujo [pie]

- 8.1. Altura dinámica (Hd):** Se debe tomar en cuenta la altura dinámica para los diseños.

Ecuación 20. Altura dinámica

[20]

$$Hd = Db - \left[\frac{PIP}{0.433 \cdot \gamma m} \right]$$

8.2. Pérdidas por fricción en las líneas de flujo (Pd):

Ecuación 21. Pérdidas por fricción en las líneas de flujo

[21]

$$Pd = \frac{Pwf}{0,433 \cdot \gamma m}$$

Dónde:

Pd: Perdidas por fricción

Pwf: Presión fondo fluyente [psi]

ym: Gravedad de la mezcla

Pd: pérdidas por fricción en la línea de flujo [pie]

8.3. Pérdidas por fricción en tubería (Ft):

Ecuación 22. Pérdidas por fricción en tubería

[22]

$$Ft = \frac{Db \cdot (F/1000')}{1000}$$

Nota: el factor (F/1000') se obtiene gráficamente o por correlación.

Se debe conocer la ql (BN/D o GPM) y el diámetro de la tubería o revestidor (pulg.)

Entonces

Se utiliza la correlación conociendo la tasa de líquido (GPM) y el diámetro de la tubería en pulgadas.

$$\left(\frac{F}{1000'}\right) = 2,083 \cdot \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85} \cdot \left(\frac{q_l^{1,85}}{ID^{4,8655}}\right)$$

Dónde:

C: 120 (tubería nueva) ó 94 (tubería vieja)

q_l: tasa de líquido [GPM]

ID: diámetro interno de la tubería [pulg]

9. Para seleccionar la bomba se debe conocer:

9.1. Tasa deseada

9.2. Profundidad de asentamiento de la bomba

9.3. Diámetro de revestidor

9.4. Viscosidad del fluido

9.5. Se utilizan los simuladores proporcionadas por las compañías proveedoras de los productos y servicios para realizar corridas, sobre cuantas etapas necesita la bomba, eficiencia del bombeo y la carga que necesita el motor:

HC= 23,1 pie/etapa (capacidad de levantamiento)

POE= 40,2% (eficiencia de bombeo)

HML= 0,081 HP/etapa (carga de motor)

10. Determinación del número de etapas de la bomba:

Ecuación 23. Determinación del número de etapas de la bomba

$$N^{\circ} \text{ Etapas} = TDH/HC \quad [23]$$

11. Determinación de la potencia del motor:

Ecuación 24. Determinación de la potencia de motor [24]

$$HP = N^{\circ} \text{ Etapas} \cdot HML \cdot \gamma m$$

Dónde:

HP: caballos de potencia [HP]

Entonces es posible seleccionar el motor adecuado considerando la recomendación del fabricante.

12. Selección del Cable

La tabla general de recomendaciones para diseño, proporciona el tipo de cable acorde a las condiciones dadas. No obstante, los fabricantes recomiendan verificar la caída de voltaje en el mismo no sobrepase los 30 voltios/1000 pies.

Se obtiene la caída de voltaje a 68°F conocido el amperaje del motor y el número del cable a través del gráfico. Luego para calcular el factor de caída de voltaje, es importante tener la temperatura en el fondo del pozo, aunada al amperaje del motor, de tal forma que se pueda obtener la temperatura de operación del cable por medio de la gráfica.

Finalmente se calcula la caída del voltaje a la temperatura de operación y considerando 200' de cable en superficie. Pero antes se debe verificar que cumpla las condiciones teóricas.

13. Cálculo de los KVA necesarios para la selección del transformador

Ecuación 25. Cálculo de los KVA [25]

$$KVA = \frac{Vs \cdot Amp \cdot 1,73}{1000}$$

Dónde:

KVA: kilovatios (kVA)

Amp: amperios (A)

Vs: Voltaje en el motor + Δ Volt [volt]

Para efectos de diseño, la capacidad de carga de los transformadores se calcula con capacidad de carga de potencia aparente (KVA), debido a la amplia flexibilidad de los transformadores y los diferentes voltajes y condiciones en que funciona, además de la inexactitud del factor de potencia que se aplica (potencial real en kilovatio). Las cartas de amperaje es la técnica más utilizada para evaluar este tipo de instalaciones, con las cartas o discos del amperímetro se reflejan todos los cambios ocurridos durante la operación de bombeo, la interpretación apropiada de estas cartas puede generar la solución del problema presente en la instalación, como por ejemplo el bombeo normal, entrapamiento del gas, ciclaje excesivo y sobrecarga de amperaje. Bajo condiciones normales de operación, el registro de

amperaje deberá delinear suavemente una carta circular o simétrica con un valor de amperaje cercano al amperaje del motor, lo cual demuestra la condición ideal de operación que deberá tener un equipo de bombeo electrosumergible.

- **SELECCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

1. Una vez que ya se ha obtenido el diseño del equipo de bombeo electrosumergible y realizado la selección del equipo se procede a verificar si existen los equipos en stock bodega coca de EP PETROECUADOR, logrando así optimizar tiempo al buscar los equipos de acuerdo al estatus en que se encuentren.

2. Tomar en cuenta de que existen cinco estatus que EP PETROECUADOR, ha considerado para saber dónde y cómo se encuentran los equipos.

- Nuevo
- En el pozo
- En bodega Coca
- Por reparar
- Reparado

- a. Buscar el equipo seleccionado en la base de datos creada en Access adjunto en el Anexo del presente manual, donde podrá verificar y consultar con la serie del equipo en que estatus se encuentra o en que pozo se lo puede localizar, podrá además con esta base de datos de equipos de bombeo

electrosumergible obtener informes de comprar y reparaciones de equipos de las diferentes marcas de las compañías de los diferentes proveedoras de equipos y servicios calificadas en EP PETROECUADOR.

- b. Consultar en la base de datos adjunta en el CD de este manual:

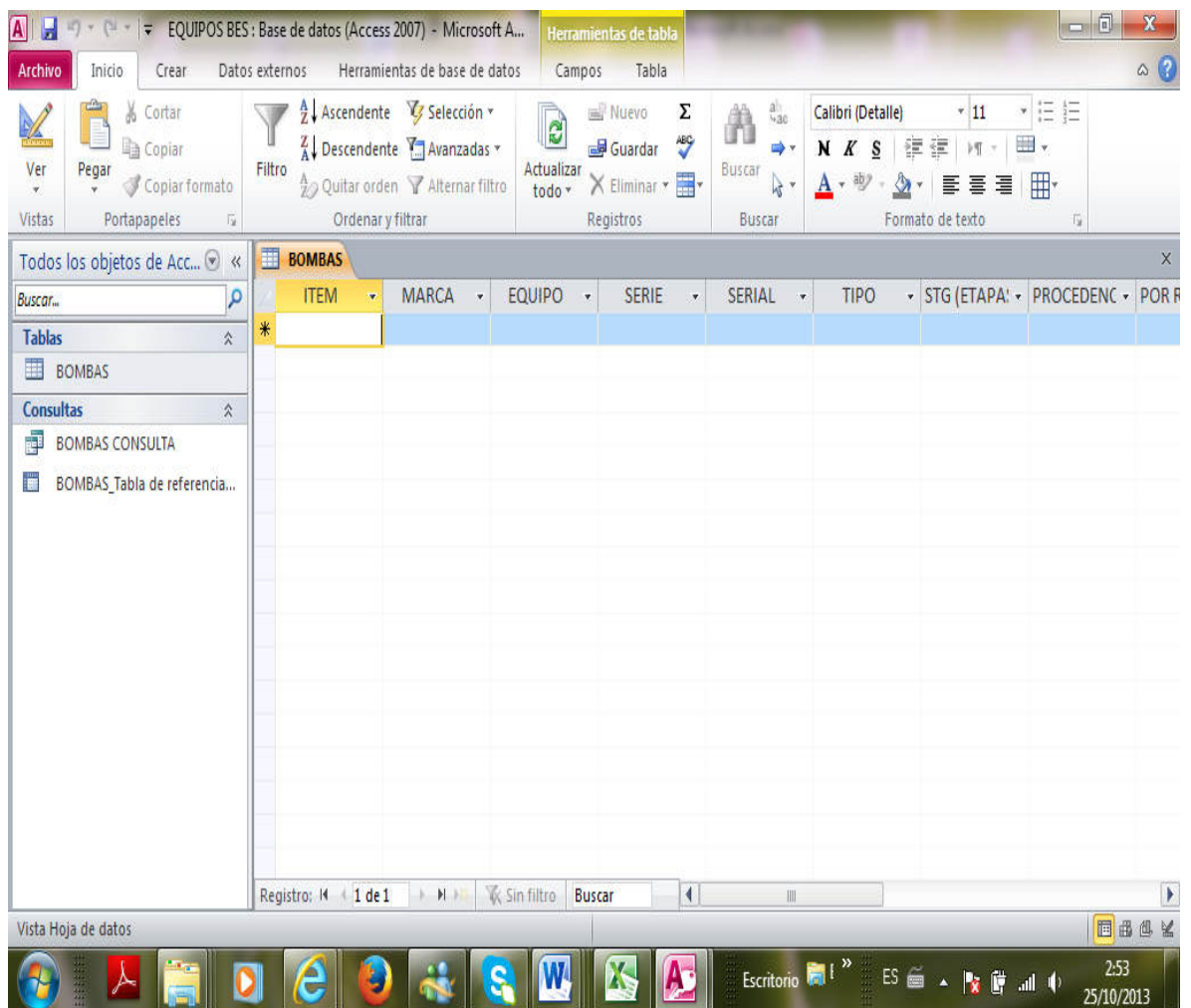


Figura 58. Tabla de consultas

3. PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN EQUIPOS BES

Recepción de equipo Eléctrico Sumergible en la locación del pozo, chequeo.

- **Equipos de Fondo:**

Sensor, Motor, Protectores (Sellos), Mutiphase Pump, Gas Separador, Bombas, Cable de Potencia

- **Equipos de Superficie:**

Variador de Frecuencia, Transformador Elevador, Transformador Reductor, Caja de Venteo, Caja de Choque.

- **Equipos de Izamiento:**

Grampas para equipos BES, elevadores, eslingas, guayas.

- a. ARMADO DE EQUIPO BES**

- **Instalación del motor:**

Coloque la grampa de izaje y fije el elevador a la cadena y grampa, levante con cuidado hasta ponerlo en posición vertical hacia el pozo, colocar centralizador y tubo guía, bajar muy lentamente en el pozo hasta que la grampa asiente en la mesa de trabajo. Aflojar los pernos de la tapa y volver a elevar, comenzar a dar servicio a una velocidad de 15-20 vueltas por minuto, hasta que drene aceite por la cabeza. Bajar y asentar en la mesa de trabajo.

- **Instalación de los Protectores.**

Colocar la grampa de izaje y elevar hasta la boca de pozo, Quitar la tapa inferior de la base del protector. Inspeccionar la brida y las ranuras de los O´rings, las cuales deben estar limpias y sin ralladuras. Limpiar y reemplazar por nuevos, revisar que el eje gire libremente.

Alinear el eje del protector al coupling del motor tomando en cuenta la guía y acoplar el motor con el protector.

Una vez colocados todos los pernos con 30 lbs. De torque levantar el conjunto quitar la grampa del motor, bajar y asentar en la mesa de trabajo. Para colocar otro protector realizar los mismos pasos.

- **Motor Lead Extensión:**

Levante el conjunto motor/protectores hasta la altura suficiente para la instalación del MLE, Cambie el O´ring por uno nuevo, Conectar el MLE en el socket de la cabeza del motor, instale las tuercas con las arandelas en los pernos de la cabeza del MLE y ajuste con 30 lbs-ft.

Realice el control de aislamiento y señal del sensor de fondo en el carrito de cable inferior con 500 VDC obteniendo una medida mayor a 200 MOhmios y datos iniciales del sensor.

- **Llenado de los Protectores:**

Sacar los tapones V2, V3, V4 del protector inferior, Inyecte lentamente aceite por la válvula de drenaje/llenado a una velocidad de 15 a 20 golpes por minuto hasta que el aire escapando fuera de las cámaras del protector, parar y luego inyectar nuevamente aceite hasta que fluye sin burbujas secuencialmente a cada venteo (V2, V3, V4), instalar nuevamente los tapones con nuevas arandelas de plomo y apretar con 14 lbs-ft, repetir los mismos pasos para el sello superior.

Finalmente realizar la prueba de hermeticidad para el sistema a una presión de 71 psi por 5 minutos si la presión disminuye se tiene que dejar drenar el aceite y posteriormente volver a presurizar, esta operación se la tiene que repetir hasta tres veces.

