Oil Production Consulting

PROGRAMA DE ENTRENAMIENTO *2019-2020*

Operaciones e Ingeniería de Producción

- SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
- GESTIÓN DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN
- OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN
- OPERACIONES DE PRODUCCIÓN

www.opogc.com

CURSOS DISPONIBLES

SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

- SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA) CRITERIOS DE SELECCIÓN Y EVALUACIÓN
- DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO
- DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP)
- DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)
- MEDICIONES FÍSICAS: DINAMOMETRÍA Y ECOMETRÍA EN BOMBEO MECÁNICO.
- GAS WELL DELIQUIFICATION.

GESTIÓN DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

- TALLER DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE SLA
- ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DE FALLAS EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LA GESTIÓN DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN.

OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

- DETERMINACIÓN DE CURVAS DE IPR Y POTENCIAL PRODUCTIVO DE POZOS
- OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN BASADOS EN EL ANÁLISIS NODAL.

OPERACIONES DE PRODUCCIÓN

- OPERACIÓNES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA)
Criterios de selección y evaluación

Nivel: *Intermedio*
Duración: *5 días*
Instructores: *Ing. Marcelo Hirschfeldt*

ACERCA DEL CURSO

Durante este curso se repasarán los conceptos que hacen a la necesidad de contar con un SLA, así como la revisión de los principales sistemas disponibles en el mercado. Serán abordados los sistemas de Plunger Lift, Gas Lift, jet Pump, Bombeo Mecánico, Electrosumergible (ESP) y de cavidades progresivas (PCP). Como marco general del curso, se pretende proporcionar una visión global de los principales sistemas, así como sus principios de funcionamiento y restricciones, para poder determinar sus rangos de operación y utilización según dadas ciertas condiciones. Así mismo se proporcionarán herramientas y conceptos que ayuden a la selección y evaluación de distintas alternativas para explotar su campo.

OBJETIVOS GENERALES

- Adquirir conceptos de reservorios, de los sistemas de producción, del “inflow performance” y Análisis Nodal. La importancia de conocer el potencial productivo de sus reservorios.
- Reconocer y especificar componentes y equipamiento auxiliar de cada sistema de levantamiento.
- Adquirir herramientas que permitan seleccionar y evaluar los principales sistemas de levantamiento artificial para la aplicación en su campo.
- Conocer acerca de mejores prácticas de instalación, operación y nuevas tecnologías, así como aspectos de los límites mecánicos de cada sistema.

PERFIL DE LOS PARTICIPANTES

- Ingenieros, técnicos, supervisores de campo y otros especialistas de distintas ramas del Upstream que requieran conocer los sistemas de levantamiento artificial existentes en el mercado, así como sus prestaciones, rangos de operación, ventajas y desventajas de cada uno de ellos.

METODOLOGÍA

- El curso se presentará en cinco sesiones diarias de 8 horas cada una (Total: 40 horas)
- El curso será dictado en español.
- Se acompañará cada clase con videos, fotografías, animaciones y material técnico complementario.

TEMARIO

1. Introducción a los sistemas de producción y productividad de pozos.

1.1. Introducción a los sistemas de producción.
1.2. Perfil de presión en un sistema de producción.
1.3. Definiciones de Reservorios: Permeabilidad (ley de darcy). Espesor útil. Radio de drenaje (re). Presión promedio de Reservorio (pr). Presión dinámica de fondo (Pwf). Diferencial de Presión (Drowdown pressure).
1.4. Introducción a las curvas de IPR (Inflow Performance Relationship).

2. Introducción a los SLA.

2.1. ¿Por qué necesitamos un SLA ?
2.2. El levantamiento Artificial. Sistemas de extracción artificial utilizados.
2.3. Rangos de operación de los Sistemas de alto caudal.
2.4. Rangos de operación de los Sistemas de bajo caudal.
2.5. Consideraciones para la selección y comparación de SLA.

3. Materiales de fondo de pozo.

3.1. Varillas de bombeo.
  3.1.1. Descripción de partes y dimensiones.
  3.1.2. Determinación de propiedades mecánicas.
  3.1.3. Ensayos de tracción. Propiedades mecánicas y composición química.
  3.1.4. Varillas No-API. Barras huecas (Hollow). Varillas continuas. Varillas conexiones Premium.
3.2. Tuberías de producción.
  3.2.1. Propiedades mecánicas y especificaciones.
  3.2.2. Elementos de fijación de tuberías (ancla) y aislación

4. Sistema de bombeo hidráulico, a pistón y a chorro (jet).

4.1. Principio de funcionamiento.
4.2. Instalaciones de fondo y superficie.
4.3. Instalación y operación bombas hidráulicas.

5. Gas well deliquification y plunger lift.

5.1. Patrones de Flujo multifásico en Pozos de Gas.
5.2. Fuentes de Agua en un Pozo de Gas.
5.3. Por qué se produce el “load up”?
  5.3.1. Ciclo de Ahogue.
  5.3.2. Predicción del “Liquid Loading”.
  5.3.3. Predicción a partir de síntomas de producción, análisis por curvas de declinación y análisis nodal.
5.4. Tecnologías de Deliquificación de pozos de gas.
5.5. El sistema plunger lift.
  5.5.1. Tipos de puente de producción utilizados con Plunger Lift
  5.5.2. Instalaciones de fondo.
  5.5.3. Tipos de pistones.
  5.5.4. Ciclos del plunger Lift Convencional.
  5.5.5. Requisitos para que funcione el sistema.
  5.5.6. Caudales producidos por el sistema.

6. Bombeo neumático (Gas Lift).

6.1. Introducción al sistema de extracción Gas Lift.
6.2. Principios del gas Lift
6.3. Ventajas y desventajas del sistema Gas Lift.
6.4. Instalaciones de fondo (Mandriles, Válvulas, Packers) Instalaciones de superficie.
6.5. Diseño básico del sistema.
  6.5.1. Determinación del punto de inyección.
  6.5.2. Intervalo de Inyección.
  6.5.3. Espaciamiento de válvulas.
6.6. Arranque de un Pozo.
  6.6.1. Consideraciones Básicas.
  6.6.2. Efectos en la profundidad de inyección.
6.7. Efectos de parámetros operativos.
  6.7.1. Presión de boca de pozo.
  6.7.2. Presión de Gas de Inyección.
6.8. Gas Lift Intermitente.

7. Bombeo Electrosumergible (ESP).

7.1. Introducción al Sistema ESP.
7.2. Descripción general del sistema y cada uno de sus componentes.
7.3. Configuración del sistema y Revisión de fundamentos.
7.4. Conceptos de operación de una bomba centrífuga.
7.5. Performance de la bomba.
7.6. Bombas / Intake / Separadores de gas / Motores / Sellos / Cable.
7.7. Caja de venteo. Tablero y Variador de velocidad (VSD).
7.8. Introducción al diseño de un equipo ESP. Datos requeridos. Carga dinámica total (TDH).
7.9. Selección básica de equipamiento:
  7.9.1. bombas (serie, tipo, número de etapas).
  7.9.2. protector.
  7.9.3. motores (serie, potencia, voltaje).
  7.9.4. cable de potencia, tablero y transformadores.
7.10. Uso de equipos en condiciones especiales (fluidos viscosos, gas, fluidos abrasivos).
7.11. Nuevas tecnologías

8. Bombeo de cavidades progresivas (PCP).

8.1. Introducción al sistema PCP.
8.2. Reseña histórica del sistema PCP.
8.3. Características de una instalación. Descripción de los componentes del sistema.
8.4. Principios de funcionamiento.
  8.4.1. Fundamentos básicos. Principios teóricos.
  8.4.2. Primera y segunda condición. Descripción de la bomba.
  8.4.3. Geometría y Dimensiones.
  8.4.4. Descripción del rotor y estator.
  8.4.5. Bombas multilobulares.
8.5. Operación de la bomba.
  8.5.1. Capacidad de desplazamiento.
  8.5.2. Capacidad de levantamiento.
  8.5.3. Requerimiento de Torque y potencia.
8.6. Elastómeros.
  8.6.1. Proceso de fabricación de elastómeros.
  8.6.2. Propiedades de los elastómeros (dureza, resistencia a la abrasión y desgarre, resistencia al calor, fatiga, elasticidad, resistencia a los fluidos producidos, resistencia a tensión y la elongación).
  8.6.3. Clasificación de elastómeros utilizados en PCP. Límites de temperatura.
8.7. Estatores y Rotores.
  8.7.1. Características y Nomenclaturas utilizadas.
  8.7.2. Proceso de fabricación de un estator y un rotor. Dimensiones.
  8.7.3. Clasificación de bombas. Bombas tubulares. Bombas insertables.
8.8. Anclas de torque.
8.9. Cabezales de accionamiento.

