



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Estudio para la optimización del fluido “Drill-in”
para las zonas productoras del campo
Auca-EP PETROECUADOR”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Viviana de Lourdes Torres Ortega
Marco Antonio Gallardo Pérez

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2012

AGRADECIMIENTO

En primer lugar le agradecemos a Dios por ser aquel que guía nuestros pasos y por brindarnos la oportunidad de poder realizar esta tesis para introducirnos en la industria petrolera como profesionales.

A nuestras familias por ser el pilar y el apoyo en cada una de las etapas de nuestras vidas, en especial a nuestros padres Marco Gallardo, Margoth Pérez, Alberto Torres, Miriam Ortega y mi abuelo José Ortega, quienes con su sacrificio y siguiendo su ejemplo hoy podemos culminar con éxito una de las metas de nuestras vidas que es de vital importancia puesto que marca el límite entre la etapa de ser estudiantes a continuar nuestros caminos como profesionales.

Un agradecimiento especial a los Ingenieros: Xavier Vargas, Bolívar Guaño, Kléber Malavé, Bolívar Miranda, Adrián López, Neiro Rodríguez, Óscar Ponce, William Medina, Diego San Martín, Fernando López y Verónica Carrera por compartir con nosotros sus conocimientos además de su entera disponibilidad para brindarnos su apoyo en todo el trayecto de realización de nuestra tesis.

DEDICATORIA

Si piensas que estás vencido, lo estás.

Si piensas que no te atreves, no lo harás.

Si piensas que te gustaría ganar pero no puedes, no lo lograrás.

Si piensas que perderás, ya has perdido.

Porque en el mundo encontrarás
que el éxito comienza con la VOLUNTAD del hombre.

Todo está en el estado mental.

Porque muchas carreras se han perdido

antes de haberse corrido,

y muchos cobardes han fracasado

antes de haber empezado su trabajo.

Piensa en grande y tus hechos crecerán.

Piensa en pequeño y quedarás atrás.

Piensa que puedes y podrás.

Todo está en el estado mental.

Si piensas que estás aventajado, lo estás.

Tienes que pensar duro para elevarte.

Tienes que estar seguro de ti mismo

antes de intentar ganar un premio.

La batalla de la vida no siempre la gana
el hombre más fuerte, o el más ligero,
porque, tarde o temprano, el hombre que gana
es el que cree poder hacerlo.

Dr. Christiaan Barnard

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Eduardo Santos
Sub-Decano FICT
Presidente

Ing. Xavier Vargas G.
Director de Tesis

Ing. Alberto Galarza
Vocal

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Viviana de Lourdes Torres Ortega



Marco Antonio Gallardo Pérez

RESUMEN

En el presente trabajo, realizamos un análisis exhaustivo del daño de formación o también conocido como factor “S”, provocado por el fluido de perforación que atraviesa las zonas productoras del campo Auca operado por la empresa estatal EP PETROECUADOR.

Es importante mencionar que para nuestro estudio consideramos solo aquellos pozos que han sido perforados desde el año 2009 hasta el mes de Octubre del año 2011 y que se encuentran ubicados en las zonas de Auca central y Auca sur; de los cuales estudiamos varios factores, tales como los datos petrofísicos, análisis PVT, litología, estratigrafía, pruebas de restauración de presión o build up, registros eléctricos, índices de productividad y tasas de producción.

En este estudio presentamos el problema que ha sido registrado y proponemos una solución, la misma que está sustentada por las pruebas realizadas en el laboratorio de la compañía multinacional prestadora de servicios, Baker Hughes, con el fin de optimizar el fluido de perforación y de esta forma disminuir el daño causado a las formaciones.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	II
DEDICATORIA	III
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN.....	VII
ÍNDICE GENERAL	VIII
ABREVIATURAS	XI
SIMBOLOGÍAS	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS	XXII
INTRODUCCIÓN	XXVI
CAPÍTULO 1	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Objetivos.....	7
CAPÍTULO 2.....	9

2. OBTENCION DE DATOS EN EL CAMPO	9
2.1 Datos petrofísicos de los reservorios	9
2.2 Geología de las formaciones.....	23
CAPÍTULO 3	42
3. ANÁLISIS DEL FLUIDO “DRILL-IN”.....	42
3.1 CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	42
3.1.1 DETERMINACIÓN DE CONCENTRACIONES	42
3.1.2 CONCENTRACIONES USADAS EN EL CAMPO	45
3.2 PRUEBAS DE FLUIDO EN EL LABORATORIO Y CAMPO	46
3.2.1 ANÁLISIS DEL TAMAÑO DE PARTÍCULAS DE LOS AGENTES SELLANTES (CARBONATO A-100, HIGH-MIX EN FUNCIÓN DE LAS GARGANTAS PORALES).....	46
3.2.2 PRUEBA QUÍMICA	47
3.2.3 PRUEBA DE FILTRADO API, 100 PSI, TEMPERATURA AMBIENTE	52
3.2.4 PRUEBA DE FILTRADO HP/HT, 220°F, 500 PSI.....	54
3.2.5 PRUEBA PPT (PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD)	56
3.2.6 RETORNO DE PERMEABILIDAD.....	58
CAPÍTULO 4	59

4. INTERPRETACIÓN DE DATOS OBTENIDOS	59
4.1 INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS.....	59
4.2 INTERPRETACIÓN DE DATOS OBTENIDOS EN LA COMPLETACIÓN.....	96
4.3 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA PRUEBA DE POZO	160
4.4 ANÁLISIS DEL FACTOR “S” (DAÑO DE FORMACIÓN)	195
4.5 ANÁLISIS DEL IP (ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DEL POZO TEÓRICO Y REAL).....	219
4.6 TASA DE PRODUCCIÓN REAL Y TEORICA.....	268
CAPÍTULO 5	405
5. RESULTADOS	405
CAPÍTULO 6.....	413
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	413
BIBLIOGRAFÍA	417

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
bls.	Barriles
cp	Centipoise
ft	Pies
gr	Gramos
gr/cm ³	Gramos por centímetro cúbico
Hs	Arena Hollín Superior
Hi	Arena Hollín Inferior
PSI	Libras por pulgada cuadrada
PSIA	Libras por pulgada cuadrada absolutas
STB	Stock Tank Barril
U	Arena “U”
Ui	Arena “U” Inferior
Us	Arena “U” Superior
BT	Basal Tena
Ti	Arena “T” Inferior
Ts	Arena “T” Superior

BPPD	Barriles de petróleo producido por día
PVT	presión, volumen y temperatura
BES	Bombeo Eléctrico Sumergible
GOR	Relación Gas-Petróleo
MMBls	Millones de barriles
MMBPN	Millones de barriles de petróleo normales
SCF	Pies cúbicos estándar
Build Up	Prueba de restauración de Presión
Ppm	Partes Por Millón
Cm	centímetros
Pto	Puerto
Sta	Santa
N/G	Relación espesor neto del petróleo sobre el espesor total
Av phi	Promedio de porosidad
Av Sw	Promedio de Saturación del agua
Av Vsh	Promedio del volumen de Arcilla
Fracc	Fracción

SIMBOLOGÍAS

H	Espesor
k	Permeabilidad
NaCl	Cloruro de Sodio
S	Factor de daño
So	Saturación de petróleo
Sw	Saturación de agua
β_o	Factor Volumétrico de formación del petróleo
β_{oi}	Factor Volumétrico inicial de formación del petróleo
μ	Viscosidad
Φ	Porosidad
°F	Grados Fahrenheit
N	Norte
S	Sur
E	Este
O	Oeste
T	Temperatura
Tr	Temperatura de reservorio
Sf	Saturación de fluido
Ni	Petróleo IN SITU

P_i	Presión inicial
P_s	Presión de saturación
R_b	Barriles de reservorio
Cm^3	Centímetros cúbicos
V_{sh}	Volumen de Arcilla
β_w	factor Volumétrico del Agua
μ_o	Viscosidad del petróleo
μ_w	Viscosidad del agua
P_b	Punto de burbuja
T_y	Temperatura del yacimiento
β_{or}	Factor Volumétrico residual de petróleo
C_{oi}	Compresibilidad inicial del petróleo
C_{os}	Compresibilidad de la saturación del petróleo
μ_{oi}	Viscosidad inicial del petróleo
μ_{os}	Viscosidad de la saturación de petróleo
ρ_{or}	Densidad residual del petróleo
%	Porcentaje
m	Metros
km	Kilómetros
km^2	Kilómetros cuadrados

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Localización geográfica de la Cuenca Marañón-Oriente-Putumayo.....	2
Figura 1.2 Mapa vial del campo Auca	6
Figura 1.3 Well pad área Auca.....	7
Figura 2.1 Mapa de ubicación del área Auca.....	24
Figura 2.2 Mapa catastral del Ecuador.....	25
Figura 2.3 Yacimientos productores del campo Auca	27
Figura 2.4 Formaciones de interés para este estudio del campo Auca	27
Figura 2.5 Columna estratigráfica de la cuenca Oriente Estratigrafía y litología de los yacimientos	29
Figura 3.1 Curva de Distribución del Análisis del tamaño de Partículas de una muestra de Carbonato Grueso.....	46
Figura 3.2 Curva de Distribución del Análisis del tamaño de Partículas de una muestra de Carbonato Fino y Medio	47
Figura 4.1 Registro ACRT del pozo AUC-67D.....	62
Figura 4.2 Registro ACRT del pozo AUC-75D.....	64
Figura 4.3 Registro ACRT del pozo AUC-76D.....	66
Figura 4.4 Registro Focus del pozo AUC-77D.....	68
Figura 4.5 Registro Focus del pozo AUC-82D.....	70
Figura 4.6 Registro ACRT del pozo AUC-92D.....	72

Figura 4.7 Registro ACRT del pozo AUC-93D.....	74
Figura 4.8 Registro ACRT del pozo AUC-96D.....	76
Figura 4.9 Registro Compuesto del pozo AUC-97D	78
Figura 4.10 Registro Focus del pozo AUC-98D.....	80
Figura 4.11 Registro Focus del pozo AUS-07D	82
Figura 4.12 Registro Compuesto del pozo AUC-54D	84
Figura 4.13 Registro ACRT del pozo AUC-58D.....	86
Figura 4.14 Registro Compuesto del pozo AUC-79D	88
Figura 4.15 Registro ACRT del pozo AUC-80D.....	90
Figura 4.16 Registro ACRT del pozo AUC-86D.....	92
Figura 4.17 Registro Compuesto del pozo AUC-91D	94
Figura 4.18 Diagrama de completación del pozo AUC-67D.....	97
Figura 4.19 Diagrama de completación del pozo AUC-70D.....	100
Figura 4.20 Diagrama de completación del pozo AUC-73D.....	103
Figura 4.21 Diagrama de completación del pozo AUC-75D.....	106
Figura 4.22 Diagrama de completación del pozo AUC-76D.....	109
Figura 4.23 Diagrama de completación del pozo AUC-77D.....	112
Figura 4.24 Diagrama de completación del pozo AUS-05D	115
Figura 4.25 Diagrama de completación del pozo AUC-82D.....	117
Figura 4.26 Diagrama de completación del pozo AUC-83D.....	119

Figura 4.27 Diagrama de completación del pozo AUC-92D	121
Figura 4.28 Diagrama de completación del pozo AUC-93D	123
Figura 4.29 Diagrama de completación del pozo AUC-96D	125
Figura 4.30 Diagrama de completación del pozo AUC-97D	128
Figura 4.31 Diagrama de completación del pozo AUC-98D	131
Figura 4.32 Diagrama de completación del pozo AUC-99D ST	134
Figura 4.33 Diagrama de completación del pozo AUS-06D	137
Figura 4.34 Diagrama de completación del pozo AUS-07D	140
Figura 4.35 Diagrama de completación del pozo AUC-54D	143
Figura 4.36 Diagrama de completación del pozo AUC-58D	146
Figura 4.37 Diagrama de completación del pozo AUC-79D	148
Figura 4.38 Diagrama de completación del pozo AUC-80D	150
Figura 4.39 Diagrama de completación del pozo AUC-81D	152
Figura 4.40 Diagrama de completación del pozo AUC-86D	154
Figura 4.41 Diagrama de completación del pozo AUC-91D	156
Figura 4.42 Diagrama de completación del pozo AUC-95D	158
Figura 4.43 Potencial de fluidos del pozo AUC-67D	161
Figura 4.44 Potencial de fluidos del pozo AUC-70D	163
Figura 4.45 Potencial de fluidos del pozo AUC-73D	166
Figura 4.46 Potencial de fluidos del pozo AUC-75D	168

Figura 4.47 Potencial de fluidos del pozo AUC-76D	170
Figura 4.48 Potencial de fluidos del pozo AUC-77D	172
Figura 4.49 Potencial de fluidos del pozo AUC-83D	174
Figura 4.50 Potencial de fluidos del pozo AUC-96D	177
Figura 4.51 Potencial de fluidos del pozo AUC-97D	179
Figura 4.52 Potencial de fluidos del pozo AUC-98D	181
Figura 4.53 Potencial de fluidos del pozo AUC-99D ST	183
Figura 4.54 Potencial de fluidos del pozo AUS-06D.....	185
Figura 4.55 Potencial de fluidos del pozo AUS-07D.....	188
Figura 4.56 Potencial de fluidos del pozo AUC-54D	190
Figura 4.57 Potencial de fluidos del pozo AUC-66D	193
Figura 4.58 Clasificación del daño de formación	196
Figura 4.59 Daño en los pozos perforados en el 2009	197
Figura 4.60 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-67D.....	198
Figura 4.61 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-70D.....	199
Figura 4.62 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-73D.....	200
Figura 4.63 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-75D.....	201
Figura 4.64 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-76D.....	202
Figura 4.65 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-77D.....	203
Figura 4.66 Daño en los pozos perforados en el 2010	204

Figura 4.67 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-83D.....	205
Figura 4.68 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-96D.....	206
Figura 4.69 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-97D.....	207
Figura 4.70 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-98D.....	208
Figura 4.71 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-99D ST..	209
Figura 4.72 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUS-06D.....	210
Figura 4.73 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUS-07D.....	211
Figura 4.74 Daño en los pozos perforados en el 2011	212
Figura 4.75 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-54D.....	213
Figura 4.76 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-66D.....	214
Figura 4.77 Daño en la arena “U” vs tiempo	216
Figura 4.78 Daño en la arena “T” vs tiempo.....	217
Figura 4.79 Daño en la arena “H” vs tiempo	218
Figura 4.80 IPR del pozo AUC-67D.....	221
Figura 4.81 IPR del pozo AUC-70D.....	223
Figura 4.82 IPR del pozo AUC-73D.....	225
Figura 4.83 IPR del pozo AUC-75D.....	227
Figura 4.84 IPR del pozo AUC-76D.....	229
Figura 4.85 IPR del pozo AUC-77D.....	231
Figura 4.86 IPR del pozo AUS-05D	233

Figura 4.87 IPR del pozo AUC-92D.....	235
Figura 4.88 IPR del pozo AUC-83D.....	237
Figura 4.89 IPR del pozo AUC-92D.....	239
Figura 4.90 IPR del pozo AUC-93D.....	241
Figura 4.91 IPR del pozo AUC-96D.....	243
Figura 4.92 IPR del pozo AUC-97D.....	245
Figura 4.93 IPR del pozo AUC-98D.....	247
Figura 4.94 IPR del pozo AUC-99D ST	249
Figura 4.95 IPR del pozo AUS-06D	251
Figura 4.96 IPR del pozo AUS-07D	253
Figura 4.97 IPR del pozo AUC-54D.....	255
Figura 4.98 IPR del pozo AUC-58D.....	257
Figura 4.99 IPR del pozo AUC-79D.....	259
Figura 4.100 IPR del pozo AUC-80D.....	261
Figura 4.101 IPR del pozo AUC-86D.....	263
Figura 4.102 IPR del pozo AUC-91D.....	266
Figura 4.103 Producción real y teórica del pozo AUC-67D.....	274
Figura 4.104 Producción real y teórica del pozo AUC-70D.....	281
Figura 4.105 Producción real y teórica del pozo AUC-73D.....	291
Figura 4.106 Producción real y teórica del pozo AUC-75D.....	299

Figura 4.107 Producción real y teórica del pozo AUC-76D	305
Figura 4.108 Producción real y teórica del pozo AUC-77D	311
Figura 4.109 Producción real y teórica del pozo AUS-05D	317
Figura 4.110 Producción real y teórica del pozo AUC-82D	325
Figura 4.111 Producción real y teórica del pozo AUC-83D	330
Figura 4.112 Producción real y teórica del pozo AUC-92D	335
Figura 4.113 Producción real y teórica del pozo AUC-93D	339
Figura 4.114 Producción real y teórica del pozo AUC-96D	343
Figura 4.115 Producción real y teórica del pozo AUC-97D	349
Figura 4.116 Producción real y teórica del pozo AUC-98D	355
Figura 4.117 Producción real y teórica del pozo AUC-99D ST	361
Figura 4.118 Producción real y teórica del pozo AUS-06D	366
Figura 4.119 Producción real y teórica del pozo AUS-07D	372
Figura 4.120 Producción real y teórica del pozo AUS-07D	376
Figura 4.121 Producción real y teórica del pozo AUC-58D	379
Figura 4.122 Producción real y teórica del pozo AUC-79D	384
Figura 4.123 Producción real y teórica del pozo AUC-80D	391
Figura 4.124 Producción real y teórica del pozo AUC-86D	398
Figura 4.125 Producción real y teórica del pozo AUC-91D	403

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Clasificación de los pozos perforados y su estado en el campo Auca	4
Tabla 1.2 Clasificación de los pozos de la tesis	5
Tabla 2.1 Valores promedios de los análisis PVT en las arenas del campo Auca	10
Tabla 2.2 Parámetros PVT de las arenas del campo Auca.....	10
Tabla 2.3 Datos Petrofísicos del pozo AUC-67D	11
Tabla 2.4 Datos Petrofísicos del pozo AUC-73D	11
Tabla 2.5 Datos Petrofísicos del pozo AUC-75D	12
Tabla 2.6 Datos Petrofísicos del pozo AUC-76D	12
Tabla 2.7 Datos Petrofísicos del pozo AUC-77D	13
Tabla 2.8 Datos Petrofísicos del pozo AUS-05D.....	13
Tabla 2.9 Datos Petrofísicos del pozo AUC-82D	14
Tabla 2.10 Datos Petrofísicos del pozo AUC-83D	14
Tabla 2.11 Datos Petrofísicos del pozo AUC-92D	15
Tabla 2.12 Datos Petrofísicos del pozo AUC-93D	15
Tabla 2.13 Datos Petrofísicos del pozo AUC-96D	16
Tabla 2.14 Datos Petrofísicos del pozo AUC-97D	16
Tabla 2.15 Datos Petrofísicos del pozo AUC-98D	17
Tabla 2.16 Datos Petrofísicos del pozo AUC-99D ST	17

Tabla 2.17 Datos Petrofísicos del pozo AUS-6D.....	18
Tabla 2.18 Datos Petrofísicos del pozo AUS-7D.....	18
Tabla 2.19 Datos Petrofísicos del pozo AUC-54D	19
Tabla 2.20 Datos Petrofísicos del pozo AUS-63D.....	19
Tabla 2.21 Datos Petrofísicos del pozo AUC-66D	20
Tabla 2.22 Datos Petrofísicos del pozo AUC-79D	20
Tabla 2.23 Datos Petrofísicos del pozo AUC-80D	21
Tabla 2.24 Datos Petrofísicos del pozo AUC-81D	21
Tabla 2.25 Datos Petrofísicos del pozo AUC-86D	22
Tabla 2.25 Datos Petrofísicos del pozo AUC-91D	22
Tabla 2.26 Datos Petrofísicos del pozo AUC-95D	23
Tabla 2.27 Salinidades de las arenas del Campo Auca.....	41
Tabla 3.1 Concentraciones a ser probadas P4-1, P4-2, P4-3, P4-4 y P4-5	43
Tabla 3.2 Concentraciones a ser probadas P5-0, P5-1, P6-0, P7-0, P8-0, PCG y PCFM.	43
Tabla 3.3 Concentraciones a ser probadas P9-A, P9-B, P9-C, P10-1A, P10-1B Y P10-1C	44
Tabla 3.4 Concentraciones a ser probadas P10-2A, P10-2B, P10-2C, P10-3A, P10-3B Y P10-3C	44
Tabla 3.5 Concentraciones usadas en el pozo AUC-88D	45
Tabla 4.1 Valores del radio de invasión de los pozos estudiados.....	61

Tabla 4.2 Daño en la arena “U”	215
Tabla 4.3 Daño en la arena “T”	216
Tabla 4.4 Daño en la arena “H”	217
Tabla 4.5 Historial de Producción del pozo AUC-67D	273
Tabla 4.6 Historial de Producción del pozo AUC-70D	280
Tabla 4.7 Historial de Producción del pozo AUC-73D	290
Tabla 4.8 Historial de Producción del pozo AUC-75D	298
Tabla 4.9 Historial de Producción del pozo AUC-76D	304
Tabla 4.10 Historial de Producción del pozo AUC-77D	310
Tabla 4.11 Historial de Producción del pozo AUS-05D	316
Tabla 4.12 Historial de Producción del pozo AUC-82D	324
Tabla 4.13 Historial de Producción del pozo AUC-83D	329
Tabla 4.14 Historial de Producción del pozo AUC-92D	334
Tabla 4.15 Historial de Producción del pozo AUC-93D	338
Tabla 4.16 Historial de Producción del pozo AUC-96D	342
Tabla 4.17 Historial de Producción del pozo AUC-97D	348
Tabla 4.18 Historial de Producción del pozo AUC-98D	354
Tabla 4.19 Historial de Producción del pozo AUC-99D ST	360
Tabla 4.20 Historial de Producción del pozo AUS-06D	365
Tabla 4.21 Historial de Producción del pozo AUS-07D	371

Tabla 4.22 Historial de Producción del pozo AUC-54D	375
Tabla 4.23 Historial de Producción del pozo AUC-58D	378
Tabla 4.24 Historial de Producción del pozo AUC-79D	383
Tabla 4.25 Historial de Producción del pozo AUC-80D	390
Tabla 4.26 Historial de Producción del pozo AUC-86D	397
Tabla 4.27 Historial de Producción del pozo AUC-91D	402
Tabla 5.1 Resultados obtenidos de las pruebas P1 y P2	405
Tabla 5.2 Resultados obtenidos de las pruebas P3-1 y P3-2.....	406
Tabla 5.3 Resultados obtenidos de las pruebas P4-1, P4-2, P4-3, P4-4 Y P4-5	407
Tabla 5.4 Resultados obtenidos de las pruebas P5-0 y P5-1	408
Tabla 5.5 Resultados obtenidos de las pruebas con diferentes concentraciones de carbonato	409
Tabla 5.6 Resultados obtenidos de las pruebas P9-A, P9-B y P9-C	410
Tabla 5.7 Resultados obtenidos de las pruebas P10-1A, P10-1B y P10-1C	410
Tabla 5.8 Resultados obtenidos de las pruebas P10-2A, P10-2B y P10-2C	411
Tabla 5.9 Resultados obtenidos de las pruebas P10-3A, P10-3B y P10-3C	411
Tabla 5.10 Resultados obtenidos de las pruebas P10-1C, P10-2C y P10-3C	412
Tabla 6.1 Concentración de químicos para el lodo final.....	413
Tabla 6.2 Comparación entre las propiedades propuestas y las logradas para el lodo final.	414

INTRODUCCIÓN

El presente estudio nació de una idea conjunta entre las empresas EP Petroecuador, operadora estatal y Baker Hughes, compañía prestadora de servicios multinacional; debido a la gran necesidad por corregir los problemas presentados en las formaciones reservorio causados por el fluido de perforación en las zonas productoras.

Con el tiempo, en el campo Auca, se ha registrado un alto valor del daño de formación, o también conocido como factor “S” en los pozos perforados. Por este motivo, las empresas antes mencionadas se vieron en la necesidad de realizar este estudio para corregir el lodo de perforación que atraviesa las zonas productoras.

En la presente tesis desarrollaremos este tema, centrándonos en el análisis de aquellos pozos que han sido perforados desde el año 2009 hasta el mes de octubre del año 2011. Considerando la información de la arena a perforar, proponemos un fluido diseñado para cumplir su principal función: reducir el daño a la formación productora, así como también mantener las propiedades propicias para la limpieza del hueco mientras es perforado y crear un revoque que es de fácil remoción; por supuesto sin descuidar los estándares de salud, seguridad y medio ambiente.

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

La Cuenca Oriente está en una posición de antepaís, entre los Andes Ecuatorianos y el escudo Guyanés, forma parte del conjunto de cuencas subandinas de tras arco, el mismo que se extiende desde Venezuela hasta Argentina (Urien & Zambrano, 1985 en Dashwood & Abbotts, 1990). La cuenca Oriente cubre un área de aproximadamente 100.000 km².



Figura 1.1 Localización geográfica de la Cuenca Marañón-Oriente-Putumayo
(Modificado del Informe interno de Petroproducción, 2003)

El Campo Auca fue descubierto por la Compañía Texaco - Gulf con la perforación del pozo Auca 1, que se inició el 16 de febrero y fue completado el 30 de marzo de 1970. Alcanzó una profundidad de 10578 ft con una producción de 3072 BPPD de las arenas H (31° API) y T (27° API). La explotación de los yacimientos comenzó en Abril de 1974 con 9 pozos de los cuales 7 produjeron de H, 1 pozo de U y 1 pozo de T.

El Área Auca está conformada por los campos: Auca, Auca Sur, Auca Este, Conga, Conga Sur, Cononaco, Yuca, Yulebra, Culebra, Anaconda, Armadillo y Rumiyaçu. Además de los campos marginales Palanda, Pindo y Yuca, el campo Tigüino y el campo Puma.

EP-PETROECUADOR opera actualmente los campos: Auca, Auca Sur, Auca Este, Conga Norte, Conga Sur, Culebra, Yulebra, Anaconda, Yuca, Cononaco, Rumiyaçu y Armadillo. El petróleo in situ (Ni), de esta área es de 2.384,7 MM bls.

El monto de reservas probadas de los reservorios BT, Us, Ui, Ti, Ts, Hs, Hi que suman 361.81 MMBPN de reservas probadas de crudos que tienen un rango de 19 a 31,6 grados API, siendo el más bajo, en algunos sectores, el de Us con 19 grados API. De estas reservas hasta diciembre del 2010 se ha producido 217,1 MMBPN, quedando como reservas remanentes 144,7 MMBPN. Existiendo reservas probables y posibles.

En el campo Auca existen 130 pozos productores, de los cuales 101 producen mediante el sistema BES, 1 por flujo natural, 25 por métodos hidráulicos y 3 a través de camión bomba. Hay 36 pozos cerrados, 3 inyectores, 10 reinyectores, 10 abandonados y 2 que están siendo perforados.

En la siguiente tabla se resumen los valores mencionados:

POZOS CAMPO AUCA	
PRODUCTORES	130
BES / FLUJO NATURAL	101 / 1
HIDRAULICOS	25
CAMION BOMBA	3
CERRADOS	36
INYECTORES	3
REINYECTORES	10
ABANDONADOS	10
EN PERFORACIÓN	2
TOTAL	191

Tabla 1.1 Clasificación de los pozos perforados y su estado en el campo Auca
Fuente: Departamento de Ingeniería, Campo Auca.

A continuación resumimos en una tabla, los pozos que fueron perforados cada año; los mismos que entrarán en el presente estudio:

AÑO	POZOS PERFORADOS
2009	7
2010	10
2011	10*
TOTAL	27

Tabla 1.2 Clasificación de los pozos de la tesis

Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

*De los pozos perforados en el presente año, solo 6 serán analizados puesto que de los 4 restantes aún no había información disponible al momento de realizar esta tesis.

Adicionalmente, necesitaremos la ubicación de los pozos que se han perforado en el campo Auca para el análisis de aquellos que formen parte de nuestro estudio, debido a que a ciertos pozos no se les ha realizado build up por ejemplo; por lo cual nos basaremos en los datos obtenidos de aquellos pozos perforados alrededor o lo más cercano posible al de interés.

En la siguiente gráfica mostramos los pozos que han sido perforados hasta el 01 de septiembre de 2011 y su ubicación en el campo Auca.

También necesitaremos el siguiente gráfico, en el que se muestran los pozos que forman parte de cada well pad del área Auca. Mostramos el sector de Auca central y Auca sur, que son donde se encuentran los pozos de nuestro estudio.

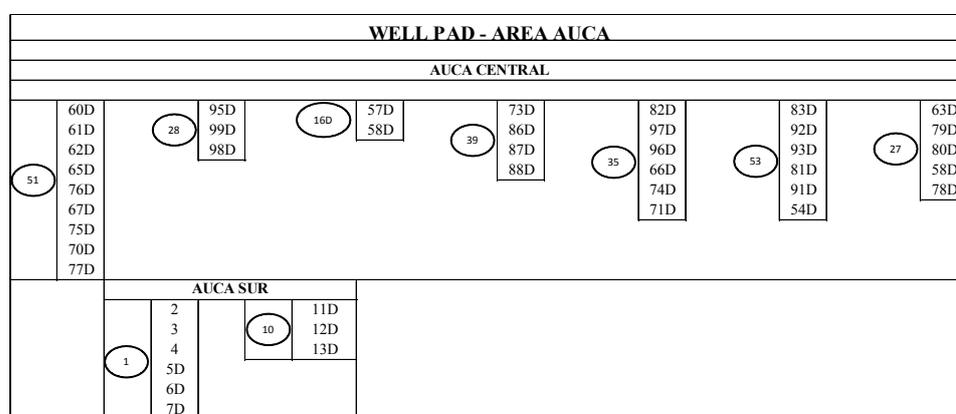


Figura 1.3 Well pad área Auca

Fuente: Departamento de Ingeniería Petroproducción

1.2 Objetivos

- ✓ Realizar una caracterización del fluido “Drill-In” orientado a la optimización de las zonas productoras del campo Auca-EP Petroecuador.
- ✓ Realizar un estudio detallado de las zonas productoras en el área.
- ✓ Determinar y definir las características geológicas significativas.

- ✓ Proponer un fluido diseñado para cumplir su principal función: reducir el daño a la formación productora, así como también mantener las propiedades propicias para la limpieza del hueco mientras es perforado y crear un revoque que es de fácil remoción; por supuesto sin descuidar los estándares de salud, seguridad y medio ambiente.

- ✓ Proporcionar recomendaciones para la correcta optimización del fluido “Drill-In”.

CAPÍTULO 2

2. OBTENCION DE DATOS EN EL CAMPO

2.1 Datos petrofísicos de los reservorios

Los principales parámetros petrofísicos de la roca son: permeabilidad (K), porosidad (\emptyset), saturación de fluidos (S_f) y volumen de arcilla (V_{sh}) que dependen del grado de compactación, tipo de cementación, grado de impurezas y otras características propias de la arena.

Para los fluidos es necesario determinar los siguientes parámetros: factores volumétricos de agua y petróleo (β_o , β_w), viscosidades de agua y petróleo (μ_o , μ_w), saturación de fluidos, salinidad del agua de formación, siendo estos característicos de cada arena.

Arena	Pb (psi)	Ty (°F)	°API	GOR (SCF/STB)	β_o (rb/stb)	G.Gas
BT	575	197	17,8	88	1,144	1,030
U	231	185	17,3	50	1,230	1,402
T	640	200	24,9	229	1,356	1,315
Hs	195	236	32,4	12	1,153	1,244

Tabla 2.1 Valores promedios de los análisis PVT en las arenas del campo Auca
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

	BT	U	T	H
Pi (psia)	3563	4141	4213	4500
Ps (psia)	645	231	640	195
β_{oi} (rb/stb)	1,1338	1,043	1,131	1,111
β_{os} (rb/stb)	1,1547	1,09	1,16	1,15
Coi (1/psia 10 ⁻⁶)	6,2	5,21	6,75	6,48
Cos (1/psia 10 ⁻⁶)	6,2	8,77	9,03	8,18
μ_{oi} (cp)	21,34	13,8	5,05	4,76
μ_{os} (cp)	14,29	2,82	2,6	2,66
GOR (SCF/STB)	116	50	163	10
ρ_{or} (gr/cm ³)	0,927	0,94	0,887	0,867
API	21.1	20.1	29	31.6
T _r (°F)	210	229	233	235

Tabla 2.2 Parámetros PVT de las arenas del campo Auca
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

POZOS PERFORADOS EN EL AÑO 2009

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari		
BT	9410	9435	26	19	0,75	0,145	0,24	0,282	2,75	2,09
U	10111	10230	119	43,5	0,37	0,156	0,061	0,164	6,79	6,37
T	10388	10481	93	12,5	0,14	0,103	0,373	0,284	1,28	0,8
Hs	10588	10639	51	28	0,55	0,111	0,283	0,238	3,1	2,23
Hi	10639	10780	141	14	0,1	0,124	0,236	0,147	1,74	1,33

Tabla 2.3 Datos Petrofísicos del pozo AUC-67D

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh
	Fracc	Fracc	Ari
BT	0,123	0,279	0,187
Us	0,143	0,22	0,213
Ui	0,195	0,147	0,139
Ts	0,18	0,375	0,259
Hs	0,132	0,346	0,258
Hi	0,191	0,166	0,187

Tabla 2.4 Datos Petrofísicos del pozo AUC-73D

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari		
BT	9133,5	9150,25	16,75	4,5	0,27	0,182	0,145	0,177	0,82	0,7
Us	9815,25	9878,75	63,5	18,75	0,3	0,181	0,516	0,399	3,39	1,64
Ui	9878,75	9928,75	50	39,5	0,79	0,163	0,172	0,176	6,45	5,34
Ts	10085	10140,3	55,25	22,75	0,41	0,113	0,781	0,34	2,57	0,56
Ti	10140,3	10157	16,75	13,5	0,81	0,14	0,563	0,304	1,88	0,82
Hs	10306,8	10368,5	61,75	33,63	0,55	0,139	0,534	0,27	4,68	2,18
Hi	10368,5	10550	181,5	157,38	0,87	0,17	0,691	0,108	26,7	8,25

Tabla 2.5 Datos Petrofísicos del pozo AUC-75D
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh
	ft	ft	ft	Fracc	Fracc	Ari
BT	9833	9853	20	0,176	0,15	0,188
Us	10584	10700	150	0,183	0,247	0,28
Ui				0,165	0,91	0,143
Ts	10850	10929	79	0		0
Ti				0,108	0,398	0,225
Hs	11085	11127	42	0,097	0,181	0,117
Hi	11118	11181	63	0,144	0,28	0,144

Tabla 2.6 Datos Petrofísicos del pozo AUC-76D
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari		
BT	9683	9696	13	5,75	0,44	0,124	0,429	0,187	0,71	0,41
U	10416,8	10521,8	105	24,88	0,24	0,203	0,136	0,163	5,04	4,36
T	10691,5	10763,3	71,75	0,5	0,01	0,111	0,463	0,458	0,06	0,03
Hs	10943	10979,5	36,5	12,5	0,34	0,14	0,296	0,215	1,76	1,24
Hi	10979,5	11179	199,5	6,25	0,03	0,171	0,423	0,093	1,07	0,62

Tabla 2.7 Datos Petrofísicos del pozo AUC-77D

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari		
BT	9427	9448	22	7,5	0,349	0,127	0,199	0,193	0,95	0,76
Us	10108	10157	49	5	0,103	0,137	0,369	0,269	0,68	0,43
Ui	10157	10208	52	39	0,757	0,141	0,11	0,159	5,49	4,88
Ts	10371	10423	52	5	0,097	0,149	0,302	0,093	0,75	0,52
Ti	10423	10471	49	43,25	0,892	0,159	0,242	0,141	6,87	5,21
Hs	10619	10656	37	20,5	0,554	0,114	0,328	0,158	2,35	1,58
Hi	10656	10809	153	8	0,052	0,135	0,273	0,185	1,08	0,78

Tabla 2.8 Datos Petrofísicos del pozo AUS-05D

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

POZOS PERFORADOS EN EL AÑO 2010

Arena	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh
	Fracc	Fracc	Ari
BT	0,195	0,112	0,112
Us	0,151	0,623	0,392
Ui	0,154	0,133	0,204
Ts	0,099	0,336	0,378
Ti	0,13	0,274	0,154
Hs	0,106	0,237	0,279
Hi	0,146	0,2	0,095

Tabla 2.9 Datos Petrofísicos del pozo AUC-82D
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari		
Us	10280	10325	45,5	6	0,13	0,138	0,254	0,247	0,83	0,62
Ui	10325	10360	35	0	0	-	-	-	-	-
Ts	10534	10610	76	17,5	0,23	0,093	0,835	0,313	1,63	0,27
Ti	10610	10678	68,5	46,75	0,68	0,15	0,259	0,146	6,99	5,18
Hs	10780	10811	30,5	17,5	0,57	0,116	0,503	0,253	2,04	1,01
Hi	10811	11030	219,5	138,5	0,63	0,157	0,649	0,096	21,7	7,62

Tabla 2.10 Datos Petrofísicos del pozo AUC-83D
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh
	Fracc	Fracc	Ari
Us	0,316	0,475	0,093
Ui	0,133	0,118	0,145
Ts	0,15	0,35	0,149
Ti	0,104	0,288	0,197
Hs	0,116	0,399	0,212
Hi	0,152	0,296	0,115

Tabla 2.11 Datos Petrofísicos del pozo AUC-92D
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari
Us	9846,25	9889,25	43	0	0	-	-	-
Ui	9889,25	9952,25	63	32,5	0,52	0,134	0,138	0,224
Ts	10023	10171,3	148,25	0	0	-	-	-
Ti	10171,3	10229	57,75	32,5	0,56	0,127	0,26	0,214
Hs	10352	10412	60	9,25	0,15	0,106	0,376	0,321
Hi	10412	10480,5	68,5	15,25	0,22	0,142	0,401	0,122

Tabla 2.12 Datos Petrofísicos del pozo AUC-93D
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espeor	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh
			Total			
	ft	ft	ft	Fracc	Fracc	Ari
BT	9300	9330	30	0,16	0,22	0,18
Us	9994	10066	72			
Ui	10057	10106	49	0,12	0,2	0,23
Ts	10217	10340	123	0,11	0,45	0,23
Ti	10340	10430	90	0,13	0,32	0,24
Hs	10535	10586	51	0,11	0,4	0,15
Hi	10579	10698	119	0,14	0,31	0,1

Tabla 2.13 Datos Petrofísicos del pozo AUC-96D
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espeor	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh
			Total			
	ft	ft	ft	Fracc	Fracc	Ari
Us	10122	10191	69	0,123	0,141	0,264
Ui	10187	10252	65	0,145	0,86	0,215
Ts	10372	10497	125	0,119	0,323	0,185
Ti	10492	10554	62			
Hs	10647	10689	42	0,118	0,334	0,1
Hi	10684	10738	54	0,155	0,373	0,171

Tabla 2.14 Datos Petrofísicos del pozo AUC-97D
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari		
BT	9146	9179	33,5	20	0,6	0,17	0,201	0,13	3,4	2,27
Us	9843	9891	48	1,5	0,03	0,121	0,429	0,307	0,18	0,1
Ui	9891	9927	36	10	0,28	0,129	0,11	0,225	1,29	1,15
Ts	10055	10137	82	22	0,27	0,151	0,202	0,292	3,33	2,66
Ti	10137	10244	107	93,75	0,88	0,157	0,108	0,198	14,7	13,12
Hs	10353	10385	32	23,5	0,73	0,129	0,261	0,182	3,03	2,24
Hi	10385	10613	228	48,5	0,21	0,156	0,315	0,225	7,58	5,19

Tabla 2.15 Datos Petrofísicos del pozo AUC-98D
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari		
BT	9122,8	9139	16,3	13,5	0,83	0,354	0,315	0,18	4,78	3,28
Us	9905	9956,3	51,3	0	0	-	-	-	-	-
Ui	9956,3	10019	63	26,5	0,42	0,151	0,103	0,143	4	3,59
Ts	10151	10246	95,5	34,5	0,36	0,113	0,212	0,211	3,9	3,07
Ti	10246	10295	49	41	0,84	0,167	0,104	0,072	5,85	6,13
Hs	10413	10427	14,5	7,8	0,53	0,13	0,295	0,201	1,01	0,71
Hi	10427	10491	63,5	50,9	0,8	0,137	0,314	0,156	6,97	4,78

Tabla 2.16 Datos Petrofísicos del pozo AUC-99D ST
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari		
BT	9414	9426	12	4,25	0,35	0,13	0,19	0,18	0,54	0,44
Us	10100	10141	40,5	15	0,37	0,15	0,51	0,4	2,22	1,08
Ui	10141	10201	60	44,13	0,74	0,14	0,06	0,15	6,09	5,74
Ts	10330	10407	77	36,38	0,47	0,13	0,42	0,27	4,69	2,72
Ti	10407	10457	55,25	33,75	0,67	0,11	0,17	0,21	3,7	3,08
Hs	10605	10639	34	10,25	0,3	0,11	0,31	0,18	1,11	0,77
Hi	10639	10760	121	73,25	0,61	0,14	0,68	0,09	10,6	3,34

Tabla 2.17 Datos Petrofísicos del pozo AUS-6D

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari		
BT	9570	9525	15,25	3	0,2	0,122	0,165	0,135	0,37	0,31
Us	10248	10316	68	17	0,25	0,145	0,304	0,292	2,47	1,72
Ui	10316	10348	32,25	13	0,4	0,127	0,075	0,146	1,65	1,53
Ts	10483	10574	91	26,75	0,29	0,105	0,405	0,285	2,8	1,67
Ti	10574	10611	37,25	28,5	0,77	0,106	0,192	0,115	3,01	2,44
Hs	10768	10808	40	31,75	0,79	0,118	0,127	0,165	3,75	3,28
Hi	10808	10976	167,75	2	0,01	0,134	0,415	0,185	0,27	0,16

Tabla 2.18 Datos Petrofísicos del pozo AUS-7D

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

POZOS PERFORADOS EN EL AÑO 2011

Arena	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari			
BT	31	21	0,68	0,25	0,26	0,155	5,26	3,89	3,26
Us	45	8	0,18	0,077	0,378	0,406	0,62	0,38	3,25
Ui	27	19,5	0,72	0,099	0,093	0,234	1,92	1,74	4,57
Ts	76	37	0,49	0,136	0,305	0,107	5,03	3,49	3,97
Ti	49	28,5	0,58	0,08	0,073	0,371	2,29	2,12	10,56
Hs	65	28	0,43	0,08	0,159	0,291	2,25	1,89	8,15
Hi	38	11,5	0,3	0,07	0,146	0,545	0,8	0,68	6,27

Tabla 2.19 Datos Petrofísicos del pozo AUC-54D

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari		
Us	9938	9993	55	0	0	-	-	-	-	-
Ui	9993	10033	40	17	0,43	0,172	0,101	0,093	2,93	2,64
Ts	10171	10276	105	1	0,11	0,121	0,42	0,16	1,33	0,77
Ti	10276	10339	63	11	0,79	0,178	0,104	0,118	8,92	7,98
Hs	10454	10496	42	13	0,31	0,121	0,166	0,319	1,58	1,32
Hi	10496	10674	178	38	0,21	0,153	0,126	0,105	1,82	5,09

Tabla 2.20 Datos Petrofísicos del pozo AUS-63D

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh
	ft	ft	ft	ft	Fracc	Fracc	Ari
Ui	9964	10032	67	22,5	0,15	0,12	0,16
Ts	10154	10244	90	7,5	0,11	0,39	0,12
Ti	10244	10293	49	10,50	0,12	0,24	0,21
Hs	10420	10458	38	8,50	0,13	0,38	0,15
Hi	10458	10615	158	23,5	0,13	0,21	0,083

Tabla 2.21 Datos Petrofísicos del pozo AUC-66D
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	$\Phi^*S_o^*H$
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari		
BT	9472	9490	18	10	0,59	0,143	0,102	0,268	1,46	1,31
Ui	10266	10323	58	20,25	0,35	0,126	0,12	0,213	2,55	2,24
Ts	10462	10569	107	27,5	0,26	0,169	0,246	0,203	4,64	3,5
Ti	10569	10656	87	50,5	0,58	0,154	0,114	0,223	7,78	6,89
Hs	10769	10799	30	11,5	0,39	0,114	0,166	0,262	1,31	1,09
Hi	10799	10973	173	3	0,02	0,147	0,26	0,174	0,44	0,33

Tabla 2.22 Datos Petrofísicos del pozo AUC-79D
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari		
BT	9276	9294	18	11,5	0,64	0,151	0,214	0,176	1,73	1,36
Us	10073	10128	55,5	0	0	0	0	0	0	0
Ui	10128	10179	51	20	0,39	0,13	0,088	0,224	2,61	2,38
Ts	10301	10408	107	0	0	0	0	0	0	0
Ti	10408	10495	87	55,5	0,64	0,15	0,1	0,106	8,3	7,47
Hs	10605	10643	38	0	0	0	0	0	0	0
Hi	10643	10738	95	18	0,19	0,129	0,427	0,102	2,32	1,33

Tabla 2.23 Datos Petrofísicos del pozo AUC-80D
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor Total	Espesor Neto	N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari		
Us	10045	10096	51	5,75	0,11	0,11	0,318	0,229	0,63	0,43
Ti	10358	10448	89	49,25	0,55	0,13	0,241	0,079	6,4	4,86
Hs	10550	10613	63	26	0,42	0,11	0,348	0,17	2,89	1,88
Hi	10613	10750	137	10,75	0,08	0,161	0,159	0,063	1,73	1,45

Tabla 2.24 Datos Petrofísicos del pozo AUC-81D
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor		N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
			Neto	ft						
Us	10224,5	10282,5	58	0	-	-	-	-	-	-
Ui	10282,5	10325,3	42,75	0,66	0,119	0,079	0,28	3,37	3,11	
Ts	10461,5	10543,8	82,25	0,01	0,091	0,463	0,395	0,05	0,02	
Ti	10543,8	10564,8	21	0,78	0,128	0,315	0,176	2,1	1,44	
Hs	10750,8	10772	21,25	0,24	0,106	0,253	0,051	0,55	0,41	
Hi	10772	10923	151	0,17	0,136	0,126	0,178	3,43	3	

Tabla 2.25 Datos Petrofísicos del pozo AUC-86D

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor		N/G	Av ϕ	Av Sw	Av Vsh	ϕ^*H	Φ^*So^*H
			Total	Neto						
Us	10132	10173	41	0	0	-	-	-	-	-
Ui	10173	10254	81	32	0,4	0,145	0,156	0,155	4,65	3,92
Ts	10381	10464	83	0	0	-	-	-	-	-
Ti	10464	10508	44	17,5	0,4	0,125	0,217	0,122	2,19	1,72
Hs	10639	10702	64	16,5	0,26	0,124	0,396	0,15	2,04	1,23
Hi	10702	10879	177	26,5	0,15	0,14	0,303	0,208	3,72	2,59

Tabla 2.25 Datos Petrofísicos del pozo AUC-91D

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

Arena	Tope	Base	Espesor		N/G	Av		ϕ^*H	Φ^*So^*H
			Total	Neto		Sw	Vsh		
	ft	ft	ft	ft		Fracc	Fracc	Ari	
Us	10080	10147	67	0	0	-	-	-	-
Ui	10147	10220	73	14	0,37	0,106	0,275	0,209	1,48
Ts	10336	10433	97	20,5	0,21	0,126	0,347	0,28	2,57
Ti	10433	10510	77	48,75	0,63	0,146	0,327	0,156	7,14
Hs	10641	10686	44,5	14,25	0,32	0,122	0,434	0,221	1,74
Hi	10686	10812	126,5	7,75	0,06	0,156	0,338	0,165	1,21

Tabla 2.26 Datos Petrofísicos del pozo AUC-95D

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

2.2 Geología de las formaciones

Sobre el campo Auca.-

Ubicación

Se encuentra ubicado en la Provincia de Orellana, Cantón Francisco de Orellana, Parroquia Dayuma –perteneciente a la cuenca Oriente del Ecuador-, a 260 km al oeste de la ciudad de Quito, 20 km al sur-este del campo Sacha y a 100 km al sur de la frontera con Colombia.

Límites

Está limitado al Norte por el Área Sacha, al Sur por el Bloque 30, al Este por el Bloque 14, al Oeste por el Bloque 7 y 21.

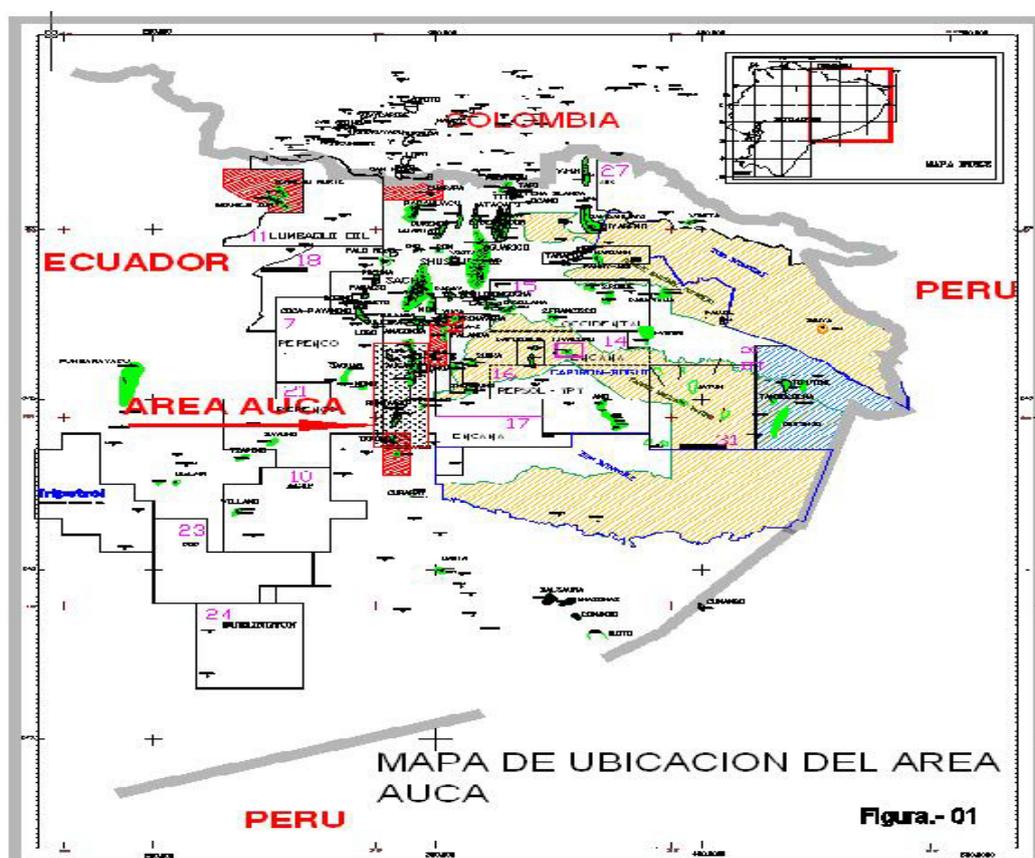


Figura 2.1 Mapa de ubicación del área Auca
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

La estructura Auca

Es un anticlinal bastante simétrico, elongado en dirección NNO-S, de aproximadamente 23 km de longitud por 4 km a lo largo de la cuenca oriente, con una franja de territorio de aproximadamente 92 km², que se ensancha en dirección norte con muy poca alteración tectónica al techo de la arenisca U principal.

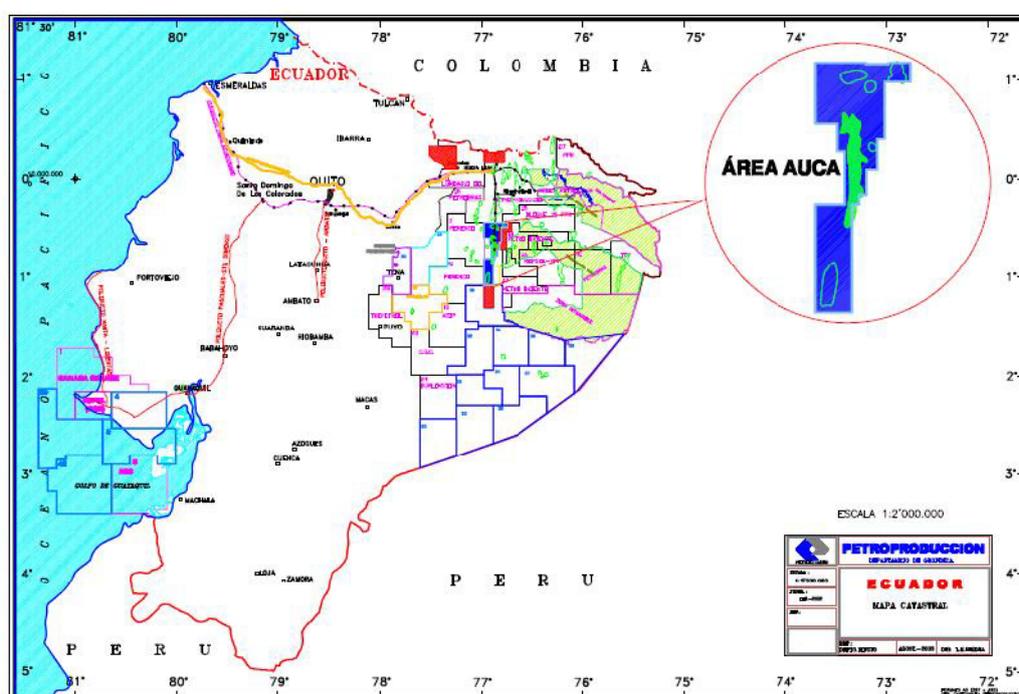


Figura 2.2 Mapa catastral del Ecuador

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

En la secuencia estratigráfica presenta niveles de lutita que ha actuado como roca madre y como sello parcial o completo de los reservorios a lo largo de la historia de la cuenca.

El campo presenta una falla con un rango de salto entre 10 y 30 ft, con un máximo de 50 ft en la parte central a nivel de la arena T, también presenta fallas secundarias con saltos menores con un rango de 50 a 20 ft.

El tipo de crudo presente en el Corredor Central, está en función de la ubicación de los campos. Aquellos que se encuentran en la parte norte y centro norte poseen crudos entre livianos y medios. Aquellos que se encuentran entre centro y centro sur tienen tendencia a poseer crudos entre medianos y pesados.

Las arenas U y T presentan considerables cantidades de hidrocarburos, con acuíferos parcialmente activos, lo que ha causado que la presión decline en algunos sectores del campo.

Los yacimientos productores en el campo Auca son: BT, T, U y H; como podemos apreciar en el siguiente cuadro:

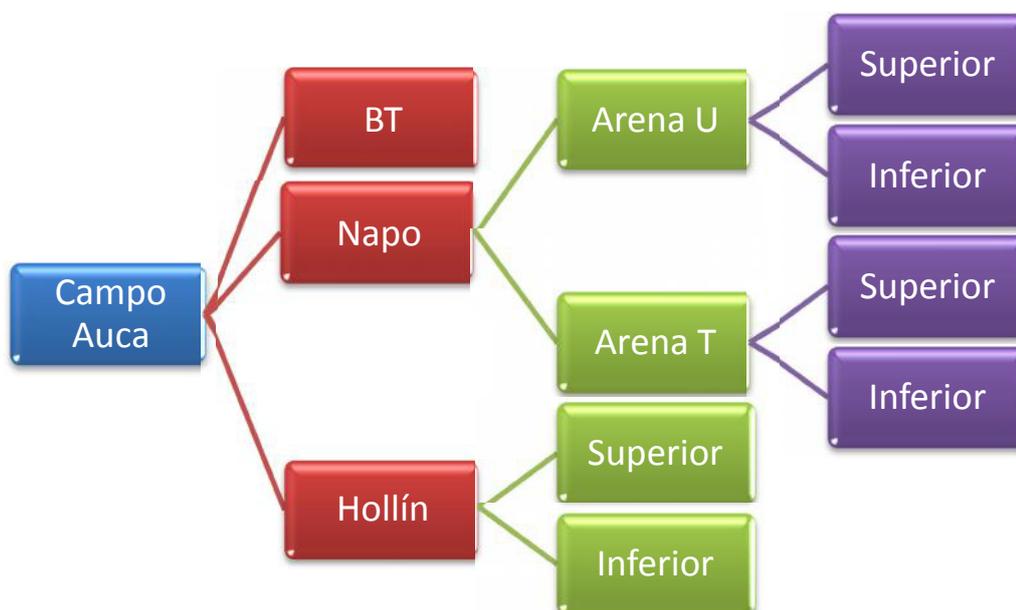


Figura 2.3 Yacimientos productores del campo Auca
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Estratigrafía de la Cuenca Oriente

Entre los principales estratos de interés de nuestro estudio tenemos:



Figura 2.4 Formaciones de interés para este estudio del campo Auca
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Las variaciones relativas y lentas del nivel del mar han permitido la alternancia de ciclos sedimentarios de depósitos con niveles arcillosos o niveles de caliza de gran extensión en régimen marino que constituyen buenos marcadores estratigráficos y de depósitos de niveles areniscos de extensión variable.

Las zonas productoras más importantes de petróleo del Campo Auca – Auca Sur son las arenas U y T, por tener un buen espesor y una buena continuidad de la arena. Hollín es también un buen reservorio pero en menor proporción que las zonas anteriormente dichas. Con respecto a BT es un yacimiento poco común en el sector, con un espesor relativamente pequeño pero con un buen potencial.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA CUENCA ORIENTE

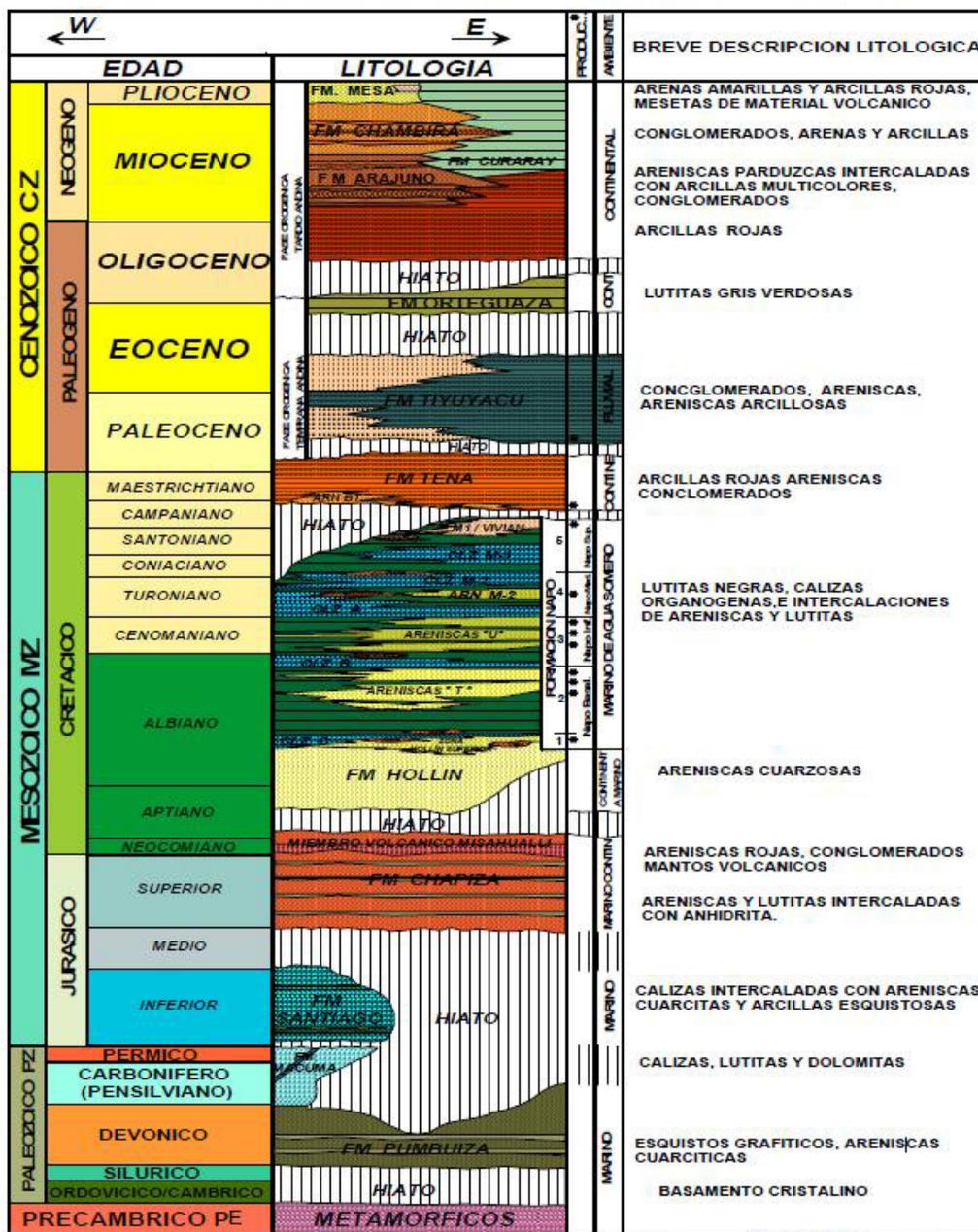


Figura 2.5 Columna estratigráfica de la cuenca Oriente Estratigrafía y litología de los yacimientos

Fuente: Departamento de Yacimientos de Petroproducción

Durante el cretácico, la cuenca estaba caracterizada por una subsidencia débil y los depósitos someros han ocurrido en un ambiente marino aislado del mar abierto. La sedimentación fue principalmente marina depositado en ambiente de agua poco profunda o de tipo de estuario, excepto por la parte basal que parece más fluvial. La dirección principal de los aportes durante esta fase de sedimentación llegaba al este.

Las variaciones del nivel del mar han controlado los ciclos de sedimentación y de erosión en la plataforma marina adonde se acumularon los depósitos antes de ser recubiertos durante la transgresión siguiente. En la secuencia estratigráfica se tienen niveles de lutitas que jugaron el papel de roca - madre durante la historia de la cuenca y de sello parcial o completo de los reservorios.

Las fallas principales de dirección principal N-S tienen una extensión longitudinal de más de 100 km. Con salto variable a lo largo de este eje, como por ejemplo la falla que sigue los flancos de los yacimientos Auca, Sacha y Dureno.

Formación Chalcana - Arajuno – Curaray y Chambira

Posiblemente las formaciones Chalcana-Arajuno-Curaray y Chambira, constituyan una sola unidad tectono-sedimentaria, marcada por ciclos de erosión-depositación de la cadena andina y cambios faciales desarrollado entre el oligoceno y el plioceno.

Excelentes afloramientos frescos de la formación Arajuno se localizan en la carretera Pto. Napo - Sta. Rosa, desde unos 50 m antes del puente sobre el río Arajuno y hacia el este.

A continuación se describe la litología encontrada:

- ✓ Arcillas verde-oliva, plásticas, y negras, algo limosas
- ✓ Limolitas violáceas.
- ✓ Arenisca (grauvaca) amarillo-rojizas, gris-amarillentas, plomizas y gris-azulosas, con abundante mica blanca (cericita), con estratificación cruzada palanar y festoneada, formando canales. Son frecuentes las concreciones arenosas, duras, silicificadas.
- ✓ Conglomerados compuestos por clastos de cuarzo lechoso y traslúcido (60-80%), lavas, cherts y rocas metamórficas: cuarcitas y esquistos (40%).

La sección está conformada por secuencias grano decrecientes, que se inician con canales y barras fluviales con base erosiva y culminan con arcillas y limolitas de paleosuelos (alteraciones químicas que dan manchas de filtraciones gris azulosas, dispuestas perpendicularmente a los límites de los estratos). Estas secuencias de segundo orden se agrupan a su vez secuencias grano-crecientes de mayor orden.

FORMACIÓN ORTEGUAZA

Pertenece a la edad del Oligoceno dentro del periodo Paleógeno. Esta formación presenta un espesor aproximado de 50 a 500 ft. El ambiente de depositación en el que se dio esta formación es de agua salobre a marina.

Afloran lutitas negras, en partes carbonáceas, intercaladas con areniscas cuarzosas marillo-ocres y gris-amarillentas. Dentro de las areniscas se presentan niveles microconglomeráticos compuestos en su mayoría por granulos de entre 1 y 3 cm representados por cuarzo (50%) y en menor proporción por cuarcitas (40%) y cherts (10%). La presencia de estos dos últimos componentes del microconglomerado demuestran que se trata de una formación terciaria.

La presencia de este afloramiento muestra que la transgresión oligocénica tuvo ingresos locales dentro de la zona subandina a través de paleovalles, abiertos hacia el Oriente, uno de los cuales se localizaba en el área de los Bermejós.

Según F. Christophoul (1998), la parte inferior de la formación Ortegúaza analizada corresponde a un ambiente deltaico dominado por la marea, desarrollándose hacia el este una plataforma marina lodosa. Posteriormente se desarrolla un estuario dominado por mareas, en las partes proximales y en la parte distal una plataforma lodosa con ocasionales ingresos de limos y de arenas.

FORMACIÓN TIYUYACU

El espesor promedio de la formación es de 100 a 1500 ft y pertenece a la edad del oligoceno al eoceno. El ambiente deposicional presente en la formación es continental. En la sismica, el contacto Tiyuyacu-Ortegúaza corresponde a un fuerte reflector que marca el paso de ambiente continental a marino.

Formación Tiyuyacu Superior

Litológicamente está conformada por conglomerados que se diferencian de los de Tiyuyacu inferior por estar dominados totalmente por clastos en su mayoría redondeados de cuarzo blanco-lechoso y ocasionalmente traslúcido, con una proporción menor de cherts y cuarcitas, con estratificación cruzada formando canales. Los colores varían entre amarillo, café amarillento, blanco plomizo y café-amarillento. La matriz varía entre microconglomerática, arenosa, y limo-arcillosa.

La sedimentación de esta formación corresponde a la continuación de la erosión de la cadena andina ya no en un régimen tectónicamente activo sino más bien estable, lo que se refleja en el paralelismo de los reflectores de techo y base al nivel regional.

Formación Tiyuyacu Inferior

Las principales facies litológicas descritas son:

- ✓ Conglomerados, que predominan y están compuesto en su gran mayoría (90-95%) por cherts rojizos, cafés, negros y en menor proporción por cuarzo traslúcido y blanco lechoso y cuarcita, con matriz que varía entre

arcillosa, limosa y arenosa. Los colores están en la gama del amarillo-ocre, café-amarillento, café

- ✓ Microconglomerados arenosos amarillo-ocre y café amarillento.
- ✓ Limolitas y arcillolitas algo limosas rojizas, café rojizas y plumizas con delgados niveles conglomeráticos y huellas de paleosuelo (manchas azulosas que cruzan el estrato).

La formación está organizada en secuencias estrato y grano decrecientes, que se inician con conglomerados y terminan en limos y/o arcillas con alteraciones de paleosuelo.

Los conglomerados revelan el primer levantamiento de los Andes, ubicados a corta distancia del actual campo Bermejo como muestran los clastos angulosos de cherts con poco retrabajamiento. Es la segunda etapa transpresiva andina desarrollada entre el Eoceno temprano a medio.

FORMACIÓN BASAL TENA

Esta formación no es continua, tiene un espesor total promedio de 40 ft, principalmente formada por un cuerpo areniscoso delgado de 10 a 20 ft de espesor y descansa en discordancia sobre las lutitas de Napo superior. Posee una salinidad de 35000 NaCl.

Se trata de una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, café-grisácea a café amarillenta, aflora una calcarenita de color gris-blanquecina, compuesta en su gran mayoría por fragmentos de conchillas y, escasos granos de cuarzo, es dura, con sets de estratificación festoneada, que corresponden a canales de marea, del área intertidal. En esta formación se puede encontrar la subdivisión en dos miembros, que son:

Basal Tena Superior

Pertenece a la edad del Paleoceno y constituye la base de la era Cenozoica. El ambiente de depositación es continental.

Basal Tena Inferior

El ambiente de depositación de esta parte de la formación es continental a marina somera. La era Mesozoica tiene sus comienzos en la parte inferior de Tena y pertenece a la edad Cretácica.

FORMACIÓN NAPO

Consiste en alrededor de 500 a 2500 ft de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas. La formación Napo es fácilmente reconocible por la presencia de reflectores fuertes que corresponden a niveles de calizas.

Esta formación pertenece al periodo que va desde el Cretácico Medio al Superior y marca el inicio de la era Mesozoica. Está formada por dos areniscas, la formación Napo U y la formación Napo T las cuales están separadas por intervalos gruesos de calizas marinas y lutitas. La calidad de los reservorios es variable, además se evidencian marcados cambios del tamaño del poro que a veces disimulan el contacto agua-petróleo.

Arenisca T

Esta arenisca no es continua, contiene granos finos y son ricas en arcillas, areniscas cuarzosas discontinuas, limolita y lutitas. Posee una porosidad promedio de 11,7%, una salinidad de 15000 ppm NaCl.

T Superior

Presenta arenisca cuarzosa de grano fino en mayor proporción, una menor cantidad de grano medio, de forma subangular a subredondeada.

T Inferior

Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, subangular a subredondeada. Posee una porosidad promedio de 13,3%.

Arenisca U

Esta arenisca se caracteriza por ser continua y estar presente en todo el campo Auca-Auca Sur, contiene arenas similares a las encontradas en la

arenisca T con una porosidad promedio de 11,3 %, salinidad de 40000 ppm NaCl.

U Superior

Formada por una arenisca cuarzosa, variando de gris claro a verde claro, el tamaño del grano es fino de forma subredondeado.

U Inferior

Es una arenisca cuarzosa, variando de gris clara a blanca, de grano fino a medio, subangular a subredondeado.

Formación Hollín

La formación Hollín tiene un espesor promedio entre 400 - 450 ft, contiene un contacto agua-petróleo bien marcado y exhibe un fuerte empuje de agua en el fondo.

Esta formación está conformada por las areniscas Hollín inferior de origen volcánico y Hollín superior de origen marina somera con sedimentos de

deposición de zona de playa, a demás esta formación está presente en todo el campo Auca-Auca Sur sin presencia de fallas.

Hollín superior

También conocida como Hollín principal, es un reservorio relativamente homogéneo de arenisca cuarzosa de grano fino a medio que contiene poco o nada de glauconita y algunas capas aisladas de lutita. Posee una salinidad de 1000 ppm NaCl.

Hollín inferior

Es una formación interestratificada de arenisca cuarzosa de grano fino a medio y glauconita cuarzosa que contiene abundante capas de lutita. Existe una salinidad de 2125 ppm NaCl.

A continuación, una tabla que muestra las salinidades de cada arena en ppm de NaCl.

ARENA	SALINIDAD (ppm NaCl)
BT	35000
U	40000
T	15000
Hs	2125
Hi	1000

Tabla 2.27 Salinidades de las arenas del Campo Auca
Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS DEL FLUIDO “DRILL-IN”

3.1 CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS

3.1.1 DETERMINACIÓN DE CONCENTRACIONES

De acuerdo a la experiencia de cada Ingeniero en Lodos y a los diferentes resultados que se han obtenido para cada uno de los campos en el Ecuador, en esta parte de la tesis se propondrá algunos porcentajes para ser tomados en cuenta al momento de formular un determinado fluido.

En nuestro estudio utilizaremos estas concentraciones como base para comenzar a realizar las pruebas y según los resultados, variar los porcentajes para poder optimizar el fluido.

En este análisis hemos fijado en dos partes al fluido, la primera que será la base, es decir lo que siempre permanecerá constante debido a la experiencia en campo y que garantiza de cierta forma que dichos valores nos proporcionen seguridad y no sean causante de problemas en el pozo, y la segunda parte que serán los parámetros que comenzaremos a variar de

acuerdo a los resultados que obtengamos para así poder llegar a la formulación optimizada.

Las concentraciones a ser probadas son:

		MUESTRA				
		P4-1	P4-2	P4-3	P4-4	P4-5
FORMULACIÓN	SODA CAÚSTICA	0,1 LPB				
	GOMA SÁNTICA	1 LPB				
	CELULOSA POLIANIÓNICA I	1,25 LPB				
	ALMIDÓN	3 LPB	3,5 LPB	4 LPB	4,5 LPB	5 LPB
	CELULOSA POLIANIÓNICA II	2 LPB	1,5 LPB	1 LPB	0,5 LPB	-
	COMPLEJO DE ALUMINIO	-	-	-	-	-
	CARBONATO GRUESO DE CALCIO	67%	67%	67%	67%	67%
	MEDIO Y FINO AMINA	33%	33%	33%	33%	33%

Tabla 3.1 Concentraciones a ser probadas P4-1, P4-2, P4-3, P4-4 y P4-5
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

		MUESTRA						
		P5-0	P5-1	P6-0	P7-0	P8-0	PCG	PCFM
FORMULACIÓN	SODA CAÚSTICA	0,1 LPB						
	GOMA SÁNTICA	1 LPB						
	CELULOSA POLIANIÓNICA I	1,25 LPB						
	ALMIDÓN	-	-	-	-	-	-	-
	CELULOSA POLIANIÓNICA II	-	1,5 LPB	-	-	-	-	-
	COMPLEJO DE ALUMINIO	-	-	-	-	-	-	-
	CARBONATO GRUESO DE CALCIO	67%	67%	50%	75%	30%	100%	-
	MEDIO Y FINO AMINA	33%	33%	50%	25%	70%	-	100%

Tabla 3.2 Concentraciones a ser probadas P5-0, P5-1, P6-0, P7-0, P8-0, PCG y PCFM
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

FORMULACIÓN		MUESTRA					
		P9			P10-1		
		A	B	C	A	B	C
SODA CAÚSTICA		0,1 LPB					
XANPLEX - D		1 LPB					
PAC-R		1,25 LPB					
BIOLOSE		3 LPB					
PAC-LV		4 LPB	4,5 LPB	5 LPB	4 LPB	4,5 LPB	5 LPB
SHALE-PLEX		-	-	-	-	-	-
CARBONATO A100		30%	30%	30%	20%	20%	20%
DE CALCIO HIGH MIX		70%	70%	70%	80%	80%	80%
CLAYTROL		-	-	-	-	-	-

Tabla 3.3 Concentraciones a ser probadas P9-A, P9-B, P9-C, P10-1A, P10-1B Y P10-1C

Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

FORMULACIÓN		MUESTRA					
		P10-2			P10-3		
		A	B	C	A	B	C
SODA CAÚSTICA		0,1 LPB					
XANPLEX - D		1 LPB					
PAC-R		1,25 LPB					
BIOLOSE		3 LPB					
PAC-LV		4 LPB	4,5 LPB	5 LPB	4 LPB	4,5 LPB	5 LPB
SHALE-PLEX		-	-	-	-	-	-
CARBONATO A100		33%	33%	33%	25%	25%	25%
DE CALCIO HIGH MIX		67%	67%	67%	75%	75%	75%
CLAYTROL		-	-	-	-	-	-

Tabla 3.4 Concentraciones a ser probadas P10-2A, P10-2B, P10-2C, P10-3A, P10-3B Y P10-3C

Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

3.1.2 CONCENTRACIONES USADAS EN EL CAMPO

Para esta parte de nuestro estudio, tuvimos que ingresar a la perforación de la sección de 8 ½” que son las zonas de interés de un pozo de la zona Auca, al pozo AUC-88D para tomar muestras cada 50 ft de los ripios de las formaciones y para observar el trabajo del Ingeniero en Lodos y su experiencia para la perforación.

