

ID: 2009

EVALUACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS, PRODUCCIÓN Y  
GEOMECÁNICA PARA APLICACIONES ESP EN FORMACIONES DEL  
TERCIARIO DEL CAMPO HOKCHI • MEXICO.

**Autores:**

Ricardo Mazzola, Pan American Energy.  
Marcelo Bruni, Pan American Energy.  
Sarita Sandoval, Baker Hughes.  
Emaglin Hernandez, Baker Hughes.  
Olga Carvajal, Baker Hughes.  
Ricardo Teves, Baker Hughes.

## Contenido

- Introducción
- Flujo de trabajo
- Consideraciones técnicas
- Integración Análisis de Productividad û Predicción de arena û Geomecánica
- Consecuencias de la producción de arena - Sistemas BES
- Soluciones tecnológicas Propuestas en levantamiento artificial
- Mejoras planteadas en equipos BES & Configuraciones
- Conclusiones

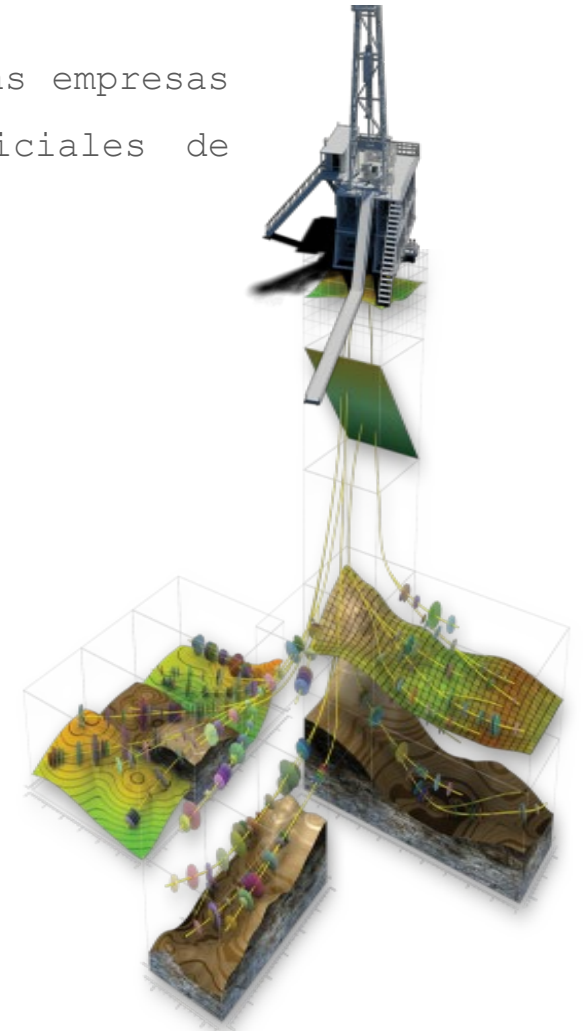


# Introducción

Este trabajo presenta una metodología de análisis integrado realizado entre las empresas **Hokchi Energy de México** y **Baker Hughes** para diseñar los sistemas artificiales de producción con BES en la etapa de conceptualización y definición de sus pozos.

La metodología incluye:

- ❑ Análisis de productividad y definición de curvas de presión por pozo.
- ❑ Recomendaciones para manejo de tasas de producción.
- ❑ Revisión de las terminaciones y de las técnicas de control de arena.
- ❑ Configuraciones y arquitecturas factibles.
- ❑ Uso de tecnologías de vanguardia en el diseño del sistema BES.
- ❑ Análisis de geomecánico aplicado al riesgo de producción de arena para predecir la presión de fondo fluyente óptima.
- ❑ Aplicación de tecnologías para separación de sólidos en fondo de pozo.



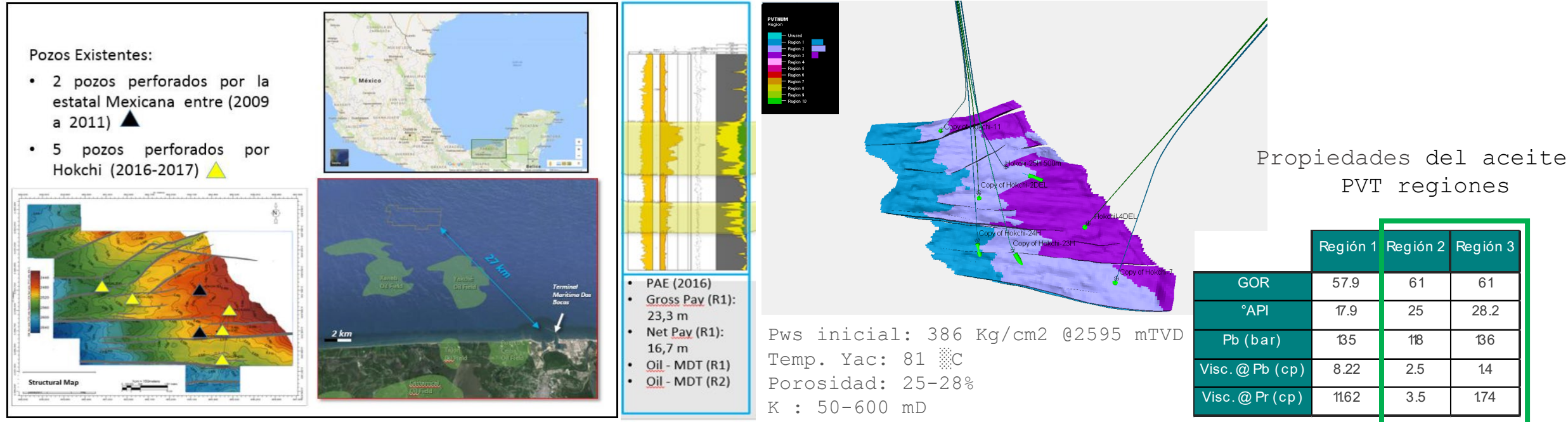
## CAMPO HOKCHI

**Ubicación:** cuenca petrolífera del Sureste de México (aplicación offshore), la superficie del bloque es de 40 Km<sup>2</sup> /tirante de agua de 88 pies (27 metros).

**Formación:** Arenas del terciario -Mioceno Medio ( Prof. Promedio 2500 m TVD). Desde el punto de vista geológico el tipo de trampa presente es combinada y estratigráfica delimitada por fallas normales de norte a sur.

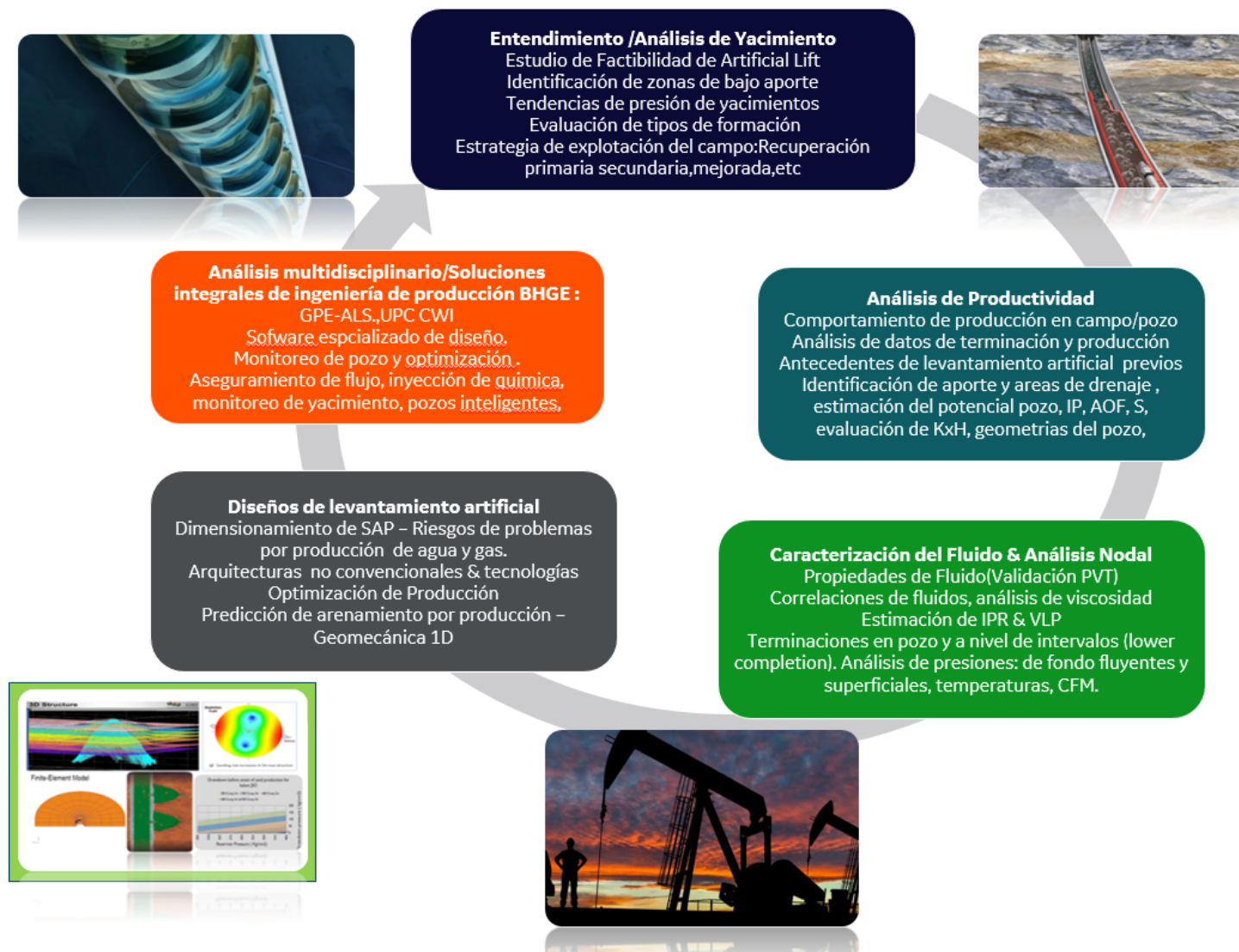
### Plan de desarrollo :

- 02 Plataformas Offshore con 14 pozos: 07 productores (Qo 30 Mbopd) y 07 inyectores (Qiny 42 Mbpd).
- Facilidades para tratamiento de crudo, gas, agua de inyección.