8.9.1. Clasificación y descripción de partes y operación.
8.9.2. Sistemas de transmisión y frenos. Fuentes primarias de energía.
8.10. Tableros de control y variadores de frecuencia.
8.10.1. Ensayo en banco de test y dimensionamiento de la bomba.
8.10.2. Datos requeridos para un diseño. Condiciones de bombeo. Carga Axial, torque y esfuerzos combinados actuantes.
8.10.3. Cálculo de estiramiento en varillas.
8.11. Mecanismos de fallas más comunes en estatores y rotores.
8.12. Nuevas tecnologías

9. Bombeo mecánico.

9.1. Descripción del sistema de bombeo mecánico.
9.2. Principio básico de funcionamiento del sistema de bombeo.
9.3. Bomba de profundidad.
9.3.1. Principio de funcionamiento.
9.3.2. Clasificación de bombas según API 11AX.
9.3.3. Bombas insertables. Bombas tubulares – Tubing Pump. Descripción de partes.
9.3.4. Calculo de desplazamiento volumétrico.
9.3.5. Problemas de bombeo (Bloqueo por gas, Petróleo pesado, Arena, Golpe de bomba, Golpe de fluido)
9.4. Unidades individuales de bombeo.
9.4.1. Principales tipos de unidades de bombeo.
9.4.2. Descripción general de partes de un unidad de bombeo.
9.4.3. Clasificación de Unidades de bombeo. Unidad de bombeo Clase I – Convencional. Unidad de bombeo Clase III – Mark II. Unidad de bombeo Air Balanced. Rotaflex. Hidráulicas
9.4.4. Designación API de las unidades de bombeo.
9.4.5. Accionamiento de las unidades de bombeo – Motores. Reductor de velocidad.
9.5. Varillas de bombeo.
9.5.1. Descripción de partes y dimensiones.
9.5.2. Determinación de propiedades mecánicas.
9.5.3. Ensayos de tracción. Propiedades mecánicas y composición química.
9.5.4. Varillas No-API. Barras huecas (Hollow). Varillas continuas. Varillas conexiones Premium.
9.6. Cargas actuantes y sus efectos.
9.6.1. Introducción a los registros dinamométricos y mediciones acústicas de nivel.
9.6.2. Esfuerzos en las varillas de bombeo.
9.6.3. Cargas cíclicas en varillas y la fatiga. Diagrama de Goodman y consideraciones para el diseño del sistema de bombeo mecánico.
9.7. Esfuerzos en las unidades de bombeo.
9.7.1. Torque y carga estructural. Manipulación de varillas de bombeo.

SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Diseño y Optimización del Sistema de Bombeo Mecánico

Nivel: *Intermedio - Avanzado*
Duración: *5 días*
Instructores: *Ing. Marcelo Hirschfeldt*

ACERCA DEL CURSO

El sistema de bombeo mecánico, no es solo el sistema de levantamiento más utilizado en el mundo, sino que también es el más antiguo. Por esta razón es muy común escuchar ¿Qué hay de nuevo en este sistema? Y no existe una sola respuesta. Durante los últimos años han aparecido nuevas tecnologías en materiales, conexiones, diseños de bombas y unidades de bombeo, así mismo el desafío de producir más profundo, mayores caudales y muchas veces en diámetros de cañerías de revestimiento restringidos, han llevado al límite a cada componente y a su vez ha impulsado el desarrollo de nuevos productos y estrategias de operación.

Durante este curso se revisarán todos los conceptos teóricos y prácticos que hacen al principio de funcionamiento del bombeo mecánico. Se contemplarán todos los aspectos operativos tanto para el operador como para las empresas que brindan servicios de provisión e instalación de equipos. Se analizará la criticidad de sus componentes para poder maximizar la vida del sistema. También se realizarán diseños en forma manual y con software especializado, para fortalecer los conceptos transmitidos.

OBJETIVOS GENERALES

- Reconocer los componentes de superficie y de fondo del sistema de bombeo mecánico, así como las especificaciones técnicas de cada uno de ellos.
- Adquirir conceptos de diseño de instalaciones de bombeo mecánico, a partir de un entendimiento de la dinámica del bombeo.
- Adquirir conceptos acerca de cómo diseñar y operar sistemas de bombeo mecánico, maximizando la vida útil del sistema y la eficiencia global del mismo.
- Conocer acerca de mejores prácticas de instalación, diagnósticos de fallas, operación y nuevas tecnologías, así como recomendaciones de seguridad.
- Reconocer a partir del análisis, los límites mecánicos del sistema.

PERFIL DE LOS PARTICIPANTES

- Ingenieros, técnicos, supervisores de campo y otros especialistas de empresas operadoras de campos hidrocarburíferos y de empresas de servicios, que participen en la selección, diseño, instalación y operación del sistema de Bombeo mecánico.
- Todo aquel profesional que requiera herramientas para poder maximizar la productividad de reservorios explotados con sistemas de Bombeo mecánico.

METODOLOGÍA y RECURSOS

- El curso se presentará en cinco sesiones diarias de 8 horas cada una (Total: 40 horas)
- Las sesiones de estudio serán teórico-prácticas

TEMARIO

1. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y PRODUCTIVIDAD DE POZOS

1.1. Introducción a los sistemas de producción.
1.2. Perfil de presión en un sistema de producción.
1.3. Definiciones de Reservorios: Permeabilidad (ley de darcy). Espesor útil. Radio de drenaje (re). Presión promedio de Reservorio (pr). Presión dinámica de fondo (Pwf). Diferencial de Presión (Drowdown pressure).
1.4. Introducción a las curvas de IPR (Inflow Performance Relationship).

2. BOMBAS DE PROFUNDIDAD

2.1. Componentes de una bomba de profundidad. Clasificación API 11AX.
2.2. Bombas insertables (tipos de y combinaciones de anclajes) y tubulares.
2.3. Armado de una bomba de profundidad.
2.4. Límites de profundidad de barriles según su espesor y metalografía (API 11AR).
2.5. Pistones. Selección de válvulas según su aplicación.
2.5.1. Selección de luz entre pistón y barril (evaluación de escurrimiento).
2.6. Recomendaciones para una operación apropiada de bombas de profundidad.
2.7. Inspección en talleres (recomendaciones API).
2.8. Diseños y dispositivos especiales para manejo de sólidos, gas y petróleos viscosos.

3. VARILLAS DE BOMBEO Y TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

3.1. Varillas API y No API (Continuas, Barras Huecas, Conexiones Premium, Alta resistencia).
3.2. Dimensiones y propiedades mecánicas.
3.3. Ensayos de tracción.
3.4. Selección de materiales. Grados de acero.
3.5. Varillas Especiales según su metalografía.
3.6. Manipulación de varillas de bombeo.
3.6.1. Procedimiento de ajustes de uniones.
3.6.2. Fallas y defectos por mala operación de ajuste.

4. UNIDADES DE BOMBEO

4.1. Unidades convencionales, Mark II y Air- Balanced.
4.2. Unidades de bombeo de carrera larga.
4.3. Unidades de bombeo hidro-neumáticas. (descripción de partes, nomenclatura API, ventajas y consideraciones para la operación y mantenimiento).
4.4. Unidades de bombeo No-Convencionales.
4.5. Motores de accionamiento a combustión interna y eléctricos.
4.6. Caja reductora (funcionamiento, descripción de partes y consideraciones de operación)

5. ANÁLISIS DE ESFUERZOS EN EL BOMBEO MECÁNICO Y MÉTODOS DE DISEÑO

5.1. Esfuerzos actuantes en el sistema. Métodos de diseño y evaluación del BME.
5.2. Método por aproximación.
5.2.1. Calculo de fuerzas estáticas, dinámicas y torque.
5.2.2. Contra balanceo efectivo.
5.2.3. Carrera efectiva de pistón.
5.3. Método API 11L. Método de la ecuación de la onda.
5.4. Diseño con sistemas expertos.
5.5. Cargas en las varillas de bombeo. Pandeo y Fatiga.
5.6. Construcción del diagrama de Goodman.
5.7. Consideraciones para el diseño de pozos desviados y el uso de centralizadores de varillas.
5.8. Esfuerzos en las unidades de bombeo. Carga estructural y Torque. Cálculo del torque en la caja reductora.

6. DINAMOMÉTRICO Y MEDICIONES ACÚSTICAS DE NIVEL

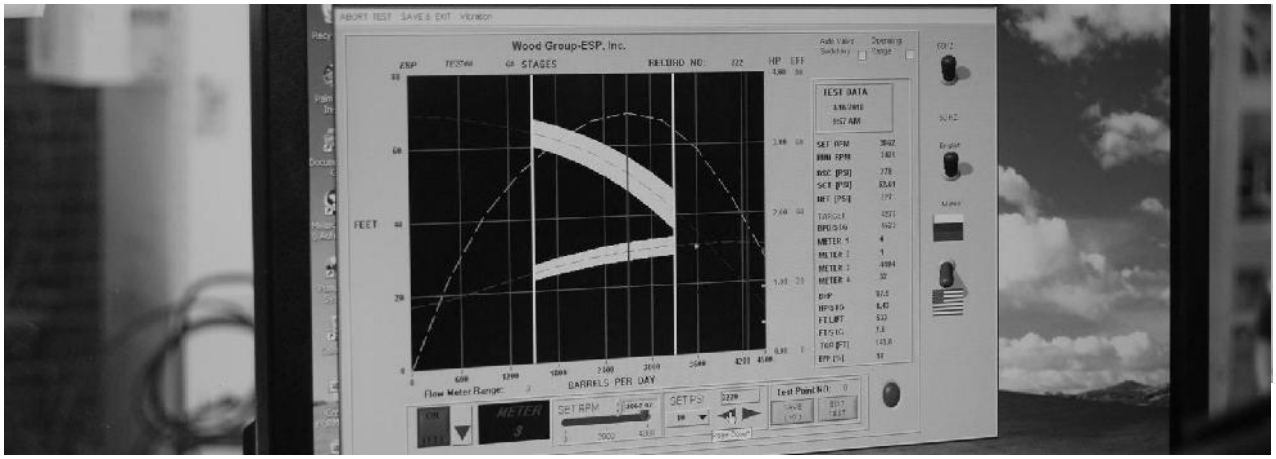
6.1. Operaciones de registro dinamométrico y mediciones acústicas de nivel.

6.2. Introducción al registro de cargas a partir de la dinamometría de superficie.
6.3. Análisis de la dinamometría de fondo y superficie.
6.4. Repaso de cartas dinamométricas típicas en condiciones de bombeo especiales.
6.5. Datos obtenidos en un registro dinamométrico y su interpretación, para la toma de decisiones.
6.6. Mediciones de nivel de fluido con sondas acústicas.
6.6.1. Interpretación, determinación y corrección (método Mc Coy) de las mediciones

7. SISTEMAS DE MONITOREO DE POZOS

7.1. Sistemas Pump-off y controladores de dinamometría a través de telesupervisión.

8. ANÁLISIS DE FALLAS EN VARILLAS DE BOMBEO Y PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN



Diseño y Optimización del Sistema de Bombeo Electrosumergible (ESP)

Nivel: *Intermedio - Avanzado*
Duración: *5 días*
Instructores: *Ing. Marcelo Hirschfeldt*

ACERCA DEL CURSO

El sistema de bombeo electrosumergible (ESP- Electric Submersible Pump) es uno de los métodos de levantamiento artificial de mayor capacidad en lo que respecta a caudal de extracción. Si bien es un sistema que día tras día incorpora desarrollos tecnológicos para enfrentar mayores retos en profundidad y caudal, también lo está haciendo para reducir sus caudales al mínimo y ser una alternativa válida para bajos caudales y competir con otros sistemas de levantamiento.

