

**OPTIMIZACION DE LA PRODUCCIÓN DE FLUIDOS A PARTIR DEL
REDISEÑO DE LAS INSTALACIONES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
EN EL CAMPO PURIFICACION**

GABRIEL ANGEL MOLINA POLANIA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA**

2007

**OPTIMIZACION DE LA PRODUCCIÓN DE FLUIDOS A PARTIR DEL
REDISEÑO DE LAS INSTALACIONES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
EN EL CAMPO PURIFICACION**

GABRIEL ANGEL MOLINA POLANIA

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

LEONEL TAUTIVA VASQUEZ

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA**

2007

Nota de aceptación

Firma del Director

Firma del Evaluador

Firma del Evaluador

DEDICATORIA

Como Dios no podía estar en todas las partes del Universo, dejo a las madres en su representación.

Este trabajo no se debe a mí,

se debe a mi mamá, Angela Polania , quien con mucha pobreza y fortaleza de espíritu nos entrego su vida a mi y a mis hermanos.

Paz en su tumba y gloria en el cielo.

Igualmente a mi esposa e hijos, quienes continúan su obra.

AGRADECIMIENTOS

El autor del presente trabajo expresa sus agradecimientos a:

Petrobras INTERNACIONAL y a su grupo humano.

los amigos que he encontrado en el camino de la vida **Alvaro Vera, Heli Pastrana, Servando Rodríguez, Eduardo Montes, Leonel Tautiva**, felicidad y prosperidad para ellos y sus familias

La **UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA** por su aporte en la formación de profesionales en la carrera de ingeniería de petróleos.

todas las personas que de una u otra manera colaboraron en el desarrollo del presente proyecto.

CONTENIDO

	Página
Introducción	
1 Generalidades sobre el Distrito Espinal-Petrobras.....	1
1.1 Reseña histórica.....	1
1.2 Ubicación geográfica.....	2
1.3 Estratigrafía.....	5
1.4 Facilidades de producción en superficie.....	6
2 Descripción del software para calcular presión estática y presión de fondo fluyendo a partir de los registros acústicos....	9
2.1 Contenido de la hoja “ Información ”.....	9
2.2 Contenido de la hoja “Trabajos”.....	11
2.3 Contenido de la hoja “SURV_EMEC”.....	14
3 Aspectos conceptuales sobre el cálculo de las presiones de fondo estática y de fondo fluyendo.....	19
3.1 Presión estática.....	19
3.1.2 Cálculo de la presión de la columna gaseosa.....	19
3.1.3 Cálculo de la presión de la columna de aceite.....	20
3.1.4 Cálculo de la presión de la columna acuosa.....	22
3.2 Condiciones fluyendo.....	23
3.2.1 Cálculo de la presión ejercida por los fluidos anulares desde el nivel de fluido a la succión de la bomba.....	24
3.2.2 Cálculo del gradiente de presión entre la succión de la bomba y el punto medio de los perforados.....	28
3.2.3 Cálculo de la presión de fondo fluyendo requerida a la rata deseada.....	30
3.2.4 Análisis de declinación.....	33
4 Condiciones finales de optimización de la producción de fluidos en el CPR-Espinal.....	35
5 Implementación inicial del proyecto en el pozo V5H.....	38
6 Resultados de la implementación del proyecto.....	40
6.1 Declinación del pozo V5H.....	40
6.1.1 Análisis de declinación antes del rediseño en el pozo V5H.....	41
6.1.2 Análisis de declinación después del rediseño en el pozo V5H..	44
6.2 Análisis de declinación en el pozo R4H.....	46
6.2.1 Análisis de declinación antes del rediseño en el pozo R4H.....	46
7 Conclusiones.....	51
Bibliografía.....	53
Anexos.....	54

LISTA DE FIGURAS

Figura #	Nombre de la figura	Página
1	Ubicación geográfica Distrito Espinal-Petrobras.....	3
2	Nombre y tipo de pozos en el CPR-Espinal de Petrobras.....	4
2.1	Sistema del manejo de agua Matachín Norte.....	7
3-3.1	Geología estructural y estratigrafía campo Matachines.....	8
4	Esquema para introducción de la información.....	12
4.1	Actualización automática de los estados mecánicos.....	13
5	Descripción de la hoja "Trabajos".....	15
6	Registro de perforación en profundidad medida y vertical.....	16
7	Geometría anular de los fluidos para el cálculo de la presión de fondo.....	21
7.1	Profundidad ajustada corregida vs fracción efectiva de aceite.....	26
8	Datos de declinación exponencial antes del rediseño pozo V5H.....	43
9	Declinación pozo V5H después del rediseño.....	45
10	Datos de declinación exponencial de aceite pozo REV-4H antes del rediseño.....	47
11	Datos de declinación exponencial de aceite pozo R4H después del rediseño.....	50

LISTA DE TABLAS

Tabla #	Nombre de la tabla	Página
1	Datos de entrada al software de optimización.....	17
2	Condiciones esperadas después de la optimización del levantamiento.....	36
2.1	Cambios requeridos en las ESP para optimizar producción.....	37
3	Producción obtenida luego del rediseño en pozo V5H con bomba para 10000 bls.....	38
4	Rediseño a las instalaciones eléctricas de superficie en el pozo Ven-5H.....	39
5	Datos de producción de aceite después del rediseño según DSS.....	42
6	Datos de producción de aceite pozo REV-4H antes del rediseño según DSS.....	46
7	Datos de producción de aceite pozo R4H después del rediseño.	48

LISTA DE ANEXOS

Anexo #	Nombre del anexo	Página
1	Datos de producción y yacimiento.....	51
2	Estado mecánico pozo V5H.....	52
3	Cálculo de presión estática en el pozo V5H.....	53
4	Cálculo de presión de fondo fluyendo en la succión de la bomba.....	64
5	Cálculo de la presión de fondo fluyendo a la rata de la prueba en el pozo V5H.....	65
6	Cálculo de la presión de fondo fluyendo a la rata deseada de 15000 bl.....	69
7	Cálculo de la submergencia efectiva adquirida a la rata deseada	70

NOMENCLATURA

Símbolo	Significado
Alt_Oil	Altura de la columna de aceite, ft
Bo	Factor volumétrico, STB/Bbl
Bo	Factor volumétrico, rb/stb
Cap_csg	Capacidad interna del revestidor, bls/ft
CHP	Presión anular en cabeza de pozo, psia
C _{g,o,w}	Compresibilidad del gas,aceite,agua, 1/psi
D	Profundidad vertical, ft
DSS	Software vigilante de la producción
dP/dt	Rata de restauración del anular en el momento de la toma del nivel de fluido, psi/min
DExTb,DInTb	Diámetro externo e interno de la tubería de producción, inch
eps	Corrección del gas por componentes ácidos.
Fo	Fracción efectiva de aceite, %
GOR	Relación gas-aceite, scf/STB
ID	Diámetro interno, inch
L	Profundidad medida de la columna líquido-gaseosa, ft
NF_MD	Nivel de fluido medido
NF_TVD	Nivel vertical de fluido, ft
Np	Producción acumulada, bls
Pb	Presión a cond. de burbuja, psi
PgD	Presión de la columna gaseosa a profundidad D, psia
PoD	Presión de la columna de aceite a la profundidad requerida, psi.
Pp	Presión promedio del yacimiento, psi
Pres_Int_Aceite_Agua	Presión en la interfase aceite-agua
q	Rata estabilizada antes de la prueba, BD
Rs	Relación gas-petróleo en solución, scf/stb
sc	condiciones estándar, 60 °F y 14.7 psi.
T	Temperatura promedio, en °F o °R
TMD	Profundidad total medida, ft
Z	Factor de compresibilidad, 1/psi

LISTA DE SÍMBOLOS GRIEGOS

ρ	Densidad del fluido, lbm/cu ft
$\rho_{g,o,w}$	Densidad del líquido,gas,aceite,agua, lbm/cu. Ft
$\gamma_{g,o,w}$	Gravedad específica del gas,aceite,agua
ρ_b	Densidad a condiciones de burbuja
$\nabla_{g,o,w}$	Gradiente del gas,aceite o agua, psi / ft

INTRODUCCIÓN

Este trabajo es un aplicativo del área de producción, con respecto a la optimización de los bombeos electrosumergibles.

En el texto usa los conceptos sobre el cálculo de las presiones de fondo utilizando técnicas de niveles de fluido, correlaciones sobre el comportamiento volumétrico de los fluidos con los cambios de presión y temperatura, cálculos sobre gradientes de presiones cuando el fluido se encuentra fluyendo y aspectos generales de los índices de productividad.

Utilizando el conjunto de los anteriores conceptos, se rediseño las instalaciones de bombeo electrosumergible de los pozos V5H y R4H y se hizo un análisis de declinación del proyecto comparando los beneficios antes y después del trabajo.

1. Generalidades sobre el distrito Espinal

1.1 Reseña histórica

En el año 1987 se inicia la exploración sísmica del Distrito Espinal de Petrobras, a finales de 1990 se perfora Venganza 1 y se prueba en enero de 1991 como pozo productor de petróleo. En el año 1992, se perfora el pozo Venganza 2 el cual no resulta productor. En el año 1994, se perforaron los pozos Revancha 1 y Revancha 2 los cuales resultaron productores; en ese mismo año se declara la comercialidad del campo Matachines.

A principios del año 1996 se terminó la construcción del oleoducto Matachín – PPF. En el año de 1996 se inicia la construcción de facilidades para las estaciones denominadas Matachín Norte que manejaba los pozos Venganza y Matachín Sur que manejaba los pozos Revancha.

En el año 1997, se perforan los pozos: Revancha 3 y Venganza 3, los cuales resultan productores. En el año 1998 se prueba el pozo Venganza 3 para solicitar comercialidad. En el año 1999, se perfora el pozo Venganza 4H, el cuál hace parte de Matachín Norte, resultando productor. Se inicia sísmica 3D en la cuál se involucra a los Municipios de Purificación, Prado y Suárez. En el año 2000, se perforan dos pozos que resultan productores; el pozo Venganza 8H y Venganza 6H. En el año 2001, se perforan 6 pozos en total, Venganza

5H, Venganza 9H, Venganza 12H, Revancha 4H, Revancha 5H y Revancha 7H; Este último no resulta productivo. En el año 2002 se perforó Revancha 9H, en el 2005 se perfora Ven-11 y en el 2006 los pozos Ven-7 y 14 siendo estos los últimos en perforarse.

1.2 Ubicación geográfica

El Distrito Espinal está localizado en el municipio de Purificación, Departamento del Tolima, a 110 Kms de Ibagué, 160 Kms de Bogotá y 140 Kms de Neiva a través de la Vía Panamericana y sus interconexiones hacia Bogotá.

El bloque Espinal está delimitado al sur-este por el embalse de hidroPrado, al sur-oeste por el municipio de Prado, al nor-oeste por el río Magdalena y al oeste por el municipio de Purificación. El bloque Espinal se divide en dos campos: Campo Purificación y Campo Matachines y a su vez el campo Matachines se subdivide en dos estaciones: Estación Matachín Norte y estación Matachín Sur, ver figura 1.

La estación Matachín Norte está ubicada en la vereda San Diego en las estribaciones del “cerro Perico”, aproximadamente a 15 Kms al oriente del casco urbano del municipio de Purificación. Está dividida en dos plataformas; La altura sobre el nivel del mar de las plataformas superior e inferior es de 740 y 720 m, respectivamente.

La estación Matachín Sur está ubicada en la vereda El Tambo a 6 Km.

hacia el sur de la estación Matachín Norte; la temperatura promedio para el campo es de 80 °F., ver figura 1.

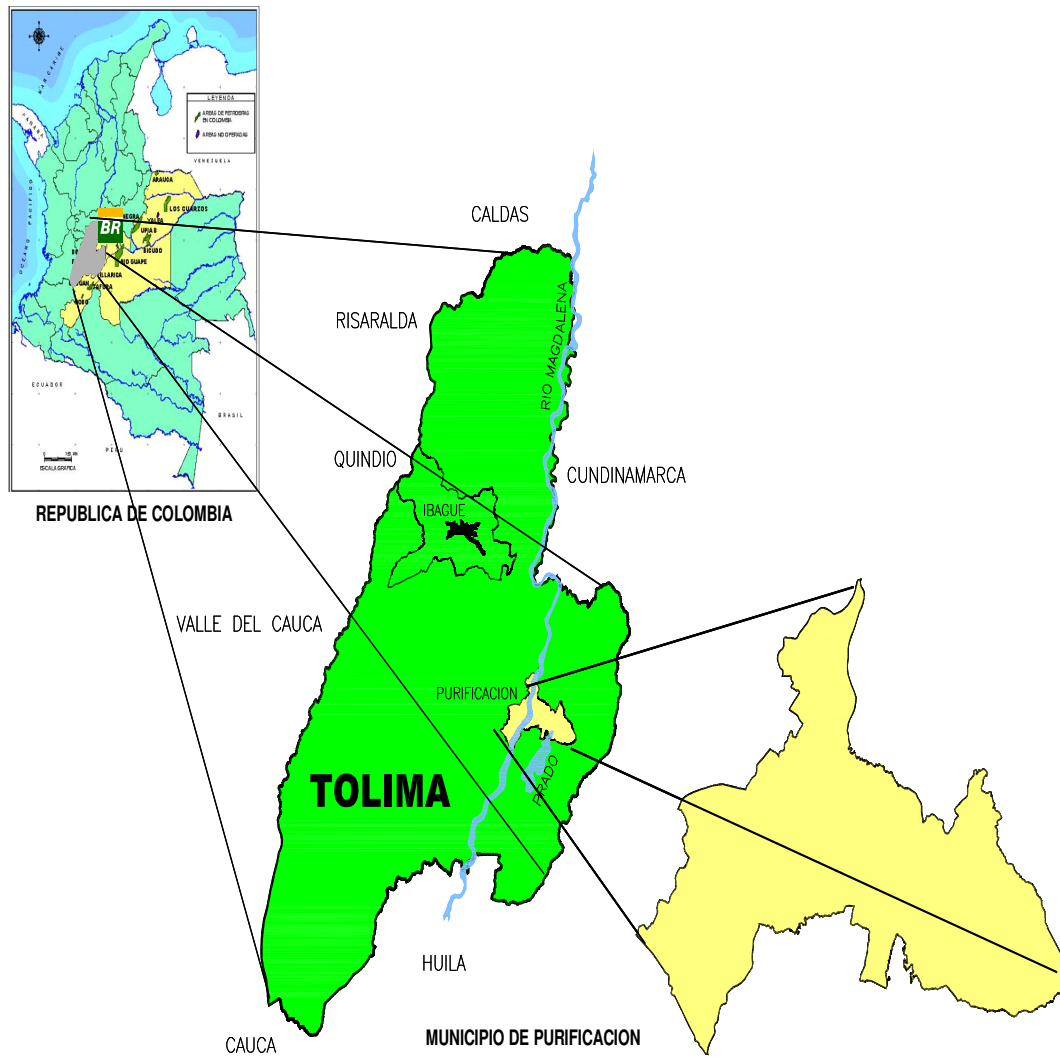


Figura #1 Ubicación geográfica Distrito Espinal-Petrobras

Los pozos que constituyen cada una de las estaciones son:

CAMPO	POZOS	TIPO / MÉTODO DE LEVANTAMIENTO
Matachín Norte	<i>Ven-1-3-10</i>	<i>Inyectorfes de agua</i>
	<i>Ven-4H-5H-6H-7-8H-9H-11-12H-14</i>	<i>Productores (ESP - PCP)</i>
Matachín Sur	<i>Rev-2-4H-5H-9Hst</i>	<i>Productores (ESP)</i>
	<i>Rev-3-7</i>	<i>Inyectores de gas y agua</i>
Purificación	<i>Pur-2-3-5-6</i>	<i>Productores (ESP)</i>
	<i>Pur-1</i>	<i>Inyector de agua</i>

Figura # 2 Nombre y tipo de pozos en el CPR-Espinal de Petrobras

El **campo Purificación** es una estructura generada de una tectónica compresional que formó el sinclinal de Purificación, la profundidad media de los pozos es de 5000 ft, es un yacimiento que se encuentra sobre el nivel del mar, el factor de recobro es del 29%, la porosidad es del 22%, la permeabilidad se encuentra entre 10 – 30 mD, API crudo es 33°, el mecanismo de producción es acuífero, actualmente se inyecta para disposición.

