



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Relación entre regímenes de flujo en tubería de producción con
completación con equipo BES en pozos verticales”

PROYECTO DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEOS

Presentado por:

Fernando Patricio Escandon Romero

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2015

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por haber permitido que me rodee de personas que estuvieron presentes en mi vida académica brindándome sus conocimientos y apoyo emocional.

A mi tutor de proyecto Ing. Alberto Galarza por su ayuda indispensable.

Un especial agradecimiento a mi padre y madre que sin su apoyo no hubiera podido cumplir esta meta, a mis hermanos y esposa.

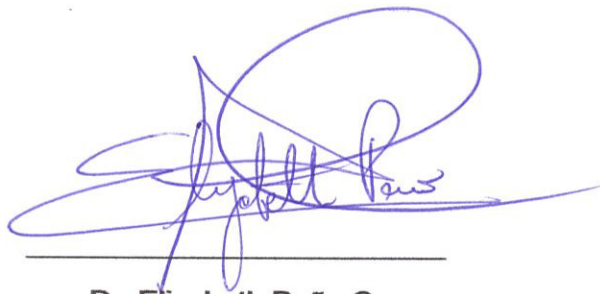
DEDICATORIA

*A mis padres Fernando,
Patricia*

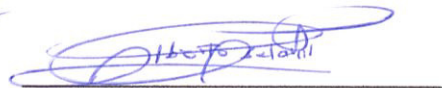
*A mi esposa Sixmenia, a mi
hijo Andre*

*A mis hermanos Javier,
Enrique*

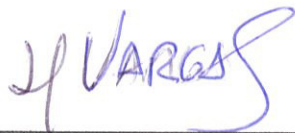
TRIBUNAL DE GRADUACION



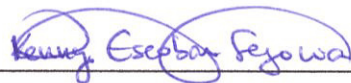
**Dr. Elizabeth Peña C.
DECANA DE LA FICT
PRESIDENTE**



**Ing. Alberto Galarza R.
DIRECTOR DE PROYECTO
DE GRADUACION**



**Ing. Xavier Vargas G.
VOCAL PRINCIPAL
PROFESOR FICT**



**Ing. Kenny Escobar S.
VOCAL SUPLENTE
PROFESOR FICT**

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Proyecto de grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de graduación de la ESPOL)



Fernando Patricio Escandon Romero

RESUMEN

El aporte de producción de un pozo está determinado por parámetros propios del yacimiento como: presión estática, saturaciones, tipo de empuje (hidráulico, gravitatorio, gas en solución, capa de gas), permeabilidad, daño en las vecindades de la cara productiva, etc. Estos factores influyen en la presión de fondo fluyente que determina si un pozo fluye naturalmente o si es necesario implementar un mecanismo de levantamiento artificial. Es necesario saber las propiedades de los hidrocarburos y de todos los mecanismos y variables que interviene desde el fondo del pozo hasta las facilidades de producción en superficie. En el presente trabajo se analiza la variación del régimen de flujo en la sección vertical cuando varía algún(os) parámetro(s) indicado(s) para esto se utilizó correlaciones y el procedimiento de Govier & Aziz para determinar el patrón de flujo. Se elaboró una gráfica en Excel utilizando una escala logarítmica. Los datos que se ingresaron en la hoja se obtuvieron en el campo. Los datos relacionados con el gas se tomó de pozos vecinos y exploratorio ya que en campo no se cuenta con laboratorio para realizar análisis cromatográfico

del gas. Se obtuvo dos graficas con las condiciones operativas una para el pozo FICT-001 y la otra para FICT-002 para cada grafica se varió la presión de cabeza teniendo como resultado variación en el régimen de flujo apegados a conocimientos de condiciones óptimas operativas del equipo BES se chocan los pozos, en la válvula wing de cada pozo. Luego de monitorear los parámetros por medio del programa LOWIS se observó que para ambos pozos se estabilizan los parámetros operativos del equipo BES.

INDICE GENERAL

	Pag.
RESUMEN.....	I
INDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	VII
SIMBOLOGIA.....	VIII
INDICE DE FIGURAS.....	IX
INDICE DE TABLAS.....	XI
INDICE DE ECUACIONES.....	XII
INTRODUCCION.....	1
OBJETIVO GENERAL.....	3
OBJETIVO ESPECIFICO.....	3
CAPITULO 1	
1 PATRONES DE FLUJO EN TUBERIA VERTICAL.....	4
1.1 TIPO BURBUJA	4
1.2 TIPO INTERMITENTE.....	5
1.3 TIPO BACHE.....	6

1.4 TIPO ANULAR.....	7
1.5 REGIMEN LAMINAR.....	8
1.6 REGIMEN TURBULENTO.....	8

CAPITULO 2

2 DESCRIPCION DE LAS PARTES DEL EQUIPO BES.....	9
2.1 EQUIPOS EN SUPERFICIE.....	9
2.1.1 GENERADOR DE POTENCIA.....	9
2.1.2 TRASFORMADOR REDUCTOR.....	10
2.1.3 VARIADOR DE FRECUENCIA.....	10
2.1.4 TRASFORMADOR ELEVADOR.....	12
2.1.5 CAJA DE VENTEO.....	12
2.2 EQUIPOS EN SUBSUELO.....	13
2.2.1 SENSOR DE FONDO.....	14
2.2.2 MOTOR.....	14
2.2.3 SELLOS.....	15
2.2.4 SEPARADOR DE GAS.....	16
2.2.5 INTAKE.....	17
2.2.6 BOMBAS CENTRIFUGA MULTITAPA.....	18
2.2.7 DESCARGA.....	19

2.2.8 CABLE DE PODER.....	20
2.3 CARTAS AMPEROMETRICAS.....	20
2.4 ESQUEMA MECANICO DE UNA COMPLETACION CON BES.....	35

CAPITULO 3

3 DATOS Y CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL PATRON DE FLUJO	36
3.1 POR EVALUACIONES DE POZOS.....	36
3.1.1 Producción total.....	37
3.1.2 Producción de crudo.....	38
3.1.3 Producción de agua.....	38
3.1.4 BSW.....	38
3.2 POR PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO.....	38
3.2.1 Gravedad especifica del crudo.....	38
3.2.2 Gravedad especifica del gas.....	39
3.2.3 Presión.....	41
3.2.4 Temperatura.....	42
3.3 PARAMETROS DEL FLUIDO.....	42
3.3.1 Presión de burbuja.....	42
3.3.2 Razón gas petróleo disuelto.....	44

3.3.3 Factor volumétrico del petróleo.....	44
3.3.4 Presión y temperatura pseudocríticas.....	45
3.3.5 Factor de compresibilidad del gas.....	47
3.3.6 Viscosidad del gas.....	50
3.3.7 Factor volumétrico del gas.....	52
3.3.8 Factor volumétrico total.....	52
3.4 NUMERO DE REYNOLDS.....	53
3.5 MAPA PARA REGIMEN DE FLUJO VERTICA.....	54

CAPITULO 4

4 DATOS, ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL ANALISIS.....	55
4.1 CORRIDA PARA DATOS DEL POZO FICT-001 Y ANALISIS.....	55
4.2 CORRIDA PARA DATOS DEL POZO FICT-002 Y ANALISIS.....	58

CAPITULO 5

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	61
5.1 CORRIDA PARA DATOS DEL POZO FICT-001 Y ANALISIS.....	61
5.2 CORRIDA PARA DATOS DEL POZO FICT-002 Y ANALISIS.....	62

BIBLIOGRAFIA

ABREVIATURAS

AC	Corriente alterna
BAP	Barriles de agua producidos
BCP	Barriles de crudo producidos
BES	Bombeo electro sumergible
BFP	Barriles de fluido producidos
BFPD	Barriles de fluido producidos por día
BI	Barriles
BN	Barriles a condiciones estándar
BSW	Sedimentos y agua
BY	Barriles a condiciones del yacimiento
cm	Centímetros
DC	Corriente continúa
Ec	Ecuación
*F	Grados Fahrenheit
Ft	Pies
Ft ³	Pies cúbicos
ID	Diámetro interno
in	Pulgadas
Kv	Kilo voltios
OD	Diámetro externo
PVT	Análisis de presión, volumen y temperatura de un fluido
*R	Grados Rankine
SCF	Pies cúbicos estándar
TAPS	Arreglos entre conectores de un transformador
TDH	Cabeza total dinámica

SIMBOLOGIA

ρ_w	Densidad del agua
ρ_o	Densidad del crudo
ρ_g	Densidad del gas
ρ_a	Densidad del aire
ϵ	Factor de corrección del gas por componentes agrios
Y_i	Fracción molar
V	Velocidad
T_{sr}	Temperatura pseudoreducida
T_{sc}	Temperatura pseudocritica
SG_o	Gravedad especifica del crudo
SG_g	Gravedad especifica del gas
R_s	Razón gas – disuelto
R_e	Número de Reynolds
P_{sr}	Presión pseudoreducida
P_{sc}	Presión pseudocritica
P_b	Punto de burbuja
M_i	Peso molecular de gas en una sumatoria de fracciones molares
M_g	Peso molar del gas
m	Masa
H_2S	Acido de sulfuro
D	Diámetro
B_t	Factor Volumétrico Total
B_o	Factor Volumétrico del crudo
B_g	Factor Volumétrico del gas
μ_w	Viscosidad del agua
μ_o	Viscosidad del crudo
μ_g	Viscosidad del gas

INDICE DE FIGURAS

Capítulo 1

Figura 1.1	Tipo Burbuja.....	5
Figura 1.2	Tipo Intermitente.....	6
Figura 1.3	Tipo Bache.....	7
Figura 1.4	Tipo Anular.....	7

Capítulo 2

Figura 2.1	Transformador elevador.....	10
Figura 2.2	Variador de frecuencia.....	11
Figura 2.3	Transformador elevador.....	12
Figura 2.4	Caja de venteo.....	13
Figura 2.5	Sensor de fondo.....	14
Figura 2.6	Motor Electro sumergible.....	15
Figura 2.7	Sellos.....	16
Figura 2.8	Desgasificador.....	17
Figura 2.9	Intake.....	18
Figura 2.10	Bomba Electro sumergible.....	29
Figura 2.11	Descarga de la bomba.....	29
Figura 2.12	Cable de poder.....	20
Figura 2.13	Carta Amperometrica Estable.....	21
Figura 2.14	Carta Amperometrica Fluctuaciones de poder.....	22
Figura 2.15	Carta Amperometrica Bloqueo de gas.....	23
Figura 2.16	Carta Amperometrica Bajo nivel de fluido.....	24
Figura 2.17	Carta Amperometrica Falsos arranques.....	25
Figura 2.18	Carta Amperometrica Ciclos excesivos.....	26
Figura 2.19	Carta Amperometrica Gasificación.....	27
Figura 2.20	Carta Amperometrica Baja carga.....	28
Figura 2.21	Carta Amperometrica Baja velocidad.....	29
Figura 2.22	Carta Amperometrica Modo intermitencia.....	30

Figura 2.23	Carta Amperometrica Sobre carga.....	31
Figura 2.24	Carta Amperometrica Atascamiento.....	32
Figura 2.25	Carta Amperometrica Arranques manuales.....	33
Figura 2.26	Carta Amperometrica Errática.....	34
Figura 2.27	Esquema mecánico de una competición con BES.....	35

Capítulo 3

Figura 3.1	Régimen de flujo en tuberías verticales.....	54
------------	--	----

Capítulo 4

Figura 4.1	Patrón de flujo vertical FICT-001 a 38 psi.....	56
Figura 4.2	Patrón de flujo vertical FICT-001 a 100 psi.....	57
Figura 4.3	Tendencia del pozo FICT-001.....	58
Figura 4.4	Patrón de flujo vertical FICT-002 a 115 psi.....	58
Figura 4.5	Patrón de flujo vertical FICT-002 a 140 psi.....	59
Figura 4.6	Tendencia del pozo FICT-002.....	59

INDICE DE TABLAS

CAPITULO 3

Tabla I	Rango operativo para medidor de flujo tipo turbina.....	37
Tabla II	Rango de Datos para las correlaciones de Standing.....	43

INDICE DE ECUACIONES

CAPITULO 3

Ecuación 3.1	Producción total.....	37
Ecuación 3.2	Producción de crudo.....	38
Ecuación 3.3	Producción de agua.....	38
Ecuación 3.4	Peso específico del petróleo.....	39
Ecuación 3.5	Gravedad API.....	39
Ecuación 3.6	Gravedad específica del gas.....	39
Ecuación 3.7	Densidad del gas.....	40
Ecuación 3.8	Gravedad específica del mas por masas molares.....	40
Ecuación 3.9	Sumatoria del peso específico del gas.....	40
Ecuación 3.10	Punto de burbuja.....	43
Ecuación 3.11	Factor de corrección del punto de burbuja Standing.....	43
Ecuación 3.12	Razon gas disuelto-prtróleo.....	44
Ecuación 3.13	Factor volumétrico del petróleo.....	44
Ecuación 3.14	Factor de corrección de Standing para Bo.....	44
Ecuación 3.15	Gravedad específica para gases agrios.....	46
Ecuación 3.16	Presión pseudocrítica para gas natural.....	46
Ecuación 3.17	Temperatura pseudocrítica para gas natural.....	46
Ecuación 3.18	Presión pseudocrítica para gas condensado.....	46
Ecuación 3.19	Temperatura pseudocrítica para gas condensado.....	46
Ecuación 3.20	Presión pseudocrítica.....	47
Ecuación 3.21	Temperatura pseudocrítica.....	47
Ecuación 3.22	Coefficiente para Tsc y Psc con gases contaminantes.....	48
Ecuación 3.23	Temperatura pseudocrítica con coeficiente de gases agrios...48	48
Ecuación 3.24	Presión pseudocrítica con coeficientes de gases agrios.....48	48
Ecuación 3.25	Factor volumétrico de los gases.....	49
Ecuación 3.26	Viscosidad del gas.....	51
Ecuación 3.27	Viscosidad corregida del gas.....	51

Ecuación 3.28	Factor de corrección de gas por N ₂	51
Ecuación 3.29	Factor de corrección de gas por CO ₂	51
Ecuación 3.30	Factor de corrección de gas por H ₂ S.....	51
Ecuación 3.31	Factor volumétrico del gas.....	52
Ecuación 3.32	Factor volumétrico total Standing.....	52
Ecuación 3.33	Numero de Raynolds.....	53

INTRODUCCION

Para determinar el patrón de flujo presente en una completación de fondo es necesario determinar las condiciones en cada uno de los pozos a ser analizados. Los actuales programas computacionales nos permiten elaborar hojas de cálculos. Teniendo datos de pozos se puede aplicar ecuaciones obtenidas experimentalmente por investigadores como Standing, Govier, Aziz y determinar el patrón de flujo.