La concentración que se utilizó en la perforación fue la siguiente:

		MUESTRA
		P1 / P2
FORMULACIÓN	SODA CAÚSTICA	-
	GOMA SÁNTICA	0,75 LPB
	CELULOSA POLIANIÓNICA I	0,5 LPB
	ALMIDÓN	2,5 LPB
	CELULOSA POLIANIÓNICA II	-
	COMPLEJO DE ALUMINIO	-
	CARBONATO GRUESO	75%
	DE CALCIO MEDIO Y FINO	25%
	AMINA	3 - 5 LPB

Tabla 3.5 Concentraciones usadas en el pozo AUC-88D
Realizada por: Viviana Torres y Marco Gallardo

3.2 PRUEBAS DE FLUIDO EN EL LABORATORIO Y CAMPO

3.2.1 ANÁLISIS DEL TAMAÑO DE PARTÍCULAS DE LOS AGENTES SELLANTES (CARBONATO A-100, HIGH-MIX EN FUNCIÓN DE LAS GARGANTAS PORALES)

A los diferentes tipos de carbonato de calcio utilizados en las formulaciones se les realizaron pruebas de análisis de tamaño de partículas, cuyos datos se presentan a continuación en los siguientes gráficos:

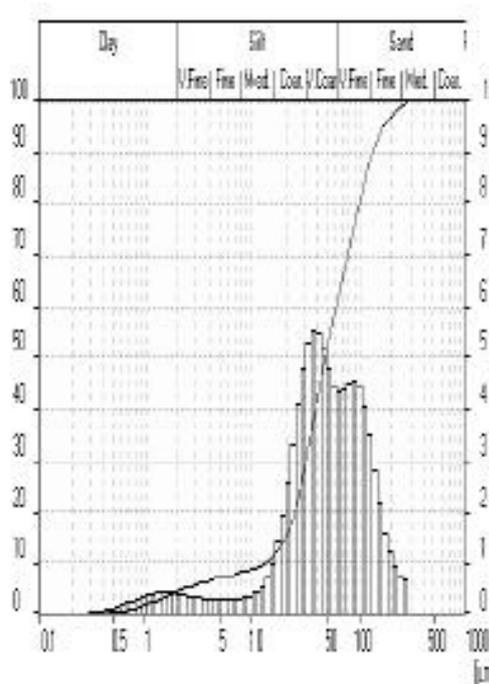


Figura 3.1 Curva de Distribución del Análisis del tamaño de Partículas de una muestra de Carbonato Grueso
Fuente: Baker Hughes International

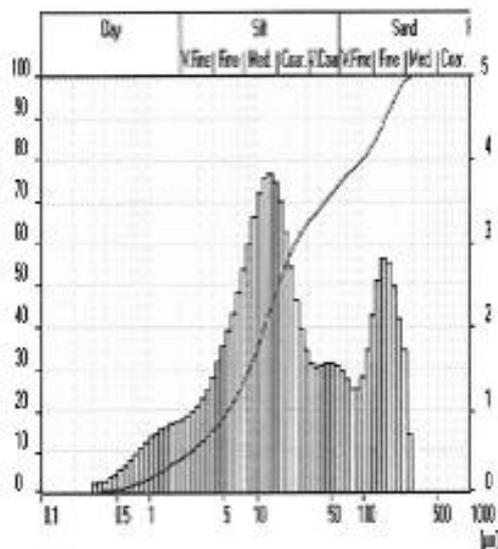


Figura 3.2 Curva de Distribución del Análisis del tamaño de Partículas de una muestra de Carbonato Fino y Medio
Fuente: Baker Hughes International

3.2.2 PRUEBA QUÍMICA

En esta sección de la tesis, realizaremos 4 pruebas las mismas que describiremos a continuación:

✓ Medición de la densidad (peso del fluido)

1. La base del instrumento debe estar asentada sobre una superficie uniforme.
2. Mida la temperatura del fluido y regístrela.

3. Llene la taza, que deberá estar limpia y seca, con el fluido a ser sometido a prueba. Ahora tape la taza llena y gire la tapa hasta que quede bien asentada. Asegúrese de que parte del fluido sea expulsado a través del orificio en la tapa, para así poder liberar el aire o gas que haya quedado atrapado.
4. Lave o limpie el fluido que haya quedado en la parte exterior de la taza. Coloque el brazo sobre el soporte de la base y equilibrelo moviendo la guía deslizante a lo largo de la escala graduada. El equilibrio se logra cuando la burbuja se encuentra bajo la línea horizontal.
5. Lea la densidad en el borde de la guía deslizante que mira hacia el filo de la cuchilla.

✓ **Viscosidad: embudo de Marsh**

1. Tape el orificio del embudo con un dedo y vierta la muestra del fluido recientemente agitado a través del tamiz y hacia el embudo, que deberá estar limpio, seco y en posición vertical. Llene hasta que el fluido alcance el fondo del tamiz.

2. Retire el dedo rápidamente y mida el tiempo requerido para que el fluido llene el recipiente colector hasta la marca de un cuarto de galón (32 oz).
3. Registre el tiempo con una precisión de un segundo. Esta es la viscosidad obtenida con el embudo Marsh. Registre la temperatura de la muestra.

✓ **Prueba de potencial de hidrógeno del lodo (PH).-**

Para realizar esta prueba, utilizamos un medidor de pH con electrodo de vidrio el mismo que consiste en un sistema de electrodo de vidrio, un amplificador electrónico y un medidor calibrado en unidades de pH. El procedimiento para realizar esta prueba es el que explicamos a continuación:

1. Realice los ajustes necesarios para normalizar el medidor con soluciones amortiguadoras apropiadas, según las instrucciones que vienen con el instrumento.

2. Introduzca los electrodos en el fluido que se encuentra en un pequeño recipiente de vidrio. Agite el fluido alrededor de los electrodos dándole vueltas al recipiente.
3. Mida el pH del fluido según las instrucciones que vienen con el instrumento. Una vez que la lectura del medidor se mantenga constante, registre el pH con una precisión de 0,1.

Nota: Para una medición precisa del pH, el fluido de prueba, la solución amortiguadora y el electrodo de referencia deberán estar todos a la misma temperatura.

✓ **Reología.-**

1. Calentar el lodo a una temperatura de 120 °F en una termocopa.
2. Colocar la termocopa con la muestra en un viscosímetro Fann.
3. Bajar la perilla ubicada en la parte superior y mover la palanca hacia usted. Leer el valor que registre; esta será la lectura a 600 revoluciones. Mover la palanca alejándola de usted; el valor que registre será el que corresponda a la lectura de 300 revoluciones.
4. Subir la perilla ubicada en la parte superior y mover la palanca hacia usted. Leer el valor que registre; esta será la lectura a 200

revoluciones. Mover la palanca alejándola de usted; el valor que registre será el que corresponda a la lectura de 100 revoluciones.

5. Bajar hasta la mitad la perilla ubicada en la parte superior y mover la palanca hacia usted. Leer el valor que registre; esta será la lectura a 6 revoluciones. Mover la palanca alejándola de usted; el valor que registre será el que corresponda a la lectura de 3 revoluciones.

A partir de las lecturas anteriores podemos determinar la viscosidad plástica, el punto cedente y los geles.

- Para obtener el valor de la viscosidad plástica, restaremos la lectura a 600 revoluciones con la lectura a 300 revoluciones.
- Por otra parte, para obtener el punto cedente, restaremos la lectura de 300 con la viscosidad plástica.
- En cuanto a los geles, podemos obtener la formación de los mismos a los 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos.

Para leer el primer valor, haremos girar el tambor del viscosímetro de Fann a 600 revoluciones durante 10 segundos. Subimos a la mitad la perilla ubicada en la parte superior y movemos la palanca

de la parte inferior alejándola del cuerpo. Procedemos a leer la máxima desviación que registre la pluma después de 10 segundos. Repitemos esto haciendo girar el tambor durante 10 segundos y leemos después de 10 minutos para leer la formación de geles a los 10 minutos y así mismo, dejamos girar el tambor durante 10 segundos y leemos después 30 minutos para obtener el último valor.

3.2.3 PRUEBA DE FILTRADO API, 100 PSI, TEMPERATURA AMBIENTE

Esta prueba nos indica qué tanta fase líquida se pierde a la formación; es decir, una medida de invasión. Se mide en mL/30 minutos y para determinar su valor seguiremos el siguiente procedimiento:

1. Asegúrese de que cada pieza de la celda esté limpia y seca, y que las empacaduras no estén deformes o gastadas. Vierta la muestra de fluido en la celda y complete el ensamblaje con el papel de filtro en su lugar.

2. Coloque un cilindro graduado seco por debajo del tubo de drenaje, para que reciba el filtrado. Cierre la válvula de alivio y ajuste el regulador de manera tal que se aplique una presión de 100 ± 1 psi ($690 \pm 6,9$ kPa) en 30 segundos o menos. El período de prueba se inicia en el momento de la aplicación de la presión.
1. Al final de los 30 minutos, mida el volumen de filtrado. Interrumpa el flujo que pasa por el regulador de presión y abra cuidadosamente la válvula de alivio. El intervalo de tiempo, si no es de 30 segundos, deberá registrarse.
2. Registre el volumen de filtrado en centímetros cúbicos (con una precisión de 0,1 cm³) como filtrado API, y también registre la temperatura inicial del fluido en °F (°C). Guarde el filtrado para ser posteriormente sometido a las correspondientes pruebas químicas.
3. Desmonte la celda y deseche el fluido, con extremo cuidado para guardar el papel de filtro con un mínimo de perturbación del revoque. Lave el revoque sobre el papel, con un chorro de agua suave o con aceite diesel en el caso de los fluidos de base aceite. Mida el espesor del revoque y regístrelo en 32avos de pulgada o en milímetros.

4. Si bien es prácticamente imposible contar con descripciones estándar, anotaciones como duro, blando, resistente, gomoso, firme, etc. pueden dar una cierta idea de la consistencia del revoque.

En la siguiente tabla presentamos los resultados que obtuvimos para las 4 concentraciones que analizamos en el laboratorio y en el campo:

3.2.4 PRUEBA DE FILTRADO HP/HT, 220°F, 500 PSI

Esta prueba al igual que la anterior nos sirve para determinar la cantidad de fluido que se filtra hacia la formación pero a condiciones de 220°F y 500 psi en el fondo. Las unidades del resultado que obtenemos nos da en cc/30 minutos al igual que la prueba anterior. El procedimiento es el que sigue:

1. Conecte la camisa de calentamiento al voltaje apropiado. Coloque un termómetro en el receptáculo y precaliente la camisa hasta 100 F (60 C) por encima de la temperatura de prueba seleccionada. Ajuste el termostato para mantener la temperatura deseada.
2. Agite la muestra de fluido durante 10 minutos.

3. Prepare la celda con el medio filtrante apropiado y cárguela con la muestra de fluido, procurando no llenar la celda más allá de dos pulgadas desde su parte superior. Coloque el mecanismo de agitación superior en la celda y apriete todos los tornillos Allen.
4. Coloque la celda en la camisa de calentamiento con las válvulas cerradas. Lleve el termómetro al receptáculo.
5. Coloque las unidades de presión sobre las válvulas y asegure en su lugar. Aplique 100 psi (690 kPa) al fluido. Coloque la correa de impulsión sobre el eje de agitación y accione el motor. Mientras calienta hasta la temperatura seleccionada, agite el fluido a baja velocidad (200 rpm).
6. Cuando la muestra alcance la temperatura seleccionada, aumente los rpm hasta la velocidad deseada y también aumente la presión de la unidad superior hasta 600 psi (4137 kPa). Abra la válvula inferior para iniciar la filtración. Durante la prueba, libere cuidadosamente la presión sacando el filtrado. Registre el volumen recogido a 3, 10, 20, 30 minutos, etc.
7. El volumen de filtrado deberá corregirse para un área de filtración de 7,1 pulgadas cuadradas (45,8 cm²). Si el área de filtración es 3,5

pulgadas cuadradas (22,6 cm²), duplique el volumen de filtrado a 30 minutos y registre.

8. Al final de la prueba, cierre ambas válvulas, desenrosque el tornillo en T y purgue la presión de ambos reguladores.

Nota: La presión en la celda de lodo aún será de unos 500 psi (3448 kPa). Mantenga la celda en posición vertical y enfríe hasta la temperatura ambiente.

9. Cuando se empleen otras temperaturas, presiones o tiempos, registre esos valores. Si se desea conocer la compresibilidad del revoque, es posible repetir el procedimiento con una presión de 100 psi (690 kPa en el recipiente colector).

3.2.5 PRUEBA PPT (PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD)

PROCEDIMIENTO.

1. Revisar los equipos que serán sometidos a alta presión: es decir que los o-ring estén completos y en buen estado, y la bomba hidráulica esté llena con el aceite.

2. Armar la celda con el fluido en su interior y el disco de aloxita respectivo que se aproxime a las características de la roca que se desea evaluar.
3. Completar el armado con los equipos de presión, arriba con 100 psi y abajo la bomba hidráulica con 3100 psi de tal manera que el diferencial sea de 3000 psi.
4. Someter el conjunto al calentador para que aumente su temperatura y se mantenga en 220 °F, equilibrando las presiones en 100 psi tanto arriba como abajo y mantener abierta la válvula de arriba.
5. Subir la presión a 3100 psi en la parte inferior cuando tengamos una temperatura constante de 220 F, abrir la válvula y comenzar la prueba.
6. Tomar la lectura de los diferentes filtrados para los tiempos de 0,5; 1; 2; 3; 4; 5; 7,5; 10; 15; 20; 25 y 30 minutos.
7. Una vez finalizada la prueba, despresurizar la celda por completo y obtener el disco de aloxita para evaluar la costra del lodo, quitar el aceite por completo y lavar la celda por completo, teniendo mucho cuidado por la elevada temperatura que tiene el sistema.

3.2.6 RETORNO DE PERMEABILIDAD

Este instrumento es capaz de simular las características de la formación, velocidad de formación de revoque y presiones de rompimiento, lo cual permite formular el lodo atendiendo a las características del yacimiento a objeto de prevenir el daño a la formación.

CAPÍTULO 4

4. INTERPRETACIÓN DE DATOS OBTENIDOS

4.1 INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS

Para nuestro estudio necesitamos tener valores cuantitativos de los diferentes radios de invasión que nos brinden una idea más clara de lo que sucedió en cada uno de los pozos. Este valor nos dice cuán profunda es la penetración de fluidos en las diferentes zonas de interés, en pies como unidades de medición. Existen dos maneras para obtenerlo.

La primera opción que es un valor numérico la podemos calcular mediante la ecuación de Hawkins:

$$r_s = r_w \times e^{\left(\frac{S}{k_s - 1}\right)}$$

Para obtenerlo debemos considerar una reducción severa de permeabilidad por efectos de invasión representada matemáticamente por una relación k/k_s igual a 10, además el valor de S introducido dentro de esta fórmula corresponde al del

daño total tomado de las pruebas de restauración de presión de cada pozo analizado, debido a que es el único valor de daño que se posee realmente.

La segunda opción es de forma cualitativa, la misma que la podemos leer en cada uno de los registros tomados en cada pozo a hueco abierto (Open Hole). Esta forma nos brinda un rango y una idea de cuán grande o pequeño es el radio pero no podemos tener un valor numérico por lo que nos basaremos en estas dos opciones para brindar un mejor análisis de este tema y podamos estudiar más a fondo las diferentes variantes que pueda presentar éste.

La siguiente tabla muestra los valores del radio de invasión calculados con la ecuación de Hawkins, tomando como parámetros de cálculo: el daño de formación (S), el radio del pozo (R_w) que para nuestro caso es una constante de 0,35 ft, ya que en Petroecuador en las diferentes zonas de interés se perfora con una broca de 8 ½”, haciendo la respectiva conversión de unidades de pulgadas a pies podemos obtener dicho valor, y K/K_s como una constante de 10 por los motivos arribas expuestos.

AÑO	POZO	S	Rw (ft)	K/Ks	Rs (ft)
2009	AUC-67D	6,92	0,35	10	0,755
	AUC-70D	-1	0,35	10	0,313
	AUC-73D	2,93	0,35	10	0,485
	AUC-75D	2,53	0,35	10	0,464
	AUC-76D	0,84	0,35	10	0,384
	AUC-77D	6,8	0,35	10	0,745
	AUC-83D	11,8	0,35	10	1,299
2010	AUC-96D	20	0,35	10	3,230
	AUC-97D	15,57	0,35	10	1,974
	AUC-98D	20	0,35	10	3,230
	AUC-99D ST	9,64	0,35	10	1,022
	AUS-06D	-1,02	0,35	10	0,312
	AUS-07D	5,3	0,35	10	0,631

Tabla 4.1 Valores del radio de invasión de los pozos estudiados.
Realizado por: Marco Gallardo y Viviana Torres

Adicional al cálculo del radio de invasión, de los registros eléctricos analizaremos:

- ✓ Resistividad, con el fin de darnos una idea de qué tan invadidos están los pozos de nuestro estudio y con esto comprobar el cálculo realizado anteriormente.
- ✓ La intersección de los registros Bulk Density y Neutron Porosity para determinar la porosidad de la arena.
- ✓ La intersección de los registros Microlog Lateral y Microlog Normal para determinar la permeabilidad de la arena.

Comenzaremos con los pozos que fueron perforados en el año 2009:

✓ AUC-67D

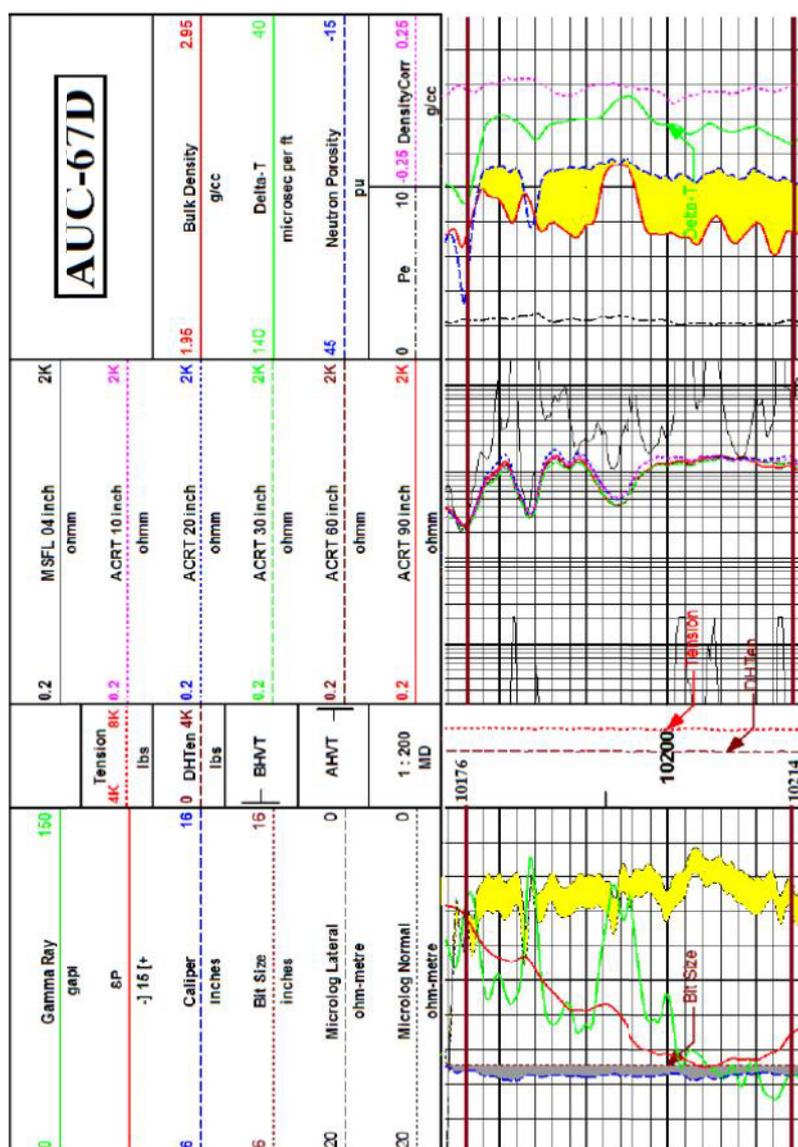


Figura 4.1 Registro ACRT del pozo AUC-67D
Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos el intervalo productor para este pozo, el mismo que va desde 10176' a 10214' y que pertenece a la arena U. A partir del registro vemos que esta zona posee una buena porosidad, la que tiene un valor del 16%, dado que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

En cuanto a la permeabilidad, vemos que no es un cuerpo perfecto lo que se forma como resultado de la intersección de las curvas de los registros Microlog Lateral y Microlog Normal, por lo que podemos deducir que no tiene un valor muy elevado y efectivamente así es. La permeabilidad para este pozo es de apenas 42 md, un valor bajo, lo que representa que habrá cierta dificultad al momento de fluir la producción.

El registro caliper nos indica la presencia de costra de lodo o de washout existente en la zona que estamos analizando y cómo podemos apreciar del gráfico, a lo largo de todo nuestro intervalo de interés existe una costra de lodo de aproximadamente 3" de grosor producto del lodo de perforación utilizado.

✓ AUC-75D

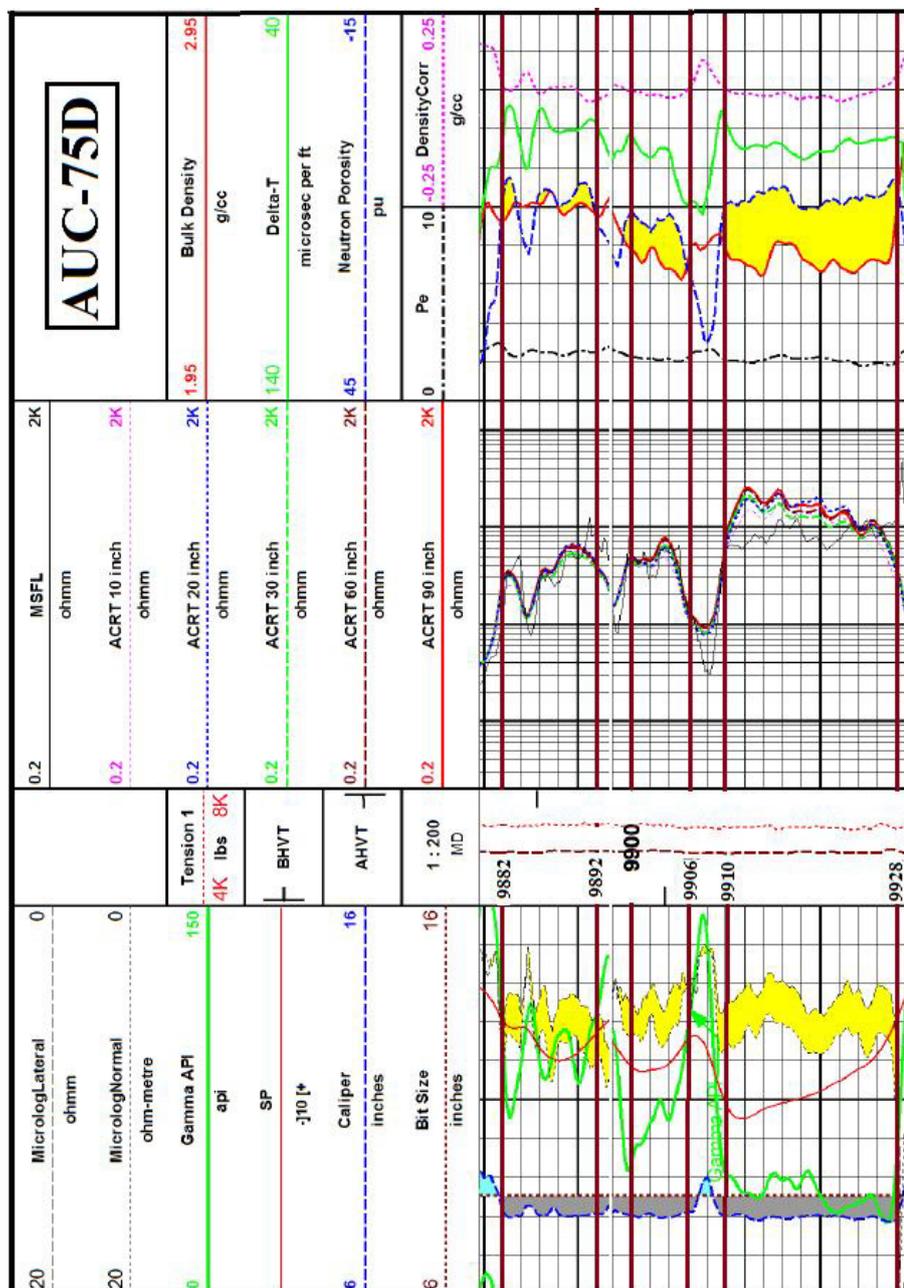


Figura 4.2 Registro ACRT del pozo AUC-75D
Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos los intervalos productores para este pozo, los mismos que van desde 9882' a 9892', de 9900' a 9906' y de 9910' a 9928' y que pertenecen a la arena U. A partir del registro vemos que esta zona posee una buena porosidad, la que tiene un valor del 16%, dado que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

En cuanto a la permeabilidad, vemos que no es un cuerpo perfecto lo que se forma como resultado de la intersección de las curvas de los registros Microlog Lateral y Microlog Normal. El valor para este pozo es de 148 md, catalogado medio, lo que representa que no habrá tanta dificultad al momento de fluir la producción.

El registro caliper nos indica la presencia de costra de lodo o de washout existente en la zona que estamos analizando y cómo podemos apreciar del gráfico, a lo largo de todo nuestro intervalo de interés existe una costra de lodo de aproximadamente 5" de grosor producto del lodo de perforación utilizado.

✓ AUC-76D

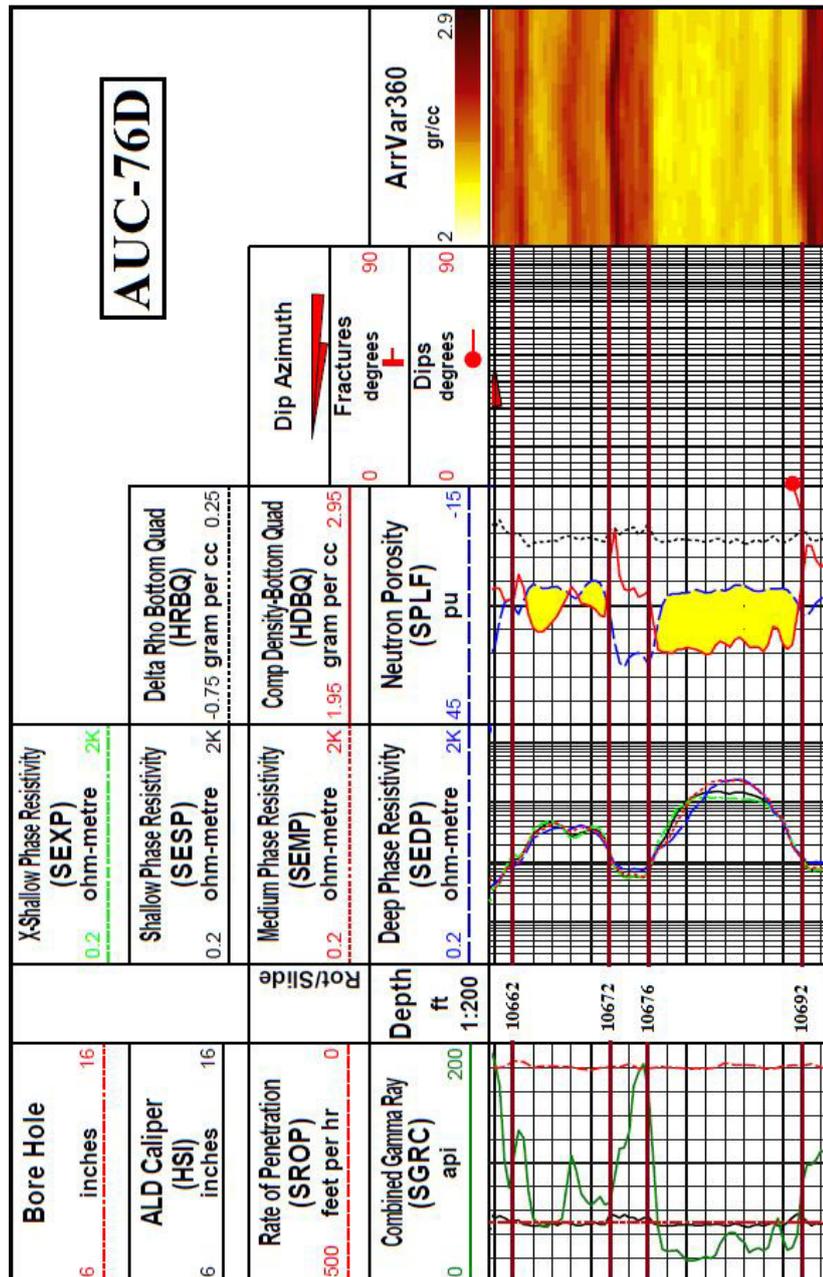


Figura 4.3 Registro ACRT del pozo AUC-76D
 Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos los intervalos productores para este pozo, los mismos que van desde 10662' a 10672' y de 10676' a 10692', ambos que pertenecen a la arena U. A partir del registro vemos que esta zona posee una porosidad la que tiene un valor del 18%, considerado excelente dado que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

El valor de la permeabilidad para este pozo es de 285 md, catalogado muy bueno, lo que representa que al momento de producir, el fluido lo hará sin ninguna restricción.

El registro caliper nos indica la presencia de costra de lodo o de washout existente en la zona que estamos analizando y cómo podemos apreciar del gráfico, a lo largo de todo nuestro intervalo de interés existe una costra de lodo de grosor mínimo, con excepción de la parte final del intervalo inferior perforado donde hay un pequeño washout de 8,8" aproximadamente, 0,3" adicionales al diámetro de la broca utilizada en esta sección.

✓ AUC-77D

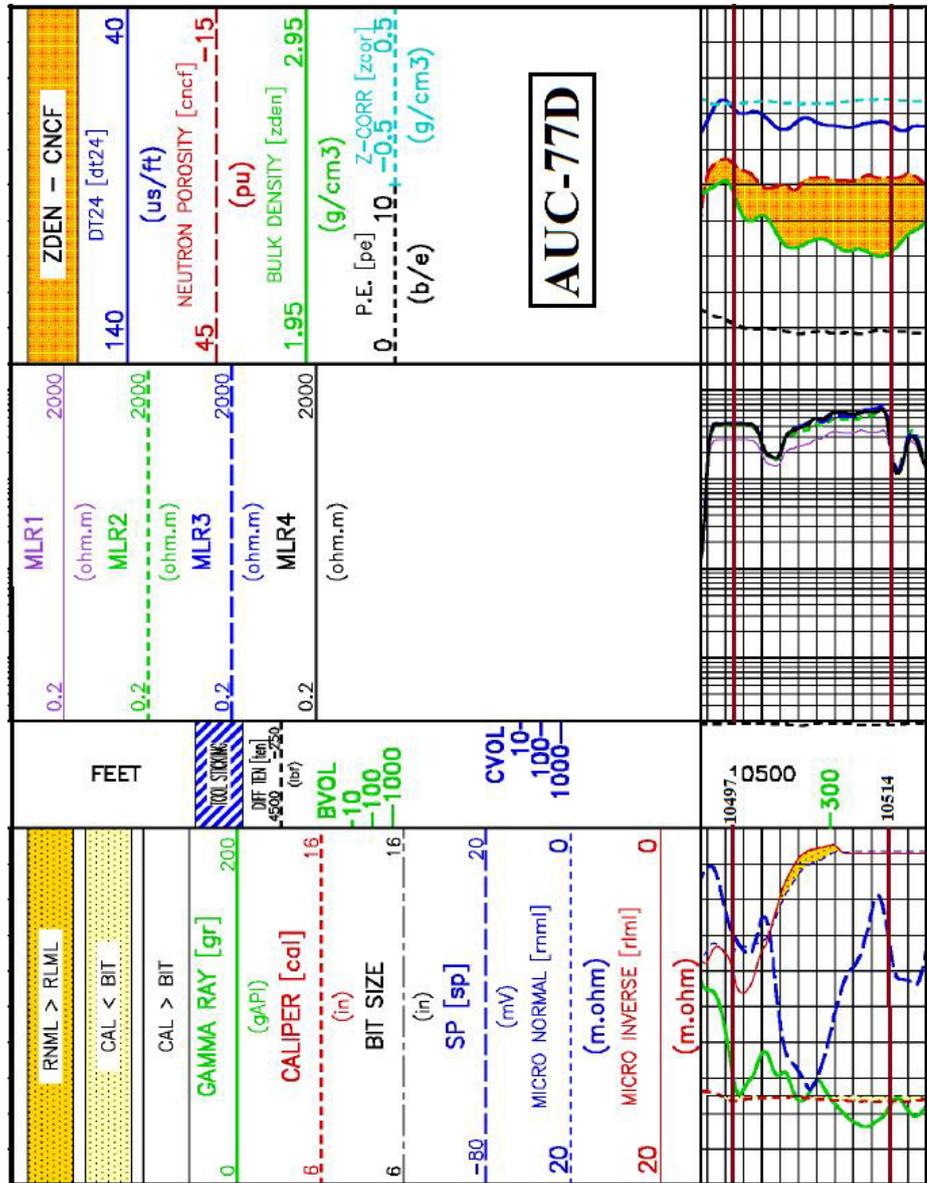


Figura 4.4 Registro Focus del pozo AUC-77D
 Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos los intervalos productores para este pozo, los mismos que van desde 10497' a 10514' el mismo que pertenece a la arena U. A partir del registro vemos que esta zona posee una excelente porosidad, la que tiene un valor del 20,3%, en comparación con la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

El valor de la permeabilidad para este pozo es el mejor de todos los del estudio, con un valor de 1024 md, catalogado excelente, lo que representa que al momento de producir, el fluido lo hará sin ninguna restricción y al contrario con mucha facilidad.

El registro caliper nos indica la presencia de costra de lodo o de washout existente en la zona que estamos analizando y cómo podemos apreciar del gráfico, a lo largo de todo nuestro intervalo de interés existe una costra de lodo de grosor mínimo, 1,5" más del diámetro de la broca utilizada para esta sección.

✓ AUC-82D

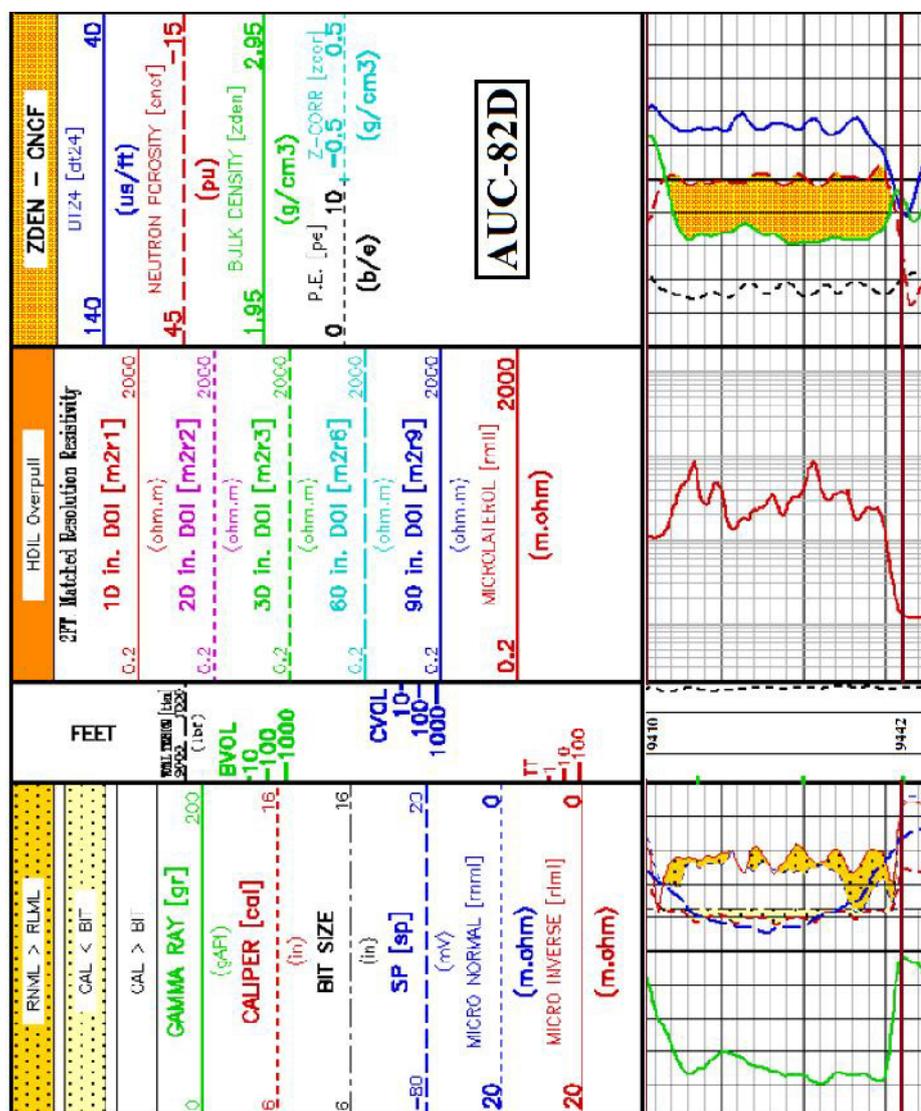


Figura 4.5 Registro Focus del pozo AUC-82D
Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos el intervalo productor para este pozo, el mismo que va desde 9410' a 9442', que pertenece a la arena BT. A partir del registro vemos que esta zona posee una porosidad que tiene un valor del 19,5%, considerado excelente dado que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

El valor de la permeabilidad para este pozo es de 253 md, catalogado muy bueno, lo que representa que al momento de producir, el fluido lo hará sin ninguna restricción.

El registro caliper nos indica la presencia de costra de lodo o de washout existente en la zona que estamos analizando y cómo podemos apreciar del gráfico, a lo largo de parte de nuestro intervalo de interés existe una costra de lodo de grosor mínimo, aproximadamente de 0,25".

✓ AUC-92D

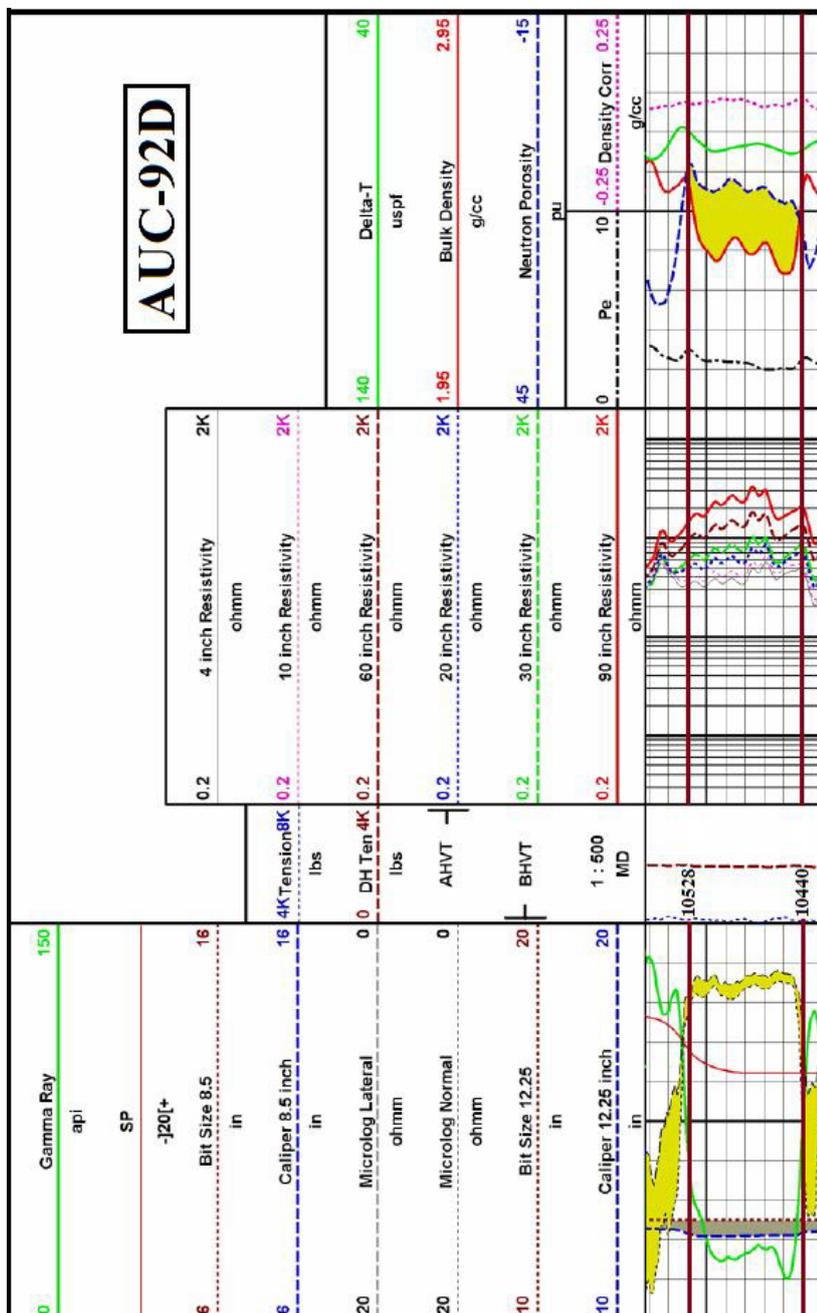


Figura 4.6 Registro ACRT del pozo AUC-92D
Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos el intervalo productor para este pozo, el mismo que va desde 10528' a 10440', que pertenece a la arena Hi. A partir del registro vemos que esta zona posee una buena porosidad, la que tiene un valor del 15,2%, en comparación con la porosidad promedio en el Distrito Amazónico que es del 19%.

✓ AUC-93D

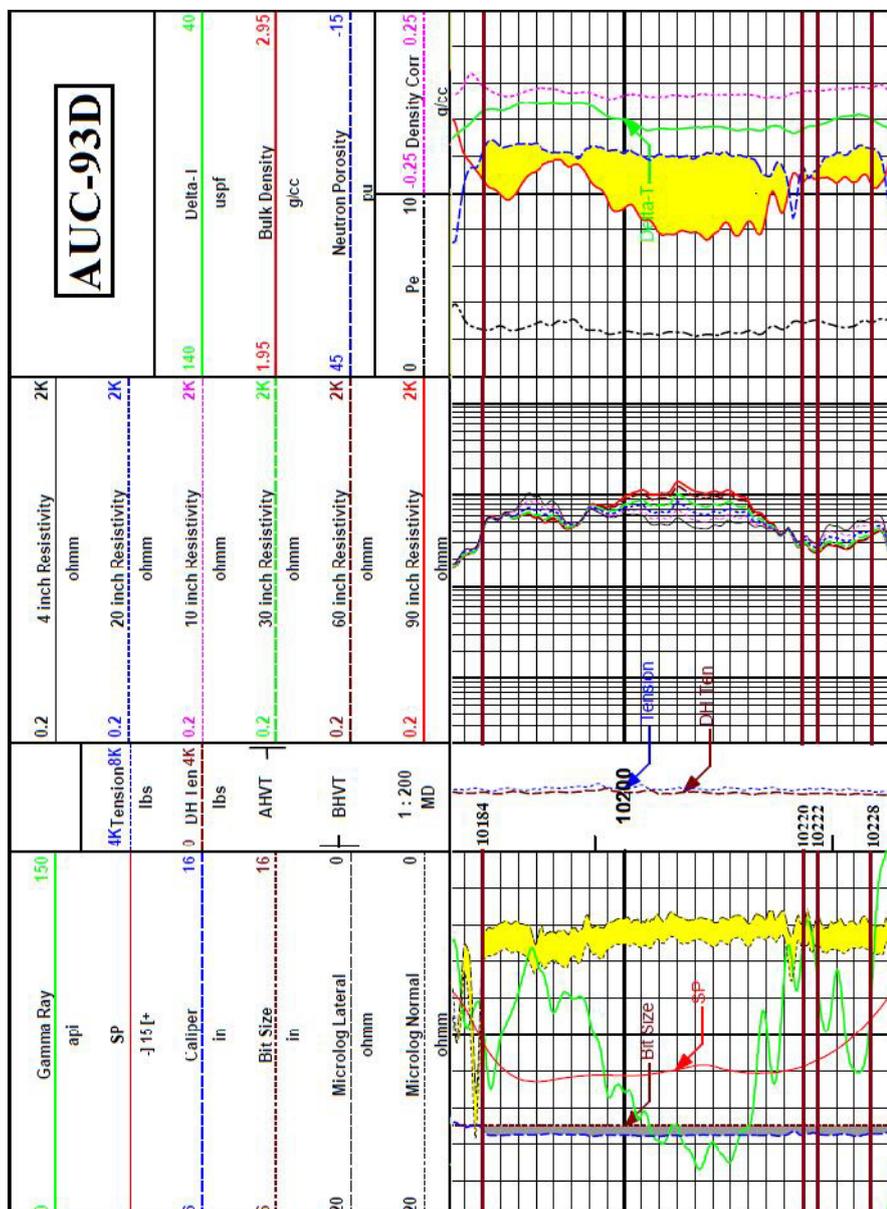


Figura 4.7 Registro ACRT del pozo AUC-93D
Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos los intervalos productores para este pozo, los mismos que van desde 10184' a 10220' y desde 10222' a 10228', que pertenecen a la arena Ti. A partir del registro vemos que esta zona posee una porosidad del 12,7%, catalogada como media dado que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

✓ AUC-96D

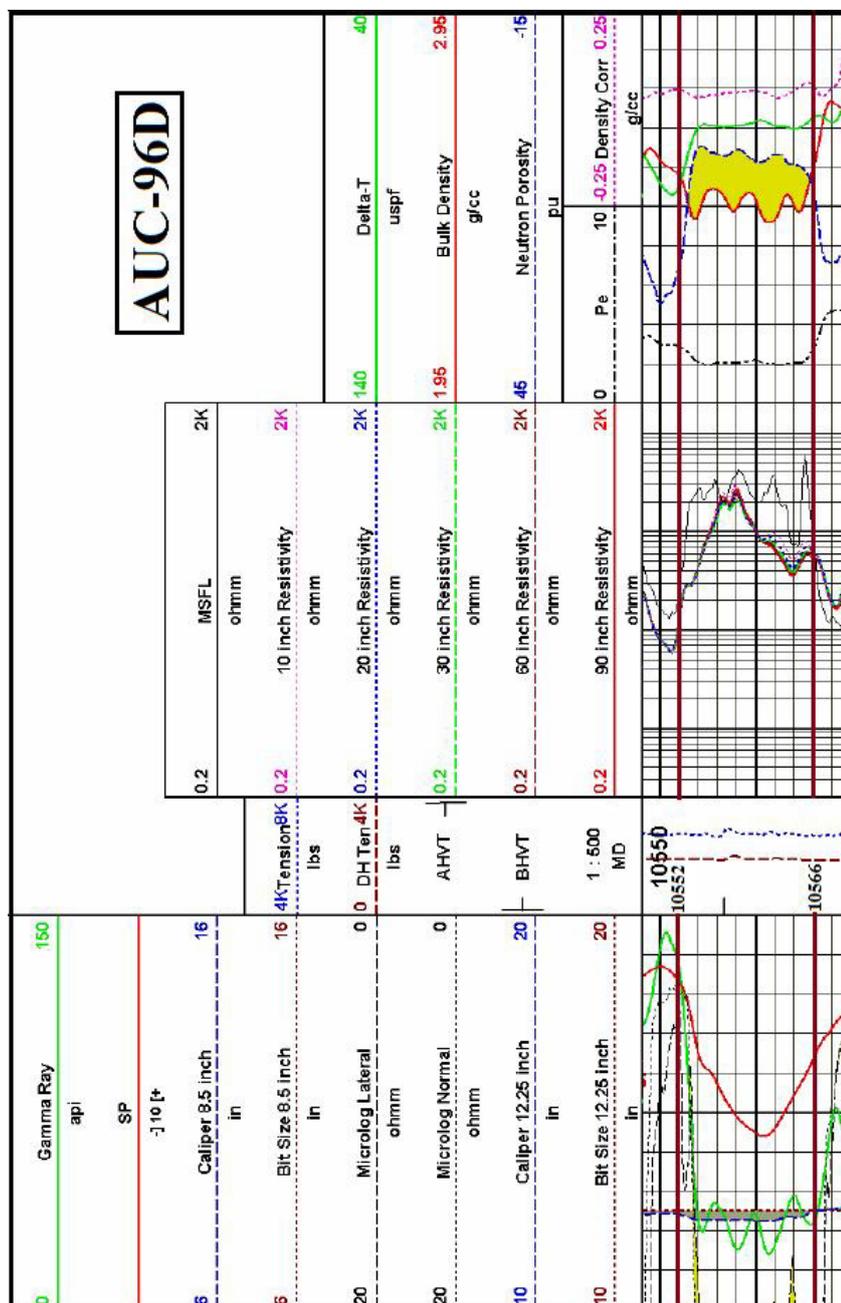


Figura 4.8 Registro ACRT del pozo AUC-96D
Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos el intervalo productor para este pozo, el mismo que va desde 10552' a 10566' y que pertenece a la arena Hs. A partir del registro vemos que esta zona posee una baja porosidad, la que tiene un valor del 11%, considerado no muy bueno dado que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

La permeabilidad para este pozo es de apenas 38,8 md, un valor bajo, lo que representa que habrá cierta dificultad al momento de fluir la producción.

El registro caliper nos indica la presencia de costra de lodo o de washout existente en la zona que estamos analizando y cómo podemos apreciar del gráfico, a lo largo de todo nuestro intervalo de interés existe una costra de lodo de aproximadamente 3" de grosor producto del lodo de perforación utilizado.

✓ AUC-97D

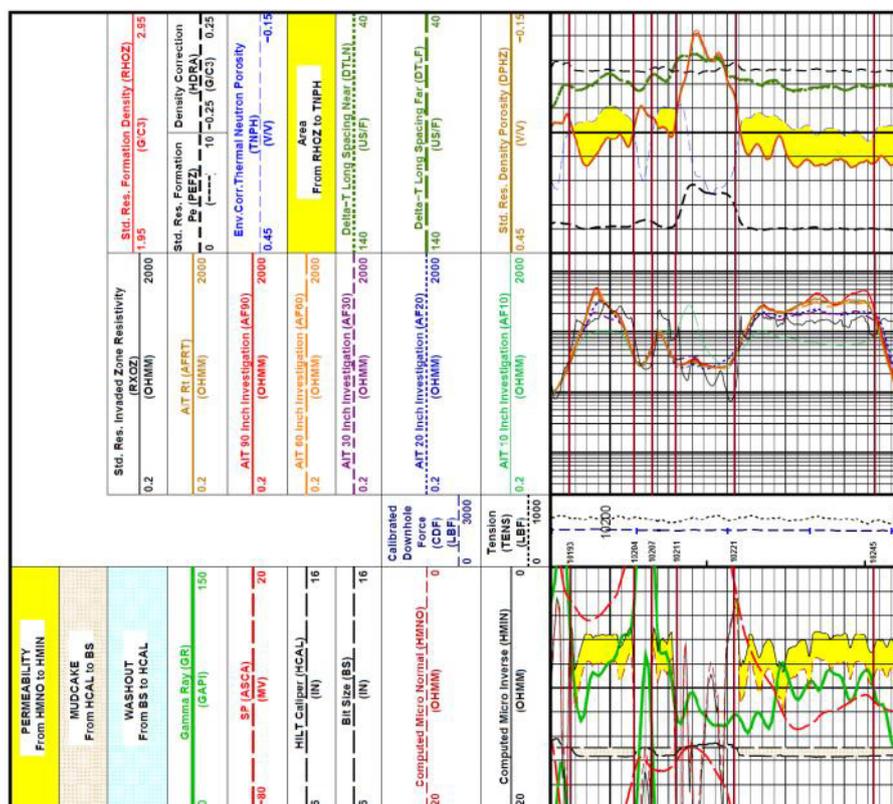


Figura 4.9 Registro Compuesto del pozo AUC-97D
 Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos los intervalos productores para este pozo, los mismos que van desde 10193' a 10204', de 10207' a 10211' y de 10221' a 10245', los que pertenecen a la arena U. A partir del registro vemos que esta zona posee una buena porosidad, la que tiene un valor del 14,5%, dado que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

El valor de la permeabilidad para este pozo es de 237 md, catalogado bueno, lo que representa que al momento de producir, el fluido lo hará sin tanta restricción.

El registro caliper nos indica la presencia de costra de lodo o de washout existente en la zona que estamos analizando. Como podemos apreciar del gráfico, en el primer intervalo perforado hay presencia de una costra de lodo de aproximadamente 4" de grosor. En el intervalo intermedio perforado donde hay un pequeño washout de 2" adicionales al diámetro de la broca utilizada en esta sección; mientras que en el intervalo inferior también existe una costra de lodo de aproximadamente 4" de grosor, producto del lodo de perforación.

✓ AUC-98D

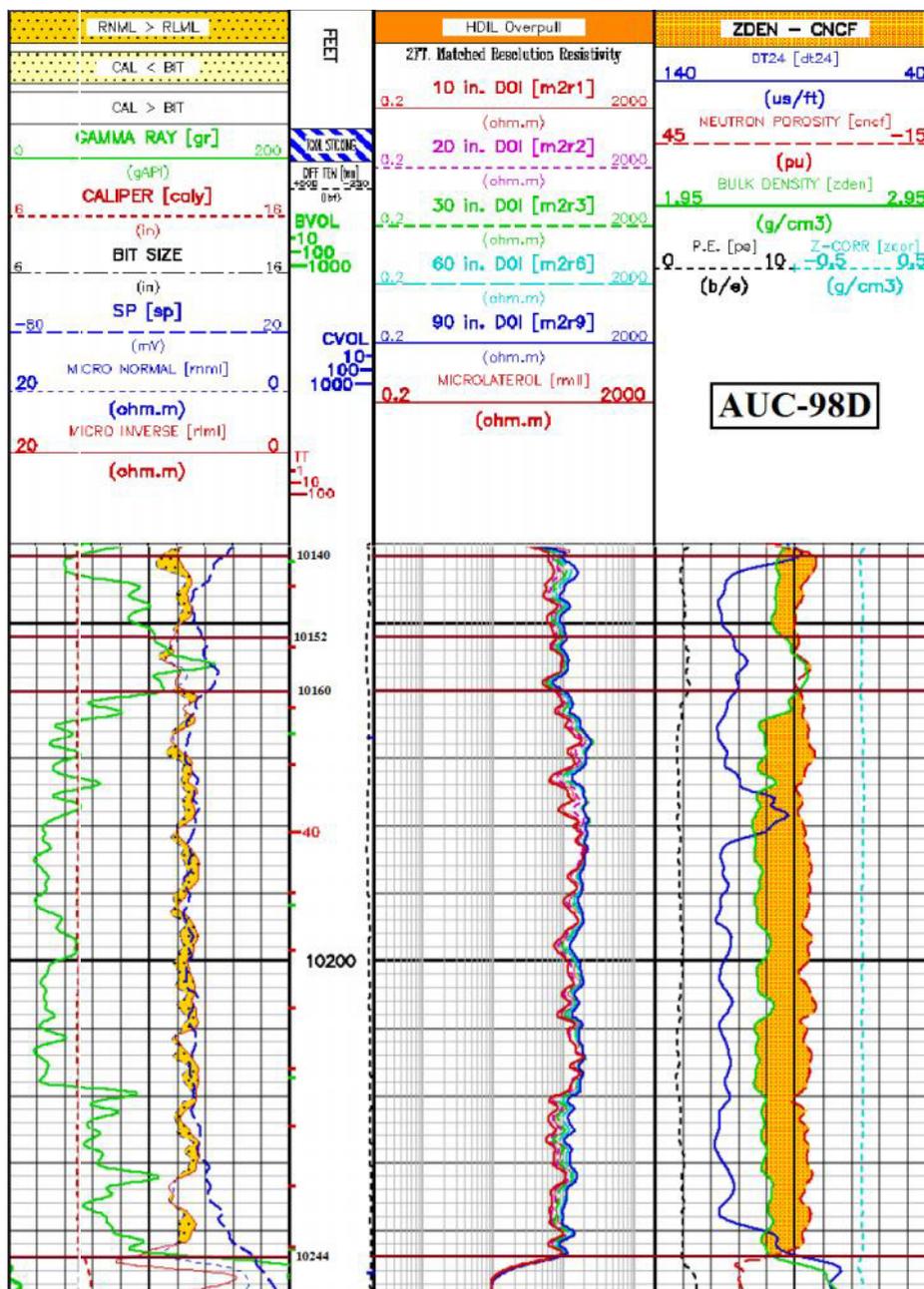


Figura 4.10 Registro Focus del pozo AUC-98D
 Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos los intervalos productores para este pozo, los mismos que van desde 10140' a 10152' y de 10160' a 10244'; que pertenecen a la arena Ti. A partir del registro vemos que esta zona posee una porosidad del 15,7%, considerado muy bueno dado que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

En cuanto a la permeabilidad, vemos que no es un cuerpo perfecto lo que se forma como resultado de la intersección de las curvas de los registros Microlog Lateral y Microlog Normal. El valor para este pozo es de 135,35 md, catalogado medio, lo que representa que no habrá tanta dificultad al momento de fluir la producción.

El registro caliper nos indica la presencia de costra de lodo o de washout existente en la zona que estamos analizando y cómo podemos apreciar del gráfico, a lo largo de todo nuestro intervalo de interés no existe ninguna de estas dos.

✓ AUS-07D

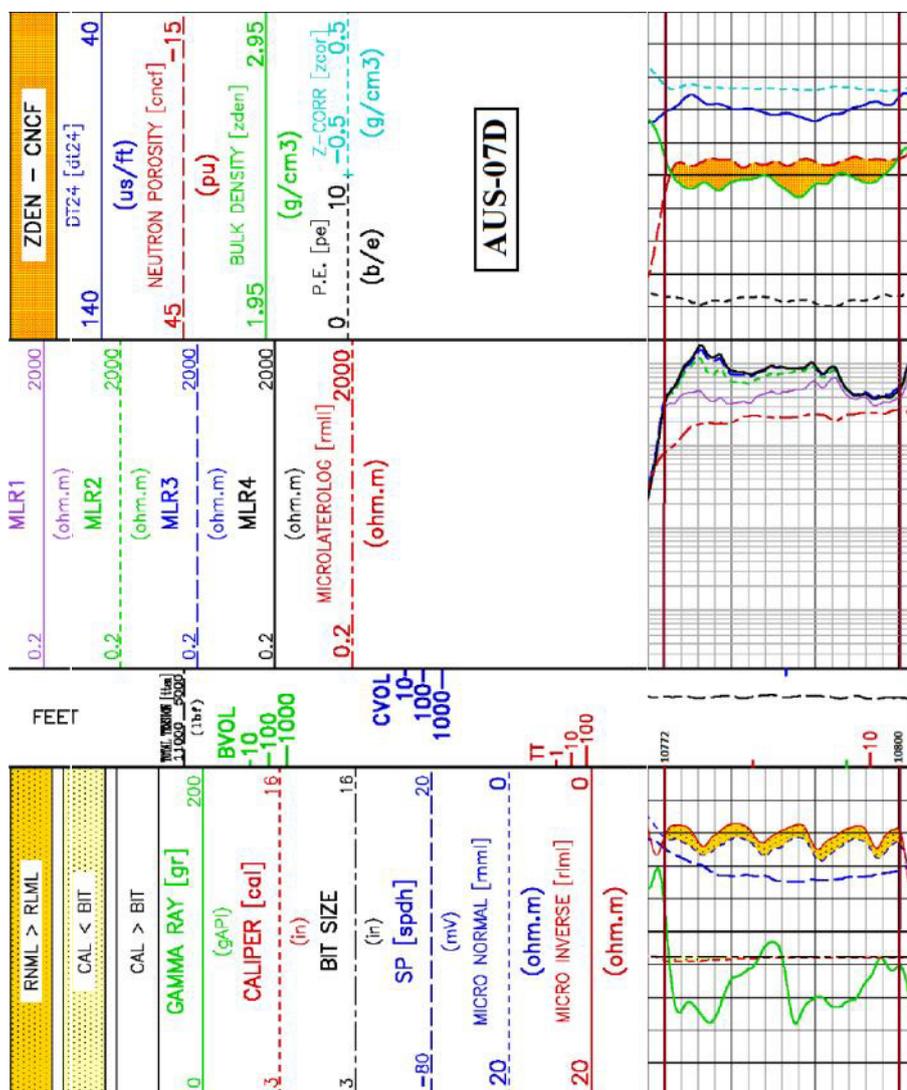


Figura 4.11 Registro Focus del pozo AUS-07D
Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos el intervalo productor para este pozo, el mismo que va desde 10772' a 10800' y que pertenece a la arena Hs. A partir del registro vemos que esta zona posee una baja porosidad, la que tiene un valor del 11%, considerado no muy bueno dado que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

La permeabilidad para este pozo es de 111 md, un valor medio, lo que representa que habrá cierta dificultad al momento de fluir la producción.

Por su parte, el registro calíper nos indica la presencia de costra de lodo o de washout existente en la zona que estamos analizando y cómo podemos apreciar del gráfico, a lo largo de todo nuestro intervalo de interés existe una costra de lodo mínima en la parte superior siendo la única presencia de esta.

✓ AUC-54D

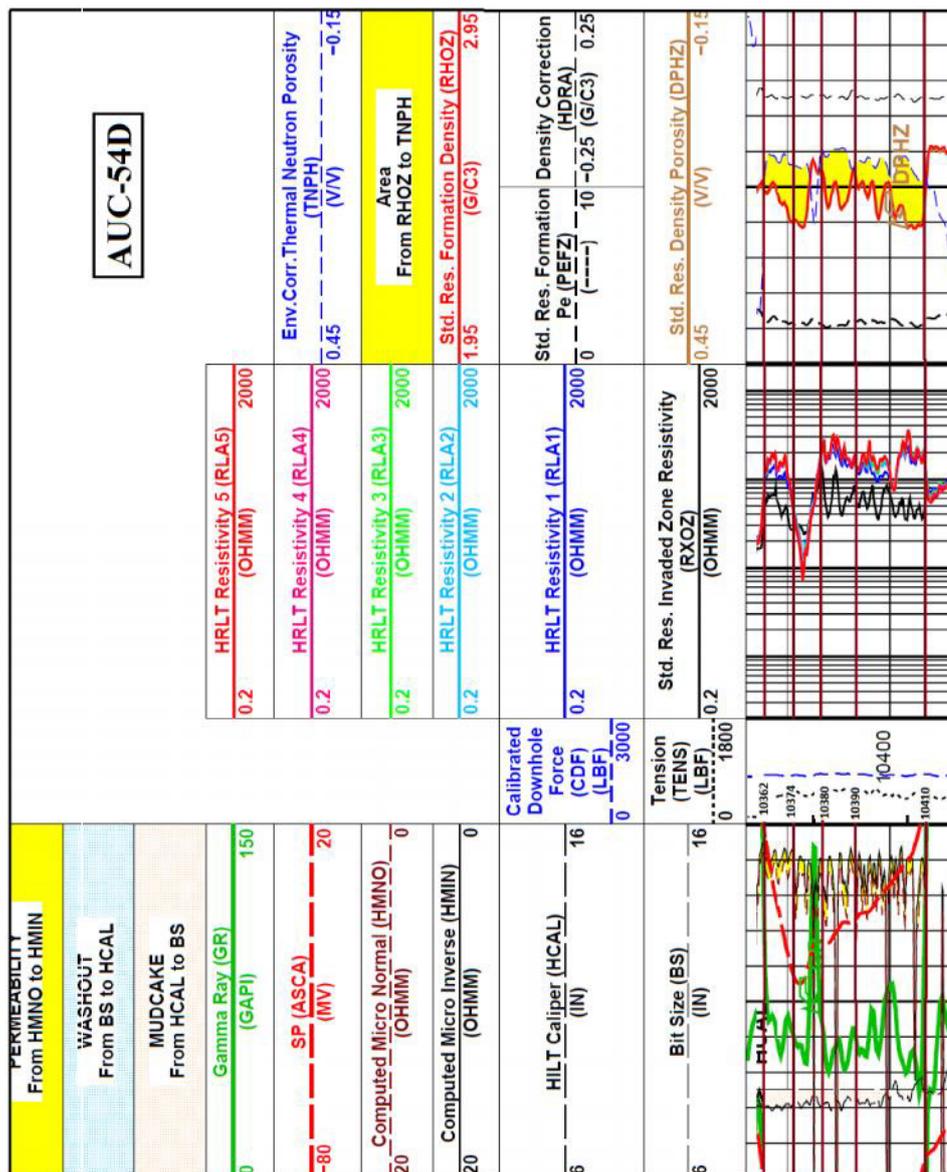


Figura 4.12 Registro Compuesto del pozo AUC-54D
Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos el intervalo productor para este pozo, el mismo que va desde 10279' a 10312' y que pertenece a la arena Ti. A partir del registro vemos que esta zona posee una muy baja porosidad, la que tiene un valor del 8%, considerado malo dado que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

La permeabilidad para este pozo es de 78,13 md, un valor bajo, lo que representa que habrá cierta dificultad al momento de fluir la producción.

Por su parte, el registro caliper nos indica la presencia de costra de lodo o de washout existente en la zona que estamos analizando y cómo podemos apreciar del gráfico, a lo largo de todo nuestro intervalo de interés existe una costra de lodo de aproximadamente 5" de grosor.

✓ AUC-58D

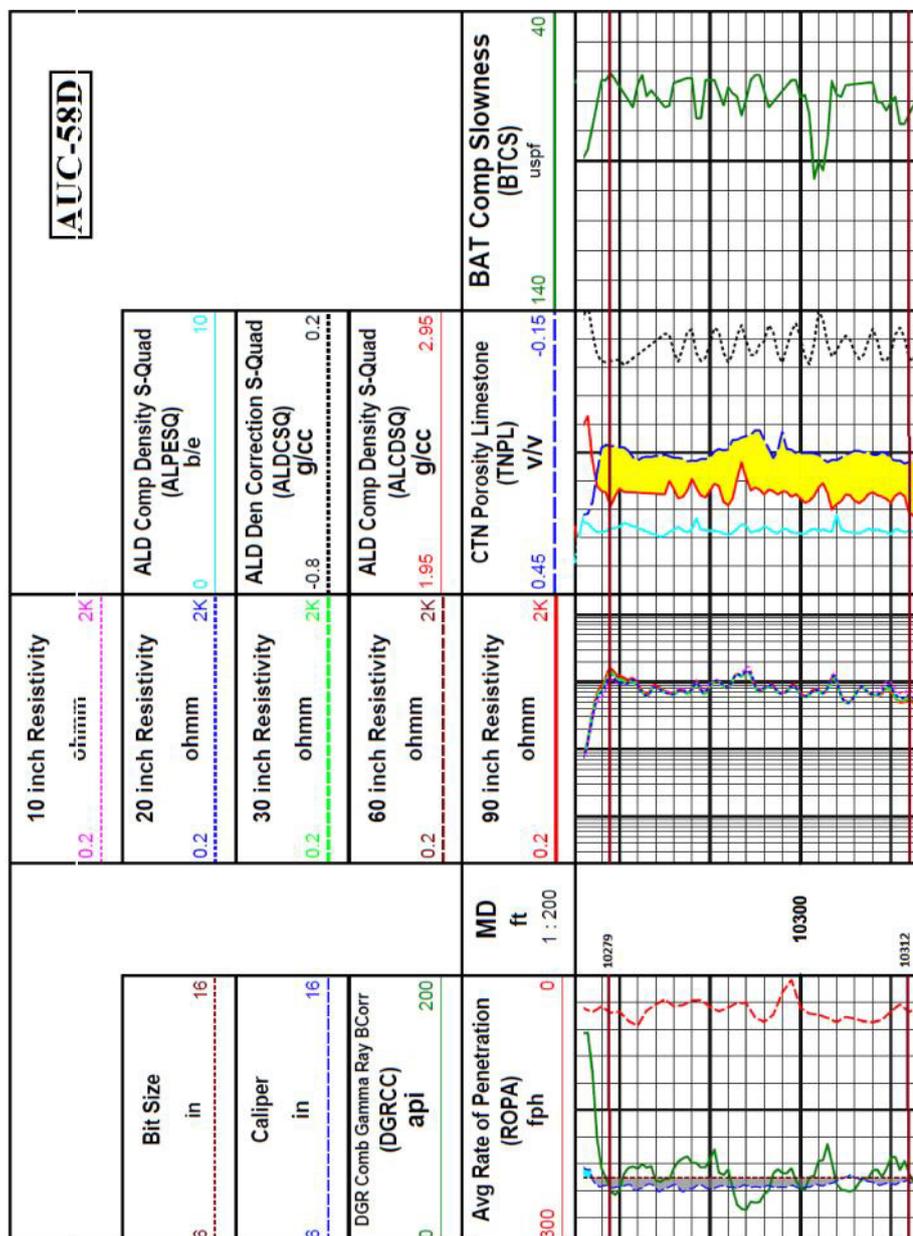


Figura 4.13 Registro ACRT del pozo AUC-58D
 Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos el intervalo productor para este pozo, el mismo que va desde 10279' a 10312' y que pertenece a la arena Ti. A partir del registro vemos que esta zona posee una porosidad media.

✓ AUC-79D

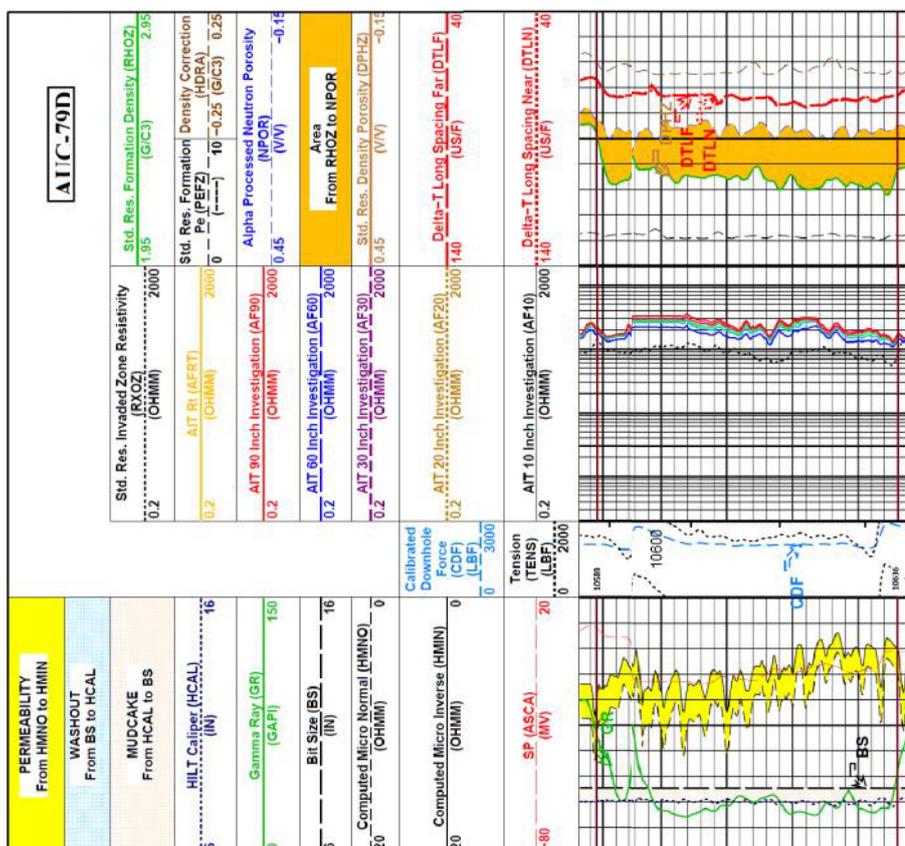


Figura 4.14 Registro Compuesto del pozo AUC-79D
Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos el intervalo productor para este pozo, el mismo que va desde 10589' a 10636' y que pertenece a la arena Ti. A partir del registro vemos que esta zona posee una porosidad media, la que tiene un valor del 15,4%, dado que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

✓ AUC-80D

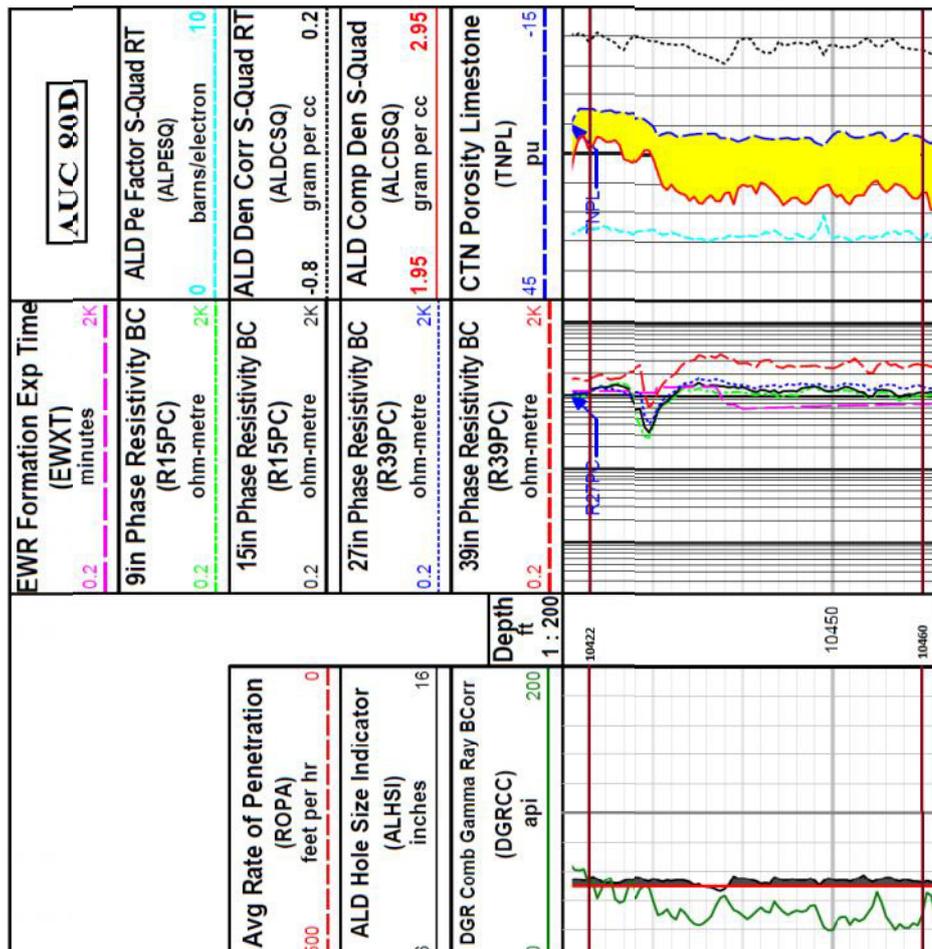


Figura 4.15 Registro ACRT del pozo AUC-80D
 Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos el intervalo productor para este pozo, el mismo que va desde 10422' a 10460' y que pertenece a la arena Ti. A partir del registro vemos que esta zona posee una porosidad que tiene un valor del 15%, catalogada como media dado que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

✓ AUC-86D

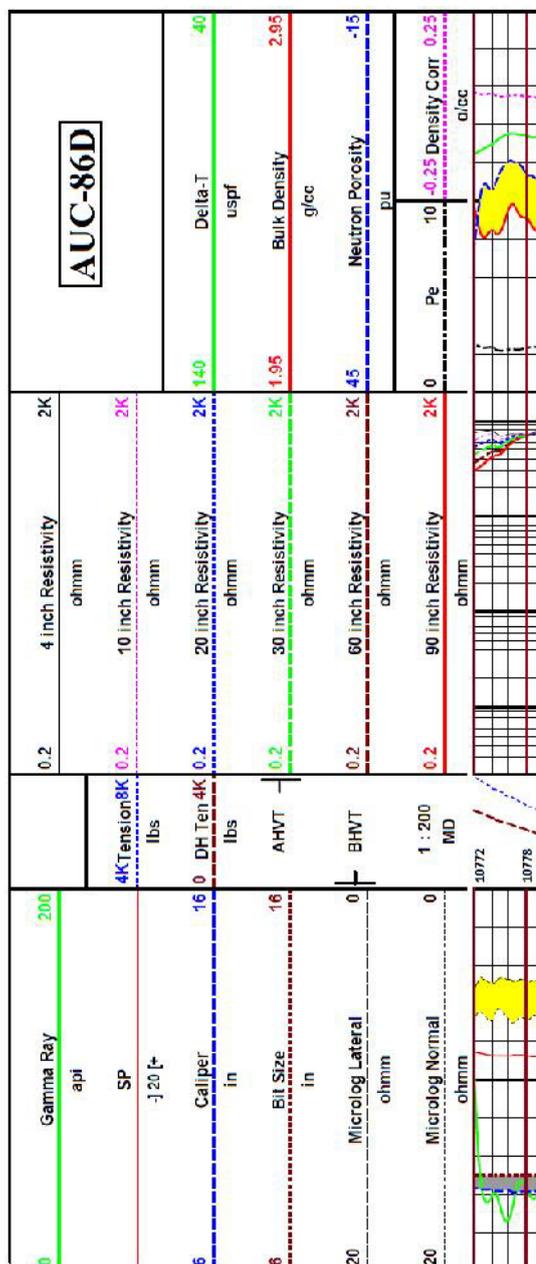


Figura 4.16 Registro ACRT del pozo AUC-86D
 Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos el intervalo productor para este pozo, el mismo que va desde 10613' a 10620' y que pertenece a la arena Hi. A partir del registro vemos que esta zona posee una porosidad del 13,6%, considerada como media dado que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

✓ AUC-91D

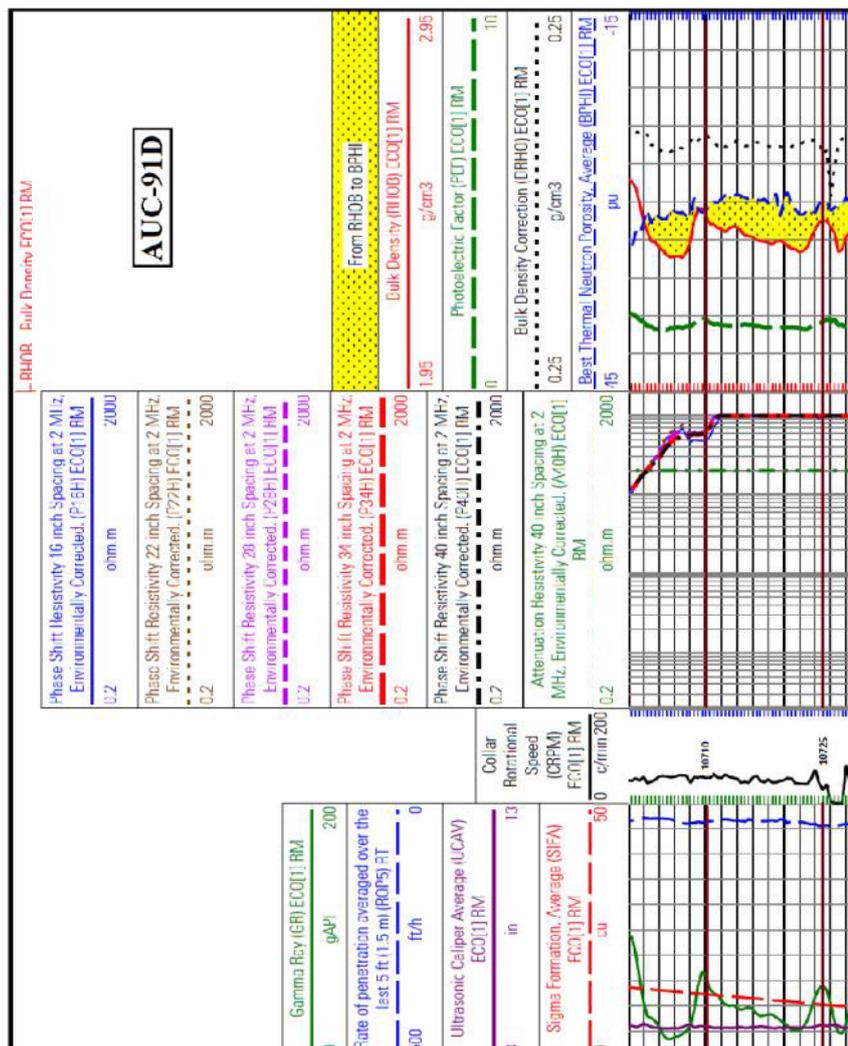


Figura 4.17 Registro Compuesto del pozo AUC-91D
 Fuente: Departamento de Ingenierías, Petroproducción.