Durante este curso se revisarán todos los conceptos teóricos y prácticos que hacen al principio de funcionamiento del bombeo centrífugo y cada uno de los componentes del sistema ESP. Se contemplarán todos los aspectos operativos tanto para el operador como para las empresas que brindan servicios de provisión e instalación de equipos.

OBJETIVOS GENERALES

- Conocer aspectos de reservorios que ayuden a comprender las necesidades de una óptima selección y operación de un sistema ESP.
- Conocer el principio de funcionamiento del bombeo centrífugo.
- Identificar cada componente del sistema ESP, así como sus características, funciones y especificaciones.
- Diseñar y analizar sistemas ESP en forma manual y utilizando programa de computación.
- Aprender acerca de las mejores prácticas de operación, instalación de equipos, seguimiento y optimización del sistema.
- Conocer acerca del uso de equipos en condiciones especiales: fluidos viscosos, gas, fluidos abrasivos, altas temperaturas.
- Adquirir herramientas que hagan a la identificación de fallas y a la maximización de la vida de un equipo.
- Comparar con otros sistemas de levantamiento Artificial y conocer los rangos de aplicación del sistema ESP.

PERFIL DE LOS PARTICIPANTES

- Ingenieros, técnicos, supervisores de campo y otros especialistas de empresas operadoras de campos hidrocarburíferos y de empresas de servicios, que participen en la selección, diseño, instalación y operación del sistema ESP.
- Todo aquel profesional que necesite herramientas para poder maximizar la productividad de reservorios explotados con sistemas ESP.

METODOLOGÍA y RECURSOS

- El curso se presentará en cinco sesiones diarias de 8 horas cada una (Total: 40 horas)
- El curso será dictado en español.
- Las sesiones de estudio son teórico-prácticas, por lo que se requiere que cada participante disponga de una computadora portátil con Microsoft Office.

TEMARIO

1. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y PRODUCTIVIDAD DE POZOS

1.1. Introducción a los sistemas de producción.
1.2. Perfil de presión en un sistema de producción.
1.3. Caracterización de fluidos
  1.3.1. Revisión de parámetros PVT
  1.3.2. Densidad. Gravedad específica del petróleo.
  1.3.3. Presión de burbuja.
  1.3.4. Relación gas-líquido. Gas en solución.
  1.3.5. Factor volumétrico del petróleo.
  1.3.6. Viscosidad.
1.4. Definiciones de Reservorios
  1.4.1. Permeabilidad (ley de darcy). Espesor útil. Radio de drenaje (re). Presión promedio de Reservorio (pr). Presión dinámica de fondo (Pwf). Diferencial de Presión (Drowdown pressure).
  1.4.2. Introducción a las curvas de IPR (Inflow Performance Relationship).

2. COMPONENTES DEL SISTEMA ESP

2.1. Introducción al Sistema ESP. Importancia y breve historia de los sistemas de levantamiento artificial.
2.2. Reseña histórica del sistema ESP.
2.3. Descripción general del sistema y cada uno de sus componentes.

3. BOMBA

3.1. Funcionamiento de una bomba centrífuga - Ecuación de Euler. Performance de la bomba .
3.2. Capacidad de elevación y Potencia. Curva de performance.
3.3. ¿De qué depende el caudal de la bomba centrífuga ? Relaciones de afinidad.
3.4. Etapa de una bomba centrífuga. Etapas de flujo radial, axial y mixto.
3.5. Empujes en la bomba.
3.6. Configuración de bombas con etapas flotantes y compresión.
3.7. Esfuerzos axiales vs rango de operación.
3.8. Efectos de la abrasión y como mitigarlos. Mecanismos de desgaste.
3.9. Histeresis, por que se produce este fenómeno ?

4. INTAKE (SUCCIÓN) Y SEPARADORES DE GAS

4.1. Admisión Estándar.
4.2. Separación y Manejo del gas.
  4.2.1. Los problemas del Gas asociados al bombeo electrosumergible.
  4.2.2. Impacto del gas en la ESP. Separación de gas vs. Manejador de gas.
  4.2.3. Impacto del gas según el tipo de la etapa.
  4.2.4. Separador de gas estático. Separador de gas dinámico.
  4.2.5. Rendimiento de separadores de gas. Arreglos en bombas para el manejo del gas. Capacidad de manejo de gas según diseño de etapas.
  4.2.6. Bombas especiales (advanced Gas Handler)

5. MOTORES

5.1. Fundamentos de electricidad. Voltaje. Corriente. Resistencia. Ley de ohm. Potencia. Frecuencia. Inductancia. Impedancia. Factor de potencia.
5.2. Motor inducción
  5.2.1. Teoría de motores.
  5.2.2. Componentes del motor – Estator y Rotor.
  5.2.3. Tipos de bobinados.
  5.2.4. Cojinetes del rotor (rotor bearing). Cojinete de empuje.
  5.2.5. Base universal y sensor de fondo.
  5.2.6. Configuración y clasificación de motores.
  5.2.7. Temperatura. Enfriamiento según el tipo de fluido. Efectos de la temperatura sobre la potencia disponible. Rango de temperatura en motores. Incremento de la carga en el motor. Curva de performance del motor.

5.3. Motor de imán permanente (PMM)

6. PROTECTORES (SELLO)

6.1. Tipo Laberíntico y de Bolsa.
6.1.1. Cojinete de empuje (thrust bearing).
6.1.2. Ejemplos de Sistemas de protectores modulares.
6.1.3. Consideraciones para elegir una configuración de protectores.
6.1.4. Ejemplo de rango de cargas.

7. CABLE

7.1. Componentes. Configuración de conductores.
7.2. Tipos de cables. Cable redondo y Plano.
7.3. Performance del cable vs temperatura.
7.4. MLC (Motor Lead Cable).
7.5. Pothead. Enchufe del motor tipo “Tape in Type - Pluge in Type”.

8. EQUIPAMIENTO DE SUPERFICIE

8.1. Cabeza de pozo.
8.2. Caja de venteo.
8.3. Tablero de control.
8.4. Transformador de potencia.
8.5. Variadores de frecuencia.

9. SELECCIÓN Y DISEÑO DE UN EQUIPO ESP

9.1. Datos requeridos.
9.2. Carga dinámica total (TDH).
9.3. Diseño estándar (flujo monofásico).
9.4. Selección de bombas (serie, tipo, número de etapas).
9.5. Selección de los protectores.
9.6. Selección de los motores (serie, potencia, voltaje).
9.7. Selección del cable de potencia, tablero y transformadores.
9.8. Diseños en pozos con producción de gas. Diseño de equipamiento para usar con variador de frecuencia. Efectos de la viscosidad

10. INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DE UN EQUIPO ESP

10.1. Detalle de la operación de armado de instalación de un equipo ESP.
10.2. Transporte, consideraciones de armado, chequeos durante la bajada de un equipo (Operaciones de field service).

11. OPERACIÓN Y SEGUIMIENTO DE UN SISTEMA ESP

11.1. Operación, seguimiento y análisis de fallas.
11.2. Puesta en marcha. Verificaciones posteriores a la estabilización.
11.3. Información necesaria para un correcto seguimiento.
11.4. Interpretación de registros amperométricos.
11.5. Análisis de las causas que originan fallas en equipos ESP. Sugerencias para solucionar problemas habituales.

12. INSPECCIÓN Y ENSAYOS DE EQUIPOS

12.1. Inspección Y ensayos según norma API 11S.
12.2. Inspección y ensayo de Motores, cables, sellos y bombas.
12.3. Evaluación de ejemplos reales.

13. OPTIMIZACIÓN DE UN SISTEMA ESP

13.1. Sistemas de monitoreo y acciones a ser consideradas a la hora de optimizar la explotación de un pozo con sistema ESP

SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Diseño y Optimización del Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP)

Nivel: *Intermedio - Avanzado*
Duración: *5 días*
Instructores: *Ing. Marcelo Hirschfeldt*

ACERCA DEL CURSO

El principio de Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP- Progressing Cavity Pump) fue conceptuado hace más de 80 años por René Moineau, pero en los últimos 25 años ha comenzado a ser utilizado como una alternativa válida como sistema de levantamiento artificial. Esta situación, sumada al balance entre ventajas y desventajas de un sistema que crece día a día en su aplicación, requiere conocer distintos aspectos para poder seleccionar la mejor aplicación para los pozos y así elegir la combinación más efectiva entre elementos de subsuelo y condiciones de operación.

Durante este curso se revisarán todos los conceptos teóricos y prácticos que hacen al principio de funcionamiento del bombeo de cavidades progresivas (PCP). Se contemplarán todos los aspectos operativos tanto para el operador como para las empresas que brindan servicios de provisión e instalación de equipos. Así mismo se analizará la criticidad de sus componentes para poder maximizar así la vida del sistema.

OBJETIVOS GENERALES

- Conocer aspectos de reservorios que ayuden a comprender las necesidades de una óptima selección y operación de un sistema PCP.
- Conocer el principio de funcionamiento del bombeo de cavidades progresivas.
- Identificar cada componente del sistema PCP, sus características, funciones y especificaciones.
- Diseñar y analizar sistemas PCP en forma manual y utilizando programa de computación
- Aprender acerca de las mejores prácticas de operación, Instalación de equipos, seguimiento y optimización del sistema.
- Conocer acerca del uso de equipos en condiciones especiales: fluidos viscosos, gas, fluidos abrasivos, altas temperaturas.
- Adquirir herramientas que hagan a la identificación de fallas y a la maximización de la vida de un equipo.
- Comparar con otros sistemas de levantamiento Artificial y conocer los rangos de aplicación del sistema PCP.
- Adquirir herramientas que ayuden a la comparación y selección de productos y servicios.