# Metodología propuesta – evaluación integral

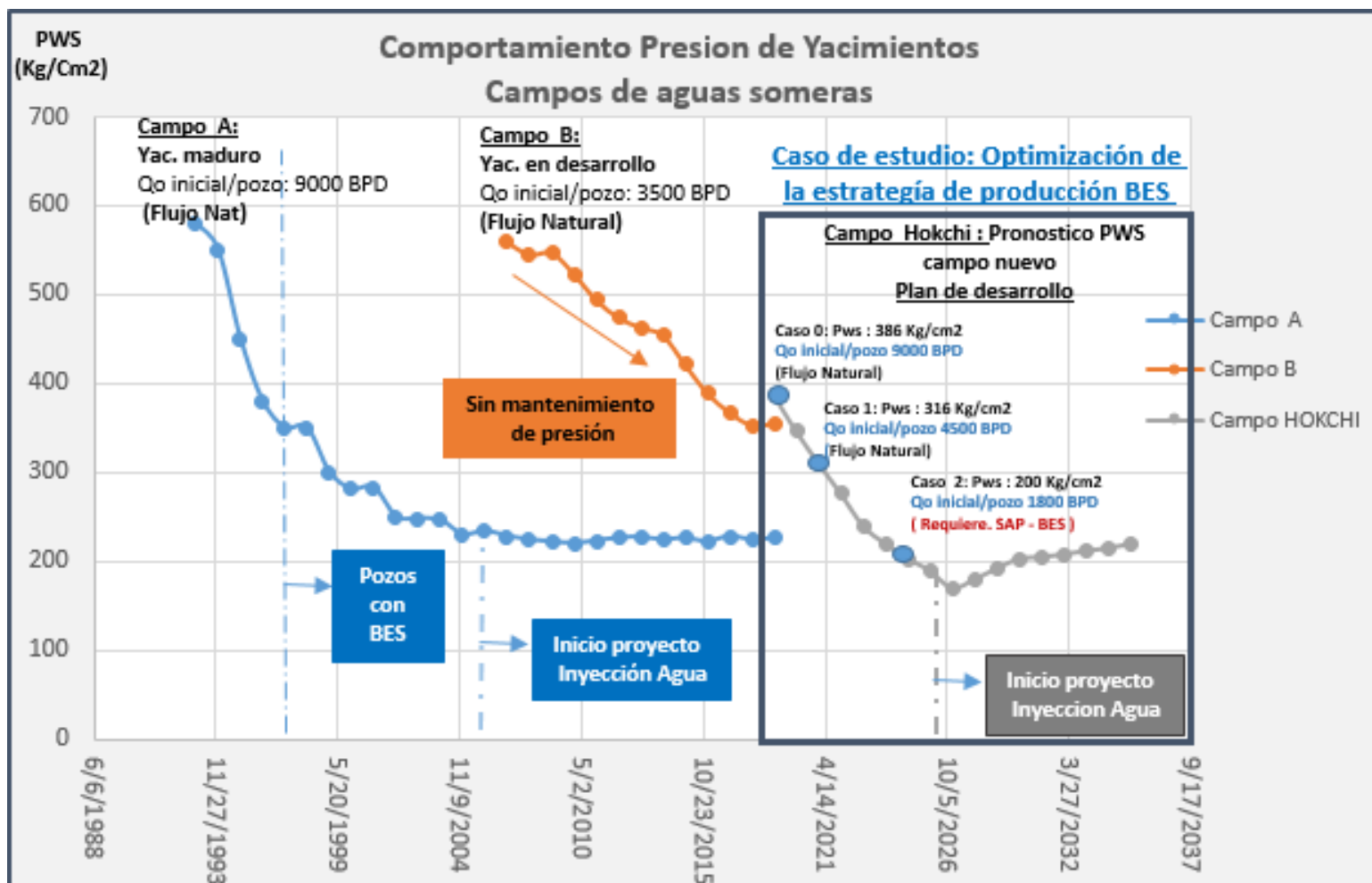




### Que se debe visualizar?

- ☐ Etapas de declinación de presión de yacimiento y comportamiento de producción del campo/pozo
- ☐ Respuesta de la Presión ante recuperación secundaria (inyección agua).
- ☐ Fase de implementación del sistema de levantamiento artificial BES :
  - Pozos fluyentes-BES desde el inicio- Modo Back Up
  - Estrategias de producción - control de producción manejo de Delta P en fondo
  - Pozos sin energía para fluir natural

## Antecedentes de campos en aguas someras Región Marina



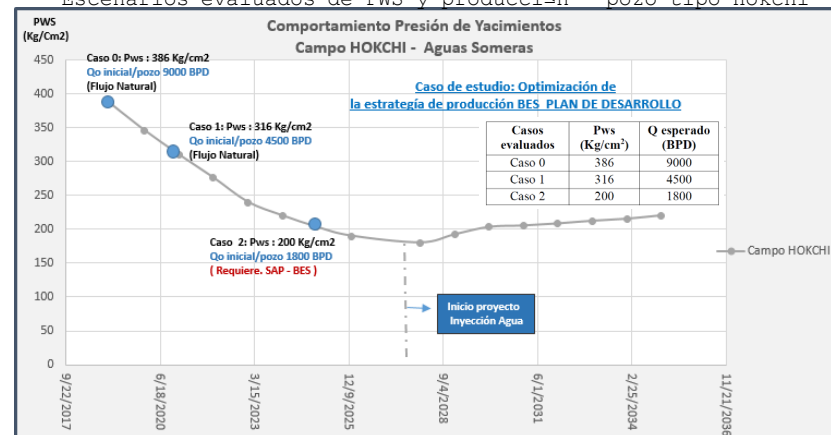
# Análisis del sistema de Producción pozo tipo del campo Hokchi

Datos del pozo tipo Hokchi

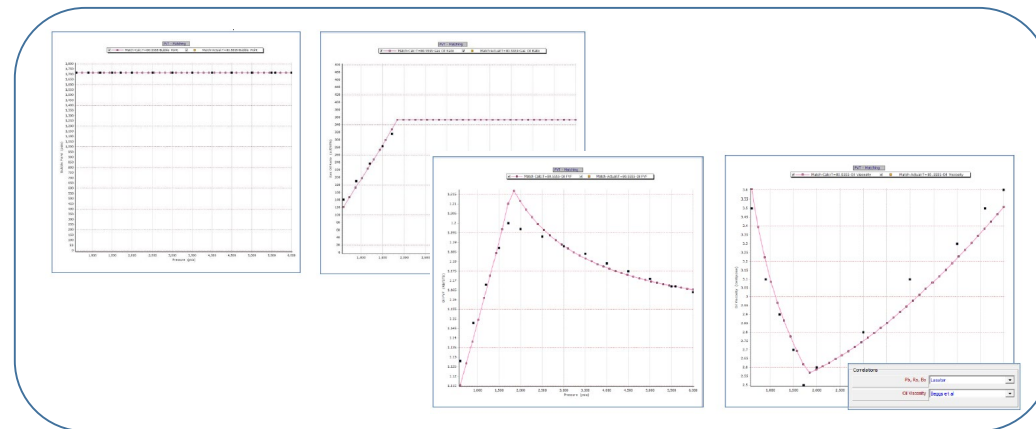
| Pozo tipo Hokchi        |                                                 |
|-------------------------|-------------------------------------------------|
| Tipo de pozo            | Vertical                                        |
| Completación            | Tubería revestida                               |
| Índice de productividad | 3 STBD/psi                                      |
| Temperatura de fondo    | 80 °C                                           |
| Densidad del aceite     | 27 °API                                         |
| RGA                     | 70 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>               |
| Q deseado               | 300 -2000 BPD                                   |
| Viscosidad del aceite   | 2 cPs                                           |
| Pws                     | 380 Kg/cm <sup>2</sup> – 200 Kg/cm <sup>2</sup> |

Análisis del comportamiento de presión y producción esperado

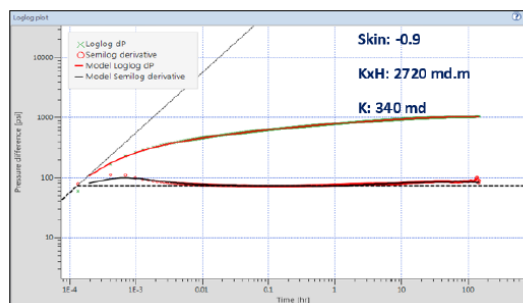
Escenarios evaluados de PWS y producción - pozo tipo Hokchi



