

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



**VENTAJAS EN EL GERENCIAMIENTO DE UN CAMPO DE
PETROLEO USANDO EL SISTEMA DE MONITOREO Y
VIGILANCIA SATELITAL “ESPWATCHER”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO**

ELABORADO POR:

CHRISTIAN CASTAÑEDA RUIZ
PROMOCION 2009-I

LIMA – PERU

2010

Dedicatoria:

Primero gracias a **Dios** por darme la fuerza para seguir adelante y darme la sabiduría y el entendimiento para cumplir mis metas, **a mi madre** por su preocupación, esfuerzo y gran cariño, **a mi padre** que me enseñó el valor del trabajo constante, por su motivación y gran apego, y a los amigos y familiares que me ayudaron a terminar todo este largo recorrido.

VENTAJAS EN EL GERENCIAMIENTO DE UN CAMPO DE PETROLEO USANDO EL SISTEMA DE MONITOREO Y VIGILANCIA SATELITAL “ESPWATCHER”

CAPITULO I: SUMARIO	1
1.1. ANTECEDENTES	1
1.2. JUSTIFICACION	2
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.4. DEFINICION DE OBJETIVOS	3
1.5. FORMULACION DE LA HIPOTESIS	3
 CAPITULO II: INTRODUCCION	 4
 CAPITULO III: HISTORIA DE LA ESP EN EL MUNDO	 6
3.1. ARUTUNOFF Y LA INVENCION DE LA ESP	6
3.2. LOS PRIMEROS AÑOS DE REDA	9
 CAPITULO IV: TEORIA DE LA ESP	 11
4.1. PARAMETROS HIDRAULICOS Y CONDICIONES DEL POZO	18
4.2. PARAMETROS ELECTRICOS DEL SISTEMA BES	18
4.3. CRITERIOS TECNICOS PARA LA SELECCION Y DISEÑO DE LA BOMBA	19
4.4. CRITERIOS TECNICOS PARA LA SELECCION Y DISEÑO DEL SELLO/PROTECTOR BES	20
4.5. CRITERIOS TECNICOS PARA LA SELECCION Y DISEÑO DEL MOTOR	20
4.6. CRITERIOS TECNICOS PARA LA SELECCION Y DISEÑO DEL CABLE DE POTENCIA	21
4.7. PROBLEMAS EN EL BOMBEO	22
 CAPITULO V: TEORIA DEL SISTEMA ESPWATCHER	 26
5.1. VALOR ADICIONAL	27
5.2. BOMBAS SIN FALLAS PARA POZOS PRODUCTIVOS	28
5.3. COMPONENTES CONVENCIONALES	32
5.4. BENEFICIOS	32
5.5. COMO TRABAJA EL SISTEMA	33
5.6. DESPLIEGUE GLOBAL, SOPORTE GLOBAL	33
5.7. PRIMERA PRUEBA	33
5.8. EJEMPLOS DE APLICACIONES DEL SERVICIO ESPWATCHER	34
5.8.1. <i>Control de Drawdown Basado en Condiciones Especificas de Pozo</i>	34

5.8.2. <i>Captura de Tempranas Fallas de Energía e Incremento del Tiempo de Actividad del Pozo</i>	35
5.8.3. <i>Rápida Identificación y Corrección de Fallas del VSD</i>	36
5.8.4. <i>Incremento del Tiempo de Actividad de la ESP en un Ambiente Gasífero</i>	37
5.8.5. <i>Protección de la Inversión en ESPs</i>	38
5.8.6. <i>Descubrimiento de un Agujero en el Tubing de Producción</i>	39
5.8.7. <i>Costo-Beneficio de una Prueba y Análisis Drawdown</i>	41
5.8.8. <i>Monitoreo de la prueba Drawdown en Tiempo Real</i>	42
CAPITULO VI: HISTORIA PRODUCTIVA Y PROPIEDADES DE LOS CAMPOS CON CONDICIONES AGRESIVAS	44
6.1. SUPERVISION EN CAMPOS MARGINALES	44
6.2. MANEJO DE POZOS REMOTOS	50
6.3. HISTORIA DE EXITO EN EGIPTO CON EL ESPWATCHER	52
6.3.1. <i>Descripción del pozo</i>	52
6.3.2. <i>Historia</i>	53
6.3.3. <i>Metodología</i>	53
6.3.4. <i>Resultados</i>	54
6.4. UN LEVANTAMIENTO FUTURO	55
CAPITULO VII: BOMBAS ELECTRICAS SUMERGIBLES PARA SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL INTELIGENTES	57
7.1. INCREMENTO DE LOS PROCESOS DE MONITOREO Y CONTROL REMOTOS	61
7.2. PRUEBAS CONCEPTUALES	64
7.3. DEMANDAS NUEVAS, SOLUCION ANTIGUA	67
CAPITULO VIII: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	69
8.1. DESCRIPCION	69
8.1.1. <i>Parámetros más relevantes que se tuvo en consideración para instalar Equipos de Bombeo Electro Sumergible</i>	73
8.1.2. <i>Elementos con los que cuenta este Sistema de Levantamiento Artificial</i>	74
8.1.3. <i>Producción en Tiempo Real</i>	79
8.2. DISCUSION	80
8.3. OBJETIVOS	82

CAPITULO IX: DISEÑO OPTIMIZADO Y VENTAJAS DE LA ESP CON ESPWATCHER	83
9.1. SERVICIO AVANZADO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES	83
9.1.1. <i>Componentes del Servicio Avanzado de Levantamiento Artificial del Bloque 1 AB</i>	83
9.1.1.1. <i>El Sistema de Bombeo Electro Sumergible</i>	84
9.1.1.2. <i>El sensor de fondo (*)</i>	84
9.1.1.3. <i>Sistema espWatcher</i>	85
9.2. VALOR AGREGADO DEL SERVICIO AVANZADO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	86
9.2.1. <i>Caso: Tiempo de Respuesta</i>	86
9.2.2. <i>Caso: Ahorro al Tiempo de Interpretación y Reporte de los Análisis de Reservorio</i>	88
9.2.3. <i>Casos: Optimización del Sistema de Levantamiento Artificial BES</i>	88
9.2.3.1 <i>Caso 1: Incremento de Producción - Pozo HN 1403</i>	88
9.2.3.2. <i>Caso 2: Incremento del Tiempo de Vida de la Bomba a través del Análisis del Sensor de Fondo - Pozo Dorissa 1202</i>	89
9.2.4. <i>Casos: Optimización del reservorio</i>	92
9.2.4.1. <i>Caso 1: Pozo Huayuri Norte 1402 – Diagnóstico de reservorio usando información de disipación de presión (drawdown)</i>	92
9.3. CASO ACTUAL: FORESTAL 1301D	96
9.3.1. <i>Forestal 1301D RUN # 9</i>	97
9.3.1.1. <i>Mejoras para este servicio</i>	97
9.3.1.2. <i>Plan de Acción Inmediato a tomar</i>	99
9.3.1.3. <i>Plan de Acción Pluspetrol</i>	100
9.3.2. <i>Forestal 1301D RUN # 9A</i>	100
9.3.2.1. <i>Resultados del Pulling</i>	101
9.4. APORTE A LA INDUSTRIA PETROLERA	103
CAPITULO X: LIFTWATCHER REEMPLAZA AL ESPWATCHER	105
CAPITULO XI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	106
CAPITULO XII: BIBLIOGRAFIA	110
CAPITULO XIII: ANEXOS	113

CAPITULO I

SUMARIO

1.1. ANTECEDENTES

El Bloque 1AB está localizado en la cuenca Marañón, en el noreste de la selva Peruana. Actualmente hay 8 campos productores de petróleo en un área de 4790 km². El bloque se declaró comercial y completó las facilidades de producción en 1975. En la actualidad la producción acumulada del Bloque 1AB es de 700 millones de barriles de petróleo.

El Sistema de Bombeo Electro Sumergible (BES) fue introducido en el Bloque 1AB a partir de 1981, pero recién en 1983 se masificó el uso de este método de levantamiento. En el periodo inicial se encontraron problemas operacionales comunes y fallas prematuras esencialmente debido a los ajustes de las tecnologías y las prácticas operacionales para el reservorio y las severas condiciones de los pozos del lote. Estas condiciones fueron: la temperatura de fondo que varía de 230°F a 298°F, depositación de incrustaciones, asfaltenos y parafinas, alta salinidad del agua 150,000 ppm de cloruros y alto contenido de CO₂ varía de 8% a 25%. El petróleo tiene un API que varía de 10.3° a 35° con una presión de burbuja de 340 a 2800 psi. El índice de productividad varía de 0.3 a 50 bpd/psi.

1.2. JUSTIFICACION

Debido a los retos operativos que esto representa, se ha buscado tecnologías para manejar las severas condiciones arriba descritas. Tal es así que el equipo BES es un equipo diseñado exclusivamente para el Lote 1AB. En el año 1995,

con la finalidad de optimizar el sistema de levantamiento, se evaluó el uso de sensores de fondo y éstos no tuvieron buenos resultados debido a que la electrónica aún no había desarrollado equipos de alta temperatura. A partir del año 2004, en el pozo Carmen 1503D, fue cuando se empezó a usar el sensor PumpWatcher (presión de entrada y temperatura del motor) para monitorear el reservorio Vivian y desde el año 2006, en el pozo SHI NE 1605D es cuando se instala el sensor Select Lite (presión de entrada, temperatura del motor, vibración y fuga de corriente) consiguiendo superar este reto.

Actualmente se han instalado sensores en 2 pozos con el sistema espWatcher, que permite el monitoreo continuo de las diferentes variables del sensor de fondo. La combinación del sensor Select, sistema espWatcher (transmisión de información a tiempo real vía internet), equipo BES, procesos automatizados para la extracción eficiente y en tiempo real de los datos necesarios para la optimización del sistema bomba-reservorio y el personal especializado que se encarga del procesamiento y análisis de esta información es lo que se denomina Sistema Avanzado de Levantamiento Artificial BES.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En campos marginales y ambientes remotos, la supervisión activa y en tiempo real de los sistemas de bombeo sumergible aporta valor tanto tangible como intangible a los activos de producción. Los datos de sensores de fondo de pozo, la conectividad sin precedentes, los poderosos programas de computación y los conocimientos técnicos oportunos ayudan a los operadores a evaluar el desempeño de las bombas, predecir su falla, identificar problemas de pozos y controlar las bombas a distancia. Estas nuevas capacidades se combinan para reducir los costos operativos e incrementar la producción y el flujo de caja.

1.4. DEFINICION DE OBJETIVOS

Basados en los dos últimos años de experiencia, el servicio avanzado de levantamiento artificial BES, puede incrementar la producción de los pozos en campos maduros en un 18% a través de la vigilancia, esto significa:

- 9% mediante la optimización del sistema de levantamiento artificial
- 9% mediante la optimización del reservorio

El objetivo a largo plazo es tener campos operados en tiempo real

1.5. FORMULACION DE LA HIPOTESIS

EL Sistema de Monitoreo y Vigilancia Satelital “ESPWATCHER” aplicado a la producción del Lote 1AB nos ayudará a pasar de una actitud reactiva a una secuencia de tareas preventivas y predictivas, permitiendo una operación más eficiente de las bombas electro sumergibles con disminución de los costos operativos.

CAPITULO II

INTRODUCCION

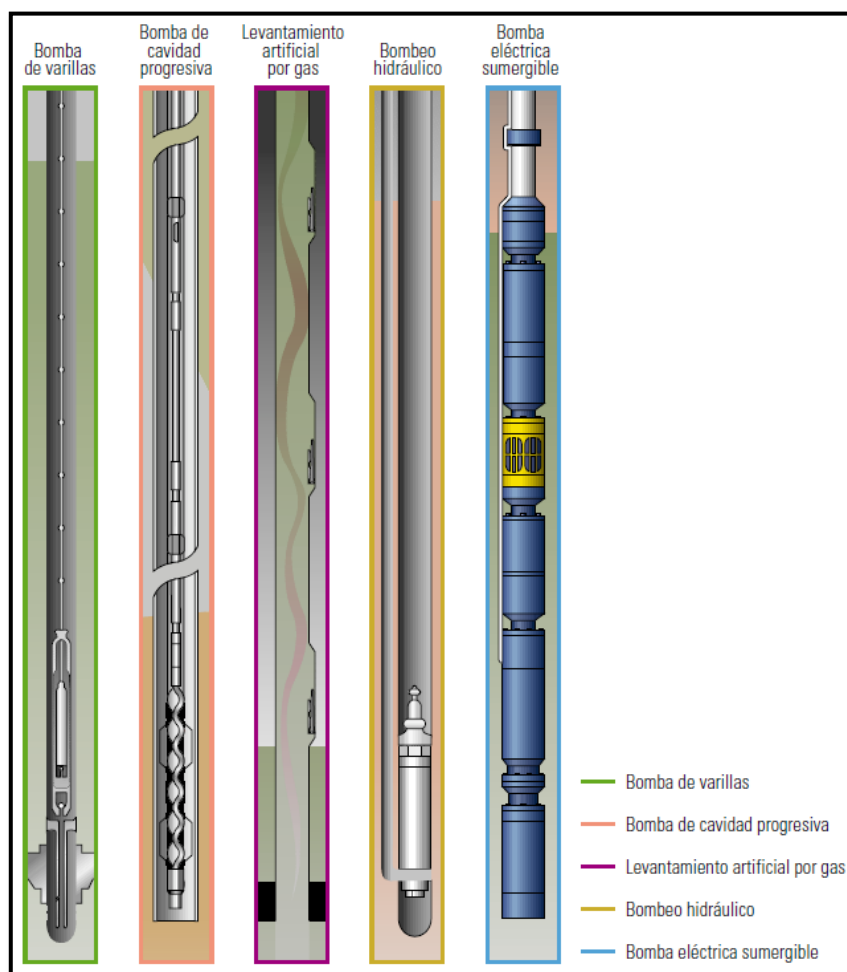
En campos marginales y ambientes remotos, la supervisión activa y en tiempo real de los sistemas de bombeo eléctrico sumergible aporta valor tanto tangible como intangible a los activos de producción. Los datos de sensores de fondo de pozo, la conectividad sin precedentes, los poderosos programas de computación y los conocimientos técnicos oportunos ayudan a los operadores a evaluar el desempeño de las bombas, predecir su falla, identificar problemas de pozos y controlar las bombas a distancia. Estas nuevas capacidades se combinan para reducir los costos operativos e incrementar la producción y el flujo de caja.

Más del 90% de los pozos productores de petróleo requieren alguna forma de levantamiento artificial. La mayoría de estos pozos se encuentran ubicados en campos marginales, también conocidos como campos maduros. Se utilizan técnicas de levantamiento artificial cuando los yacimientos no cuentan con suficiente energía como para producir petróleo o gas en forma natural conduciéndolos a la superficie, o cuando los regímenes de producción no son los deseados. Asociado en general con campos marginales, este déficit energético se produce habitualmente cuando la presión del yacimiento se ha agotado a través de la producción. No obstante, las estrategias de levantamiento artificial se emplean en una amplia variedad de pozos que incluyen desde los pozos de aguas profundas con infraestructura submarina que producen a altos regímenes de producción, hasta los pozos más viejos de los campos más longevos.

En los campos marginales, el mantenimiento de la presión y los métodos de recuperación secundaria y terciaria ayudan a extender la vida productiva del yacimiento a nivel del campo; sin embargo, tarde o temprano, el interés termina

centrándose en el manejo de pozos individuales. Por ejemplo, los pozos situados en campos sometidos a procesos de recuperación secundaria mediante inyección de agua a menudo producen grandes volúmenes de agua, por lo que requieren el empleo de técnicas de levantamiento artificial para mantener volúmenes económicos de producción de petróleo. En ciertos campos, los pozos producen más de un 90% de agua, y el aumento del porcentaje de petróleo producido en un 1%, puede marcar una diferencia enorme en lo que respecta a viabilidad económica.

La decisión acerca del tipo de sistema de levantamiento artificial a desplegar (ver figura) es más complicada e implica la evaluación de las características del yacimiento, tales como temperatura, presión, regímenes de producción óptimos y propiedades de los fluidos, y de las particularidades del pozo; profundidad, inclinación, configuración de la terminación, instalaciones de superficie y tipo de energía para producir el levantamiento.



CAPITULO III HISTORIA DE LA ESP EN EL MUNDO

3.1. ARUTUNOFF Y LA INVENCION DE LA ESP

En conmemoración de la invención original y el desarrollo comercial de la bomba eléctrica sumergible para campo petrolero por el Sr. ARMAIS ARUTUNOFF, fundador de la bomba Reda y basados en entrevistas con los profesionales retirados de levantamiento artificial ESP, los informes de prensa y documentos del gobierno, se puede dar una perspectiva clara y sencilla sobre los inicios del sistema ESP.

Armais Arutunoff nació el 21 de junio 1893 en Tiflis, Georgia, una ciudad con una rica historia que data del siglo V, situado en las montañas del Cáucaso entre el Mar Caspio y el Mar Negro. Nacido de una familia armenia, su padre era un fabricante de jabón, y su abuelo un comerciante de pieles. En su juventud, Armais vivió en Ereván (hoy Ereván, Armenia). Armais Artunoff falleció en febrero de 1978, en Oklahoma.



El estudio de la transmisión de la energía de Arutunoff mostró que la transmisión de la energía eléctrica puede ser aplicada de forma eficaz en casi todas las condiciones. Su ambición era aplicar los resultados de su estudio a la explotación petrolera y mejorar los métodos anticuados que vio en uso a principios de 1900 en Rusia.

Para ello, un todavía pequeño motor eléctrico de alta potencia fue necesitado. La limitación impuesta por los tamaños de housing disponibles hizo necesario que el motor sea relativamente pequeño en diámetro. El estado actual del arte y diseño de leyes en ese momento indicaba que un motor de pequeño diámetro sería necesariamente muy bajo en potencia. Este motor no sería adecuado para el trabajo que tenía en mente por lo que estudió las leyes fundamentales de la electricidad para encontrar la base para la respuesta a la pregunta de cómo construir un motor de mayor potencia muy pequeña de diámetro.

En 1916, Arutunoff rediseñó una bomba centrífuga para ser conectada al motor para el desagüe de minas y barcos. Para desarrollar la energía suficiente, fue necesario que el motor opere a altas velocidades. Para un acoplamiento directo a tal motor, tal que permita la transmisión más simple de energía a usar, la bomba necesitaba tener un dispositivo de rotación y funcionar a la misma velocidad con el motor. La bomba centrífuga se unió a esta especificación pero nunca había sido desarrollado para operar contra terminales de alta descarga. Arutunoff por consiguiente se comprometió exitosamente a diseñar una bomba centrífuga, de pequeño diámetro y con una multiplicidad de etapas para lograr una alta presión de descarga. En su diseño, el motor fue ingeniosamente instalado debajo de la bomba para enfriar el motor con un flujo ascendente del petróleo en el forro del pozo, suspendiéndose la unidad completa del tubing de descarga del pozo. El motor fue aislado del fluido del pozo y operado en un baño de aceite.

Antes de que la unidad hubiera completado la prueba, se produjo un incendio en la fábrica de acero en los sectores industriales Briansk, una ciudad en crecimiento llamada Dnipropetrovsk, Ucrania (anteriormente, Ekaterinoslav) y se produjo cuando Arutunoff estuvo manufacturando la bomba y el motor ESP en el taller original ESP. El departamento de bomberos no podría coger el fuego que se extendió durante toda la noche, así que uno de los ingenieros de Arutunoff conectó la unidad de prueba en posición horizontal y bombeó un gran volumen de agua y logró apagar el fuego. De hecho, sigue siendo una sorpresa para muchos en la industria petrolera de que el primer uso funcional de una ESP fuera realmente en superficie en una configuración horizontal desde el banco de ensayo

de la ESP. Cuando Artunoff despertó a la mañana siguiente empezó a hacerse popular, por la bomba que fue literalmente un éxito repentino. La invención temprana de Arutunoff disfrutó una amplia aplicación en Rusia y más tarde en Alemania para los pozos de bombeo de petróleo y de desagüe de minas y barcos.

Después de desarrollar en 1916 el motor eléctrico y la bomba sumergible, Arutunoff emigró a América en 1923. Eventualmente se localizó en Los Ángeles buscando vender su idea a los partidarios de América, donde era rechazado por cada uno al que se acercaba, diciendo que la unidad era "imposible bajo las leyes de la electrónica".

Los escépticos pensaban que la bomba electro sumergible era imposible y que nunca iba a funcionar, pero el Sr. Clyde Alexander, luego vicepresidente y gerente general de la Phillips Petroleum Company, se enteró de la invención de Arutunoff y vio lo que esto podría hacer por la industria petrolera. Poco después, un acuerdo fue negociado con Phillips Petroleum Company para probar el equipo, y en 1928 Arutunoff se trasladó a Bartlesville y formó, con el apoyo de Phillips Petroleum Company, la Compañía Manufacturera Bart.

Con tres empleados, Arutunoff construyó e instaló el primer ESP en un pozo de petróleo en el campo El Dorado, cerca de Burns, Kansas. La noticia de su éxito creó un gran revuelo en el tablero de las petroleras. El New York Times envió a Arutunoff un telegrama diciendo: "Urgente por favor, descripciones buenas del aceite del motor fluyendo desde el fondo". Un artículo en un periódico Tulsa World en 1936 lo describió como "Un motor eléctrico con las proporciones de un poste delgado que se alza sobre su cabeza en el fondo de un pozo y levanta petróleo con su altura en pies".

3.2. LOS PRIMEROS AÑOS DE REDA

El nombre propio REDA fue la dirección de la empresa que había operado Arutonoff en Alemania, (*Russian Electrical Dynamo of Arutunof*). Los dos



primeros empleados que trabajaron para Arutonoff fueron el Sr. Scott C Beasley y el Sr S.N. Van Wert. En efecto, fue el Sr. VanWert quien fue el promotor real instrumental en la propuesta y la negociación del acuerdo con el Sr. Clyde Alexander de Phillips Petroleum para pasar a Bartlesville. Pronto se convertiría en un negocio espectacular. En 1938, se estimó que el dos por ciento del total de petróleo producido en los Estados Unidos con levantamiento artificial, fue levantado por las Bombas Reda. Reda continuamente expandió su fabricación, operaciones y servicio. Muchos miles de empleados compartirían el éxito de la bomba Reda.



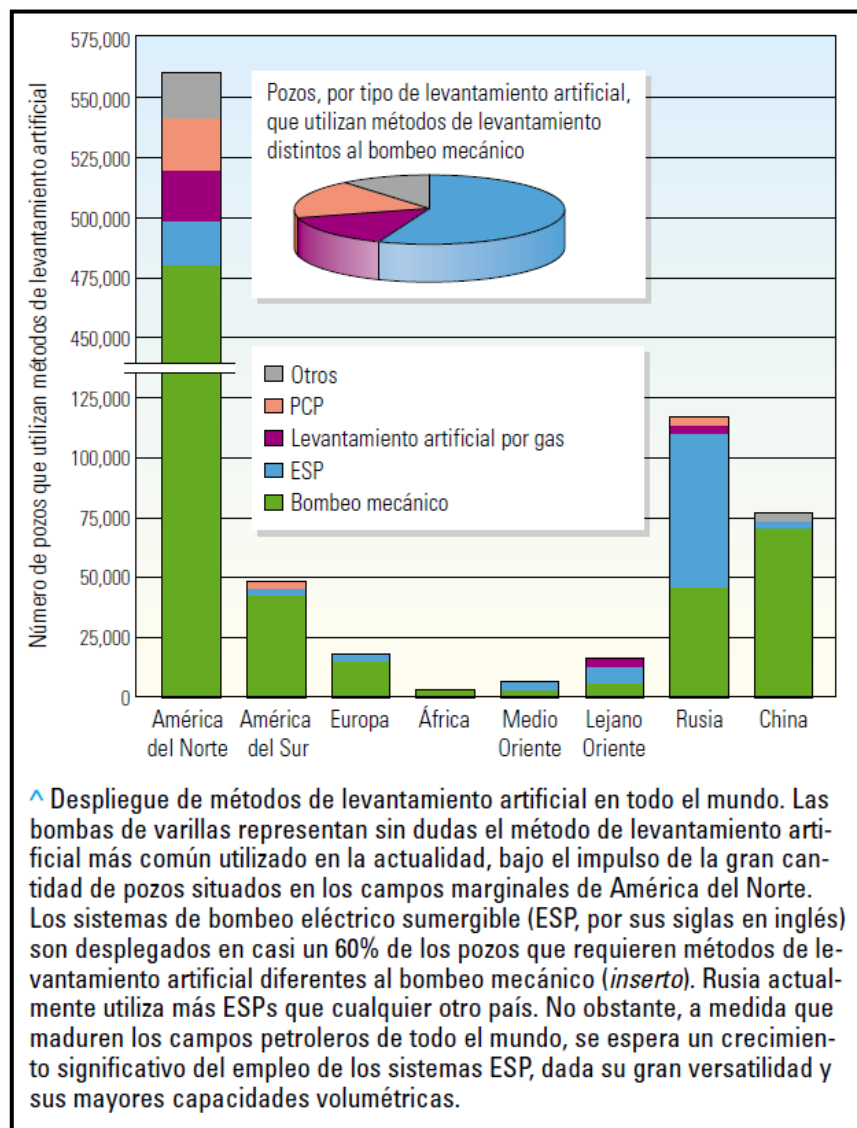
Instalación ESP # 1. Arriendo de Phillips Petroleum, cerca de Burns, Kansas, 1928. Arutonoff es el tercero desde la derecha, se muestra con los empleados originales de Reda.

La tecnología de la ESP para campos petroleros de Arutunoff rápidamente tuvo un impacto significativo en el negocio del petróleo. Su bomba fue crucial para el éxito de la producción de pozos de petróleo durante cientos de años. Arutunoff fue un ingenioso y productivo inventor, quien, entre otras prácticas originales, aseguró la puntualidad de los empleados REDA mediante el amueblamiento de su oficina con sólo tres sillas, repartidas durante el día por orden de llegada. Arutunoff obtendría 90 patentes con protección por patente a partir de la década de 1920 (ejemplo: Patente de EE.UU. 1 701 468 solicitada el 15 de abril de 1927, titulado "Motor Protector"). En 1930, la compañía se convirtió en Bombas REDA, un acrónimo para la "Russian Electrical Dynamo of Arutunoff". Ocupó el parque industrial de la ciudad justo al noroeste de la ciudad y la planta llegó a contar con nueve hectáreas, 30 veces su tamaño original, a través de adiciones en los 42 años. REDA se fusionó con TRW (otro acrónimo de Thompson, Ramo y Woolridge) en 1969 y más tarde TRW REDA adquirió el "Masonic Building" que había sido la sede de las Ciudades de Servicio. Toda la compañía REDA incluyendo la división REDA Oil Well Cable, con sede en Lawrence, Kansas, fueron vendidos por TRW en 1988 por unos \$ 300 millones y se convirtió en una división de Camco Inc. Diez años después, el 19 de junio de 1998, Schlumberger anunció que adquirió Camco en una acción de intercambio y su división ESP se volvió conocida como Sistemas de Producción Schlumberger REDA.

En 2001 la ciudad de Bartlesville, motivada por la necesidad de mantener los 500 puestos de trabajo en REDA, anunció un ambicioso plan para reconstruir la planta envejecida de la compañía. Los 16 diferentes contratos de arrendamiento del terreno de la planta ocupada se consolidaría en un solo contrato de arrendamiento, y la planta sería reconstruida por etapas resultando en una nueva ciudad con aire acondicionado propio, con más de 300 000 pies cuadrados. Pero el plan fue desechado a principios de 2003 cuando Schlumberger anunció que no reconstruiría las instalaciones, sino únicamente la renovación de las estructuras existentes. En 2004, Schlumberger vende los 170 000 metros cuadrados de los nueve pisos del "Masonic Building" a Rogers State University y terminó con las esperanzas de mantener la presencia de Reda en el icónico edificio.

CAPITULO IV TEORÍA DE LA ESP

Actualmente, más de 100 000 bombas eléctricas sumergibles se encuentran operando en el mundo. La mayoría de las ESP están instaladas en campos marginales de EUA, Europa y Asia.



Las técnicas de supervisión de la bomba, vigilancia rutinaria, diagnóstico y control, han contribuido a maximizar tanto la vida operativa del sistema de bombeo como el desempeño del pozo. En muchos casos, las acciones de supervisión son reactivas, alertando a los operadores acerca de la existencia de fallas de funcionamiento de la bomba o del sistema de suministro de energía, o fallas en la terminación del pozo.

Las prácticas de supervisión, realizadas a lo largo de toda la vida operativa de la ESP, proveen valiosa información para identificar la causa de la falla en caso de que el sistema falle antes de su expectativa de vida normal. El análisis en tiempo real permite al operador y al proveedor efectuar las modificaciones necesarias para aumentar la vida operativa sin incrementar el tiempo de inactividad del pozo.

La supervisión del sistema de bombeo también se traduce en medidas proactivas, instando a la implementación de prácticas de operación mejoradas que aumentan la vida operativa de la bomba, la productividad y el flujo de caja. Además, ayuda en la planeación de las operaciones de intervención de pozos antes de que se produzcan fallas costosas. Los especialistas de la industria consideran que el mejoramiento de las tecnologías de supervisión podría aportar beneficios operacionales y económicos a dos tercios de los pozos que producen por métodos de levantamiento artificial.

La obtención de datos de los sistemas ESP y datos de pozos esenciales es sólo parte de la solución. Utilizando poderosas herramientas de interpretación, los especialistas en sistemas ESP pueden proveer un diagnóstico preciso y oportuno y prescribir acciones correctivas, lo que hace que la supervisión sea global y consecuente.

Los problemas identificados a través de la supervisión de la bomba a menudo reflejan dificultades inmediatas o potenciales en un pozo productor. Los operadores que participan de la supervisión en tiempo real se enteran de algo más que el simple comportamiento de una bomba eléctrica sumergible; con frecuencia, descubren y resuelven problemas de pozos que no están relacionados con la bomba en sí.

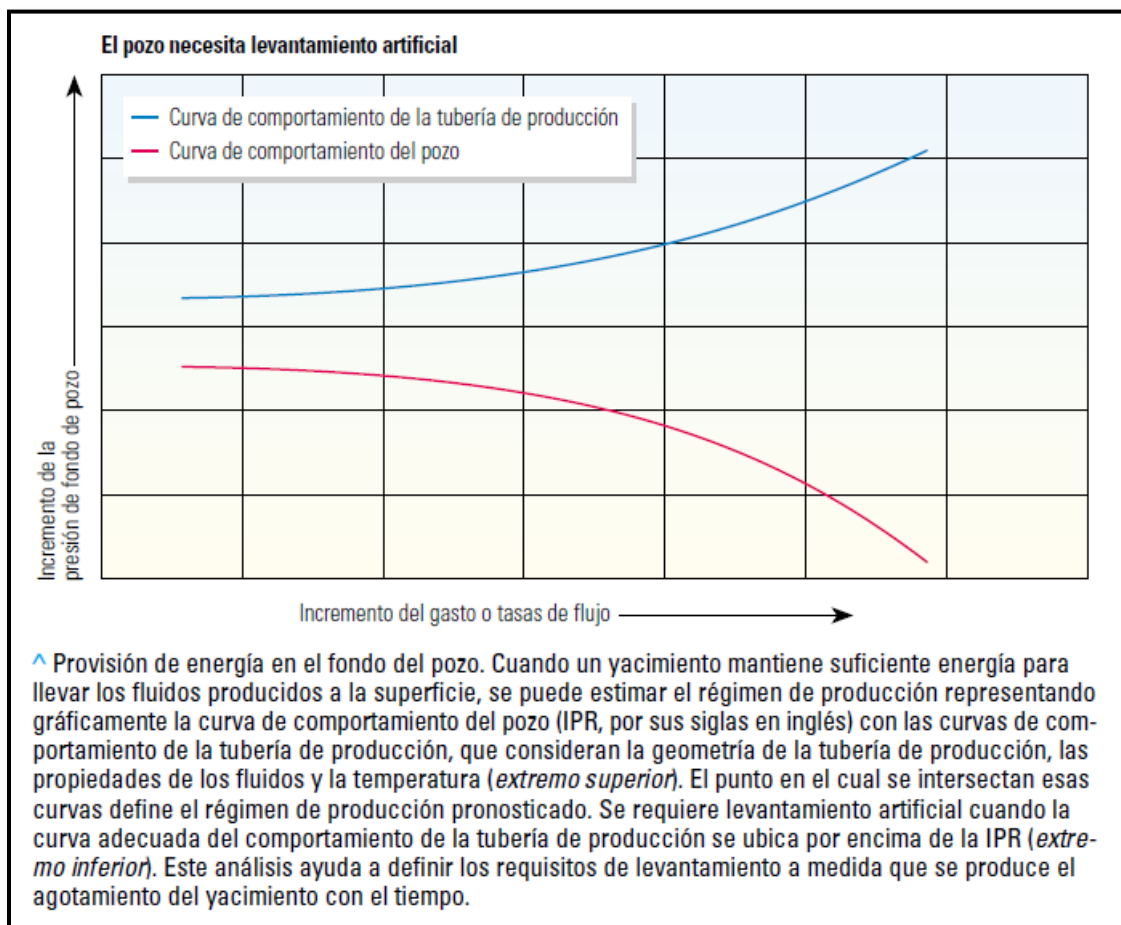
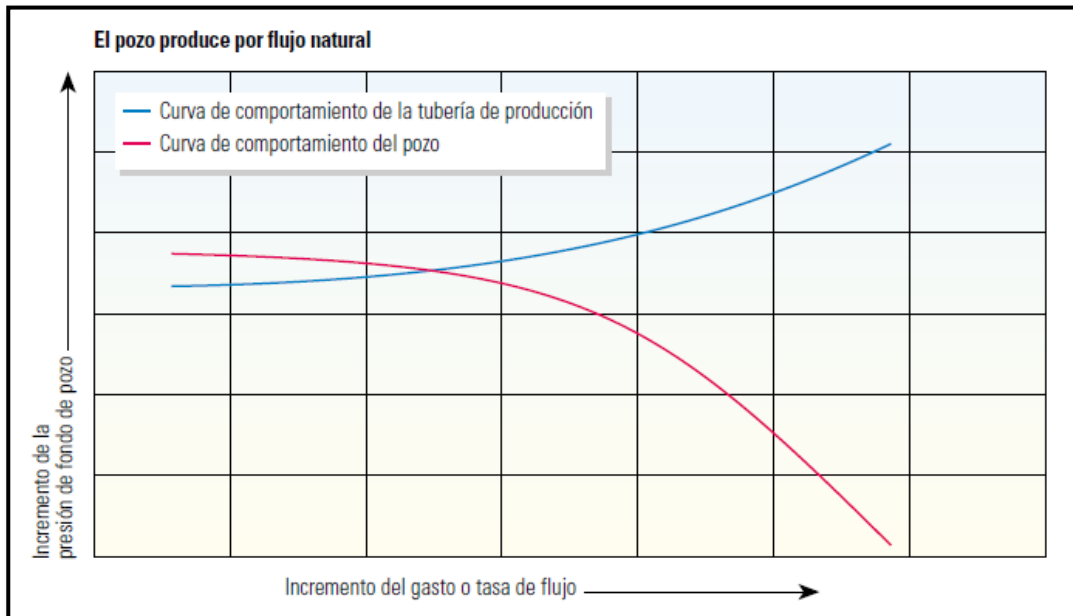
Los datos de los sensores de fondo de pozo ESP también pueden resultar de utilidad en las pruebas de pozos para determinar las propiedades de los yacimientos, tales como presión, permeabilidad y daño mecánico. Además, un método de pozos múltiples explota los datos ESP para descubrir la presencia de variaciones espaciales en los yacimientos, por ejemplo anisotropía y cambios de interfaces de fluidos.