El presente trabajo se encuentra estructurado de la siguiente manera:

CAPITULO 1: El flujo ascendente de petróleo en tubería vertical, guarda relación con la presión de fondo fluyente, en este capítulo se describen los diferentes patrones de flujo y como se ven afectados por la presión y la cantidad de gas libre.

CAPITULO 2: Se da una breve definición de los componentes del equipo BES, para ello se los clasifico en equipos de fondo y equipos de superficie. Adicionalmente en este capítulo se muestra cartas amperometricas con diferentes tendencias operativas del equipo BES.

CAPITULO 3: En el presente trabajo se obtuvo datos de pozos de la zona Oeste del Oriente Ecuatoriano, las diversas correlaciones mencionadas en este capítulo son para fluidos con dichas propiedades.

CAPITULO 4: En este capítulo se da las pautas de cómo fue utilizada la hoja de cálculo, la forma como se ingresan los datos, las comparaciones entre las condiciones iniciales y como varían a medida que se modifica las presiones de cabeza en la hoja de cálculo tanto del pozo FICT-001 y FICT-002. Y el análisis por medio del programa LOWIS de las tendencias operativas del equipo BES antes y luego de chocar cada uno de los pozos en sus respectivas válvulas wing.

CAPITULO 5: En este capítulo se menciona, las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo.

OBJETIVO GENERAL

- Determinar la relación entre el comportamiento del equipo BES y el patrón de flujo

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Seleccionar correlaciones PVT adecuadas para realizar cálculos necesarios para determinar el comportamiento del fluido en la cabeza del pozo.
- Aplicar las ecuaciones seleccionadas determinar los patrones de flujo en la cabeza de los pozos FICT-001 y FICT-002 para optimizar el desempeño de la BES

CAPITULO 1

1 PATRONES DE FLUJO EN TUBERIA VERTICAL.

El flujo ascendente de petróleo en tubería vertical, guarda relación con la presión de fondo fluyente, la profundidad, rugosidad de la tubería, la cantidad de gas libre y la velocidad a la que se mueve el fluido líquido y el gas, entre otras propiedades físicas del fluido. Estos factores originan los diferentes patrones de flujo.

1.1 Tipo burbuja.

La fase gaseosa está dispersa en la fase líquida continua, siendo de distribución homogénea. A tasa de líquido baja ocurre deslizamiento entre fases, a tasa alta (tipo burbuja dispersa) la fase líquida arrastra las burbujas de gas de tal forma que no existe deslizamiento.



Figura 1.1. Tipo Burbuja.
Fuente: ESP OIL

1.2 Tipo intermitente.

También conocido como flujo tapón por la forma de bala que adquiere el gas, el diámetro de la bala es separado por una fina película de líquido de la tubería, la delgada película de líquido fluye corriente abajo penetrando en el tapón de líquido creando una zona aireada con pequeñas burbujas de gas.



Figura 1.2. Tipo Intermitente.
Fuente: ESP OIL

1.3 Tipo bache.

Este patrón de flujo es de transición, a diferencia con el flujo tipo tapón es que los límites entre fases no están definidos, en otras palabras ocurre a mayores tasas de gas, donde el tapón líquido llega a ser corto y espumoso.



Figura 1.3. Tipo bache.
Fuente: ESP OIL

1.4 Tipo anular.

Se caracteriza por una película uniforme de líquido en la tubería y gotas arrastradas por la fase gaseosa que se mueve a mayor velocidad.



Figura 1.4. Tipo Anular.
Fuente: ESP OIL

1.5 Régimen laminar.

Es el movimiento de partículas líquidas en forma ordenada y sin fricción entre ellas, existiendo únicamente fricción con las paredes de la tubería. Según Osborne Reynolds en datos experimentales obtenidos en 1883 determino que en flujo laminar el número de es menor a 2000, transitorio es decir entre laminar y turbulento esta entre $2000 < Re < 4000$.

1.6 Régimen turbulento.

Es el movimiento de las partículas líquidas en trayectorias desordenadas, teniendo fricción entre partículas y con las paredes de la tubería. Comprende valores de Reynolds mayores a 4000

CAPITULO 2

2 DESCRIPCION DE LAS PARTES DEL EQUIPO BES

2.1 Equipos de superficie

Los equipos de superficie entregan energía eléctrica al motor de fondo y por medio de su eje trasmite energía mecánica a cada una de las etapas de la bomba.

2.1.1 Generador de potencia

La potencia para cada equipo BES es entregada por generadores en cada locación o por un sistema de generación centralizado. Los generadores emplean motores de combustión internad, marca Caterpillar en cada locación o marca Wartsila en sistemas centralizados entregando 13.8 KV al sistema.

2.1.2 Transformador Reductor

La función es reducir el voltaje entregado por el sistema de generación de 13.8 KV al voltaje al que está diseñado el variador de frecuencia. Tanto el transformador reductor como el elevador está compuesto por diferentes bobinados de alambre de cobre, tanto el núcleo como los abanados están inmersos en aceite dieléctrico que sirve para aislar y enfriar.



Figura 2.1. Transformador elevador.
Fuente: Fernando Escandon – Petroamazonas EP

2.1.3 Variador de frecuencia

Es un tablero de control, sus principales funciones son: Proteger los componentes del motor, provee la capacidad de un arranque de motor suave y entregar una frecuencia predeterminada por el usuario. La corriente de entrada

es AC (480 V) a 60 HZ, la transforma en DC, luego regula a la frecuencia predeterminada por el usuario, a la salida tendremos nuevamente AC con diferente frecuencia.

Cumple la función de monitorear y registrar los diferentes parámetros y eventos relacionados al equipo como: Corrientes de cada fase (A, B, C), temperatura de motor, temperatura y presión de intake, presión de descarga, temperatura de motor. Todos los valores eléctricos y la temperatura del motor pueden ser transmitidos en tiempo real a un sistema llamado SCADA y LOWIS accediendo desde cualquier ordenador registrado en el intranet de la empresa.

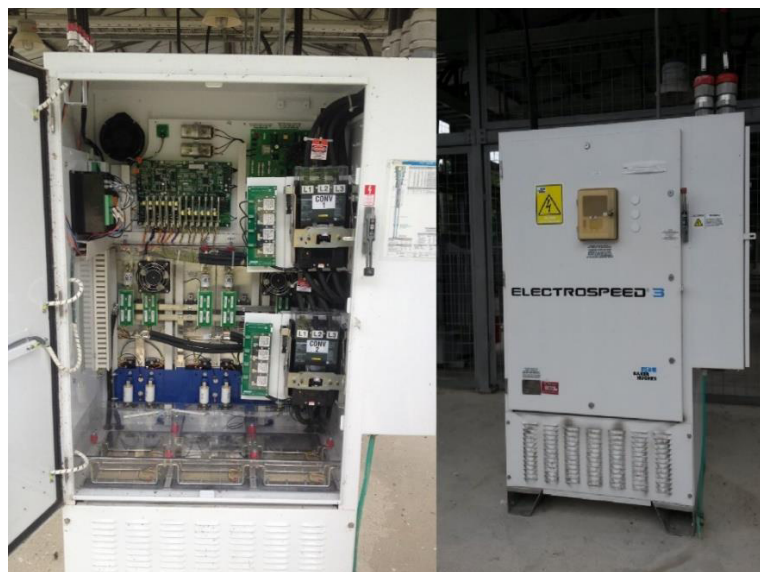


Figura 2.2. Variador de frecuencia.
Fuente: Fernando Escandon – Petroamazonas EP

tomar las precauciones necesaria para evitar cualquier accidente o incidente.

También es un punto de fácil acceso para realizar pruebas de megado al cable.



Figura 2.4 Caja de venteo

Fuente: Fernando Escandon – Petroamazonas EP

2.2 Equipos de subsuelo

Los equipos de subsuelo están sometidos a temperatura elevadas, ambientes corrosivos y abrasivos, siendo necesario que los materiales que lo constituyen tengan las propiedades adecuadas para cada característica de fluido. Los principales materiales empleados son el acero al carbono, monel, hierro en aleación con magnesio.

2.2.1 Sensor de fondo

Está constituido por una serie de circuitos que transmiten señales hacia el variador en donde son decodificadas. El sensor censa presión de intake, de descarga, temperatura de intake y vibraciones.

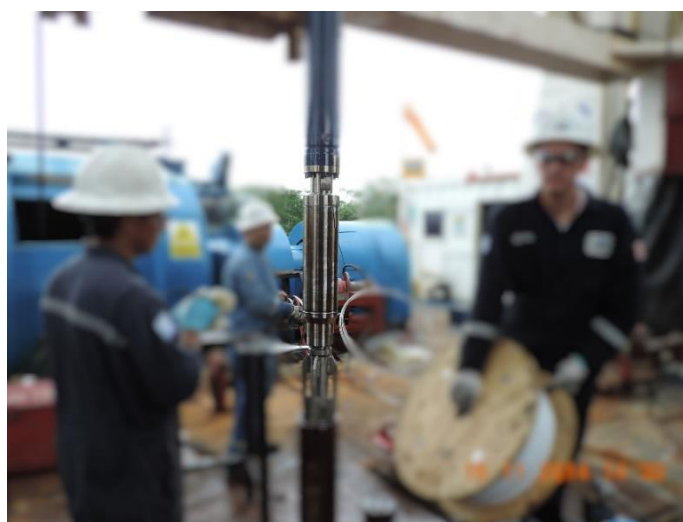


Figura 2.5 Sensor de fondo
Fuente: Fernando Escandon – Petroamazonas EP

2.2.2 Motor

El motor es tipo bipolar, trifásico. Con inducción de jaula de ardilla. Los motores son llenados con aceite mineral que provee resistencia dieléctrica y ayuda a disipar el calor, el motor es enfriado por el fluido del yacimiento siendo importante que el paso sea a una velocidad mayor o igual a 1 ft/s. Los motores son fabricados en diferentes series con sus respectivos diámetros 3.75, 4.56,

5.40, 5.62, 7.38 pulgadas. Estas medidas son muy versátiles para el tamaño de “casing” más comunes. En el oriente ecuatoriano la sección final es con “casing” de 9-5/8” con “liner” de 7” y en pozo de mayor profundidad con “liner” de 5”.



Figura 2.6 Motor Electro sumergible
Fuente: Fernando Escandon – Petroamazonas EP

2.2.3 Sellos

Es un sistema vital para el equipo, entre sus principales funciones son: Brinda espacio para que el aceite dieléctrico se expanda, equaliza las presiones del espacio anular con la presión interna del motor, provee diferentes mecanismos para evitar que el aceite dieléctrico del motor se contamine por medio de sellos mecánicos, elastómeros, caminos laberínticos.



Figura 2.7 Sellos

Fuente: Fernando Escandon – Petroamazonas EP

2.2.4 Separador de gas

En pozos con gas libres este sistema por medio de fuerza centrífuga separa el gas evitando que llegue a las etapas de la bomba. El gas es liberado al espacio anular donde puede ser despresurizado en superficie.