Caracterización del fluido u  
PVT asociado al Intervalo Producido

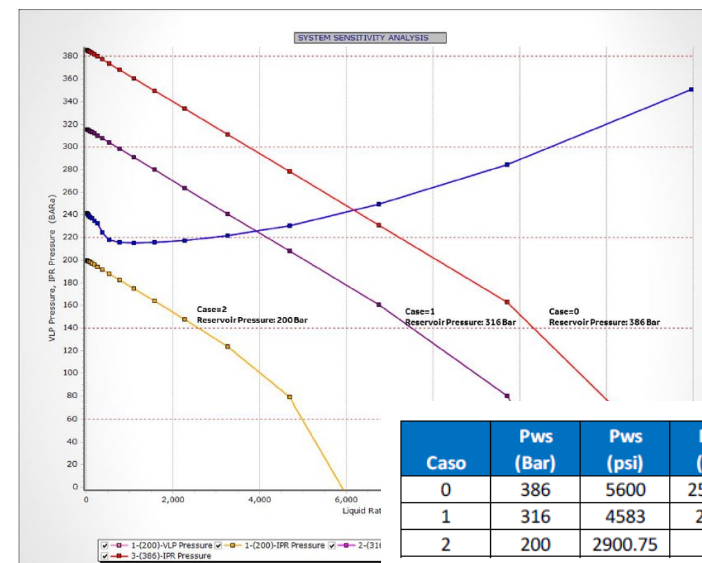
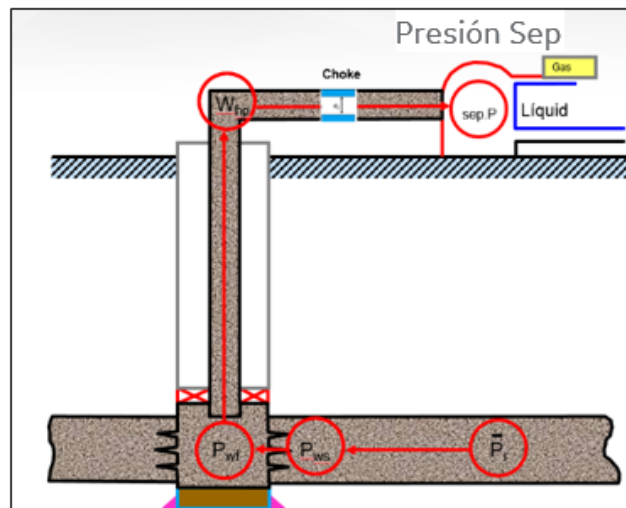


Prueba DST disponible



| Resultados DST                        | Pozo Hokchi |
|---------------------------------------|-------------|
| Qo max (Bpd)                          | 4000        |
| GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) | 64          |
| % Agua                                | 0           |
| API                                   | 29          |
| K x h (mD.m)                          | 2720        |
| H(net) (m)                            | 8           |
| K (mD)                                | 340         |
| Skin                                  | -0.9        |
| μo (cps)                              | 1.7         |
| IP (Bpd/psi)                          | 3           |
| Net /Gross                            | 0.53        |

Calibración de producción. Ajuste modelos Análisis Nodal Comportamiento Flujo Multifásico



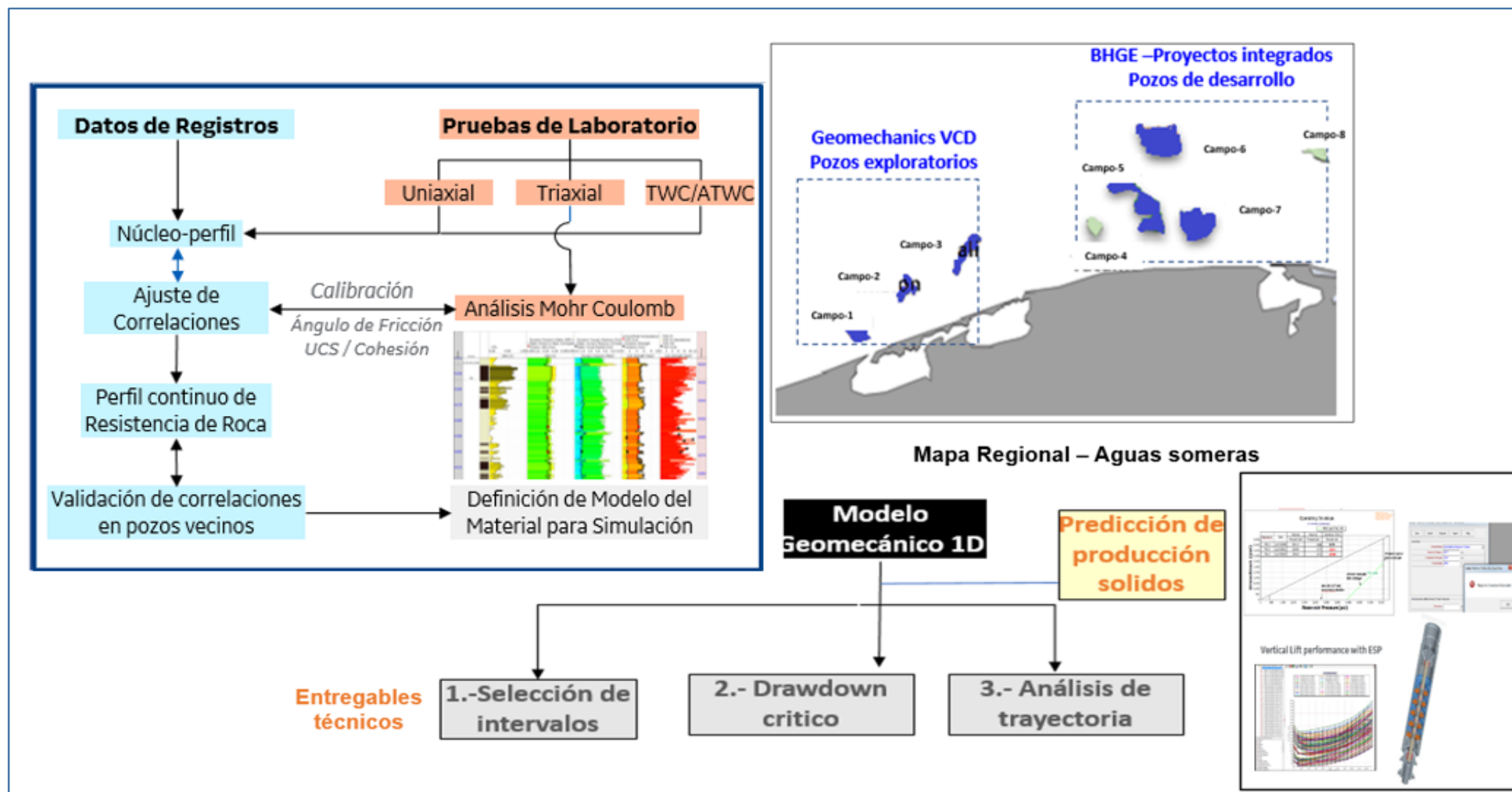
| Caso | Pws (Bar) | Pws (psi) | Pwf (psi) | Q (STB/d) | DP (psi) | Condición del pozo |
|------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|--------------------|
| 0    | 386       | 5600      | 2591.8    | 9024.6    | 3008.2   | Fluyente           |
| 1    | 316       | 4583      | 2278      | 6914.5    | 2304.8   | Fluyente           |
| 2    | 200       | 2900.75   | 0         | 0         | 0        | No Fluye           |

Pruebas a distintos estranguladores durante DST  
Ajuste modelo de producción

| Orificio | Caudal Aceite [STB/d] | Caudal Gas [mSCF/d] | % Agua | GOR [m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ] |
|----------|-----------------------|---------------------|--------|---------------------------------------|
| 1/4"     | 1550                  | 550                 | 0      | 60                                    |
| 3/8"     | 3000                  | 1000                | 0      | 60                                    |
| 1/2"     | 4000                  | 1350                | 0      | 60                                    |



## Flujo de trabajo de geomecánica-productividad y levantamiento artificial



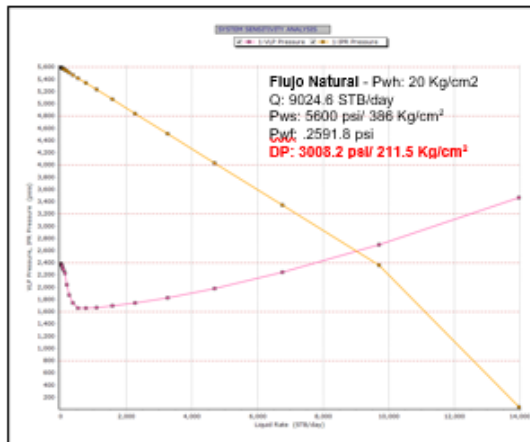
# Análisis de productividad

| Casos evaluados | Pws (Kg/cm <sup>2</sup> ) | Q esperado (BPD) |
|-----------------|---------------------------|------------------|
| Caso 0          | 386                       | 9000             |
| Caso 1          | 316                       | 4500             |
| Caso 2          | 200                       | 1800             |

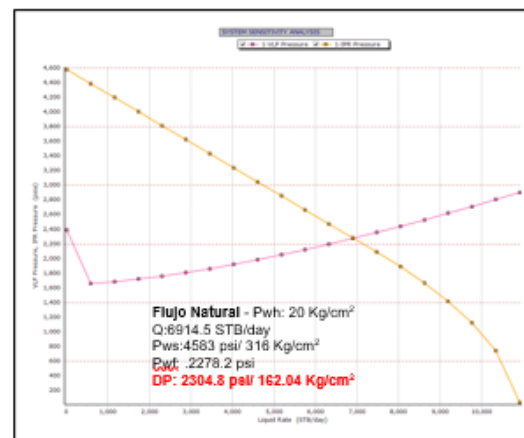


- Pozo Tipo campo Hokchi.
- Estimación de Pwf esperadas con /sin sistema BES.
- Terminación Case Hole.