La formación productora del **campo Matachines** se encuentra delimitada por las fallas Prado, Venganza y una falla inversa; Las arenas productoras germinan de la formación Guadalupe y entre ellas se encuentra un chert intermedio que las divide en arenas superiores e inferiores.

El 95% de los pozos han sido perforados horizontalmente buscando navegar entre los paquetes productores de las arenas superiores e inferiores de la formación Guadalupe; Venganza 4H (para resumir V4H) y Venganza 12H (V12H) son pozos pinchan únicamente las arenas superiores, el resto de los pozos navegan entre los dos paquetes de arena, ver figura 3.

La mayoría de procedimientos de cañoneo han sido efectuados a 5 tiros por pie, desfasados usualmente a 72° utilizando dispositivos de cañoneo hidráulico de *casing gun* o *TCP*.

La profundidad promedio de los pozos del campo Matachines es de 6.000 pies, el yacimiento está sobre el nivel del mar, el factor de recobro está entre el 14 y 16%, la porosidad es del 18%, la permeabilidad oscila entre el 10 mD a 1500 mD, el crudo es de 26° API, el mecanismo de producción es acuífero con capa de gas y se inicio la recuperación secundaria en 2003.

1.3 Estratigrafía

En general el ambiente estratigráfico de depositación es marino, las areniscas productoras pertenecen a la formación Guadalupe y están delimitadas entre las formaciones Villeta y Guaduas, ver figura 3.1. Aunque la formación Caballos tiene producciones importantes en la asociación Caguán-Municipio de Neiva (Huila-Colombia), en el bloque Espinal los resultados no han sido positivos.

1.4 Facilidades de producción en el manejo del agua en superficie en el campo Matachines.

Debido a que el procedimiento de optimización del campo se concentrará únicamente en los pozos del campo Matachines y que una de las variables críticas es el manejo de agua, las características de distribución de la misma es: El sistema de manejo del agua en el campo Matachines (y en todo el campo Purificación) es cerrado, es decir, el agua producida es inmediatamente inyectada. En general, el campo Matachines produce aprox. 41000 bwpd, hay capacidad para desnatar 45000 bwpd, filtrar 54000 bwpd e inyectar 50000 bwpd. De manera particular se tiene:

La producción de agua de la estación Matachín Norte es de aprox. 31500 bwpd y la estación Matachín Sur es de 9500 bwpd

La estación MN cuenta con dos separadores generales V101, V102 y uno de prueba V103, ver figura 2.1, cada uno con una capacidad para manejar agua de 30000 bwpd, 20000 bwpd y 18000 bwpd respectivamente y la estación Matachín Sur cuenta con un separador de prueba y uno general, V601 y V602 cada uno con una capacidad para manejar 18000 y 30000 bwpd

El agua separada por las vasijas de Matachín Norte se dirige hacia tres desnatadores, V160 A-B-C, cada uno con capacidad para manejar 15000 bwpd para un total de 45000 bwpd. Matachín Sur no cuenta con sistema de desnate ni filtración y si se requiere sus aguas son tratadas en la estación Matachín Norte.

El agua desnatada en MataNorte se dirige a un tanque de almacenamiento de 5000 bls de agua y de allí el agua es tomada por un sistema de filtración con capacidad para manejar nominalmente 54000 bwpd. Luego, el agua filtrada pasa a un tanque que da cabeza a 2 bombas de inyección, P155A-B cada una con capacidad de inyectar 19000 bwpd para un total de 38000 bwpd. En la estación Matachín Sur se cuenta con un facilidad de inyección, P-601, para 12000 bwpd. El agua de la estación Matachín Norte es inyectada en tres pozos, Venganza 1,3 ó 10 y la de Matachín Sur en un pozo Revancha-7

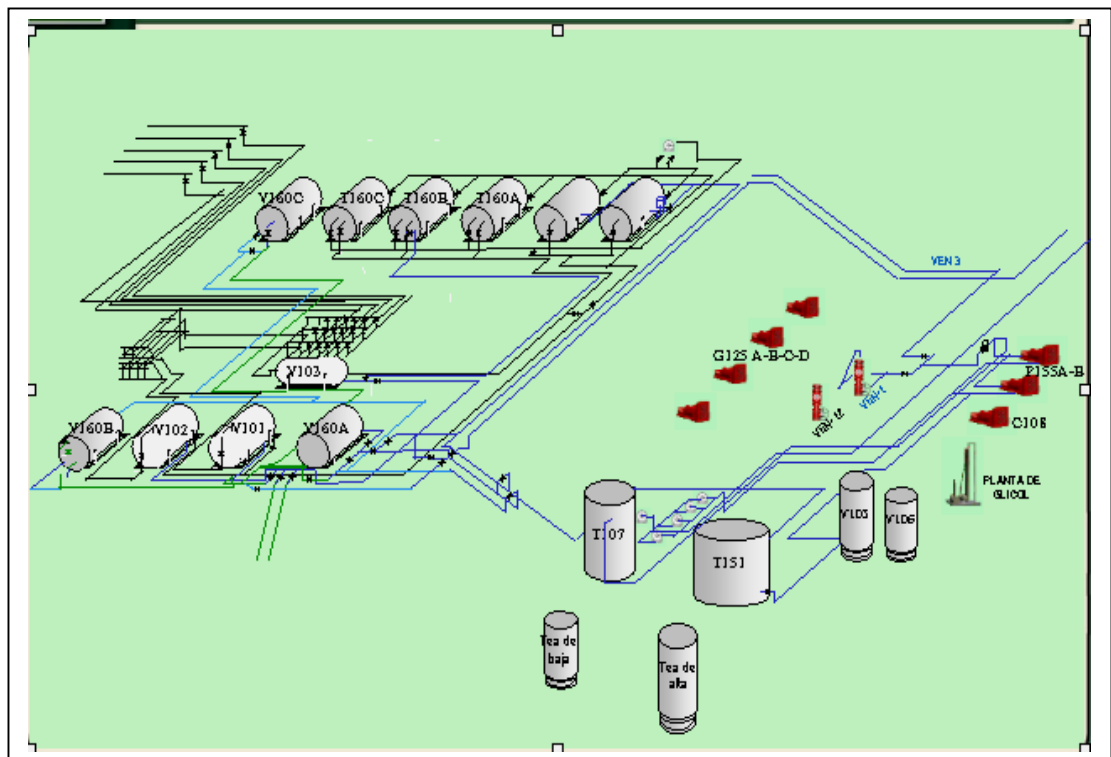


Fig. 2.1 Sistema de manejo del agua en la estación Matachín Norte

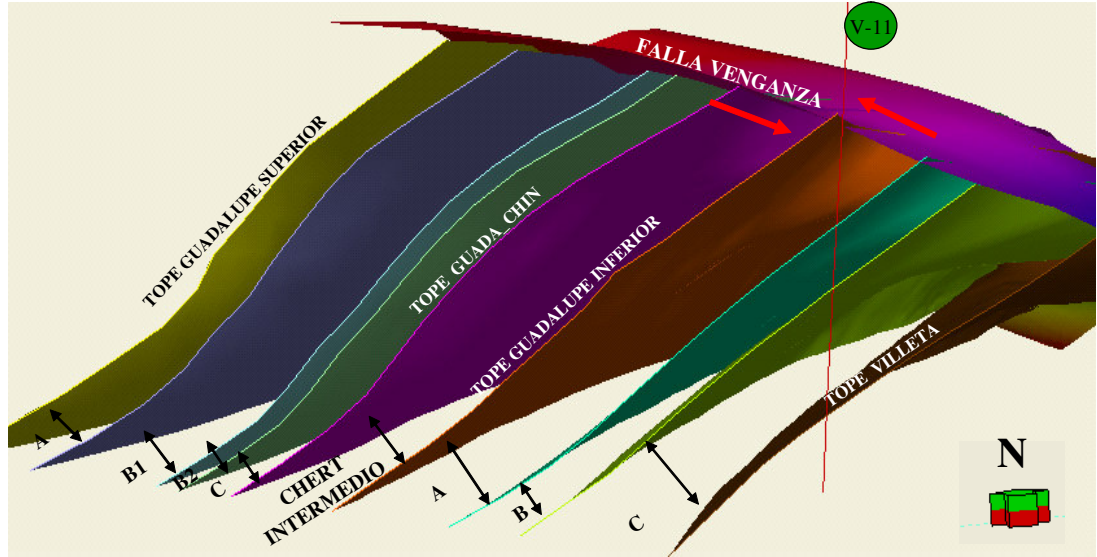


Figura # 3 Geología estructural de los miembros productores de Guadalupe en el Campo Matachines

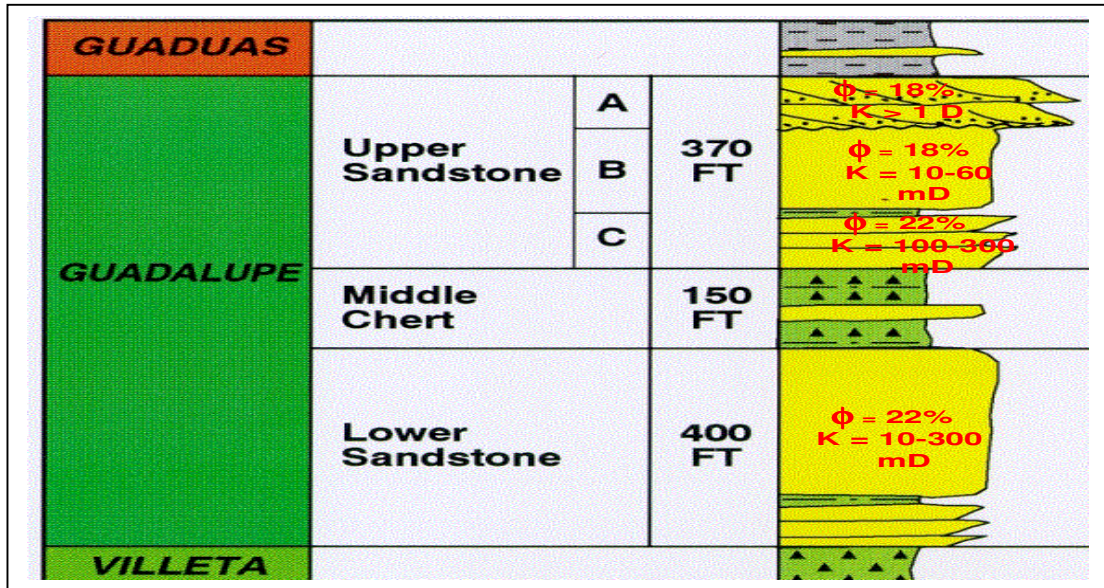


Figura # 3.1 Estratigrafía Campo Matachines

2. Descripción del software para calcular presión estática y presión de fondo fluyendo a partir de los registros acústicos.

El software es una hoja electrónica para calcular la presión estática, presión de fondo fluyendo, índice de productividad y nuevo nivel de fluido alcanzado después de modificar la rata de producción al pozo.

Consta, de 4 hojas etiquetadas así:

Trabajos, Información, Surv _emec y Resumen. Ver figura 4, página 12.

2.1 Contenido de la hoja “ Información ”

En esta hoja se ingresan los datos necesarios para que el software calcule las condiciones *de inflow y outflow* del pozo.

En la columna “A” se encontrará las etiquetas de la información que se debe introducir por cada pozo y entre las columnas “B” y “R” se almacena la data.

Básicamente la información a ingresar se obtiene de las pruebas diarias de producción del pozo, datos sobre los registros sónicos de nivel de fluido obtenidos por vía anular, el estado mecánico, registros de perforación de los pozos y cierta información del yacimiento como presión de burbuja y temperatura del yacimiento, ver figura 4, pág. 12.

Tal como se puede observar en la figura 4, existe un recuadro en la parte inferior derecha de la hoja “Información” que permite introducir la data necesaria para calcular alguna propiedad PVT a las presiones enunciadas en la

hoja “Trabajos” entre las filas 37 a 53, escogiendo la propiedad requerida en la misma hoja “Trabajos”, ver figura 5, página 15. Aunque la misma información se pregunta en la columna “A”, este recuadro se utiliza para tener la facilidad de obtener una propiedad PVT en cualquier momento si se desea compararla con cualquier propiedad PVT obtenida en laboratorio.

Es decir, los datos de entrada se deben ingresar en la hoja “Información” y la selección de la propiedad PVT y sus resultados se pueden apreciar en la hoja “Trabajos”, ver figura 4 y 5 respectivamente en la página 12 y 15.

Entre las filas 34 y 38 de la hoja “Información”, se digitan los datos sobre estado mecánico del pozo problema, el cual puede ser alimentado manualmente, sin embargo existe la facilidad de hacerlo automáticamente a partir de la información almacenada entre las filas 60-64 de la hoja “información”, y que puede ser llamada desde la hoja “trabajos” escogiendo el pozo desde la persiana etiquetada como “Id. Pozo”, tal como se observa en el recuadro de la figura 4.1 en la página 13.

Resumiendo lo anterior, la información básica de entrada en la hoja “Información” puede dividirse en cuatro grupos:

- *Condiciones de producción* como BSW, gravedad API del crudo, gravedad específica del gas y el agua, condiciones de cabeza de pozo como presión anular y temperatura, rata de la prueba, cromatografía del gas, (si se tiene), entre otros.

- *Información básica del yacimiento* como, temperatura promedio y presión de burbuja.
- *Condiciones del registro sónico* como: nivel de fluido medido en condiciones estáticas y estabilizadas de pozo, nivel de fluido fluyendo en condiciones dinámicas de producción, rata de restauración del anular o dp/dt obtenida en el momento de la toma del nivel de fluido.
- *Descripción de la sarta de producción* en cuanto a diámetros internos y profundidades de la misma.

Índice de productividad y sumergencia efectiva son parámetros que la hoja electrónica calculará, para ser utilizada como información de entrada al autograph al modelar las condiciones del levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.

2.2 Contenido de la hoja "Trabajos"

En esta hoja se puede escoger la correlación PVT y de flujo multifásico que mejor interpreta el comportamiento del pozo, ver fig. 5 en la página 15. Del mismo modo allí se escoge, si se requiere calcular, la presión estática o la sumergencia efectiva adquirida en el momento de querer modificar la rata de producción del pozo.

Igualmente, como se dijo en el inciso 2.1, puede escogerse allí el pozo del cual se requieren cálculos.

