

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS HISTÓRICO DEL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO AMISTAD

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO – EXPERIMENTAL**

BACKNER XAVIER PARRA ARÁUZ

backner.parra@epn.edu.ec

DIRECTOR: ING. IGNACIO BLADIMIR CERÓN GUERRA, M.Sc.

ignacio.ceron@epn.edu.ec

Quito, Mayo 2019.

DECLARACIÓN

Yo, Backner Xavier Parra Aráuz, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido presentado para ningún grado o calificación profesional y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo los derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Backner Xavier Parra Aráuz

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Backner Xavier Parra Aráuz,
bajo mi supervisión.

Ing. Ignacio Bladimir Cerón Guerra, M.Sc.
DIRECTOR

DEDICATORIA

A Dios por concederme la inspiración y el conocimiento para cumplir con uno de los objetivos más importantes de mi vida, "Mi Título Profesional"

A mi madre, por brindarme el apoyo para siempre seguir adelante, y ser mi ejemplo de superación y entrega.

A Diana mi esposa, confidente y amiga por creer en mí y brindarme todo su apoyo incondicional para lograr mis metas, gracias, amor mío.

A mis hermanos, gracias por contribuir con su granito de arena en este proceso de crecimiento integral.

Autoridades, Docentes, Personal Académico y Administrativo de la Facultad de Geología y Petróleos, a todos y cada uno de ustedes les dedico este triunfo que sin su apoyo no hubiese sido posible.

Backner Xavier Parra Aráuz

AGRADECIMIENTO

Mis palabras serían insuficientes para expresar el profundo agradecimiento que tengo a todas las personas que contribuyeron para cumplir con esta importante meta profesional.

En primer lugar, agradezco al Dios por darme la vida para poder cumplir esta anhelada meta.

En segundo lugar, agradezco a mi familia y amigos por su apoyo moral y sus consejos.

A la Escuela Politécnica Nacional y sus docentes por abrirme sus puertas y entregarme sabiduría y conocimiento para mi desarrollo profesional.

A Petroamazonas EP. por proporcionarme la información y permitirme gracias a su aporte la obtención de este título y en especial a los ingenieros José Rodas, Karen Loor y Carolina Guerra por apoyarme con su conocimiento técnico en la ejecución del presente trabajo.

A mi director ingeniero Bladimir Cerón por sus consejos, directrices y por compartir desinteresadamente sus amplios conocimientos y experiencias.

A todos y cada uno de ustedes les quedo eternamente agradecido.

Backner Xavier Parra Aráuz

ÍNDICE DEL CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS.....	i
ÍNDICE DE TABLAS.....	iii
ÍNDICE DE ANEXOS.....	iv
NOMENCLATURA.....	v
RESUMEN.....	viii
<i>ABSTRACT</i>	ix
INTRODUCCIÓN.....	x
CAPÍTULO I.....	1
1. REFERENCIAL TEÓRICO.....	1
1.1. Reseña histórica.....	1
1.2. Ubicación.....	2
1.3. Geología estructural del campo Amistad.....	3
1.4. Propiedades petrofísicas del campo Amistad.....	7
1.5. Descripción de las propiedades petrofísicas por bloques.....	8
1.6. Propiedades del gas en la formación subibaja.....	11
1.7. Descripción litológica del yacimiento.....	11
1.8. Mecanismos de empuje y tipos de trampas del campo Amistad.....	15
1.9. Facilidades de superficie.....	17
1.10. Descripción de las metodologías y métodos utilizados para la..... transformación de presiones de cabeza a presiones de fondo.....	20
1.11. OFM (Oil Field Manager Software).....	28
1.12. Curvas de Chan.....	28
CAPÍTULO II.....	31
2. ASPECTOS METODOLÓGICOS Y “ANÁLISIS”.....	31
2.1. Revisión del histórico de producción.....	31
2.2. Presiones en el campo Amistad.....	32
2.3. Gravedad específica de la mezcla del gas.....	33
2.4. Método de temperatura y factor de compresibilidad Z promedio.....	39
2.5. Método de Cullender y Smith.....	44
2.6. Método de Poettmann-Carpenter.....	54
2.7. Selección de la mejor metodología.....	56
CAPÍTULO III.....	59
3. “ANÁLISIS” Y RESULTADOS.....	59

3.1	Análisis histórico de las presiones de fondo teóricas de producción por bloques	59
3.2	Análisis de los eventos históricos en el campo Amistad	63
3.3	Perfiles de producción de los pozos del campo Amistad	80
3.4	Análisis de las curvas de diagnóstico de Chan para los pozos del campo Amistad	87
3.5	Resultados	93
CAPITULO IV		99
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	99
4.1	Conclusiones	99
4.2	Recomendaciones	100
BIBLIOGRAFÍA		101
ANEXOS		103

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1: Mapa bloque 6 - campo Amistad	3
Figura 1-2: Mapa estructural en profundidad mioceno medio del campo Amistad.....	4
Figura 1-3: Sección sísmica S-N con la proyección de los pozos del..... campo Amistad, discordancia erosional	5
Figura 1-4: Campo Amistad, 7 bloques fallados por fallas normales..... Este-Oeste, y de Noreste- Sureste	6
Figura 1-5: Clasificación de las areniscas de las formaciones Subibaja y..... Progreso en el pozo Amistad-8. Medina, 2001.....	12
Figura 1-6: Columna estratigráfica del pozo Amistad-8.....	13
Figura 1-7: Columna estratigráfica sobre la base de información del pozo..... Amistad-10, perforado en enero del 2014.....	14
Figura 1-8: Reservorio volumétrico o con afluencia de agua.....	15
Figura 1-9: Trampas estructurales	16
Figura 1-10: Trampa estratigráfica.....	16
Figura 1-11: Mapa del bloque 6	17
Figura 1-12: Plataforma <i>Offshore</i> AMS A.....	18
Figura 1-13: Plataforma liviana San Pedro (AMS C).....	19
Figura 1-14: Línea de gasoducto campo Amistad	20
Figura 1-15: Gráfico de RAP y RAP' vs tiempo de producción, caso de cronificación.....	29
Figura 1-16: Gráfico de RAP y RAP' vs tiempo de producción, caso de comunicación.....	30
Figura 1-17: Gráfico de RAP y RAP' vs tiempo de producción, caso de canalización.....	30
Figura 2-1: Comparación de presiones del pozo AMSA-016ST1	57
Figura 3-1: Histórico de presiones teóricas de fondo campo Amistad.....	60
Figura 3-2: Histórico de presiones bloque D-E-I.....	61
Figura 3-3: Histórico de presiones bloque C	62
Figura 3-4: Histórico de presiones bloque G	63
Figura 3-5: Eventos históricos relevantes del pozo A-6ST3	65
Figura 3-6: Eventos históricos relevantes del pozo A-7ST2	68
Figura 3-7: Eventos históricos relevantes del pozo A-8 y A-8ST1	71
Figura 3-8: Eventos históricos relevantes del pozo A-11ST1	73
Figura 3-9: Eventos históricos relevantes del pozo A-12ST1	75
Figura 3-10: Eventos históricos relevantes del pozo A-15ST1	77
Figura 3-11: Eventos históricos relevantes del pozo A-16ST1	79
Figura 3-12: Perfil de producción del pozo A-6ST3.....	82
Figura 3-13: Perfil de producción del pozo A-8ST1.....	83

Figura 3-14: Perfil de producción del pozo A-12ST1	84
Figura 3-15: Perfil de producción del pozo A-15ST1	85
Figura 3-16: Perfil de producción del pozo A-16ST1	86
Figura 3-17: Curvas de Chan A-6ST3	87
Figura 3-18: Curvas de Chan A-7ST2	88
Figura 3-19: Curvas de Chan A-8ST1	89
Figura 3-20: Curvas de Chan A-11ST1	90
Figura 3-21: Curvas de Chan A-12ST1	91
Figura 3-22: Curvas de Chan A-15ST1	92
Figura 3-23: Curvas de Chan A-16ST1	93

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1: Pozos perforados en el sector del Bloque 6.	2
Tabla 1-2: Resumen de los análisis de núcleos coreados..... desde 10260 ft. a 10318.5 ft.....	7
Tabla 1-3: Característica del reservorio del bloque norte, Fm. Subibaja.	8
Tabla 1-4: Característica del reservorio del bloque A, Fm. Subibaja.	9
Tabla 1-5: Característica del reservorio del bloque B, Fm. Subibaja.	9
Tabla 1-6: Característica del reservorio del bloque C, Fm. Subibaja.	9
Tabla 1-7: Característica del reservorio del bloque D-E-I, Fm. Subibaja.	10
Tabla 1-8: Característica del reservorio del bloque G, Fm. Subibaja.	10
Tabla 1-9: Características del gas natural de los pozos productores..... del campo Amistad	11
Tabla 2-1: Propiedades de pozos en producción, campo Amistad	32
Tabla 2-2: Fracción molar del gas, pozo Amistad 16ST	33
Tabla 2-3: Fracción molar del gas, pozo Amistad 16ST1	33
Tabla 2-4: Fracción molar y propiedades físicas de los componentes del gas.	34
Tabla 2-5: Fracción molar, propiedades físicas y propiedades pseudocríticas..... de los componentes del gas.....	37
Tabla 2-6: Resumen de los cálculos realizados.	38
Tabla 2-7: Resumen de resultados para la obtención de la mejor metodología.	56
Tabla 3-1: Tabla de resultados A-6 ST3.....	96
Tabla 3-2: Tabla de resultados A-7 ST2.....	96
Tabla 3-3: Tabla de resultados A-8 ST1.....	97
Tabla 3-4: Tabla de resultados A-11 ST1.....	97
Tabla 3-5: Tabla de resultados A-12 ST1.....	98
Tabla 3-6: Tabla de resultados A-15 ST1 Y A-16 ST1.	98

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1-1: Diagrama del pozo Amistad 2	103
Anexo 1-2: Diagrama del pozo Amistad 10	103
Anexo 1-3: Diagrama del pozo Amistad 3	104
Anexo1-4: Diagrama del pozo Amistad 1	105
Anexo1-5: Diagrama del pozo Amistad 8ST1	106
Anexo 1-6: Diagrama del pozo Amistad 16ST1.....	107
Anexo 1-7: Diagrama del pozo Amistad 9	108
Anexo 1-8: Diagrama del pozo Amistad 5	109
Anexo 1-9: Diagrama del pozo Amistad 6ST3.....	110
Anexo 1-10: Diagrama del pozo Amistad 7ST2.....	112
Anexo 1-11: Diagrama del pozo Amistad 11ST1.....	112
Anexo 1-12: Diagrama del pozo Amistad 14ST1.....	113
Anexo 1-13: Diagrama del pozo Amistad 4	114
Anexo 1-14: Diagrama del pozo Amistad 15ST1.....	115
Anexo 1-15: Diagrama del pozo Amistad 12ST1.....	116
Anexo 1-16: Propiedades físicas de los gases a presión y.....	
temperatura ambiente	117
Anexo 1-17: Curvas de diagnóstico de Chan	119
Anexo 2-1: Correlación para el factor de Fricción para.....	
flujo vertical, dos fases.....	121
Anexo 2-2: Reporte de error entre datos calculados.....	
y medidos en fondo pozo A16-ST1.....	122
Anexo 3-1: Resumen de la base de datos utilizada en OFM.....	132

NOMENCLATURA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
AMS	Amistad.
AMS A	Plataforma fija Amistad.
AMS C	Plataforma satelital San Pedro.
AMS B	Plataforma satelital San Juan.
AMS D	Plataforma satelital San Pablo.
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.
API	American Petroleum Institute.
B_g	Factor volumétrico del gas.
B_o	Factor volumétrico del petróleo.
BOD	Barriles de petróleo por día.
B_w	Factor volumétrico del agua.
BWD	Barriles de agua por día.
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana.
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador.
CO_2	Dióxido de carbono.
d	Diámetro.
EDC	Energy Development Company.
EP	Empresa Pública.
f	Factor de fricción.
ft.	Pies.
F	Grados Fahrenheit.
Fm	Formación.
FSK	Factor de corrección por contaminación.
in	Pulgadas.
I_{mp}	Integral evaluada en el punto medio del pozo.
I_{tf}	Integral evaluada en cabeza del pozo.
I_{wf}	Integral evaluada en el fondo del pozo.
H_2S	Ácido sulfhídrico.
IEPC	International Ecuadorian Petroleum Company.
km.	Kilometros.
L	Profundidad.
LWD	Logging While Drilling.
M	Masa.
MMSCFD	Million standard cubic feet per day.
MD	Profundidad medida.
NL	Nivel de líquido en el pozo.
N_{Re}	Numero de Reynolds.
OFM	Oil Field Manager Software.
P	Presión.
P'	Presión corregida.
\bar{P}	Presión promedio.
PAM	Petroamazonas.
PBH	Bottom Hole Pressure.
P_c	Presión crítica.
P_{mp}	Presión en el punto medio el pozo.

\overline{P}_{pr}	Presión pseudoreducida promedio.
P_{pr}	Presión pseudoreducida.
P_{psc}	Presión pseudocrítica.
Psi	Libra por pulgada cuadrada.
P_{tf}	Presión fluyente de cabeza.
P_{wf}	Presión fluyente de fondo.
q_g	Caudal del gas en Mscf/d.
q'_G	Caudal del gas en ft ³ /d.
q'_L	Caudal del líquido en ft ³ /d.
q_o	Caudal del petróleo en ft ³ /d.
q'_t	caudal total en ft ³ /d.
q_w	Caudal del agua en BPD.
R	Grados Rankine.
RAG	Relación agua-gas.
RAG'	Derivada relación agua-gas.
RAP	Relación agua-petróleo.
RAP'	Derivada de la relación agua petróleo.
R_s	Constante relación gas petróleo.
ST1	Side Track 1.
ST2	Side Track 2.
ST3	Side Track 3.
Sw	Saturación de agua.
TVD	Profundidad vertical verdadera.
T	Temperatura.
\bar{T}	Temperatura promedio.
T'	Temperatura corregida.
T_c	Temperatura crítica.
TD	Profundidad total.
T_{psc}	Temperatura pseudocrítica.
\overline{T}_{pr}	Temperatura pseudoreducida promedio.
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida.
T_{tf}	Temperatura de cabeza.
T_{wf}	Temperatura de fondo.
T_{sup}	Temperatura de superficie.
T_{yac}	Temperatura de yacimiento.
V_{poroso}	Volumen poroso.
$V_{Total\ roca}$	Volumen total de yacimiento.
w_L	Masa de líquido.
w_G	Masa de gas.
w_t	Masa total.
\bar{z}	Factor de compresibilidad del gas promedio.
z	Factor de compresibilidad del gas promedio.
θ	Ángulo de desviación del pozo.
ρ	Densidad.
ρ_m	Densidad de la mezcla.
e	Exponencial.
γ_g	Gravedad específica del gas.

"	Pulgadas.
\emptyset	Porosidad.
ϵ	Rugosidad de la tubería.
Σ	Sumatoria.
%	Tanto por ciento.
Ω	Término del factor de fricción.
α	Término modificado de Cullender y Smith.
Δ	Variación.
μ_g	Viscosidad del gas.
μ_w	Viscosidad del agua.

RESUMEN

Se realizó un análisis histórico del comportamiento de presión de los pozos del campo Amistad mediante la lectura e interpretación de los datos registrados desde septiembre del 2002 a diciembre del 2016.

En la primera parte se detalla la reseña histórica del campo, ubicación y geología, propiedades petrofísicas y litológicas del yacimiento y de la formación Subibaja (arena de estudio), se aborda también los mecanismos de empuje que existen en el campo así como las facilidades de superficie con el que el campo cuenta actualmente, se describe también las metodologías y métodos utilizados para la transformación de presiones de cabeza a presiones de fondo, una breve descripción teórica sobre el software OFM y las curvas de Chan.

Se realizó una revisión y depuración del histórico de presiones de producción del campo Amistad para aplicar los diferentes métodos, se describen los diferentes ejemplos de cálculos de las diferentes metodologías de estudio para transformación de presiones de cabeza a presiones de fondo y se realizó la selección de la mejor metodología mediante comparación de resultados teóricos con datos reales medidos en el fondo.

Se realizó los análisis de las presiones teóricas de fondo por bloques de los pozos productores, el análisis de eventos históricos en el campo Amistad, se realizó perfiles de producción y curvas de Chan con sus respectivos análisis y finalmente se expuso las conclusiones y recomendaciones obtenidas del estudio realizado, seguido de la bibliografía y anexos.

Palabras claves: gas natural, campo Amistad, histórico de presiones, Cullender y Smith, curvas de Chan.

ABSTRACT

A historical analysis of the pressure behavior of the wells of the Amistad field was made by reading and interpreting the data recorded from September 2002 to December 2016.

In the first part, the historical overview of the field, location and geology, petrophysical and lithological properties of the deposit and the Subibaja formation (study arena) are detailed, as well as the push mechanisms that exist in the field as well as the facilities of The area with which the field currently counts, also describes the methodologies and methods used for the transformation of head pressures to bottom pressures, a brief theoretical description about OFM software and Chan curves.

A revision and purification of the production pressure history of the Amistad field was carried out to apply the different methods, the different calculation examples of the different study methodologies for transformation of head pressures to bottom pressures were described and the selection of the best methodology by comparing theoretical results with real data measured in the background.

Analyzes of the theoretical background pressures by blocks of the producing wells, the analysis of historical events in the Amistad field, production profiles and Chan curves were made with their respective analyzes and finally the conclusions and recommendations obtained from the study carried out, followed by the bibliography and annexes.

Keywords: Natural gas, natural gas, field Amistad, historical pressure, Cullender and Smith, curves of Chan.

INTRODUCCIÓN

La producción de gas natural seco en el Ecuador se produce únicamente en el campo Amistad, el mismo que geográficamente está ubicado dentro del Bloque 6, en la parte central del golfo de Guayaquil a 57 km al occidente de la ciudad de Machala y a 135 km al sur occidente de la ciudad de Guayaquil. El activo Amistad administrado por Petroamazonas EP, es el único campo productor de gas natural seco con un sistema de producción a flujo natural (Petroamazonas, 2015).

En la actualidad se cuenta con un total de diecisiete pozos perforados; de los cuales siete pozos están en producción, los otros doce han sido abandonados o cerrados. Para la producción de gas el control de flujo se lo realiza en la cabeza del pozo por medio de choques o estranguladores de flujo en superficie, estos ayudan a regular la presión en la cabeza del pozo para el control de la producción.

En los yacimientos de gas seco con una producción a flujo natural como es el caso del activo Amistad las presiones juegan un rol importante en el mecanismo de producción, ya que, si las presiones de cabeza de los pozos se encuentran por debajo de la presión del sistema, estos no fluirían (Beggs, 1984).

En la actualidad no existe un control exhaustivo en las presiones de los pozos del campo ya que al no tener sensores de fondo que permitan medir la presión en el yacimiento la única medición que se realiza es en la cabeza del pozo (Juez, 1998). Las presiones medidas en el cabezal del pozo se encuentran con un factor de declinación mayor al esperado lo cual ha provocado un incremento considerable de producción de agua, así como también la acumulación de líquidos en el fondo del pozo y se especula que existen posibles canales de conectividad entre pozos debido a la geología compleja que existe en el campo.

Para identificar las razones que actualmente están causando los problemas citados anteriormente y presentar posibles soluciones; resulta sensato realizar un análisis histórico del comportamiento de presión de los pozos productores; este estudio se lo realizará en la formación Subibaja que es la que actualmente se encuentra suministrando gas natural al activo Amistad.

El objetivo del estudio es evaluar el histórico de las presiones y sus consecuencias en algunos pozos de gas natural del campo Amistad mediante la investigación de la mejor metodología para la transformación de las presiones de cabeza a presiones de fondo para lograr así caracterizar las presiones del reservorio sobre la base de

las presiones de cabeza y de fondo, analizar la posible existencia de canales de conectividad entre pozos mediante el análisis de las presiones transformadas, además de determinar eventos históricos que afectaron las presiones.

La investigación se enmarca en el área de yacimientos y producción de gas natural; se utiliza una metodología de tipo analítica-explicativa donde se realiza un análisis del comportamiento histórico de las presiones aplicando ecuaciones que permitan corregir la presión de cabeza y transformarlas a presiones de fondo, mediante modelos matemáticos y correlaciones gráficas.

El estudio es de gran interés porque ayudará como estudio previo para realizar una simulación del campo a futuro. Además, se obtendrá la mejor metodología para la transformación de presiones de cabeza a presiones de fondo logrando así obtener datos más precisos y reales de las presiones de producción dentro del yacimiento y entender de mejor manera el comportamiento de éste. El estudio de las presiones para la producción de gas se verá reflejado en un mejor manejo para perpetuar la vida de los pozos, y a su vez le otorgará el abastecimiento más aproximado a la realidad de las empresas consumidoras del gas natural para el cumplimiento de sus actividades; la optimización de este recurso no renovable tendrá una incidencia directa en la economía del país.

CAPÍTULO I

1. REFERENCIAL TEÓRICO

Un yacimiento de gas seco es aquel que contiene hidrocarburo en fase gaseosa y, al ser producido, siguen siendo gas debido a la alta energía cinética de las moléculas y a su baja atracción, no alcanzan la forma de líquidos a la presión y temperatura de superficie, por ser una reserva natural a diferencia del gas licuado de petróleo no necesita, refinamiento siendo sustentable para el ambiente (Rodríguez, 2007).

1.1. Reseña histórica

Entre los años de 1942 y 1982 se perforaron un total de once pozos de exploración en el bloque 6, siete de los pozos fueron perforados por ADA y tres por CEPE. El pozo inicial, Lechuza-1, perforado en 1942 por la International Ecuadorian Petroleum Company (IEPC) en la Isla Puná, fue clasificado como pozo seco (Petroamazonas, 2015).

Entre 1970 y 1972, ADA perforó un total de siete pozos, su campaña de perforación resultó en el descubrimiento del campo Amistad. Los pozos de gas Amistad 1, 3 y 4 tuvieron un gran éxito. Se encontraron hidrocarburos en arenas de yacimientos de gas de las formaciones Subibaja, Progreso. CEPE perforó tres pozos en el bloque 3 (bloque-6), entre 1981 y 1982. El pozo golfo de Guayaquil 1 de CEPE encontró petróleo (Petroamazonas, 2015).

El 2 de Julio de 1996 la empresa Energy Development Company Ecuador Ltda. (“EDC”) firmó un contrato de participación en la producción con la entonces estatal Petroecuador para el Bloque 3 (actualmente Bloque 6) para la explotación de hidrocarburos del campo Amistad llegando a perforar ocho pozos (EDC, 2006).

En noviembre del 2010, la empresa EDC no llegó a un acuerdo con el estado ecuatoriano en la renegociación del contrato de participación de producción. Consecuentemente, el 25 de noviembre del 2012 la Secretaría de Hidrocarburos resolvió declarar por terminado el contrato y encargar a Petroecuador la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferos del campo Amistad, a través de la Unidad de Negocios de Gas Natural. A partir del 2 de enero del 2013, acorde con el decreto ejecutivo 1351-A, el Bloque Amistad pasó a ser operado por Petroamazonas EP, asumiendo la producción con 50 MMSCFD aproximadamente.

En la tabla 1-1 se describe un breve resumen de los pozos perforados en el campo Amistad.

Tabla 1-1: Pozos perforados en el sector del Bloque 6.