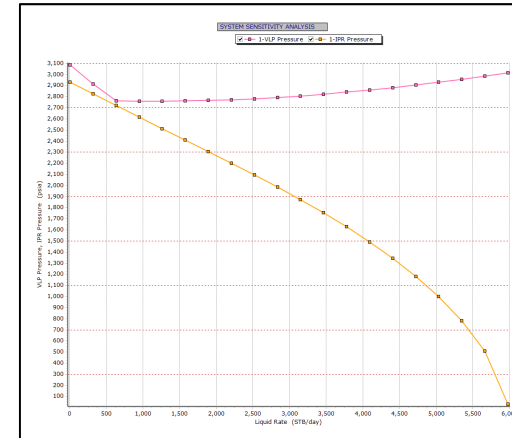
Caso 0. Pws 386 Kg/cm<sup>2</sup>  
Flujo Natural



Caso 1. Pws 316 Kg/cm<sup>2</sup>  
Flujo Natural



Caso 2. Pws 200 Kg/cm<sup>2</sup>  
Sistema BEC



| Pozo   | Condición del pozo                              | FN/ALS | Presión<br>estática(Bar) | Presión<br>estática(psi) | IP<br>BPD/psi | Liquid Rate<br>(STB/day) | Presión de fondo<br>fluyente (psi) | DDP<br>(psi) | Sistema BES                                 |
|--------|-------------------------------------------------|--------|--------------------------|--------------------------|---------------|--------------------------|------------------------------------|--------------|---------------------------------------------|
| Hokchi | Flujo natural- Producción con <u>string</u> DST | FN     | 386                      | 5600                     | 3             | 4000                     | 4414                               | 1186         | NA                                          |
|        | Flujo natural- Producción inicial Tp 4-1/2"     | FN     | 386                      | 5600                     | 3             | 9000                     | 2591.8                             | 3008.2       | NA                                          |
|        | Etapas de producción Inicio de Declinación Pws  | FN     | 316                      | 4583                     | 3             | 6914                     | 2278                               | 2305         | NA                                          |
|        | Diseño BES con Inyección agua                   | ALS    | 200                      | 2900.7                   | 3             | 1800                     | 2335                               | 565.7        | Flex 17.5 214 etapas/<br>MVP G22 -69 etapas |
|        | Diseño BES con Inyección agua                   | ALS    | 157                      | 2277.1                   | 3             | 500                      | 1935                               | 342.1        | Flex 17.5 214 etapas/<br>MVP G22 -69 etapas |

DST



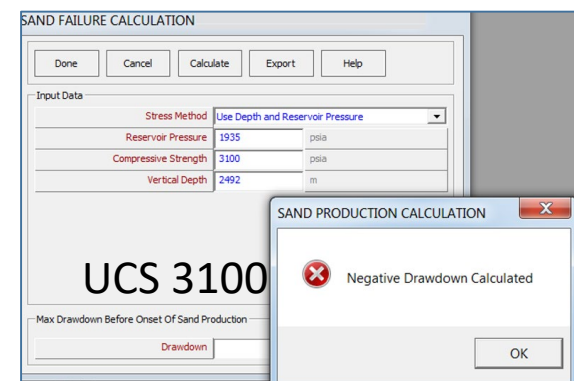
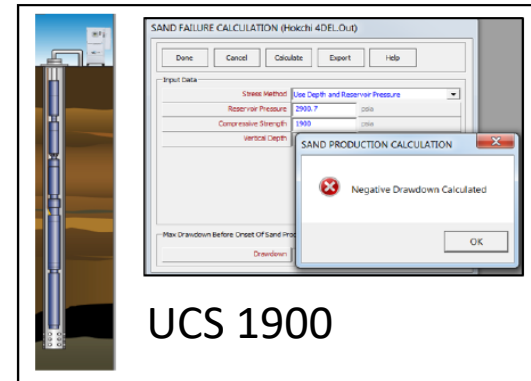
# Análisis de productividad & Geomecánica

- Sensibilidades a los esfuerzos compresivos (factor de correlación de esfuerzos teórico)
- Variación de presión de yacimiento (declinación)
- Terminación cased hole
- Cañones de punzado: 1.06-1.47 “ , Orientación de los punzados: 0,30,45,60,72,90 grados
- Dirección máximo esfuerzo: 75 a 85 grados
- Granulometría : 0.148 -0.250 mm (P50 0.200 mm)
- Sin equipos de control de arena
- Pozo vertical sin influjo de agua
- Con levantamiento artificial
- UCS (unconfined compressing stress): 1000 a 1900 psi/  
Escenario Optimista :2900 a 3200 psi
- Régimen de esfuerzo : Normal

## Granulometría

| Identificación de Muestra:   |           | Trozo 26    |  | Identificación de Muestra: |  | Trozo-61                     |           |            |             |            |     |  |
|------------------------------|-----------|-------------|--|----------------------------|--|------------------------------|-----------|------------|-------------|------------|-----|--|
| Profundidad (metros)         |           | S/I         |  | Profundidad (metros)       |  | S/I                          |           |            |             |            |     |  |
| Porosidad (fracc)            |           | n/d         |  | Porosidad (fracc)          |  | n/d                          |           |            |             |            |     |  |
| Permeabilidad (mD)           |           | n/d         |  | Permeabilidad (mD)         |  | n/d                          |           |            |             |            |     |  |
| Descripción según Wentworth: |           |             |  | Arena fina                 |  | Descripción según Wentworth: |           |            |             | Arena fina |     |  |
| Escalas                      |           | (mm)        |  | Phi                        |  | Escalas                      |           | (mm)       |             | Phi        |     |  |
| A<br>r<br>e<br>n<br>a        | grava     | >2.00       |  | -1.0                       |  | A<br>r<br>e<br>n<br>a        | grava     | >2.00      |             | -1.0       |     |  |
|                              | m. grueso | 1.00-2.00   |  | 0.0                        |  |                              | m. grueso | 1.00-2.00  |             | 0.0        |     |  |
|                              | grueso    | .50-1.00    |  | 1.0                        |  |                              | grueso    | .50-1.00   |             | 2.0        |     |  |
|                              | medio     | .250-.5000  |  | 2.0                        |  |                              | medio     | .250-.5000 |             | 2.0        |     |  |
|                              | fino      | .125-.25    |  | 3.0                        |  |                              | fino      | .125-.25   |             | 3.0        |     |  |
| muy fino                     |           | .062-.125   |  | 4.0                        |  | muy fino                     |           | .062-.125  |             | 4.0        |     |  |
| L                            | grueso    | .031-.062   |  | 5.0                        |  | 7.5                          | L         | grueso     | .031-.062   |            | 5.0 |  |
| i                            | medio     | .016-.031   |  | 6.0                        |  | 3.2                          | i         | medio      | .016-.031   |            | 6.0 |  |
| m                            | fino      | .0078-.016  |  | 7.0                        |  | 1.6                          | m         | fino       | .0078-.016  |            | 7.0 |  |
| o                            | muy fino  | .0039-.0078 |  | 8.0                        |  | 1.0                          | o         | muy fino   | .0039-.0078 |            | 8.0 |  |
| Arcilla                      |           | >.0039      |  | 0.7                        |  | Arcilla                      |           | >.0039     |             | 0.8        |     |  |
| Vsh                          |           | <0.031      |  | 6.54                       |  | Vsh                          |           | <0.031     |             | 6.91       |     |  |
| Grava                        |           | 0.0         |  | Grava                      |  | 0.0                          |           |            |             |            |     |  |
| Arena                        |           | 86.0        |  | Arena                      |  | 83.7                         |           |            |             |            |     |  |
| Limo                         |           | 13.3        |  | Limo                       |  | 15.5                         |           |            |             |            |     |  |
| Arcilla                      |           | 0.7         |  | Arcilla                    |  | 0.8                          |           |            |             |            |     |  |