La tecnología ESP evolucionó a través de los años para abordar las exigencias de las condiciones operativas y los requisitos de producción, tolerando temperaturas operativas más elevadas, superiores a 232°C [450°F], e incrementando la producción de gas y sólidos. Estos sistemas se despliegan ahora a profundidades de pozos de 4 570 m [15 000 pies] y en diámetros de tuberías de revestimiento que oscilan entre 4 1/2 y 13 3/8 pulgadas, arrojando regímenes de producción que fluctúan entre 150 B/D [24 m³/d] y 100 000 B/D [15 900 m³/d]. La determinación del tamaño y tipo de bomba que ha de instalarse depende de las geometrías del pozo y de la terminación, y de las características de producción anticipadas.

Inicialmente, la ESP se selecciona en base a la predicción del desempeño de la terminación, o el gasto o tasa de flujo. Esto suele implicar el examen de la curva de comportamiento del pozo, IPR (Inflow Performance Rate) que describe la respuesta de la producción a los cambios de la presión de fondo BHP (Bottom Hole Pressure).

Esta curva puede obtenerse de la presión del yacimiento y de una prueba de producción de pozo en condiciones estables. Dado que la producción real depende de diversos factores, incluyendo la geometría de la tubería de producción, las propiedades de los fluidos y la temperatura, se construye otra relación. Esta curva de comportamiento de la tubería de producción describe la presión de admisión de la tubería de producción para un rango de gastos o tasas de flujo. Cuando estas curvas de comportamiento del pozo y de la tubería de producción se representan gráficamente juntas, el punto de intersección en una gráfica común representa el gasto o tasa de flujo pronosticado del pozo. No obstante, cuando la curva de comportamiento de la tubería de producción cae por

encima de la curva IPR, se necesita más energía para producir los fluidos. Los métodos de levantamiento artificial correctamente seleccionados, como los sistemas ESPs, agregan energía al sistema, lo que permite que los fluidos de yacimiento sean llevados a la superficie.



Los sistemas ESP básicos comprenden un motor eléctrico, un protector, un separador de gas, una sección de bomba centrífuga de etapas múltiples, un cable de alimentación de energía, un controlador de motor, transformadores y una fuente de energía.

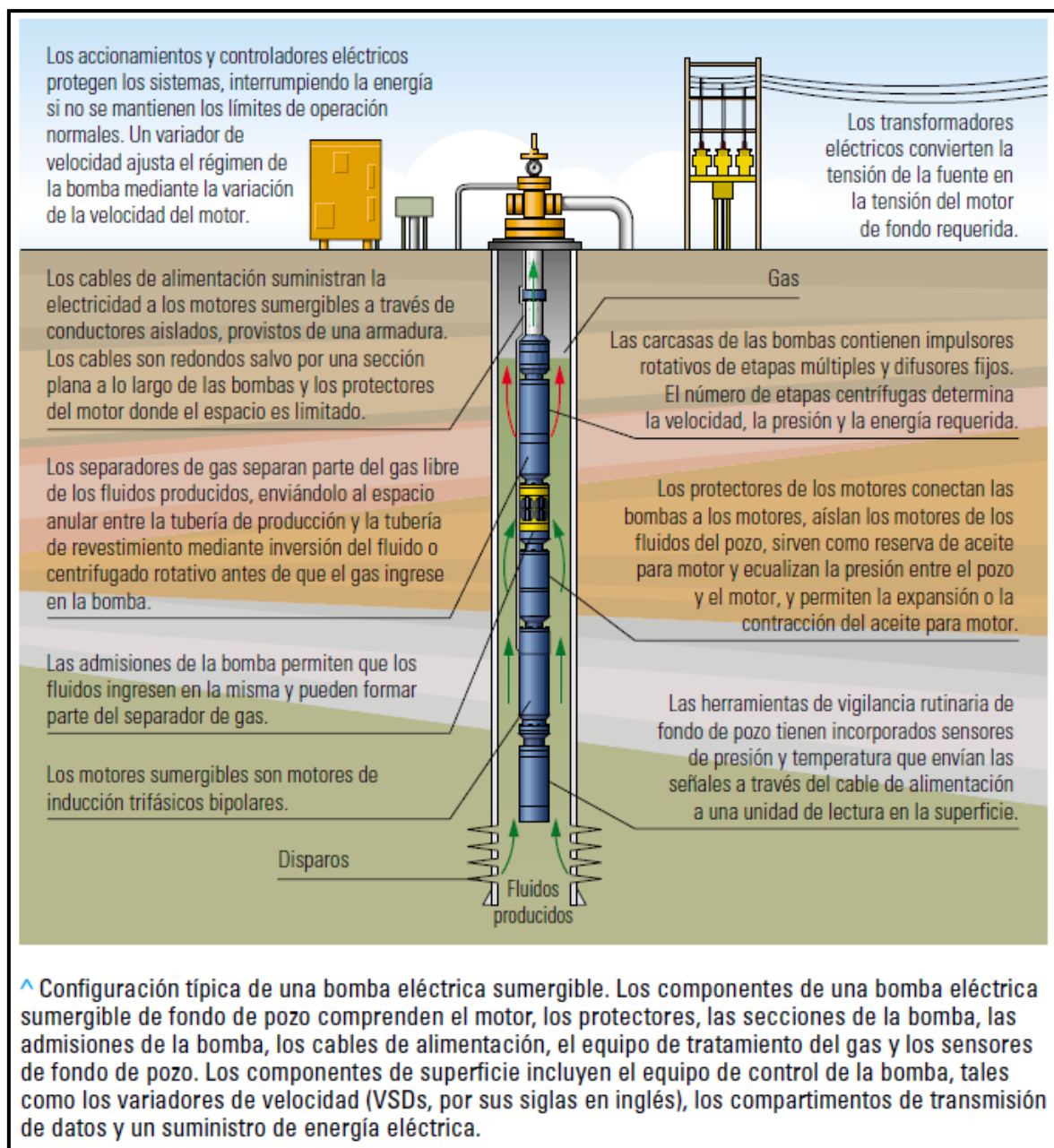
Para la vigilancia rutinaria de las condiciones de fondo de pozo y las condiciones operativas de la bomba, también se instala el instrumental de fondo de pozo. Las señales provenientes de los sensores son transmitidas a través del cable de alimentación a las unidades terminales remotas de superficie (RTUs, por sus siglas en inglés), lo que permite el muestreo continuo de las presiones, las temperaturas, la vibración, la corriente y la tensión.

Este sistema posee ciertas ventajas como:

- Usado tanto en pozos verticales como desviados.
- Pueden manejar tasas de producción alrededor de 200 a 90 000 BDP.
- Poco impacto en zonas urbanas, necesita poco espacio en equipo de superficie.
- Se facilita el monitoreo de presiones y temperaturas de fondo, por medio del uso de sensores.
- Alta resistencia a ambientes corrosivos dentro del hoyo.
- Puede operar a velocidades de bombeo variables, de bajo mantenimiento.
- Puede utilizarse en costa afuera, para inyectar fluidos a la formación.
- Aplicable a profundidades de 12000 a 15000 pies y posee un rango de eficiencia de 18 a 68 por ciento.

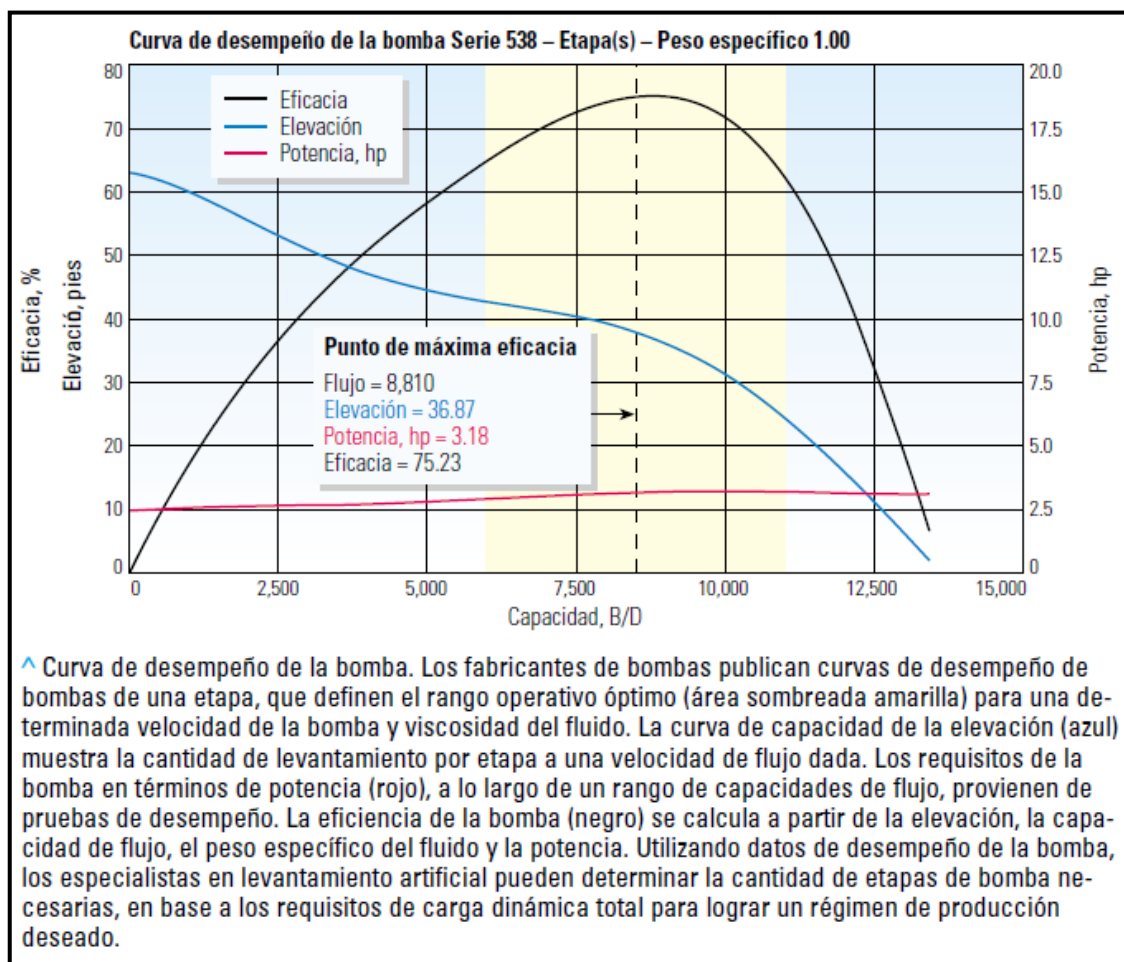
Y entre sus desventajas tenemos:

- Es imprescindible una fuente de corriente y se requieren altos voltajes.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas y dificultan el recorrido de la tubería de producción.
- No es funcional a altas profundidades debido al costo del cable, posibles problemas operacionales y se requiere de alta potencia en superficie.
- Susceptible a la producción de agua, gas y arena y no se debe utilizar en alta producción de sólidos.



Cada etapa de la bomba centrífuga dentro de la sección de la bomba comprende un impulsor rotativo y un difusor estacionario. Los fluidos que circundan a los impulsores rotativos son dirigidos tanto en dirección radial como tangencial, lo que produce el movimiento ascendente circular del fluido hacia la etapa superior inmediata de la bomba y, finalmente, a través de la tubería de producción. Los difusores estacionarios ayudan a convertir la energía cinética de los fluidos móviles en energía potencial; presión.

Esta energía convertida en presión pasa en sentido ascendente a la siguiente etapa. La velocidad de bombeo, o velocidad de descarga, es una función de la velocidad de rotación, el número de etapas, la carga dinámica que actúa contra una bomba eléctrica sumergible y la viscosidad del fluido que se está bombeando.



Estos factores dictaminan la presión diferencial a través del sistema de bombeo y, en consecuencia, el gasto o tasa de flujo. No obstante, para una bomba determinada, existe una velocidad de flujo de diseño óptima que maximiza la eficiencia y la vida operativa de la bomba. Por este motivo, los fabricantes de bombas eléctricas sumergibles especifican un rango operativo recomendado. El hecho de operar dentro del rango recomendado por el fabricante no garantiza en sí una operación de bombeo libre de problemas. Existe una variedad de condiciones y dificultades que los especialistas deben considerar al diseñar un sistema de levantamiento artificial para un yacimiento y un pozo específico.

4.1. PARÁMETROS HIDRÁULICOS Y CONDICIONES DEL POZO

- Presión Estática
- Presión Fluyente
- Temperatura Fondo
- Temperatura Superficie
- Presión de Succión
- Gravedad API
- Viscosidad del Crudo
- Gravedad especifica del Gas
- Presión en el Casing
- Nivel de Fluido Estático
- Nivel de Fluido Dinámico
- Medida del Estrangulador
- Producción de Asfaltenos
- Producción de Parafina
- Diámetro del Tubing
- Diámetro del Casing
- Profundidad de la Bomba
- Perdida de Fricción en la Tubería
- Factor de Volumen de Formación
- Corte de Agua
- Contenido de H₂S
- Contenido de CO₂
- Producción de Arena
- Profundidad de Perforaciones
- Indice de Productividad
- Daño a la Formación
- Perforaciones Parcialmente Taponeadas
- GOR
- Presión en el Tubing
- Presión de Descarga
- Presión de Colapso de la Bomba
- Temperatura del Motor
- Temperatura del Aceite Dielectrico
- Vibración
- Pérdida de Corriente
- Producción
- Punto Inicial de Operación en el Diseño
- Contrapresión
- Carga sobre el Protector
- Pozo Vertical
- Pozo Desviado
- Pozo Horizontal

4.2. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA BES

- Calidad de Suministro de Energía:
Alta y Baja Tensión
- Voltaje del Motor
- Amperios del Motor
- HP del Motor
- KVA del Variador
- Tipo de Variador y Tecnología
- Capacitancia
- Armónicas
- Filtro de Armónicas
- Distorsión Armónica en Voltaje (THDV)

- Distorsión Armónica en Amperaje (THDA)
- Nro. De pulsos del Variador
- Máximos KVA del variador
- Máximos Hz del Motor
- Máximos Hz del Variador
- Overload (Parámetro Sobre Carga)
- Underload (Parámetro Baja Carga)
- I Limit
- I Limit Sync
- Voltaje Requerido en Superficie
- TAP Seleccionado
- Impedancia
- Factor de Potencia
- Inductancia
- Máximos KVA del Transformador Elevador
- Longitud del Cable de Superficie
- Pérdida de Voltaje
- Corrección de Perdida de Voltaje por Temperatura
- Carga sobre Motor
- Entre Otros

4.3. CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA SELECCIÓN Y DISEÑO DE LA BOMBA

- La selección y diseño del numero de etapas de la bomba es de acuerdo a la altura dinámica total que se calcula en pies (Fricción + Presión en el cabezal + nivel dinámico) y la altura dinámica de cada etapa.
- El tipo de bomba es de acuerdo al caudal requerido.
- Verificar la geometría del pozo.
- La selección del tipo de impulsor es importante, mas aun cuando tenemos presencia de sólidos y/o gas.
- El tipo de impulsor radial (panqueque) está en el rango 150 – 2500 BPD.
- El tipo de impulsor flujo mixto está en el rango de 1700-20000 BPD.
- La selección del housing es de acuerdo a las condiciones del pozo.
- La profundidad de la bomba debe ser seleccionada en una zona que tenga la misma inclinación y no dejar la bomba en zonas de alto dogleg.
- En zonas de alto dogleg mayores a 4 grados/100 pies, la introducción del equipo BES debe de ser con extremo cuidado.
- Para pozos con producción de arena, la construcción y diseño de las etapas debe de ser con material resistente a la abrasión.

4.4. CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA SELECCIÓN Y DISEÑO DEL SELLO O PROTECTOR BES

- La selección de fabricación de las bolsas elastómeras es muy importante por la acción de las químicas que en algunos casos se usan en los pozos, principalmente cuando son ácidos HCL, HF.
- La construcción del sello/protector puede ser con cámaras laberínticas y/o bolsas elastómeras.
- Para profundidades de asentamiento en donde el ángulo de inclinación es mayor a 30 grados se recomienda usar bolsas elastómeras.
- Para pozos en donde la bajada del equipo BES tenga que pasar por altos dogleg o ángulos de inclinación mayor que 45 grados, se recomienda usar bolsas elastómeras.
- Los principales enemigos del sello son: Excesivo empuje hacia abajo, vibraciones, desalineamientos, fluidos y materiales extraños, por lo que se recomienda introducir en el diseño y construcción del equipo bujes AR en los sellos mecánicos.
- Excesivas paradas de los equipos afectan el volumen de aceite dieléctrico en el sello.

4.5. CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA SELECCIÓN Y DISEÑO DEL MOTOR

- La selección se realiza de acuerdo a la potencia requerida por el número de etapas de la bomba.
- En condiciones ideales para el sistema BES, a la potencia requerida se recomienda incrementar entre 6% y 10% por factor de seguridad.
- Para petróleo entre 9° API y 11° API se recomienda un factor de seguridad que puede variar entre 30% y 50%.
- Si se tiene dos o tres opciones de motores con los mismos HP y diferente amperaje, se recomienda seleccionar el de menor amperaje.
- Los motores de mayor amperaje trabajan con mayor calentamiento (hay que adicionar el calor por las armónicas y la temperatura del pozo).

- El costo de motores de mayor amperaje es más alto debido a que la constitución de su aislamiento es de calce superior, el devanado (embobinado) es más robusto.
- Se debe tener en cuenta la geometría del pozo.
- Verificar la temperatura del pozo.
- Se debe de seleccionar un buen material en la zapata de empuje del motor. (La zapata de empuje cumple la función de soportar todo el peso de los protectores y va instalada en la parte superior del motor).
- La selección del aceite dieléctrico es muy importante, si recomienda realizar un estudio de compatibilidad entre la densidad del aceite dieléctrico propuesto por los fabricantes y la densidad del fluido del pozo.
- La selección de la carcasa es de acuerdo a las condiciones del pozo.
- La profundidad del motor debe de ser seleccionada en una zona que tenga la misma inclinación.
- En zonas de alto dogleg mayores a 4 grados/100 pies, la introducción del equipo BES debe de ser con extremo cuidado.
- Cuando se haya seleccionado el motor, se recomienda solicitar al fabricante las pruebas que se realizan al motor en condiciones dinámicas y estáticas: coast time, continuidad, aislamiento, rotación de fases, entre otras pruebas que se realicen en la fábrica.

4.6. CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA SELECCIÓN Y DISEÑO DEL CABLE DE POTENCIA

- Temperatura del pozo
- Profundidad de asentamiento de la bomba
- Geometría del pozo.
- Configuración del cable: Redondo, plano
- Comparación de desbalance entre cables.
- KV y amperios máximos de operación.
- Material de la carcasa del cable de potencia es de acuerdo a las condiciones del pozo.

- Se recomienda que la caída del cable seleccionado tenga menor de 30 voltios por cada 1000 pies, asimismo la caída de voltaje debe de ser corregida por temperatura.
- Los cables se seleccionan de acuerdo a su área seccional (AWG = American Wire Gauge), KV, amperios. Por ejemplo:
 - **AWG No 1 Cu Amperaje máximo 110 voltios**
 - **AWG No 2 Cu Amperaje máximo 94**
 - **AWG No 4 Cu Amperaje máximo 70**
 - **AWG No 6 Cu Amperaje máximo 53**
- Seleccionar tipo de aislamiento, principalmente cuando tenemos pozos con alto GOR o cuando en operaciones posteriores tenemos la necesidad de inyectar químicas convencionales o ácidos.
- Verificar que en la selección y compra del cable, no tengan empalmes hechos en fábrica.
- Costo del cable.

4.7. PROBLEMAS EN EL BOMBEO

Si bien los avances registrados en el diseño de las bombas eléctricas sumergibles han permitido abordar muchos ambientes de producción problemáticos, la lista de desafíos sigue siendo extensa e incluye pozos con gran volumen de gas, sólidos producidos y ambientes corrosivos y de alta temperatura. El diseño incorrecto del sistema de levantamiento artificial también puede empeorar la situación tanto en condiciones rigurosas como en condiciones benignas.

El gas producido en los pozos de petróleo puede afectar drásticamente el desempeño y la longevidad de la bomba. Cuando el volumen de gas libre presente en el fluido se aproxima a 10% por volumen, puede producirse obturación por gas. La obturación por gas es una forma de cavitación que hace que las bombas funcionen a un ritmo irregular y fallen prematuramente. El fenómeno de cavitación se produce en una bomba, en pozos de presión relativamente baja, cuando las cavidades de vapor colapsan al alcanzar el lado de alta presión del impulsor. Esto genera ruido y vibración y puede provocar la falla

del eje de la bomba eléctrica sumergible o la fatiga mecánica de los otros componentes. A niveles de gas libre manejables, este problema puede aliviarse de distintas maneras.

El mantenimiento de una presión de admisión de bomba más alta evita que se forme gas libre en el fondo del pozo. Reducir el régimen de producción o emplazar la ESP en una posición más baja dentro del pozo son dos formas de incrementar la presión de admisión, aumentando de este modo el peso de la columna de fluido que se encuentra por encima del punto de admisión de la bomba.

Los sistemas de bombeo fusiformes con secciones múltiples que decrecen progresivamente en volumen permiten reducir el riesgo de obturación por gas mediante la reducción del volumen de gas libre a niveles manejables. Otra forma común de manejar la presencia de gas libre es mediante la instalación de un dispositivo de tratamiento de gas, o separador de gas, debajo de la sección de la bomba, lo que permite que gran parte del gas pase por alto la sección de la bomba. La nueva tecnología, tal como el sistema de tratamiento de gas Poseidón, ha demostrado la capacidad para manejar volúmenes de gas libre de hasta un 75% sin que se produzca obturación por gas, aumentando efectivamente los regímenes de producción de líquidos y extendiendo la vida útil del motor ESP.

Otro desafío común para los sistemas ESP existe en los pozos que producen sólidos abrasivos. Los sólidos producidos, incluyendo arena de formación, incrustaciones, causan desgaste excesivo cuando son absorbidos por la bomba. Ésta es una de las causas principales de la obturación y la falla de las bombas eléctricas sumergibles, que condujo al desarrollo de las bombas resistentes a la abrasión. El mayor conocimiento de los mecanismos de producción de arena de formación también ayuda a combatir este problema porque los operadores ahora minimizan la producción de arena a través de prácticas de terminación y producción optimizadas, incluyendo la supervisión del sistema de levantamiento.

Junto con la profundidad de los pozos, también crecieron los desafíos asociados con las operaciones ESP. Las elevadas temperaturas relacionadas con los pozos

más profundos degradan los sistemas de aislamiento y sellado de las bombas eléctricas sumergibles, produciendo finalmente la falla del motor. Para superar estos desafíos, los avances registrados en las tecnologías de aislamiento y sellado a altas temperaturas llevaron los márgenes de temperatura de trabajo de las bombas eléctricas sumergibles más allá de los 450°F. Además de tolerar la temperatura geotérmica, los motores ESP generan su propio calor relacionado con la carga de la bomba como una fracción de la potencia del motor.

El desarrollo de los nuevos controladores de variadores de velocidad (VSD) para los sistemas ESP otorga a los operadores la flexibilidad necesaria para variar la velocidad de los motores a fin de lograr velocidades de bombeo óptimas a frecuencias variables, manejando mejor la energía y en consecuencia el calor. Cuanto más tiene que trabajar el motor, más elevada es su temperatura interna de bobinado. Además, se debe considerar la velocidad del fluido a la profundidad del motor para el enfriamiento del mismo.

Otro aspecto perjudicial de los ambientes operativos de alta temperatura es la corrosión acelerada producida por los fluidos de fondo de pozo. A presiones y temperaturas elevadas, el ácido sulfhídrico [H₂S], el dióxido de carbono [CO₂] y ciertos productos químicos utilizados en tratamientos de pozos pueden dañar los sellos, permitiendo el ingreso de fluidos dañinos que atacan los componentes críticos del motor. El material aislante de los cables utilizados para suministrar energía a la bomba eléctrica sumergible y la recolección de datos también son elementos vulnerables en estos entornos. A nivel industrial, el quemado del motor atribuido al ingreso de agua es una de las causas más comunes de las fallas relacionadas con los equipos en los sistemas ESP.

El diseño inadecuado del sistema o las prácticas operativas incorrectas también pueden producir la falla de la ESP. En muchos casos, no es posible la operación óptima de la bomba porque en las etapas de diseño del sistema de levantamiento artificial no se modeló correctamente el comportamiento del pozo. Esto suele traducirse en el subdimensionamiento o el sobredimensionamiento de la bomba eléctrica sumergible. Cuando la bomba eléctrica sumergible está sobredimensionada, puede suceder que se “agote” el nivel de fluido del pozo,

causando la detención automática de la bomba durante un cierto período para permitir que el fluido de yacimiento reingrese en el pozo. La repetición de esta secuencia de encendido y apagado, que se conoce como funcionamiento cíclico, impone un esfuerzo enorme sobre el sistema ESP acortando su vida operativa y produciendo finalmente su falla.

La utilización de controladores VSD ayuda a reducir o eliminar el funcionamiento cíclico permitiendo al operador optimizar el régimen de producción para lograr operaciones de bombeo continuas. No obstante, en ciertos pozos, la utilización de controladores VSD no se justifica desde el punto de vista económico. Sin embargo, la precisión de los modelos y el correcto diseño de los sistemas de levantamiento artificial siguen siendo elementos importantes para extender la vida útil de la bomba y reducir los costos de levantamiento.

Como sucede con el cuidado de la salud humana, la vigilancia rutinaria de las estadísticas vitales ayuda a reducir el riesgo de problemas de debilitamiento que disminuyen la expectativa de vida.

Las nuevas técnicas de supervisión de las bombas eléctricas sumergibles alertan a los especialistas en levantamiento artificial acerca de la existencia de problemas reales o potenciales en forma inmediata y dirigen la adopción de medidas, ya sea cambiando las prácticas de producción, programando tareas de remediación o modificando la operación de la bomba eléctrica sumergible a distancia, a través de la utilización de las capacidades de control. Con una lista exhaustiva de problemas potenciales, es evidente que la salud de las bombas eléctricas sumergibles y por ende, la de los pozos en sí, siempre es incierta.

CAPITULO V

TEORIA DEL SISTEMA ESPWATCHER

Es un nuevo servicio de Schlumberger para monitorear y controlar remotamente los sistemas ESP, de esta forma mejorar la producción y el desempeño de los sistemas de bombeo electro sumergible, reduciendo los costos operativos.

El servicio espWatcher proporciona monitoreo en tiempo real y el control de sistemas de bombeo electro sumergible contando con un sistema de control remoto, adquisición de datos por satélite, notificación de alarmas y llamadas de alerta, el arranque de bomba a distancia y control de la velocidad, e investigación a distancia de los problemas que se pueden encontrar en los sistemas ESP.

Con el apoyo de expertos de Schlumberger, el servicio espWacher permite mejorar el manejo de los pozos: arranque, controles de funcionamientos regulares de los pozos, diagnósticos y optimización. Este servicio altamente configurable permite que las alarmas de umbral se configuren para varias combinaciones de data.

Con este servicio la intervención a distancia de la bomba es posible. También es posible ir más allá de la bomba para una completación y registro de las arenas. Por ejemplo, el control de la presión del pozo puede ayudar a evitar el arenamiento, y el seguimiento estimado del corte de agua puede ayudar a controlar o evitar la conicidad.

Dado que el servicio espWatcher es satelital, este se adapta bien a lugares remotos y hostiles, o los que tienen poco o nada de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA). Los sistemas de supervisión, control y adquisición

de datos (SCADA, por sus siglas en inglés) constituyen un recolector central de datos provenientes de todos los sensores de fondo y pueden iniciar acciones a través de los controles enlazados o alertar a los operadores. El sistema SCADA se aplica a cualquier equipo, desde un sistema totalmente integrado que opera centrales nucleares, por ejemplo, hasta un sistema diseñado específicamente para manejar un grupo de pozos. Sin embargo, el sistema espWatcher puede ser instalado para correr en paralelo a los existentes sistemas SCADA.

El elemento de tiempo real, seguro, del servicio espWatcher es habilitado por el sistema de vigilancia rutinaria y envío de datos InterACT, al que se accede a través de la Internet. Este sistema suministra la información necesaria que alimenta las secuencias de tareas críticas enviadas a tiempo para facilitar el análisis de datos, la cooperación, la planeación y la toma de decisiones.

5.1. VALOR ADICIONAL

Se estima que dos de tres pozos con levantamiento artificial presentan un rendimiento inferior. El servicio espWatcher proporciona oportunidades significativas para mejorar la producción y el tiempo de vida.

Un reporte de inicio estándar incluye la calibración y validación de la bomba y la operación del pozo. También proporciona la base que sirve para comparar las mediciones futuras. El buen chequeo es una fotografía proporcionada en una frecuencia regular, por lo general cada hora durante las primeras 24 horas y luego cada pocos días después de la estabilización del pozo.

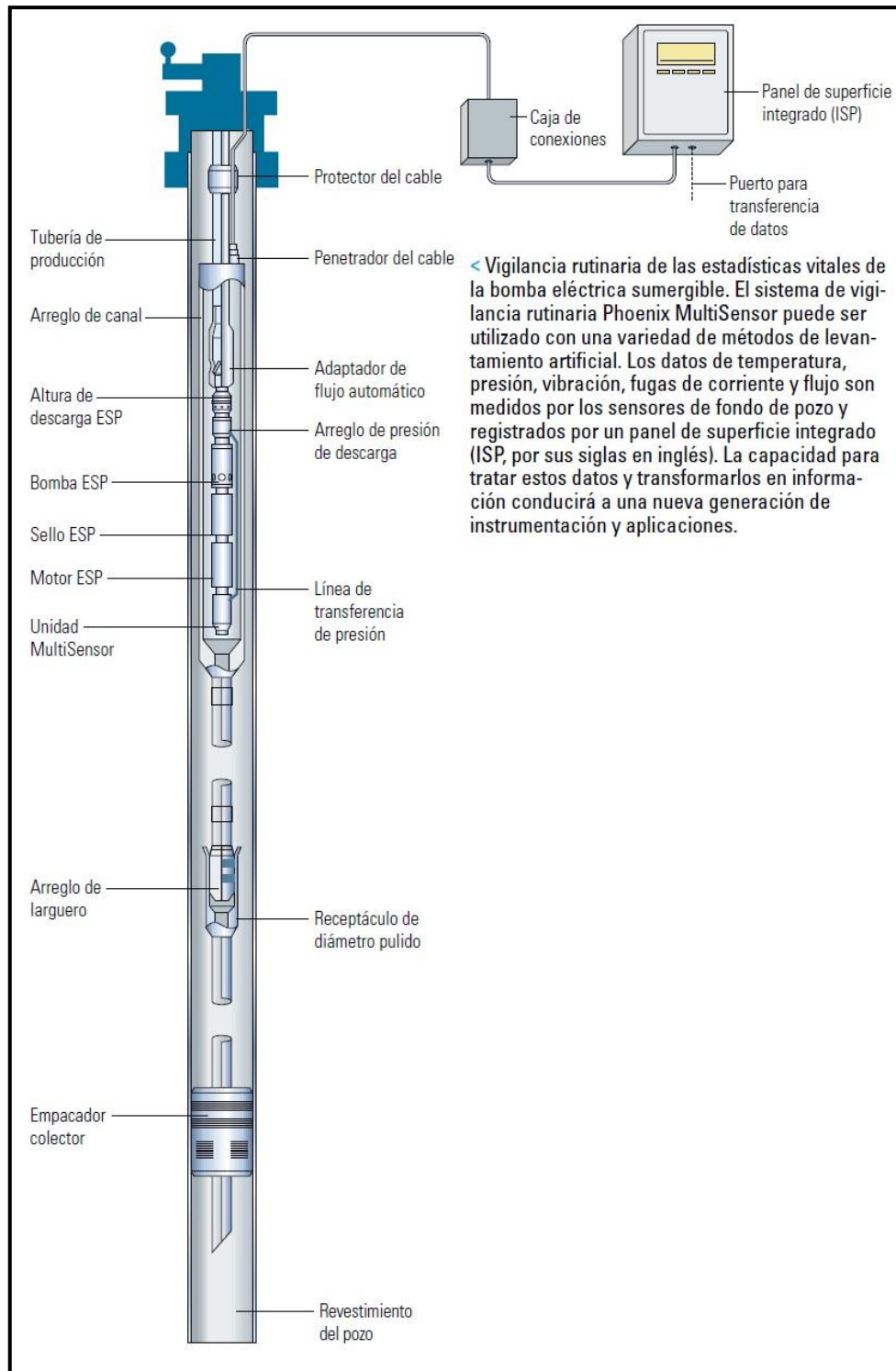
Diagnósticos son realizados mensualmente. También pueden ser provocados por los acontecimientos. Estos controles y reportes identifican problemas potenciales en la bomba causados por cambios en las condiciones del pozo antes de que puedan ocurrir daños graves. También permiten la mejora del mantenimiento preventivo y la planificación de trabajos de workover. La amplia experiencia de Schlumberger en bombas sumergibles y la optimización del levantamiento artificial es el soporte clave de los servicios espWachter.

5.2. BOMBAS SIN FALLAS PARA POZOS PRODUCTIVOS

En el pasado, el principal método de vigilancia rutinaria de las bombas eléctricas sumergibles medía sólo la corriente del motor, graficando los datos en tablas de amperaje en la superficie. Este método sigue siendo común actualmente y requiere mano de obra extensiva y visitas regulares a la locación del pozo para recolectar datos y efectuar los ajustes necesarios en las operaciones de bombeo y pozo.

Ahora se dispone de un enorme volumen de información proveniente de los sensores de fondo de pozo para asegurar el desempeño óptimo de las bombas eléctricas sumergibles.

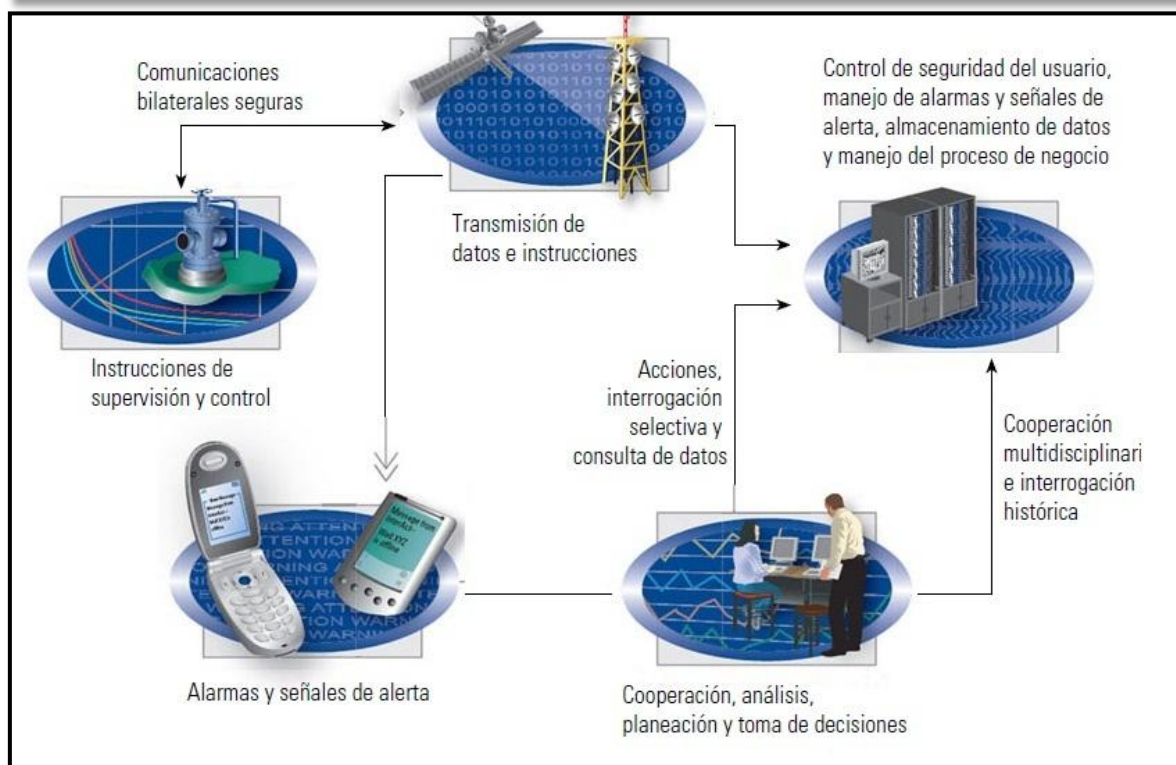
Por ejemplo, el sistema de vigilancia rutinaria de las operaciones de levantamiento artificial Phoenix MultiSensor para terminaciones con bombas sumergibles adquiere continuamente datos de presión de admisión y descarga; temperaturas de admisión, motor y descarga; y datos de vibración y fugas de corriente. Hoy en día, la mayoría de los métodos de vigilancia rutinaria de las bombas utilizan los sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA). No obstante, las capacidades de los sistemas SCADA oscilan entre muy limitadas y extensivas, difiriendo entre un campo y otro.