PERFIL DE LOS PARTICIPANTES

- Ingenieros, técnicos, supervisores de campo y otros especialistas de empresas operadoras de campos hidrocarburíferos y de empresas de servicios, que participen en la selección, diseño, instalación y operación del sistema PCP.
- Todo aquel profesional que necesite herramientas para poder maximizar la productividad de reservorios explotados con sistemas PCP.

METODOLOGÍA y RECURSOS

- El curso se presentará en cinco sesiones diarias de 8 horas cada una (Total: 40 horas)
- El curso será dictado en español.
- Las sesiones de estudio son teórico-prácticas, por lo que se requiere que cada participante disponga de una computadora portátil con Microsoft Office.

TEMARIO

1. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y PRODUCTIVIDAD DE POZOS

1.1. Introducción a los sistemas de producción.
1.2. Perfil de presión en un sistema de producción.
1.3. Caracterización de fluidos
  1.3.1. Revisión de parámetros PVT
  1.3.2. Densidad. Gravedad específica del petróleo.
  1.3.3. Presión de burbuja.
  1.3.4. Relación gas-líquido. Gas en solución.
  1.3.5. Factor volumétrico del petróleo.
  1.3.6. Viscosidad.
1.4. Definiciones de Reservorios
  1.4.1. Permeabilidad (ley de darcy). Espesor útil. Radio de drenaje (re). Presión promedio de Reservorio (pr). Presión dinámica de fondo (Pwf). Diferencial de Presión (Drowdown pressure).
  1.4.2. Introducción a las curvas de IPR (Inflow Performance Relationship).

2. INTRODUCCIÓN AL SISTEMA PCP

2.1. Introducción al Sistema PCP.
2.2. Importancia y breve historia de los sistemas de levantamiento artificial.
2.3. Reseña histórica del sistema PCP.
2.4. Descripción general del sistema y cada uno de sus componentes.

3. PRINCIPIOS FUNDAMENTALES

3.1. Fundamentos básicos.
3.2. Principios teóricos. Primera y segunda condición.
3.3. Descripción de la bomba. Geometría, Relación de lóbulos y Dimensiones.
3.4. Determinación del volumen de la cavidad y desplazamiento.
3.5. Interferencia.
3.6. Requerimientos de potencia y torque.

4. ELASTÓMEROS UTILIZADOS EN PCP

4.1. Proceso de fabricación de elastómeros.
4.2. Propiedades de los elastómeros (dureza, resistencia a la abrasión y desgarre, resistencia al calor, fatiga, elasticidad, resistencia a los fluidos producidos, resistencia a tensión, resiliencia, y la elongación).
4.3. Clasificación de elastómeros utilizados en PCP.
4.4. Criterios para la selección de elastómeros. Normas que rigen los ensayos de elastómeros.

5. ESTATORES Y ROTORES.

5.1. Características y Nomenclaturas utilizadas.
5.2. Proceso de fabricación de un estator y un rotor. Dimensiones. Control de calidad. Mediciones de dimensiones, dureza de elastómero y espesor de cromo en rotores.
5.3. Clasificación de bombas. Bombas tubulares. Bombas insertables. De paredes continuas. Bombas multilobulares.

6. VARILLAS DE BOMBEO Y ACCESORIOS DE SUBSUELO

6.1. Varillas API y No API (Continuas, Barras Huecas, Conexiones Premium, Alta resistencia). Dimensiones y propiedades mecánicas.
6.2. Concepto de fatiga y solicitud de esfuerzos.
6.3. Prevención de desgaste (Tubing y Varillas). Centralizadores. Rotadores de tubing.
6.4. Análisis de fallas en varillas y tubings. Anclas de torque dinámica.

7. MÓDULO 7 - SISTEMAS DE ACCIONAMIENTO

7.1. Cabezales de accionamiento vertical de eje hueco, angulares, vertical de eje Macizo, motoreductores e Hidráulicos.
7.2. Sistema de Transmisión.
7.3. Sistemas de Frenos mecánicos, hidráulicos y centrífugos (control de back-spin). Motores y sistemas de control (Tableros y Variadores de frecuencia)

8. ENSAYO DE EQUIPOS, PROCESOS DE INSPECCIÓN Y ANÁLISIS DE FALLAS

8.1. Capacidad de levantamiento. Eficiencia volumétrica en función de la interferencia, etapas y tipos de fluidos.
8.2. Prácticas recomendadas para el ensayo en banco.
8.3. Evaluación de interferencias rotor-estator.
8.4. Sistemas de inspección y re-utilización de equipos. Identificación y análisis de fallas en estatores (Histeresis, Desgaste, Incompatibilidad con fluidos, Descompresión explosiva, Abrasión, Falta de fluido, fabricación), rotores y cabezales. Control de calidad de equipos y proveedores.

9. DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE PCP

9.1. Propiedades de los fluidos producidos. Introducción al diseño de una instalación.
9.2. Datos requeridos. Condiciones de bombeo.
9.3. Flujo en tubing de producción. Presiones.
9.4. Carga Axial, torque y esfuerzos combinados actuantes.
9.5. Desgaste entre tubings y varillas.
9.6. Selección de equipos de superficie. Cabezales de accionamiento.
9.7. Análisis de los límites mecánicos del sistema PCP.
9.8. Evaluación de eficiencia energética.
9.9. Consideraciones para el diseño en condiciones especiales (pozos desviados, petróleos pesados, arena, gas, altos cortes de agua)
9.10. Explicación de los mecanismos de fallas en estatores y rotores

10. INSTALACIÓN DE UN EQUIPO, OPERACIÓN Y CONSIDERACIONES DE SEGURIDAD

10.1. Instalación de un equipamiento de fondo y superficie.
10.2. Cálculo de estiramiento en varillas.
10.3. Montaje de un cabezal.
10.4. Operación de un equipo PCP.
10.5. Parámetros de control y monitoreo.
10.6. Consideraciones de seguridad para la operación y montaje de equipos.

11. SEGUIMIENTO, CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN

11.1. Rutinas de seguimiento y mantenimiento.
11.2. Utilización de variadores de velocidad (VSD).
11.3. Criterios de programación para proteger equipos y optimizar la producción.
11.4. Sensores de presión y temperatura de fondo.
11.5. Lazos de control integrando VSD y sensores de fondo.
11.6. Optimización del sistema analizando variables de superficie.

12. EQUIPOS ESPECIALES Y NUEVAS TECNOLOGÍAS

12.1. Bombas con estatores de espesor constantes (even wall).
12.2. Ventajas y desventajas de bombas multilobulares.
12.3. Bombas metal-metal para aplicaciones de alta temperatura.
12.4. Equipos de subsuelo para altas temperaturas.
12.5. Equipos ESPCP. Aplicaciones para crudos pesados.
12.6. Gas well deliquification.
12.7. Aplicaciones para flujo multifásico.

SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Mediciones físicas: dinamometría y ecometría en Bombeo Mecánico

Nivel: *Avanzado*
Duración: *3 días*
Instructores: *Ing. Marcelo Hirschfeldt*

ACERCA DEL CURSO

La explotación de pozos con el sistema de bombeo mecánico requiere del conocimiento no solo de su principio de funcionamiento, sino también de las cargas actuantes y su interpretación. Debido a la configuración del sistema, la medición de las cargas en superficie en el vástago pulido con equipos dinamométricos, permite obtener un registro de cargas vs carrera (carta dinamométrica de superfice) cuya interpretación es fundamental no solo para el diagnóstico del funcionamiento de todo el sistema, sino que también como fuente de datos para el posterior cálculo de la dinamometría de fondo (sobre la bomba de profundidad).
Otra medición importante es el registro acústico del nivel de fluido en el espacio anular entre casing y tubing. Este registro, sumado a los datos de producción del pozo, es de suma importancia a la hora de evaluar el desempeño del pozo y poder determinar el potencial productivo del mismo, entre otros aspectos a determinar.
Ambas mediciones, si bien pueden ser realizadas por separado, son de suma importancia no solo para poder maximizar la vida útil del sistema de bombeo mecánico, sino también maximizar la producción del pozo.

Durante este curso se revisarán todos los conceptos teóricos y prácticos para conocer la dinámica del sistema de bombeo mecánico, con el fin de interpretar los registros dinamométricos, diagnosticar y proponer planes de acción. También se conocerán los aspectos teóricos de los registros acústicos de nivel. En ambos casos de estudiarán los aspectos prácticos de los registros, acompañado con actividades en campo, en el caso de los cursos dictados dentro de las compañías.

OBJETIVOS GENERALES

- Transmitir conceptos relacionados al registro e interpretación de mediciones físicas (dinamometría).
- Que los participantes adquieran las herramientas necesarias para poder diagnosticar distintos estados de producción y ejecutar planes de acción que permitan maximizar la producción de los pozos, minimizar las pérdidas de producción y las fallas prematuras de los sistemas de levantamiento artificial utilizados.

PERFIL DE LOS PARTICIPANTES

- Ingenieros, técnicos, y otros especialistas de empresas operadoras de campos hidrocarburíferos y de empresas de servicios, que participen tanto en la toma de información a través de las mediciones físicas, o también en el análisis de las mismas con el fin de optimizar el sistema de levantamiento artificial y la productividad del pozo explotado.