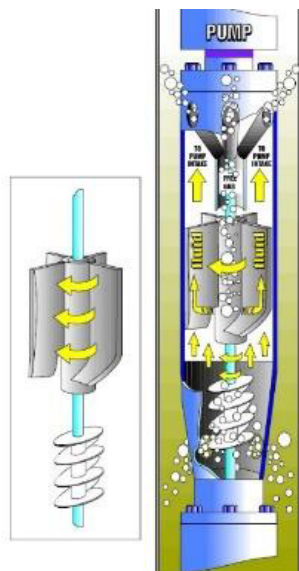


Figura 2.8 Desgasificador
Fuente: Fernando Escandon – Petroamazonas EP

2.2.5 Intake

Es el punto donde ingresa el fluido del pozo hacia la bomba de fondo, se ubica sobre los sellos del motor. El “intake” es un punto clave para el diseño de la bomba.



Figura 2.9 Intake

Fuente: Fernando Escandon – Petroamazonas EP

2.2.6 Bomba centrífuga multi-etapa

Una bomba está conformada por etapas que trabajan en serie, estas etapas pueden ser fijas o flotantes, están conformadas por un rotor y por un impulsor, cada etapa está diseñada para manejar un caudal, pero cada etapa aporta en la capacidad total de levantamiento de la bomba, con mayor número de etapas la bomba tiene mayor TDH. Las bombas con etapas flotantes están diseñadas para trabajar en un rango amplio de caudales, con un mal diseño las etapas sufren desgaste por fricción.



Figura 2.10 Bomba electro sumergible
Fuente: Fernando Escandon – Petroamazonas EP

2.2.7 Descarga

Va colocada al final del el equipo de fondo, Desde este punto se calcula la TDH requerida por las condiciones mecánicas de la completación.



Figura 2.11 Descarga de la bomba
Fuente: Fernando Escandon – Petroamazonas EP

2.2.8 Cable de poder

El sistema de potencia entrega la energía eléctrica al motor de fondo, existe una variedad de cables con diferentes características dependiendo del fabricante, estos cables pueden ser redondos o planos, con un capilar para inyección de químicos como Surfactantes, demulsificantes, biosida, etc. El material conductor está aislado de las características de cada pozo, fluidos corrosivos, altas temperaturas. Es de suma importancia que se compruebe el aislamiento del cable mientras el equipo BES está siendo bajado en el pozo por lo general cada 2000 ft. En cada junta se colocan protectores para evitar que el cable sufra algún daño.

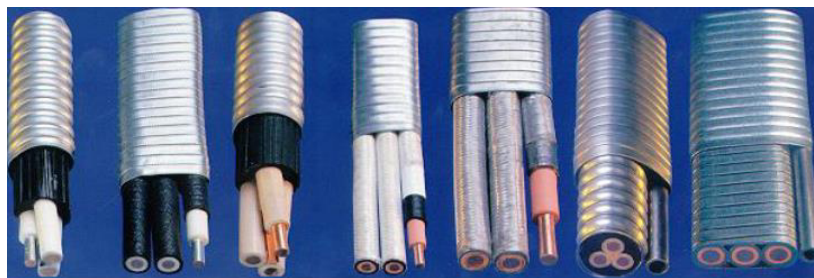


Figura 2.12 Cable de poder
Fuente: Fernando Escandon – Petroamazonas EP

2.3 Carta Amperometrica

Consisten en un sistema grafico para control del desempeño el equipo BES toma como referencia la fase B, por medio de tendencias se puede predecir que

evento está ocurriendo. Se presentan a continuación algunas cartas amperometricas:

Estable

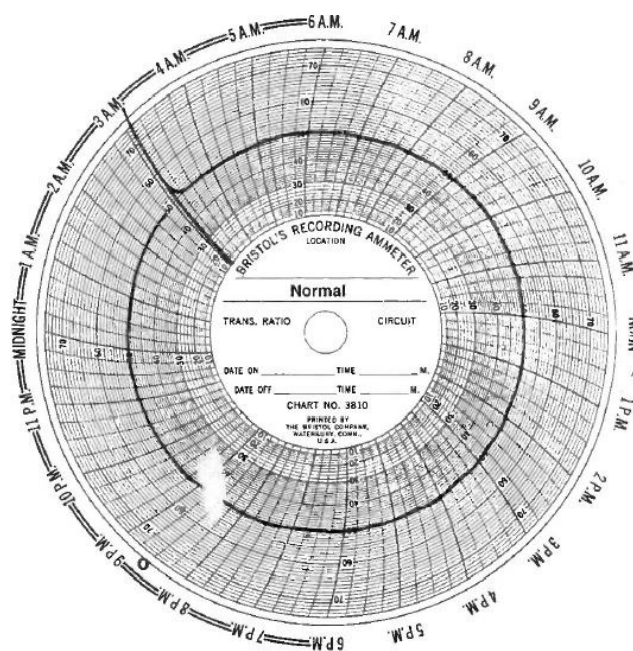


Figura 2.13. Carta Amperometrica Estable
Fuente: Baker Hughes Company

No se observa ningún pico de variación en la carta, el sistema trabaja sin problema. Cuando un pozo se estabiliza y está aportando lo estimado se puede recomendar no alterar ningún parámetro de producción para no alterar el sistema.

Fluctuaciones en el suministro de energía

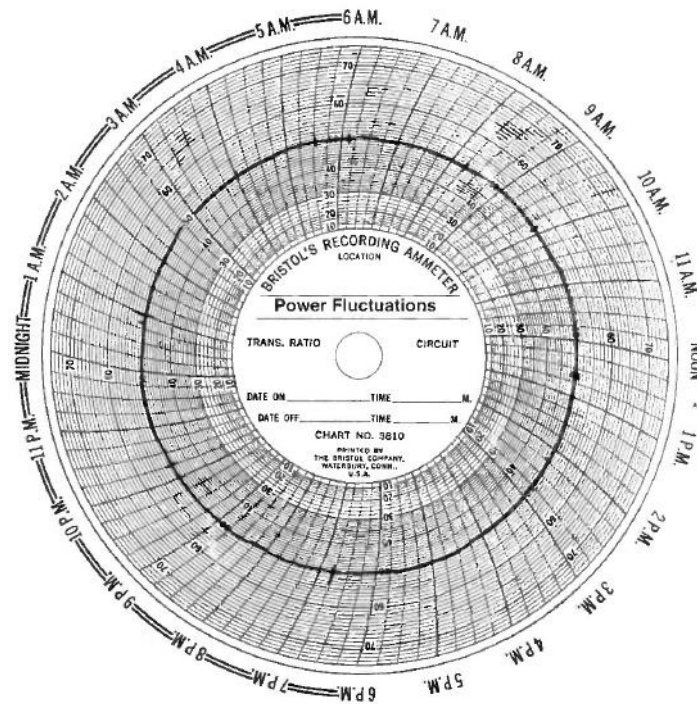


Figura 2.14 Carta Amperometrica con fluctuaciones de poder
Fuente: Baker Huges Company

Se observa picos en la carta, las posibles causas pueden ser las siguientes:

Puede ser efecto del arranque de bombas que requieren gran potencia para su arranque ocasionando que se perturbe la potencia en el sistema primario.

Por una tormenta eléctrica.

Arranques de bombas de fondo simultáneamente.

Bloqueo por gas

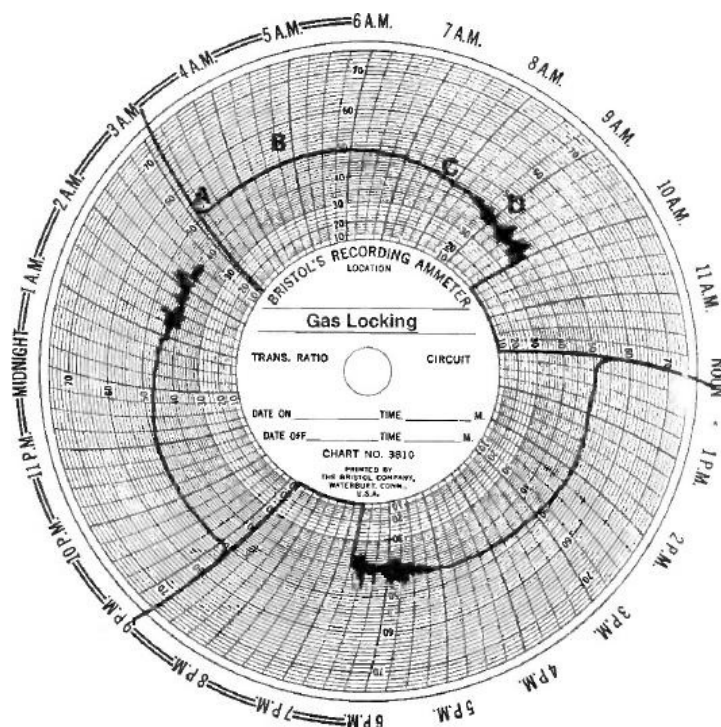


Figura 2.15 Carta Amperometrica Por bloqueo de gas
Fuente: Baker Hughes Company

En la carta se observa tres eventos: A arranque de la bomba, B permanece estable, C tendencia a decrecer, D bloqueo por gas y “shutdown”.

Bajo nivel de fluido

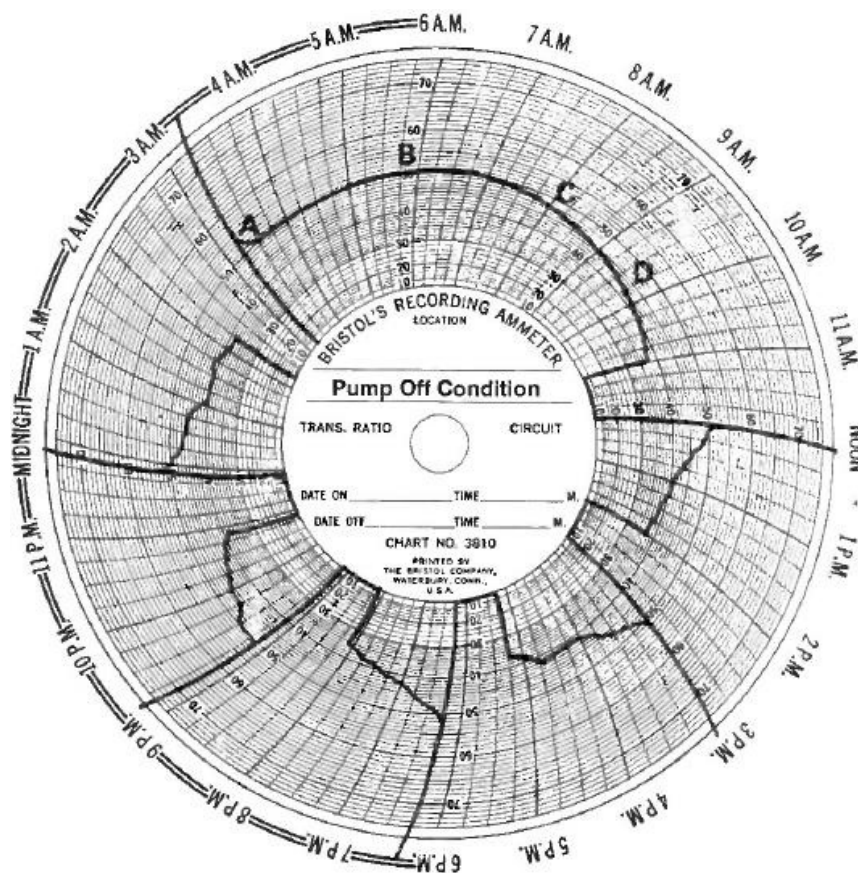


Figura 2.16 Carta Amperometrica Bajo nivel de fluido
Fuente: Baker Huges Company

El sistema permanece estable, desde el punto C la corriente comienza a decrecer, se produce el evento de “shutdown” por baja carga. Posteriormente arranca el pozo y se apaga por el mismo motivo.

Falsos arranques

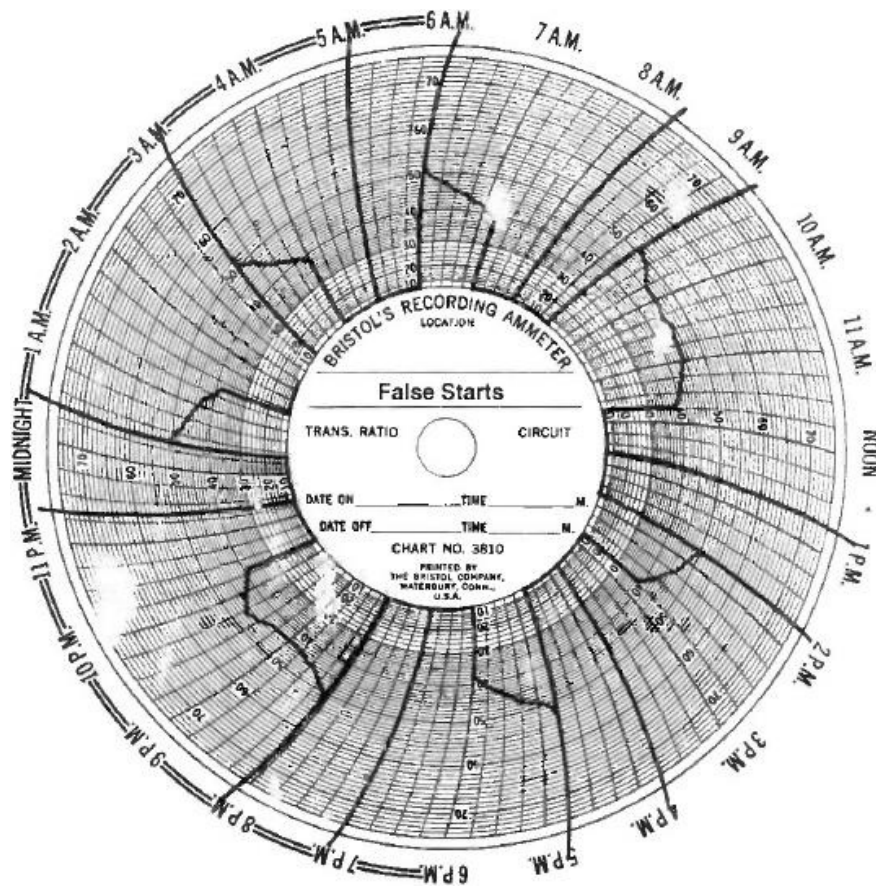


Figura 2.17 Carta Amperometrica Falsos Arranques
Fuente: Baker Hughes Company

Es similar a la carta por bajo nivel de fluido, con intervalos más cortos de arranque.