En el gráfico mostramos el intervalo productor para este pozo, el mismo que va desde 10710' a 10725' y que pertenece a la arena Hi. A partir del registro vemos que esta zona posee una porosidad media, la que tiene un valor del 14%, tomando como referencia que la porosidad promedio en el Distrito Amazónico es del 19%.

4.2 INTERPRETACIÓN DE DATOS OBTENIDOS EN LA COMPLETACIÓN

De un diagrama de completación podemos interpretar varias cosas, entre esas la arena de interés, cuántos pies de la misma son perforados además del motor y la bomba, que son los equipos claves para un sistema de levantamiento artificial BES.

A partir de datos como P_b , μ_o , P_{wf} y P_r que son obtenidos mediante la previa evaluación de la arena de interés, se procederá al análisis del tipo de levantamiento que utilizará el pozo para su vida productiva.

Con respecto a la bomba utilizada en cada pozo para la producción de fluidos, analizaremos los siguientes parámetros de la misma:

- ✓ Su capacidad de levantar fluidos, es decir su rango de operación
- ✓ Si podemos utilizar otra bomba de mayor capacidad con el fin de producir más barriles de fluido

En cada pozo presentaremos el diagrama de completación, de donde obtendremos el amperaje nominal del motor y junto con el amperaje operacional registrado en las pruebas de producción dadas por el sensor de fondo, calcularemos la eficiencia y analizaremos en qué condiciones está trabajando el sistema BES.

Empezaremos con los pozos perforados en el 2009:

✓ AUC-67D

Este es el diagrama de la completación del pozo con el que produce hasta el día hoy:

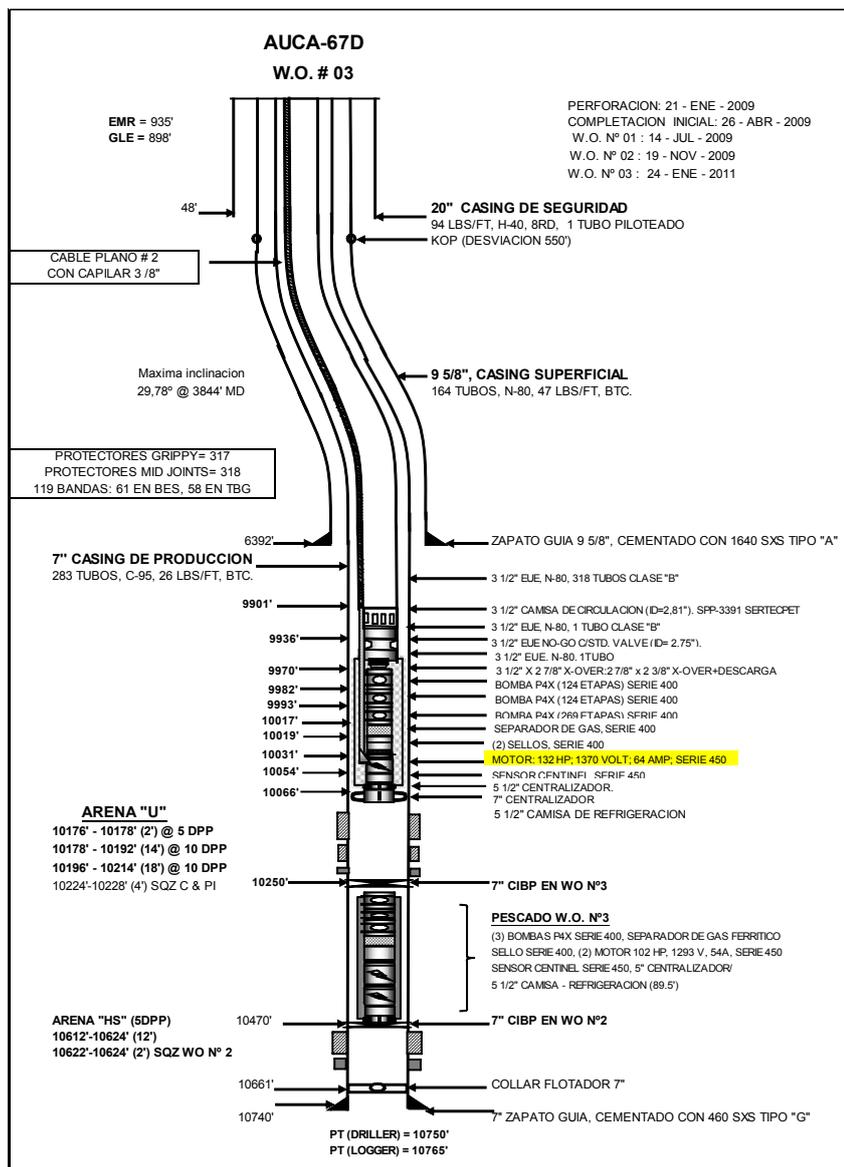


Figura 4.18 Diagrama de completación del pozo AUC-67D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Lo primero que podemos darnos cuenta al observar el diagrama, es que el pozo produce mediante un sistema de levantamiento artificial BES, debido a sus presiones tanto fluyentes como de reservorio que son 1391 PSI y 1858 PSI respectivamente, las mismas que hacen que este tipo de levantamiento sea el más apropiado para este pozo por sus valores altos, la Pb es de 200 PSI un valor mínimo que nos brinda un excelente rango para la producción sin la presencia de gas.

La viscosidad del petróleo es de 2,53 cp y el GOR de 50 SCF/STB por lo que no tendremos problemas al manejar un crudo no tan viscoso y una cantidad mínima de gas.

La arena de interés es la “U”, de la cual se dispararon 34 pies en 3 intervalos, los que son:

10176' - 10178' (2') @ 5 DPP

10178' - 10192' (14') @ 10 DPP

10196' - 10214' (18') @ 10 DPP

Del diagrama podemos obtener que el amperaje nominal del motor es de 64 A y del historial de producción, el amperaje registrado es de 40 A. Realizaremos el siguiente cálculo para hallar la eficiencia:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{40}{64} = 0,63$$

Dado que la eficiencia es menor a 1, podemos deducir que el motor utilizado para la producción de ese pozo, se encuentra trabajando en condiciones normales.

En cuanto a la bomba, es una de modelo P4X-H6, cuyo rango de operación es de mínimo 253 BFPD a 900 BFPD como máximo. La producción promedio del pozo es de 288 BFPD; con picos de 700 BFPD, valores que la bomba puede manejar sin necesidad de trabajar forzosamente.

✓ AUC-70D

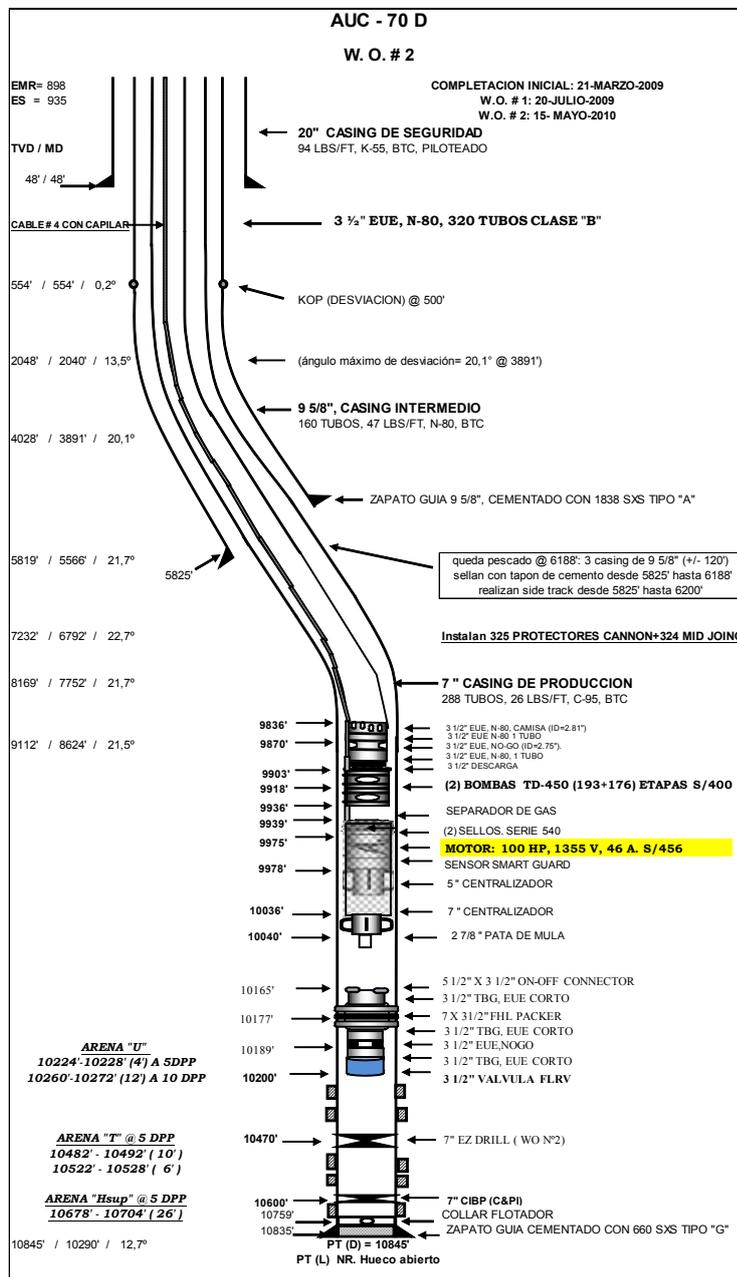


Figura 4.19 Diagrama de completación del pozo AUC-70D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Al igual que el pozo anterior, el sistema de producción del AUC-70D también es mediante bombeo electrosumergible. Las presiones de interés son de 990 PSI para la fluyente y 2110 PSI para la de reservorio, lo que refleja que el pozo posee baja permeabilidad por su alto drawdown o diferencial de presión. 2110 PSI es un valor alto de presión para este tipo de levantamiento, pero no debemos olvidarnos de la P_b que es de 708 PSI; un valor un poco elevado por lo que se tienen que tomar las medidas de seguridad pertinentes para no estar por debajo de éste parámetro y comenzar a tener producción de gas en subsuelo.

Con un GOR de 100 SCF/STB podemos producir en buenas condiciones sin problemas de volúmenes grandes de gas, y con un petróleo que posee una viscosidad de 10 cp lo que nos lleva a tratar al pozo constantemente con JP1 para no tener problemas con este parámetro puesto que es un crudo viscoso.

La arena de interés es la “U” y los intervalos de interés son:

10224'-10228' (4') @ 5 DPP

10260'-10272' (12') @ 10 DPP

Del diagrama podemos obtener que el amperaje nominal del motor es de 46 A y del historial de producción vemos que el amperaje registrado es de 85 A; aplicando la fórmula anterior:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{85}{46} = 1,85$$

Dado que la eficiencia es mucho mayor a 1, podemos concluir que el motor se encuentra funcionando con sobrecalentamiento. Lo más probable es que en un futuro no muy lejano este equipo deje de funcionar y haya que proceder a realizar un trabajo de reacondicionamiento por cambio del equipo de subsuelo.

En cuanto a la bomba, es una TD-450, cuyo rango de operación es entre 280 y 560 BFPD. Por su parte, la producción del pozo es de valores máximos de 450 BFPD; por lo que podemos decir que la bomba se encuentra trabajando en un punto óptimo y apropiado y que no se encuentra realizando ningún tipo de esfuerzo.

✓ AUC-73D

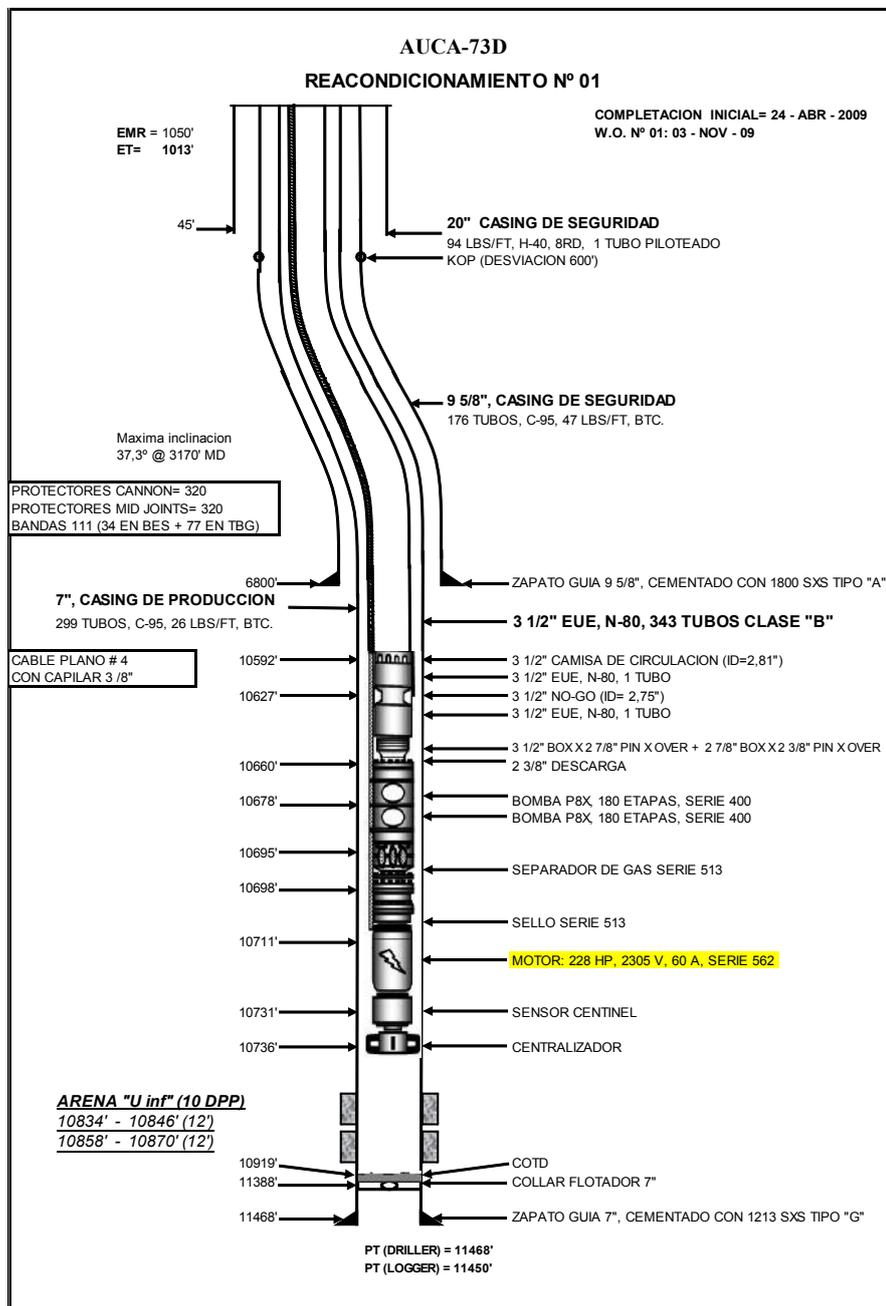


Figura 4.20 Diagrama de completación del pozo AUC-73D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Este pozo produce mediante el sistema BES, debido a las presiones de interés que son 1184 PSI y 1419 PSI para la fluyente y de reservorio respectivamente, por lo que se evidencia una buena permeabilidad y además una excelente presión para este tipo de levantamiento. El valor de P_b es de 200 PSI, lo que nos brinda un mayor rango de producción sin la presencia de gas. Además el GOR es de 130 SCF/STB por lo que la presencia de gas es mínima y no existirán mayores problemas. Con una viscosidad de 3,13 cp no tendremos ningún inconveniente con el crudo y su extracción de subsuelo.

La arena de interés es la “U” y los intervalos perforados son:

10834' - 10846' (12') @ 10 DPP

10858' - 10870' (12') @ 10 DPP

En cuanto al análisis del motor, realizaremos el cálculo de la eficiencia para ver en qué condiciones se encuentra operando el mismo:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{35}{60} = 0,58$$

Este resultado se encuentra dentro del rango normal. Con una eficiencia del 58%, el motor de este pozo está trabajando en condiciones óptimas. Hasta podríamos sacar mayor producción del mismo pero para esto

deberíamos rediseñar todo el sistema de completación y tomar en cuenta otras consideraciones y restricciones.

El modelo de la bomba es P8X-H6, cuya capacidad de operación se encuentra entre 338 y 1028 BFPD. Por su parte, la producción del pozo es de 263 BFPD en promedio, manejando valores desde 390 BFPD hasta 900 BFPD; por lo que podemos decir que la bomba se encuentra trabajando en un punto óptimo y apropiado y que no se encuentra realizando ningún tipo de esfuerzo.

✓ AUC-75D

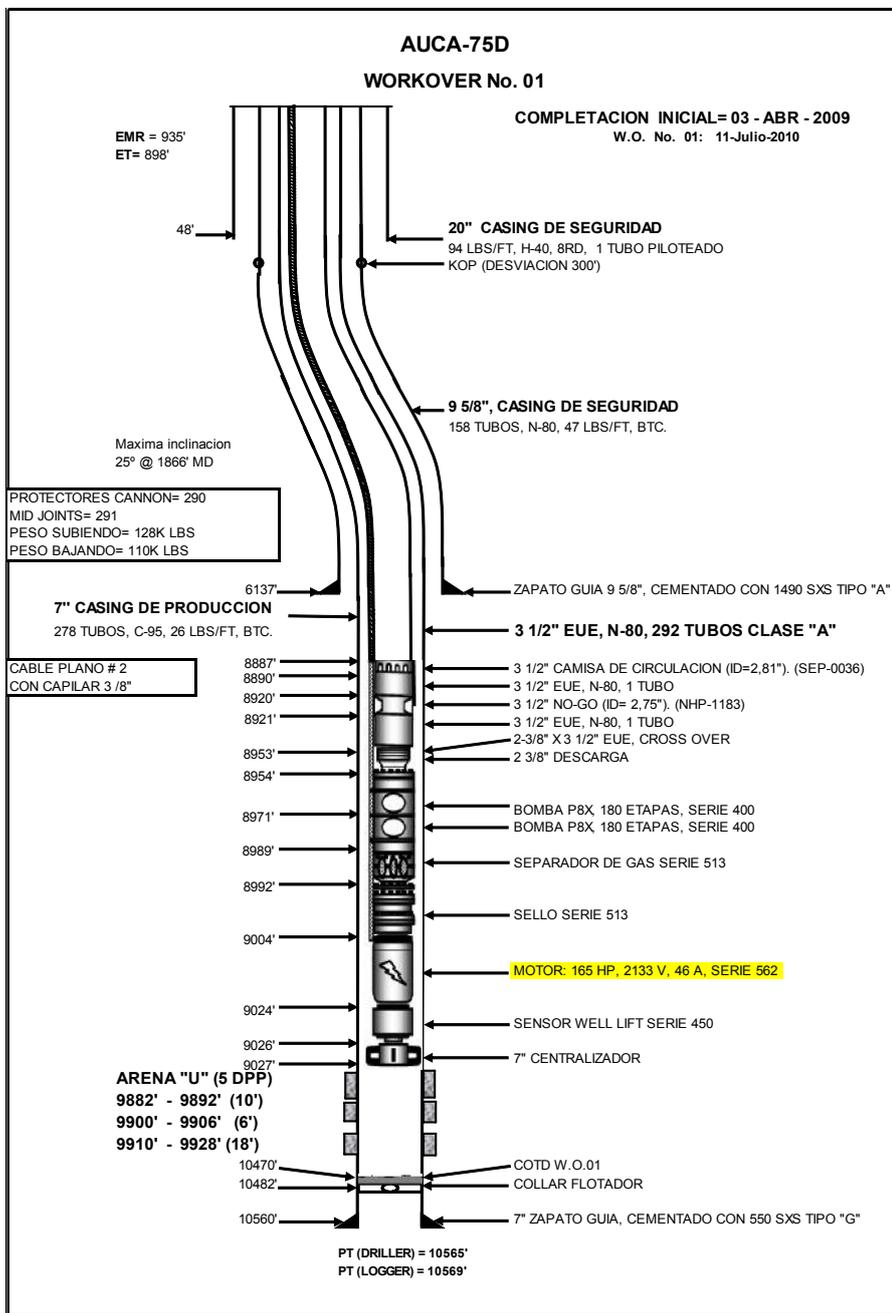


Figura 4.21 Diagrama de completación del pozo AUC-75D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Al igual que los pozos anteriores, el sistema de levantamiento artificial es mediante una bomba electrosumergible, con presión fluyente y de reservorio 1630 PSI y 1833 PSI respectivamente, valores satisfactorios para este tipo de levantamiento por ser altos y óptimos. Como podemos ver estos valores nos proporcionan información de que el yacimiento posee una buena permeabilidad por su bajo drawdown. Por otra parte, la Pb es de 1000 psi, un valor alto que amerita tener muy en cuenta las presiones constantemente para no producir gas y causar daños a los equipos del tipo de levantamiento.

Con un GOR de 130 SCF/STB manejamos cantidades pequeñas de gas que no causarán mayores problemas con las respectivas consideraciones. En cuanto a la viscosidad, tenemos un valor de 2,53 cp, el cual es considerado bajo y bueno, lo que nos facilita el manejo del crudo sin mayores tratamientos para que fluya.

La arena de interés es “U” con los siguientes intervalos perforados:

9882' - 9892' (10') @ 5 DPP

9900' - 9906' (6') @ 5 DPP

9910' - 9928' (18') @ 5 DPP

Primero calcularemos la eficiencia con la que está funcionando el motor de esta completación. Para esto aplicamos la fórmula que hemos venido usando:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{49}{46} = 1,07$$

A diferencia del motor anterior, el que está siendo utilizado en este pozo se encuentra trabajando en condiciones por encima de su capacidad normal; esto nos lo dice la eficiencia mayor a la unidad. Este equipo corre el riesgo de quemarse y que el pozo deje de producir para entrar a un workover por cambio de bomba.

La bomba es de modelo P8X-H6, igual que el pozo anterior, cuya capacidad de operación se encuentra entre 338 y 1028 BFPD. Por su parte, la producción del pozo es de 560 BFPD en promedio, manejando valores de hasta 770 BFPD; por lo que podemos decir que la bomba se encuentra trabajando en un punto óptimo y apropiado y que no se encuentra realizando ningún tipo de esfuerzo.

✓ AUC-76D

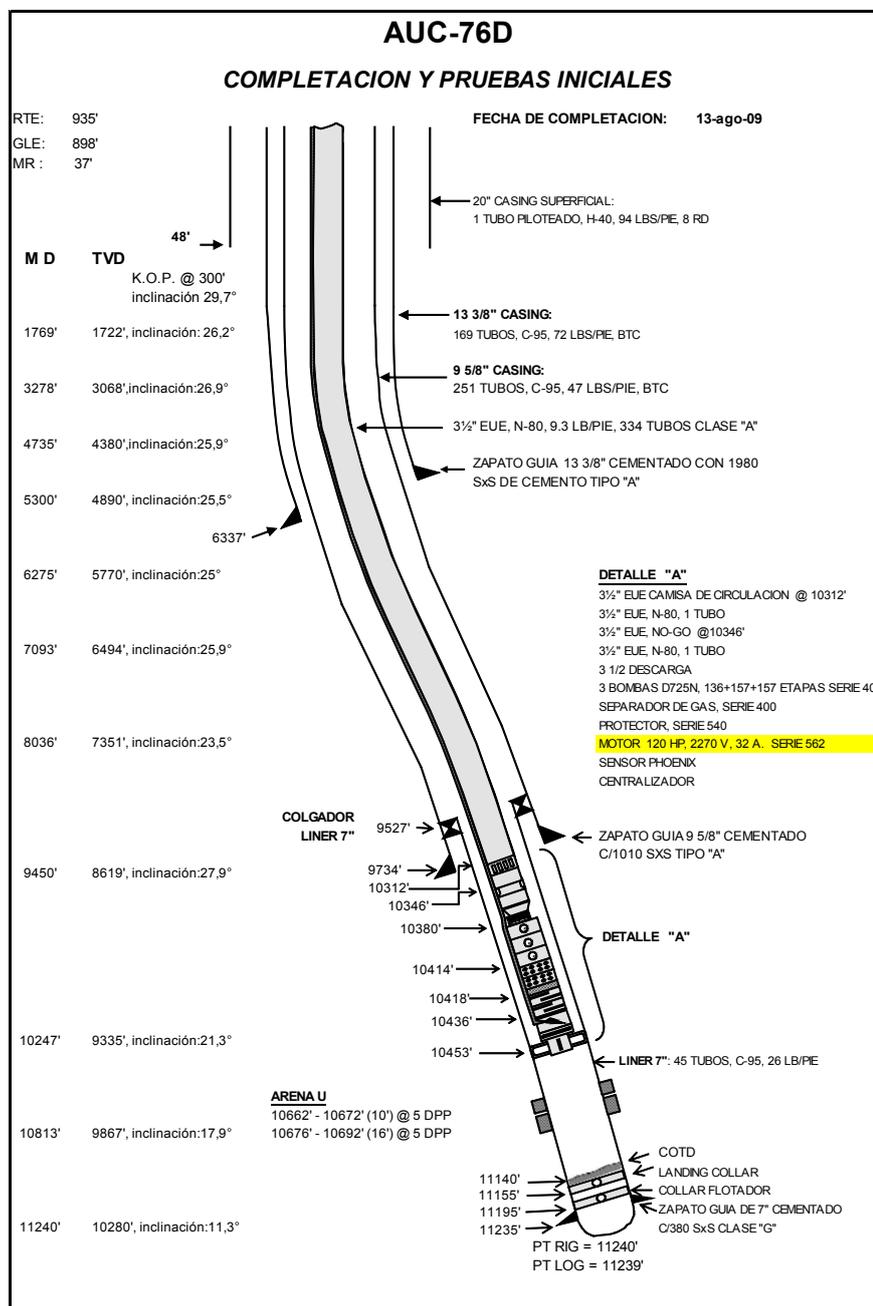


Figura 4.22 Diagrama de completación del pozo AUC-76D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

El tipo de levantamiento debido a las presiones fluyente y de reservorio que son 1220 psi y 1531 psi respectivamente es eléctrico sumergible, tenemos valores altos y óptimos para este tipo de levantamiento; además podemos darnos cuenta que este pozo posee una buena permeabilidad por la diferencia de estas dos presiones que nos da un drawdown bajo. La P_b es 375 psi, un valor bajo que nos permite tener condiciones favorables para la extracción de crudo sin la presencia de gas al no estar por debajo de este número.

Con un GOR de 50 SCF/STB manejamos cantidades mínimas de gas y no presentará mayores problemas. Además la viscosidad es de 4,24 cp un valor bajo, que nos permita que el crudo sea extraído sin problemas.

En este pozo se perforaron 2 intervalos en la arena de interés "U", que son los siguen:

10662' - 10672' (10') @ 5 DPP

10676' - 10692' (16') @ 5 DPP

Veremos cuál es la eficiencia con la que está funcionando el motor de esta completación. Para esto aplicamos la fórmula que hemos venido usando:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{18}{32} = 0,56$$

Al tener una eficiencia del 56%; podemos deducir que el motor en el interior de este pozo se encuentra trabajando en condiciones operativas normales. Incluso podríamos obtener mayor cantidad de fluidos, pero habría que considerar otros factores.

La bomba es de modelo DN-725, cuya capacidad de operación se encuentra entre 350 y 925 BFPD. Por su parte, la producción del pozo es de 370 BFPD en promedio; por lo que podemos decir que la bomba se encuentra trabajando en un punto óptimo y apropiado y que no se encuentra realizando ningún tipo de esfuerzo.

✓ AUC-77D

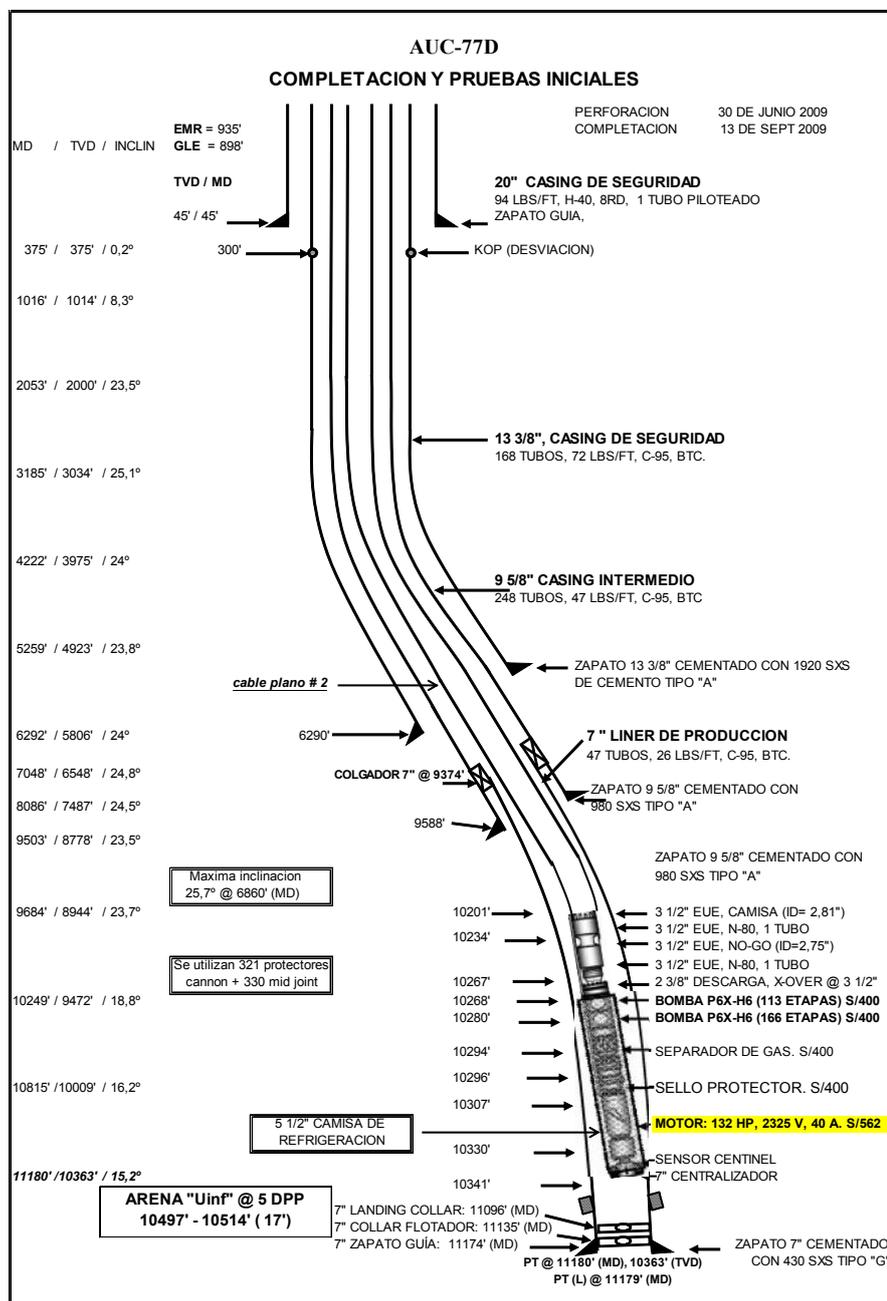


Figura 4.23 Diagrama de completación del pozo AUC-77D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

La arena de interés de este pozo es “U” con 1 intervalo perforado:

10497' - 10514' (17') @ 5 DPP

El sistema de producción es mediante BES, debido a sus presiones tanto fluyente como de reservorio que son 1357 psi y 1536 psi respectivamente, valores óptimos para este tipo de levantamiento. Además la diferencia entre éstos nos da un drawdown sumamente bajo por lo que la permeabilidad en este pozo es excelente. La P_b es de 240 psi y el GOR es de 50 SCF/STB, ambos valores bajos que nos permiten operar en excelentes condiciones y sin mayores preocupaciones por la aparición de gas en los equipos.

Por último, tenemos una viscosidad de 8,5 cp; un valor alto por lo que se procede a tratar constantemente al pozo con JP1 para ayudar a la movilidad del crudo.

Se procederá al análisis de la bomba y el motor. En primer lugar, con respecto a la bomba, esta es un modelo P6X-H6, cuya capacidad de operación se encuentra entre 253 y 900 BFPD. Por su parte, la producción

del pozo es de 367 BFPD en promedio, manejando valores de hasta 550 BFPD; por lo que podemos decir que la bomba se encuentra trabajando en un punto óptimo y apropiado y que no se encuentra realizando ningún tipo de esfuerzo.

Para determinar la eficiencia con la que está funcionando el motor de esta completación, aplicamos la fórmula que hemos venido usando:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{42}{40} = 1,05$$

Al tener una eficiencia de 1,05; podemos deducir que el motor en el interior de este pozo se encuentra sobrecalentado. Con esto, lo más seguro es que llegado el momento, el sistema colapsará y se procederá al respectivo workover para realizar el cambio del equipo.

✓ AUS-05D

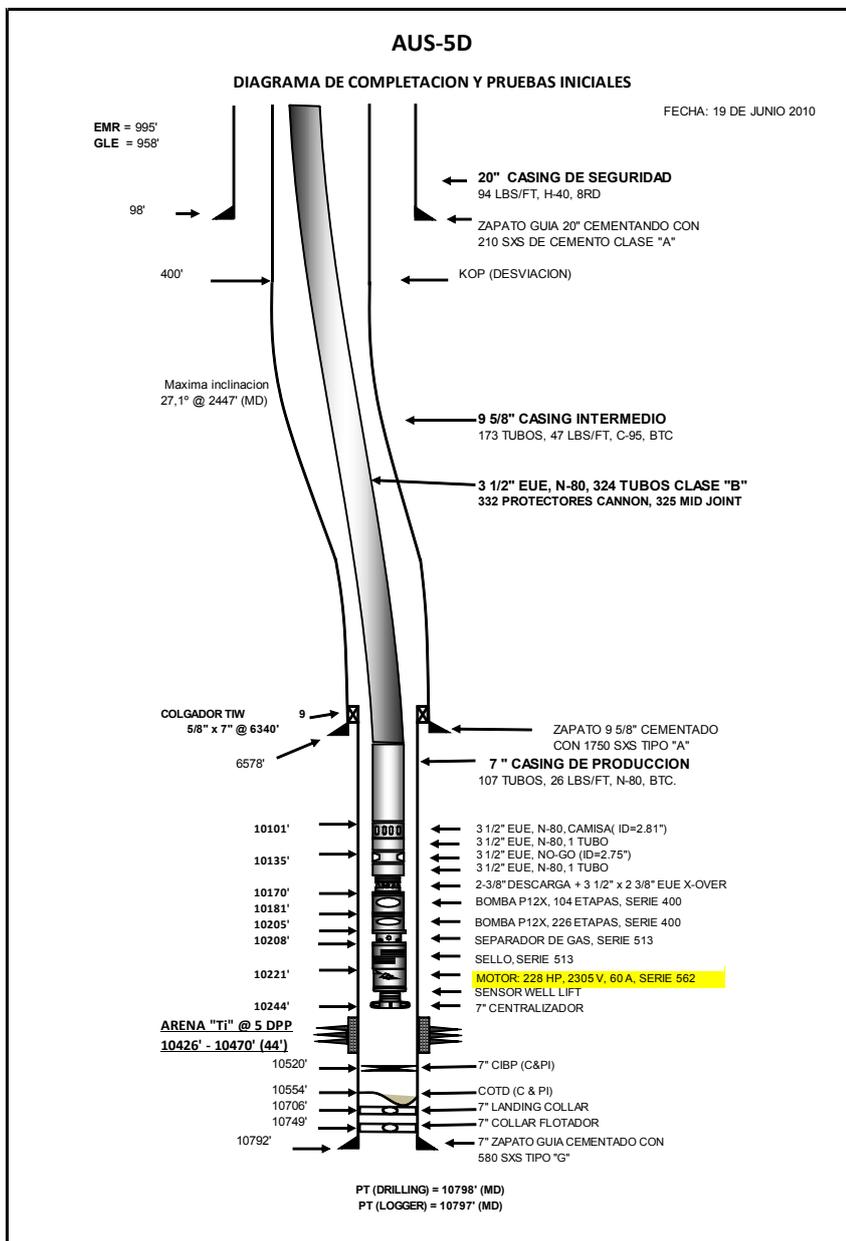


Figura 4.24 Diagrama de completación del pozo AUS-05D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Con una completación BES, de los pozos perforados en el 2009, el AUS-05D es el único en el que la arena de interés es “Ti” y tiene un solo intervalo de interés:

$$10426' - 10470' (44') @ 5 \text{ DPP}$$

Para comenzar, veremos cuál es la eficiencia con la que está funcionando el motor de esta completación. Para esto aplicamos la fórmula que hemos venido usando:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{40}{60} = 0,67$$

Al tener una eficiencia del 67%; podemos deducir que el motor en el interior de este pozo se encuentra funcionando a capacidad dentro del rango normal. Con esto, incluso podríamos obtener más producción en caso de ser permitido por las normas reguladoras.

La bomba es de modelo P12X, cuya capacidad de operación se encuentra entre 620 y 1400 BFPD. Por su parte, la producción del pozo es de 1050 BFPD en promedio, manejando valores de hasta 1300 BFPD; por lo que podemos decir que la bomba se encuentra trabajando en un punto óptimo y apropiado y que no se encuentra realizando ningún tipo de esfuerzo.

Una vez concluido el análisis de las completaciones de los pozos perforados en el 2009, procederemos a analizar aquellos perforados en el 2010:

✓ AUC-82D

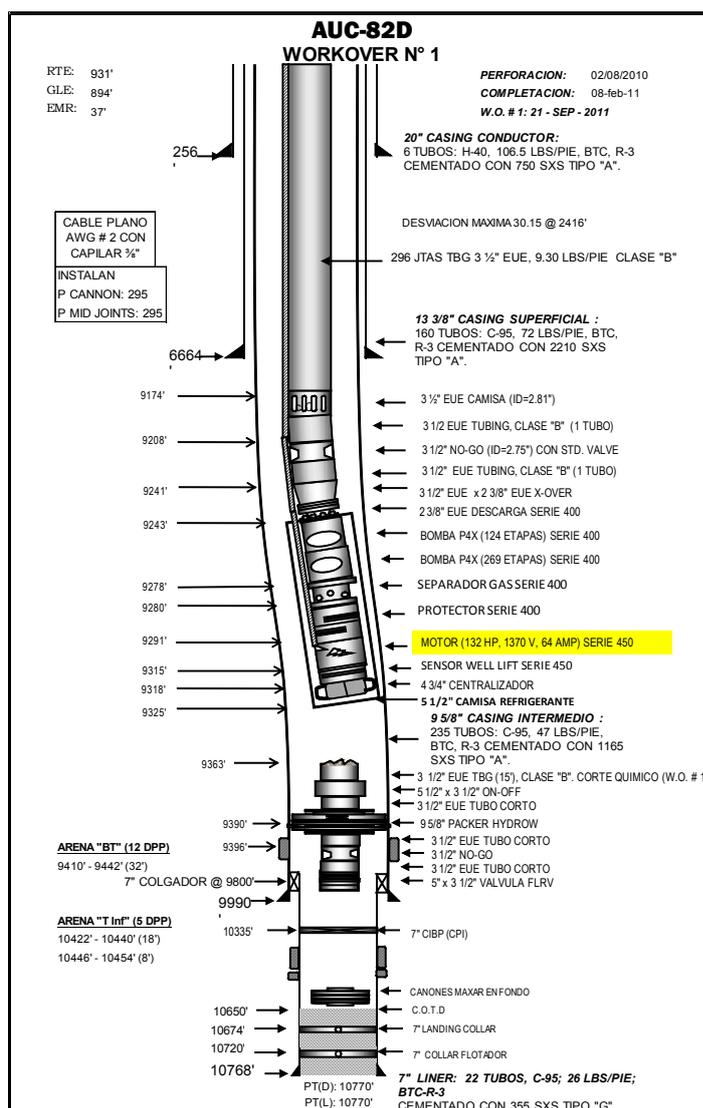


Figura 4.25 Diagrama de completación del pozo AUC-82D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Con ayuda de un equipo BES este pozo produce de la arena “BT”, del intervalo:

$$9410' - 9442' (32') @ 12 \text{ DPP}$$

El motor utilizado en esta completación tiene la siguiente eficiencia:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{43}{64} = 0,67$$

Tener un 67% de eficiencia para un motor, nos indica que éste se encuentra trabajando en óptimas condiciones y que aún podemos obtener más fluidos del pozo, pero como es de conocimiento general, tenemos que seguir las estipulaciones impuestas por la ARCH para saber cuánto es lo máximo que podemos obtener de un pozo, de forma que no terminamos rápidamente con su vida útil.

En cuanto a la bomba, la utilizada es una P4X-H6, cuyo rango de operación está entre 121 y 479 BFPD. La producción promedio para este pozo es de 300 BFPD, levantando hasta 456 BFPD; lo que quiere decir que la bomba se encuentra trabajando en condiciones normales, sin estar realizando ningún esfuerzo.

✓ AUC-83D

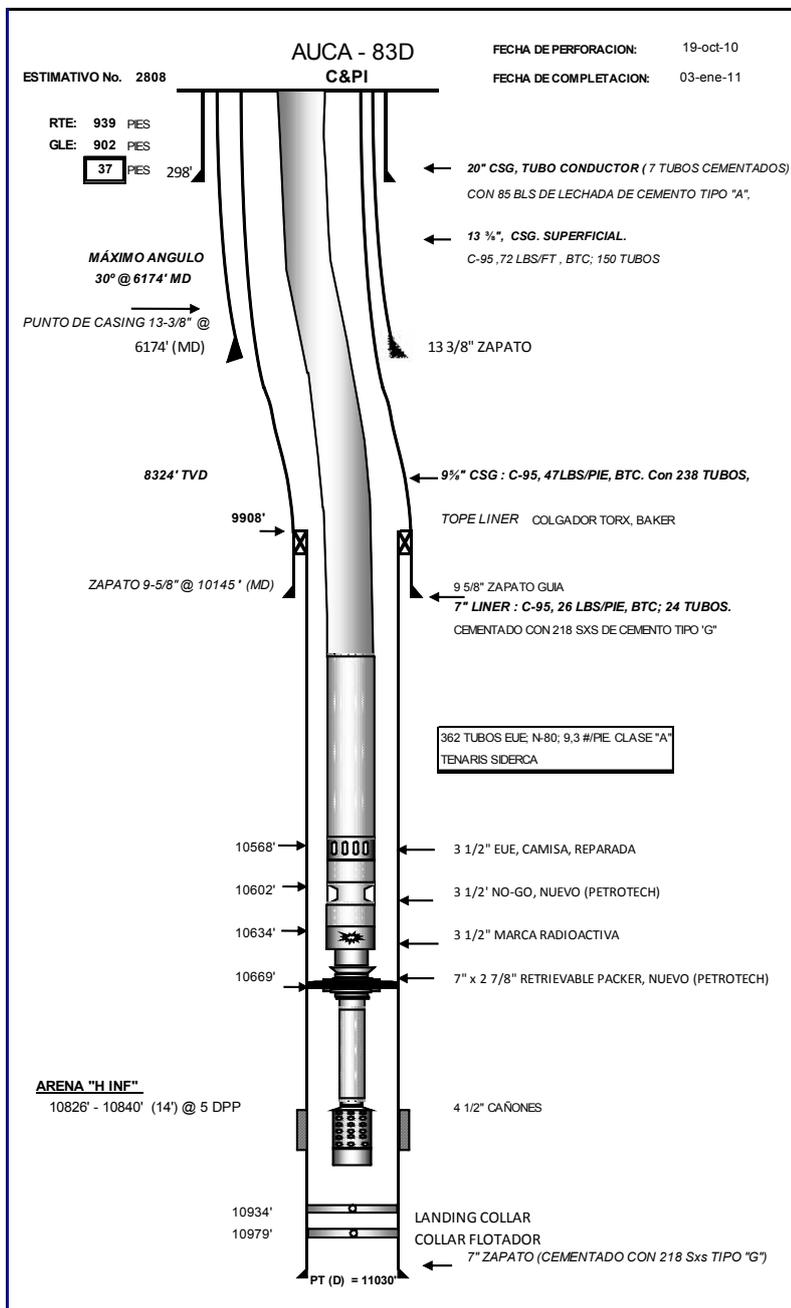


Figura 4.26 Diagrama de completación del pozo AUC-83D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Este pozo, como podemos ver en el diagrama de completación produce por flujo natural, siendo así el único pozo de nuestro estudio que no utiliza un tipo de levantamiento artificial para aportar con producción.

Este fenómeno se presenta gracias a que la formación de interés es la arena Hollín Inferior, la misma que posee altas presiones y además por debajo de la misma se encuentra un acuífero infinito activo que empuja hidráulicamente y que mantiene las presiones, lo que facilita el aporte del pozo a superficie, convirtiéndolo así en un pozo modelo por lo que no posee ningún tipo de levantamiento ni gastos adicionales por su completación de producción y el mantenimiento de la misma.

El intervalo del cual está produciendo el AUC-83D es:

10826' - 10840' (14') @ 5 DPP

✓ AUC-92D

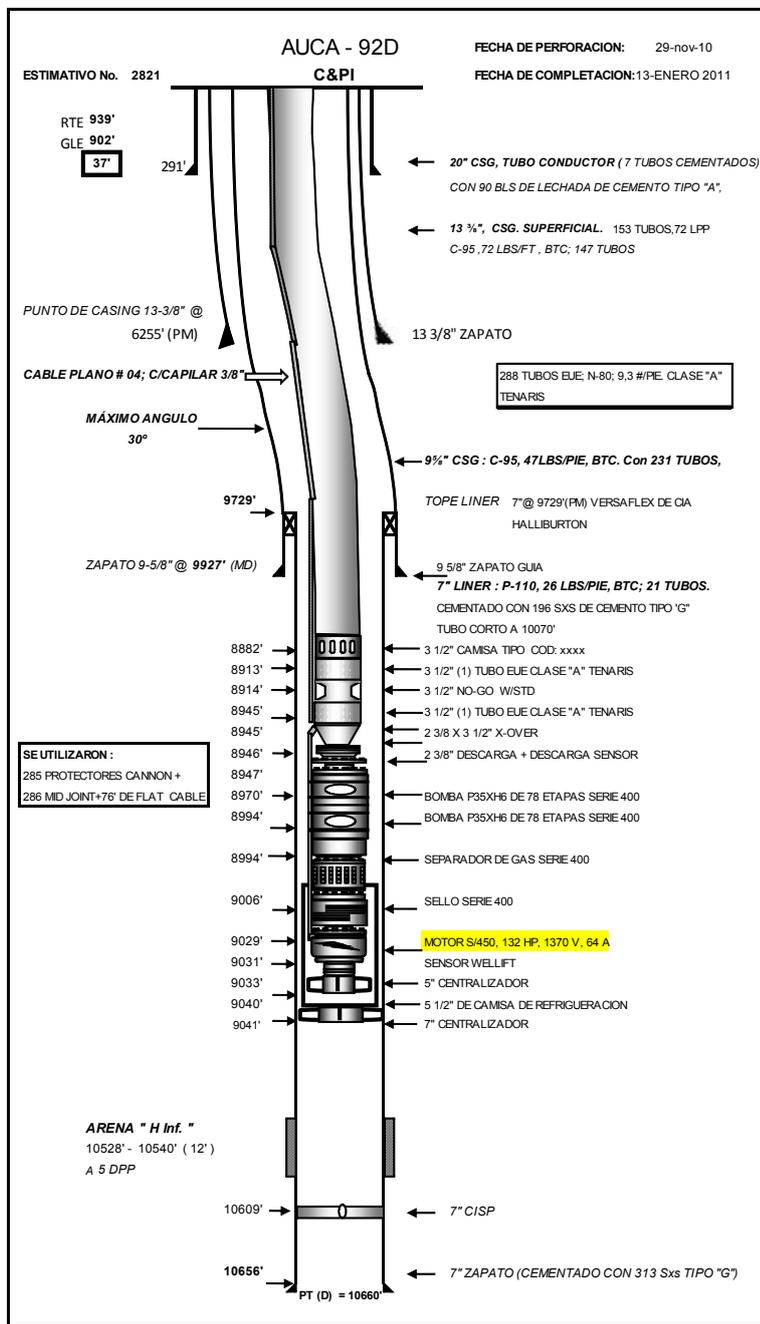


Figura 4.27 Diagrama de completación del pozo AUC-92D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Este es un pozo produciendo mediante el sistema de levantamiento artificial BES, tiene como arena productora “Hi” con el único intervalo perforado:

$$10528' - 10540' (12') @ 5 \text{ DPP}$$

Como en el caso del AUC-82D, el motor de esta completación también se encuentra trabajando a condiciones normales. Esto lo podemos sustentar utilizando la ecuación paracalcula la eficiencia:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{45}{64} = 0,70$$

En base a este valor, podemos concluir que el motor se encuentra funcionando en óptimas condiciones puesto que la eficiencia es del 70%; lo que nos quiere decir que aún podríamos obtener más fluidos del pozo. Decisión que no se puede tomar tan a la ligera puesto que hay varios factores a considerar.

Con respecto a la bomba, la que se encuentra en subsuelo es una P35X; la misma que tiene un rango de operación entre 800 y 3250 BFPD. La producción promedio para este pozo es de 3022 BFPD; valor que está dentro del rango óptimo de la bomba, por lo cual podemos decir que ésta se encuentra trabajando en condiciones normales.

✓ AUC-93D

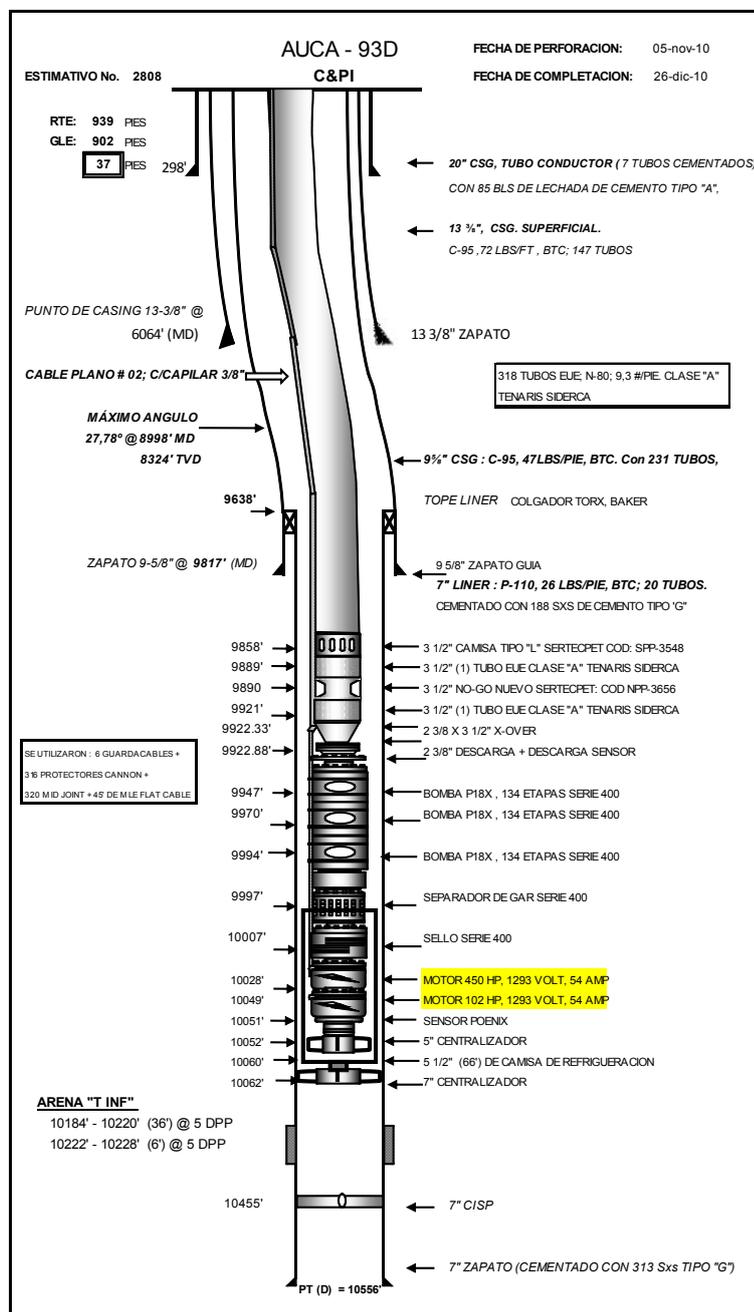


Figura 4.28 Diagrama de completación del pozo AUC-93D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

El pozo AUC-93D está produciendo mediante un sistema de levantamiento artificial BES. La arena de interés es “Ti”, con 2 intervalos de interés:

10184' - 10220' (36') @ 5 DPP

10222' - 10228' (6') @ 5 DPP

La bomba utilizada en este pozo es una P18X, cuyo rango de operación es mínimo de 412 BFPD hasta un máximo de 2059 BFPD. La producción promedio para este pozo es de 825 BFPD por lo que podemos deducir que la bomba está operando en condiciones normales, dentro de su rango óptimo.

Por otra parte, en este pozo la eficiencia del motor es de 0,43. La misma que obtenemos a partir de:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{23}{54} = 0,43$$

En base a este valor, podemos concluir que el motor se encuentra funcionando en óptimas condiciones pero por debajo de la mitad de su capacidad al ser la eficiencia del 43%.

✓ AUC-96D

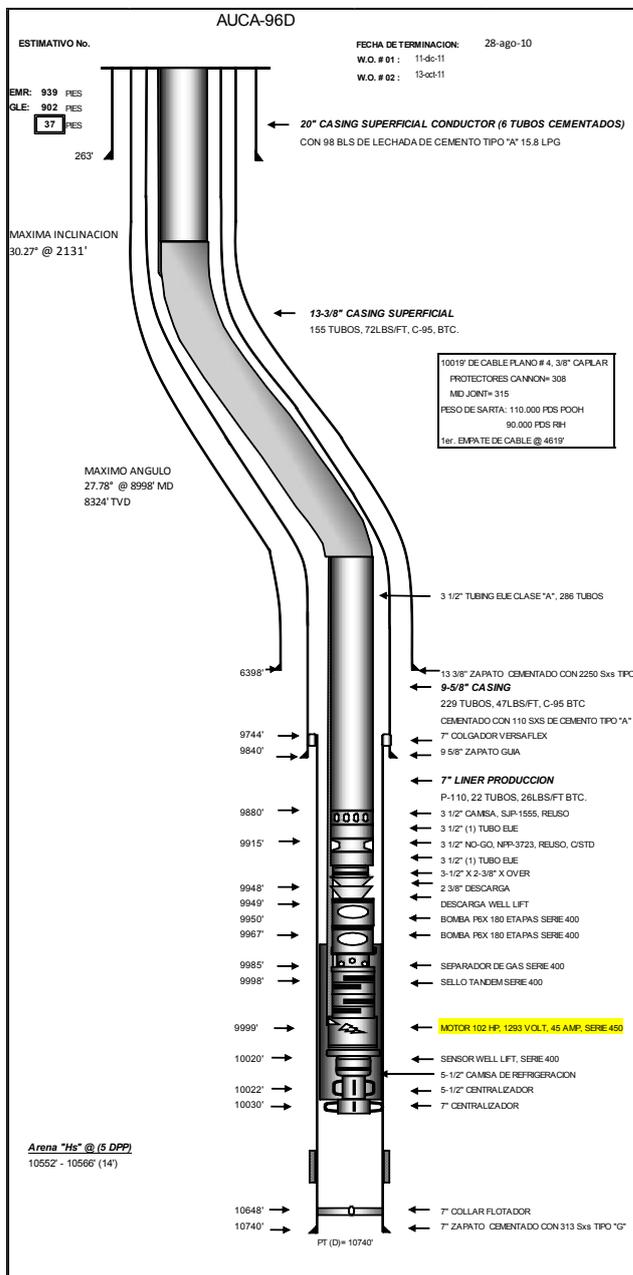


Figura 4.29 Diagrama de completación del pozo AUC-96D
 Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

La arena de interés para este pozo es “Hs”, de la misma que se está produciendo mediante un sistema de completación BES debido a sus presiones tanto fluyente y de reservorio las mismas que son 2074 psi y 3750 psi respectivamente, valores muy altos y que nos brindan la confianza para tener este tipo de levantamiento en el pozo. El drawdown es alto por lo que el pozo posee una baja permeabilidad y presenta problemas para fluir. La Pb es de 175 psi un valor bajo que nos facilita la producción sin mayores problemas, manteniendo la caída de presiones constantemente para no llegar a este valor y comenzar a la producción de gas en el yacimiento.

El GOR es de 12 SCF/STB un valor mínimo y casi nulo por lo que el gas se presentará en condiciones sumamente escasas y no causará problemas en nuestros equipos. La viscosidad registrada es de 1,407 cp lo que nos brinda excelentes condiciones para que fluya el crudo sin problemas.

El intervalo perforado es:

10552' - 10566' (14') @ 5 DPP

La bomba utilizada en este pozo es una P6X, cuyo rango de operación es mínimo de 253 BFPD hasta un máximo de 900 BFPD. Mientras que la producción promedio del pozo es de 416 BFPD, a partir de lo cual podemos darnos cuenta que el aporte obtenido es fácilmente manejado por la bomba que se encuentra en subsuelo.

El otro factor a analizar es el motor y su eficiencia, la misma que la calculamos a partir de la fórmula:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{32}{45} = 0,71$$

En base a este valor, podemos concluir que el motor se encuentra funcionando en óptimas condiciones puesto que la eficiencia no supera el 98% que es el máximo rendimiento permitido para este equipo.

✓ AUC-97D

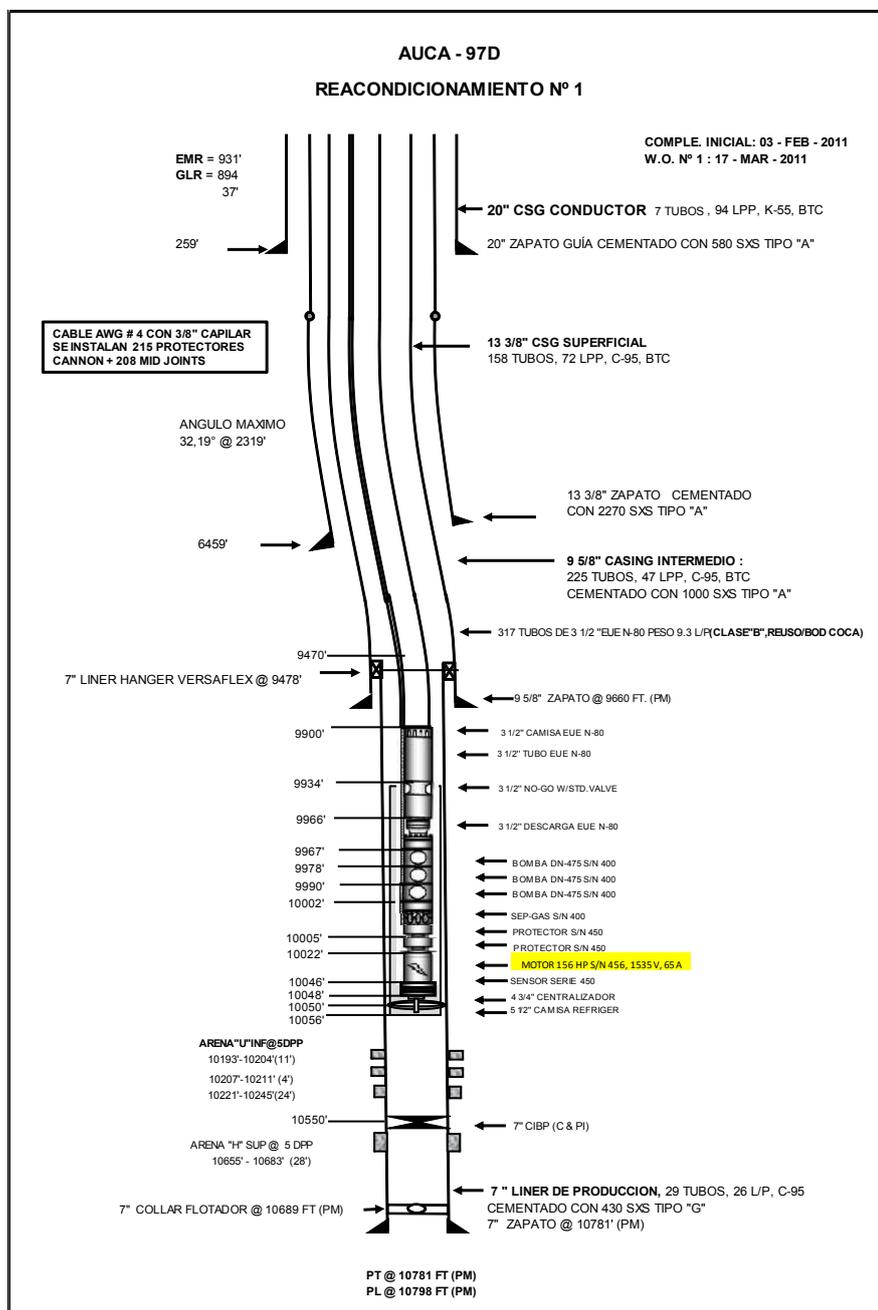


Figura 4.30 Diagrama de completación del pozo AUC-97D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

La presión fluyente es de 1228 psi y de reservorio es de 1709 psi, las mismas que son altas y excelentes para utilizar el levantamiento eléctrico sumergible como método de producción en este pozo. El drawdown es alto por lo que el pozo posee baja permeabilidad y presenta problemas en fluir normalmente. La P_b es de 235 psi un valor bajo y accesible para producción normal del pozo sin llegar a las condiciones de producción de gas.

El GOR es de 50 SCF/STB un valor bajo que nos permite trabajar sin excesiva presencia de gas, hecho que va acorde con la baja P_b mencionada anteriormente. Por su parte, la viscosidad es de 4,43 cp un valor no tan alto pero tampoco el recomendable, esto nos dice que se necesita de un tratamiento para que el crudo no presente mayores problemas para que fluya.

Este pozo por su parte tiene 3 intervalos perforados en la arena “Ui”, los que son:

10193' - 10204' (11') @ 5 DPP

10207' - 10211' (4') @ 5 DPP

10221' - 10245' (24') @ 5 DPP

La bomba utilizada en la completación de este pozo es una, cuyo rango de operación oscila entre 180 y 570 BFPD. Mientras que la producción promedio del pozo es de 288 BFPD, a partir de lo cual podemos darnos cuenta que el aporte obtenido es fácilmente manejado por la bomba que se encuentra en subsuelo.

El otro factor a analizar es el motor y su eficiencia, la misma que la calculamos a partir de la fórmula:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{33}{65} = 0,51$$

En base a este valor, podemos concluir que el motor se encuentra funcionando a la mitad de su capacidad puesto que la eficiencia es del 51%.

✓ AUC-98D

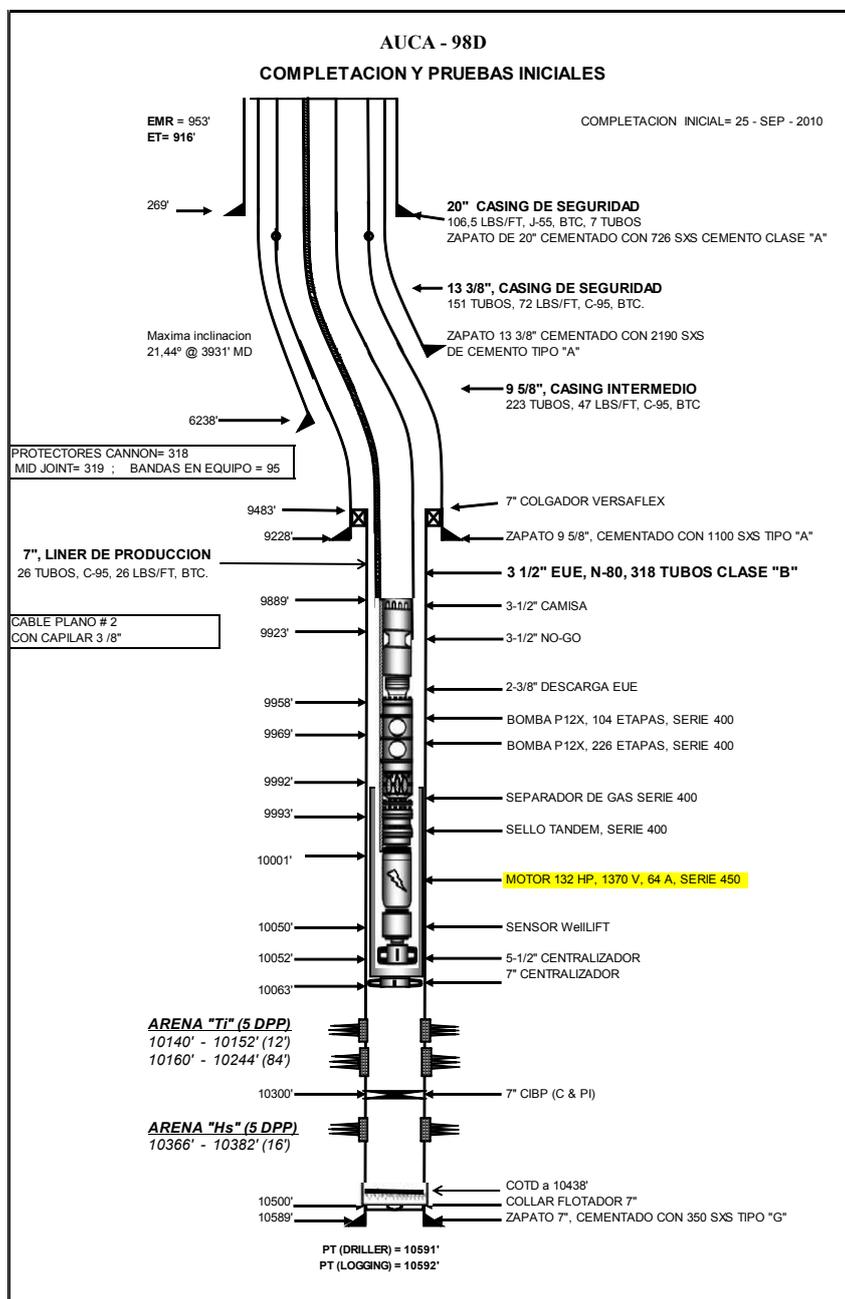


Figura 4.31 Diagrama de completación del pozo AUC-98D
 Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Este pozo produce mediante una bomba electro sumergible, debido a las presiones tanto fluyente que es de 624 psi como de reservorio que es 1672 psi, en base a los cuales obtenemos valores óptimos para este tipo de levantamiento. La Pb es de 629 psi un valor medio que nos permite trabajar sin problemas, pero también nos dice que tenemos que tomar ciertas medidas de seguridad para no estar por debajo de este parámetro y comencemos a tener problemas por la presencia de gas en nuestro equipos.

El GOR es de 163 SCF/STB un valor medio que se puede manejar sin problemas mediante el separador de gas que se baja junto con la bomba. La viscosidad es de 5,05 cp un valor medio, con el cual se necesita tratar el pozo mediante químicos para que el crudo no presente problemas al momento de fluir.

La arena de interés en este pozo es la "Ti", con los siguientes intervalos perforados:

10140' - 10152' (12') @ 5 DPP

10160' - 10244' (84') @ 5 DPP

La bomba utilizada en la completación de este pozo es una P12X, cuyo rango de operación oscila entre 620 y 1400 BFPD. Mientras que la producción promedio del pozo es de 1052 BFPD, a partir de lo cual podemos darnos cuenta que el aporte obtenido es fácilmente manejado por la bomba que se encuentra en subsuelo.

El otro factor a analizar es el motor y su eficiencia, la misma que la calculamos a partir de la fórmula:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{43}{64} = 0,67$$

En base a este valor, podemos concluir que el motor se encuentra funcionando normalmente puesto que la eficiencia es del 67%.

✓ AUC-99D ST

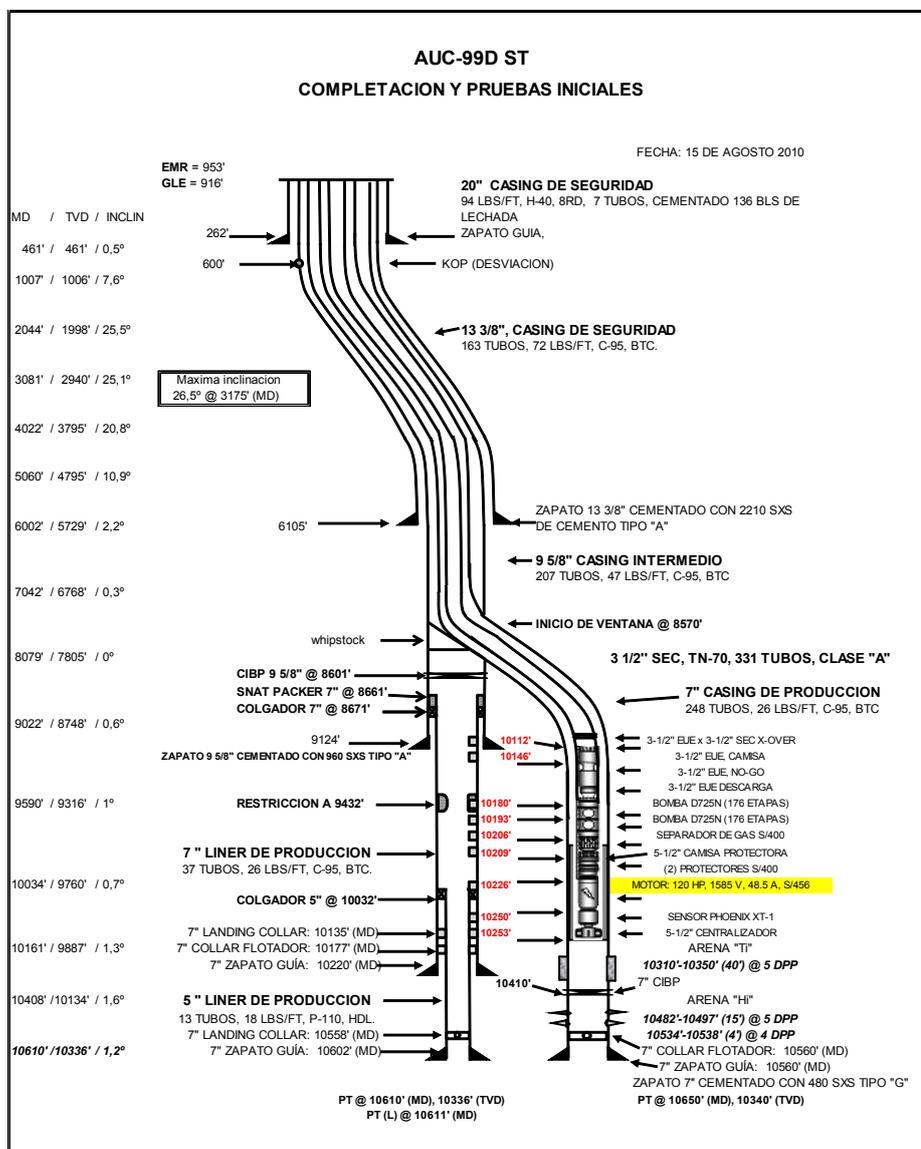


Figura 4.32 Diagrama de completación del pozo AUC-99D ST
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

El pozo AUC-99D ST produce mediante una completación BES, gracias a las presiones fluyente que es de 1577 psi y de reservorio que es de 1733 psi que son altas y nos brindan la seguridad para tener este tipo de levantamiento. La Pb es de 690 psi un valor medio que se necesita manejar con cuidado para que no se comience a producir gas y tengamos problemas con los equipos de subsuelo.