## Cálculo Drawdown crítico con BES – Pozos tipo Hokchi



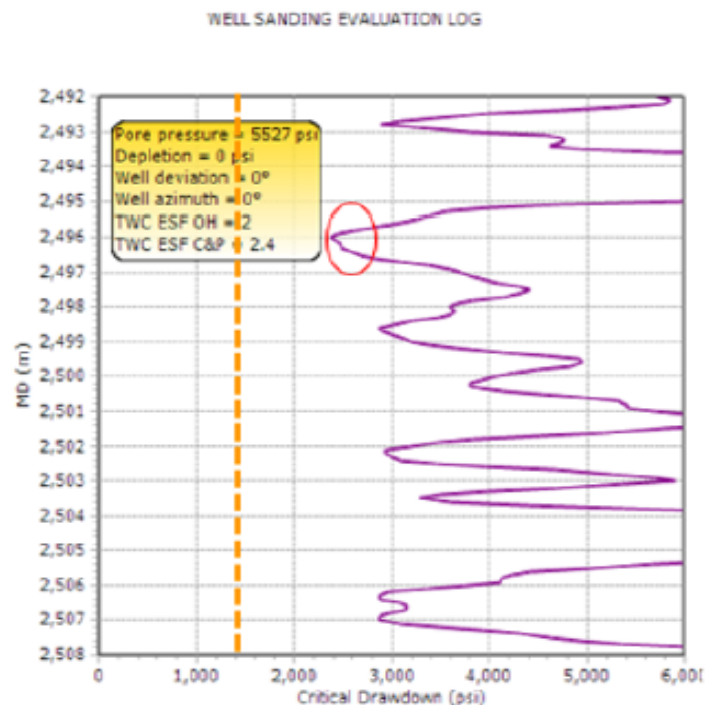


# Predicción de arena contemplando el análisis Geomecánico 1D

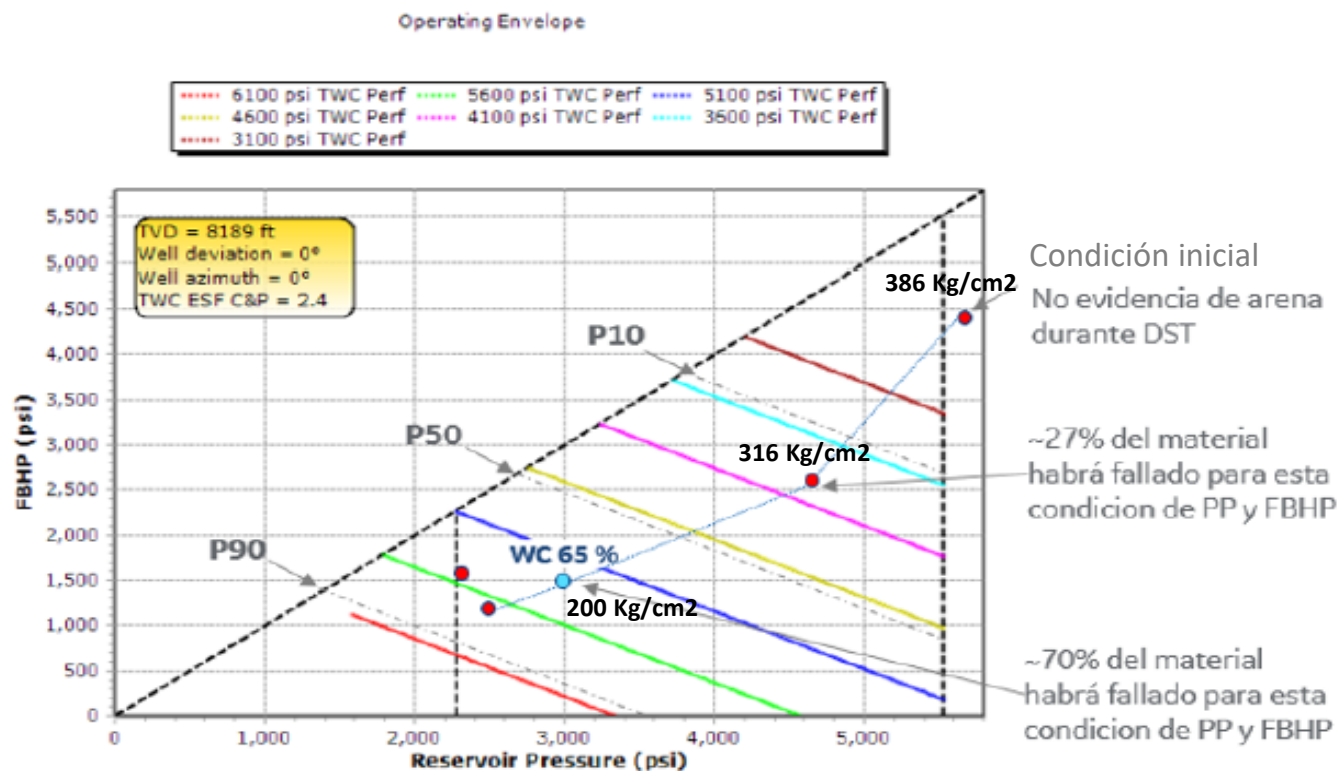
## Modelo TWC de PHIT

### TWC Vs. Acoustic Log

Correla



Registro de producción de arena para  
condición inicial DST (sin evidencia de arena,  
PP = 5530 psi @ 2499 m, DDmax = 1440 psi).  
Profundidad crítica @ 2496 m



Envoltura considerando cañoneo a 90 grados (lateral del  
pozo, condición más crítica)

Condición inicial  
No evidencia de arena  
durante DST

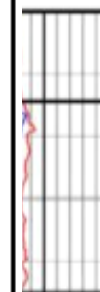
~27% del material  
habrá fallado para esta  
condición de PP y FBHP

~70% del material  
habrá fallado para esta  
condición de PP y FBHP

sica Hokchi

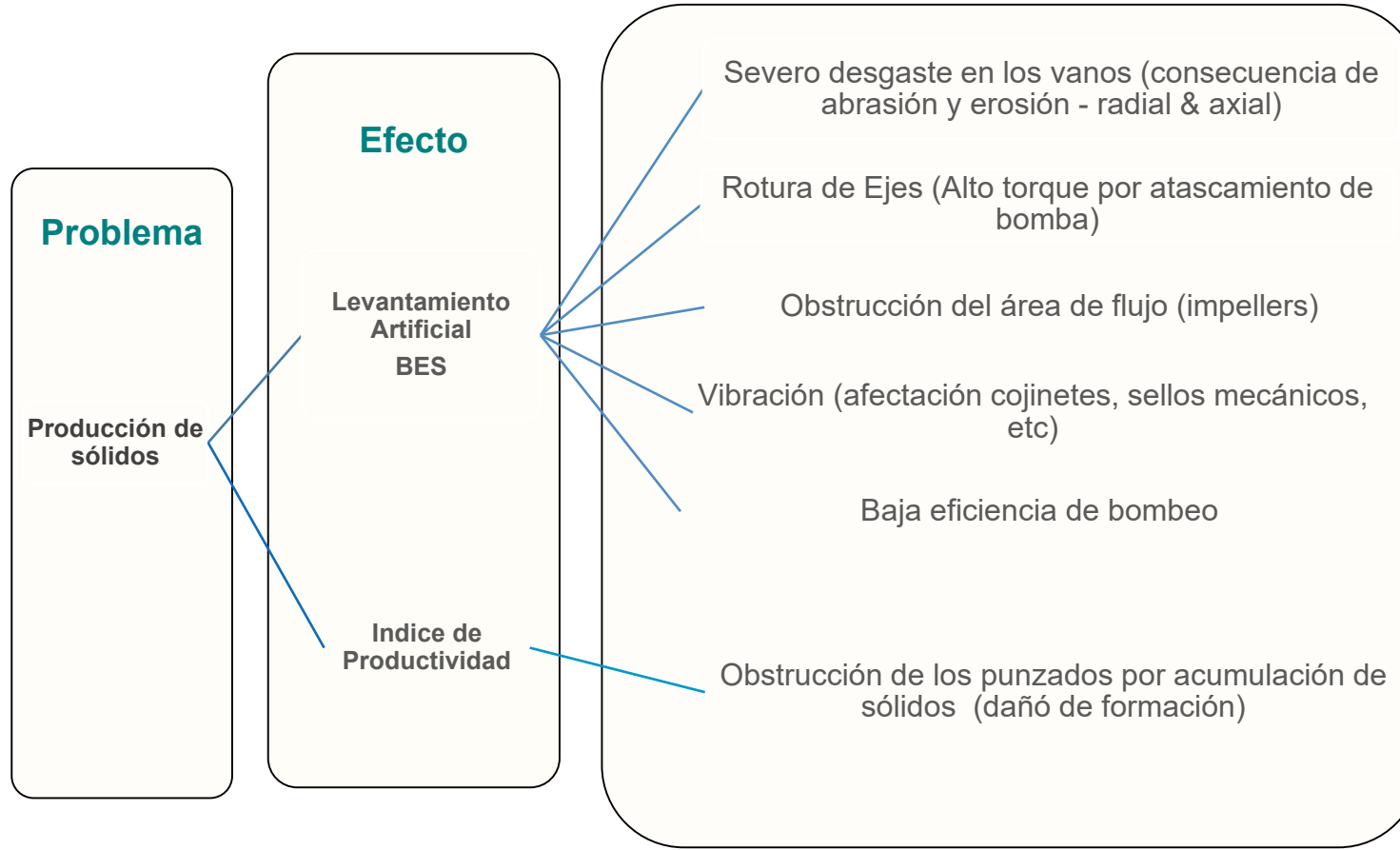
RHOB  
lo BHGE

DTSM  
us/m 40  
DTCO  
us/m 40





## Consecuencias de la producción de arena-Sistemas BES



**Desgaste en las etapas**



**Ejes rotos**

**Obstrucción del area de flujo de  
las bombas**



## Diseño del sistema de levantamiento artificial con Bombeo electro sumergible (BES).

### Premisas

- ✓ La capacidad de aporte de los pozos considerando la declinación en la PWS y en el índice de productividad según pronóstico del modelo de simulación del campo.
- ✓ Posibles limitaciones mecánicas asociadas a la distribución de tuberías de revestimiento y desviación de los pozos perforados y planeación de la completación de futuros pozos.
- ✓ En los pozos perforados se consideraron las pruebas DST disponibles con referencia a las pruebas de producción ( $Q_o$ ,  $Q_w$ , RGP), pruebas de presión (gradientes de presión temperaturas, PWS) y PVT disponibles.
- ✓ Como es una aplicación offshore un parámetro importante es la disponibilidad de energía eléctrica y el dimensionamiento adecuado de los equipos de superficie en función del requerimiento de potencia por pozo y por plataforma (considerando un factor de seguridad que cubra los servicios auxiliares de la plataforma y contingencias).
- ✓ Problemas asociados a producción de sólidos, precipitación de carbonatos (agua de naturaleza incrustante), emulsiones, asfáltenos, parafinas, corrosión (por presencia de gases contaminantes).





# Diseto del sistema de levantamiento artificial con BES.

Implementación nuevas tecnologías BES

Escenarios de riesgo producción sólidos

Sistemas BES mas robustos-  
Nuevas tecnologías

Configuraciones BES no  
convencionales

Control de producción  
esperada (Q, Pwf)

Técnicas para control de  
sólidos – Lower completion

Flexibilidad operativa que se adapta a los cambios en las condiciones del yacimiento.



## Motor Vanguard

- Full bearing de Carburo Tungsteno.
- Mejor disipación de calor (Epoxi)
- Motor de Alta eficiencia (relación temperatura / potencia)
- Menor vibración, eje Inconel.

## Cable de potencia con capilar integrado

- Facilidades para inyección de química (inhibidor de incrustaciones) a nivel del intake o en la base del motor.