Estas deficiencias en lo que respecta a capacidad plantean desafíos a los operadores y proveedores de servicios que desean explotar los sistemas modernos de vigilancia rutinaria de las operaciones de levantamiento artificial.

Los datos ESP deben ser entregados a los especialistas que correspondan en forma oportuna y segura a fin de pasar de un enfoque reactivo a una secuencia de tareas preventivas y predictivas. Schlumberger ha desarrollado el sistema de supervisión de bombas eléctricas sumergibles espWatcher para conectar los equipos de producción de sus pozos y campos petroleros en tiempo real, incluso en pozos sin instalaciones SCADA. Las comunicaciones bilaterales seguras permiten la transmisión de datos de pozos e instrucciones remotas del personal especialista en levantamiento artificial nuevamente a la bomba. Las instrucciones remotas incluyen los comandos de puesta en marcha y detención, o el control de la velocidad de la bomba eléctrica sumergible con los sistemas VSD.

^ Comunicaciones, conectividad, cooperación y control. Ahora los especialistas pueden conectarse con los sistemas ESP a distancia utilizando comunicaciones bilaterales seguras. Un innovador sistema de alerta y alarma advierte de inmediato a los usuarios acerca de problemas en desarrollo, acelerando la planeación de medidas de remediación y minimizando el tiempo de inactividad de la bomba. El sistema espWatcher permite la interrogación selectiva de los datos en tiempo real y la interrogación histórica de los datos almacenados para el análisis de desempeño de la bomba y del pozo.



El servicio espWatcher incorpora alarmas y alertas, que se regulan de acuerdo con valores umbrales definidos por el usuario, para notificar al equipo de producción problemas potenciales incluyendo una indicación de la severidad del

problema. Ahora es posible la supervisión de bombas eléctricas sumergibles múltiples instaladas en pozos y campos múltiples, lo que permite a los especialistas disponer de los datos en tiempo real y elimina la necesidad de contar con sistemas de vigilancia rutinaria en sitio.

Los operadores que utilizan el servicio espWatcher pueden evaluar el tiempo de actividad del campo a partir de una visualización simple que clasifica los pozos por el estado de alarma y de acuerdo con el volumen de producción diferida de petróleo del pozo.

The screenshot displays the Schlumberger espWatcher interface. It features a central map showing the locations of wells, color-coded by status: Green (operating normally), Yellow (operating with deviations), and Red (well is down). To the right, there are two tables listing well details and alerts.

Well	Description	Recommendation	Reports
B0	Shutdown	Ready for dd	View
B4	Shutdown	Power loss	View

Well	Description	Recommendation	Reports
B3	Lo Amps	Investigate wear	View
B8	Lo Amps	Request rate	View
B9	Gas	Verify rate	View
B10	Lo Amps	Excessive gas	View
B5	Lo Amps	Request rate	View

Color	Meaning
Green	well is operating within acceptable range
Yellow	well is operating, but some measurement has deviated outside acceptable range
Red	well is down

^ Visualización del estado del campo. Una captura de pantalla del servicio espWatcher demuestra cómo ayuda a los especialistas en sistemas ESP a evaluar el tiempo de actividad del campo a partir de una visualización simple que clasifica los pozos por estado de alarma y de acuerdo con los volúmenes de producción diferida de petróleo. Los códigos de supervisión de color verde, amarillo y rojo indican el estado de los pozos. Para un pozo dado, el código verde indica que la bomba está funcionando normalmente. Un código de alarma amarillo significa que existen problemas potenciales en el pozo o en la bomba, mientras que un código de alarma rojo le indica al especialista en supervisión que la bomba se ha detenido o que no existe comunicación con la localización del pozo.

Este servicio también permite a los equipos a cargo de los activos examinar los factores económicos del pozo y del campo petrolero asociados con las operaciones de bombeo, tales como tiempo de actividad, tiempo de inactividad y cierres de pozos, volúmenes de líquidos producidos, y consumo de energía en función del tiempo. El sistema provee a los especialistas en bombas eléctricas

sumergibles datos dinámicos y datos estáticos que se utilizan para determinar el estado del pozo y las tendencias de desempeño.

Esta conectividad resulta particularmente importante en las primeras semanas posteriores a la instalación de una bomba eléctrica sumergible; durante este período pueden surgir diversos problemas operacionales y de pozos.

5.3. COMPONENTES CONVENCIONALES

- Sistema Reda ESP
- Sistema de vigilancia rutinaria y envío de datos InterAct
- Sistema de vigilancia rutinaria de las operaciones de levantamiento artificial Phoenix Multisensor o Phoenix Select
- Sensores adicionales de superficie, tales como la presión en cabeza de pozo y caudal

5.4. BENEFICIOS

- Incremento del tiempo de actividad de la bomba y del pozo
- Extensión del tiempo de vida de la bomba
- Reducción de las intervenciones del pozo
- Establecimiento de prioridades de trabajo en el pozo
- Mejoramiento de operación de la bomba
- Optimización de la producción
- Reducción de las visitas personalizadas al pozo
- Instalación, mantenimiento y sistema de administración rentable
- Adquisición y transmisión de datos vía satélite
- Control remoto de arranques y paradas
- Control de frecuencias
- Notificación de eventos/alarmas por teléfono, email, SMS
- Monitoreo en tiempo real
- Soluciones remotas

5.5. COMO TRABAJA EL SISTEMA

En la locación del pozo, los nuevos o ya existentes controladores de bombas, conjuntamente con los sistemas de comunicación de sensores de superficie interactúan con el “site communication box” (SCB). El SCB contiene un radio satélite, una batería de respaldo con un panel solar opcional y un comunicador de proceso asistido, capaz de interactuar con variadores de velocidad fija y variable por control remoto. El SCB proporciona la interfaz para todas las unidades terminales remotas del pozo. Este envía data y maneja los comandos desde el Centro de Conectividad Segura.

Los datos se transfieren a un sistema de gestión remota alojada dentro de Schlumberger, con acceso a Internet a través del sistema InterAct, donde también está habilitado el control remoto.

5.6. DESPLIEGUE GLOBAL, SOPORTE GLOBAL

Desde la introducción temprana en el 2003 del espWatcher, las aplicaciones de este sistema se han estado incrementando rápidamente.

Schlumberger y expertos clientes pueden colaborar en toda una gama de situaciones que se enfrentan cuando se gestionan bombas electro sumergibles. El Centro de Excelencia de Artificial Lift de Schlumberger tiene un equipo de expertos quienes colaboran regularmente con los clientes y las locaciones de campo, proporcionando una gama de servicios y soporte a las instalaciones espWatcher.

5.7. PRIMERA PRUEBA

El primer proyecto espWatcher fue implementado por un operador en Colombia, donde la compañía ha estado operando por 46 años. Muchas de sus operaciones se realizan en locaciones geológicamente remotas. El operador espera mejorar el manejo de la producción usando información de flujo en tiempo real,

proporcionando por la tecnología InterACT y espWatcher. Esto es especialmente importante para campos remotos con riesgos medioambientales.

5.8. EJEMPLOS DE APLICACIONES DEL SERVICIO ESPWATCHER

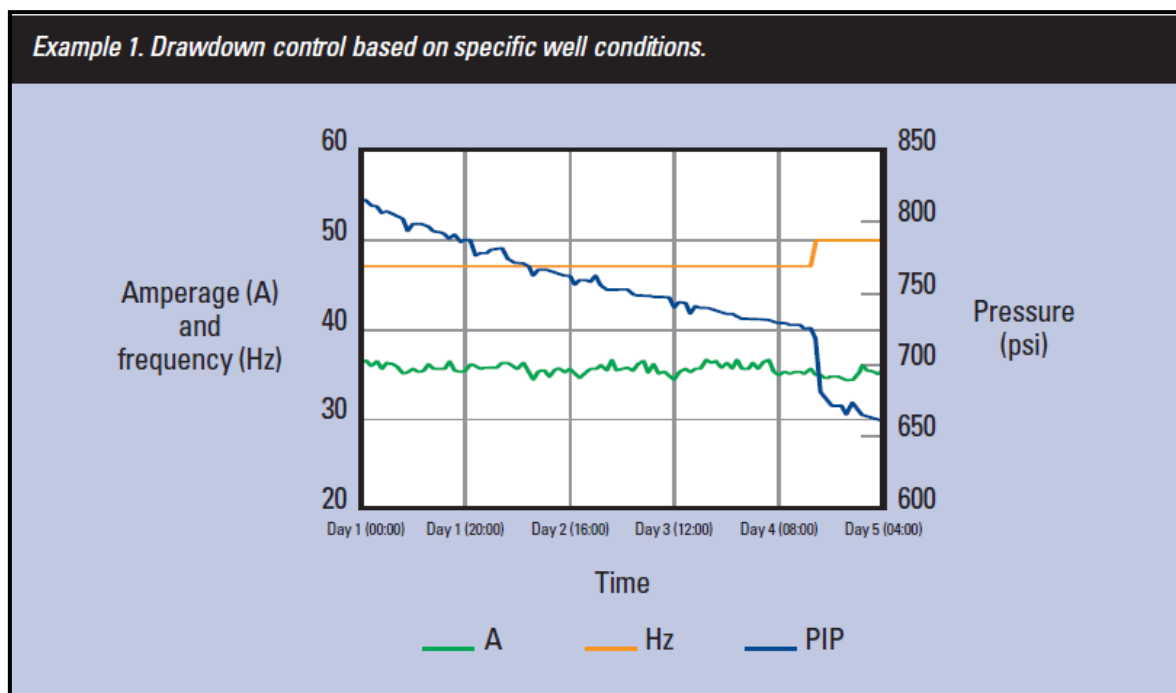
El servicio de monitoreo en tiempo real y control de sistemas eléctricos de bombeo electro sumergible (ESPs) espWatcher está eliminando los problemas que tradicionalmente han afectado los pozos ESP, reduciendo así los costos de operación y ayudando a mantener la producción. El servicio permite a los expertos de cualquier parte del mundo, incluyendo científicos de Levantamiento Artificial de Schlumberger, estar al tanto del rendimiento de la bomba y colaborar para apoyar las operaciones de levantamiento artificial.

El servicio espWatcher permite la evaluación de los potenciales beneficios económicos basados en los requerimientos únicos de cada proyecto de campo. Los siguientes son ejemplos de aplicaciones con valor agregado en donde se demostraron los beneficios económicos.

5.8.1. Control de Drawdown Basado en Condiciones Específicas de Pozo

Antes de que el servicio espWatcher estuviera disponible, técnicos de campo a menudo seguían procedimientos estándar que no permitían que las características únicas del pozo sean levantadas a superficie. Consecuentemente, muchas oportunidades de mejora de la producción fueron perdidas.

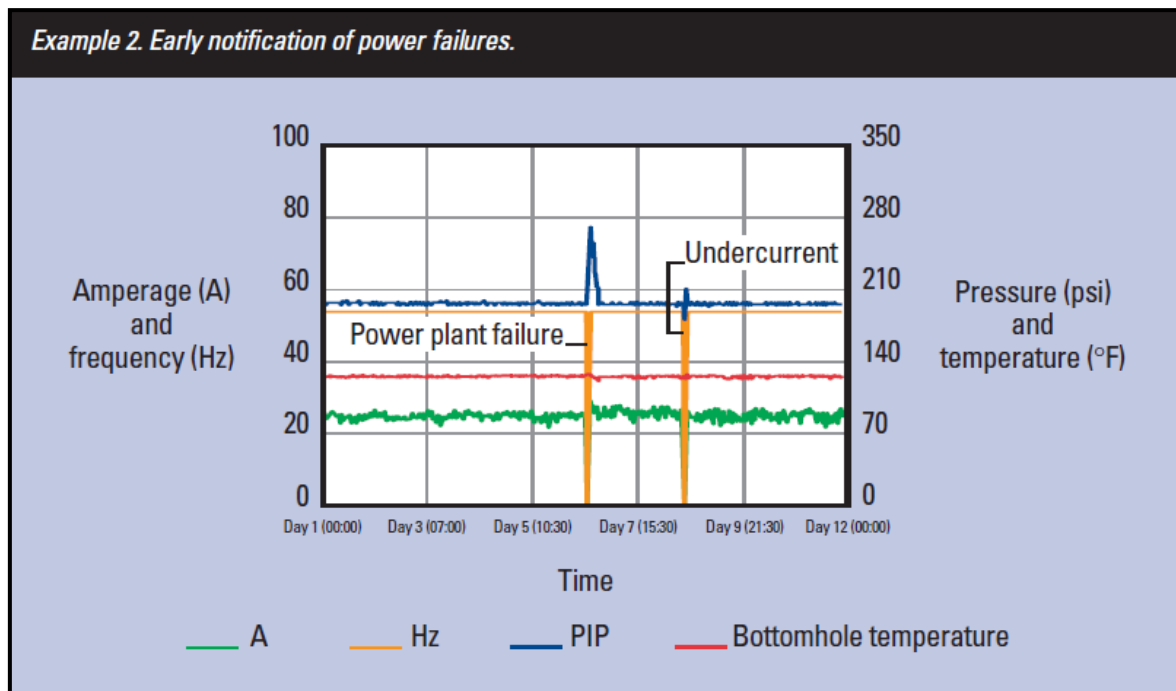
En este pozo (Ejemplo 1) el servicio espWatcher permitió incrementos sucesivos de producción a larga distancia porque los expertos fueron capaces de monitorear los cambios de presión en el intake de la bomba (PIP). Al monitorear los parámetros del pozo y la bomba durante las primeras etapas del funcionamiento, el operador puede fácilmente ajustar bien la bomba a las características específicas del pozo, de tal manera que la bomba funcione óptimamente y el pozo logre altos rates de producción.



5.8.2. Captura de Tempranas Fallas de Energía e Incremento del Tiempo de Actividad del Pozo

Antes de que el sistema espWatcher sea instalado, los operadores visitaban cada pozo cada 12 horas en este campo que no tenía los sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA). Fallas de energía podían detener la producción durante un máximo de 12 horas y causar pérdidas tan altas como 120 bbl de petróleo por cada pozo cerrado.

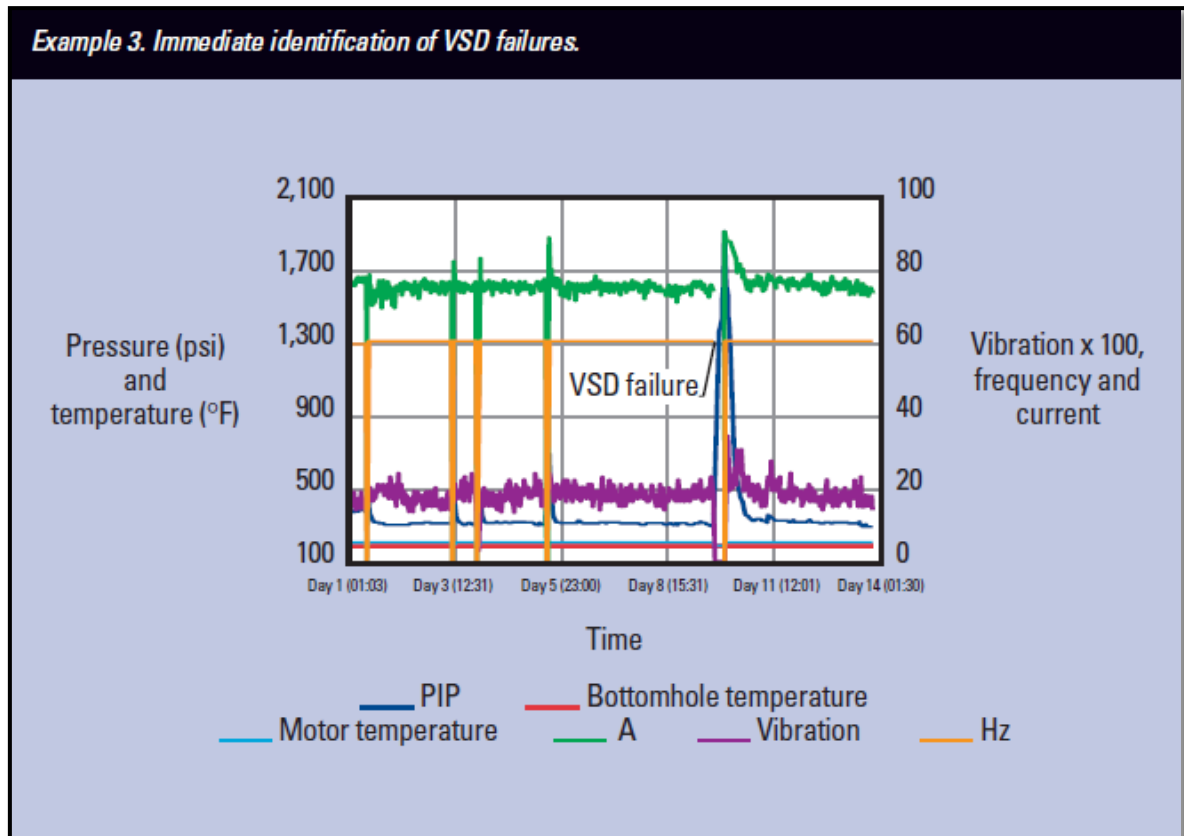
Ahora cuando hay una pérdida de energía, el servicio espWatcher emite una alarma inmediata al personal de campo en un cuarto de control a distancia tal que ellos puedan tomar acciones rápidamente. El tiempo de inactividad total ha sido reducido a menos de 3 horas por evento, incluyendo el tiempo necesario para restaurar la energía. En el ejemplo 2 la producción fue restaurada en poco más de 1 hora.



5.8.3. Rápida Identificación y Corrección de Fallas del VSD

En este pozo (Ejemplo 3) se visualiza como el servicio espWatcher identificó una falla en el variador de frecuencia (VSD) y proporcionó la inmediata alarma de notificación. Al mismo tiempo, las mediciones de la presión del fondo del pozo del sistema de vigilancia rutinaria Phoenix MultiSensor mostraron una restauración continua de la presión del intake de la bomba, confirmando el cierre del pozo.

Los técnicos fueron inmediatamente al sitio, preparados para el problema del VSD. Rápidamente se determinó que el capacitor DC bus del VSD había sido dañado por un alto voltaje de entrada. Inmediatamente la notificación e identificación del problema permitió que la producción sea reanudada en solo 6 horas.



5.8.4. Incremento del Tiempo de Actividad de la ESP en un Ambiente Gasífero

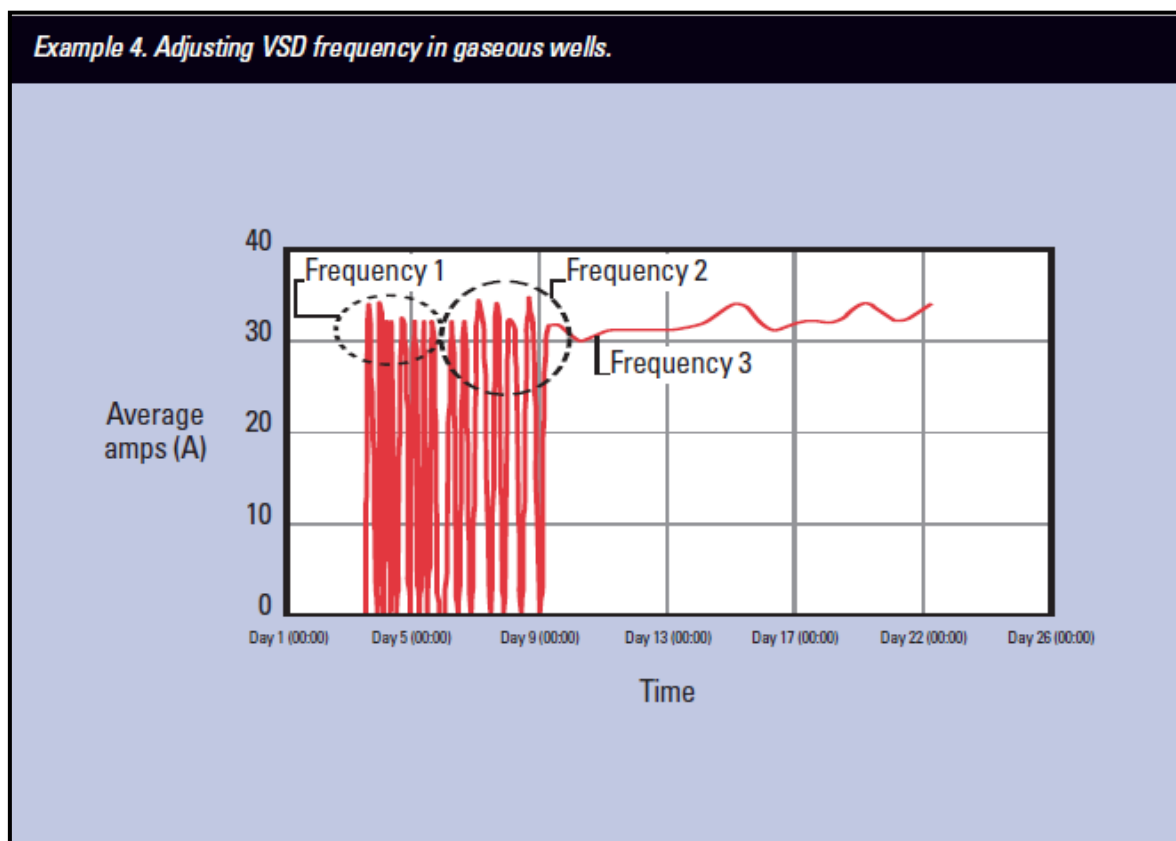
El manejo del gas en pozos ESP siempre ha sido un reto. En el ejemplo 4 el pozo estuvo ciclándose cada 6 horas en la frecuencia inicial VSD (Frecuencia 1) por la producción de gas. Esto fue determinado a partir del contactor de salida del espWatcher, por el cual la data era enviada y almacenada cada vez que el pozo regresaba a conexión.

El sistema espWatcher era usado para ajustar la frecuencia VSD. Después del ajuste inicial (Frecuencia 2), el pozo se ciclaba cada 10 horas, y todavía era inaceptable. Un segundo ajuste de la frecuencia VSD (Frecuencia 3) llevo a una operación estable y una producción ininterrumpida.

El sistema espWatcher acortaba el ajuste de ciclo permitiendo a los expertos fuera del sitio controlar las operaciones de la bomba. Los ciclos de regulación

acortados permitían a la bomba y al pozo operar mejor, más rápido, y resultar en una mayor producción con menos tensión en el equipo.

Del mismo modo, cuando la bomba del pozo se apaga, el sistema espWatcher puede ser usado para reducir la frecuencia VSD o incrementar la presión de cabeza para aumentar el tiempo de actividad del pozo.



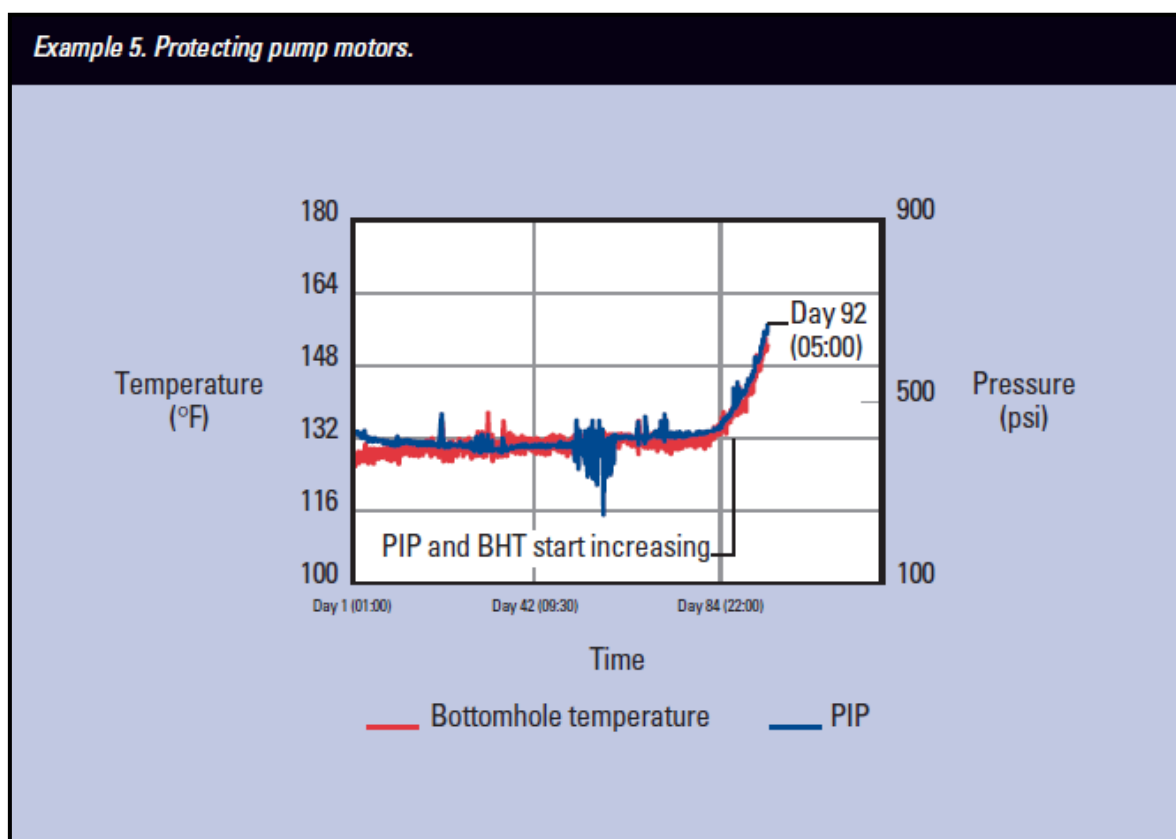
5.8.5. Protección de la Inversión en ESPs

Debido a que la presión del intake de la bomba había estado incrementándose establemente, el espWatcher fue configurado para enviar una alarma si la presión aumentaba sobre la configuración umbral. El operador monitoreó el pozo hasta que decidió que el bombeo debería parar para proteger los motores del ESP. (Ejemplo 5).

Schlumberger recomendó que el operador verifique el estado de las válvulas del cabezal del pozo y tubería, y en función de las observaciones de superficie, considerar un testeo del pozo.

Una investigación inicial indicó que la ESP había perdido eficiencia, pero la investigación no fue capaz de identificar la causa exacta. Cuando la bomba fue retirada para inspección, se noto que el intake y las etapas de la bomba estaban bloqueadas por una mezcla de sarro, parafina y arena.

El continuo monitoreo y la pronta identificación del problema permitió una reacción oportuna para rescatar los motores del fondo del pozo.



5.8.6. Descubrimiento de un Agujero en el Tubing de Producción

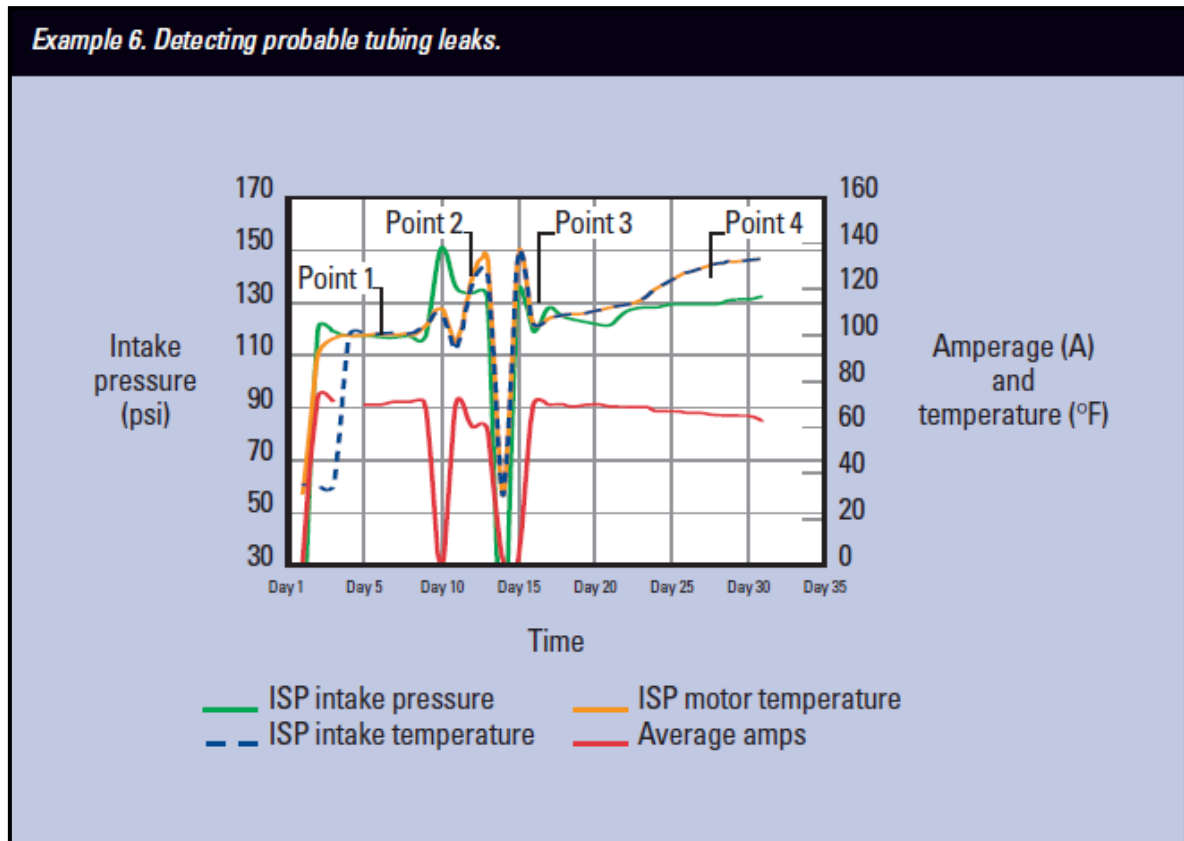
En el ejemplo 6 el sistema espWatcher estuvo siendo usado para monitorear un pozo cuando una respuesta anómala era detectada.

Conectado con el panel integrado de superficie (ISP), el sistema de monitoreo Multisensor proporcionó presiones del intake y de descarga, conjuntamente con dato de temperatura de motor. El punto 1 representa la actual presión fluyente durante la operación normal. La corriente del motor de la bomba fue casi constante, así como lo fueron también las temperaturas del intake y el motor.

Los datos sugirieron que el pozo no estaba actuando según lo proyectado, por lo que un diagnóstico simple fue desarrollado en el campo. La dirección de la rotación de la bomba se invirtió para evaluar el impacto en el desarrollo del pozo (Punto 2). Los resultados confirmaron que la rotación de la bomba era correcta según lo instalado.

Del punto 3 hacia adelante la tendencia del incremento de la temperatura del intake era una preocupación. Se determinó que el incremento fue probablemente causado por una fuga de la tubería cerca de la bomba, el cual estaba permitiendo que la producción recircule dentro del anular dando marcha atrás al ESP.

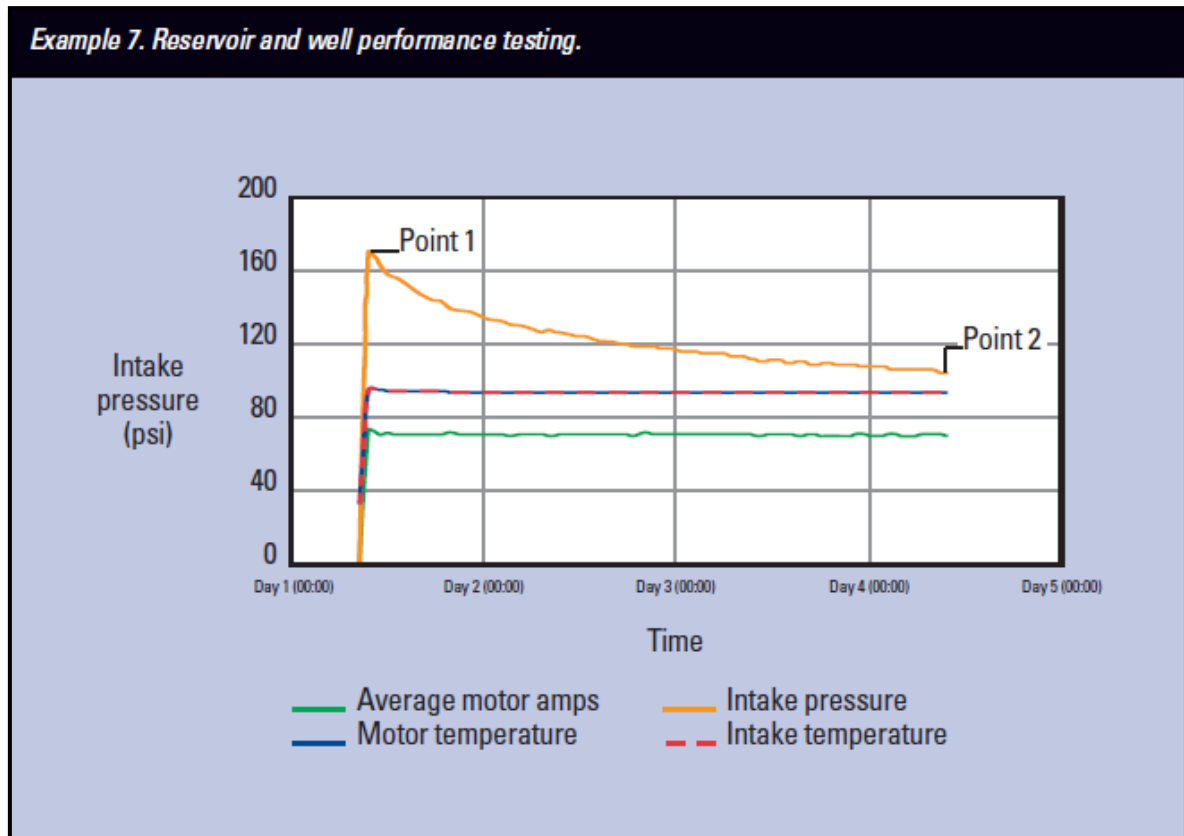
La inspección del tubing reveló un agujero, confirmando las predicciones. El tubo fue reemplazado y el ESP fue reinstalado, obteniendo los rates de producción esperados. Los servicios espWatcher y Phoenix se combinaron para prevenir fallas de la bomba y mantener la producción.



5.8.7. Costo-Beneficio de una Prueba y Análisis Drawdown

El servicio espWatcher puede permitir diagnósticos muy rentables del reservorio y del funcionamiento del pozo. El ejemplo 7 ilustra una prueba drawdown para estimar la productividad del pozo.

A través del servicio espWatcher, la información del flow-rate combinado con la presión del fondo del pozo del Multisensor puede ser examinado en modo time-last para determinar problemas en la cercanía del pozo tales como daño en la formación, que pueda contribuir a un factor skin positivo.