En la caja de diálogo “modificador de flujo” se ingresará un factor de ajuste entre los datos de campo y las correlaciones de flujo multifásico.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Informacion / Pozo	Yea-004H	Yea-005H	Yea-006H	Yea-007H	Yea-008H	Yea-009H	Yea-011H
19	Pres. de Restauración Csg, (psi)	2	0,2	4	2	2	2	0,4
20	Tiempo restauración, (min)	2	2	2	2	1	1	2
21	Nivel Estático Medido, (MD-ft)		1667	334	1435	821	828	2212
22	Coruros en ppm	3025	4998	2874	5657	2997	3005	5156
23	Frac. De N2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
24	Frac. De CO2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
25	Frac. De H2S	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
26	Presión en fondo a rata de la prueba, (psi)	612	1314		873			
27	Presión en fondo a rata deseada, (psi)		966	875	1251			589
28	Submergencia efectiva esperada, (ft)		768		2286			
29	Índice de productividad, [BF/psi]		20,89	14,17	1,48			0,97
30	Prof. Vertical, punto medio perforados, [ft]		4359		5107			5047
31								
32								
33	Profundidades medidas y diámetros varios de los	Prof, MC	OD, inch	ID, inch		DATA PARA PROPIEDADES PYT		
34	Profundidad del intake de la bomba	4445	4,5	3,992		Temperatura de Yacimiento, °F	119	
35	Profundidad punto medio de los perforados	6025				Rs @ Pburbuja scf/bl	163	
36	Profundidad y diámetro del casing	5167	9,625	8,681		API	26,4	
37	Profundidad y diámetro de liner	6666	7	6,184		Grav. Específica del Gas	0,779	
38	Profundidad y diámetro de liner ranurado	8692	4,5	3,875		Presión de burbujeo, psi	896	
39						Presión del Separador	50	
40						Temperatura del Separador, °F	90	
41						Grav. Esp. Gas @ cond. Sep.	0,684	
42						Geg @ 100 psi	0,65	
43						Cloruros	20000	
44								

Trabajos \ Informacion \ PVT \ SURV_EMEC \ RESUMEN /

Figura 4 Esquema para introducción de la información

31										
32	<i>Profundidades medidas y diámetros varios del estado mecánico</i>									
33		Prof, MD	OD, inch	ID, inch						
34	Profundidad del intake de la bomba	4445	4.5	3.992						
35	Profundidad punto medio de los perforados	6025								
36	Profundidad y diámetro del casing	5167	9.625	8.681						
37	Profundidad y diámetro de liner	6666	7	6.184						
38	Profundidad y diámetro de liner ranurado	8692	4.5	3.875						
39										
40										
41										
42										
43										
44										
45										
46										
47										
48										
49										
50										
51										
52										
53										
54										
55										
56										
57	<i>Profundidades medidas y diámetros varios del estado mecánico</i>									
58		Ven-004H			Ven-005H			Ven-006H		
59		Prof, MD	OD, inch	ID, inch	Prof, MD	OD, inch	ID, inch	Prof, MD	OD, inch	ID, inch
60	Profundidad del intake de la bomba	4337	4.5	3.992	4445	4.5	3.992	4354	4.5	
61	Profundidad punto medio de los perforados	7303			6025			5350		
62	Profundidad y diámetro del casing	4842	9.625	8.681	5167	9.625	8.681	4697	9.625	8.681
63	Profundidad y diámetro de liner	7826	7	6.184	6666	7	6.184	5867	7	6.184
64	Profundidad y diámetro de liner ranurado				8692	4.5	3.875	7414	4.5	3.875
65										

Cálculo requerido: 2 Nivel @ rata deseada Id. POZO: VEN-005H
 Correlaciones PYT de los fluidos:
 Pb en psia: Standing
 Rs en PCS/BSS: Standing
 Bo en BV/BSS: Standing
 Uo en cp: Beggs&Robinson
 Co en 1/psi: Kartostmodjo&Schmidt
 Rsw en Sd/STB: McCain
 Bw en BV/BSS: Numbere,Brigham y St.
 Cw en 1/psi: Numbere y Coals
 Uw en cp: Meehan
 Presión en: 20.89

Figura 4.1 Actualización automática de los estados mecánicos

Un modificador de flujo ideal sería cero, lo que indicaría que no se ha alterado en absoluto las propiedades de las correlaciones de flujo multifásico original y que estas interpretan adecuadamente las mediciones de campo.

En la parte inferior se podrá observar los resultados de la correlación PVT utilizada y cuya información de entrada ha sido ingresada como se dijo anteriormente en la hoja "Información". Estos resultados pueden ser utilizados para comparar los resultados PVT obtenidos en laboratorio con la correlación PVT utilizada.

2.3 Contenido de la hoja "SURV_EMEC"

En esta hoja se actualiza los registros de perforación de cada pozo, esto es, las profundidades medidas y verticales del pozo. El objetivo de estas medidas es calcular con precisión las capacidades de las columnas líquidas en el pozo de Interés, el peso de la misma y la presión ejercida en su base, ver figura 6, página 16.

En el procedimiento de optimización del pozo Ven-5H, descrito en el anexo 1, se introducirá la información básica de producción de este pozo y los resultados finales de presión estática, índice de productividad y sumergencia efectiva final a la rata deseada, la presión estática y el índice de productividad se tendrá en cuenta como información de entrada al software corporativo autograph para rediseñar las instalaciones que así lo requieran.

6

7 **Cálculo requerido** 2.Nivel @ rata de seala 14. POZ VFN-005H

8

9

10 Correlaciones PVT de los fluidos

11 P_b en psia Starling

12 R_o en PC@B0 Standing

13 B_o en BV/B0 Starling

14 U_o en cp Beggs & Robinson

15 C_o en ft/d VanoolmatlosSchmidt

16 R_w en bot@B B McCain

17 B_w en BV/B0 Mumbere, Brigham y Gk

18 C_w en ft/psl Mumbere y Cook

19 U_w en cp Meehan

20 B_g en BV/PC0 E. De B lalos

21 U_g en cp Carr-Ikobazhgi-Suroi

22 CALCULAR

23 Modificador de flujo 0

24 Correlación de flujo multifásico 3.HagedornBrown

25 Presión en fondo aralade la prueba, psi 1314

26 Presión en fondo a la rata de seala, psi 966

27 **Indice de productividad** 20.89

28 **Submergencia Efectiva, ft** 768

29

30

31

32

33

34

35 DATOS PVT

Presión (psi)	R_o (pcf/Bbl) carr	B_o (Bbl/STB) carr	U_o (cp) carr	(R_o)lab	(B_o)lab	(U_o)lab
3000	686	1,335	2,24			
2500	551	1,267	2,82			
2000	422	1,205	3,58			
1500	299	1,148	4,57			

36

37

38

39

40

Trabajos / Información / PVT / SURV_EMEC / RESUMEN /

Figura 5 Descripción de la hoja "Trabajos"

A	B	C	D	E	F	G	H	I
	VEN-4H		VEN-5H		VEN-6 H		VEN-7H	
	TMD	TVD	TMD	TVD	TMD	TVD	TMD	TVD
	0	0	0	0	0	0	0	0,00
	458	457,93	272	0	336	336	80	80,00
	547	546,89	302	301,99	452	451,99	136	135,99
	817	816,7	614	613,97	542	541,98	198	197,98
	1095	1094,39	633	632,97	754	753,97	257	256,97
	1371	1369,94	724	723,96	1095	1094,95	319	318,96
	1650	1648,28	816	815,95	1305	1304,85	380	379,95
	1960	1957,1	905	904,94	1394	1393,75	442	441,93
	2015	2011,85	997	996,93	1486	1485,61	472	471,92
	2046	2042,71	1085	1084,92	1557	1556,5	563	562,89
	2077	2073,57	1176	1175,91	1579	1578,46	655	654,88
	2108	2104,44	1269	1268,89	1610	1609,42	748	747,85
	2139	2135,32	1343	1342,85	1642	1641,37	839	838,79
	2170	2166,21	1383	1382,77	1671	1670,33	902	901,76
	2201	2197,1	1476	1475,2	1702	1701,29	956	955,74
	2231	2227,01	1512	1510,81	1732	1731,26	1006	1005,72
	2262	2257,92	1552	1550,32	1764	1763,23	1053	1052,70
	2294	2289,84	1603	1600,65	1795	1794,2	1117	1116,68
	2324	2319,77	1634	1631,23	1826	1825,17	1179	1178,66
	2355	2350,74	1665	1662,81	1857	1856,15	1240	1239,64

Figura 6 Registro de perforación en profundidad medida y vertical

La información de entrada correspondiente al pozo V5H será:

Rata de la Prueba (BFPD)	7731
Rata deseada, (BFPD)	18500
Corte de Agua (%)	90.3
Gravedad API	28
Gravedad Específica del Gas	0.767
Grav. Especifica a cond. de separador	0.7
Gravedad Específica del Agua	1.05
Temp. Del Separador (°F)	122
TWH (°F)	140
Temperatura prom. del yac. (°F)	155
Presión del Separador (psia)	45
CHP, psi	480
Presión de Burbuja (psia)	1544
GOR en scf/stbo	561
RGL en scf/stb	52
Nivel Dinámico de Fluido Medido, (MD-ft)	2021
Pres. de Restauración Csg, (psi)	0.2
Tiempo restauración, (min)	2
Sólidos totales disueltos en ppm	4898
Fracc. De N2	0.4

Profundidades medidas y diámetros varios del estado mecánico

	Prof, MD	OD, inch	ID, inch
Profundidad del intake de la bomba	4445	4.5	3.992
Profundidad punto medio de los perforados	6025		
Profundidad y diámetro primer revestidor	5167	9.625	8.681
Profundidad y diámetro del segundo revestidor	6666	7	6.184
Profundidad y diámetro del tercer revestidor	8692	4.5	3.5

Tabla 1 Datos de entrada al software de optimización

Al procesar esta información, se puede diagnosticar la energía del yacimiento, es decir, el comportamiento de afluencia del mismo (IPR).

Es muy importante resaltar que a medida que se desconozca la información preliminar mínima, los resultados serán imprecisos. La ingeniería de fluidos y la tecnología acústica coloca en nuestras manos las herramientas necesarias que nos permiten aprovechar el delta de utilidades brindado por los pozos para diseñar o rediseñar levantamientos actuales.

El propósito del siguiente documento es mostrar un método de cálculo ceñido en su procedimiento a la diversa literatura encontrada en el levantamiento artificial, la decisión de cual es el mejor método se basará en cientos de resultados obtenidos a partir de pruebas de campo.

3. Aspectos conceptuales sobre el cálculo de las presiones de fondo estática y de fondo fluyendo.

3.1 Presión estática

La presión estática de fondo puede ser obtenida, como se dijo anteriormente, durante las etapas previas a un trabajo de reparación del pozo, cuando este se encuentra parado y se alcanza la estabilización anular del nivel de fluido¹.

El valor de la presión estática en el pozo se obtiene a partir de la suma de:

- registro anular de presión en superficie,
- la presión ejercida por la columna gaseosa desde la cabeza del pozo al nivel de fluido, y
- la presión ejercida por las columnas líquidas hasta el punto medio de los perforados, ver Fig. 7 en la página 20.

3.1.1 La presión anular en superficie se mide con un manómetro calibrado y en ocasiones es un alto porcentaje de la presión final obtenida (fig7-punto 1),

3.1.2 Cálculo de la presión de la columna gaseosa

La presión de la columna gaseosa a cualquier profundidad se calcula usando la ecuación:

$$P_{gD} = CHP * \exp(\rho_g * D / (53.34 * T^2 * Z)) \quad \text{Ecuación 1}$$

¹ McCoy J.N. Acoustic Static Bottomhole Pressure. SPE 13810 , 1985

La presión de la columna gaseosa³ es usualmente obtenida a partir de iteraciones sucesivas, que inician suponiendo que toda la columna gaseosa es metano y utilizan como información de entrada la gravedad del gas, gradiente de temperatura de la columna gaseosa, presión de superficie y profundidad vertical de la columna gaseosa

En la determinación del factor de compresibilidad del gas, se utiliza el promedio aritmético de presión y temperatura entre cabeza del pozo y el fondo, y es razonable porque la densidad del gas es aproximadamente constante a medida que se profundiza el cálculo y la temperatura incrementa suavemente. (fig7-sección

1-2),

El desarrollo analítico de la presión en la columna gaseosa del pozo problema se observa en el anexo 1.

3.1.3 Cálculo de la presión de la columna de aceite

(fig7-entre las secciones 2-4),

Este cálculo supone inicialmente que el aceite es muerto y no contiene gas en solución. Con esta suposición, con la capacidad anular del pozo, las profundidades medidas y verticales obtenidas en el registro de perforación y el BSW, se obtiene el volumen que ocuparía el aceite al interior del pozo; Con la proporción entre volumen ocupado por el aceite y la capacidad de la tubería ocupada por el aceite se encontrará la profundidad medida en la base de la columna de aceite y se interpola la correspondiente profundidad vertical a esa profundidad medida; con la diferencia entre esta profundidad vertical y el

³ Petroleum Engineer Handbook,, Houston –Texas. 1998, Cap. V- Gas Lift, p. 5-17

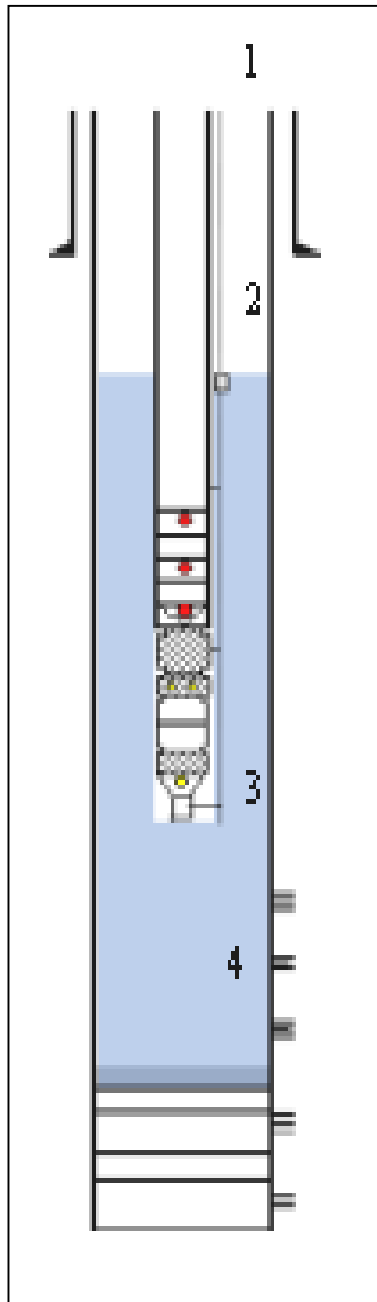


Fig. 7 Geometría anular de los fluidos para el cálculo de la presión de fondo

nivel de fluido vertical se obtendrá la altura vertical de esa porción de aceite y se calculará la presión ejercida por esta columna aceitosa muerta.

Luego el aceite muerto es llevado a condiciones de presión y temperatura de aceite vivo, (que contiene gas en solución) mediante la correlación PVT apropiada según sea caso (por encima o debajo del punto de burbuja).

Luego se recalcula la presión estática en la base de la columna aceitosa de aceite vivo; y después se compara la diferencia entre la presión estática de aceite muerto y aceite vivo, si su diferencia absoluta es menor a 0.5 psi, el procedimiento parará y se reportará esa presión como el valor estático en la base de la columna de aceite; de lo contrario continuará el proceso iterativo retomando la temperatura y la presión de aceite vivo calculado anteriormente y calculando una la nueva presión de aceite vivo;

El ciclo parará hasta que se cumpla la condición de que la diferencia entre los valores absolutos de presión de aceite vivo calculados sucesivamente no superen media libra.