## Bombas

- **Modelos de bombas: Flex 17.5 SXD, Flex 80 SXD / P155 SXD.** Bombas con amplio rango de operación, etapas de flujo mixto con puntos de estabilización radial y axial en cada etapa (tungsteno carbide bushings - SXD). Etapas de Ni-resit de alta Resistencia a la abrasión, eje de Inconel. Bombas Flex de alta eficiencia con diseño de la etapa de amplio vano que reduce las pérdidas por fricción, mayor capacidad para manejo de gas y reduce la posibilidad de obstrucción con sólidos.
- **Modelos de Manejadores de gas MVP: G22 SXD, G110LS SXD.** Son etapas de flujo mixto totalmente estabilizadas (tungsteno carbide bushings - SXD), cuya función principal es comprimir la mezcla haciendo que el gas entre en solución, reduciendo el %gas libre a la entrada de la bomba principal.

## 538 Gas Separator

Separador de Gas serie 538 tipo High volumen/Vortex, con bearing de carburo de tungsteno, eje de Inconel, material resistente a la abrasión.

## 513 Sellos GSB3/ 538 XP tandem

Sellos en tandem configuración B/B/L, eje de alta Resistencia (Inconel), bolsas de Aflas, zapatas de alta carga (HL). Tecnología Bag-in -Lab redundancia. Disponibilidad de modelo con configuración antisaltanica.

## Sensores de fondo

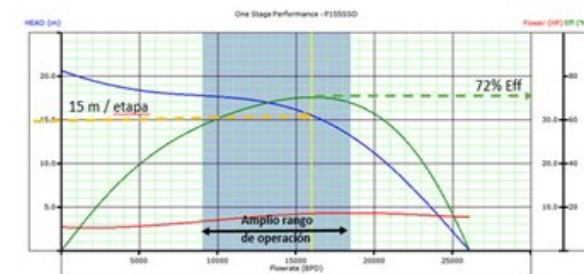
- Zenith® E- Monitoreo de parámetros del ESP con modulo para medición de %agua en fondo de pozo.
- Sensores de Quartz para monitoreo de parámetros de yacimiento.



Flexibilidad operativa

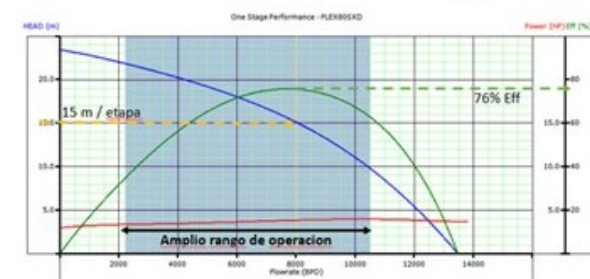
**Pozo Tipo A – P155 SXD**

Alta producción (9000-18500 BIs)



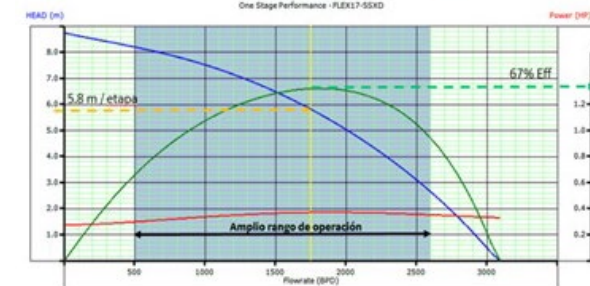
**Pozo Tipo B – Flex 80 SXD**

Producción media (2250-10500 BIs)



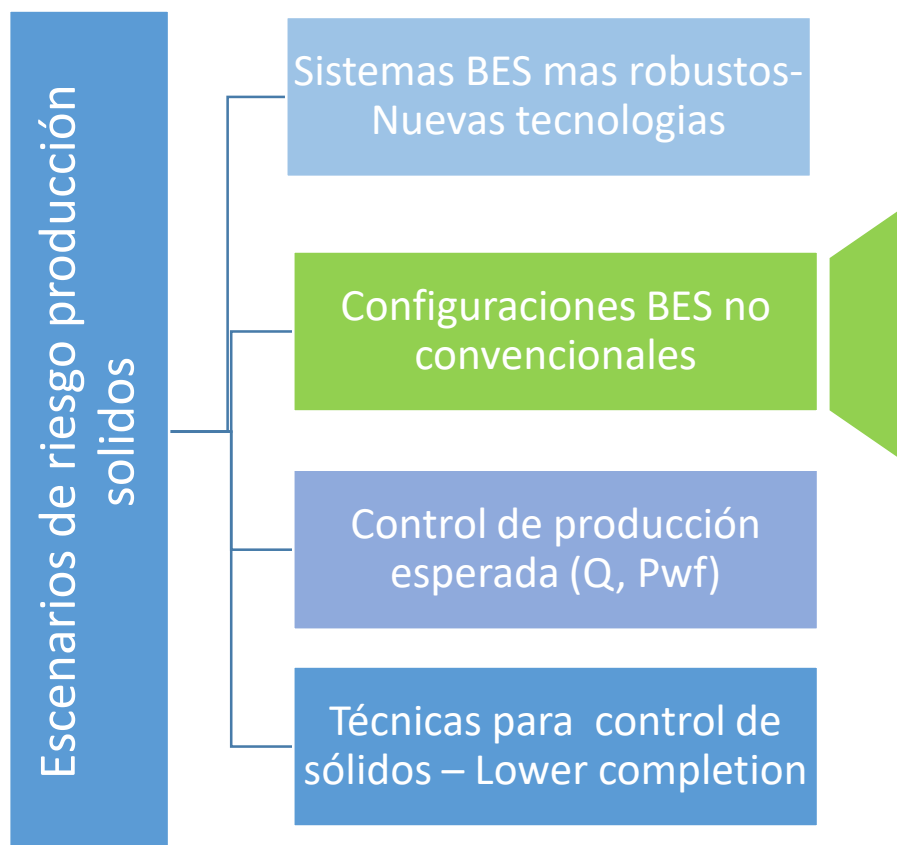
**Pozo Tipo C– Flex 17.5 SXD**

Baja producción (500-2600 BIs)



## Diseno del sistema de levantamiento artificial con BES.

### Configuraciones No Convencionales con BES



#### Parámetros considerados

- 1) Barreras de seguridad:** Aplicación costa afuera – 2 barreras de protección (válvula de seguridad y packer).
- 2) Protección del casing:** En caso de presencia de H<sub>2</sub>S se aisle el casing encapsulando el BES con packer semi-permanente por debajo.
- 3) Optimización de producción:**
  - En caso BES sencillo: Se considera venteo de gas por encima del packer somero y uso de separador de gas.
  - Uso de válvula ADV (Diverter valve flow) que permite by pass del BES cuando el pozo opera en flujo natural.
- 4) Aseguramiento de flujo:**
  - Facilidades para inyección de química.
  - En las aplicaciones con Y-Tool se tiene acceso a fondo para toma de información,
  - Estimulaciones y/o limpiezas de los punzados.
  - Separación de solidos en fondo con bolsillo de acumulación.
- 5) BES Dual con BES de respaldo:** Reducción de costos por intervención de WO.



# Diseño del sistema de levantamiento artificial con Bombeo electrosumergible (BES).

Configuraciones BEC no convencionales

## Configuración sencilla (1 ESP)

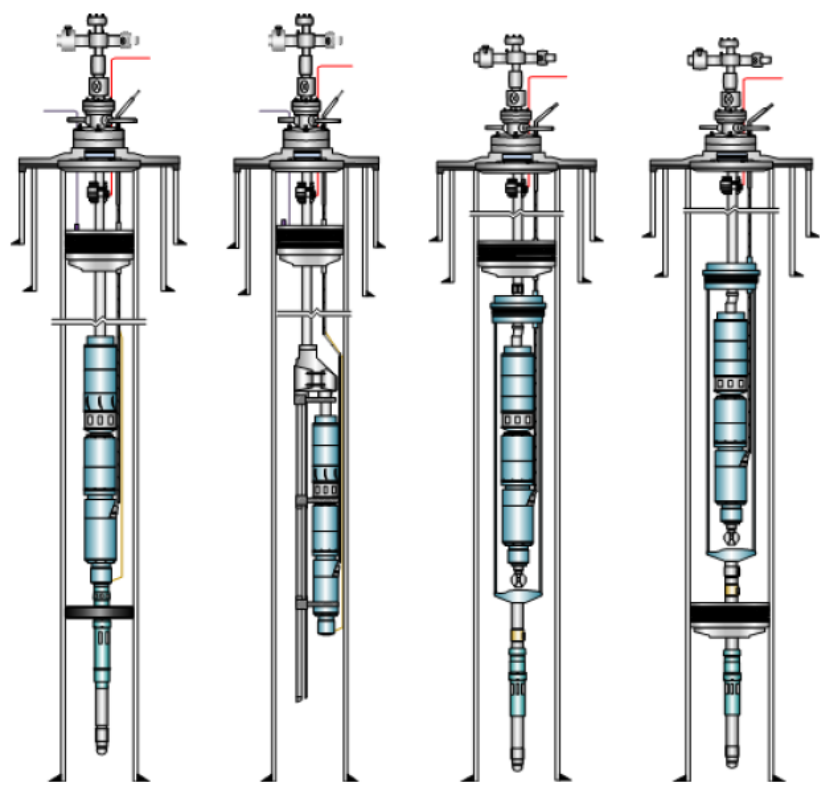


Fig.1 BES  
Convencional  
+Sep.sólidos

Fig.2 BES  
Con y-Tool+packer  
recuperable

Fig.3 BES  
Encapsulado  
+ Sep. sólidos  
+packer recup. por  
encima BES

Fig.4 BES  
Encapsulado  
+packer semi  
permanente por debajo  
BES+ Sep. sólidos