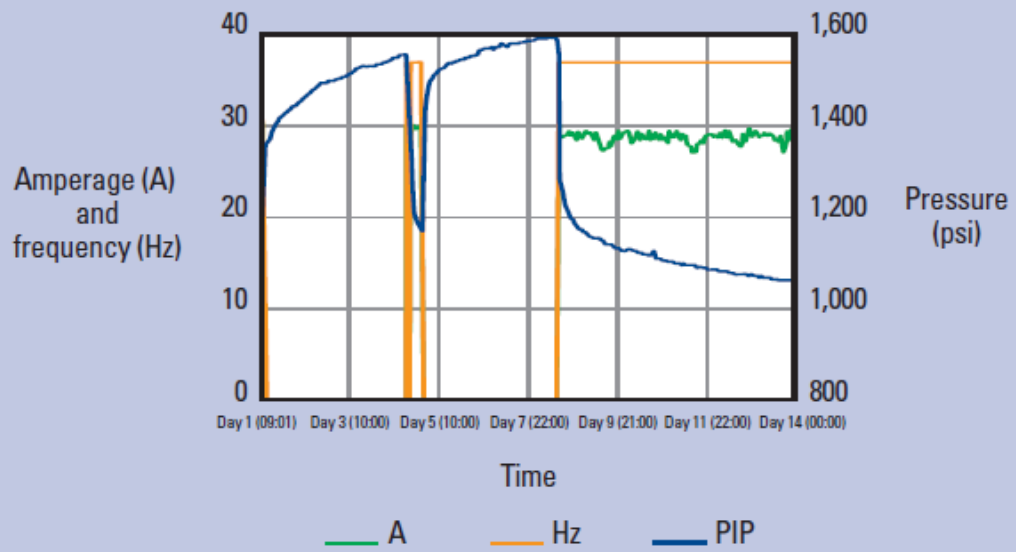
5.8.8. Monitoreo de la Prueba Drawdown en Tiempo Real

Antes de que el sistema espWatcher fuera instalado en este campo, el rendimiento de la ESP tenía que ser probado manualmente descargando datos de unidades terminales a distancia en las locaciones de los pozos. Esto resultaba en limitaciones cuando los expertos de ESP no estaban disponibles en el lugar.

El operador solucionó el problema instalando un sistema espWatcher y manejando data en tiempo real enviada a los ingenieros de reservorios y producción fuera de la localía.

En el Ejemplo 8 los periodos de flujo y las duraciones de los cierres fueron manejados por expertos a distancia, quienes tenían acceso a la información de la prueba que ellos necesitaban para maximizar la producción.

Example 8. Remote, real-time drawdown testing.



CAPITULO VI

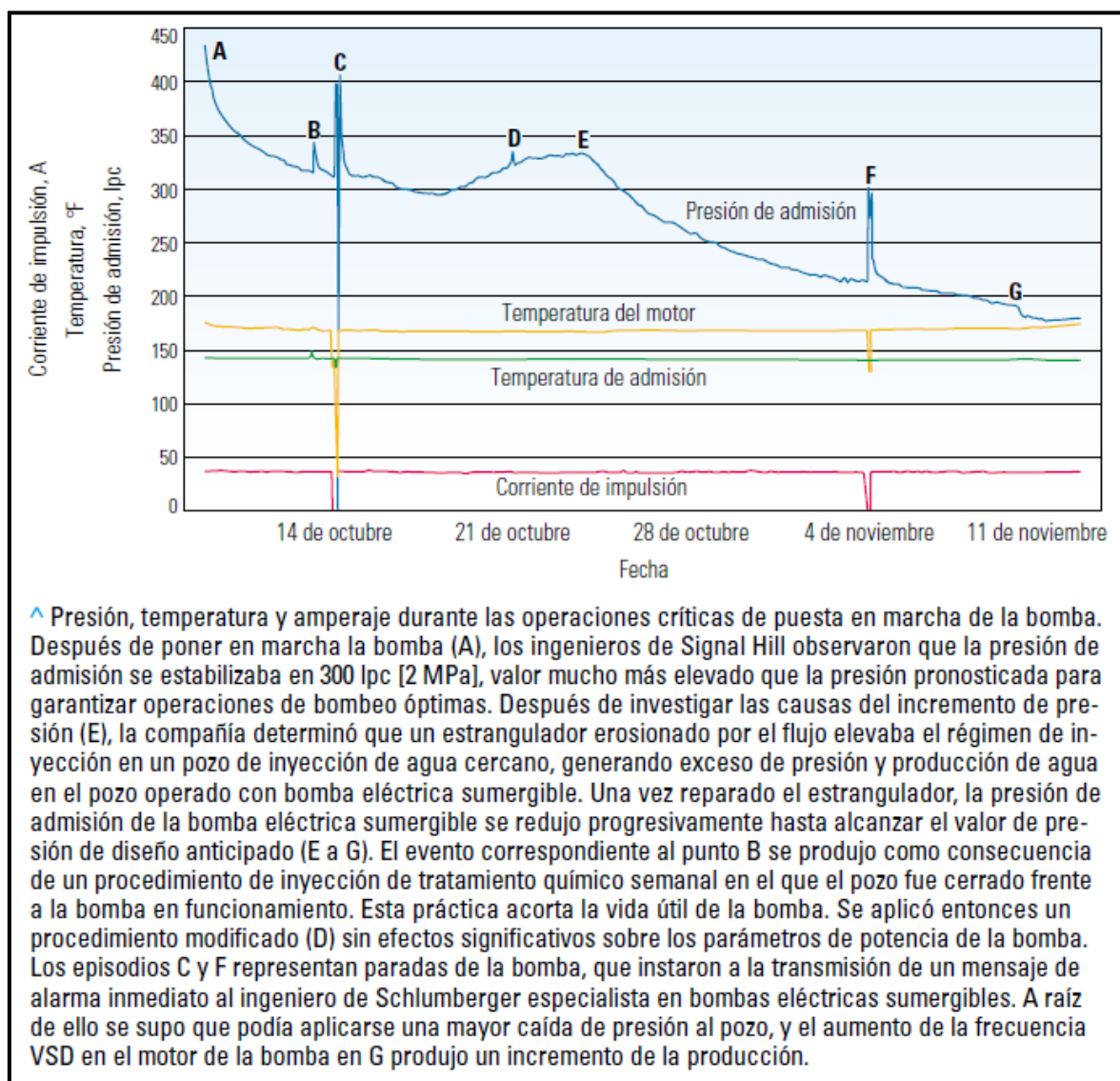
HISTORIA PRODUCTIVA Y PROPIEDADES DE LOS CAMPOS CON CONDICIONES AGRESIVAS

6.1. SUPERVICION EN CAMPOS MARGINALES

En un esfuerzo por reducir los costos y optimizar la producción, la compañía Signal Hill Petroleum examinó cómo las tecnologías de supervisión de los sistemas ESP podían ayudar a mejorar el rendimiento de sus pozos. El campo petrolero Wilmington de Signal Hill, situado en California, EUA, es un activo maduro con producción estable y dinámica de pozos mínima. Dada la edad del campo, los ingenieros consideraron el costo de inversión en nueva tecnología en función de los beneficios potenciales de la tecnología de supervisión de los sistemas ESP en tiempo real. Como resultado de ello, Signal Hill optó por instalar los sistemas Phoenix MultiSensor y espWatcher en el pozo Signal Hill East Unit 15.

Al cabo de dos meses, la supervisión del sistema ESP en tiempo real comenzó a arrojar resultados. Una vez puesta en marcha la bomba, los ingenieros de producción observaron que la presión de admisión de la bomba era 150 psi [1.0 MPa] superior a la presión de diseño. Al no encontrar un motivo claro que explicara este incremento de presión, los ingenieros comenzaron a investigar la anomalía. De este modo determinaron que la alta presión presente en el pozo de producción era provocada por un estrangulador, erosionado por el flujo, de un inyector cercano que exhibía un régimen de inyección 350% superior al planificado. Este régimen de inyección superior al planificado también contribuía a producir un mayor corte de agua en el pozo productor. El exceso de agua causaba pérdida de energía y al mismo tiempo reducía la producción de petróleo.

Una vez identificado el problema, los técnicos de Signal Hill repararon el estrangulador dañado y controlaron el régimen de inyección, lo que a su vez redujo el corte de agua en el pozo productor. Como resultado, la presión de admisión registrada por el sistema MultiSensor decreció hasta alcanzar un nivel acorde con los criterios de diseño.



La supervisión de la bomba también ayudó a Signal Hill a identificar operaciones de pozos problemáticos que podrían haber dañado las bombas eléctricas sumergibles, reduciendo el flujo de caja. Inmediatamente después de la puesta en marcha del pozo, se observó un pico anómalo en los datos de presión y temperatura, ocasionado por un tratamiento químico semanal.

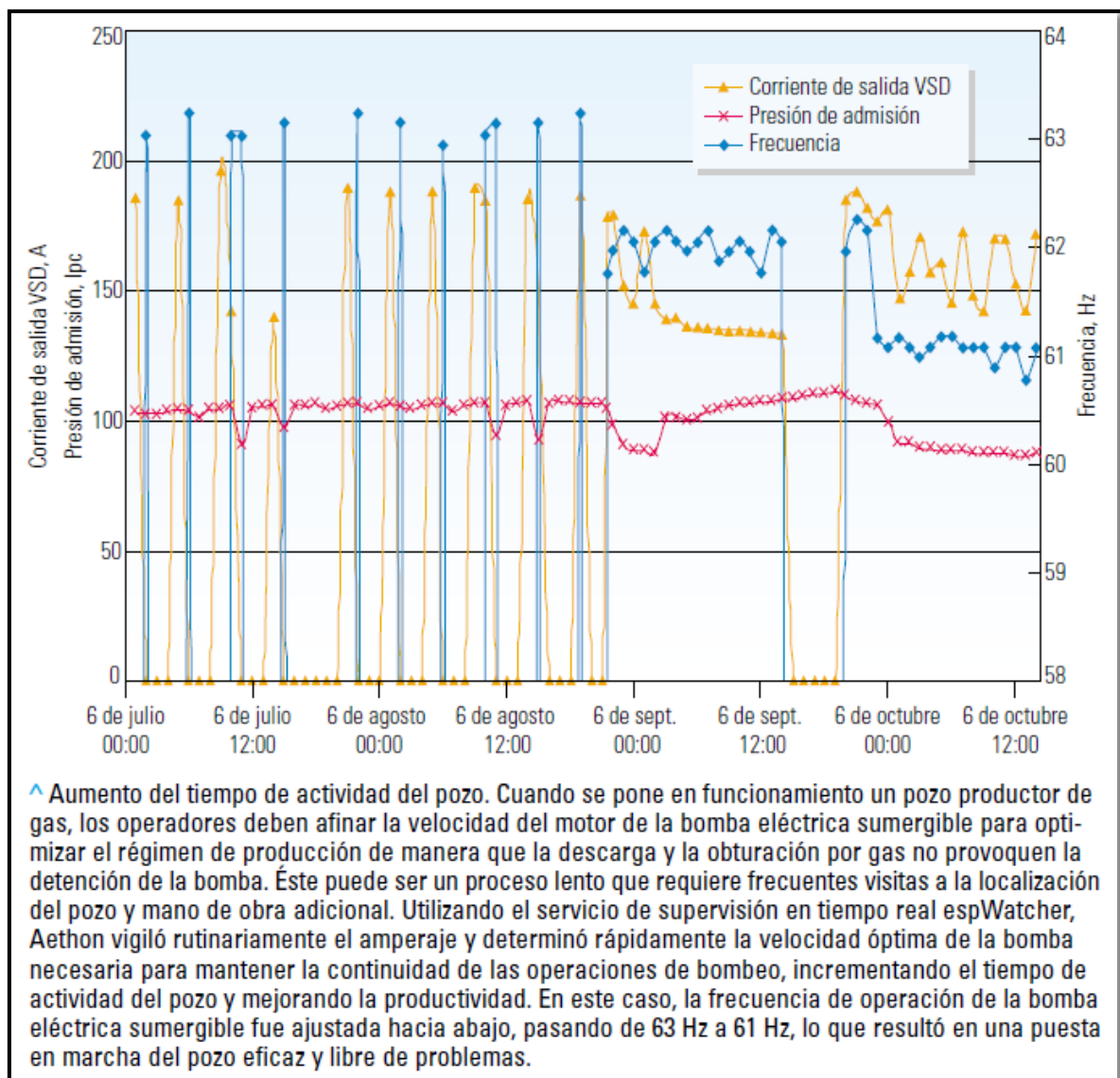
Para efectuar los tratamientos químicos, los operadores de campo cerraban la línea de flujo, dejando que la bomba operara contra una válvula cerrada, lo que desgasta y daña las bombas eléctricas sumergibles. Signal Hill decidió modificar el proceso del tratamiento químico de modo que no fuera necesario cerrar el pozo, extendiendo la vida operativa de la bomba eléctrica sumergible y aumentando el flujo de caja. Estas prácticas de operación disruptivas no habían sido identificadas por los métodos de vigilancia rutinaria previos.

En otra ocasión, un especialista en levantamiento artificial de Schlumberger recibió en su teléfono móvil un mensaje de alarma del sistema espWatcher porque se habían excedido los niveles umbrales. El especialista notificó el hecho a los ingenieros de Signal Hill, quienes descubrieron que la bomba había sido cerrada para cambiar una válvula con fugas aguas abajo, interrumpiendo el período de puesta en marcha crítico.

Los ingenieros volvieron a poner en marcha y vigilaron rutinariamente la bomba eléctrica sumergible a distancia, en tiempo real, asegurando de este modo su correcto arranque. Signal Hill también ha explotado las capacidades de comando remoto del sistema para cerrar la bomba eléctrica sumergible a fin de llevar a cabo tareas de mantenimiento de rutina y aumentar la velocidad de la bomba en base a mediciones de la presión de fondo, incrementando la frecuencia de potencia con controladores VSD para maximizar la producción. Las tecnologías espWatcher y MultiSensor han mejorado las operaciones de bombeo y de pozos, y han ayudado a incrementar la producción en un 70%.

En terminaciones de pozos con bombas eléctricas sumergibles que producen volúmenes significativos de gas, la rápida puesta en funcionamiento de los pozos para que alcancen un nivel de flujo estable con mínimo tiempo de inactividad puede constituir un verdadero desafío debido al funcionamiento cíclico de la bomba eléctrica sumergible. El funcionamiento cíclico implica una serie de episodios de encendido y apagado que reducen la vida operativa de la bomba y difieren la producción. Aethon I LP de Dallas, Texas, EUA, despliega los sistemas VSD y el servicio espWatcher para la supervisión de las bombas en sus campos del Continente y la Cuenca Pérmica de EUA.

El funcionamiento cíclico continuo de la bomba eléctrica sumergible, causado por la descarga del pozo, caracterizaba la puesta en marcha típica de los pozos. No obstante, la tecnología de supervisión en tiempo real permitió a Aethon observar cuidadosamente los efectos sobre el funcionamiento cíclico. Por ejemplo, en el pozo SWNLU 35-18 del campo SW Nena Lucia, la frecuencia de operación de la bomba eléctrica sumergible se ajustó hacia abajo, pasando de 63 Hz a 61 Hz, lo que se tradujo en una puesta en marcha del pozo eficaz y libre de problemas.



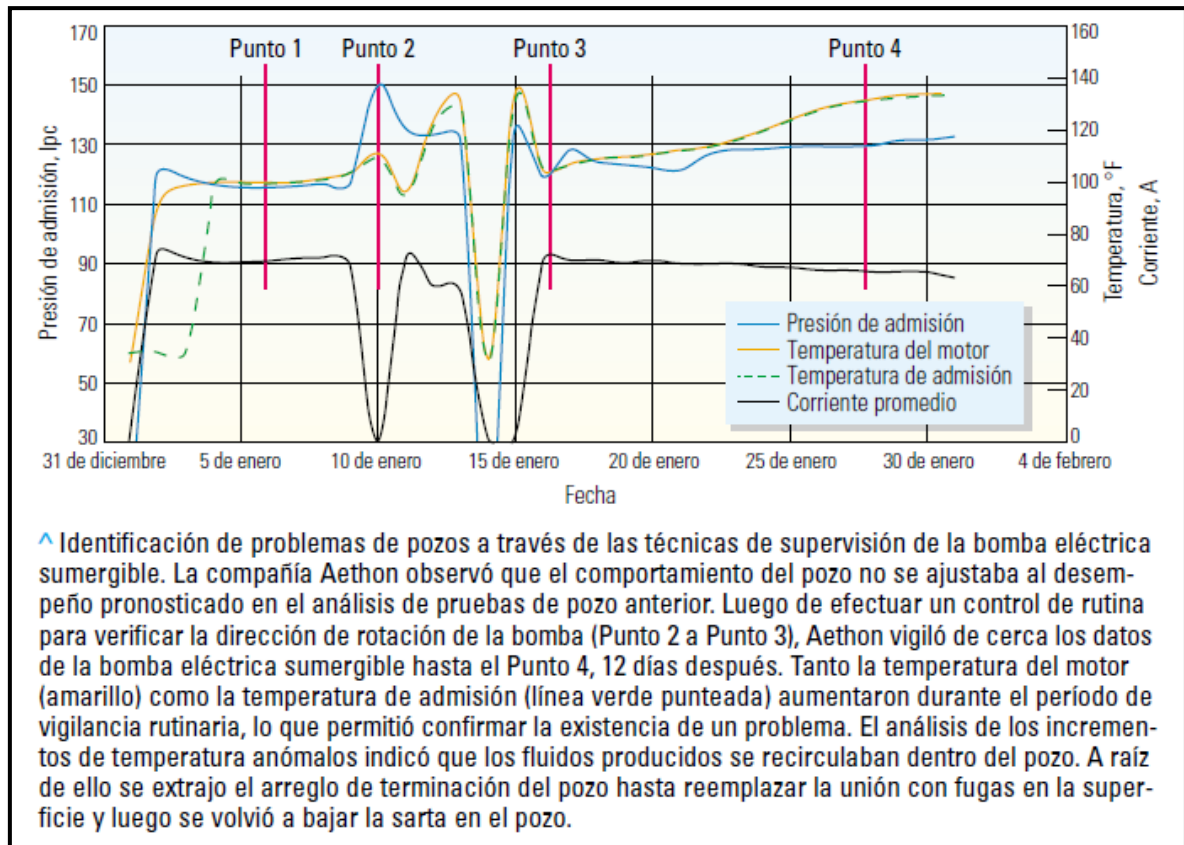
Previamente, los ingenieros y técnicos hubieran necesitado un promedio de siete días para optimizar el desempeño de la bomba una vez puesta en marcha,

realizando reiteradas visitas al pozo para examinar las tablas de amperaje y efectuar ajustes en la bomba.

Los ingenieros de Aethon descubrieron problemas en sus pozos utilizando el servicio espWatcher. Inmediatamente después de poner en funcionamiento el pozo Warder 39, los ingenieros de Aethon y Schlumberger observaron que el pozo no se comportaba según el diseño, de modo que decidieron analizar los datos de presión y temperatura de la bomba eléctrica sumergible. Para asegurarse de que la bomba funcionara en la dirección correcta, los ingenieros verificaron la dirección de rotación de la bomba eléctrica sumergible, invirtiendo la dirección de rotación y observando los resultados. Este procedimiento estándar permitió que los especialistas confirmaran que el cableado de la instalación original y la dirección de rotación de la bomba eran correctos, a través de la vigilancia rutinaria de la presión de admisión. Cuando los impulsores rotan en la dirección errónea, su funcionamiento es menos eficaz, lo que se traduce en una presión de admisión más alta que la presión de diseño y en un pozo con producción insuficiente.

Después de restituir la bomba a su configuración original y correcta, se la hizo funcionar durante varios días sin interrupción. Como resultado de ello se observó un incremento anormal tanto de la temperatura del motor como de la temperatura de admisión.

Esto puede ocurrir cuando los fluidos bombeados son circulados nuevamente hacia la admisión de la bomba a través de una fuga en la tubería de producción. El problema fue diagnosticado rápidamente utilizando el servicio espWatcher. Se extrajo la terminación hasta reemplazar la unión con fugas en la superficie y luego se volvió a bajar la sarta en el pozo. El resultado fue la recuperación de la bomba y la restitución de la producción.

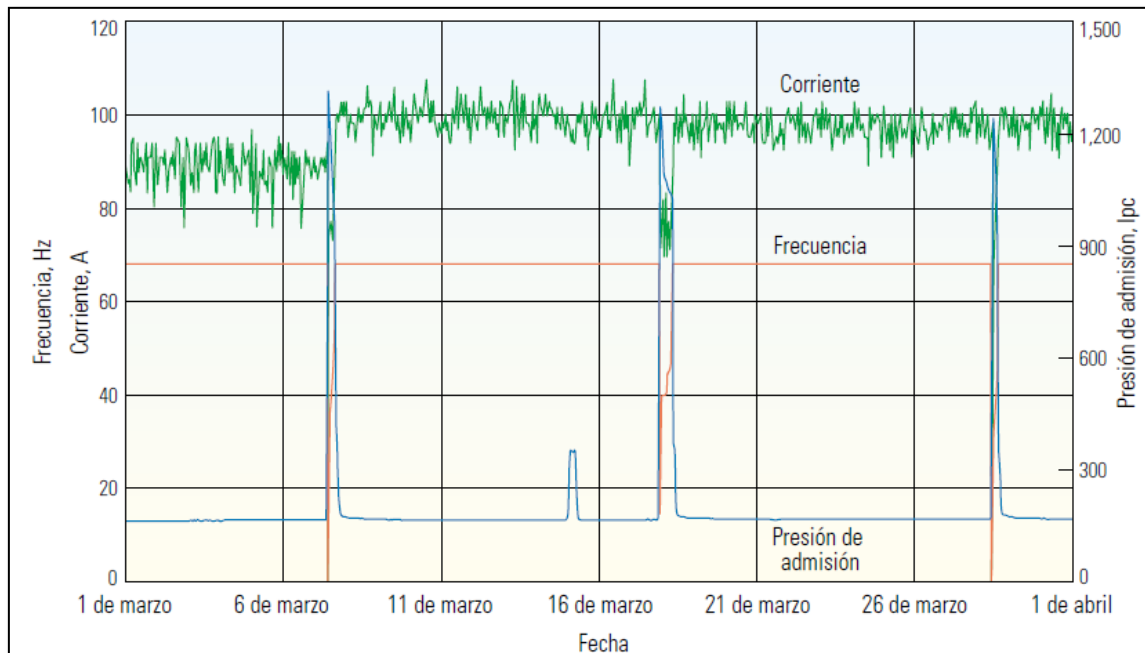


La abundancia de datos ESP en tiempo real e históricos, traducidos en información para posibilitar la toma de decisiones, permitió incrementar el tiempo de actividad del pozo, prolongar la vida operativa de la bomba y reducir las intervenciones y las visitas al emplazamiento del pozo. Además, la precisión de los diagnósticos de problemas y la eficacia de los programas de mantenimiento de las bombas cuentan con el soporte de datos oportunos provenientes de sensores múltiples, de manera que las operaciones de pozos pueden ser priorizadas y ajustadas a los recursos disponibles. Aethon ahora goza de los beneficios que ofrece el servicio espWatcher en más de 300 pozos.

6.2. MANEJO DE POZOS REMOTOS

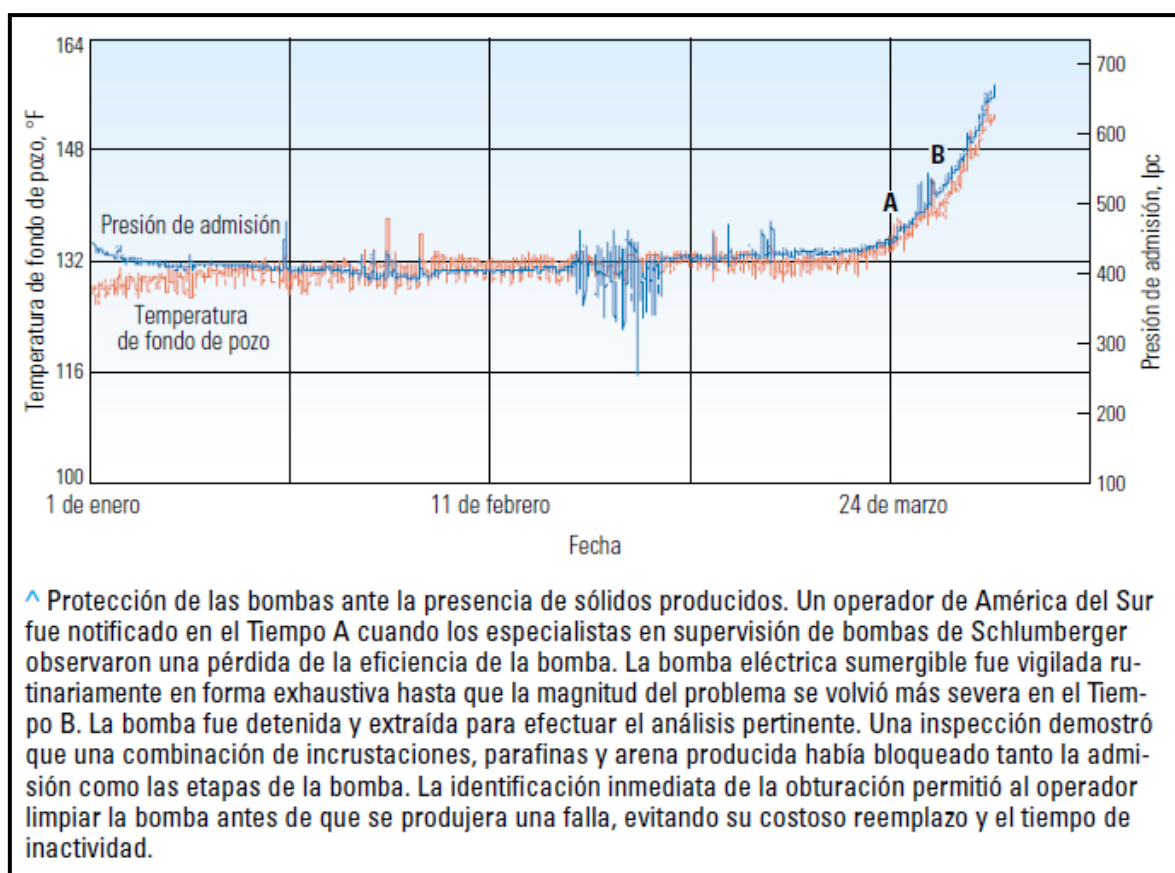
Los operadores de pozos remotos en América del Sur deben mantener las bombas eléctricas sumergibles en buen estado y operando para satisfacer los objetivos de producción. Éste puede ser un desafío enorme porque muchos pozos son difíciles de acceder y experimentan frecuentes interrupciones del suministro de energía que paran las bombas eléctricas sumergibles.

En muchos casos, los generadores independientes que suministran energía a uno o más pozos fallan debido a la pobre calidad del fluido o a la obturación de los filtros. Si no existe un procedimiento de supervisión en tiempo real implementado, estas paradas suelen pasar desapercibidas durante varias horas. Las fallas de alimentación persistentes, cuando no son corregidas de inmediato, impactan severamente la economía del campo petrolero a través de la reducción del flujo de caja. Las compañías productoras de América del Sur han logrado reducir sustancialmente el tiempo de respuesta para corregir las paradas de las bombas eléctricas sumergibles provocadas por fallas de alimentación.



^ Mantenimiento del bombeo de pozos remotos. En los campos remotos de América del Sur, las fallas del generador en los pozos provocan la parada de las bombas eléctricas sumergibles, reduciendo la productividad y el flujo de caja. Las alarmas informan el hecho a los especialistas en bombas eléctricas sumergibles, en tiempo real, permitiendo a los operadores resolver el problema de inmediato. Las tablas de amperaje, frecuencia y presión de admisión de la bomba de un pozo de América del Sur muestran tres fallas de alimentación en un mes. El tiempo de respuesta a las fallas de alimentación ha mejorado en forma sorprendente desde el despliegue del sistema espWatcher.

Como sucede en muchos campos de todo el mundo, los campos de petróleo y gas de América del Sur están sujetos a los efectos dañinos de los sólidos producidos, tales como arena, incrustaciones y parafinas. Estos sólidos pueden bloquear las trayectorias de flujo críticas, provocando el incremento de la presión de admisión y la temperatura del motor, y la subsiguiente falla de la bomba eléctrica sumergible. Utilizando el sistema de supervisión espWatcher, un operador de América del Sur pudo identificar de inmediato una declinación en la eficacia de la bomba y pronto opto por extraer la bomba.



Al efectuar la supervisión, el operador observó que la admisión y las etapas de la bomba estaban bloqueadas con una mezcla de arena, incrustaciones y parafina. Es muy probable que el motor de esta bomba eléctrica sumergible fallara en cuestión de días si no se hubiera detectado este problema.

Los dispositivos remotos de supervisión y control en tiempo real de los sistemas ESP permitieron mejorar drásticamente la forma en que los operadores abordan

las paradas de las bombas eléctricas sumergibles y las situaciones potencialmente dañinas que son comunes en las operaciones de pozos remotos. La utilización de las alertas y alarmas del sistema espWatcher, sumada a las funcionalidades remotas de puesta en marcha, parada y control de velocidad de las bombas eléctricas sumergibles, han optimizado la efectividad, la eficacia y la rentabilidad de las operaciones de campo.

6.3. HISTORIA DE ÉXITO EN EGIPTO CON EL ESPWATCHER

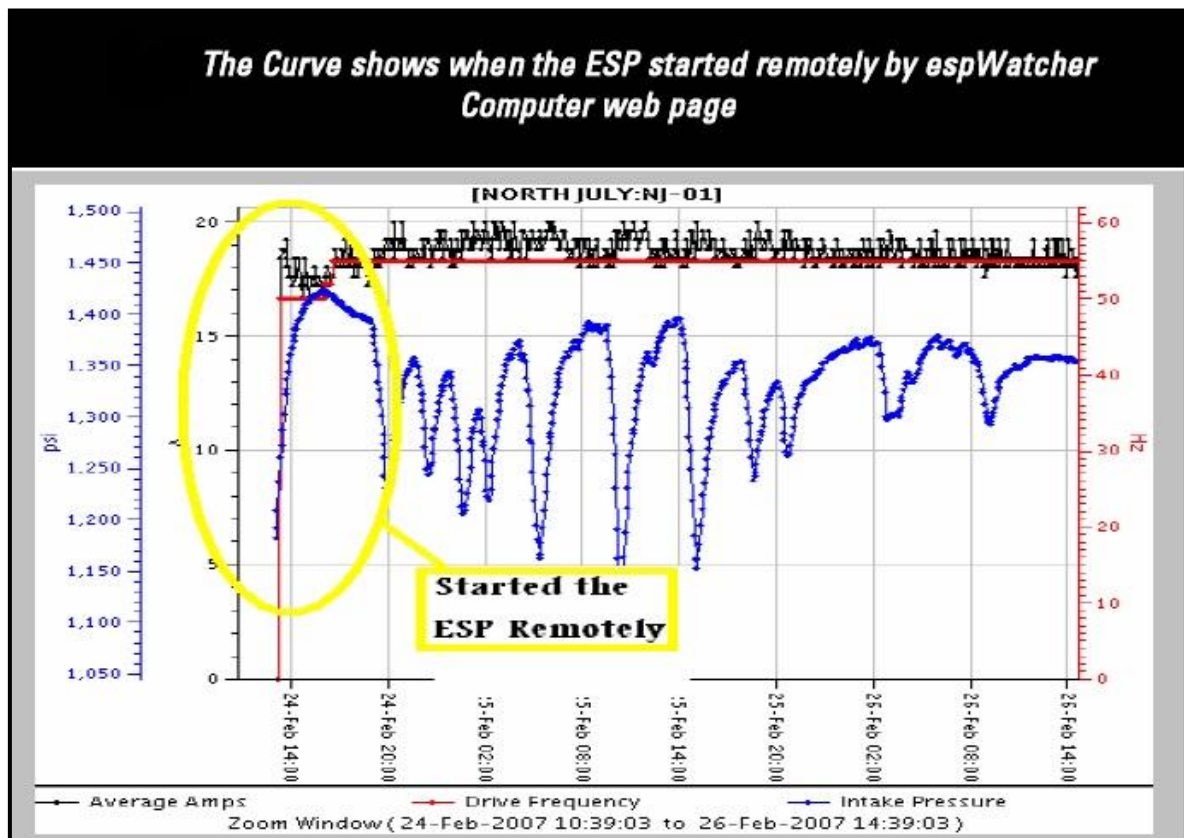
6.3.1. Descripción del Pozo

North July-1 es un pozo mar adentro localizado en el Golfo de Suez, Egipto (ver figura) producido por Fanar Petroleum Company (Fanpetco). El pozo, equipado con Bombeo Electro Sumergible, Variador de Frecuencia (onda sinusoidal) y el sistema Multi-Sensor Phoenix es supervisado por el sistema de vigilancia espWatcher y produce 2000 bopd.



6.3.2. Historia

El GOR del pozo incrementó rápidamente causando el efecto de incremento de gas en el tubing y la disminución de la presión del intake. Para combatir esto, la bomba fue puesta a menor velocidad. Como resultado, el VSD apago la bomba debido a la corriente subterránea. El operador no fue capaz de ajustar la configuración del VSD y poner la bomba nuevamente en funcionamiento. La movilización de un experto de campo de Schlumberger fue requerida para ir al pozo a verificar la operación y restaurar el equipo. El especialista tuvo que ser desplegado al siguiente día debido a problemas de transporte.



6.3.3. Metodología

Mediante el uso de del sistema espWatcher y el control de las funciones a través de la pagina web del ordenador (ver figura) se pudo cambiar las configuraciones necesarias y reiniciar el pozo exitosamente en 30 minutos en lugar de las 24

horas previstas para la movilización de un especialista de campo de Schlumberger al campo.

espWatcher Surveillance Computer Web Control Page

Schlumberger

Logout Clear Cache Help Organisation: Fanaar-Egypt-khaledelsherif Field: NORTH JULY Well: NJ-01

Hide Menu

Field Details

System Surveillance

Hydraulic Surveillance

Power Surveillance

Charting

Export Data

Well File

Equipment

Control

Vary Reporting Interval

◆ Remote Start/Stop ESP

Remote Commands

VSD Speed Change

Setpoints

Well status: ● Predictive Failure Index: *is not set up* Reporting Interval: 24 Hours

Variable	Value	Timestamp	Unit
Intake Pressure	925.0	09-Mar-2007 16:30:05	psi
Drive Frequency	0.0	09-Mar-2007 16:30:05	Hz
Motor Temperature	229.5	09-Mar-2007 16:30:05	degF
Discharge Pressure	0.0	09-Mar-2007 16:30:05	psi

Checklist

Safety Valve Open

Tank Valve Open

No Backspin

Action

Controller: UniConn VSD (G3)

Start

Stop

Reverse While Running

6.3.4. Resultados

MINIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DIFERIDA

Ahorro del cliente: ~\$105 000

Producción diferida: ~ 2000 bopd - ~\$100 000

Servicio del Ingeniero de Campo ~ \$3 000

Transporte ~\$2 000

6.4. UN LEVANTAMIENTO FUTURO

La capacidad de transformar los grandes volúmenes de datos disponibles en información útil permite a los fabricantes de bombas el mejoramiento continuo de los equipos ESP para satisfacer los rigores que impone la producción de petróleo y gas. Algunos de los avances registrados permiten una mejor protección de las bombas y motores en ambientes rigurosos, mientras que otros desarrollos han optimizado marcadamente el desempeño de las bombas eléctricas sumergibles en condiciones de producción dificultosas, tal es el caso de los pozos con grandes volúmenes de gas libre. Los proveedores de servicios han mejorado los métodos de despliegue de los sistemas ESP. Por ejemplo, estos sistemas se pueden desplegar ahora con tubería flexible, lo que ofrece ventajas para las operaciones sin equipo de perforación, en localizaciones sensibles desde el punto de vista ambiental y en reparaciones con instalaciones de tipo bomba solamente. La industria también está registrando avances en el área crítica de las secuencias de tareas del proceso.

Los elementos clave del éxito de un programa de optimización de las operaciones de levantamiento artificial comprenden la utilización efectiva de nueva tecnología, el modelado preciso, los conocimientos técnicos especiales y la conectividad. El servicio LiftPro de Schlumberger provee una secuencia de tareas consistente para diagnosticar y optimizar pozos que producen por métodos de levantamiento artificial con un desempeño deficiente. Dentro de un proceso de optimización sistemática, los especialistas utilizan datos episódicos e históricos, en tiempo real, para identificar candidatos potenciales y formular soluciones. Junto con la información de velocidad de flujo precisa, incluyendo los datos de una nueva generación de medidores de flujo polifásicos, los datos de las bombas eléctricas sumergibles resultan cruciales en los procesos de selección y optimización de candidatos Lift- Pro. La supervisión en tiempo real a través del sistema espWatcher, junto con el conocimiento adquirido a partir de los datos transformados, es la tecnología habilitante que conecta a los especialistas con las

bombas y traslada el manejo de la producción de un proceso reactivo a un proceso proactivo.