3.1.4 Cálculo de la presión de la columna acuosa

El procedimiento de cálculo en esta sección tiene el mismo procedimiento iterativo y de cálculo utilizado en la sección anterior, la única diferencia consiste en que las propiedades PVT halladas deben ser para la columna acuosa y no aceitosa. De antemano sabemos que la altura vertical de la columna de agua es la diferencia entre las profundidades verticales del punto medio de los perforados y la base de la columna aceitosa.

Inicialmente suponemos que el agua es muerta, calculamos su densidad, gradiente del líquido, y posteriormente la primera presión promedio con la que inicia la iteración.

El correspondiente cálculo de la presión estática de la columna acuosa podrá apreciarse en el anexo1

3.2 Condiciones fluyendo - Determinación de la sumergencia efectiva obtenida a partir de una rata deseada

El objetivo final del procesamiento de las condiciones fluyendo por vía anular, es determinar la sumergencia efectiva final de líquidos sobre la succión de la bomba, al modificar la rata de producción de fluidos, ver fig. 7, página 20, secciones 2-3.

La determinación de la sumergencia efectiva adquirida por el pozo a partir de una rata deseada utiliza algunos conceptos de cálculo del anterior ítem pero adiciona otros conceptos con respecto a los cálculos de columna de líquido en condiciones fluyendo:

- Presión registrada en el revestidor, (fig 7, punto 1)
- Presión de la columna gaseosa hasta el nivel de fluido, (fig. 7 sección 1-2, se calcula el peso de una columna gaseosa)
- Presión de la columna líquido-gaseosa desde el nivel de fluido hasta la succión de la bomba, (fig. 7 sección 2-3, se utiliza la correlación de McCoy)

- Presión de fondo fluyendo desde la succión de la bomba hasta el punto medio de los perforados, (fig. 7 sección 3-4, se utilizan las correlaciones de flujo multifásico por Orkisewski, Beggs and Brill y Hagedorn and Brown)
- Presión de fondo fluyendo adquirida a la nueva rata deseada, (fig. 7 punto 4, se utiliza la correlación de Vogel para estimar las relaciones de índice de productividad, IPR)
- nueva presión en la succión de la bomba a partir de la presión de fondo fluyendo adquirida, (fig. 7 sección 4-3, correlaciones de flujo multifásico)
- nuevo nivel de fluido a partir de la presión en la succión de la bomba, (fig. 7 sección 3-a determinar, correlación de McCoy)

El siguiente documento busca generar un método de cálculo ceñido en su procedimiento a la diversa literatura encontrada en el levantamiento artificial, es una guía para obtener buenos resultados y a la vez lograr un factor único de ajuste que iguale las condiciones de campo.

3.2.1 Cálculo de la presión ejercida por los fluidos anulares desde el nivel de fluido a la succión de la bomba

Durante experiencias de campo se observó que las ratas anulares de flujo de gas obtenidas por los registradores acústicos, eran menores que las medidas por los registradores en cabeza de pozo⁴. El error fue el resultado de considerar solamente el volumen de gas sobre el nivel de líquido y despreciar el volumen de gas presente en forma de burbujas en la columna líquido-

⁴ McCoy J. N. , Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure. 1987. p.4

gaseosa. El procedimiento se corrigió al implementar una prueba corta de restauración de presión en el anular durante el procedimiento de toma de niveles de fluido la cual si tenía en cuenta los efectos generados por las burbujas de gas en los fluidos anulares, determinando más exactamente la fracción efectiva de aceite en esa columna liquido-gaseosa y por ende la sumergencia efectiva.

Para obtener la fracción efectiva de aceite fue necesario correlacionar a esta con el producto entre la profundidad ajustada y la presión de restauración anular $Da * (dP/dT)$.

McCoy et al, contribuyeron enormemente a la comprensión del comportamiento de estas columnas liquido-gaseosas.

La relación gráfica existente entre $Da * (dP/dT)$ vs. f_o y las pruebas reales de campo, observada en la figura 7.1, se obtuvo a través de ciento de evaluaciones que utilizaban revestidores entre 4.5 y 12 in, gravedades API entre 32 y 43 °API, columnas líquido-gaseosas de más de 5000 ft con profundidades que superan los 9000 ft, ratas de flujo anular entre 13 y 120 MscfD, fracciones de aceite entre 20 y 77%, gradientes de temperatura normal entre 0.9 y .2 °F/100 ft. La correlación lleva implícita el efecto de la temperatura y el factor de compresibilidad del gas.

A partir de la figura 7.1 se dedujo la siguiente correlación

$$Fo = a + b / (1 + ((Da * (dp/dt) - c) / d)^2) \quad \text{Ecuación 2}$$

$$a=0.19757488 ; b=0.77916457 ; c=-380.19157 ; d=1984.5581$$

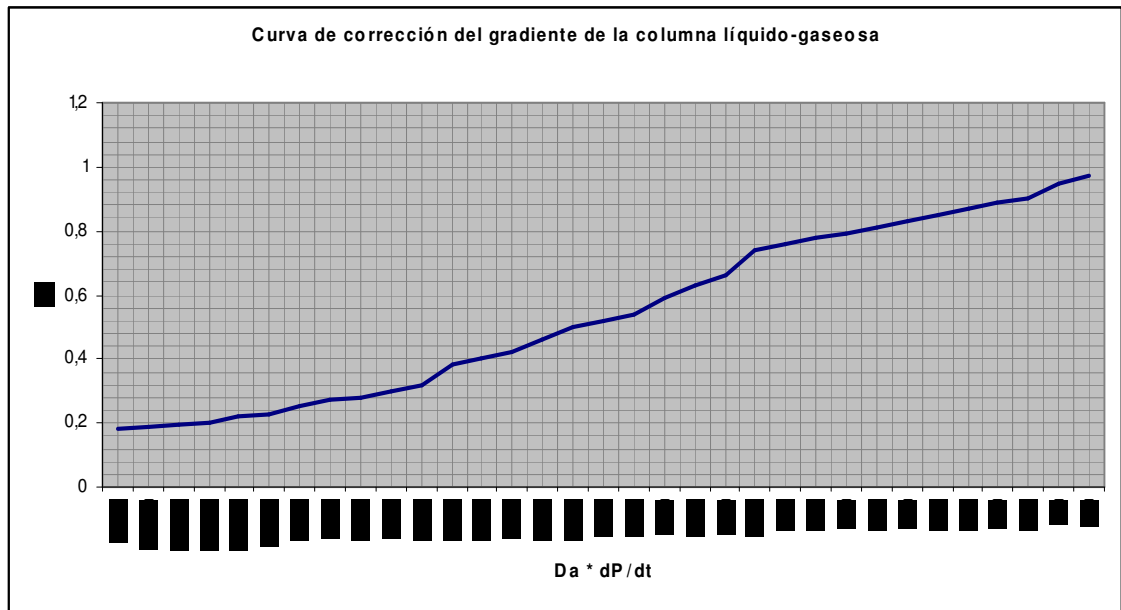


Figura 7.1 Profundidad ajustada corregida vs fracción efectiva de aceite

Debido a que el producto entre la profundidad ajustada por la tasa de restauración del casing, Da^* (dp/dt), es función de la fracción efectiva de aceite y viceversa, la fracción efectiva de aceite se obtiene a través de un proceso iterativo así:

Se inicia con una fracción efectiva de uno, suponiendo que la columna es aceite completamente, $F_{o-1}=1$, luego se calcula la primera profundidad ajustada al nivel de líquido,

$$Da_1 = NF_TVD + (1 - F_o) * L ; \text{ Ecuación 3}$$

(L es la diferencia entre la profundidad del nivel medido y la de la succión de la bomba, según denotación del artículo original de McCoy)²,

Posteriormente, la profundidad obtenida anteriormente se corrige con la prueba de restauración de presión, $D_a \cdot (dp/dt)$, y se obtiene la nueva fracción efectiva de aceite a través la correlación 2 de la página 25 enunciada anteriormente y representada por la figura 7.1, si la diferencia entre la fracción efectiva supuesta inicialmente ($F_o=1$) con la hallada es de 0.001, el proceso iterativo parará, de lo contrario se ingresa la fracción efectiva obtenida recientemente a la ecuación 3 y se recalcula esta profundidad, D_{a2} , se multiplica con la tasa de restauración del revestidor y se lee la nueva fracción efectiva de aceite a partir de la ecuación 2, F_{o-2} , si la diferencia absoluta entre las fracciones efectivas halladas es menor a 0.001, el procedimiento iterativo parará y se calculará la presión de fondo fluyendo así:

$$P_{wf} = CHP + P_{gc} + g_o * F_o * L \quad \text{Ecuación 4}$$

Un cálculo sencillo para el pozo V5H sería:

Nivel de fluido, MD	2011 ft
Prof. Intake de la bomba	3870 ft
Gravedad API del aceite	28°
Gradiente del aceite	0.3844
Presión build-up en el revestidor	7.25 psi
Tiempo de restauración	10 min.
CHP mas Pgc, psi	506 psi
dP / dT	0.725 psi / min

Da, ft	$D_L + (1 - fo) * L$	$2011 + (1 - 1) * (3870 - 2012) = 2012$
dP / dT	* Da	966 psi-ft / min
fo	, de la figura	0.75
Da		2483 ft

La iteración continua hasta que la fracción efectiva de aceite converja

Da	(dP / dT) * Da	fo
2198	220	0.900373
2198	220	0.8978368

luego $P_{wf \text{ int-pump}} = 506 + 0.3844 * 0.8978368 * (3870 - 2012) = 1149 \text{ psi}$

Se debe tener mucho cuidado al medir la rata de restauración del casing. En una rata de restauración de 1 psi en 10 minutos, se puede obtener una fracción efectiva de aceite de 0.8. Como mínimo se debe usar una rata de restauración de presión de 10 psi o 10 minutos para lograr buenos resultados.

3.2.2 Cálculo del gradiente de presión entre la succión de la bomba y el punto medio de los perforados.

A fin de predecir la presión en condiciones de fondo fluyendo en el punto medio de los perforados se emplean las correlaciones de flujo multifásico; su base es la ecuación de general de la energía y el principio se orienta a calcular la distribución volumétrica ocupada en la tubería por el líquido y el gas en condiciones fluyendo; la porción de la tubería ocupada por el líquido es llamada

hold-up, H_L , y una vez este ha sido obtenido, la densidad de la mezcla de gas y líquido puede ser calculada mediante la ecuación ⁵:

$$\rho_m = \rho_L * H_L + \rho_g * (1-H_L) \quad \text{Ecuación 5}$$

Algunos investigadores calculan el gradiente de presión sin tener en cuenta los efectos de deslizamiento sobre la determinación del H_L , no obstante, no tenerlo en cuenta por experiencia no ha impedido el correcto cálculo del gradiente de presión.

El gradiente de presión (o rata de cambio de presión con respecto a la unidad de longitud de tubería) para flujo multifásico vertical, es la suma de tres factores de contribución: gradiente de presión hidrostática, gradiente de presión por pérdidas de fricción y gradiente de presión debido a la aceleración de fluidos, los efectos de las reacciones químicas entre las fases es despreciada, sin embargo, los factores físicos que afectan el comportamiento PVT de los fluidos si son incluidos.

El procedimiento para calcular el gradiente de presión en un flujo de fluidos a partir de la ecuación general será:

a.) Se debe obtener los tres gradientes de contribución al gradiente total de presión , $dp/dh_{total} = dp/dh_{elevación} + dp/dh_{fricción} + dp/dh_{aceleración}$

⁵ Brown, Kermit E. " The Technology of Artificial Methods Vol I Apéndice C-43.Univ. de Tulsa.1978.

b.) Determinar $dp/dh_{\text{elevación}}$ calculando ρ_m prom, utilizando la correlación apropiada para hallar H_L sin efectos de deslizamiento o con él.

b.1) Se puede requerir la determinación del patrón de flujo o no

$$\rho_m = \rho_L * H_L + \rho_g * (1-H_L)$$

c.) Calcular $dp/dh_{\text{fricción}} = f_m \rho_m v_m^2 / (2g_c d)$

De la correlación apropiada se determina f_m , su determinación puede ser o no independiente del patrón de flujo.

d.) Calcular $dp/dh_{\text{aceleración}} = \rho_m \Delta(v_m^2) / (2g_c dh)$

la aceleración puede ser tomada de diferente manera dependiendo del investigador

e.) Resolver $dp/dh_{\text{total}} = dp/dh_{\text{elevación}} + dp/dh_{\text{fricción}} + dp/dh_{\text{aceleración}}$

$$= (g/g_c) \rho_m + f_m \rho_m v_m^2 / (2g_c d) + \rho_m \Delta(v_m^2) / (2g_c dh)$$

3.2.3 Cálculo de la presión de fondo fluyendo requerida a la rata deseada

El índice de productividad representa la relación entre la cantidad de dinero que nos puede entregar un yacimiento y el gradiente de energía necesario para lograr ese propósito.

Los yacimientos pueden estar influenciados por uno o diversos mecanismos de empujes como acuíferos activos, expansión por capa de gas, o empuje por gas en solución. Cuando este último sucede la relación entre la tasa de flujo y el caída de presión entre la estática y la de fondo fluyendo deja de ser lineal debido a que el yacimiento ha caído por debajo del punto de burbuja.

En consecuencia el índice de productividad no solo cambia con el tiempo sino con la producción acumulada o los incrementos de *drawdown*. En ocasiones esto se explica porque hay cambios de permeabilidad de aceite en la cara de la arena por excesivas ratas de producción.

Cuando la presión del yacimiento supera la presión de burbuja el IP es ⁶

$$Q_o / q_{m\acute{a}x} = 1 - (P_{wf} / P_r) \quad \text{Ecuación 6}$$

Si por el contrario la presión del yacimiento es superada por la presión de burbuja la relación de índice de productividad es gobernada por la ecuación:

$$q_o / q_{m\acute{a}x} = 1 - 0.2 * (P_{wf} / P_r) - 0.8 * (P_{wf} / P_r)^2 \quad \text{Ecuación 6.1}$$

El máximo error en el uso de esta ecuación sucede cuando se utiliza a muy bajas ratas de producción o poca caída de presión entre la estática y la de fondo fluyendo, sin embargo, se ha encontrado que los errores no han excedido el 10%.

⁶ Brown, Kermit E. " The Technology of Artificial Methods Vol I-IV".U. Tulsa.1978

Adicionalmente la relación es imprecisa cuando existen otros tipos de empuje, no obstante, se da el caso que al utilizarla se dan buenos resultados.

Igualmente, la relación según el autor, aplica correctamente en sistemas monofásicos o bifásicos, pero, en algunos casos se ha utilizado la relación en flujos de tres fases con aceptables resultados.

Otra manera de expresar el IPR es

$$P_{wf} = 0.125 * Pr * (-1 + (81 - 80) * (q_o / q_{m\acute{a}x}))^{1/2} \quad \text{ecuación 7}$$

El anexo 1 utiliza dentro de su desarrollo estos conceptos.

Una vez obtenida la presión de fondo fluyendo a la rata deseada, el procedimiento se invierte para calcular el nuevo nivel de fluido adquirido por el pozo, teniendo en cuenta lo enunciado en los ítems 3.2.1, 3.2.2 sobre el cálculo de las presiones fluyendo.