- **Instalación del Intake o Separador de Gas:**

Coloque la grapa de izaje y fije el elevador a la cadena y grampa; maniobrar el equipo hasta la posición vertical, teniendo precaución de que la base del equipo no tenga una interferencia en su camino, levante el Intake/SG hasta la posición vertical sobre el cabezal de boca de pozo, inspeccionar la brida y las ranuras de los O´rings, las cuales deben estar limpias y sin ralladuras. Limpiar y reemplazar por nuevos, revisar que el eje gire libremente, quitar la tapa de la cabeza del protector y remover el coupling del eje del protector y luego probar este en el eje del Intake/SG en tres posiciones diferentes, Ponga el coupling sobre el eje del protector, alinear el eje al coupling del protector tomando en cuenta la guía y acoplar el Intake/SG con el protector, instale las tuercas y ajuste con 40 lbs-ft. En caso de utilizar Multiphase Pump, repetir los mismos pasos

- **Instalación de la bomba:**

Coloque la grapa de izaje y fije el elevador a la cadena y grampa, maniobrar el equipo hasta la posición vertical, teniendo precaución de que la base del equipo no tenga una interferencia en su camino, Levante la bomba hasta la posición vertical sobre el cabezal de boca de pozo con una separación de 60 a 90 cm del equipo inferior, Quitar la tapa inferior de la base de la bomba. Inspeccionar la brida y las ranuras de los O´rings, las cuales deben estar limpias y sin ralladuras. Limpiar y reemplazar por nuevos, revisar que el eje gire libremente, Alinear el eje al coupling del Intake/SG tomando en cuenta la guía y acoplar el Intake/SG con la bomba, Instale las tuercas con las arandelas en los pernos de la cabeza del Intake/SG y ajuste con 40 lbs-ft, bajamos el conjunto cuidadosamente al

pozo, hasta que se apoye las grapas de izaje en la mesa de trabajo o en el cabezal de boca de pozo.

Para bombas adicionales repetir los mismos pasos.

• **Instalación de la Descarga y Subdescarga:**

Instalamos la subdescarga a la descarga y posteriormente a un tubo de producción, instalamos el conjunto cambiando el O´ring de la descarga en la última bomba, realizamos la instalación del fitting ¼ in TBG – ¼ in NPT con el capilar ¼ a la subdescarga, Bajamos hasta el empalme MLE – cable inferior para instalar el Fitting 3/8 in TBG – 3/8 in TBG

Finalmente realizamos nuevamente el control de aislamiento y procedemos a bajar el equipo con la rapidez adecuada acorde a los requerimientos del cliente.

Bajar midiendo resistencia, megando y tomando medidas de sensor de fondo cada 2000 ft. A una velocidad de 7 a 10 paradas por hora en el casing de 9 5/8” y de 4 a 5 paradas por hora dentro del liner de 7”.


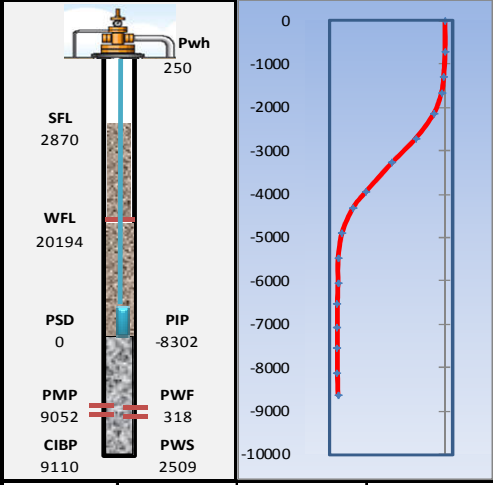
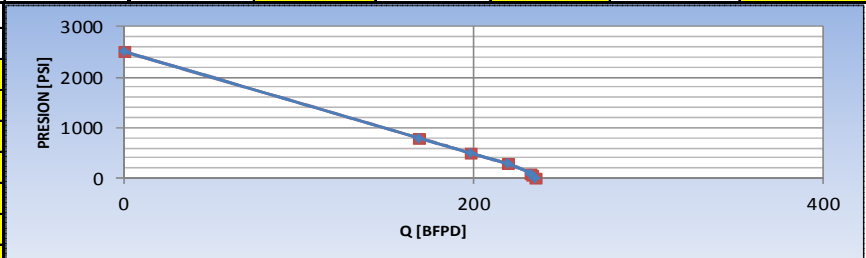
NOTA: no olvide de colocar Oring’s nuevos y torque correspondiente cuando se acoplen cada uno de los componentes del equipo BES y MLE.

Equipo de Superficie:

Todo el cableado del equipo de superficie, VSD, Transformadores, caja de venteo, cabezal, los realizará el personal eléctrico de ORNCEM.

ANEXO 2

Plantilla de ingreso de datos para diseño de bombeo electrosumergible

EP PETROECUADOR								
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL								
DATOS DE DISEÑO					PETROECUADOR			
AREA:	LIBERTADOR	POZO:	SCY-004		FECHA / HORA ENVIO	FECHA / HORA RECEPCION		
CAMPO:	SECOYA	ARENA:	U inf		3/12/2014 20H00	3/14/2014 16H30		
OPERACION:	P. NUEVO	REDISEÑO	CAMBIO S/L	OTRO	6.- DIAGRAMAS DE POZO			
		x						
1-	MD	MD	TVD	TVD				
ARENA INT1:	9046	9058	0	0				
ARENA INT2:								
PROF MED PERF:	9052		0					
TOPE POZO ACT:	9110							
CASING: MD/TVD	10 3/4" x 26 LB/PIE EUE							
CASING: MD/TVD	7" x 26 LB/PIE EUE							
TUBING:	3 1/2" x 9,3 LB/PIE		ID TUBING: in	2.99				
2.- DATOS BUILD UP		FECHA: 4/24/2010		3.- DATOS ULTIMA PROD				
AS. SEN: MD/TVD	9052		FECHA:	3/10/2014				
PWS:	2508.61	Psi	EQUIPO:	D800N				
PWF:	317.68	Psi	Q.prom: BFPD	494				
Qprueba:	216	BFPD	BSW: %	82				
Pb:	1085	Psi	API: °	30				
Pwh:	100	Psi	MD BOMBA: pie	9052				
Pcasing:	25	Psi	TVD BOMBA: pie	9052				
BSW:	53	%	PIP: Psi	1326				
API:	30	°	Pwh: Psi	100				
Tyac:	232	°F	Pcasing: Psi	40				
SKIN:	5.06	AD	FRECUENCIA:	53				
					SURVEY	MD		
					ECUACION	1		
						TVD		
						10		
						INCLINACION		
4.- DATOS DE DISEÑO				5.- CALCULOS				
PRODUCCION Qd:	700		SG o:	0.896	PIPd: Psi	-8302	FL / 1000: pie	2.7
PSD d: MD/TVD			Grad F: [psi/pie]	0.410	SFL pies:	2870	ΔP Pum: Psi	8552
RANGO PRODD:	700	800	Grad F: [pie/psi]	2.440	WFL pies:	20194	IPV:	
RANGO PIPd:	400	500	ΔH: pie	0	FOP: pies	-20194		
Pb: Psi	280		ΔP: Psi	0	PSDmin: pies	20938	PIP: Psi	280
BSW: %	40		PWS: [Psi]	2509	PSDmax: pies	8308	PIP: Psi	-4897
GOR / SG Gas:	444	1.125	PWF: [Psi]	318	PSDopt: pies		PIP: Psi	
Pwh: Psi/pie	250	610	IPL: [BFPD/Psi]	0.10	TFL: pies/Psi	0		0
Pcasing:	25		Qb: BFPD	220	TDH: pie/psi/m	610		250
API: °	26.5		Qmax: BFPD	235	POT: KW / HP	3		4
Tsup / Tyac: °F	100	200	PWFd: [Psi]	-4592	PIP: Psi	-8302	PDP: Psi	250
7.- CURVA IPR								
PWF: Psi	Q: BFPD							
2509	0							
800	168							
500	198							
280	220							
100	233							
50	234							
0	235							
OBSERVACIONES:								

ANEXO 3

Solicitud de Workover

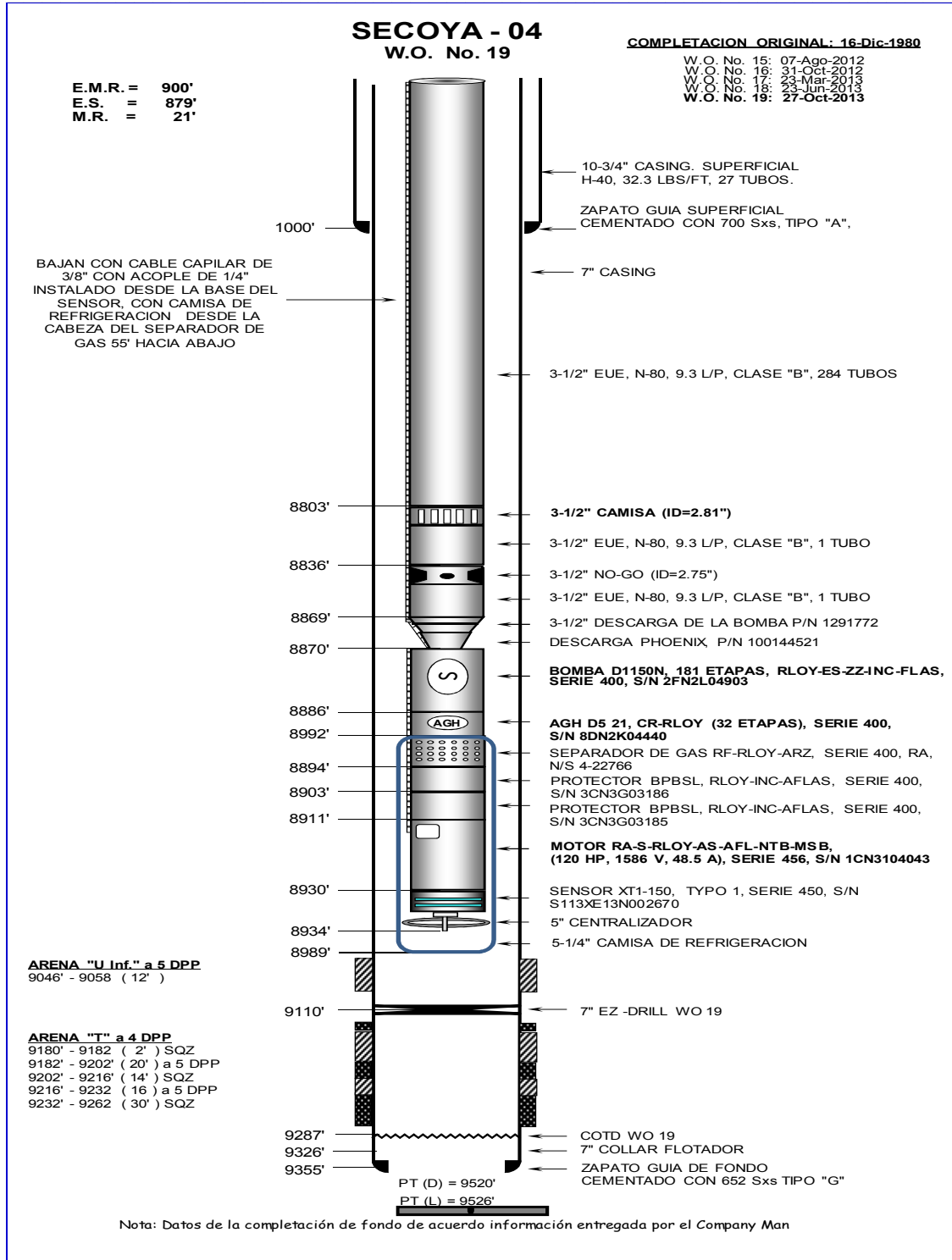


DIAGRAMA DEL POZO

HISTORIAL DE PRODUCCION

SECOYA - 04

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ARENA	METODO	OBSERVACIONES
15-Nov-80						Inicia C&P
19-Nov-80						Finaliza C&P
27-Feb-96						Inicia W.O # 3
15-Mar-96						Finaliza W.O
18-Mar-96	1771	974	45	"T"	PPG	G.L.S
22-May-96	1794	789	56	"T"	PPG	
12-Jun-96						Chequean tubería master no cierra
4-Aug-96	1636	720	56	"T"	PPG	
11-Dec-96	1481	506	66	"T"	PPG	
20-Jan-97	1297	454	65	"T"	PPG	
20-Mar-97	1361	408	70	"T"	PPG	G.L.S
5-Jun-97						Cierran por control de producción hasta el 24-06-94
17-Jul-97	1459	219	85	"T"	PPG	
18-Aug-97						Inicia W.O # 4. Cambio de completación, por taponamiento de válvulas con escala. Evaluar "Ui"
6-Sep-97						Finaliza W.O
18-Sep-97						Estimulan con solventes arena "Ui"
19-Sep-97						Sacan taponos y bajan set de válvulas
22-Sep-97	530	525	1	"Uj"	PPG	G.L.S
21-Nov-97	682	682	0	"Uj"	PPG	
26-Dec-97						Realizan limpieza al tbg con HCl al 15%
27-Dec-97	2068	331	84	"Uj"	PPG	Después de limpieza de tbg se desasienta empacadura inferior, salinidad y BSW corresponden a "T"
31-Dec-97						Inicia W.O # 05 . Evaluar "Ui" y bajar completación de G.L
5-Jan-98						Finaliza W.O
8-Jan-98	442	441	0.3	"Uj"	PPG	G.L.S
10-Jan-98	534	534	0	"Uj"	PPG	Golpean válvulas
13-Jan-98						Cambian sed de válvulas
28-Jan-98	1489	536	64	"Uj"	PPG	Posible empacadura de T desasentada
31-Jan-98						Se corre espiner, flujo a través de camisa de "Uj"
3-Feb-98						Inicia W.O # 06 . Cambio de BHA por posible desasentamiento de packers
5-Feb-98						Finaliza W.O # 06
7-Feb-98						Bajan válvulas de 1in, segunda válvula sin lantch
8-Feb-98						Arranca pozo con Gas Lift
9-Feb-98	530	517	2.5	"Uj"	PPG	G.L.S