METODOLOGÍA y RECURSOS

- El curso se presentará en tres sesiones diarias de 8 horas cada una (Total: 24 horas)
- El curso será dictado en español.
- Modo taller, con participación activa de los participantes.
- Se proponen actividades prácticas con dinamometrías reales, donde los alumnos puedan realizar sus propios diagnósticos y planes de acción
- Multimedia: Videos, fotografías y animaciones computarizadas
- Actividades en campo en el caso de cursos “In-House”

TEMARIO

1. CONCEPTOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS E INTRODUCCIÓN A LAS MEDICIONES FÍSICAS

1.1. Acerca de la producción de los reservorios.
1.2. Productividad de pozos (IPR, índices de productividad).
1.3. Las mediciones físicas como herramientas de diagnóstico y evaluación de potencial productivo de un pozo.
1.4. Revisión de los sistemas de levantamiento artificial que requieren de mediciones físicas (dinamometría y medición de nivel)

2. REVISIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

2.1. Descripción del sistema BM.
2.2. Bombas de profundidad.
2.3. Varillas de bombeo y tuberías de producción.
2.4. Unidades de Bombeo. Unidades convencionales, MarkII y Air- Balanced. Unidades de bombeo de carrera larga. Unidades de bombeo hidro-neumáticas. Unidades de bombeo No-Convencionales.

3. ESFUERZOS ACTUANTES EN EL BOMBEO MECÁNICO Y EL REGISTRO DINAMOMÉTRICO

3.1. Registro Dinamométrico de superficie.
3.2. Tipo de instalaciones y usos en el campo.
3.3. Acerca del registro.
3.4. Cargas actuantes en el bombeo mecánico.
3.5. Esfuerzos en varillas de bombeo y unidades de superficie.
3.6. Cargas estructurales y de torsión. Efectos del contrapesado.
3.7. El efecto de las geometrías de las unidades de bombeo.
3.8. Diagrama de cargas permisibles.
3.9. Requerimientos de potencia. Potencia hidráulica y final.
3.10. Pérdidas de potencia en fondo y superficie.
3.11. Eficiencia mecánica. Eficiencia de elevación. Eficiencia torsional. Eficiencia del motor.
3.12. Cálculos de potencia hidráulica.
3.13. Esfuerzos en las varillas de bombeo.
3.14. Análisis de tensión en sartas de varillas.
3.15. La fatiga en las varillas y el Diagrama de Goodman.
3.16. Dinamometría de fondo.

4. INTERPRETACIÓN DE CARTAS DINAMOMÉTRICAS E INFORMES DINAMOMÉTRICOS

4.1. Cargas máximas y mínimas, pérdidas en válvulas, estiramiento en varillas fondo, nivel de fluido calculado y corregido, llenado de bomba, golpe de fluido, interferencia por gas, desplazamiento de tubing, golpe de bomba, desgaste de la bomba.
4.2. Descripción e interpretación de informes dinamométricos.
4.3. Datos de instalación de fondo y superficie.
4.4. Valores de cargas en unidades de superficie y elementos de fondo.
4.5. Potencias.
4.6. Diagrama de Goodman.
4.7. Tablas de presiones de fondo y niveles.
4.8. Dinamómetro de fondo.
4.9. Producción calculada.

5. REGISTRO DE NIVELES DE FLUIDO CON SONDAS ACÚSTICAS

5.1. La importancia del nivel de fluido en la operación de distintos sistemas de levantamiento Artificial.
5.2. El nivel de fluido relacionado a las presiones de reservorio.
5.3. Nivel de fluido estático y Dinámico, relacionado a las presiones dinámicas y estáticas de reservorios.
5.4. Determinación del nivel de fluido con sonda acústica (Ecómetro)
5.5. Herramientas y dispositivos utilizados.
5.6. Corrección de nivel de fluido en pozos con producción de gas por espacio anular (Corrección por McCoy).

Gas Well Deliquification

Nivel: *Intermedio - Avanzado*
Duración: *3 días*
Instructores: *Ing. Marcelo Hirschfeldt*

ACERCA DEL CURSO

La producción de pozos de gas presenta muchos desafíos, entre ellos el de maximizar la vida útil del pozo de gas, así como mantener la rentabilidad de la operación.
Para ello es importante no solo conocer acerca de los mecanismos de producción de estos pozos, sino también predecir su comportamiento futuro, y conocer acerca de las tecnologías de producción existentes para hacer frente a este comportamiento natural.
Durante este curso serán presentado tanto conceptos teóricos que hacen al entendimiento de este comportamiento, así como conceptos técnicos y operativos que permitan entender los fenómenos asociados a la descarga de líquido en los pozos de gas así como conocer los distintos métodos aplicables para maximizar la vida de estos pozos durante su vida productiva.

OBJETIVOS GENERALES

Transferir conocimientos relacionados a la explotación de pozos de gas en yacimientos maduros, aportando conceptos que hacen al entendimiento de los fenómenos que rigen la producción de este tipo de campos, así como experiencia por parte de los instructores referidos al tema.

PERFIL DE LOS PARTICIPANTES

- Ingenieros, técnicos, supervisores de campo y otros especialistas de empresas operadoras de campos hidrocarburíferos y de empresas de servicios, que participen en la operación de pozos de gas o estén vinculados a algunas de las etapas del proceso de producción y tratamiento de gas.

METODOLOGÍA y RECURSOS

- El curso se presentará en 3 sesiones diarias de 8 horas cada una (Total: 24 horas)
- Las sesiones de estudio serán teórico-prácticas

TEMARIO

1. **Introducción a los sistemas de producción**

2. **Introducción a la producción de pozos de gas y a la carga de líquido**
   - 2.1. Instalación típica de un pozo de ga**s**
   - 2.2. Por que surge un pozo de gas ?
   - 2.3. Flujo Multifásico en un pozo de gas
     - 2.3.1. Patrones de flujo Vertical

3. **El Problema de la Carga de Líquido**
   - 3.1. ¿Qué es la carga de líquido?
   - 3.2. Problemas causados por la carga de líquido
   - 3.3. Reconocimiento de síntomas de carga de líquidos en pozos de gas
   - 3.4. Fuente de los Líquidos en un Pozo Productor de Gas
   - 3.5. Técnicas de deliquificación
   - 3.6. Velocidad crítica del gas
     - 3.6.1. Conceptos de Flujo Crítico
     - 3.6.2. Modelo de Gotas de Turner
     - 3.6.3. Caudal Crítico
     - 3.6.4. Diámetro Crítico del Tubing
     - 3.6.5. Caudal Crítico para Pozos de Baja Presión – Modelo de Coleman

4. **Análisis Nodal y acciones para la descarga de líquido**
   - 4.1. Capacidad de un sistema de producción
   - 4.2. Oferta de energía - Curvas de IPR (Inflow Performance Relationship)
     - 4.2.1. Flujo de líquido (monofásico) en medio poroso
     - 4.2.2. Flujo multifasico en medio poroso
   - 4.3. Demanda de energía
     - 4.3.1. Curva de desempeño de tubing
     - 4.3.2. Gradientes de presión estático y dinámico
   - 4.4. Balance de energía en un sistema de producción
     - 4.4.1. Intersección de la Curva de Tubing y la Curva Indicadora de
     - 4.4.2. Capacidad de un sistema de producción
   - 4.5. Estabilidad del Tubing y Punto de Fluido

5. **Dimensionamiento del Tubing**
   - 5.1. Introducción
   - 5.2. Ventajas y Desventajas de Tubing más pequeño (sartas de velocidad)
   - 5.3. Conceptos Requeridos para Dimensionar Tubing más pequeños
   - 5.4. Resumen de Conceptos de Diseño de Tubing

6. **Compresión**
   - 6.1. Introducción
   - 6.2. Ejemplo Nodal

7. **Utilización de Espuma para la Delicuificación de Pozos de Gas**
   - 7.1. Proceso de Eliminación de Líquidos
   - 7.2. Antiespumante de Superficie
   - 7.3. Selección de Espuma
   - 7.4. Principios Básicos de la Espuma
   - 7.5. Generación de Espuma
   - 7.6. Estabilidad de la Espuma
   - 7.7. Tipos de Surfactantes
   - 7.8. Ejemplos prácticos

8. **Utilización de Sistemas de levantamiento Artificial para la descarga de líquidos**
   - 8.1. sistema de gas lift continuo e intermitente
   - 8.2. sistema de plunger lift
   - 8.3. Otros sistemas de levantamiento artificial

GESTIÓN DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

Taller de Ingeniería de Producción y Optimización de Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA)

Nivel: *Intermedio - Avanzado*
Duración: *5 días*
Instructores: *Ing. Marcelo Hirschfeldt*

ACERCA DEL CURSO

Las tareas relacionadas a la Ingeniería de producción y a la optimización de la misma, no solo requiere de competencias técnicas sino también de aquellas relacionadas a la gestión de la información y metodología de análisis. A medida que el número de pozos con sistemas de levantamiento artificial aumenta, así como la madurez de los campos, la necesidad de agudizar esta metodología de trabajo es fundamental, con el fin de maximizar la producción de hidrocarburos, y optimizar costos y recursos.

Durante este taller se revisarán todos los conceptos teóricos y prácticos relacionados a los sistemas de producción, el desempeño de los reservorios y los principales sistemas de levantamiento artificial, con el fin de poder determinar los potenciales productivos, y adaptar nuestros sistemas para lograr los mejores resultados operativos.

OBJETIVOS GENERALES

- Transferir conocimientos y habilidades relacionados a la metodología de trabajo durante el proceso de ingeniería de producción.

PERFIL DE LOS PARTICIPANTES

- A Ingenieros de producción, ingenieros de reservorio, operativos de campo y operativos de SLA

METODOLOGÍA y RECURSOS

- Exposición presencial
- Modo taller, con participación activa de los participantes del mismo
- Se proponen actividades de revisión de pozos (meeting de producción) con el fin de realizar diagnósticos y proponer planes de acción.
- Se realizarán ejercicios en clase con datos reales de pozos de su campo.

TEMARIO

1. **Introducción a los sistemas de producción.**
   - 1.1. Los sistemas de producción. Perfil de presión en un sistema de producción.
   - 1.2. Capacidad de producción de un sistema.
   - 1.3. Introducción al análisis Nodal.
   - 1.4. Análisis de un sistema de producción y su optimización.