Ciclos excesivos

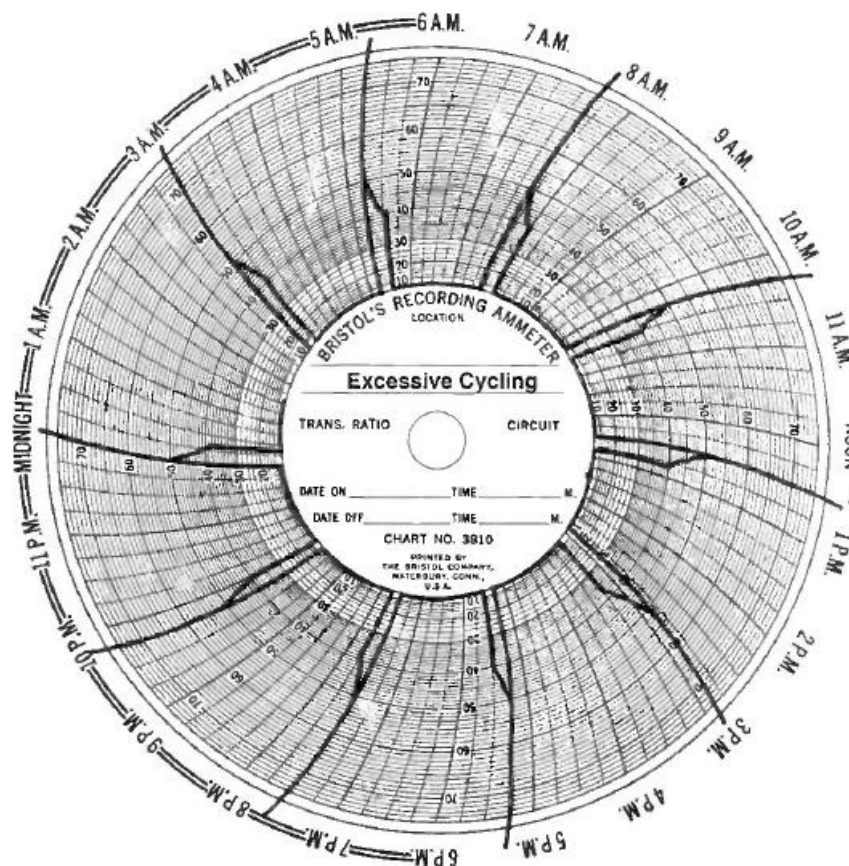


Figura 2.18 Carta Amperometrica Ciclos Excesivos
Fuente: Baker Huges Company

Similar a la carta con eventos por bajo nivel de fluido con la diferencia que tiene una caída de corriente en intervalos de tiempo más cortos. Nos puede indicar la presencia de comunicación entre “tubing – casing” o un sobredimensionamiento en el tamaño de la bomba.

Gasificación

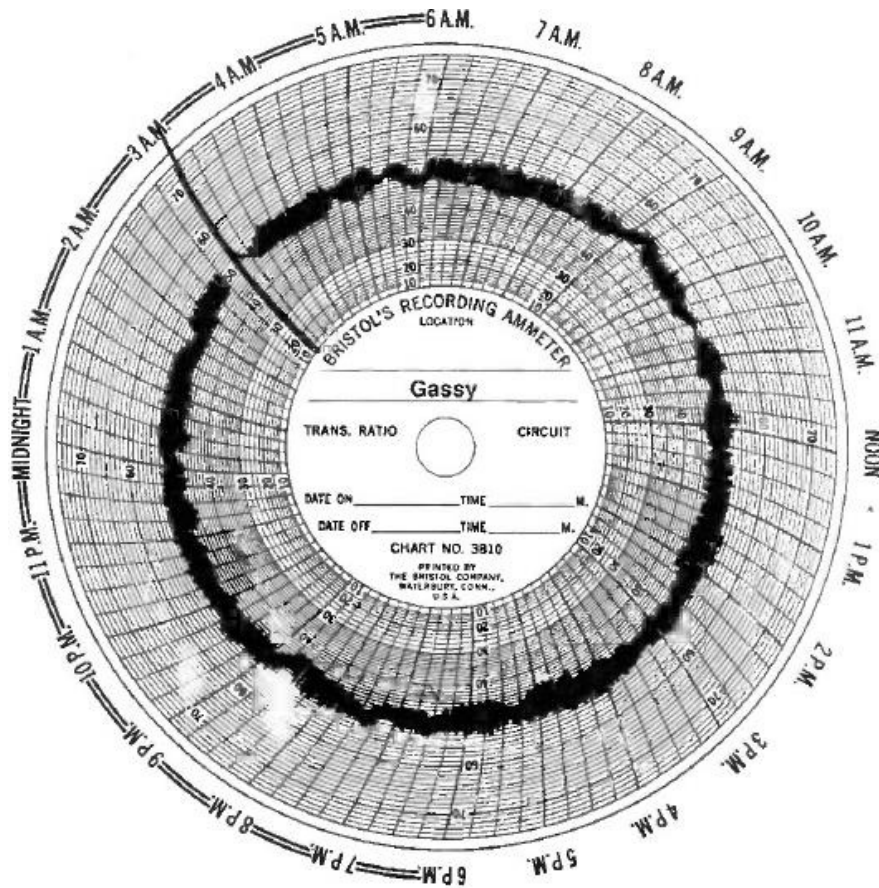


Figura 2.19 Carta Amperometrica Gasificación
Fuente: Baker Huges Company

Este efecto se da por la presencia de gas libre a la entrada de la bomba, por lo general está acompañado por una baja en la producción de crudo.

Baja carga

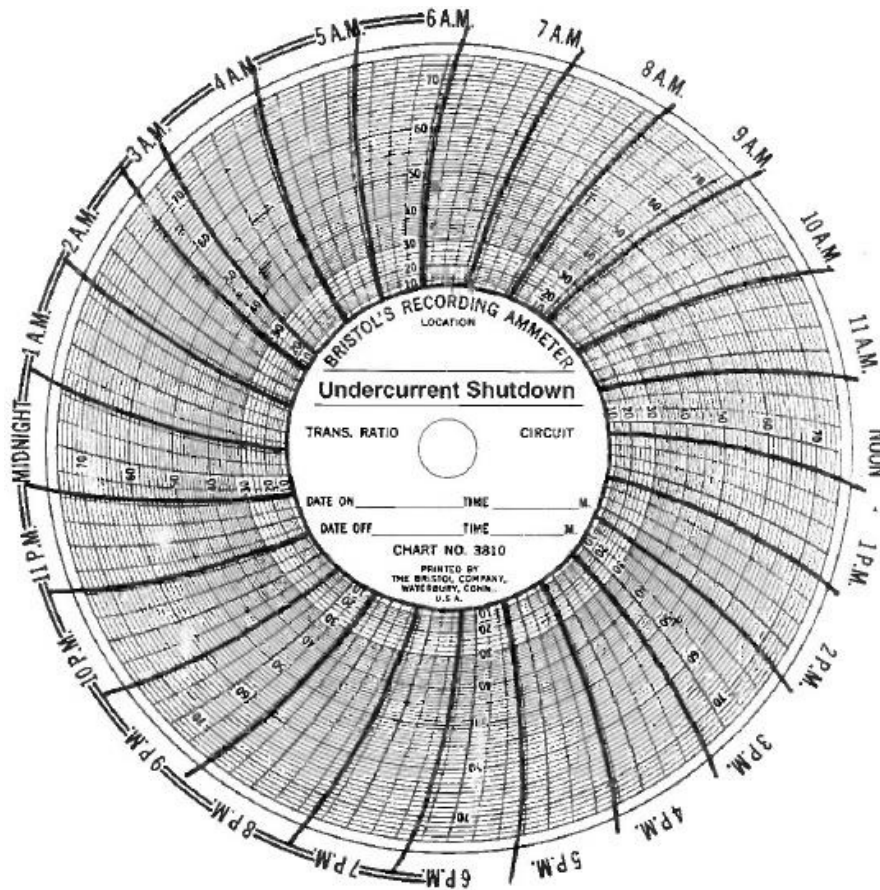


Figura 2.20 Carta Amperometrica Baja Carga
Fuente: Baker Huges Company

Puede ser causa de un liqueo cerca de la bomba, alguna válvula cerrada, en este caso es necesario inmediatamente desactivar la función de arranque automático

Baja velocidad de arranque

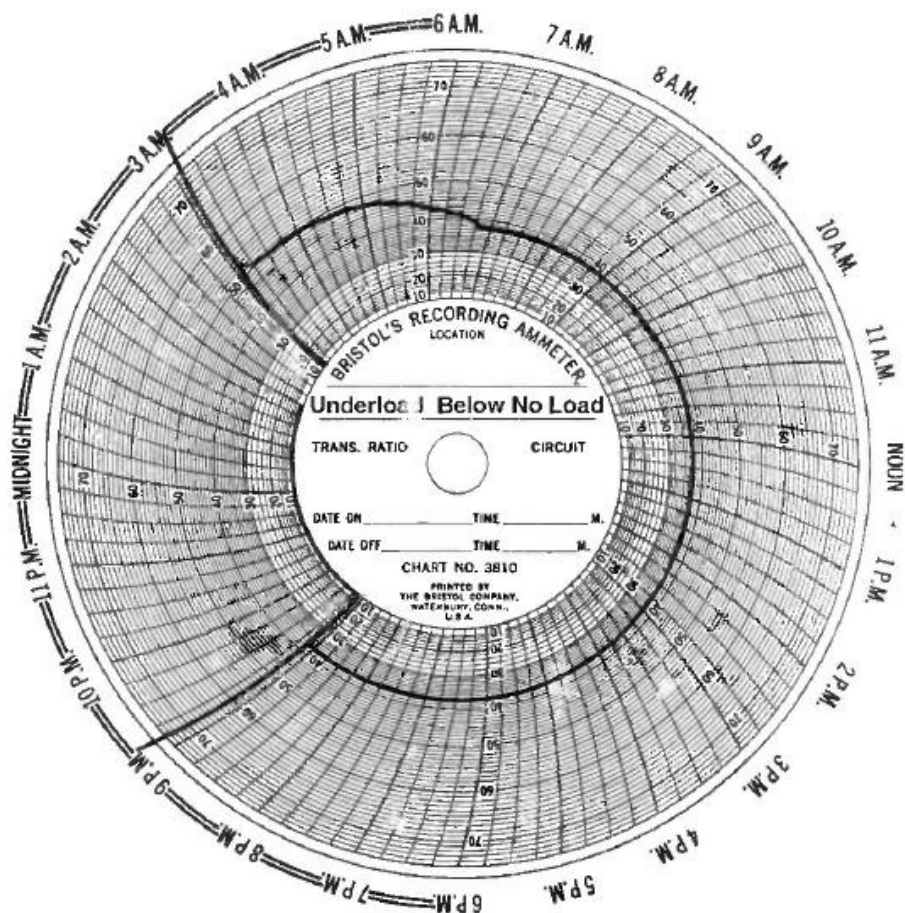


Figura 2.21 Carta Amperometrica Baja velocidad
Fuente: Baker Hughes Company

Puede ser causa que se tiene bajo aporte del pozo, o que alguna de las fases se quemó.