ACTIVIDAD EXPLORATORIA EN EL BLOQUE 6					
POZO	AÑO	COMPAÑÍA	T.D. PIES	EDAD ALCANZADA	RESULTADO
LECHUZA	1942	IEPC	7500	MIOCENO	SECO
SANTA CLARA	1960	ADA	4987	PLIOCENO	SECO
AMISTAD 1	1970	ADA	17068	MIOCENO INF.	GAS
AMISTAD 2	1970	ADA	11306	MIOCENO MED.	SECO
AMISTAD 3	1970	ADA	8837	MIOCENO MED.	GAS Y COND.
ESPERANZA 1	1970	ADA	14178	MIO. SUP. PLIO.	SECO
AMISTAD 4	1971	ADA	10514	MIOCENO MED.	GAS
FE 1	1972	ADA	12015	PLICSENO	SECO
GOLFO GUAYAQUIL 1	1981	CEPE	13870	MIOCENO INF. TAR.	PETROLEO NO COMERCIAL
AMISTAD SUR1	1981	CEPE	16090	MIOCENO INF.	SECO
TENGUEL 1	1982	CEPE	15015	MIOCENO INF	SECO

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Elaborado por: Parra, 2019

1.2. Ubicación

El Bloque 6 está ubicado en la parte central del Golfo de Guayaquil, a 57 km al occidente de la ciudad de Machala y 135 km al Sur occidente de la ciudad de Guayaquil, ver fig. 1-1 (Merejildo, 2017).

El campo Amistad tiene un área aproximada de 2250 kilómetros cuadrados, la mayor parte está localizada en aguas generalmente menores a 65 metros de profundidad. La mitad de la parte oriental del campo presenta profundidades menores a los 25 metros (la profundidad del agua varía entre 25 y 45 metros). La esquina noreste del Bloque 6 incluye la Isla Puná, y el límite sur coincide con la frontera marítima entre Perú y Ecuador, mientras que al oriente limita con la costa ecuatoriana (Chico & Cuaces, 2016).

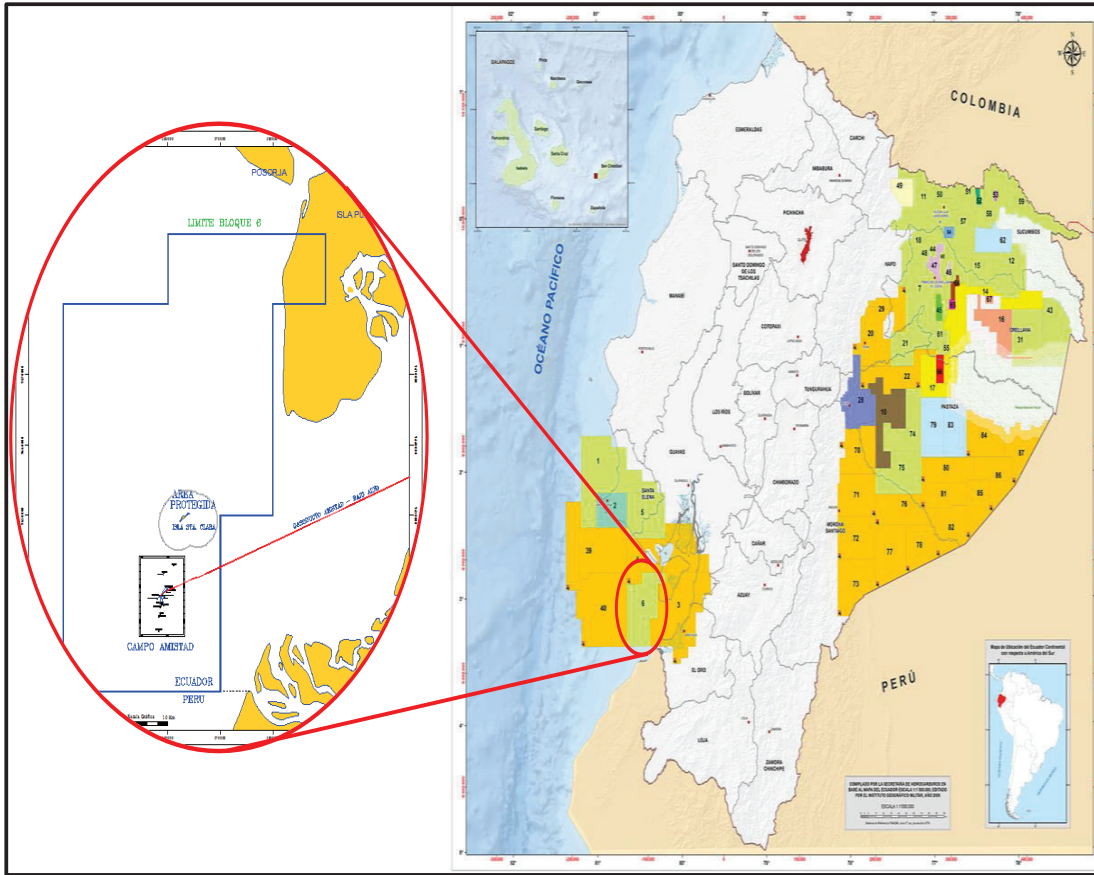


Figura 1-1: Mapa bloque 6 - campo Amistad

Fuente: Secretaría de Hidrocarburos

Elaborado por: Parra, 2019

1.3. Geología estructural del campo Amistad

La estructura del activo Amistad es un anticlinal norte-sur muy complejo y altamente fallado, está bisectada al norte y contiguo a su culminación por una gran falla principal de deslizamiento al rumbo lateral con orientación general noreste - noroeste. El lado occidental está limitado por una falla con rumbo norte-sur e inclinado hacia el oeste, ver fig. 1-2 (Petroamazonas, 2015).

Según (Petroamazonas, 2015) el origen de esta estructura levantada, basado en evidencia geofísica e historia tectónica, es la resultante de la compresión oblicua a lo largo del lado oriental de la falla dextral de rumbo. Existieron dos períodos de levantamiento, los que fueron verificados sísmicamente por la presencia de una discordancia erosional, ver fig. 1-3.

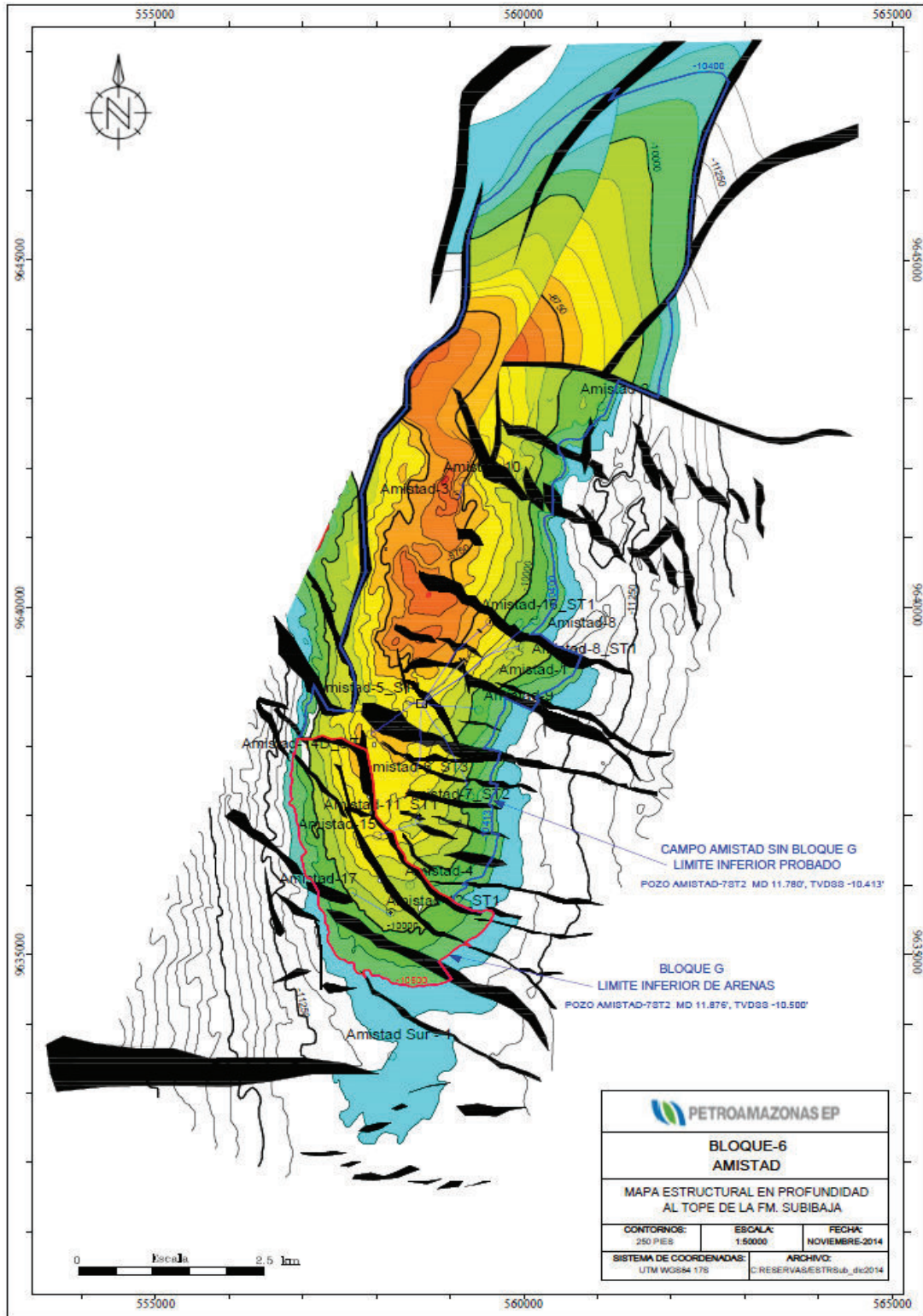


Figura 1-2: Mapa estructural en profundidad mioceno medio del campo Amistad.

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

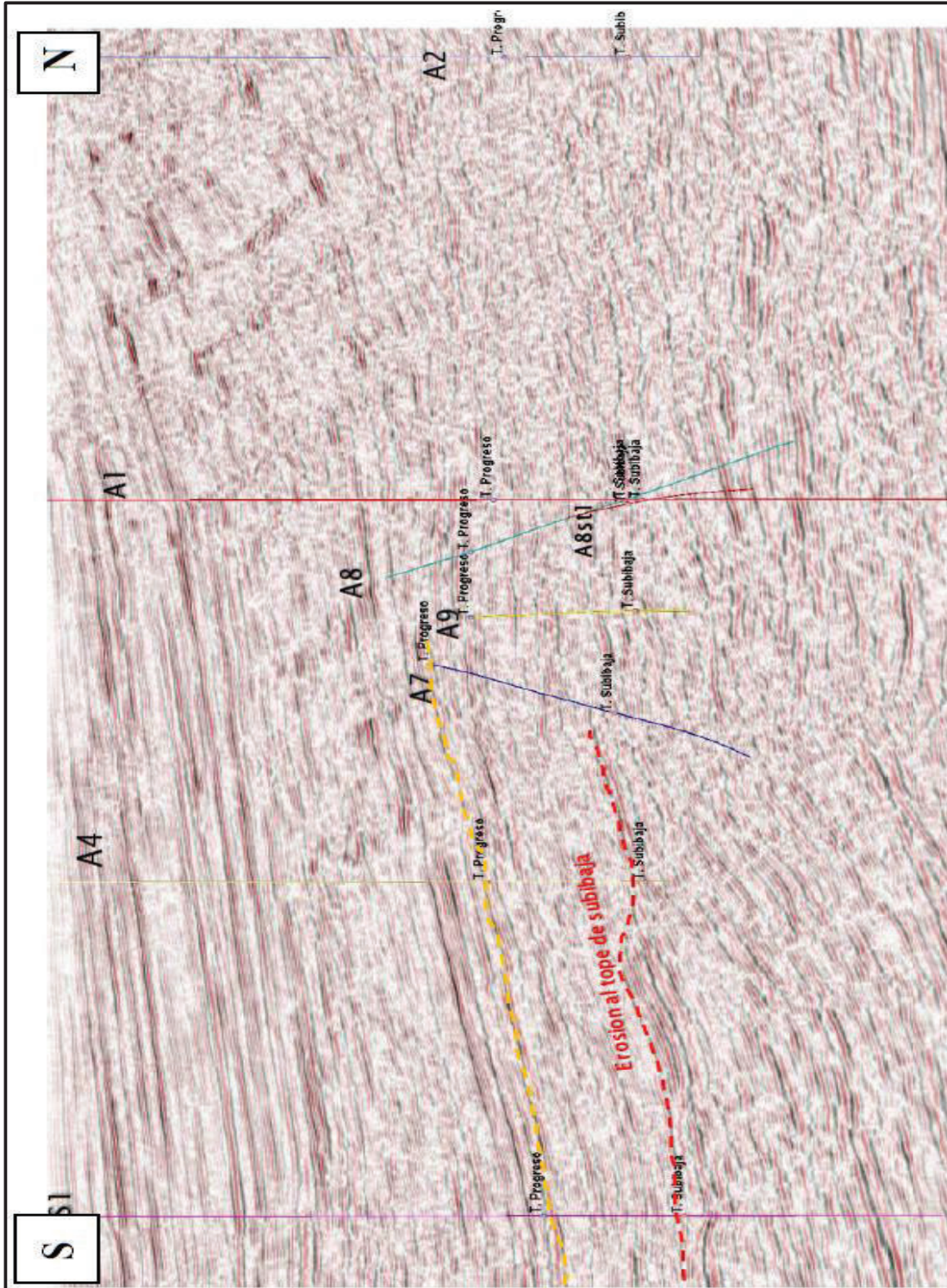


Figura 1-3: Sección sísmica S-N con la proyección de los pozos del campo Amistad, discordancia erosional.

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

El área productiva del campo está cortada transversalmente por al menos unas 10 fallas normales con rumbos Este-Oeste y Noroeste-Sureste. Como resultado de este fallamiento, aproximadamente existen siete bloques fallados; ver fig. 1-4 (Petroamazonas, 2015).

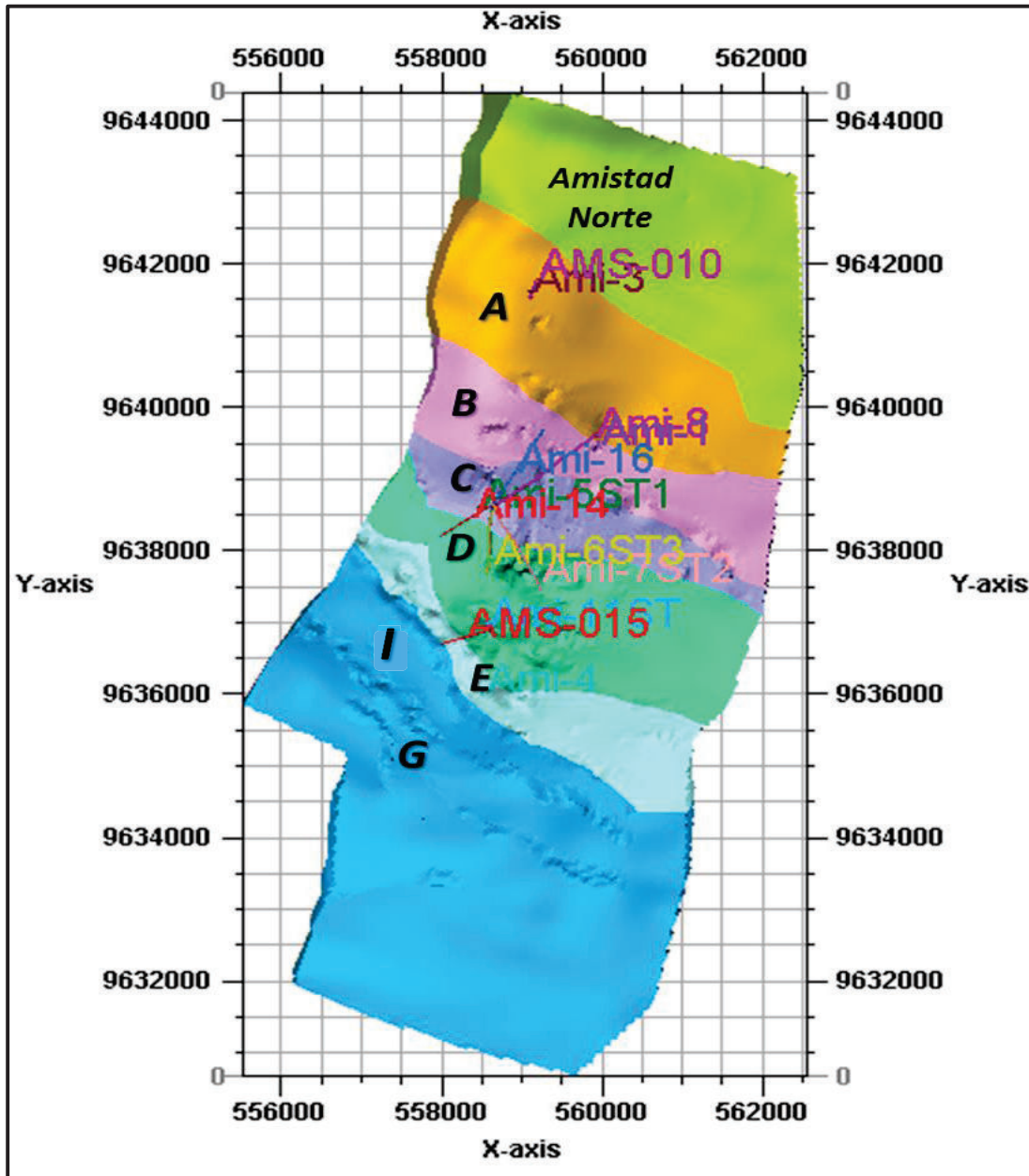


Figura 1-4: Campo Amistad, 7 bloques fallados por fallas normales Este-Oeste, y Noreste- Sureste

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

1.4. Propiedades petrofísicas del campo Amistad

En el activo Amistad se presentan las formaciones Puna, Progreso y Subibaja. La zona está constituida por una cuenca sedimentaria de depósitos marinos probablemente deltaicos, con intercalaciones de arenas y lutitas. El campo Amistad atrapa hidrocarburos en tres formaciones Subibaja, Progreso y Puná; siendo sus principales reservorios la formación Subibaja que contienen gas natural (Petroamazonas, 2015).

- **Porosidad**

Según (Rodríguez, 2007) la porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, es decir es la relación que existe entre el espacio disponible en la roca y su volumen total. De los análisis de núcleos se ha llegado a determinar los valores de porosidad que se detallan en la tabla 1-2.

- **Permeabilidad**

Rodríguez (2007) define a la permeabilidad como una propiedad del medio poroso que mide la capacidad que tiene la roca para permitir el paso de fluidos a través de sus poros interconectados. Se ha determinado un valor de permeabilidad para los pozos del campo Amistad que se exponen en la tabla 1-2.

Tabla 1-2: Resumen de los análisis de núcleos coreados desde 10260 ft a 10318.5 ft.

Resumen de los análisis de núcleos, 2015	
Densidad efectiva, gr/cm ³	2.6490
Densidad aparente, gr/cm ³	2.1020
Saturación de agua, %	0.4511
Saturación de Petróleo, %	0.0376
Porosidad efectiva, %	0.1668
Permeabilidad, mD	187.333

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

- **Saturación de fluidos**

Es la relación que expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso. Conocida dicha cantidad y la extensión del volumen poroso se puede determinar

volumétricamente cuánto fluido existe en una roca (Mesa, 2013). La saturación de fluido se determina a partir de procedimientos de laboratorio, también puede ser determinada indirectamente por medio de interpretación cuantitativa de registros de pozos, estos valores se los presenta en la tabla 1-2.

1.5. Descripción de las propiedades petrofísicas por bloques

La descripción a detalle de las propiedades petrofísicas se realizó por bloque (ver fig. 1-4) sobre la base de la información de interpretaciones petrofísicas de los pozos realizadas por la coordinación de petrofísica de Petroamazonas.

1.5.1. Bloque Norte

Este bloque está representado por el pozo Amistad 2 (ver anexo1-1), el mismo que se encuentra abandonado con mudline. Sobre la base de la interpretación petrofísica del pozo Amistad 10 (ver anexo1-2), pozo más cercano, se tiene la caracterización según tabla 1-3 (Petroamazonas, 2015).

Tabla 1-3: Característica del reservorio del bloque norte, Fm. Subibaja.

Bloque NORTE, Fm. Subibaja	
Parámetros	Valor
Contactos, ft.	-10413.0
Porosidad efectiva, %	16.4
Saturación de agua, %	38.1
Espesor neto, ft.	132.7
Área, acres.	3421.3

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

1.5.2. Bloque A

Este bloque está integrado por los pozos Amistad 03 (ver anexo 1-3) y Amistad 10 (Petroamazonas, 2015). Con la interpretación petrofísica de los registros tomados del pozo Amistad 10, se realizó la caracterización para las formaciones que se detallan en la tabla 1-4; los registros del pozo Amistad 03 no son de buena calidad (Petroamazonas, 2015).

Tabla 1-4: Característica del reservorio del bloque A, Fm. Subibaja.

Bloque "A"- Fm. Subibaja	
Parámetros	Valor
Contactos, ft. (A-7st2)	-10413.0
Porosidad efectiva, %	16.4
Saturación de agua, %	38.1
Espesor neto, ft.	146.8
Área, acres.	918.2

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

1.5.3. Bloque B

En el bloque B se encuentra perforado el pozo Amistad 8 (original), la información petrofísica se obtuvo del análisis de los núcleos de pared (Petroamazonas, 2015).

En la tabla 1-5 se presenta las características del reservorio.

Tabla 1-5: Característica del reservorio del bloque B, Fm. Subibaja.

Bloque "B", Fm. Subibaja	
Parámetros	Valor
Contactos, ft. (A-7st2)	-10413.0
Porosidad efectiva, %	16.1
Saturación de agua, %	39.3
Espesor neto, ft.	139.0
Área, acres.	517.0

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

1.5.4. Bloque C

En el bloque C se encuentran perforados tres pozos: Amistad 1 (ver anexo 1-4), Amistad 8st1 (ver anexo 1-5), Amistad 16 st1 (ver anexo 1-6). El pozo Amistad-1 actualmente se encuentra abandonado con mudline (Petroamazonas, 2015).

Tabla 1-6: Característica del reservorio del bloque C, Fm. Subibaja.

Bloque "C", Fm. Subibaja	
Parámetros	Valor
Contactos, ft. (A-7st2)	-10413.0
Porosidad efectiva, %	15.4
Saturación de agua, %	37.8
Espesor neto, ft.	175.1
Área, acres.	810.9

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

1.5.5. Bloque D-E-I

El bloque fue caracterizado como D-E-I por la compañía EDC, posiblemente por considerarse un solo Bloque. En los sub-bloques D-I se encuentran los pozos Amistad 6 st3 (ver anexo 1-9), Amistad 7st2 (ver anexo 1-10), Amistad 11st1 (ver anexo 1-11) y Amistad 14 (ver anexo 1-12).

Sobre la base de las interpretaciones petrofísicas de los pozos de este Bloque, se caracteriza la formación Subibaja (Petroamazonas, 2015).

Tabla 1-7: Característica del reservorio del bloque D-E-I, Fm. Subibaja.

Bloque "D-E-I", Fm. Subibaja	
Parámetros	Valor
Contactos, ft. (A-7st2)	-10413.0
Porosidad efectiva, %	17.2
Saturación de agua, %	42.4
Espesor neto, ft.	107.0
Área, acres.	917.3

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

1.5.6. Bloque G

En el bloque están perforados los pozos Amistad 4 (ver anexo 1-13), Amistad 15 (ver anexo 1-14), Amistad 17st y Amistad 12 st1 (ver anexo 1-15).

La caracterización de los fluidos se la realizó sobre la base de la petrofísica de los pozos Amistad 4 y Amistad 12 st1 (Petroamazonas, 2015).