2. **Modulo 2 – Flujo en el reservorio**
   - 2.1. Propiedad de los fluidos producidos
   - 2.2. Mecanismos de drenaje y tipos de flujos en el reservorio
   - 2.3. Flujo de fluido en el reservorio. Mecanismos de empuje
   - 2.4. Fundamentos de Reservorios
   - 2.5. Performance del reservorio
   - 2.6. Métodos analíticos (método de Darcy)
   - 2.7. Performance del reservorio – Métodos empíricos
     - 2.7.1. Inflow performance relationship (IPR)
     - 2.7.2. Relación de Vogel
     - 2.7.3. Eficiencia de flujo (FE)– Expresión de Standing
     - 2.7.4. Combinación Vogel- Darcy– Yacimiento Sub-Saturados
     - 2.7.5. IPR Futura - Fertkovich
     - 2.7.6. Fertkovich para pozos de petróleo

3. **Módulo 3 – Revisión de fundamentos y límites mecánicos de Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA)**
   - Revisión de principio de funcionamiento y dinámica de bombeo
   - Límite mecánico de sus componentes
   - Manejo de fluidos complejos y condiciones adversas
   - Interpretación de registros de variables de operación
     - 3.1.1. Sistema de Bombeo Mecánico
     - 3.1.2. Sistema de Bombeo Electrosumergible
     - 3.1.3. Sistema de bombeo de cavidades progresivas (PCP)

4. **Módulo 4 - Gestión de la información**
   - 4.1. Calidad de los ensayos de producción
   - 4.2. Calidad de las mediciones de ecometría y dinamometría
   - 4.3. Seguimiento y análisis de fallas en elementos de subsuelo
   - 4.4. Caracterización de fluidos
   - 4.5. Trazabilidad de materiales recuperados de los pozos

5. **Módulo 5 – Evaluación de potencial de pozos y revisión de estado de explotación (Meeting de producción)**
   - 5.1. Se realizarán curvas de IPR con información adquirida en campo por ENAP
   - 5.2. Determinación del potencial productivo de pozos
   - 5.3. Revisión de pozos con Bombeo mecánico en forma metódica analizando registros dinamométricos, ecométricos con el fin de identificar oportunidades de mejora.
   - 5.4. Revisión de pozos con sistema ESP con el fin de identificar oportunidades de mejora.

GESTIÓN DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

Análisis y Seguimiento de Fallas en Sistemas de Levantamiento Artificial en la Gestión de Ingeniería de Producción.

Nivel: *Intermedio - Avanzado*
Duración: *5 días*
Instructores: *Ing. Marcelo Hirschfeldt*

ACERCA DEL CURSO

El siguiente curso está orientado a repasar distintos aspectos que hacen a la gestión de Ingeniería de producción, reforzando los conceptos que hacen a la identificación, análisis y seguimiento de fallas en elementos de subsuelo en sistemas de levantamiento artificial (SLA). Como objetivo general se propone brindar al Ingeniero de Producción herramientas que permitan fortalecer sus competencias técnicas y de gestión con el fin de llevar un correcto análisis y seguimiento de fallas de subsuelo en SLA, permitiendo una correcta toma de decisiones con el fin de maximizar los resultados de producción y costos de los activos de producción.

OBJETIVOS GENERALES

- Brindar a los profesionales herramientas que permitan fortalecer sus competencias técnicas y de gestión con el fin de llevar un correcto análisis y seguimiento de fallas de subsuelo en SLA, permitiendo una correcta toma de decisiones con el fin de maximizar los resultados de producción y costos de los activos de producción.

PERFIL DE LOS PARTICIPANTES

- A ingenieros y operativos de producción relacionados la gestión de SLA.
- A profesionales de empresas de servicios relacionados a la provisión de productos y servicios de SLA.

METODOLOGÍA y RECURSOS

- El curso se presentará en cuatro sesiones diarias de 5 horas cada una (Total: 40 horas)
- El curso será dictado en español.
- Modo taller, con participación activa de los participantes del mismo

TEMARIO

1. **INTRODUCCIÓN A LOS SLA**
   - 1.1. Distribución de SLA en Cuencas Argentinas
   - 1.2. Aspectos de la Gestión de los SLA
   - 1.3. Límite mecánico de los SLA y sus fallas

2. **SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO**
   - 1.1. Componentes Críticos del Sistema de BME
   - 1.2. Cinemática de bombeo
   - 1.3. Origen de esfuerzos en varillas de bombeo
   - 1.4. Tipos de esfuerzos sobre las varillas de bombeo
   - 1.5. Esfuerzos sobre la bomba

3. **SISTEMA ESP**
   - 3.1. Esfuerzos y condiciones adversas que afectan al sistema ESP
   - 3.2. Bomba (etapa, eje, housing)
     - 3.2.1. Mecanismos de desgaste por abrasión
     - 3.2.2. Esfuerzos sobre el eje
     - 3.2.3. Configuración flotante y compresión
     - 3.2.4. Resistencia del housing
     - 3.2.5. Efectos del gas
   - 3.3. Intake
   - 3.4. Sello/Protector
     - 3.4.1. Limitaciones mecánicas del sello protector
   - 3.5. Motor
     - 3.5.1. Limitaciones de temperatura
   - 3.6. Cable y Pot-head

4. **BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS**
   - 4.1. Componentes Críticos del Sistema de PCP
   - 4.2. Esfuerzos en varillas de bombeo
   - 4.3. Origen de esfuerzos en varillas de bombeo
   - 4.4. Desgaste interior de tubing
   - 4.5. Bomba (Estator y Rotor)
     - 4.5.1. Que provoca las fallas mecánicas?
     - 4.5.2. Elastómeros
       - 4.5.2.1. Fatiga – Fenómeno de histéresis
       - 4.5.2.2. Compatibilidad con los fluidos producidos
       - 4.5.2.3. Efectos de la temperatura
       - 4.5.2.4. Hinchamiento, ablandamiento, endurecimiento

5. **TUBERÍA DE PRODUCCIÓN**
   - 5.1. Esfuerzos actuantes en la tubería de producción

6. **ANÁLISIS DE CAUSA RAIZ DE FALLAS**
   - 6.1. Metodología de Análisis de Causa Raíz (ACR)

7. **CARACTERIZACIÓN DE FALLAS**
   - 7.1. Diagnóstico, Caracterización de Fallas y soluciones
   - 7.2. Fallas Mecánicas – Varillas de bombeo
     - 7.2.1. Fallas Mecánicas en Cuerpos y Uniones
     - 7.2.2. Fallas Mecánicas de Fabricación
     - 7.2.3. Fallas por Corrosión

7.3. Fallas en elementos tubulares
    7.3.1. Falals en tubings
    7.3.2. Fallas en anclas y packers
7.4. Fallas en el Sistema de Bombeo Mecánico
7.5. Fallas en Bombas de Cavidades Progresivas (PCP)
7.6. Fallas en elementos de bombas electrosumergible (ESP)

8. ANÁLISIS INTEGRAL DE FALLAS
8.1. Nomenclatura de fallas según ESP/PCP Rift (CFER)
8.2. Análisis de causa de fallas para los sistemas de BME, ESP, PCP

9. INFORMES DE DESARME E INSPECCIÓN
9.1. Informes de desarme e inspección de elementos de subsuelo
9.2. Informes y reportes de inspección de bombas mecánicas
9.3. Informes y reportes de inspección de ESP (DIFA)
9.4. Informes y reportes de fallas de bombas por cavidades progresivas

10. SEGUIMIENTO DE FALLAS Y GESTIÓN DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN
10.1. Inspección de equipamiento y análisis de fallas
10.2. Proceso de programación de Pulling y toma de muestras
10.3. Programa Integral de Análisis de Fallas
10.4. Seguimiento de indicadores de desempeño

OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

Determinación de curvas de IPR y potencial productivo de pozos

Nivel: *Intermedio - Avanzado*
Duración: *3 días*
Instructores: *Ing. Marcelo Hirschfeldt*

ACERCA DEL CURSO

En la producción de los hidrocarburos, es muy importante entender el fenómeno del flujo de fluidos a través de la roca reservorio y el entorno del pozo, a la hora conocer aspectos tan importantes como la productividad de pozos y el potencial productivo de ellos
Este concepto no solo es importante para los ingenieros de reservorios, sino también para aquellos que están relacionados a la ingeniería y operaciones de producción, ya que el entender y aplicar estos conceptos, se permitirá maximizar la producción de los reservorios, elegir el mejor sistema de levantamiento artificial en el caso de ser necesario, y entender algunos fenómenos durante la etapa de producción, que están asociados al mecanismo de drenaje de los fluidos del reservorio.
Si bien los conceptos, así como la profundidad del abordaje de este tema, pueden ser distintos para las diferentes áreas antes mencionadas, el poder determinar las curvas de desempeño de pozo (Inflow Performance Relationship-IPR) y conocer la sensibilidad de las variables que intervienen, es fundamental a la hora de ser eficientes en términos productivos.

Durante este curso se revisarán todos los conceptos teóricos que hacen al flujo en el reservorio, características de los mismos, así como de los fluidos producidos. También se trabajará en la determinación de curvas de IPR analíticos y empíricos en forma práctica a partir de información corriente obtenida durante el desarrollo de un campo.

OBJETIVOS GENERALES

- Transmitir conceptos relacionados al flujo en reservorios de los fluidos producidos.
- Conocer las variables que intervienen a la hora determinar las curvas de IPR.
- Determinar las curvas de IPR a partir de la información disponible durante el desarrollo de un campo.
- Conocer cuan sensibles y críticas son las variables que intervienen a la hora de determinar las curvas de IPR.
- Adquirir habilidades prácticas para la toma de información y determinación de las curvas de IPR.

PERFIL DE LOS PARTICIPANTES

- Ingenieros, técnicos, y otros especialistas de empresas operadoras de campos hidrocarburíferos y de empresas de servicios, que participen durante la etapa de evaluación de potencial de pozos de petróleo y gas, y/o durante la etapa de producción, tanto en forma natural como con sistemas de levantamiento artificial.