En modo de intermitencia

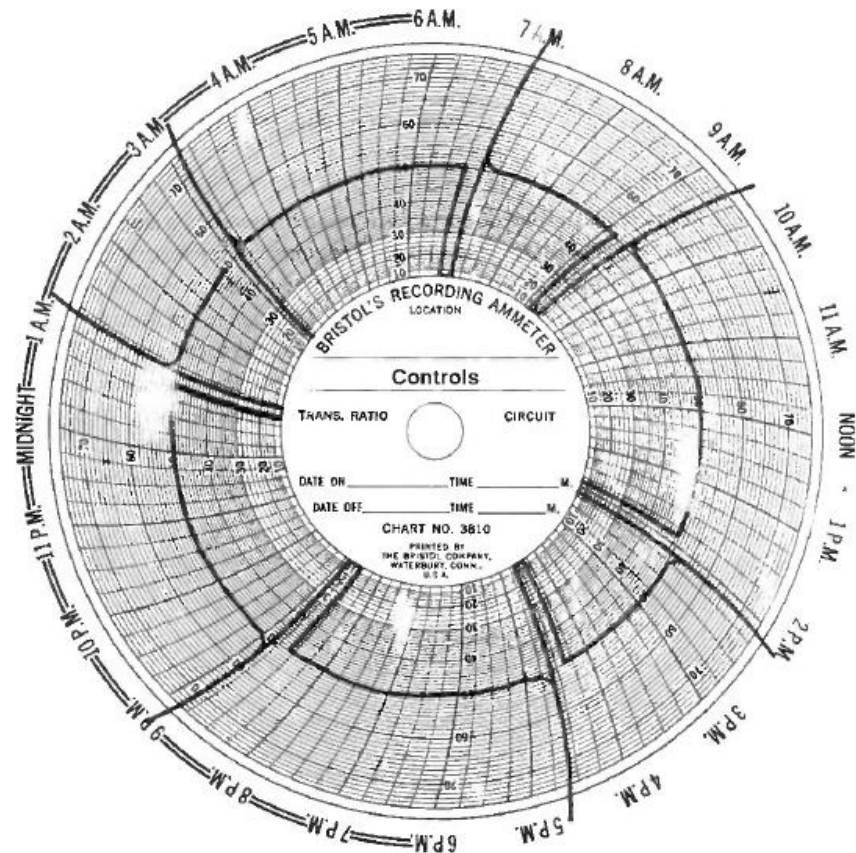


Figura 2.22 Carta Amperometrica Modo intermitencia
Fuente: Baker Huges Company

En pozos con bajo aporte se puede hacer funcionar la bomba por ciertos periodos de tiempo con el de obtener el nivel de columna suficiente, en este modo se reduce la vida útil de la bomba

Sobre carga

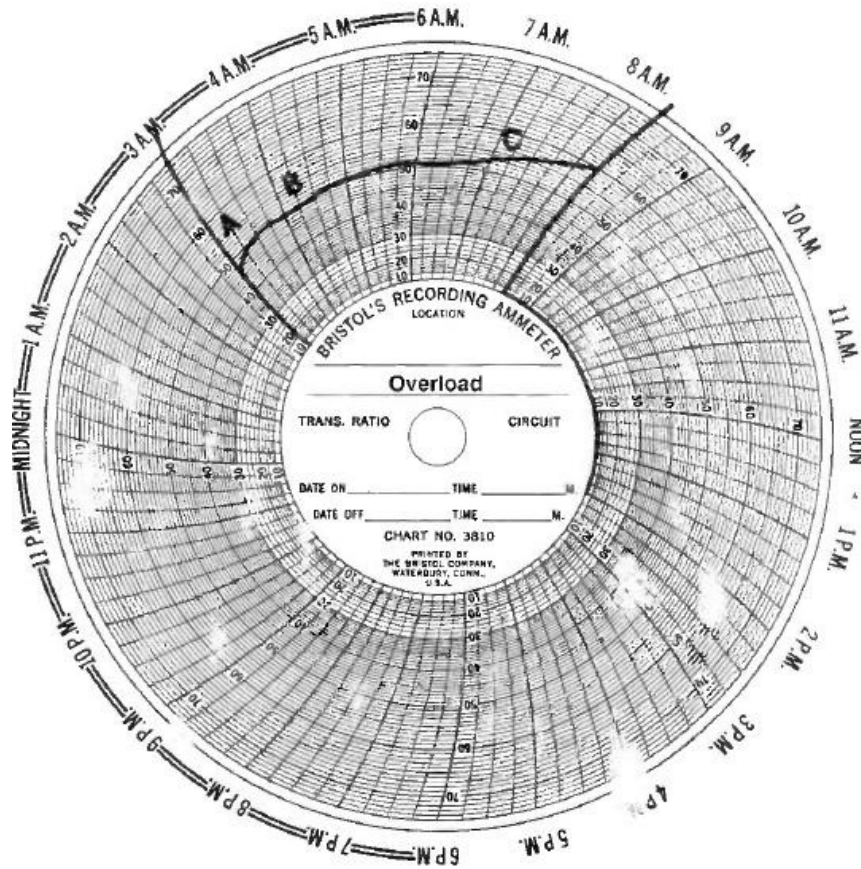


Figura 2.23 Carta Amperometrica Sobre carga
Fuente: Baker Huges Company

Esta curva es típica por incremento de la viscosidad y peso del fluido por emulsión. Puede ser efecto de un agujero en el casing incrementando la presencia de sólidos, lodo de perforación, etc.

Atascamiento temporal

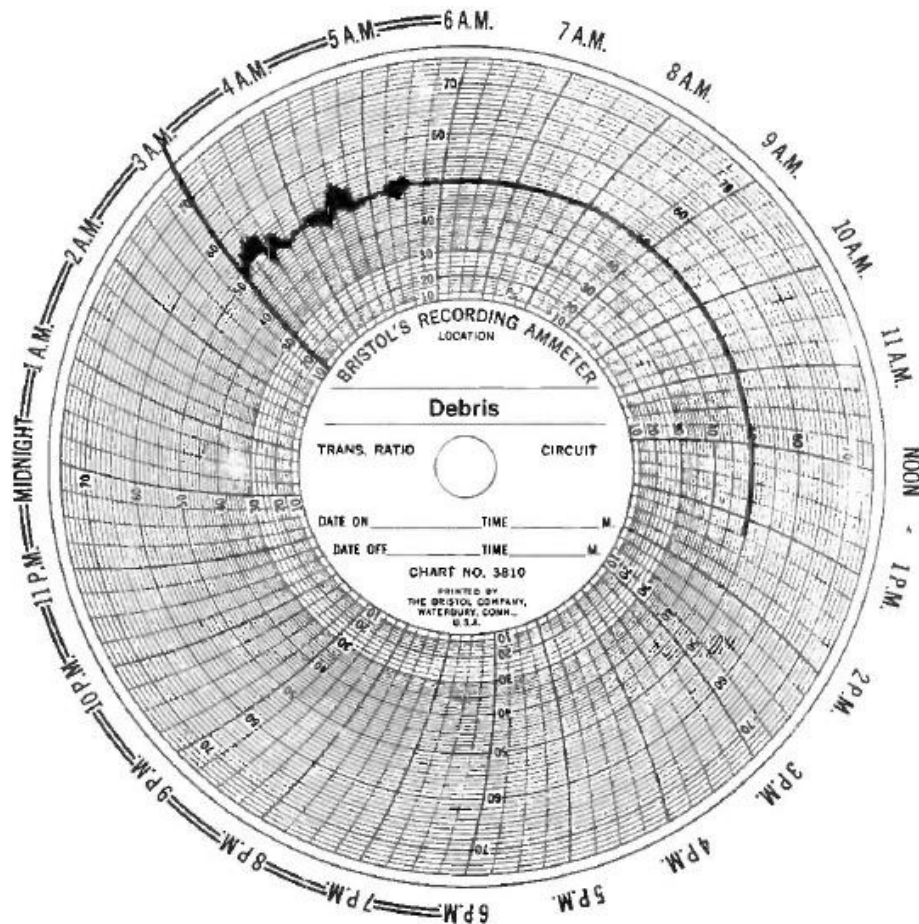


Figura 2.24 Carta Amperometrica Atascamiento
 Fuente: Baker Huges Company

Puede ser por presencia de escalas, parafinas, o de un pozo mal limpiado antes del arranque inicial.

Excesivos arranques manuales

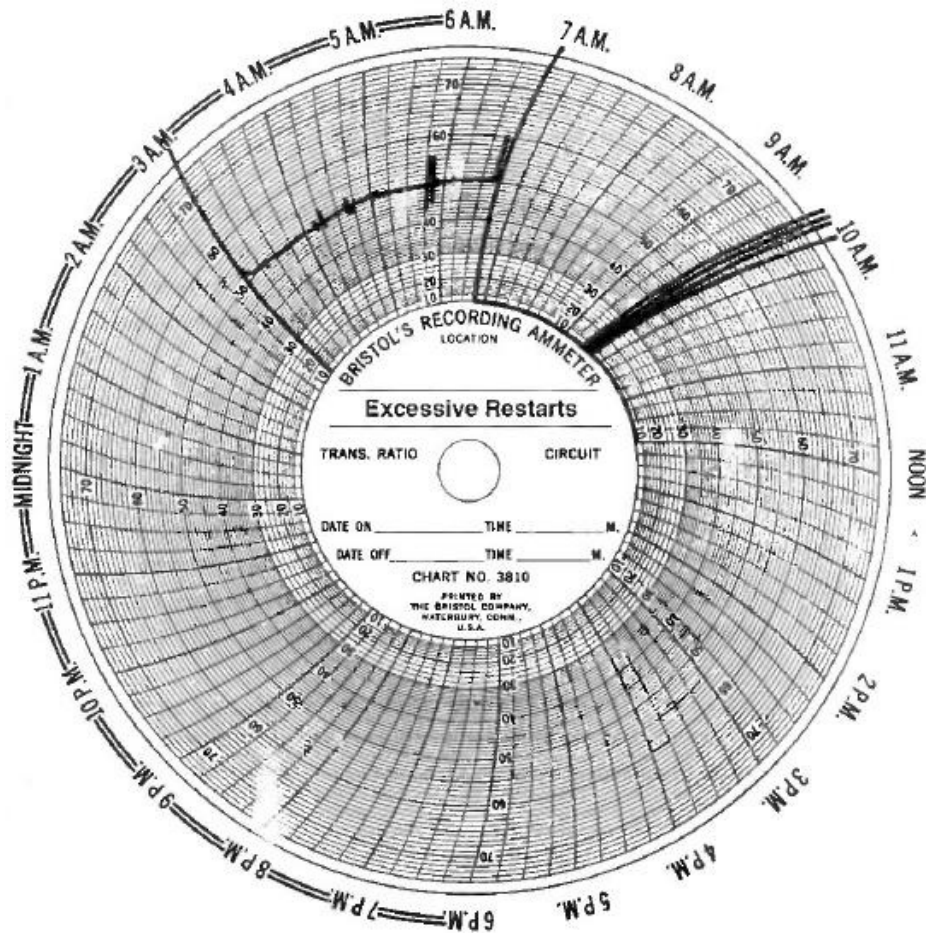


Figura 2.25 Carta Amperometrica Arranques Manuales
Fuente: Baker Huges Company

Es aconsejable a un motor no dar más de tres arranques, por cada arranque se pierde aislamiento en el motor y se acorta la vida útil.

Carga errática

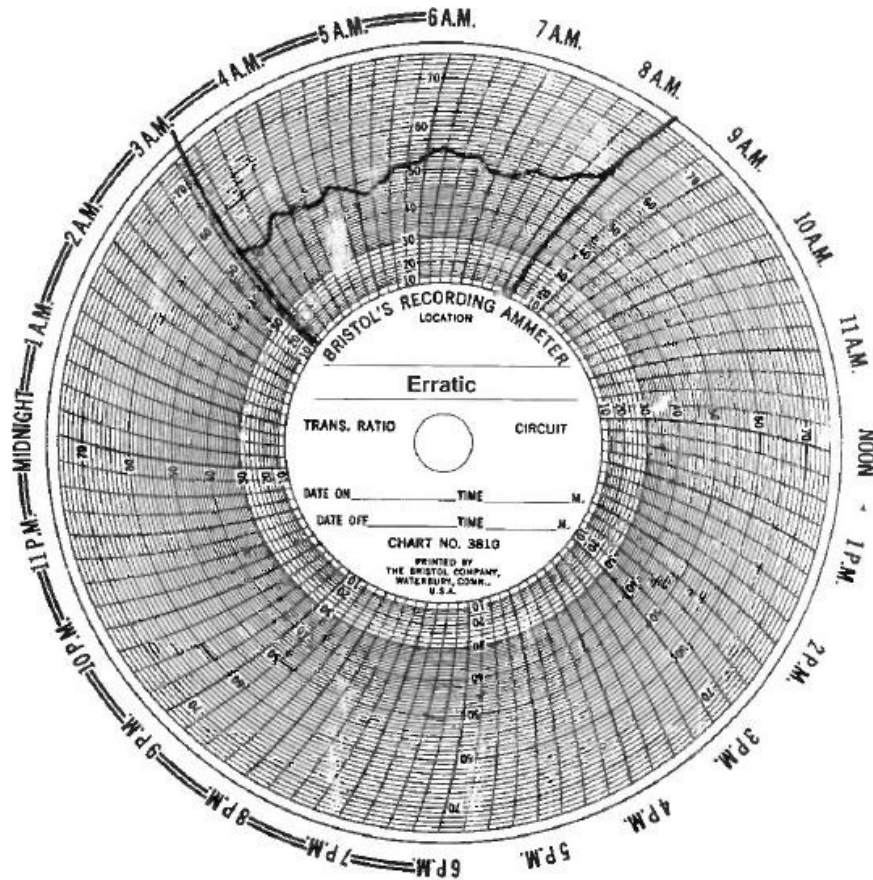


Figura 2.26 Carta Amperometrica Errática
Fuente: Baker Huges Company

Puede ser resultado de cambios drásticos en las condiciones de fluido en el fondo como aumento de volumen, cambio de las condiciones de presión en superficie o en el fondo del pozo, a un calentamiento severo del motor, fases quemadas.