Tabla 1-8: Característica del reservorio del bloque G, Fm. Subibaja.

Bloque "G", Fm. Subibaja	
Parámetros	Valor
Contactos, ft. (A-7 st2)	-10413.0
Porosidad efectiva, %	17.6
Saturación de agua, %	40.2
Espesor neto, ft.	40.7
Área, acres.	1101.0

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

1.6. Propiedades del gas en la formación subibaja

Los reservorios de la formación subibaja son anisótropos y heterogéneos; la cromatografía muestra más del 0.98% de metano, sin precipitados de condensado bajo las condiciones de yacimiento (Almeida, 2008) ver tabla 1-9. Las muestras de composición del gas indican variaciones insignificantes con relación al impacto que puedan tener en los resultados del factor volumétrico y viscosidad (Merejildo, 2017).

Tabla 1-9: Características del gas natural de los pozos productores del campo Amistad.

	AMSA 6ST3	AMSA 7ST2	AMSA 8ST1	AMS 11ST1	AMS 12ST1	AMSC 15ST1	AMSA 16ST1
FECHA	Feb-2012	Feb-2012	Feb-2012	Mar-2014	Mar-2014	May-2015	May-2015
O ₂ , %	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N ₂ , %	0.13	0.32	0.72	0.32	0.11	0.12	0.74
CO ₂ , %	0.02	0.02	0.04	0.02	0.09	0.02	0.05
H ₂ S, %	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
C ₁ , %	99.52	99.32	97.55	99.32	99.39	99.53	97.81
C ₂ , %	0.20	0.20	1.04	0.20	0.21	0.19	0.92
C ₃ , %	0.06	0.06	0.33	0.06	0.04	0.06	0.28
i-C ₄ , %	0.02	0.02	0.09	0.02	0.02	0.02	0.08
n-C ₄ , %	0.00	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00	0.02
i-C ₅ , %	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00	0.02
n-C ₅ , %	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
n-C ₆ , %	0.05	0.06	0.18	0.06	0.14	0.06	0.08

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra 2019

1.7. Descripción litológica del yacimiento

Debido a la ausencia de núcleos, las columnas estratigráficas del Campo Amistad se han realizado basándose en registros litológicos e informes sedimentológicos de los pozos Amistad-8 y Amistad-10.

En las fig. 1-6 y fig. 1-7 se aprecian las columnas estratigráficas respectivas, las cuales incluyen: respuesta del registro gamma ray, ambiente, edad, formación y descripción litológica (Zambrano & Benítez, 2001).

En la fig. 1-5 se detalla la composición de la roca, el tipo de roca y el porcentaje de contenido de las arenas que conforman las formaciones Subibaja y Progreso entre los topos formaciones que van desde los 11420 ft a los 13174 ft.

Entre los 11420 ft y 12554 ft de profundidad se tiene una arena con un grano medio a fino con valores de 0.28 a 0.18 mm de diámetro y conformado en su mayor parte por un 80% de arenita de cuarzo y 20 % de litoarenita.

Desde los 12575 ft a los 12836 ft de profundidad el tamaño de grano oscila entre 0.73 y 0.44 mm de diámetro; se lo puede categorizar como una arena mediana – gruesa compuesta en su mayoría por sublitoarenita, litoarenita feldespática y litoarenita. Luego se tiene que a los 12998 ft de profundidad se aprecia una arena compuesta por un 80% de litoarenita y un 20% de feldespato la cual probablemente divide a la formación Progreso de la formación Subibaja.

Finalmente, entre los 13044 ft y el tope inferior de la arena Subibaja a 13174 ft se observa nuevamente un grano medio a fino que fluctúa entre 0.28 y 0.18 mm de diámetro y con una composición de un 80% de arenita de cuarzo y 20 % de litoarenita.

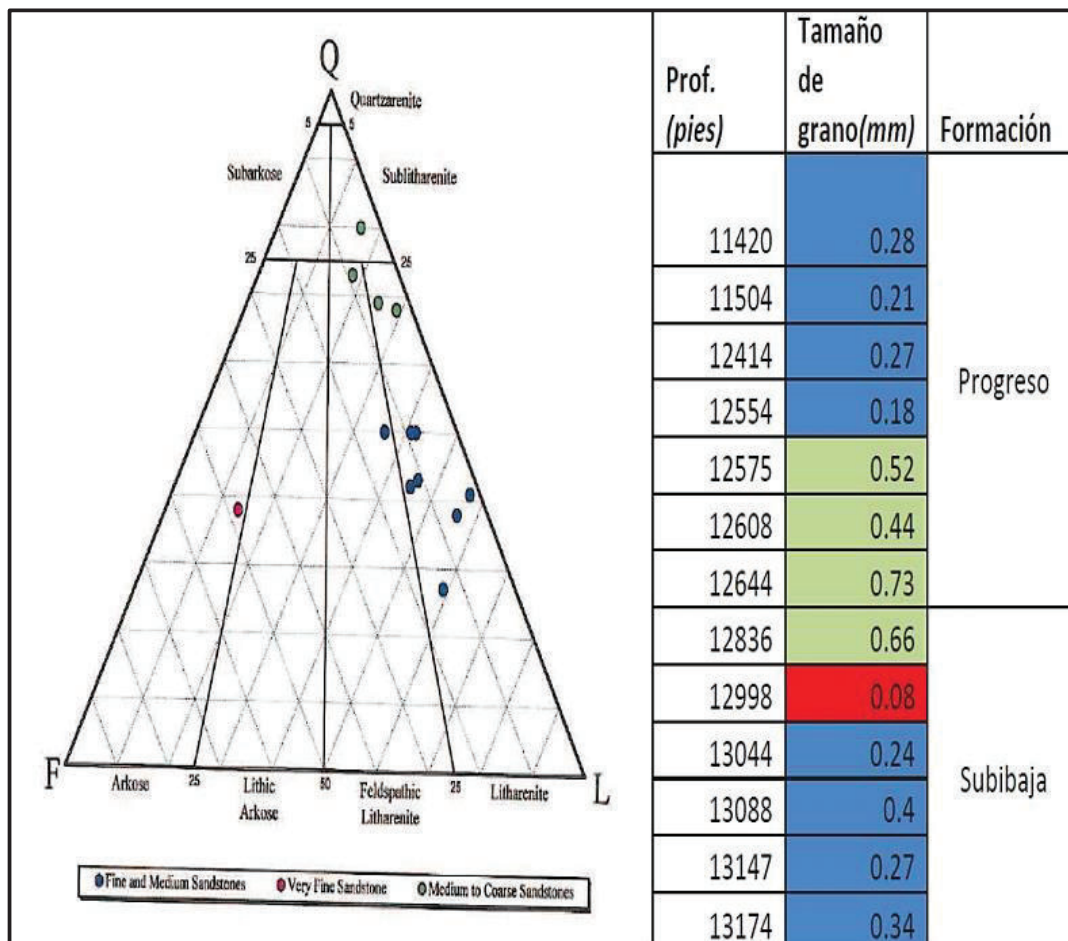


Figura 1-5 : Clasificación de las areniscas de las formaciones Subibaja y Progreso en el pozo Amistad-8. Medina, 2001.

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

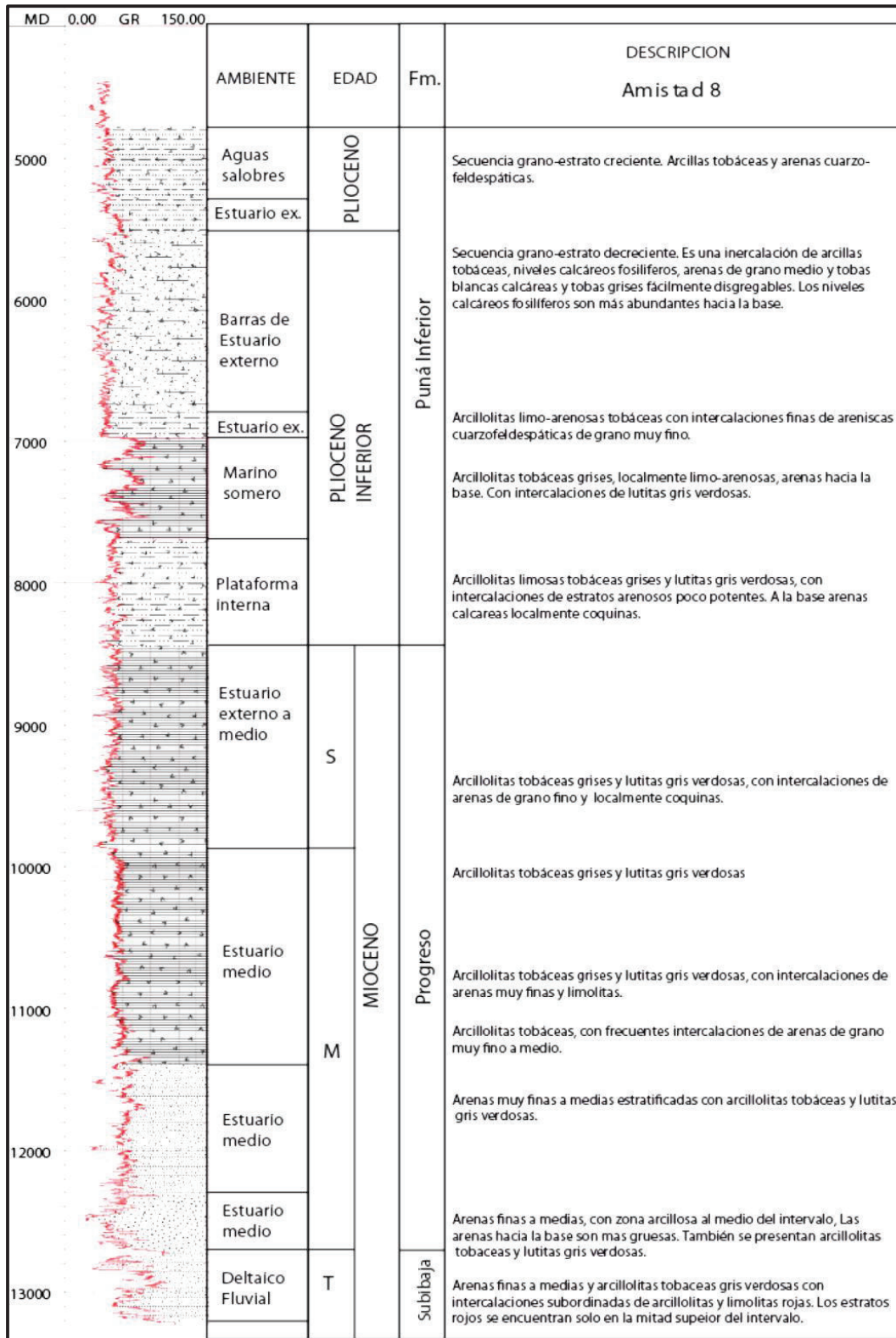
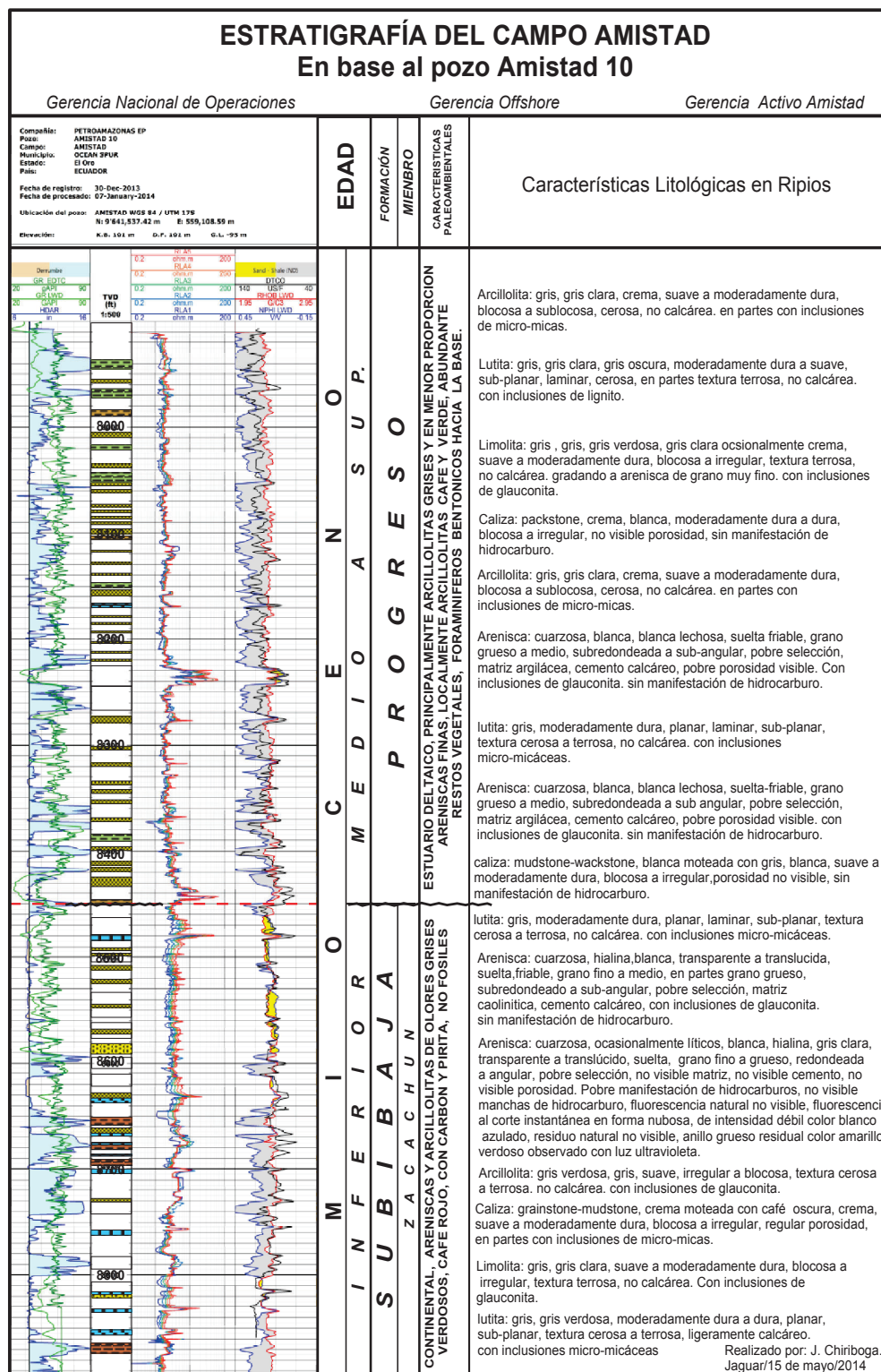


Figura 1-6: Columna estratigráfica del pozo Amistad-8

Fuente: Zambrano & Benítez, 2001.



1.8. Mecanismos de empuje y tipos de trampas del campo Amistad

Se considera que el mecanismo de empuje es por expansión de capa de gas y afluencia de un acuífero (Petroamazonas, 2015).

En estos tipos de yacimiento (gas con un empuje de agua) se debe acelerar la extracción del gas bajando la presión de yacimiento y como consecuencia el gas se queda atrapado (hasta un 30% del volumen poroso) bajo presiones menores y se aumentan las reservas recuperables (Petroamazonas, 2015).

1.8.1. Yacimiento de gas volumétrico

En el caso de un yacimiento de gas volumétrico (no es el caso de Amistad) el factor de recobro llegaría a unos valores que oscilan entre 80% - 90%, y aplicando una presión de abandono del yacimiento de 1000 psi estarían entre 77 y 78%.

1.8.2. Yacimiento de gas con empuje de agua

El factor de recobro estimado para el campo Amistad para el cálculo de las Reservas es alrededor del 70%, considerando que este campo tiene influencia de agua de fondo y lateral en Subibaja, Progreso y Puná ver fig. 1-8 (Petroamazonas, 2015).

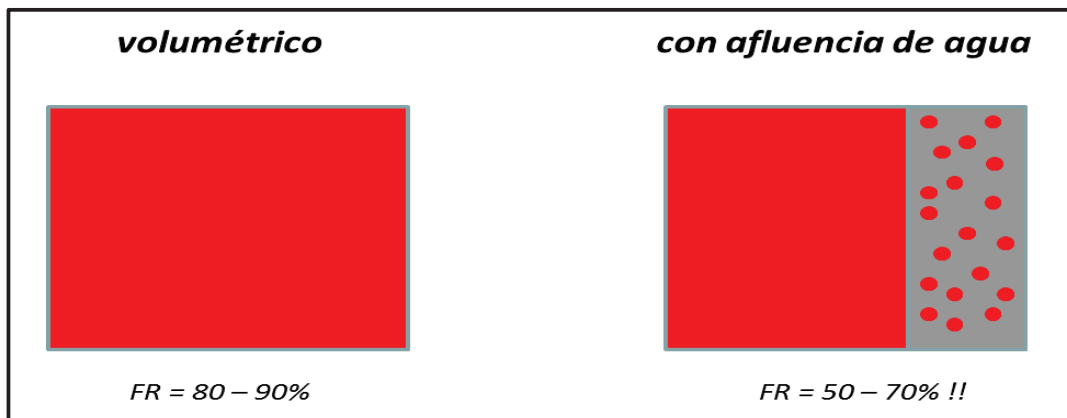


Figura 1-8: Reservorio volumétrico o con afluencia de agua.

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

1.8.3. Trampas Estructurales

Son consecuencia directa de los cambios geológicos producidos por las fuerzas subterráneas por la deformación de los estratos del subsuelo, causada por fallas (fracturas con desplazamientos) y plegamientos ver fig. 1-9 (Rodríguez, 2007).

1.8.4. Trampa Estratigráfica

Son aquellas en las que el factor principal que determina la trampa es la variación del tipo de roca originadas por cambios laterales y verticales en la porosidad de las rocas.

Se forman generalmente cuando ha desaparecido la continuidad de una roca porosa. Su presencia está relacionada con el ambiente en el cual se depositaron los estratos y con el sitio que ocupan en la cuenca ver fig. 1-10 (Rodríguez, 2007).

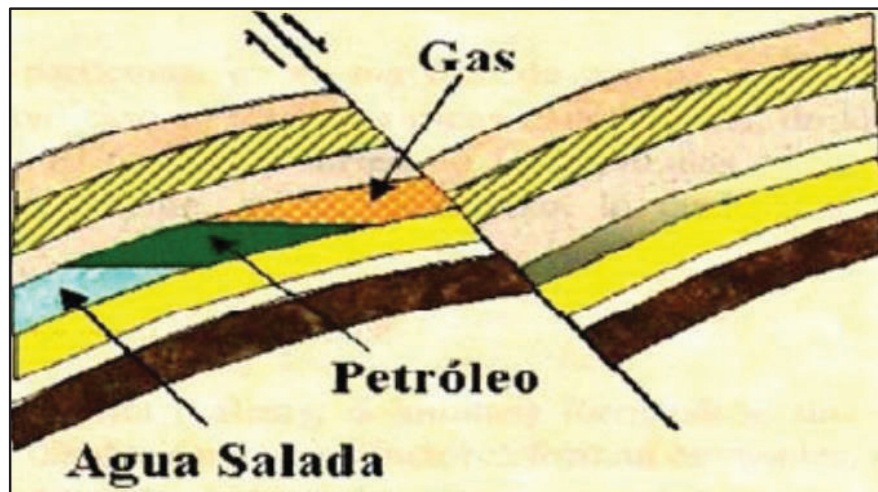


Figura 1-9: Trampas estructurales

Fuente: Ingeniería básica de yacimientos (Rodríguez, 2007)

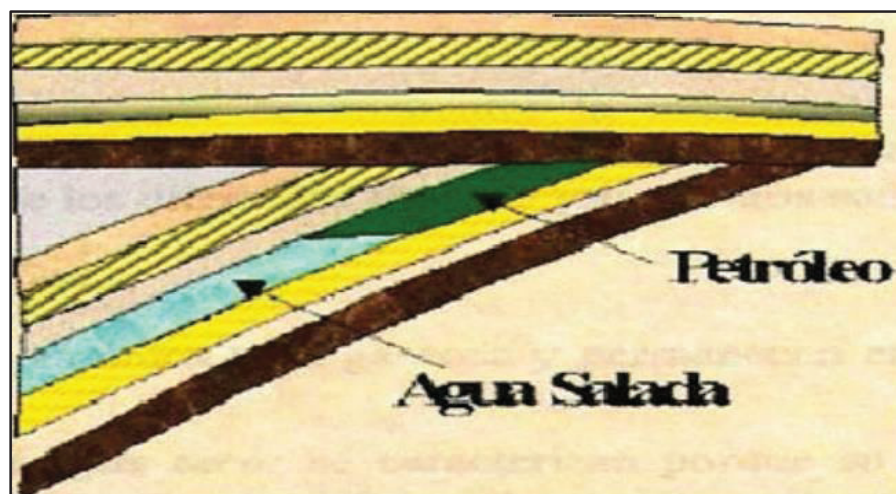


Figura 1-10: Trampa estratigráfica.

Fuente: Ingeniería básica de yacimientos (Rodríguez, 2007)

1.9. Facilidades de superficie

Para las operaciones del Bloque-6, la Gerencia Offshore cuenta con infraestructura en mar: la plataforma Amistad y tres plataformas satélites, gasoducto submarino e instalaciones terrestres localizadas en la provincia de El Oro, como la base logística Puerto Bolívar ubicada en la jurisdicción del municipio de Machala, la planta de deshidratación de gas en la comunidad Bajo Alto de la parroquia Tendales cantón El Guabo, y facilidades logísticas y operacionales; ver fig. 1-11 (Sandoval, 2013).



Figura 1-11: Mapa del bloque 6.

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

1.9.1. Plataforma Offshore Amistad (AMS A)

La plataforma se encuentra localizada en la Zona 17 sur UTM (coordenadas X=558.623 m y Y=9638.603m), fijada a una profundidad de 40 metros con respecto al nivel del mar, orientada a facilitar los enlaces de tubería y el acceso de equipo de perforación de plataformas fijas y plataformas auto elevadizas, el diseño de cubierta de la plataforma cuenta con 6 patas con las que se maximiza la eficacia estructural (Petroamazonas, 2015).

La plataforma está diseñada para la producción de gas natural de nueve pozos, con instalaciones adicionales para procesar la producción desde plataformas livianas o pozos de cabezal húmedo y para soportar sismos de intensidades nivel VII y por ende asegurar la supervivencia de las personas, además cuenta con un helipuerto

con capacidad para soportar un helicóptero con un peso máximo de 5080 kg y un área circular de 170 m². El peso de la plataforma es de aproximadamente 725 toneladas netas. El peso de la cubierta es de aproximadamente 670 toneladas netas (Petroamazonas, 2015).



Figura 1-12: Plataforma *Offshore* AMS A.

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

La plataforma posee 4 niveles que se describen a continuación (ver fig. 1-12) (Petroamazonas, 2015):

- Cubierta de perforación o drilling deck en este nivel se encuentran los calentadores, generadores y campers de vivienda.
- Cubierta del sótano o cellar deck en este nivel se ubican los árboles de navidad o cabezales de pozo, existen 9 slots.
- Cubierta de producción o production deck en este nivel se encuentran los equipos de procesamiento del gas natural proveniente tanto de los pozos de cabezal seco como los de cabezal húmedo.
- Cubierta de sumidero o sump deck en este nivel se encuentra el tanque de sumidero y la planta de procesamiento de aguas negras.