En la industria del petróleo y el gas, la supervisión en tiempo real de los sistemas de producción, los yacimientos, los pozos y los campos petroleros están por acceder a un nuevo nivel. Estas ventajas están redefiniendo la optimización de la producción y el manejo de los yacimientos. Dentro de este gran dominio, la supervisión de las bombas eléctricas sumergibles ayuda a mantener el flujo del petróleo desde el yacimiento y desempeña un rol clave en lo que respecta a asegurar pozos, campos y yacimientos saludables.

CAPITULO VII

BOMBAS ELECTRICAS SUMERGIBLES PARA SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL INTELIGENTES

Alguna vez considerada adecuada sólo para desarrollos de alto costo y alta productividad, la tecnología de pozos inteligentes, aquellos pozos cuyas zonas de producción pueden ser monitoreadas y controladas en el fondo del pozo sin intervención física alguna, se está utilizando cada vez más para mejorar el valor de los activos en proceso de maduración. Los pozos que cuentan con bombas eléctricas sumergibles (ESP) son particularmente adecuados para esta combinación de lo antiguo con lo nuevo. Una vez que se instalan cables eléctricos y protectores de fondo en los pozos ESP, éstos son fáciles de equipar con dispositivos de monitoreo y control a un costo incremental relativamente bajo.

El control inteligente no es exclusivo de los pozos complejos y altamente instrumentados. Su empleo posee además el potencial para revolucionar las prácticas de producción en los campos maduros. Algunos operadores ya han descubierto que la combinación del proceso de control en tiempo real con la operación de las bombas ESP puede generar recompensas sustanciales.

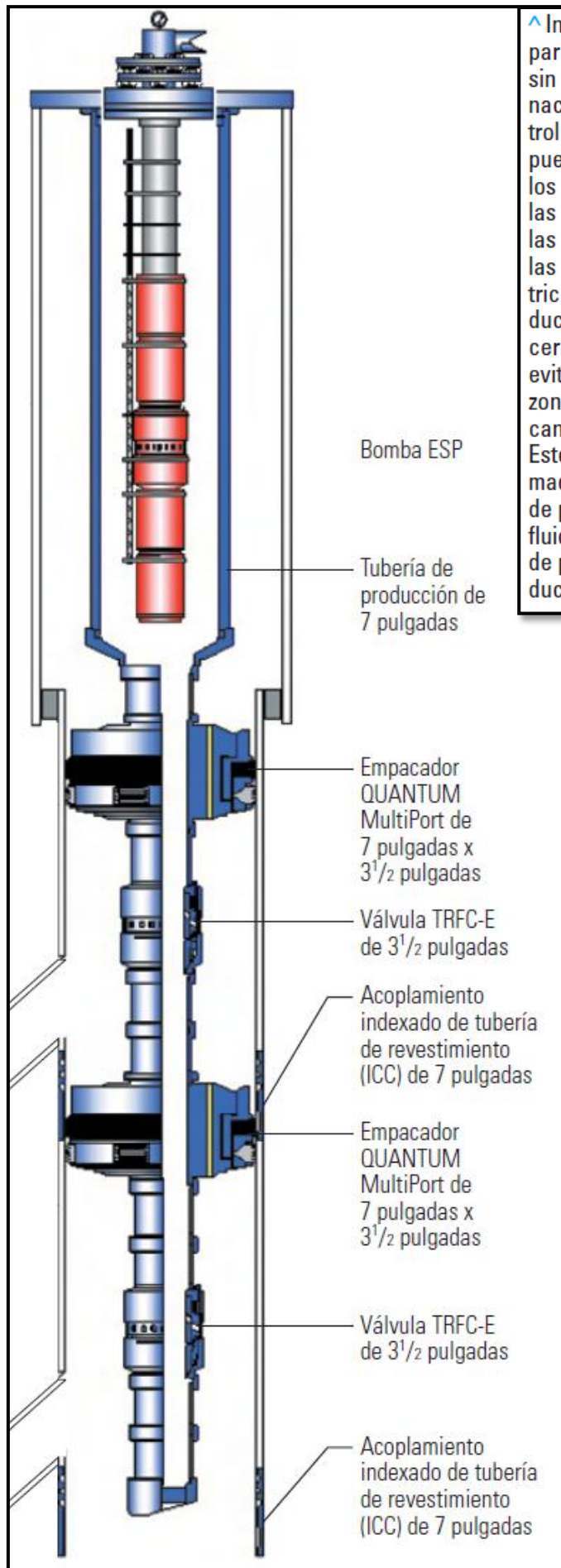
Durante años, los operadores monitorearon y controlaron el desempeño de las bombas ESP desde la superficie. Los operadores pueden evitar la falla prematura de las bombas mediante el ajuste de la señal enviada al controlador del motor del variador de velocidad de la bomba. Este ajuste también puede ser utilizado para evitar la carga insuficiente de una bomba ESP e incrementar el volumen de producción. Para hallar este punto medio óptimo, los ingenieros utilizan datos y procesos de modelado en tiempo real con el fin de diseñar la bomba de manera

de satisfacer los requerimientos específicos de cada pozo. La comunicación remota en ambos sentidos provee a los operadores un mecanismo de supervisión y control del desempeño de las bombas desde distancias considerables.

Recientemente, los ingenieros avanzaron un paso más adelante mediante la combinación de los componentes de la tecnología inteligente destinada al manejo de yacimientos con tácticas de monitoreo y control remotos de las bombas ESP.

Esta combinación posibilita tasas de flujo significativamente mayores o una mejor recuperación final de las reservas optimizando el desempeño de las bombas. En las terminaciones de zonas múltiples, las válvulas de control de flujo de fondo de pozo, accionadas desde la superficie, permiten que los operadores modifiquen o aíslen el flujo proveniente de distintas zonas productivas de un pozo, sin los costos ni los riesgos que implican las operaciones de intervención de pozos. Los medidores de presión y temperatura de fondo de pozo, instalados en forma permanente, que monitorean las zonas de producción en la formación, indican cuándo abrir una nueva zona o cerrar una zona deficiente, sin tener que correr primero un registro de producción para identificar al productor de agua o gas problemático.

El empleo de dispositivos de control de flujo inteligentes ayuda a dirigir el trabajo realizado por la bomba ESP hacia la extracción de más petróleo y menos agua, logrando una mayor caída de presión en las zonas de producción. La bomba se daña menos gracias a la menor cantidad de tapones de fluido y gas en la corriente de flujo, a la vez que se permite que los operadores empleen bombas ESP, separadores de gas y equipos de manipuleo de gas más pequeños. Además, las válvulas de control de flujo permiten que los operadores protejan las formaciones durante las operaciones de reparación en pozos que producen con bombas ESP.



^ Integridad del pozo. Al margen de la capacidad para modificar o ajustar las zonas de producción sin intervenciones basadas en el equipo de terminación/repación de pozos, las válvulas de control de flujo controladas en forma remota también pueden cerrarse para aislar las formaciones de los fluidos para matar el pozo, utilizados durante las operaciones programadas de reemplazo de las bombas ESP. En la configuración precedente, las válvulas de control de flujo, accionadas eléctricamente y recuperables con la tubería de producción de 3 1/2 pulgadas (TRFC-E) pueden cerrarse antes de extraer la bomba ESP. Esto evita que los fluidos del pozo ingresen en las zonas de producción cuando se remueve el mecanismo de sellado provisto por la bomba ESP. Este es un problema particular en los campos maduros y en las formaciones con agotamiento de presión, donde se conoce la invasión de fluidos durante las operaciones de reparación de pozos daña severamente los yacimientos y reduce en forma significativa la recuperación final.

A pesar de estas ventajas, la tecnología inteligente en los pozos que producen con bombas ESP hace mucho tiempo es percibida como un lujo que se adecua solamente para los grandes operadores independientes. En la mayor parte de estos pozos, aún se utilizan los métodos de monitoreo tradicionales; incluyendo la representación gráfica de los datos medidos de corriente eléctrica en la superficie para determinar la eficiencia de la bomba, y el empleo de mediciones acústicas para determinar los niveles de fluido. Dichas prácticas son ineficientes e implican un uso intensivo de mano de obra, ya que requieren visitas frecuentes a la localización del pozo para recolectar datos y ajustar manualmente las bombas.

No obstante, recientemente, algunos operadores pequeños de provincias maduras productoras de petróleo, donde los campos de baja presión que producen por mecanismos de levantamiento artificial dan cuenta de gran parte de la producción de petróleo y gas, han comenzado a hacerse cargo del procesamiento y la interpretación de los datos en tiempo real para reducir los costos, a la vez que se mejora el manejo de yacimientos. Muchos de estos operadores han observado que la combinación de la tecnología inteligente con las bombas ESP es especialmente efectiva en pozos con zonas proclives a la producción de agua. Por ejemplo, un operador de Indonesia instaló una válvula de parada para controlar el influjo de una zona inferior proclive a la formación de agua. Un medidor de presión de deformación, colocado en el fondo del pozo, detectó la presencia de agua en la corriente de producción mediante la medición de la diferencia de presión hidrostática. Al detectarse la presencia de agua, se aisló la zona hasta que se redujo el cono de agua. Posteriormente, la zona fue puesta nuevamente en producción hasta que la situación volvió a desarrollarse. La repetición de este ciclo permitió que el operador extrajera 100 000 barriles de petróleo de la zona inferior, que de lo contrario habría sido pasada por alto.

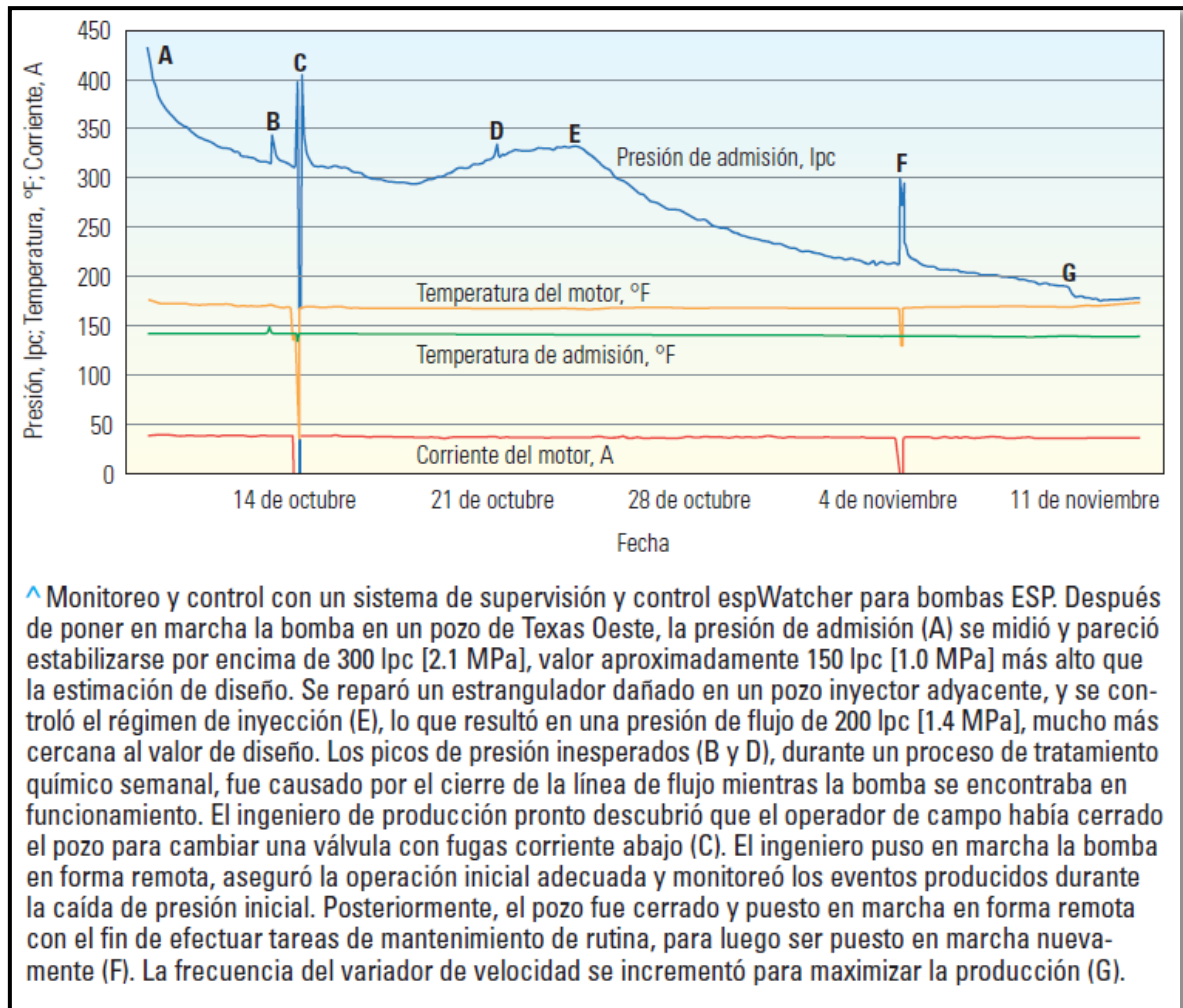
7.1. INCREMENTO DE LOS PROCESOS DE MONITOREO Y CONTROL REMOTO

A través de aplicaciones cada vez más sofisticadas, tales como el Servicio Avanzado de Levantamiento Artificial de Schlumberger y el sistema de supervisión y control espWatcher para bombas eléctricas sumergibles, los datos sobre el desempeño de las bombas ESP y la potencia de fondo y de superficie son captados en la localización del pozo en tiempo real. Luego se envían a un centro para ser analizados por especialistas que pueden adoptar en forma remota acciones tales como puesta en marcha, parada y control de velocidad de las bombas ESP.

Los datos son además procesados y comparados en función de alarmas prefijadas, en base a los límites de desempeño de bombas, motores, pozos y yacimientos. Las alarmas pueden ser enviadas a las partes interesadas por medio de dispositivos de radio-búsqueda, correo electrónico, teléfonos celulares y facsímiles. Dado que los especialistas pueden analizar la causa de la falla de la bomba y encontrar soluciones para superarla, estos procesos permiten que los pozos sean puestos nuevamente en funcionamiento en forma remota y al poco tiempo de haber sido cerrados. Las ventajas financieras, en términos de costos laborales y pérdida de producción evitada, pueden ser significativas.

Cuando se aplican paquetes sofisticados de programas de computación de simulación e ingeniería, el comportamiento de las bombas se puede modelar sobre la base de los datos de fluidos en sitio y comparar con las curvas de desempeño de las pruebas de bancos de datos para cada bomba específica. El desempeño del pozo se analiza luego en función del modelo del pozo. Los datos de presión de cada nodo, combinados con la información sobre operaciones de terminación y propiedades de los fluidos de pozos, proveen controles periódicos de diagnóstico de pozos y yacimientos y la fácil identificación de los pozos ESP con un desempeño eficiente.

En un ejemplo de la Cuenca Pérmica, en Texas Oeste, se registraron datos con un sistema espWatcher en tiempo real.



Después de poner en marcha la bomba, el pozo se estabilizó a una presión superior a la estimación de diseño. En las semanas siguientes, la tendencia demostró que un estrangulador dañado, de un pozo inyector contiguo, hacía que la tasa de inyección fuera $3 \frac{1}{2}$ veces la tasa deseada. El incremento del corte de agua producía un consumo de energía adicional. El operador reparó ese estrangulador y controló la tasa de inyección, lo que resultó en una presión de flujo mucho más cercana a la de los criterios de diseño.

Además, se observaron picos de presión causados por un proceso de tratamiento químico semanal en el que se cerró la línea de flujo mientras la bomba se encontraba en funcionamiento. Este proceso fue revisado de manera que el pozo pudiera seguir fluyendo durante el tratamiento y que el incremento de la temperatura del motor de la bomba fuera insignificante. Este tipo de evento es

mucho más fácil de identificar con mediciones de presión y temperatura que con las mediciones de amperaje tradicionales.

Los beneficios aportados por estas tácticas de monitoreo y control remotos en tiempo real a veces son asombrosos e inmediatos, y a menudo producen un retorno rápido de la inversión para el operador. En otro pozo de Texas Oeste, por ejemplo, un operador pequeño se ahorró el costo significativo de reemplazar un motor destruido por recalentamiento cuando los datos obtenidos en tiempo real dispararon un sistema de alarma y alertaron a un ingeniero acerca de un problema inminente. Otro operador optimizó y mantuvo la producción mediante el monitoreo permanente del desempeño de los pozos y la variación de la velocidad de la bomba a fin de ajustar su desempeño.

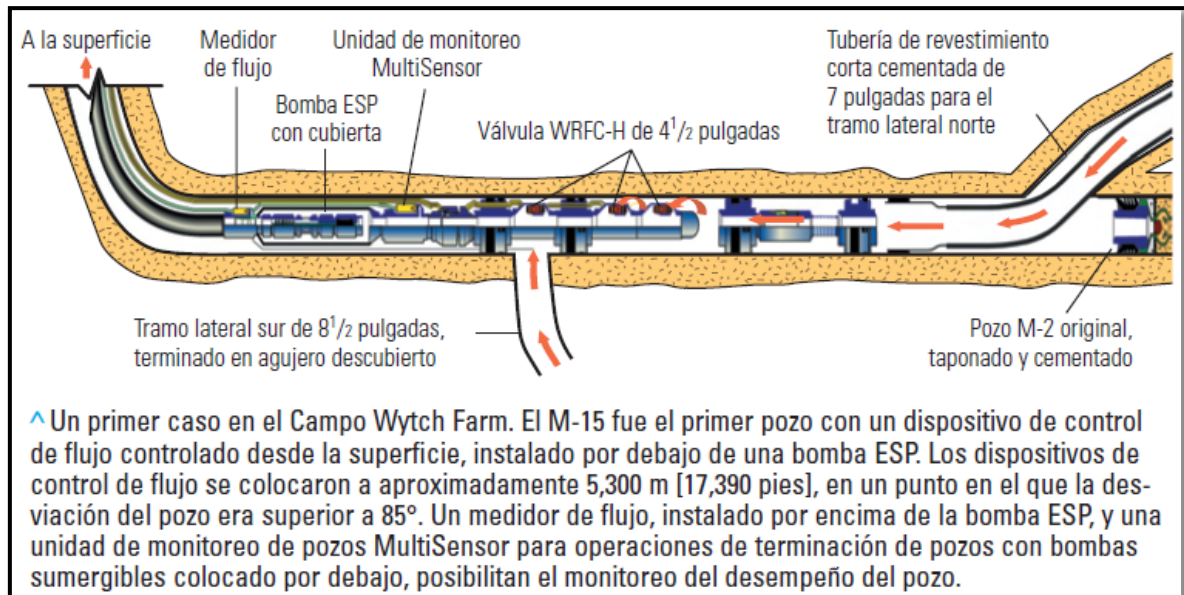
La tecnología de pozos inteligentes, con control de flujo de fondo de pozo accionado en forma hidráulica o eléctrica en los pozos ESP, constituye el paso lógico siguiente de la táctica de monitoreo y control remoto en tiempo real. Por ejemplo, un elemento clave del dimensionamiento de las bombas ESP es el índice de productividad (PI) de una zona objetivo. Medido como barriles producidos por unidad de caída de presión, un valor de PI erróneo, o más comúnmente un valor que ha cambiado con el tiempo, a menudo resulta en tasas de flujo más altas o más bajas que las especificadas en el diseño de la bomba. Este tipo de situación produciría la fatiga de la bomba por sobrecarga o un régimen de producción subóptimo por carga deficiente. Con una válvula inteligente de control de flujo de ajuste variable, que actúa como un estrangulador en la formación, el operador puede incrementar o reducir el flujo hacia el pozo y de ese modo ajustar la caída de presión. El variador de velocidad puede regularse luego para optimizar el desempeño de la bomba.

7.2. PRUEBAS CONCEPTUALES

De igual importancia para la optimización de la producción en los pozos inteligentes que producen con bombas ESP, son las capacidades mejoradas de monitoreo de los medidores de presión y temperatura de fondo de pozo. Estos sensores permanentes permiten que los ingenieros calculen el flujo a partir de los diferenciales de presión medidos a través de una restricción y determinen la densidad en base a las diferencias de presión hidrostática medidas a lo largo de la trayectoria del pozo.

El proceso de control de flujo de fondo de pozo y una bomba ESP se combinaron por primera vez en una operación de terminación simple, efectuada en 1999, cuando BP utilizó la estrategia para controlar la producción de agua en el Pozo M-15 de su Campo Wytch Farm, situado en Dorset, Inglaterra. El Campo Wytch Farm sirvió como zona de demostración para las operaciones de perforación de alcance extendido durante la década de 1990, y además fue el sitio de numerosos récords de perforación, incluyendo el primer pozo de alcance extendido de 10 km. Además de ser un campo de experimentación líder para habilitar tecnologías tales como las herramientas de perforación rotativa direccional, el proyecto posibilitó que BP perforara yacimientos marinos, ambientalmente sensibles, desde localizaciones terrestres.

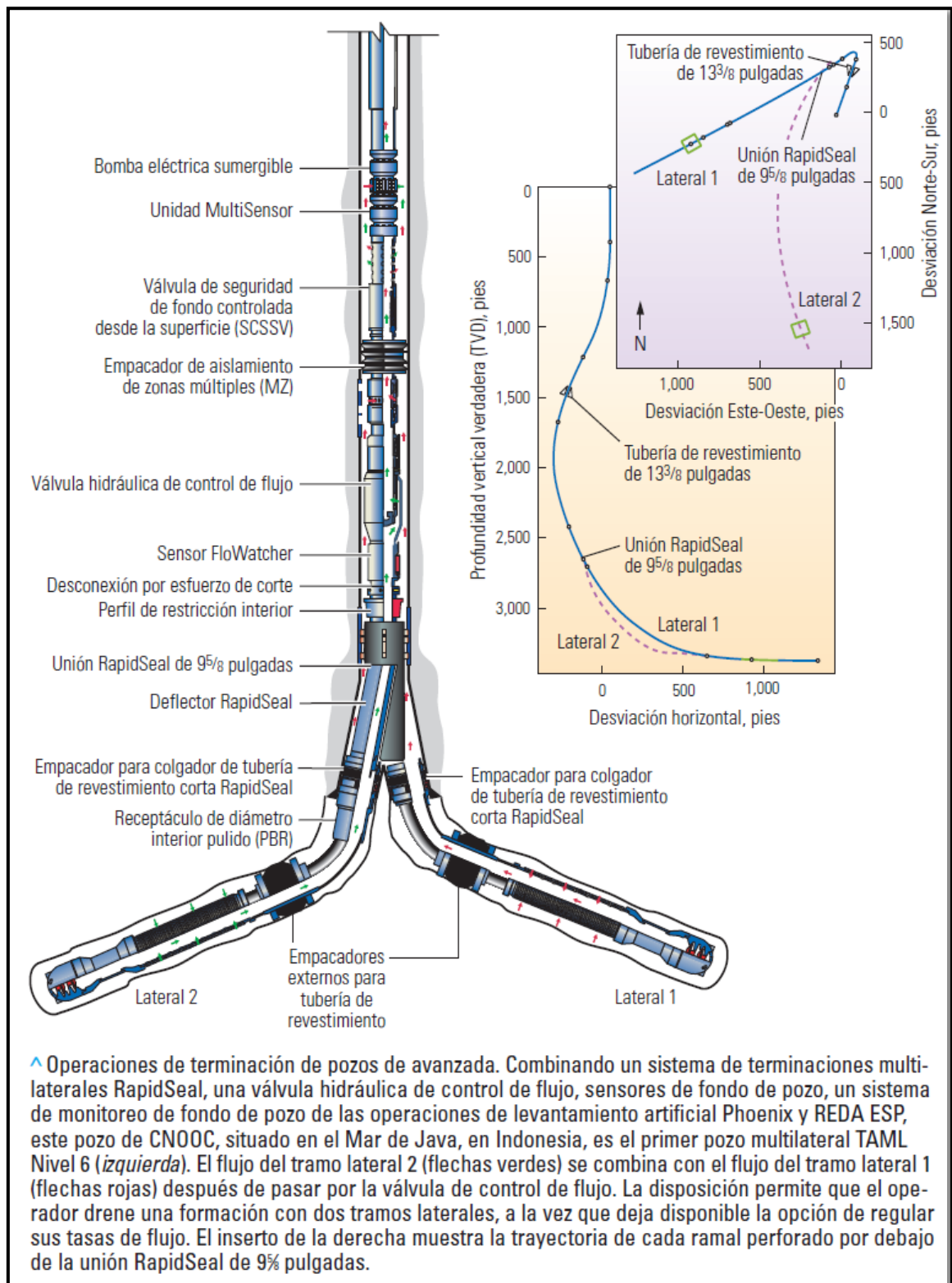
El Pozo M-15 fue construido con dos tramos laterales, que conectaban secciones de yacimiento separadas por fallas. Cuando fue perforado, el Pozo M-15 del Campo Wytch Farm, entre otras cosas, marcó récords por el alcance más largo de cualquier pozo multilateral, 3 400 m [11 155 pies], para el lateral norte, y por la mayor longitud; 1 800 m [5 905 pies]; de los cañones de disparos. La terminación incluyó una bomba ESP REDA cubierta y tres válvulas de control de flujo recuperables por cable, montadas en cavidades laterales y accionadas hidráulicamente (WRFC-H), con seis configuraciones, incluyendo el modo completamente abierto y el modo completamente cerrado.



En un primer caso en la industria, uno de los dispositivos de control de flujo se instaló por debajo de la bomba ESP. El pozo estaba provisto además de un medidor de flujo instalado por encima de la bomba y una unidad de monitoreo de pozos MultiSensor para terminaciones con bombas sumergibles, inmediatamente por debajo de la bomba. El medidor de flujo mide el flujo total a través de la bomba. El sistema MultiSensor mide la temperatura, la vibración y la presión de admisión presentes en el tramo lateral y utiliza el cable de la bomba para la transmisión de señales.

BP hizo producir por primera vez el tramo lateral norte, durante unos seis meses con las válvulas WRFC-H completamente abiertas. Luego el tramo lateral se cerró. En el momento del cierre, estaba produciendo aproximadamente 11 000 bbl/d [1 748 m³/d] de fluido, de los cuales 3 000 bbl [477 m³] eran de petróleo. Luego, se abrió completamente el tramo lateral sur mientras se controlaba la producción proveniente del tramo lateral norte. La producción combinada se estabilizó en 4 000 bbl/d [638 m³/d] de líquido con un corte de agua del 25%. De tal modo, la producción neta de petróleo fue equivalente a la del lateral norte antes de ser cerrado. En consecuencia, el operador logró controlar el influjo temprano de agua previsto y de ese modo pudo recuperar 1 millón de barriles [158 900 m³] de petróleo adicionales.

La táctica de control de flujo de fondo de pozo y los sensores permanentes se utilizaron en forma similar en el primer pozo multilateral TAML Nivel 6 del mundo, perforado y terminado por China National Offshore Oil Company (CNOOC) en el año 2002.



Nuevamente, se utilizaron las válvulas de accionamiento hidráulico para minimizar el influjo de agua y controlar selectivamente el flujo proveniente de cada uno de los dos tramos laterales en el pozo NE Intan A-24, situado en el Mar de Java, en el área marina de Indonesia. Los medidores MultiSensor proporcionaron mediciones de presión, temperatura y tasas de flujo en tiempo real para cada ramal, y un sistema de levantamiento REDA ESP permitió optimizar la producción de petróleo.

Mediante la combinación de las ventajas de las bombas ESP, los pozos multilaterales y las tácticas de monitoreo y control remoto, CNOOC logró generar beneficios que trascendieron el control de la producción de agua. La configuración de los pozos multilaterales maximizó el retorno de la inversión de la compañía porque permitió el drenaje del mismo yacimiento a través de dos pozos, utilizando a la vez un solo hueco en las plataforma de perforación marina desde los cuales se realizó la perforación, y ahorrando el costo de perforar y terminar la sección superior de un segundo pozo. Al mismo tiempo, la tecnología de pozos inteligentes permitió al operador monitorear y controlar el flujo proveniente de cada tramo lateral en forma remota y de este modo manejar fácilmente el yacimiento para lograr incrementos en la producción y la tasa de recuperación de las reservas.

7.3. DEMANDAS NUEVAS, SOLUCION ANTIGUA

Muchos pozos que producen con bombas ESP se benefician con la tecnología de pozos inteligentes por el mejor manejo de los yacimientos, particularmente mediante la reducción de la producción prematura de agua. La capacidad para determinar el origen de la producción de agua y luego minimizarla en las operaciones de terminación de zonas múltiples, ha sido utilizada en todo el mundo con un incremento de la producción y de las tasas de recuperación de reservas como resultado reiterado.

La esperanza es que los pozos inteligentes, que producen con bombas ESP, se vuelvan aún más atractivos a medida que la industria se centre cada vez más en la producción de petróleo de áreas remotas, donde los volúmenes de agua

grandes pueden implicar costos significativos. En las áreas marinas, por ejemplo, la capacidad para impedir que el agua llegue a la superficie y exija en demasía las limitadas instalaciones de procesamiento con base en las plataformas, ha llevado a la industria a invertir millones de dólares en la investigación de métodos para remover y eliminar el agua en el fondo del pozo.

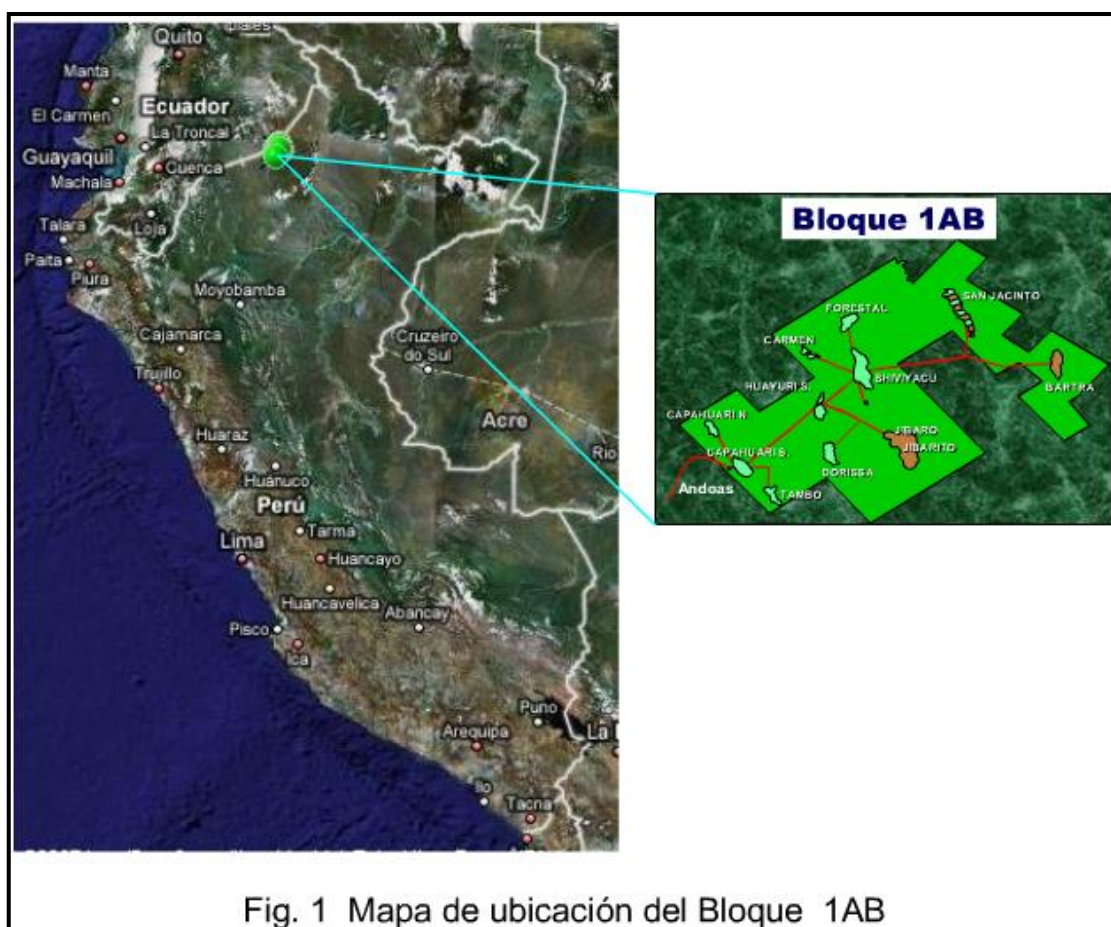
Dado que esa tecnología de separación de agua en el subsuelo aún debe ser probada y algunos de los proyectos de aguas profundas más costosos de la industria están extrayendo grandes volúmenes de petróleo con bombas ESP, los estranguladores para control de flujo y los sensores de fondo de pozo pueden constituir al menos una solución provisoria para la producción indeseada de agua.

CAPITULO VIII

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

8.1. DESCRIPCION

El Bloque 1AB está localizado en la cuenca Marañón, en el noreste de la selva Peruana (Figura 1). Actualmente hay 8 campos productores de petróleo en un área de 4790 km². El bloque se declaró comercial y completó las facilidades de producción en 1975. En la actualidad la producción acumulada del Bloque 1AB es de 700 millones de barriles de petróleo.



La base de las operaciones está ubicada en Andoas, desde allí se hace la logística de envío de equipos a los respectivos pozos vía terrestre, por ejemplo, la distancia entre Andoas y el campo de San Jacinto es de 150 Km. En el periodo de lluvias el acceso a los campos se dificulta, por lo tanto, el transporte de carga pesado y de equipos vía terrestre se hace lento y puede tomar muchos días y aun semanas, esto influye en el incremento de la producción diferida y los costos operativos por el tiempo de espera de los equipos de workover y perforación.

Los campos Jibaro, Jibarito tienen una sola formación productora que es Vivian, los campos Capahuari, Carmen, Dorissa, Forestal, Huayuri, San Jacinto, Shiviayacu tienen 2 formaciones productoras; Vivian y Chonta. Las características de la roca y sus fluidos de estas formaciones, varían de campo en campo, tal como se puede observar en la Tabla 1, donde todavía se muestran dos campos que han dejado de producir actualmente, Bartra y Tambo.