METODOLOGÍA y RECURSOS

- El curso se presentará en tres sesiones diarias de 8 horas cada una (Total: 24 horas).
- El curso será dictado en español.
- Modo taller, con participación activa de los participantes.
- Se realizarán actividades prácticas donde los alumnos podrán construir curvas de IPR con información propia o suministrada por el instructor.
- Se utilizará plantillas en formato Excel con el fin de reforzar el diseño de las curvas y entender la sensibilidad de las variables intervinientes.

TEMARIO

1. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y EL ANÁLISIS NODAL

1.1. Los sistemas de producción.
1.2. Perfil de presión en un sistema de producción.
1.3. Capacidad de producción de un sistema.
1.4. Introducción al análisis Nodal.
1.5. Análisis de un sistema de producción y su optimización.

2. CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS

2.1. Propiedad de los fluidos producidos
2.2. Densidad y gravedad específica, viscosidad, presión de burbuja, relación gas petróleo (GOR), factor volumétrico, propiedades del gas natural.
2.3. Revisión de parámetros PVT

3. INTRODUCCIÓN AL FLUJO DE FLUIDOS EN EL RESERVORIO

3.1. Mecanismos de drenaje y tipos de flujos en el reservorio
3.2. Flujo de fluido en el reservorio. Mecanismos de empuje

4. FUNDAMENTOS DE RESERVORIOS

4.1. Definiciones de Reservorios
4.2. Estados de flujo en reservorios
4.3. Performance del reservorio – Factores que influyen. Métodos analíticos y empíricos.

5. PERFORMANCE DEL RESERVORIO – MÉTODOS ANALÍTICOS

5.1. Ley de Darcy. Flujo lineal
5.2. Ley de Darcy. Flujo Radial - Fluido incompresible
5.3. Flujo Estacionario (Steady State Flow)
5.4. Flujo Semicontinuo (Pseudo-steady State Flow)
5.5. Flujo Transitorio - (Unsteady State Flow)
5.6. Indice de productividad
5.7. Area de drenaje y factor de forma

6. PERFORMANCE DEL RESERVORIO – MÉTODOS EMPÍRICOS

6.1. Inflow performance relationship (IPR)
6.2. Relación de Vogel
6.3. Eficiencia de flujo (FE)– Expresión de Standing
6.4. Combinación Vogel- Darcy– Yacimiento Sub-Saturados
6.5. IPR Futura - Fertkovich
6.6. Fertkovich para pozos de petróleo
6.7. Método Cuadrático para pozos de petróleo (Jones, Blount &Glaze)

7. PERFORMANCE DE RESERVORIOS DE GAS

7.1. Flujo radial de gas bajo condición laminar
  7.1.1. Método de aproximación por presión
  7.1.2. Método de aproximación por peseudo-presion
  7.1.3. Método de aproximación por presión cuadrática
7.2. Ensayo de pozos de gas
  7.2.1. Flow-after-flow test
  7.2.2. Ensayo Isocronal
  7.2.3. Ensayo Isocronal Modificado
7.3. Determinación del potencial de producción de gas
  7.3.1. Tratamiento de aproximación simplificado (Back-pressure test convencional)
  7.3.2. Aproximación Laminar-Inercial-Turbulento (LIT)
  7.3.3. Método Cuadrático para pozos de gas (Jones, Blount &Glaze)

8. EFECTOS CERCANOS AL POZO

8.1. Daño de formación/estimulación (Skin)
8.2. Turbulencia
8.3. Penetración parcial de perforaciones
8.4. Pozos desviados

9. DETERMINACIÓN DE CURVAS IPR A PARTIR DEL ANÁLISIS DE INFORMACIÓN OBTENIDA DURANTE LA OPERACIÓN DE POZOS

9.1. Dinamometría y Registro de Nivel de Fluido
9.2. Determinación de caudales por ensayo de pozos
9.3. Medición de presiones – Gradiente
9.4. Medición de presiones – Sensores de fondo BCP
9.5. Medición de presiones – Sensores de fondo ESP
9.6. Medición de presiones – memorias de fondo en Jet-Pump
9.7. Medición de Nivel de fluido (sonda acústica)
9.8. Experiencia de McCoy (producción de gas por anular)

OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

Optimización de Sistemas de producción basados en el Análisis Nodal

Nivel: *Avanzado*
Duración: *5 días*
Instructores: *Ing. Marcelo Hirschfeldt*

ACERCA DEL CURSO

Los fluidos producidos en un yacimiento hidrocarburífero, deben recorrer un largo trayecto a través de distintos medios, desde el reservorio hasta el punto de entrega de los mismos. Cada uno de estos componentes forman parte de lo que se denomina "Sistema de Producción" y entre ellos se pueden mencionar: el reservorio, la completación, la línea de producción hacia superficie (pozo), los sistemas de levantamiento artificial y las instalaciones de superficie con sus respectivas líneas de flujo y restricciones.
Deben considerarse aspectos tales como la caída de presión en todo el sistema (diferencia de presión entre la presión en superficie y la presión en el reservorio), que es el resultado de la suma de las caídas de presión en cada uno de los componentes. Esto tiene como efecto que el cambio de presión, en alguno de ellos, afecte la presión en los otros componentes debido a su interacción (visión sistémica). Considerando estos conceptos, la producción de un sistema puede restringirse, a menudo, por el funcionamiento deficiente de un solo componente.

Durante este curso se revisarán todos los conceptos teóricos y prácticos que hacen a la definición y análisis de cada uno de los principales componentes que conforman un sistema de producción, integrándolos a partir del uso del Análisis Nodal ™(*).
También se realizarán ejercicios con software especializado, para fortalecer los conceptos transmitidos y analizar la sensibilidad de variables en cada componente del sistema y el conjunto de elementos.

OBJETIVOS GENERALES

- Identificar los elementos que componen un sistema de producción y adquirir conceptos que definen al Análisis Nodal™(*)
- Adquirir conceptos de reservorios, características de sus fluidos y comportamiento dinámico de los mismos.
- Conocer acerca de los mecanismos que afectan en la caída de presión en cada componente del sistema, las restricciones que participan y la interacción entre ellos.
- Lograr una visión sistémica para maximizar la producción, optimizando la relación costo/beneficio y mejorando la eficiencia energética de su campo.

(*) NODAL Analysis es una Marca Registrada de Flopetrol Johnston, una división de Schlumberger Technology Corporation.

PERFIL DE LOS PARTICIPANTES

- Ingenieros, técnicos, y otros especialistas de empresas operadoras de campos hidrocarburíferos y de empresas de servicios, que participen en distintas etapas del desarrollo de un campo, y requiera conocer los mecanismos que afectan a la maximización de la producción de hidrocarburos y su eficiencia

METODOLOGÍA y RECURSOS

- El curso se presentará en cinco sesiones diarias de 8 horas cada una (Total: 40 horas)
- El curso será dictado en español.
- Las sesiones de estudio son teórico-prácticas, por lo que se requiere que cada participante disponga de una computadora portátil con Microsoft Office.

TEMARIO

1. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y PRODUCTIVIDAD DE POZOS

1.1. Introducción a los sistemas de producción.
1.2. Perfil de presión en un sistema de producción.
1.3. Capacidad de producción de un sistema. Introducción al análisis Nodal.
1.4. Análisis de un sistema de producción y su optimización.

2. FLUJO EN EL RESERVORIO

2.1. Propiedad de los fluidos producidos
2.2. Densidad y gravedad específica, viscosidad, presión de burbuja, relación gas petróleo (GOR), factor volumétrico, propiedades del gas natural. Revisión de parámetros PVT
2.3. Mecanismos de drenaje y tipos de flujos en el reservorio
2.4. Flujo de fluido en el reservorio. Mecanismos de empuje
2.5. Fundamentos de Reservorios
  2.5.1. Definiciones de Reservorios
  2.5.2. Estados de flujo en reservorios
  2.5.3. Performance del reservorio – Factores que influyen. Métodos analíticos y empíricos.
2.6. Performance del reservorio – Métodos analíticos
  2.6.1. Ley de Darcy. Flujo lineal
  2.6.2. Ley de Darcy. Flujo Radial - Fluido incompresible
  2.6.3. Flujo Estacionario (Steady State Flow)
  2.6.4. Flujo Semicontinuo (Pseudo-steady State Flow)
  2.6.5. Flujo Transitorio - (Unsteady State Flow)
  2.6.6. Indice de productividad
  2.6.7. Area de drenaje y factor de forma
2.7. Performance del reservorio – Métodos empíricos
  2.7.1. Inflow performance relationship (IPR)
  2.7.2. Relación de Vogel
  2.7.3. Eficiencia de flujo (FE)– Expresión de Standing
  2.7.4. Combinación Vogel- Darcy– Yacimiento Sub-Saturados
  2.7.5. IPR Futura - Fertkovich
  2.7.6. Fertkovich para pozos de petróleo
  2.7.7. Método Cuadrático para pozos de petróleo (Jones, Blount &Glaze)
2.8. Performance de reservorios de gas
2.9. Flujo radial de gas bajo condición laminar
  2.9.1. Método de aproximación por presión
  2.9.2. Método de aproximación por peseudo-presion
  2.9.3. Método de aproximación por presión cuadrática
2.10. Ensayo de pozos de gas
  2.10.1. Flow-after-flow test
  2.10.2. Ensayo Isocronal
  2.10.3. Ensayo Isocronal Modificado
2.11. Determinación del potencial de producción de gas
  2.11.1. Tratamiento de aproximación simplificado (Back-pressure test convencional)
  2.11.2. Aproximación Laminar-Inercial-Turbulento (LIT)
  2.11.3. Método Cuadrático para pozos de gas (Jones, Blount &Glaze)
2.12. Efectos cercanos al pozo
  2.12.1. Daño de formación/estimulación (Skin)
  2.12.2. Turbulencia
  2.12.3. Penetración parcial de perforaciones
  2.12.4. Pozos desviados
2.13. Pozos completados horizontalmente
2.14. IPR en pozos fracturados