1.9.2. Plataformas livianas o satélites

Las plataformas livianas se las construyeron para satisfacer las necesidades de desarrollo del campo Amistad, se instalaron tres plataformas livianas o satélites que son San Juan (AMS B), San Pedro (AMS C, ver fig. 1-13) y San Pablo (AMS D), estas son de trípode simple y considera una cara vertical para permitir el acceso de un jack up para perforación o reacondicionamiento; fueron diseñadas para cuatro slots, considerando cuatro pozos de cabezal seco, y una producción estimada de 40 MMSCFD, también cuenta con un sistema de control WCP (Merejildo, 2017).

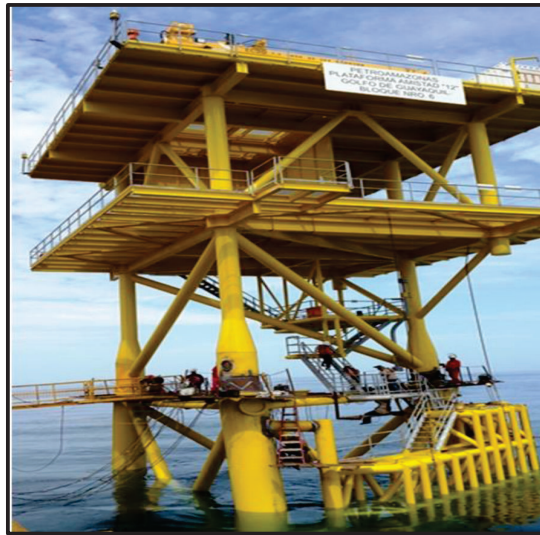


Figura 1-13: Plataforma liviana San Pedro (AMS C).

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

1.9.3. Jack-up

Constituye una barcaza que es de formación triangular o rectangular la cual se la remolca donde está la perforación, una vez in situ, las tres o cuatro grandes patas de la plataforma se las entierra en el agua hasta llegar al tope del fondo marino. En lo referente a la barcaza, esta se eleva sobre las mismas dentro de la altura óptima para obtener una distancia segura con la superficie del mar. Estas se las utiliza en aguas poco profundas que van hasta cien metros de profundidad (Sandoval, 2013).

1.9.4. Gasoducto

El gasoducto tiene una extensión de 67.5 km que recorre desde la plataforma Amistad A hasta la planta de deshidratación de gas natural, situada en Bajo Alto, provincia del Oro ver fig. 1-14. La tubería es de acero al carbono API 5L con de un

diámetro nominal de 12"; diseñada para tasas de gas de 90 MMSCFD, la tubería se encuentra protegida catódicamente con ánodos de sacrificio, y el interior se mantiene libre de fluidos mediante limpieza periódica con taco del tubo, además de contar con revestimiento externo en base a resina epóxica (Sandoval, 2013).



Figura 1-14: Línea de gasoducto campo Amistad.

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

1.9.5. Líneas de Flujo

Son utilizadas para facilitar el transporte del gas natural. Existen dos líneas de flujo desde los cabezales húmedos hasta la plataforma Amistad A y tres lineras de flujo que van desde las plataformas livianas o satelitales hasta la plataforma Amistad A.

1.10. Descripción de las metodologías y métodos utilizados para la transformación de presiones de cabeza a presiones de fondo

En la actualidad el 90% del campo no dispone de sensores de fondo que midan las presiones diarias de producción, solo el pozo Amistad 16 ST1 tiene sensor. Las metodologías que se utilizan para la transformación de presiones de fondo PBH

según (Lee & Wattenbarger, 1996) se basan en un balance de la energía en el pozo.

Para calcular las presiones de fondo fluyente desde las mediciones de superficie se consideran la presión fluyente en el cabezal de pozo. La presión ejercida por el peso de la columna de gas en la cadena de producción, las pérdidas de energía que resultan del gas que fluye a través de la tubería y los cambios en la energía cinética generalmente son pequeños para el flujo de gas según Brown et al. (2014), por lo cual estos efectos no se incluyen dentro de las metodologías a utilizarse.

1.10.1. Metodología para el cálculo de la gravedad específica de la mezcla

El proceso para determinar la gravedad específica de la mezcla de gas es el siguiente:

Procedimiento:

1. Mediante análisis de laboratorio obtener los datos de la fracción molar de los componentes de la mezcla del gas para cada pozo.
2. Calcular la fracción molar en porcentaje para cada componente de la mezcla.
3. Del Anexo 1-16 obtener las propiedades físicas de la mezcla como son: el peso molecular, la presión y la temperatura críticas de cada componente del gas.
4. Calcular las propiedades pseudocríticas de cada componente.

$$P_{psc\text{componente}} = P_{c\text{componente}} * \%fmolar \quad \text{(ecuación 1.1)}$$

$$T_{psc\text{componente}} = T_{c\text{componente}} * \%fmolar \quad \text{(ecuación 1.2)}$$

5. Calcular las propiedades pseudocríticas de la mezcla.

$$P_{psc\text{mezcla}} = \sum P_{sc\text{componente}} \quad \text{(ecuación 1.3)}$$

$$T_{psc\text{mezcla}} = \sum T_{sc\text{componente}} \quad \text{(ecuación 1.4)}$$

6. Calcular la masa molar de la mezcla.

$$M_{mezcla} = \sum M_{\text{componente}} * \%fmolar \quad \text{(ecuación 1.5)}$$

7. Calcular la gravedad específica del gas.

$$\gamma_g = \frac{M_{mezcla}}{M_{aire}} \quad \text{(ecuación 1.6)}$$

Una vez calculada la gravedad específica de la mezcla proceder a realizar la corrección por contaminación de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.

1.10.2. Metodología para la corrección las propiedades pseudocríticas por contaminación de H_2S y CO_2

Para realizar la corrección de las propiedades por contaminación de ácidos primero:

- Calcular el factor de corrección por contaminación de H_2S Y CO_2 con las siguientes fórmulas.

$$FSK = 120 * (A^{0.9} - A^{1.6}) + 15 * (B^{0.5} - B^4) \quad \text{(ecuación 1.7)}$$

Donde:

$$A = \sum \%fmolar H_2S + \%fmolar CO_2$$

$$B = \%fmolar CO_2$$

- Luego calcular las propiedades pseudocríticas corregidas por contaminación de H_2S Y CO_2 .

$$T'_{pscmezcla} = T_{pscmezcla} - FSK \quad \text{(ecuación 1.8)}$$

$$P'_{pscmezcla} = P_{pscmezcla} * T'_{pscmezcla} [T_{pscmezcla} + B * (1 - B) * FSK] \quad \text{(ecuación 1.9)}$$

1.10.3. Método de temperatura y factor de compresibilidad Z promedio

Las presiones de fondo están relacionadas con la profundidad, la densidad y la temperatura. Es decir, cambian según varían estos parámetros.

Por esta razón se considera un valor promedio y constante de la temperatura y del factor de compresibilidad (factor z). Por lo general, estos valores se calculan con la media aritmética entre los valores de cabeza y de fondo para la temperatura y presión (Beggs, 1984).

El cálculo de la presión de fondo fluyente P_{wf} se realiza mediante iteraciones. Los pasos por el cálculo son:

1. **Primera iteración.** - Calcular el valor experimental de BHFP con la siguiente ecuación.

$$P_{wexperimental} = P_{tf} + 0.25 \left(\frac{P_{tf}}{100} \right) + \left(\frac{\cos \theta}{100} \right) (psi) \quad \text{(ecuación 1.10)}$$

2. Calcular la presión y temperatura promedio del pozo.

$$\bar{P} = \frac{P_{tf} + P_{wfexp.}}{2} (psi) \quad \text{(ecuación 1.11)}$$

$$\bar{T} = \frac{T_{tf} + T_{wf}}{2} (R) \quad \text{(ecuación 1.12)}$$

3. Calcular la presión y temperatura pseudoreducida.

$$\bar{T}_{pr} = \frac{\bar{T}}{T'_{psmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.13)}$$

$$\bar{P}_{pr} = \frac{\bar{P}}{P'_{psmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

4. Calcular el factor de compresibilidad del gas (factor z) con la correlación de Papay.

$$\bar{z} = 1 - \frac{3.52\bar{P}_{pr}}{10^{0.9813\bar{T}_{pr}}} + \frac{0.274\bar{P}_{pr}^2}{10^{0.8159\bar{T}_{pr}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

5. Calcular la viscosidad de la mezcla con corrección del contenido de gases ácidos con el método de Lee con las siguientes ecuaciones.

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) K \exp(X_\rho Y) \quad \text{(ecuación 1.16)}$$

$$\rho = \left(\frac{2.70 * P * M_{mezcla} \gamma_g}{\bar{z} \bar{T}} \right) \quad \text{(ecuación 1.17)}$$

$$K = \frac{(9.379 + 0.01607 M_{mezcla}) \bar{T}^{1.5}}{(209.2 + 19.26 \bar{T} + \bar{T})} \quad \text{(ecuación 1.18)}$$

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{\bar{T}} + 0.01009 M_{mezcla} \quad \text{(ecuación 1.19)}$$

$$Y = 2.477 - 0.224X \quad \text{(ecuación 1.20)}$$

6. Calcular el número de Reynolds y el factor de fricción con las siguientes ecuaciones; considerar el tipo de flujo que existente en la tubería:

$$N_{Re} = \frac{20 \gamma_g q_g}{\mu_g d} \quad \text{(ecuación 1.21)}$$

Flujo laminar Si $N_{Re} \leq 2000$.

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad \text{(ecuación 1.22)}$$

Flujo transitorio si $2000 \leq N_{Re} \leq 4000$.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left(\frac{2\epsilon}{d} + \frac{18.7}{N_{Re} \sqrt{f}} \right) \quad \text{(ecuación 1.23)}$$

Flujo turbulento Si $N_{Re} \geq 4000$

$$f = 4 * \left[2.28 - 4 \log \left(\frac{0.0023}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad \text{(ecuación 1.24)}$$

7. Calcular la presión de fondo fluyente P_{wf1}

$$P_{wf1} = \left[P_{tf}^2 e^5 + \frac{6.67 \times 10^{-4} q_g^2 f \bar{T}^2 Z^2}{d^2 \cos \theta} \left(e^{\frac{0.0375 \gamma_g L \cos \theta}{\bar{T}}} - 1 \right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{(ecuación 1.25)}$$

8. **Segunda iteración.** - Una vez calculado el primer valor de la presión de fondo $P_{wf} = P_{wf1}$, repetir el procedimiento desde el paso número dos empleando la P_{wf1} calculada.

9. Realizar tantas iteraciones como sean necesarias hasta obtener que

$$|P_{wf(n-1)} - P_{wf(n)}| \leq 0.0001 \text{ siendo } P_{wf(n)} \text{ la presión de fondo fluyente final.}$$

1.10.4. Método de Cullender y Smith

A diferencia del método de temperatura y factor de compresibilidad promedio (factor z) este método no hace asunciones simplificadas, sino que realiza cálculos en tres diferentes puntos (nodos) en el pozo, el primer cálculo se lo realiza en la cabeza del pozo, el segundo cálculo en la parte media de la tubería de producción y el último en el fondo del pozo, obteniendo una temperatura y un factor de compresibilidad para cada nodo, resultando así como un método más riguroso en comparación al método anterior (Lee & Wattenbarger, 1996).

Al igual que el método anterior, en el método de Cullender y Smith también se utilizan iteraciones para el cálculo de la presión de fondo fluente P_{wf} ; el procedimiento a seguir es:

1. Calcular el término α .

$$\alpha = 0.01875\gamma_g L \quad \text{(ecuación 1.26)}$$

2. Calcular el término del factor de fricción:

$$\Omega = \frac{6.67 \times 10^{-4} f q_g^2}{d^5} \quad \text{(ecuación 1.27)}$$

- Primero calcular μ_g con la siguiente ecuación.

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) K \exp(X_\rho Y) \quad \text{(ecuación 1.16)}$$

$$\rho = 1.4935 \times 10^{-3} \left(\frac{pM}{zT} \right) \quad \text{(ecuación 1.17)}$$

$$K = \frac{(9.379 + 0.01607M)T^{1.5}}{(209.2 + 19.26M + T)} \quad \text{(ecuación 1.18)}$$

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{T} + 0.01009M \quad \text{(ecuación 1.19)}$$

$$Y = 2.477 - 0.224X \quad \text{(ecuación 1.20)}$$

- Segundo calcular el número de Reynolds y el factor de fricción, considerando que el factor de fricción considera el tipo de flujo que existente en la tubería:

$$N_{Re} = \frac{20\gamma_g q_g}{\mu_g d} \quad \text{(ecuación 1.21)}$$

Flujo laminar Si $N_{Re} \leq 2000$.

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad \text{(ecuación 1.22)}$$

Flujo transitorio si $2000 \leq N_{Re} \leq 4000$.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left(\frac{2\epsilon}{d} + \frac{18.7}{N_{Re}\sqrt{f}} \right) \quad \text{(ecuación 1.23)}$$

Flujo turbulento Si $N_{Re} \geq 4000$.

$$f = 4 * \left[2.28 - 4 \log \left(\frac{0.0023}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad \text{(ecuación 1.24)}$$

3. Calcular la integral I_{tf} , usando la presión pseudocrítica, temperatura pseudocrítica y el factor de compresibilidad (Z) con datos de cabeza.

Las ecuaciones que se utilizan para los tres nodos son: cabeza del pozo, punto medio del pozo y fondo del pozo.

$$I_{tf} = \frac{\frac{P_{tf}}{T_{tf}Z}}{\left(\frac{P_{tf}}{T_{tf}Z} \right)^2 \frac{T_{tf}^{*D}}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.28)}$$

$$T_{pr} = \frac{T_{tf}}{T'_{pscmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.13)}$$

$$P_{pr} = \frac{P_{tf}}{P'_{pscmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$Z = 1 - \frac{3.52P_{pr}}{10^{0.9813T_{pr}}} + \frac{0.274P_{pr}^2}{10^{0.8159T_{pr}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

4. Una vez calculado la I_{tf} , calcular la presión de flujo en el punto medio, asumiendo que $I_{mp} = I_{tf}$.

$$P_{mp} = P_{tf} + \frac{\alpha}{I_{mp} + I_{tf}} \quad \text{(ecuación 1.29)}$$

Usando P_{mp} y los datos del punto medio como son temperatura, presión, profundidad y factor z promedios. Calcular la integral en el punto medio I_{mp} . con:

$$\bar{T} = \frac{T_{tf} + T_{wf}}{2} \quad (R) \quad \text{(ecuación 1.12)}$$

$$\bar{T}_{pr} = \frac{\bar{T}}{T'_{pscmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.13)}$$

$$\bar{P}_{pr} = \frac{P_{mp1}}{P'_{pscmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$Z_{mp} = 1 - \frac{3.52\bar{P}_{pr1}}{10^{0.9813\bar{T}_{pr}}} + \frac{0.274\bar{P}_{pr1}^2}{10^{0.8159\bar{T}_{pr}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$I_{mp} = \frac{\frac{P_{mp}}{T_{mp}Z_{mp}}}{\left(\frac{P_{mp}}{T_{mp}Z_{mp}} \right)^2 \frac{T_{mp}^D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.30)}$$

5. Calculado el valor de I_{mp} , evaluar el nuevo valor de la presión del punto medio P_{mp1} .

$$P_{mp1} = P_{tf} + \frac{\alpha}{I_{mp} + I_{tf}} \quad \text{(ecuación 1.29)}$$

6. Realizar las iteraciones que sean necesarias desde el paso tres hasta obtener que $|P_{mp(n-1)} - P_{mp(n)}| \leq 0.0001$ siendo $P_{mp(n)}$ el valor de P_{mp} teórico final.

7. Calculado el valor de P_{mp} teórico final, evaluar la P_{wf} asumiendo que $I_{wf} = I_{mp}$ con la siguiente ecuación.

$$P_{wf} = P_{mp\ final} + \frac{\alpha}{I_{fw} + I_{mp\ final}} \quad \text{(ecuación 1.31)}$$

8. Una vez calculado P_{wf} , evaluar la integral de fondo I_{wf} con las fórmulas:

$$I_{wf} = \frac{\frac{P_{wf}}{T_{wf} * Z_{wf}}}{\left(\frac{P_{wf}}{T_{wf} Z_{wf}}\right)^2 \frac{T_{wf} D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.32)}$$

$$T_{prwf} = \frac{T_{wf}}{T'_{pscmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.13)}$$

$$P_{prwf} = \frac{P_{wf}}{P'_{pscmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$Z_{wf} = 1 - \frac{3.52 P_{prwf}}{10^{0.9813 T_{prwf}}} + \frac{0.274 P_{prwf}^2}{10^{0.8159 T_{prwf}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

9. Una vez calculada la I_{wf} , evaluar una nueva P_{wf} .

$$P_{wf1} = P_{mp} + \frac{\alpha}{I_{fw} + I_{mp}} \quad \text{(ecuación 1.31)}$$

10. Realizar las interacciones que sean necesarias desde el paso siete hasta conseguir que $|P_{wf(n-1)} - P_{wf(n)}| \leq 0.0001$ siendo $P_{wf(n)}$ la presión de fondo fluyente final.

1.10.5. Método de Poettmann-Carpenter

El método del Poettmann-Carpenter que según (Lee & Wattenbarger, 1996) manifiesta que es un enfoque semi empírico basado en datos de campo reales tomados de muchos pozos de gas-petróleo que fluyen y se elevan por gas. En este método las correlaciones que se realizan no requieren el reconocimiento de los tipos de regímenes de flujo y debido a que este método es aplicable para fluidos bifásicos se considera el aporte de agua y petróleo residual.

Procedimiento de cálculo:

1. Asumir un incremento de presión ΔP [psi] y un gradiente de presión

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} \text{ [psi/ft].}$$

2. Calcular la presión y temperatura promedio en base al ΔP .

$$\bar{P} = \frac{P_{tf} + \Delta P}{2} \text{ (psi.)} \quad \text{(ecuación 1.33)}$$

$$\bar{T} = T_{tf} + \frac{(T_{tf} - T_{wf})}{L} * \Delta L \text{ (R.)} \quad \text{(ecuación 1.34)}$$

3. Calcular la presión y temperatura pseudoreducida promedio.

$$\bar{T}_{pr} = \frac{\bar{T}}{T'_{psmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.13)}$$

$$\bar{P}_{pr} = \frac{\bar{P}}{P'_{psmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

4. Determinar el factor de desviación del gas (z) con la correlación de Papay.

$$\bar{z} = 1 - \frac{3.52\bar{P}_{pr}}{10^{0.9813T_{pr}}} + \frac{0.274\bar{P}_{pr}^2}{10^{0.8159T_{pr}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

5. Calcular el gradiente de presión para cada valor de presión en superficie.

6. Calcular los términos q'_L , q'_G , q'_t , w_L , w_G , w_t , ρ_m .

$$q'_L = 6.49 \times 10^{-5} (q_o B_o + q_w B_w) \quad \text{(ecuación 1.35)}$$

$$q'_G = 3.27 \times 10^{-7} * (1000 q_g - q_o R_s) * \frac{zT}{P} \quad \text{(ecuación 1.36)}$$

$$q'_t = q'_L + q'_G \quad \text{(ecuación 1.37)}$$

$$w_L = 4.05 \times 10^{-3} * (q_o \gamma_o + q_w \gamma_w) + 8.85 \times 10^{-7} R_s q_o \gamma_g \quad \text{(ecuación 1.38)}$$

$$w_G = 8.85 \times 10^{-7} * (1000 q_g - R_s q_o) * \gamma_g \quad \text{(ecuación 1.39)}$$

$$w_t = w_L + w_G \quad \text{(ecuación 1.40)}$$

$$\rho_m = \frac{w_t}{q'_t} \quad \text{(ecuación 1.41)}$$

7. Calcular $\partial_m V_m d'$.

$$\partial_m V_m d' = \frac{w_t}{A} d' \quad \text{(ecuación 1.42)}$$

En anexo 2-1, ingresar con el valor calculado $\partial_m V_m d'$ e intersecar con la gráfica y obtener el valor del factor de fricción (f_F).

8. Con el valor del factor de Fricción calcular el gradiente de presión $\frac{\Delta P}{\Delta L}$.

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left[\rho_m \cos \theta + \frac{4(f_r)_m w_t^2}{39.72 \rho_m d'^5} \right] \quad \text{(ecuación 1.43)}$$

9. Multiplicar $\frac{\Delta P}{\Delta L}$ con la profundidad TVD del pozo y obtener una P_{wf} final.

$$P_{wf} = \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right] * TVD \quad \text{(ecuación 1.44)}$$

1.11. OFM (Oil Field Manager Software)

El Software Oil Field Manager es un poderoso paquete de módulos desarrollado por la compañía Schlumberger diseñado para ayudar en la vigilancia y gestión diaria de los campos de petróleo y gas en la producción de yacimientos e ingeniería en reservorios (Schlumberger, 2014).

OFM ofrece una interfaz intuitiva y fácil de usar y que permite ver, mejorar y analizar los datos de producción y depósito en el entorno de Microsoft Windows. Con este software se puede realizar análisis básicos o complejos para terminaciones individuales o múltiples agrupando o no pozos y en un campo completo o varios campos (Schlumberger, 2014).

1.12. Curvas de Chan

Desde hace muchos años la producción de agua ha sido un problema muy grave en las empresas petroleras, ya que actualmente se producen 3 a 4 barriles de agua por barril de petróleo (Chan, 1995).

Las compañías se han dedicado a buscar soluciones ante este problema, pero la mayoría resulta ser una solución temporal, es por eso por lo que a partir de los años noventa salen los estudios de la curva de Chan, que ha ayudado a entender la procedencia del agua en los pozos productores.

Estas curvas no sólo son útiles para el agua sino también para estudiar los gases que existen en el yacimiento. Las curvas de diagnóstico de Chan se basan en un estudio numérico del historial de producción del pozo mediante gráficas log-log de RAG (relación agua gas) y la RAG' (derivada relación agua gas) en función del tiempo acumulado de producción.

Según (Chan, 1995) se elaboró curvas tipo con modelos de simulaciones numéricas de reservorios y experiencias de campo para determinar patrones que permitan visualizar diferentes tendencias que se detallan a continuación:

1.11.1. Conificación

La Conificación se origina debido a la excesiva reducción de la presión de fondo fluyente lo que ocasiona que la zona con agua fluya hacia las perforaciones, esto generalmente sucede en yacimientos con permeabilidades verticales altas (Aminian & Bomar, 1986).

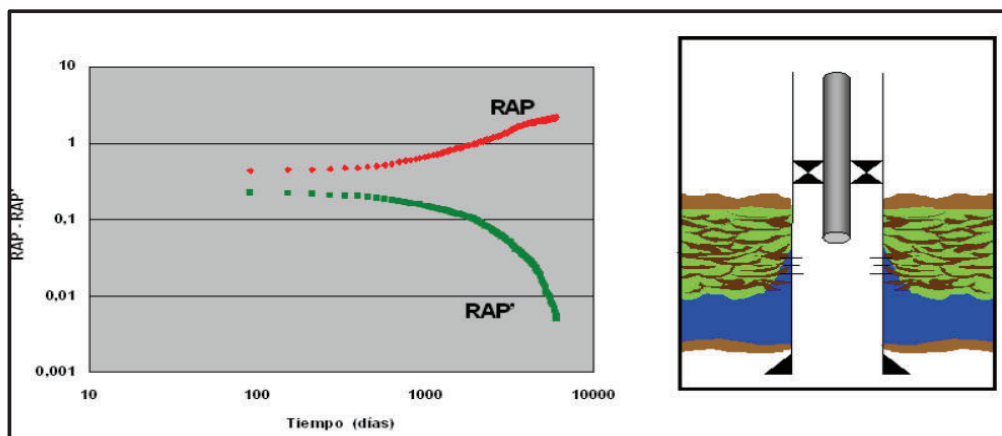


Figura 1-15: Gráfico de RAP y RAP' vs tiempo de producción, caso de cronificación

Fuente: Chan, 1995.