16-Jun-98						Detectan escala 7597'
24-Jul-98	784	784	0	"Uj"	PPG	
1-Nov-98						Limpieza de tubería con HCl
9-Nov-98	615	615	0	"Uj"	PPG	G.L.S
28-Dec-98						Posible tubería rota a 7066'.
21-Jan-99	790	790	0	"Uj"	PPG	
18-May-99	716	716	0	"Uj"	PPG	
21-Dec-99	673	673	0	"Uj"	PPG	
10-Jan-00	578	577	0.2	"Uj"	PPG	
8-Jun-00	555	554	0.1	"Uj"	PPG	
1-Nov-00						Inician W.O # 07
4-Nov-00						Finalizan W.O # 07
5-Nov-00						Recuperan tapones y asientan sed de válvulas
8-Nov-00	226	206	9	"Uj"	PPG	
10-Nov-00						Cambian 4ta válvula por otra recalibrada
7-Dec-00						Realizan estimulación con solventes a "Uj", pozo fluye y luego se queda
9-Dec-00	511	503	1.6	"Uj"	PPG	Golpean sed de válvulas
22-Jan-01	367	363	1	"Uj"	PPG	
14-Feb-01						Cambian válvulas por tapones para limpieza en punzados con nitrógeno.
17-Feb-01						Bajan tapón en 1er mandril y válvulas recalibradas en los otros mandriles
16-Apr-01	835	818	2	"Uj"	PPG	G.L.S
27-Jul-01	361	347	4	"Uj"	PPG	
20-Oct-01	361	318	12	"Uj"	PPG	
28-Nov-01	372	320	14	"Uj"	PPG	
3-Jan-02	333	290	13			
15-Jan-02						Golpean sed de válvulas
18-Jan-02	367	312	15	"Uj"	PPG	
2-Feb-02	248	211	15	"Uj"	PPG	
19-Mar-02	288	245	15	"Uj"	PPG	
26-Apr-02	265	225	15	"Uj"	PPG	
1-May-02						Calibrador de 2.86" hasta camisa de circulación Ok.
						Calibrador de 2.25" hasta tapón ciego OK
5-May-02	370	314	15	"Uj"	PPG	Cambia set de válvulas Recalibradas.
14-May-02	399	339	15	"Uj"	PPG	Cambian 1era válvula por tapón.
16-May-02						Corren bloque impresor marca cabeza de tapón +
						Cambian tapón x tapón en primer mandril

23-Jun-02	368	313	15	"Ui"	PPG	Salinidad = 46.000 ppmcl
13-Jul-02	344	292	15	"Ui"	PPG	
5-Aug-02						Chequea camisas + abre camisa de T . Herramienta se engancha, se rompe linea y queda pescado + pescan herramientas Ok.Herramienta presenta gran cantidad de cauchos.
5-Aug-02	2782	556	80	"Ui + T"	PPG	
9-Aug-02						Wire line intenta cerrar camisa de T sin éxito no pasa @ 9028' , bajan bloque impresor y detectan cable de acero + recupera +/- 15' de cable, bajan bloque impresor de 2.25" y no pasa a 9164'.
10-Aug-02						Se corre calibrador de 2 7/8" no pasa en camisa de T + bloque impresor marca Closing Sleeve por posible daño en camisa, calibrador de 2 3/8" pasa la obstrucción golpeando llega hasta tapón.
11-Aug-02						Bajan calibrador de 2 7/8" no pasa a 9028' realizan tubing punch con dos disparos a 5' y uno a 7' por encima de la camisa de Ui.
						Bajan a asentar tapón en camisa de Ui a 9028' pozo reinicia producción .
13-Aug-02	112	95	15	"Ui"	PPG	
14-Aug-02	115	98	15	"Ui"	PPG	
22-Aug-02						Cerrado por bajo aporte . + CPS .E.W.O
27-Aug-02						Inicia W.O. # 08
1-Sep-02						Sale de W.O.
15-Sep-02	237	182	23	"Ui"	PPG	
11-Oct-02	226	174	23	"Ui"	PPG	
23-Nov-02	214	167	22	"Ui"	PPG	
19-Dec-02	252	197	22	"Ui"	PPG	
21-Jan-03	286	223	22	"Ui"	PPG	
21-Feb-03	299	245	18	"Ui"	PPG	
17-Mar-03	288	236	18	"Ui"	PPG	
17-Apr-03	287	235	18	"Ui"	PPG	
29-May-03	301	247	18	"Ui"	PPG	
13-Jul-03	300	246	18	"Ui"	PPG	
19-Aug-03	276	226	18	"Ui"	PPG	
10-Sep-03	294	241	18	"Ui"	PPG	
12-Oct-03						Circulan CSG-TBG con 342 bls de crudo limpo
22-Oct-03	306	251	18	"Ui"	PPG	
28-Nov-03	306	251	18	"Ui"	PPG	
8-Dec-03						Golpean set de válvulas . Pozo congelado
9-Dec-03	318	261	18	"Ui"	PPG	
19-Dec-03						Golpean set de válvulas . Pozo congelado

20-Dec-03	294	241	18	"Uj"	PPG	
20-Dec-03	294	241	18	"Uj"	PPG	
15-Jan-04	306	251	18	"Uj"	PPG	
4-Feb-04	318	261	18	"Uj"	PPG	
22-Mar-04						Pozo no admite gas: Abren camisa de circulación circulan tbg-csg crudo limpio. Cierran camisa de circulación.
23-Mar-04						Toman G.L.S.. fuga en cuarto mandril.
24-Mar-04	294	241	18	"Uj"	PPG	
25-Jun-04	282	231	18	"Uj"	PPG	
25-Jul-04	353	289	18	"Uj"	PPG	
13-Aug-04	306	251	18	"Uj"	PPG	Descongelan anular.
28-Sep-04	345	283	18	"Uj"	PPG	Golpean set de válvulas
14-Oct-04	300	246	18	"Uj"	PPG	
14-Nov-04	336	276	18	"Uj"	PPG	
5-Dec-04	288	236	18	"Uj"	PPG	Golpean set de válvulas
15-Jan-05	278	228	18	"Uj"	PPG	
5-Feb-05	241	198	18	"Uj"	PPG	
14-Mar-05						Golpean set de válvulas
17-Mar-05						Asientan st/valve en no-go. Ok
26-Mar-05	259	212	18	"Uj"	PPG	
17-Apr-05	244	200	18	"Uj"	PPG	
16-Jun-05	239	196	18	"Uj"	PPG	
25-Jul-05	282	231	18	"Uj"	PPG	
13-Aug-05						Calibran con 2.79" hasta No-Go. OK. Corren registro Kinley. Se detecta Huecos a 130'-131'-132'- 4082', 4113' y 4145'. Entre primer y segundo mandril.
14-Aug-05	204	167	18	"Uj"	PPG	
21-Aug-05	171	140	18	"Uj"	PPG	
27-Aug-05	286	235	18	"Uj"	PPG	
7-Sep-05	259	212	18	"Uj"	PPG	
25-Sep-05	282	231	18	"Uj"	PPG	
14-Oct-05	270	221	18	"Uj"	PPG	
18-Oct-05	290	238	18	"Uj"	PPG	
30-Oct-05						INICIA W.O. # 09
4-Nov-05						FINALIZA W.O.#09
8-Nov-05	302	199	34	"Uj"	PPG	
10-Nov-05	282	220	22	"Uj"	PPG	Toman GLS
15-Nov-05	282	231	18	"Uj"	PPG	Cambian 2da válvula + Golpean set de válvulas
18-Dec-05	208	171	18	"Uj"	PPG	
3-Jan-06	272	223	18	"Uj"	PPG	
13-Feb-06	235	193	18	"Uj"	PPG	
4-Mar-06	235	193	18	"Uj"	PPG	Toman GLS
17-Apr-06	218	178	18	"Uj"	PPG	
5-May-06	188	154	18	"Uj"	PPG	Chequean tubería, OK. Camisa de circulación cerrada, Ok. + Golpean set de válvulas.

24-May-06				"Uj"	PPG	Cambian set de válvulas
26-May-06	67	55	18	"Uj"	PPG	
27-May-06	76	64	18	"Uj"	PPG	Toman GLS se detecta daño en 2do, 3er y 4to mandril. Pozo espera W.O.
29-May-06						INICIA W.O # 10
1-Jun-06						TERMINA W.O
25-Jun-06	149	125	16	"Uj"	PPG	
14-Aug-06	176	148	16	"Uj"	PPG	
8-Oct-06	170	143	16	"Uj"	PPG	
27-Nov-06	176	148	16	"Uj"	PPG	
11-Dec-06	182	153	16	"Uj"	PPG	
27-Jan-07	181	152	16	"Uj"	PPG	
10-Feb-07	188	158	16	"Uj"	PPG	
10-Feb-07						W/L Chequea tubería: Calibrador 2.86" no pasa a 5047' (3er mandril). Bloque impresor marca cabeza de válvula torcida, intentan recuperar, sin éxito. Intentan bajar barras, no pasan.
11-Feb-07	78	66	16	"Uj"	PPG	
16-Feb-07	208	175	16	"Uj"	PPG	
25-Feb-07	229	192	16	"Uj"	PPG	
5-Mar-07	198	166	16	"Uj"	PPG	
17-Mar-07	223	187	16	"Uj"	PPG	
22-May-07	254	214	16	"Uj"	PPG	
4-Jun-07	182	153	16	"Uj"	PPG	
8-Jun-07	176	148	16	"Uj"	PPG	
13-Jun-07						Cierran pozo, por daño en 3er mandril.
20-Jun-07						Inicia W.O. # 11
1-Jul-07						Termina W.O.
11-Jul-07	247	168	32	"Uj"	PPG	
31-Jul-07	218	148	32	"Uj"	PPG	
27-Aug-07	209	142	32	"Uj"	PPG	
17-Sep-07	243	165	32	"Uj"	PPG	
25-Sep-07	235	160	32	"Uj"	PPG	
8-Oct-07	239	163	32	"Uj"	PPG	
26-Oct-07	200	136	32	"Uj"	PPG	
26-Nov-07	176	120	32	"Uj"	PPG	
5-Dec-07	183	124	32	"Uj"	PPG	
20-Dec-07	161	109	32	"Uj"	PPG	
13-Jan-08	176	120	32	"Uj"	PPG	
27-Jan-08	184	125	32	"Uj"	PPG	
26-Feb-08	176	120	32	"Uj"	PPG	
23-Mar-08	178	121	32	"Uj"	PPG	
12-Apr-08	203	138	32	"Uj"	PPG	SALINIDAD = 48750 PPM