2.4 Esquema mecánico de una completación con equipo BES

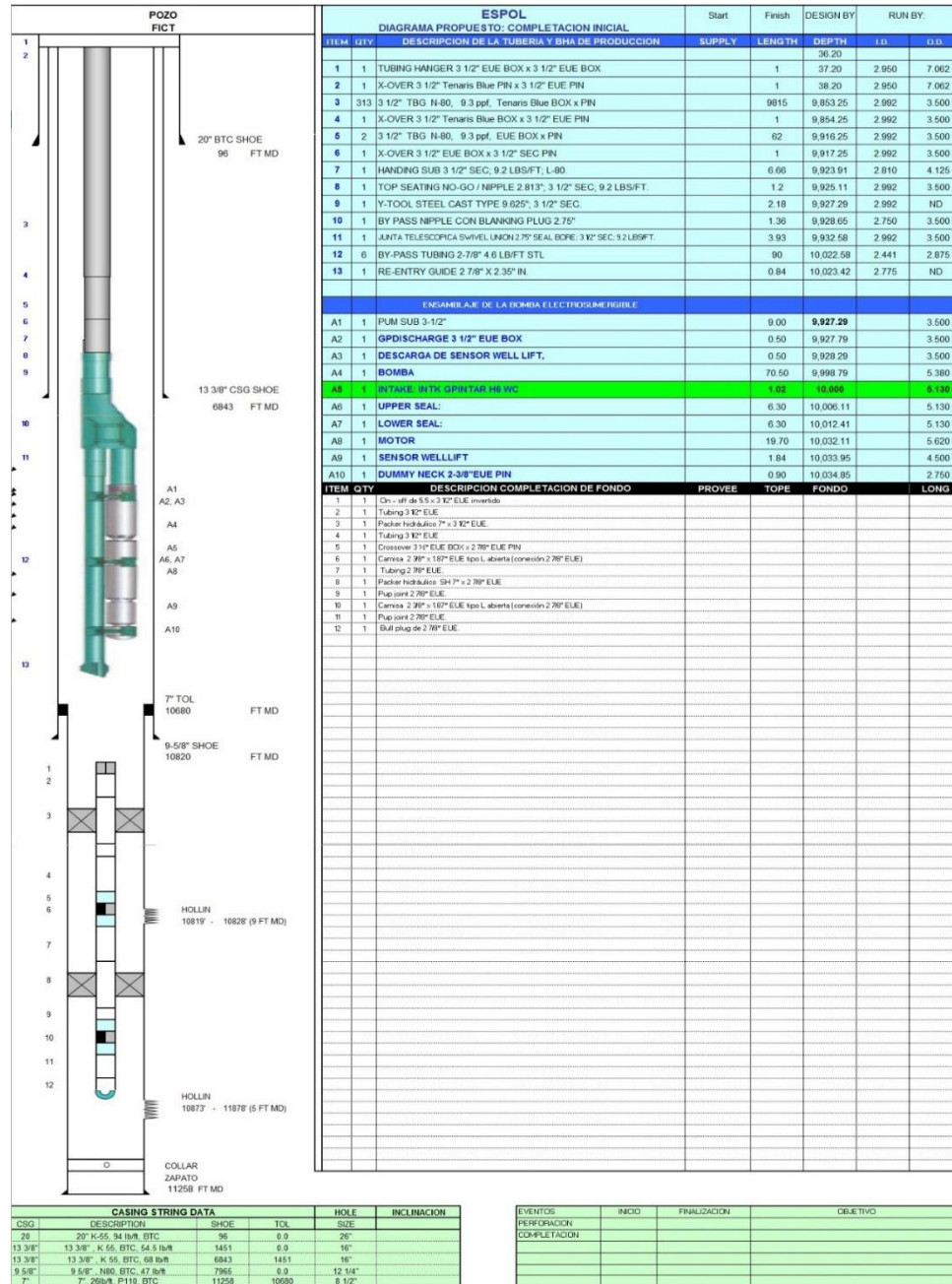


Figura 2.27 Esquema Mecánico de una completación con BES
Fuente: Fernando Escandon

CAPITULO 3

3 DATOS Y CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL PATRON DE FLUJO

Antes de determinar una propiedad, obtener un dato, se debe de asegurar que la aplicación de interés de encuentra dentro del rango de los valores necesarios para la cual fue desarrollada tanto como para un medidor, un sensor o como para una correlación.

3.1 POR EVALUACIONES DE POZOS

Para determinar el potencial operativamente de un pozo, cada locación está equipada con un manifold, que está conformado por válvulas, sensores de alta y baja presión, una línea de producción y una línea de prueba con su respectivo contador volumétrico.

El contador volumétrico consiste en una turbina y de un dispositivo contador, cada turbina está diseñada para determinado caudal, de acuerdo al rango operativo de la turbina debe ser seteado el contador. A continuación se presenta los rangos y pulsaciones operativos de acuerdo al diámetro del contador.

Tabla I. Rango operativo de medidor de flujo tipo turbina

TAMAÑO	BFPD (RANGO)	FACTOR DE CALIBRACION (PULSACIONES POR GALLON)
3/8"	10-100	22000
1/2"	25-250	14500
3/4"	68-515	2950
7/8"	100-1000	2350
1"	170-1700	900
1-1/2"	515-6000	325
2"	1300-13000	55
3"	2100-21000	57
4"	3400-41000	30
6"	6800-86000	7
8"	12000-120000	3

3.1.1 Producción total

Este valor lo obtiene directamente del acumulador total del medidor de turbina.

Se lo puede expresar de la siguiente manera:

$$\mathbf{BFP = BAP + BCP \text{ [Barriles]}}$$

[Ec 3.1]

3.1.2 Producción de crudo

Para determinar la producción de crudo es necesario conocer el BSW y el factor de espuma. Matemáticamente se puede expresar de la siguiente forma:

$$\text{BCP} = \text{BFP} \times \text{BSW} \times (\text{Factor de espuma})$$

[Ec 3.2]

3.1.3 Producción de agua

Con el BSW se procede a realizar el cálculo de producción de agua.

$$\text{BAP} = \text{BFP} \times \text{BSW}$$

[Ec 3.3]

3.1.4 BSW

El BSW es determinado en el laboratorio, se toma varias muestras del pozo a prueba, directamente en el cabezal, de no ser posible se debe tomar la muestra desde la línea de prueba.

El BSW puede ser calculado por medio de centrifugado y decantación basados en las normas (ASTM D 96, ASTN D 473, ASTM D 4007-02)

3.2 POR PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO

3.2.1 Gravedad específica del crudo

Se define como la relación que existe entre la densidad del crudo y del agua, medidas a la misma presión y temperatura. Para el cálculo se puede emplear las siguientes ecuaciones.

$$SG_o = \frac{\rho_f}{\rho_w}$$

[Ec 3.4]

Donde tenemos:

$$\rho_w = 8.345 \text{ lb/gal } \text{o} \text{ } 62.3 \text{ lb/ft}^3 \text{ o } 1 \text{ gr/cm}^3$$

Para el crudo la ecuación de uso común es:

$$SG_o@60^\circ F = \frac{141.5}{131.5 + \text{ }^\circ API}$$

[Ec 3.5]

3.2.2 Gravedad específica del gas

La gravedad específica del gas se define como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. Como la gravedad del gas se mide generalmente a condiciones normales (14.7 psi y 60 °F), tanto el gas como el aire se comportan como gases ideales y se puede escribirse:

$$SG_g = \frac{\rho_g}{\rho_a}$$

[Ec 3.6]

La densidad de un gas se define como la masa por unidad de volumen, expresada de la siguiente forma:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{RT}$$

[Ec 3.7]

Remplazando la ecuación de la densidad del gas en la del peso específico tenemos:

$$SG_g = \frac{\frac{pM_g}{RT}}{\frac{pM_a}{RT}} = \frac{M_g}{M_a} = \frac{M_g}{28.96 \text{ lbs/lb-mol}}$$

[Ec 3.8]

Si no se conoce el peso molecular del gas, pero se conocen los pesos moleculares de las fracciones molares de la mezcla, M_i , se determina el peso molecular aparente de la misma.

$$M_g = \sum_{i=1}^n y_i M_i$$

[Ec 3.9]

M_i : Peso molecular del componente i en la mezcla, lbs/lb-mol.

y_i : Componente i en la mezcla, fracción molar.

n : Numero de componentes en la mezcla.

3.2.3 Presión

En un sistema de producción podemos encontrar diferentes presiones, por la cual hay que tener claro los conceptos de cada una de ellas.

Presión estática: Es la presión en el mayor radio de drenaje del pozo, esta presión es estable cuando se alcanza un flujo continuo en el yacimiento.

Presión fluyente: Es la presión en la cara del pozo, esta presión es menor a la presión estática permitiendo que se genere un diferencial de presión y con esto el movimiento de los fluidos del yacimiento hacia el pozo.

Presión de intake: Es la presión que resultante de la columna de fluido sobre el sensor de fondo, por su proximidad con el intake se asume que es la presión de entrada a la bomba.

Presión de descarga: Es el resultado de la suma de la presión de intake más la presión suministrada por la bomba del equipo BES. Y debe ser la necesaria para alcanzar la presión de cabeza requerida en el sistema.

Presión de cabeza: Es la presión que se necesita en la cabeza del pozo para que el fluido tenga la suficiente energía para llegar hasta el separador.

3.2.4 Temperatura

La temperatura aumenta a medida que aumenta la profundidad. De manera general viene expresada en gradiente de temperatura. Es un parámetro importante para el diseño para los componentes de la bomba.

3.3 PARAMETROS DEL FLUIDO

3.3.1 Presión de burbuja

Es la presión a la cual se libera la primera burbuja, es decir cuando la presión es mayor a la presión de burbuja en el fluido líquido se encuentra disuelto gas, cuando la presión es menor a la presión de burbuja en gas que se encuentra disuelto de comienza a liberar.

La siguiente correlación permite determinar la presión de burbuja o de saturación de un crudo cuando se conoce la razón gas en solución-petróleo, la gravedad del crudo, la gravedad específica del gas producido y la temperatura del yacimiento.

Standing encontró una correlación entre el denominado factor de correlación, F , ya la presión de burbujeo.

Tabla II. Rango de los datos para correlación de STADING

RANGO DE LOS DATOS PARA CORRELACION DE STANDING	
PRESIÓN DE BURBUJEO, PSI	130-7000
TEMPERATURA, F	100-258
FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, BY/BN	1.024-2.15
RAZÓN GAS DISUELTO – PETRÓLEO, SCF/BN	20-1425
GRAVEDAD DEL PETRÓLEO, API	16.5-63.8
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	0.59-0.95

$$P_b = 18.2 [F - 1.4]$$

[Ec 3.10]

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{SG_g} \right)^{0.83} 10^{(0.00091 T - 0.0125 API)}$$

[Ec 3.11]

P_b : Presión de burbujeo, psi

R_{sb} : Razón gas disuelto – petróleo a $p \geq p_b$, SCF/BN

T : Temperatura del yacimiento

SG_g : Gravedad específica del gas, (aire=1)

API : Gravedad del petróleo.

3.3.2 Razón gas petróleo disuelto

La razón gas disuelto o solubilidad del gas en el petróleo, R_s , se define como el número de pies cúbicos a condiciones estándar de gas que pueden disolverse en un barril estándar cuando ambos son llevados a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

La correlación de Standing para R_s es la siguiente:

$$R_s = SG_g \left[\left(\frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125 API - 0.00091 T)} \right]^{1.2048}$$

[Ec 3.12]

R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, SCF/BN

P: Presión de interés, psi

T: Temperatura del yacimiento

SG_g : Gravedad específica del gas

API: Gravedad específica del petróleo

3.3.3 Factor volumétrico del petróleo

Es el cambio de volumen del petróleo.

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2}$$

[Ec 3.13]

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{SG_g}{SG_o}} + 1.25 T$$

[Ec 3.14]

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a P_b , BY/BN

R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, SCF/BN

T: Temperatura del yacimiento, F

SG_g : Gravedad específica del gas

SG_o : Gravedad específica del petróleo

3.3.4 Presión y temperatura pseudocríticas

Para determinar la presión y la temperatura pseudocríticas suponen que cada componente contribuye a la presión y temperatura pseudocríticas en proporción a su porcentaje de volumen en el gas y a la presión y temperatura críticas de cada componente.