CAMPO	RESERVOIRIO	PROF. (FT)	ARENA NETA (ft)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (mD)	SAL. (ppm)sl	T (° F)	SW (%)	GRAVEDAD °API
BARTRA	BASAL TERTIARY	7,150	22.5	21.3	1500 - 3500	20500	218	38.1	11.5
	VIVIAN	7,375	36.5	20.6	2000 - 4000	20500	218	35.0	11.5
	CHONTA	7,850	10.5	14.5	100 - 300	14000	233	44.0	20.5
CAP. NORTE	VIVIAN	11,950	22.0	14.5	60 - 300	5500	282	44.8	27.0
	CHONTA	12,800	10.7	12.0	5 - 40	150000	290	43.0	25.8
CAP. SUR	VIVIAN	11,900	48.2	16.0	1000 - 2000	48000	282	17.0	35.3
	CHONTA	12,700	21.6	12.0	20 - 150	81400	292	24.0	35.2
CARMEN	VIVIAN	9,850	20.4	16.0	1000 - 2000	18000	251	49.0	19.7
	CHONTA	10,500	9.4	12.5	30 - 150	120000	263	33.0	37.5
DORISSA	VIVIAN	10,700	23.0	15.7	500 - 1500	98000	262	30.5	32.2
	CHONTA	11,500	13.1	15.1	95 - 350	144000	274	49.2	40.0
FORESTAL	VIVIAN	9,100	36.3	17.1	600 - 5000	46000	244	29.0	18.9
	CHONTA	9,700	20.9	16.2	380	106900	254	38.7	34.5
	LOWER CHONTA	9,800	6.9	18.0	250	100000	250	26.5	32.2
	BASAL CHONTA	9,820	8.9	19.0	NR	100000	250	25.7	34.6
HUAYURI N.	VIVIAN	10,000	12.8	16.0	160	50000	255	59.0	18.9
	HUAYURI S.	10,100	25.1	16.4	200 - 1200	55000	256	39.1	27.5
JIBARO	CHONTA	10,800	11.8	14.7	95 - 350	137000	268	23.9	38.2
	VIVIAN	9,715	36.6	18.2	2000 - 5000	61200	250	36.2	10.6
JIBARITO	VIVIAN	9,650	49.4	19.0	4000 - 5000	64600	250	28.0	10.8
SAN JACINTO	BASAL TERTIARY	7,761	21.0	21.0	800 - 1500	40000	223	40.0	11.5
	VIVIAN	7,863	32.0	19.7	2000 - 5000	42500	225	36.2	11.5
	CHONTA	8,443	11.1	19.1	200 - 1000	33800	236	30.9	28.0
	BASAL CHONTA	9,820	13.6	19.7	400 - 800	25000	237	29.9	14.5
SHIVIYACU	VIVIAN	9,200	36.9	17.0	1000 - 2000	35000	247	29.1	20.2
	CHONTA	10,000	17.4	16.5	80 - 400	120000	256	33.4	34.9
SHIVIYACU NE	VIVIAN	9,900	54.4	17.7	1800	63000	245	46.5	16.0
TAMBO	VIVIAN	11,900	15.0	14.0	250	84000	280	35.0	32.0
				14.3	50			42.0	36.0
	CUSHABATAY			12.1	10			53.0	45.0

Tabla 1. Características de los Campos del Lote 1AB

La formación Vivian es un yacimiento con mecanismo de impulsión por agua altamente activo, el mayor porcentaje de los pozos produce por empuje de agua de fondo y en menor proporción por empuje de agua lateral, por lo que es la formación que tiene alto corte de agua, el GOR es relativamente bajo: 60

SCF/STB, el índice de productividad varía de 1 bfpd/psi a 60 bfpd/psi y la presión de burbuja está alrededor de 340 psi, por otro lado la formación Chonta es un yacimiento que por lo general tiene una combinación de: empuje por agua débil, con un mecanismo de impulsión de gas en solución, el GOR es de 600 SCF/STB, el índice de productividad varía de 0.5 bfpd/psi a 1.5 bfpd/psi y la presión de burbuja es aproximadamente de 2800 psi.

En 1975 la producción de cada campo, se inició por flujo natural, la que no fue duradera, debido al incremento del corte de agua con el tiempo, dado a que el mecanismo de producción principal es de empuje por agua. Además, es de conocimiento general que la fluencia natural no garantiza la maximización de los niveles de producción rentable. En ese momento la operadora, Occidental Petroleum Corporation, decidió implementar el sistema de levantamiento artificial con bombeo neumático (Gas Lift), esta decisión se debió en gran parte, a la disponibilidad de gas que se tuvo inicialmente en los campos en producción. En 1979 se inició el empleo de otros sistemas de levantamiento artificial tales como el Bombeo Mecánico y Bombeo Hidráulico, estos sistemas de levantamiento fueron implementados para los campos de crudo pesado. En junio de 1981 REDA instaló el primer equipo BES en el Lote 1AB y ante el incremento del corte de agua y la necesidad de incrementar los caudales de producción, se optó por extender el uso del Sistema de Bombeo Electro Sumergible (BES) para todos los campos y en especial para el caso de la formación Vivian con alto empuje por agua en reemplazo de los otros sistemas de levantamiento artificial, ver Tabla 2 para visualizar los períodos de aplicación de los diferentes sistemas de levantamiento artificial.

AÑO	CAMPO	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
1974	SHIVIYACU	Bombeo Neumático
1975	FORESTAL	Bombeo Neumático
1975-1976	HUAYURI	Bombeo Neumático
1978	CAPAHUARI SUR	Bombeo Neumático
1979	CAPAHUARI NORTE	Bombeo Neumático
1979	DORISSA	Bombeo Neumático
1979-1980	SAN JACINTO	Bombeo Mecánico y Bombeo Hidráulico
1979-1980	BARTRA	Bombeo Mecánico y Bombeo Hidráulico
1981-1982	JIBARITO & JIBARO	Bombeo Electro Sumergible
1982-1983	CARMEN	Bombeo Electro Sumergible

Tabla 2. Sistemas de Levantamiento Artificial, Lote 1AB

La estrategia de explotación de un yacimiento, establece los niveles de producción en los distintos pozos o en sus puntos de drenaje. Para obtener la máxima productividad del yacimiento es necesario seleccionar el método o los métodos de producción óptimos para cada condición de yacimiento e inclusive de cada pozo. Este o estos métodos serían los que permitirían mantener los niveles de producción de la manera más rentable posible.

La manera más rentable para producir el bloque 1AB, fue producir inicialmente los pozos por flujo natural, este periodo fue corto, debido al incremento del corte de agua de los pozos. Una vez finalizada la producción por flujo natural, fue necesario seleccionar un método de levantamiento artificial que permita obtener la máxima productividad de los pozos y de cada campo.

El Bloque 1-AB produce 2 reservorios con 3 tipos de crudo. Ligeros (32°API), Intermedios: (22°API) y Pesados (10°API).

- Vivian.- de alta permeabilidad (2-4 darcies), con un fuerte empuje de agua y bajo GOR (50-60 SCF/STB).
- Chonta.- de baja a media permeabilidad (5-150md), con mecanismo de producción mixto (agua y gas), con alto GOR (300 – 600 SCF/STB).

8.1.1. Parámetros más relevantes que se tuvo en consideración para instalar Equipos de Bombeo Electro Sumergible

Diámetro de los forros: El diámetro de los equipos BES a bajar está supeditado al diámetro de los forros. Por lo tanto, si se opta por el sistema de bombeo electro sumergible es una condición muy importante que se debe tomar en cuenta. En las Operaciones del lote 1AB, los pozos tienen forros de 9 5/8" y de 7", es decir las profundidades donde se baja el equipo BES.

Geometría del pozo: Pozos con pata de perro muy severo (DLS), afectan la bajada y la operación de los equipos. En estos casos los equipos fallaran al momento de bajar muy prematuramente. En el lote 1AB se instala en pozos tanto verticales como dirigidos, pero teniendo en cuenta de dejar el conjunto en un DLS menor o igual a 1.

Tasa de Producción: Esta condición está relacionada con el diámetro de los forros, para altas tasas de producción (> 11 000 BPD), se necesita forros de 9 5/8".

Profundidad de sentado de la bomba: esta condición está relacionada con el índice de productividad del pozo, potencia de los motores del conjunto BES, presión de burbuja, disponibilidad de los tipos de bomba; siempre hay una profundidad óptima para cada condición. Normalmente en el bloque 1-AB se han instalado los equipos en el rango de profundidades de 3 500 ft a 9000 ft.

Fluido a producir: Dependiendo de la agresividad de los fluidos, se podrá elegir la metalurgia de los equipos y el tratamiento químico adecuado. En el lote 1AB se usa equipo BES con carcasa ferrítica, y el cable con armadura con contenido de zinc.

Temperatura de fondo: Otro parámetro a tener muy en cuenta es la temperatura de fondo (220-298°F). Esa información nos permitirá elegir el tipo de motor a instalar y si se requerirá usar chaqueta para incrementar la velocidad de flujo y por ende el enfriamiento de los motores.

Corrosión por CO₂: Otro parámetro a tener muy en cuenta es la corrosión de los metales.

Adicionalmente es importante mencionar para el Bloque 1AB, los otros problemas operacionales que se han tenido y tiene que son: producción de crudos pesados, presencia de arena, deposición de escamas, parafina, logística, etc.

8.1.2. Elementos con los que cuenta este Sistema de Levantamiento Artificial

Banco de transformación eléctrica: Son de baja y de alta o solamente de alta tensión, esto depende si la energía suministrada es de media tensión o de un Generador satélite.

De baja para bajar el voltaje de media tensión de 13 900 a 480 voltios y de alta para levantar de 480 al voltaje requerido por el motor de fondo. Los más usados son: 500 KVA, 750 KVA y de 1 000 KVA.

Tablero de control: En pozos conectados a línea de media tensión, arrancan y trabajan a una frecuencia fija de 60 Hz, en cambio con generadores satélites se puede arrancar a frecuencias menores de 60 (mínimo 50) e incluso se puede subir hasta 62 Hz.

Variador de frecuencia (VSD): Permite a la bomba sumergible producir a un amplio rango de volúmenes. En el lote 1AB los VSD más usados son: 390 KVA, 500 KVA, 875 KVA y de 1 000 KVA. Actualmente los VSD tienen la opción de Rching Star para destrabar bombas.

Caja de venteo: Conecta el cable de superficie con el cable principal de fondo, permite ventear el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control.

Por otro lado el Equipo BES de subsuelo inicialmente tuvo muchas fallas prematuras, esas fallas se fueron superando hasta adecuar la tecnología del sistema a las condiciones del reservorio del Lote 1 AB, para esto ha sido un largo proceso de cambios y adecuaciones a la operación de los equipos BES de subsuelo, ya que inicialmente se tuvo una vida útil de equipo de 1 mes, paulatinamente se ha ido incrementando hasta llegar a un promedio de 30.9 meses (2.6 años) en el año 2006. El record de vida útil de equipo ha sido de 10.5 años, en el pozo de San Jacinto 24.

Más de 2 000 instalaciones retirados de los pozos, fueron inspeccionados en los talleres de las compañías fabricantes, con el objeto de encontrar la causa raíz de la falla. Con la información obtenida se pudo hacer las correcciones y/o modificaciones, como diseño, cambio de material y/o adecuaciones a las condiciones agresivas del Lote 1AB. El proceso de optimización involucró todos los componentes del conjunto BES, porque cada uno de ellos afecta directamente o indirectamente el buen funcionamiento del sistema BES.

Sensor de Presión: Es un instrumento que se coloca debajo del motor. Permite enviar señales a la superficie, a través del cable de alimentación al motor, las cuales son registradas en el panel de superficie, convirtiéndose en señales de presión de admisión y descarga de la bomba, temperatura de la bobina del motor, vibración del equipo, etc.

Motor eléctrico: el motor es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. Los motores más usados son: 120, 160, 180, 200, 250, 300, 360 y 450 HP's, pueden ser usados solos ó en tándem. La máxima temperatura de operación es de 400°F. Las principales fallas que presentan son las siguientes:

- Corto circuito por invasión del fluido de formación por elongación o deformación de los elastómeros de Neopreno (O' rings), se efectuó análisis y evaluaciones con varios elastómeros (Vilton, Nitrilo y Aflas), lo que finalmente elegimos AFLAS y está siendo usado hasta el momento con muy buenos resultados.

- Interferencia de rotor bearing con el rotor, se incrementó el espaciado; asimismo, se aumentó los anillos de seguridad de 1 anillo/5 rotores a 1 anillo/rotor.
- Corto circuito en las cabezas de bobina por rozamiento entre fases, esto se debió porque los terminales estaban libres. Para resolver el problema, se está encapsulando los terminales con epoxy, este trabajo la compañía Schlumberger lo realiza localmente en Iquitos.
- Deposición de Escamas y/o parafinas/asfaltenos encima de la carcasa, estas deposiciones impermeabilizan e impiden la refrigeración del motor, lo que al final degrada el aislamiento del motor por alta temperatura y falla. Se ha iniciado el uso de cable capilar hasta por debajo del motor y a través de ella se inyecta inhibidor de escama ó de parafina/asfaltenos.

Protector: se encuentra entre el motor y la bomba, permite conectar el eje de la bomba al eje del motor. Además absorbe las cargas axiales de la bomba y compensa la expansión o contracción del motor, no permite la entrada de fluidos al motor. Las principales fallas fueron las siguientes:

- Desgaste prematuro del cojinete que soporta la carga axial, esa falla se manifestaba como atascamiento de eje o corto circuito del motor por paso de fluido del pozo, se optó usar como protector superior laberíntico y como protector inferior un protector modular tipo BPBSL, se transfirió la carga axial a este protector.
- Paso de fluidos a los motores por desgaste de los bujes, se instaló estabilizadores en tope y base de material de alta resistencia al desgaste (AR).

Sección de succión: Permite el ingreso del fluido directamente a la bomba. Este tipo de entrada no separa el gas libre, se utiliza en pozos que producen pequeñas cantidades de gas. Las principales fallas fueron las siguientes:

- Rotura de ejes, ese tipo de fallas se presentaron en pozos con producción de petróleo de bajo API y muy bajo corte de agua. Se resolvió inyectando crudo liviano al fondo para producir +/- 17 °API de crudo.
- Taponamiento de la malla con deposiciones, este problema se resolvió usar sin la malla de protección.
- Desgaste severo de los bujes, esta falla se resolvió instalando bujes de carburo de silicio, material de alta resistencia (AR).

Separador de gas o bomba multifásica: Está ubicado entre el protector y la bomba, su aplicación es para altos % de gas libre en la bomba, reduce la cantidad de gas libre que pasa a través de la bomba.

Bomba Electro Sumergible: Es el tipo centrífugo-multietapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ellos. Los impulsores son tipo flotadoras o a compresión. Las principales fallas fueron las siguientes:

- Desgaste en Downthrust, reducción prematura de eficiencia por destrucción de los impulsores, debido a operación de la bomba (flotadora) en el punto de la mejor eficiencia (BES). Se resolvió diseñándolas para trabajen en la curva de empuje ascendente (Upsthrust). Asimismo, se inició usar todas las bombas a compresión, con este cambio se redujo enormemente el desgaste por empuje descendente.
- Desgaste Radial de los bujes, por presencia de abrasivos lo que originaba severa vibración en el conjunto. Lo que dañaba los sellos del protector, haciendo que pase el fluido del pozo a los motores. Para solucionar el

problema se estabilizó la bomba con material resistente a la abrasión (AR), inicialmente con Zirconio y finalmente con Carburo de Silicio.

- Atascamiento de eje, por deposición de escamas. Se resolvió parcialmente con la inyección de química (inhibido de scale) por el espacio anular. Actualmente tenemos un instrumento adicional que nos permite destrabar esos atascamientos, se trata de un Variador de Frecuencia que tiene la opción de Rocking Start (oscilante), ya hemos logrado +/- 6 trabajos exitosos, que nos ha ahorrado servicio de pozo de +/- US \$ 400 000/servicio, sin tomar en cuenta la producción diferida.

Las bombas más usadas: DN-1 100, DN-1 750, DN-3 000, GC-3 500, GN-4 000, GC- 4 100, GC-6 100, GN-7 000, GR-7 000, GC-8 200, SN-8 500, GN-10 000, JN-10 000, J12 000N, HC-13 000, JN-16 000.

Cables trifásicos: Suministran la potencia al motor eléctrico, y deben cumplir con los requerimientos de energía del mismo. Están aislados externamente con un protector metálico y cada fase de cobre protegido con un aislante especial y la parte externa de plomo. En el Lote 1AB se evaluaron diferentes cables de diferentes compañías: Redalead, Centrilift, Kerite y Philips. Redalead ha resultado tener mejor tiempo de vida útil, por lo tanto actualmente se usa Redalead de configuración redonda y plana, número 1 con tubo capilar de 3/8" para inyectar química por debajo del motor. Las principales fallas fueron:

Corrosión, corto circuito en los empalmes y debajo del minimandril, se han tomado medidas y mejoras para eliminar estas fallas y se han logrado excelentes resultados.

8.1.3. Producción en Tiempo Real

Como se mencionó anteriormente el Sistema de Bombeo Electro Sumergible fue introducido en el Bloque 1AB a partir de 1981, pero recién en 1983 se masificó el uso de este método de levantamiento. En el periodo inicial se encontraron problemas operacionales comunes y fallas prematuras esencialmente debido a los ajustes de las tecnologías y las prácticas operacionales para el reservorio y las severas condiciones de los pozos del lote. Estas condiciones fueron: la temperatura de fondo que varía de 230°F a 298°F, depositación de incrustaciones, asfaltenos y parafinas, alta salinidad del agua 150,000 ppm de cloruros y alto contenido de CO₂ varía de 8% a 25%. El petróleo tiene un API que varía de 10.3° a 35° con una presión de burbuja de 340 a 2800 psi. El índice de productividad varía de 0.3 a 50 bfpd/psi.

En el Bloque 1AB se instalaron los primeros sensores en 1994 sin buenos resultados debido básicamente a que no se contaba con la tecnología apropiada para el manejo de altas temperaturas y, desde ese entonces se han llegado a usar otros sensores como el Pumpwatcher y el Phoenix Select en el 2006. Asimismo, Pluspetrol ha estado constantemente buscando tecnologías que permitan optimizar la producción en tiempo real (completaciones inteligentes). Una nueva forma de gestión de yacimientos ha aparecido en los últimos años y es el Servicio Avanzado de Levantamiento Artificial BES: Gestión de yacimientos inteligentes usando datos continuos de pozos y/o campos. Aunque existen diferentes maneras de llamar esta nueva tecnología, todas se refieren a la gestión de yacimientos en tiempo real o cerca al tiempo real. Tiempo real usualmente significa reaccionar ante un evento tan pronto este ocurra o dentro de un lapso corto de tiempo.

Proveer un flujo continuo de datos limpios al escritorio de los ingenieros es el primer paso en la gestión de yacimientos inteligentes. La implementación de campos inteligentes aumenta la capacidad para proporcionar los datos, en tiempo real, al especialista en ingeniería de petróleo. Además el servicio Avanzado envía dos tipos de alarmas; una preventiva y otra de parada antes de la falla, bajo este

concepto el ingeniero podrá vigilar los datos y buscar oportunidades de incrementar producción.

Otro aspecto importante del sistema de gestión de yacimientos inteligentes es la integración de las herramientas estándar de la ingeniería de petróleo (por ejemplo, información del sensor de fondo, es decir, información a tiempo real del espWatcher ó servicio de vigilancia y monitoreo satelital de los datos del sistema de bombeo electro sumergible y del pozo, además de los análisis de los yacimientos). Esto permite al ingeniero nuevas oportunidades para estrechar la observación del flujo de trabajo (como por ejemplo, la vigilancia del deterioro del daño de formación en el tiempo y del comportamiento de la bomba).

Por tal motivo Pluspetrol y Schlumberger implementaron el proyecto del Servicio Avanzado de Levantamiento Artificial BES, teniendo hasta el 2008 una gran demanda: sistema espWatcher (27 pozos conectados), sensor de fondo (10 pozos) y análisis e interpretación de los mismos en tiempo real. Actualmente al 2010, solo el pozo Forestal 1301D está siendo controlado con el sistema espWatcher (LiftWatcher).

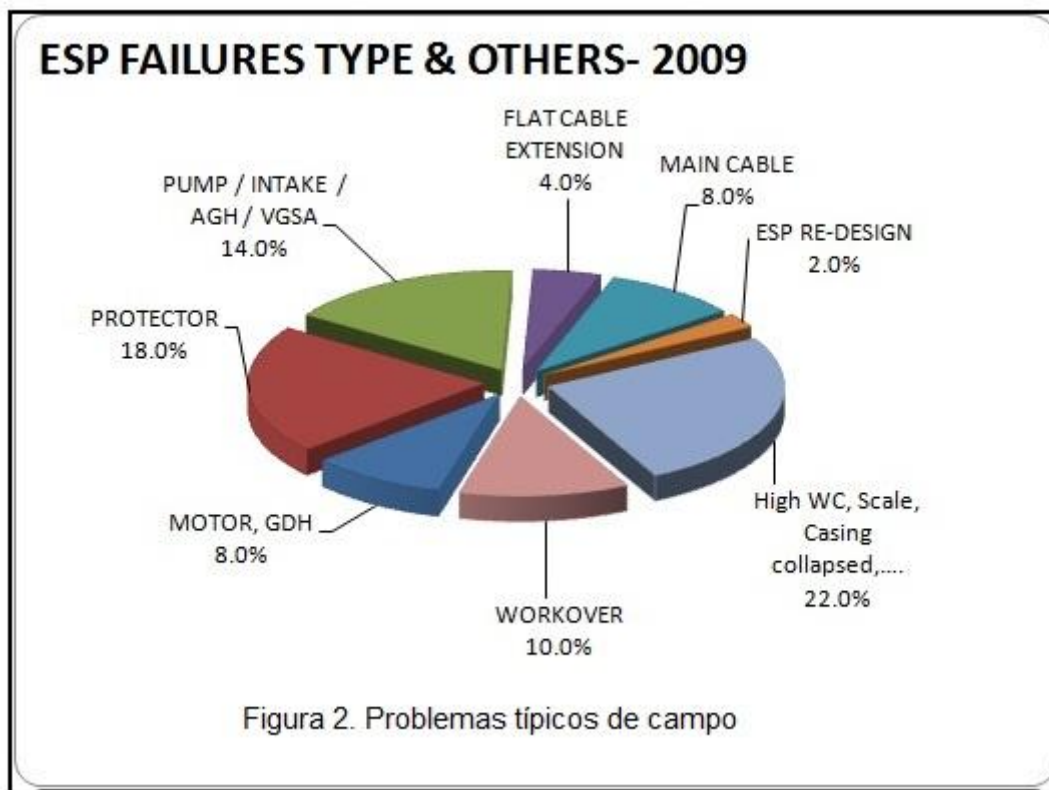
8.2. DISCUSION

En noviembre 2007, Pluspetrol y Schlumberger iniciaron el proyecto de servicio avanzado de levantamiento artificial. Este proyecto permitirá incrementar la producción de los pozos optimizando el sistema de bombeo electro sumergible y el yacimiento en 18% aproximadamente. Se detalla a continuación las principales áreas de mejoramiento continuo:

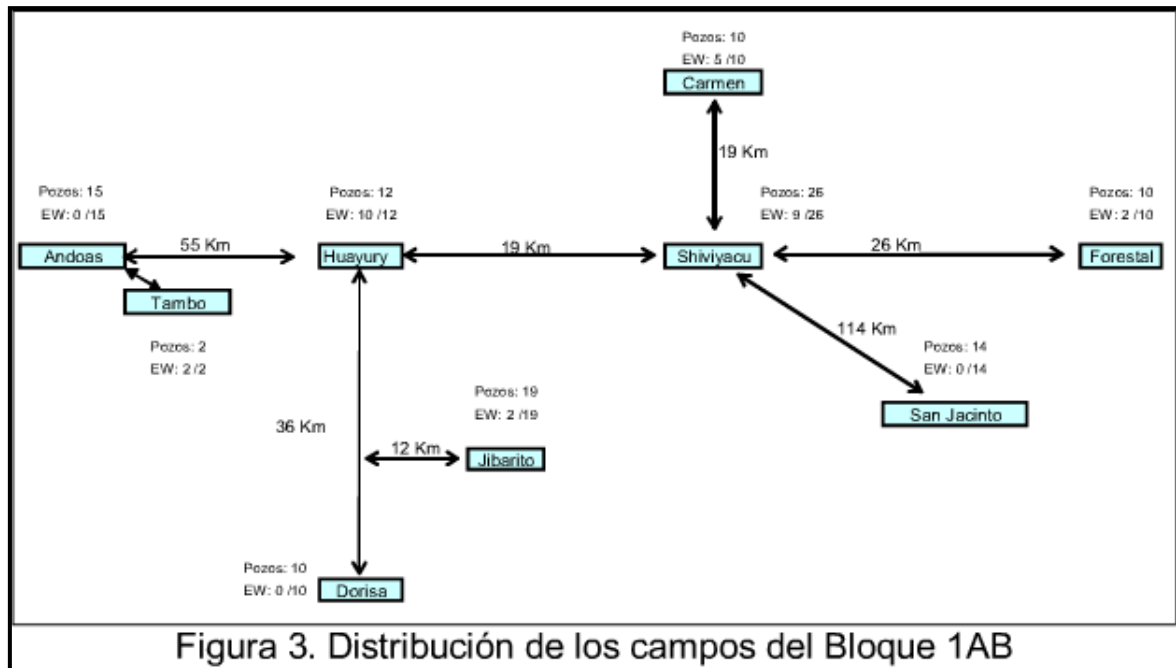
- *Tiempo de respuesta usando el sistema en tiempo real espWatcher*
- *Optimización del sistema de levantamiento artificial*
- *Ahorro de tiempo de personal para el análisis de reservorios*
- *Optimización de reservorios*

En el Bloque 1AB se han registrado diferentes problemas operativos debido a las siguientes causas: alta temperatura, alta viscosidad de algunos campos, corrosión, producción de arena en algunos pozos, precipitación de asfaltenos y

carbonatos, incompatibilidad de aguas de producción entre formaciones diferentes, entre otros, estos han hecho que la producción diferida se incremente. La Figura 2 muestra los diferentes problemas típicos del campo.



Por otro lado es importante mencionar que la toma de información en el momento apropiado, medioambiente y logística juega un papel importante en el comportamiento de los sistemas de bombeo electro sumergible, con el servicio avanzado se suministra la información en tiempo apropiado para tomar decisiones, reduciendo de esta manera la producción diferida. En el caso de lluvias el personal de monitoreo tradicionalmente no puede tomar información del pozo de forma inmediata y la logística de personal y equipo se tendrá que esperar hasta que pase el mal tiempo debido a las distancias existentes (Figura 3).



8.3. OBJETIVOS

El objetivo a largo plazo es tener campos operados en tiempo real y con los siguientes objetivos:

- *Medición de los datos en el pozo (datos del equipo BES, sensor y superficie).*
- *Transmisión de la información a tiempo real vía el sistema espWatcher .*
- *Preparación de los datos medidos que es transmitido luego vía Internet por el sistema espWatcher.*
- *Detección de cualquier desviación de la respuesta normal de los diferentes parámetros registrados por el sensor.*
- *Corrección de la configuración del pozo, si es necesario, para conseguir la máxima producción.*
- *Identificación de oportunidades para incrementar producción a través de diagnóstico oportuno del equipo de subsuelo así como de análisis de reservorios (pruebas de incremento y/o disipación de presión), cubriendo de esta manera el sistema bomba-reservorio en su conjunto.*

CAPITULO IX

DISEÑO OPTIMIZADO Y VENTAJAS DE LA ESP CON ESPWATCHER

9.1. SERVICIO AVANZADO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES

Basados en los dos últimos años de experiencia, el servicio avanzado de levantamiento artificial BES, puede incrementar la producción de los pozos en campos maduros en un 18% a través de la vigilancia, esto significa:

- 9% mediante la optimización del sistema de levantamiento artificial
- 9% mediante la optimización del reservorio

9.1.1. Componentes del Servicio Avanzado de Levantamiento Artificial del Bloque 1 AB

El servicio avanzado de levantamiento artificial consta de cinco factores o áreas importantes:

- El Sistema de Bombeo Electro Sumergible
- El sensor de fondo, Phoenix Select
- El sistema espWatcher
- Personal especializado para el procesamiento y análisis oportuno de la información.

9.1.1.1. El Sistema de Bombeo Electro Sumergible

En el Bloque 1AB se cuenta con equipos BES con excelentes resultados en donde se ha obtenido un tiempo de vida promedio de 31.6 meses tal como se ve en la Figura 4.

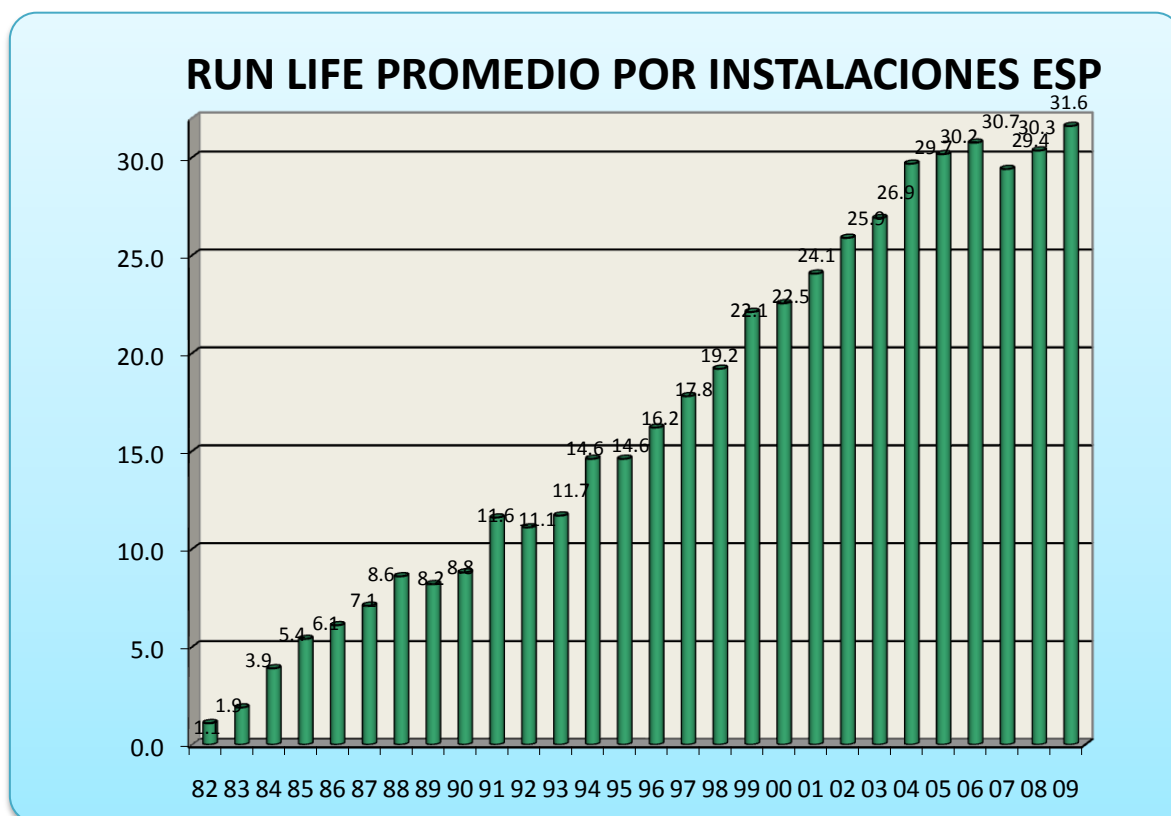


Figura 4

9.1.1.2. El sensor de fondo (*)

Actualmente, la información proporcionada por el sensor de fondo comprende: presión de entrada de la bomba, temperatura del embobinado del motor, temperatura del aceite del motor, vibración y fuga de corriente. Esto proporciona al Ingeniero de Producción una información clave para realizar rediseños y análisis del comportamiento de la bomba con la finalidad de optimizar la producción. Los sensores utilizados (*) permiten obtener los siguientes datos de fondo para las diferentes opciones disponibles:

Parámetros Medidos	Select LITE	Select Standard	Select Avanzado
Fuga de Corriente	x	X	x
Presión de Descarga		X	x
Temperatura en la Descarga		X	x
Vibración en la Descarga		X	x
Presión en la Entrada	x	X	x
Temperatura en la Entrada	x	X	x
Vibración en la Entrada			x
Temperatura del Motor	x	X	x
Vibración del Motor	x	X	x
Voltaje Y del Motor	x	X	x
Presión en la cara de formación			
Temperatura en la cara de formación			
Vibración en la cara de formación			
Grado de Temperatura (°F[°C])	302 [150]	302[150]	302[150]
Margen de Presión (psi[Kpa])	± 5 [34]	± 5 [34]	± 5 [34]

Tabla 3. Parámetros de medida del sensor Phoenix Select
(* Phoenix Select)

9.1.1.3. Sistema espWatcher

El espWatcher es un sistema de monitoreo y vigilancia del sistema de bombeo electro sumergible y éste transmite información de los pozos vía satélite en tiempo real por medio de una dirección electrónica.

La información obtenida por estos sensores es utilizado para rediseñar los equipos de fondo, realizar pruebas de restauración de presión (Build up) durante paradas de pozos no programadas así como pruebas de disipación de presión (drawdown) usando los datos adquiridos durante el funcionamiento del equipo, siempre que esta prueba se haga bajo condiciones estables de operación.

Las medidas a tiempo real permite identificar anomalías y estas pueden ser mejor observadas que con el sistema convencional de prueba de pozos. Según esto se ha encontrado beneficios en el Lote 1AB como:

- ✓ Optimización del comportamiento del sistema BES utilizando sensores con la opción de medir presión de descarga, entrada y temperatura del motor, vibración, etc.
- ✓ Optimizar el análisis del comportamiento de la bomba usando la data del sensor y aplicando nuevos programas de análisis nodal (Lift Pro).

- ✓ Monitoreo de presión fluyente
- ✓ Reducir costos de Workover
- ✓ Optimizar el tratamiento químico
- ✓ Identificar pozos para incrementar producción incrementando frecuencia
- ✓ Identificar pozos candidatos para Workover
- ✓ Interferencia de pozos.

9.2. VALOR AGREGADO DEL SERVICIO AVANZADO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En el Bloque 1AB se está aplicando con éxito el servicio en diferentes áreas tales como:

- Monitoreo y control de parámetros del equipo BES con el sistema satelital espWatcher
- Suministro de información a tiempo real vía Internet 24/7
- Protección del equipo BES de fondo
- Análisis del comportamiento de la bomba
- Optimización del sistema de levantamiento artificial para incremento de la producción
- Optimización del reservorio

A continuación se muestran algunas experiencias de este servicio.

9.2.1. Caso: Tiempo de Respuesta

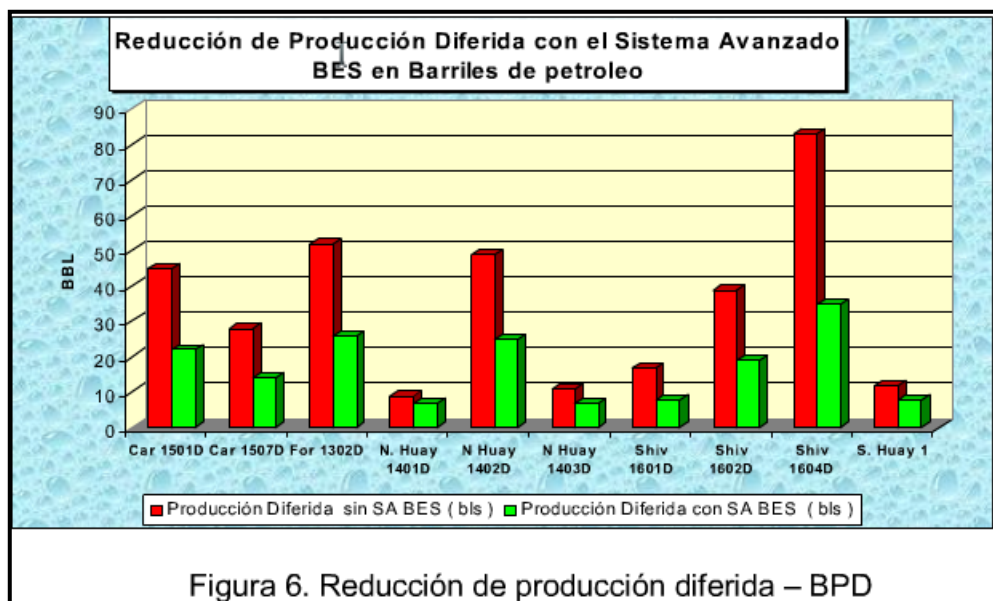
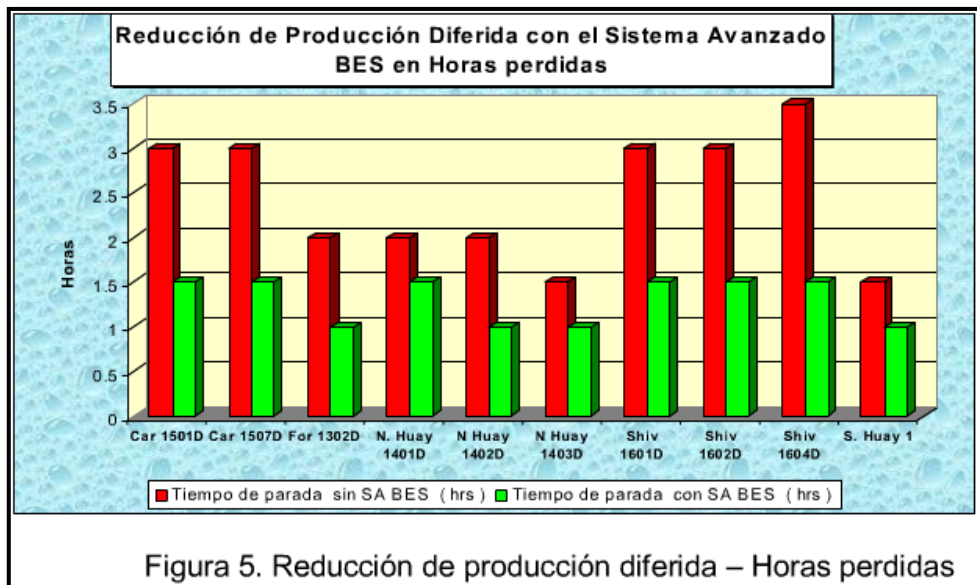
En el Bloque 1AB hay tres maneras de advertir que un pozo ha dejado de producir:

- Cuando la Batería nota que hay déficit de producción
- Cuando la Central Eléctrica advierte que la carga ha disminuido
- Cuando el personal se acerca al pozo para realizar algún trabajo en el pozo o en una locación cercana.