El cálculo del nuevo nivel de fluido por encima de la succión de la bomba es un procedimiento iterativo. Consiste en desarrollar un bucle que inicia suponiendo y calculando la presión de fondo fluyendo ejercida por un pie de columna aceitosa sobre la succión de la bomba utilizando el mismo procedimiento descrito en el inciso 3.2.1, si esta presión calculada es igual a la presión de fondo fluyendo calculada con la correlación de flujo multifásico el ciclo parará, de lo contrario continuará iterando hasta que estas diferencias de presiones sean menores a 0.5 psi en este punto, la sumergencia efectiva final será la altura de columna supuesta sobre la succión de la bomba por la fracción efectiva de aceite iterada.

3.2.4 Análisis de declinación

Llámesse “ d_a ”, el ritmo de la declinación exponencial anual entre dos ratas de producción

$$q_2 = q_1 * (1 - d_a) \quad \text{Ecuación 8}$$

El ritmo de declinación mensual será:

$$(1 - d_m)^{12} = 1 - d_a \quad \text{Ecuación 9}$$

Llámesse a “ b ” la rata de declinación continua, y defínasele como un cambio constante en la pérdida de producción por unidad de tiempo, es decir:

$$\text{Exp}(-b) = 1 - d_a \quad ; \quad b_a = -\ln(1 - d_a) \quad \text{Ecuación 10}$$

En un mes

$$b_m = b_a / 12$$

Al considerar una rata de producción dada, la rata proyectada a un tiempo de vida determinado del pozo será:

$$q = q_0 \exp(-b(t - t_0)) \quad \text{Ecuación 10}$$

Llámesese $T = t - t_0$, el tiempo de vida del pozo

El período de vida en un pozo, en un año o mes será:

$$T = \ln (q * 365 / (q_0 * 365)) / b_a$$

$$T = \ln (q * 30.42 / (q_0 * 30.42)) / b_m$$

y llámese “ ΔQ ” la diferencia de producción acumulada entre dos ratas de producción a una tasa de declinación continua, definida por:

$$\Delta Q = (q_1 - q_2) / b_a \text{ ó } m$$

4. Condiciones finales de optimización de la producción de fluidos en el CPR-Espinal

El proyecto de levantar mayor cantidad de fluidos desde el fondo de los pozos en Matachines requerirá de grandes inversiones en generación eléctrica, manejo e inyección de agua en superficie, porque más aceite implica más agua y levantar más agua requiere más potencia; Mas potencia y manejo de agua son ítems importantes al momento de la toma de una decisión.

Con la puesta en marcha del proyecto en algunos pozos, se esperan aproximadamente **1048** STBO adicionales de aceite pero igualmente **17578** barriles de agua mas, prácticamente un equipo de bombeo adicional. En la tabla 2 de la página 35, la fila “BSW ACT-FUTURO” tendrá en cuenta cierto incremento del BSW sobre la rata final de fluidos producidos.

Los resultados de la optimización de los fluidos de producción en los pozos V5H, V8H, V6H, V12H, R4H se mencionan en la tabla 2. Fila por fila se compara la condición actual de producción y la condición esperada si se adecuan las facilidades de levantamiento artificial para producir mayor cantidad de fluidos, en la columna 7 de la tabla 2, se menciona que es posible producir adicionalmente 1048 barriles estándar de aceite pero que además se elevarán a superficie 17578 barriles de agua.

En la tabla 2.1 se menciona las necesidades de cambio en el levantamiento artificial electrosumergible pozo por pozo.

POZO	V5H	V8H	V6H	V12H	R4H	DIF.
BSW ACT-FUTURO	90.7 / 94	93.6	93	95.8	92 / 94	
RATA ACTUAL	7731	1981	10179	6647	3325	
RATA ESPERADA	18500	3329	15000	9000	6000	
OIL ACTUAL	721	109	712	280	242	
OIL ESPERADO	1110	214	1050	378	360	
DIFERENCIA OIL	389	105	338	98	118	1048
AGUA ACTUAL	6978	1872	9466	6367	3091	
AGUA ESPERADA	14025	3315	13950	8622	5640	
DIFERENCIA AGUA	7047	1243	4484	2255	2549	17578
SUMERG. ACTUAL	1340	1120	839	1168	1692	
SUMERG.FUTURA	462	422	272	247	181	

Tabla 2 Condiciones esperadas después de la optimización del levantamiento

POZO	CONDICIÓN	TRAFO SUT	VSD	PUMP	MOTOR
V5H	ACTUAL	390 KVA-469 AMP	VT-4300-390KVA-469 AMP	91GC-6100	304 HP-1900 VOLT-98 AMP
	REDISEÑO	1000 KVA - 1202 AMP	VT-8700 - 1000 KVA -1202 AMP	64KC-15500	760 HP-3900 VOLT-98 AMP
V8H	ACTUAL	260 KVA - 313 AMP	VT-2250-260 KVA-313 AMP	184FC-2700	228 HP-1425 VOLT-98 AMP
	REDISEÑO	390 KVA-469 AMP	VT-4300-390KVA-469 AMP	103GC-4100	304 HP-1900 VOLT-98 AMP
V6H	ACTUAL	520 KVA - 900 AMP	VT-8700 - 1000 KVA -1202 AMP	184FC-2700	228 HP-1425 VOLT-98 AMP
	REDISEÑO	1000 KVA - 1202 AMP	VT-8700 - 1000 KVA -1202 AMP	64KC-15500	684 HP-3390 VOLT-123 AMP
V12H	ACTUAL	400 KVA - 463 AMP	VT-4350 -390 KVA-469 AMP	95GC-6100	304 HP-1900 VOLT-98 AMP
	REDISEÑO	748 KVA - 900 AMP	VT-8700 -748 KVA-900 AMP	91GC-10000	608 HP-3900 VOLT-98 AMP
R4H	ACTUAL	390 KVA - 469 AMP	VT-2250 -260 KVA-313 AMP	120GC-2900	228 HP-1425 VOLT-98 AMP
	REDISEÑO	748 KVA - 900 AMP	VT-8600 -624 KVA-750 AMP	95GC-6100	456 HP-2850 VOLT-98 AMP

Tabla 2.1 Cambios requeridos en las ESP para optimizar producción

5. Implementación inicial del proyecto en el pozo V5H

El 17-mayo-06 el levantamiento del pozo V5H presentó una falla limitándose en frecuencia a 8 Hz, se revisaron condiciones eléctricas en superficie y se diagnosticó equipo de fondo aterrizado. El tiempo de funcionamiento del equipo era de 969 días, la sumergencia efectiva antes del trabajo de reparación del pozo o workover era de 1340 ft y se aprovechó el inconveniente para rediseñar el levantamiento artificial.

Para el caso del pozo V5H, según se observa en la tabla 3, en una prueba posterior al rediseño (6-agosto-2006), se obtuvieron 262 stbo adicionales, es decir 12 stbo más que los mencionados en la tabla 2, pero con un equipo de bombeo inferior al propuesto.

En la tabla 4 se comparan las facilidades eléctricas del bombeo electrosumergible propuesto y el realmente instalado después del 17-mayo-2006 cuando se rediseñaron las instalaciones.

Fecha	Q* New	BSW	S.E.F INAL	OIL ACT	OIL OBT	INCR. OIL
9-ago-06	11029	91.1	730	721	983	262

AGUA.ACT	AGUA ESPE	INC. AGUA	POT. ACTUAL KVA	POT. ADIC. (KW)
6978	11375	4397	354	261

Tabla 3 Producción obtenida luego del rediseño en pozo V5H con bomba para 10000 bls

	TRAFO	VSD	PUMP	MOTOR
ANTERIOR	390 KVA	VT-4300-390KVA-469 AMP	91GC-6100 BLS	304 HP-1900 VOLT-98 AMP
PROPUESTO	1000 KVA	VT-8700-1000 KVA-1202 AMP	64KC-15500 BLS	760 HP-3900 VOLT-98 AMP
ACTUAL	750 KVA	VT-8700-750 KVA-900 AMP	108GC-10000 BLS	608 HP-3900 VOLT-98 AMP

Tabla 4 Rediseño a las instalaciones eléctricas de superficie en el pozo Ven-5H

El diseño propuesto y el instalado se diferencian en la bomba instalada.

6 Resultados de la implementación del proyecto

Las curvas de declinación son una herramienta ampliamente utilizada en la industria petrolera para predecir el comportamiento de la producción. La declinación más apropiada es aquella en que el yacimiento produce bajo condiciones constantes y a máxima tasa de producción durante el período analizado, es decir a mínima sumergencia efectiva.⁷

6.1 Declinación del pozo V5H

La figura 8 en la página 41 corresponde a la producción continua del pozo V5H entre los años 2004 y 2006. En esta figura se descarta para el análisis los períodos justo antes y después del rediseño ya que antes de este, el levantamiento artificial funcionaba con deficiencias y después del rediseño la frecuencia de operación no estaba en su máximo valor, cada uno de estos períodos se indica con una flecha en la figura 8.

Los cálculos de declinación el DSS los efectúa automáticamente y sus resultados se pueden observar en la base de la figura 8 y 9, sin embargo utilizando los criterios mencionados en el inciso 3.2.4 de la página 32 se debe llegar a los mismos resultados calculados por el DSS.

Para calcular los beneficios y diferencia de utilidades que se lograron con el rediseño del levantamiento, se resta la producción acumulada declinada con

⁷ Homer N. Mead. "Modifications to decline curve analysis", SPE-4200, 1928.

implementación del rediseño y sin rediseño entre dos períodos iguales de tiempo, es decir, 31-agosto a 31-Dic-2006

6.1.1 Análisis de declinación antes del rediseño en el pozo V5H

La figura 8 muestra la declinación efectuada por el software DSS. La declinación corresponde a una forma exponencial porque esta interpreta más adecuadamente los pronósticos de producción en las fechas consideradas (31 de agosto a 31 de diciembre 2006, 4 meses)

Las ratas de aceite calculadas por el DSS entre el 31-Ago y 31-Dic sin haber efectuado el rediseño serían de: 696 stbo/d al inicio de la declinación y 655 stbo/d al final de la misma, tal como se puede observar en la tabla 5 y en el pie de página de la figura 8 en donde se puede observar como “beginin rate” y “endind rate”

Los mismos resultados obtenidos manualmente para los cuatro meses en el pozo V5H serán de:

$$655 = 696 * (1 - d_{4m})$$

$$d_{4m} = 0.059$$

$$b = - \ln (1 - dm)$$

$$b_{4m} = - \ln (1 - 0.059) = 0.0608$$

$$b_{1m} = 0.0608 / 4 = 0.0152$$

$$q_2 = 696 * \exp (- 0.0152 * 4 \text{ meses}) = 655 \text{ STBO} / \text{D} ,$$

PERÍODO	FECHA	RATA, STBO / D
INICIO	AGO-31 0:00	696 , q ₁
FINAL	DIC-31 23:57	655 , q ₂

Tabla 5 Datos de producción de aceite después del rediseño según DSS

La rata de producción del anterior cálculo tiene el mismo valor que la rata calculada por el software, es decir el valor calculado es el mismo que aparece en el pie de página de la figura 8.

En la figura 8 se visualiza que el área bajo la curva es un trapecio, cuyas bases son las ratas diarias al inicio y final del período de declinación y la altura sería los cuatro meses establecidos, se puede decir que:

$$\Delta Q_1 = ((q_1 + q_2) / 2) * 4 \text{ meses} * 30.42 \text{ dias / mes} = ((696 + 655) / 2) * 4 * 30.42$$

$$\Delta Q_1 = 82195 \text{ STBO}$$

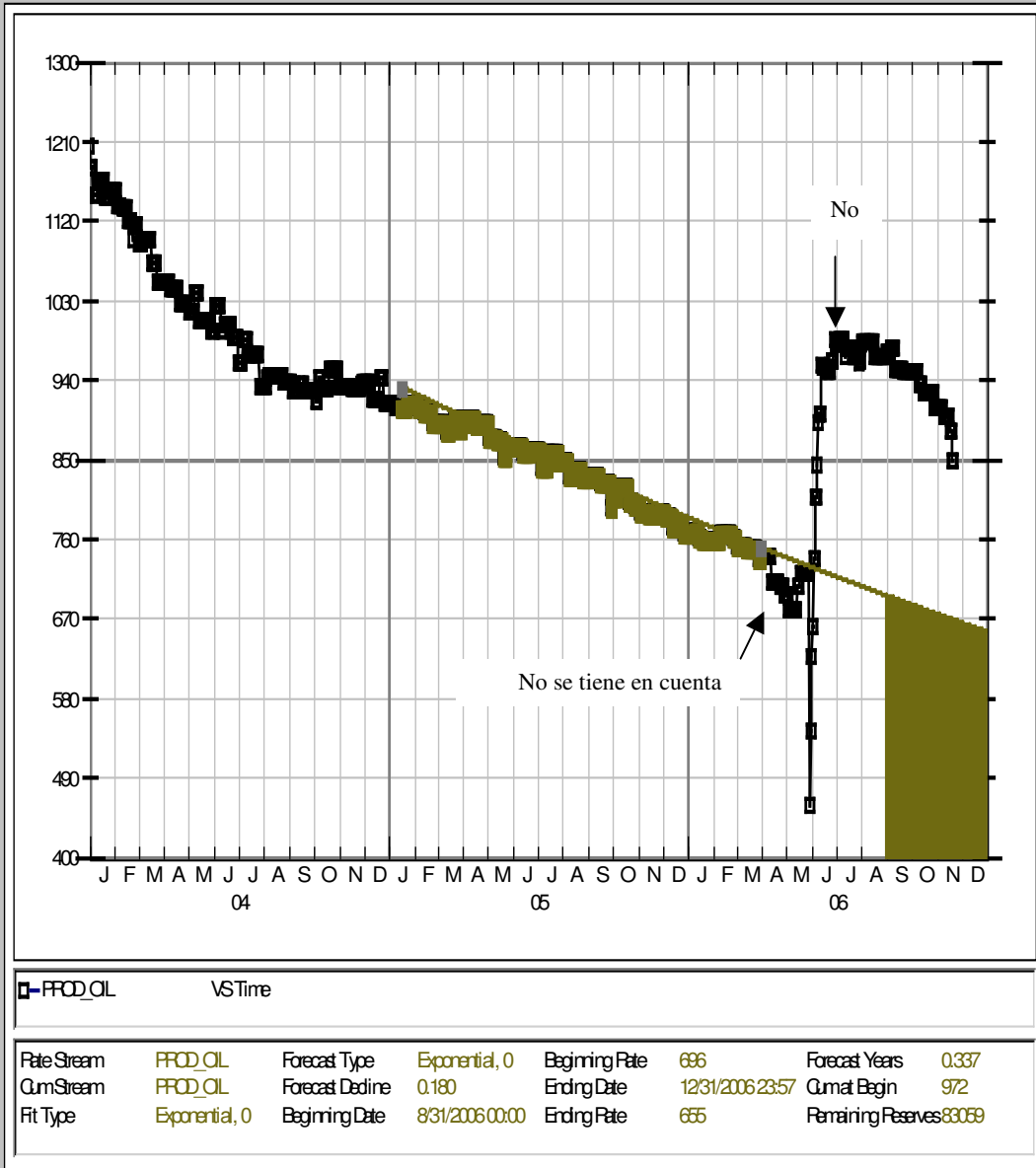


Figura 8 Datos de declinación exponencial antes del rediseño pozo V5H

6.1.2 Análisis de declinación después del rediseño en el pozo V5H

En este ítem se utilizará el mismo procedimiento de cálculo utilizado en el ítem anterior antes del rediseño.