La correlación de Brown, G.G., Katz, D.I., Oberfell, G.G. y Alden, R.C está en función de la gravedad específica del gas y puede ser utilizada para gas natural en general o para condensado. Para aplicar la correlación $SG_{scHC} \geq 0.55$ (Gravedad específica del metano).

Si la mezcla gaseosa contiene cantidades apreciables de componentes no hidrocarburos (mayor de 5% por volumen), la gravedad específica de la mezcla debe ser corregida. Teniendo que si la gravedad específica de la mezcla es SG_{gM} , la gravedad específica si contiene elementos como N_2 , CO_2 , H_2S está dada por la siguiente ecuación.

$$SG_{gHC} = \frac{SG_{gM} - 0.967y_{N_2} - 1.52y_{CO_2} - 1.18y_{H_2S}}{1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}}$$

[Ec 3.15]

SG_{gHC} : Gravedad específica de la proporción de gas hidrocarburo

SG_{gM} : Gravedad específica de la mezcla total de gas

y_{N_2} : Contenido de N_2 , fracción molar

y_{CO_2} : Contenido de CO_2 , fracción molar

y_{H_2S} : Contenido de H_2S , fracción molar

La presión y temperatura pseudocríticas están dadas por las siguientes ecuaciones:

Gas Natural:

$$P_{scHC} = 677 + 15 SG_{gHC} - 37.5 SG_{gHC}^2$$

[Ec 3.16]

$$T_{scHC} = 168 + 325 SG_{gHC} - 12.5 SG_{gHC}^2$$

[Ec 3.17]

Gas Condensado:

$$P_{scHC} = 706 - 51.7 SG_{gHC} - 11.1 SG_{gHC}^2$$

[Ec 3.18]

$$T_{scHC} = 187 + 330 SG_{gHC} - 71.5 SG_{gHC}^2$$

[Ec 3.19]

3.3.5 Factor de compresibilidad del gas

Es un factor de corrección, para gases que no se comportan como ideales, este factor es adimensional y es afectado por la presión, temperatura y composición del gas. Donde 1 corresponde al comportamiento como gas ideal.

El valor de z para diferentes gases ha sido determinado en base al Teorema de los estados correspondientes: a las mismas condiciones de presión y temperatura pseudorreducidas, todos los gases tienen el mismo factor de compresibilidad z. La presión y temperatura pseudorreducidas se las determina mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{scM}}$$

[Ec 3.20]

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{scM}}$$

[Ec 3.21]

Donde T es temperatura absoluta a la cual se desea determinar Z

La correlación de Standing, M.B y Katz, D.L tiene una exactitud dentro de 3% a los valores experimentales de Z. Se debe tener en cuenta las siguientes limitaciones:

- 1.- El gas debe ser rico en metano ($C_1 > 90\%$)
- 2.- El gas no debe tener hidrocarburos aromáticos

3.- El gas no debe tener impurezas. El contenido de 20% de N₂ produce un error del 4%. La presencia de CO₂ produce un error igual al valor del porcentaje de CO₂ en la mezcla

4.- No presenta buenos resultados a presiones y temperaturas cercanas a la crítica

5.- No se recomienda su uso en el cálculo de Z a presiones mayores de 10000 psi

Cuando el gas natural contiene significantes fracciones de dióxido de carbono y/o sulfuro de hidrogeno, se recomienda utilizar la corrección hecha por Wichert y Aziz. Esta corrección consiste en calcular la presión y temperatura pseudocríticas utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\varepsilon = 120 \left[(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6} \right] + 15 (y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^4)$$

[Ec 3.22]

$$T'_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} - \varepsilon$$

[Ec 3.23]

$$P'_{scM} = \frac{(\sum_{i=1}^n y_i P_{ci}) T'_{scM}}{\sum_{i=1}^n y_i T_{ci} + y_{H_2S} (1 - 1_{H_2S}) \varepsilon}$$

[Ec 3.24]

ε : Factor de ajuste, *R

P_{ci} : Presión crítica del componente i, psi

T_{ci} : Temperatura crítica del componente i, *R

y_{CO_2} : Contenido de CO₂, fracción molar

y_{H_2S} : Contenido H₂S, fracción molar

y_i : Componente i en la mezcla, fracción molar

P'_{scM} : Presión pseudocrítica de la mezcla corregida por CO₂ y/o H₂S, psi

T'_{scM} : Temperatura pseudocrítica de la mezcla corregida por CO₂ y/o H₂S, R

La correlación para la gráfica de Standing Katz fue desarrollada por Dranchuk Abou-Kassem con un error absoluto de 0.6% a continuación se indica la ecuación y sus constantes: (es aplicable si $0.2 \leq P_{sr} < 30$ y $1.0 < T_{pr} \leq 3.0$)

$$z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^2} + \frac{A_4}{T_{sr}^3} + \frac{A_5}{T_{sr}^4} \right) P_{sr} + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) P_{sr}^2 - A_9 \left(\frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) P_{sr}^5 + A_{10} \left(1 + A_{11} P_{sr}^2 \right) \left(\frac{P_{sr}^2}{T_{sr}^3} \right) \text{EXP}(-A_{11} P_{sr}^2)$$

[Ec 3.25]

$A_1 = 0.3265$; $A_2 = -1.0700$; $A_3 = -0.5339$; $A_4 = 0.01569$; $A_5 = -0.05165$; $A_6 = 0.5475$;

$A_7 = -0.7361$; $A_8 = 0.1844$; $A_9 = 0.1056$; $A_{10} = 0.7210$; $A_{11} = 0.7210$

3.3.6 Viscosidad del gas

Un gas es menos viscoso que un líquido, ya que el espacio entre molécula y molécula es mayor. La viscosidad de un gas puede ser muy difícil de determinar en un laboratorio por ser un valor muy pequeño, por ende se prefiere emplear correlaciones como la Carr, N.L., Kobayashi, R. y Burrows, D.B. con el peso molecular o gravedad específica del aire se puede calcular la viscosidad del gas a 1 atm y temperatura del yacimiento.

Los siguientes factores afectan la viscosidad de un gas:

- a.- A bajas presiones (<1000-15000 psi) a medida que aumenta la temperatura aumenta la viscosidad del gas debido al incremento de la energía cinética de las moléculas que producen gran número de choques intermoleculares.
- b.- A elevadas presiones (>1000-1500 psi) a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad del gas debido a la expansión térmica de las moléculas. A elevadas presiones las distancias intermoleculares de los gases son pequeñas y un gas tiende a comportarse como un líquido.
- c.- A cualquier temperatura la viscosidad de un gas aumenta con el incremento de presión debido a la disminución de las distancias intermoleculares.
- d.- A medida que un gas es más pesado, sus moléculas serán más grandes y por tanto su viscosidad será mayor.

$$\mu_{gl} = (1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} SG_g)T + 8.188 \times 10^{-3} \\ - 6.15 \times 10^{-3} \text{Log } SG_g$$

[Ec 3.26]

La viscosidad corregida es:

$$\mu_{glc} = \mu_{gl} + C_{CO_2} + C_{H_2S} + C_{N_2}$$

[Ec 3.27]

$$C_{N_2} = y_{N_2} (8.48 \times 10^{-3} \log SG_g + 9.59 \times 10^{-3})$$

[Ec 3.28]

$$C_{CO_2} = y_{CO_2} (9.08 \times 10^{-3} \log SG_g + 6.24 \times 10^{-3})$$

[Ec 3.29]

$$C_{H_2S} = y_{H_2S} (8.49 \times 10^{-3} \log SG_g + 3.73 \times 10^{-3})$$

[Ec 3.30]

T: Temperatura, F

SG_g: Gravedad específica del gas

y_{N₂}: Contenido N₂, fracción molar

y_{CO₂}: Contenido CO₂, fracción molar

y_{H₂S}: Contenido H₂S, fracción molar

3.3.7 Factor volumétrico del gas

Es el factor que relaciona el volumen de gas en el yacimiento con el volumen que ocupa el mismo gas en superficie a condiciones estándar (14.7 psi y 60 F).

Puede ser expresado con la siguiente ecuación:

$$B_g = 0.02827 \frac{zT}{P} [PCY/PCN]; 0.00503 \frac{zT}{P} [BY/PCN]$$

[Ec 3.31]

B_g : Factor volumétrico del gas

Z: Factor de compresibilidad del gas

P: Presión del yacimiento, psi

T: Temperatura, *R (= *F+460)

3.3.8 Factor volumétrico total

Este factor incluye el volumen líquido, B_o , más el volumen de la diferencia entre la razón inicial gas disuelto – petróleo, y la razón gas disuelto – petróleo a las condiciones actuales del yacimiento. Se puede expresar como se indica en la siguiente ecuación:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g$$

[Ec 3.32]

B_t : Factor volumétrico total, BY/BN

B_o : Factor volumetrico del petroleo, BY/PCN

B_g : Factor volumetrico del gas a p y T, BY/PCN

R_{si} : Razon gas disuelto – petroleo a p_i , PCN/BN

R_s : Razon gas disuelto – petroleo a p , PCN/BN

Por arriba de la presion de burbuja, $R_{si}=R_s$ y el factor volumetrico total es igual al factor volumetrico del petroleo, $B_t = B_o$. Sin embargo, por debajo de la presion de burbujeo a medida que la presion disminuye el B_o disminuye pero el B_t aumenta debido a que el termino $(R_{si} - R_s)B_g$ aumenta puesto que B_g aumenta y R_s disminuye mientras que R_{si} es un valor constante.

3.4 NUMERO DE REYNOLDS

Osborne Reynolds realizo experimentos en 1883 con el fin de determinar las leyes de resistencia de tuberías, con los cuales pudo determinar un parámetro adimensional, que relaciona las fuerzas de inercia y la viscosidad, para determinar si el movimiento del fluido es laminar o turbulento. Donde se presenta la siguiente ecuación:

$$R_e = \frac{\rho V D}{\mu}$$

[Ec 3.33]

R_e : Numero de Reynolds

V : Velocidad del flujo

D : Diámetro de la tubería o longitud característica

μ : Viscosidad cinemática del fluido

De los valores experimentales se determinó el siguiente rango de valores:

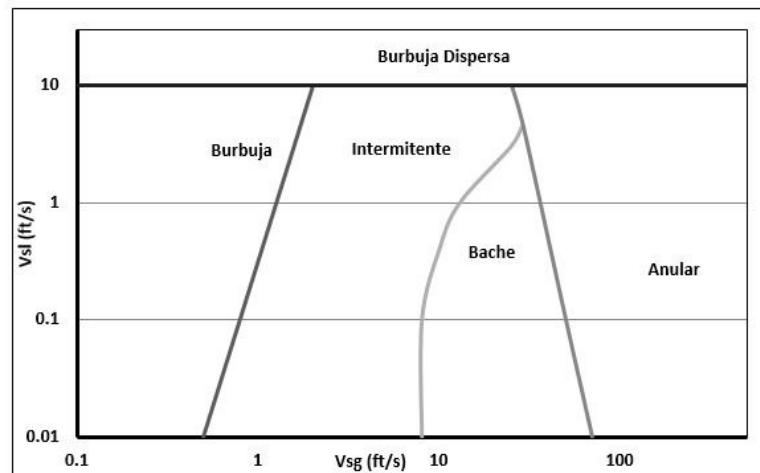
$Re < 2000$: Régimen laminar

$2000 < Re < 4000$: Transición

$Re > 4000$: Régimen turbulento

3.5 MAPA PARA REGIMEN DE FLUJO VERTICAL

Aziz, Govier 1972 desarrollaron un mapa para determinar el régimen de flujo en tubería vertical el cual lo presentamos a continuación:



Mapa de régimen de flujo PARA Tuberías Verticales (Govier y Aziz 1972)

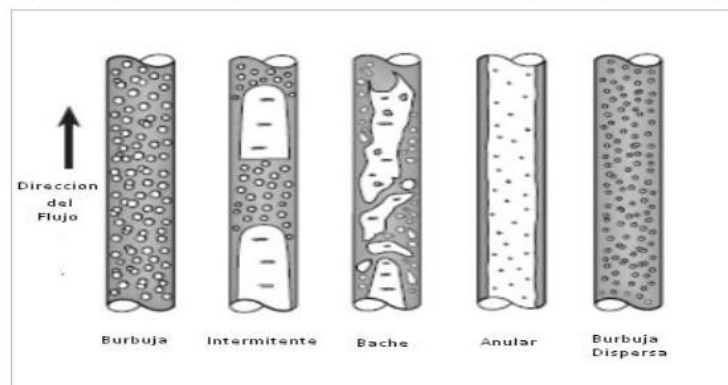


Figura 3.1 Régimen de flujo tubería verticales
Fuente: Govier y Aziz 1972

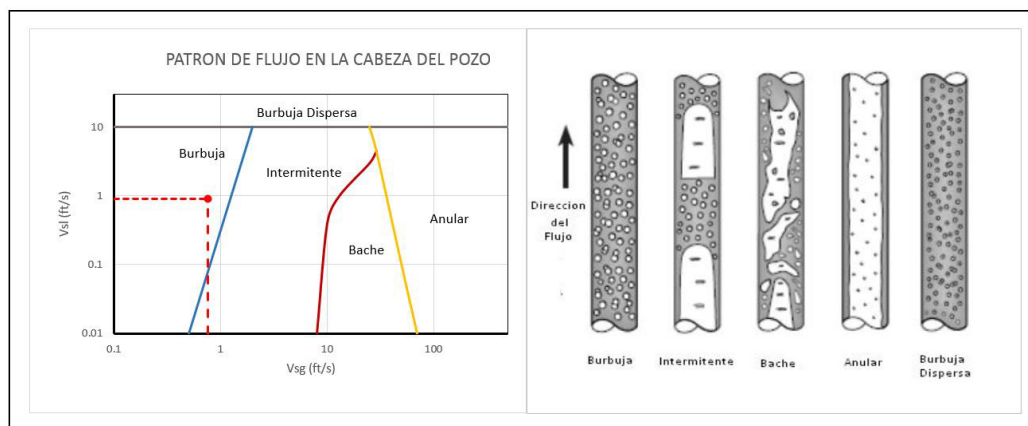
CAPITULO 4

4 DATOS, ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL ANALISIS

La hoja de cálculo desarrollada se la elaboro partiendo de los datos que se obtienen en campo, permitiendo estimar el comportamiento del pozo variando parámetros en la hoja sin la necesidad de hacerlo directamente al pozo.