15-Apr-08						W/L Chequea tubería, no pasa bajo la master. Tubería se encuentra llena de parafina. Se intenta pasar con barras de peso, sin éxito no pasa a 65'
16-Apr-08	247	168	32	"Uj"	PPG	
17-Apr-08						Realizan limpieza del Tbg y mandriles con solventes con CTU
18-Apr-08	306	208	32	"Uj"	PPG	Toman GLS
28-Apr-08	226	154	32	"Uj"	PPG	
4-May-08	245	167	32	"Uj"	PPG	
25-May-08	300	204	32	"Uj"	PPG	
2-Jun-08	239	163	32	"Uj"	PPG	
10-Jun-08	223	152	32	"Uj"	PPG	
6-Jul-08	200	136	32	"Uj"	PPG	
27-Jul-08	212	144	32	"Uj"	PPG	
2-Aug-08	209	142	32	"Uj"	PPG	
24-Aug-08	235	160	32	"Uj"	PPG	
2-Sep-08	221	150	32	"Uj"	PPG	
21-Sep-08	196	133	32	"Uj"	PPG	
30-Sep-08	222	151	32	"Uj"	PPG	
9-Oct-08	240	163	32	"Uj"	PPG	
17-Nov-08	265	180	32	"Uj"	PPG	
1-Dec-08	196	133	32	"Uj"	PPG	
12-Jan-09	176	120	32	"Uj"	PPG	
12-Feb-09	179	122	32	"Uj"	PPG	
6-Apr-09	188	128	32	"Uj"	PPG	Salinidad = 23250 ppm Cl ⁻
4-May-09	112	76	32	"Uj"	PPG	
11-May-09	118	80	32	"Uj"	PPG	
12-May-09						Chequean tubería con calibrador de 2.87". OK. hasta la camisa de 3-1/2" a 8942', golpean set de válvulas. Detectan parafina en los bolsillo de los mandriles
13-May-09						Recuperan set de válvulas (5° y 6° válvula quedan asientos dentro del pozo).
14-May-09						Asientan válvulas 1,2,3 y 4 recalibradas.
16-May-09	99	67	32	"Uj"	PPG	Toman GLS (5° válvula operadora)
17-May-09	100	68	32	"Uj"	PPG	Realizan limpieza a los mandriles con solventes.
19-May-09	109	74	32	"Uj"	PPG	
20-May-09	55	37	32	"Uj"	PPG	
22-May-09						Bsw=40%, Salinidad=26750 ppm Cl ⁻
3-Jun-09	106	67	31	"Uj"	PPG	
15-Jun-09						Inicia W.O # 12
19-Jun-09						Sale de W.O #12 (BHA para PPG). Pozo limpiando con MTU y Bomba jet 9A
20-Jun-09	264	20	92.6	"Uj"	JET 10I	TR=173, THE=16

20-Jun-09						Recuperan jet 10l, sale limpia(sin chevron packin). Recirculan para limpiar TBG, desplazan bomba jet 10l
21-Jun-09	72	16	77.6	"Uj"	JET 10l	Recuperan jet 10l, sale taponada(restos chevron packin y nozzle roto). Desplazan bomba jet 10l
22-Jun-09	144	0	100	"Uj"	JET-10l	Realizan estimulación a la formación con solventes y HCl al 10% con CTU
23-Jun-09						Desplazan bomba Jet 10 l, intentan limpiar pozo con MTU sin éxito, pozo no aporta
24-Jun-09						Chequean completación, detectan comunicación tubg-csg, Posible fuga por mandriles. Suspernden MTU
25-Jun-09						Recuperan taponos. Asientan set, de válvulas. Bajan bloque impresor, no marca. Recuperan St. Valve. Arrancan pozo con Gas Lift
30-Jun-09	169	74	56	"Uj"	PPG	Salinidad = 31750 ppm Cl
4-Jul-09	180	104	42	"Uj"	PPG	Toman GLS. Regular inyección de gas. Golpean set de válvulas. Salinidad = 40000 ppm Cl
5-Jul-09	94	56	40	"Uj"	PPG	
17-Jul-09	88	53	40	"Uj"	PPG	
30-Jul-09	194	116	40	"Uj"	PPG	
20-Aug-09	266	173	40	"Uj"	PPG	
23-Aug-09	261	157	40	"Uj"	PPG	
28-Aug-09	94	56	40	"Uj"	PPG	
6-Sep-09	114	68	40	"Uj"	PPG	
12-Sep-09	155	93	40	"Uj"	PPG	
21-Sep-09	129	77	40	"Uj"	PPG	
25-Sep-09	130	78	40	"Uj"	PPG	
5-Oct-09	60	36	40	"Uj"	PPG	
19-Oct-09	129	77	40	"Uj"	PPG	
30-Oct-09	310	186	40	"Uj"	PPG	
12-Nov-09	176	106	40	"Uj"	PPG	
17-Nov-09	100	60	40	"Uj"	PPG	
24-Nov-09	159	95	40	"Uj"	PPG	
7-Dec-09	106	64	40	"Uj"	PPG	
14-Dec-09	304	182	40	"Uj"	PPG	
17-Dec-09	112	67	40	"Uj"	PPG	
3-Jan-10	176	106	40	"Uj2"	PPG	
19-Jan-10	141	85	40	"Uj"	PPG	
25-Jan-10	151	90	40	"Uj"	PPG	
31-Jan-10	141	85	40	"Uj"	PPG	
9-Feb-10	118	71	40	"Uj"	PPG	
2-Mar-10	71	43	40	"Uj"	PPG	
6-Mar-10						BSW=47%, salinidad 33050 ppmcl

22-Mar-10	151	80	47	"Uj"	PPG	
5-Apr-10	176	93	47	"Uj"	PPG	
12-Apr-10	59	31	47	"Uj"	PPG	
25-Apr-10	188	100	47	"Uj"	PPG	
4-May-10	112	59	47	"Uj"	PPG	
14-May-10						W/L Golpean SET de válvulas @ 2.488', 5020', 6844'.
24-May-10	60	32	47	"Uj"	PPG	
21-Jun-10	129	68	47	"Uj"	PPG	
9-Jul-10	106	56	47	"Uj"	PPG	
19-Jul-10	141	75	47	"Uj"	PPG	
25-Jul-10	113	60	47	"Uj"	PPG	
7-Aug-10				"Uj"	PPG	W/L Golpean SET de válvulas
9-Aug-10						W/L Asienta STV de 2 ½" en NO-GO. STV queda sin bola solo para tapón + Recuperan Set de válvulas / no se detecta Mandril)
9-Aug-10						E.W.O
13-Aug-10						Chequean tubería con calibrador de 2.75" hasta NO-GO a 8978' (OK), toman prueba de P estática a 8970'.Pr=2618 psi
24-Sep-10						Inician operaciones de W.O # 13 (Bajar completación para evaluar sin torre)
1-Oct-10						Finalizan W.O.
						(Desplazan jet D6 + inicia evaluación con MTU).
1-Oct-10	408	0	100	"Uj"	PPH	Evaluando con MTU + elementos de presión
2-Oct-10	264	174	34	"Uj"	PPH	Salinidad=18300 ppm Cl
3-Oct-10	240	158	34	"Uj"	PPH	Evaluando con MTU + elementos de presión
4-Oct-10	240	151	37	"Uj"	PPH	Salinidad=2600 ppm Cl
5-Oct-10	240	151	37	"Uj"	PPH	W/L recupera STV con elementos Pwf=481 psi , Salinidad=30900 ppm Cl
6-Oct-10	264	55	79	"Uj"	PPH	Evaluando con MTU
7-Oct-10	264	74	72	"Uj"	PPH	Salinidad= 39850 ppm Cl
8-Oct-10	264	114	57	"Uj"	PPH	Evaluando con MTU
9-Oct-10	216	110	49	"Uj"	PPH	Salinidad=32500 ppm Cl
10-Oct-10	216	110	49	"Uj"	PPH	Evaluando con MTU
11-Oct-10	216	110	49	"Uj"	PPH	Salinidad=33000 ppm Cl
12-Oct-10	216	110	49	"Uj"	PPH	Evaluando con MTU
13-Oct-10	216	110	49	"Uj"	PPH	Salinidad=33300 ppm Cl
14-Oct-10	216	110	49	"Uj"	PPH	Evaluando con MTU
30-Oct-10	231	118	49	"Uj"	PPH	Evaluando con MTU Salinidad=33150 ppm CL
12-Nov-10	223	114	49	"Uj"	PPH	
17-Nov-10	235	120	49	"Uj"	PPH	

3-Dec-10						Realizan cambio de MTU. Chequean anular y packer. Desplazan Jet-D7. Pozo no aporta
6-Dec-10						Cierran camisa de 3-1/2". Asientan nuevo std a 8906'. Prueban anular con 800 PSI, ok Prueban con 3000 PSI presión cae
7-Dec-10						
5-Jan-11						Detectan comunicación tbg-csg
15-Jan-11						Inicia W.O. No. 14
20-Jan-11						Finaliza W.O.. Bajan Completacion Hidrica (Hidraulica-Mecanica)
22-Jan-11	216	129	41	Ui	PPH	
23-Jan-11						Finaliza Evaluacion. Bajan Varillas para Bombeo Mecánico.
30-Jan-11	118	59	50	Ui	PPM	
4-Feb-11	135	67	50	Ui	PPM	
28-Feb-11	75	60	20	Ui	PPM	
28-Mar-11	80	64	20	Ui	PPM	
22-Apr-11	86	69	20	Ui	PPM	
28-Apr-11	74	59	20	Ui	PPM	
5-May-11	73	58	20	Ui	PPM	
12-May-11						Toman Nivel de Fluido= 5241'
19-Jun-11	87	70	20	Ui	PPM	
27-Jun-11	101	81	20	Ui	PPM	
8-Aug-11	64	51	20	Ui	PPM	
5-Sep-11	78	62	20	Ui	PPM	
18-Sep-11	48	38	20	Ui	PPM	
25-Sep-11				Ui	PPM	Pozo cerrado por bajo aporte
3-Oct-11	126	100.8	20	Ui	PPM	Prueba luego de reparar fuga en prensa estopa
6-Oct-11	106	84.8	20	Ui	PPM	Producción estabilizada luego de cambio de bomba mecánica (02-oct-11)
7-Oct-11	135	108	20	Ui	PPM	
13-Oct-11	176	140.8	20	Ui	PPM	
14-Oct-11	180	144	20	Ui	PPM	Prueba normal
18-Oct-11	137	109.6	20	Ui	PPM	
29-Oct-11	153	122.4	20	Ui	PPM	
4-Nov-11	53	42.4	20	Ui	PPM	
11-Nov-11	153	122.4	20	Ui	PPM	
16-Nov-11	138	110.4	20	Ui	PPM	
26-Nov-11	125	100	20	Ui	PPM	
6-Dec-11	137	109.6	20	Ui	PPM	
15-Dec-11	137	109.6	20	Ui	PPM	
18-Dec-11	141	112.8	20	Ui	PPM	
19-Dec-11	59	47.2	20	Ui	PPM	Produce con bombeo mecánico. Prueba baja

21-Jan-12	141	112.8	20	Ui	PPM	Produce con bombeo mecánico.
24-Jan-12	125	100	20	Ui	PPM	Produce con bombeo mecánico.
2-Feb-12	157	125.6	20	Ui	PPM	Produce normal con bombeo mecánico.
12-Feb-12	100	80	20	Ui	PPM	Produce normal con bombeo mecánico.
8-Mar-12	157	125.6	20	Ui	PPM	
16-Mar-12	153	122.4	20	Ui	PPM	
26-Mar-12	0	0	0	Ui	PPM	Pozo no aporta
27-Apr-12	294	0.03	99.99	Ui	PPM	Prueba al tanque luego de bajar varilla y bomba mecánica (26-abr-12).
29-Apr-12	165	115.5	30	Ui	PPM	Estabilizando producción luego de bajar varillas y bomba mecánica (26-abr-12)
1-May-12	149	104.3	30	Ui	PPM	
6-May-12	145	101.5	30	Ui	PPM	
10-May-12	145	72.5	50	Ui	PPM	
13-May-12	141	70.5	50	Ui	PPM	Incrementa BSW DE 30% a 50%
14-May-12	145	72.5	50	Ui	PPM	
21-May-12	165	82.5	50	Ui	PPM	
6-Jun-12	162	81	50	Ui	PPM	
10-Jun-12	129	64.5	50	Ui	PPM	
14-Jun-12	152	76	50	Ui	PPM	
30-Jun-12	59	29.5	50	Ui	PPM	
7-Jul-12	149	74.5	50	Ui	PPM	FINALIZA W.O No. 15. CAMBIAN DE ARENA DE "Ui" A "T"
18-Jul-12	147	73.5	50	Ui	PPM	
27-Jul-12	147	73.5	50	Ui	PPM	
30-Jul-12						Recuperan Bomba Mecanica RHBC de 1.50" X 24'. Cae un perno en camisa de 2-3/8"
31-Jul-12						Intentan recuperar Perno. Sin éxito
3-Aug-12						Inician W.O. No. 15
7-Aug-12						Finaliza W.O. Cambian arena de "Ui" a "T"
19-Aug-12	936	131	86	"T"	PPH	Evaluando con MTU
20-Aug-12	1248	150	88	"T"	PPH	Evaluando con MTU
26-Aug-12	1248	187	85	"T"	PPH	Realizan B'UP Pwf=2933 PSI, Pws=3387 PSI
27-Aug-12						Realizan B'UP Pwf=2933 PSI, Pws=3387 PSI
1-Sep-12	1247	187	85	"T"	PPH	Evaluando con MTU
6-Sep-12	1332	213	84	"T"	PPH	Evaluando con MTU
12-Sep-12	1332	213	84	"T"	PPH	Evaluando con MTU
15-Sep-12	1440	202	86	"T"	PPH	Evaluando con MTU
18-Sep-12	1292	181	86	"T"	PPH	Evaluando con MTU
21-Sep-12						Prueban hermeticidad del tubing con camion bomba. Dterminan comunicación TBG-CSG.