En la fig. 1-15 se muestra una típica ejemplificación del caso de conificación de agua en el pozo; se observa como la relación agua petróleo (RAP) y la derivada de la relación agua petróleo (RAP') muestran una tendencia de incremento y decremento lineal en el tiempo hasta llegar a formar un cono por lo que se habla de Conificación de agua Ávila, (2005).

1.11.2. Comunicación

Según (Juez, 1998) la comunicación se origina por múltiples razones entre las principales tenemos:

Comunicación mecánica.

- Filtración de packers.
- Filtración de tapones de abandono.
- Entrada de agua en cañoneos cementados.
- Canalización detrás del casing.
- Una pobre cementación primaria.
- Ruptura de cellos hidráulicos.
- Ruptura del casing.

Comunicación en el Yacimiento.

- Completación dentro de una zona de agua, por inadecuada interpretación de la data.
- Zonas de alta permeabilidad vertical de agua.

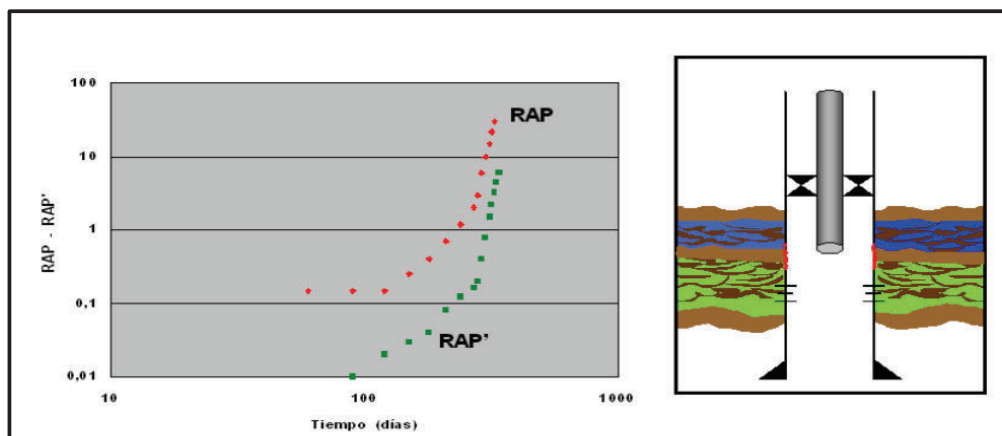


Figura 1-16: Gráfico de RAP y RAP' vs tiempo de producción, caso de comunicación.

Fuente: Chan, 1995.

En la fig. 1-16 se puede observar que tanto la curva de RAP como la de RAP' en el momento de la invasión tiene un aumento abrupto con pendiente positiva por lo que se trata de un caso de comunicación.

1.11.3. Canalización

En la gráfica 1-17 se puede observar que la curva RAP refleja un incremento en la pendiente positiva en la curva en un muy corto tiempo al igual que la RAP' por lo que se hablar de un caso de canalización.

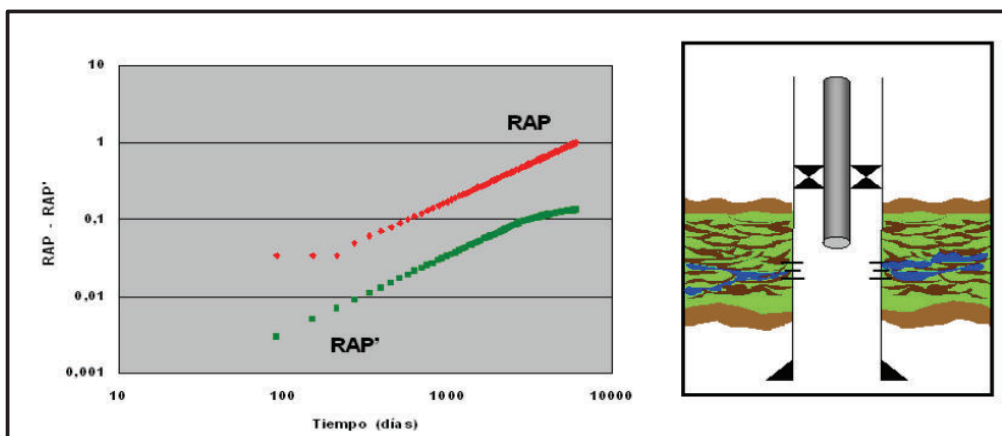


Figura 1-17: Gráfico de RAP y RAP' vs tiempo de producción, caso de canalización.

Fuente: Chan, 1995.

Para otros tipos de curvas de diagnóstico de Chan revisar Anexo 1-17.

CAPÍTULO II

2. ASPECTOS METODOLÓGICOS Y “ANÁLISIS”

La propuesta del análisis histórico del comportamiento de presión de los pozos del campo Amistad, se enmarca en los paradigmas de investigación cualitativo y cuantitativo, considerando que sus objetivos se dirigen a la optimización de los datos de presiones de los pozos en producción de dicho campo, ya que la declinación de la presión a diferencia de los pozos de petróleos en los pozos de gas depende fundamentalmente de la demanda de este en el mercado.

Este trabajo es el resultado de la investigación exhaustiva en diferentes bibliografías sobre los métodos analíticos para transformación de las presiones de cabeza a presiones de fondo, así como la recopilación de datos de los trabajos de reacondicionamientos, fichas de los pozos, reportes diarios de producción e historiales de cada uno de los pozos y la corrección de estos.

2.1. Revisión del histórico de producción

Para la ejecución del presente trabajo se realiza una depuración previa a los registros diarios producción, historiales de reacondicionamiento e historiales de producción de cada uno de los pozos del campo, para posteriormente utilizarlos en el estudio y análisis de la transformación a presiones de fondo.

2.1.1. Procedimiento:

A continuación, se detalla pasos a seguir para la depuración de datos:

1. Realizar una revisión total de la data de producción y verificar que los datos ingresados en los registros sean coherentes es decir que no sean negativos, valores mayores a las presiones y temperaturas iniciales, de encontrarse este tipo de datos se debe descartarlos para el estudio.
2. Discriminar registros diarios incompletos como son los registros de pruebas que fueron tomados por pocas horas porque estos valores no se ajustan al valor real de declinación de la presión.
3. Excluir datos registrados con producción menor a 1 MMSCFD, así como datos registrados con horas de producción menores a 10 horas por día, porque los valores de presión registrados en esos tiempos difieren mucho a los valores

que se registra durante 24 horas y los valores de producción son muy pequeños para la utilización en el estudio de la transformación de presiones.

4. Finalmente recopilar los datos de las propiedades de cada pozo para realizar la transformación de las presiones; ver tabla 2-1.

Tabla 2-1: Propiedades de pozos en producción, campo Amistad.

Características	AMSA 6ST3	AMSA 7ST2	AMSA 8ST1	AMS 11ST1	AMS 12ST1	AMSC 15ST1	AMSA 16ST1
Tope arena, ft.	9900	11284	11337	9742	9946	9976	10596
Base arena, ft.	10192	11528	11904	10176	10201	10060	10988
Porosidad %.	17.232	17.232	16.1	17.232	17.601	17.601	15.388
Sw, %.	42.36	42.36	39.3	42.36	40.245	40.245	37.836
Espesor neto, ft.	292	244	567	434	255	84	392
TVD media, ft.	10046	11406	11620.5	9959	10073.5	10018	10792
Diámetro ID, in.	2.99	2.99	2.99	2.99	2.99	2.99	2.99
T sup., F°.	96	90	88	90	58	56	83
T yac., F°.	155	156	154	151.02	155	160	160

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

2.2. Presiones en el campo Amistad

En la actualidad en el campo Amistad la evaluación de las presiones de producción de cada pozo se realiza en base a las presiones medidas en cabeza debido a que no se tiene instrumentación suficiente que permita la medición en el fondo del pozo, datos que son muy necesarios para realizar análisis más acertados a la realidad del comportamiento del yacimiento.

Por tal razón se pretende encontrar el mejor método para la transformación de presiones de cabeza a presiones de fondo fluyente utilizando las diferentes metodologías ya expuestas en el capítulo anterior y así aportar con datos más cercanos a la realidad los mismos que podrán ser utilizados en diferentes análisis para lograr entender de mejor manera el comportamiento del yacimiento.

El buen manejo de las presiones de fondo en los pozos de gas es de suma importancia porque su vida útil depende directamente de la presión del yacimiento, en el campo Amistad este control es muy escaso porque solo un pozo cuenta en la actualidad con sensores de fondo para registrar presiones de fondo fluyentes. Debido a que se consideran datos diarios de producción de cada pozo para el

cálculo de la mejor metodología, se realiza un breve ejemplo de cálculo de las diferentes metodologías utilizando un dato diario, estos ejemplos se replicaran para todos los datos diarios de presión en la utilización de las diferentes metodologías.

2.3. Gravedad especifica de la mezcla del gas

2.3.1. Ejemplo de cálculo para el pozo A-16 ST1

1. Recopilar datos de fracción molar en % que se obtuvieron mediante análisis de laboratorio.

Tabla 2-2: Fracción molar del gas, pozo Amistad 16 ST

Componente	Fracción Molar %
O2	0.00
N2	0.74
CO2	0.05
H2S	0.00
C1	97.81
C2	0.92
C3	0.28
i-C4	0.08
n-C4	0.02
i-C5	0.02
n-C5	0.00
n-C6	0.08
Total	100.00

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

2. Pasar la fracción molar de porcentaje a decimales.

Tabla 2-3: Fracción molar del gas, pozo Amistad 16 ST1

Componente	Fracción Molar %	Fracción Molar
O2	0.00	0.0000
N2	0.74	0.0074
CO2	0.05	0.0005
H2S	0.00	0.0000
C1	97.81	0.9781
C2	0.92	0.0092
C3	0.28	0.0028
i-C4	0.08	0.0008
n-C4	0.02	0.0002
i-C5	0.02	0.0002
n-C5	0.00	0.0000
n-C6	0.08	0.0008
Total	100.00	1.00

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

3. Obtener del anexo 1-16 las propiedades físicas de los componentes de la mezcla: presión crítica, temperatura crítica y masa molar de los componentes.

Tabla 2-4: Fracción molar y propiedades físicas de los componentes del gas.

Componente	Fracción Molar %	Fracción Molar	P crítica Psi	T crítica R	Masa molar gr/mol
O2	0.00	0.0000	731.40	278.24	32.00
N2	0.74	0.0074	507.50	239.26	28.01
CO2	0.05	0.0005	1071.00	547.58	44.01
H2S	0.00	0.0000	1306.00	672.35	34.08
C1	97.81	0.9781	666.40	343.00	16.04
C2	0.92	0.0092	706.50	549.59	30.07
C3	0.28	0.0028	616.00	665.73	44.10
i-C4	0.08	0.0008	527.90	734.13	58.12
n-C4	0.02	0.0002	550.60	765.29	58.12
i-C5	0.02	0.0002	490.40	828.77	72.15
n-C5	0.00	0.0000	488.60	845.47	72.15
n-C6	0.08	0.0008	436.90	913.27	86.18
Total	100.00	1.00			

Fuente: Lee & Wattenbarger, 1996

Elaborado por: Parra, 2019

4. Calcular las propiedades pseudocríticas de cada componente utilizando las fórmulas detalladas en el capítulo anterior.

$$P_{psc\text{componente}} = P_{c\text{componente}} * \%f\text{molar} \quad \text{(ecuación 1.1)}$$

$$T_{psc\text{componente}} = T_{c\text{componente}} * \%f\text{molar} \quad \text{(ecuación 1.2)}$$

$$P_{pscO_2} = P_{criticaO_2} * \%fO_2$$

$$T_{pscO_2} = T_{criticaO_2} * \%fO_2$$

$$P_{pscO_2} = 731.40 * 0.00$$

$$T_{pscO_2} = 278.24 * 0.00$$

$$P_{pscO_2} = 0.00$$

$$T_{pscO_2} = 0.00$$

$$P_{pscN_2} = P_{criticaN_2} * \%fN_2$$

$$T_{pscN_2} = T_{criticaN_2} * \%fN_2$$

$$P_{pscN_2} = 507.50 * 0.0074$$

$$T_{pscN_2} = 239.26 * 0.0074$$

$$P_{pscN_2} = 3.76$$

$$T_{pscN_2} = 1.77$$

$$P_{pscCO_2} = P_{criticaCO_2} * \%fCO_2$$

$$T_{pscCO_2} = T_{criticaCO_2} * \%fCO_2$$

$$P_{pscCO_2} = 1071 * 0.0005$$

$$T_{pscCO_2} = 547.58 * 0.0005$$

$$P_{pscCO_2} = 0.54$$

$$T_{pscCO_2} = 0.27$$

$$P_{pscH_2S} = P_{criticalH_2S} * \%fH_2S$$

$$P_{pscH_2S} = 1306 * 0.00$$

$$P_{pscH_2S} = 0.00$$

$$P_{pscC_1} = P_{criticalC_1} * \%fC_1$$

$$P_{pscC_1} = 666.40 * 0.9781$$

$$P_{pscC_1} = 651.81$$

$$P_{pscC_2} = P_{criticalC_2} * \%fC_2$$

$$P_{pscC_2} = 706.50 * 0.0092$$

$$P_{pscC_2} = 6.50$$

$$P_{pscC_3} = P_{criticalC_3} * \%fC_3$$

$$P_{pscC_3} = 616.00 * 0.0028$$

$$P_{pscC_3} = 1.72$$

$$P_{psci-C_4} = P_{criticalai-C_4} * \%fi - C_4$$

$$P_{psci-C_4} = 527.90 * 0.0008$$

$$P_{psci-C_4} = 0.42$$

$$P_{pscn-C_4} = P_{critican-C_4} * \%fn - C_4$$

$$P_{pscn-C_4} = 550.60 * 0.0002$$

$$P_{pscn-C_4} = 0.11$$

$$P_{psci-C_5} = P_{criticalai-C_5} * \%fi - C_5$$

$$P_{psci-C_5} = 490.40 * 0.0002$$

$$P_{psci-C_5} = 0.10$$

$$P_{pscn-C_5} = P_{critican-C_5} * \%fn - C_5$$

$$P_{pscn-C_5} = 488.60 * 0.00$$

$$P_{pscn-C_5} = 0.00$$

$$P_{pscn-C_6} = P_{critican-C_6} * \%fn - C_6$$

$$T_{pscH_2S} = T_{criticalH_2S} * \%fH_2S$$

$$T_{pscH_2S} = 672.35 * 0.00$$

$$T_{pscH_2S} = 0.00$$

$$T_{pscC_1} = T_{criticalC_1} * \%fC_1$$

$$T_{pscC_1} = 343 * 0.9781$$

$$T_{pscC_1} = 335.49$$

$$T_{pscC_2} = T_{criticalC_2} * \%fC_2$$

$$T_{pscC_2} = 549.59 * 0.0092$$

$$T_{pscC_2} = 5.06$$

$$T_{pscC_3} = T_{criticalC_3} * \%fC_3$$

$$T_{pscC_3} = 665.73 * 0.0028$$

$$T_{pscC_3} = 1.86$$

$$T_{psci-C_4} = T_{criticalai-C_4} * \%fi - C_4$$

$$T_{psci-C_4} = 734.13 * 0.0008$$

$$T_{psci-C_4} = 0.59$$

$$T_{pscn-C_4} = T_{critican-C_4} * \%fn - C_4$$

$$T_{pscn-C_4} = 765.29 * 0.0002$$

$$T_{pscn-C_4} = 0.15$$

$$T_{psci-C_5} = T_{criticalai-C_5} * \%fi - C_5$$

$$T_{psci-C_5} = 828.77 * 0.0002$$

$$T_{psci-C_5} = 0.17$$

$$T_{pscn-C_5} = T_{critican-C_5} * \%fn - C_5$$

$$T_{pscn-C_5} = 845.47 * 0.00$$

$$T_{pscn-C_5} = 0.00$$

$$T_{pscn-C_6} = T_{critican-C_6} * \%fn - C_6$$

$$P_{pscn-C_6} = 436.90 * 0.0008$$

$$T_{pscn-C_6} = 913.27 * 0.0008$$

$$P_{pscn-C_6} = 0.35$$

$$T_{pscn-C_6} = 0.73$$

5. Calcular la Masa gr./mol de cada componente.

$$M_{O_2} = M_{O_2 \text{ molar}} * \%f_{O_2}$$

$$M_{N_2} = M_{N_2 \text{ molar}} * \%f_{N_2}$$

$$M_{O_2} = 32.00 * 0.00$$

$$M_{N_2} = 28.01 * 0.0074$$

$$M_{O_2} = 0.00$$

$$M_{N_2} = 0.21$$

$$M_{CO_2} = M_{CO_2 \text{ molar}} * \%f_{CO_2}$$

$$M_{H_2S} = M_{H_2S \text{ molar}} * \%f_{H_2S}$$

$$M_{CO_2} = 44.01 * 0.0005$$

$$M_{H_2S} = 34.05 * 0.00$$

$$M_{CO_2} = 0.02$$

$$M_{H_2S} = 0.00$$

$$M_{C_1} = M_{C_1 \text{ molar}} * \%f_{C_1}$$

$$M_{C_2} = M_{C_2 \text{ molar}} * \%f_{C_2}$$

$$M_{C_1} = 16.04 * 0.9781$$

$$M_{C_2} = 30.07 * 0.0092$$

$$M_{C_1} = 15.69$$

$$M_{C_2} = 0.28$$

$$M_{C_3} = M_{C_3 \text{ molar}} * \%f_{C_3}$$

$$M_{i-C_4} = M_{i-C_4 \text{ molar}} * \%f_{i-C_4}$$

$$M_{C_3} = 44.10 * 0.0028$$

$$M_{i-C_4} = 58.12 * 0.0008$$

$$M_{C_3} = 0.12$$

$$M_{i-C_4} = 0.05$$

$$M_{n-C_4} = M_{n-C_4 \text{ molar}} * \%f_{n-C_4}$$

$$M_{i-C_5} = M_{i-C_5 \text{ molar}} * \%f_{i-C_5}$$

$$M_{n-C_4} = 58.12 * 0.0002$$

$$M_{i-C_5} = 72.15 * 0.0002$$

$$M_{n-C_4} = 0.01$$

$$M_{i-C_5} = 0.01$$

$$M_{n-C_5} = M_{n-C_5 \text{ molar}} * \%f_{n-C_5}$$

$$M_{i-C_5} = M_{i-C_5 \text{ molar}} * \%f_{i-C_5}$$

$$M_{n-C_5} = 72.15 * 0.00$$

$$M_{i-C_5} = 86.18 * 0.0008$$

$$M_{n-C_5} = 0.00$$

$$M_{i-C_5} = 0.07$$

6. Calcular las propiedades pseudocríticas de la mezcla.

$$P_{pscmzcla} = \sum P_{sccomponente}$$

(ecuación 1.3)

$$P_{pscmezcla} = P_{pscO_2} + P_{pscN_2} + P_{pscCO_2} + P_{pscH_2S} + P_{pscC_1} + P_{pscC_2} + P_{pscC_3} +$$

$$P_{psci-C_4} + P_{pscn-C_4} + P_{psci-C_5} + P_{pscn-C_5} + P_{pscn-C_6}$$

$$P_{pscmezcla} = 0.00 + 3.76 + 0.54 + 0.00 + 651.81 + 6.50 + 1.72 + 0.42 + 0.11 +$$

$$0.10 + 0.00 + 0.35$$

$$P_{pscmezcla} = 665.30 \text{ psi.}$$

$$T_{pscmezcla} = \sum T_{sccomponente} \quad \text{(ecuación 1.4)}$$

$$T_{pscmezcla} = T_{pscO_2} + T_{pscN_2} + T_{pscCO_2} + T_{pscH_2S} + T_{pscC_1} + T_{pscC_2} + T_{pscC_3}$$

$$+ T_{psci-C_4} + T_{pscn-C_4} + T_{psci-C_5} + T_{pscn-C_5} + T_{pscn-C_6}$$

$$T_{pscmezcla} = 0.00 + 1.77 + 0.27 + 0.00 + 335.49 + 5.06 + 1.86 + 0.59 + 0.15$$

$$+ 0.17 + 0.00 + 0.73$$

$$T_{pscmezcla} = 346.09 \text{ }^\circ\text{F}$$

Tabla 2-5: Fracción molar, propiedades físicas y propiedades pseudocríticas de los componentes del gas.

Componente	Fracción Molar %	Fracción Molar	P crítica Psi	T crítica R	Ppsc Psi	Tpsc F
O2	0.00	0.0000	731.40	278.24	0.00	0.00
N2	0.74	0.0074	507.50	239.26	3.76	1.77
CO2	0.05	0.0005	1071.00	547.58	0.54	0.27
H2S	0.00	0.0000	1306.00	672.35	0.00	0.00
C1	97.81	0.9781	666.40	343.00	651.81	335.49
C2	0.92	0.0092	706.50	549.59	6.50	5.06
C3	0.28	0.0028	616.00	665.73	1.72	1.86
i-C4	0.08	0.0008	527.90	734.13	0.42	0.59
n-C4	0.02	0.0002	550.60	765.29	0.11	0.15
i-C5	0.02	0.0002	490.40	828.77	0.10	0.17
n-C5	0.00	0.0000	488.60	845.47	0.00	0.00
n-C6	0.08	0.0008	436.90	913.27	0.35	0.73
Total	100.00	1.00			665.30	346.09

Fuente: Petroamazonas, 2015 y Lee & Wattenbarger, 1996.

Elaborado por: Parra, 2019

7. Calcular la masa molar de la mezcla.

$$M_{mezcla} = \sum M_{componente} * \%fmolar \quad \text{(ecuación 1.5)}$$

$$M_{mezcla} = 0.00 + 0.21 + 0.02 + 0.00 + 15.69 + 0.28 + 0.12 + 0.05 + 0.01$$

$$+ 0.01 + 0.00 + 0.07$$

$$M_{mezcla} = 16.46$$

Tabla 2-6: Resumen de los cálculos realizados.