El GOR es de 120 SCF/STB un valor medio que es manejable con un separador de gas que se baja junto con la bomba. El último parámetro a considerar es la viscosidad, la misma que registra 1,69 cp, condición excelente para que el crudo pueda fluir sin mayores problemas.

La arena de interés es “Ti” y el intervalo perforado es:

10310'-10350' (40') @ 5 DPP

La bomba utilizada en la completación de este pozo es una DN725, cuyo rango de operación oscila entre 800 y 1625 BFPD. Mientras que la producción promedio del pozo es de 680 BFPD, a partir de lo cual podemos darnos cuenta que el aporte obtenido es fácilmente manejado por la bomba que se encuentra en subsuelo.

El otro factor a analizar es el motor y su eficiencia, la misma que la calculamos a partir de la fórmula:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{42}{48,5} = 0,87$$

De todos los pozos de nuestro estudio, este es uno de los motores que mayor eficiencia tiene. Trabajando al 87% de su valor total, este motor es el que genera el movimiento en toda la completación, en el párrafo anterior vimos que la bomba produce menos de lo mínimo que debería, esto hace que el motor tenga que trabajar más y por eso la eficiencia es tan alta.

✓ AUS-06D

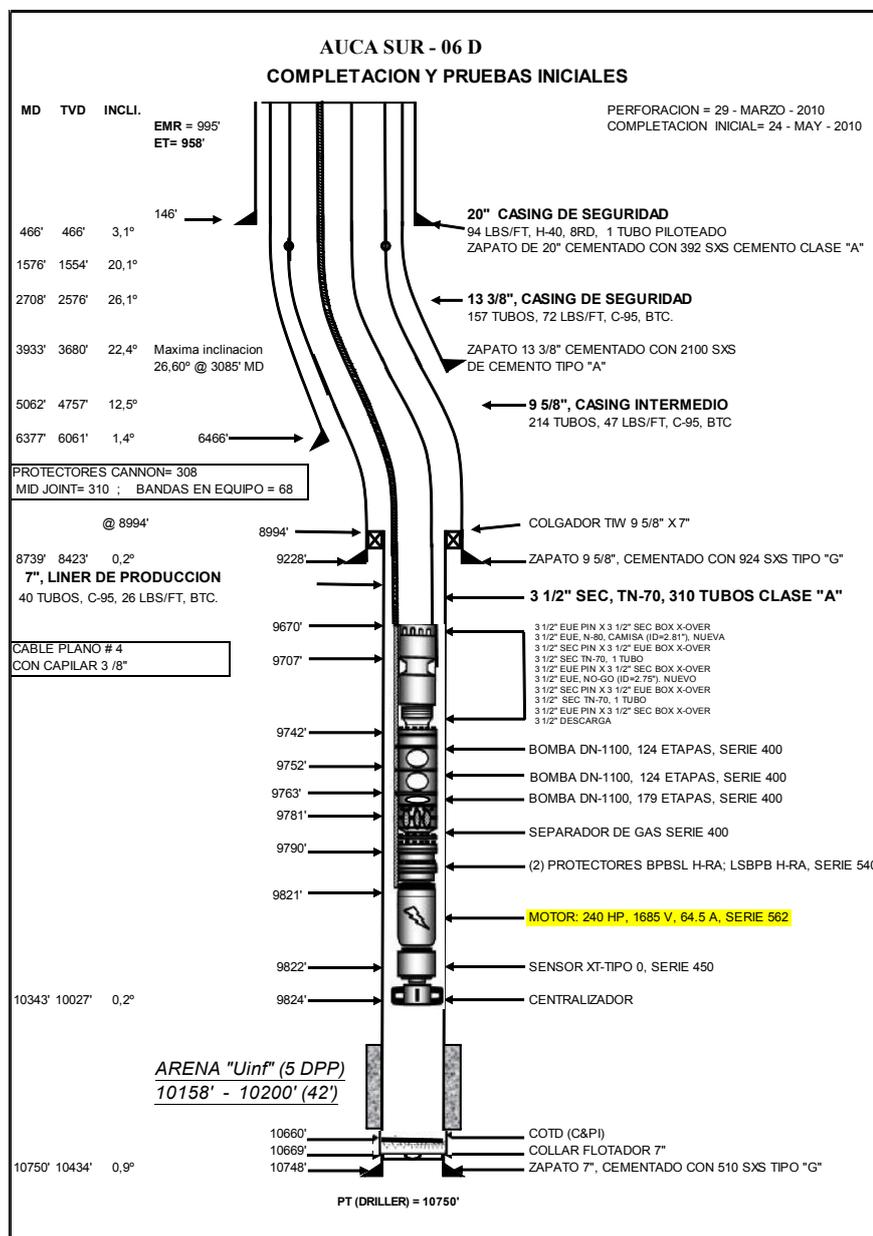


Figura 4.33 Diagrama de completación del pozo AUS-06D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

El AUS-06D utiliza una completación BES para producir debido a sus presiones fluyente y de reservorio que son 2328 psi y 2951 psi respectivamente, valores altos y óptimos para el tipo de levantamiento seleccionado. El drawdown es medio bajo por lo que obtenemos una permeabilidad buena; mientras que la P_b es de 200 psi un valor bajo que nos permite operar sin mayores problemas, considerando no agotar la energía del yacimiento y que esta caiga por debajo de este número y comencemos a tener problemas por presencia de gas.

El GOR es de 100 SCF/STB un valor bajo que no presenta mayores problemas para la operación de producción, puesto que se puede manejar tranquilamente con la completación adecuada. La viscosidad es de 5,78cp un valor medio y que necesita ser tratado químicamente para que el crudo no presente problemas para fluir.

La arena de interés es “Ui” y el intervalo disparado es:

10158' - 10200' (42') @ 5 DPP

La bomba utilizada en la completación de este pozo es una DN1100, cuyo rango de operación oscila entre 485 y 1100 BFPD. Mientras que la

producción promedio del pozo es de 1006 BFPD, a partir de lo cual podemos darnos cuenta que el aporte obtenido se encuentra dentro del rango óptimo.

El otro factor a analizar es el motor y su eficiencia, la misma que la calculamos a partir de la fórmula:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{58}{64,5} = 0,90$$

De todos los pozos de nuestro estudio, este es el motor que mayor eficiencia tiene. Este equipo se encuentra trabajando al máximo de su capacidad y es acorde con la cantidad de fluido levantada.

✓ AUS-07D

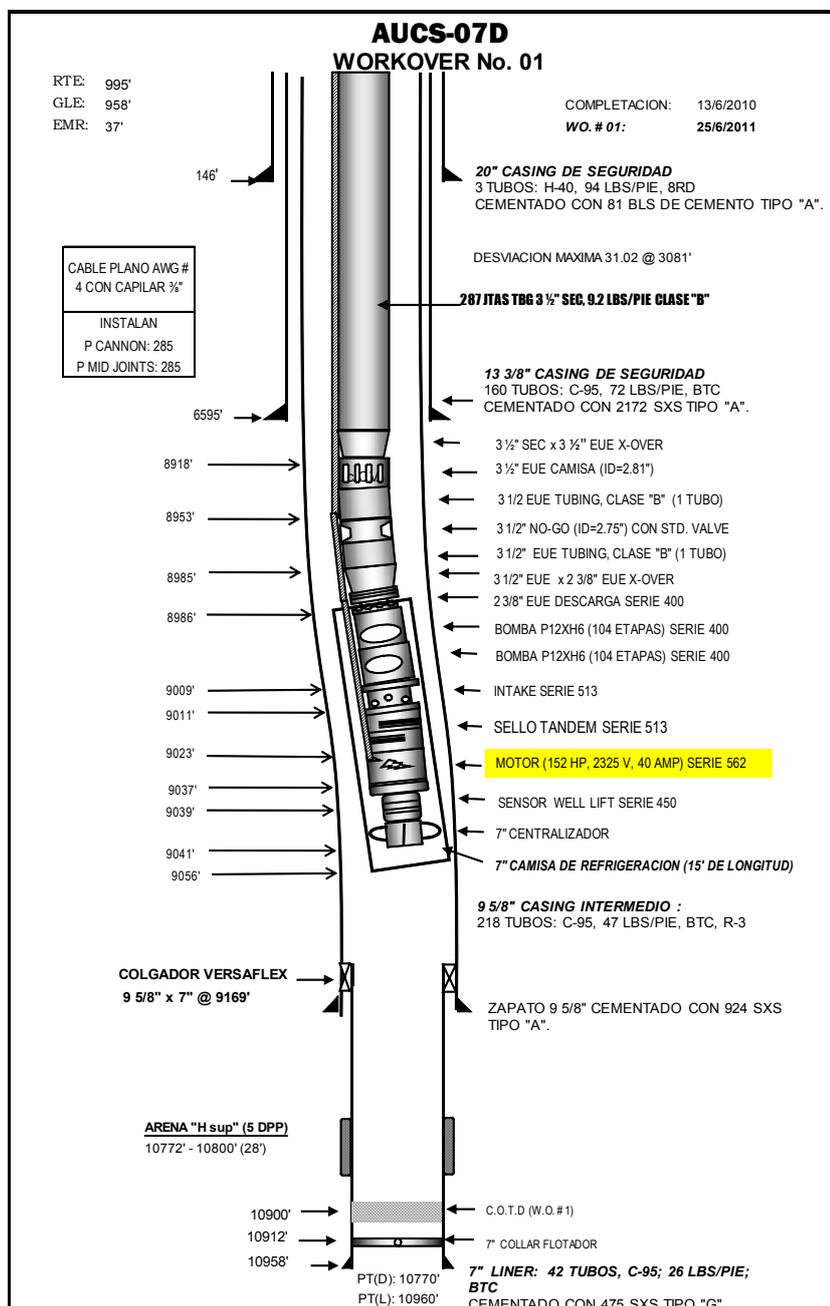


Figura 4.34 Diagrama de completación del pozo AUS-07D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Al igual que la mayoría, el sistema de producción es mediante una completación BES, debido a la presión fluyente de 3377 psi y de reservorio de 4039 psi, valores altos y óptimos para aplicar este tipo de levantamiento en este pozo. La diferencia entre ambos no da un drawdown bajo por lo que se presenta una permeabilidad alta, además la P_b es de 175 psi un valor bajo que nos permite trabajar en amplios rangos de seguridad para que no caigamos por debajo de este parámetro y comencemos a tener problemas operativos por la presencia de gas.

El GOR es de 12 SCF/STB un valor mínimo y casi nulo que nos manifiesta la poca presencia de gas que nos permitirá trabajar sin ninguna clase de problemas. En cuanto a la viscosidad tenemos un valor de 1,7 cp el mismo que es bajo y conveniente para la producción por lo que el crudo fluirá sin ninguna clase de problemas.

La arena productora es “Hs” y el intervalo perforado es:

10772' - 10800' (28') @ 5 DPP

La bomba utilizada en la completación de este pozo es una P12X-H6, cuyo rango de operación oscila entre 620 y 1400 BFPD. Mientras que la

producción promedio del pozo es de 1042 BFPD, a partir de lo cual podemos darnos cuenta que el aporte obtenido se encuentra dentro del rango óptimo y que incluso, podríamos obtener más producción de la que tenemos hasta el momento.

El otro factor a analizar es el motor y su eficiencia, la misma que la calculamos a partir de la fórmula:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{25}{40} = 0,63$$

Con una eficiencia del 63%, podemos concluir que este motor se encuentra trabajando en un rango óptimo y funcionando correctamente.

✓ AUC-54D

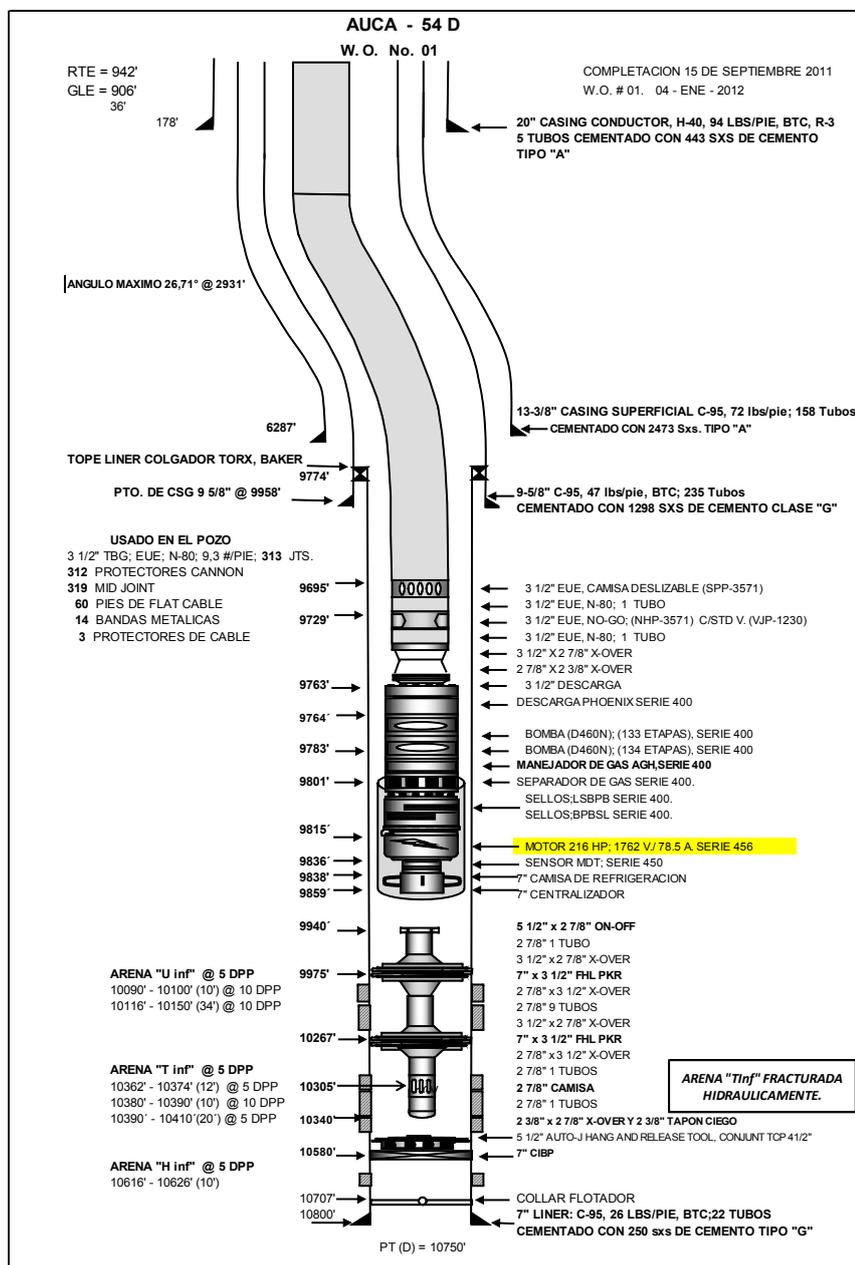


Figura 4.35 Diagrama de completación del pozo AUC-54D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Al igual que la mayoría, el sistema de producción es mediante una completación BES, debido a la presión fluyente de 870 psi y de reservorio 1111 psi que nos brindan la seguridad para este tipo de levantamiento en el pozo. El drawdown es bajo por lo que la permeabilidad en este pozo es alta. La Pb es de 690 psi un valor medio que necesita ser tomado muy en cuenta para no llegar a este valor y así comencemos a tener problemas por la presencia de gas.

El GOR es de 229 SCF/STB un valor alto pero que puede ser manejado sin problemas por un separador de gas bajado junto a la bomba. Por último, la viscosidad es de 1,49 cp número que nos proporciona la seguridad de que el crudo fluya sin problemas.

La arena productora es “Ti” y los intervalos perforados son:

10362' - 10374' (12') @ 5 DPP

10380' - 10390' (10') @ 10 DPP

10390' - 10410' (20') @ 5 DPP

La bomba utilizada en la completación de este pozo es una D460N, cuyo rango de operación oscila entre 188 y 608 BFPD. Mientras que la

producción promedio del pozo es de 280 BFPD, a partir de lo cual podemos darnos cuenta que el aporte obtenido se encuentra dentro del rango óptimo y que incluso, podríamos obtener más producción de la que tenemos hasta el momento.

El otro factor a analizar es el motor y su eficiencia, la misma que la calculamos a partir de la fórmula:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{36}{78,5} = 0,46$$

Con una eficiencia del 46%, podemos concluir que este motor se encuentra trabajando en un rango óptimo y funcionando correctamente. Incluso con este valor vemos que no está trabajando ni a la mitad de su capacidad total, por lo que podríamos obtener mayor producción, siempre y cuando sea posible.

✓ AUC-58D

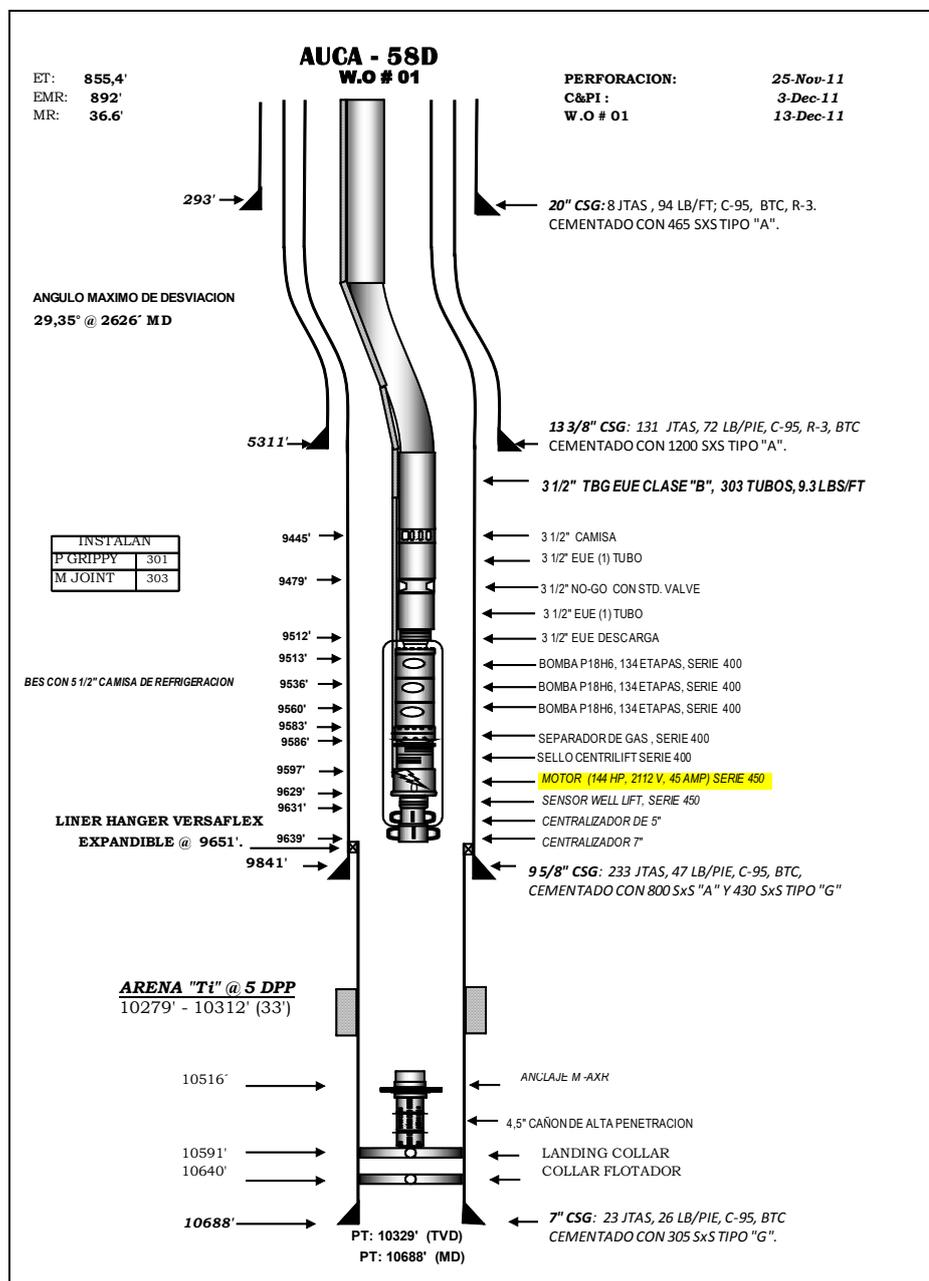


Figura 4.36 Diagrama de completación del pozo AUC-58D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Al igual que la mayoría, el sistema de producción es mediante una completación BES. La arena productora es “Ti” y el único intervalo perforado es:

$$10279' - 10312' (33') @ 5 \text{ DPP}$$

La bomba utilizada en la completación de este pozo es una P18X-H6, cuyo rango de operación oscila entre 412 y 2059 BFPD. Mientras que la producción promedio del pozo es de 1200 BFPD, a partir de lo cual podemos darnos cuenta que el aporte obtenido se encuentra dentro del rango óptimo y que incluso, podríamos obtener más producción de la que tenemos hasta el momento.

El otro factor a analizar es el motor y su eficiencia, la misma que la calculamos a partir de la fórmula:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{30}{45} = 0,67$$

Con una eficiencia del 67%, podemos concluir que este motor se encuentra trabajando en un rango óptimo y funcionando correctamente, por encima de la mitad de su capacidad.

✓ AUC-79D

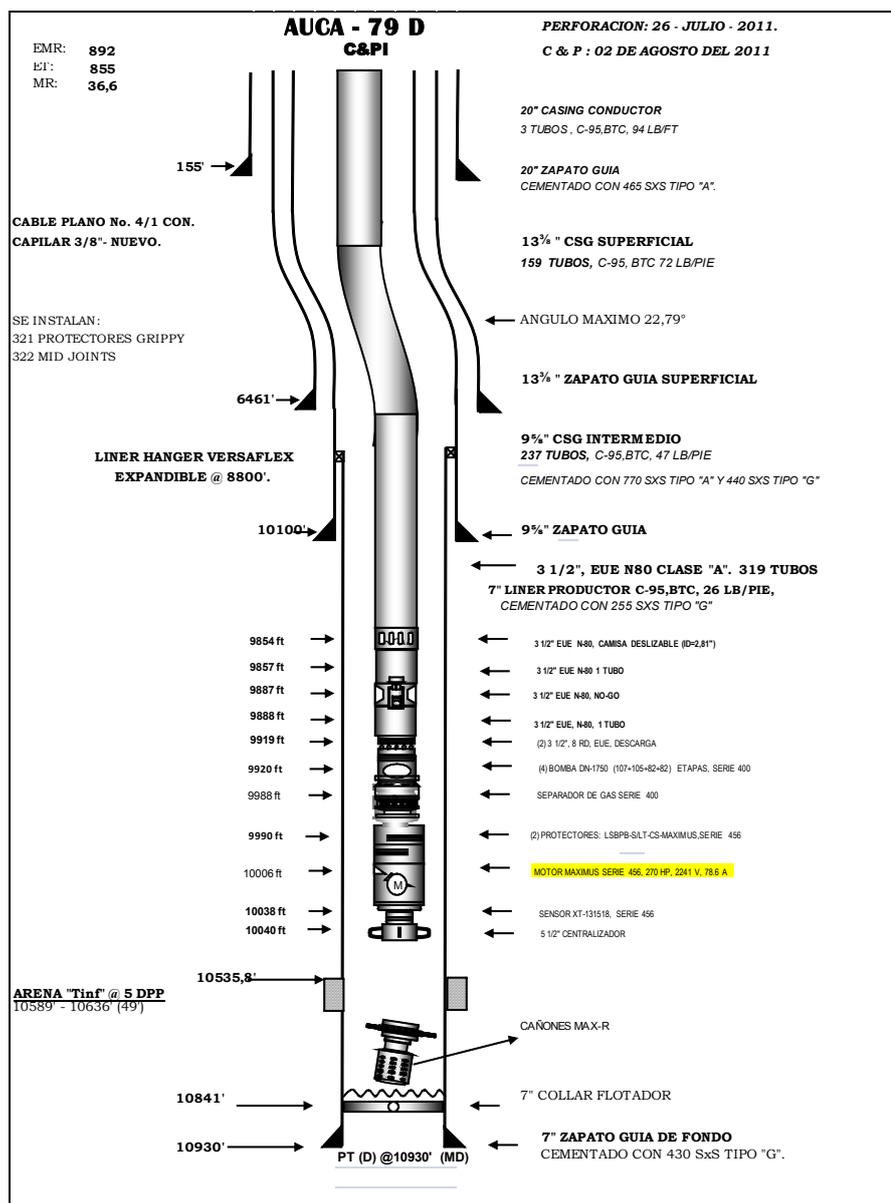


Figura 4.37 Diagrama de completación del pozo AUC-79D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Al igual que la mayoría de los pozos de nuestro estudio, el sistema de producción es mediante una completación con equipo BES. La arena productora es “Ti” y el único intervalo perforado es:

$$10279' - 10312' (33') @ 5 \text{ DPP}$$

Las 4 bombas utilizadas en la completación de este pozo son de modelo DN-1750, cuyo rango de operación oscila entre 1126 y 1929 BFPD. Mientras que la producción promedio del pozo es de 1400 BFPD, a partir de lo cual podemos darnos cuenta que el aporte obtenido se encuentra dentro del rango óptimo y que incluso, podríamos obtener más producción de la que tenemos hasta el momento.

El otro factor a analizar es el motor y su eficiencia, la misma que la calculamos a partir de la fórmula:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{43}{78,6} = 0,55$$

Con una eficiencia del 55%, podemos concluir que este motor se encuentra trabajando en un rango óptimo y funcionando correctamente, visiblemente por encima de la mitad de su capacidad; lo que quiere decirnos que aún podemos hacer que éste efectúe más trabajo.

✓ AUC-80D

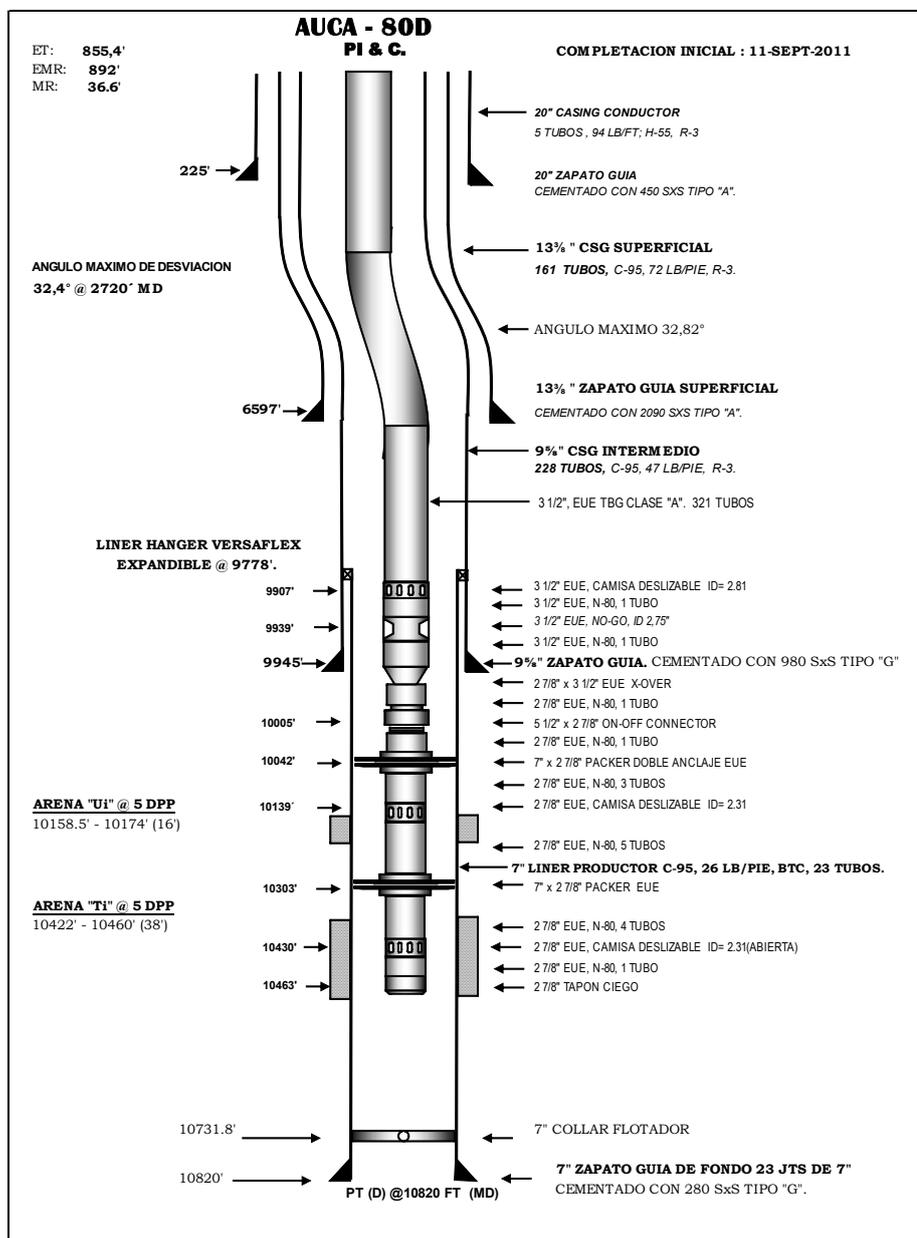


Figura 4.38 Diagrama de completación del pozo AUC-80D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Este pozo, como podemos ver en el diagrama de completación produce por flujo natural, siendo así el segundo pozo de nuestro estudio que no utiliza un tipo de levantamiento artificial para aportar con producción.

La arena de interés es “Ti” y el intervalo del cual está produciendo el AUC-80D es:

10422' - 10460' (38') @ 5 DPP

Vemos que se han perforado 38 pies en total de esta arena y en base a las propiedades petrofísicas que se pueden encontrar en el capítulo 2 de nuestra tesis, nos damos cuenta que esta arena cuenta con un intervalo neto de petróleo de 55,5 pies con una porosidad del 15% lo que nos dice que el potencial de esta arena es muy bueno.

Estas características se ven reflejadas en la producción de este pozo que está en 500 BFPD aproximadamente con un BSW de sólo el 2%, lo que quiere decirnos que la mayor parte de nuestra producción es de petróleo y muy escasa de agua.

✓ AUC-81D

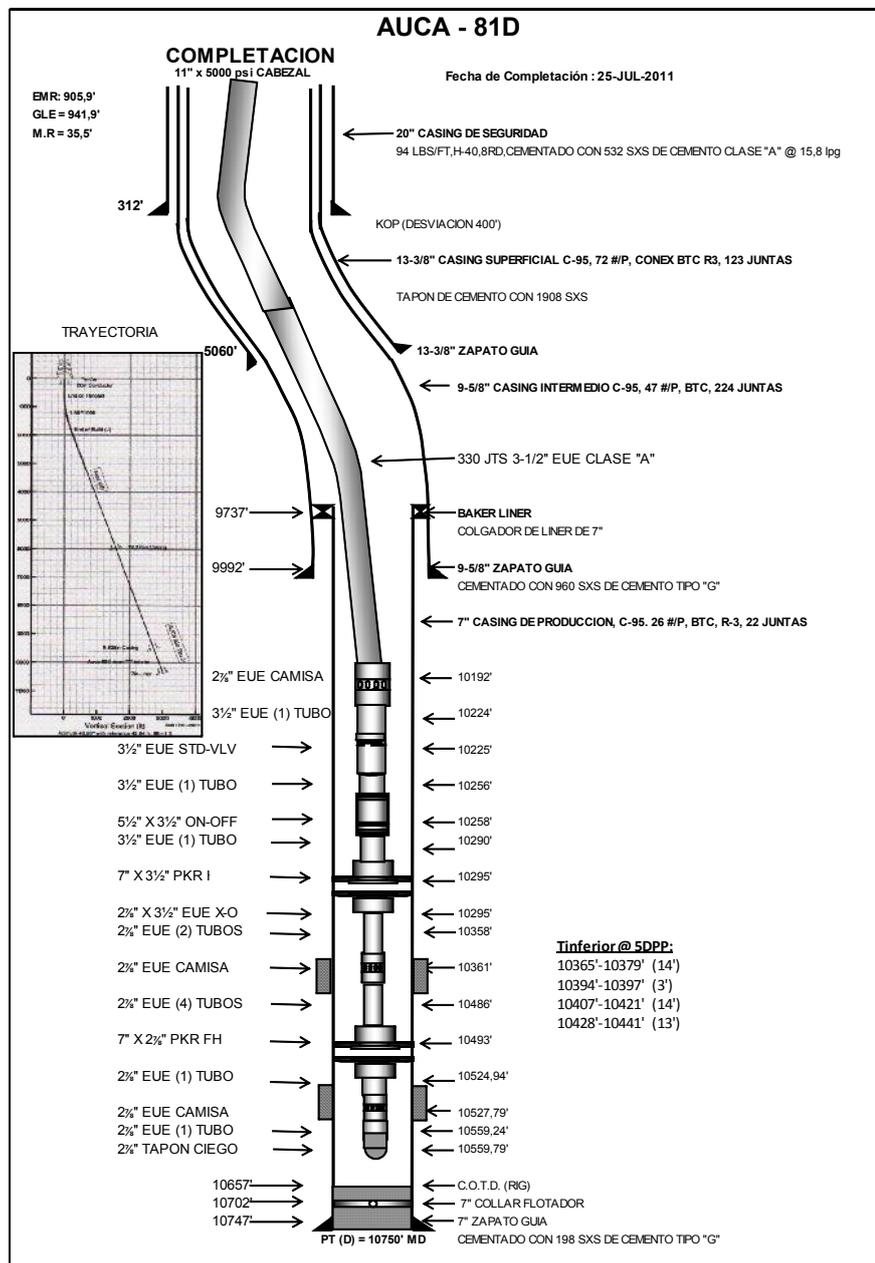


Figura 4.39 Diagrama de completación del pozo AUC-81D
 Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

La arena productora es “T1” y los intervalos perforados son:

10365'-10379' (14') @ 5 DPP

10394'-10397' (3') @ 5 DPP

10407'-10421' (14') @ 5 DPP

10428'-10441' (13') @ 5 DPP

Al momento, el pozo se encuentra siendo evaluado con una bomba Yet 10J para luego ser completado con una bomba P18X mediante un sistema eléctrico sumergible. El rango de operación para esta bomba está entre 412 y 2059 BFPD. En base a esto podemos decir que se espera obtener una alta tasa de producción de esta arena.

✓ AUC-86D

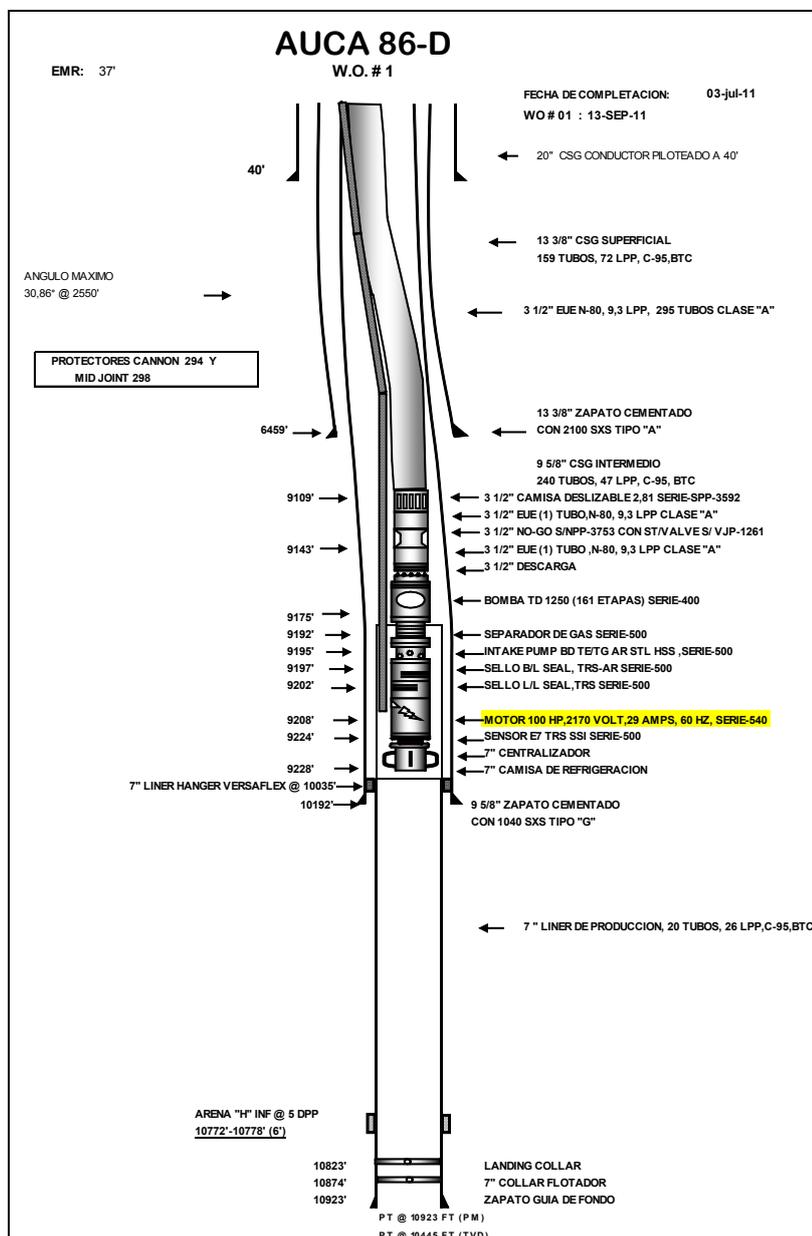


Figura 4.40 Diagrama de completación del pozo AUC-86D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

El pozo AUC-86D produce mediante una completación BES de la arena “Hi” y el intervalo perforado es:

$$10772'-10778' (6') @ 5 \text{ DPP}$$

La bomba utilizada en la completación de este pozo es una TD1250, cuyo rango de operación oscila entre 800 y 1600 BFPD. Mientras que la producción promedio del pozo es de 690 BFPD, a partir de lo cual podemos darnos cuenta que el aporte obtenido es fácilmente manejado por la bomba que se encuentra en subsuelo.

El otro factor a analizar es el motor y su eficiencia, la misma que la calculamos a partir de la fórmula:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{20}{29} = 0,69$$

Trabajando al 69% de su valor total, este motor es el que genera el movimiento en toda la completación, en el párrafo anterior vimos que la bomba produce menos de lo mínimo que debería, esto hace que el motor tenga que trabajar más y por eso la eficiencia es tan alta.

✓ AUC-91D

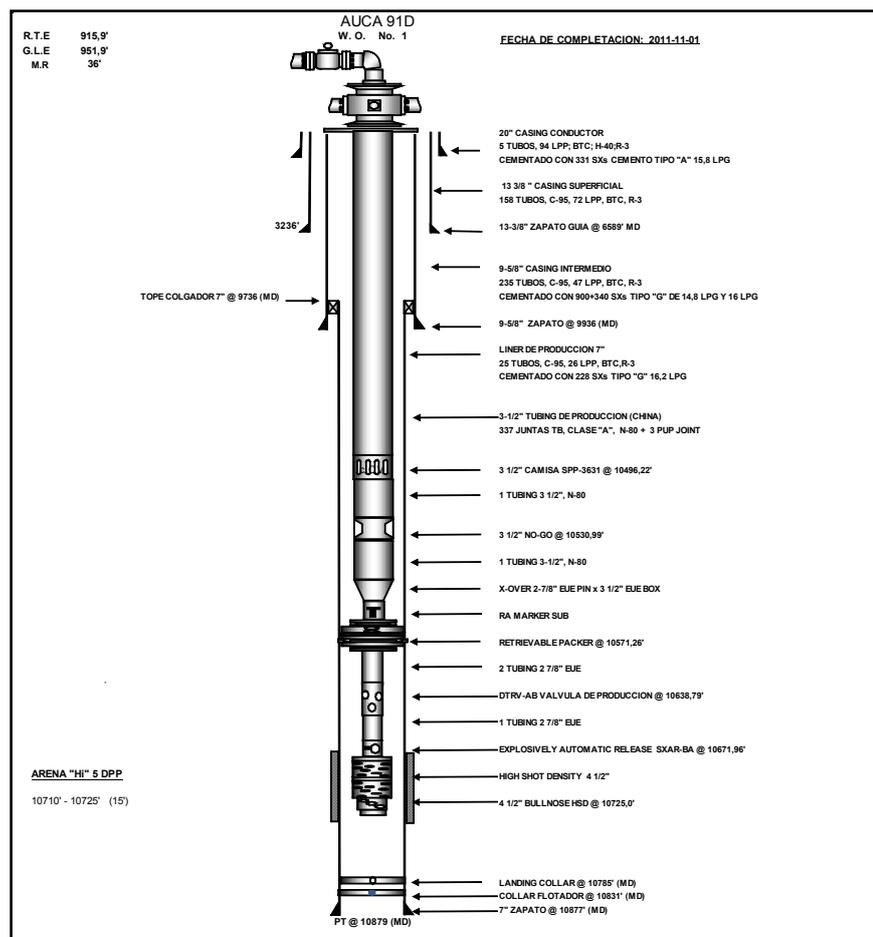


Figura 4.41 Diagrama de completación del pozo AUC-91D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

Este pozo, como podemos ver en el diagrama de completación produce por flujo natural, siendo así el tercer pozo de nuestro estudio que no utiliza un tipo de levantamiento artificial para aportar con producción.

La arena de interés es la “Hi” y el intervalo del cual está produciendo el AUC-91D es:

10710' - 10725' (15') @ 5 DPP

Este fenómeno se presenta gracias a que la formación de interés es la arena Hollín Inferior, la misma que posee altas presiones y además por debajo de la misma se encuentra un acuífero infinito activo que empuja hidráulicamente y que mantiene las presiones, lo que facilita el aporte del pozo a superficie, convirtiéndolo así en un pozo modelo por lo que no posee ningún tipo de levantamiento ni gastos adicionales por su completación de producción y el mantenimiento de la misma.

✓ AUC-95D

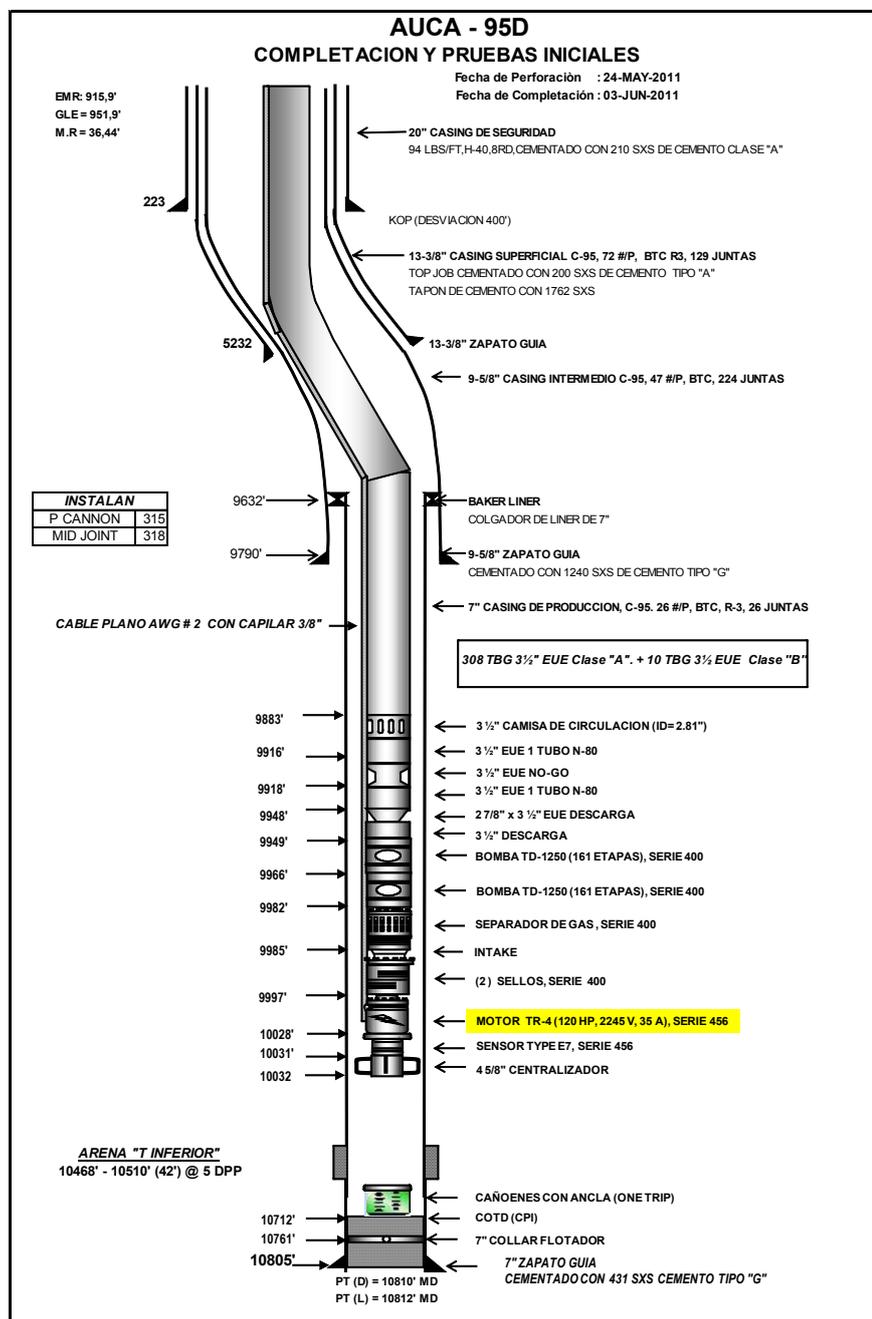


Figura 4.42 Diagrama de completación del pozo AUC-95D
Fuente: Departamento de Ingenierías Campo Auca-EP Petroecuador

El pozo AUC-95D produce mediante una completación BES de la arena “Ti” y el intervalo perforado es:

$$10468'-10510' (42') @ 5 \text{ DPP}$$

La bomba utilizada en la completación de este pozo es una TD1250, cuyo rango de operación oscila entre 800 y 1600 BFPD. Mientras que la producción promedio del pozo es de 1108 BFPD, a partir de lo cual podemos darnos cuenta que el aporte obtenido es fácilmente manejado por la bomba que se encuentra en subsuelo.

El otro factor a analizar es el motor y su eficiencia, la misma que la calculamos a partir de la fórmula:

$$e = \frac{A_{registrada}}{A_{nominal}} = \frac{33}{35} = 0,94$$

Trabajando al 94% de su valor total, este motor es el que genera el movimiento en toda la completación, en el párrafo anterior vimos que la bomba produce menos de lo mínimo que debería, esto hace que el motor tenga que trabajar más y por eso la eficiencia es tan alta.

4.3 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA PRUEBA DE POZO

Para el desarrollo de esta parte de la tesis, obtendremos datos como la arena a la que se le realizó la prueba de build up, el radio del pozo (r_w), la tasa máxima de producción de fluido, el BSW (%), el IP (BFPD/psi), las presiones tanto de reservorio (P_r) como la de fondo fluyente (P_{wf}); consecuentemente el respectivo drawdown (ΔP), así como también la presión del punto de burbuja (P_b), la relación gas-petróleo (GOR), la porosidad (ϕ) y por último la permeabilidad (k).

Comenzaremos con los pozos que fueron perforados en el año 2009; siendo estos:

✓ AUC-67D

La arena a la que se le realizó la prueba fue la “U”, en un radio de 0,35 pies, lo que nos quiere decir que en la última sección del pozo, se perforó con una broca de 8 ½” y se completó con un casing de 7” de diámetro.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 1313 BFPD con un BSW del 62%; lo que nos daría 814 BAPD y 499 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:

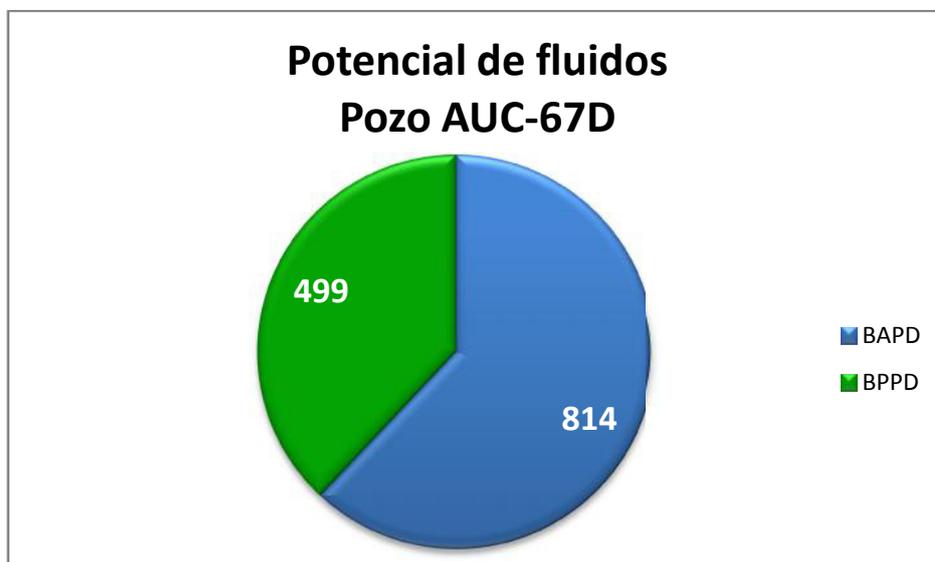


Figura 4.43 Potencial de fluidos del pozo AUC-67D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Como podemos apreciar en el gráfico, el porcentaje de BSW es alto, esto se ve reflejado en que la mayoría de la producción es de agua y en menor porcentaje, petróleo. Como parte de la industria petrolera, el objetivo es siempre incrementar la producción de crudo, motivo por el cual este BSW del 62% no nos favorece.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 1858 psi y una presión de fondo fluyente de 1391 psi, dándonos un drawdown de 467 psi; que es considerado alto lo que se ve reflejado en la presencia de daño en el pozo, que analizaremos en el siguiente punto de este capítulo. También debemos considerar el valor de la presión de burbuja, que es de 200 psi; valor que

es muy bueno, porque significa que al momento de producir podemos hacerlo con una presión de hasta 201 psi antes de que se produzca la primera gota de gas en el petróleo y tengamos que realizar un nuevo diseño de completación y de producción en el cual consideraremos este nuevo factor.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 15%, que se considera un valor bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y mientras que la permeabilidad es de 41,96 md; la que se puede catalogar como baja. A partir de este valor, podemos concluir que el pozo AUC-67D tiene dificultades de aporte.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 50 SCF/STB; el mismo que es bajo y favorable para bajar una completación BES en el pozo y que la bomba no se vea comprometida o afectada por la presencia de gas ya que será escasa.

✓ **AUC-70D**

Este pozo perforado en el año 2009, tiene como arena de interés es “U”. De igual manera que el pozo anterior y todos los del estudio, con un radio de 0,35 pies lo que como ya mencionamos significa que la broca con la que se perforó la arena productora fue de 8 1/2”, que es lo común en las últimas secciones de los pozos del distrito amazónico.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 1376 BFPD con un BSW del 1%; lo que nos daría 14 BAPD y 1362 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:



Figura 4.44 Potencial de fluidos del pozo AUC-70D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Por simple inspección, podemos darnos cuenta que el porcentaje de BSW es sumamente bajo y por ende óptimo, lo que se ve reflejado en que la mayoría de la producción es de petróleo y en menor porcentaje, casi nulo, de agua. Situación favorable y alentadora para la producción.

Pero por otra parte, no podemos fiarnos solo de un valor de la prueba de build up, sino que debemos considerar todos los aspectos de la misma para concluir un diagnóstico acertado y apegado a la realidad.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 1636 psi y una presión de fondo fluyente de 1305 psi, dándonos un drawdown de 331 psi; que es considerado bajo lo que se vería reflejado en la presencia de un daño menor, en comparación con el pozo anterior; sin embargo no ocurre de esta manera; motivo por el cual debemos analizar esta discordancia. En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 200 psi, el cual es bajo, por lo que para este pozo, deberemos tener las consideraciones necesarias para no alcanzar esta presión, que produzcamos gas y que nuestra completación se vea comprometida.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 16%, que se considera un valor bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 146 md; la que se puede catalogar como media. A partir de este valor,

podemos concluir que el pozo AUC-70D no tiene tanta facilidad ni dificultad de aporte, ya que el petróleo tiene un camino un poco restringido por donde fluirá.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 50 SCF/STB; podemos decir que este valor no es alto pero al mismo tiempo, no podemos dejar de prestarle atención puesto que el gas es un agente negativo para una bomba electrosumergible.

✓ **AUC-73D**

La arena productora y de interés en este pozo es la “U”. La prueba registra un radio de 0,35 pies; acorde con lo realizado en el campo.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 868 BFPD con un BSW del 1%; lo que nos daría 9 BAPD y 859 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:

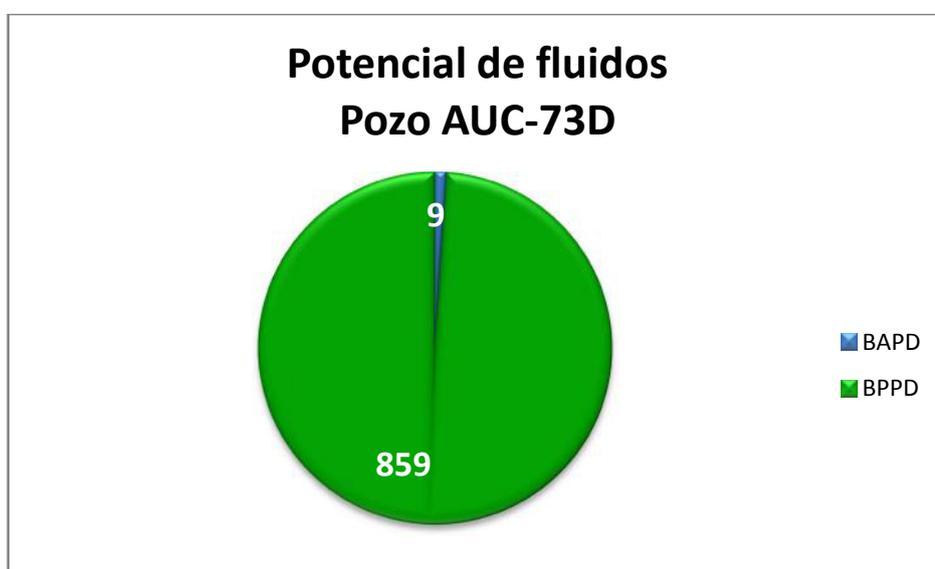


Figura 4.45 Potencial de fluidos del pozo AUC-73D

Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

En base al gráfico, podemos darnos cuenta que el porcentaje de BSW es sumamente bajo, lo que se ve reflejado en que la mayoría de la producción es de petróleo y en un valor mínimo, casi escaso, de agua. A partir de esto, podemos afirmar que en cuanto a producción, el pozo posee un gran potencial de aporte.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 1419 psi y una presión de fondo fluente de 1184 psi, dándonos un drawdown de 235 psi; que es un baj ΔP por lo que su valor es bajo, lo mismo que nos induce a pensar que el daño es favorable. En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 200 psi, el cual es bajo, similar al del AUC-67D, lo que nos permite tener un mayor rango de presiones para producir.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 17%, que se considera un valor muy bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 158 md; valor que a pesar de que no es excelente, tampoco podemos catalogarlo como malo. Motivo por el cual a partir de estos dos valores, podemos concluir que las condiciones de la roca reservorio son óptimas y favorables para el aporte de producción.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 130 SCF/STB; valor bajo y del cual no debemos dejar de preocuparnos al momento de completar el pozo con una bomba electrosumergible, puesto que la producción de gas es manejable con la presencia de un intake o separador de gas.

✓ **AUC-75D**

La arena productora y de interés en este pozo es la “U”. La prueba registra un radio de 0,35 pies; acorde con lo realizado en el campo al momento de la perforación.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 2303 BFPD con un BSW del 8%; lo que nos daría 184 BAPD y 2119 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:



Figura 4.46 Potencial de fluidos del pozo AUC-75D

Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Dado que el porcentaje de BSW es bajo, tendremos mayor producción de petróleo, que de agua. Por lo cual podemos decir que el pozo tiene un buen potencial en cuanto a la producción se refiere.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 1833 psi y una presión de fondo fluente de 1630 psi, dándonos un drawdown de 203 psi; que es un buen ΔP por lo que su valor no es muy alto, lo mismo que nos induce a pensar que el daño es de igual manera bueno. En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 1000 psi, el cual es alto, valor del cual no debemos despreocuparnos y al contrario, prestarle atención para no empezar a producir gas y que nuestros elementos de subsuelo se vean afectados.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 16%, que se considera un valor bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 148 md; valor que si bien es cierto no es bajo, tampoco podemos llegar a la conclusión de que es completamente favorable.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 130 SCF/STB; valor medio y del cual no debemos dejar de considerar al momento de diseñar la completación para incluir un intake o separador de gas que ayude a proteger la bomba de la producción de gas.

✓ **AUC-76D**

La arena productora y de interés en este pozo es la “U”. La prueba registra un radio de 0,35 pies; acorde con lo realizado en el campo al momento de la perforación.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 1577 BFPD con un BSW del 65%; lo que nos daría 1025 BAPD y 552 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:

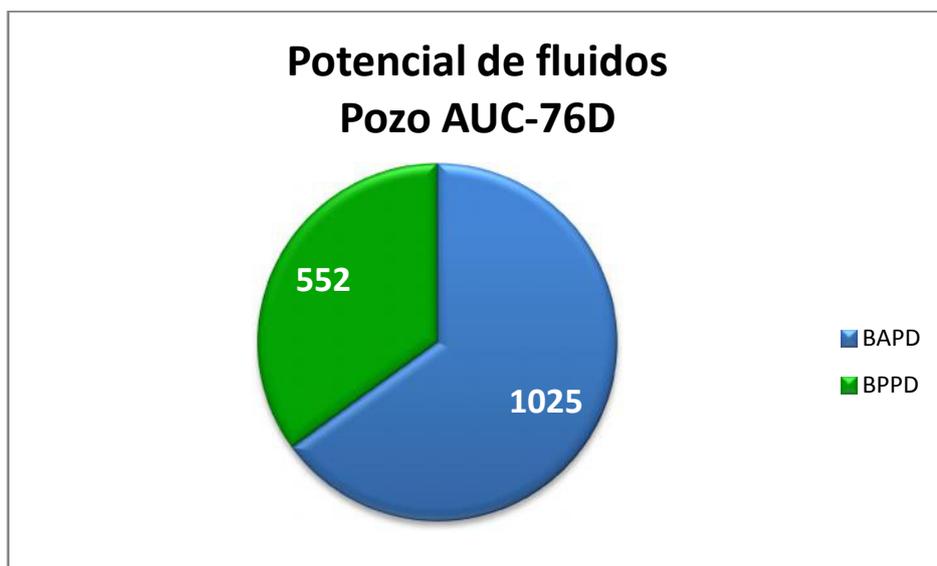


Figura 4.47 Potencial de fluidos del pozo AUC-76D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Dado que el porcentaje de BSW es alto, tendremos mayor producción de agua, que de petróleo. Por lo cual podemos decir que el pozo no tiene un buen potencial en cuanto a la producción se refiere.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 1531 psi y una presión de fondo fluente de 1220 psi, dándonos un drawdown de 311 psi; que es un buen ΔP por lo que su valor medio, lo mismo que nos induce a pensar que el daño es aceptable. En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 375 psi, el cual es bajo, valor del cual no debemos preocuparnos ya que tendremos un amplio rango de operación al momento de empezar a producir.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 16%, que se considera un valor bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 285 md; valor que es bueno, por lo que podemos llegar a la conclusión de que la roca reservorio tiene condiciones favorables para el aporte de fluido.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 50 SCF/STB; valor bajo y del cual no debemos preocuparnos al momento de diseñar la completación; sin embargo no podemos dejar de incluir un intake o separador de gas que ayude a proteger la bomba de la producción escasa de gas.

✓ **AUC-77D**

La arena productora y de interés en este pozo es la “U”. La prueba registra un radio de 0,35 pies; acorde con lo realizado en el campo al momento de la perforación.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 2341 BFPD con un BSW del 76%; lo que nos daría 1779 BAPD y 562 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:



Figura 4.48 Potencial de fluidos del pozo AUC-77D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Dado que el porcentaje de BSW es alto, tendremos notablemente mayor producción de agua, que de petróleo. Por lo cual podemos decir que el pozo no tiene mal potencial en cuanto a la producción se refiere.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 1536 psi y una presión de fondo fluente de 1357 psi, dándonos un drawdown de 179 psi; que es un buen ΔP por lo que su valor medio, lo mismo que nos induce a pensar que el daño es aceptable. Sin embargo, en el siguiente punto del capítulo nos daremos cuenta que esto no es así. En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 240 psi, el cual es bajo, valor del cual no debemos preocuparnos ya que tendremos un amplio rango de operación al momento de empezar a producir.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 15%, que se considera un valor bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 1024 md; valor que es excelente, por lo que podemos llegar a la conclusión de que la roca reservorio tiene condiciones óptimas para el aporte de fluido.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 50 SCF/STB; valor bajo y del cual no debemos preocuparnos al momento de diseñar la completación; sin embargo no podemos dejar de incluir un intake o separador de gas que ayude a proteger la bomba de la producción escasa de gas. AUC-77D.

A continuación analizaremos aquellos pozos que fueron perforados en el año 2010:

✓ **AUC-83D**

La arena productora y de interés en este pozo es la “Hi”. La prueba registra un radio de 0,35 pies; acorde al diámetro de la broca con el que se perforó esta sección.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 31044 BFPD con un BSW del 1%; lo que nos daría 310 BAPD y 30734 BPPD.

Esto lo representamos en el siguiente gráfico:

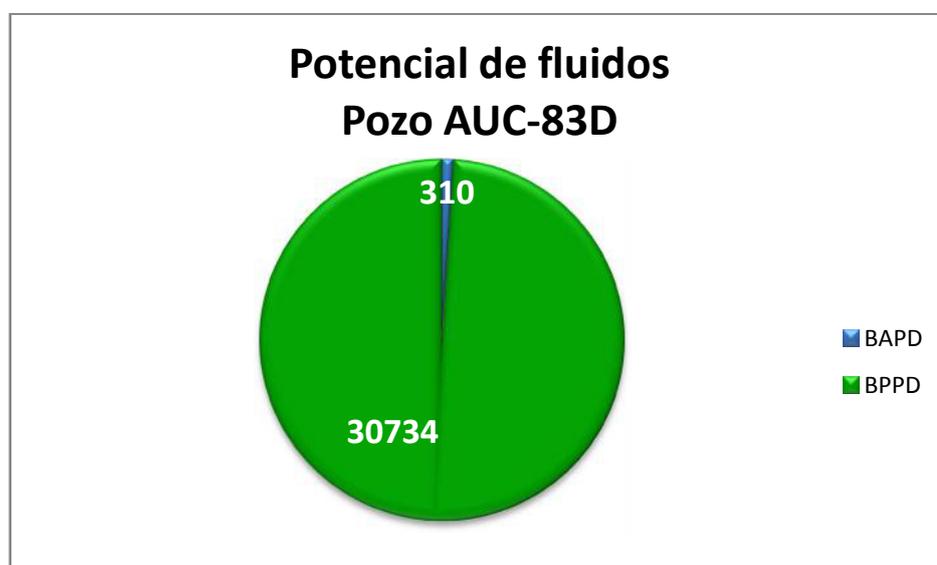


Figura 4.49 Potencial de fluidos del pozo AUC-83D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Dado que el porcentaje de BSW es sumamente bajo, tendremos una mayor producción de petróleo, que de agua. Por lo cual podemos decir que el pozo posee el mejor potencial de todos los del estudio en cuanto a la producción se refiere.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 4382 psi y una presión de fondo fluente de 3857 psi, dándonos un drawdown de 512 psi; que es un ΔP elevado ya que su valor es por encima de los 400, número que tomaremos como límite para definir si un drawdown es elevado o medio. El ΔP de este pozo, nos induce a pensar que el daño es considerable. El mismo que será analizado con mayor detalle en la siguiente parte de este capítulo. En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 126 psi, el cual es bajo, un valor que nos permite trabajar con mayor facilidad y nos amplía el rango de operación al momento de la vida productora inicial del pozo.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 16%, que se considera un valor bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 1023 md; valor que es excelente, por lo que podemos llegar a la conclusión de que la roca reservorio no tendrá ninguna clase de problemas para aportar con producción a superficie.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 9 SCF/STB; valor bajo y casi nulo y del cual no debemos preocuparnos al momento de diseñar la completación puesto que manejaremos cantidades mínimas de gas.

✓ **AUC-96D**

La arena productora y de interés en este pozo es la “Hs”. La prueba registra un radio de 0,35 pies; acorde al diámetro de la broca con el que se perforo esta sección.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 2700 BFPD con un BSW del 10%; lo que nos daría 270 BAPD y 2430 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:



Figura 4.50 Potencial de fluidos del pozo AUC-96D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Dado que el porcentaje de BSW es pequeño, tendremos una mayor producción de petróleo, que de agua. Por lo cual podemos decir que el pozo posee un buen potencial en cuanto a la producción se refiere.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 3750 psi y una presión de fondo fluente de 2074 psi, dándonos un drawdown de 1673 psi; que es un ΔP elevado por lo que podemos decir que el daño en este pozo es sumamente elevado y muy considerable. El estudio respectivo para este valor se lo presentará con mayor detalle en la siguiente parte de este capítulo. En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 175 psi, el cual es relativamente bajo, un valor que nos permite trabajar con condiciones favorables y nos dice que el gas no será un problema de operación al menos por un largo tiempo, tomando las respectivas consideraciones del caso.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 19%, que se considera un valor excelente para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 38,80 md; un valor que es malo, por lo que podemos llegar a la conclusión de que la roca reservorio no posee una buena permeabilidad por lo que tiene problemas para aportar.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 12 SCF/STB; valor bajo y casi nulo y del cual no debemos preocuparnos al momento de diseñar la completación puesto que manejaremos

cantidades mínimas de gas que no causarán mayores problemas de operación a la bomba.

✓ **AUC-97D**

La arena productora y de interés en este pozo es la “Ui”. La prueba registra un radio de 0,35 pies; acorde al diámetro de la broca con el que se perforo esta sección.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 897 BFPD con un BSW del 8%; lo que nos daría 71 BAPD y 816 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:



Figura 4.51 Potencial de fluidos del pozo AUC-97D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Dado que el porcentaje de BSW es pequeño, tendremos una mayor producción de petróleo, que de agua. Por lo cual podemos decir que el pozo posee un buen potencial en cuanto a la producción se refiere.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 1708,64 psi y una presión de fondo fluyente de 1228,31 psi, dándonos un drawdown de 480,33 psi; que es un ΔP alto y en la siguiente parte de este capítulo analizaremos con más detalle la incidencia en el daño.

En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 235 psi, el cual es bajo, un valor muy aceptable para no tener ninguna clase de problemas operacionales con el sistema de levantamiento que se utilizará para la producción de este pozo.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 14,5%, que se considera un valor bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 237 md; un valor que es bueno también, por lo que podemos llegar a la conclusión de que la roca reservorio no posee ninguna complicación para el aporte.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 50 SCF/STB; valor bajo el mismo que no presentará ninguna complicación al momento de diseñar la completación puesto que

manejaremos cantidades bajas de gas que no causarán mayores problemas de operación a la bomba.

✓ **AUC-98D**

La arena productora y de interés en este pozo es la “Ti”. La prueba registra un radio de 0,35 pies; acorde al diámetro de la broca con el que se perforo esta sección.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 354 BFPD con un BSW del 10%; lo que nos daría 35 BAPD y 319 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:

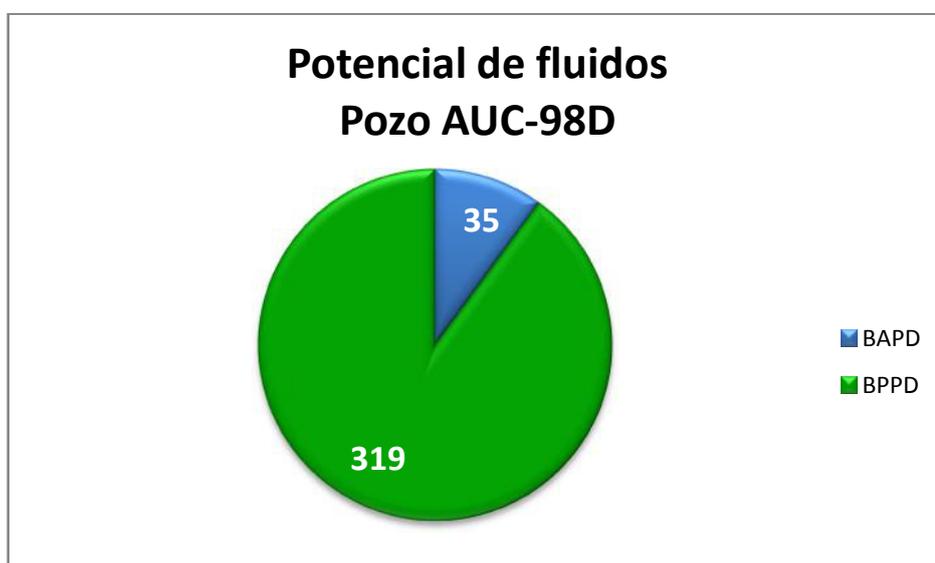


Figura 4.52 Potencial de fluidos del pozo AUC-98D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Dado que el porcentaje de BSW es pequeño, tendremos una mayor producción de petróleo, que de agua. Por lo cual podemos decir que el pozo posee un buen potencial en cuanto a la producción se refiere.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 1671,92 psi y una presión de fondo fluyente de 623,80 psi, dándonos un drawdown de 1048,33 psi; que es un ΔP considerable y alto por lo que deducimos que este pozo presenta un daño bastante elevado. En la siguiente parte de este capítulo analizaremos con más detalle el daño.

En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 135,35 psi, el cual es relativamente bajo, un valor a considerar para no tener ninguna clase de problemas operacionales con el diseño del sistema de levantamiento que se utilizará para la producción de este pozo.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 15,70%, que se considera un valor bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 318,90 md; un valor excelente, por lo que podemos llegar a la conclusión de que la roca reservorio no posee ninguna complicación para el aporte.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 163 SCF/STB; valor medio que nos dice que tomemos algunas precauciones puesto que existe un aporte de gas y que tiene que ser

considerado al momento de diseñar la completación puesto que manejaremos cantidades de gas que podrían causar problemas de operación a la bomba.

✓ **AUC-99D ST**

La arena productora y de interés en este pozo es la “Ti”. La prueba registra un radio de 0,35 pies; acorde al diámetro de la broca con el que se perforo esta sección.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 5254 BFPD con un BSW del 1%; lo que nos daría 53 BAPD y 5201 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:

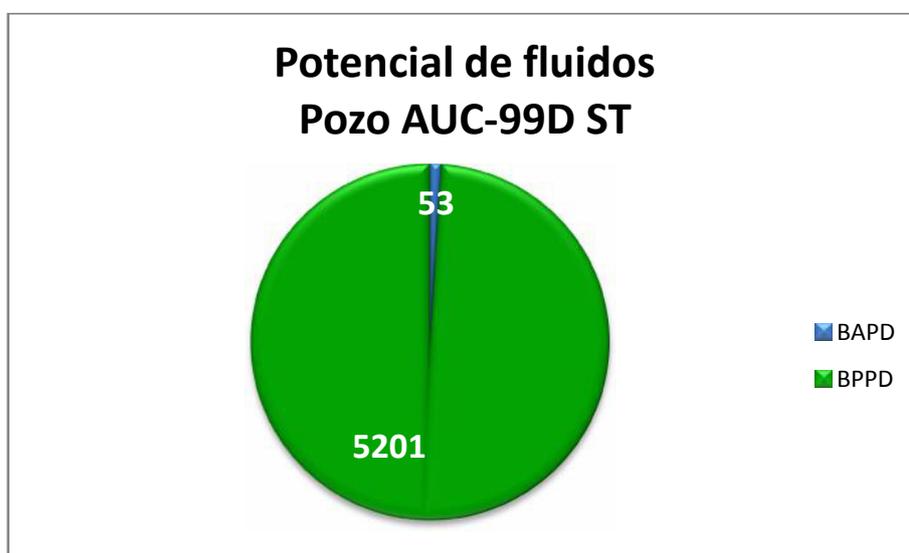


Figura 4.53 Potencial de fluidos del pozo AUC-99D ST
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Dado que el porcentaje de BSW es pequeño, tendremos una mayor producción de petróleo, que de agua. Por lo cual podemos decir que el pozo posee un buen potencial en cuanto a la producción se refiere.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 1733,41 psi y una presión de fondo fluyente de 1576,66 psi, dándonos un drawdown de 156,75 psi; que es un ΔP accesible por lo que se espera que el daño sea bajo. En la siguiente parte de este capítulo analizaremos con más detalle el daño.

En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 690 psi, el cual es medio, un valor para tener en cuenta en el análisis y no tener ninguna clase de problemas operacionales con el sistema de levantamiento que se utilizará para la producción de este pozo.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 17%, que se considera un valor bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 452,48 md; un valor excelente, por lo que podemos llegar a la conclusión de que la roca reservorio no posee ninguna complicación para el aporte.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 120 SCF/STB; valor medio que nos dice que es consecuente con la arena puesto que como estamos en la arena T tenemos presencia de gas en solución, tiene que ser considerado al momento de diseñar la completación

puesto que manejaremos cantidades de gas que podrían causar problemas de operación a la bomba.

✓ **AUS-06D**

La arena productora y de interés en este pozo es la “U”. La prueba registra un radio de 0,35 pies; acorde al diámetro de la broca con el que se perforo esta sección.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 2244 BFPD con un BSW del 6%; lo que nos daría 195 BAPD y 3049 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:

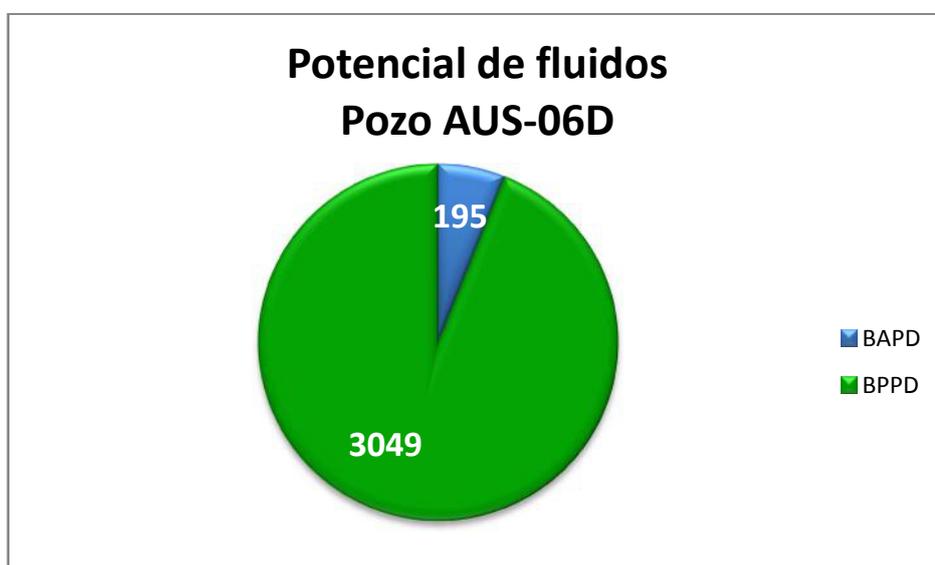


Figura 4.54 Potencial de fluidos del pozo AUS-06D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Dado que el porcentaje de BSW es medio, tendremos una producción de petróleo mayor que la del agua, pero aún la producción de agua es alta. Por lo cual podemos decir que el pozo posee un buen potencial en cuanto a la producción se refiere.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 2951 psi y una presión de fondo fluente de 2328 psi, dándonos un drawdown de 623 psi; que es un ΔP alto por lo que se espera un daño considerable, en la siguiente parte de este capítulo analizaremos con más detalle el daño.