8-Oct-12						Inicia W.O. 16
31-Oct-12						Finaliza W.O. 16 Bajan BES DN-1750
10-Nov-12	2066	165	92	"T"	PPS	Pint=2718 PSI, HZ=55
24-Dec-12	1925	154	92	"T"	PPS	Pint=2613 PSI, HZ=55
14-Jan-13	1901	152	92	"T"	PPS	Pint=2614 PSI, HZ=55
27-Jan-13	1882	151	92	"T"	PPS	Pint=2633 PSI, HZ=55
14-Feb-13	1817	145	92	"T"	PPS	Pint=2629 PSI, HZ=55
1-Mar-13						Pozo no aporta. Comunic. Tbg. CSG
16-Mar-13						Inician operaciones de W.O. 17 "Cambio de completación por comunicación TBG-CSG. Rediseñar equipo BES"
23-Mar-13						Finalizan operaciones de W.O. 18
24-Mar-13	2640	158	94	"T"	PPS	
6-Apr-13	2579	155	94	"T"	PPS	
11-Apr-13	2622	157	94	"T"	PPS	
20-Apr-13	2470	99	96	"T"	PPS	
28-Apr-13	2528	101	96	"T"	PPS	
7-May-13	2313	93	96	"T"	PPS	
16-May-13	2217	89	96	"T"	PPS	
28-May-13						Prueban tubería con BES, presión cae 200 Psi/min
29-May-13	1964	79	96	"T"	PPS	Produce con posible comunicación TBG/CSG. Incrementan de 55 a 56 HZ
30-May-13						Prueban tubería con camion bomba. Existe comunicación TBG-CSG
5-Jun-13	1740	70	96	"T"	PPS	Produce con posible comunicación TBG/CSG.
6-Jun-13						Pozo cerrado por comunicación TBG-CSG para evitar desprendimiento de tubería
16-Jun-13						Inician WO No. 18: CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN TUBING- CASING
25-Jun-13						FINALIZAN WO No. 18
26-Jun-13	2305	92	96	"T"	PPS	
3-Jul-13	2434	97	96	"T"	PPS	
27-Jul-13	2399	96	96	"T"	PPS	
4-Aug-13						Incrementan frecuencia de 50 a 52 Hz
6-Aug-13	2440	98	96	"T"	PPS	
25-Aug-13	2454	98	96	"T"	PPS	
2-Sep-13	2399	96	96	"T"	PPS	
21-Sep-13	2381	95	96	"T"	PPS	
4-Oct-13						Inician WO No. 19: CAMBIO DE TIPO DE LEVANTAMIENTO DE PPS A PPM Y ARENA " T " A " U inf "
27-Oct-13						FINALIZAN WO No. 19
28-Oct-13	823	82	90	Ui	PPS	DN-1150
30-Oct-13	800	208	74	Ui	PPS	Se estabiliza BSW en 74%

2-Nov-13	790	253	68	Ui	PPS	Baja BSW de 74 a 68%
15-Nov-13	615	197	68	Ui	PPS	
16-Nov-13	698	223	68	Ui	PPS	Suben frecuencia de 51 a 53 Hz
24-Nov-13	698	181	74	Ui	PPS	Incrementa BSW DE 68% a 74%
02-Dic-13	608	158	74	Ui	PPS	
17-Dic-13	617	160	74	Ui	PPS	
27-Dic-13	570	148	74	Ui	PPS	
13-Ene-14	592	154	74	Ui	PPS	
16-Ene-14	592	136	77	Ui	PPS	Incrementa BSW de 74% a 77%
23-Ene-14	521	120	77	Ui	PPS	

INGENIERIA PETROLEOS LIBERTADOR

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

SECOYA – 04

COMPLETACIÓN ORIGINAL: 16 – DICIEMBRE – 1980

PRUEBAS INICIALES:

PRUEBA	ARENA	INTERVALO	T/P [hrs.]	BPPD	BSW [%]	°API a 60 °F	PC [psi]	OBSERVACIÓN
17-Dic-80	“ T ”	9180’ - 9256’	3	1713	0.2	33.9	525	
17-Dic-80	“ T ”	9180’ - 9256’	1	1176	0.2	33.9	560	
18-Dic-80	“ Ui ”	9046’ - 9058’	3	502	0.4	28.4	25-40	Flujo Intermitente

COMPLETACIÓN Y PRUEBAS:

**Toman registros de control de cemento GR – CBL – VDL – CCL.
Cemento bueno**

Disparan con cañón de 4” HIPERJET II el intervalo:

Arena “Ui” 9046’ – 9058’ (12’) a 4 DPP

Pistonean arena “Ui”.

Bajan cañón de 2 1/8” SACALLOP HYPERDOME + disparan el intervalo:

Arena “T” 9180’ – 9256’ (76’) a 4 DPP

Pozo fluye hasta desplazar oil del tubing correspondiente a prueba anterior.

Desplazan agua del espacio anular con petróleo.

Bajan completación para Flujo Natural.

(W.O. # 01) (15-Febrero-88): Acidificación por etapas a la arena “Ts” más

“Ti” para remover daño de formación

Sacan tubería de 3 1/2”, existe presencia de corrosión en 20 tubos.

Preparan las siguientes mezclas para estimulación ácida a “ Ti ” + “ Ts ”:

A: 90.5 bls de HCl al 7 1/2 %, 3040 gals de agua fresca, 12 gals HAI-65, 760 gals HCl al 34 %, 110 gals de MUSOL A, 19 gals de TRI-S.

B: 181 bls de HF regular (HF 3 % + HCl 12 %), 5067 gals de agua fresca, 23 gals de HAI-65, 2534 gals de HCl al 34 %, 38 GAL de TRI-S.

C: 18 bls de divergente + aditivos, 760 gals de agua fresca, 4 gals HAI-65, 127 lbs de CLAY-FIX, 4 gals de TRI-S.

Inician inyección de químicos llenando el tubing con 13.6 bls de HCl al 7 1/2 %, 27.1 bls de HF regular, 2.7 bls de divergente + aditivos, 31.7 bls de HCl al 7 1/2 %. Inyectan a la formación 63.3 bls de HF regular a una presión inicial = 2000 psi, presión final = 130 psi, rata = 1.77 BPM. Continúan con la inyección de 6.3 bls de divergente + aditivos a 1.9 BPM con 230 psi, 45.2 bls de HCl al 7 1/2 % a 1.9 BPM con 200 psi, 90.5 bls de HF regular a 1.9 BPM con 200 psi.

Desplazan (Over Flush) con 190.5 bls de diesel + JP-1, presión inicial = 2200 psi, presión final = 1350 psi, rata = 1.8 BPM. Se termina desplazando con 60 bls de agua a 1.5 BPM con una presión de 1000 psi.

Pistonean recuperando 200 bls de fluido de tratamiento.

Bajan completación para Flujo Natural.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	16-Ene-88	“ Ts + i ”	1609	1	33.5	PPF
DESPUÉS	17-Feb-88	“ Ts + i ”	3146	8	31.1	PPF

(W.O. # 02) (15-Febrero-93): Eliminar corte de agua realizando

Cementación forzada en arena “T”

Retiran cabezal, arman BOP, sacan completación.

Pistonean arena “T”: NI = 600', NC = 197, BRT = 696, BSW = 95 %, NF = fluyendo.

Efectúan prueba de producción a “T”: BFPD = 1608, BSW = 55 %.

Efectúan tratamiento para romper emulsión con 63 bls de JP-1 + 39 galones de demulsificante. Cierran el pozo por 12 horas para acción del químico.

Se abre el pozo, nuevamente pistonean: NI = 700', BRT = 93, NC = 36, BSW = 70 %.

El pozo fluye pero continua emulsionado: BFPD = 3480, BSW = 48 %.

Toman registros de producción PLT.

Realizan sqz en arena “T” con 100 sxs de cemento tipo “G”: bls de lechada preparados = 24.5 de 15.6 LPG, bls a la formación = 14, bls en el casing = 4, bls reversados = 6.5, Pcierra = 3400 psi a 1 BPM.

Corren registros de control de cemento CBL y PET.

Repunzonan el intervalo:

Arena “T” 9180' – 9232' (52') a 4 DPP

Pistonean arena “T”: NI = 1500', NC = 102, BRT = 308, BSW = 60 %, NF = fluyendo.

Pozo fluye, evalúan a flujo natural: BFPD = 960, BSW = 30-40 %, THE = 33.

Evalúan arena “T” con bomba jet: BFPD = 1512, BRPD = 3010, Salinidad = 11000 ppmCl, BSWc = 35%, Te = 26 hrs.

Bajan completación definitiva para producir por Bombeo Neumático.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	07-Feb-93	“ T ”	983	35		PPH
ANTES	09-Feb-93	“ Ui ”	624	60		PPH
DESPUÉS	11-Mar-93	“ T ”	888	40		PPG

(W.O. # 03) (15-Marzo-96): Cambio de completación por taponamiento con Escala a 6200'

Desasientan empacaduras, sacan tubería, pozo fluye.

Realizan sqz en arena “T” mezclando 100 sxs de cemento tipo “G” + aditivos: bls preparados = 21 bls de lechada de 15.8 LPG, bls a la formación = 10, bls en el casing = 4, bls reversados = 7, Pcierra = 3600 psi.

Corren los registros CBL, VDL, CCL, GR. Buen cemento.

Punzonan con cañón de 5” el intervalo:

Arena “T” 9252' – 9262' (10') a 4 DPP

Evalúan arena “T” con bomba jet-E8: BRT = 1257, BFPD = 1652, BSWf = 100 %, Salinidad = 6900 ppmCl, Te = 19 hrs.

Asientan CIBP a 9246'.

Redisparan el intervalo:

Arena “T” 9216' – 9232' (16') a 8 DPP

9232' – 9240' (8') a 4 DPP

Evalúan arena “T” con bomba jet-E8 y elementos de presión: BRT = 577, BFPD = 1320, BSWf = 57 %, Te = 10 hrs.

Cierran el pozo por 12 horas para restauración de presión.

Efectúan prueba de inyectividad en arena “T” con 3500 psi a 1.1 BPM.

Realizan tratamiento anti-incrustante en arena “T” con 3500 psi a 0.5 BPM.

Cierran el pozo por 24 horas para acción de químicos.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	05-Feb-96	“ T ”	587	61	31	PPG
DESPUÉS	20-Mar-96	“ T ”	820	48	31	PPG

Bajan BHA definitivo para Gas Lift.

(W.O. # 04) (06-Septiembre-97): Repunzonar arena “ T ”, “ Ui ”, evaluar con B’UP. Bajar completación de Gas Lift para producir de arena “ Ui ”

Sacan BHA de producción, packers salen sin 3 cuñas de asentamiento, camisas con escala.

Muelen CIBP a 9246’.

Evalúan arena “ T ” + “ Ui ” con bomba jet: BFPD = 1584, BSWf = 100 %, Salinidad = 84 000 ppmCl, Te = 33 hrs.,

Corren registros RST - GR desde 9300’ a 9000’, se observa invasión de agua en arena “T” intervalo 9170’ – 9245’ (75’).

Con bomba jet evalúan “Ui” sin éxito, formación no aporta.