## Configuración Dual (BES de respaldo)

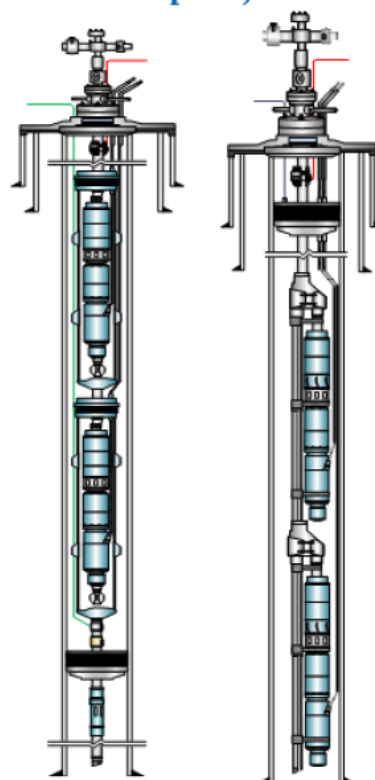
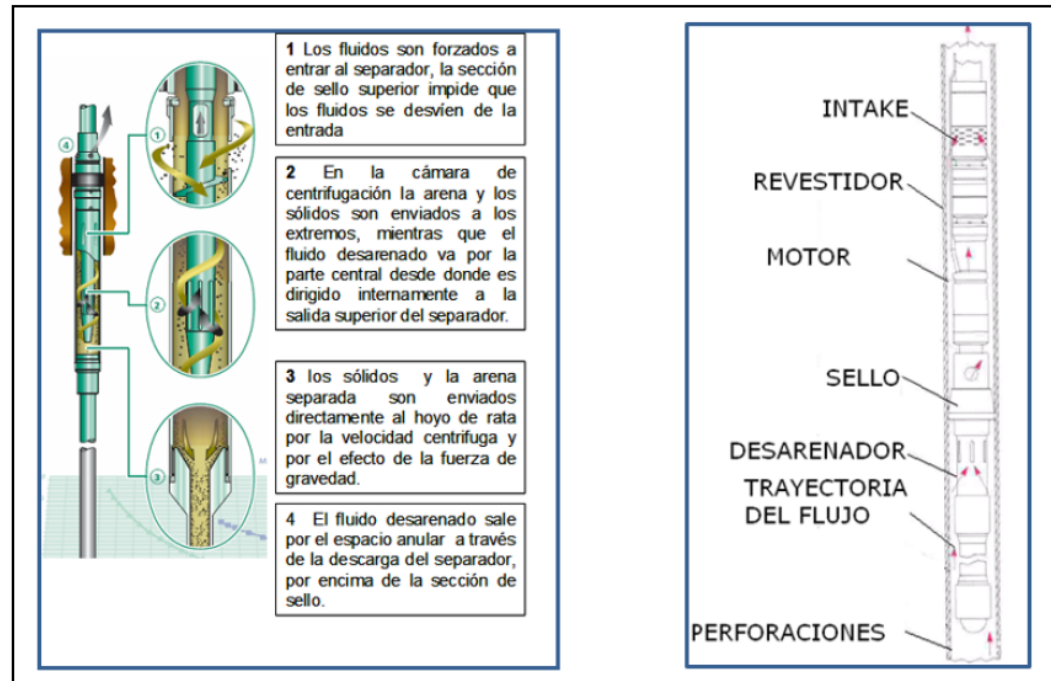


Fig.5 BES  
Dual Encap.  
+packer semi permanente  
por debajo BES Dual +  
Sep. sólidos

Fig.6 BES  
Dual con doble Y Tool  
+Packer recuperable

## Separador de sólidos





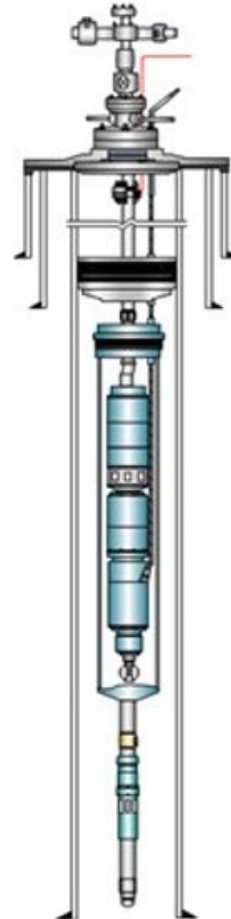
## Diseño del sistema de levantamiento artificial con Bombeo electro sumergible (BES).

### Consideraciones:

- 1) **Barreras de seguridad**  
Completación con BES costa afuera (Offshore) se consideraron 2 barreras de protección.
- 2) **Optimización de producción**
  - a) Permite producir en flujo natural desde fase inicial de operación (válvula ADV).
  - b) Permite venteo gas al anular (packer somero en configuración sencilla encapsulada)
  - c) Mejora eficiencia Sep. natural de gas por cambio en la dirección del fluido.
- 3) **Aseguramiento de flujo**  
Facilidades para Iny. De química, estimulaciones – ADV, separación de sólidos en fondo.
- 4) **Monitoreo de parámetros de Yacimientos**  
Sensor permanente de Yacimientos (P,T).
- 5) **BES redundante**  
Sistema Dual con BES de respaldo / ahorro en intervención de taladro.

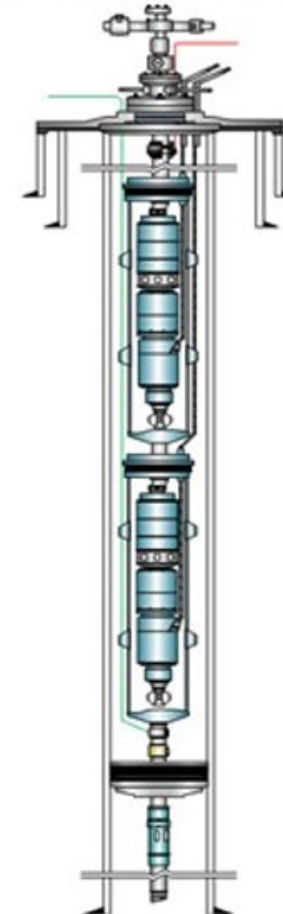
### Configuración sencilla (1 BES)

BES Encapsulado + Sep. sólidos  
+packer recuperable  
por encima BES



### Configuración Dual (BES de respaldo)

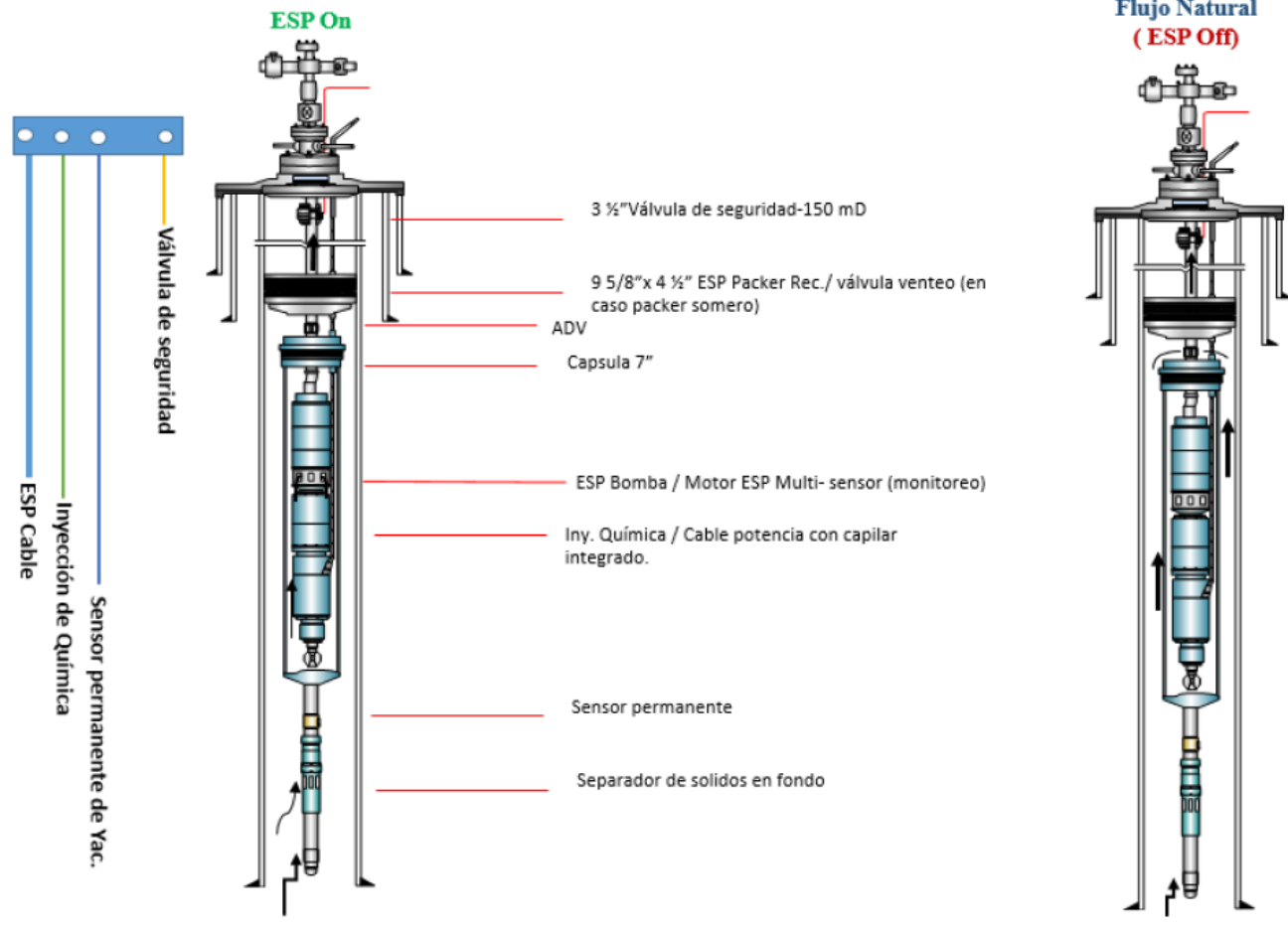
BES - Dual Encapsulado  
+packer semi perman. por debajo BES  
Dual + Sep. Sólidos decantando a fondo