4.1 CORRIDA PARA DATOS DEL POZO FICT-001 Y ANALISIS

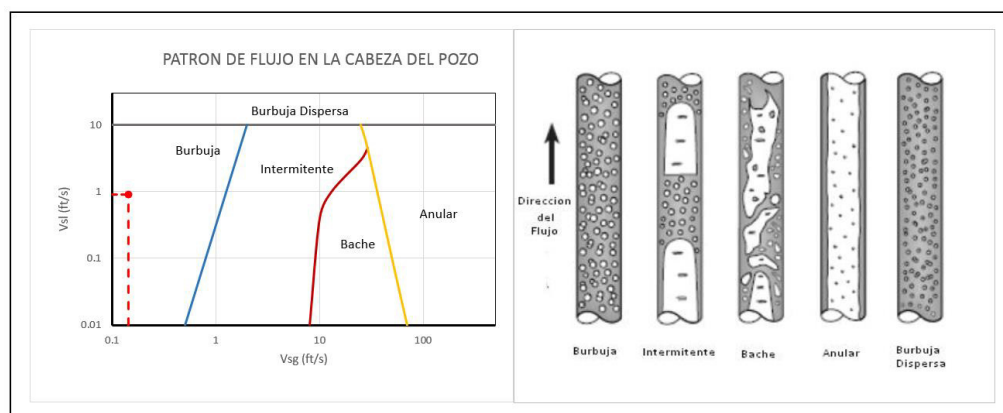
El pozo FICT-001 presenta en cabeza una presión de 38 psi, una presión de intake de 130 psi, la presión de burbuja es de 150 psi. Un caudal total de 630 barriles por día. En la corrida con estos datos obtenemos los siguientes resultados:



REGIMEN: **TURBULENTO**

Figura 4.1 patrón de flujo vertical FICT-001 a 38 psi
Fuente: Fernando Escandon

En la cabeza del pozo tenemos un patrón de flujo tipo burbuja, a medida que el yacimiento continúe perdiendo energía la tendencia por la proximidad mostrada en la gráfica es alcanzar un flujo intermitente, por la presencia de gas libre a la entrada de la bomba se produce una variación en la descarga de la bomba según se puede observar en la gráfica de tendencias en el LOWIS, de igual forma se presenta variaciones en las 3 fases de las corrientes en el motor. Se procede a variar los valores de presión de cabeza en la hoja de cálculo, a 100 psi, se observa una variación en la gráfica alejándose de la zona de flujo intermitente, y de régimen turbulento a transición.



REGIMEN: **TRANSICION**

Figura 4.2 Patrón de flujo vertical FICT-001 a 100 psi
Fuente: Fernando Escandon

Se decide chocar el pozo en cabeza a 100 psi por medio de la válvula lateral del árbol de navidad. Teniendo una ligera baja en el caudal de producción se decide aumentar la frecuencia de 45 Hz a 48 Hz estabilizando el aporte del pozo. Los resultados satisfactorios de los puede observar en la gráfica de tendencias que nos presenta el programa LOWIS. Se corrige variación en la presión de descarga, PIP, corrientes.

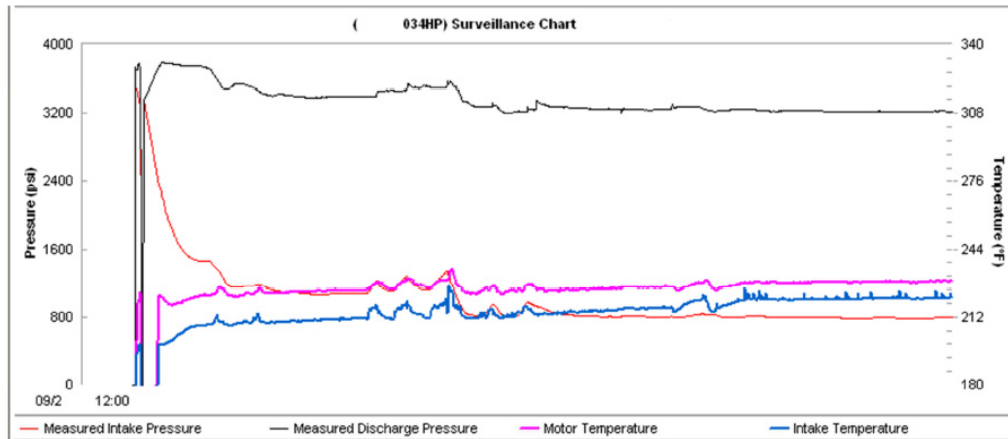
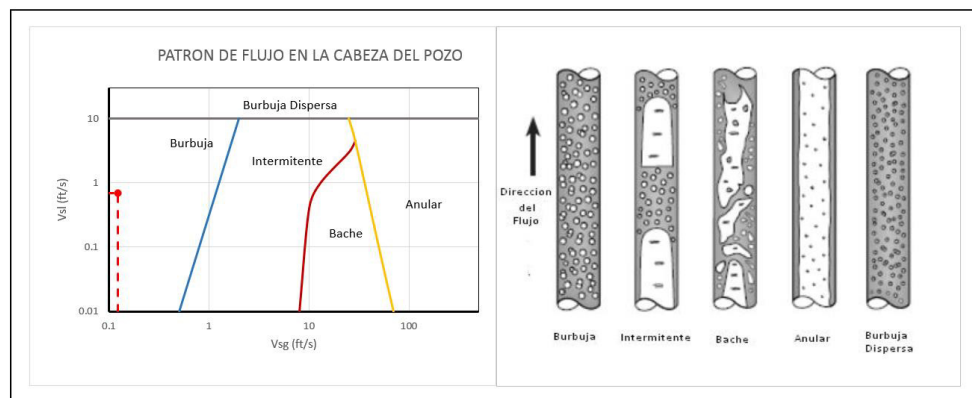


Figura 4.3 Tendencia Pozo FICT – 001
Fuente: Petroamazonas EP

4.2 CORRIDA PARA DATOS DEL POZO FICT-002 Y ANALISIS

En el pozo FICT-002 presenta en la gráfica de tendencia en el LOWIS variación en los parámetros del equipo de fondo. Una ligera variación en la presión de descarga, presión de intake. Y un aumento en el corte de agua. Se decide chocar el pozo de 115 psi a 140 psi. Los resultados se muestran gráficamente.



REGIMEN: **LAMINAR**

Figura 4.4 Patrón de flujo vertical FICT-002 a 115 psi
Fuente: Fernando Escandon

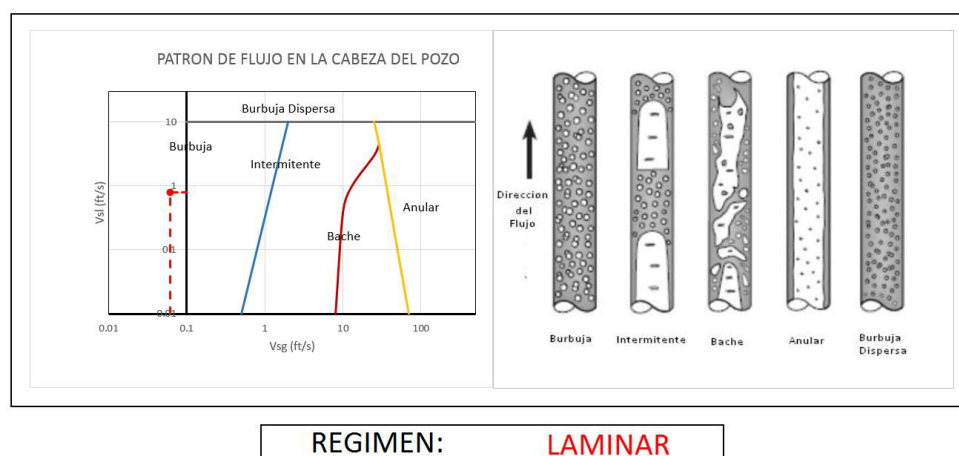


Figura 4.5 Patrón de flujo vertical FICT-002 a 140 psi
Fuente: Fernando Escandon

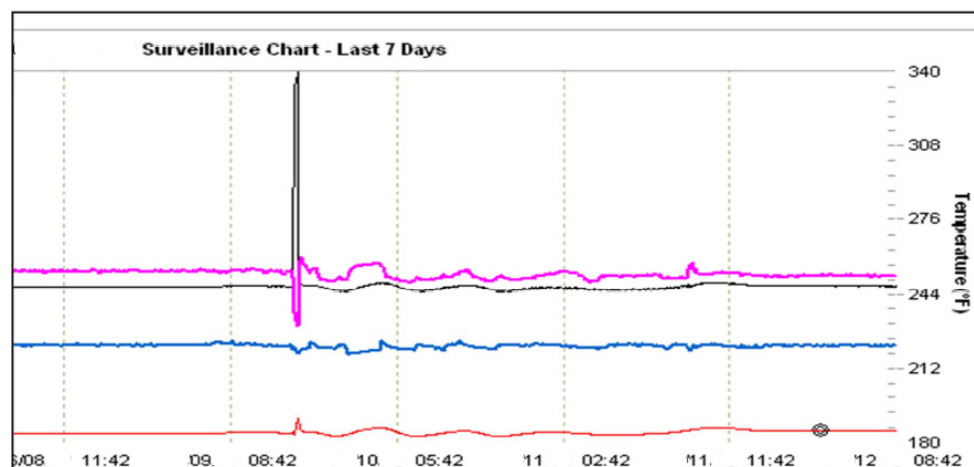


Figura 4.6 Tendencia pozo FICT - 002
Fuente: Petroamazonas EP

Se estabilizan los parámetros del equipo de fondo, el corte de agua deja de incrementar. La variación de parámetros pudo darse por un incremento de

aporte de agua del yacimiento o por una mala dosificación de químico demulsificante.

CAPITULO 5

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- 1.- A mayor presencia de gas libre en el fluido baja la eficiencia del equipo BES.
- 2.- Para los pozos FICT-001 y FICT-002 se estabilizaron los parámetros operativos del equipo BES cuando se chocaron sus presiones de cabeza.
- 3.- Las correlaciones seleccionadas para la elaboración de la hoja de cálculo nos permite trabajar con crudos de la zona Oeste del Oriente Ecuatoriano.
- 4.- Variando el choque en la cabeza del pozo se puede estabilizar los parámetros del equipo BES.
- 5.- Variando la presión de cabeza de los pozos se puede estimular el aporte del pozo.

5.2 RECOMENDACIONES

1.- Con análisis en laboratorio de la cromatografía del gas representativa de cada locación se podrá determinar con menor margen de error el comportamiento del flujo de los fluidos en el pozo.

2.- En pozos con alto gas libre en futuros reacondicionamientos equipar con separadores de gas al equipo BES.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]** WEATHEFORD 2008 ©. - LOWIS ESP 5.0 Manual de entrenamiento.

- [2]** CENTRILIFT BAKER HUGHES COMPANY - Handbook for Electrical Submersible Pumping Systems – Sixth Edition

- [3]** PETROAMAZONAS EP - Manual de operaciones del PAD OSO B – BLOQUE 7 - 2013

- [4]** WILLIAM D. MCCAIN, JR - The properties of Petroleum Fluids – Second Edition -Copyright © 1990 by PennWell Publishing Company.

- [5]** DR. JAMES P. BRILL & DR. H. DALE BEGG - Two – Phase Flow in pipes – 6th Edition –January 1997

- [6]** CARLOS BANZER S. – Correlaciones Numericas P.V.T – Universidad de Zulia, instituto de investigaciones particulares, Fundacion laboratorio de servicion tecnicos petroleros – Maracaibo, Enero de 1996