Realizan prueba de admisión a “Ui”, formación no admite.

Bajan CIBP a 9237’.

Repunzonan los intervalos:

Arena “T” 9224’ – 9231’ (7’) a 4 DPP

Arena “Ui” 9046’ – 9058’ (12’) a 4 DPP

Efectúan prueba de admisión en “ T ” y “ Ui ”, no existe admisión.

Punzonan los siguientes intervalos:

Arena “T” 9292’ – 9192’ (10’) a 6 DPP

Repunzonan los siguientes intervalos:

Arena “ T ” 9200’ – 9212’ (12’) a 6 DPP

9224’ – 9231’ (7 ’) a 6 DPP

Arena "Ui" 9046' – 9058' (10') a 6 DPP

Realizan prueba de admisión a "T" con 3000 psi a 2.1 BPM, Ok.

Bajan bomba jet-E8 evalúan arena "Ts" con elementos de presión: BFPD = 1512, BPPD = 363, BSWf = 76 %, Te = 8 hrs.

Cierran pozo por 16 horas para restauración de presión.

Realizan prueba de admisión a "Ui", formación admite.

Evalúan "Ui" con bomba jet: BFPD = 672, BPPD = 323, BSWf = 52 %, Salinidad = 46 000 ppmCl, Te = 18 hrs.

Bajan BHA de producción para Gas Lift.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	04-Ago-97	" T "	186	85	30	PPG
DESPUÉS	22-Sep-97	" Ui "	525	1	30	PPG

(W.O. # 05) (05-Febrero-98): Evaluar "Ui". Bajar completación para PPG

Evalúan arena "Ui" con bomba jet-E8 a 8825': BFPD = 504, BPPD = 474, BSWf = 6%, BRT = 580, Te = 23hrs.

Bajan completación definitiva para producir con Gas Lift de arena "Ui".

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	28-Dic-97	" Ui "	160	83	30	PPG
DESPUÉS	18-Ene-98	" Ui "	733	0.1	30	PPG

(W.O. # 06) (05-Febrero-98): Cambio de completación por

Desasentamiento de empacaduras

Sacan BHA de producción, empacaduras no hicieron sello.

Bajan completación definitiva de Gas Lift.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	29-Ene-98	“ Ui ”	145	90	30	PPG
DESPUÉS	18-Feb-98	“ Ui ”	687	0.1	30	PPG

(W.O. # 07) (04-Noviembre-00): Cambio de completación por posible tubería rota a 7066’

Controlan pozo + sacan BHA de producción.

Bajan BHA de producción de Gas Lift, cambian dos tubos rotos. Desarman BOP, arman cabezal.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	28-Oct-00	“ Ui ”	372	1	30	PPG
DESPUÉS	09-Dic-00	“ Ui ”	503	1.6	30	PPG

(W.O. # 08) (01-Septiembre-02): Aislar arena “T” con tapón CIBP y cambio de BHA por camisa defectuosa.

Realizan corte químico a 8970’. Sacan completación de fondo con pesca, camisa de circulación sale con un tapón y válvula de gas lift.

Asientan CIBP a 9115’.

Bajan completación de gas lift.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	14-Ago-02	“ Ui ”	98	15	30	PPG
DESPUÉS	08-Sep-02	“ Ui ”	143	30	30	PPG

(W.O. # 09) (03-Noviembre-05): Cambio de completación por hueco en tubería.

Sacan tubería 3 1/2" con BHA de gas lift. Salen 64 paradas en buen estado, el resto de tubería mala. Cuarto mandril sale con agujero.

Bajan completación de gas lift en tubería clase "B".

Finalizan operaciones el 3 de noviembre del 2005 a las 17:00.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	18-Oct-05	" Ui "	232	18	30	PPG
DESPUÉS	10-Nov-05	" Ui "	220	18	30	PPG

(W.O. # 10) (01-Junio-06): Cambio de completación por daño en 2do, 3er y 4to mandril.

Sacan completación de producción sin corrosión o escala.

Bajan completación de gas lift similar a la anterior con packer "FH" en tubería de 3 1/2" clase "B".

Finalizan operaciones el 01 de Junio del 2006 a las 06:00.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	27-May-06	" Ui "	64	16	30	PPG
DESPUÉS	25-Jun-06	" Ui "	125	16	30	PPG

(W.O. # 11) (01-Jul-07): CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR DAÑO EN 3ER MANDRIL. ESTIMULAR Y EVALUAR ARENA "Ui"

Sacan completación de Gas Lift en tubería de 3 1/2".

Bajan BHA de prueba. Asientan R-Matic a 8998', Prueban, OK. Realizan tratamiento ácido a "Ui" con HCl al 7.5% (total = 549 gls), Pi=3250 psi @ 0.5 BPM y Pf=2800 psi @ 1 BPM.

Abren camisa a 8930'. Desplazan Jet 9A. Evalúan arena "Ui" contra tanque bota en locación:

TBR = 749, BFPD = 288, BPPD = 225, BSW = 22%, THE = 56, SALINIDAD = 13100 PPM CL-

Reversan Jet. Controlan Pozo. Sacan BHA de prueba.

Prueban mandriles en superficie con 3000 psi, ok. Detectan corrosión interna en rosca de tubería. Cambian tubería por tubería Clase "A" de 3 1/2". Bajan tubería punta libre Clase "A" hasta 8880'. Circulan. Sacan

Bajan completación definitiva para Gas Lift Midiendo, Calibrando y Probando con 3000 psi hasta 4000', presión cae 200 psi/min. Sacan. Instalan nuevos mandriles. Bajan Completación Gas Lift hasta 6200', prueban presión con 3000 psi, se pierde presión. Sacan completación hasta 600'. Cambian st.valve. Bajan la misma completación de Gas Lift en tubería 3 1/2" Midiendo, Calibrando y Probando con 3000 psi cada 5 paradas, detectan cuello defectuoso a 4500'. Continúan bajando hasta 9019'.

Desarman BOP. Arman cabezal, Prueban con 3000 psi, OK. Circulan con crudo limpio. Asientan Packer "FH" a 8979', Prueban, OK. Abren camisa de circulación a 8942'. Desplazan Jet 9A. Intentan evaluar sin éxito por taponamiento de Jet. Pescan Jet, sale con suciedad en válvula check. Reparar Jet en superficie. Circulan pozo para limpieza. Desplazan Jet 9A. Realizan prueba de producción de arena "Ui" a la estación:

TBR = 82, BFPD = 432, BSW = 100%, THE = 6

(W.O. # 12) (19-Jun-09): CAMBIO DE COMPLETACIÓN DE GAS-LIFT POR

DAÑO EN 5° Y 6° MANDRIL

Rig Triboilgas-05 inicia operaciones en el Pozo SEC-04, el 15 de Junio del 2009 a las 18:00 hrs.

Desasientan empacadura. Sacan completación de Gas-lift en 3 1/2" tbg. **Tubo torcido @ 3900', Pines y cajas con presencia de corrosión. Mandril válvula operadora con agujero de 1".**

Bajan BHA de limpieza con 7" Scrapper en 3 1/2" tbg hasta 9100'. Circulan

Bajan completación de Gas-Lift con 7" x 2 7/8" Packer "FH" en 3 1/2" tbg CLASE "A" con 3000 Psi cada 20 paradas hasta 9021'.

Realizan prueba de producción de arena "Ui" con jet 10-I y MTU Cía. Sertecpet hacia la estación:

TBR=64, BFPD=264, BSW=100%, P.INY=3500 Psi, BIPD=1656, THE=6.

(W.O. # 13) (1-Oct-10): BAJAR COMPLETACIÓN PARA EVALUAR SIN TORRE

SAN ANTONIO controla pozo con fluido especial de control de 8,3 LPG. Desarman cabezal. Instalan BOP. Prueban OK.

Sacan tubing de 3-1/2" EUE, sale con dificultad. Observan que tubo bajo la camisa donde se realizó corte químico sale sin señales del mismo. Desarman BHA de producción

Bajan completación de producción hidráulica-mecánica en tubería de 3-1/2" clase " B " midiendo hasta 8946'. Retiran BOP. Arman cabezal. Prueban OK. Asientan PackerHydrow 1 a 8947'. Prueban OK.

Realizan Prueba de Producción de arena " U inf ", bomba Jet D6 y MTU a la Estación:

TBR = 288, BFPD = 456, BSW = 100%, THE = 14

(W.O. # 14) (20-Ene-11): CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING – CASING

Inician operaciones el 15 de enero del 2011

Controlan pozo con fluido especial de 8.3 LPG

Desasientan Packer Hydrow 1 a 8894'. Sacan completación híbrida en tubing de 3-1/2" EUE clase "B". Desarman, crossover sobre la camisa de 2-3/8" sale con fisura vertical de 2.5" de longitud

Bajan completación definitiva híbrida con 2 Packers Hydrow 1, 3 camisas de 2-3/8", neplo de asiento de 2-7/8" y camisa de 3-1/2" en tubing de 3-1/2" EUE clase " B " midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI cada 20 paradas hasta 9188'

Evalúan arena " T " con Jet D 6 y MTU al tanque:

TBR=212, BFPD=960 BSW=100%, THE=2

Realizan Prueba de Producción de la arena " U " con Jet D6 y MTU de TRIPOINT al separador de la estación: TBR = 299, BFPD = 600, BSW = 100%, THE = 11

Finalizan operaciones el 20 de enero del 2011

(W.O. # 15) (07-AGOS-12): CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR PESCADO EN CAMISA DE 2-3/8"

Inicia operaciones el 3 de agosto del 2012

SLB. Controlan pozo con fluido especial de 8.3 LPG

Desasientan 2 Packers Arrow a 9111' y 8941'. Sacan completación híbrida en tubing de 3-1/2" EUE

Bajan BHA de limpieza hasta 9230'. Circulan con fluido especial. Sacan

Bajan completación definitiva híbrida con 2 Packers Hydrow 1, 3 camisas de 2-3/8", neplo de asiento de 2-7/8" y camisa de 3-1/2" en tubing de 3-1/2" EUE clase " B " midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI cada 20 paradas hasta 9188'

Evalúan arena " T " con Jet D 6 y MTU al tanque:

TBR=643, BFPD=1231, BSW=92%, THE=12

Finalizan operaciones el 07 de agosto del 2012

(W.O. # 16) (31-Oct-12): REALIZAR SQZ A "T" Y REPUNZONAR. CAMBIAR TIPO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE PPM A PPS

Inician operaciones el 8 de octubre de 2012

Sacan BHA mecánico hidráulico.

Muelen CIBPs a 9230' y 9237' con Junk Mill.

Realizan Sqz a arena T. Muelen cemento con Junk Mill

Punzonar arena T 9216' - 9232' (16') a 5 DPP (REPUNZONAR), 9182' - 9202' (20') a 5 DPP (REPUNZONAR)

Evalúan arena T con bomba jet 10K

TBR=3928, BFPD=1392, BSW=85%, BPPD=195, SALINIDAD=7300 PPM
THE=73

Cierran para build Up 18 hrs Pwe=3446, Pwf=3024

Bajan completación de fondo con 2 packershidrow a 9102' y 8967'.

Bajan BES D1750N hasta 8773'. Prueban producción

BFPD=1896, BSW=100%, Frec=55Hz

Finaliza operaciones el 31-oct-2012

W.O. 17 (23 Marzo 2013): CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR COMUNICACIÓN TBG-CSG. REDISEÑAR EQUIPO BES

Inician operaciones a las 10 hrs del 16 de marzo del 2013.

Sacan equipo BES DN 1750 en 3 1/2" tubería EUE clase "B". Sale un tubo con hueco en la parada 78 a 4845' el 30% de tubería sale corroída.

Bajan BHA de limpieza circulan en reversa para limpieza.

Bajan equipo BES SN-2600 en 3 1/2" tubería EUE clase "B" inspeccionada.

Realizan prueba de producción con BES a la estación Secoya.

**BFPD=2640. BSW=100%. PC=60 PSI. PIP=2070 PSI. 55 HZ. TM=271°F.
AMP=27. THE=6 HRS.**

Finalizan operaciones el 23 de marzo del 2013 a las 22.00 horas.

**W.O. 18 (25 Junio 2013): CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR
COMUNICACIÓN TUBING-CASING**

Inicia operaciones a las 20:00 horas del 16 junio 2013.

Saca equipo BES SN-2600, equipo mecánicamente y eléctricamente bien, bombas con giro suave y limpias.

Baja 3-1/2" tubería EUE clase "B" punta libre hasta 7891', circulan en reversa para limpiar tubería.