Si se trata de un pozo de baja producción no es tan fácil detectarlo y hay ocasiones que no hay operadores en el turno de noche en algunas Baterías de producción. Frente a estos problemas operacionales el sistema espWatcher mejora el tiempo de respuesta a estos problemas, detecta inmediatamente la falla

y comunica a operaciones por teléfono y vía email. Los resultados obtenidos para el periodo noviembre - diciembre 2007 (Figuras 5 y 6) son los siguientes:

- Tiempo de ahorro: 12.5 horas
- Reducción de producción diferida en 174 Barriles
- Ingresos adicionales 15,660 US\$



9.2.2. Caso: Ahorro al Tiempo de Interpretación y Reporte de los Análisis de Reservorio

Sin el servicio avanzado de levantamiento artificial el análisis de reservorio de un pozo toma 4 a 5 días:

- Recolección de data
- Validación y ajuste
- Análisis e interpretación
- Reporte

Con el servicio avanzado de levantamiento artificial el análisis de reservorio de un pozo toma 1 día:

- Bajar información de Internet (espwacher.slb.com)
- Análisis e interpretación
- Reporte

9.2.3. Casos: Optimización del Sistema de Levantamiento Artificial BES

En el Bloque 1AB se han registrado diferentes tipos de fallas o problemas operativos tales como: eje roto, atascos de la bomba (finos), deposición de precipitados en la bomba, reducción de producción debido a la precipitación de los asfaltenos, hueco en tubería por corrosión, desgaste de bomba por producción de arena, corto circuito del cable, motor a tierra por invasión de fluidos del pozo, malas lecturas de medida de la prueba y entre otros.

Para el análisis de los siguientes casos se ha tomado la información del sensor de fondo (presión de entrada, vibración, temperatura), información de prueba de pozos, entre otros.

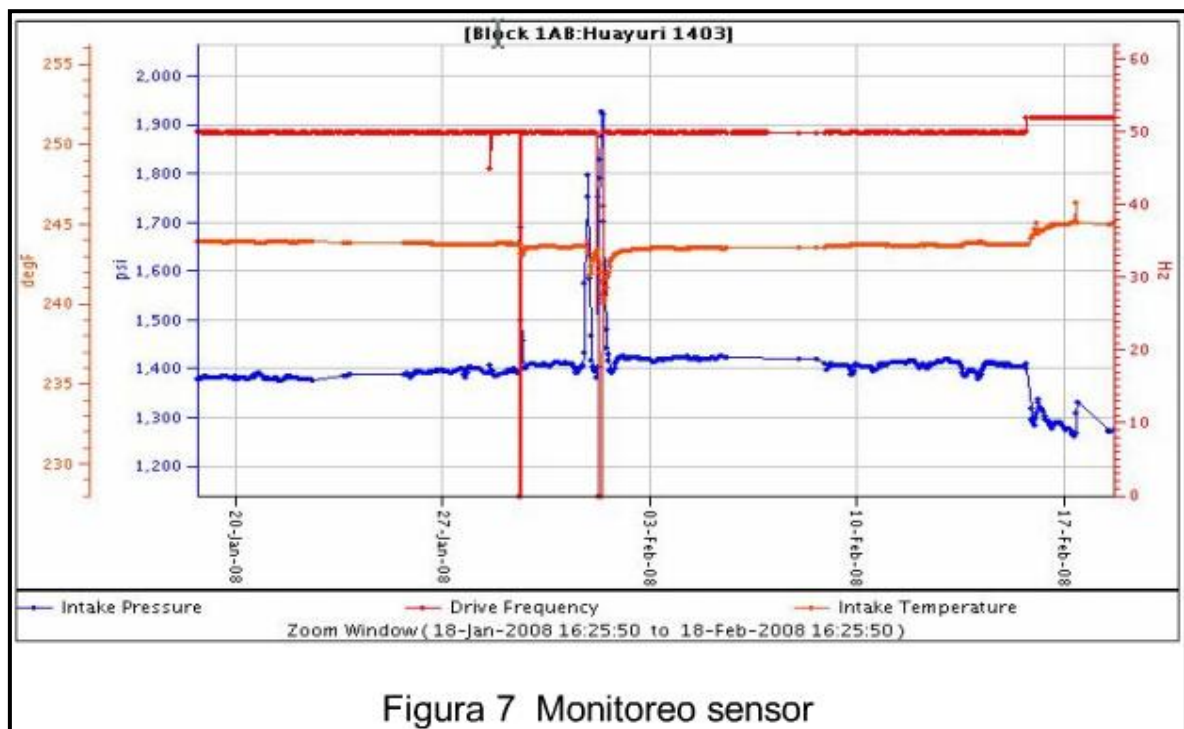
9.2.3.1. Caso 1: Incremento de Producción - Pozo HN 1403

La información proporcionada por el sensor de fondo ha permitido realizar un análisis nodal con mayor precisión logrando con ello optimizar la producción, como ejemplo se menciona el pozo HN 1403, el cual cuando era monitoreado convencionalmente (niveles de fluido), en donde existía mucha variabilidad de este valor. Usando el sensor se observó una buena estabilidad y se monitoreó

con más precisión los incrementos de frecuencia en los pozos lográndose buenos resultados como se puede ver en la Tabla 4 y Figura 7.

	Qt (BFPD)	Qo (BOPD)	WC (%)	Hz	P intake	Drawdown
ANTES	889	185	77	50	1407	845
DESPUES	1025	287	72	52	1306	978
Incremento	161	102				

Tabla 4. Resultados incremento de producción



9.2.3.2. Caso 02: Incremento del Tiempo de Vida de la Bomba a través del Análisis del Sensor de Fondo - Pozo Dorissa 1202

El siguiente ejemplo muestra el comportamiento productivo de reservorios intermitentes y como éste afecta el comportamiento vertical y horizontal, no se logró una correcta optimización, y por consiguiente este comportamiento afectó el tiempo de vida del equipo BES.

El pozo DO-1202 se completo en enero 2002. Hasta noviembre 2004 el pozo venía produciendo de la formación Chonta. En noviembre 2004 se realizó un workover para producir la formación Vivian “B” con el sistema BES, este reservorio se caracteriza por ser lenticular y de mecanismo de impulsión de agua lateral. El índice de productividad en promedio fue de 1 BPD/psi, presión de reservorio 1800 psi, presión de burbuja de 700 psi, 35° API, viscosidad de 1.2 cp, GOR de 98 SCF/STB.

El principal problema en éste pozo era el bajo tiempo de vida que se obtenía de los equipos de subsuelo (3.2 meses), comparado con el tiempo de vida típico de la zona de 17 meses. Las causas de las fallas prematuras eran motor a tierra y/o cable de extensión con cortocircuito. A pesar que se trabajaba con suficiente nivel de sumergencia para evitar el bloqueo por gas y todas las otras variables eran manejadas cuidadosamente, se continuaba con el problema.

El historial BES del DO-1202 muestra un resumen de las corridas durante la producción de Vivian “B”:

Corrida	Bomba	INTAKE	Fecha Inst.	Tiempo de Vida	Causa de Falla
7	288 DN1750	9218 FT	Nov. 16,04	9	Motor a tierra.
8	288 DN1750	9152 FT	Mar. 01,05	88	Corto circuito en el empalme FCE y cable de potencia. FCE con una fase a tierra.
9	288 DN1750	8986 FT	Jun. 13,05	119	FCE derretido y motor a tierra.
10	374 DN1100	8901 FT	Nov. 09,05	819	Continua Operativo

En la corrida 10 (Nov 2005), se instaló el sensor de fondo “Pump watcher” el cual registra presión y temperatura en la entrada de la bomba y fuga de corriente. Se realizó un análisis minucioso de los parámetros (Figura 8) y se observó que existía un patrón común que originaba las fallas prematuras.

Este era el bloqueo por gas, a pesar que siempre estaba trabajando con una presión de entrada de 1700 psi, el cual está muy por encima de la presión de burbuja (P burbuja: 699 psi).

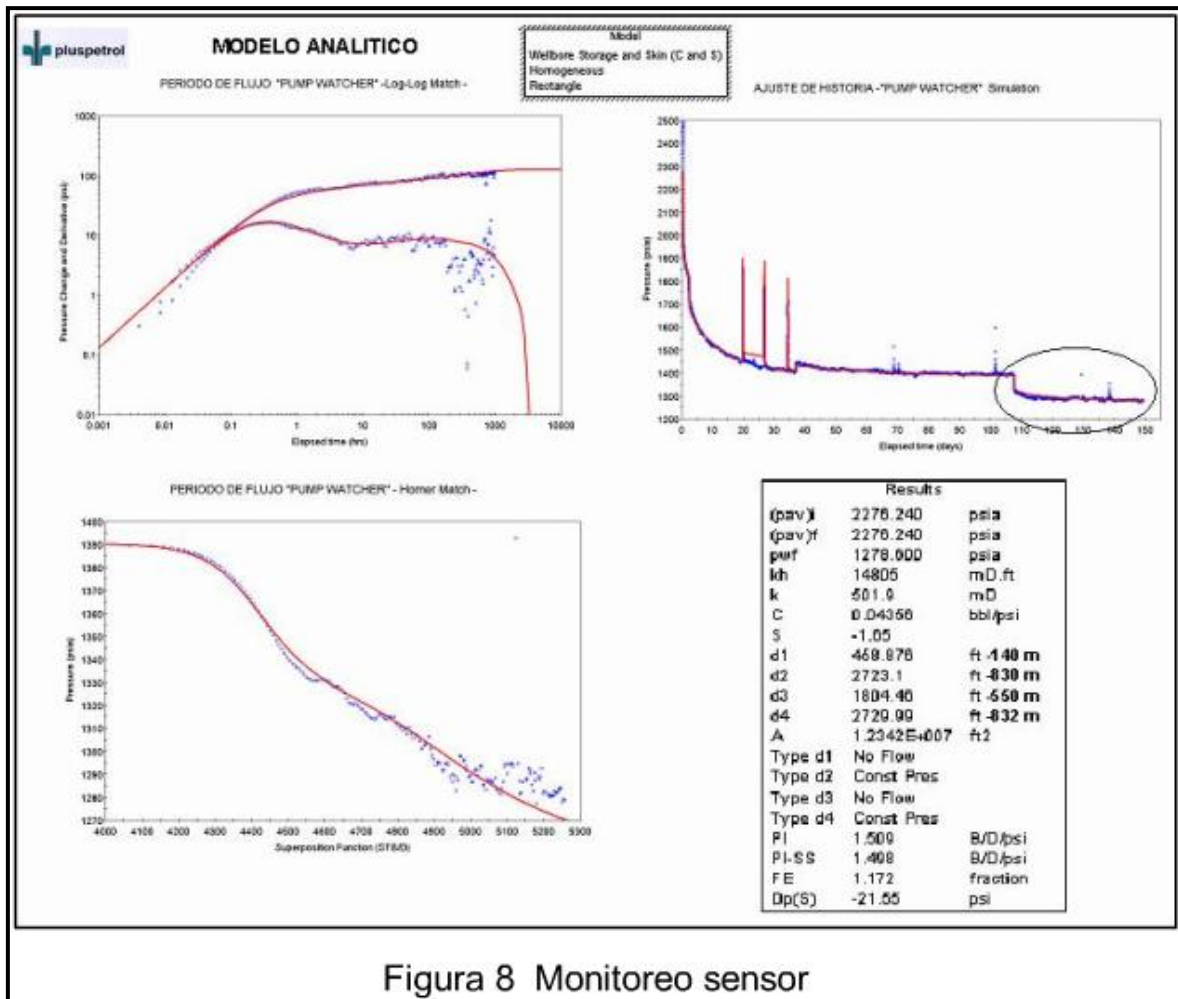


Figura 8 Monitoreo sensor

Se realizó un análisis de este fenómeno que consistió básicamente en analizar en laboratorio las propiedades de los fluidos producidos, comportamiento del sistema BES, la dinámica de fluidos, etc. y se determinó que la causa del bloqueo por gas era originado por la velocidad de escurrimiento entre las fases liquido-gas, el cual se incrementaba por las propiedades inherentes del fluido y los RPM a los cuales giraba la bomba.

Se decidió bajar 1 Hz la frecuencia de trabajo y choquear para incrementar la presión en cabeza del pozo de 300 a 500 psi. Se continuó monitoreando el comportamiento productivo del pozo y la data del sensor de fondo ahora con el sistema espWatcher. Finalmente con esta herramienta se logró incrementar el tiempo de vida del sistema BES pasando de un Run life promedio de 102 días a un sistema que tiende a mejorar excelentes resultados por lo cual el sistema actual continuó trabajando pasando los 800 días de run life para la corrida 10.

9.2.4. Casos: Optimización del reservorio

El objetivo fundamental de la optimización de reservorios es buscar oportunidades para incrementar la producción. Se han realizado algunas recomendaciones para llevar a cabo la optimización en diferentes pozos y en algunos se han logrado incrementar la producción. Lo más importante es mantener una operación en constante optimización.

Los datos de presión de fondo continua sirven para ajustar la historia de producción del pozo y por ende del reservorio, para modelar un yacimiento y posteriormente simularlo.

Las siguientes recomendaciones son parte de esta optimización:

- Monitoreo continuo (CAR-1501): posible digitación y/o canalización de agua
- Optimización de reservorios (CAR-1507): Planificar Build Up en tiempo real para determinar:
 - Parámetros de reservorio
 - Distancia al acuífero asociado
 - Tener en cuenta distancia de sensor a punzados (~867 m / 2844 ft)
- Optimización de Equipo de Subsuelo (HS-01)
- Posibilidad de incremento de producción a través de:
 - Disminución de presión de cabeza
 - Redimensionamiento de equipo

9.2.4.1. Caso 1: Pozo Huayuri Norte-1402 – Diagnóstico de reservorio usando información de disipación de presión (drawdown)

Información del Sensor de Fondo

La figura 9 muestra la información de presión registrada durante un periodo de producción (drawdown), desde su arranque inicial (4 sep. 2007) hasta las 3600 horas después. Esto permitió utilizar la información integrada de P_{wf} y Q para determinar parámetros de yacimiento, evaluar productividad y deducir el modelo de yacimiento a partir de la información dinámica.

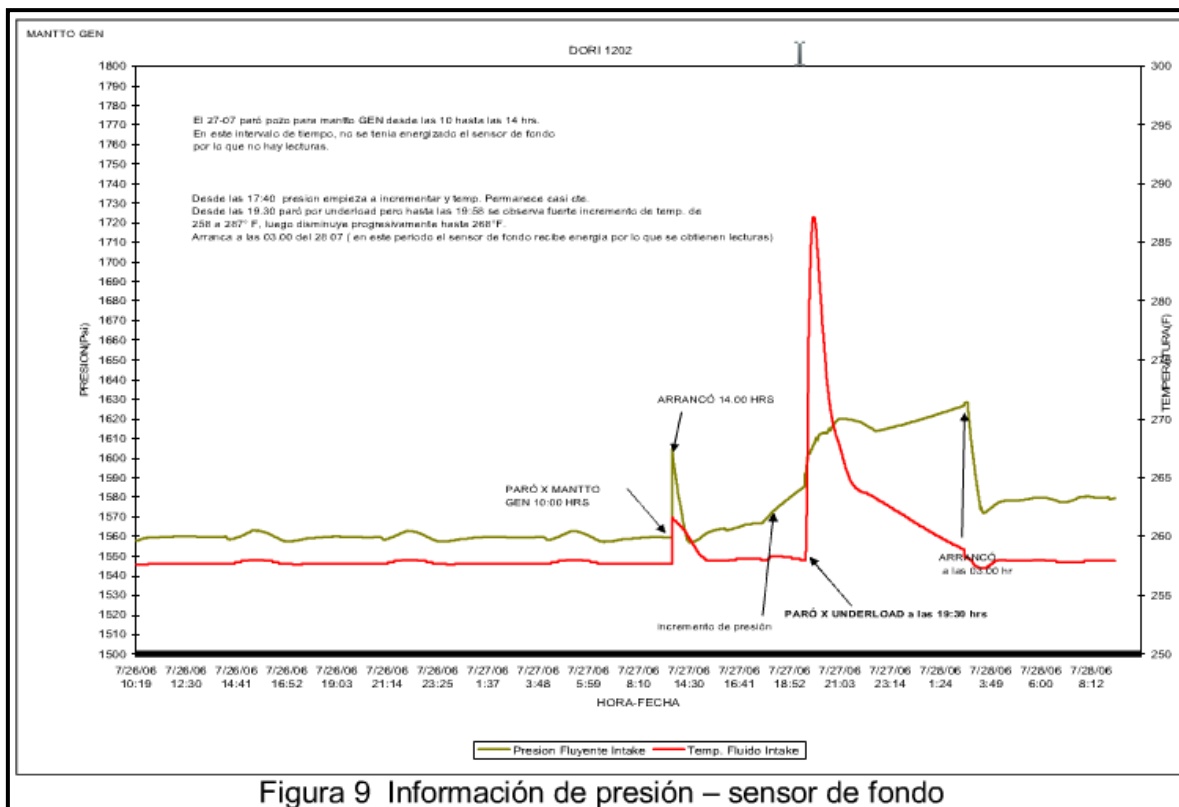


Figura 9 Información de presión – sensor de fondo

Interpretación de la información

La figura 10 muestra la evaluación de la prueba de “Drawdown” en base a la información anterior, se puede apreciar la curva de diagnóstico en un plot log / log y la tabla de resultados mostrando los valores de P*: 3 670 psia, K: 501.9md, Skin: -1.65 y PI: 1 509 bpd/psi.

El pozo Huayuri Norte 1403D es perforado a continuación del 1402D e inició su producción el 13 de octubre del 2007 y después 21 días de producción se para el equipo BES de este pozo, en el sensor se observa que existe una variación en la presión fluyente del pozo Huayuri Norte 1402D tal como aprecia en las Figuras 11 y 12. El análisis de la información obtenida en los dos pozos determinó que existe una ligera interferencia entre ambos pozos (Figura 13), como resultado de este estudio se concluyó que el espaciamiento parece ser el más adecuado hasta el momento.

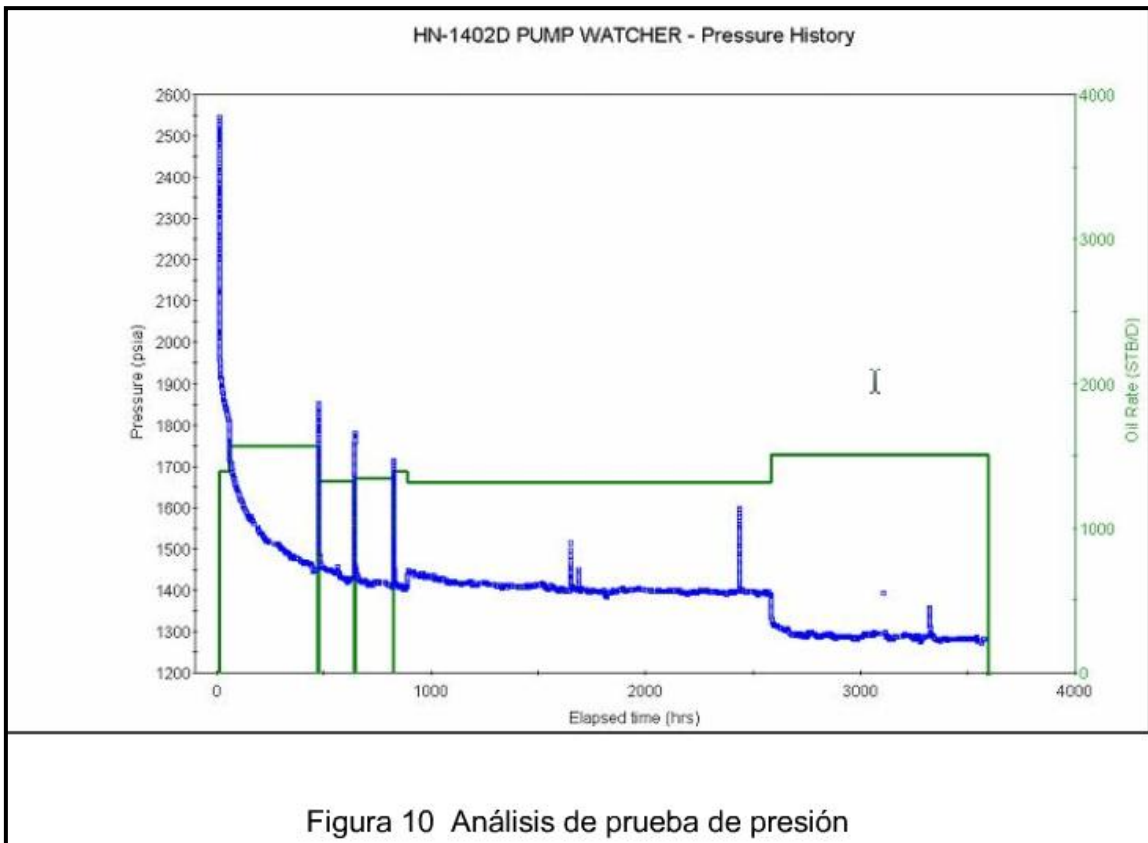


Figura 10 Análisis de prueba de presión

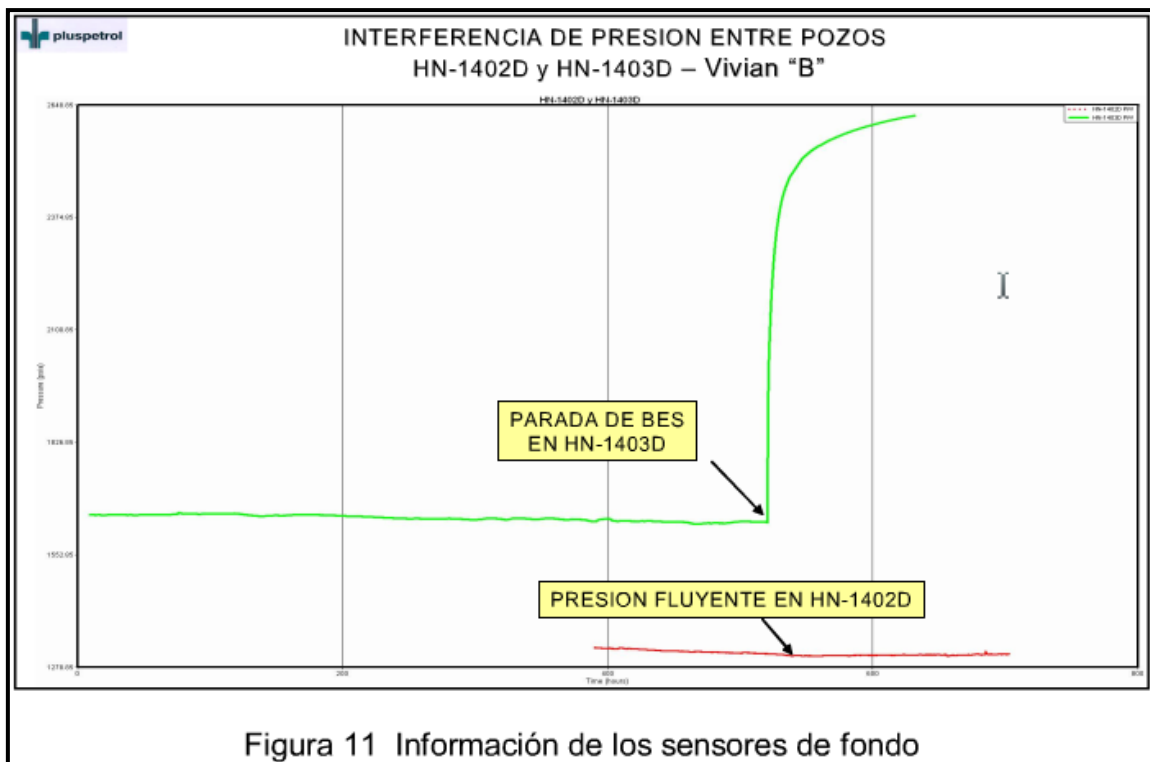
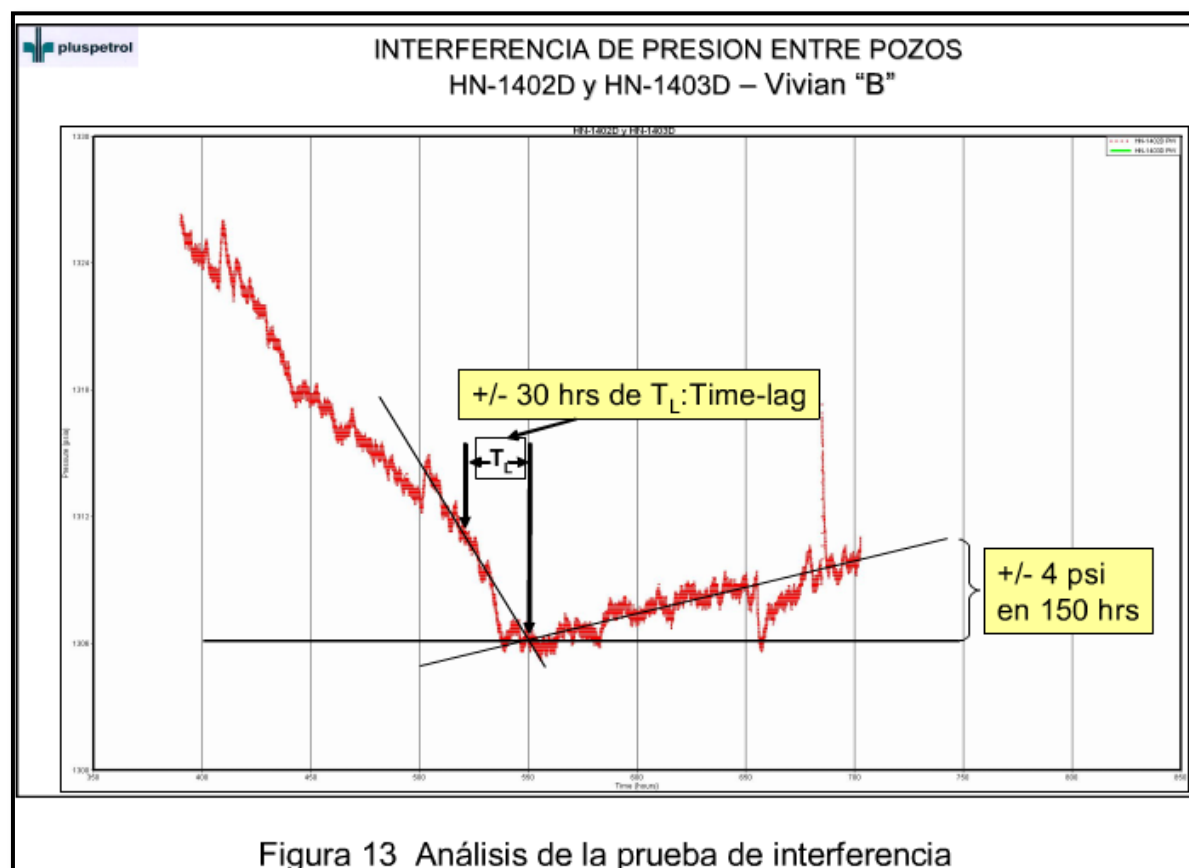
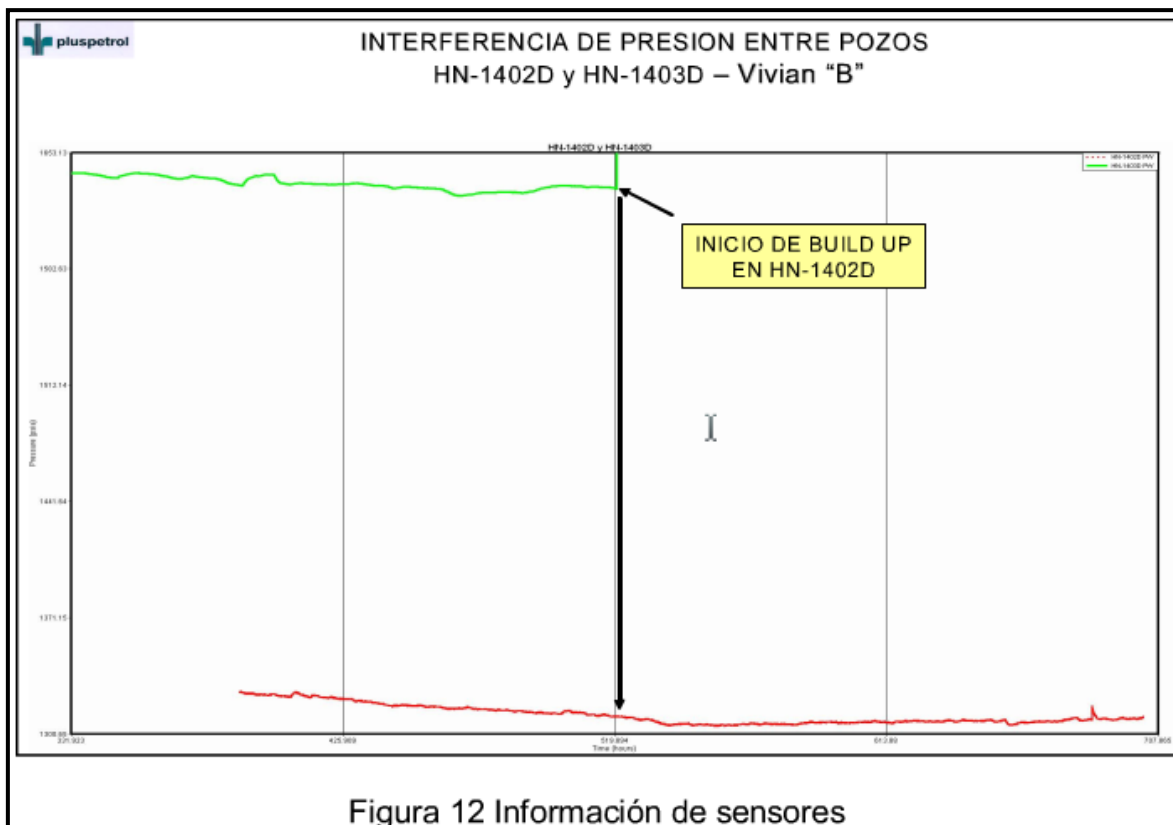


Figura 11 Información de los sensores de fondo



9.3. CASO ACTUAL: FORESTAL 1301D

Luego de una serie de fracasos en la producción del pozo Forestal 1301D, se tuvieron que implementar planes de acción de tal manera que se buscaba aumentar el próximo tiempo de vida de la nueva corrida a la que iba a ser expuesta el pozo. Las causas de las fallas a través de las 8 primeras corridas así como el run life de cada una se muestra a continuación.

CORRIDA	FECHA INST.	BOMBA	ADMISIÓN	RUNLIFE	CAUSA DE FALLA
CHONTA					
01	Set.09'06	2x96 DN1750	9364'	130	Paró para trabajos de WO.
CHONTA - VIVIAN					
02	Ene.30'07	3x63 GN4000	8606'	243	Motor a tierra.
03	Set.26'07	2x63 GM5600	8793'	68	FCE con corto circuito.
04	Dic.15'07	2x63 GN7000	8907'	74	FCE con corto circuito.
05	Mar.13'08	2x63 GN7000	8799'	225	FCE con corto circuito
06	Dic.25'08	2x63 GN7000	8300'	52	Eje roto en Protector
07	Mar.10'09	2x63 GN7000	8287'	62	Desbalance de fases
08	Set. 17'09	2x52 P100	8545'	11	Motor a tierra

Con esta data se procederá a describir el plan de acción que se implementó para las nuevas corridas. La corrida 9 del conjunto BES SLB fué instalado en Nov. 7' 09. Estuvo ploteando en la **Zona Óptima** de la curva de performance de la bomba, trabajando a 62 Hz luego a 60Hz y por último a 55 Hz. Se efectuaron reducciones de frecuencia con el objeto de frenar el incremento constante de temperatura del motor; sin embargo, no se tuvo los resultados esperados. Se sospecha que podría haber intrusión de fluido por encima del intake, lo que no está permitiendo el enfriamiento del motor, por ello se recomendó subir la profundidad del intake y evaluar el comportamiento de la temperatura del motor. A continuación se detallan las características de las últimas corridas 9 y 9A.