En el pie de página de la figura 9 se deben presentar los mismos resultados que los efectuados en cálculos manuales, luego:

$$850 = 975 * (1 - d_{4m}) \quad d_{4m} = 0.1282$$

$$b = -\ln(1 - dm) \quad b_{4m} = -\ln(1 - 0.1282) = 0.1372$$

$$b_{1m} = 0.1372 / 4 = 0.0343$$

Comprobando que la rata por cálculo es igual a la rata calculada por el software

$$q_2 = 970 * \exp(-0.0343 * 4 \text{ meses}) = 850 \text{ STBO} / D,$$

Obsérvese que el valor calculado manualmente corresponde a la rata calculada por el software a 1-enero-2007 y que aparece en el pie de página de la figura 9. Posteriormente, el área bajo la curva en la figura corresponde a un trapecio, cuyas bases son las ratas diarias y la altura los cuatro meses, luego tenemos:

$$\Delta Q_1 = ((q_1 + q_2) / 2) * 4 \text{ meses} * 30.42 \text{ dias} / \text{mes} = ((970 + 850) / 2) * 4 * 30.42$$

$$\Delta Q_1 = 110729 \text{ STBO}$$

La diferencia e incremento porcentual entre las producciones acumuladas con y sin rediseño será de:

$$\Delta Q_2 - \Delta Q_1 = 110729 - 82195 = 28534 \text{ STBO acumulados}$$

$$\left(\frac{\Delta Q_2}{\Delta Q_1} - 1 \right) * 100 = 35\%$$

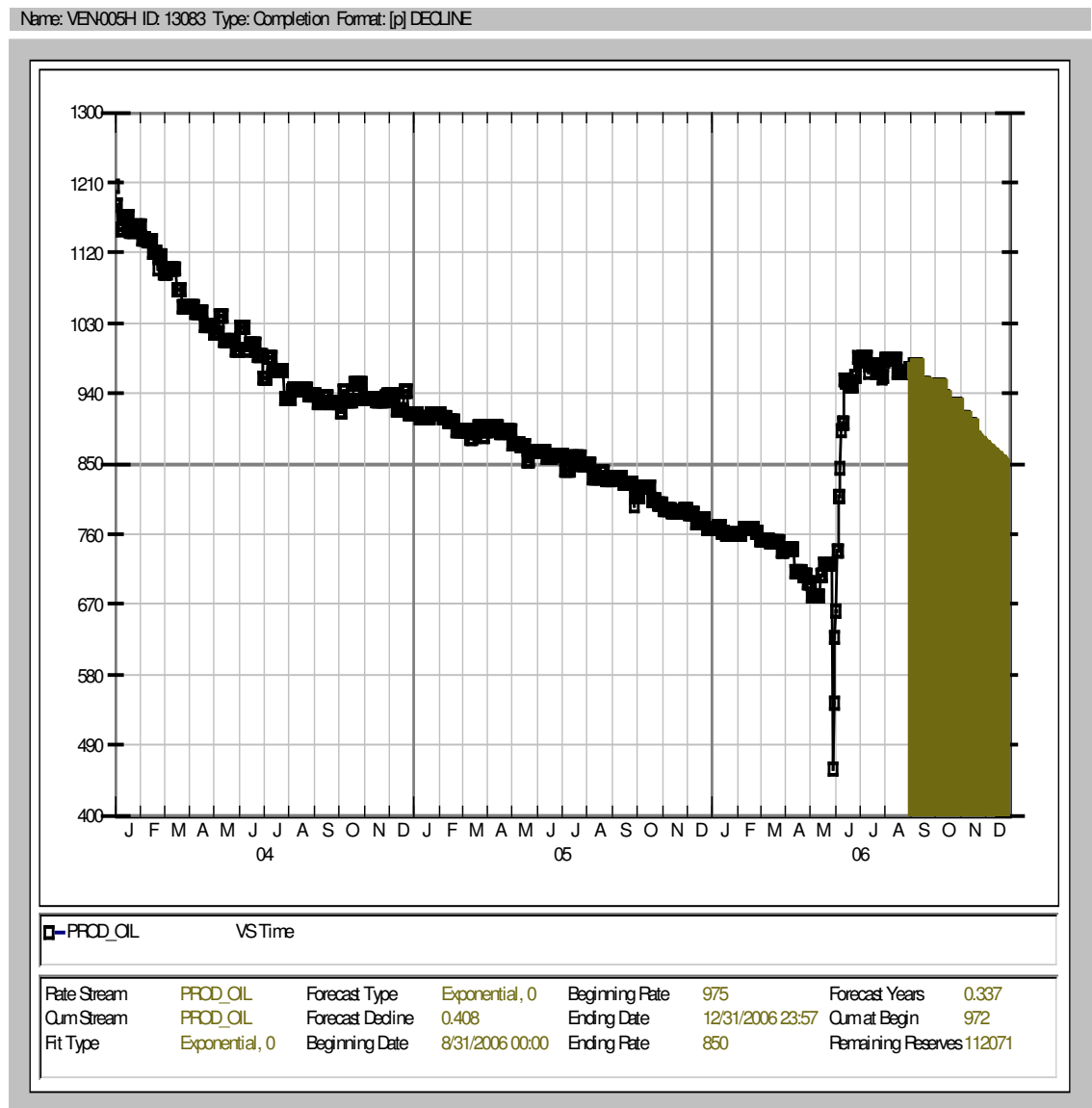


Fig. 9 Declinación pozo V5H después del rediseño

6.2 Análisis de declinación en el pozo R4H

El análisis del beneficio logrado con el rediseño que se efectuará en el pozo R4H, sigue el mismo principio de cálculo y período de comparación que se utilizó en el pozo V5H.

6.2.1 Análisis de declinación antes del rediseño en el pozo R4H

Adjunto al pie de página de la figura 10 página 45, aparecen los análisis de declinación efectuados por el software antes del rediseño y que son los mismos de la tabla 6.

ANTES-DESPUÉS	FECHA	RATA, STBO / D
INICIO	SEP-1 0:00	246 , q_1
FINAL	DIC-31 23:57	227 , q_2

Tabla 6 Datos de producción de aceite pozo REV-4H antes del rediseño según DSS

Efectuando analíticamente estos cálculos tendríamos

$$227 = 246 * (1 - d_{4m})$$

$$d_{4m} = 0.077$$

$$b = - \ln (1 - dm)$$

$$b_{4m} = - \ln (1 - 0.077) = 0.080$$

$$b_{1m} = 0.0608 / 4 = 0.020$$

$$q_2 = 246 * \exp (- 0.020 * 4 \text{ meses}) = 227 \text{ STBO / D ,}$$

Obsérvese que la rata de cálculo es la misma que aparece en el pie de página de la figura 10 denotada como “ending rate

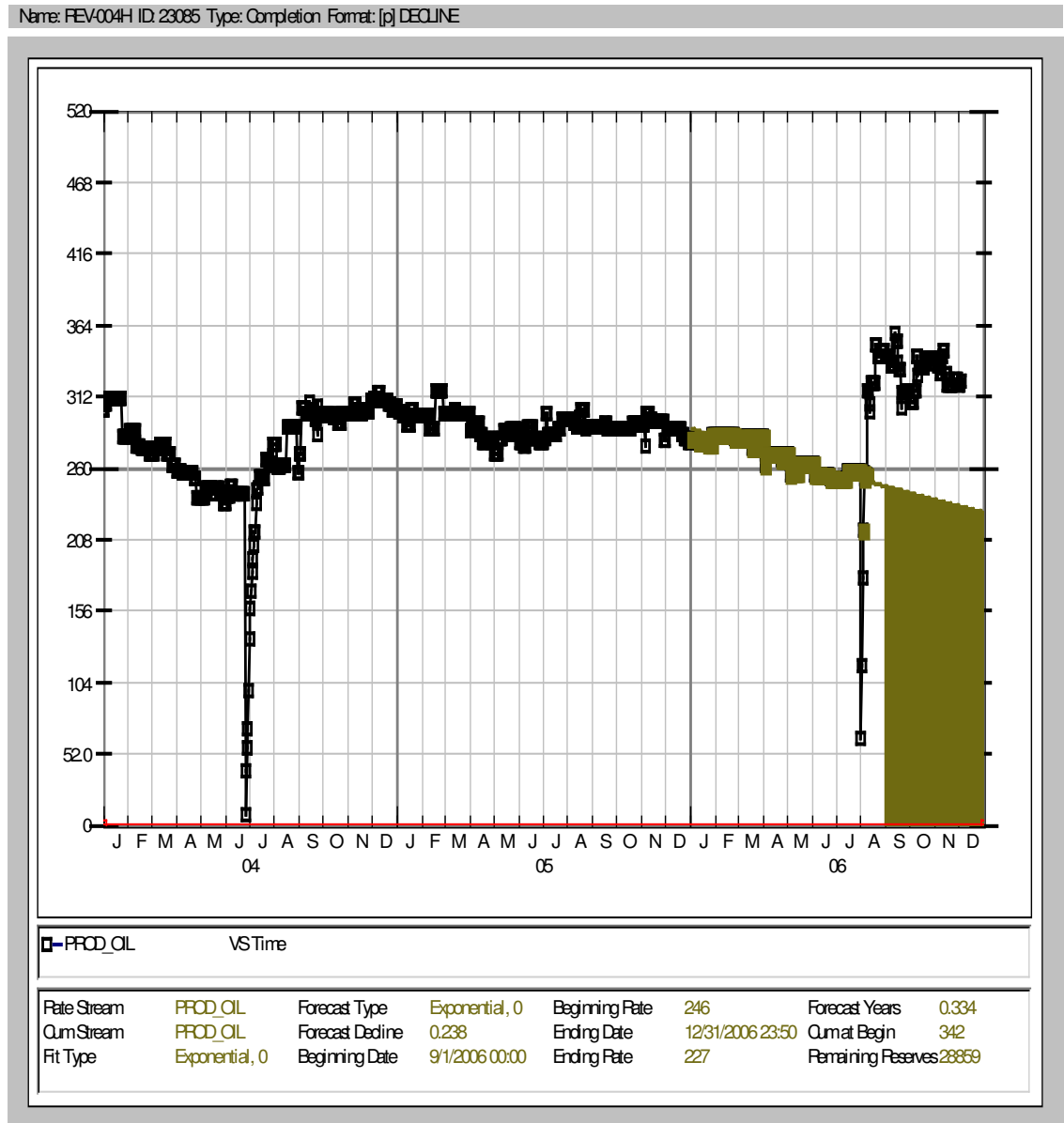


Figura 10 Datos de declinación exponencial de aceite pozo REV-4H antes del rediseño

Utilizando las mismas observaciones sobre la figura de declinación del pozo V5H, el área bajo la curva en la figura 10 corresponde a un trapecio, cuyas bases son las ratas diarias y la altura los cuatro meses, luego tenemos:

$$\Delta Q_1 = ((q_1 + q_2) / 2) * 4 \text{ meses} * 30.42 \text{ días / mes} = ((246 + 227) / 2) * 4 * 30.42$$

$$\Delta Q_1 = 28777 \text{ STBO}$$

6.2.2 Análisis de declinación después del rediseño en el pozo R4H

Igual que el anterior análisis, en el pie de página de la figura 11 aparecen los análisis de declinación efectuados por el software. Ellos son:

ANTES-DESPUÉS	FECHA	RATA, STBO / D
INICIO	SEP-1 0:00	341 , q ₁
FINAL	DIC-31 23:57	324 , q ₂

Tabla 7 Datos de producción de aceite pozo R4H después del rediseño

Analizando estos datos tenemos

$$324 = 341 * (1 - d_{4m}) \quad d_{4m} = 0.04985$$

$$b = -\ln(1 - dm) \qquad b_{4m} = -\ln(1 - 0.04985) = 0.0511$$

$$b_{1m} = 0.0608 / 4 = 0.01278$$

$$q_2 = 341 * \exp(-0.01278 * 4 \text{ meses}) = 324 \text{ STBO} / D ,$$

Se puede observar que la rata por cálculo es similar a la rata calculada por el software y enunciada en la tabla 7

El volumen acumulado bajo esta rata de declinación en los 4 meses analizados es:

$$\Delta Q_1 = ((q_1 + q_2) / 2) * 4 \text{ meses} * 30.42 \text{ días} / \text{mes} = ((341 + 324) / 2) * 4 * 30.42$$

$$\Delta Q_1 = 40459 \text{ STBO}$$

El incremento porcentual y diferencia entre el aceite acumulado después y antes de la implementación del proyecto es:

$$\Delta Q_2 - \Delta Q_1 = 40459 - 28777 = 11682 \text{ STBO acumulados}$$

$$((\Delta Q_2 - \Delta Q_1) / \Delta Q_1) * 100 = 41\%$$

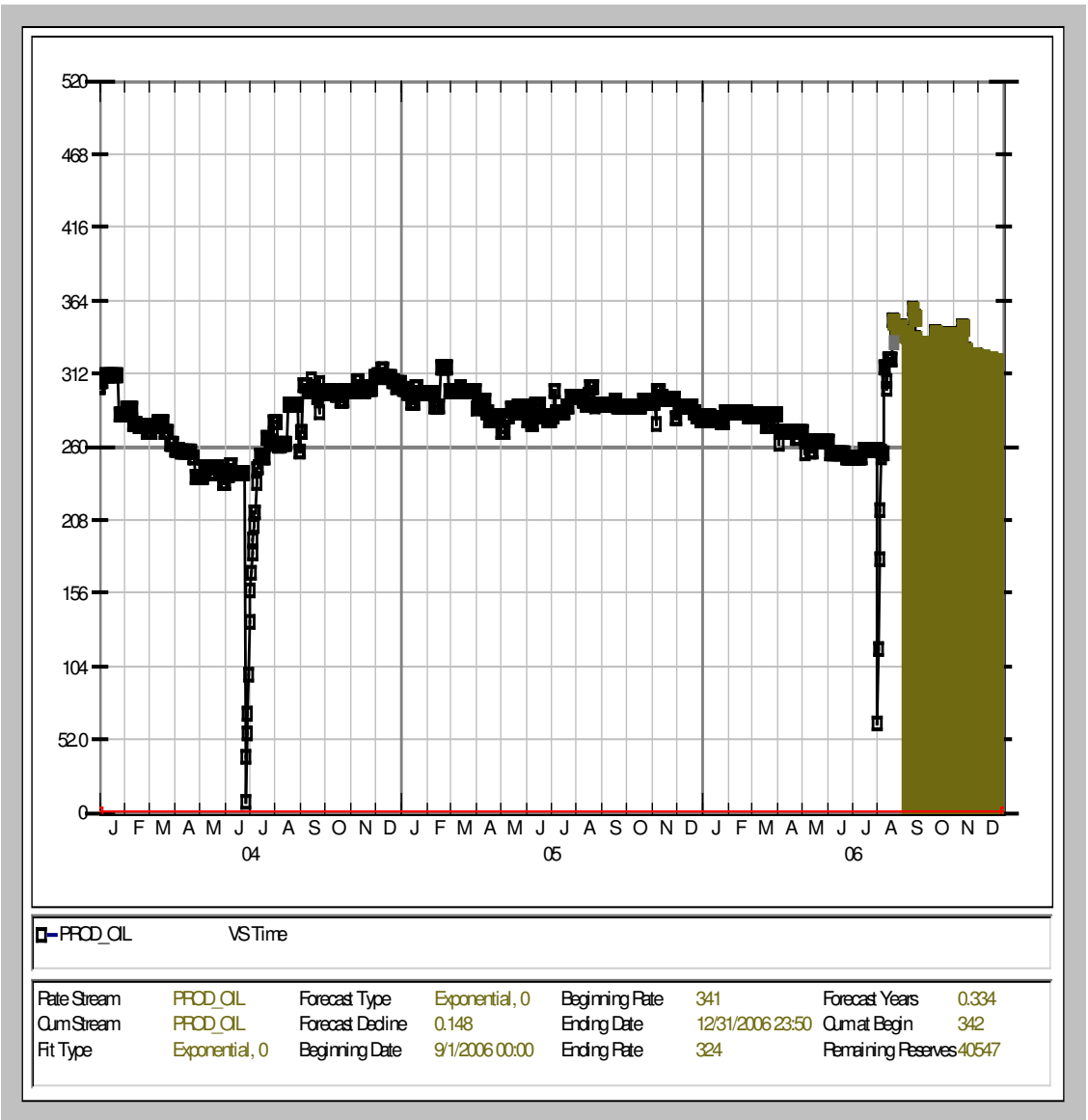


Figura 11 Datos de declinación exponencial de aceite pozo R4H después del rediseño