Baja equipo BES GN-3200 en tubería 3-1/2" EUE clase "B", midiendo, calibrando, probando con 3000 psi cada 20 paradas.


Realizan prueba de producción de BES GN-3200 arena "T" a la estación:

TBR=430, BFPD=2238, BSW=96%, BPPD=90, Pc=180 psi, Pintk=2137, Pd=2933, Tintk=230 °F, Tm=249 °F, 44 Amp, F-F=1267 V, F-T=742 V, 50 Hz.

Finaliza operaciones a las 18:00 horas del 25 junio 2013.

INGENIERÍA PETRÓLEOS LIBERTADOR

PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO

		SECRETARIA DE HIDROCARBUROS EXPLORACION Y EXPLOTACION PROGRAMA DE TRABAJO O REACONDICIONAMIENTO											
SH-00EEEEPRO5		No.											
		NOTIFICACION APROBACION											
DATOS GENERALES													
COMPANIA		BLOQUE		CAMPO									
PETROAMAZONAS EP		57		SECOYA									
				POZO									
				SEC -04									
FECHA	TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO No.	YACIMIENTO	FECHA COMPLE. INC.	ESTADO ACTUAL DEL POZO									
27-Sep-13	19	" U inf "	16-Dic-1980	<input type="checkbox"/> CERRADO <input checked="" type="checkbox"/> PRODUCIENDO									
CAUSA (EN CASO DE ESTAR CERRADO)													
1. OBJETIVO DEL REACONDICIONAMIENTO													
CAMBIO DE TIPO DE LEVANTAMIENTO DE PPS A PPM Y ARENA DE " T " A " U inf "													
2. HISTORIA DE PRODUCCION													
No.	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	API 60°F	GOR	Salinid. PPM	MÉTODO	PFC	PB	IP	OBSERVACIONES
01	17-Dec-80	" T "	1716	1713	0.2	33.9	N.R.	-	PPF	525	-	-	
02	18-Dec-80	" U inf "	504	502	0.4	28.4	N.R.	-	PPF	25 - 40	-	-	Flujo intermitente
2.2 ÚLTIMA PRODUCCION													
No.	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	API 60°F	GOR	Salinid. PPM	MÉTODO	PFC	PB	IP	OBSERVACIONES
01	27-Jul-12	" TP "	2399	96	96.0	30.0	444	7900	FPS	70	555	-	GN-3200
02	16-Aug-12	" TP "	2458	98	96.0	30.0	444	7900	FPS	55	555	-	GN-3200
03	21-Sep-12	" TP "	2381	95	96	30.0	444	7900	FPS	56	555	-	GN-3200
3. PRODUCCION ACUMULADA													
		FECHA	may / 2012										
		YACIMIENTO	PETRÓLEO (bls)	AGUA (bls)	Gas MPC								
		" U inf "	1,424,298	1,575,324	193,703								
		" T "	7,076,821	1,766,166	4,644,700								
		INCREMENTO DE PRODUCCION ESTIMADA BLS / DIA			150								
4. HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTOS													
W.O. No.	FECHA	BREVE DESCRIPCION			RESULTADOS								
15	07-Ago-2012	CAMBIO DE COMPLETACION POR PESCAO EN CAMISA DE 2-3/8" A 8606"			SATISFACTORIO, QUEDA EVALUANDO CON MTU DE "T"								
16	31-Oct-12	REALIZAR SOZ A "T" Y REPUNZONAR. CAMBIAR TIPO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE PPM A PPS			SATISFACTORIO, RECUPERAN PRODUCCION DE "T"								
17	23-Mar-2013	CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACION TUBING - CASING. REDISEÑAR BES			TRABAJO ÉXITO, RECUPERAN PRODUCCION								
18	25-Jun-2013	CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACION TUBING - CASING			SATISFACTORIO. BAJAN BES GN-3200								
5. COSTOS ESTIMADOS													
COMPANIA	SERVICIO		INVERSION	GASTO	MEM								
	MOVIMIENTO DE TORRE		0.00	10,000.00	0.00								
	TRABAJO TORRE (07 DÍAS)		0.00	49,000.00	0.00								
	SUPERVISION Y TRANSPORTE		0.00	10,000.00	0.00								
	QUÍMICOS+ FLUIDO ESPECIAL DE CONTROL		0.00	45,000.00	0.00								
	EQUIPO DE SUBSUELO		0.00	30,000.00	0.00								
	UNIDAD WIRE LINE + VACCUM		0.00	6,000.00	0.00								
	CONTINGENCIAS (+/- 30 %)		0.00	50,000.00	0.00								
SUBTOTAL			0.00	200,000.00	0.00								
TOTAL			200,000.00										

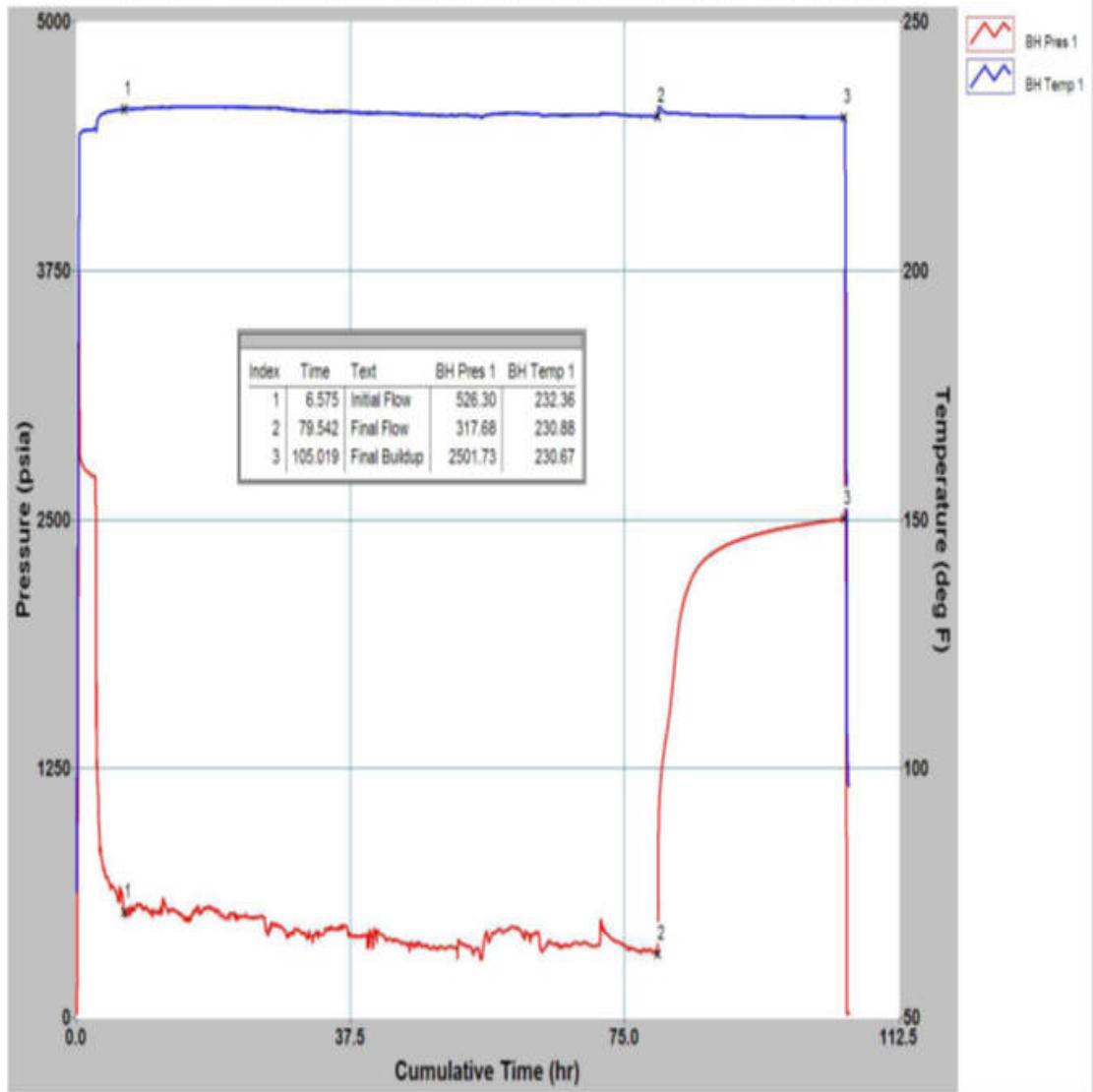
6. PROCEDIMIENTO DE OPERACION							
6.1 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN							
1.-	Mover torre de reacondicionamiento a la locación						
2.-	Controlar pozo con fluido especial de 8.3 LPG						
3.-	Desarmar cabezal. Inspeccionar válvulas, de ser necesario cambiar o reparar. Armar BOP. Probar						
	Nota: Cambiar cabezal eléctrico por hidráulico-mecánico						
4.-	Sacar equipo BES GN-3200 en tubería de 3-1/2" EUE clase "B". Chequear presencia de escala, corrosión, sólidos y estado de tubería. Reportar a Ingeniería de Operaciones Libertador						
5.-	Bajar campana ON-OFF hasta 8944' (ON-OFF Connector 5-1/2" x 3-1/2"). Enganchar completación de fondo, desasentar Packers a 8967' y 9102'. Sacar completación de fondo						
	Nota: Completación de fondo bajada en el WO No. 16 el 31-Oct-2012. Verificar y reportar estado que sale la completación de fondo a Ingeniería de Operaciones Libertador						
6.-	Bajar broca y raspatabos en tubería de 3-1/2" hasta 9321' (Collar Flotador a 9326'). Circular con fluido especial de 8. LPG. Limpiar. Sacar						
7.-	Bajar con cable eléctrico y asentar CIBP a 9110'						
8.-	Bajar BHA de evaluación con R-matic y camisa en tubería de 3-1/2" clase "A" midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI cada 20 paradas. Asentar R-matic a 9000'. Probar. Abrir camisa de circulación. Desplazar bomba Jet y evaluar con elementos arena "Uinf"						
	a) Si los resultados de la evaluación son satisfactorios, tomar Búp y continuar con el paso No 9						
	b) Si los resultados de la evaluación no son satisfactorios un Programa Alterno será preparado para estimular arena " U inf "						
9.-	Bajar completación híbrida para evaluar con bombeo hidráulico y producir con bombeo mecánico						
10.-	Finalizar operaciones de taladro						
7. ANEXOS							
<ul style="list-style-type: none"> - Diagrama del pozo - Historial de Reacondicionamiento - Historial de Producción 							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%;">Comprobante de depósito No.</td> <td style="width: 50%;">Valor</td> </tr> <tr> <td>Convenio suscrito con el Mir No.</td> <td>dólares</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Fecha de Vigencia</td> </tr> </table>	Comprobante de depósito No.	Valor	Convenio suscrito con el Mir No.	dólares		Fecha de Vigencia	
Comprobante de depósito No.	Valor						
Convenio suscrito con el Mir No.	dólares						
	Fecha de Vigencia						
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%; padding: 5px;"> Nombre _____ Firma _____ Representante de la Compañía Operadora </td> <td style="width: 50%; padding: 5px;"> Nombre _____ Firma _____ No. Registro de C.I.G.M. Y P. _____ Técnico Responsable </td> </tr> </table>	Nombre _____ Firma _____ Representante de la Compañía Operadora	Nombre _____ Firma _____ No. Registro de C.I.G.M. Y P. _____ Técnico Responsable					
Nombre _____ Firma _____ Representante de la Compañía Operadora	Nombre _____ Firma _____ No. Registro de C.I.G.M. Y P. _____ Técnico Responsable						

ANEXO 4

Toma de registros de presión

BUILD UP

BUILD UP SEC-004 "Uinf" 09-13/OCT/2013 W-40051



COMPAÑÍA : **PETROAMAZONAS EP**

CAMPO / POZO : **LIBERTADOR / SCY-004**

ZONA DE PRUEBA : **ARENA: "U"**

INTERVALO : **9046' - 9058' (12')**

FECHA DE PRUEBA : **9 - 13 / Oct / 2013**

REPORTE NUMERO : **WL - 45 - 2013**

DISTRITO BASE : **SHUSHUFINDI**
REP. EMPRESA : **ING. O. MIÑO**

REP. DYGOIL CIA Ltda. : **ING. P. GOMEZ**

1.- REPORTE DE RESTAURACIÓN DE PRESION

El presente *Análisis de Restauración de Presión* corresponde a la arena U inferior del pozo Secoya 04 que tiene un intervalo disparado de: 9046' a 9058' total 12 pies.