En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 200 psi, el cual es bajo, un valor que nos permite operar con facilidades y sin mayores problemas en el análisis y no presentará ninguna clase de problemas operacionales con el sistema de levantamiento que se utilizará para la producción de este pozo.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 14%, que se considera un valor bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 156 md; un valor medio, por lo que podemos llegar a la conclusión de que la roca reservorio presentará un poco de complicación para aportar.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 100 SCF/STB; valor medio que nos dice que debe ser incluido en el

análisis por la presencia de gas al momento de diseñar la completación puesto que manejaremos cantidades de gas que podrían causar problemas de operación a la bomba.

✓ **AUS-07D**

La arena productora y de interés en este pozo es la “Hs”. La prueba registra un radio de 0,35 pies; acorde al diámetro de la broca con el que se perforo esta sección.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 3554 BFPD con un BSW del 1%; lo que nos daría 36 BAPD y 3528 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:



Figura 4.55 Potencial de fluidos del pozo AUS-07D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Dado que el porcentaje de BSW es bajo, tendremos una producción de petróleo mayor que la del agua. Por lo cual podemos decir que el pozo posee un buen potencial en cuanto a la producción se refiere.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 4039 psi y una presión de fondo fluente de 3377 psi, dándonos un drawdown de 662 psi; que es un ΔP alto por lo que se espera un daño considerable. El mismo que analizaremos con más detalle en la siguiente parte de este capítulo.

En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 175 psi, el cual es bajo, un valor que nos permite operar con facilidad ya que la presencia de gas será mínima y no se tendrá ninguna clase de problemas con el sistema de levantamiento que se utilizará para la producción de este pozo.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 11,80%, que se considera un valor bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 111 md; un valor medio, por lo que podemos llegar a la conclusión de que la roca reservorio presentara un poco de complicación para aportar.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 12 SCF/STB; valor casi nulo lo que nos permitirá trabajar con todas las facilidades del caso al momento de diseñar la completación puesto que manejaremos cantidades mínimas de gas que no causarán mayores problemas de operación a la bomba.

De los pozos perforados en el 2011, solo podemos analizar el AUC-54D puesto que a los demás aún no se les había realizado la prueba de build up al momento de redactar la presente tesis.

✓ **AUC-54D**

La arena productora y de interés en este pozo es la “Ti”. La prueba registra un radio de 0,35 pies; acorde al diámetro de la broca con el que se perforo esta sección.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 742 BFPD con un BSW del 8%; lo que nos daría 59 BAPD y 683 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:

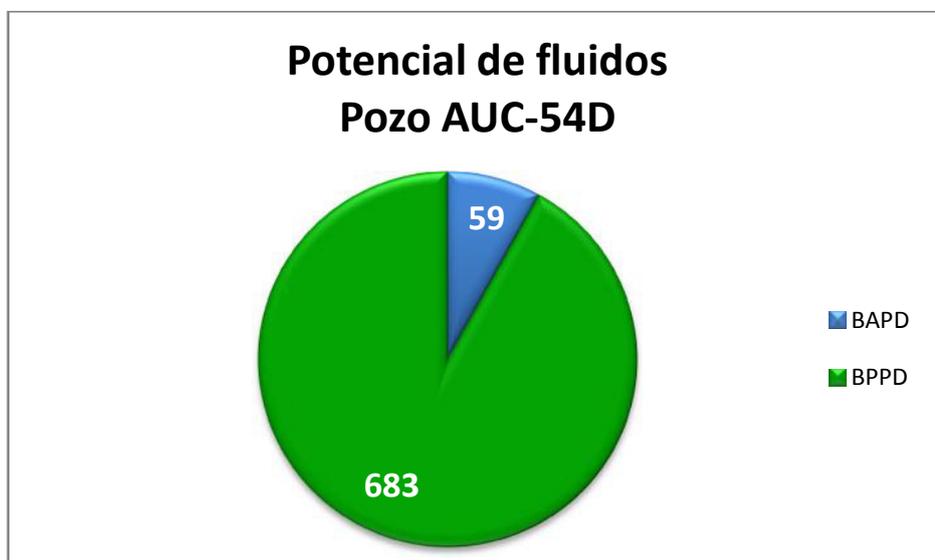


Figura 4.56 Potencial de fluidos del pozo AUC-54D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Dado que el porcentaje de BSW es bajo, tendremos una producción de petróleo mayor que la del agua. Por lo cual podemos decir que el pozo posee un buen potencial en cuanto a la producción se refiere.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 1111 psi y una presión de fondo fluente de 870 psi, dándonos un drawdown de 241 psi; que es un ΔP bajo por lo que se esperaría un daño aceptable, el mismo que en el siguiente punto de este capítulo estudiaremos.

En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 690 psi, el cual es medio, un valor que nos permite operar tomando las precauciones del caso ya que de no hacerlo, podemos poner en riesgo el funcionamiento y operación de la bomba.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 12,10%, que se considera un valor bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 73,13 md; un valor bajo, por lo que podemos llegar a la conclusión de que la roca reservorio presentara un poco de complicación para aportar.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 229 SCF/STB; valor un poco alto, lo que nos indica que debemos tomar

las medidas precautelares al momento de realizar el diseño del sistema de completación que se utilizará para producir.

✓ **AUC-66D**

La arena productora y de interés en este pozo es la “Hs”. La prueba registra un radio de 0,35 pies; acorde al diámetro de la broca con el que se perforo esta sección.

El potencial que presenta esta arena para producir fluido es de 118 BFPD con un BSW del 48%; lo que nos daría 57 BAPD y 61 BPPD. Esto lo representamos en el siguiente gráfico:

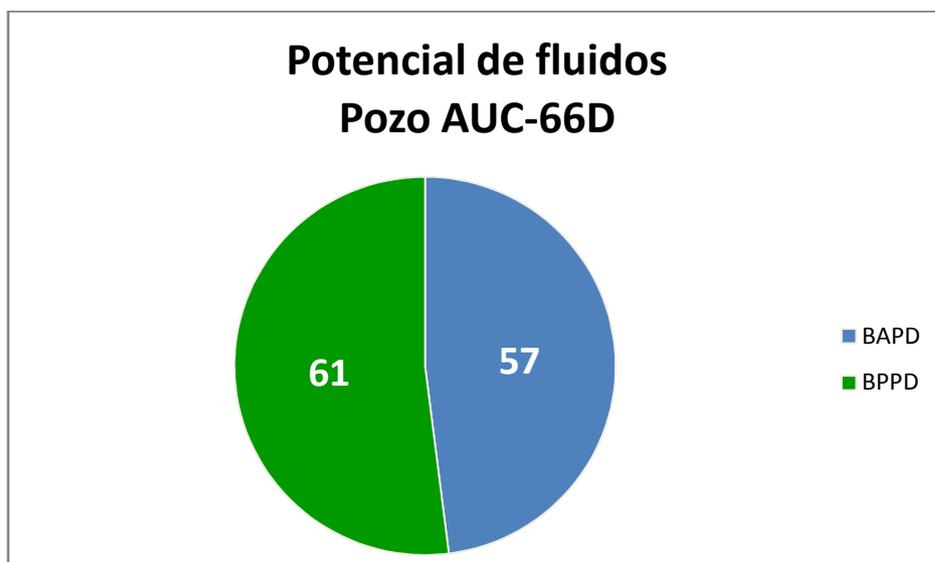


Figura 4.57 Potencial de fluidos del pozo AUC-66D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Dado que el porcentaje de BSW es alto, tendremos una producción de petróleo ligeramente mayor que la del agua. Por lo cual podemos decir que el pozo posee un potencial regular en cuanto a la producción se refiere.

Este pozo tiene una presión de reservorio de 2852,15 psi y una presión de fondo fluente de 610,7 psi, dándonos un drawdown de 2241,45 psi; que es un ΔP bajo por lo que se esperaría un daño grande, el mismo que en el siguiente punto de este capítulo estudiaremos.

En cuanto a la presión de burbuja, tenemos un valor de 195 psi, el cual es bajo, un valor que nos permite operar sin preocuparnos por la producción de gas, pero siempre tomando las precauciones del caso ya que de no hacerlo, podemos poner en riesgo el funcionamiento y operación de la bomba.

En cuanto a las propiedades intrínsecas de la roca, la arena presenta una porosidad del 13%, que se considera un valor bueno para el promedio que presentan los pozos en el distrito amazónico y una permeabilidad de 59 md; un valor bajo, por lo que podemos llegar a la conclusión de que la roca reservorio presentara un poco de complicación para aportar.

En cuanto a la relación gas-petróleo (GOR), la prueba registra un valor de 10 SCF/STB; valor un realmente bajo, lo que nos indica que no debemos centrarnos en el gas al momento de realizar el diseño del sistema de completación que se utilizará para producir pero tampoco podemos despreocuparnos.

4.4 ANÁLISIS DEL FACTOR “S” (DAÑO DE FORMACIÓN)

En este punto del capítulo, complementaremos el análisis del build up analizado en la parte 4.3. Esta prueba se realiza con el cierre del pozo por un número determinado de horas que puede ser entre 15 a 30 horas en el mejor de los casos realizado.

A continuación analizaremos el daño de formación causado en cada uno de los pozos, que como sabemos es una medida cuantitativa del efecto negativo de las operaciones realizadas dentro de un pozo desde el momento de la perforación hasta el momento de la producción, pasando por la cementación, cementación forzada –en caso de ser necesaria- y completación -punzonamiento- del mismo.

El factor “S” o skin factor puede tomar valores positivos, negativos o cero; los cuales cada uno representa lo resumido en el siguiente diagrama:

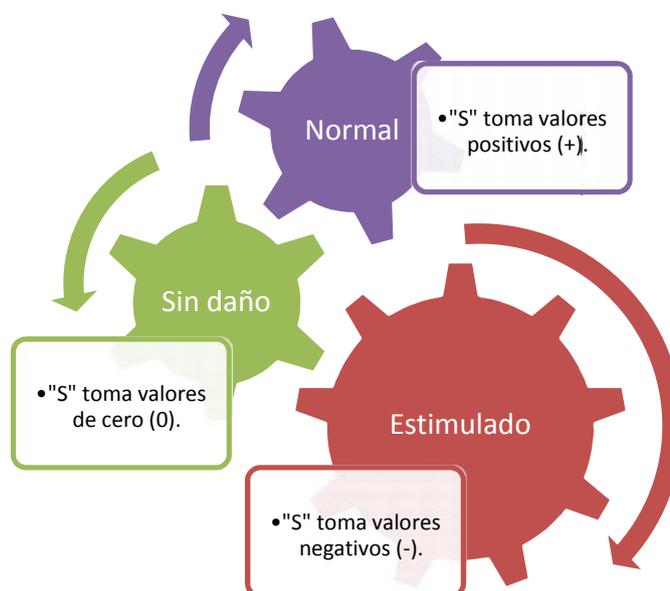


Figura 4.58 Clasificación del daño de formación
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

En el siguiente gráfico presentamos la variación el daño producido en cada pozo que fue perforado en el año 2009. Como nos podemos dar cuenta, los pozos que se vieron más afectados fueron el AUC-67D y el AUC-77D, ya que el valor del factor “S” supera las 6 unidades. El AUC-70D, AUC-75D y el AUC-76D presentan valores normales que no son significativos; mientras que el AUC-73D presenta un valor negativo que nos dice que el pozo se encuentra estimulado, siendo así el único de todos los perforados en el 2009 que presenta esta condición.

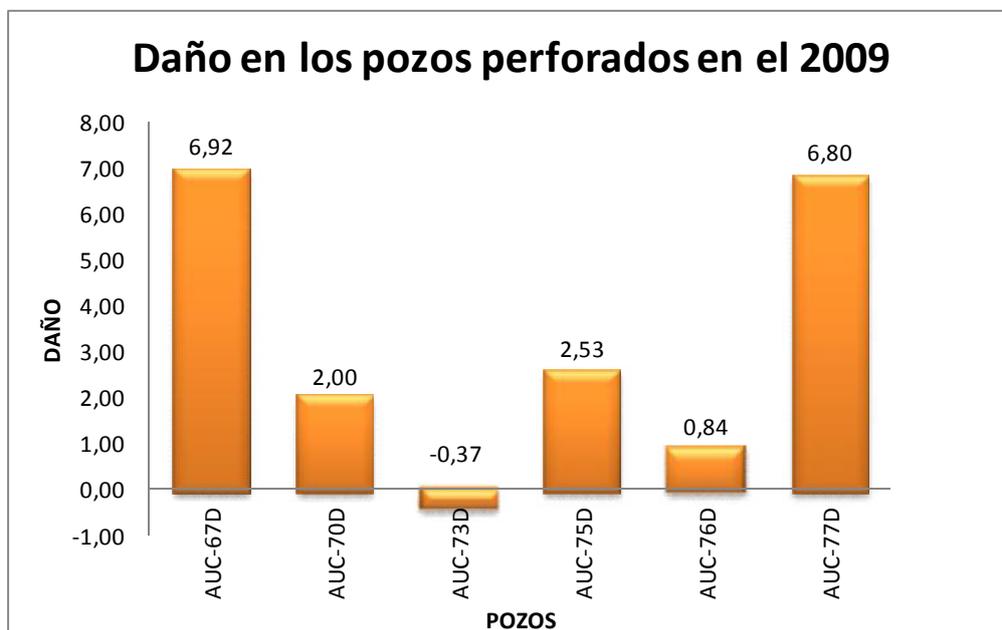


Figura 4.59 Daño en los pozos perforados en el 2009

Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

A continuación presentaremos el daño provocado por el punzonamiento en cada uno de los pozos. Para obtener este valor, realizamos las simulaciones en base a las características petrofísicas de cada pozo y las propiedades de las cargas utilizadas de acuerdo con las normas API. Estos parámetros los introducimos en el software SPAN ROCK de la compañía Schlumberger para obtener un valor aproximado como mostramos a continuación.

✓ **AUC-67D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUC-67D (S)			
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin
1	1.99	1.98	1.98
OH	0.00	0.00	0.00
OHdmg	12.07	12.07	0.00
1. 4-1/2" HSD, PowerJet 4505			

Figura 4.60 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-67D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Power Jet de la compañía de Schlumberger, la misma que produjo un daño de 1,98 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor de 6,92; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue de 4,94.

✓ **AUC-70D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUC-70D (H)	
Perf #	Eff Skin
1	0.04
1.4-5/8" Millennium II	

Figura 4.61 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-70D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Millennium de la compañía de Halliburton, la misma que produjo un daño de 0,04 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor de -1; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue de -1,04. Este es uno de los dos pozos del estudio que resultan estimulados como producto de la interacción de estas tres etapas del pozo.

✓ **AUC-73D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUC-73D (B)	
Perf #	Eff Skin
1	0.35
1. 4-1/2" Predator	

Figura 4.62 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-73D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Predator de la compañía de Baker Hughes, la misma que produjo un daño de 0,35 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor de 2,93; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue de 2,58.

✓ **AUC-75D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUC-75D (\$)			
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin
1	1.99	1.98	1.98
OH	0.00	0.00	0.00
OHdmg	12.08	12.07	0.00
1. 4-1/2" HSD, PowerJet 4505			

Figura 4.63 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-75D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Power Jet de la compañía de Schlumberger, la misma que produjo un daño de 1,98 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor de 2,53; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue de 0,55.

✓ **AUC-76D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUC-76D (H)	
Perf #	Eff Skin
1	0.06
1. 4-5/8" Millennium II	

Figura 4.64 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-76D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Millennium II de la compañía de Halliburton, la misma que produjo un daño de 0,06 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor de 0,84; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue de 0,78.

✓ **AUC-77D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUC-77D (\$)			
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin
1	2.05	2.05	2.05
2	0.20	0.19	0.19
OH	0.00	0.00	0.00
OHdmg	12.07	12.07	0.00
1. 4-1/2" HSD, PowerJet 4505			
2. 4-1/2" HSD, PowerJet Omega 4505			

Figura 4.65 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-77D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Power Jet de la compañía de Schlumberger, la misma que produjo un daño de 2,05 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor de 6,80; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue de 4,75.

Para el año 2010 como nos muestra el gráfico, tenemos dos pozos con un daño significativo que para poder cuantificarlo se muestra como mayor a 20 estos son el AUC-96D y el AUC-98D. El AUC-83D, AUC-97D y el AUC-99DST tienen un valor de 11,8; 15,57 y 9,64 respectivamente los cuales son considerados significativos y elevados. El AUS-06D y el AUS-07D poseen un valor de 1,02 y 5,3 respectivamente los cuales son bajos y buenos valores para un daño de formación.

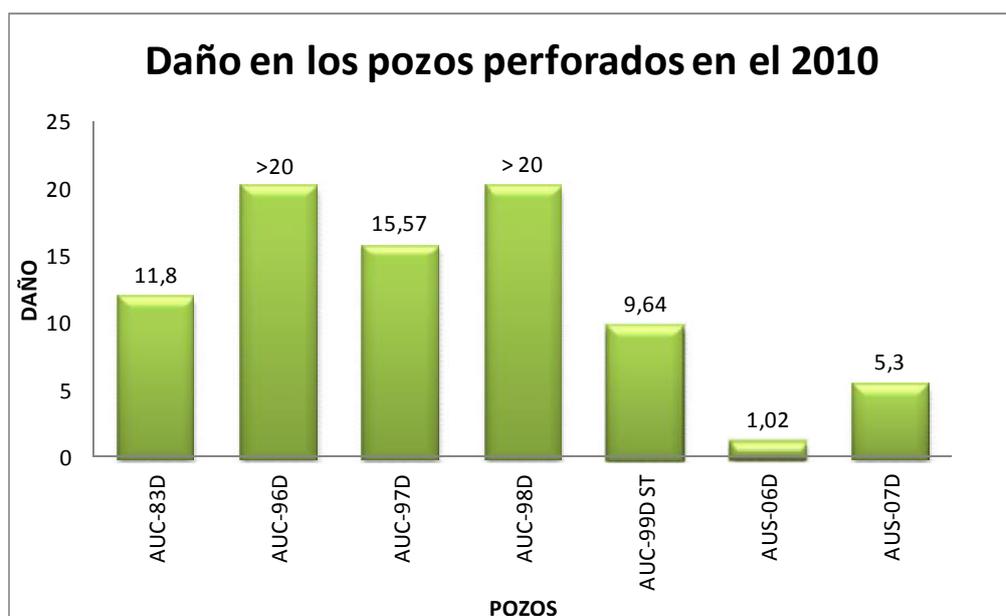


Figura 4.66 Daño en los pozos perforados en el 2010
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

De igual manera que como con los pozos perforados en el año 2009, presentaremos y analizaremos el daño producido por los cañones que se utilizaron en cada pozo, tal como sigue:

✓ **AUC-83D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUC-83D (H)	
Perf #	Eff Skin
1	0.46
1. 4-5/8" Millennium II	

Figura 4.67 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-83D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Millenium II de la compañía de Halliburton, la misma que produjo un daño de 0,46 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor de 11,80; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue de 11,34.

✓ **AUC-96D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUC-96D (\$)			
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin
1	0.35	0.26	0.26
OH	0.01	0.00	0.00
OHdmg	12.11	12.07	0.00
1. 4-1/2" HSD, PowerJet Omega 4505			

Figura 4.68 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-96D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Power Jet Omega de la compañía de Schlumberger, la misma que produjo un daño de 0,26 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor superior a 20; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue superior a 19,74.

✓ **AUC-97D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUC-97D (S)			
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin
1	-0.27	-0.46	-0.46
OH	0.02	0.00	0.00
OHdmg	12.16	12.07	0.00
1. 4-1/2" HSD, PowerJet Omega 4505			

Figura 4.69 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-97D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Power Jet Omega de la compañía de Schlumberger, la misma que produjo un daño de -0,46 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor de 15,57; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue superior a 16,03.

✓ **AUC-98D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUC-98D (S)			
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin
1	0.26	0.24	0.24
OH	0.00	0.00	0.00
OHdmg	12.08	12.07	0.00
1. 4-1/2" HSD, PowerJet Omega 4505			

Figura 4.70 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-98D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Power Jet Omega de la compañía de Schlumberger, la misma que produjo un daño de 0,24 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor superior a 20; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue superior a 19,76.

✓ **AUC-99D ST**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUC-99D ST (\$)			
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin
1	0.28	0.24	0.24
OH	0.00	0.00	0.00
OHdmg	12.09	12.07	0.00
1. 4-1/2" HSD, PowerJet Omega 4505			

Figura 4.71 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-99D ST.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Power Jet Omega de la compañía de Schlumberger, la misma que produjo un daño de 0,24 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor de 9,64; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue superior a 9,4.

✓ **AUS-06D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUS-06D (B)	
Perf #	Eff Skin
1	-0.36
1. 4-5/8" Extra DP	

Figura 4.72 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUS-06D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Extra DP de la compañía de Baker, la misma que produjo un daño de -0,36 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor de -1,02; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue superior a 1,38.

✓ **AUS-07D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUS-07D (H)	
Perf #	Eff Skin
1	0.26
1. 4-5/8" Millennium II	

Figura 4.73 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUS-07D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Millennium II de la compañía de Halliburton, la misma que produjo un daño de 0,26 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor de 5,30; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue superior a 5,04.

En el siguiente gráfico presentamos la variación el daño producido en cada pozo que fue perforado en el año 2011. Sólo tenemos los daños registrados en 2 pozos, ya que a los 8 restantes no hay registro de los build up hasta el momento de realizar esta tesis. Entre el AUC-54D y el AUC-66D, el que presenta mayor daño es este último, con un valor de 6.

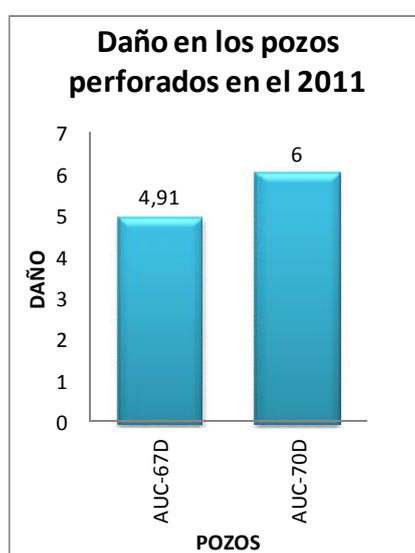


Figura 4.74 Daño en los pozos perforados en el 2011
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Por último, tenemos el daño producido por las cargas utilizadas en estos dos pozos, determinados por el software SPAN Rock de la compañía Schlumberger:

✓ **AUC-54D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUC-54D (B)	
Perf #	Eff Skin
1	-0.28
1.4-5/8"ExtraDP	

Figura 4.75 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-54D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Extra DP de la compañía de Halliburton, la misma que produjo un daño de -0,28 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor de 4,88; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue superior a 5,16.

✓ **AUC-66D**

Estos son los resultados que nos da el software:

AUC-54D (B)	
Perf #	Eff Skin
1	-0.28
1.4-5/8"ExtraDP	

Figura 4.76 Simulación del daño producido por las cargas utilizadas en el AUC-66D.

Fuente: Software SPAN Rock, Compañía Schlumberger.

Como podemos darnos cuenta, se utilizaron cargas Power Jet de la compañía de Schlumberger, la misma que produjo un daño de 2,62 aproximadamente. El daño total para este pozo, registró un valor de 9; por lo que el daño producido entre el fluido de perforación, la cementación y la completación fue superior a 6,38.

En la siguiente tabla hemos recopilado en orden cronológico, el daño producido a todos los pozos de nuestro estudio, cuya arena de interés es la “U”.

DAÑO DE LA ARENA "U"		
POZO	FECHA DE PERFORACIÓN	FACTOR "S"
AUC-70D	06/01/2009	2
AUC-67D	21/01/2009	6,92
AUC-75D	07/02/2009	2,53
AUC-73D	22/03/2009	-0,37
AUC-76D	11/06/2009	0,84
AUC-77D	30/06/2009	6,8
AUS-06D	29/03/2010	-1,02
AUC-97D	29/09/2010	15,57

Tabla 4.2 Daño en la arena “U”
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Aquí los representamos gráficamente. Como nos damos cuenta, la arena “U” presenta 3 casos en donde el daño fue mayor, perteneciente a los pozos AUC-67D, AUC-77D Y AUC-97D.

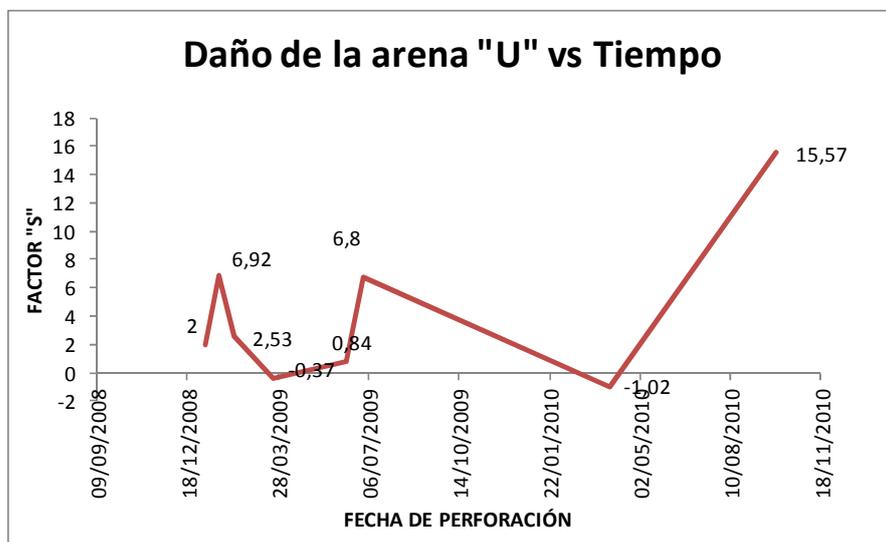


Figura 4.77 Daño en la arena "U" vs tiempo
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

En la siguiente tabla hemos recopilado en orden cronológico, el daño producido a todos los pozos de nuestro estudio, cuya arena de interés es la "T".

DAÑO DE LA ARENA "T"		
POZO	FECHA DE PERFORACIÓN	FACTOR "S"
AUC-99D ST	04/06/2010	9,64
AUC-98D	26/06/2010	65,83
AUC-54D	10/09/2011	12,1

Tabla 4.3 Daño en la arena "T"
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Aquí los representamos gráficamente. Como nos damos cuenta, en la arena "T", 3 de los 4 pozos presentan un daño significativo, siendo el AUC-98D el más severo al tener un daño de 318,9.

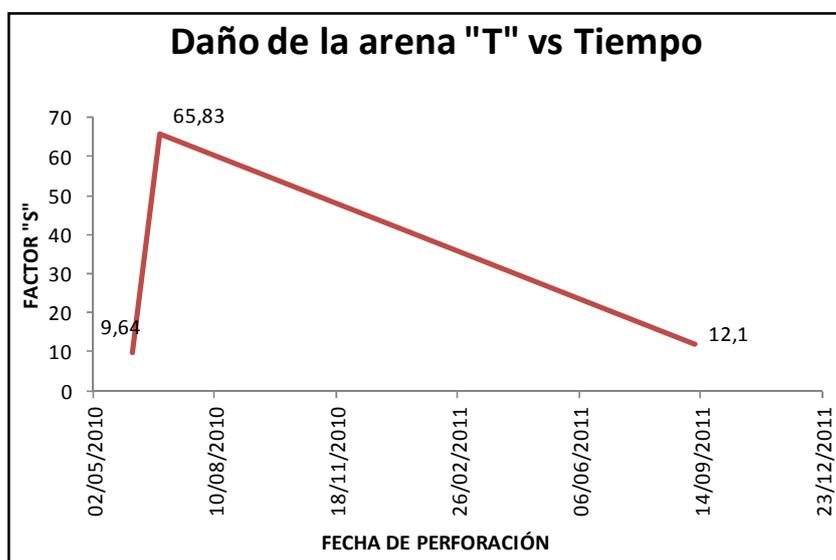


Figura 4.78 Daño en la arena "T" vs tiempo
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Por último, en la siguiente tabla hemos recopilado en orden cronológico, el daño producido a todos los pozos de nuestro estudio, cuya arena de interés es la "H".

DAÑO DE LA ARENA "H"		
POZO	FECHA DE PERFORACIÓN	FACTOR "S"
AUS-07D	21/04/2010	-0,37
AUC-96D	27/08/2010	2,53
AUC-83D	19/10/2010	6,92
AUC-66D	17/11/2011	6

Tabla 4.4 Daño en la arena "H"
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

A simple vista podemos darnos cuenta que el daño ocasionado a esta arena no es tan significativo como para las arenas "U" y "T" que presentamos anteriormente.

Sin embargo, el daño para el pozo AUC-83D es el que más llama la atención al superar el valor de 6 unidades.

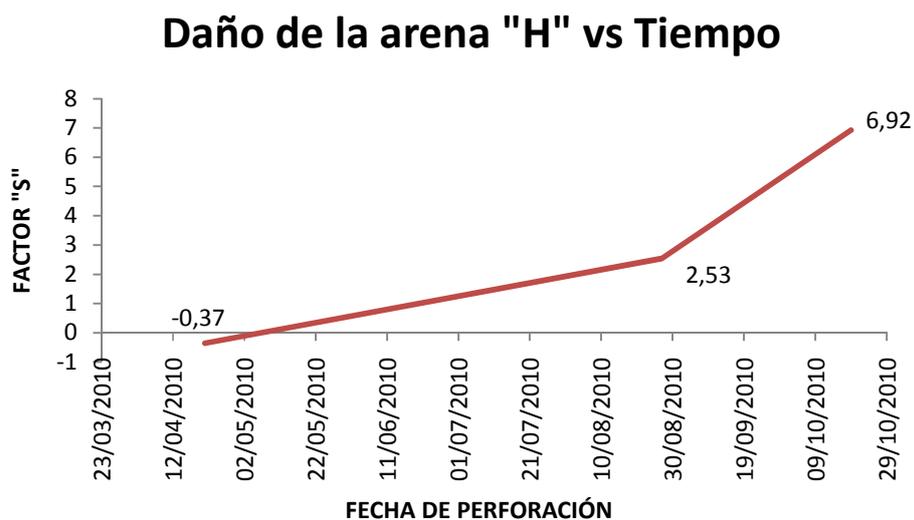


Figura 4.79 Daño en la arena "H" vs tiempo
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

4.5 ANÁLISIS DEL IP (ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DEL POZO TEÓRICO Y REAL)

En este punto de nuestra tesis, analizaremos la gráfica obtenida del IPR (Índice de Productividad Real) para cada uno de los pozos de nuestro estudio. Para construir dicha gráfica, utilizamos una hoja de Excel, que nos fue proporcionada en el campo y en la que debemos ingresar los siguientes datos:

- ✓ Q_o : caudal de petróleo
- ✓ Q_a : caudal de agua
- ✓ P_r : presión de reservorio
- ✓ P_{wf} : presión de fondo fluyente
- ✓ P_b : presión de burbuja
- ✓ R_o (agua): densidad del agua
- ✓ API: grado API del petróleo
- ✓ h (MP): profundidad a la mitad de los punzados
- ✓ h (bomba): profundidad a la cual está ubicado el sensor

Datos como el Q_o , Q_a y los grados API los obtenemos a partir de las pruebas de producción reportadas diariamente; mientras que los datos de profundidades los obtenemos a partir de los diagramas de completación y pruebas iniciales para cada pozo y por último, los tres valores de presiones, a partir de los datos de yacimientos.

Hay ciertos pozos de los cuales no pudimos realizar las respectivas curvas de IPR por la falta de información disponible, como por ejemplo el AUC-82D, AUC-83D, AUC-93D, AUS-06D y todos los pozos perforados en el 2011 (AUC-54D, AUC-58D, AUC-63D, AUC-66D, AUC-79D, AUC-80D, AUC-81D, AUC-86D, AUC-91D y AUC-95D).

Comenzaremos por analizar las curvas del IPR de los pozos que fueron perforados en el 2009:

✓ AUC-67D:

La gráfica del IPR para este pozo es la siguiente:

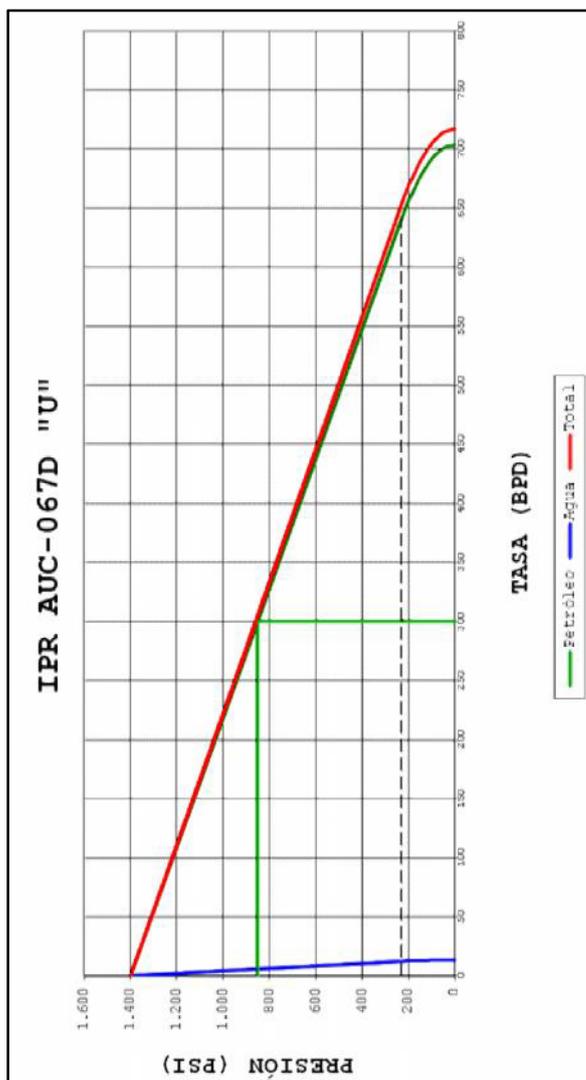


Figura 4.80 IPR del pozo AUC-67D

Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

El valor numérico del numérico del IPR para este pozo es de 0,56 BBL/psi. En base al gráfico nos podemos dar cuenta que el potencial máximo del pozo es de 717 BFPD, siendo 703 BPPD y los 14 restantes de agua; siempre y cuando el corte de agua no aumente con el tiempo. Podemos apreciar que la curva de producción del agua se encuentra cerca del eje de la presión, lo que quiere decir que el porcentaje de BSW para este pozo es bajo; hecho conveniente ya que en la vida del pozo tendremos que manejar cantidades pequeñas de agua, en comparación con las producidas de petróleo.

La línea entrecortada representa el valor de la presión de burbuja y el par ordenado representado con las líneas verdes nos muestra la producción actual del pozo. Podemos concluir que al momento, no existe ningún riesgo de producción de gas puesto que el punto de burbuja se encuentra muy alejado de nuestras condiciones actuales.

Otro hecho que podemos deducir, dado que el porcentaje de BSW es bajo, es que el intervalo del cual estamos produciendo se encuentra lejos de un contacto de agua-petróleo o que el mismo no existe para esta arena.

✓ AUC-70D

La gráfica de este pozo es la que sigue:

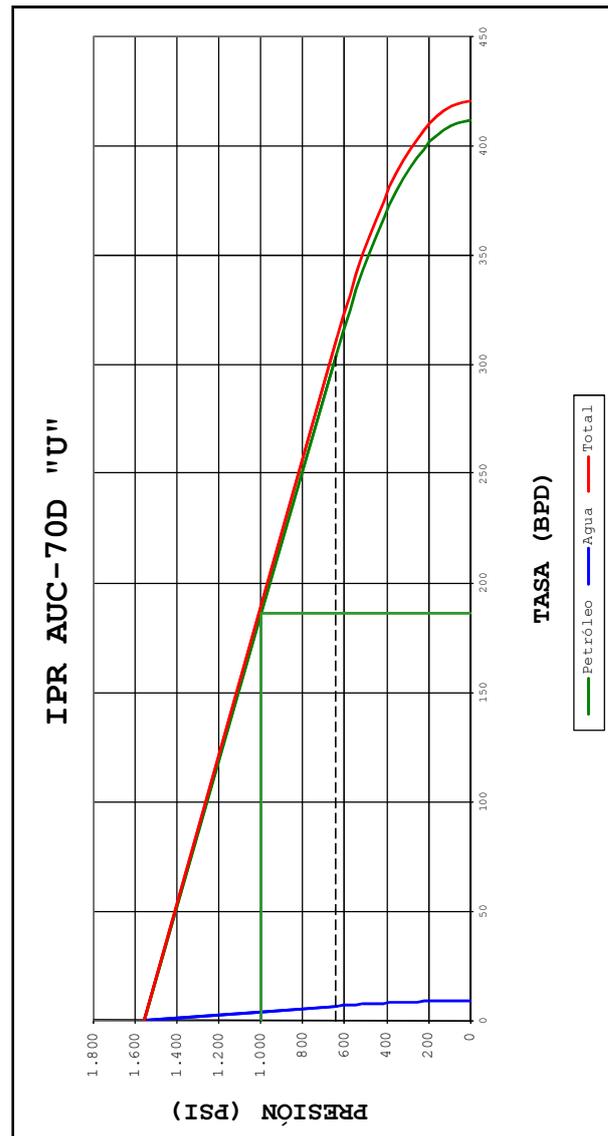


Figura 4.81 IPR del pozo AUC-70D

Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

El IPR para este pozo es de 0,34 BBL/psi; es un valor bajo, el mismo que se ve reflejado en el valor máximo de aporte del pozo; siendo este de 411 BPPD y 9 BAPD, dando un total de 420 BFPD.

Al igual que el pozo anterior, la curva de producción de agua se encuentra cercana al eje de presión; lo que nos indica que el corte de agua es bajo. Esto hace que a pesar de que la producción de petróleo no sea elevada, el pozo siga siendo rentable ya que es mínima la cantidad de agua que se debe tratar. Otro punto importante que podemos inferir a partir de la ubicación de la curva de agua es que no existe un contacto agua-petróleo cerca del intervalo de la arena donde se está produciendo.

Con respecto al punto de burbuja, podemos mencionar que tiene un valor aproximado de 640 psi y que en la actualidad el pozo está produciendo a una presión de 1000 psi; por lo que aún tiene un amplio rango de operación antes de empezar a preocuparnos por la presencia de gas.

✓ AUC-73D

La gráfica de IPR es la que mostramos a continuación:

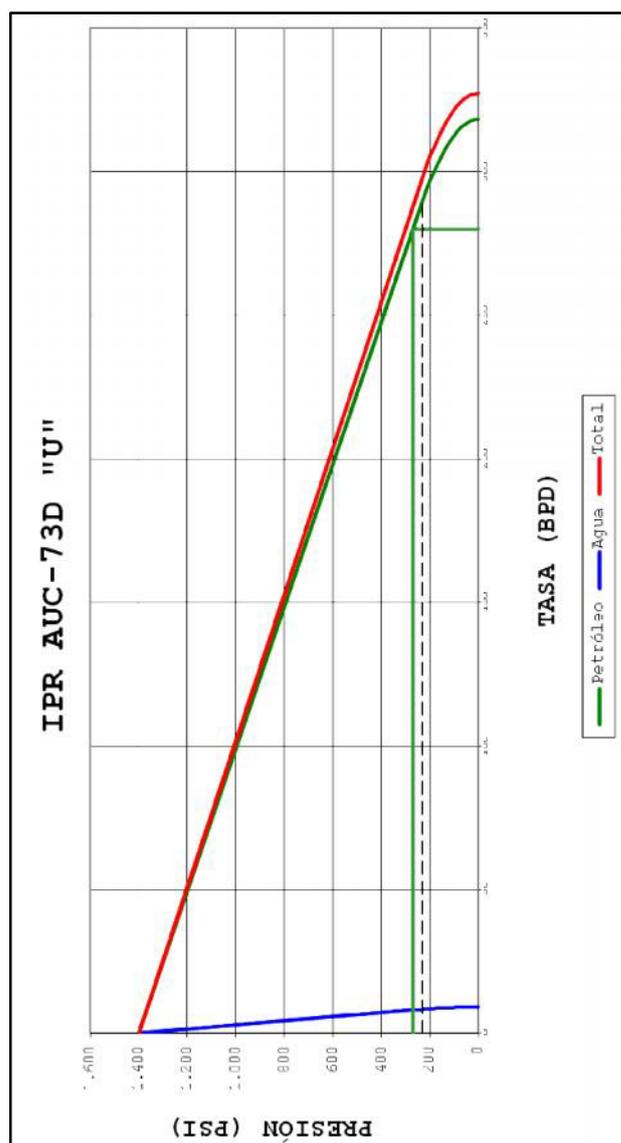


Figura 4.82 IPR del pozo AUC-73D

Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

El IPR para este pozo es de 0,25 BBL/psi; valor sumamente bajo que vemos reflejado en la producción máxima que puede obtenerse del pozo. La misma que puede llegar a ser de 327 BFPD, de los cuales 318 BPPD y los restantes 9 serían BAPD.

Al momento, la producción del pozo es de 280 BPPD a una presión de 269 psi, la misma que podemos observar que está muy cercana al punto de burbuja que es de 231 psi. Esto nos quiere decir que en cuanto a producción, el pozo se encuentra trabajando al límite de su aporte antes de vernos comprometidos por la producción de gas y posterior daño de la bomba electrosumergible que se encuentra en el subsuelo.

La poca distancia existente entre la curva de producción de agua y el eje de presión nos indica que no existe un contacto agua-petróleo cerca del intervalo que se encuentra produciendo en esta arena o que dicho contacto no existe en lo absoluto.

✓ AUC-75D

A continuación mostramos el gráfico del IPR para el presente pozo:

E
l
I
P
R
p
a
r
a
e

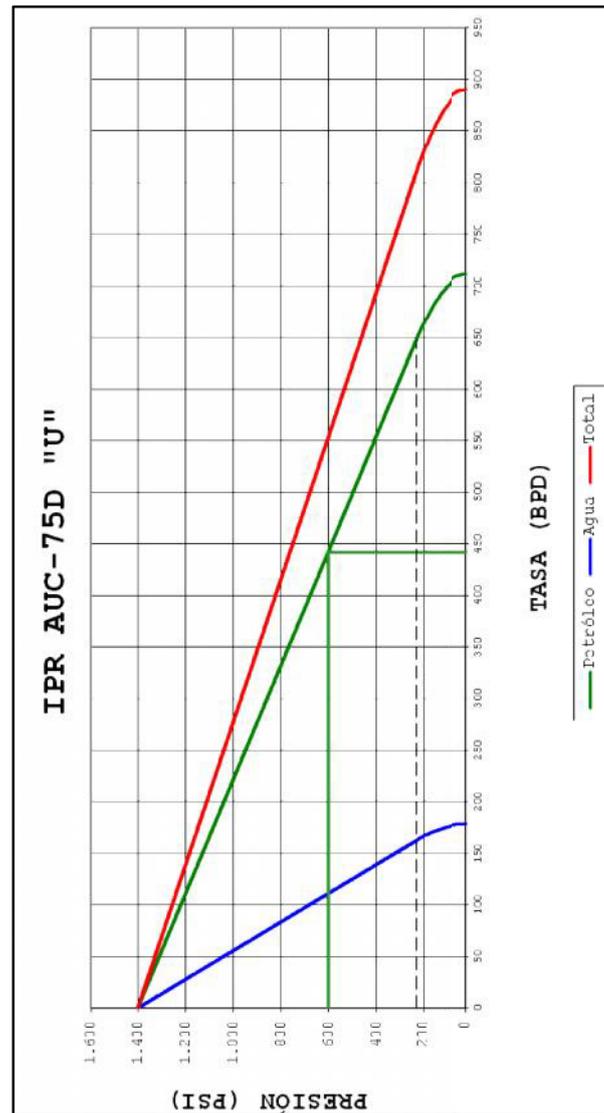


Figura 4.83 IPR del pozo AUC-75D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Este pozo tiene un valor de 0,69 BBL/psi; el mismo que se cataloga como bajo. Esto se ve reflejado en la producción máxima de fluido que puede producir el pozo de 890 BPPD siendo 711 BPPD y 179 BAPD. En la actualidad el pozo se encuentra produciendo 442 BPPD a una presión de 604 psi; mientras que lo máximo que puede producir es de 648 BPPD antes de que el gas se convierta en un problema para los equipos de subsuelo.

Aún tenemos un pequeño rango de operación antes de alcanzar la presión de burbuja que es de 231 psi para la arena “U”.

En cuanto a la curva de producción de agua podemos mencionar que por su posición cercana al eje de presión, o no existe un contacto agua-petróleo cerca del intervalo donde se está produciendo o no existe dicho contacto en lo absoluto.

✓ AUC-76D

El valor del IPR para este pozo es de 0,42 BBL/psi, siendo su gráfica:

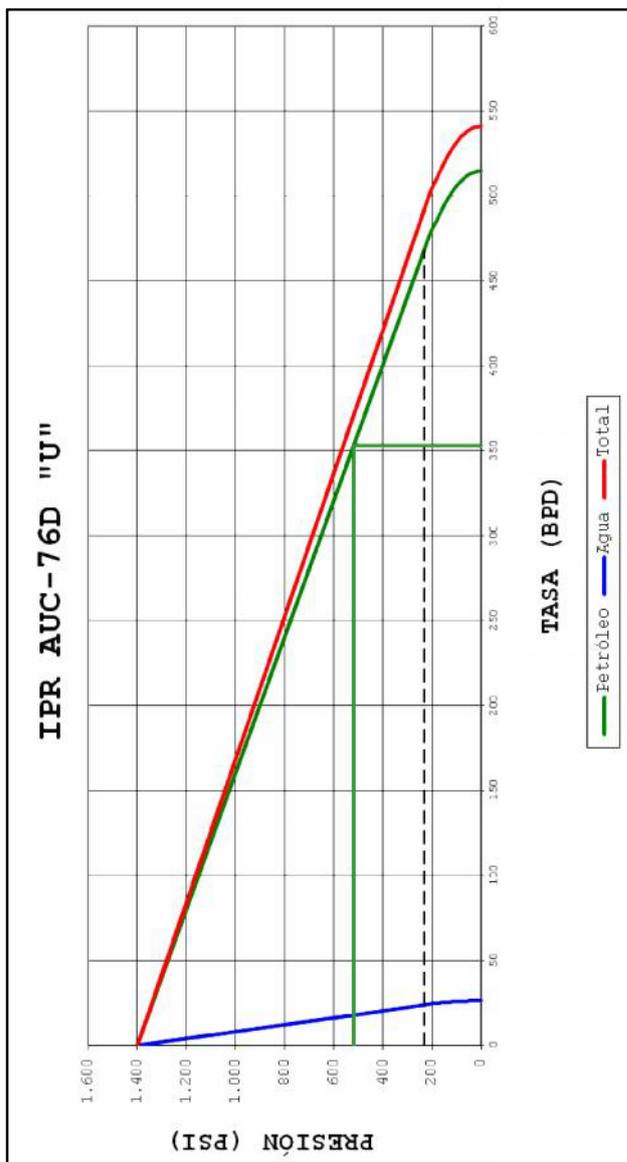


Figura 4.84 IPR del pozo AUC-76D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Aquellos valores de IPR que sean menores a 1 son considerados bajos. Por tal motivo, el caudal máximo tanto de petróleo, como de agua son de 515 BPPD y 26 BAPD respectivamente, dando un total de 541 BFPD.

Al momento de realizar esta tesis el pozo se encontraba produciendo 353 BPPD a una presión de 519 psi, valor alejado de la presión de burbuja que es de 231 psi para la arena productora.

La curva de producción de agua se encuentra cerca del eje de presión por el cual podemos afirmar que no existe un contacto agua-petróleo cerca del intervalo donde se está produciendo.

✓ AUC-77D

El IPR para este pozo es de 0,43 BBL/psi, de igual manera bajo; la gráfica es la que sigue:

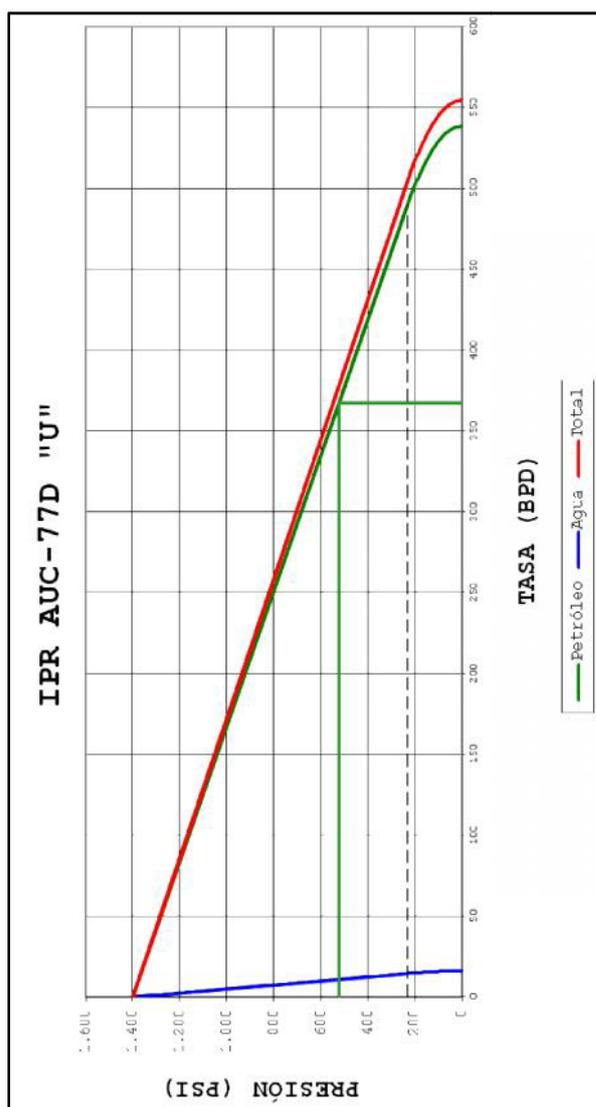


Figura 4.85 IPR del pozo AUC-77D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Como podemos apreciar en la gráfica, el valor máximo de fluidos que puede producir el pozo es de 554 BFPD siendo 538 BPPD y la diferencia que serían 16 BAPD. Mientras más alto sea el valor del IPR, mayor será la producción que pueda aportar un pozo.

Al momento de realizar este estudio, el pozo estaba produciendo 367 BPPD con 11 BAPD, motivo por el cual la curva de producción de agua se encuentra cercana al eje de presión. Esto nos indica que cerca del intervalo productor no existe un contacto agua-petróleo xq de otra forma el corte de agua fuera mayor y la curva estaría más alejada del eje vertical.

El punto de producción actual se encuentra por encima de la línea entrecortada (el punto de burbuja) por lo que el pozo puede seguir produciendo sin ningún peligro de que haya presencia de gas que comprometa la bomba.

✓ AUS-05D

De todos los pozos perforados en el año 2009, este es el que mayor IPR tiene, siendo este de 1,18 BBL/psi; su gráfica es la que sigue a continuación:

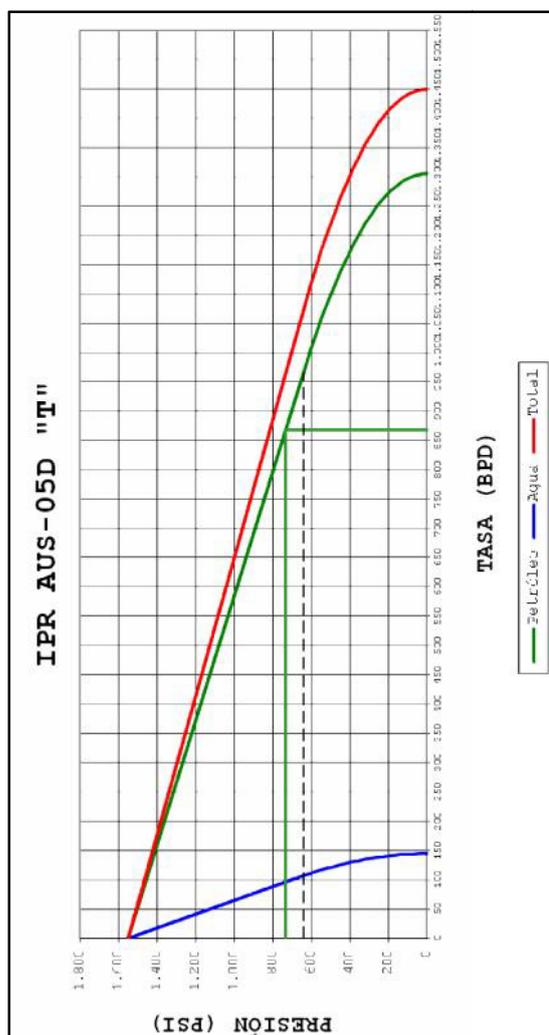


Figura 4.86 IPR del pozo AUS-05D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

El hecho de que este IPR sea mayor que 1 se ve reflejado en el valor máximo de producción posible de fluido. Para los pozos anteriores la curva interceptaba el eje de las “x” en un promedio de 500 BFPD, mientras que este gráfico lo hace en 1450 BFPD (1305 BPPD y 144 BAPD). En base a esto podemos decir que este es un pozo con un muy buen potencial de producción.

Tal es el caso que las pruebas diarias de producción registran valores de 868 BPPD y de apenas 96 BAPD. Lo negativo de este pozo es que se encuentra produciendo a casi 100 psi alejado del punto de burbuja (640 psi), motivo por el cual se debe tener cuidado de no producir más de lo recomendado.

La curva de producción se encuentra cerca del eje de la presión pero no tanto como en los casos anteriores, esto también se ve reflejado en que la producción de agua en este pozo es la mayor de los pozos anteriores.

A continuación analizaremos aquellos pozos que fueron perforados en el año 2010 y de los que sí teníamos los datos suficientes para realizar la gráfica del IPR; los mismos que son:

✓ AUC-82D:

De todos los pozos de nuestro estudio, este es el segundo con mayor IPR. El valor de este es de 0,46 BBL/psi, que vemos representado en la siguiente gráfica:

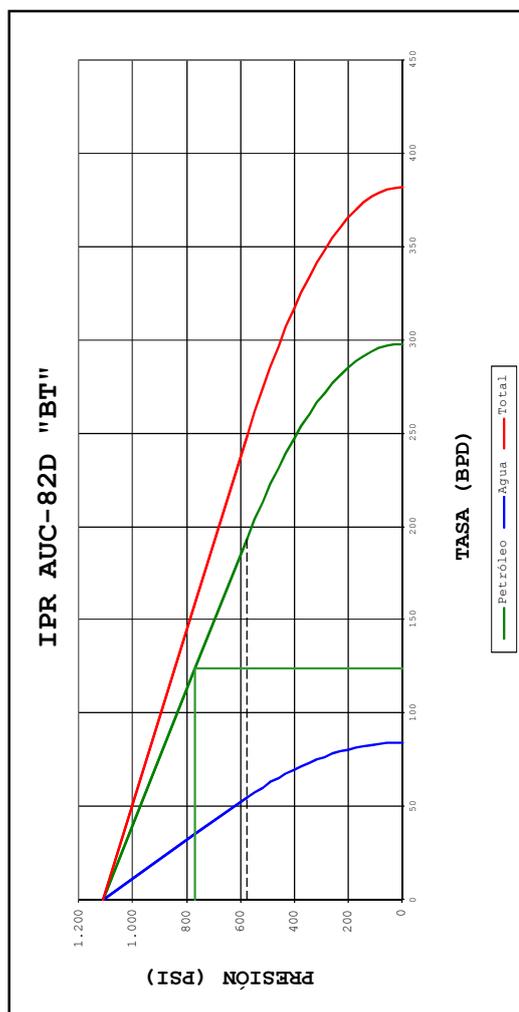


Figura 4.87 IPR del pozo AUC-92D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Con este valor de IP podemos obtener una producción máxima de 382 BFPD, que se distribuyen en 298 BPPD y 84 BAPD. Estos valores nos reflejan que el potencial de este pozo no es ni excelente ni tampoco malo.

Vemos en la gráfica que la curva de producción de agua se encuentra un poco alejada del eje de presión, lo que quiere decirnos que el porcentaje de BSW es medio (se confirma con el historial de producción del pozo, que registra un valor del 22%) y que posiblemente tengamos un contacto de agua-petróleo cerca del intervalo productor.

En la actualidad este pozo está produciendo 124 BPPD y 35 BAPD; dándonos un total de 159 BFPD, a una presión de 768 psi; mientras que la presión de burbuja para la arena “BT” es de 575 psi. Esto quiere decir que la producción actual se encuentra 223 BFPD por debajo de la producción teórica y que aún tenemos 193 psi de rango para producir antes de que salga gas de la formación.

✓ AUC-83D:

De todos los pozos de nuestro estudio, este es el segundo con mayor IPR. El valor de este es de 1,51 BBL/psi, que vemos representado en la siguiente gráfica:

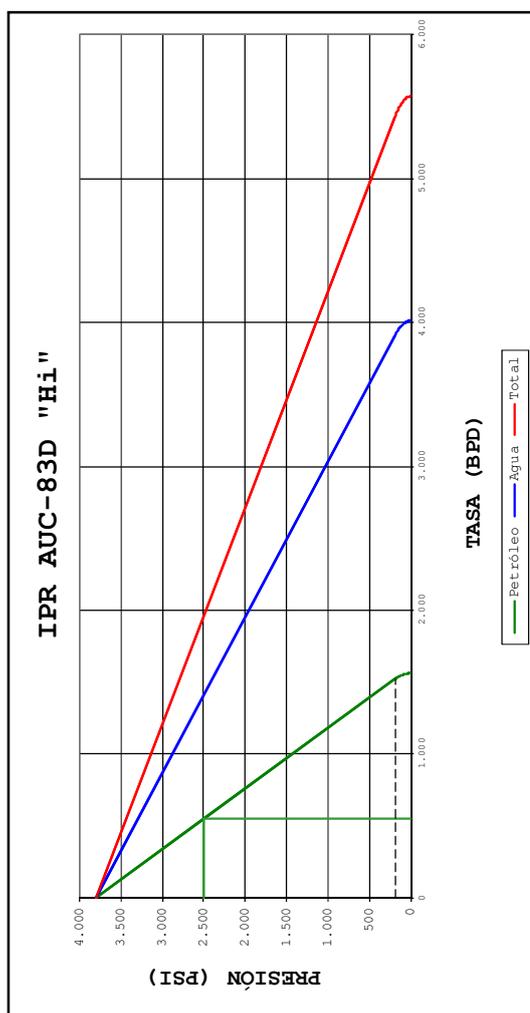


Figura 4.88 IPR del pozo AUC-83D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Lo que más llama la atención de esta gráfica es que la curva de producción de agua se encuentra por delante de la curva de producción de petróleo. Esto quiere decirnos que el porcentaje de BSW es alto y que tenemos un contacto agua-petróleo cerca del intervalo productor. Hecho que concuerda con que la arena productora sea “Hi”. Debemos recordar que debajo de esta arena se encuentra un acuífero infinito que empuja hidráulicamente la producción hacia la superficie.

El valor del IP es considerado alto en el distrito amazónico, lo que nos haría pensar que este pozo tiene un buen potencial de fluidos; pero tenemos que darnos cuenta que la mayoría de la producción es de agua que de petróleo, siendo 4013 BAPF y 1561 BPPD respectivamente.

Paralelamente, la presión a la cual se produce actualmente es de 2500 psi, mientras que la presión de burbuja es de 195 psi. Es decir que aún hay 2305 psi de rango para producir antes de que salga gas de la formación pero por su parte, el agua está incrementando con el tiempo. En base a esto podemos concluir que la formación ya no puede aportar más crudo del que está dando en la actualidad.

✓ AUC-92D:

De todos los pozos de nuestro estudio, este es el segundo con mayor IPR. El valor de este es de 4 BBL/psi, que vemos representado en la siguiente gráfica:

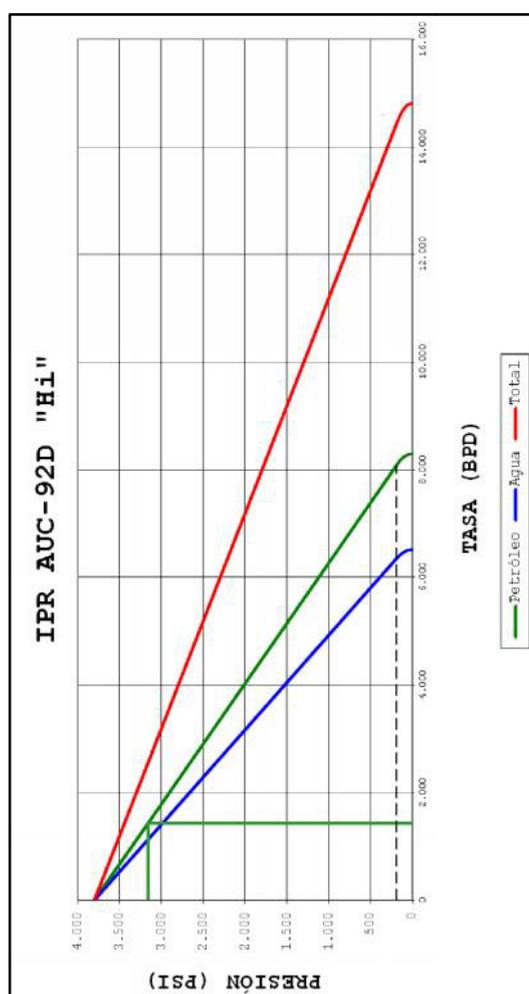


Figura 4.89 IPR del pozo AUC-92D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Como nos darnos cuenta, esta es la gráfica perfecta para presentar las situaciones opuestas que se han venido dando en los pozos anteriores. Empecemos con el caudal máximo de aporte que puede tener este pozo, el mismo que es de 14809 BFPD siendo 8296 BPPD y los restantes 6514 BAPD. Mientras mayor sea el IPR de un pozo, es mayor la producción que podemos obtener del mismo.

Sin embargo, hay otros factores que considerar. Al momento de realizar la tesis, la producción del pozo se encontraba en 1434 BPPD y 1126 BAPD. Si bien es cierto que la producción de crudo es elevada, también lo es la de agua.

Esto lo podemos apreciar en la distancia que existe entre el eje de la presión y la curva de producción de agua. Para los pozos presentados anteriormente, la distancia era muy corta; mientras que para el AUC-92D la curva ya está más distanciada lo que nos induce a pensar que tenemos un contacto agua-petróleo cerca del intervalo productor de la arena. No debemos olvidar que la arena productora para este caso es “Hi” y que debajo de este estrato se encuentra un acuífero infinito, motivo que justifica la curva de producción de agua.

✓ AUC-93D

El valor del IPR para este pozo es de 0,71 BBL/psi y la gráfica es la que sigue a continuación:

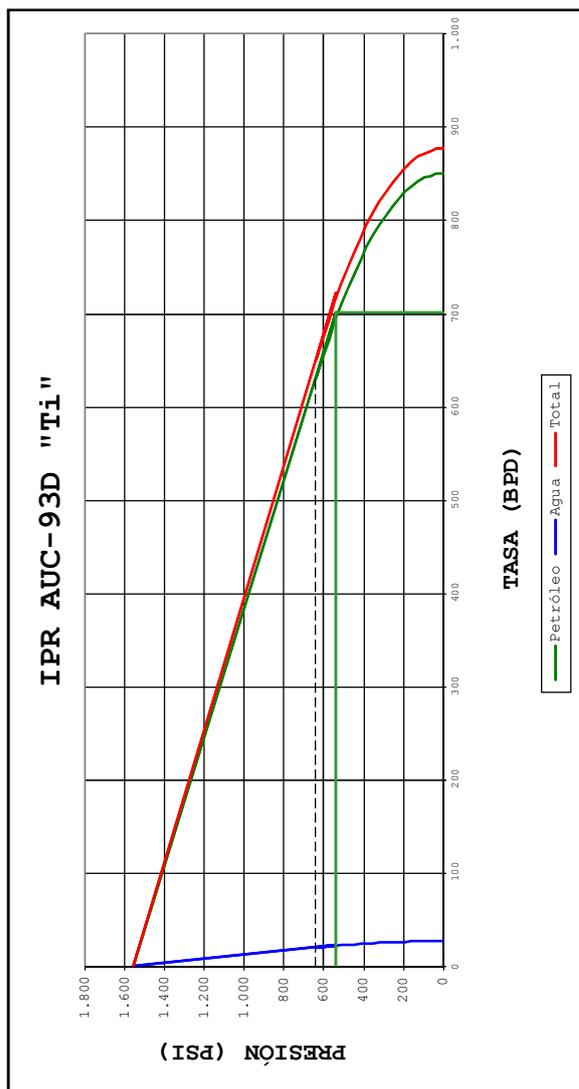


Figura 4.90 IPR del pozo AUC-93D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Podemos darnos cuenta que este valor de IPR es bajo y por ende, lo será de igual manera la máxima producción que podemos obtener del pozo; la misma que está en 877 BFPD, 851 BPPD y 27 BAPD. Estos valores nos dan un BSW del 3%, que monetariamente hablando, concluimos que el pozo es rentable.

En la actualidad el pozo está produciendo 723 BFPD, de los cuales 701 son de petróleo y apenas 22 BAPD. Estas cantidades nos indican que el pozo aún puede producir más de lo que está dándonos; pero para aumentarle la producción, tendríamos que considerar otros factores como facilidades de superficie, características del reservorio, entre otras.

La curva de producción de agua, se encuentra cercana al eje vertical; a partir de lo cual podemos deducir que no tenemos cerca del intervalo productor un contacto agua-petróleo.

✓ AUC-96D

0,19 BBL/psi es el IPR para este pozo, valor que mostramos representado en el siguiente gráfico:

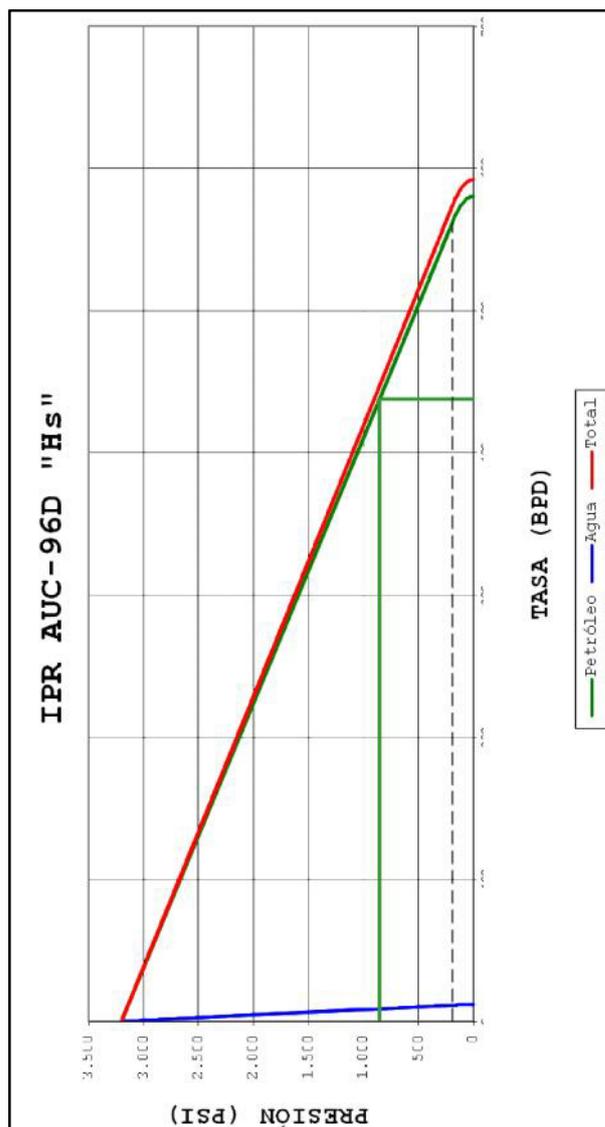


Figura 4.91 IPR del pozo AUC-96D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

A partir del gráfico podemos darnos cuenta que el máximo caudal de petróleo es de 581 BPPD y 12 BAPD, dando un total de 592 BFPD. La curva de la producción de agua se muestra baja, lo que nos dice que tenemos buenas expectativas para seguir produciendo con caudales pequeños de agua siempre y cuando se mantenga el BSW en 2%. Si esta condición se cumple, significa que también nos seguiremos manteniendo alejados del contacto de agua que para el caso de la arena Hollín sabemos que posee empuje hidráulico por un acuífero infinito en la parte inferior.

La presión de burbuja es de 195 psi y nuestra producción actual está en 447 BFPD con 438 BPPD y 9 BAPD a una presión de 859 psi lo que significa que estamos próximos a producir gas por lo que tenemos que tratar de mantener las condiciones actuales del pozo con buena producción de petróleo y con cantidades bajas de producción de agua.

✓ AUC-97D

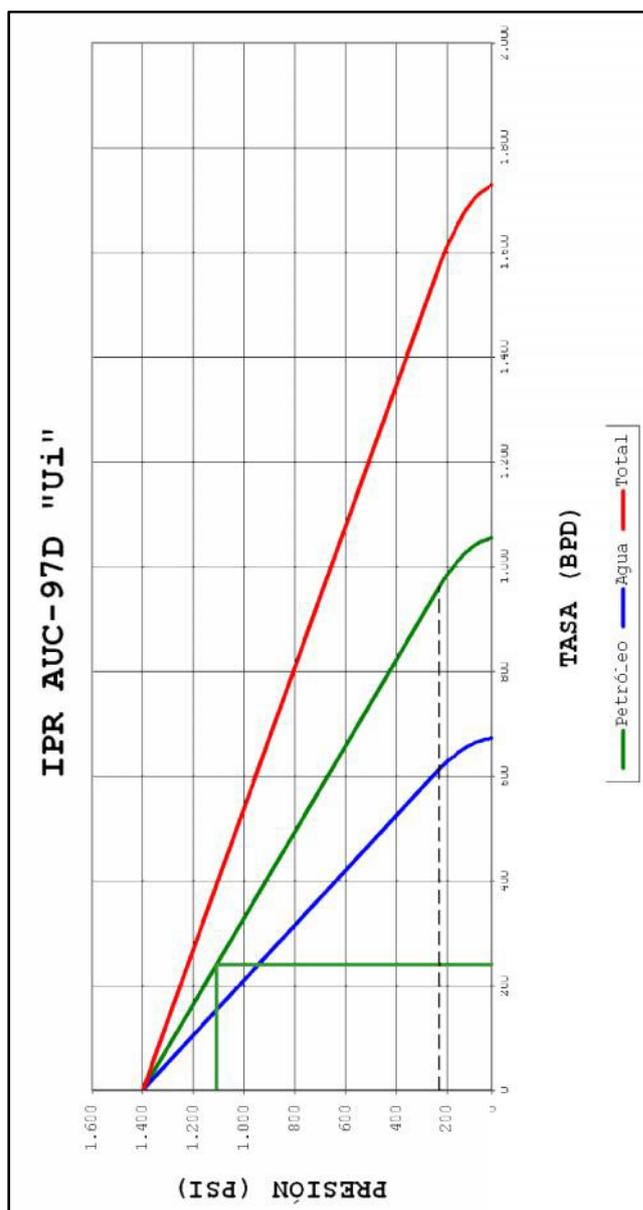


Figura 4.92 IPR del pozo AUC-97D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

El IPR de este pozo es 1,35 BBL/PSI, con un potencial de 1728 BFPD de los que 1055 BPPD y 673 BAPD. La tendencia de la curva de agua se muestra algo elevada lo que nos dice que tenemos que tener cuidado con esto y más bien seguir manteniendo las condiciones del pozo para tratar de que siga constante con un BSW del 39%. Podemos deducir que estamos próximos al contacto agua-petróleo por lo que el incremento de la producción de agua se evidencia con el pasar del tiempo.

La producción actual del pozo es de 393 BFPD con 240 BPPD y 153 BAPD, podemos observar que tenemos buenas condiciones de reservorio dado que la presión de burbuja es de 231 psi y la presión con la que se está trabajando es de 1108 psi; lo que significa que tenemos un amplio margen para la continuidad de la producción sin llegar a la presencia de gas.

✓ AUC-98D

El IPR para este pozo es de 2,03 BBL/psi; el mismo que vemos representado en el gráfico que mostramos a continuación:

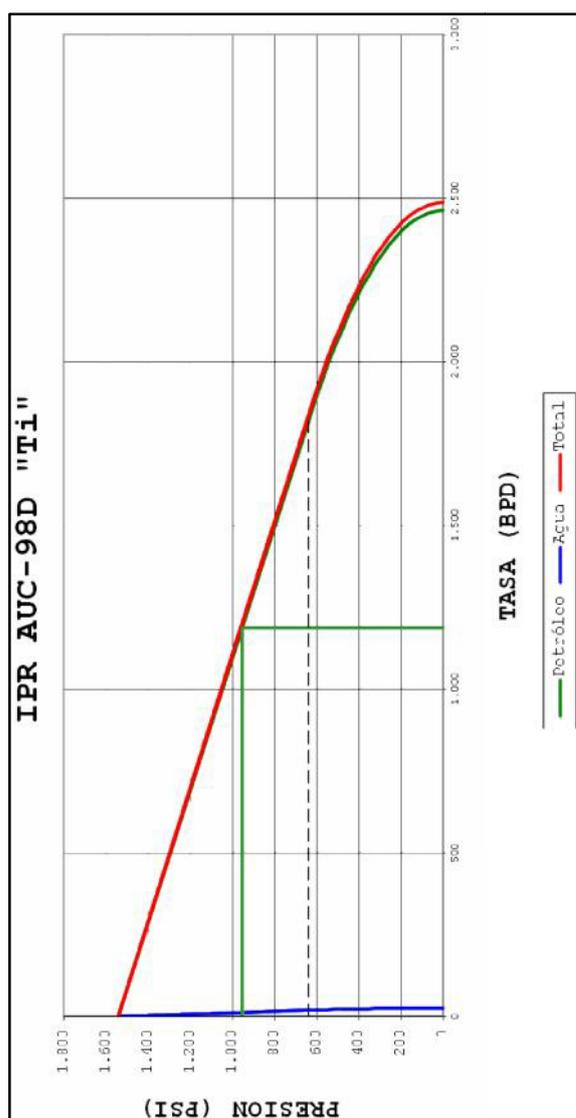


Figura 4.93 IPR del pozo AUC-98D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Este es un pozo bastante interesante. Tiene un IPR alto (mayor a 1) por lo que podemos esperar una producción de hasta 2487 BFPD siendo 2462 BPPD y solo 25 BAPD; valores bastante altos y favorables económicamente hablando.

Al momento la producción de petróleo es de 1188 BPPD y apenas 12 BAPD dándonos un total de 1200 BFPD. Como nos damos cuenta, aún estamos lejos de la producción máxima que podemos obtener del pozo y la curva de agua por su parte está muy cercana al eje de presión, lo que nos indica que el BSW es sumamente bajo (1%) y que no tenemos un contacto agua-petróleo cerca del intervalo productor o por su parte, este no existe.

En cuanto a presiones se refiere, en la actualidad se produce con una presión de 953 psi mientras que la presión de burbuja para la arena “Ui” es de 640 psi; de lo que podemos deducir que aún tenemos un amplio rango de operación y que es factible incrementar la producción de fluido ya que no llegaremos al punto de producir más agua que petróleo.