3. FLUJO EN LA COMPLETACIÓN

3.1. Principales tipos de completaciones
  3.1.1. Open Hole (Pozo abierto), Con perforaciones, gravel Pack
3.2. Efectos de las completaciones sobre la performance del reservorio
3.3. Análisis de pérdida de presión en la completación

3.3.1.completación perforación abierta
3.3.2.completación perforación estable (Con daño)
3.3.3.completación perforación colapsada
3.3.4.completación empaque con grava
3.3.5.completación empaque con grava hoyo abierto
3.3.6.cálculos de flujo

4. FLUJO EN TUBERÍAS

4.1. Flujo en tuberías
4.2. Principio de la conservación de energía. Ecuación general
4.3. Pérdidas por fricción flujo monofásico
4.3.1.Ecuaciones relacionadas al factor de fricción
4.3.2.Determinación del factor de fricción
4.3.3.Diagrama de Moody
4.3.4.Análisis de ecuaciones flujo monofásico
4.4. Flujo de dos fases
4.5. Variables en el flujo de dos fases
4.5.1.**A**) Hold-Up de líquido
4.5.2.B) Fracción de líquido sin deslizamiento
4.5.3.C) Densidad de líquido
4.5.4.D) Velocidad
4.5.5.E) Viscosidad
4.5.6.F) Tensión superficial
4.6. Patrones de flujo
4.6.1.Patrones de flujo Vertical
4.6.2.Patrones de flujo Vertical-Taitel-Barnea-Dukler
4.6.3.Patrones de flujo horizontal
4.7. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías
4.8. Correlaciones empíricas y mecánísticos para petróelo
4.9. Flujo vertical en pozo de gas
4.10. Flujo horizontal en pozos de petróleo
4.11. Efectos de las variables sobre la performance del pozo, en flujo vertical
4.12. Efectos de las variables sobre la performance de conductos horizontales
4.13. Usos de curvas de gradientes de presión
4.14. Flujo en restricciones
4.15. Velocidad de descarga mínima
4.15.1. “Deliquificación” de pozos de gas
4.16. Cálculo de velocidad crítica - Modelo de Turner

5. REVISIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)

5.1. Por que necesitamos un SLA ?
5.2. Principales Sistemas de Levantamiento Artificial
5.3. Eficiencia energética de los SLA (Rangos clásicos)
5.4. Rangos de operación – Sistemas de alto caudal
5.5. Rangos de operación – Sistemas de bajo caudal
5.6. Descripción de instalaciones, operación y diseño de los principales SLA
5.6.1.Bombeo Hidráulico (Jet y a pistón)
5.6.2.Bombeo electrosumergible (ESP)
5.6.3.Bombeo de cavidades progresivas (PCP)
5.6.4.Bombep neumático (Gas Lift)

6. ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

6.1. Capacidad de producción de un sistema
6.2. Análisis Total de un Sistema
6.3. Análisis Nodal – Ejemplo Nodo en fondo del pozo (Pwf)
6.3.1.Ejemplo 1 – Selección de tubería de producción

6.3.2.Ejemplo 2 – Depletación del yacimiento de gas (IPR futura)
6.3.3.Ejemplo 2 – Depletación del yacimiento de gas (IPR futura)
6.3.4.Ejemplo 3- Efecto de la completación sobre el influjo
6.3.5.Ejemplo 4 - Restricciones en superficie
6.3.6.Ejemplo 5 – Inyección de gas en superficie
6.3.7.Ejemplo 6 – Inyección de gas a distintas profundidades
6.4. Análisis Nodal – Ejemplo Nodo en boca de pozo (Pwh)
6.4.1.Ejemplo 7- Selección de línea de conducción
6.4.2.Ejemplo 8 – Restricciones en superficie

OPERACIONES DE PRODUCCIÓN

Operaciones de Producción de Petróleo y Gas

Nivel: *Básico - Intermedio*
Duración: *5 días*
Instructores: *Ing. Marcelo Hirschfeldt*

ACERCA DEL CURSO

Durante el proceso de producción de campos hidrocarburos, distintos subprocesos son identificados y distintos responsables son los encargados de llevar adelante los mismos. La extracción, conducción, almacenamiento, tratamiento, medición y despacho de la producción de fluidos, son algunos de los sub-procesos más importantes durante la operación de campos.

Durante este curso se revisarán todos los conceptos teóricos y prácticos que hacen a la operación de producción de campos hidrocarburíferos, con el fin de brindar una visión sistémica del proceso de producción de hidrocarburos.

OBJETIVOS GENERALES

- Transmitir conceptos relacionados a los componentes de cada sub-proceso de producción de hidrocarburos
- Que el alumno conozca cada uno de las etapas de producción y los sub-procesos críticos involucrados.

PERFIL DE LOS PARTICIPANTES

- Ingenieros, técnicos, y otros especialistas de empresas operadoras de campos hidrocarburíferos y de empresas de servicios, que participen en las actividades de producción de petróleo y gas, así como en el manejo de agua producida.

METODOLOGÍA y RECURSOS

- El curso se presentará en 5 (cinco) sesiones diarias de 8 horas cada una (Total: 40 horas)
- El curso será dictado en español.
- Modo taller, con participación activa de los participantes del mismo
- Multimedia: Videos, fotografías y animaciones computarizadas
- Actividades en campo en el caso de cursos “In-House”

TEMARIO

1. **Introducción a la explotación de hidrocarburos**
   - 1.1. Introducción a la industria de la explotación de hidrocarburos.
   - 1.2. Descripción de los distintos sectores involucrados, así como los procesos involucrados desde la exploración hasta la venta de hidrocarburos.

2. **Materiales relacionados a la terminación de pozos**
   - 2.1. Reconocimiento de materiales de fondo utilizados en instalaciones de producción
   - 2.2. Tubería de revestimiento (casing)
   - 2.3. Tubería de producción (Tubing)
   - 2.4. Varillas de bombeo
   - 2.5. Herramientas de fijación y aislación

3. **Sistemas de levantamiento artificial**
   - 3.1. Conceptos de reservorios: Indice de productividad (well performance)
   - 3.2. Introducción a los principales sistemas de extracción artificial
   - 3.3. Introducción y revisión de conceptos de los sistemas:
     - 3.3.1. Bombeo mecánico
     - 3.3.2. Bombeo electrosumergible (ESP)
     - 3.3.3. Bombeo por cavidades progresivas (PCP)
     - 3.3.4. Hidráulico Jet Pump,
     - 3.3.5. Plunger lift
     - 3.3.6. Gas lift.

4. **Conducción, almacenamiento y medición de fluidos producidos.**
   - 4.1. Generalidades sobre baterías colectoras.
   - 4.2. Puente de producción líneas de conducción y colectores.
   - 4.3. Calentadores de petróleo.
   - 4.4. Separadores de bifásicos y trifásicos.
   - 4.5. Tanques para petróleo.
   - 4.6. Bombas de impulsión.
   - 4.7. Control y medición de la producción.
   - 4.8. Telesupervisión en baterías.

5. **Tratamiento de petróleo.**
   - 5.1. Muestreo de fluidos y emulsiones.
   - 5.2. Generalidades sobre plantas deshidratadoras.
   - 5.3. Deshidratación y desalación.
   - 5.4. Tanque cortador y tanque lavador.
   - 5.5. Separador de agua libre.
   - 5.6. Tratadores termoeléctricos.
   - 5.7. Calentadores y hornos para petróleo.
   - 5.8. Bombas de proceso.
   - 5.9. Piletas API.
   - 5.10. Tanques de almacenamiento.
   - 5.11. Tratamiento químico.
   - 5.12. Dimensionamiento y diseño.
   - 5.13. Atención de plantas.
   - 5.14. Aplicaciones prácticas.

6. **Tratamiento de gas**
   - 6.1. Fundamentos de Fluidos y Variables Físicas.
   - 6.2. Introducción al tratamiento de gas
   - 6.3. Introducción a la Deshidratación de gas
   - 6.4. Introducción a al proceso de endulzamiento de gas

Curriculum - Ing. Marcelo Hirschfeldt

Marcelo Hirschfeldt es Ingeniero en Petróleo, graduado en la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco (UNPSJB), Argentina. Con más de 29 años de experiencia en la Operación de Campos Hidrocarburíferos en la Cuenca del Golfo San Jorge , Argentina, ha formado parte de los equipos de trabajo de empresas como Astra E&P, CAPSA-Capex y Pan American Energy (Bridas-BP) entre otras, desempeñando tareas en Operaciones e Ingeniería de producción, y liderando equipos de ingeniería. Durante 18 años estuvo relacionado directamente a tareas de Operaciones e Ingeniería de producción así como en el gerenciamiento de proyectos de explotación de hidrocarburos.

Cuenta a la fecha con experiencia en capacitación y asesoramiento en el área de Tecnologías de Producción habiendo impartido desde 2009, 61 cursos a 1028 profesionales (1963 hs) de organizaciones provenientes de países de Latinoamérica como Argentina, Chile, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, México, Perú y Venezuela.

Se desempeña desde el año 2003 como Jefe de Trabajos Prácticos en la cátedra de Producción, en el último año de la carrera de ingeniería en Petróleo de la UNPSJB, y responsable de la cátedra Proyecto de Ingeniería en Petróleo del mismo año.

En la actualidad se desempeña como Instructor y consultor independiente en temas referidos a Operaciones e Ingeniería de Producción, y Gerenciamiento y Operación de Campos Maduros, habiendo realizado tareas en México, Colombia, Chile y Argentina.

También es el Fundador y Director de www.oilproduction.net , sitio que difunde información técnica y noticias del Upstream desde el año 2000.

Es miembro activo de la SPE (Society of Petroleum Engineer) tanto en la Sección Golfo San Jorge como en el comité regional a nivel Latinoamérica. En la actualidad también se desempeña como Faculty Sponsor de los alumnos que componen el SPE Student Chapter de la UNPSJB.