El pozo produjo un $Q_t = 216$ BBL/día, con un BSW de 53 % de un crudo de 30 grados API. A continuación se presentan los *diferentes eventos* que se desarrollaron durante la prueba de producción y luego la restauración:

TIEMPOS (HRS)	
$t_1 =$	2.74
$t_2 =$	79.56
$t_3 =$	105.14

TIEMPO DE PRODUCCION = 76.82 HRS

TIEMPO DE CIERRE = 25.57 HRS

En el registro de presión se utilizó el sensor AKS No 40051 que fue asentado en el NO-GO a 8963 pies. Las presiones del yacimiento "U_i" han sido reportadas a la mitad de las perforaciones (mp) a 9052 pies.

Para el proceso de cálculo se han utilizado los parámetros básicos del yacimiento proporcionados por el departamento de Ingeniería de Petróleos de Petroamazonas EP, en el campo Libertador y se han determinado los datos de análisis PVT: P_b , R_s , B_o a partir de la correlación de Vazquez, μ_o a partir de la correlación de Beggs y, μ_g con las correlaciones de Lee et al, aplicando el software de Interpretación de Presiones Saphir de Kappa

2.- DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN

Prueba de producción

Qo	101.52	BPPD
Qw	114.48	BAPD
Qt	216	BFPD
BSW	53	%
API	30	

Parámetros del estrato

Ht	12	Ft
hn	12	Ft
Φ	0.15	%
αw	0.29	Ft
Ty	232	F

Parámetros del fluido

Bo	1.1790	By/Bn
Bw	1.04526	By/Bn
Bg	0.007059	By/Bn
Uo	1.18048	Cps
Uw	0.26647	Cps
Ug	0.01848	Cps
Ct	1.49e-5	
GOR	272	Scf/Bbl
γgas	1.25	

Presiones

Pwf @ Sensor(9030)	316.91	Psi
Pwf@MP(9052)	317.68	
Pws @ Sensor(9030)	2502.32	Psi
Pws@ MP(9052)	2508.61	
P burbuja calculada	1195	Psi
P Burbuja proporcionada	1085	Psi

Nota: En negrillas datos proporcionados
MP: mitad de las perforaciones.

3.- RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN

METODO DE HORNER

Pendiente	-393	Psi-ciclo
K h (h=12')	119.64	Md pie
K	9.97	Md
S	-0.181	
P*	2740.74	Psi
P @ (lh)	1995.78	Psi

METODO DE LA DERIVADA

Kh (h=12)	60.72	Md
K	5.06	Md
S	-2.9	
T match	36.7	Hrs-1
P match	0.0048	Psi-01
Cs (storativity constant)	4.26e-4	Bls/psi
Pi (yacimiento)	3027.66	Psi

MODELOS



MODELO DE ALMACENAJE	CLASSIC WELLBORE STORAGE
FLUJO EN EL RESERVORIO	RADIAL HOMOGENEO
MODELO DEL LIMITE	INFINITY

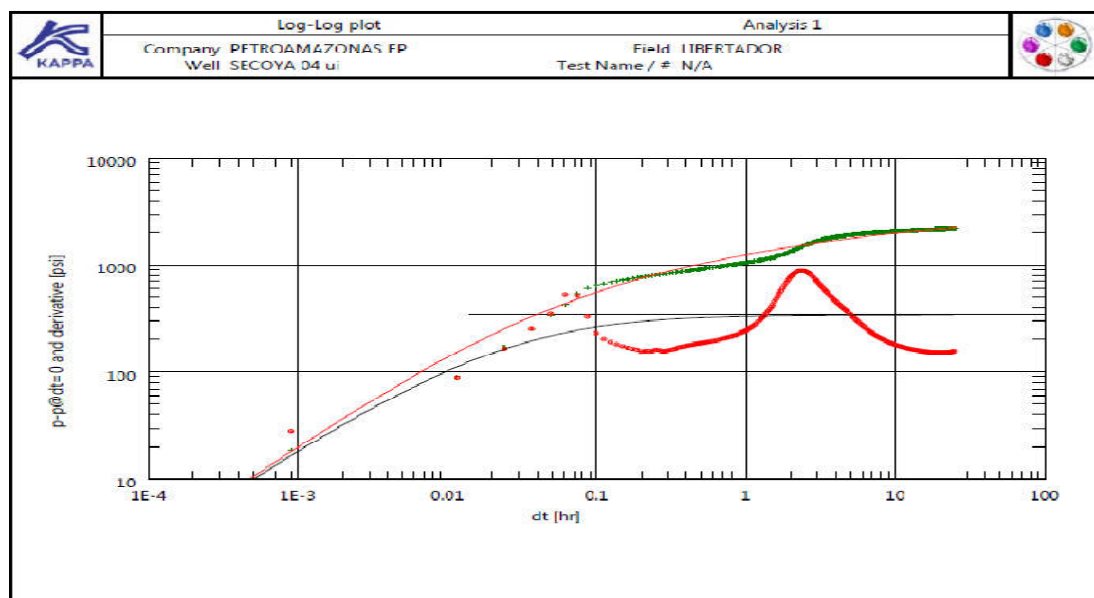
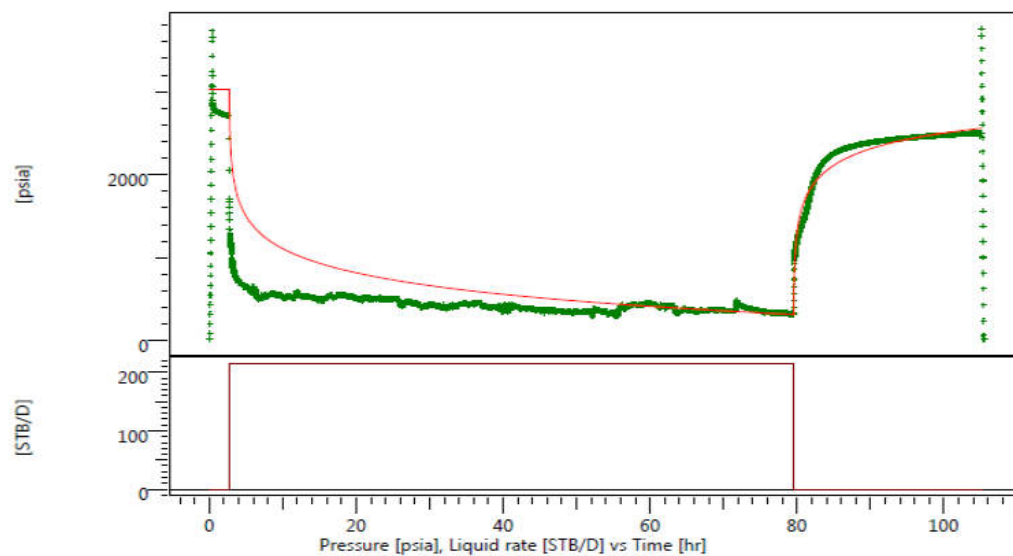
4.- RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD

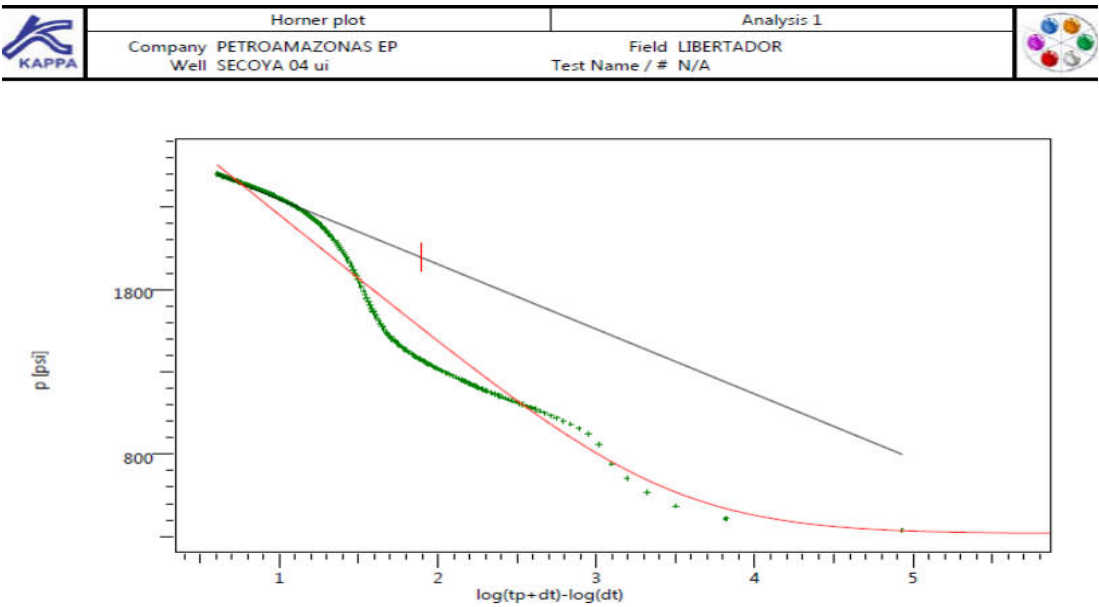
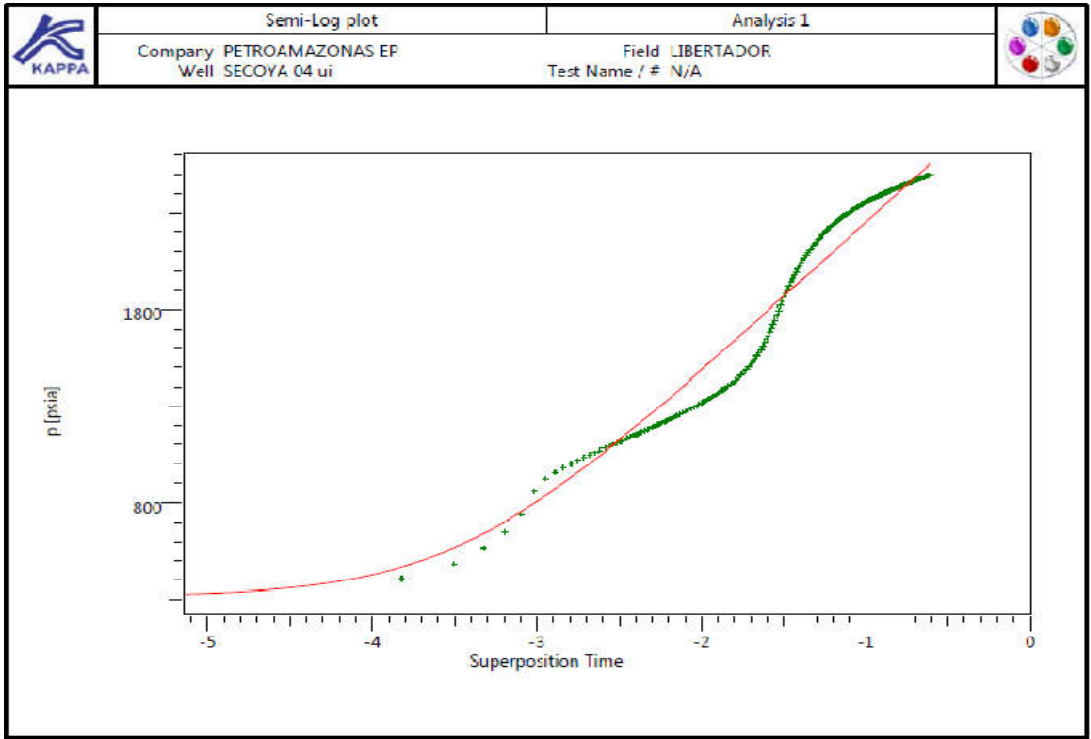
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
J actual (<u>production test</u>)	0.074	<u>BBl/dia/Psi</u>
<u>Qmax</u>	221	<u>BBl/dia</u>

Comentario:

El modelo de mejor ajuste es el radial homogéneo y, en los bordes infinito. Se observa durante la restauración una caída de la presión seguida de una recuperación violenta lo que hace pensar o se está liberando el gas o se están segregando las fases. La presión de burbuja es mayor que la presión de fondo fluyente lo que hace pensar en este comportamiento el cual además desdibuja el flujo radial infinito.

	History plot	Analysis 1	
	Company PETROAMAZONAS EP Well SECOYA 04 ui	Field LIBERTADOR Test Name / # N/A	







Vogel Vertical Well - Prod...

Analysis 1

Company PETROAMAZONAS EP
Well SECOYA 04 ui

Field LIBERTADOR
Test Name / # N/A