Componente	Fracción Molar %	Fracción Molar	P crítica Psi	T crítica R	Masa molar gr/mol	Ppsc Psi	Tpsc F	Masa gr/mol
O2	0.00	0.0000	731.40	278.24	32.00	0.00	0.00	0.00
N2	0.74	0.0074	507.50	239.26	28.01	3.76	1.77	0.21
CO2	0.05	0.0005	1071.00	547.58	44.01	0.54	0.27	0.02
H2S	0.00	0.0000	1306.00	672.35	34.08	0.00	0.00	0.00
C1	97.81	0.9781	666.40	343.00	16.04	651.81	335.49	15.69
C2	0.92	0.0092	706.50	549.59	30.07	6.50	5.06	0.28
C3	0.28	0.0028	616.00	665.73	44.10	1.72	1.86	0.12
i-C4	0.08	0.0008	527.90	734.13	58.12	0.42	0.59	0.05
n-C4	0.02	0.0002	550.60	765.29	58.12	0.11	0.15	0.01
i-C5	0.02	0.0002	490.40	828.77	72.15	0.10	0.17	0.01
n-C5	0.00	0.0000	488.60	845.47	72.15	0.00	0.00	0.00
n-C6	0.08	0.0008	436.90	913.27	86.18	0.35	0.73	0.07
Total	100.00	1.00				665.30	346.09	16.46

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

8. Calcular la gravedad específica del gas.

$$\gamma_g = \frac{M_{mezcla}}{M_{aire}} = \frac{16.46}{28.96} = 0.57 \quad \text{(ecuación 1.6)}$$

2.3.2. Corrección las propiedades pseudocríticas por contaminación de H_2S y CO_2

Para la corrección de las propiedades por contaminación de ácidos hay que:

1. Calcular el factor de corrección por contaminación de H_2S Y CO_2 con las siguientes fórmulas.

$$FSK = 120 * (A^{0.9} - A^{1.6}) + 15 * (B^{0.5} - B^4) \quad \text{(ecuación 1.7)}$$

$$A = \sum(\%fmolar H_2S + \%fmolar CO_2) \quad B = \%fmolar CO_2$$

$$A = (0.0000 + 0.0005) \quad B = 0.0005$$

$$A = 0.0005 \quad B = 0.0005$$

$$FSK = 120 * (0.0005^{0.9} - 0.0005^{1.6}) + 15 * (0.0005^{0.5} - 0.0005^4) = 0.13$$

2. Calcular las propiedades pseudocríticas corregidas por contaminación de H_2S Y CO_2 .

$$T'_{pscmezcla} = T_{pscmezcla} - FSK \quad \text{(ecuación 1.8)}$$

$$T'_{pscmezcla} = 346.09 - 0.13 = 345.96 \text{ } ^\circ F$$

$$P'_{pscmezcla} = P_{pscmezcla} * T'_{pscmezcla} [T_{pscmezcla} + B * (1 - B) * FSK] \quad \text{(ecuación 1.9)}$$

$$P'_{pscmezcla} = 665.30 * 345.96 * [346.09 + 0.0005 * (1 - 0.0005) * 0.13]$$

$$P'_{pscmezcla} = 665.06 \text{ psi.}$$

2.4. Método de temperatura y factor de compresibilidad Z promedio

2.4.1. Ejemplo de cálculo de la presión de fondo para el pozo A-16 ST1

Datos del pozo:

$$\begin{array}{lll} L = 10792 \text{ ft.} & \theta = 0.00 & T_{tf} = 83 \text{ F} \\ T_{wf} = 160 \text{ F} & P_{tf} = 1900 \text{ psi.} & T'_{pscmezcla} = 345.96 \text{ }^\circ\text{R} \\ \gamma_g = 0.57 & d = 2.99 \text{ in.} & P'_{pscmezcla} = 665.06 \text{ psi.} \\ M_{mezcla} = 16.46 & Q_g = 11186 \frac{\text{Mscf}}{\text{día}} & \end{array}$$

Primera iteración:

1. Calcular el valor experimental con P_{tf} .

$$P_{wexperimental} = P_{tf} + 0.25 \left(\frac{P_{tf}}{100} \right) + \left(\frac{\cos \theta}{100} \right) (\text{psi}) \quad \text{(ecuación 1.10)}$$

$$P_{wexperimental} = 1900 + 0.25 \left(\frac{1900}{100} \right) + \left(\frac{10792 * \cos(0)}{100} \right) = 2413 \text{ psi.}$$

2. Calcular la presión y temperatura promedio del pozo.

$$\bar{P} = \frac{P_{tf} + P_{wexp.}}{2} = \frac{1900 + 2413}{2} = 2157 \text{ psi.} \quad \text{(ecuación 1.11)}$$

$$\bar{T} = \frac{T_{tf} + T_{wf}}{2} = \frac{(80 + 459.67) + (160 + 459.67)}{2} = 581.17 \text{ R} \quad \text{(ecuación 1.12)}$$

3. Calcular la presión y temperatura pseudoreducida promedio.

$$\bar{P}_{pr} = \frac{\bar{P}}{P'_{pscmezcla}} = \frac{2157}{665.06} = 3.2430 \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$\bar{T}_{pr} = \frac{\bar{T}}{T'_{pscmezcla}} = \frac{581.00 \text{ }^\circ\text{R}}{345.96 \text{ }^\circ\text{R}} = 1.6799 \quad \text{(ecuación 1.13)}$$

4. Calcular el factor de compresibilidad del gas (Z) con la correlación de Papay.

$$\bar{Z} = 1 - \frac{3.52 \bar{P}_{pr}}{10^{0.9813 \bar{T}_{pr}}} + \frac{0.274 \bar{P}_{pr}^2}{10^{0.8159 \bar{T}_{pr}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$\bar{Z} = 1 - \frac{3.52 * 3.2430}{10^{0.9813 * 1.6799}} + \frac{0.274 * 3.2430^2}{10^{0.8159 * 1.6799}} = 0.8663$$

5. Calcular la viscosidad de la mezcla con corrección del contenido de gases ácidos con el método de Lee. Con las siguientes ecuaciones.

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) K \exp(X_\rho Y) \quad \text{(ecuación 1.16)}$$

Donde:

$$\rho = \left(\frac{2.70 * P * M_{mezcla} \gamma_g}{\bar{z} \bar{T}} \right) \quad \text{(ecuación 1.17)}$$

$$\rho = \left(\frac{2.70 * 1900 * 16.46 * 0.57}{0.8663 * 581.17} \right) = 5.7935$$

$$K = \frac{(9.379 + 0.01607 M_{mezcla}) \bar{T}^{1.5}}{(209.2 + 19.26 \bar{T} + \bar{T})} \quad \text{(ecuación 1.18)}$$

$$K = \frac{(9.379 + 0.01607 * 16.46) 581.17^{1.5}}{(209.2 + 19.26 * 16.46 + 581.17)} = 121.9889$$

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{\bar{T}} + 0.01009 M_{mezcla} \quad \text{(ecuación 1.19)}$$

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{581.17} + 0.01009 * 16.46 = 5.3113$$

$$Y = 2.477 - 0.224X \quad \text{(ecuación 1.20)}$$

$$Y = 2.477 - 0.224 * 5.3113 = 1.3377$$

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) K \exp(X_\rho Y) \quad \text{(ecuación 1.16)}$$

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) * 121.9889 * \exp(5.3113 * 5.7935 * 121.9889) = 0.015216$$

6. Calcular el número de Reynolds y el factor de fricción.

$$N_{Re} = \frac{20 \gamma_g q_g}{\mu_g d} \quad \text{(ecuación 1.21)}$$

$$N_{Re} = \frac{20 * 0.57 * 11186}{0.015216 * 2.99} = 2793471$$

Flujo turbulento Si $N_{Re} \geq 4000$.

$$f = 4 * \left[2.28 - 4 \log \left(\frac{0.0023}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad \text{(ecuación 1.24)}$$

$$f = 4 * \left[2.28 - 4 \log \left(\frac{0.0023}{2.99} + \frac{21.25}{2793471^{0.9}} \right) \right]^{-2} = 0.01860510$$

7. Calcular la presión de fondo fluyente P_{wf1}

$$P_{wf1} = \left[P_{tf}^2 e^5 + \frac{6.67 \times 10^{-4} q_g^2 f \bar{T}^2 \bar{Z}^2}{d^2 \cos \theta} \left(e^{\frac{0.0375 \gamma_g L \cos \theta}{\bar{T}}} - 1 \right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{(ecuación 1.25)}$$

$$P_{wf1} = \left[1900^2 e^5 + \frac{6.67 \times 10^{-4} * 11189^2 * 0.0186 * 581.17^2 * 0.8663^2}{2.99^2 \cos 0} \left(e^{\frac{0.0375 * 0.57 * 10792 \cos 0}{0.8663 * 581.17}} - 1 \right) \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$P_{wf1} = 2579.58519 \text{ psi.}$$

8. Evaluar las presiones

$$|P_{wf_{exp}} - P_{wf1}| \leq 0.0001$$

$$|2413 - 2579.58519| \leq 0.0001$$

$$|-166.58519| \leq 0.0001$$

El resultado es falso por lo que se realiza una nueva iteración.

Segunda iteración:

Una vez calculado el primer valor de la presión de fondo $P_{wf} = P_{wf1}$, repetir el procedimiento empleando la P_{wf1} calculada.

1. Calcular una nueva presión promedio.

$$\bar{P} = \frac{P_{tf} + P_{wf1}}{2} \quad \text{(ecuación 1.11)}$$

$$\bar{P} = \frac{1900 + 2579.59}{2} = 2239.99 \text{ psi.}$$

2. Calcular una nueva presión pseudoreducida promedio.

$$\bar{P}_{pr} = \frac{\bar{P}}{P'_{pscmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$\bar{P}_{pr} = \frac{2239.99}{665.06} = 3.3681$$

3. Calcular el factor de compresibilidad del gas (Z) con la correlación de Papay.

$$\bar{Z} = 1 - \frac{3.52\bar{P}_{pr}}{10^{0.9813T_{pr}}} + \frac{0.274\bar{P}_{pr}^2}{10^{0.8159T_{pr}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$\bar{Z} = 1 - \frac{3.52*3.3681}{10^{0.9813*1.6799}} + \frac{0.274*3.3681^2}{10^{0.8159*1.6799}} = 0.8660$$

4. Calcular la viscosidad de la mezcla con corrección del contenido de gases ácidos con el método de Lee.

Donde:

$$\rho = \left(\frac{2.70 * P * M_{mezcla} \gamma_g}{z \bar{T}} \right) \quad \text{(ecuación 1.17)}$$

$$\rho = \left(\frac{2.70 * P * M_{mezcla} \gamma_g}{z \bar{T}} \right) = \left(\frac{2.70 * 1900 * 16.46 * 0.57}{0.8660 * 581.17} \right) = 5.7951$$

$$K = 121.9889$$

$$X = 5.3113$$

$$Y = 1.3377$$

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) K \exp(X \rho Y) \quad \text{(ecuación 1.16)}$$

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) * 121.9889 * \exp(5.3113 * 5.7951 * 121.9889) = 0.015217$$

5. Calcular el número de Reynolds y el factor de fricción.

$$N_{Re} = \frac{20\gamma_g q_g}{\mu_g d} \quad \text{(ecuación 1.21)}$$

$$N_{Re} = \frac{20 \cdot 0.57 \cdot 11186}{0.015217 \cdot 2.99} = 2793241$$

Flujo turbulento Si $N_{Re} \geq 4000$

$$f = 4 * \left[2.28 - 4 \log \left(\frac{0.0023}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad \text{(ecuación 1.24)}$$

$$f = 4 * \left[2.28 - 4 \log \left(\frac{0.0023}{2.99} + \frac{21.25}{2793241^{0.9}} \right) \right]^{-2} = 0.01860511$$

6. Calcular la presión de fondo fluyente P_{wf1}

$$P_{wf2} = \left[P_{tf}^2 e^5 + \frac{6.67 \times 10^{-4} q_g^2 f T^2 \bar{Z}^2}{d^2 \cos \theta} \left(e^{\frac{0.0375 \gamma_g L \cos \theta}{\bar{Z} T}} - 1 \right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{(ecuación 1.25)}$$

$$P_{wf2} = \left[1900^2 e^5 + \frac{6.67 \times 10^{-4} * 11189^2 * 0.0186 * 581.17^2 * 0.8663^2}{2.99^2 \cos 0} \left(e^{\frac{0.0375 * 0.57 * 10792 \cos 0}{0.8663 * 581.17}} - 1 \right) \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$P_{wf2} = 2579.68687 \text{ psi.}$$

7. Evaluar las presiones

$$| P_{wf1} - P_{wf2} | \leq 0.001$$

$$| 2579.58519 - 2579.68687 | \leq 0.0001$$

$$| -0.10168 | \leq 0.0001$$

Al no cumplirse la condición se procede a realizar una nueva iteración.

Tercera iteración:

Realizar la tercera iteración tomando encuentra que $P_{wf} = P_{wf2}$

1. Calcular una nueva presión promedio.

$$\bar{P} = \frac{P_{tf} + P_{wf1}}{2} \quad \text{(ecuación 1.11)}$$

$$\bar{P} = \frac{1900 + 2579.6869}{2} = 2240.04 \text{ psi.}$$

2. Calcular una nueva presión pseudoreducida promedio.

$$\bar{P}_{pr} = \frac{\bar{P}}{P'_{psmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$\bar{P}_{pr} = \frac{2240.04}{665.06} = 3.3682$$

3. Calcular el factor de compresibilidad del gas (Z) con la correlación de Papay.

$$\bar{Z} = 1 - \frac{3.52 \bar{P}_{pr}}{10^{0.9813 T_{pr}}} + \frac{0.274 \bar{P}_{pr}^2}{10^{0.8159 T_{pr}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$\bar{Z} = 1 - \frac{3.52 * 3.3682}{10^{0.9813 * 1.6799}} + \frac{0.274 * 3.3682^2}{10^{0.8159 * 1.6799}} = 0.8660$$

4. Calcular la viscosidad de la mezcla con corrección del contenido de gases ácidos con el método de Lee. Con las siguientes ecuaciones.

Donde:

$$\rho = \left(\frac{2.70 * P * M_{mezcla} \gamma_g}{z \bar{T}} \right) \quad \text{(ecuación 1.17)}$$

$$\rho = \left(\frac{2.70 * P * M_{mezcla} \gamma_g}{z \bar{T}} \right) = \left(\frac{2.70 * 1900 * 16.46 * 0.57}{0.8660 * 581.17} \right) = 5.7951$$

$$K = 121.9889$$

$$X = 5.3113$$

$$Y = 1.3377$$

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) K \exp(X_\rho Y) \quad \text{(ecuación 1.16)}$$

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) * 121.9889 * \exp(5.3113 * 5.7951 * 121.9889) = 0.015217$$

5. Calcular el número de Reynolds y el factor de fricción.

$$N_{Re} = \frac{20 \gamma_g q_g}{\mu_g d} \quad \text{(ecuación 1.21)}$$

$$N_{Re} = \frac{20 * 0.57 * 11186}{0.015217 * 2.99} = 2793241$$

Flujo turbulento Si $N_{Re} \geq 4000$

$$f = 4 * \left[2.28 - 4 \log \left(\frac{0.0023}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad \text{(ecuación 1.24)}$$

$$f = 4 * \left[2.28 - 4 \log \left(\frac{0.0023}{2.99} + \frac{21.25}{2793241^{0.9}} \right) \right]^{-2} = 0.01860511$$

6. Calcular la presión de fondo fluyente P_{wf1}

$$P_{wf3} = \left[P_{tf}^2 e^5 + \frac{6.67 \times 10^{-4} q_g^2 f \bar{T}^2 Z^2}{d^2 \cos \theta} \left(e^{\frac{0.0375 \gamma_g L \cos \theta}{z \bar{T}}} - 1 \right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{(ecuación 1.25)}$$

$$P_{wf3} = \left[1900^2 e^5 + \frac{6.67 \times 10^{-4} * 11189^2 * 0.0186 * 581.17^2 * 0.8663^2}{2.99^2 \cos 0} \left(e^{\frac{0.0375 * 0.57 * 10792 \cos 0}{0.8663 * 581.17}} - 1 \right) \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$P_{wf3} = 2579.6869 \text{ psi.}$$

7. Evaluar las presiones.

$$| P_{wf2} - P_{wf3} | \leq 0.0001$$

$$| 2579.68687 - 2579.68689 | \leq 0.0001$$

$$| -0.00002 | \leq 0.0001$$

Observamos que la condición se cumple, por lo tanto, la presión de fondo calculada es:

$$P_{wf} = 2579.6869 \text{ psi.}$$

2.5. Método de Cullender y Smith

2.5.1. Ejemplo de cálculo de la presión de fondo para el pozo A-16 ST1

Datos del pozo:

$$\begin{array}{lll}
 L = 10792 \text{ ft.} & \theta = 0.00 & T_{tf} = 83 \text{ F} \\
 T_{wf} = 160 \text{ F} & P_{tf} = 1900 \text{ psi.} & T'_{pscmezcla} = 345.96 \text{ }^\circ\text{R} \\
 \gamma_g = 0.57 & d = 2.99 \text{ in.} & P'_{pscmezcla} = 665.06 \text{ psi.} \\
 M_{mezcla} = 16.46 & Q_g = 11186 \frac{\text{Mscf}}{\text{día}} &
 \end{array}$$

1. Calcular el término α

$$\alpha = 0.01875 \gamma_g L \quad \text{(ecuación 1.26)}$$

$$\alpha = 0.01875 * 0.57 * 10792 = 115.03$$

2. Calcular μ_g con la siguiente ecuación.

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) K \exp(X_\rho Y) \quad \text{(ecuación 1.16)}$$

Donde:

$$\rho = 1.4935 \times 10^{-3} \left(\frac{pM}{zT} \right) \quad \text{(ecuación 1.17)}$$

$$= \left(\frac{2.70 * 1900 * 16.46 * 0.57}{0.8663 * 581.17} \right) = 5.7935$$

$$K = \frac{(9.379 + 0.01607M)T^{1.5}}{(209.2 + 19.26M + T)} \quad \text{(ecuación 1.18)}$$

$$K = \frac{(9.379 + 0.01607 * 16.46) 581.17^{1.5}}{(209.2 + 19.26 * 16.46 + 581.17)} = 121.9889$$

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{T} + 0.01009M \quad \text{(ecuación 1.19)}$$

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{581.17} + 0.01009 * 16.46 = 5.3113$$

$$Y = 2.477 - 0.224X \quad \text{(ecuación 1.20)}$$

$$Y = 2.477 - 0.224 * 5.3113 = 1.3377$$

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) K \exp(X_\rho Y) \quad \text{(ecuación 1.16)}$$

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) * 121.9889 * \exp(5.3113 * 5.7935 * 121.9889) = 0.015216$$

Calcular el número de Reynolds y el factor de fricción.

$$N_{Re} = \frac{20 \gamma_g q_g}{\mu_g d} \quad \text{(ecuación 1.21)}$$

$$N_{Re} = \frac{20 * 0.57 * 11186}{0.015216 * 2.99} = 2793471$$

Flujo turbulento Si $N_{Re} \geq 4000$.

$$f = 4 * \left[2.28 - 4 \log \left(\frac{0.0023}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad \text{(ecuación 1.24)}$$

$$f = 4 * \left[2.28 - 4 \log \left(\frac{0.0023}{2.99} + \frac{21.25}{2793471^{0.9}} \right) \right]^{-2} = 0.01860510$$

3. Calcular el término del factor de fricción

$$\Omega = \frac{6.67 \times 10^{-4} f q_g^2}{d^5} \quad \text{(ecuación 1.27)}$$

$$\Omega = \frac{6.67 \times 10^{-4} * 0.01860510 * 11186^2}{2.99^5} = 6.475671$$

4. Calcular la integral I_{tf} con datos de cabeza.

$$I_{tf} = \frac{\frac{P_{tf}}{T_{tf}Z}}{\left(\frac{P_{tf}}{T_{tf}Z} \right)^2 \frac{T_{tf}^* D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.28)}$$

- Primero calcular la presión y temperatura pseudoreducida.

$$T_{pr} = \frac{T_{tf}}{T'_{psmezcla}} (R) \quad \text{(ecuación 1.13)}$$

$$T_{pr} = \frac{(83+459.67) ^\circ R}{345.96 ^\circ R} = 1.5686$$

$$P_{pr} = \frac{P_{tf}}{P'_{psmezcla}} (psi) \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$P_{pr} = \frac{1900}{665.06} = 2.8575$$

- Luego calcular el factor de compresibilidad del gas (Z) con la correlación de Papay.

$$Z = 1 - \frac{3.52 P_{pr}}{10^{0.9813 T_{pr}}} + \frac{0.274 P_{pr}^2}{10^{0.8159 T_{pr}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$Z = 1 - \frac{3.52 * 2.8575}{10^{0.9813 * 1.5686}} + \frac{0.274 * 2.8575^2}{10^{0.8159 * 1.5686}} = 0.8268$$

$$I_{tf} = \frac{\frac{P_{tf}}{T_{tf}Z}}{\left(\frac{P_{tf}}{T_{tf}Z} \right)^2 \frac{T_{tf}^* D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.28)}$$

$$I_{tf} = \frac{\frac{1900}{(83 + 459.67) * 0.8268}}{\left(\frac{1900}{T(83 + 459.67) * 0.8268} \right)^2 \frac{(83 + 459.67) * 10792}{10792} + 6.475671} = 0.17349$$

5. Una vez calculado el I_{tf} , calcular presión de flujo en el punto medio P_{mp} , asumiendo que $I_{mp} = I_{tf}$

$$P_{mp} = P_{tf} + \frac{\alpha}{I_{mp} + I_{tf}} \quad \text{(ecuación 1.29)}$$

$$P_{mp} = 1900 + \frac{115.03}{0.17349 + 0.17349} = 2231.91914 \quad psi.$$

6. Calculada la presión en el punto medio P_{mp} , calcular de la integral I_{mp} en el punto medio.

$$I_{mp} = \frac{\frac{P_{mp}}{T_{mp} * Z_{mp}}}{\left(\frac{P_{mp}}{T_{mp} Z_{mp}}\right)^2 \frac{T_{mp} D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.30)}$$

$$\bar{T} = \frac{T_{tf} + T_{wf}}{2} \quad (R) \quad \text{(ecuación 1.12)}$$

$$\bar{T} = \frac{(80+459.67)+(160+459.67)}{2} = 581.17 \quad (R)$$

7. Calcular la presión y temperatura pseudoreducida media.

$$\bar{P}_{pr} = \frac{P_{mp1}}{P'_{psmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$\bar{P}_{pr} = \frac{2231.91914}{665.06} = 3.35599$$

$$\bar{T}_{pr} = \frac{\bar{T}}{T'_{psmezcla}} \quad (R) \quad \text{(ecuación 1.13)}$$

$$\bar{T}_{pr} = \frac{581.17 \text{ } ^\circ R}{345.96 \text{ } ^\circ R} = 1.6799$$

8. Calcular el factor de compresibilidad del gas (Z) con la correlación de Papay.

$$Z_{mp} = 1 - \frac{3.52 \bar{P}_{pr1}}{10^{0.9813 \bar{T}_{pr}}} + \frac{0.274 \bar{P}_{pr1}^2}{10^{0.8159 \bar{T}_{pr}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$Z_{mp} = 1 - \frac{3.52 * 3.3559}{10^{0.9813 * 1.6799}} + \frac{0.274 * 3.3559^2}{10^{0.8159 * 1.6799}} = 0.8660529$$

9. Calcular de la integral I_{mp} en el punto medio.

$$I_{mp} = \frac{\frac{P_{mp}}{T_{mp} * Z_{mp}}}{\left(\frac{P_{mp}}{T_{mp} Z_{mp}}\right)^2 \frac{T_{mp} D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.30)}$$

$$I_{mp} = \frac{\frac{2231.91}{581.17 * 0.86605}}{\left(\frac{2231.91}{581.17 * 0.8660529}\right)^2 \frac{581.17 * 10792}{10792} + 6.4756} = 0.16964$$

10. Calculado el valor de I_{mp} , calcular el nuevo valor de la presión del punto medio

P_{mp1} .

$$P_{mp1} = P_{tf} + \frac{\alpha}{I_{mp} + I_{tf}} \quad \text{(ecuación 1.29)}$$

$$P_{mp1} = 1900 + \frac{115.03}{0.16964 + 0.17349} = 2235.63066 \quad \text{psi.}$$

11. **Primera iteración punto medio.** - Para realizar las iteraciones repetir los pasos anteriores del 7 al 10.