## Diseño del sistema de levantamiento artificial con BE

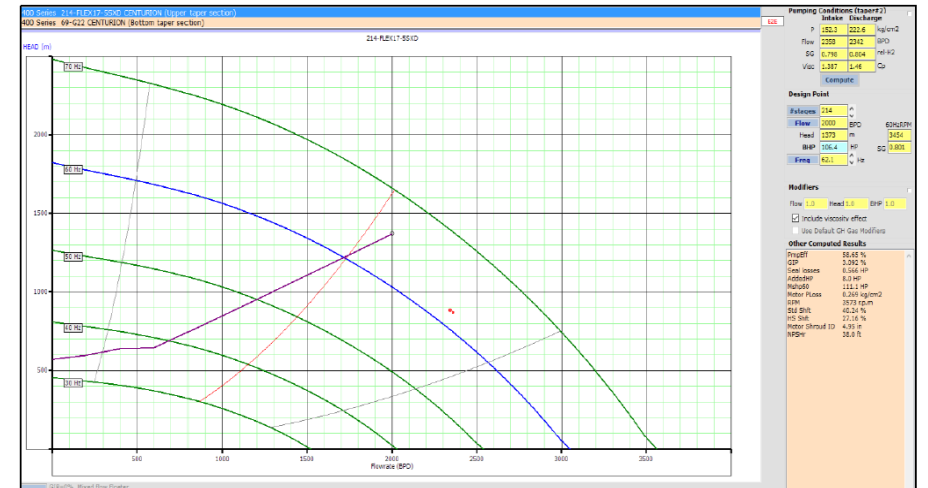
### Esquemático BES configuración sencilla encapsulado + Sep. de solidos Pozo tipo Hokchi



Lista de equipos  
Diseño BES

| Componente                        | Descripción                                          | Cantidad |
|-----------------------------------|------------------------------------------------------|----------|
| Capsula 7"                        | Cápsula 7"                                           | 1        |
| Sensor de fondo BES               | Kit Gauge 175C                                       | 1        |
| Motor                             | MTR 450XP 165/2320/46/15R FER                        | 1        |
| Sello inferior                    | SEAL FSB3DBX LT FER PFSA AB HL                       | 1        |
| Sello superior                    | SEAL FSB3DBX UT FER PFSA AB HL                       | 1        |
| Succion                           | INTK 400PINTSSD H6 STD_PNT                           | 1        |
| Manejador de gas                  | PMP 400PMSXD 069 G22 HS FER NO_PNT                   | 1        |
| Bomba 2                           | PMP 400PMSXD 107 FLEX17.5 H6 NO_PNT                  | 1        |
| Bomba 1                           | PMP 400PMSXD 107 FLEX17.5 H6 NO_PNT                  | 1        |
| Descarga                          | DSCHG MACH PMP 400 3.5X8 EUE                         | 1        |
| Desarenador                       | DOWNHOLE DESANDER                                    | 1        |
| Protector de cable cross coupling | 3500-A-24 OVER THE COUPLING TYPE                     | 255      |
| Protector de cable mid joint      | 3500-C-24 MID-JOINT TYPE                             | 255      |
| Cable de potencia con 1 capilar   | 150LBC 5KV DD13 LD B 185 G 3/8"CAP G R               | 2200     |
| Sensor de yacimiento              | SENSOR PERMANENTE DE CUARZO DE PRESION Y TEMPERATURA | 1        |
| Válvula By pass                   | TDV 3-1/2" 9.2#                                      | 1        |
| Packer                            | EMPACADOR BES DE 9 5/8"                              | 1        |
| SSSV                              | VALVULA SEGURIDAD SUB-SUPERFICIAL 3-1/2"             | 1        |
| Niple de inyeccion                | NIPLE DE INYECCION                                   | 1        |
| Válvula de venteo                 | VALVULA DE VENTEO                                    | 1        |

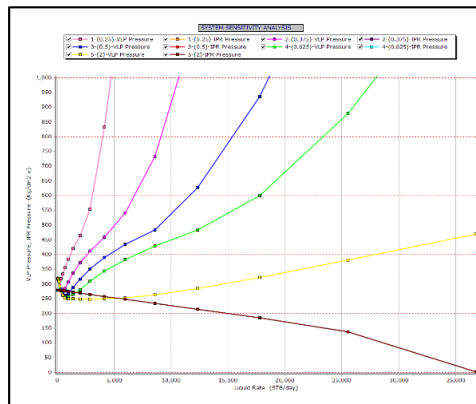
Curva de comportamiento de la bomba - Diseño BES pozo Hokchi



# Diseno del sistema de levantamiento artificial con Bombeo electro sumergible (BES).

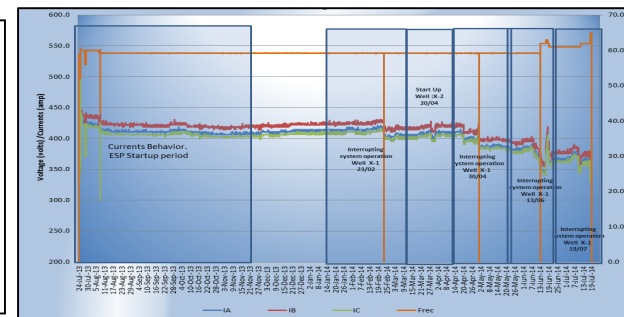
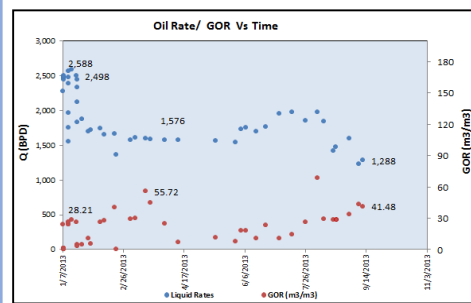
Propuestas de control de caudales de producción

## Optimización de Producción/ Manejo de estranguladores/Estudio Caidas de Presión críticas



| Choke (inch) | Q (STB) | Pws (Kg/cm2) | Pwf (kg/cm2) | Pwh (Kg/cm2) |
|--------------|---------|--------------|--------------|--------------|
| 1/4"         | 0       | 280          | No Flow      | No Flow      |
| 3/8"         | 343     | 280          | 278          | 15           |
| 1/2"         | 825     | 280          | 276          | 20.9         |
| 5/8"         | 1248    | 280          | 273          | 20.4         |
| 2            | 5270    | 280          | 252.12       | 18           |

## Monitoreo de variables de operación por pozo tiempo real- BHGE Production Link



Escenarios de riesgo producción sólidos

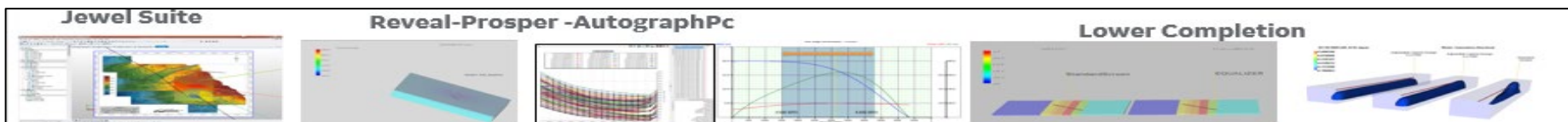
Sistemas BES mas robustos-  
Nuevas tecnologías

Configuraciones BES no  
convencionales

Control de producción  
esperada (Q, Pwf)

Técnicas para control de  
sólidos – Lower completion

## Diseno del sistema de levantamiento artificial con Bombeo electro sumergible (BES).



## Conclusiones

- ✓ La metodología integral documentada apunta a maximizar la productividad y longevidad de los pozos con base a una evaluación multidisciplinaria.
- ✓ Los sistemas de BES seleccionados incluyen equipos eficientes en configuraciones especiales con amplio rango de operación que garantizan la flexibilidad operativa ante cambios en la productividad del pozo.
- ✓ La implementación de configuraciones no convencionales con sistemas BES permiten: mejorar el run life de los equipos, aseguramiento de flujo y menor producción diferida, reducción de intervenciones a pozos lo que se traduce en reducción de costos.
- ✓ Es importante establecer caudales de producción óptimos considerando el drawdown crónico para evitar arenamiento que garanticen el mayor tiempo de operación del pozo y del equipo de levantamiento artificial.
- ✓ El análisis de producción de arena en el campo evaluado indica falla del material y riesgo de producción de arena para las condiciones de agotamiento y drawdown modelados. Se recomienda explorar alternativas de solución tales como catoneo selectivo y orientado, uso de mecanismos de control de arena (empaquete con grava), manejo de drawdown.
- ✓ En campos nuevos es recomendable re-calibrar los modelos geomecánica existentes con información real durante la etapa de desarrollo del campo.
- ✓ De acuerdo a los resultados del análisis integral realizado se propone evaluar con el modelo dinámico de yacimiento las diferentes tecnologías de sand control a nivel sectorial de los pozos con la finalidad de comparar los efectos nearwellbore para la tecnología de sand control seleccionada (perfiles de presión, perfil de flujo anular, perfiles de velocidades, acumulados de petróleo, drawdown por pozo, PWF óptimas con BES).



**El éxito de un proyecto depende del trabajo en equipo de sus integrantes.**

**Muchas gracias por su atención.**