✓ AUC-99D ST

Este pozo es sin duda el que mejor IPR tiene de todos los de nuestro estudio, con un valor de 5,66 BBL/psi; que podemos apreciar en la siguiente gráfica:

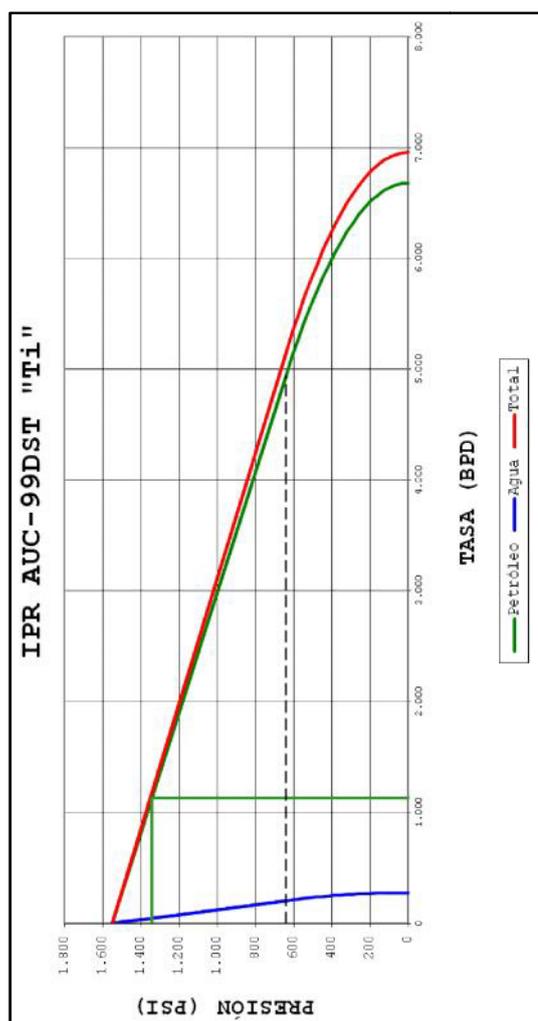


Figura 4.94 IPR del pozo AUC-99D ST
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Podemos obtener una tasa de producción de fluido máxima de 6954 BFPD, de los cuales 6678 BPPD son de petróleo y los restantes 277 BAPD. En la actualidad se producen 1182 BFPD (1135 BPPD y 47 BAPD); lo que nos quiere decir que aún estamos lejos del potencial del pozo por lo que podemos obtener más producción del mismo.

La presión a la produce es de 1341 psi y la de burbuja 640 psi. Tenemos aún 701 psi de rango para empezar a preocuparnos por la producción de gas.

El BSW del pozo es del 4%, motivo por el cual la curva de producción se encuentra cerca del eje vertical. Este hecho también nos indica que no existe un contacto agua-petróleo cercana del intervalo productor o que dicho contacto no existe.

✓ AUS-06D

El IPR de este pozo es de 4,42 BBL/psi. A continuación presentamos el gráfico que corresponde:

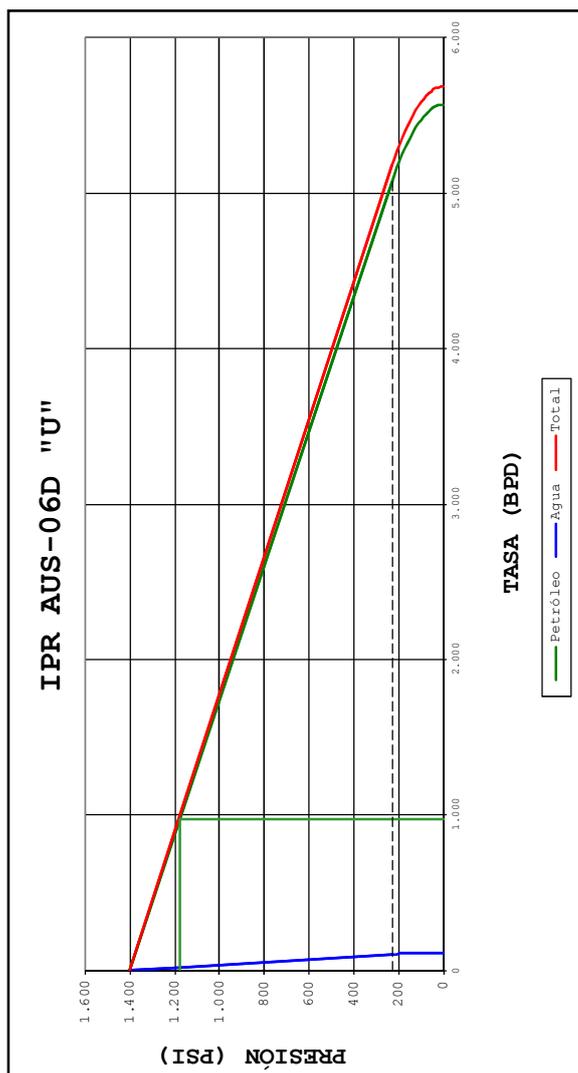


Figura 4.95 IPR del pozo AUS-06D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Podemos obtener una tasa de producción de fluido máxima de 5687 BFPD, de los cuales 5573 BPPD son de petróleo y los restantes 114 BAPD. En la actualidad se producen 994 BFPD (974 BPPD y 20 BAPD); lo que nos quiere decir que aún estamos lejos del potencial del pozo por lo que podemos obtener más producción del mismo.

La presión a la produce es de 1178 psi y la de burbuja 231 psi. Tenemos aún 947 psi de rango para empezar a preocuparnos por la producción de gas.

El BSW del pozo es del 2%, motivo por el cual la curva de producción se encuentra cerca del eje vertical. Este hecho también nos indica que no existe un contacto agua-petróleo cercana del intervalo productor o que dicho contacto no existe.

✓ AUS-07D

El IPR de este pozo es de 1,65 BBL/psi. A continuación presentamos el gráfico que corresponde:

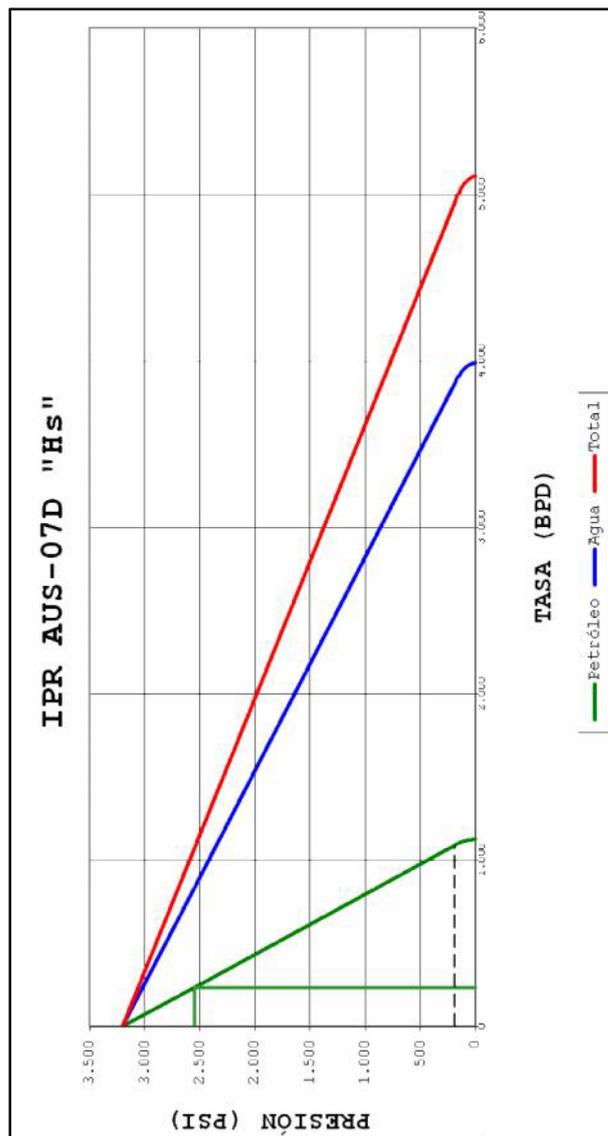


Figura 4.96 IPR del pozo AUS-07D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

A pesar de que el pozo tiene un buen potencial máximo, que está en 5111 BFPD, tenemos en contra que dicho valor está distribuido en 1123 BPPD y 3987 BAPD. Esto nos dice que las condiciones de reservorio no son las ideales puesto que estamos produciendo más agua que petróleo.

La producción actual del pozo es de 1069 BFPD, de los cuales 235 BPPD y 834 BAPD. Esto nos indica que estamos muy cerca de un contacto agua-petróleo y que al momento de producir, la movilidad del agua es mayor que la del petróleo. Esto también se ve reflejado en que la curva de producción de agua se encuentra alejada del eje de presión. En cuanto al rango de operación, se está produciendo a 2551 psi mientras que el punto de burbuja está a 195 psi. Si bien es cierto que el rango es amplio y que al momento se produce más agua que petróleo, quiere decir que las condiciones del pozo no son las ideales en cuanto a potencial se refiere.

A continuación analizaremos aquellos pozos que fueron perforados en el año 2011 y de los que sí teníamos los datos suficientes para realizar la gráfica del IPR; los mismos que son:

✓ AUC-54D

El IPR de este pozo es de 0,21 BBL/psi. A continuación presentamos el gráfico que corresponde:

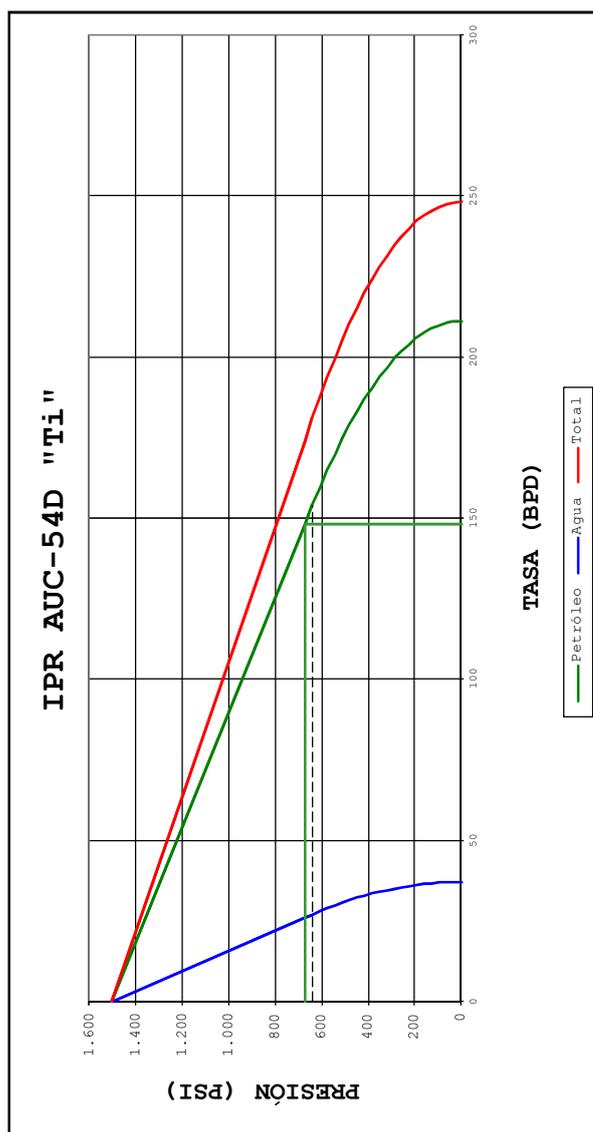


Figura 4.97 IPR del pozo AUC-54D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Este valor es uno de los más bajos para el IP de los pozos de nuestro estudio. Lo máximo que podemos conseguir de producción del mismo son 248 BFPD, representando 211 BPPD y 37 BAPF. Estos valores tan pequeños nos quieren decir que el potencial del pozo no es muy bueno. Sin embargo es un valor importante en el objetivo general de la industria petrolera. En la actualidad, la producción está en 148 BPPD y 26 BAPD, dando un total de 174 BFPD.

La curva de producción de agua no se encuentra muy alejada del eje de presión, lo que nos dice que el porcentaje de BSW es bajo (el mismo que está en 15%) y que no tenemos un contacto agua-petróleo cerca del intervalo productor.

En cuanto a la presión, se produce con 674 psi mientras que la de burbuja para esta arena es de 640 psi. La diferencia entre estos valores nos da apenas 34 psi; lo que quiere decir que estamos próximos a que fluya el gas de la formación por lo que se debe tomar las precauciones necesarias.

✓ AUC-58D

A continuación presentamos el gráfico que corresponde al IPR de este pozo:

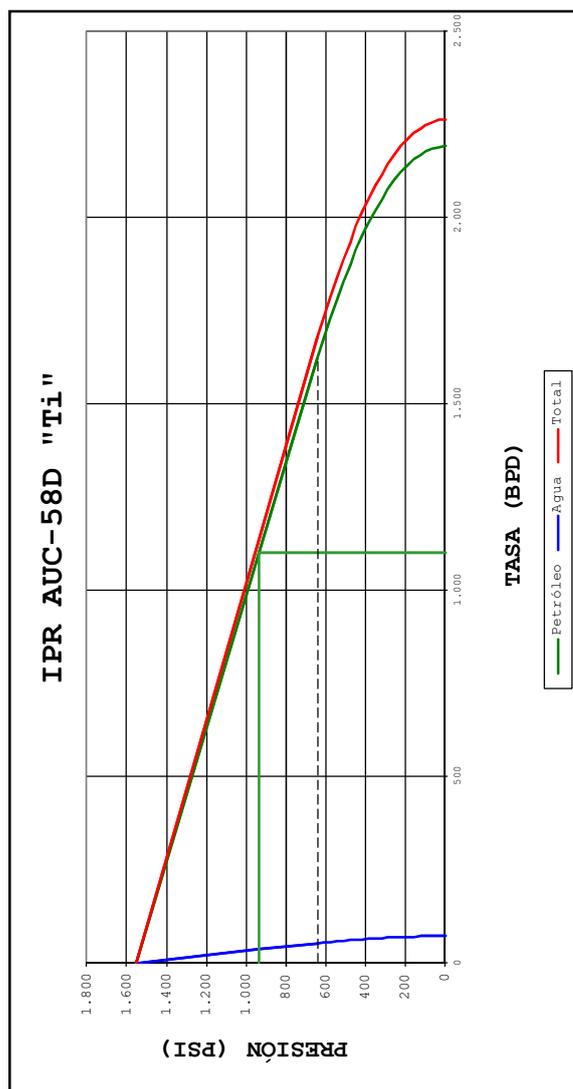


Figura 4.98 IPR del pozo AUC-58D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

El IPR es de 1,83 BBL/psi; el mismo que es un valor alto en el distrito amazónico ya que es mayor a 1. Vemos en la gráfica que podemos obtener 2263 BFPD, de los cuales 2191 BPPD y 72 BAPD; mientras que en la actualidad el pozo se encuentra produciendo 1136 BFPD siendo 1100 BPPD y apenas 36 BAPD. Con estos valores podemos deducir que el potencial del pozo es muy bueno.

Los 1136 BFPD que se obtienen en la actualidad son a una presión de 935 psi. La presión de burbuja de la arena “T” es de 640 psi, por lo que aún hay un rango de 295 psi dentro de los cuales el pozo puede seguir produciendo sin que la formación aporte gas.

La curva de producción de agua se encuentra muy cerca del eje vertical por lo que podemos concluir que el porcentaje de BSW es un valor bajo (y efectivamente así ocurre, las pruebas de producción registran 3%) y que el intervalo productor no se encuentra cerca de un contacto de agua-petróleo o este no existe.

✓ AUC-79D

El IPR de este pozo es de 7,11 BBL/psi. A continuación presentamos el gráfico que corresponde:

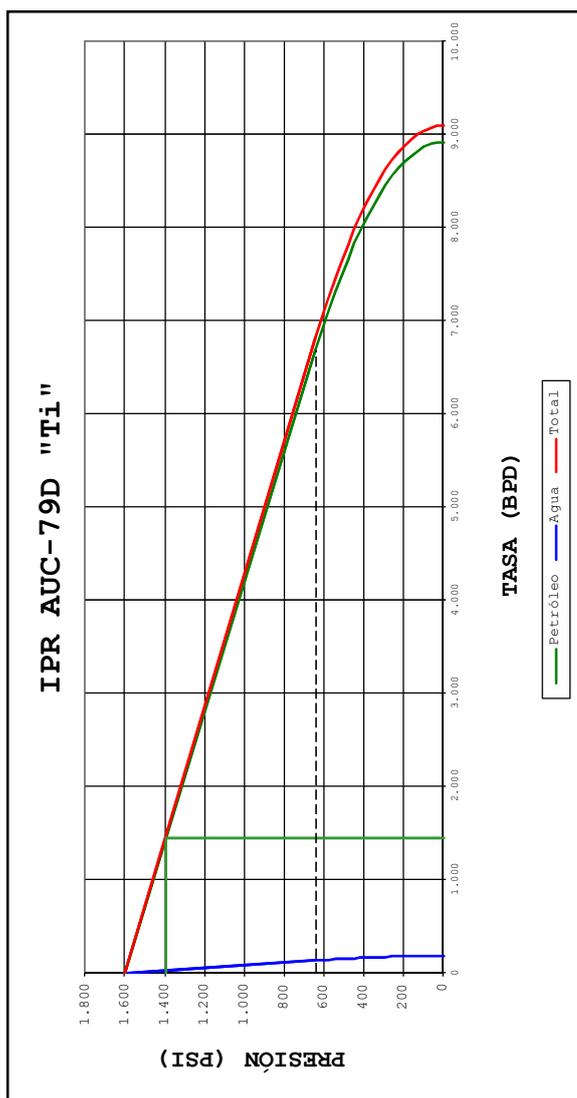


Figura 4.99 IPR del pozo AUC-79D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Que este pozo tenga un IPR tan alto, quiere decirnos que el potencial de producción es muy bueno. Esto lo detallamos a continuación: 9091 BFPD, 8913 BPPD y 178 BAPD. Como nos podemos dar cuenta, son valores altos, lo que significa que la arena productora tiene buenas reservas de fluidos almacenados en sus poros.

Por su parte, en la actualidad se están produciendo 1479 BFPD, de los cuales 1450 BPPD y 29 BAPD a una presión de 1391 psi. Mientras que la presión de burbuja para la arena "T" es de 640 psi; esto nos da un amplio rango de presión para producir (751 psi) antes de que la formación empiece a aportar gas a la producción.

La curva de producción de agua se encuentra muy cerca del eje vertical de presión, por lo que deducimos que el BSW de este pozo es bajo. Cosa que se confirma viendo el historial de producción, el cual registra un porcentaje del 2%. Adicional a esto, la cercanía de la curva con el eje, nos dice que no existe un contacto agua-petróleo cerca del intervalo productor.

✓ AUC-80D

El IPR de este pozo es de 1,42 BBL/psi. A continuación presentamos el gráfico que corresponde:

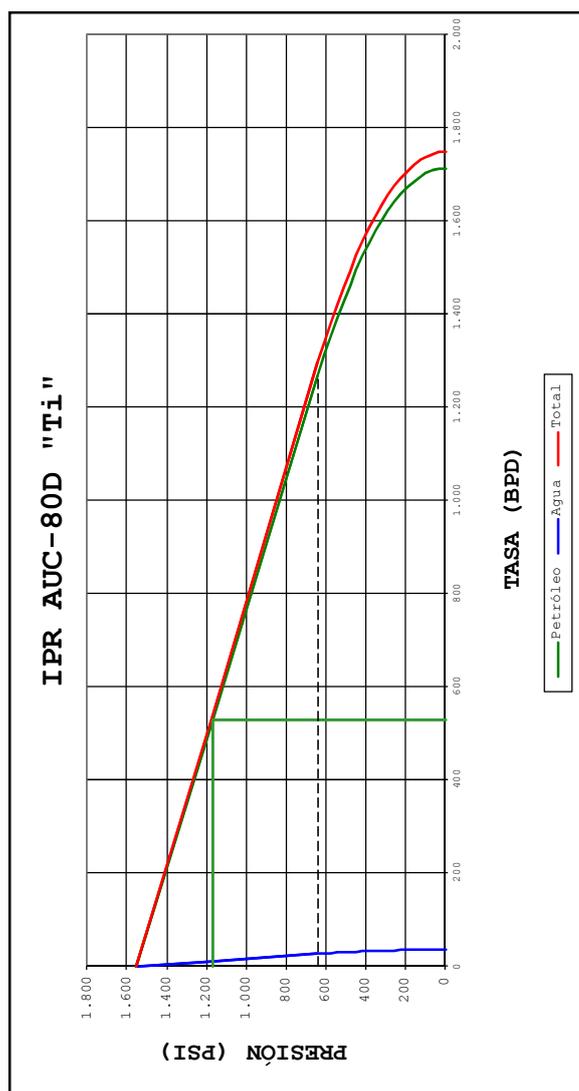


Figura 4.100 IPR del pozo AUC-80D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

El pozo tiene un potencial máximo de producción de 1748 BFPD, con 1712 BPPD y 36 BAPD. Por otra parte, la producción actual del pozo es de 540 BFPD, de los cuales 529 BPPD y 11 BAPD. Esto nos indica que estamos lejos de la producción teórica que podemos obtener de la arena y que las condiciones del pozo son factibles para incrementar el valor de barriles que se obtienen cada día.

En cuanto a la curva de producción de agua, esta se encuentra muy cercana al eje vertical, hecho que nos indica dos cosas:

- Estamos produciendo de un intervalo que se encuentra lejos del contacto agua-petróleo.
- El porcentaje de BSW es un valor bajo: las pruebas registran 2%

Tomando en cuenta el número de barriles producidos y el porcentaje de BSW, podemos concluir que este es un pozo rentable.

En cuanto al rango de operación, se está produciendo a 1170 psi mientras que el punto de burbuja está a 640 psi, lo que nos da un rango de 530 psi dentro de los cuales podemos trabajar sin preocuparnos porque la formación empiece a aportar gas a superficie.

✓ AUC-86D

El IPR de este pozo es de 1,65 BBL/psi. A continuación presentamos el gráfico que corresponde:

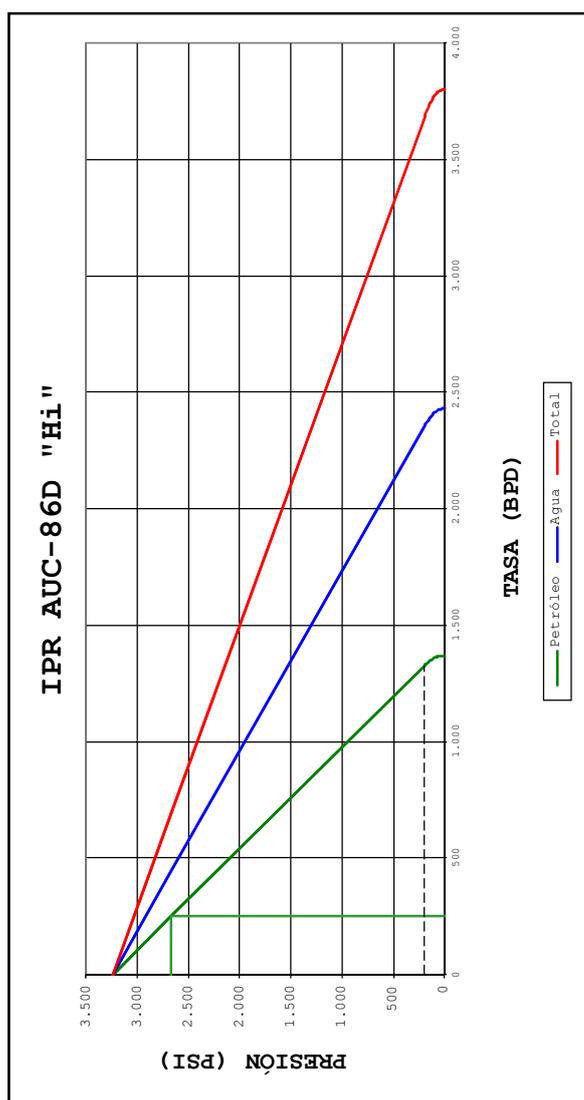


Figura 4.101 IPR del pozo AUC-86D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Este pozo tiene un potencial máximo de producción de 3801 BFPD, con 1370 BPPD y 2431 BAPD, el cual es muy bueno. Así mismo, el lado negativo de este pozo es que la mayor parte de producción que podemos obtener es de agua.

Analizando la actualidad, la producción del pozo es de 691 BFPD, de los cuales 249 BPPD y 442 BAPD. Esto nos indica que estamos lejos de obtener la producción teórica que puede darnos la arena y que también se podría incrementar el valor de barriles que se obtienen cada día.

En cuanto a la curva de producción de agua, esta se encuentra lejos del eje vertical y por delante de la curva de producción de petróleo, hecho que nos indica dos cosas: estamos produciendo de un intervalo que se encuentra cerca del contacto agua-petróleo y el porcentaje de BSW es un valor alto: las pruebas registran 64%. Tomando en cuenta el número de barriles obtenidos, la producción de este pozo es importante, a pesar de la mayoría de agua .

Hecho que concuerda con que la arena productora sea “Hi”. Debemos recordar que debajo de esta arena se encuentra un acuífero infinito que empuja hidráulicamente la producción hacia la superficie.

En cuanto al rango de operación, se está produciendo a 2672 psi mientras que el punto de burbuja está a 195 psi, lo que nos da un rango de 2477 psi dentro de los cuales podemos trabajar sin preocuparnos porque la formación empiece a aportar gas a superficie.

✓ AUC-91D

El IPR de este pozo es de 1,65 BBL/psi. A continuación presentamos el gráfico que corresponde:

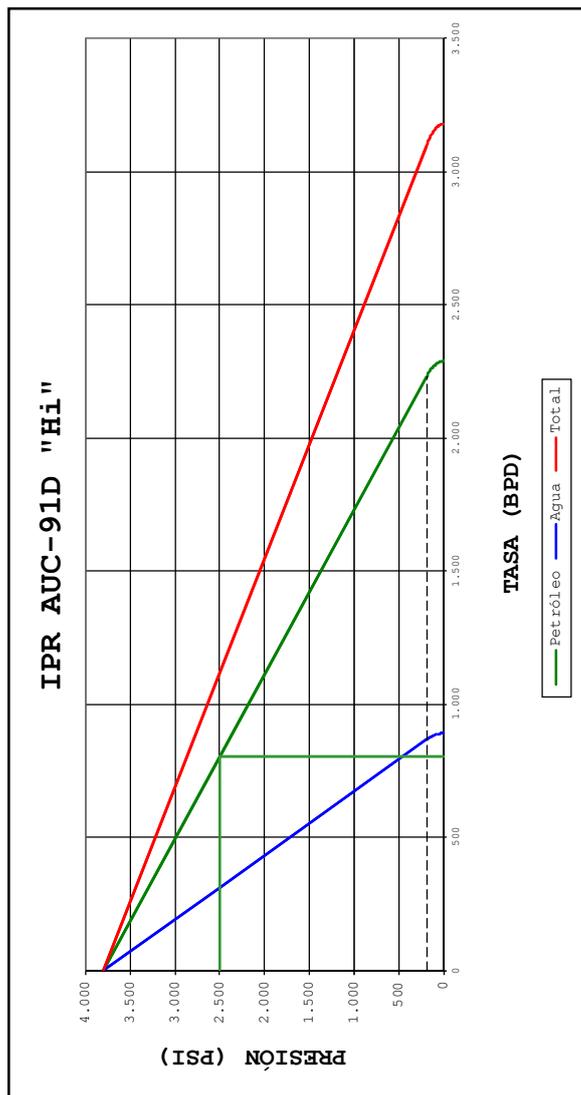


Figura 4.102 IPR del pozo AUC-91D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

El pozo tiene un potencial máximo de producción de 3181 BFPD, con 2290 BPPD y 891 BAPD, el cual es muy bueno. Por otra parte, la producción actual del pozo es de 1117 BFPD, de los cuales 804 BPPD y 313 BAPD. Esto nos indica que estamos lejos de la producción teórica que podemos obtener de la arena y que se podría incrementar el valor de barriles que se obtienen cada día.

En cuanto a la curva de producción de agua, esta se encuentra cercana al eje vertical, hecho que nos indica dos cosas:

- Estamos produciendo de un intervalo que se encuentra lejos del contacto agua-petróleo.
- El porcentaje de BSW es un valor medio: las pruebas registran 28%

Tomando en cuenta el número de barriles producidos y el porcentaje de BSW, podemos concluir que este es un pozo rentable.

En cuanto al rango de operación, se está produciendo a 2500 psi mientras que el punto de burbuja está a 195 psi, lo que nos da un rango de 2305 psi dentro de los cuales podemos trabajar sin preocuparnos porque la formación empiece a aportar gas a superficie.

4.6 TASA DE PRODUCCIÓN REAL Y TEORICA

En esta parte del capítulo, graficaremos la producción de agua, petróleo y de fluido reales para cada uno de nuestros pozos, así como también la producción máxima de fluido obtenida a partir del IPR analizado en el punto anterior (4.5).

Con estas gráficas podremos darnos cuenta a simple vista qué tan alejada de la producción máxima que el pozo nos puede aportar, estamos produciendo. Es importante que incluiremos las producciones reportadas hasta el 31 de diciembre del 2011, puesto que al momento de recolectar la información, los datos se encontraban en proceso de actualización y no estaban disponibles.

Comenzaremos con los pozos que fueron perforados en el año 2009:

✓ AUC-67D

La producción de este pozo la presentamos en la siguiente tabla:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-67D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
30/04/2009	717	546	382	164	30	16,9
02/05/2009	717	672	538	134	20	16,9
05/05/2009	717	698	558	140	20	16,9
20/05/2009	717	635	508	127	20	16,9
28/05/2009	717	652	522	130	20	16,9
05/06/2009	717	618	494	124	20	16,9
10/06/2009	717	615	492	123	20	16,9
20/06/2009	717	482	386	96	20	16,9
22/06/2009	717	574	459	115	20	16,9
04/07/2009	717	0	0	0	WO # 1 por bajo aislamiento	
14/07/2009	717	0	0	0		
16/07/2009	717	502	301	201	40	16,9
17/07/2009	717	502	402	100	20	16,9
18/07/2009	717	564	508	56	10	16,9
22/07/2009	717	541	487	54	10	16,9
31/07/2009	717	435	392	43	10	16,9
07/08/2009	717	445	401	44	10	16,9
11/08/2009	717	365	329	36	10	16,9
12/08/2009	717	349	314	35	10	16,9
13/08/2009	717	274	247	27	10	16,9
21/08/2009	717	329	296	33	10	16,9
28/08/2009	717	312	281	31	10	16,9
31/08/2009	717	298	292	6	2	16,9
11/09/2009	717	262	257	5	2	16,9
16/09/2009	717	263	258	5	2	16,9

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-67D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
21/09/2009	717	0	0	0	WO # 2 por fase a tierra	
19/11/2009	717	0	0	0		
21/11/2009	717	416	408	8	2	16,9
22/11/2009	717	325	260	65	20	16,9
23/11/2009	717	353	282	71	20	16,9
02/12/2009	717	314	251	63	20	16,9
18/12/2009	717	290	232	58	20	19
27/12/2009	717	269	215	54	20	19
08/01/2010	717	261	209	52	20	19
14/01/2010	717	252	247	5	2	19
28/01/2010	717	261	251	10	4	19
07/02/2010	717	282	271	11	4	19
21/02/2010	717	269	258	11	4	19
05/03/2010	717	261	251	10	4	19
07/04/2010	717	235	226	9	4	19
14/04/2010	717	196	188	8	4	22
17/04/2010	717	269	258	11	4	22
08/05/2010	717	216	207	9	4	22
07/06/2010	717	197	189	8	4	22
01/07/2010	717	273	262	11	4	22
08/07/2010	717	172	165	7	4	22
14/07/2010	717	159	153	6	4	22
18/07/2010	717	157	151	6	4	22
19/07/2010	717	261	251	10	4	22
29/07/2010	717	141	135	6	4	22

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-67D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
07/08/2010	717	153	147	6	4	22
11/08/2010	717	138	132	6	4	22
15/08/2010	717	156	150	6	4	22
23/08/2010	717	122	117	5	4	22
26/08/2010	717	136	131	5	4	22
29/08/2010	717	127	122	5	4	22
02/09/2010	717	94	90	4	4	22
19/09/2010	717	118	113	5	4	22
26/09/2010	717	138	132	6	4	22
27/09/2010	717	188	180	8	4	22
02/10/2010	717	125	120	5	4	22
04/10/2010	717	157	151	6	4	22
08/10/2010	717	131	126	5	4	22
12/10/2010	717	180	173	7	4	22
17/10/2010	717	178	158	7	4	22
23/10/2010	717	314	301	13	4	22
25/10/2010	717	282	271	11	4	22
07/11/2010	717	128	124	5	4	22
09/11/2010	717	314	301	13	4	22
18/11/2010	717	315	302	13	4	22
23/11/2010	717	245	235	10	4	22
01/12/2010	717	235	226	9	4	22
11/12/2010	717	186	179	7	4	22
24/01/2011	717	353	71	282	80	22
25/01/2011	717	353	141	212	60	22

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-67D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
26/01/2011	717	353	141	212	60	22
26/01/2011	717	353	282	71	20	22
31/01/2011	717	336	269	67	20	22
08/02/2011	717	437	350	87	20	22
15/02/2011	717	329	263	66	20	22
27/02/2011	717	292	234	58	20	22
08/03/2011	717	353	282	71	20	22
11/03/2011	717	314	251	63	20	22
18/03/2011	717	406	325	81	20	22
20/03/2011	717	254	203	51	20	22
29/03/2011	717	279	223	56	20	22
13/05/2011	717	277	222	55	20	22
22/06/2011	717	225	180	45	20	22
02/07/2011	717	235	188	47	20	22
17/07/2011	717	245	196	49	20	22
28/07/2011	717	207	166	41	20	22
19/08/2011	717	217	174	43	20	22
20/09/2011	717	204	163	41	20	22
29/09/2011	717	207	166	41	20	22
09/10/2011	717	225	180	45	20	19
10/10/2011	717	212	170	42	20	19
11/10/2011	717	245	196	49	20	19
12/10/2011	717	218	174	44	20	19
13/10/2011	717	206	165	41	20	19
16/10/2011	717	254	203	51	20	19

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-67D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
20/10/2011	717	217	213	4	2	19
25/10/2011	717	235	230	5	2	19
28/10/2011	717	212	208	4	2	19
01/11/2011	717	188	184	4	2	19
06/11/2011	717	137	134	3	2	19
13/11/2011	717	216	212	4	2	19
11/12/2011	717	216	212	4	2	19
14/12/2011	717	151	146	5	3	19
23/12/2011	717	123	121	2	2	19

Tabla 4.5 Historial de Producción del pozo AUC-67D

Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

La gráfica de producción de este pozo es la siguiente:

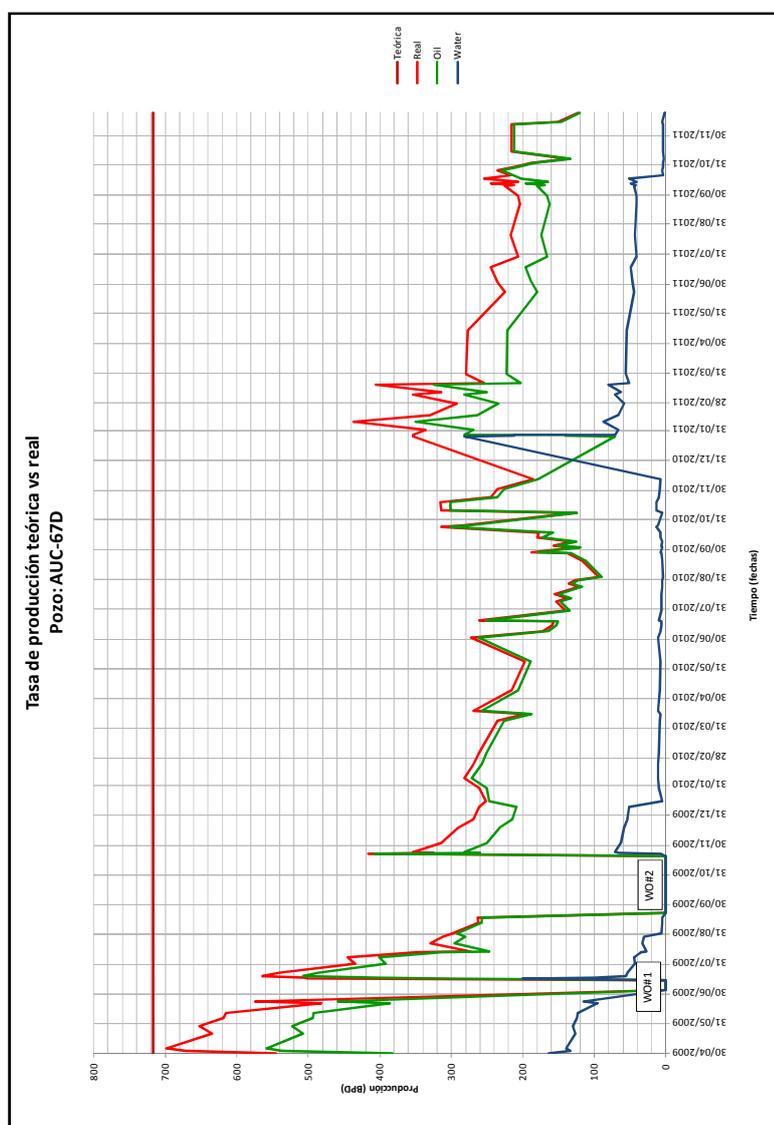


Figura 4.103 Producción real y teórica del pozo AUC-67D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Como podemos apreciar, la producción real de este pozo tiene varios altos y bajos. Dentro de las observaciones diarias en el reporte, vemos que el pozo entró a workover el 4 de julio de 2009 y sale el 14 del mismo mes por motivos de bajo balance. Antes de que entrara a trabajo de reacondicionamiento el BSW era del 20% y luego que saliera del mismo, el porcentaje bajó a 10. Esto lo vemos reflejado en los picos que presenta la parte inicial de la curva de producción de agua.

Luego el 21 de septiembre del mismo año, las fases del motor se fueron a tierra, motivo por el cual el pozo debió entrar a workover. Los trabajos finalizaron después de dos meses, periodo de tiempo dentro del cual se realizó el cambio de bomba de una P6X-H6 a una P4X-H6.

El pozo debió entrar a trabajos de reacondicionamiento una vez más desde el 9 de diciembre hasta el 14 del mismo mes, después del cual se debió esperar a que se establezca la producción del pozo.

Todos estos trabajos mencionados anteriormente contribuyeron a que la producción del pozo variara tanto como se presenta en la gráfica.

Es importante mencionar que por regulaciones del estado, jamás un pozo puede producir al máximo de su capacidad. La ARCH es la entidad reguladora que establece, luego de un análisis de las características del pozo, cuál es el valor de producción que se puede obtener.

✓ AUC-70D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-70D						
ARENA T						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
27/01/2011	420	169	166	3	2	20,2
30/01/2011	420	172	169	3	2	20,2
02/02/2011	420	151	148	3	2	20,2
12/02/2011	420	157	154	3	2	20,2
20/02/2011	420	127	124	3	2	20,2
28/02/2011	420	108	106	2	2	20,2
01/03/2011	420	122	120	2	2	20,2
06/03/2011	420	400	392	8	2	20,2
11/03/2011	420	332	325	7	2	20,2
17/02/2011	420	198	194	4	2	20,2
24/03/2011	420	303	297	6	2	20,2
26/03/2011	420	198	194	4	2	20,2
28/03/2011	420	296	290	6	2	20,2
05/04/2011	420	212	208	4	2	20,2
06/04/2011	420	220	216	4	2	20,2
09/04/2011	420	267	262	5	2	20,2
16/04/2011	420	212	208	4	2	20,2
21/04/2011	420	145	142	3	2	20,2
25/04/2011	420	143	140	3	2	20,2
01/05/2011	420	144	141	3	2	20,2
06/05/2011	420	128	125	3	2	20,2
09/05/2011	420	157	154	3	2	20,2
18/05/2011	420	106	104	2	2	20,2
23/05/2011	420	141	138	3	2	20,2
25/05/2011	420	212	208	4	2	20,2

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-70D						
ARENA T						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
26/05/2011	420	171	168	3	2	20,2
28/05/2011	420	30	29	1	2	20,2
30/05/2011	420	37	36	1	2	20,2
31/05/2011	420	270	265	5	2	20,2
01/06/2011	420	258	253	5	2	20,2
09/06/2011	420	359	352	7	2	20,2
12/06/2011	420	314	308	6	2	20,2
13/06/2011	420	191	187	4	2	20,2
15/06/2011	420	306	300	6	2	32,2
17/06/2011	420	210	206	4	2	32,2
19/06/2011	420	400	392	8	2	32,2
21/06/2011	420	212	208	4	2	32,2
28/06/2011	420	196	192	4	2	20,2
30/06/2011	420	199	195	4	2	20,2
07/07/2011	420	189	185	4	2	20,2
09/07/2011	420	188	184	4	2	20,2
11/07/2011	420	200	196	4	2	20,7
12/07/2011	420	180	176	4	2	20,7
20/07/2011	420	168	165	3	2	20,7
21/07/2011	420	153	150	3	2	20,7
28/07/2011	420	127	124	3	2	20,7
01/08/2011	420	165	162	3	2	20,7
09/08/2011	420	255	250	5	2	20,7
10/08/2011	420	127	124	3	2	20,7
11/08/2011	420	150	147	3	2	20,7

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-70D						
ARENA T						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
29/09/2011	420	158	154	4	2	20,7
30/09/2011	420	101	99	2	2	20,7
01/10/2011	420	101	99	2	2	20,7
02/10/2011	420	309	303	6	2	20,7
03/10/2011	420	192	188	4	2	20,7
04/10/2011	420	235	230	5	2	20,7
09/10/2011	420	180	176	4	2	20,7
15/10/2011	420	381	373	8	2	19,6
19/10/2011	420	220	216	4	2	19,6
27/10/2011	420	180	176	4	2	19,6
03/11/2011	420	220	216	4	2	19,6
09/11/2011	420	270	265	5	2	19,6
12/11/2011	420	98	96	2	2	19,6
15/11/2011	420	100	98	2	2	19,6
19/08/2011	420	137	134	3	2	20,7
21/08/2011	420	167	164	3	2	20,7
24/08/2011	420	108	106	2	2	20,7
25/08/2011	420	165	162	3	2	20,7
27/08/2011	420	132	129	3	2	20,7
30/08/2011	420	150	147	3	2	20,7
04/09/2011	420	157	154	3	2	20,7
10/09/2011	420	155	152	3	2	20,7
17/09/2011	420	188	184	4	2	20,7
23/09/2011	420	188	184	4	2	20,7
27/09/2011	420	155	152	3	2	20,7

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-70D						
ARENA T						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
17/11/2011	420	108	106	2	2	19,6
25/11/2011	420	82	80	2	2	19,6
29/11/2011	420	91	89	2	2	19,6

Tabla 4.6 Historial de Producción del pozo AUC-70D
Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

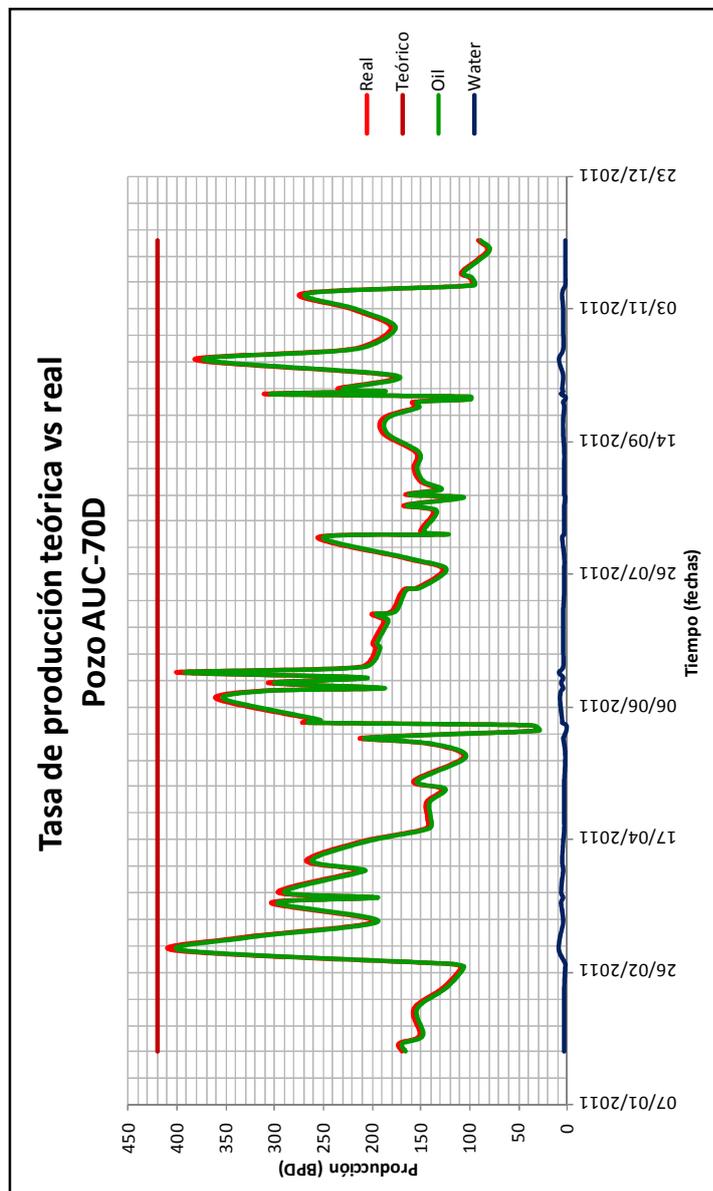


Figura 4.104 Producción real y teórica del pozo AUC-70D
 Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

En términos generales, viendo el gráfico, podemos decir que en cuanto a aporte, este pozo es muy bueno puesto que no hay mayor diferencia entre las curvas de producción de petróleo y la de fluido total. Esto se interpreta como que el porcentaje de BSW es bajo, ya que no hay mucha producción de agua.

Luego de la completación y pruebas iniciales que finalizaron el 21/03/2009, el pozo queda produciendo con una bomba DN725; la misma que sólo 2 semanas después (el 03/04/2009) se bloquea por el flujo del gas y no aporta a superficie. Se procede a inyectar JP1, prueban las presiones y el pozo comienza a aportar sin novedades.

En menos de 2 semanas, se realiza una estimulación a la arena T, la cual no resulta y se suspende el workover.

Se decide cambiar de arena (“U”) y se procede a evaluar con unidad MTU. Luego de 4 días de evaluación, se cierra el pozo para tomar un build up; el mismo que termina al día.

El pozo sale del primer workover y se cambia la bomba por una DN1100. Se vuelve a realizar un segundo workover y se realiza otro cambio de bomba por una TD460, que es con la que está produciendo en la actualidad.

Todos estos trabajos realizados al pozo son los que se ven reflejados en los aumentos y descensos de la producción. La inyección de JP1 produce un incremento en la producción, así como también después de los workover, una vez lograda la estabilidad en la producción del pozo.

✓ AUC-73D

La siguiente tabla muestra el historial de producción para el pozo AUC-73D:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-73D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
19/05/2009	327	298	283	15	5	18,9
24/05/2009	327	308	293	15	5	18,9
27/05/2009	327	300	285	15	5	18,9
02/06/2009	327	314	298	16	5	18,9
29/06/2009	327	286	272	14	5	18,9
01/07/2009	327	0	0	0	Limpieza	
03/07/2009	327	0	0	0	BES	
07/07/2009	327	326	310	16	5	18,9
08/07/2009	327	303	288	15	5	18,9
16/07/2009	327	255	242	13	5	18,9
18/07/2009	327	206	196	10	5	18,9
22/07/2009	327	209	199	10	5	18,9
25/07/2009	327	206	196	10	5	18,9
25/07/2009	327	200	190	10	5	18,9
26/07/2009	327	178	169	9	5	18,9
28/07/2009	327	153	145	8	5	18,9
28/08/2009	327	298	283	15	5	18,9
30/08/2009	327	282	268	14	5	18,9
06/09/2009	327	309	294	15	5	18,9
10/09/2009	327	298	283	15	5	18,9
24/09/2009	327	285	271	14	5	18,9
28/09/2009	327	253	240	13	5	18,9
30/09/2009	327	247	235	12	5	18,9
02/10/2009	327	287	273	14	5	18,9
05/10/2009	327	268	255	13	5	19

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-73D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
14/06/2010	327	286	277	9	3	19
09/07/2010	327	300	291	9	3	19
12/07/2010	327	232	225	7	3	19
13/07/2010	327	206	200	6	3	19
15/07/2010	327	195	189	6	3	19
16/07/2010	327	235	228	7	3	19
17/07/2010	327	249	242	7	3	19
23/07/2010	327	206	200	6	3	19
27/07/2010	327	214	208	6	3	19
04/08/2010	327	303	294	9	3	19
14/08/2010	327	255	247	8	3	19
17/08/2010	327	247	240	7	3	19
06/09/2010	327	318	308	10	3	19
10/09/2010	327	188	182	6	3	19
14/09/2010	327	306	297	9	3	19
16/09/2010	327	311	302	9	3	19
25/09/2010	327	235	228	7	3	19
29/09/2010	327	222	215	7	3	19
03/10/2010	327	257	249	8	3	19
13/10/2010	327	262	254	8	3	19
20/10/2010	327	303	294	9	3	19
27/10/2010	327	285	276	9	3	19
03/11/2010	327	275	267	8	3	19
10/11/2010	327	206	200	6	3	19
17/11/2010	327	151	146	5	3	19

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-73D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
10/10/2009	327	265	252	13	3	19
18/10/2009	327	0	0	0	MPG	
03/11/2009	327	0	0	0		
04/11/2009	327	318	308	10	3	19
05/11/2009	327	286	277	9	3	19
06/11/2009	327	300	291	9	3	19
07/11/2009	327	232	225	7	3	19
11/11/2009	327	206	200	6	3	19
13/11/2009	327	195	189	6	3	19
16/11/2009	327	235	228	7	3	19
22/11/2009	327	318	308	10	3	19
29/11/2009	327	286	277	9	3	19
06/12/2009	327	300	291	9	3	19
14/12/2009	327	232	225	7	3	19
18/12/2009	327	206	200	6	3	19
28/12/2009	327	195	189	6	3	19
01/01/2010	327	235	228	7	3	19
05/01/2010	327	318	308	10	3	19
09/01/2010	327	286	277	9	3	19
11/01/2010	327	300	291	9	3	19
13/01/2010	327	232	225	7	3	24
16/01/2010	327	206	200	6	3	24
31/01/2010	327	195	189	6	3	24
09/02/2010	327	235	228	7	3	24
24/02/2010	327	285	276	9	3	24

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-73D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
28/03/2010	327	275	267	8	3	19
02/04/2010	327	206	200	6	3	19
05/04/2010	327	151	146	5	3	19
11/04/2010	327	176	171	5	3	19
15/04/2010	327	293	284	9	3	19
13/05/2010	327	318	308	10	3	19
14/06/2010	327	286	277	9	3	19
09/07/2010	327	300	291	9	3	19
12/07/2010	327	232	225	7	3	19
13/07/2010	327	206	200	6	3	19
15/07/2010	327	195	189	6	3	19
16/07/2010	327	235	228	7	3	19
17/07/2010	327	249	242	7	3	19
23/07/2010	327	206	200	6	3	19
27/07/2010	327	214	208	6	3	19
04/08/2010	327	303	294	9	3	19
14/08/2010	327	255	247	8	3	19
17/08/2010	327	247	240	7	3	19
06/09/2010	327	318	308	10	3	19
10/09/2010	327	188	182	6	3	19
14/09/2010	327	306	297	9	3	19
16/09/2010	327	311	302	9	3	19
25/09/2010	327	235	228	7	3	19
29/09/2010	327	222	215	7	3	19
03/10/2010	327	257	249	8	3	19

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-73D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
13/10/2010	327	262	254	8	3	19
20/10/2010	327	303	294	9	3	19
27/10/2010	327	285	276	9	3	19
03/11/2010	327	275	267	8	3	19
10/11/2010	327	206	200	6	3	19
17/11/2010	327	151	146	5	3	19
19/11/2010	327	176	171	5	3	19
21/11/2010	327	293	284	9	3	19
25/11/2010	327	259	251	8	3	19
30/11/2010	327	327	317	10	3	19
01/12/2010	327	230	223	7	3	19
06/12/2010	327	268	260	8	3	19
11/12/2010	327	245	238	7	3	19
15/12/2010	327	262	254	8	3	19
19/12/2010	327	309	300	9	3	19
22/12/2010	327	268	260	8	3	19
03/01/2011	327	279	271	8	3	19
08/01/2011	327	185	179	6	3	19
11/01/2011	327	247	240	7	3	19
18/01/2011	327	306	297	9	3	19
23/01/2011	327	256	248	8	3	19
30/01/2011	327	297	288	9	3	19
03/02/2011	327	235	228	7	3	19
09/02/2011	327	209	203	6	3	19
11/02/2011	327	276	268	8	3	19

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-73D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
21/02/2011	327	268	260	8	3	19
06/03/2011	327	268	260	8	3	24
10/03/2011	327	206	200	6	3	24
25/03/2011	327	273	265	8	3	24
27/03/2011	327	182	177	5	3	24
30/03/2011	327	197	191	6	3	24
11/05/2011	327	247	240	7	3	24
16/06/2011	327	291	282	9	3	24
16/07/2011	327	268	260	8	3	24
31/07/2011	327	303	294	9	3	24
29/08/2011	327	268	260	8	3	24
23/09/2011	327	286	277	9	3	24
28/09/2011	327	230	223	7	3	24
01/10/2011	327	294	285	9	3	24
02/10/2011	327	287	278	9	3	24
03/10/2011	327	270	262	8	3	24
04/10/2011	327	297	288	9	3	24
05/10/2011	327	299	290	9	3	24
06/10/2011	327	318	308	10	3	24
07/10/2011	327	274	266	8	3	24
08/10/2011	327	306	297	9	3	19
10/10/2011	327	286	277	9	3	19
12/10/2011	327	183	178	5	3	19
13/10/2011	327	294	285	9	3	19
15/10/2011	327	276	268	8	3	19

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-73D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
16/10/2011	327	286	277	9	3	19
17/10/2011	327	289	280	9	3	19
18/10/2011	327	291	282	9	3	19
19/10/2011	327	276	268	8	3	19
24/10/2011	327	261	253	8	3	19
05/11/2011	327	283	275	8	3	19
13/11/2011	327	267	259	8	3	19
17/11/2011	327	276	268	8	3	19
03/12/2011	327	274	266	8	3	19
05/12/2011	327	286	277	9	3	19
11/12/2011	327	282	274	8	3	19

Tabla 4.7 Historial de Producción del pozo AUC-73D

Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

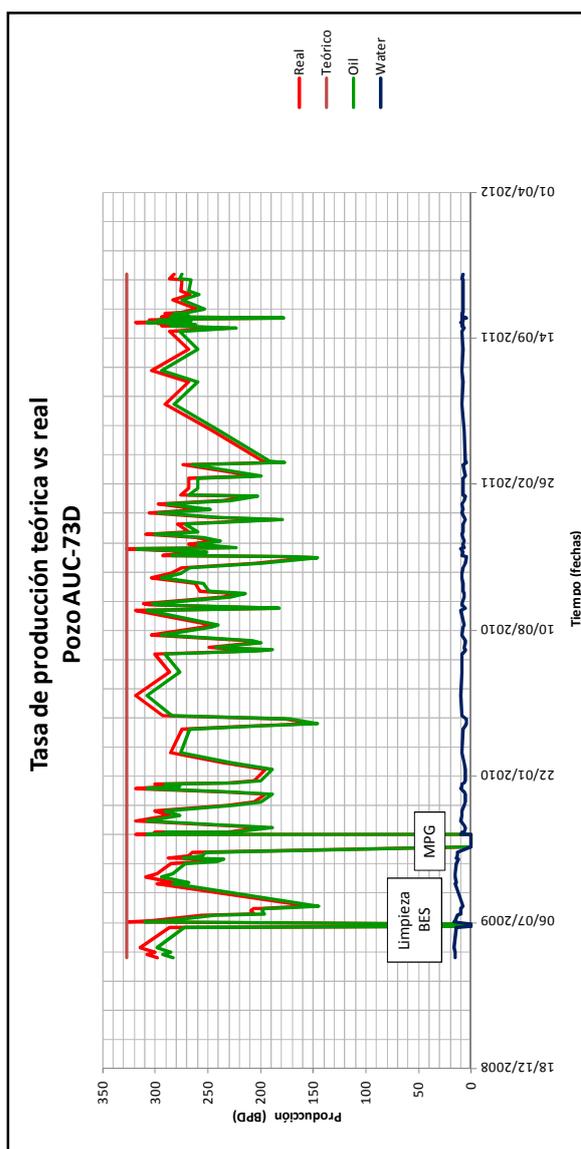


Figura 4.105 Producción real y teórica del pozo AUC-73D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Al igual que el pozo anterior, nos damos cuenta que la producción total de fluidos es ligeramente mayor que la producción de crudo; lo que nos indica que el corte de agua es pequeño.

El pozo es completado inicialmente con una bomba P4-XH6, la misma a la que se le realiza 2 limpiezas: la primera con solventes y la segunda con ácido clorhídrico (HCl) y solventes.

Luego de 2 meses y medio de estar en actividad, una fase se va a tierra, por lo que se inicia el workover para realizar el cambio de bomba. De la P4X-H6 inicial, hoy en día este pozo se encuentra produciendo con una bomba CTP8X.

✓ AUC-75D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-75D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
06/04/2009	809	635	572	63	10	21
07/04/2009	809	670	603	67	10	21
07/04/2009	809	670	650	20	3	21
14/04/2009	809	739	717	22	3	21
19/04/2009	809	766	743	23	3	21
25/04/2009	809	766	743	23	3	21
30/04/2009	809	784	760	24	3	21
14/05/2009	809	757	734	23	3	21
17/05/2009	809	781	758	23	3	21
23/05/2009	809	766	743	23	3	21
27/05/2009	809	690	669	21	3	21
03/06/2009	809	711	690	21	3	21
08/06/2009	809	735	713	22	3	21
09/06/2009	809	690	669	21	3	21
19/06/2009	809	753	730	23	3	21
01/07/2009	809	753	730	23	3	21
03/07/2009	809	710	689	21	3	21
16/07/2009	809	682	662	20	3	21
20/07/2009	809	692	671	21	3	21
02/08/2009	809	751	728	23	3	21
11/08/2009	809	652	632	20	3	21
18/08/2009	809	783	760	23	3	21
19/08/2009	809	588	570	18	3	21
26/08/2009	809	627	608	19	3	21
31/08/2009	809	635	616	19	3	21

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-75D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
02/09/2009	809	612	594	18	3	21
13/09/2009	809	725	703	22	3	21
18/09/2009	809	733	711	22	3	21
19/09/2009	809	627	608	19	3	21
26/09/2009	809	678	658	20	3	21
02/10/2009	809	684	663	21	3	21
09/10/2009	809	686	665	21	3	21
10/10/2009	809	674	654	20	3	21
14/10/2009	809	647	628	19	3	21
21/10/2009	809	698	677	21	3	21
26/10/2009	809	667	647	20	3	21
29/10/2009	809	625	606	19	3	21
01/11/2009	809	564	547	17	3	21
03/11/2009	809	521	505	16	3	21
05/11/2009	809	655	635	20	3	21
12/11/2009	809	679	659	20	3	21
04/12/2009	809	705	684	21	3	21
09/12/2009	809	688	667	21	3	21
12/12/2009	809	644	625	19	3	21
17/12/2009	809	672	652	20	3	21
27/12/2009	809	680	660	20	3	18,8
05/01/2010	809	659	639	20	3	18,8
16/01/2010	809	653	633	20	3	18,8
30/01/2010	809	680	660	20	3	18,8
17/02/2010	809	623	604	19	3	18,5

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-75D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
29/03/2010	809	596	578	18	3	18,5
02/04/2010	809	732	710	22	3	18
12/04/2010	809	499	484	15	3	18
05/05/2010	809	522	506	16	3	18
24/05/2010	809	564	547	17	3	18
14/06/2010	809	569	552	17	3	18
02/07/2010	809	437	424	13	3	18
06/07/2010	809	0	0	0	WO # 1	
11/07/2010	809	0	0	0		
12/07/2010	809	408	396	12	3	18
13/07/2010	809	398	390	8	2	18
15/07/2010	809	391	313	78	20	18
16/07/2010	809	392	357	35	9	18
17/07/2010	809	392	357	35	9	18
21/07/2010	809	418	380	38	9	18
22/07/2010	809	391	356	35	9	18
23/07/2010	809	392	357	35	9	18
27/07/2010	809	423	385	38	9	18
02/08/2010	809	463	421	42	9	18
09/08/2010	809	504	459	45	9	18,1
16/08/2010	809	499	454	45	9	18,1
17/08/2010	809	418	380	38	9	18,1
22/08/2010	809	505	460	45	9	18,1
27/08/2010	809	522	475	47	9	18
02/09/2010	809	484	440	44	9	18

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-75D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
12/09/2010	809	549	500	49	9	18
20/09/2010	809	538	490	48	9	18
25/09/2010	809	564	513	51	9	18
30/09/2010	809	484	440	44	9	18
05/10/2010	809	496	451	45	9	18
13/10/2010	809	442	402	40	9	18
14/10/2010	809	392	357	35	9	18
18/10/2010	809	340	309	31	9	18
23/10/2010	809	470	428	42	9	18
26/10/2010	809	531	483	48	9	18
04/11/2010	809	597	543	54	9	18
05/11/2010	809	564	513	51	9	18
17/11/2010	809	503	458	45	9	18
24/11/2010	809	498	453	45	9	18
28/11/2010	809	498	453	45	9	18
30/11/2010	809	470	428	42	9	18
05/12/2010	809	503	458	45	9	18
08/12/2010	809	470	428	42	9	18
17/12/2010	809	470	428	42	9	18
23/12/2010	809	312	284	28	9	18
23/12/2010	809	521	474	47	9	18
27/12/2010	809	403	367	36	9	18
07/01/2011	809	457	416	41	9	18
12/01/2011	809	492	448	44	9	18
16/01/2011	809	470	428	42	9	18

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-75D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
25/01/2011	809	470	428	42	9	18
28/01/2011	809	457	416	41	9	18
30/01/2011	809	403	367	36	9	18
01/02/2011	809	403	367	36	9	18
08/02/2011	809	398	362	36	9	18
14/02/2011	809	403	367	36	9	18
16/02/2011	809	403	367	36	9	18
26/02/2011	809	470	428	42	9	18
04/03/2011	809	461	420	41	9	18
17/03/2011	809	514	468	46	9	18,5
23/03/2011	809	489	445	44	9	18,5
30/03/2011	809	489	445	44	9	18,5
03/05/2011	809	515	469	46	9	18,5
10/05/2011	809	336	306	30	9	18,5
14/06/2011	809	336	306	30	9	18,5
02/07/2011	809	517	414	103	20	19,5
12/07/2011	809	0	0	0		
17/07/2011	809	0	0	0	MPG	
18/07/2011	809	514	411	103	20	19,5
30/07/2011	809	524	419	105	20	19,5
05/08/2011	809	496	397	99	20	19,5
25/09/2011	809	560	448	112	20	19
26/09/2011	809	512	410	102	20	18,5
02/10/2011	809	558	446	112	20	18,5
06/10/2011	809	491	393	98	20	19

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-75D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
15/10/2011	809	564	451	113	20	19
19/10/2011	809	563	450	113	20	18,6
01/11/2011	809	575	460	115	20	18,6
06/11/2011	809	455	364	91	20	18,6
21/11/2011	809	404	323	81	20	18,6
05/12/2011	809	574	459	115	20	18,6
10/12/2011	809	562	450	112	20	18,6
21/12/2011	809	553	442	111	20	18,6

Tabla 4.8 Historial de Producción del pozo AUC-75D
Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

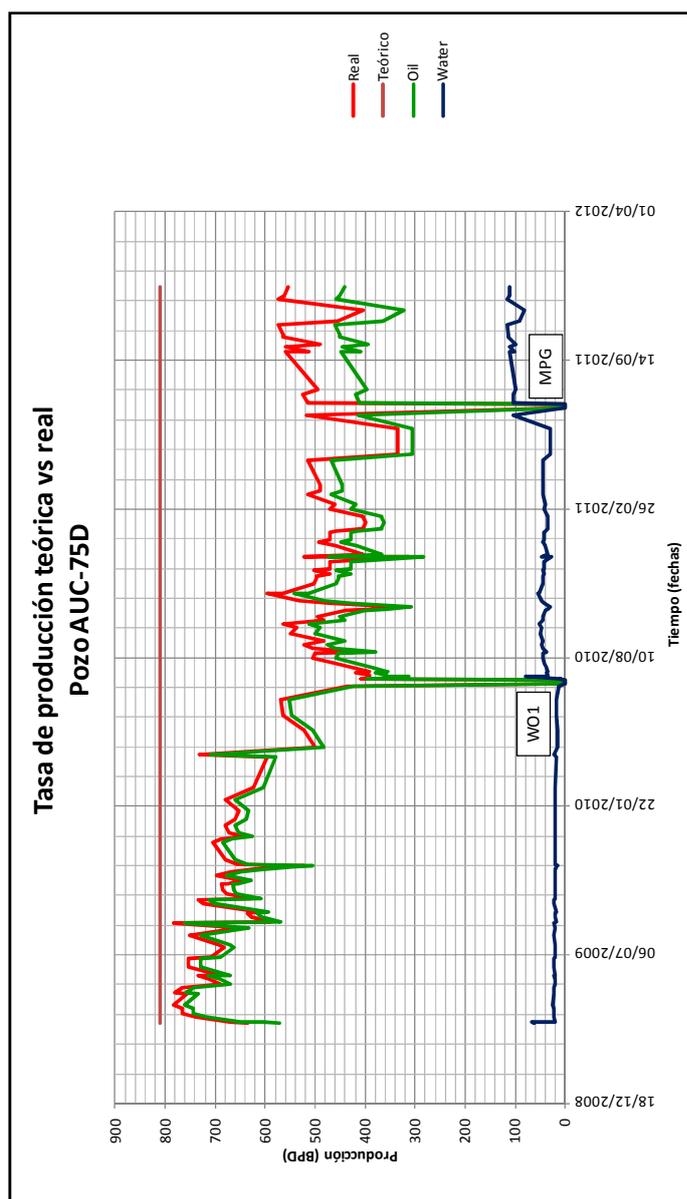


Figura 4.106 Producción real y teórica del pozo AUC-75D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

La gráfica de la producción de agua presenta 3 tramos diferenciados. El primero se encuentra un poco más abajo que el segundo y éste a su vez es menor que el tercer tramo, por lo que podemos decir que desde que comenzó la vida productiva del pozo, el BSW ha ido incrementando. En el historial de producción vemos que inicialmente era del 3%, pasó a ser el 9% y hasta finales del año 2011, estaba en 20%.

Inicialmente el pozo fue completado con una bomba P8X-H6, la misma que luego debió ser reparada en el workover # 1. Finalizado este procedimiento se bajó la misma bomba y es la que en la actualidad se encuentra produciendo en el AUC-75D.

La segunda vez que se ha cerrado este pozo fue para realizarle un mantenimiento preventivo al generador.

✓ AUC-76D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-76D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
17/08/2009	541	523	418	105	20	18
18/08/2009	541	423	402	21	5	18
20/08/2009	541	496	471	25	5	18
29/08/2009	541	523	497	26	5	18
03/09/2009	541	484	460	24	5	18
05/09/2009	541	437	415	22	5	18
06/09/2009	541	470	447	23	5	18
10/09/2009	541	470	447	23	5	18
15/09/2009	541	471	447	24	5	18
22/09/2009	541	470	447	23	5	18
27/09/2009	541	450	428	22	5	18
04/10/2009	541	450	428	22	5	18
06/10/2009	541	470	447	23	5	18
10/10/2009	541	410	390	20	5	18
16/10/2009	541	470	447	23	5	18
23/10/2009	541	405	385	20	5	18
29/10/2009	541	419	398	21	5	18
13/11/2009	541	418	397	21	5	18
28/11/2009	541	423	402	21	5	18,5
08/12/2009	541	392	372	20	5	18,5
23/12/2009	541	412	391	21	5	18,5
05/01/2010	541	365	347	18	5	18,5
13/01/2010	541	443	421	22	5	18,6
24/01/2010	541	381	362	19	5	19
28/01/2010	541	344	327	17	5	19

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-76D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
25/02/2010	541	329	313	16	5	18,7
21/03/2010	541	353	335	18	5	18,7
04/04/2010	541	407	387	20	5	19
11/04/2010	541	314	298	16	5	19
13/04/2010	541	418	397	21	5	19
22/05/2010	541	353	335	18	5	19
08/06/2010	541	295	280	15	5	19
02/07/2010	541	313	297	16	5	19
16/07/2010	541	341	324	17	5	19
22/07/2010	541	332	315	17	5	19
28/07/2010	541	259	246	13	5	19
03/08/2010	541	343	326	17	5	19
09/08/2010	541	314	298	16	5	19
14/08/2010	541	276	262	14	5	19
20/08/2010	541	300	285	15	5	19
26/08/2010	541	332	315	17	5	19
01/09/2010	541	327	311	16	5	19
19/09/2010	541	488	464	24	5	19
25/09/2010	541	336	319	17	5	19
04/10/2010	541	358	340	18	5	19
17/10/2010	541	366	349	17	5	19
26/10/2010	541	332	315	17	5	19
28/10/2010	541	341	324	17	5	19
03/11/2010	541	336	319	17	5	19
10/11/2010	541	286	272	14	5	19

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-76D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
13/11/2010	541	343	326	17	5	19
14/11/2010	541	360	342	18	5	19
16/11/2010	541	343	326	17	5	19
01/12/2010	541	314	298	16	5	19
04/12/2010	541	344	327	17	5	19
06/12/2010	541	315	299	16	5	19
12/12/2010	541	314	298	16	5	19
19/12/2010	541	286	272	14	5	19
27/12/2010	541	321	305	16	5	19
01/01/2011	541	453	430	23	5	19
11/01/2011	541	306	291	15	5	19
16/01/2011	541	325	309	16	5	19
20/01/2011	541	319	303	16	5	19
23/01/2011	541	315	299	16	5	19
31/01/2011	541	292	277	15	5	19
06/02/2011	541	290	275	15	5	19
07/02/2011	541	329	313	16	5	19
10/02/2011	541	292	277	15	5	19
16/02/2011	541	315	299	16	5	19
28/02/2011	541	253	240	13	5	19
07/03/2011	541	400	380	20	5	19
11/03/2011	541	265	252	13	5	19
20/03/2011	541	400	380	20	5	19
28/03/2011	541	362	344	18	5	19
01/05/2011	541	334	317	17	5	19

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-76D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
06/05/2011	541	310	295	15	5	19
16/06/2011	541	315	299	16	5	19
14/07/2011	541	343	326	17	5	19
27/07/2011	541	316	300	16	5	19
24/08/2011	541	343	326	17	5	19
24/09/2011	541	334	317	17	5	19
28/09/2011	541	365	347	18	5	19
05/10/2011	541	372	353	19	5	19
10/10/2011	541	353	335	18	5	19
11/10/2011	541	381	362	19	5	19
16/10/2011	541	357	339	18	5	19
20/10/2011	541	345	328	17	5	17,9
28/10/2011	541	353	335	18	5	17,9
01/11/2011	541	488	464	24	5	17,9
05/11/2011	541	418	397	21	5	17,9
10/11/2011	541	353	335	18	5	17,9
20/11/2011	541	361	343	18	5	17,9
04/12/2011	541	349	332	17	5	17,9
09/12/2011	541	356	338	18	5	17,9
22/12/2011	541	365	347	18	5	17,9

Tabla 4.9 Historial de Producción del pozo AUC-76D

Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

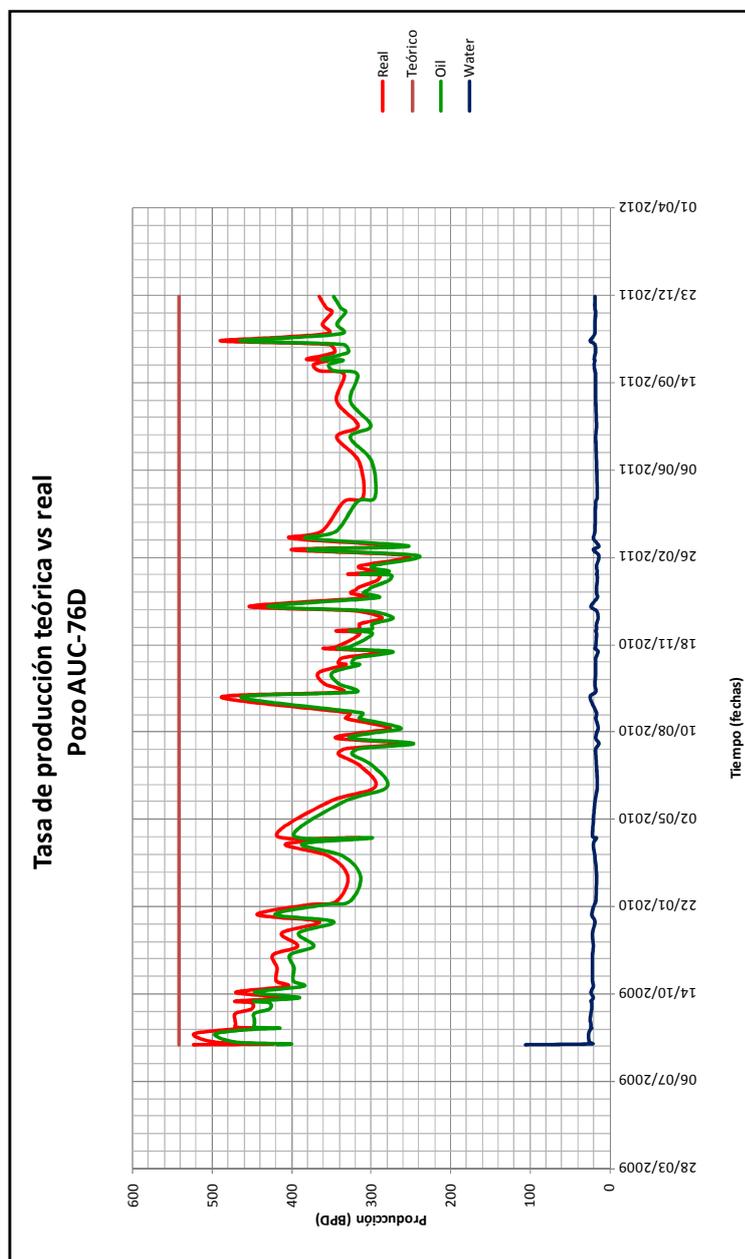


Figura 4.107 Producción real y teórica del pozo AUC-76D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Desde que se completó el pozo hasta la actualidad se encuentra produciendo con la misma bomba: una DN725.

A partir de la gráfica que el porcentaje de BSW en el AUC-76D se ha mantenido prácticamente constante en 5%. Esto ha ayudado a que la producción total de fluido sea en su mayoría petróleo, lo que lo convierte en un pozo rentable económicamente hablando.

En toda la vida productora del pozo, no se le ha realizado ningún trabajo de mantenimiento, lo que nos indica que en el subsuelo los equipos están funcionando correctamente.