- Calcular la nueva presión pseudoreducida.

$$\overline{P}_{pr1} = \frac{P_{mp1}}{P'_{psmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$\overline{P}_{pr1} = \frac{2235.6306}{665.06} = 3.36157$$

- Calcular el nuevo factor de compresibilidad del gas (Z) con la correlación de Papay.

$$Z_{mp1} = 1 - \frac{3.52\overline{P}_{pr1}}{10^{0.9813T_{pr}}} + \frac{0.274\overline{P}_{pr1}^{-2}}{10^{0.8159T_{pr}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$Z_{mp1} = 1 - \frac{3.52*3.36157}{10^{0.9813*1.6799}} + \frac{0.274*3.36157^2}{10^{0.8159*1.6799}} = 0.8660492$$

- Calcular la nueva integral I_{mp1} . en el punto medio.

$$I_{mp1} = \frac{\frac{P_{mp1}}{T_{mp}Z_{mp1}}}{\left(\frac{P_{mp1}}{T_{mp}Z_{mp1}}\right)^2 \frac{T_{mp}D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.30)}$$

$$I_{mp1} = \frac{\frac{2235.6306}{581.17 * 0.860492}}{\left(\frac{2235.6306}{581.17 * 0.860492}\right)^2 \frac{581.17 * 10792}{10792} + 6.4756} = 0.16950$$

- Calcular el nuevo valor de la presión en el punto medio P_{mp2}

$$P_{mp2} = P_{tf} + \frac{\alpha}{I_{mp1} + I_{tf}} \quad \text{(ecuación 1.29)}$$

$$P_{mp2} = 1900 + \frac{115.03}{0.16950 + 0.17349} = 2235.77014 \quad \text{psi.}$$

- Evaluar las presiones.

$$|P_{mp1} - P_{mp2}| \leq 0.0001$$

$$|2235.63066 - 2235.77014| \leq 0.0001$$

$$|-0.13948| \leq 0.0001$$

Al no cumplirse la condición indicada es necesario realizar una nueva iteración.

12. **Segunda iteración punto medio.** - Para realizar las iteraciones repetir los pasos anteriores del el 7 al 10.

- Calcular la nueva presión pseudoreducida.

$$\overline{P}_{pr2} = \frac{P_{mp2}}{P'_{pscmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$\overline{P}_{pr2} = \frac{2235.77014}{665.06} = 3.36178$$

- Calcular el nuevo factor de compresibilidad del gas (Z) con la correlación de Papay.

$$Z_{mp2} = 1 - \frac{3.52\overline{P}_{pr2}}{10^{0.9813T_{pr}}} + \frac{0.274\overline{P}_{pr2}^2}{10^{0.8159T_{pr}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$Z_{mp2} = 1 - \frac{3.52*3.361787}{10^{0.9813*1.6799}} + \frac{0.274*3.36178^2}{10^{0.8159*1.6799}} = 0.8660490$$

- Calcular la nueva integral I_{mp2} . en el punto medio.

$$I_{mp2} = \frac{\frac{P_{mp2}}{T_{mp}Z_{mp2}}}{\left(\frac{P_{mp2}}{T_{mp}Z_{mp2}}\right)^2 \frac{T_{mp}D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.30)}$$

$$I_{mp2} = \frac{\frac{2235.77014}{581.17 * 0.8660490}}{\left(\frac{2235.77014}{581.17 * 0.8660490}\right)^2 \frac{581.17 * 10792}{10792} + 6.4756} = 0.16950$$

- Calcular el nuevo valor de la presión en el punto medio P_{mp3}

$$P_{mp3} = P_{tf} + \frac{\alpha}{I_{mp2} + I_{tf}} \quad \text{(ecuación 1.29)}$$

$$P_{mp3} = 1900 + \frac{115.03}{0.16964 + 0.17349} = 2235.77548 \quad \text{psi.}$$

- Evaluar las presiones.

$$|P_{mp2} - P_{mp3}| \leq 0.0001$$

$$|2235.77013 - 2235.77547| \leq 0.0001$$

$$|-0.00534| \leq 0.0001$$

La condición no se cumple, se debe realizar una nueva iteración.

13. **Tercera iteración punto medio.** - Para realizar las iteraciones repetir los pasos anteriores del el 7 al 10.

- Calcular la nueva presión pseudoreducida.

$$\overline{P_{pr3}} = \frac{P_{mp2}}{P_{rpscmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$\overline{P_{pr3}} = \frac{2235.77014}{665.06} = 3.36178$$

- Calcular el nuevo factor de compresibilidad del gas (Z) con la correlación de Papay.

$$Z_{mp3} = 1 - \frac{3.52\overline{P_{pr3}}}{10^{0.9813T_{pr}}} + \frac{0.274\overline{P_{pr3}}^2}{10^{0.8159T_{pr}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$Z_{mp3} = 1 - \frac{3.52*3.361787}{10^{0.9813*1.6799}} + \frac{0.274*3.36178^2}{10^{0.8159*1.6799}} = 0.8660490$$

- Calcular la nueva integral I_{mp2} en el punto medio.

$$I_{mp3} = \frac{\frac{P_{mp3}}{T_{mp} * Z_{mp3}}}{\left(\frac{P_{mp3}}{T_{mp} Z_{mp3}}\right)^2 \frac{T_{mp} D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.30)}$$

$$I_{mp3} = \frac{\frac{2235.77014}{581.17 * 0.8660490}}{\left(\frac{2235.77014}{581.17 * 0.8660490}\right)^2 \frac{581.17 * 10792}{10792} + 6.4756} = 0.16950$$

$$I_{mpfinal} = 0.16950$$

- Calcular el nuevo valor de la presión en el punto medio P_{mp4}

$$P_{mp4} = P_{tf} + \frac{\alpha}{I_{mp2} + I_{tf}} \quad \text{(ecuación 1.29)}$$

$$P_{mp4} = 1900 + \frac{115.03}{0.16964 + 0.17349} = 2235.77557 \quad \text{psi.}$$

- Evaluar las presiones.

$$|P_{mp3} - P_{mp4}| \leq 0.0001$$

$$|2235.77548 - 2235.77557| \leq 0.0001$$

$$|-0.00009| \leq 0.0001$$

Al cumplirse la condición el valor del punto medio es:

$$P_{mp4} = P_{mpfinal} = 2235.77557 \quad \text{psi.}$$

14. Calcular P_{wf} asumiendo que $I_{wf} = I_{mpfinal}$

$$P_{wf} = P_{mpfinal} + \frac{\alpha}{I_{fw} + I_{mpfinal}} \quad \text{(ecuación 1.31)}$$

$$P_{wf} = 2235.77557 + \frac{115.03}{0.16950 + 0.16950} = 2575.098382 \text{ psi}$$

15. Una vez calculado P_{wf} , calcular la integral de fondo I_{wf} con las siguientes fórmulas utilizando datos de fondo.

$$I_{wf} = \frac{\frac{P_{wf}}{T_{wf} * Z_{wf}}}{\left(\frac{P_{wf}}{T_{wf} * Z_{wf}}\right)^2 \frac{T_{wf} D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.32)}$$

16. Calcular la presión y temperatura pseudoreducida en el fondo del pozo.

$$P_{prwf} = \frac{P_{wf}}{P'_{pscmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$P_{prwf} = \frac{2575.098382}{665.06} = 3.87200$$

$$T_{prwf} = \frac{T_{wf}}{T'_{pscmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.13)}$$

$$T_{prwf} = \frac{(160 + 459.67)^\circ R}{345.96 \text{ }^\circ R} = 1.7912$$

17. Calcular el factor de compresibilidad del gas (Z) con la correlación de Papay.

$$Z_{wf} = 1 - \frac{3.52 P_{prwf}}{10^{0.9813 T_{prwf}}} + \frac{0.274 P_{prwf}^2}{10^{0.8159 T_{prwf}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$Z_{wf} = 1 - \frac{3.52 * 3.87200}{10^{0.9813 * 1.7912}} + \frac{0.274 * 3.87200^2}{10^{0.8159 * 1.7912}} = 0.9038439$$

$$I_{wf} = \frac{\frac{P_{wf}}{T_{wf} * Z_{wf}}}{\left(\frac{P_{wf}}{T_{wf} * Z_{wf}}\right)^2 \frac{T_{wf} D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.32)}$$

$$I_{wf} = \frac{\frac{2575.098382}{(160 + 459.67) * 0.9038439}}{\left(\frac{2575.098382}{(160 + 459.67) * 0.9038439}\right)^2 \frac{(160 + 459.67) * 10792}{10792} + 6.4756} = 0.166495$$

18. Una vez calculada la I_{wf} , calcular una nueva P_{wf} .

$$P_{wf1} = P_{mp} + \frac{\alpha}{I_{fw} + I_{mp}} \quad \text{(ecuación 1.31)}$$

$$P_{wf1} = 2235.77558 + \frac{115.03}{0.166495 + 0.16950} = 2578.127898 \text{ psi}$$

19. **Primera iteración con datos de fondo.** - Para realizar las iteraciones repetir los pasos anteriores del el 16 al 18.

- Calcular la nueva presión pseudoreducida en el fondo del pozo.

$$P_{prwf1} = \frac{P_{wf1}}{P'_{pscmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$P_{prwf1} = \frac{2578.12790}{665.06} = 3.87656$$

- Calcular el nuevo factor de compresibilidad del gas (Z) con la correlación de Papay.

$$Z_{wf1} = 1 - \frac{3.52P_{prwf1}}{10^{0.9813T_{prwf}}} + \frac{0.274P_{prwf1}^2}{10^{0.8159T_{prwf}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$Z_{wf1} = 1 - \frac{3.52*3.87656}{10^{0.9813*1.7912}} + \frac{0.274*3.87656^2}{10^{0.8159*1.7912}} = 0.9038980$$

$$I_{wf1} = \frac{\frac{P_{wf1}}{T_{wf}Z_{wf1}}}{\left(\frac{P_{wf1}}{T_{wf}Z_{wf1}}\right)^2 \frac{T_{wf}D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.32)}$$

$$I_{wf1} = \frac{\frac{2578.12790}{(160 + 459.67) * 0.9038980}}{\left(\frac{2578.12790}{(160 + 459.67) * 0.9038980}\right)^2 \frac{10792}{10792} + 6.4756} = 0.166397$$

- Calcular la una nueva P_{wf} .

$$P_{wf2} = P_{mp} + \frac{\alpha}{I_{fw1} + I_{mp}} \quad \text{(ecuación 1.31)}$$

$$P_{wf2} = 2235.77558 + \frac{115.03}{0.166397 + 0.16950} = 2578.228497 \text{ psi}$$

- Evaluar las presiones.

$$|P_{wf1} - P_{wf2}| \leq 0.0001$$

$$|2578.12790 - 2578.228497| \leq 0.0001$$

$$|-0.10059| \leq 0.0001$$

La condición no se cumple, se debe realizar una nueva iteración.

20. **Segunda iteración con datos de fondo.** - Para realizar las iteraciones repetir los pasos anteriores del el 16 al 18.

- Calcular la nueva presión pseudoreducida en el fondo del pozo.

$$P_{prwf2} = \frac{P_{wf2}}{P'_{pscmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$P_{prwf2} = \frac{2578.22850}{665.06} = 3.876709$$

- Calcular el nuevo factor de compresibilidad del gas (Z) con la correlación de Papay.

$$Z_{wf2} = 1 - \frac{3.52P_{prwf2}}{10^{0.9813T_{prwf}}} + \frac{0.274P_{prwf2}^2}{10^{0.8159T_{prwf}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$Z_{wf2} = 1 - \frac{3.52*3.876709}{10^{0.9813*1.7912}} + \frac{0.274*3.876709^2}{10^{0.8159*1.7912}} = 0.9038998$$

$$I_{wf2} = \frac{\frac{P_{wf2}}{T_{wf}Z_{wf2}}}{\left(\frac{P_{wf2}}{T_{wf}Z_{wf2}}\right)^2 \frac{T_{wf}D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.32)}$$

$$I_{wf2} = \frac{\frac{2578.22850}{(160 + 459.67) * 0.9038998}}{\left(\frac{2578.22850}{(160 + 459.67) * 0.9038998}\right)^2 \frac{10792}{10792} + 6.4756} = 0.1663939$$

- Calcular la una nueva P_{wf} .

$$P_{wf3} = P_{mp} + \frac{\alpha}{I_{fw2} + I_{mp}} \quad \text{(ecuación 1.31)}$$

$$P_{wf3} = 2235.77558 + \frac{115.03}{0.1663939 + 0.16950} = 2578.231837 \text{ psi}$$

- Evaluar las presiones.

$$|P_{wf2} - P_{wf3}| \leq 0.0001$$

$$|2578.228497 - 2578.231857| \leq 0.0001$$

$$|-0.00336| \leq 0.0001$$

Al no cumplirse la condición se procede a realizar una nueva iteración.

21. **Tercera iteración con datos de fondo.** - Para realizar las iteraciones repetir los pasos anteriores del el 16 al 18.

- Calcular la nueva presión pseudoreducida en el fondo del pozo.

$$P_{prwf3} = \frac{P_{wf3}}{P'_{psmezcla}} \quad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$P_{prwf3} = \frac{2578.231837}{665.06} = 3.876714$$

- Calcular el nuevo factor de compresibilidad del gas (Z) con la correlación de Papay.

$$Z_{wf3} = 1 - \frac{3.52P_{prwf3}}{10^{0.9813T_{prwf}}} + \frac{0.274P_{prwf3}^2}{10^{0.8159T_{prwf}}} \quad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$Z_{wf3} = 1 - \frac{3.52*3.876714}{10^{0.9813*1.7912}} + \frac{0.274*3.876714^2}{10^{0.8159*1.7912}} = 0.9038999$$

$$I_{wf3} = \frac{\frac{P_{wf3}}{T_{wf}Z_{wf3}}}{\left(\frac{P_{wf3}}{T_{wf}Z_{wf3}}\right)^2 \frac{T_{wf}D}{L} + \Omega} \quad \text{(ecuación 1.32)}$$

$$I_{wf3} = \frac{\frac{2578.23183}{(160 + 459.67) * 0.9038999}}{\left(\frac{2578.23183}{(160 + 459.67) * 0.9038999}\right)^2 \frac{(160 + 459.67) * 10792}{10792} + 6.4756} = 0.1663938$$

Calcular la una nueva P_{wf} .

$$P_{wf4} = P_{mp} + \frac{\alpha}{I_{fw3} + I_{mp}} \quad \text{(ecuación 1.31)}$$

$$P_{wf4} = 2235.77558 + \frac{115.03}{0.1663938 + 0.16950} = 2578.231952 \text{ psi}$$

- Evaluar las presiones.

$$|P_{wf3} - P_{wf4}| \leq 0.0001$$

$$|2578.231857 - 2578.231952| \leq 0.0001$$

$$|-0.000095| \leq 0.0001$$

Al cumplirse la condición, se obtiene el valor final de P_{wf} .

$$P_{wf4} = P_{wffinal} = 2578.231952 \text{ psi.}$$

Entonces:

$$P_{wffinal} = 2578.231952 \text{ psi.}$$

2.6. Método de Poettmann-Carpenter

2.6.1. Ejemplo de cálculo de la presión de fondo para el pozo A-16 ST1

Datos del pozo:

$$\begin{array}{lll}
 L = 10792 \text{ ft.} & \theta = 0.00 & T_{tf} = 83 \text{ F} \\
 T_{wf} = 160 \text{ F} & P_{tf} = 1900 \text{ psi.} & \gamma_g = 0.57 \\
 d = 2.99 \text{ in.} & Q_g = 11186.00 \frac{\text{Mscf}}{\text{día}} & M_{mezcla} = 16.46 \\
 q_o = 0 \text{ bls} & B_o = 0 & q_w = 4.3 \text{ bls} \\
 B_w = 1.1 & R_s = 0 & \gamma_w = 1.08 \\
 P'_{pscmezcla} = 665.06 \text{ psi.} & T'_{pscmezcla} = 345.96 \text{ }^\circ\text{R} &
 \end{array}$$

1. El método implica asumir un incremento de presión ΔP y un gradiente de presión g_f para calcular el incremento de profundidad ΔL .

$$\Delta P = 100 \text{ psi} \qquad g_f = -0.15 \text{ psi/ft}$$

$$\Delta L = \frac{\Delta P}{g_f} = \frac{100}{-0.15} = -666.67$$

2. Calcular la presión y temperatura del incremento de la profundidad promedio.

$$\bar{P} = \frac{P_{tf} + \Delta P}{2} \text{ (psi)} \qquad \text{(ecuación 1.33)}$$

$$\bar{P} = \frac{1900 + 100}{2} = 1950 \text{ psi. 0}$$

$$\bar{T} = T_{tf} + \frac{(T_{tf} - T_{wf})}{L} * \Delta L \text{ (R)} \qquad \text{(ecuación 1.34)}$$

$$\bar{T} = (80 + 459.67) + \frac{((80 + 459.67) - (160 + 459.67))}{10792} * -666.67 = 547.43 \text{ }^\circ\text{R}$$

3. Calcular la presión y temperatura pseudoreducida promedio.

$$\bar{P}_{pr} = \frac{\bar{P}}{P'_{pscmezcla}} \qquad \text{(ecuación 1.14)}$$

$$\bar{P}_{pr} = \frac{1950}{665.06} = 2.8966$$

$$\bar{T}_{pr} = \frac{\bar{T}}{T'_{pscmezcla}} \qquad \text{(ecuación 1.13)}$$

$$\bar{T}_{pr} = \frac{547.43 \text{ }^\circ\text{R}}{345.96 \text{ }^\circ\text{R}} = 1.5699$$

4. Determinar el factor de compresibilidad del gas (z) con la correlación de Papay.

$$\bar{z} = 1 - \frac{3.52\bar{P}_{pr}}{10^{0.9813\bar{T}_{pr}}} + \frac{0.274\bar{P}_{pr}^2}{10^{0.8159\bar{T}_{pr}}} \qquad \text{(ecuación 1.15)}$$

$$\bar{z} = 1 - \frac{3.52 * 2.8966}{10^{0.9813 * 1.5699}} + \frac{0.274 * 2.8966^2}{10^{0.8159 * 1.5699}} = 0.8267$$

Calcular los términos q'_L , q'_G , q'_t , w_L , w_G , w_t , ρ_m .

$$q'_L = 6.49 \times 10^{-5} (q_o B_o + q_w B_w) \quad \text{(ecuación 1.35)}$$

$$q'_L = 6.49 \times 10^{-5} (0 * 0 + (4.3 + 1.1)) = 0.00031 \text{ ft}^3/\text{sec}$$

$$q'_G = 3.27 \times 10^{-7} * (1000 q_g - q_o R_s) * \frac{zT}{P} \quad \text{(ecuación 1.36)}$$

$$q'_G = 3.27 \times 10^{-7} * (1000 * 11186 - 0 * 0) * \frac{0.8267 * 581.17}{1950} = 0.84923 \text{ ft}^3/\text{sec}$$

$$q'_t = q'_L + q'_G \quad \text{(ecuación 1.37)}$$

$$q'_t = 0.00031 + 0.84923 = 0.84954$$

$$w_L = 4.05 \times 10^{-3} * (q_o \gamma_o + q_w \gamma_w) + 8.85 \times 10^{-7} R_s q_o \gamma_g \quad \text{(ecuación 1.38)}$$

$$w_L = 4.05 \times 10^{-3} * (0 + (4.3 * 1.08)) + 8.85 \times 10^{-7} * 0 * 0 * 0.57 = 0.0177 \text{ lbm}/\text{sec}.$$

$$w_G = 8.85 \times 10^{-7} * (1000 q_g - R_s q_o) * \gamma_g \quad \text{(ecuación 1.39)}$$

$$w_G = 8.85 \times 10^{-7} * (1000 * 11186 - 0) * 0.57 = 5.6274 \text{ lbm}/\text{sec}.$$

$$w_t = w_L + w_G \quad \text{(ecuación 1.40)}$$

$$w_t = 0.0177 + 5.6274 = 5.6451 \text{ lbm}/\text{sec}$$

$$\rho_m = \frac{w_t}{q'_t} \quad \text{(ecuación 1.41)}$$

$$\rho_m = \frac{5.6451}{0.84954} = 6.6449 \text{ lbm}/\text{ft}^3.$$

5. Calcular $\partial_m V_m d'$.

$$\partial_m V_m d' = \frac{w_t}{A} d' \quad \text{(ecuación 1.42)}$$

$$\partial_m V_m d' = \frac{5.6451}{\pi * \frac{2.992^2}{12} * \left(\frac{2.992}{12}\right)} 4 = 28.83$$

6. En el anexo 2-1, ingresar con el valor calculado $\partial_m V_m d'$ he intersecar con la gráfica para obtener el valor del factor de Fricción(f_F).

$$f_F = 0.01$$

7. Con el valor de f_F , calcular el gradiente de presión $\frac{\Delta P}{\Delta L}$

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left[\rho_m \cos \theta + \frac{4(f_F)_m w_t^2}{39.72 \rho_m d'^5} \right] \quad \text{(ecuación 1.43)}$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left[6.6449 * \cos(0) + \frac{4 * 0.01 * 5.6451^2}{39.72 * 6.6449 * \left(\frac{2.992}{12}\right)^5} \right] = -0.0810$$

8. Calcular la presión de fondo fluyente P_{wf} .

$$P_{wf} = \left| \frac{\Delta P}{\Delta L} \right| * TVD \quad \text{(ecuación 1.44)}$$

$$P_{wf} = |-0.810| * 10792 = 2774.01 \text{ psi}.$$

2.7. Selección de la mejor metodología

Los diferentes ejemplos de cálculo indicados anteriormente se realizan para cada uno de los datos diarios de producción del pozo Amistad 16 ST1; una vez realizado el cálculo de la presión de fondo con los diferentes métodos, los resultados obtenidos se analizan y comparan con los valores reales de presión de producción medidos en el fondo del pozo Amistad 16ST1, los resultados se exponen en la tabla 2-7.

Tabla 2-7: Resumen de resultados para la obtención de la mejor metodología.

Columnas	1	2	3	4	5	6	7	8
FECHA	PWF SENSOR (PSI)	PWH MEDIDA CABEZA (PSI)	PWF POETTMANN CARPENTER (PSI)	PWF T Y Z PROMEDIO (PSI)	PWF CULLENDER SMITH (PSI)	ERROR POETTMANN CARPETER (%)	ERROR T Y Z PROMEDIO (%)	ERROR CULLENDER SMITH (%)
01/01/2015	2533.39	1981.5	2872.55	2663.10	2662.09	13.39	5.12	5.08
03/05/2015	2544.51	1900.4	2797.90	2573.59	2572.23	9.96	1.14	1.09
04/05/2015	2538.53	1900.4	2774.01	2579.69	2578.23	9.28	1.62	1.56
23/10/2015	2106.48	1611.3	2422.45	2137.39	2136.80	15.00	1.47	1.44
04/11/2015	2051.17	1535.9	2354.98	2058.32	2057.39	14.81	0.35	0.30
24/01/2016	1806.52	1369.8	2189.14	1831.56	1830.72	21.18	1.39	1.34
31/01/2016	1763.25	1342.5	2175.61	1812.42	1811.36	23.39	2.79	2.73
13/02/2016	1731.30	1315.5	2139.70	1768.87	1767.92	23.59	2.17	2.12
26/02/2016	1634.24	1226.3	2070.35	1636.34	1635.59	26.69	0.13	0.08
27/02/2016	1638.30	1243.7	2061.36	1652.45	1651.79	25.82	0.86	0.82
08/03/2016	1628.06	1229.2	2103.79	1634.81	1634.14	29.22	0.41	0.37
23/04/2016	1519.70	1147.2	2017.14	1521.52	1520.91	32.73	0.12	0.08
17/05/2016	1469.03	1104.2	1998.24	1471.48	1470.80	36.02	0.17	0.12
18/05/2016	1464.43	1113.1	1986.56	1479.36	1478.73	35.65	1.02	0.98
01/07/2016	1404.21	1101	2005.67	1469.47	1468.76	42.83	4.65	4.60

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

En la tabla 2-7 se presenta el resumen de los cálculos realizados para la obtención de la mejor metodología en la transformación de presiones de cabeza a presiones de fondo que será aplicable al campo Amistad. Para identificar a detalle estos resultados fueron referenciados en el anexo 2-2.