7. CONCLUSIONES

- El proyecto de optimización incrementará la producción de aceite en 1048 stb/D tal como se enuncia en la tabla 2 de la página 35.
- Al implementar el proyecto de optimización del levantamiento artificial en la estación Matachín Norte la producción de agua aumentaría de 31000 bwpd a 44000 bwpd y en Matachín Sur de 9500 a 12000 bwpd. Por lo tanto se recomienda que la producción de agua de cada una de estas estaciones se filtre localmente, es decir, se debe instalar en la estación Matachín Sur un filtro adicional a los existentes en MataNorte.
- Como el agua producida en la estación MataNorte aumenta a 44000 bwpd y solo se tiene la capacidad para inyectar eficientemente 38000 bwpd, se debe instalar un equipo de bombeo en la estación MataNorte para inyectar 6000 bwpd adicionales.
- Debido a que la producción de agua alcanzada al final del procedimiento de optimización del pozo V5H es de 14500 bwpd se deben adecuar las líneas y restricciones a las salidas de las vasijas de separación y desnate para permitir eficiente evacuación de estas. Por ejemplo, la válvula controladora de nivel en el separador de prueba, LCV103, es de 3 pulgadas, sin embargo su asiento o Trim de 2 pulgadas, lo que restringe la evacuación eficiente de la vasija.
- Los generadores nominalmente o por placa pueden suministrar 3900 Kw de potencia lo cual es un valor suficiente, sin embargo un problema de

transferencia de calor no ha permitido aprovechar al máximo esta utilidad porque cuando alguno de los generadores llega a una temperatura de 200 °F (cerca de la temperatura de ebullición del agua) se debe encender por obligación algún generador de respaldo como el existente en la locación V6H o el existente en Matachín Sur. El recalentamiento del agua de motor tiene su solución en el análisis del proceso y no en la máquina solamente.

- El contrato actual de bombas electrosumergibles no contempla suministro de bombas KC15500, es necesario contemplar este hecho por parte de la operadora.

BIBLIOGRAFÍA

- Brown, Kermit E. " The Technology of Artificial Methods Vol I".Oklahoma.1974
- Dake, L.P. "Fundamentals of Reservoir Engineering".Amsterdam.2002
- Gussow Milton. "Fundamentos de electricidad"McGrawHill.1991
- Homer N. Mead. "Modifications to decline curve analysis",SPE-4200,1928.
- McCoy James, Echometer. "Acoustic Determination of Bottomhole Pressure".SPE-14254,1988
- McCoy James,Echometer."Determinación de la presión estática a partir de los registros acústicos".SPE-13810,1985.
- Parra Pinzón, R. "Propiedades físicas de los fluidos de yacimientos".Universidad Surcolombiana-Colombia.Julio 2005
- Thomas, L.K. "Determination of acoustic for natural gas".SPE-2579.Julio 1970.
- WCS. "Manual de control de pozos".Louisiana,E.U. Junio 2003

ANEXO 1 DATOS DE PRODUCCIÓN y YACIMIENTO

Los siguientes son los datos de entrada del pozo V5H para el cálculo de la presión estática, índice de productividad y sumergencia efectiva adquirida por del pozo cuando se varía la rata de producción de 7731 BFPD a 15000 BFPD.

Informacion / Pozo	Ven-005H
Rata de la Prueba (BFPD)	7731
Rata deseada, (BFPD)	18500
Corte de Agua (%)	90.7
Gravedad API	27,5
Gravedad Específica del Gas	0,767
Grav. especifica a cond. de separador	0,7
Gravedad Específica del Agua	1,05
Temp. Del Separador (°F)	122
TWH (°F)	140
Temperatura prom. del yac. (°F)	155
Presión del Separador (psia)	45
CHP, psi	480
Presión de Burbuja (psia)	1544
GOR en scf/stbo	561
RGL en scf/stb	52
Nivel Fluyendo Medido, (MD-ft)	2011
Pres. de Restauración Csg, (psi)	0,2
Tiempo restauración, (min)	2
Nivel Estático Medido, (MD-ft)	1667
Coruros en ppm	4898
Fracc. De N2	0,4
Fracc. De CO2	0,8
Fracc. De H2S	0,1

Anexo 1.1 . Cálculo de la presión estática de la columna gaseosa

$$t_{prom} = (T_1 + T_2) / 2 = (140 + 155) / 2 = 147.5 \text{ } ^\circ\text{F} + 460 = 607.5 \text{ } ^\circ\text{R}$$

$$Cte = (\gamma_g * NF_TVD) / (53.34 * (t_{prom} + 460)) = 0.767 * 1691 / (53.34 * 607.5) = 0.0476$$

El cálculo inicia suponiendo una columna de gas metano

$$CHPd_1 = CHP + (2.5 * 10^{-5}) * CHP * NF_TVD = 480 + (2.5 * 10^{-5}) * 480 * 1691 = 504.14$$

$$P_{prom} = (CHP + CHPd(1)) / 2 = (480 + 500) / 2 = 492.07$$

$$eps = 120 * ((CO_2 + H_2S) ^{0.9} - (CO_2 + H_2S) ^{1.6}) + 15 * (H_2S ^{0.5} - H_2S ^4) = 12.5$$

Como $\rho_g \geq 0.75$ entonces

$$P_{sc} = 706 - 51.7 * GEG - 11.1 * GEG ^ 2 = 658$$

$$T_{sc} = 187 + 330 * GEG - 71.5 * GEG ^ 2 = 398$$

$$T_{scC} = T_{sc} - eps = 398 - 12.5 = 385.55$$

$$T_{sc} = T_{scC}$$

$$P_{scC} = (P_{sc} * (T_{scC})) / (T_{sc} + H_2S * (1 - H_2S) * \text{eps}) = 658$$

$$P_{sc} = P_{scC}$$

$$P_{sr} = (P_{prom} + 14.73) / P_{sc} = 0.77$$

$$T_{sr} = (t_{prom} + 460) / T_{sc} = 1.58$$

$$DZ = \text{Exp}((0.3106 - 0.49 * T_{sr} + 0.1824 * T_{sr} * T_{sr}) * \text{Log}(10)) = 0.98$$

$$CZ = 0.132 - (0.32 * \text{Log}(T_{sr}) / \text{Log}(10)) = 6.88^{02}$$

$$AZ = 1.39 * \text{Exp}(0.5 * \text{Log}(T_{sr} - 0.92)) - 0.36 * T_{sr} - 0.101 = 0.46$$

$$EZ = (0.32 / \text{Exp}((9 * (T_{sr} - 1)) * \text{Log}(10))) * \text{Exp}(6 * \text{Log}(P_{sr})) = 4.3^{07}$$

$$FZ = (0.62 - 0.23 * T_{sr}) * P_{sr} + (0.066 / (T_{sr} - 0.86) - 0.037) * P_{sr} * P_{sr} = 0.23$$

$$BZ = EZ + FZ = 0.23$$

$$Z = AZ + ((1 - AZ) / \text{Exp}(BZ)) + CZ * \text{Exp}(DZ * \text{Log}(P_{sr})) = 0.9415$$

$$\begin{aligned} \text{CHPd}_2 &= (\text{CHP} + 14.7) * \text{Exp}(\text{Cte} / \text{factz}) = (480 + 14.7) * \text{exp}(0.0476 * 0.9415) \\ &= 520.37 \text{ psia} - 14.7 = 505.643 \text{ psi} \end{aligned}$$

*Como $(CHP2 - CHP1) = 506 - 500 > 0.5$ psi, el procedimiento iterativo continua hasta obtener una presión en el contacto anular entre la columna gaseosa y el nivel de fluido de 505.7 **psi***

Anexo 1.2 Procedimiento de cálculo de la presión estática de la columna aceitosa

Para el cálculo de volumen anular de líquido entre el nivel de fluido y el punto medio de los perforados, el software obtiene los volúmenes anulares encontrados a medida que se profundiza en el registro de perforación del pozo. En la siguiente secuencia se calcula la primera sección de tubería y se continúa calculando de la misma manera para el resto de tubería hasta el punto medio de perforado,

$$Capa_{csg} = ID_{csg}^2 / 1029.4 = 8.681^2 / 1029.4 = 7.32^{02} \text{ Bbls/ft}$$

La capacidad al interior de la tubería de producción no se debe tener en cuenta para el cálculo de presión estática ya está aislada de la sección anular del pozo por una válvula cheque en la descarga de la ESP, por lo tanto, este volumen se debe restar al volumen anular de fluidos en el pozo en el momento de calcular la altura de los fluidos anulares.

$$Desp_tbn = (DExTb^2) / 1029.4 = (4.5^2) / 1029.4 = 1.97^{02} Bbls/ft$$

El nivel de fluido medido y estabilizado, 5 días después de parado el pozo para intervención fue de 1695 ft ,

Según el registro de perforación del pozo, la profundidad medida inmediatamente inferior al nivel medido de 1695 ft es de 1725ft , es decir, una diferencia de 30 ft de capacidad ocupada por fluido anular. Luego, la capacidad anular en este tramo es

$$\begin{aligned} Volu_Pozo_1 &= (Capa_csg_1 - Desp_tbn) * (TMD) \\ &= (7.32^{02} - 1.97^{02}) bls/ft * 30 ft = 1.6 Bbls. \end{aligned}$$

Al continuar los criterios anteriores, sumando los volúmenes encontrados a medida que se profundiza en el registro de perforación del pozo, desde el nivel de fluido medido al punto medio de los perforados, se encuentra que el volumen anular total es 211 Bbls

Luego el volumen ocupado por la columna aceitosa será de

$$Volu_oil = Volu_Pozo * (1 - BSW / 100) = 211 * (1 - 0.907) = 20 Bbls de aceite$$

Si dividimos el volumen anular ocupado por el aceite (20 Bbls) entre la capacidad anular del primer revestidor menos el desplazamiento de la tubería y a este valor le sumamos la profundidad vertical del nivel de fluido, se puede conocer si la profundidad de la base del aceite es menor a la profundidad del

primer revestidor de 9-5/8" (el segundo es de 7"), si no es así, se continuará investigando a que profundidad medida queda la base del aceite con los demás revestidores, para luego, traducir esta profundidad medida a profundidad vertical y calcular la presión en el punto en donde se ubique la base de la columna aceitosa, luego

$$MD + (Volu_{oil} / (capa_{csg1} - desp_{tbn})) = 1661 + 24.62 / (7.32^{02} - 1.97^{02}) \\ = 1685 + 367 = 2052 \text{ ft,}$$

Luego, este valor, se sitúa por encima de la profundidad del primer revestidor de 9-5/8" que es de 5167 ft (según se observa en el estado mecánico, tabla 1 ó anexo 2).

La determinación de la presión en la base de la columna aceitosa comprende un procedimiento iterativo de cálculo de la densidad del aceite, que inicia suponiendo que el aceite es muerto y por ende libre de gas.

$$\gamma_o = 141.5 / (131.5 + 28) = 0.887$$

$$Pod = 0.052 * (8.33 * Geo) * (TVD_{Oil}) = 0.052 * 8.33 * 0.887 * 367 = 142 \text{ psi}$$

A este valor le adicionamos la presión de la columna gaseosa hallada anteriormente

$$P_1 = P_{gc} + P_{od} = 501.5 + 142 = 643 \text{ psi}$$

Se calcula la presión promedio entre: el contacto gas-aceite, P_{gc} y la presión de la columna aceitosa muerta, esto para determinar las propiedades PVT del fluido a esa presión,

$$P_{prom} = (P_{gc} + P_1) / 2 = (501.5 + 643) / 2 = 572 \text{ psi}$$

Debido a que la presión de burbuja (1544 psi) en el pozo 2, es mayor que la presión promedio (572 psi), la densidad de la columna aceitosa hace parte de la región bifásica de un diagrama PVT y el cálculo corresponde a:

$$\rho_o = (\rho_{o-sc} + \rho_{g-sc} * R_s) / B_o ,$$

No olvidar que: si la presión promedio supera la presión de burbuja, la solubilidad del gas en aceite, R_s , será igual a la relación gas-aceite, GOR, y la densidad será:

$$\rho_o = \rho_{ob} * \exp (C_o * (P - P_b))$$

en donde

$$\rho_{ob} = (\rho_{o-sc} + \rho_{g-sc} * GOR) / B_o$$

Debido a que no se tenía un PVT de referencia se utilizaron las correlaciones de Standing que poseen menores errores a la presión, temperatura, R_s y ρ_{API} de trabajo, Las propiedades PVT a presión y temperatura promedio, serían:

$$T_{prom} = (T_1 + T_2) / 2 = (140 + 155) / 2 = 147.5 \text{ } ^\circ\text{F}$$

R_s , segue Standing será

$$P_{prom} = (572 + 14.73) = 587 \text{ psi}$$

$$Y_g = 0.00091 * t_{prom} - 0.0125 * API = - 0.215775$$

$$R_s = GEG * (P_{prom} / (18 * 10^{Y_g}))^{1.204} = 91 \text{ scf/bl}$$

B_o , según Standing será

$$F = R_s * (\rho_g / \rho_o)^{0.5} + 1.25 * t_{prom} = 270.045$$

$$B_o = 0.9759 + 0.00012 * F^{1.2} = 1.075 \text{ stb/bbl}$$

Luego la densidad del aceite será

$$\rho_l = (\rho_o * 62.4 + (R_s * \rho_g * 0.0764 / 5.615)) / B_o = 52.55 \text{ lbm/cu.ft}$$

Sabemos que 1 ft³ = 7.48 gal entonces

$$P_2 = P_{gc} + 0.052 * (\rho_l / 7.48) * (TVD_Oil) = 501.5 + 0.052 * (52.38 / 7.48) * 367 = 636 \text{ psi}$$

Comparando la nueva presión obtenida $P_2 = 636$ con la presión de aceite muerto supuesto inicialmente $P_1 = 643$ psi , observamos que la diferencia de 8 psi es mayor a 0.5 psi, por lo tanto, el procedimiento iterativo continúa obteniendo unos nuevos valores PVT de los fluidos a la nuevas presiones promedio entre P_{gc} y los valores recalculados de P_2 . El procedimiento culminó cuando cumplió la condición pre-establecida en 636 psi