✓ AUC-77D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-77D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
25/09/2009	554	550	534	16	3	27
29/09/2009	554	534	518	16	3	27
04/10/2009	554	521	505	16	3	27
08/10/2009	554	549	533	16	3	27
12/10/2009	554	549	533	16	3	27
25/10/2009	554	529	513	16	3	27
29/10/2009	554	504	489	15	3	27
06/11/2009	554	549	533	16	3	27
13/11/2009	554	502	487	15	3	27
26/11/2009	554	470	456	14	3	27
04/12/2009	554	470	456	14	3	27
12/12/2009	554	419	416	3	3	27
13/12/2009	554	425	412	13	3	27
20/12/2009	554	510	495	15	3	18,5
04/01/2010	554	470	456	14	3	18,5
11/01/2010	554	365	354	11	3	18,5
16/01/2010	554	384	372	12	3	18,5
29/01/2010	554	417	404	13	3	18,5
20/02/2010	554	419	406	13	3	18,7
16/03/2010	554	392	380	12	3	18,7
10/04/2010	554	381	370	11	3	18,7
02/05/2010	554	366	355	11	3	18,7
09/05/2010	554	392	380	12	3	18,5
16/06/2010	554	315	306	9	3	18,5
01/07/2010	554	355	344	11	3	19

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-77D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
21/07/2010	554	314	305	9	3	19
24/07/2010	554	523	507	16	3	19
28/07/2010	554	345	335	10	3	19
04/08/2010	554	414	402	12	3	18
11/08/2010	554	263	255	8	3	19
12/08/2010	554	254	246	8	3	19
14/08/2010	554	282	274	8	3	19
15/08/2010	554	249	242	7	3	19
16/08/2010	554	353	342	11	3	19
21/08/2010	554	306	297	9	3	19
24/08/2010	554	322	312	10	3	19
03/09/2010	554	254	246	8	3	19
20/09/2010	554	302	293	9	3	19
30/09/2010	554	301	292	9	3	19
04/10/2010	554	343	333	10	3	19
06/10/2010	554	343	333	10	3	19
10/10/2010	554	282	274	8	3	19
11/10/2010	554	254	246	8	3	19
14/10/2010	554	302	293	9	3	19
19/10/2010	554	340	330	10	3	19
23/10/2010	554	313	304	9	3	19
26/10/2010	554	343	333	10	3	19
31/10/2010	554	287	278	9	3	19
05/11/2010	554	336	326	10	3	19
13/11/2010	554	286	277	9	3	19

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-77D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
17/11/2010	554	336	326	10	3	19
29/11/2010	554	394	382	12	3	19
05/12/2010	554	314	305	9	3	19
11/12/2010	554	376	365	11	3	19
13/12/2010	554	236	229	7	3	19
20/12/2010	554	392	380	12	3	19
24/12/2010	554	373	362	11	3	19
13/01/2011	554	358	347	11	3	19
16/01/2011	554	379	368	11	3	19
21/01/2011	554	305	296	9	3	19
23/01/2011	554	236	229	7	3	19
28/01/2011	554	346	336	10	3	19
30/01/2011	554	256	248	8	3	19
04/02/2011	554	353	342	11	3	19
06/02/2011	554	236	229	7	3	19
14/02/2011	554	241	234	7	3	19
23/02/2011	554	529	513	16	3	19
26/02/2011	554	353	342	11	3	19
03/03/2011	554	345	335	10	3	19
11/03/2011	554	0	0	0	Variación de V en generador	
25/03/2011	554	0	0	0		
17/03/2011	554	431	418	13	3	19
22/03/2011	554	376	365	11	3	19
02/05/2011	554	319	309	10	3	19
08/05/2011	554	334	324	10	3	19

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-77D						
ARENA U						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
14/06/2011	554	323	313	10	3	19
03/07/2011	554	473	459	14	3	19
19/07/2011	554	318	308	10	3	19
27/07/2011	554	282	274	8	3	19
15/08/2011	554	222	215	7	3	19
13/09/2011	554	306	297	9	3	19
26/09/2011	554	212	206	6	3	19
07/10/2011	554	318	308	10	3	19
11/10/2011	554	333	323	10	3	19
16/10/2011	554	311	302	9	3	19
20/10/2011	554	294	285	9	3	19
24/10/2011	554	292	283	9	3	19
02/11/2011	554	279	271	8	3	19
29/11/2011	554	376	365	11	3	19
09/12/2011	554	361	350	11	3	19
14/12/2011	554	418	405	13	3	19
20/12/2011	554	343	333	10	3	19

Tabla 4.10 Historial de Producción del pozo AUC-77D
Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

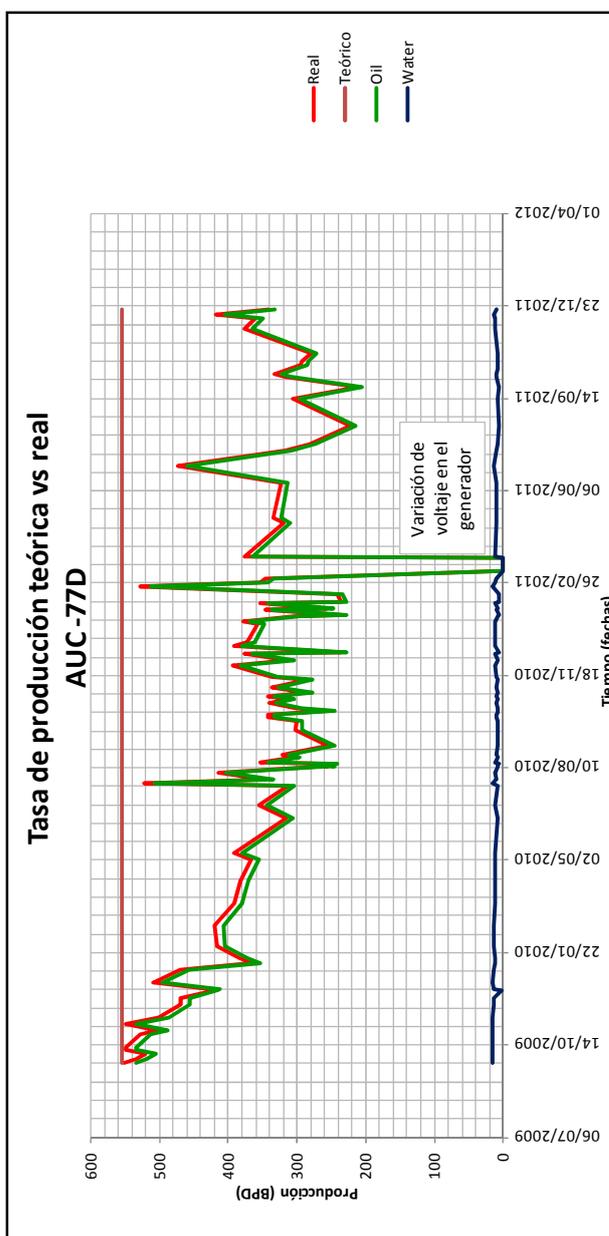


Figura 4.108 Producción real y teórica del pozo AUC-77D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Desde que se completó el pozo hace 2 años hasta la actualidad se encuentra produciendo con la misma bomba: una P6X-H6. En toda ese tiempo, no se le ha realizado ningún trabajo de mantenimiento, lo que nos indica que en el subsuelo los equipos están funcionando correctamente.

A partir de la gráfica que el porcentaje de BSW se ha mantenido prácticamente constante en 3%. Esto ha ayudado a que la producción total de fluido sea en su mayoría petróleo, dándonos hasta 550 BPPD lo que lo convierte en un pozo rentable económicamente hablando.

En la gráfica indicamos que durante un periodo de 14 días se registró una variación de voltaje en el variador, motivo por el cual el pozo no produjo en este periodo.

✓ AUS-05D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUS-05D						
ARENA TI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
01/03/2010	1450	936	927	9	1	27
15/03/2010	1450	912	903	9	1	27
31/03/2010	1450	936	927	9	1	27
15/04/2010	1450	936	927	9	1	27
28/04/2010	1450	936	927	9	1	27
13/05/2010	1450	893	884	9	1	27
07/06/2010	1450	770	762	8	1	27
28/06/2010	1450	952	933	19	2	27
01/07/2010	1450	1002	982	20	2	27
02/07/2010	1450	1074	1053	21	2	27
04/07/2010	1450	1211	1187	24	2	27
08/07/2010	1450	1229	1204	25	2	27
15/07/2010	1450	1164	1141	23	2	27
18/07/2010	1450	1164	1141	23	2	27
22/07/2010	1450	1176	1152	24	2	27
24/07/2010	1450	1231	1206	25	2	27
31/07/2010	1450	1200	1176	24	2	27
05/08/2010	1450	1133	1110	23	2	27
10/08/2010	1450	1205	1181	24	2	27
17/08/2010	1450	1181	1157	24	2	27
17/08/2010	1450	1074	1053	21	2	27
15/09/2010	1450	1299	1273	26	2	27
20/09/2010	1450	1252	1227	25	2	27
22/09/2010	1450	1252	1227	25	2	27
28/09/2010	1450	1217	1193	24	2	27

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUS-05D						
ARENA Tí						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
30/09/2010	1450	1194	1170	24	2	27
07/10/2010	1450	1099	1077	22	2	27
13/10/2010	1450	1105	1083	22	2	27
19/10/2010	1450	1121	1099	22	2	27
26/10/2010	1450	1135	1112	23	2	27
29/10/2010	1450	1082	1060	22	2	27
01/11/2010	1450	1103	1081	22	2	27
07/11/2010	1450	0	0	0	WO # 1	
14/11/2010	1450	0	0	0		
15/11/2010	1450	1070	749	321	30	27
16/11/2010	1450	1121	953	168	15	27
17/11/2010	1450	1058	899	159	15	27
18/11/2010	1450	1058	952	106	10	27
18/11/2010	1450	1039	935	104	10	27
03/12/2010	1450	1081	973	108	10	27
08/12/2010	1450	1088	979	109	10	27
10/12/2010	1450	1082	974	108	10	27
12/12/2010	1450	1039	935	104	10	27
17/12/2010	1450	1058	952	106	10	27
17/12/2010	1450	1088	979	109	10	27
20/12/2010	1450	1088	979	109	10	27
26/12/2010	1450	1116	1004	112	10	27
31/12/2010	1450	1088	979	109	10	27
05/01/2011	1450	1070	963	107	10	27
11/01/2011	1450	1023	921	102	10	27

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUS-05D						
ARENA TI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
15/01/2011	1450	1097	987	110	10	27
23/01/2011	1450	982	884	98	10	27
24/01/2011	1450	1088	979	109	10	27
26/01/2011	1450	1000	900	100	10	27
29/01/2011	1450	1082	974	108	10	27
07/02/2011	1450	1072	965	107	10	27
13/02/2011	1450	1058	952	106	10	27
15/02/2011	1450	1194	1075	119	10	27
20/02/2011	1450	1041	937	104	10	27
23/02/2011	1450	1058	952	106	10	27
01/03/2011	1450	1011	910	101	10	27
08/03/2011	1450	1041	937	104	10	22,9
12/03/2011	1450	1047	942	105	10	22,9
24/03/2011	1450	994	895	99	10	22,9
28/03/2011	1450	994	895	99	10	22,9
11/04/2011	1450	906	815	91	10	23
07/05/2011	1450	906	815	91	10	23
11/05/2011	1450	906	815	91	10	22,9
21/05/2011	1450	1011	910	101	10	22,9
13/06/2011	1450	980	882	98	10	22,3
22/06/2011	1450	0	0	0	Breaker Off	
25/06/2011	1450	0	0	0		
26/07/2011	1450	994	895	99	10	29,9
15/08/2011	1450	890	801	89	10	22,8
30/09/2011	1450	947	852	95	10	23

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUS-05D						
ARENA TI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
06/10/2011	1450	935	842	93	10	25,8
12/10/2011	1450	935	842	93	10	23
20/10/2011	1450	888	799	89	10	25,8
28/10/2011	1450	841	757	84	10	25,8
05/11/2011	1450	995	896	99	10	26
06/12/2011	1450	992	893	99	10	25,8
12/12/2011	1450	980	882	98	10	25,8
20/12/2011	1450	968	871	97	10	25,8

Tabla 4.11 Historial de Producción del pozo AUS-05D

Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

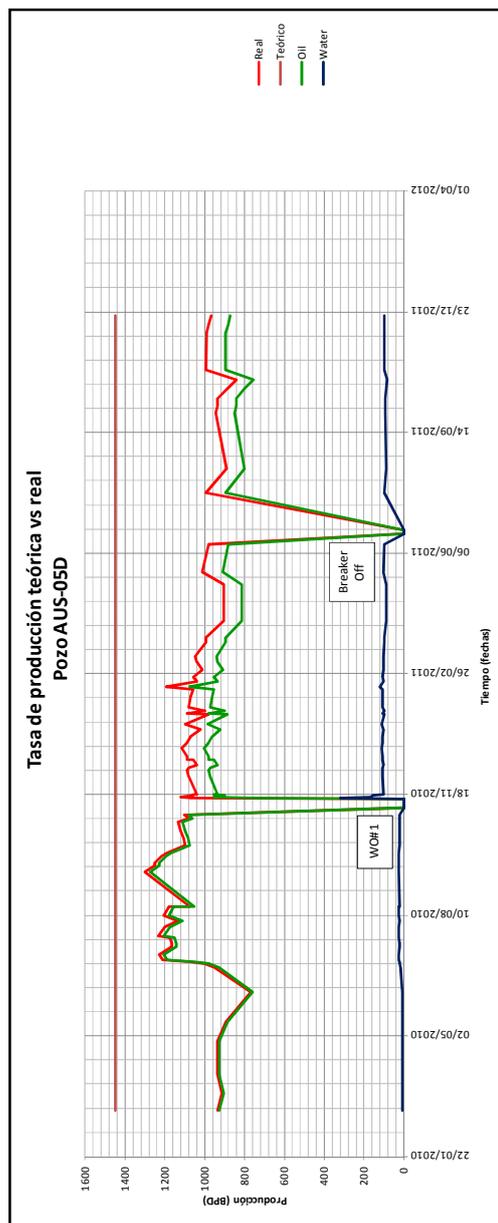


Figura 4.109 Producción real y teórica del pozo AUS-05D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

En base a las observaciones anotadas en el historial de producción, vemos que este pozo ha tenido bastantes problemas en la parte eléctrica del generador de la locación. Constantemente se ha tenido que interrumpir la producción del pozo, ya que se ha debido darle mantenimiento al generador, ha sufrido cortocircuitos, rotura de la banda, entre otras cosas. Por todos estos acontecimientos es que observamos altos y bajos en la gráfica.

Desde que finalizó la completación y pruebas iniciales con un equipo BES, hasta el día de hoy, el sistema ha funcionado con la misma bomba: una P12X.

El pozo entró a un primer y único workover por una posible rotura de eje, días durante los cuales no produjo. Terminada la revisión de los equipos de subsuelo, se bajó la misma completación.

La curva de producción de agua refleja que el BSW se ha mantenido constante con el pasar del tiempo y que éste es del 10%. Este valor hace que la mayor parte de la producción sea petróleo, por lo que este es un pozo rentable económicamente.

En el gráfico hemos señalado un segundo periodo durante el cual el pozo dejó de producir debido a que se registró una rotura de la línea de combustible, por lo cual se desconectó el breaker.

✓ AUC-82D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-82D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
27/10/2010	382	216	73	143	66	20.1
28/10/2010	382	264	148	116	44	21.2
29/10/2010	382	72	52	20	28	21.5
30/10/2010	382	240	130	110	46	21.5
14/11/2010	382	144	55	89	62	21.8
15/11/2010	382	96	16	80	83	18
19/11/2010	382	216	39	177	82	21.5
20/11/2010	382	192	44	148	77	20.4
21/11/2010	382	192	44	148	77	20.4
22/11/2010	382	216	54	162	75	21
24/11/2010	382	336	218	118	35	20.7
26/11/2010	382	336	235	101	30	20.9
27/11/2010	382	336	255	81	24	20.8
29/11/2010	382	144	14	130	90	16.8
30/11/2010	382	168	34	134	80	22.8
01/12/2010	382	168	35	133	79	19.8
02/12/2010	382	168	40	128	76	19.8
03/12/2010	382	168	71	97	58	22
04/12/2010	382	168	118	50	30	21.5
05/12/2010	382	168	128	40	24	21.4
06/12/2010	382	360	295	65	18	21.3
07/12/2010	382	360	310	50	14	21.2
08/12/2010	382	312	281	31	10	21.1
09/12/2010	382	312	306	6	2	21.0
10/12/2010	382	360	353	7	2	21.1

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-82D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
11/12/2010	382	312	306	6	2	21.1
12/12/2010	382	312	306	6	2	21.1
13/12/2010	382	312	306	6	2	21.1
14/12/2010	382	312	306	6	2	21.1
15/12/2010	382	312	306	6	2	21.1
16/12/2010	382	288	282	6	2	20.9
17/12/2010	382	288	282	6	2	20.9
18/12/2010	382	288	282	6	2	20.9
19/12/2010	382	288	282	6	2	20.9
20/12/2010	382	288	282	6	2	20.9
21/12/2010	382	288	282	6	2	20.9
22/12/2010	382	312	306	6	2	21.1
23/12/2010	382	312	306	6	2	21.1
24/12/2010	382	312	306	6	2	21.1
25/12/2010	382	312	309	3	1	21.1
29/12/2010	382	384	88	296	77	20.4
30/12/2010	382	384	115	269	70	20.7
31/12/2010	382	384	330	54	14	20.9
01/01/2011	382	384	353	31	8	20.9
02/01/2011	382	384	361	23	6	21
03/01/2011	382	384	361	23	6	21
04/01/2011	382	408	384	24	6	21.2
05/01/2011	382	408	384	24	6	21..2
06/01/2011	382	384	361	23	6	21
07/01/2011	382	384	361	23	6	21

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-82D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
08/01/2011	382	408	384	24	6	21.2
09/01/2011	382	456	429	27	6	21.2
10/01/2011	382	456	429	27	6	21.1
11/01/2011	382	456	429	27	6	21.1
12/01/2011	382	456	429	27	6	21
13/01/2011	382	432	406	26	6	21
14/01/2011	382	432	415	17	4	21.1
15/01/2011	382	432	415	17	4	21.1
16/01/2011	382	408	396	12	3	21.1
17/01/2011	382	384	372	12	3	20.8
18/01/2011	382	360	349	11	3	20.9
19/01/2011	382	360	349	11	3	20.9
20/01/2011	382	360	353	7	2	21.1
21/01/2011	382	360	353	7	2	21.1
22/01/2011	382	360	353	7	2	21.1
23/01/2011	382	384	376	8	2	20.9
24/01/2011	382	384	376	8	2	20.9
25/01/2011	382	384	376	8	2	20.9
26/01/2011	382	360	353	7	2	21.1
27/01/2011	382	360	353	7	2	21.1
28/01/2011	382	336	329	7	2	20.9
29/01/2011	382	312	306	6	2	21.1
30/01/2011	382	312	309	3	1	21.1
31/01/2011	382	312	309	3	1	21.1
03/02/2011	382	0	0	0	C&PI	

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-82D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
08/02/2011	382	0	0	0	C&PI	
09/02/2011	382	488	195	293	60	21.1
11/02/2011	382	374	344	30	8	21.1
13/02/2011	382	316	291	25	8	21.1
17/02/2011	382	344	316	28	8	21.1
20/02/2011	382	341	314	27	8	21.1
21/02/2011	382	325	299	26	8	21.1
28/02/2011	382	259	238	21	8	21.1
02/03/2011	382	259	238	21	8	21.1
06/03/2011	382	282	259	23	8	21
07/03/2011	382	335	308	27	8	21
21/03/2011	382	297	273	24	8	21
11/04/2011	382	285	245	40	14	21.3
14/04/2011	382	294	253	41	14	21.3
02/05/2011	382	285	245	40	14	21
05/05/2011	382	286	246	40	14	21.3
07/05/2011	382	282	243	39	14	21
10/05/2011	382	291	250	41	14	21
13/06/2011	382	251	216	35	14	31.3
01/07/2011	382	259	223	36	14	31.1
18/07/2011	382	274	236	38	14	31.1
27/07/2011	382	232	200	32	14	31.1
25/08/2011	382	188	162	26	14	31.1
28/09/2011	382	218	76	142	65	31
30/09/2011	382	220	77	143	65	31

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-82D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
01/10/2011	382	224	175	49	22	31
02/10/2011	382	200	156	44	22	31
03/10/2011	382	218	170	48	22	31
04/10/2011	382	218	170	48	22	31
06/10/2011	382	192	150	42	22	15.4
07/10/2011	382	200	156	44	22	15.4
09/10/2011	382	200	156	44	22	15.4
10/10/2011	382	204	159	45	22	14.5
11/10/2011	382	208	162	46	22	14.5
12/10/2011	382	196	153	43	22	14.5
13/10/2011	382	196	153	43	22	14.5
20/10/2011	382	172	134	38	22	15.4
26/10/2011	382	0	0	0	Variador	
28/10/2011	382	0	0	0	Off	
28/10/2011	382	112	87	25	22	15.4

Tabla 4.12 Historial de Producción del pozo AUC-82D

Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

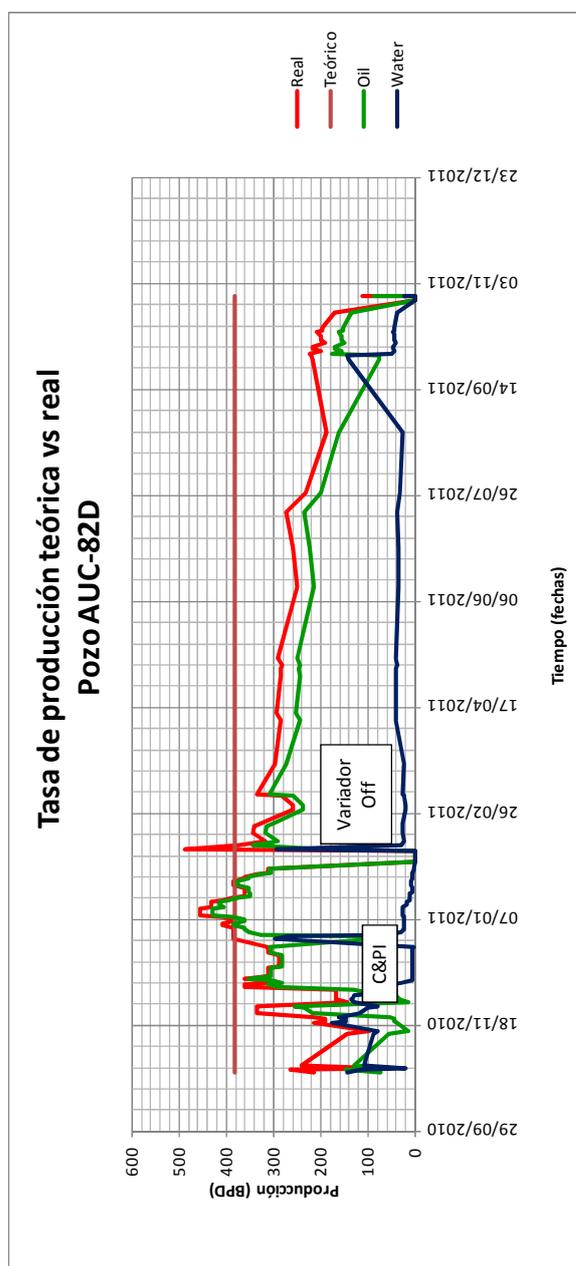


Figura 4.110 Producción real y teórica del pozo AUC-82D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Como se muestra en la gráfica, la producción de petróleo se ha mantenido muy variable con ciertos picos al igual que la producción del agua, debido a que el pozo entró a workover por completación y pruebas iniciales, por lo que el pozo dejó de aportar, posteriormente se averió el variador por lo que el pozo entra nuevamente a reacondicionamiento.

El BSW comenzó con un valor del 8% estabilizándose por un tiempo considerable, luego aumentó al 14% y presentó diversas variaciones en forma de picos como antes se mencionó, debido a los diversos tratamientos y problemas surgidos con el pasar de los días.

El valor actual se ubica en el 22% con el cual podemos asegurar que tiene un corte de agua bajo y que el pozo no presenta mayores novedades con las curvas de producción diarias.

✓ AUC-83D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-83D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
04/01/2011	5574	3887	3848	39	1	32.7
04/01/2011	5574	3350	3317	33	1	32.7
05/01/2011	5574	3857	3818	39	1	32.7
06/01/2011	5574	4092	4051	41	1	32.7
07/01/2011	5574	3763	3725	38	1	32.7
08/01/2011	5574	4140	4099	41	1	32.7
09/01/2011	5574	3881	3842	39	1	32.7
10/01/2011	5574	3528	3493	35	1	32.7
11/01/2011	5574	4070	4029	41	1	32.7
13/01/2011	5574	4328	4285	43	1	32.7
14/01/2011	5574	4163	4121	42	1	32.7
15/01/2011	5574	0	0	0	B'Up Hi	
16/01/2011	5574	0	0	0		
16/02/2011	5574	3857	3818	39	1	32.7
17/02/2011	5574	3745	3708	37	1	32.7
19/01/2011	5574	3904	3865	39	1	32.7
21/01/2011	5574	3810	3772	38	1	32.7
26/01/2011	5574	4281	4238	43	1	32.7
29/01/2011	5574	3850	3812	38	1	32.7
01/02/2011	5574	4187	4145	42	1	32.7
03/02/2011	5574	4045	4005	40	1	32.7
05/02/2011	5574	4351	4307	44	1	32.7
11/02/2011	5574	3669	3632	37	1	32.7
13/02/2011	5574	3552	3516	36	1	32.7
17/02/2011	5574	3552	3374	178	5	32.7

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-83D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
19/02/2011	5574	3387	3082	305	9	32.7
20/02/2011	5574	3363	3060	303	9	32.7
21/02/2011	5574	3410	3069	341	10	32.7
23/02/2011	5574	3669	3229	440	12	32.7
25/02/2011	5574	3387	2981	406	12	32.7
28/02/2011	5574	3475	2919	556	16	32.7
04/03/2011	5574	3740	3142	598	16	32.7
06/03/2011	5574	3741	3142	599	16	31.3
07/03/2011	5574	3741	3142	599	16	31.3
09/03/2011	5574	3951	3161	790	20	31
14/03/2011	5574	3847	3078	769	20	31
01/04/2011	5574	3540	2549	991	28	31.1
12/04/2011	5574	3507	2525	982	28	31
15/04/2011	5574	3599	2591	1008	28	31
16/04/2011	5574	3399	2447	952	28	31
01/05/2011	5574	3240	2074	1166	36	31
02/05/2011	5574	3199	2047	1152	36	31
03/05/2011	5574	3175	2032	1143	36	31
07/05/2011	5574	3093	1856	1237	40	31
11/05/2011	5574	3145	1887	1258	40	31
13/05/2011	5574	3187	1912	1275	40	31
24/05/2011	5574	2987	1673	1314	44	31
11/06/2011	5574	2552	1327	1225	48	31.1
30/06/2011	5574	2528	708	1820	72	31.1
01/07/2011	5574	2533	709	1824	72	31.1

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-83D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
13/07/2011	5574	2446	685	1761	72	31.1
22/07/2011	5574	2458	688	1770	72	31.1
29/08/2011	5574	2246	629	1617	72	31
22/09/2011	5574	2152	603	1549	72	31
01/10/2011	5574	2140	599	1541	72	31
03/10/2011	5574	2117	593	1524	72	31
07-20-2011	5574	2117	593	1524	72	32.6
10/10/2011	5574	2070	580	1490	72	32.6
12/10/2011	5574	2070	580	1490	72	32.6
16/10/2011	5574	2093	586	1507	72	32.6
22/10/2011	5574	2117	635	1482	70	26.6
28/10/2011	5574	2093	586	1507	72	26.6
01/11/2011	5574	2140	599	1541	72	32.6
02/11/2011	5574	2117	593	1524	72	32.6
22/11/2011	5574	2117	593	1524	72	32.6
25/11/2011	5574	2046	573	1473	72	32.6
27/11/2011	5574	2011	563	1448	72	32

Tabla 4.13 Historial de Producción del pozo AUC-83D

Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

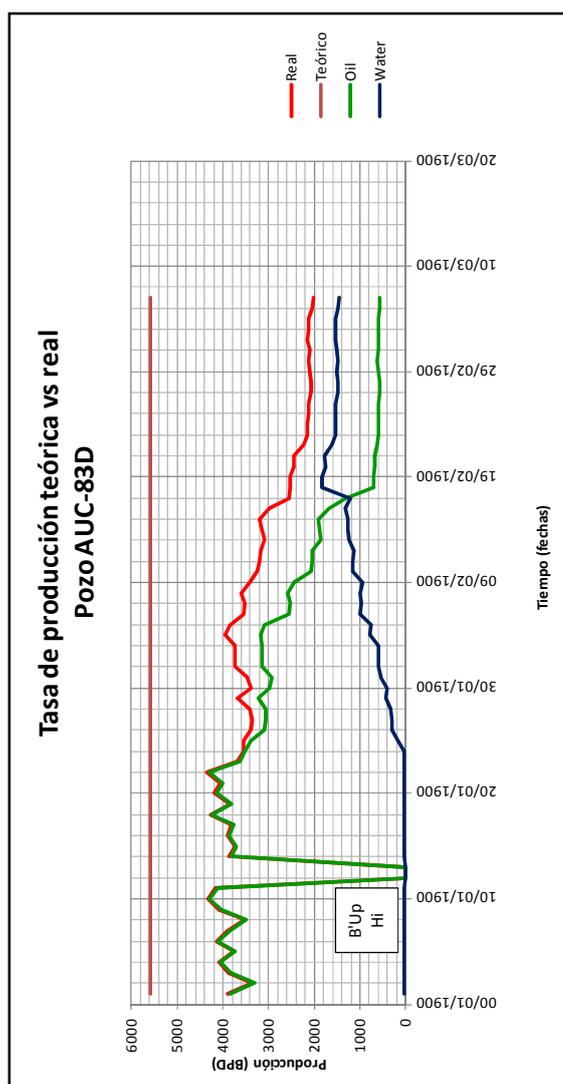


Figura 4.111 Producción real y teórica del pozo AUC-83D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

A partir de la gráfica podemos darnos cuenta que este es un pozo que tiene un buen potencial ya que sus producciones son altas, con un bajo corte de agua y además con 32 °API lo que nos brindan excelentes condiciones del crudo en el reservorio.

Éste produce a flujo natural debido a que la zona de interés es “Hi” con una presión de reservorio de 3800 psi, como sabemos por debajo de este se encuentra un acuífero activo infinito, que ejerce un empuje hidráulico lo que nos facilita la conservación de la energía en el pozo.

El BSW con el pasar del tiempo ha comenzado a incrementarse progresivamente como se muestra en la gráfica de la producción de agua, de un valor inicial del 1% hasta la actualidad en el que tenemos un 80%.

Lo que podemos concluir es que con la producción diaria del pozo el agua que se encuentra por debajo de “Hi” se está viniendo e inundando ya nuestra arena productora por el alto BSW que tenemos registrado en nuestras pruebas por lo que habrá que tomar ciertas medidas para poder controlar este fenómeno.

AUC-92D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-92D						
ARENA Hi						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
13/01/2011	14809	3340	3073	267	8	33
13/01/2011	14809	3340	3180	160	4.8	33
14/01/2011	14809	3387	3252	135	4	33
15/01/2011	14809	3058	2936	122	4	33
15/01/2011	14809	3336	3203	133	4	33
18/01/2011	14809	2552	2450	102	4	33
19/01/2011	14809	3263	3132	131	4	33
27/01/2011	14809	2411	2315	96	4	33
28/01/2011	14809	3281	3150	131	4	33
30/01/2011	14809	3208	3080	128	4	33
05/02/2011	14809	3222	3093	129	4	33
12/02/2011	14809	3128	3003	125	4	33
17-02-1022	14809	3146	3020	126	4	33
25/02/2011	14809	2869	2754	115	4	33
26/02/2011	14809	3073	2950	123	4	33
03/03/2011	14809	3034	2852	182	6	33
04/03/2011	14809	2999	2819	180	6	33
06/03/2011	14809	3053	2870	183	6	28
09/03/3011	14809	2916	2741	175	6	28
11/03/2011	14809	3058	2783	275	9	28
16/03/2011	14809	3112	2832	280	9	28
20/03/2011	14809	3011	2740	271	9	33
01/04/2011	14809	3587	3228	359	10	28
11/04/2011	14809	3669	3302	367	10	28
12/04/2011	14809	3646	3281	364	10	28

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-92D						
ARENA HI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
15/04/2011	14809	3316	2984	332	10	28
16/04/2011	14809	3610	3249	361	10	28
01/05/2011	14809	3587	3121	466	13	28
03/05/2011	14809	3610	3141	469	13	28
07/05/2011	14809	3552	2984	568	16	28
11/05/2011	14809	3457	2904	553	16	28
22/05/2011	14809	2905	2440	465	16	28
31/05/2011	14809	2905	1975	930	32	28
12/06/2011	14809	2822	1919	903	32	28
01/07/2011	14809	2940	1999	941	32	28
18/07/2011	14809	3093	2103	990	32	28
26/07/2011	14809	2881	1959	922	32	28
26/08/2011	14809	2881	1959	922	32	28
22/09/2011	14809	2587	1759	828	32	28
26/09/2011	14809	2670	1816	854	32	27
02/10/2011	14809	2617	1570	1047	40	27
03/10/2011	14809	2634	1580	1054	40	27
07/10/2011	14809	2639	1583	1056	40	32,6
10/10/2011	14809	2681	1609	1072	40	32,6
13/10/2011	14809	2639	1583	1056	40	32,6
20/10/2011	14809	2611	1567	1044	40	32,6
23/10/2011	14809	2670	1602	1068	40	32,6
28/10/2011	14809	2611	1567	1044	40	32,6
01/11/2011	14809	2634	1580	1054	40	32,6
02/11/2011	14809	2670	1602	1068	40	32,6

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-92D						
ARENA Hi						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
25/11/2011	14809	2693	1616	1077	40	32,6
28/12/2011	14809	2569	1434	1135	40	32,6

Tabla 4.14 Historial de Producción del pozo AUC-92D

Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

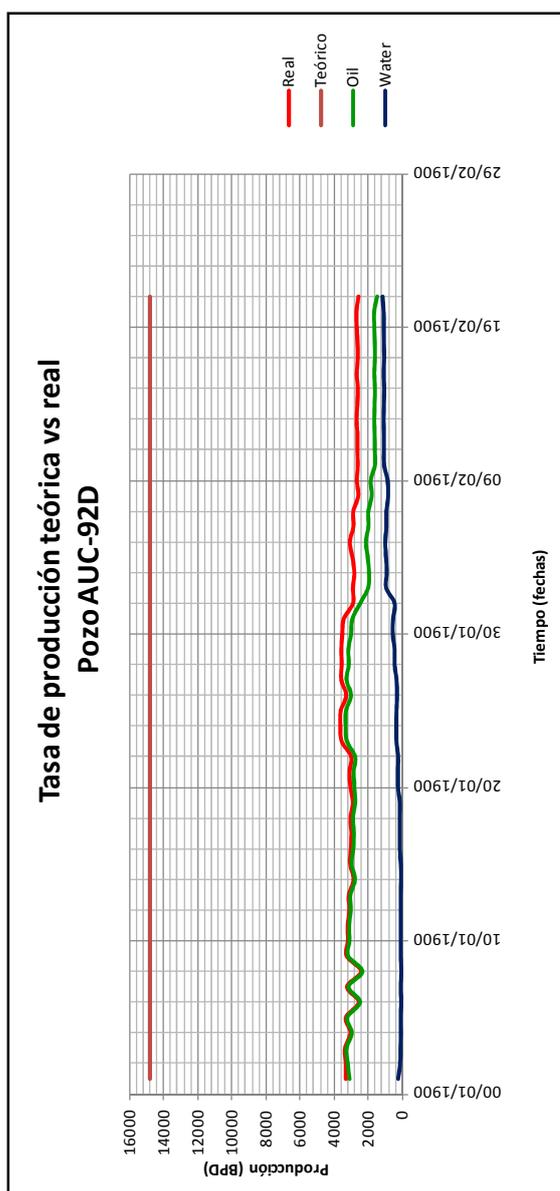


Figura 4.112 Producción real y teórica del pozo AUC-92D

Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Desde que se finalizó y completó el pozo, ha producido con la misma bomba que es una P35X-H6.

Leyendo el historial del pozo, nos podemos dar cuenta que ha tenido bastante problemas, entre esos: corrosión; por tal motivo el BSW ha ido incrementando en las siguientes fechas:

- ✓ 26/02/2011 incrementa BSW de 4% a 6%.
- ✓ 01/04/2011 incrementa BSW de 6% a 10%.
- ✓ 01/05/2011 incrementa BSW de 10% a 13%.

Se han realizado las respectivas limpiezas del pozo y del equipo que se encuentra en el subsuelo y se ha procedido a aumentar la frecuencia en repetidas ocasiones. Adicional a esto, se han presentado problemas eléctricos en el generador, por lo que se ha tenido que darle el respectivo mantenimiento.

Todos estos problemas han producido que la producción varíe y que a su vez, la curva de producción de agua incremente con el tiempo.

AUC-93D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-93D						
ARENA TI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
27/12/2010	1228	1083	758	325	30	26.5
28/12/2010	1228	996	847	149	15	26.5
28/12/2010	1228	996	916	80	8	26.5
28/12/2010	1228	1035	1004	31	3	26.5
29/12/2010	1228	1194	1158	36	3	26.5
30/12/2010	1228	1035	1004	31	3	26.5
04/01/2011	1228	1002	972	30	3	26.5
05/01/2011	1228	924	896	28	3	26.5
06/01/2011	1228	904	877	27	3	26.5
07/01/2011	1228	906	879	27	3	26.5
16/01/2011	1228	878	852	26	3	26.5
17/01/2011	1228	882	856	26	3	26.5
21/01/2011	1228	897	870	27	3	26.5
23/01/2011	1228	875	849	26	3	26.5
24/01/2011	1228	0	0	0	B'Up	
25/01/2011	1228	0	0	0		
09/02/2011	1228	932	904	28	3	26.5
13/02/2011	1228	0	0	0	MPG	
17/02/2011	1228	0	0	0		
17/02/2011	1228	819	794	25	3	26.5
18/02/2011	1228	801	777	24	3	26.5
21/02/2011	1228	831	806	25	3	26.5
26/02/2011	1228	862	836	26	3	26.5
28/02/2011	1228	772	749	23	3	26.5
06/03/2011	1228	741	719	22	3	26.5

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-93D						
ARENA TI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
09/03/2011	1228	772	749	23	3	26.5
14/03/2011	1228	728	706	22	3	26.5
18/03/2011	1228	706	685	21	3	26.5
21/03/2011	1228	717	695	22	3	26.5
01/04/2011	1228	741	719	22	3	26.5
11/04/2011	1228	729	707	22	3	26.4
12/04/2011	1228	717	695	22	3	26.4
15/04/2011	1228	682	662	20	3	26.4
16/04/2011	1228	729	707	22	3	26.4
01/05/2011	1228	717	695	22	3	26
03/05/2011	1228	702	681	21	3	26
07/05/2011	1228	706	685	21	3	26
11/05/2011	1228	705	684	21	3	26
13/05/2011	1228	694	673	21	3	26
08/06/2011	1228	637	618	19	3	26
01/07/2011	1228	647	628	19	3	26
23/07/2011	1228	384	372	12	3	26
31/07/2011	1228	678	658	20	3	26
03/08/2011	1228	694	673	21	3	26
25/10/2011	1228	706	685	21	3	26.7
03/11/2011	1228	760	737	23	3	26.7
24/11/2011	1228	823	798	25	3	26.7
22/12/2011	1228	723	701	22	3	26.7

Tabla 4.15 Historial de Producción del pozo AUC-93D

Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

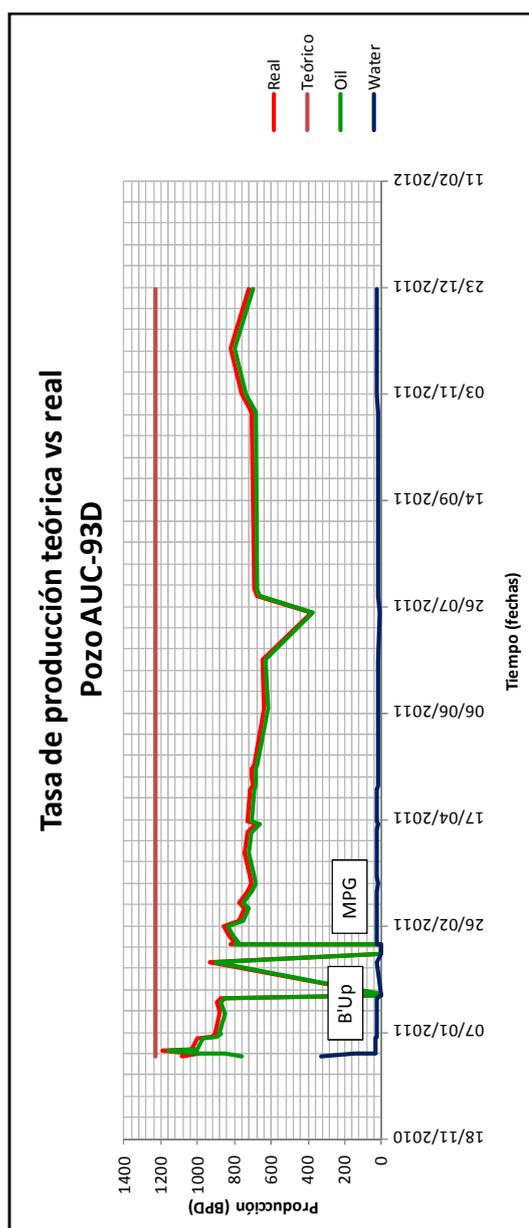


Figura 4.113 Producción real y teórica del pozo AUC-93D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Durante toda su vida productora, este pozo ha utilizado una única bomba de modelo P18X.

Viendo el historial de producción del AUC-93D, el 27/12/2010 se incrementó la frecuencia de 53 a 55 Hz, en menos de 1 mes se cerró el pozo para tomar un build up luego de lo cual siguió produciendo con normalidad. Desde ese momento hasta la actualidad, en varias ocasiones se han reportado problemas en el generador por lo que ha tenido que ser reparado.

De acuerdo con la gráfica, el pozo posee un alto potencial de producción. El BSW es de sólo el 3% y se mantiene constante, por lo cual la mayor producción del pozo es de petróleo como podemos apreciar en la figura mostrada.

También apreciamos el periodo durante el cual el pozo dejó de producir por motivos de mantenimiento preventivo al generador; procedimiento común en equipos BES.

✓ AUC-96D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-96D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
16/12/2010	592	592	580	12	2	32.9
29/12/2010	592	568	557	11	2	32.9
04/01/2011	592	541	530	11	2	32.9
06/01/2011	592	520	510	10	2	32.9
08/01/2011	592	568	557	11	2	32.9
12/01/2011	592	543	532	11	2	32.9
16/01/2011	592	491	481	10	2	32.9
19/01/2011	592	502	492	10	2	32.9
23/01/2011	592	546	535	11	2	32.9
24/01/2011	592	533	522	11	2	32.9
29/01/2011	592	533	522	11	2	32.9
07/02/2011	592	482	472	10	2	32.9
11/02/2011	592	447	438	9	2	32.9
13/02/2011	592	450	441	9	2	32.9
15/02/2011	592	443	434	9	2	32.9
17/02/2011	592	443	434	9	2	32.9
20/02/2011	592	464	455	9	2	32.9
21/02/2011	592	427	418	9	2	32.9
28/02/2011	592	502	492	10	2	32.9
02/03/2011	592	409	401	8	2	32.9
07/03/2011	592	430	421	9	2	32
09/03/2011	592	430	421	9	2	31.3
16/03/2011	592	415	407	8	2	31.2
11/04/2011	592	526	515	11	2	32
02/05/2011	592	486	476	10	2	32

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-96D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
09/05/2011	592	470	461	9	2	32
15/06/2011	592	361	354	7	2	32
25/06/2011	592	0	0	0	Pint Sube	
02/07/2011	592	0	0	0		
17/07/2011	592	257	252	5	2	32
30/07/2011	592	259	254	5	2	32
28/08/2011	592	267	262	5	2	32
28/09/2011	592	263	258	5	2	32
02/10/2011	592	165	162	3	2	32
03/10/2011	592	192	188	4	2	32
07/10/2011	592	0	0	0	Tbg-Csg	
14/10/2011	592	0	0	0		
26/10/2011	592	478	464	14	3	32.4
28/10/2011	592	325	315	10	3	32.4
02/11/2011	592	306	297	9	3	32.4
05/11/2011	592	372	361	11	3	32.4
06/11/2011	592	329	319	10	3	32.4
08/11/2011	592	306	297	9	3	32.4
29/11/2011	592	329	319	10	3	32.4
30/12/2011	592	403	391	12	3	32.4

Tabla 4.16 Historial de Producción del pozo AUC-96D

Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

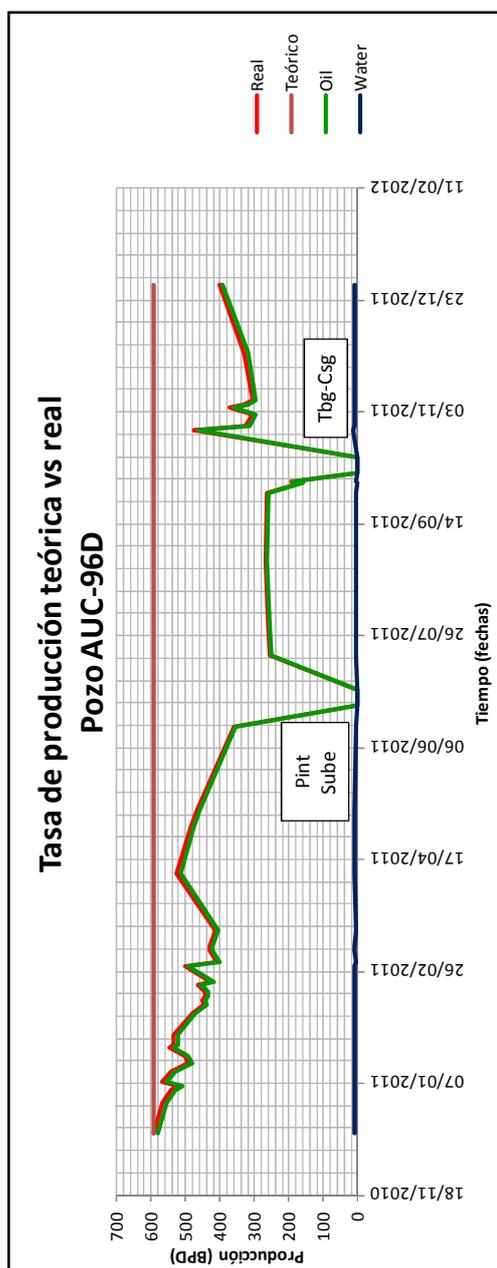


Figura 4.114 Producción real y teórica del pozo AUC-96D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Por la posición de la curva de producción teórica, este pozo tiene un buen potencial de producción. Tiene además un bajo porcentaje de BSW, el mismo que registra un valor de 3% diariamente.

Al inicio el pozo se completó con una bomba modelo P12X. Una semana después de haber sido completado, se registra un incremento de frecuencia de 55 a 57hz. Posteriormente el pozo entrará a su primer workover por comunicación tbg-csg, en el mismo que se realizó un cambio de bomba a una de modelo P6X-H6.

Revisando el historial de producción del pozo, vemos que luego de realizado el cambio de bomba, se registran varias veces el incremento en el BSW luego de haber disminuido la frecuencia de funcionamiento y también el aumento de frecuencia luego de haber disminuido el porcentaje de corte de agua.

✓ AUC-97D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-97D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
10/11/2010	1728	312	22	290	93	23.1
11/11/2010	1728	240	137	103	43	22.2
12/11/2010	1728	168	99	69	41	21.8
15/11/2010	1728	264	77	187	71	22.9
16/11/2010	1728	264	77	187	71	22.9
17/11/2010	1728	240	110	130	54	21.4
18/11/2010	1728	264	145	119	45	21.8
19/11/2010	1728	264	145	119	45	21.8
20/11/2010	1728	240	134	106	44	21.5
21/11/2010	1728	264	145	119	45	21.8
22/11/2010	1728	240	134	106	44	21.5
23/11/2010	1728	240	132	108	45	22
24/11/2010	1728	216	119	97	45	22.3
25/11/2010	1728	216	156	60	28	22.5
26/11/2010	1728	216	156	60	28	22.5
27/11/2010	1728	216	164	52	24	21.9
28/11/2010	1728	240	192	48	20	22
29/11/2010	1728	288	242	46	16	22.1
30/11/2010	1728	240	202	38	16	22.3
04/12/2010	1728	240	216	24	10	22
05/12/2010	1728	240	216	24	10	22
06/12/2010	1728	240	216	24	10	22
07/12/2010	1728	240	216	24	10	22
08/12/2010	1728	240	218	22	9	21.7
09/12/2010	1728	240	218	22	9	21.7

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-97D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
10/12/2010	1728	240	218	22	9	21.7
11/12/2010	1728	240	218	22	9	21.7
12/12/2010	1728	240	218	22	9	21.7
13/12/2010	1728	240	218	22	9	21.7
14/12/2010	1728	240	218	22	9	21.7
15/12/2010	1728	240	218	22	9	21.7
16/12/2010	1728	240	218	22	9	21.7
17/12/2010	1728	240	221	19	8	22.1
18/12/2010	1728	264	243	21	8	22.1
19/12/2010	1728	264	243	21	8	22.1
21/12/2010	1728	264	243	21	8	22.1
22/12/2010	1728	264	243	21	8	22.1
23/12/2010	1728	264	243	21	8	22.1
24/12/2010	1728	264	243	21	8	22.1
25/12/2010	1728	264	246	18	7	22.3
26/12/2010	1728	264	246	18	7	22.3
28/12/2010	1728	264	246	18	7	22.3
29/12/2010	1728	264	246	18	7	22.3
30/12/2010	1728	264	246	18	7	22.3
05/01/2011	1728	264	243	21	8	22.1
08/01/2011	1728	264	232	32	12	21.8
09/01/2011	1728	264	232	32	12	21.8
10/01/2011	1728	264	232	32	12	21.8
11/01/2011	1728	264	232	32	12	21.8
12/01/2011	1728	264	232	32	12	21.8

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-97D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
13/01/2011	1728	0	0	0	C&PI	
03/02/2011	1728	0	0	0		
05/02/2011	1728	270	81	189	70	21.8
06/02/2011	1728	251	126	125	50	21.8
08/02/2011	1728	196	137	59	30	21.8
13/02/2011	1728	220	154	66	30	21.8
17/02/2011	1728	279	195	84	30	21.8
20/02/2011	1728	235	165	70	30	21.8
22/02/2011	1728	314	220	94	30	21.8
28/02/2011	1728	251	176	75	30	21.8
02/03/2011	1728	251	176	75	30	21.8
18/03/2011	1728	425	234	191	45	19.9
19/03/2011	1728	392	216	176	45	19.9
21/03/2011	1728	353	240	113	32	19.7
31/03/2011	1728	341	232	109	32	19.7
10/04/2011	1728	292	199	93	32	19.7
16/04/2011	1728	325	221	104	32	20
02/05/2011	1728	247	236	111	32	19.6
07/05/2011	1728	320	218	102	32	19.6
13/05/2011	1728	326	222	104	32	19.6
16/06/2011	1728	400	244	156	39	19.5
03/07/2011	1728	393	240	153	39	19.5
18/07/2011	1728	314	192	122	39	19.5
31/07/2011	1728	326	199	127	39	19.5
14/08/2011	1728	313	207	106	34	19.5

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-97D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
04/09/2011	1728	392	239	153	39	19.5
10/09/2011	1728	384	234	150	39	20
26/09/2011	1728	478	292	186	39	20
02/10/2011	1728	400	244	156	39	20
05/10/2011	1728	372	227	145	39	19
08/10/2011	1728	376	229	147	39	17.4
13/10/2011	1728	357	218	139	39	17.4
21/10/2011	1728	392	239	153	39	17.4
28/10/2011	1728	386	235	151	39	17.4
02/11/2011	1728	386	235	151	39	17.4
03/11/2011	1728	329	201	128	39	17.4
04/11/2011	1728	392	239	153	39	17.4
05/11/2011	1728	392	239	153	39	17.4
09/11/2011	1728	392	239	153	39	17.4
29/11/2011	1728	349	213	136	39	17.4
03/12/2011	1728	384	234	150	39	17.4

Tabla 4.17 Historial de Producción del pozo AUC-97D

Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

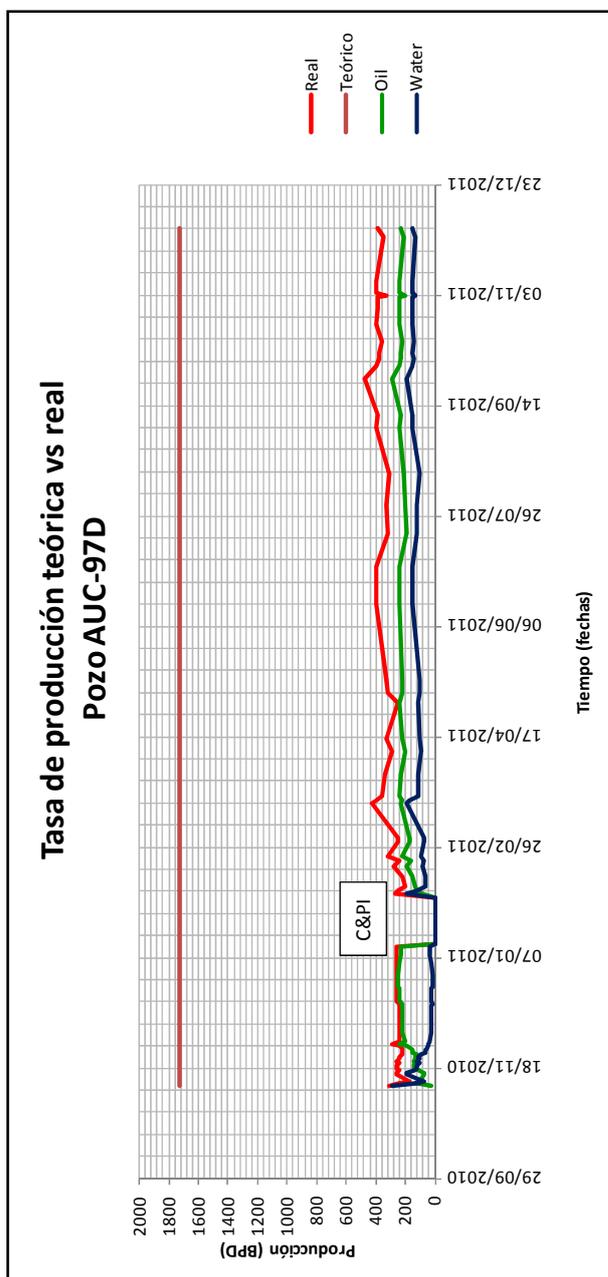


Figura 4.115 Producción real y teórica del pozo AUC-97D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Lo primero que nos podemos dar cuenta viendo esta gráfica es que la producción de petróleo y de agua son muy cercanas, no hay mayor diferencia entre ambas y esto nos da a entender que el BSW es alto.

Este pozo comenzó produciendo de la arena “Hs” en octubre del 2010 y en menos de un mes, se realizó el cambio de arena a “Ui” por motivos de conificación del agua: el BSW llegó a ser del 45% aproximadamente. Esto lo registramos en la gráfica como las completaciones y pruebas iniciales (C&PI).

Para la arena “Ui” se comenzó la producción con una unidad MTU, que luego se cambió por bajo aporte a una bomba de modelo DN475. De acuerdo con el historial de producción, en varias ocasiones el pozo ha presentado problemas por corrosión; por tal motivo el porcentaje de BSW refleja ciertos incrementos (del 39% al 52%).

✓ AUC-98D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-98D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
28/08/2010	2487	744	73	671	90.2	30.6
29/08/2010	2487	744	106	638	85.8	31
30/08/2010	2487	720	222	498	69.2	30
31/08/2010	2487	720	173	547	76	30.2
02/09/2010	2487	576	138	438	76	25.7
03/09/2010	2487	624	106	518	83	25.9
04/09/2010	2487	0	0	0	Pozo no	
25/09/2010	2487	0	0	0	aporta	
26/09/2010	2487	1152	864	288	25	24
27/09/2010	2487	1360	1197	163	12	24
28/09/2010	2487	1309	1217	92	7	24
29/09/2010	2487	1329	1263	66	5	28
30/09/2010	2487	1345	1278	67	5	28
30/09/2010	2487	1341	1274	67	5	28
02/10/2010	2487	1329	1263	66	5	28
04/10/2010	2487	1368	1300	68	5	28
05/10/2010	2487	1341	1274	67	5	28
09/10/2010	2487	1376	1307	69	5	28
13/10/2010	2487	1364	1296	68	5	28
17/10/2010	2487	1352	1284	68	5	28
23/10/2010	2487	1388	1319	69	5	28
25/10/2010	2487	1105	1050	55	5	28
26/10/2010	2487	1382	1313	69	5	28
03/11/2010	2487	1358	1290	68	5	28
05/11/2010	2487	1372	1303	69	5	28

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-98D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
07/11/2010	2487	1352	1284	68	5	28
11/11/2010	2487	1323	1257	66	5	28
13/11/2010	2487	1423	1352	71	5	28
19/11/2010	2487	1384	1315	69	5	28
23/11/2010	2487	1309	1244	65	5	28
29/11/2010	2487	1305	1240	65	5	28
03/12/2010	2487	1345	1278	67	5	28
06/12/2010	2487	1364	1296	68	5	28
12/12/2010	2487	1274	1210	64	5	28
19/12/2010	2487	1191	1131	60	5	28
21/12/2010	2487	1217	1156	61	5	28
23/12/2010	2487	1105	1050	55	5	28
28/12/2010	2487	1109	1054	55	5	28
30/12/2010	2487	1111	1055	56	5	28
09/01/2011	2487	1070	1017	53	5	28
11/01/2011	2487	1152	1094	58	5	28
17/01/2011	2487	1066	1013	53	5	28
20/01/2011	2487	1005	955	50	5	28
21/01/2011	2487	1000	950	50	5	28
22/01/2011	2487	1019	968	51	5	28
23/01/2011	2487	980	931	49	5	28
27/01/2011	2487	976	927	49	5	28
28/01/2011	2487	960	912	48	5	28
03/02/2011	2487	917	871	46	5	28
05/02/2011	2487	964	916	48	5	28

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-98D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
09/02/2011	2487	925	879	46	5	28
13/02/2011	2487	870	827	43	5	28
14/02/2011	2487	931	884	47	5	28
20/02/2011	2487	882	838	44	5	28
24/02/2011	2487	1082	1028	54	5	28
01/03/2011	2487	862	819	43	5	28
04/03/2011	2487	855	812	43	5	28
09/03/2011	2487	858	815	43	5	28
15/03/2011	2487	888	844	44	5	28.1
18/03/2011	2487	862	819	43	5	28.1
30/03/2011	2487	806	766	40	5	28
01/04/2011	2487	847	805	42	5	27.9
08/04/2011	2487	764	726	38	5	27
12/04/2011	2487	800	760	40	5	25.5
15/04/2011	2487	806	766	40	5	25.5
16/04/2011	2487	838	796	42	5	23.5
02/05/2011	2487	713	677	36	5	25.5
03/05/2011	2487	674	640	34	5	25.6
12/05/2011	2487	647	615	32	5	25.6
16/06/2011	2487	686	652	34	5	26
01/07/2011	2487	602	572	30	5	26
12/07/2011	2487	706	671	35	5	26
30/07/2011	2487	659	626	33	5	26
10/08/2011	2487	666	633	33	5	26.1
19/08/2011	2487	0	0	0	WO	

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-98D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
31/08/2011	2487	0	0	0	WO	
02/09/2011	2487	0	0	0		
11/09/2011	2487	870	609	261	30	26
21/09/2011	2487	1020	989	31	3	27
24/09/2011	2487	1109	1076	33	3	27
06/10/2011	2487	1247	1235	12	1	27.3
09/10/2011	2487	1254	1241	13	1	27.3
14/10/2011	2487	1176	1164	12	1	27.3
19/10/2011	2487	1168	1156	12	1	27.3
22/10/2011	2487	1254	1241	13	1	27.3
25/10/2011	2487	1207	1195	12	1	27.3
29/10/2011	2487	1203	1191	12	1	27.3
04/11/2011	2487	1207	1195	12	1	27.3
24/11/2011	2487	1192	1180	12	1	27.3
30/12/2011	2487	1160	1148	12	1	27.3

Tabla 4.18 Historial de Producción del pozo AUC-98D

Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

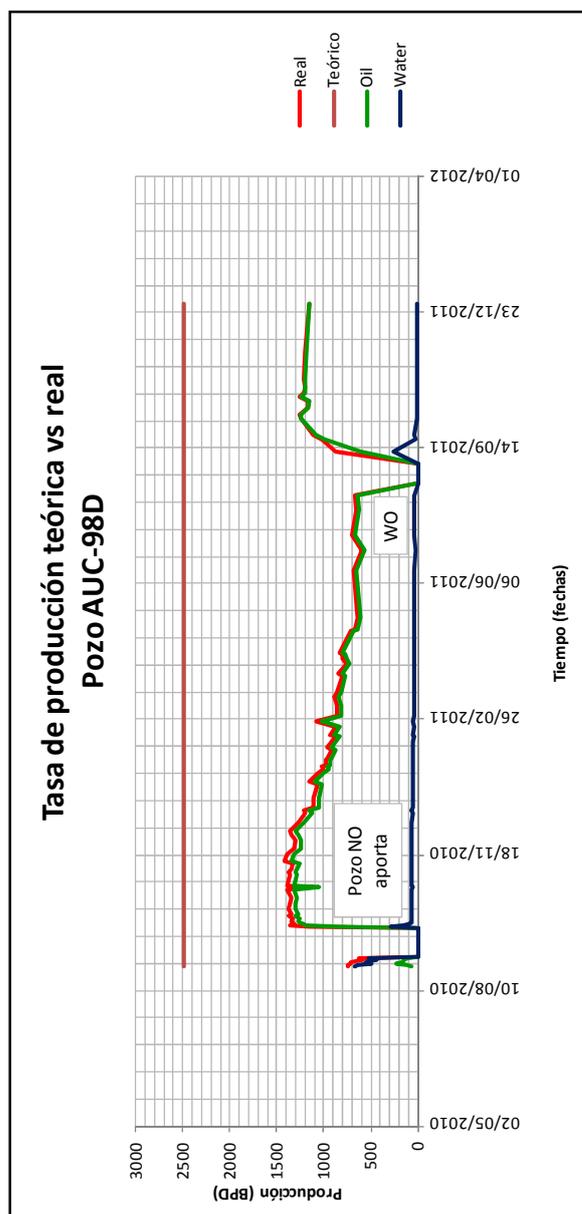


Figura 4.116 Producción real y teórica del pozo AUC-98D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

A partir de la gráfica podemos deducir que este pozo tiene un buen potencial de producción ya que su valor teórico está en 2500 BFPD. Al comienzo de la vida activa del pozo, nos damos cuenta como la producción incrementa paulatinamente y luego comienza a decrecer; esto se debe a los problemas registrados en el historial de producción.

Entre estos tenemos:

- ✓ Daño del sistema de enfriamiento del generador
- ✓ Roturas de las bandas del generador
- ✓ Altas temperaturas registradas en el motor
- ✓ Bombeo de JP1 y gel parafinico
- ✓ Daño del sensor de temperatura

Todos estos factores afectan la tasa de producción del pozo y hacen que se creen los altos y bajos que podemos apreciar en la figura; así como el workover que se le realiza para reparar la bomba electrosumergible. A pesar de todo por lo que ha pasado el AUC-98D, se puede decir que es un pozo rentable. El BSW es solo del 1% mientras que la producción de crudo alcanza valores ligeramente superiores a los 1000 BPPD.

AUC-99D ST

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-99D ST						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
16/08/2010	6954	782	391	391	50	28.3
17/08/2010	6954	659	639	20	3	28.3
18/08/2010	6954	686	665	21	3	28.3
18/08/2010	6954	694	673	21	3	28.3
19/08/2010	6954	674	654	20	3	28.3
20/08/2010	6954	737	715	22	3	28.3
22/08/2010	6954	764	741	23	3	28.3
23/08/2010	6954	757	734	23	3	28.3
25/08/2010	6954	792	768	24	3	28.3
27/08/2010	6954	770	747	23	3	28.3
29/08/2010	6954	741	719	22	3	28.3
01/09/2010	6954	779	756	23	3	28.3
03/09/2010	6954	823	798	25	3	28.3
04/09/2010	6954	808	784	24	3	28.3
04/09/2010	6954	826	801	25	3	28.3
05/09/2010	6954	800	776	24	3	28.3
13/09/2010	6954	800	776	24	3	28.3
16/09/2010	6954	757	734	23	3	28.3
20/09/2010	6954	757	734	23	3	28.3
26/09/2010	6954	721	699	22	3	28.3
01/10/2010	6954	713	692	21	3	28.3
09/10/2010	6954	685	664	21	3	28.3
13/10/2010	6954	690	669	21	3	28.3
14/10/2010	6954	760	737	23	3	28.3
18/10/2010	6954	655	635	20	3	28.3

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-99D ST						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
21/10/2010	6954	635	616	19	3	28.3
23/10/2010	6954	635	616	19	3	28.3
26/10/2010	6954	611	593	18	3	28.3
27/10/2010	6954	600	582	18	3	28.3
30/10/2010	6954	600	582	18	3	28.3
03/11/2010	6954	541	525	16	3	28.3
05/11/2010	6954	466	452	14	3	28.3
06/11/2010	6954	445	432	13	3	28.3
08/11/2010	6954	400	388	12	3	28.3
09/11/2010	6954	0	0	0		Limpieza
11/11/2010	6954	0	0	0		BES
12/11/2010	6954	745	685	60	8	28.3
13/11/2010	6954	0	0	0		Limpieza
20/11/2010	6954	0	0	0		BES
23/11/2010	6954	706	685	21	3	28.3
27/11/2010	6954	743	721	22	3	28.3
02/12/2010	6954	717	695	22	3	28.3
06/12/2010	6954	747	725	22	3	28.3
09/12/2010	6954	702	681	21	3	28.3
12/12/2010	6954	739	717	22	3	28.3
13/12/2010	6954	698	677	21	3	28.3
15/12/2010	6954	753	730	23	3	28.3
19/12/2010	6954	835	810	25	3	28.3
24/12/2010	6954	676	656	20	3	28.3
30/12/2010	6954	709	688	21	3	28.3

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-99D ST						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
06/01/2011	6954	698	677	21	3	28.3
08/01/2011	6954	600	582	18	3	28.3
11/01/2011	6954	653	633	20	3	28.3
17/01/2011	6954	470	456	14	3	28.3
17/01/2011	6954	631	612	19	3	28.3
23/01/2011	6954	682	662	20	3	28.3
25/01/2011	6954	686	665	21	3	28.3
28/01/2011	6954	631	612	19	3	28.3
01/02/2011	6954	514	499	15	3	28.3
03/02/2011	6954	341	331	10	3	28.3
04/02/2011	6954	490	475	15	3	28.3
05/02/2011	6954	478	464	14	3	28.3
06/02/2011	6954	564	547	17	3	28.3
08/02/2011	6954	396	384	12	3	28.3
09/02/2011	6954	396	384	12	3	28.3
13/02/2011	6954	764	741	23	3	28.3
15/02/2011	6954	764	741	23	3	28.3
19/02/2011	6954	729	707	22	3	28.3
23/02/2011	6954	741	719	22	3	28.3
27/02/2011	6954	749	727	22	3	28.3
01/03/2011	6954	749	727	22	3	28.3
05/03/2011	6954	725	703	22	3	27.3
12/03/2011	6954	715	694	21	3	27.8
16/03/2011	6954	678	658	20	3	27.8
30/03/2011	6954	664	644	20	3	26.2

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-99D ST						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
10/04/2011	6954	612	594	18	3	26
16/04/2011	6954	617	598	19	3	26.2
02/05/2011	6954	553	536	17	3	25.2
03/05/2011	6954	545	529	16	3	25.2
07/05/2011	6954	567	550	17	3	25.1
10/05/2011	6954	623	604	19	3	25.1
13/05/2011	6954	647	628	19	3	25.1
16/06/2011	6954	564	547	17	3	25.1
04/07/2011	6954	549	533	16	3	25.1
12/07/2011	6954	612	594	18	3	25.1
28/07/2011	6954	482	468	14	3	25.1
18/08/2011	6954	713	692	21	3	25
08/09/2011	6954	647	628	19	3	29
17/09/2011	6954	606	588	18	3	29
23/09/2011	6954	729	707	22	3	29
03/10/2011	6954	770	747	23	3	29
19/10/2011	6954	600	582	18	3	29.2
20/10/2011	6954	729	707	22	3	29.2
26/10/2011	6954	706	685	21	3	29.2
29/10/2011	6954	729	707	22	3	29.2
24/11/2011	6954	886	620	266	30	29.2
26/11/2011	6954	788	709	79	10	29.2
28/11/2011	6954	1005	955	50	5	29.2
29/11/2011	6954	882	838	44	5	29.2
01/12/2011	6954	1076	1033	43	4	29.2

Tabla 4.19 Historial de Producción del pozo AUC-99D ST
Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

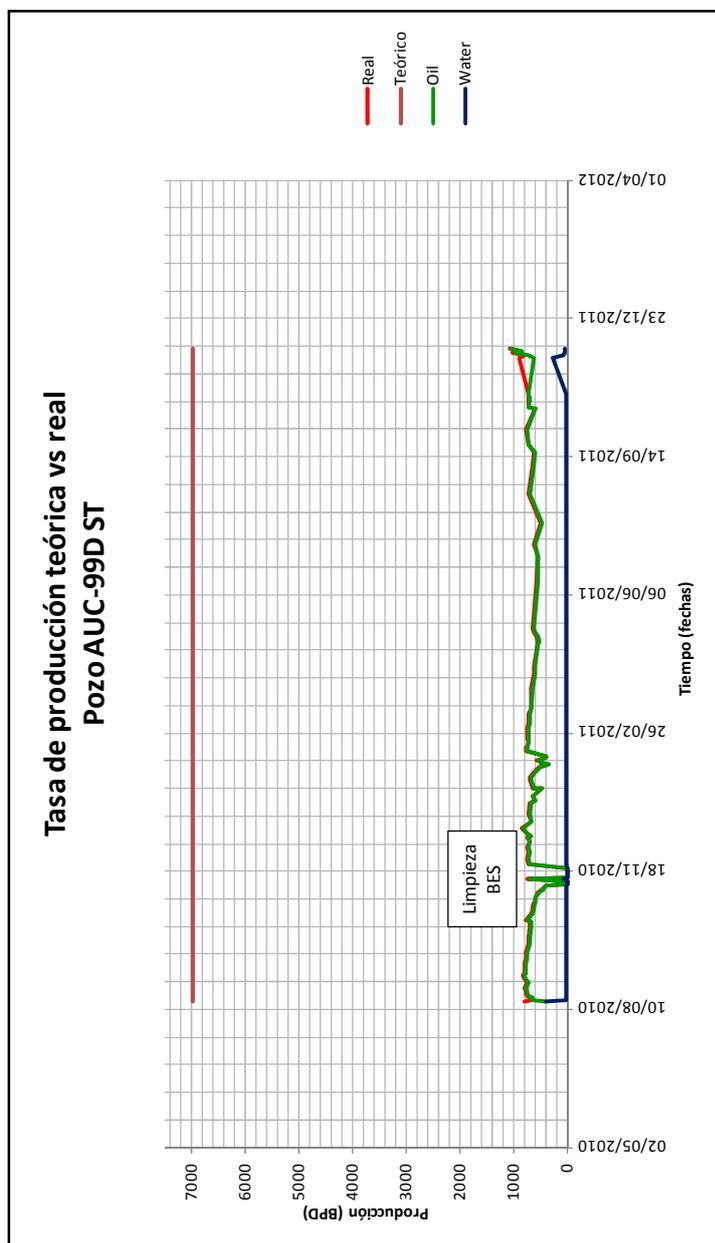


Figura 4.117 Producción real y teórica del pozo AUC-99D ST
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

A simple vista nos damos cuenta que el pozo tiene buen potencial de producción pero que la curva de fluido real es muy variable y está muy alejada de la teórica. Para determinar las razones de por qué ocurre esto, recurrimos al historial de producción del pozo, en el mismo donde encontramos que hay muchos problemas por taponamiento de la bomba electrosumergible.

Para solucionar dichos problemas, se procedió a inyectar solventes y ácido clorhídrico. Entonces cuando la curva de producción real empieza a declinar es producto del taponamiento de la bomba. Se realiza la limpieza y la producción incrementa de nuevo. Vemos que esto ocurre varias veces en el gráfico.

A pesar de este problema que presenta el pozo, sigue siendo rentable. Estamos obteniendo producciones de hasta 1000 BPPD con apenas 1% de BSW; lo que nos quiere decir que es mayor la recompensa económica que obtenemos del mismo. Las reservas que existen en esta arena son muy altas ya que este pozo es un side-track que se le realizó a un pozo perforado anteriormente.

✓ AUS-06D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUS-06D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
02/07/2010	1962	1011	991	20	2	18
05/07/2010	1962	1076	1054	22	2	18
08/07/2010	1962	1058	1037	21	2	18
17/07/2010	1962	1041	1020	21	2	18
21/07/2010	1962	1023	1003	20	2	18
26/07/2010	1962	1041	1020	21	2	18
04/08/2010	1962	1023	1003	20	2	18
09/08/2010	1962	1029	1008	21	2	18
14/08/2010	1962	996	976	20	2	18
07/09/2010	1962	1135	1112	23	2	18
08/09/2010	1962	1000	980	20	2	18
18/09/2010	1962	1058	1037	21	2	18
23/09/2010	1962	1047	1026	21	2	18
28/09/2010	1962	980	960	20	2	18
02/10/2010	1962	1010	990	20	2	18
06/10/2010	1962	1029	1008	21	2	18
07/10/2010	1962	1011	991	20	2	18
11/10/2010	1962	1082	1060	22	2	18
19/10/2010	1962	902	884	18	2	18
24/10/2010	1962	1032	1011	21	2	18
27/10/2010	1962	982	962	20	2	18
30/10/2010	1962	947	928	19	2	18
31/10/2010	1962	980	960	20	2	18
04/11/2010	1962	958	939	19	2	18
07/11/2010	1962	994	974	20	2	18

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUS-06D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
13/11/2010	1962	989	969	20	2	18
20/11/2010	1962	994	974	20	2	18
26/11/2010	1962	994	974	20	2	18
02/12/2010	1962	994	974	20	2	18
03/12/2010	1962	955	936	19	2	18
06/12/2010	1962	976	956	20	2	18
11/12/2010	1962	994	974	20	2	18
13/12/2010	1962	955	936	19	2	18
16/12/2010	1962	994	974	20	2	18
20/12/2010	1962	1010	990	20	2	18
01/01/2011	1962	1011	991	20	2	18
08/01/2011	1962	1029	1008	21	2	18
11/01/2011	1962	1011	991	20	2	18
14/01/2011	1962	976	956	20	2	18
21/01/2011	1962	976	956	20	2	18
25/01/2011	1962	982	962	20	2	18
29/01/2011	1962	1041	1020	21	2	18
30/01/2011	1962	976	956	20	2	18
02/02/2011	1962	1029	1008	21	2	18
09/02/2011	1962	995	975	20	2	18
14/02/2011	1962	1011	991	20	2	18
16/02/2011	1962	992	972	20	2	18
19/02/2011	1962	992	972	20	2	18
28/02/2011	1962	982	962	20	2	18
05/03/2011	1962	982	962	20	2	16,5

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUS-06D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
14/03/2011	1962	1050	1029	21	2	16,5
23/03/2011	1962	1019	999	20	2	16,5
27/03/2011	1962	1011	991	20	2	16,5
04/04/2011	1962	1011	991	20	2	16,5
04/05/2011	1962	994	974	20	2	16,5
18/05/2011	1962	994	934	60	6	16,5
30/05/2011	1962	1011	950	61	6	16,5
07/06/2011	1962	988	929	59	6	16,5
08/07/2011	1962	0	0	0	Cortocircuito transformador	
11/07/2011	1962	0	0	0		
13/07/2011	1962	1011	950	61	6	16,5
29/08/2011	1962	994	934	60	6	16,5
22/09/2011	1962	1058	995	63	6	17
11/10/2011	1962	1048	985	63	6	17
25/11/2011	1962	992	932	60	6	17
01/12/2011	1962	982	923	59	6	16,6
09/12/2011	1962	982	923	59	6	16,6
22/12/2011	1962	982	923	59	6	16,6

Tabla 4.20 Historial de Producción del pozo AUS-06D

Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

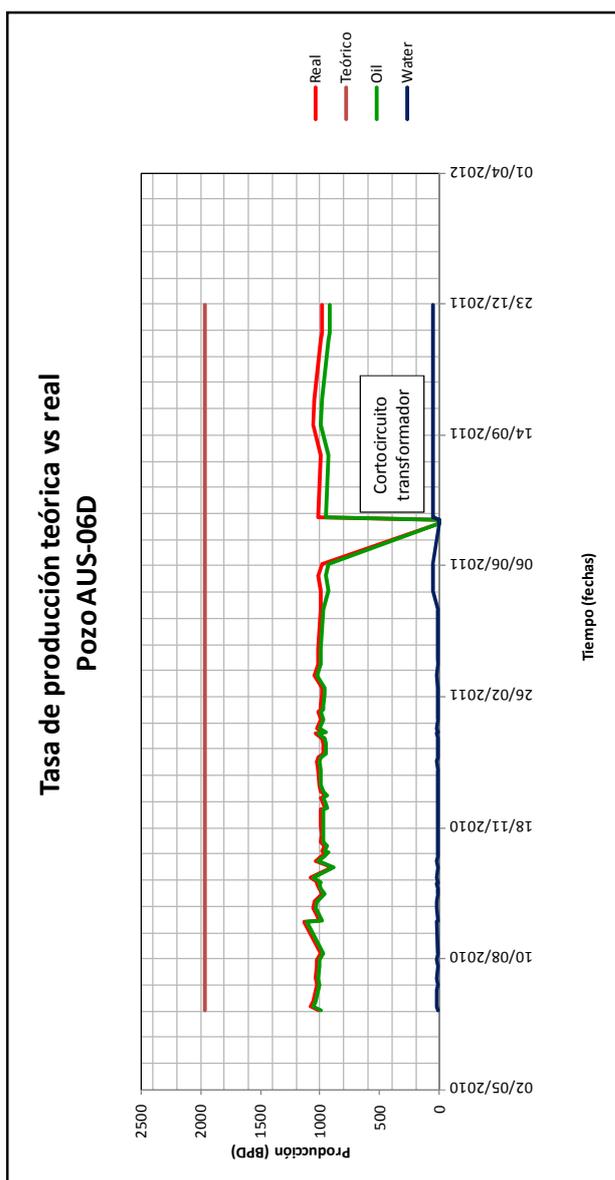


Figura 4.118 Producción real y teórica del pozo AUS-06D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Por simple inspección de la gráfica vemos que este es un pozo rentable. La máxima cantidad de fluidos que podemos obtener del mismo es de 2000 BPD y por la posición de la curva de producción de agua, nos damos cuenta que el BSW de este pozo es bajo.