9.3.1. Forestal 1301D RUN # 9

Formación: Vivian/Chonta

Pozo tipo : Direccional ("S" shape)

Fecha de Instalación: Nov 07, 2009

Run Life : 23 días

ESP/Bomba: 45+63 GN7000

Motor: 2 x 200 HP + Sensor Phoenix

Ultimo análisis de Fluido TSS

Fase agua = 19.2 mg/l

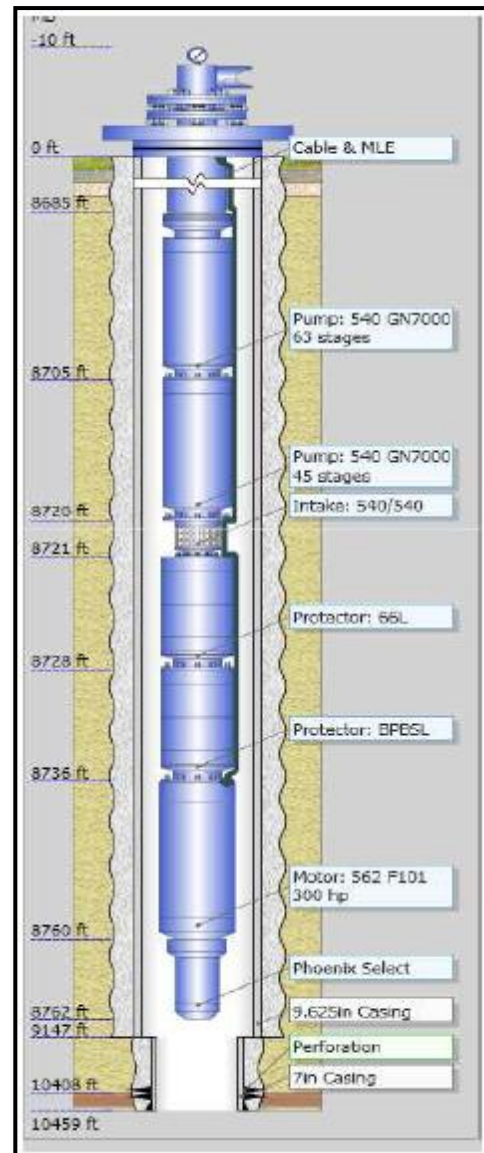
Fase crudo = 137.5 mg/l

Composición: arcilla & arena fina

Aislamiento del motor

Fase @ Fase = 3.2 Ohms balanceado

Fase @ tierra = 16 Mohms

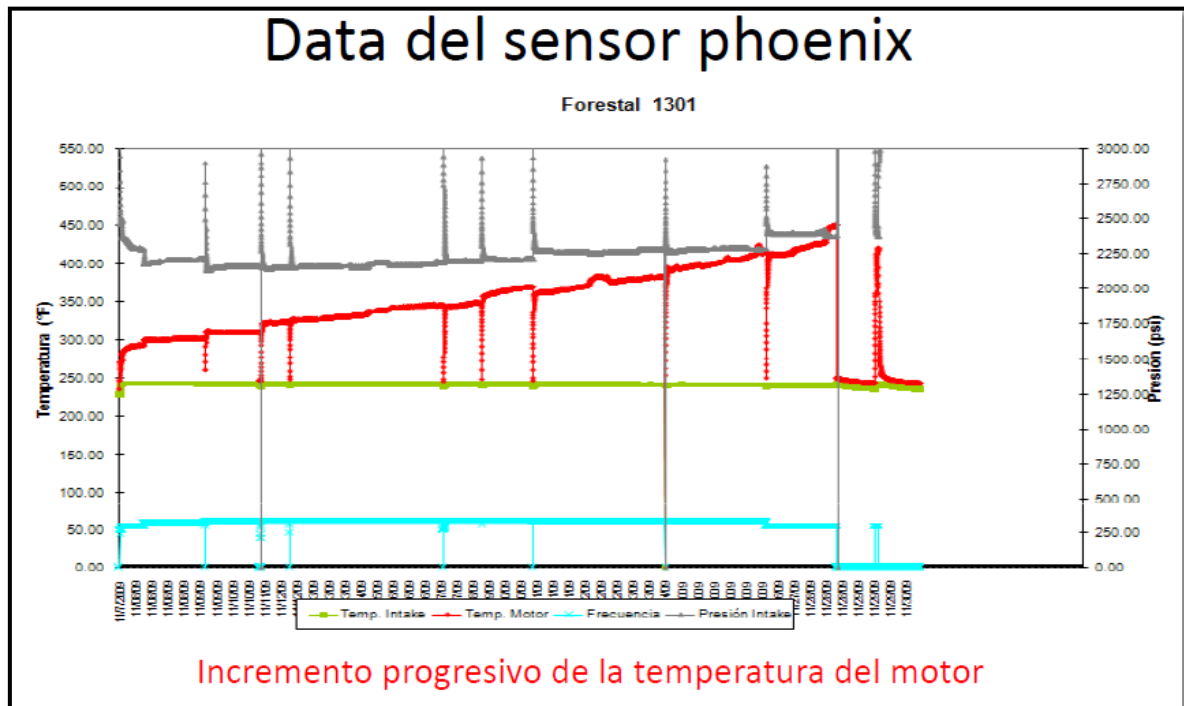
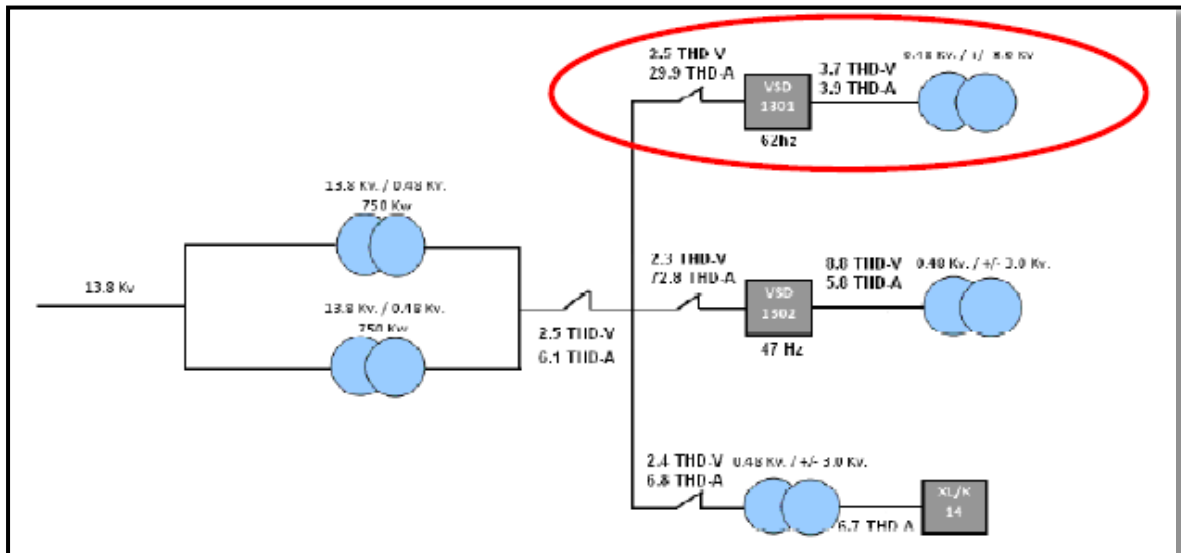


9.3.1.1. Mejoras para este servicio

- Se instaló VSD Sinawave de 518 KVA con transformador desfasado 12 pulsos en la entrada y filtro incorporado en la salida.
- Se ha asignado un password al controlador para evitar manipulación del mismo.
- Se utilizó un FCE de la línea HOT LINE

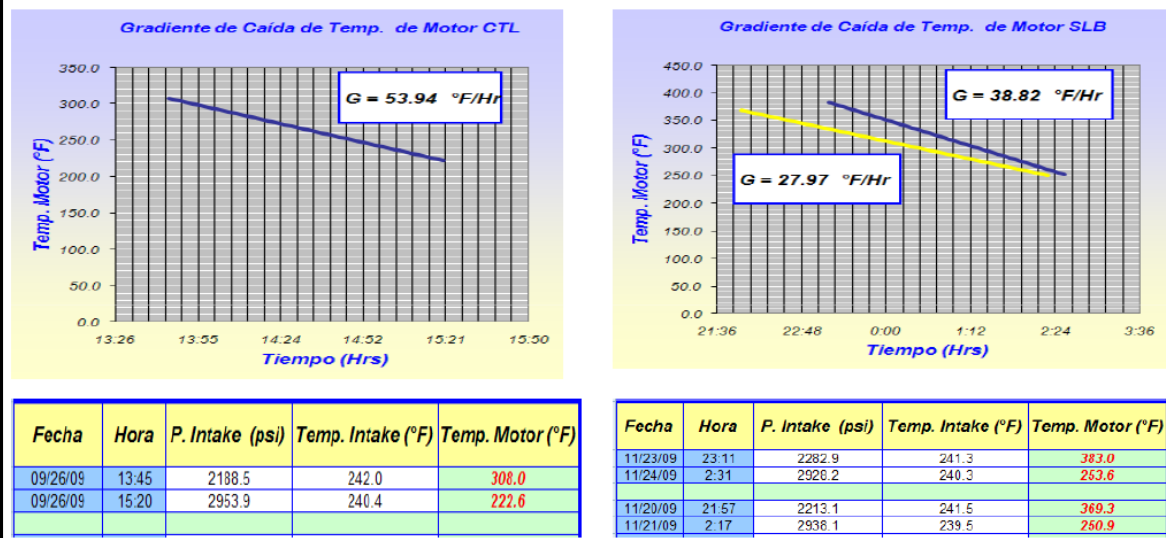
Calidad de energía, reducción del Total Distorsión Harmónica:

- % TDH de entrada (Corriente 29.9 %, voltaje 2.5 %)
- % TDH de salida (Corriente 3.9 %, voltaje 3.7 %)



- Se bajo la frecuencia de 62Hz @ 60Hz & 55 Hz desde el día 20 del mes que se instaló.
- Incremento de la temperatura del motor (270° F - 450.7° F)
- Ligero incremento de la presión de Intake (2150 psi - 2392 psi @ 55Hz)
- Temperatura de fluido del intake casi constante (241° F)

Gradiente de Temperatura Run 8 & 9



La gradiente de temperatura del motor actual es menor a la de la previa corrida, la condición en la corrida # 9 sería la más crítica.

9.3.1.2. Plan de Acción Inmediato a tomar

• **Causas Posibles:**

- Posible deposición de asfáltenos en el housing del motor lo cual estaría afectando la refrigeración e incrementando la temperatura en el motor (velocidad de fluido)
- Compatibilidad de fluidos entre las formaciones de Chonta y Vivian.
- Intrusión de fluido por el casing por encima del intake, esto crearía menor velocidad de fluido en el motor.

• **Plan de acción inmediato:**

- Parar el pozo y registrar con el UNICON la gradiente de temperatura de parada y arranque en función del tiempo, comparar con la corrida previa.
- Realizar un TEST FRAME desde el UNICON para verificar que la electrónica del sensor y sus variables estén operando correctamente.
- Bajar la frecuencia y operar el motor considerando de no sobrepasar los 430°F.
- Fijar protecciones de sobre temperatura en el VSD.

9.3.1.3. Plan de Acción Pluspetrol

• Realizada las mejoras con la reducción de % de TDH de armónicos se estaría descartando la problemática de calidad de energía que pudieran afectar la vida de los FCE y las bobinas, el análisis de temperatura registrada en los sensores como antecedentes (run 2, 3, 8 & 9) apunta ser la causa principal de la mayoría de fallas. Las siguientes consideraciones fueron tomadas:

1. Parar el ESP hasta alcanzar la temperatura del pozo, tomar lecturas eléctricas, bajar la data del sensor, arrancar a 55 hertz y sacar gradientes de temperatura de parada y arranque, configurar alarmas de parada en el VSD cuando alcance los 400° F.
2. Levantar el ESP entre los 1658 metros aproximados, fijarlo fuera de los dog leg > 1, arrancar y evaluar datos del sensor para descartar posible intrusión por casing, tomar gradiente de temperatura de arranque y parada. Si se estabiliza la temperatura dejarlo corriendo (antes de arrancar verificar API y salinidad de ambas formaciones).
3. Si persistieran las condiciones se procederá a sacar el ESP, se cambiará solo el protector y se quitara el motor guide debajo del sensor y profundizar hasta el casing de 7" con la finalidad de mejorar la velocidad de fluido.
4. De persistir las condiciones iniciales se procederá a realizar un Workover para aislar la formación Vivian y producir formación Chonta como en el inicio.

9.3.2. Forestal 1301D RUN # 9A

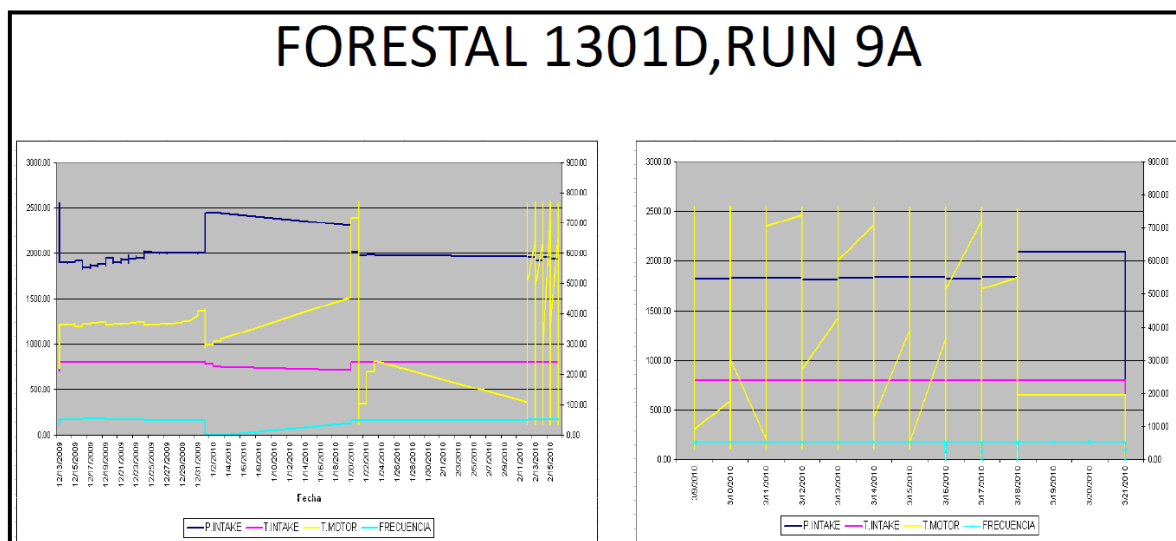
Programa de trabajo para realizar cambio de ubicación del Intake del pozo direccional Forestal 1301D. Se levantó el intake de 8 722' @ 7 340', se utilizó el mismo ESP.

API: 26.1	Arrancador: VSD SWD, 518 KVA, 12 pulsos + Filtro
Formación: Vivian/Chonta	Transformador: 500 Kva
Fecha de arranque: 13 DIC., 2009	Tap: 2875 Voltios
Fecha de parada: 21 Marzo, 2010	Motor: 2 x 200 HP
Días de corrida: 77	Bomba: 45 + 63 GN 7000
Razón de parada: "GDH"	
Causa posible: Altas temperatura del motor registrado por el sensor debido a pobre refrigeración.	

Trabajo 77 días a esta profundidad de 7 340' pies.

El día 20 de Enero 2009 el sensor de fondo registró una temperatura de 450 *F.

El 21 de Marzo paró por motor GDH después de 98 días de trabajo (run 9 & 9A).



Se observa en la grafica con fecha 20 de Enero el sensor alcanza la máxima temperatura de 450°F, luego se pierde la señal de temperatura del motor, posterior al día 21 el sensor pierde la comunicación con el equipo de superficie y el controlador para por sobre corriente, quedando el sistema en GDH.

9.3.2.1. Resultados del Pulling

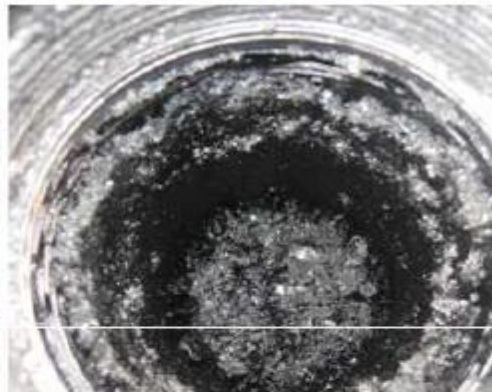
- . INTAKE: Agujeros con asfáltenos, giro suave, eje sin juego radial.
- . UPPER PROTECTOR: Housing cubierto de asfáltenos, o-ring bueno, eje con giro suave, ambas cámaras con agua, interior de cabeza con asfáltenos.
- . LOWER PROTECTOR: Housing cubierto con asfáltenos, o-ring bueno, eje con giro suave, primera cámara con aceite limpio, anular con agua, segunda cámara vacía, anular con agua, tercera cámara aceite limpio. Aceite con olor a quemado.
- . UPPER MOTOR: Housing cubierto de asfáltenos 1/8" espesor, o-ring bueno, eje con giro suave, con aceite limpio. F/F: 0.2-0.2-0.2 Ohms, F/T 2000 MOhms.
- . LOWER MOTOR: Housing marcado y/o rayado longitudinalmente a un lado, aceite limpio con olor a quemado, eje con giro suave. F/F: 0.2-0.2-0.2 Ohms, F/T: 0 Mohms.
- . CAUSA DE LA FALLA: Motor lower a tierra.

Resultados del Pulling

FOTOS DE PULLING



Housing recubierto de asfálteno



Descarga taponeado con asfaltenos



Bomba superior con partículas



Bridas con presencia de asfaltenos



9.4. APOORTE A LA INDUSTRIA PETROLERA

- El éxito logrado en el Lote 1AB se debe en gran medida a la integración profesional de la Compañía Operadora y la compañía de servicios (Schlumberger).
- Reducción de la producción diferida en 1.14 MBO de 1986 al 2008.
- Reducción de costos de pulling en 62% desde 1992 al 2006.

Bomba

- Estándar: Uso de bombas "Compression Ring" y AR, (1994).
- Diseño en Perú de la bomba GM 5 600 con máximo Run life de 3 724 días.
- Se solicitó construir bombas de bajo flujo de producción (3 000 a 9 000 BFPD) a compresión.

Protector

- Estándar: transferir la carga axial del protector superior al inferior (1996)
- Estándar: uso del protector modular estándar 66L + BPBSL 540 (1995)
- Diseño a pedido de Perú del protector modular BPBSL 738 (1997)
- Estabilización radial del protector con AR (1997)

Motor

- Rediseño de motor: uso de un snap ring por rotor (1990)
- Rediseño de motor: incrementar el espacio entre rotores (1996)
- Introducción de los motores REDA Dominator (1998)
- Rediseño de motor. Encapsular terminales del motor con epoxy (1999)

CAPITULO X

LIFTWATCHER REEMPLAZA AL ESPWATCHER

A partir del 1 de abril del 2010, todos los pozos conectados al sistema espWatcher alojado en Colorado, USA fueron migrados al nuevo sistema LiftWatcher alojado en Calgary, Canadá; sin embargo la tecnología y el funcionamiento del sistema sigue siendo la misma.

En el futuro se va a mejorar el sistema LiftWatcher para apoyar más y más los diferentes tipos de levantamiento artificial y equipos de superficie y también para ofrecer una selección más amplia de productos que entreguen a los clientes una base regular que haga cumplir el valor de servicio. Para ayudar a lograr esta flexibilidad y competencia, se aumentaran las comunicaciones con todos los usuarios para recabar información sobre lo que los clientes necesitan del nuevo sistema en Tiempo Real.

CAPITULO XI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La información de presión registrada por el sensor de fondo es mucho más exacta que el calcular dicha presión con niveles de fluido porque para esto último se considera con fines prácticos que el fluido en el anular sobre la bomba es solo petróleo y usan el gradiente del petróleo a la temperatura estándar (60°).
- Se ha concluido que el hecho de tener un sensor de presión no debe cancelar la toma de niveles de fluido, porque este dato es complementario al primero. Considerar siempre los registros de niveles dinámicos porque serán un complemento de la presión fluyente para determinar el gradiente de fluido que servirán a los otros pozos vecinos.
- El uso de los sensores de fondo combinados con el servicio de vigilancia y monitoreo a tiempo real del sistema espWatcher permite a los ingenieros utilizar técnicas adecuadas para la optimización del tiempo de vida de las bombas de subsuelo, producción y darle valor agregado mediante el análisis de ingeniería de reservorios.
- Los datos ESP deben ser entregados a los especialistas que correspondan en forma oportuna y segura a fin de pasar de un enfoque reactivo a una secuencia de tareas preventivas y predictivas.
- Se han observado mejoras significativas en el tiempo de respuesta y tiempo de vida de los equipos en pozos que usan el servicio avanzado BES.

- El resultado de este trabajo conjunto ha permitido desarrollar soluciones técnicas, acciones correctivas, implementar nuevas tecnologías, optimizar y crear nuevos estándares operacionales.
- El uso de sensores ha permitido obtener información de pruebas de presión tanto en paradas como en los incrementos del caudal de extracción (build up y drawdown).
- En Bombeo Electro Sumergible, desde su implementación hasta la fecha, se ha trabajado arduamente para adecuar los equipos a las condiciones variables de los pozos de este Lote, lo que ha implicado mejoras considerables tanto en el diseño como en la construcción de los componentes del conjunto electro sumergible, que ha conllevado continuamente la vida útil de estos equipos. El run life se ha incrementado de +/- 1 mes en 1981 a 31 meses al 2009.
- El éxito en el lote 1AB es el resultado del esfuerzo de trabajo en equipo con el fabricante de los equipos BES y la CIA. Operadora. Este tipo de cooperación ha permitido desarrollar técnicas, procedimientos y cambios en los diseños y construcción de los equipos, adecuándolos a las condiciones de operación de los pozos del bloque 1AB.
- El análisis de causa raíz de los pozos analizados, fue la llave para identificar la causa de las fallas, con ello se pudo recomendar y efectuar las adecuaciones pertinentes.
- A medida que se va logrando el incremento de la vida útil de los equipos, otros tipos de fallas van apareciendo. Por ello, el proceso de las mejoras y el trabajo en conjunto es un proceso continuo.
- Se recomendó fabricar el protector 738 series de doble bolsa de goma para instalar con bombas de mayor capacidad. Los protectores de esta serie fueron de avanzada en la industria de Petróleo. La instalación de estos

protectores pudo completar el uso de toda la variedad de bombas que se usa en el lote 1AB.

- No todos los pozos del lote 1AB pueden operar con el sistema de bombeo electro sumergible, es por esto que actualmente se tienen 116 pozos operativos, 112 trabajan con sistema de bombeo electro sumergible, y 4 pozos con Gas Lift.
- A cualquier método de levantamiento que se aplica en determinado campo, se debe monitorear cercanamente; asimismo, efectuar un análisis exhaustivo de toda la fallas, solamente así se podrá corregir las fallas y prolongar la vida útil de los equipos.
- Se recomienda instalar en lo posible, en cada pozo un sensor de monitoreo de parámetros de fondo como presiones fluyentes, temperatura de motor, amperajes, vibraciones, que permitirán evaluar la operación de los equipos de producción de fondo y de los reservorios. Como opción alternativa, queda instalar este sensor por lo menos en un pozo que venga produciendo de una formación común dentro de un grupo de pozos vecinos, cuya gradiente de fluido sobre la bomba permita ser tomada en cuenta para los otros pozos y minimizar los errores por efectos de temperatura.
- Tomando en consideración la experiencia que se está obteniendo con el servicio avanzado BES así como los resultados, se está implementando este servicio al monitoreo de los equipos de bombeo horizontal para los proyectos de re-inyección. El monitoreo permitirá usar técnicas apropiadas para el monitoreo de la inyektividad de los reservorios así como identificar el tiempo de vida de las bombas horizontales.
- En pozos con problemas con alta producción de gas, producción de arena, con atasco de ejes de la bomba (por incrustaciones y avenamiento), y otros, se recomienda usar el sensor que tenga la opción de medir presión de entrada y descarga, con el fin de monitorear y vigilar permanentemente el comportamiento de la eficiencia de la bomba y tener herramientas de

evaluación que permitan tomar acciones correctivas evitando producciones diferidas e incrementos de costos de operación.

- Se recomienda el uso de un medidor Multifásico a tiempo real que permita registrar el caudal y corte de agua para el análisis de la optimización del sistema de producción y del reservorio para pozos que requieran una evaluación especial.

CAPITULO XII

BIBLIOGRAFIA

Acock, A., ORourke, T., Shirmboh, D., Alexander, J., Andersen, G., Kaneko, T., Venkitaraman, A., López-de-Cárdenas, J., Nishi, M., Numasawa, M., Yoshioka, K., Roy, A., Wilson, A. y Twynam, A. (2004). Métodos prácticos del manejo de la producción de arena, *Oilfield Review* 16.

Afghoul, AC., Amaravadi, S., Boumali, A., Calmeto, JCN., Lima, J., Lovell, J., Tinkham, S., Zemlak, K. y Staal, T. (2004). Tubería flexible: la próxima generación, *Oilfield Review* 16.

Al-Asimi, M., Butler, G., Brown, G., Hartog, A., Clancy, T., Cosad, C., Fitzgerald, J., Navarro, J., Gabb, A., Ingham, J., Kimminau, S., Smith, J. y Stephenson, K. (2003). Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos, *Oilfield Review* 14.

Algeroy, J., Morris, AJ., Stracke, M., Auzerais, F., Bryant, I., Raghuraman, B., Rathnasingham, R., Davies, J., Gai, H., Johannessen, O., Malde, O., Toekje J y Newberry, P. (1999). Control remoto de yacimientos, *Oilfield Review* 11.

Algeroy, J. y Pollock, R. (2000). Equipment and Operation of Advanced Completions in the M-15 Wytch Farm Multilateral Well, artículo SPE 62951, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas.

Bosco, M., Burgoyne, M., Davidson, M., Donovan, M., Landgren, K., Pickavance, P., Tushingam, K., Wine, J., Decatur, S., Dufaur, S., Ingham, J., López, G., Madrussa, A., Seabrook, D., Morán, H., Segovia, G., Morillo, R. y Prieto, R. (2002). Manejo de activos durante toda su vida útil a través de la Red, *Oilfield Review* 13.

Bremmer, C., Harris, G., Kosmala, A., Nicholson, B., Ollre, A., Pearcy, M., Salmas, C.J., y Solanki, S.C. (2007). Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas sumergibles, *Oilfield Review* 18.

Cruz, M., Moreno, S., Gonzáles, M., Delgado, J., Sersen, M., Loli, M., Alburqueque, D. y Soto, C. (2008). Evaluación Técnico Económica de los diferentes Sistema de Levantamiento Artificial para los campos productivos del Lote 1AB, Perú preparado para INGEPET 2008 EXPL-3-ML-118.

Fleshman, R., Harryson y Lekic, O. (1999). Artificial Lift for High-Volume Production, *Oilfield Review* 11.

Jaramillo, O., Pantoja, L., Delgado, J., Rojas, R., Navarro, W., Loli, M., Soto, C., Contreras, C. (2008). Optimizacion del Sistema de Levantamiento Artificial y Reservorio con el Sistema Avanzado BES usando la información del Sensor de Fondo a Tiempo Real preparado para INGEPET 2008 EXPL-3-OJ-163.

Konopczynski, MR., Moore, WR. y Hailstone, JJ. (2002). ESPs and Intelligent Completions, artículo SPE 77656, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas.

Lea , JF., Winkler, HW. y Snyder, RE. (2004). What's New in Artificial Lift, *World Oil* 225.

Oyewole, P. (2005). Application of Real-Time ESP Data Processing and Interpretation in Permian Basin "Brownfield" Operation, artículo IPTC 10927, presentado en la Conferencia Internacional de Tecnología del Petróleo, Doha, Qatar.

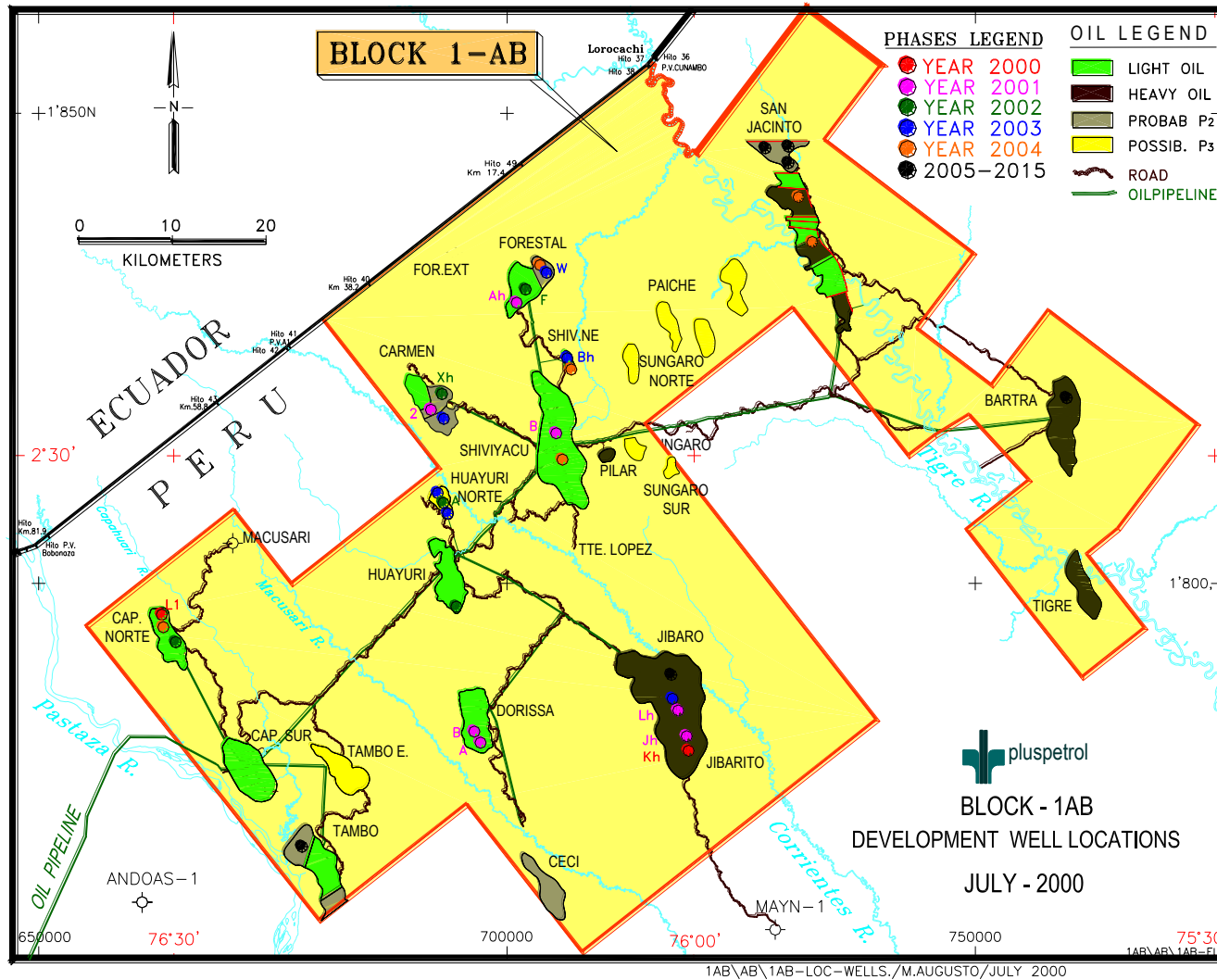
Pantoja, L., Alegre, R., and Cruz, M., Pluspetrol Peru S.A. and Sersen, M., Loli, M., Flores, J. and Albuerqueque, D., Schlumberger. (2007). ESP Process Optimizacion Results in Longer Run Lives – A Case History from Block 1AB in Northeastern Peru.

Spath, J y Martínez, AD. (1999). Pressure Transient Technique Adds Value to ESP Monitoring. Artículo de la SPE 54306, presentado en la Conferencia y Exhibición del Petróleo y el Gas de la Región del Pacífico Asiático de la SPE, Yakarta, Indonesia.

Theuveny, B., Amedick, J., Kosmala, A., Flores, JG. y Soliman, H. (2004). Improving Field Production and the Value of Assets Through Enabling Real-Time Workflows, *APPEA Journal* 44.

Vachon, G., y Bussear, T. (2005). Production Optimization in ESP Completions with Intelligent Well Technology, artículo SPE 93617, presentado en la Conferencia y Exhibición del Petróleo y el Gas del Pacífico Asiático de la SPE, Yakarta.

ANEXO II



ANEXO III

COMPARACION DE SENSORES

	Surveyor ¹	PumpWatcher ²	MultiSensor ³
Temp. Rating	125 °C	150 °C	125 °C ⁴
Gauge Type	Capacitance	Sapphire Strain	Thin Film Strain
Temp. Accuracy	1.6 °C	1.0 °C	1% (1.5 °C)
Temp. Resolution	0.05 °C	0.05 °C	0.06 °C
Press. Rating	5000 psi	5000 psi	5000 psi
Press. Accuracy (+/-)	25 psi	3 psi	0.17% (10 psi)
Press. Resolution	0.1 psi	0.03 psi	1.0 psi
Press. Drift	15 psi/year	4 psi/year ⁵	5 psi/year ⁶
Temp. Drift		0.2 °C/year ⁵	
Telemetry	Digital	Digital	Analog
Transmission	16 sec loop	15 (PW2), 20 (PW3), or 30 (PW4) sec loop depending on number of channels	2 seconds per parameter in a 20 sec loop; or 1 sec sample with P _{intake} only
Intake Pressure	Yes	Yes	Yes
Intake Temperature	Yes	Yes	Yes
Motor Temperature	No	Yes (PW3, PW4)	Yes
Vibration	No	No	Yes
Current Leakage⁷	Yes	Yes	Yes
Discharge Pressure	No	Yes (PW4)	Yes (Type 1,2)
Flow Rate	No	No	Yes (Type 2) ⁸

¹ Surveyor has been removed from the product offering.

² PW2 – Intake Pressure and Intake Temperature

PW3 – Intake Pressure, Intake Temperature, and Motor Temperature

PW4 – Intake Pressure, Intake Temperature, Motor Temperature, and Discharge Pressure

PW(Quartz) – prototype only, no production tools available.

³ MultiSensor Type 0 – Intake Pressure, Intake Temperature, Motor Temperature, Vibration

MultiSensor Type 1 – Type 0 plus Discharge Pressure

MultiSensor Type 2 – Type 1 plus Flow Rate (or Discharge Temperature)

⁴ New temperature rating for MultiSensor.

⁵ Drift determined for condition of 5 kpsi @ 100°C.

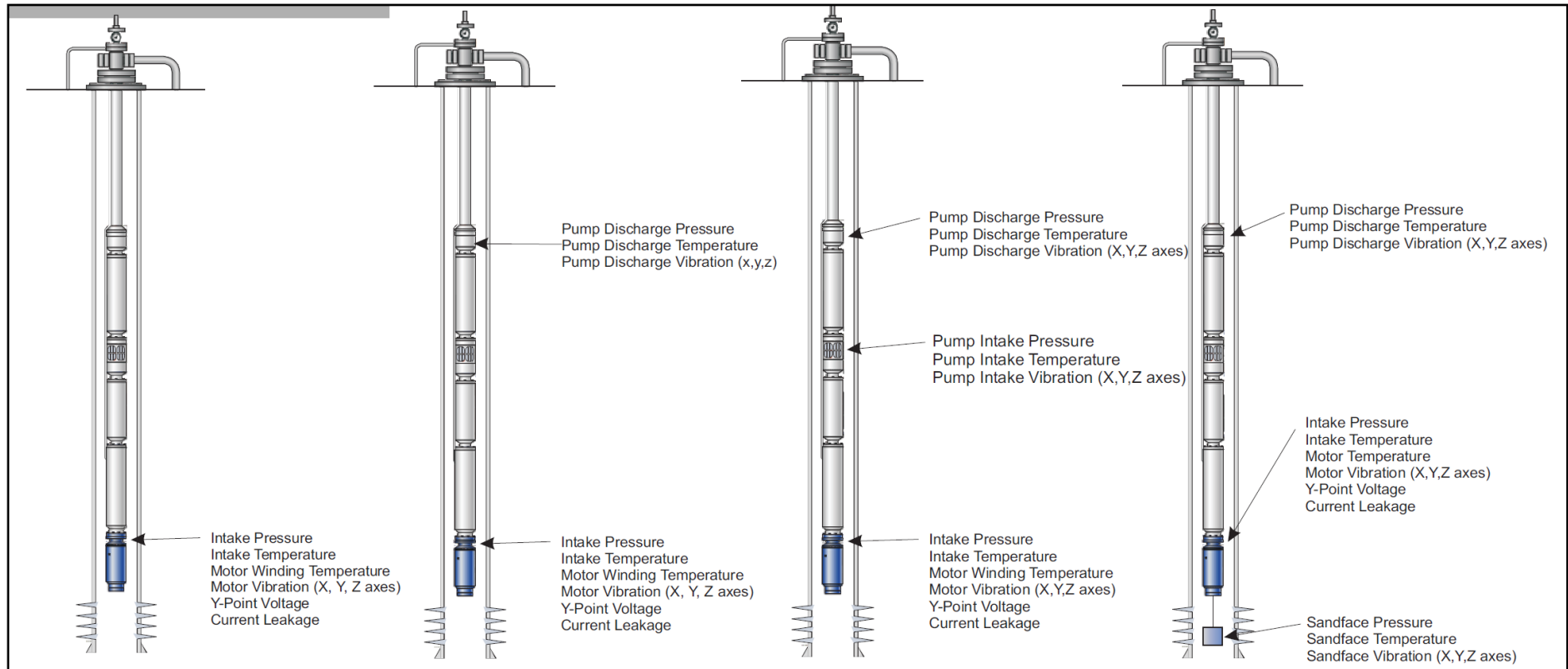
⁶ Drift determined for condition of 400 bar @ 115°C over 6 months.

⁷ Current Leakage is a measurement made at surface.

⁸ Turbine meter is available for MultiSensor Type 2.

ANEXO IV

Phoenix Select (Lite, Standard, Advanced, Reservoir)



Guia de *Phoenix Select*

1. *Phoenix Select Lite*, 2. *Phoenix Select Standard*,
3. *Phoenix Select Advanced*, 4. *Phoenix Select Reservoir*.