Anexo 1.3 Procedimiento de cálculo de la presión estática de la columna acuosa

Los cálculos secuenciales serán:

$$\rho_w = 62.4 * \gamma_w = 65.52 \text{ lbm} / \text{cu.ft}$$

$$\nabla_w = \rho_w / 144 = 0.455 \text{ psi} / \text{ft}$$

La presión en el punto medio de los perforados es

$$P_1 = Pres_Inte_Oil_Wat + \nabla_w * (TVD_FORM - (NF_TVD + Altu_Oil))$$

$$P_1 = 636 + 0.455 * (4361 - (1691.35 - 367)) = 1682 \text{ psi luego,}$$

$$P_{prom} = (Pres_Inte_Oil_Wat + P_1) / 2 = (636 + 1682) = 1159 \text{ psi}$$

El comportamiento PVT de los fluidos del Las propiedades PVT serán

Rsw, según McCain

$$a = 8.15839 - 6.12265 * (10^{-2}) * t_{prom} + 1.91663 * (10^{-4}) * t_{prom}^2 - 2.1654 * (10^{-7}) * t_{prom}^3 = 2.6$$

$$b = 1.010201 * (10^{-2}) - 7.44241 * (10^{-5}) * t_{prom} + 3.05553 * (10^{-7}) * t_{prom}^2 - 2.94883 * (10^{-10}) * t_{prom}^3$$
$$4.82^{03}$$

$$c = (-9.02505 + 0.130237 * t_{prom} - 8.53425 * (10^{-4}) * t_{prom}^2 + 2.34122 * (10^{-6}) * t_{prom}^3 - 2.37049 * (10^{-9}) * t_{prom}^4) * (10^{-7}) = -1.99^{07}$$

$$C_{sal} = 10^{(-0.0840655 * (t_{prom}^{(-0.28)}) * (NaCl / 10000))} = 0.999$$

$$R_{sw} = (aa + bb * P_{prom} + cc * (P_{prom}^2)) * C_{sal} = 7.92 \text{ scf} / \text{ bbl}$$

Compresibilidad del agua según Numbere&Cools

$$a = 3.8546 - 0.000134 * P_{prom} = 3.7$$

$$b = -0.01052 + 4.77 * (10^{-7}) * P_{prom} = -9.96^{03}$$

$$c = 3.9267 * (10^{-5}) - 8.8 * (10^{-10}) * P_{prom} = 3.82^{05}$$

$$C_{wp} = (a + b * t_{prom} + c * (t_{prom}^2)) / 10^6 = 3.06^{06} \text{ psi}^{-1}$$

$$C_w = C_{wp} * (1 + (NaCl / 10000)^{0.7} * (-0.052 + 0.00027 * t_{prom} - 1.14 * (10^{-6}) * t_{prom} + 1.21 * (10^{-9}) * t_{prom}^3))$$

$$C_w = 3.061^{06} \text{ psi}^{-1}$$

Factor volumétrico según Numbere, Brigham y Standing

$$a = 0.9911 + 6.35 * (10^{-5}) * t_{prom} + 8.5 * (10^{-7}) * t_{prom} = 1.0006$$

$$b = -1.093 * 10^{-6} + 3.497 * 10^{-9} * t_{prom} - 4.57 * 10^{-12} * t_{prom}^2 = -6.77^{07}$$

$$c = -5 * 10^{-11} - 6.429 * 10^{-13} * t_{prom} + 1.43 * 10^{-15} * t_{prom}^2 = -1.14^{10}$$

$$C_{sal} = 1 + (NaCl / 10000) * (5.1 * (10^{-8}) * P_{prom}) + (5.47 * (10^{-6}) - 1.95 * (10^{-10}) * P_{prom}) * (t_{prom} - 60) + (-3.23 * 10^{-8} + 8.5 * 10^{-13} * P_{prom}) * (t_{prom} - 60)^2 = 1.00022$$

$$B_w = (aa + bb * P_{prom} + cc * P_{prom}^2) * C_{sal} = 0.99986 \text{ scf} / \text{ bbl}$$

Densidad en el punto de burbuja

$$\rho_{wb} = (GE_w * 62.4 + (R_{sw} * GEG * 0.0764 / 5.615)) / B_w = 65.62 \text{ lbm/cu.ft}$$

ensidad del agua

$$\rho_w = \rho_{wb} * \text{Exp}(C_w * (P_{prom} - P_b)) = 65.53 \text{ lbm/cu.ft}$$

Gradiente y presión de la columna en el punto medio de los perforados

$$\nabla_w = \text{densl} / 144$$

$$P_2 = P_{o-w} + \nabla_w * (TVD_{fm} - (NF_TVD + \text{Alt}_w\text{Oil}))$$

$$631 + 0.455 * (4361 - (1667 + 357)) = 1684 \text{ psi}$$

*Se supuso una presión inicial de agua muerta de 1682 contra 1684 psi (diferencia absoluta 2 psi), esto indica que se debe reiniciar el cálculo iterativo promediando la presión entre la interfase de la columna aceite-agua y las presiones recalculadas sucesivamente y calculando las propiedades PVT necesarias para una obtener una diferencia sucesiva entre presiones recalculadas de 0.5 psi. El valor final será **1684** psi.*

ANEXO 2– CALCULO DE PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO EN LA SUCCIÓN DE LA BOMBA

La presión de la columna gaseosa en el contacto gas-nivel de fluido fluyendo a 2012 ft es de 506psi.

Tal como se describió en el inciso 3.2.1 de la página 26 el cálculo corresponde a un gradiente de presión de una columna líquido gaseosa que utiliza los conceptos de McCoy para cálculo de estos gradientes, luego:

Nivel de fluido, MD	2011 ft
Prof. Intake de la bomba	3870 ft
Gravedad API del aceite	28°
Gradiente del aceite	0.3844
Presión build-up en el revestidor	0.2 psi
Tiempo de restauración	2 min.
CHP mas Pgc, psi	506 psi
dP / dT	0.1 psi / min
Da, ft $D_L + (1 - f_o) * L$	$2011 + (1 - 1) * (3870-2012) = 2012$
dP / dT * Da	201.19 psi-ft / min
f _o , de la figura	0.9
Da	2198 ft

La iteración continua hasta que la fracción efectiva de aceite converja

Da	(dP / dT) * Da	f_o
2198	220	0.900373
2198	220	0.8978368

luego $P_{wf \text{ int-pump}} = 506 + 0.3844 * 0.8978368 * (3870 - 2012) = 1149 \text{ psi}$

ANEXO 3 – CALCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO A LA RATA DE LA PRUEBA EN EL POZO V5H

El cálculo de la presión de fondo fluyendo a la rata de la prueba de 7731 bfpd, desde la succión de la bomba al punto medio de los perforados consiste en resolver tres gradientes

$$dp/dhtotal = dp/dhelevación + dp/dhfricción + dp/dhaceleración$$

$$dp/dhtotal = (g/gc) \rho_m + f_m \rho_m v_m^2 / (2g_c d) + \rho_m \Delta(v_m^2) / (2g_c d h)$$

Debido a que no se tiene un gradiente de referencia se utilizó la correlación de Hagedorn&Brown. El cálculo comprende un procedimiento iterativo en donde se calculará Δp suponiendo un Δh inicial de 100 ft.

Área de la tubería de producción en ft^2

$$A_p = 3.141592 * (I_{dtbg} / 12)^2 / 4 = 0.411$$

$$W_1 = 1 - BSW/100 = 0.097 : w_2 = BSW/100 = 0.903$$

Profundidad promedio

$$h_{prom} = Prof \text{ succ bomba} + dh / 2 = (4445 + 100) / 2 = 4495 \text{ ft}$$

Primer diferencial de presión supuesto

$$dp = 50$$

$$P_{prom} = 1149 + dP / 2 = 1174$$

Gradiente de temperatura en $^{\circ}F/ft$

$$g_{temp} = (t_2 - t_1) / prof = (155 + 140) / 6025 = 2.49 * 10^{-03}$$

$$t_{prom} = t_1 + (g_{temp} * h_{prom}) = 151.2$$

Datos PVT

$$Z = 0.87$$

$$R_s = 211 \text{ scf/bbl}$$

$$B_o = 1.13 : B_w = 1.0$$

Densidad del líquido

$$\text{densl} = ((\text{Geo} * 62.4 + R_s * \text{GEG} * (0.0764 / 5.615)) / B_o) * (1 - \text{BSW}/100) + \text{GEw} * 62.4 * \text{BSW}/100 = 64.1 \text{ lbm/cu.ft}$$

$$\text{egg} = 14.7 * (\text{tprom} + 460) * \text{factz} / (\text{Pprom} * 520) = 1.27 * 10^{-02}$$

Densidad del gas

$$\text{densg} = \text{GEG} * 0.0764 / \text{egg} = 4.59 \text{ lbm /cu.ft}$$

Viscosidades y , velocidades superficiales de los fluidos

$$U_o = 2.23 : U_w = 0.422$$

$$U_{liq} = U_o * w_1 + U_w * w_2 = 0.60 \text{ cp}$$

$$t_{sliq} = t_{so} * w_1 + t_{sw} * w_2 = 66.12$$

$$V_{sl} = (5.61 * Q_t / (86400 * A_p)) * (B_o * w_1 + B_w * w_2) = 1.24 \text{ ft}^3/\text{seg}$$

$$\text{egg} = 14.7 * (\text{tprom} + 460) * \text{factz} / ((\text{Pprom}) * 520) = 1.43 * 10^{-02}$$

$$V_{sg} = Q_t * ((\text{GOR} / (1 - \text{BSW})) - R_s * w_1) / (86400 * A_p) * \text{egg} = 16.02 \text{ ft}^3/\text{seg}$$

Número de líquido

$$NI = 0.15726 * U_{liq} * (1 / (\text{densl} * (t_{sliq} ^ 3)))^{0.25} = 1.23 * 10^{-03}$$

$$CNI = 0.00468 * \text{Exp}(0.145 * \text{Log}(NI)) = 1.81 * 10^{-03}$$

Número de velocidad líquida y de gas

$$N_{lv} = 1.938 * V_{sl} * (\text{densl} / t_{sliq})^{0.25} = 2.38$$

$$N_{gv} = 1.938 * V_{sg} * (\text{densl} / t_{sliq})^{0.25} = 30.81$$

$$A = 0.13 : B = 0.93$$

$$Nd = 120.872 * IDtbg * (densl / tsliq) ^ 0.5 = 86.11$$

$$fi = (Nlv / (Ngv 0.575)) * ((Pprom / 14.7) 0.1) * (CNI / Nd) = 1.08 * 10^{-05}$$

Porcentaje de distribución líquida

$$HOLDUP = 22.66 * Exp(0.46 * Log(fi)) = 0.12$$

Número de Reynolds

$$Nrey = (0.022 * w) / (IDtbg * (Uliq ^ HOLDUP) * (Ug (1 - HOLDUP))) = 3211928$$

Factor de rugosidad

$$esd = 0.00015 / Idtbg = 2.073 * 10^{-04}$$

Factor de fricción

$$ffric = 1 / (f * f) = 1.4 * 10^{-02}$$

Densidad de la mezcla por Hold-Up

$$denmhl = densl * HOLDUP + densg * (1 - HOLDUP) = 11.59$$

$$volm = 5.615 * (Bo + WOR) + (GOR * (1 - BSW) - Rs) * egg = 56.6 \text{ ft}^3$$

$$T1 = 151$$

$$T2 = 151.34$$

$$Z1 = 0.844$$

$$Z2 = 0.8795$$

$$Bo1 = 1.114$$

$$Bo2 = 1.12$$

$$Rs1 = 178.62$$

$$Rs2 = 189.09$$

$$VsL1 = 1.235$$

$$VsL2 = 1.24$$

$$Vsg1 = 14.67$$

$$Vsg2 = 13.90$$

$$Vm1 = 17.64$$

$$Vm2 = 16.89$$

$$\Delta Vm = Vm(1)^2 - Vm(2)^2 = 26.31$$

$$S1 = densm * deltavm / 64.4 = 11.59 * 26.31 / 64.4 = 4.74$$

Luego $dP = 8.2$ psi

Como se supuso inicialmente un $dp = 50$ y la diferencia con el valor calculado de 8.2 psi es mayor a 0.5 psi ($50 - 8.2 = 41.8$ psi) el proceso iterativo debe continuar hasta que la diferencia no supere media libra, cuando ese criterio se cumpla, el proceso de iteración reinicia profundizando 100 ft el cálculo y siguiendo el mismo procedimiento anterior hasta alcanzar la profundidad total. El resultado final fue de 1296 psi.

ANEXO 4 – CALCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO A LA RATA DESEADA DE 15000 bi

En el anexo 4 sobre la página 63 se determinó que la presión estática promedio del yacimiento era de 1684 psi que es un valor mayor a la presión de burbuja de 1544 psi y de acuerdo a los criterios establecidos en el inciso 3.2.3 en su página 29 (ecuación 6) se tiene que

$$IPR = Q_{test} / (Pr - P_{wf_test}) = 7731 \text{ bfpd} / (1685 - 1297) \text{ psi} = 19.92 \text{ bfpd/psi}$$

$$\text{Luego } p_{wf} = Pr - Q_{des} / IPR = 1685 \text{ psi} - \mathbf{18500} \text{ bfpd} / 19.92 = 756 \text{ psi.}$$

756 psi es la presión de fondo fluyendo a la rata deseada de 18500 psi. Una vez hallada esta presión los cálculos se invierten para hallar las presiones existentes en la succión de la bomba y en el nuevo nivel de fluido adquirido. Esto se hace respectivamente utilizando las correlaciones de flujo multifásico y la correlación de McCoy para cálculo del gradiente de columnas líquido-gaseosas.

Luego, presión de fondo fluyendo en la succión de la bomba 637 psi

ANEXO 5 – CALCULO DE LA SUBMURGENCIA EFECTIVA ADQUIRIDA A LA RATA DESEADA

En el inciso 3.2.3 al inicio de la página 31 se mencionó que: “El cálculo del nuevo nivel de fluido por encima de la succión de la bomba es un procedimiento iterativo. Consiste en desarrollar un bucle que inicia suponiendo y calculando la presión de fondo fluyendo ejercida por un pie de columna aceitosa sobre la succión de la bomba utilizando el mismo procedimiento descrito en el inciso 3.2.1, si esta presión calculada es igual a la presión de fondo fluyendo calculada con la correlación de flujo multifásico el ciclo parará, de lo contrario continuará iterando hasta que estas diferencias de presiones sean menores a 0.5 psi en este punto, la sumergencia efectiva final será la altura de columna supuesta sobre la succión de la bomba por la fracción efectiva de aceite iterada”. Por lo anterior se tiene:

$$i = 1 : Fo_1 = 1$$

Presión de fondo fluyendo ejercida por 1 ft de columna

$$Pwf_1 = Pgc + Fo_1 * go * i = 506 \text{ psi} + 1 * 0.3844 \text{ psi/ft} * 1 \text{ ft} = 506.1 \text{ psi}$$

Prof. Intake de la bomba	3870 ft
Gravedad API del aceite	28°
Gradiente del aceite	0.3844
Presión build-up en el revestidor	0.2 psi
Tiempo de restauración	2 min.
CHP mas Pgc, psi	506 psi
dP / dT	0.1 psi / min
Da, ft $D_L + (1 - fo) * L$	1 ft + (1 - 1) * (445-1) = 1
dP / dT * Da	0.1 psi-ft / min

f_o , de la figura

0.9851

La iteración continúa hasta que la diferencia entre la presiones de fondo fluyendo hallada por la correlación de flujo multifásico de 637 psi (del anexo 6) y la de la correlación de McCoy sean iguales.

Ft columna supuesta	Da	fo	Pwf
1	1	0.9851	506
...			
77	142	0.9851	535
....
345	407	0.9845	340

Luego la sumergencia efectiva que adquirirá el pozo a la rata que se desea produzca el pozo de 18500 bfpd es de:

$$SE = 345 * 0.9845 = \mathbf{340 \text{ ft}}$$