La producción actual es de 1000 BFPD aproximadamente. Los problemas que presenta este pozo son de carácter eléctrico. En el historial de producción podemos ver como en varias ocasiones el pozo no presenta actividad, por motivo de mantenimientos o arreglos que se le han realizado al generador.

A pesar de estos inconvenientes, no deja de ser un buen pozo. El BSW registrado diariamente se mantiene en 6%; produciendo 1000 BFPD, solo 60 son de agua. La diferencia entre estos dos valores es lo que hace que el pozo rinda económicamente.

✓ AUS-07D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUS-07D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
16/06/2010	5111	889	800	89	10	32
16/06/2010	5111	1200	1104	96	8	32
17/06/2010	5111	1314	1209	105	8	32
17/06/2010	5111	1382	1271	111	8	32
20/06/2010	5111	1283	1180	103	8	32
21/06/2010	5111	1247	1185	62	5	32
28/06/2010	5111	1311	1245	66	5	32
30/06/2010	5111	1258	1195	63	5	32
04/07/2010	5111	1129	1073	56	5	32
09/07/2010	5111	1054	1001	53	5	32
15/07/2010	5111	1073	923	150	14	32
18/07/2010	5111	1023	880	143	14	32
27/07/2010	5111	1073	858	215	20	32
28/07/2010	5111	841	673	168	20	32
01/08/2010	5111	796	637	159	20	32
02/08/2010	5111	1073	773	300	28	32
03/08/2010	5111	670	482	188	28	32
06/08/2010	5111	714	514	200	28	32
08/08/2010	5111	737	531	206	28	32
10/08/2010	5111	674	485	189	28	32
12/08/2010	5111	760	547	213	28	32
13/08/2010	5111	0	0	0	Tratamiento Hs	
14/08/2010	5111	0	0	0		
14/08/2010	5111	1184	829	355	30	32
15/08/2010	5111	1160	696	464	40	32

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUS-07D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW	API
	TEÓRICA	REAL	PETRÓLEO	AGUA		
	BFPD	BFPD	BPPD	BAPD	%	
16/08/2010	5111	1117	670	447	40	32
07/09/2010	5111	1070	642	428	40	32
10/09/2010	5111	1247	748	499	40	32
13/09/2010	5111	1247	624	623	50	32
14/09/2010	5111	1041	521	520	50	32
15/09/2010	5111	1023	512	511	50	32
16/09/2010	5111	1070	535	535	50	32
17/09/2010	5111	1568	784	784	50	32
18/09/2010	5111	1062	531	531	50	32
19/09/2010	5111	1117	559	558	50	32
21/09/2010	5111	1031	516	515	50	32
24/09/2010	5111	1039	520	519	50	32
29/09/2010	5111	1017	509	508	50	32
04/10/2010	5111	984	492	492	50	32
07/10/2010	5111	937	469	468	50	32
07/10/2010	5111	1017	407	610	60	32
10/10/2010	5111	982	393	589	60	32
18/10/2010	5111	1053	421	632	60	32
25/10/2010	5111	1029	412	617	60	32
29/10/2010	5111	1076	430	646	60	32
02/11/2010	5111	1031	412	619	60	32
12/11/2010	5111	1029	412	617	60	32
13/11/2010	5111	1041	416	625	60	32
20/11/2010	5111	1031	412	619	60	32
26/11/2010	5111	1041	416	625	60	32

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUS-07D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
29/11/2010	5111	1070	428	642	60	32
30/11/2010	5111	1053	421	632	60	32
06/12/2010	5111	1084	434	668	60	32
08/12/2010	5111	1041	416	629	60	32
13/12/2010	5111	1031	412	614	60	32
19/12/2010	5111	1043	417	622	60	32
25/12/2010	5111	1053	421	649	60	32
30/12/2010	5111	1011	404	595	60	32
04/01/2011	5111	1039	416	614	60	32
08/01/2011	5111	1062	425	695	60	32
13/01/2011	5111	917	367	486	60	32
22/01/2011	5111	1078	431	733	60	32
25/01/2011	5111	1078	345	790	60	32
27/01/2011	5111	721	288	323	68	32
30/01/2011	5111	994	398	676	60	32
06/02/2011	5111	995	318	677	60	32
12/02/2011	5111	994	318	652	68	32
19/02/2011	5111	1070	342	731	68	32
24/02/2011	5111	1058	339	321	68	32
02/03/2011	5111	1023	737	699	68	32
13/03/2011	5111	1011	324	815	28	32
22/03/2011	5111	612	196	290	68	32
30/03/2011	5111	1005	322	661	68	32
02/04/2011	5111	1070	344	753	68	32
10/04/2011	5111	992	317	992	68	32

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUS-07D						
ARENA Ui						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
17/04/2011	5111	1023	286	745	68	32
25/05/2011	5111	992	278	709	72	32
04/06/2011	5111	1011	283	777	72	32
18/06/2011	5111	0	0	0	WO	
25/06/2011	5111	0	0	0		
04/07/2011	5111	1062	234	833	78	32
17/08/2011	5111	1041	229	799	78	33
24/09/2011	5111	1100	242	861	78	32
01/10/2011	5111	1088	239	849	78	31
15/10/2011	5111	1088	239	842	78	33
23/10/2011	5111	1117	246	911	78	33
25/11/2011	5111	935	206	699	78	33
08/12/2011	5111	1072	236	837	78	33
10/12/2011	5111	1070	235	1070	78	33

Tabla 4.21 Historial de Producción del pozo AUS-07D

Fuente: Archivo S400 y AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

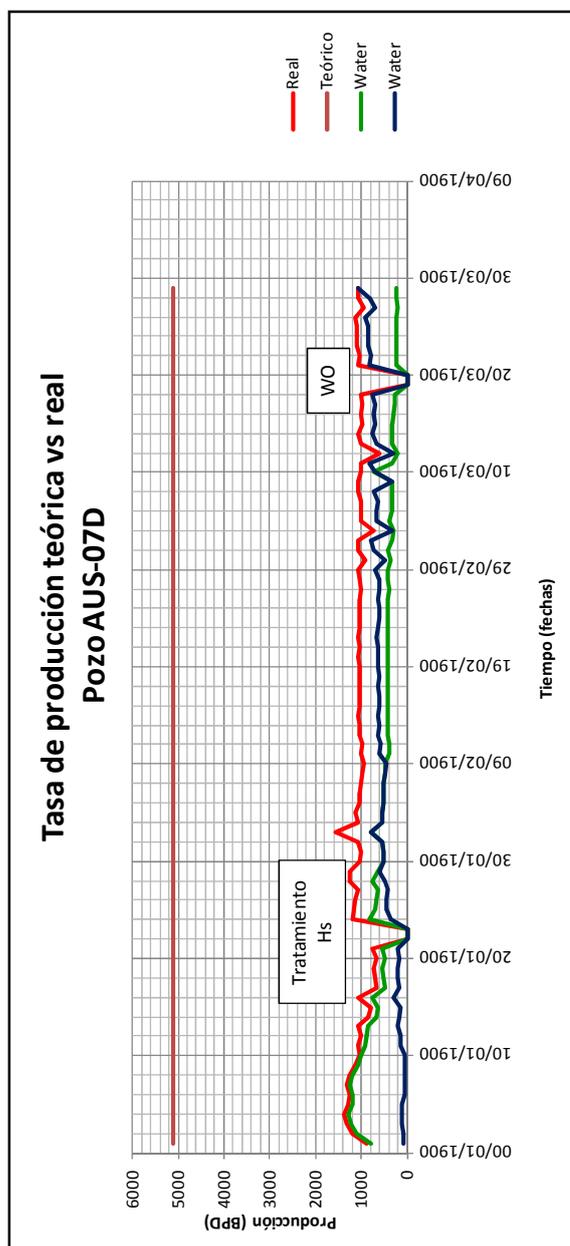


Figura 4.119 Producción real y teórica del pozo AUS-07D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Este pozo se encuentra en la misma plataforma que el AUS-06D, a solo 10 pies de distancia. Mientras que el pozo anterior produce de la arena “Ui”, el AUS-07D produce de “Hs”. Utilizando una bomba de modelo P12X, de esta arena se obtienen 1000 BFPD, siendo 300 BPPD con un BSW del 78% que se mantiene constante.

En la gráfica podemos observar como con el pasar del tiempo, la curva de producción de agua ha ido aumentando. Esto de aquí es congruente con el hecho de que se está produciendo de “Hs”; arena que posee un acuífero infinito debajo que la empuja hidráulicamente. Sin embargo, el pozo no deja de ser rentable.

El potencial máximo es de aproximadamente 5000 BFPD, con un BSW del 80%, estaríamos obteniendo 400 BAPD mientras que los restantes 4600 serían de petróleo. También debemos tomar en cuenta el grado API de este crudo, el mismo que es de 32,1; catalogado como un crudo liviano cuyo valor económico en el mercado es alto por lo que no posee tanta suciedad en su composición química. En el periodo del 18 al 25 de junio de 2011, se le realiza el primer trabajo de reacondicionamiento por motivos de comunicación tubing-casing.

AUC-54D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-54D						
ARENA Ti						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
29/09/2011	248	168	138	30	18	25
01/12/2011	248	192	180	12	6	25
11/12/2011	248	264	145	119	45	25
13/12/2011	248	240	221	19	8	25
20/12/2011	248	192	177	15	8	25
22/12/2011	248	192	177	15	8	25
04/01/2012	248	159	0	159	100	25
05/01/2012	248	216	22	194	90	25
06/01/2012	248	204	51	153	75	25
07/01/2012	248	235	61	174	74	25
08/01/2012	248	221	60	161	73	25
09/01/2012	248	215	58	157	73	25
10/01/2012	248	183	46	137	75	25
11/01/2012	248	114	29	86	75	25,1
13/01/2012	248	165	41	124	75	25
14/01/2012	248	165	41	124	75	25,1
15/01/2012	248	176	88	88	50	25
16/01/2012	248	218	131	87	40	25
17/01/2012	248	233	140	93	40	25
18/01/2012	248	423	254	169	40	25
19/01/2012	248	218	174	44	20	25
20/01/2012	248	270	230	41	15	25
21/01/2012	248	311	249	62	20	25
22/01/2012	248	264	224	40	15	25
23/01/2012	248	220	187	33	15	25

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-54D						
ARENA TI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
24/01/2012	248	296	252	44	15	25
26/01/2012	248	316	269	47	15	25
27/01/2012	248	241	205	36	15	25
29/01/2012	248	292	248	44	15	25
30/01/2012	248	290	247	44	15	25
02/02/2012	248	303	258	45	15	25
03/02/2012	248	293	249	44	15	25
04/02/2012	248	174	148	26	15	25

Tabla 4.22 Historial de Producción del pozo AUC-54D

Fuente: Archivo AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

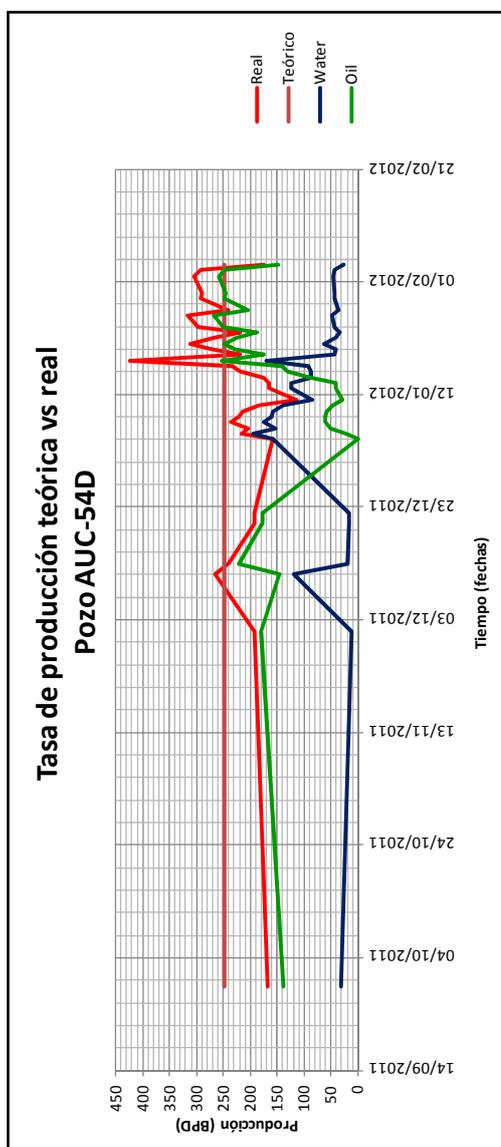


Figura 4.120 Producción real y teórica del pozo AUS-07D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Por lo que podemos apreciar en la gráfica, las diferentes curvas tanto la de petróleo como la del agua, presentan una clara tendencia a ser constantes al comienzo de la vida productora del pozo y luego se tornan irregulares.

Como podemos observar en la curva del petróleo existen pequeños picos ocurridos a diferentes días de producción por lo que se ven claramente reflejados en la curva que obtuvimos.

El pozo actualmente presenta buenas condiciones de producción, las mismas que son: bajo corte de agua, como producimos de Ti tenemos una presión de reservorio entre 1500 y 1600 psi, un API de 25 y una producción de entre 150 y 200 barriles de petróleo.

AUC-58D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-58D						
ARENA TI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
03/12/2011	2263	1360	1306	54	4	27,3
04/12/2011	2263	1320	1267	53	4	27,3
13/12/2011	2263	1035	983	52	5	27,3
14/12/2011	2263	1058	1026	32	3	27,3
15/12/2011	2263	1117	1028	89	8	27,1
20/12/2011	2263	1180	1086	94	8	27,1
22/12/2011	2263	1180	1145	35	3	27,1
24/12/2011	2263	1110	1077	33	3	27,1
26/12/2011	2263	1120	1086	34	3	27,1
05/01/2012	2263	995	965	30	3	27,1
08/01/2012	2263	1156	1121	35	3	27
12/01/2012	2263	1164	1129	35	3	27
20/01/2012	2263	1235	1198	37	3	27
21/01/2012	2263	1150	1116	35	3	27
29/01/2012	2263	1196	1160	36	3	27

Tabla 4.23 Historial de Producción del pozo AUC-58D

Fuente: Archivo AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

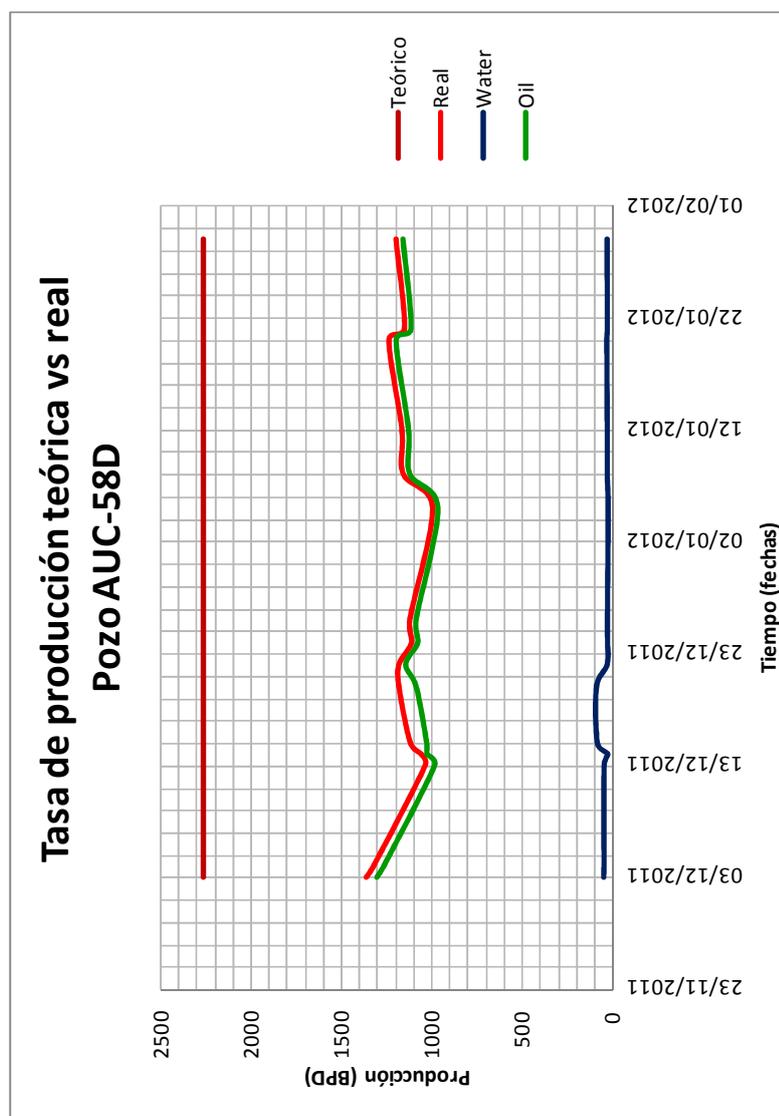


Figura 4.121 Producción real y teórica del pozo AUC-58D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

Por lo que podemos apreciar en la gráfica, las diferentes curvas tanto la de petróleo como la del agua, presentan una clara tendencia y tienden a ser constantes.

Como podemos observar en la curva del petróleo existen pequeños picos debido al mantenimiento preventivo del generador (mpg), el daño en el radiador del generador y por el cambio de filtros en el mismo, todos estos ocurridos a diferentes días de producción por lo que se ven claramente reflejados en la curva que obtuvimos.

La curva de agua presenta dos claros picos que son debido al inicio de la producción después de las Completaciones y pruebas iniciales, y el wo#01 el pozo comenzó a limpiarse y se estabilizó el BSW con un valor del 3%.

El pozo actualmente presenta buenas condiciones de producción, las mismas que son: bajo corte de agua, como producimos de Ti tenemos una presión de reservorio entre 1500 y 1600 psi, un API de 27,1 y una producción de 1116 barriles de petróleo.

AUC-79D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-79D						
ARENA TI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
02/08/2011	9091	1295	1166	130	10	26,6
03/08/2011	9091	1394	1282	112	8	26,6
04/08/2011	9091	1295	1217	78	6	26,6
05/08/2011	9091	1295	1269	26	2	26,6
06/08/2011	9091	1295	1269	26	2	26,6
07/08/2011	9091	1470	1382	88	6	26
08/08/2011	9091	1266	1241	25	2	26
09/08/2011	9091	1286	1260	26	2	26
10/08/2011	9091	1250	1225	25	2	26,1
11/08/2011	9091	1328	1301	27	2	26
12/08/2011	9091	1223	1199	24	2	26
14/08/2011	9091	1247	1222	25	2	26
20/08/2011	9091	1341	1314	27	2	26
21/08/2011	9091	1347	1320	27	2	26
23/08/2011	9091	1357	1330	27	2	26
30/08/2011	9091	1370	1343	27	2	26
31/08/2011	9091	1388	1343	45	3,27	26
02/09/2011	9091	1323	1297	26	2	26
08/09/2011	9091	1411	1383	28	2	26
16/09/2011	9091	1323	1297	26	2	26
20/09/2011	9091	1411	1383	28	2	26
23/09/2011	9091	1474	1445	29	2	26,6
25/09/2011	9091	1458	1429	29	2	26,6
30/09/2011	9091	1388	1360	28	2	26,6
01/10/2011	9091	1364	1337	27	2	26,6

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-79D						
ARENA TI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
06/10/2011	9091	1458	1429	29	2	26,6
09/10/2011	9091	1480	1450	30	2	26,2
13/10/2011	9091	882	864	18	2	26,2
14/10/2011	9091	882	864	18	2	26,2
15/10/2011	9091	1388	1360	28	2	26,2
16/10/2011	9091	1329	1302	27	2	26,2
18/10/2011	9091	1330	1303	27	2	26,2
24/10/2011	9091	1380	1352	28	2	26,2
27/10/2011	9091	1411	1383	28	2	26,2
30/10/2011	9091	1440	1411	29	2	26,3
07/11/2011	9091	1521	1491	30	2	26,3
21/11/2011	9091	1543	1512	31	2	26,3
23/11/2011	9091	1520	1490	30	2	26,3
24/11/2011	9091	1520	1490	30	2	26,3
26/11/2011	9091	1524	1494	30	2	26,3
27/11/2011	9091	1532	1501	31	2	26,3
01/12/2011	9091	1599	1567	32	2	26,3
08/12/2011	9091	1568	1411	157	10	26,3
14/12/2011	9091	1568	1474	94	6	26,3
18/12/2011	9091	1550	1519	31	2	26,3
23/12/2011	9091	1551	1520	31	2	26,3
27/12/2011	9091	1705	1671	34	2	26,3
04/01/2012	9091	1520	1490	30	2	26,3
09/01/2012	9091	1482	1452	30	2	26,3
15/01/2012	9091	1470	1441	29	2	26,3

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-79D						
ARENA Ti						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
18/01/2012	9091	1492	1462	30	2	26,3
20/01/2012	9091	1410	1382	28	2	26,3
25/01/2012	9091	1552	1521	31	2	26,3
30/01/2012	9091	1452	1423	29	2	26,3

Tabla 4.24 Historial de Producción del pozo AUC-79D

Fuente: Archivo AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

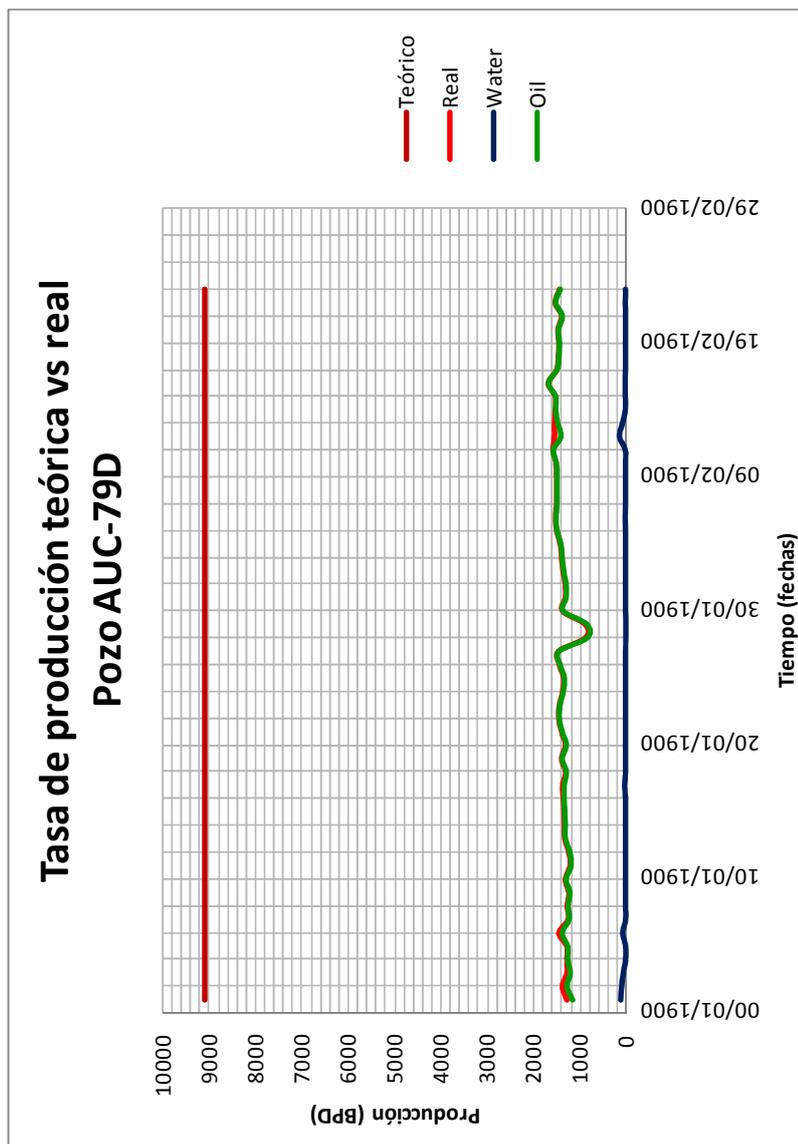


Figura 4.122 Producción real y teórica del pozo AUC-79D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

La gráfica nos muestra líneas con tendencia a ser constantes, tanto la del petróleo como la del agua, la producción en este pozo muestra como evidencia que se ha mantenido y no ha sufrido bajas por lo que se estima que la vida productiva se ubicará en amplios rangos de eficiencia, como podemos observar ésta no muestra ninguna clase de picos evidentes, al contrario refleja continuidad con el pasar de los días en su producción.

La gráfica del agua nos muestra una clara tendencia también a una continuidad pero podemos evidenciar que el día 08-12-2011 sufre una pequeña deformación por lo que se observa un pico, el mismo que se originó debido al MPG que se le realizó al equipo BES, al momento que se reinició la operación de aporte obtuvimos un valor de 10% por ese día, el mismo que se estabilizó y se mantuvo en 2% para el resto de los días.

Con una producción diaria que se mantiene entre 1200 y 1400 barriles de fluido con un bajo corte de agua como antes lo mencionamos, y con un API de 26 bajo el análisis de estos parámetros se puede concluir que el pozo tiene buen potencial de producción ya que su máximo o tope es de 9091 barriles de fluido.

✓ AUC-80D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-80D						
ARENA Ti						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
15/09/2011	1748	472	250	222	47	24
16/09/2011	1748	408	277	131	32	24
18/09/2011	1748	450	315	135	30	27,3
19/09/2011	1748	400	288	112	28	27,3
22/09/2011	1748	555	533	22	4	27,3
23/09/2011	1748	562	545	17	3	27,3
29/09/2011	1748	577	565	12	2	27,3
30/09/2011	1748	412	404	8	2	27,3
04/10/2011	1748	488	478	10	2	27,3
07/10/2011	1748	570	559	11	2	27,9
08/10/2011	1748	577	565	12	2	28
11/10/2011	1748	570	559	11	2	28
12/10/2011	1748	585	573	12	2	28
13/10/2011	1748	577	565	12	2	28
14/10/2011	1748	577	565	12	2	28
15/10/2011	1748	577	565	12	2	28
16/10/2011	1748	577	565	12	2	28
17/10/2011	1748	577	565	12	2	28
18/10/2011	1748	570	559	11	2	28
20/10/2011	1748	577	565	12	2	28
21/10/2011	1748	577	565	12	2	28
23/10/2011	1748	547	536	11	2	28
26/10/2011	1748	525	515	11	2	28
28/10/2011	1748	382	374	8	2	28
30/10/2011	1748	570	558	11	2	28

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-80D						
ARENA TI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
31/10/2011	1748	0	0	0		
01/11/2011	1748	0	0	0	C&PI suspendido	
02/11/2011	1748	570	558	11	2	28
04/11/2011	1748	0	0	0	C&PI suspendido	
05/11/2011	1748	570	559	11	2	28
06/11/2011	1748	570	559	11	2	28
07/11/2011	1748	570	559	11	2	28
08/11/2011	1748	570	559	11	2	28
09/11/2011	1748	570	559	11	2	28
10/11/2011	1748	570	559	11	2	28
11/11/2011	1748	570	559	11	2	28
12/11/2011	1748	600	588	12	2	28
13/11/2011	1748	600	588	12	2	28
14/11/2011	1748	600	588	12	2	28
15/11/2011	1748	600	588	12	2	28
16/11/2011	1748	600	588	12	2	28
17/11/2011	1748	600	588	12	2	28
18/11/2011	1748	570	559	11	2	28
19/11/2011	1748	570	559	11	2	28
20/11/2011	1748	570	559	11	2	28
21/11/2011	1748	570	559	11	2	28
22/11/2011	1748	570	559	11	2	28
23/11/2011	1748	570	559	11	2	28,1
24/11/2011	1748	570	559	11	2	28,1
25/11/2011	1748	570	559	11	2	28,1

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-80D						
ARENA TI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
26/11/2011	1748	570	559	11	2	28,1
27/11/2011	1748	570	559	11	2	28,1
28/11/2011	1748	600	588	12	2	28,1
30/11/2011	1748	600	588	12	2	28,1
01/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
02/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
05/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
06/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
07/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
08/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
09/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
10/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
11/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
12/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
13/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
14/12/2011	1748	588	576	12	2	28,1
15/12/2011	1748	588	576	12	2	28,1
16/12/2011	1748	588	576	12	2	28,1
18/12/2011	1748	588	576	12	2	28,1
20/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
21/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
22/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
23/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
24/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
25/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-80D						
ARENA TI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
26/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
27/12/2011	1748	600	588	12	2	28,1
28/12/2011	1748	555	544	11	2	28,1
31/12/2011	1748	555	544	11	2	28,1
02/01/2012	1748	555	544	11	2	28,1
03/01/2012	1748	528	517	11	2	28,1
04/01/2012	1748	528	517	11	2	28,1
05/01/2012	1748	528	517	11	2	28,1
06/01/2012	1748	528	517	11	2	27,9
07/01/2012	1748	570	559	11	2	27,9
21/01/2012	1748	495	485	10	2	27,9
22/01/2012	1748	555	544	11	2	28
23/01/2012	1748	555	544	11	2	28
24/01/2012	1748	555	544	11	2	28
25/01/2012	1748	546	535	11	2	28
26/01/2012	1748	546	535	11	2	28
27/01/2012	1748	570	559	11	2	28
28/01/2012	1748	570	559	11	2	28
29/01/2012	1748	570	559	11	2	28
30/01/2012	1748	570	559	11	2	28
31/01/2012	1748	570	559	11	2	28
01/02/2012	1748	570	559	11		28
02/02/2012	1748	570	559	11	2	28
03/02/2012	1748	540	540	0	2	28,1
04/02/2012	1748	540	529	11	2	28,1

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-80D						
ARENA TI						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
10/02/2012	1748	570	559	11	2	28,1
11/02/2012	1748	570	559	11	2	28,1
12/02/2012	1748	570	559	11	2	27,9
13/02/2012	1748	570	559	11	2	27,9
14/02/2012	1748	570	559	11	2	27,9
15/02/2012	1748	570	559	11	2	27,9
16/02/2012	1748	570	559	11	2	27,9
17/02/2012	1748	555	544	11	2	27,9
18/02/2012	1748	555	544	11	2	27,9
19/02/2012	1748	555	544	11	2	27,9
20/02/2012	1748	555	544	11	2	27,9

Tabla 4.25 Historial de Producción del pozo AUC-80D

Fuente: Archivo AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

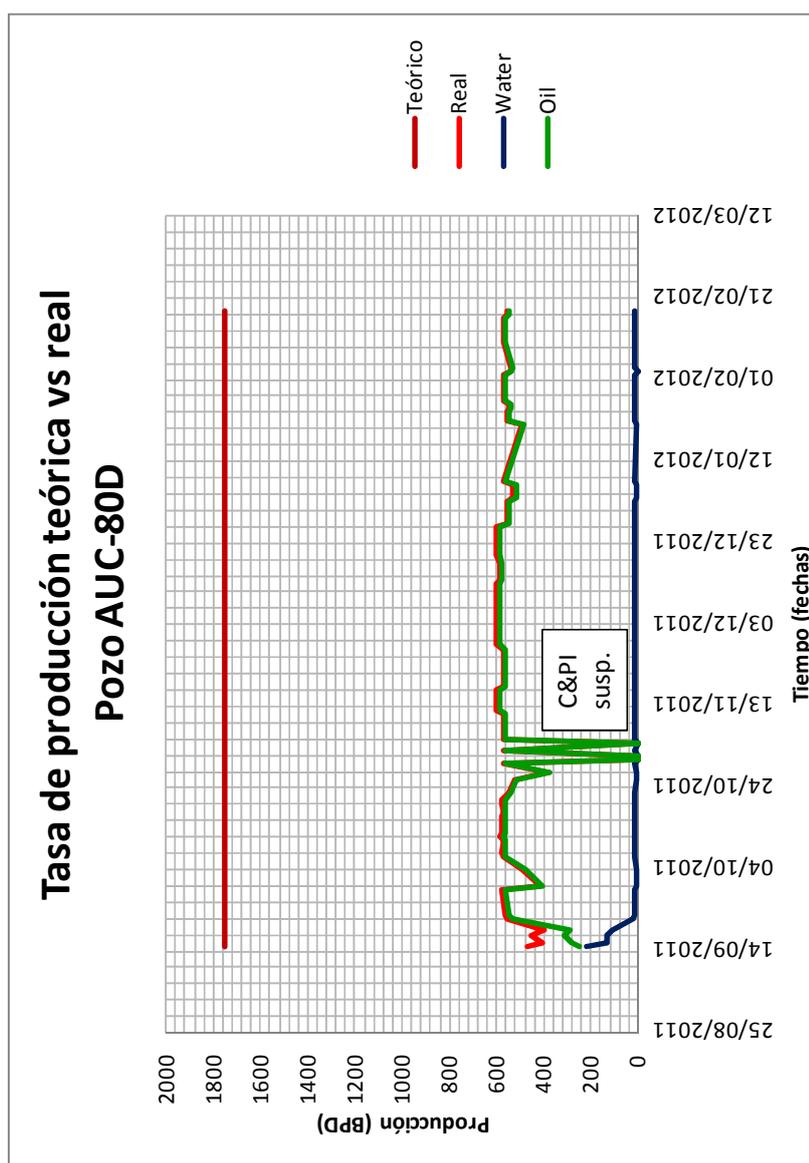


Figura 4.123 Producción real y teórica del pozo AUC-80D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

El gráfico que representa el historial de producción para el petróleo en este pozo, se muestra normal, la presencia de dos picos, el primero es por lo que el pozo sale de completaciones y pruebas iniciales con su aporte a superficie por lo que la producción se muestra intermitente hasta que con el pasar de los días se pueda estabilizar como lo podemos evidenciar que es lo que ocurre en la gráfica.

La gráfica del agua no presenta mayores novedades como se evidencia tiende a mantenerse constante, la variación se presenta en el comienzo por lo que el pozo sale de C&PI y procede al aporte variado hasta que se estabiliza como podemos ver que se refleja en la gráfica.

Los datos del pozo graficados y analizados en esta parte de la tesis, son tomados mediante evaluación al pozo con MTU. Hasta la fecha indicada en el gráfico se continuaba evaluando y obteniendo los valores que han sido observados en el esquema expuesto.

El pozo presenta un rango de producción entre 500 y 650 barriles de fluido diario, un BSW de 2 que se mantiene constante, y API de 28 presentando así un potencial de producción de 1748 barriles de fluido, por lo que se espera una gran vida de producción de este pozo.

AUC-86D

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-86D						
ARENA Hi						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
03/07/2011	3801	1200	1140	60	5	32,1
04/07/2011	3801	1200	1176	24	2	32,1
05/07/2011	3801	1210	1186	24	2	32,1
06/07/2011	3801	1223	1199	24	2	32,1
07/07/2011	3801	1299	1273	26	2	32,1
11/07/2011	3801	1386	1354	32	2,28	32,1
12/07/2011	3801	1200	1176	24	2	32,1
13/07/2011	3801	1223	1199	24	2	32,1
14/07/2011	3801	1031	1010	21	2	32,1
15/07/2011	3801	1043	1022	21	2	32,1
17/07/2011	3801	954	935	19	2	32,1
18/07/2011	3801	760	745	15	2	32,1
19/07/2011	3801	760	745	15	2	32,1
20/07/2011	3801	1536	1167	369	24	32,1
21/07/2011	3801	1536	1167	369	24	32,1
22/07/2011	3801	1536	1413	123	8	32,1
23/07/2011	3801	1536	1413	123	8	32,1
24/07/2011	3801	1536	1413	123	8	32,1
25/07/2011	3801	1536	1413	123	8	32,1
26/07/2011	3801	1536	1413	123	8	32,1
27/07/2011	3801	1536	1352	184	12	32,1
28/07/2011	3801	1536	1352	184	12	32,1
29/07/2011	3801	1488	1309	179	12	32,1
30/07/2011	3801	1392	1225	167	12	32,1
31/07/2011	3801	1392	1197	195	14	32,1

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-86D						
ARENA Hi						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
01/08/2011	3801	1392	1169	223	16	32,1
02/08/2011	3801	1392	1169	223	16	32,1
03/08/2011	3801	1392	1169	223	16	32,1
04/08/2011	3801	1392	1169	223	16	32,1
05/08/2011	3801	1392	1169	223	16	32,1
06/08/2011	3801	1392	1169	223	16	32,1
07/08/2011	3801	1392	1169	223	16	32,1
08/08/2011	3801	1392	1169	223	16	32,1
09/08/2011	3801	1296	1037	259	20	32,1
10/08/2011	3801	1248	998	250	20	32
11/08/2011	3801	1248	998	250	20	32,1
12/08/2011	3801	1200	960	240	20	32,1
13/08/2011	3801	1200	960	240	20	32,1
14/08/2011	3801	1224	979	245	20	32,1
15/08/2011	3801	1152	899	253	22	32,1
16/08/2011	3801	1152	864	288	25	32,1
17/08/2011	3801	1152	864	288	25	32,1
18/08/2011	3801	1152	852	300	26	32,1
19/08/2011	3801	1152	852	300	26	32,1
20/08/2011	3801	1152	829	323	28	32,1
21/08/2011	3801	1152	806	346	30	32,1
22/08/2011	3801	1152	806	346	30	32,1
24/08/2011	3801	1152	806	346	30	32,1
25/08/2011	3801	1152	806	346	30	32,1
26/08/2011	3801	1152	806	346	30	32,1

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-86D						
ARENA Hi						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
27/08/2011	3801	1152	795	357	31	32,1
28/08/2011	3801	1080	756	324	30	32,1
29/08/2011	3801	1080	724	356	33	32
30/08/2011	3801	1080	724	356	33	32,1
31/08/2011	3801	1080	724	356	33	32,1
01/09/2011	3801	1032	691	341	33	32,1
02/09/2011	3801	1032	691	341	33	32,1
13/09/2011	3801	1164	466	698	60	32,1
14/09/2011	3801	576	317	259	45	32,1
15/09/2011	3801	717	394	323	45	32,1
16/09/2011	3801	301	166	135	45	32
17/09/2011	3801	832	458	374	45	32
18/09/2011	3801	764	420	344	45	32
20/09/2011	3801	829	456	373	45	32
24/09/2011	3801	767	422	345	45	32,1
29/09/2011	3801	838	461	377	45	32,1
02/10/2011	3801	715	393	322	45	32,1
05/10/2011	3801	817	449	368	45	29,5
12/10/2011	3801	814	448	366	45	29,5
13/10/2011	3801	819	450	369	45	29,5
14/10/2011	3801	817	359	458	56	29,5
17/10/2011	3801	903	497	406	45	29,5
18/10/2011	3801	817	368	449	55	29,5
19/10/2011	3801	817	294	523	64	29,5
26/10/2011	3801	809	291	518	64	29,5

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-86D						
ARENA Hi						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
29/10/2011	3801	738	266	472	64	29,5
02/11/2011	3801	761	274	487	64	29,5
14/11/2011	3801	729	262	467	64	29,5
24/11/2011	3801	806	290	516	64	29,5
27/11/2011	3801	761	274	487	64	29,5
02/12/2011	3801	788	284	504	64	29,5
07/12/2011	3801	800	288	512	64	29,5
12/12/2011	3801	745	268	477	64	29,5
17/12/2011	3801	0	0	0	MPG	
19/12/2011	3801	784	282	502	64	29,5
20/12/2011	3801	0	0	0	MPG	
23/12/2011	3801	773	278	495	64	29,5
27/12/2011	3801	741	267	474	64	29,5
29/12/2011	3801	730	263	467	64	29,5
05/01/2012	3801	756	272	484	64	29,5
08/01/2012	3801	710	256	454	64	29,5
13/01/2012	3801	759	273	486	64	29,5
16/01/2012	3801	715	257	458	64	29,5
20/01/2012	3801	660	238	422	64	29,5
26/01/2012	3801	688	248	440	64	29,5
01/02/2012	3801	691	249	442	64	29,5

Tabla 4.26 Historial de Producción del pozo AUC-86D
Fuente: Archivo AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

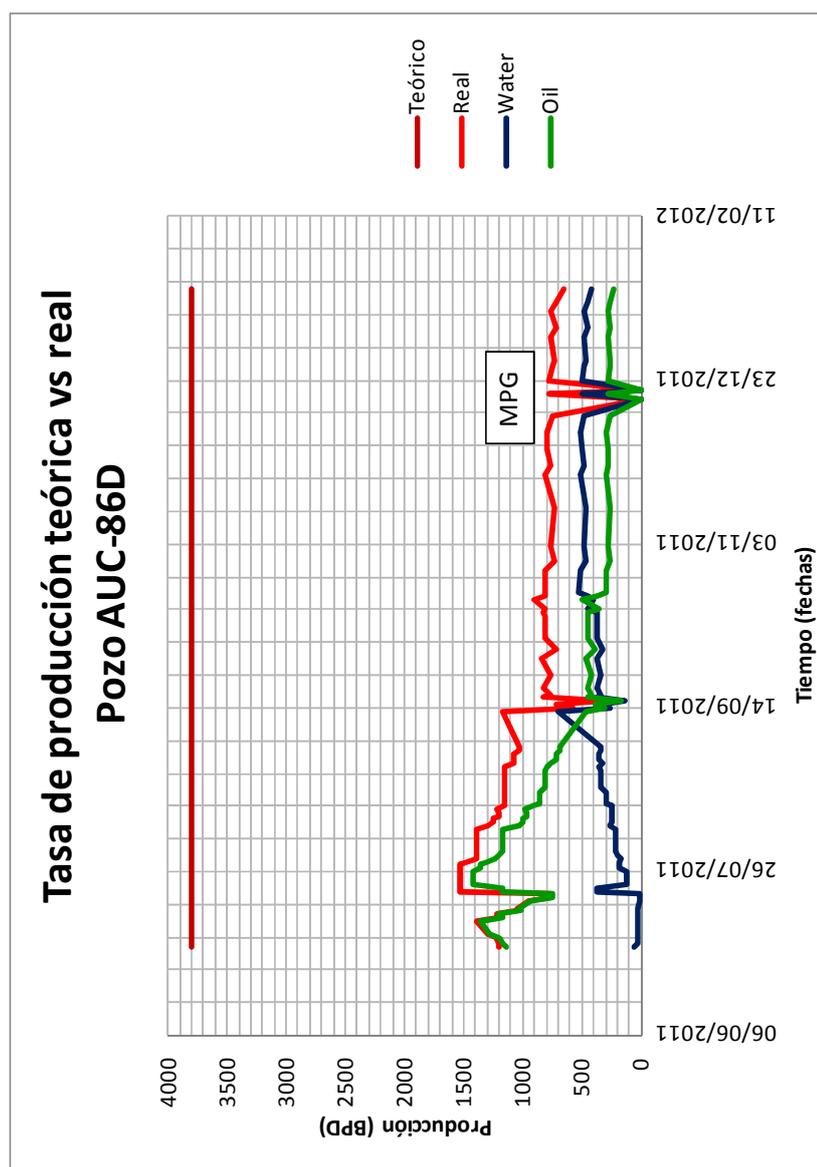


Figura 4.124 Producción real y teórica del pozo AUC-86D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

En la gráfica a consideración podemos observar dos secciones, la primera parte se muestra muy irregular, debido a que el pozo sale de C&PI y comienza a limpiarse, produciendo a flujo natural por lo que la zona de interés es “Hi” como primer punto, luego presenta una declinación en su producción por lo se decide bajar elementos de presión y produce con camión bomba. El segundo pico nace del wo al que entra el pozo para cambiar de FN a PPS, luego de este procedimiento el pozo comienza a mantenerse estable en su producción y no presenta picos como podemos observar claramente en la gráfica.

La gráfica del agua mantiene un comportamiento completamente diferente como podemos darnos cuenta, ya que se comienza a estabilizar y en el wo aumenta hasta que comienza a producir y se iguala en un valor constante de 33%, al momento de iniciar la producción con BES que inicia con 54 hz y sube el BSW a 45%, luego el 17-09-2011 se incrementa la frecuencia 56 hz por lo que el BSW se incrementa a 64%, lo que podemos observar claramente en la gráfica del agua.

Luego de estos procedimientos el pozo mantiene su producción y aporta sin problemas como podemos observar en el comportamiento de las curvas.

AUC-91D

A continuación presentamos el historial de producción para este pozo:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-91D						
ARENA Hi						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
01/11/2011	3181	1536	1521	15	1	32,5
02/11/2011	3181	1427	1413	14	1	32,5
03/11/2011	3181	1392	1378	14	1	32,5
04/11/2011	3181	1348	1335	13	1	32,5
05/11/2011	3181	1388	1374	14	1	32,5
06/11/2011	3181	1500	1482	18	1,2	32,5
07/11/2011	3181	1450	1427	23	1,6	32,5
08/11/2011	3181	1329	1302	27	2	32,5
09/11/2011	3181	1330	1287	43	3,2	32,5
10/11/2011	3181	1317	1275	42	3,2	32,5
11/11/2011	3181	1317	1245	72	5,5	32,5
12/11/2011	3181	1299	1257	42	3,2	32,5
13/11/2011	3181	1254	1185	69	5,5	32,5
14/11/2011	3181	1299	1195	104	8	32,5
15/11/2011	3181	1205	1109	96	8	32,5
16/11/2011	3181	1285	1182	103	8	32,5
23/11/2011	3181	1113	1024	89	8	32,5
28/11/2011	3181	1185	1090	95	8	32,5
03/12/2011	3181	1223	1125	98	8	32,5
06/12/2011	3181	1254	1154	100	8	32,5
07/12/2011	3181	0	0	0		
08/12/2011	3181	0	0	0		
09/12/2011	3181	0	0	0		
10/12/2011	3181	0	0	0		
11/12/2011	3181	0	0	0		

Pozo
produce a
flujo natural,
estrangulado

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
POZO AUC-91D						
ARENA Hi						
FECHA	PRODUCCIÓN				BSW %	API
	TEÓRICA BFPD	REAL BFPD	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD		
12/12/2011	3181	0	0	0	Pozo produce a flujo natural, estrangulado	
13/12/2011	3181	0	0	0		
14/12/2011	3181	1230	1132	98	8	32,5
22/12/2011	3181	1230	1033	197	16	32,5
27/12/2011	3181	1117	804	313	28	32,5
01/01/2012	3181	2611	1880	731	28	24,6
02/01/2012	3181	2305	1660	645	28	24,6
03/01/2012	3181	2305	1660	645	28	24,6
04/01/2012	3181	1552	1117	435	28	24,6
05/01/2012	3181	1529	1101	428	28	24,6
13/01/2012	3181	1568	1129	439	28	24,6
16/01/2012	3181	1548	1115	433	28	24,6
21/01/2012	3181	1518	1093	425	28	24,6
01/02/2012	3181	1540	1109	431	28	24,6

Tabla 4.27 Historial de Producción del pozo AUC-91D

Fuente: Archivo AVM, Petroproducción

En la siguiente gráfica representamos los valores aquí presentados:

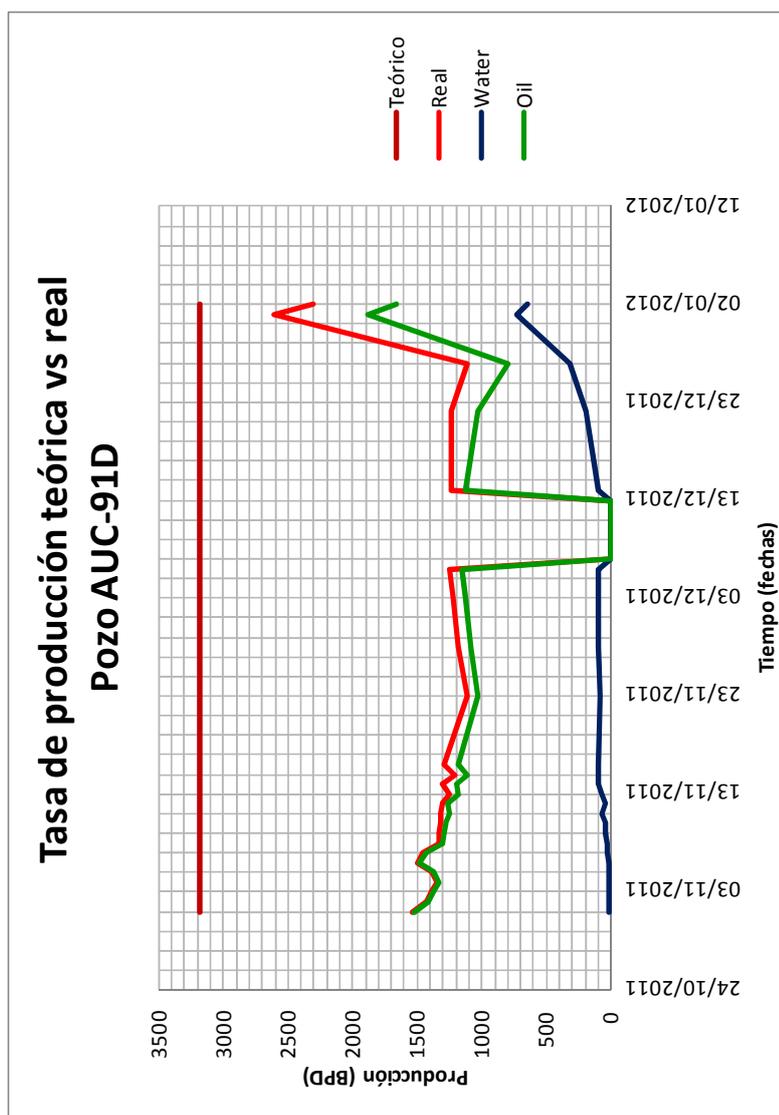


Figura 4.125 Producción real y teórica del pozo AUC-91D
Realizado por: Viviana Torres y Marco Gallardo

El pozo sale de completación y pruebas iniciales y comienza a estabilizarse, como podemos evidenciar al principio de la gráfica, el BSW inicia en 1% y comienza a subir progresivamente con la producción diaria del pozo en poco tiempo hasta estabilizarse en 28%.

La producción como podemos observar no presenta mayores problemas, el pozo no ha necesitado MPG ni wo por daños en la BES, por lo que el historial nos muestra una tendencia aceptable y normal en la vida de producción.

Con una producción entre 1500 y 1600 barriles de fluidos, con un BSW estabilizado en 28%, API de 25 y con un potencial de 3181 barriles de fluidos se espera poder mantener e incrementar la producción manteniendo el BSW o no permitir el elevado incremento en el mejor de los casos.

Este pozo presente excelentes expectativas por la poca intervención para su mantenimiento, tiene excelente aporte por lo que este pozo modelo será evaluado constantemente para su correcta vida en producción.

CAPÍTULO 5

5. RESULTADOS

		MUESTRA			
		P1	P2		
CONDICION		INICIAL	FINAL		
		AUC-88D	AUC-88D		
FORMULACIÓN	SODA CAÚSTICA	-	-		
	GOMA SÁNTICA	0,75 LPB	0,75 LPB		
	CELULOSA POLIANIÓNICA I	0,5 LPB	0,5 LPB		
	ALMIDÓN	2,5 LPB	2,5 LPB		
	CELULOSA POLIANIÓNICA II	-	-		
	COMPLEJO DE ALUMINIO	-	-		
	CARBONATO GRUESO	75%	75%		
	DE CALCIO MEDIO Y FINO	25%	25%		
	AMINA	3 - 5 LPB	3 - 5 LPB		
PRUEBA	Mud Weight	8,9	9,3		
	F Viscosity	64	40		
	PH	10	8,1		
	Reología	L600	75	44	
		L300	53	31	
		L200	42	25	
		L100	30	18	
		L6	8	5	
		L3	5	4	
	GELES	VP	22	13	
		YP	31	18	
		10 s	9	4	
		30 min	9	8	
	Filtrado API	30 min	10	8	
		7,5 min	-	-	
		30 min	6,5	5,5	
	HPHT	30 s	2	-	
		7,5 min	6	-	
		30 min	11	9,5	
		0,5 s	1,2	0	
		1 min	1,9	0,1	
		2 min	2,1	0,6	
		3 min	2,2	1,2	
		4 min	2,8	1,7	
		PPT	5 min	3,3	2,1
			7,5 min	4,2	3
			10 min	5	4,2
			15 min	6,4	4,2
	20 min		7,8	5	
	25 min		9,2	6	
CALCULOS	30 min	10,2	6,8		
	HPHT VALUE	22	19		
PPT VALUE	20,40	13,60			
SPURT LOSS	-3,60	-1,60			
STATIC FILTRATION RATE	4,38	2,77			

Tabla 5.1 Resultados obtenidos de las pruebas P1 y P2
Realizada por: Viviana Torres y Marco Gallardo

		MUESTRA		
		P3-1	P3-2	
CONDICION			SIN ROLAR	ROLADO
	FORMULACIÓN	SODA CAÚSTICA	-	-
GOMA SÁNTICA		0,75 LPB	0,75 LPB	
CELULOSA POLIANIÓNIC I		0,5 LPB	0,5 LPB	
ALMIDÓN		2,5 LPB	2,5 LPB	
CELULOSA POLIANIÓNIC II		-	-	
COMPLEJO DE ALUMINIO		2 LPB	2 LPB	
CARBONATO GRUESO		75%	75%	
DE CALCIO MEDIO Y FINO		25%	25%	
AMINA		3 - 5 LPB	3 - 5 LPB	
Mud Weight		9,3	9,3	
PRUEBA	F Viscosity	-	-	
	PH	10,62	11,08	
	Reología	L600	30	37
		L300	20	25
		L200	15	20
		L100	10	14
		L6	2	3
		L3	1	1
		VP	10	12
	GELES	YP	10	13
10 s		2	2	
30 min		4	4	
Filtrado API	7,5 min			
	30 min			
	30 s	0,5	0,7	
HPHT	7,5 min	3	3,2	
	30 min	8	6,8	
	0,5 s	0,5	0,1	
PPT	1 min	0,6	0,1	
	2 min	1,5	0,1	
	3 min	1,8	0,1	
	4 min	2,7	0,5	
	5 min	3,2	1	
	7,5 min	4	1,6	
	10 min	4,8	2,2	
	15 min	6	3,3	
	20 min	6,3	4,5	
	25 min	8,7	5,9	
30 min	8,9	6,8		
CALCULOS	HPHT VALUE	16	13,6	
	PPT VALUE	17,80	13,60	
	SPURT LOSS	-1,80	-7,20	
	STATIC FILTRATION RATE	3,58	3,80	

Tabla 5.2 Resultados obtenidos de las pruebas P3-1 y P3-2
Realizada por: Viviana Torres y Marco Gallardo

CONDICION		MUESTRA											
		P4-1		P4-2		P4-3		P4-4		P4-5			
		SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO		
FORMULACIÓN	SODA CAUSTICA	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB		
	GOMA SÁNTICA	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB		
	CELULOSA POLIANIÓNICA I	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB		
	ALMIDÓN	3 LPB	3 LPB	3,5 LPB	3,5 LPB	4 LPB	4 LPB	4,5 LPB	4,5 LPB	5 LPB	5 LPB		
	CELULOSA POLIANIÓNICA II	2 LPB	2 LPB	1,5 LPB	1,5 LPB	1 LPB	1 LPB	0,5 LPB	0,5 LPB	-	-		
	COMPLEJO DE ALUMINIO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	CARBONATO GRUESO	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%		
DE CALCIO MEDIO Y FINO	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%			
AMINA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
PRUEBA	Mud Weight	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9		
	F Viscosity	152	106	131	198	135	77	115	79	226	120		
	PH	10,5	9,81	10,5	9,66	10,75	9,27	10,36	8,84	10,5	8,62		
	Reología	L600	91	87	97	88	94	74	81	80	104	113	
		L300	66	61	71	65	69	54	57	59	71	84	
		L200	54	50	60	53	58	45	47	43	64	71	
		L100	38	35	43	37	40	32	33	34	43	51	
		L6	8	7	10	7	10	6	6	6	13	14	
		L3	5	4	7	4	7	4	4	4	9	10	
	GELES	VP	25	26	26	23	25	20	24	21	33	29	
		YP	41	35	45	42	44	34	33	38	38	55	
		10 s	6	5	9	6	9	6	5	6	11	11	
		10 min	8	5	11	8	11	6	6	6	13	14	
		30 min	8	6	11	7	13	7	9	6	13	15	
		7,5 min	3	3	3	2,8		3,1	3,2	3,1	3	3,2	
		Filtrado API	30 min	7,3	7,1	7	7	7,3	7,4	7,2	7,6	7,4	7,4
			30 s	1	1	1	1	2,4	1,8	1,7	2,1	1,2	1,2
			HPHT	7,5 min	17,5	3	4	3,7	4,8	3,5	4,5	4,4	4,7
		PPT	30 min	23,5	7,4	8	7,5	8,4	7,8	8,1	8,6	8,7	7,2
			0,5 s	5,3	3,9	4,5	2,5	4,9	3,8	5	3,6	0,8	-
			1 min	6,3	5,1	5,5	3,5	5,9	5,4	6	5,6	2,2	-
	2 min		7,3	5,9	6,5	3,9	7,3	6,4	7,6	8,2	3,4	-	
	3 min		8,1	7,3	7,5	4,7	10,9	7,6	8,6	8,8	4	-	
	4 min		9,1	7,9	8,5	5,4	11,2	9,8	9,4	9,6	4,4	-	
	5 min		9,9	8,7	8,5	6,1	12,3	11,4	10,4	10,4	5	-	
	7,5 min		11,5	10,1	10,5	7,6	12,9	12	11,8	11,6	5,6	-	
	10 min		13,4	11,7	10,5	9,1	14,1	12,4	13,2	11,8	6,8	-	
	15 min		15,9	14,3	14,5	11,3	16,5	14,2	15,4	14,4	7,4	-	
	20 min		18,3	16,7	16,5	13,2	19	16,8	18,2	17,2	9,4	-	
	25 min		20,5	18,3	18,5	15,5	21,3	18,8	19,8	19,2	11,2	-	
30 min	23,7	20,1	20,5	17,7	22,9	20,6	20,8	20,8	12,8	-			
CALCULOS	HPHT VALUE	47	14,8	16	15	16,8	15,6	16,2	17,2	17,4	14,4		
	PPT VALUE	47,40	40,20	41,00	35,40	45,80	41,20	41,60	41,60	25,60	0,00		
	SPURT LOSS	-1,40	0,20	1,00	-5,00	5,80	6,80	5,60	4,80	-3,20	0,00		
	STATIC FILTRATION RATE	8,91	7,30	7,30	7,37	7,30	6,28	6,57	6,72	5,26	0,00		

Tabla 5.3 Resultados obtenidos de las pruebas P4-1, P4-2, P4-3, P4-4 Y P4-5
Realizada por: Viviana Torres y Marco Gallardo

		MUESTRA			
		P5-0	P5-1		
CONDICION		SIN ROLAR	SIN ROLAR	ROLADO	
FORMULACIÓN	SODA CAÚSTICA	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	
	GOMA SÁNTICA	1 LPB	1 LPB	1 LPB	
	CELULOSA POLIANIÓNICA I	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	
	ALMIDÓN	-	-	-	
	CELULOSA POLIANIÓNICA II	-	1,5 LPB	1,5 LPB	
	COMPLEJO DE ALUMINIO	-	-	-	
	CARBONATO GRUESO	67%	67%	67%	
	DE CALCIO MEDIO Y FINO	33%	33%	33%	
	AMINA	-	-	-	
	Mud Weight	9	9	9	
F Viscosity	80	114	63		
PH	10,66	10,05	9,57		
PRUEBA	Reologia	L600	51	75	62
		L300	37	54	43
		L200	30	44	34
		L100	21	32	23
		L6	4	8	3
	GELES	L3	2	6	2
		VP	14	21	19
		YP	23	33	24
		10 s	3	7	2
		30 min	3	9	4
	Filtrado API	7,5 min	4,8	2,7	4,2
		30 min	10,6	8,5	8,4
		30 s	2,6	1,9	-
	HPHT	7,5 min	6,7	4,9	-
		30 min	11,8	8,8	-
0,5 s		4,2	4,5	-	
PPT	1 min	5,6	6,5	-	
	2 min	6,6	10,1	-	
	3 min	7,2	12,5	-	
	4 min	7,6	14,5	-	
	5 min	8,6	16,3	-	
	7,5 min	9,6	18,7	-	
	10 min	11	20,5	-	
	15 min	13	23,5	-	
	20 min	15,2	26,9	-	
CALCULOS	25 min	16,8	29,5	-	
	30 min	18,4	31,9	-	
	HPHT VALUE	23,6	17,6	-	
	PPT VALUE	36,80	63,80	0,00	
	SPURT LOSS	1,60	11,00	0,00	
	STATIC FILTRATION RATE	6,43	9,64	0,00	

Tabla 5.4 Resultados obtenidos de las pruebas P5-0 y P5-1
Realizada por: Viviana Torres y Marco Gallardo

CONCENTRACIÓN CELULOSA POLIACRÓLICA II	CARBONATO ALMIDÓN	GRUESO MEDIO Y FINO		67% 33%		50% 50%		75% 25%		100% 0%		0% 100%	
		7.5 min	30 min	7.5 min	30 min	7.5 min	30 min	7.5 min	30 min	7.5 min	30 min	7.5 min	30 min
0	0	-	-	4.4	10.2	4.8	11.2	4.8	11.2	-	-	-	-
0	5	4.7	8.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0.5	4.5	4.2	7.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	4	3.2	7.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.5	0	3.1	7.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.5	3.5	3.1	7.3	3.6	8.6	4.2	9.4	3.6	8.8	-	-	-	-
2	3	-	-	3.4	8.2	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0	3	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0	2.8	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0	3	7.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0	3	7.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0	-	-	3.2	7.6	-	-	2.2	7	-	-	-	-
3	3	-	-	3.6	7.8	-	-	-	-	-	-	-	-
4	0	-	-	2.4	6.2	-	-	2.6	6.8	3.8	7.8	2.4	6.5
4	0	-	-	2.4	6	-	-	3.6	7.8	-	-	-	-
4	0	-	-	2.6	6.9	-	-	-	-	-	-	-	-
4	3	-	-	2.8	6.8	-	-	-	-	-	-	-	-
4	3	-	-	3	7.6	-	-	2.2	5.8	-	-	-	-
4	3	-	-	2.2	6.2	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 5.5 Resultados obtenidos de las pruebas con diferentes concentraciones de carbonato

Realizada por: Viviana Torres y Marco Gallardo

			MUESTRA					
			P9					
			A		B		C	
CONDICION			SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO
FORMULACIÓN	SODA CAÚSTICA		0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB
	GOMA SÁNTICA		1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB
	CELULOSA POLIANIÓNICA I		1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB
	ALMIDÓN		3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB
	CELULOSA POLIANIÓNICA II		4 LPB	4 LPB	4,5 LPB	4,5 LPB	5 LPB	5 LPB
	COMPLEJO DE ALUMINIO		-	-	-	-	-	-
	CARBONATO GRUESO DE CALCIO MEDIO Y FINO		30%	30%	30%	30%	30%	30%
AMINA			-	-	-	-	-	-
PRUEBA	Filtrado API	7,5 min	2,2	2	2,6	2	2,2	2,2
		30 min	5,8	5,4	5,9	5	5,8	5,8

Tabla 5.6 Resultados obtenidos de las pruebas P9-A, P9-B y P9-C
Realizada por: Viviana Torres y Marco Gallardo

			MUESTRA					
			P10-1					
			A		B		C	
CONDICION			SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO
FORMULACIÓN	SODA CAÚSTICA		0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB
	GOMA SÁNTICA		1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB
	CELULOSA POLIANIÓNICA I		1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB
	ALMIDÓN		3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB
	CELULOSA POLIANIÓNICA II		4 LPB	4 LPB	4,5 LPB	4,5 LPB	5 LPB	5 LPB
	COMPLEJO DE ALUMINIO		-	-	-	-	-	-
	CARBONATO GRUESO DE CALCIO MEDIO Y FINO		20%	20%	20%	20%	20%	20%
AMINA			-	-	80%	80%	80%	80%
PRUEBA	Filtrado API	7,5 min	1,6	1,8	1,4	2	2	1,8
		30 min	6,2	5,1	6	5	6,6	5

Tabla 5.7 Resultados obtenidos de las pruebas P10-1A, P10-1B y P10-1C
Realizada por: Viviana Torres y Marco Gallardo

			MUESTRA					
			P10-2					
			A		B		C	
FORMULACIÓN	CONDICION		SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO
	SODA CAÚSTICA		0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB
	GOMA SÁNTICA		1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB
	CELULOSA POLIANIÓNICA I		1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB
	ALMIDÓN		3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB
	CELULOSA POLIANIÓNICA II		4 LPB	4 LPB	4,5 LPB	4,5 LPB	5 LPB	5 LPB
	COMPLEJO DE ALUMINIO		-	-	-	-	-	-
	CARBONATO GRUESO		33%	33%	33%	33%	33%	33%
	DE CALCIO MEDIO Y FINO		67%	67%	67%	67%	67%	67%
	AMINA		-	-	-	-	-	-
PRUEBA	Filtrado API		3	1,8	2,6	2,2	2,8	2
	7,5 min							
30 min		6,6	5,1	6,2	5,4	6,2	4,8	

Tabla 5.8 Resultados obtenidos de las pruebas P10-2A, P10-2B y P10-2C
Realizada por: Viviana Torres y Marco Gallardo

			MUESTRA					
			P10-3					
			A		B		C	
FORMULACIÓN	CONDICION		SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO
	SODA CAÚSTICA		0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB
	GOMA SÁNTICA		1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB
	CELULOSA POLIANIÓNICA I		1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB
	ALMIDÓN		3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB
	CELULOSA POLIANIÓNICA II		4 LPB	4 LPB	4,5 LPB	4,5 LPB	5 LPB	5 LPB
	COMPLEJO DE ALUMINIO		-	-	-	-	-	-
	CARBONATO GRUESO		25%	25%	25%	25%	25%	25%
	DE CALCIO MEDIO Y FINO		75%	75%	75%	75%	75%	75%
	AMINA		-	-	-	-	-	-
PRUEBA	Filtrado API		2,6	1,6	2,4	1,6	2,4	1,4
	7,5 min							
30 min		6,6	5,6	5,8	5	6,4	4,8	

Tabla 5.9 Resultados obtenidos de las pruebas P10-3A, P10-3B y P10-3C
Realizada por: Viviana Torres y Marco Gallardo

		MUESTRA							
		P10-1C		P10-2C		P10-3C			
CONDICION		SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO	SIN ROLAR	ROLADO		
FORMULACIÓN	SODA CAÚSTICA	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB	0,1 LPB		
	GOMA SÁNTICA	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB	1 LPB		
	CELULOSA POLIANIÓNICA I	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB	1,25 LPB		
	ALMIDÓN	3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB	3 LPB		
	CELULOSA POLIANIÓNICA II	5 LPB	5 LPB	5 LPB	5 LPB	5 LPB	5 LPB		
	COMPLEJO DE ALUMINIO	2 LPB	2 LPB	2 LPB	2 LPB	2 LPB	2 LPB		
	CARBONATO GRUESO	20%	20%	67%	67%	25%	25%		
	DE CALCIO MEDIO Y FINO	80%	80%	33%	33%	75%	75%		
	AMINA	2 LPB	2 LPB	2 LPB	2 LPB	2 LPB	2 LPB		
PRUEBA	Mud Weight	9	9	9	9	9	9		
	F Viscosity	585	-	356	-	407	-		
	PH	10,62	10,59	10,33	11,06	10,87	10,66		
	Reología	L600	193	172	164	163	199	140	
		L300	164	120	117	114	143	92	
		L200	137	98	96	92	117	73	
		L100	98	67	67	70	83	50	
		L6	24	15	16	15	21	10	
		L3	17	10	11	11	15	7	
		VP	29	52	47	49	56	48	
		YP	135	68	70	65	87	44	
	GELES	10 s	18	12	12	13	16	8	
		30 min	21	12	18	13	18	9	
		Filtrado API	7,5 min	2	1,4	2	1,6	2	1,8
			30 min	5,8	4,4	5,6	4,6	5,6	4,4
	HPHT	30 s	-	1	-	1,2	-	0,8	
		7,5 min	3,6	2,2	1,8	2,8	4	2,4	
		30 min	8	4	5,2	5,2	7,6	4,6	
		0,5 s	-	0,1	-	0,2	-	0,1	
		1 min	-	0,1	-	1	-	0,5	
		2 min	-	0,2	-	1,7	-	1	
		3 min	-	1	-	2,6	-	2	
		4 min	-	1,4	-	3	-	2,2	
		5 min	-	2,4	-	3,4	-	2,5	
		PPT	7,5 min	-	2,5	-	4,6	-	2,8
	10 min		-	3	-	5,6	-	3,7	
	15 min		-	4	-	6,5	-	4,5	
	20 min		-	5,4	-	7,6	-	4,8	
25 min	-		6,1	-	8,4	-	7,2		
30 min	-		7,6	-	9,8	-	8,2		
CALCULOS	HPHT VALUE	16	8	10,4	10,4	15,2	9,2		
	PPT VALUE	0,00	15,20	0,00	19,60	0,00	16,40		
	SPURT LOSS	0,00	-5,20	0,00	-1,20	0,00	-5,20		
	STATIC FILTRATION RATE	0,00	3,72	0,00	3,80	0,00	3,94		

Tabla 5.10 Resultados obtenidos de las pruebas P10-1C, P10-2C y P10-3C
Realizada por: Viviana Torres y Marco Gallardo

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ✓ Las concentraciones de los aditivos del fluido “Drill-In” que se muestran en la Tabla 5.10, columna P 10-1C son las óptimas debido a que los resultados de las pruebas realizadas indican valores mínimos de filtrado Api y HTHP, lo cual indica una menor invasión a la zona virgen, es decir la zona productora.
- ✓ La concentración óptima para el fluido “Drill-In” a ser utilizado en la sección de 8 ½” es:

SODA CAÚSTICA	0,1 LPB
GOMA SÁNTICA	1 LPB
CELULOSA POLIANIÓNICA I	1,25 LPB
ALMIDÓN	3 LPB
CELULOSA POLIANIÓNICA II	5 LPB
COMPLEJO DE ALUMINIO	2 LPB
CARBONATO DE CALCIO	GRUESO MEDIO Y FINO
	20%
	80%
AMINA	2 LPB

Tabla 6.1 Concentración de químicos para el lodo final.
Realizada por: Viviana Torres y Marco Gallardo

- ✓ Con el diseño adecuado del tamaño de carbonatos a usar, 20 % Carbonato de grano grueso y 80 % Carbonato de granos finos y medios, el resultado de PPT (Permeability Plug Tester) obtenido en la columna P 10-1C de la tabla 5.10, indica y corrobora que con esa formulación se minimiza el daño a la zona productora, el valor negativo de pérdida de filtrado (spurt loss) indica que la invasión de fluido a la zona productora es mínimo, aproximadamente cero.

- ✓ Con esta combinación obtuvimos un lodo con las características que nos habíamos propuesto al comienzo:

PROPIEDAD	PROPUESTO	LOGRADO
MUD WEIGHT (LBP)	8,9 - 9,1	9,0
PPT (mL)	< 10 (máximo 15)	15,20
API (mL)	< 5	4,4
HPHT (mL)	< 10	8

Tabla 6.2 Comparación entre las propiedades propuestas y las logradas para el lodo final.

Realizada por: Viviana Torres y Marco Gallardo

- ✓ Con ayuda del software SPAN ROCK se demostró que el daño causado por los cañones utilizados para el punzonamiento de las formaciones es mínimo.
- ✓ El tiempo y la temperatura de rolado del fluido, proporcionan un óptimo desarrollo de las propiedades químicas de los elementos.
- ✓ Para un óptimo diseño del fluido “Drill-In”, es necesario que la empresa de fluidos y la empresa operadora dispongan de toda la información geológica y petrofísica del reservorio.
- ✓ Los productos que fueron utilizados en las formulaciones para el diseño del fluido “Drill-In”, tienen un mínimo impacto ambiental, por lo tanto su uso se lo hace de acuerdo a normas ambientales reguladas por los organismos de control.
- ✓ Cuidar la zona productora es de vital importancia para la empresa operadora, ya que de esa forma el índice de productividad del pozo productor es mayor lo cual implicará mayores ingresos económicos y una larga vida útil del pozo.

- ✓ En la preparación de lodos, el procedimiento de mezclado debe hacerse con mucho cuidado; caso contrario las propiedades de cada químico utilizado no va a ser la apropiada.

- ✓ Asegurarse que los equipos se encuentren calibrados correctamente antes de realizar las pruebas.

- ✓ Rolar el lodo preparado en el laboratorio (a 160°F y durante 16 horas) con el fin de simular las condiciones del yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. BAKER HUGHES INTEQ, Drilling Fluids Systems Manual, USA, 1999.
2. ESCOBAR FREDDY, Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos, Colombia, Universidad Surcolombiana, 2000
3. SCHLUMBERGER, Log Interpretation Principles / Applications, USA, 1989
4. BURCIK EMIL, Properties of Petroleum Reservoir Fluids, USA, 1956
5. CRAFT B. & HAWKINS F, Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall, 1959.
6. Página web: www.bakerhughes.com
7. Pagina web: www.compositelist.api.org
8. MATTHEWS C. & RUSSELL D, Pressure Buildup and Flow Tests In Wells, USA, 1967.
9. NELSON R.A. & B.P. AMOCO, Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, Butterworth – Heinemann, 2001.
10. HONARPOUR M. & KOEDERITZ L. & HARVEY A, Relative Permeability Of Petroleum Reservoirs, CRC Press.
11. Archivo de los campos Lago Agrio y Auca del Distrito Amazónico de la Empresa Estatal EP-Petroecuador.