A continuación, se realiza un breve resumen de la tabla 2-7.

En las dos primeras columnas se inscribe datos de la presión registrada por día en la cabeza y en el fondo del pozo respectivamente, en las columnas 3, 4 y 5 se presentan los valores obtenidos al utilizar los métodos de Temperatura y factor Z

promedio, Cullender & Smith y el método de Poettmann & Carpenter respectivamente.

En las columnas 6, 7 y 8 se obtiene el porcentaje de error entre los datos medidos y los valores calculados por cada metodología y de esta manera se observa que el menor error existe con el método de Cullender & Smith.

En la fig. 2-1 se grafica todos los resultados de la transformación de las presiones de cabeza a presiones de fondo mediante las diferentes metodologías, así como los datos medidos en cabeza y fondo del pozo Amistad 16 ST1 en relación con el tiempo.

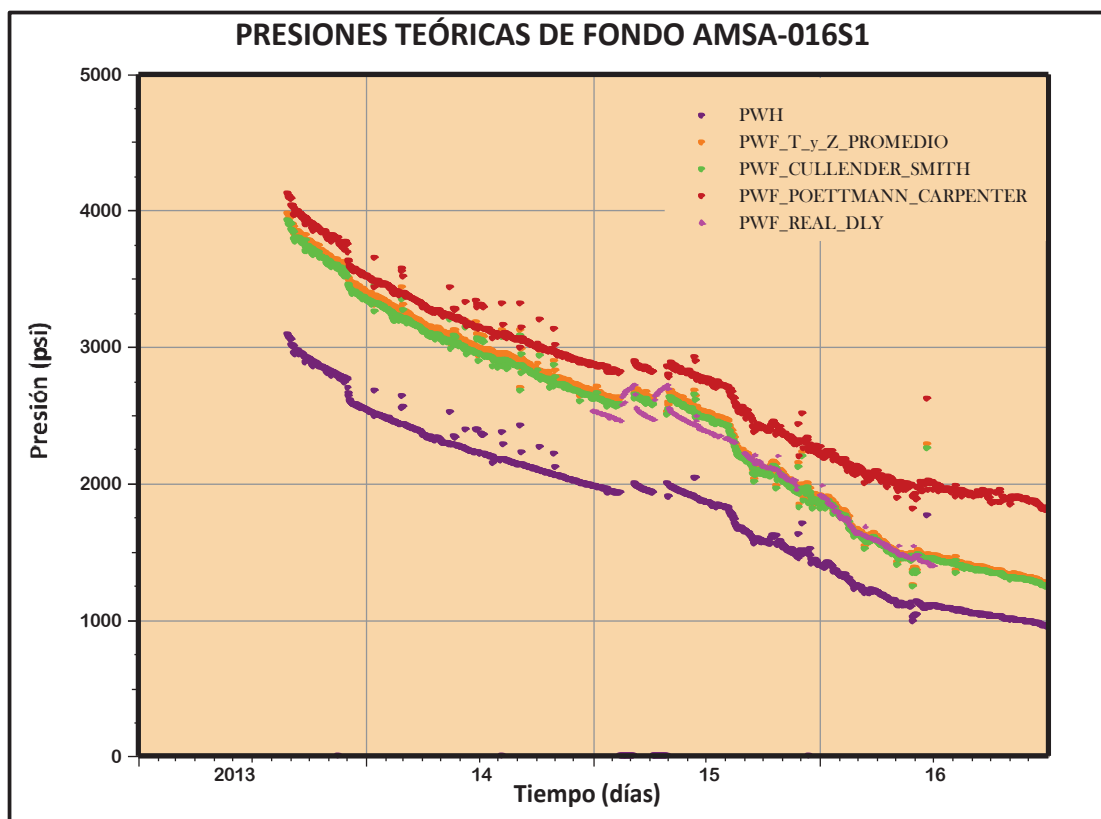


Figura 2-1: Comparación de presiones del pozo AMSA-016 ST1

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

Todos los análisis se basan en la comparación gráfica y numérica entre la gráfica de presión obtenida mediante los datos reales medidos en fondo y las gráficas obtenidas mediante las diferentes metodologías.

Se observa que la gráfica de la presión de Poetmann y Carpenter (gráfica color rojo oscuro) el mismo que tiene como premisa utilizar un fluido bifásico (gas y agua) se encuentra sobreestimada entre la presión medida y la calculada en fondo obteniendo una variación promedio de 382 psi y un error del 20.23%.

Para el análisis realizado para los métodos de temperatura y factor Z promedio (gráfica de color tomate) y el método de Cullender y Smith (gráfica de color verde claro) se considera un solo fluido (gas) estos dos métodos se aproximan más a las presiones medidas en fondo.

Para el método de temperatura y factor Z promedio se tiene un error en promedio de 3.11 % y una variación promedio de 69 psi entre la presión medida y la presión calculada en fondo. Con la metodología de Cullender y Smith el error promedio es de 2.61 % y la variación promedio entre la presión medida y la calculada en fondo es de 56 psi.

Por consiguiente, se puede concluir que la mejor metodología para la transformación de presiones de cabeza a presiones de fondo del campo Amistad es la metodología de Cullender y Smith.

Una vez encontrada la metodología óptima aplicable al campo amistad se procede a realizar la transformación las presiones diarias de producción de cada pozo para realizar los análisis complementarios que se exponen a continuación

CAPÍTULO III

3. “ANÁLISIS” Y RESULTADOS

En el siguiente capítulo se expone los análisis y resultados realizados con datos de presiones de fondo calculadas mediante la metodología de Cullender y Smith, anteriormente se han realizado estudios con datos de producción medidos en la cabeza del pozo. Estos análisis pueden servir de guía para comparar estudios realizados anteriormente y determinar la confiabilidad de los resultados.

Se especula que los cálculos y análisis realizados con las presiones de fondo teóricas son mucho más exactos que los realizados con presiones de cabeza, ya que el comportamiento de la producción está íntimamente relacionado con la presión y temperatura.

3.1 Análisis histórico de las presiones de fondo teóricas de producción por bloques

De acuerdo con lo expuesto en el primer capítulo el campo Amistad esta subdivido por muchas fallas las mismas que según (Petroamazonas, 2015) subdividen al campo en aproximadamente 7 bloques y estos bloques están conformado por diferentes pozos en producción.

El análisis histórico del comportamiento de la presión de fondo teóricas de producción por bloques se lo realiza con el objetivo de afirmar la distribución de los pozos por bloques además de evaluar la posible comunicación o no entre bloques, basado en la tendencia de declinación de las presiones de producción de cada pozo desde el inicio de su vida de producción.

En la fig. 3-1 se exponen las presiones de fondo fluyentes teóricas (psi) en relación con tiempo (días) y se muestran las presiones de producción de todos los pozos partiendo desde un tiempo en común (tiempo cero) con el fin de analizar el comportamiento de cada pozo y la relación o no entre ellos. A continuación, se detalla los análisis correspondientes a cada bloque, cabe indicar que el bloque Norte, el bloque A y el bloque B no son considerados en este análisis por no tener pozos en producción. En el anexo 3-1 está referenciado un resumen de los datos utilizados para el análisis de este capítulo.

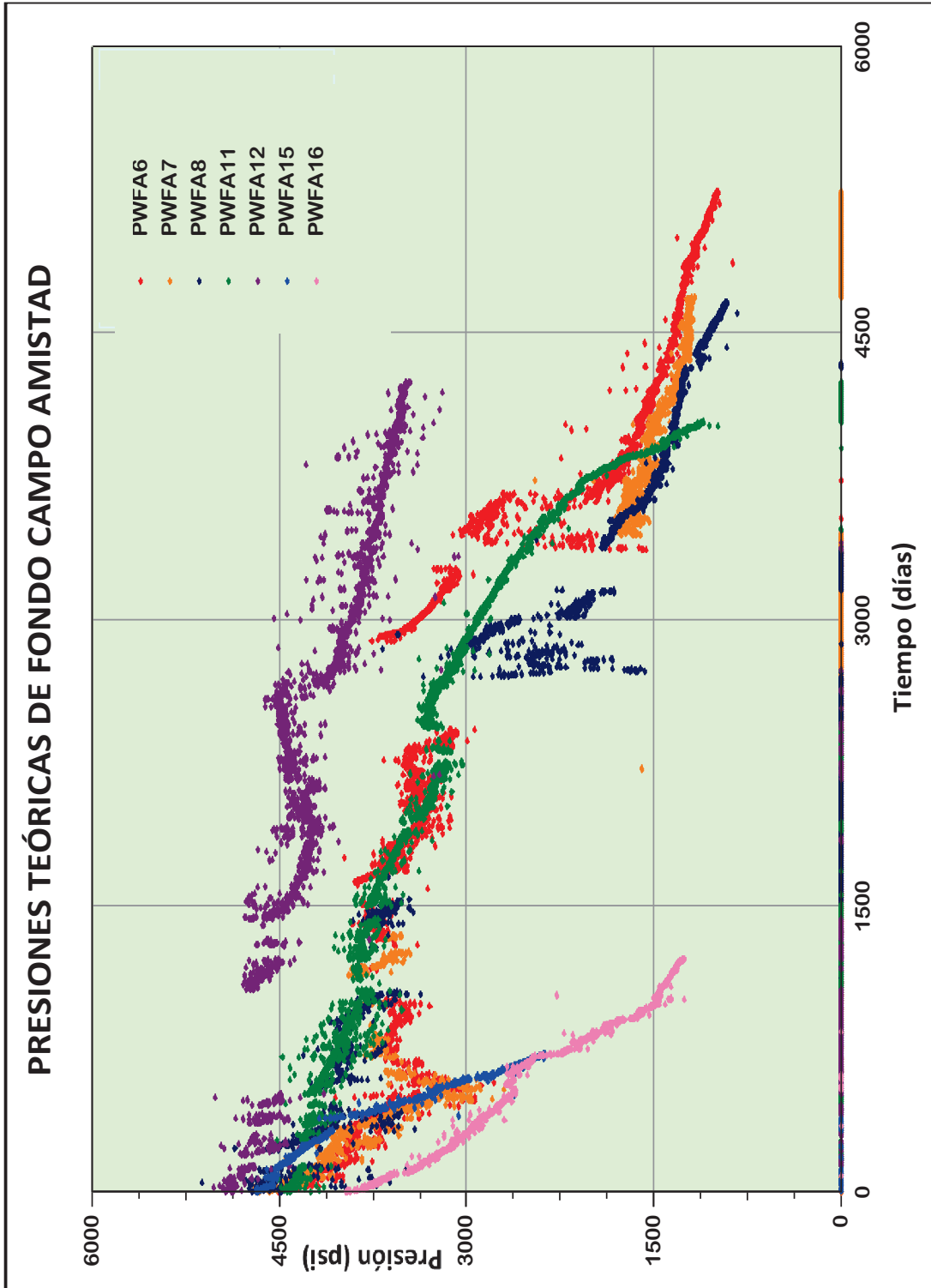


Figura 3-1: Histórico de presiones teóricas de fondo campo Amistad.

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

3.1.1 Presión de fondo teórica de producción del Bloque D-E-I

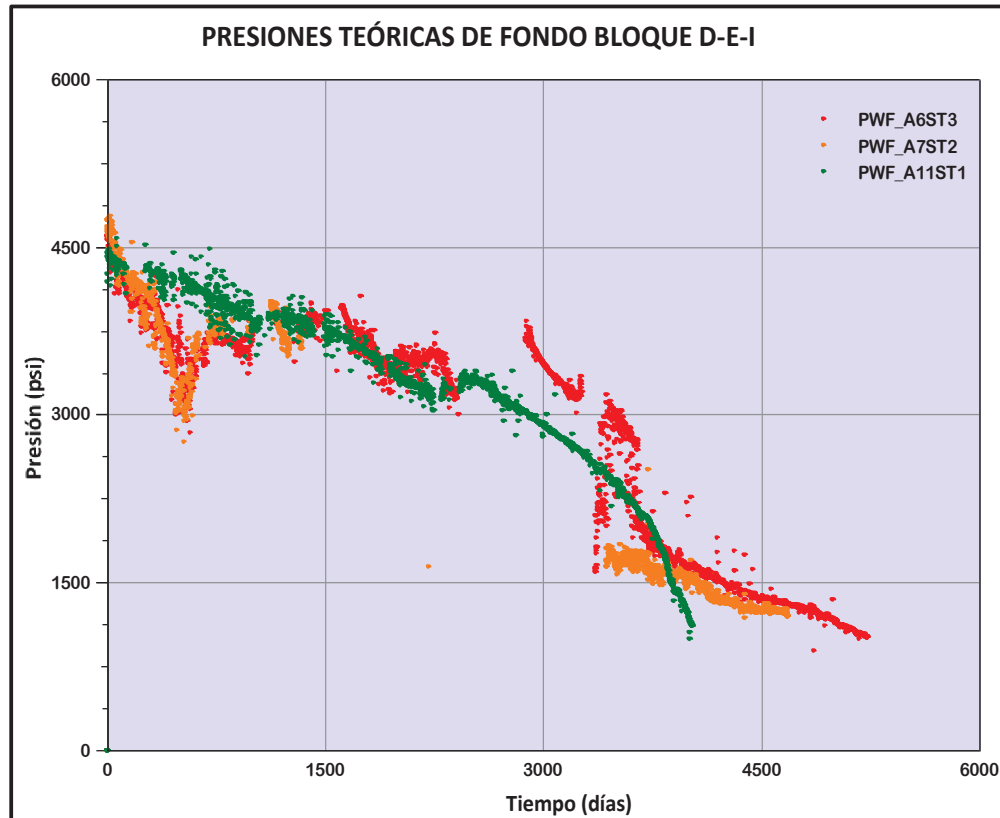


Figura 3-2: Histórico de presiones bloque D-E-I

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

La fig. 3-2 representa la presión de producción (psi) vs el tiempo (días) de los pozos A 6st3, A 7st2, A 11st1 los cuales conforman el bloque D-E-I. Estos pozos tienen diferentes fechas de inicio de producción, pero para el análisis requerido se parte desde un mismo tiempo (tiempo cero).

En la gráfica se observa que la presión de fondo fluyente inicial de producción de los pozos A 6st3 y A 7st2 y las tendencias de declinación son muy similares razón por la cual se puede ratificar que estos dos pozos están dentro del mismo bloque. El pozo A 11st1 no presenta las mismas presiones iniciales como el pozo A 7st2 y A 6st3, pero las tendencias son semejantes, por lo tanto, se concluye que las fallas que separan los bloques D-E-I no son fallas sellantes y que el pozo sí pertenece a este bloque.

3.1.2 Presión de fondo teórica de producción del Bloque C

Los pozos A 8st1 y A 16st1, se encuentran conformando el bloque "C", se observa en la gráfica ver fig. 3-3 que estos pozos presentan similares tendencias en la declinación de la presión de producción y al comparar con la tendencia de los pozos A 7st2 y A 6st3 las tendencias no son similares a los pozos de este bloque. Esto comprueba que los Bloques C y D-E-I no tiene comunicación alguna, comportándose cada uno como un bloque independiente.

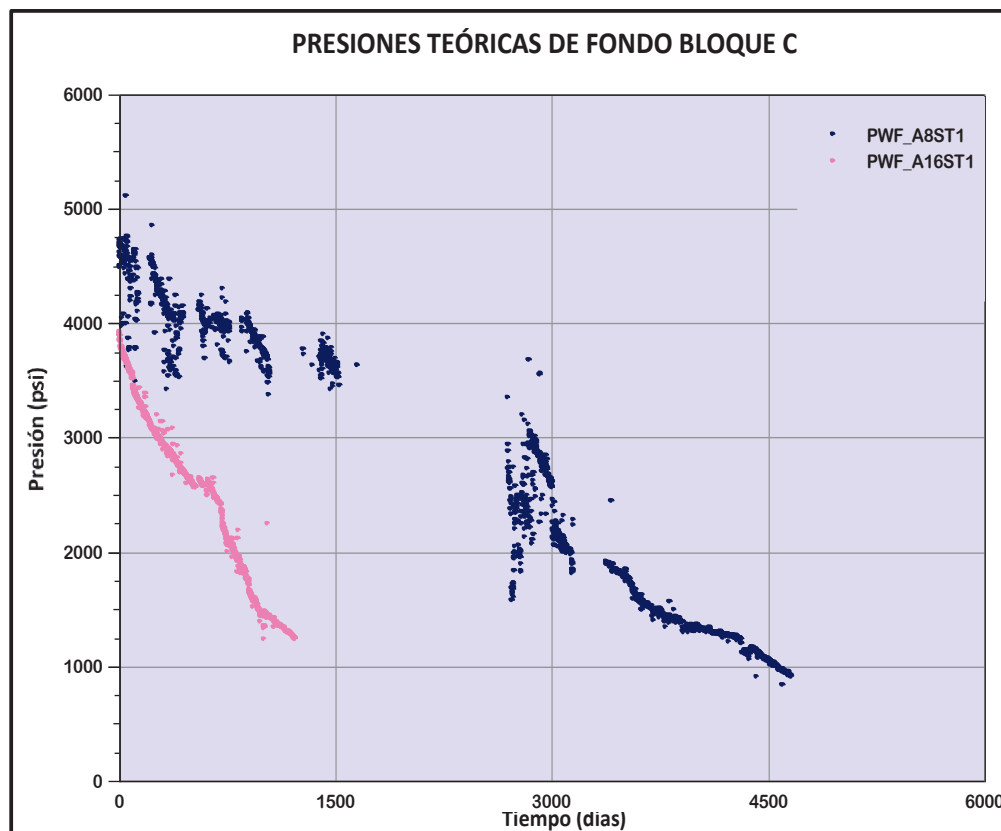


Figura 3-3: Histórico de presiones bloque C

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

3.1.3 Presión de fondo teórica de producción del G

En la fig. 3-4 se muestran las presiones del bloque G mismo que está conformado por los pozos A 12st1 y el A 15st1; en la gráfica se observa que entre el pozo A12st1 y el A 15st1 la declinación de la presión son diferentes a pesar de encontrarse en el

mismo bloque, esto puede ser debido a un mecanismo de producción diferente para cada pozo; las tendencias de estos dos pozos no son semejantes a ningún otro pozo, corroborando que el bloque G no tiene comunicación con los demás bloques.

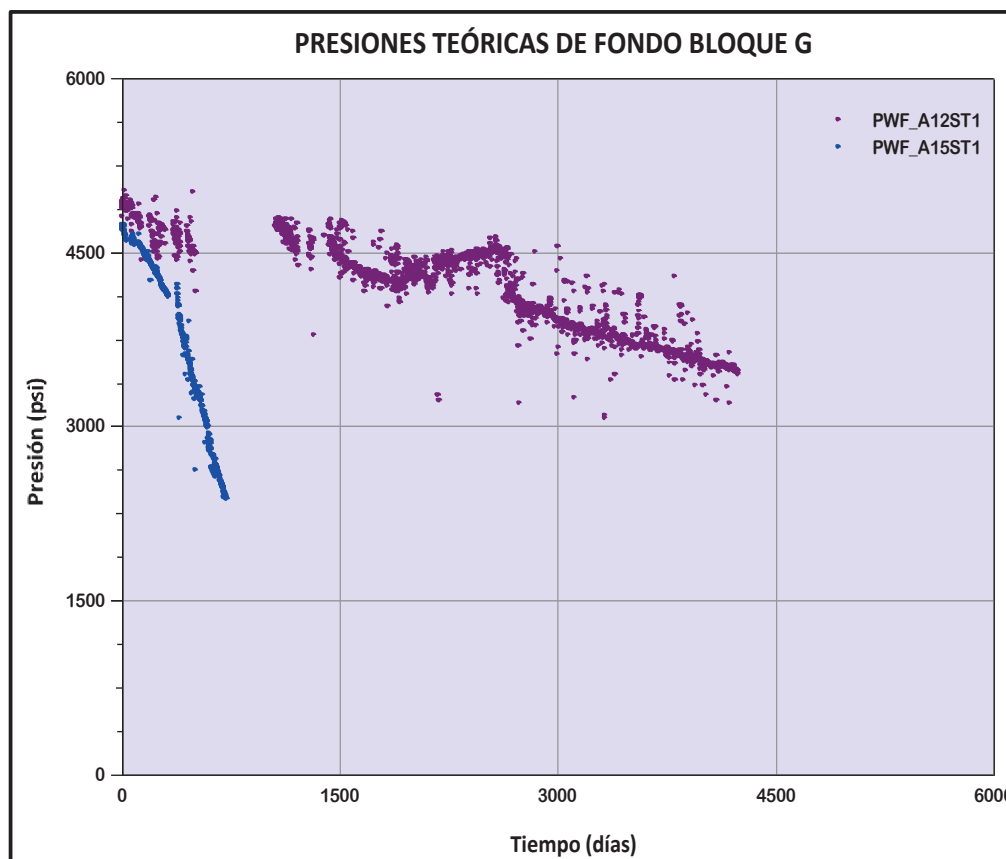


Figura 3-4: Histórico de presiones bloque G

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

3.2 Análisis de los eventos históricos en el campo Amistad

Con el propósito de tener un historial sintetizado de cada pozo productor del campo Amistad desde el inicio de su producción hasta diciembre del 2016 y detallar los eventos más relevantes que han generado cambios en la presión de producción se detallan a continuación.

En el presente análisis de los eventos históricos del campo Amistad se presentan gráficas combinadas de la producción de gas en MMSCFD, la variación de la presión fluyente teórica calculada en psi, el aporte de agua en BWD, el diámetro

del choque en pulgadas (“), y los eventos más relevantes que sucedieron durante la vida productiva de cada pozo en función del tiempo (días), estas gráficas fueron realizadas con el software OFM.

Toda la información expuesta a continuación esta basada en los archivos de la empresa auspiciante.

3.2.1 Análisis de los eventos históricos del pozo Amistad 6 St3

El inicio de la perforación del pozo se la realizó el 24 de septiembre del 2000 con una duración de 88 días, la perforación finalizó el 08 de diciembre del mismo año llegando a una profundidad de 10567 ft en MD (9853.17 ft en TVD). Dentro de los trabajos se realizaron 3 Side Track. El primero ocurrió el 30 de octubre del 2000 a una profundidad de 3734 ft mientras se esperaba el remplazo de la herramienta de free point. El segundo side track aconteció el 10 de noviembre del 2000 a una profundidad de 9663 ft mientras se estaba corriendo registros LWD y el tercer side track se lo realizó el 25 de noviembre del 2000 porque se tuvo pega en viaje por cambio de broca a una profundidad de 10698 ft.

Entre el 8 y el 24 de octubre del 2001 se realizó pruebas de producción por 12 días con un choque de 32/64” obteniendo una producción de 19.36 MMSCFD.

El pozo comenzó su vida de producción el 01 de septiembre del 2002, desde el inicio de producción hasta marzo del 2004 se observa que existe una declinación exponencial del 16.6% anual efectiva en la presión de fondo fluyente la misma que inicia con un valor promedio inicial de 4593 psi hasta un valor de 3262 psi para inicio de marzo del 2004, esto se puede atribuir a la declinación natural normal del yacimiento en los primeros meses de producción del pozo.

En la fig. 3-2 se muestra también que al finalizar este período el aporte de agua incremento a un valor de 74 BWD al igual que la producción de gas aumento a un valor de 30 MMSCFD, este incremento se puede atribuir a la variación que sufrió el choque ya que inicialmente se empieza a producir con un choque de 34/64” y en marzo del 2004 el choque aumento a un valor promedio de 50/64”, este cambio considerable en el diámetro del estrangulador se ve reflejado en el aumento tanto de aporte de agua como la producción de gas. La producción máxima promedio se registró en enero del 2004 con una producción de 32 MMSCFD.

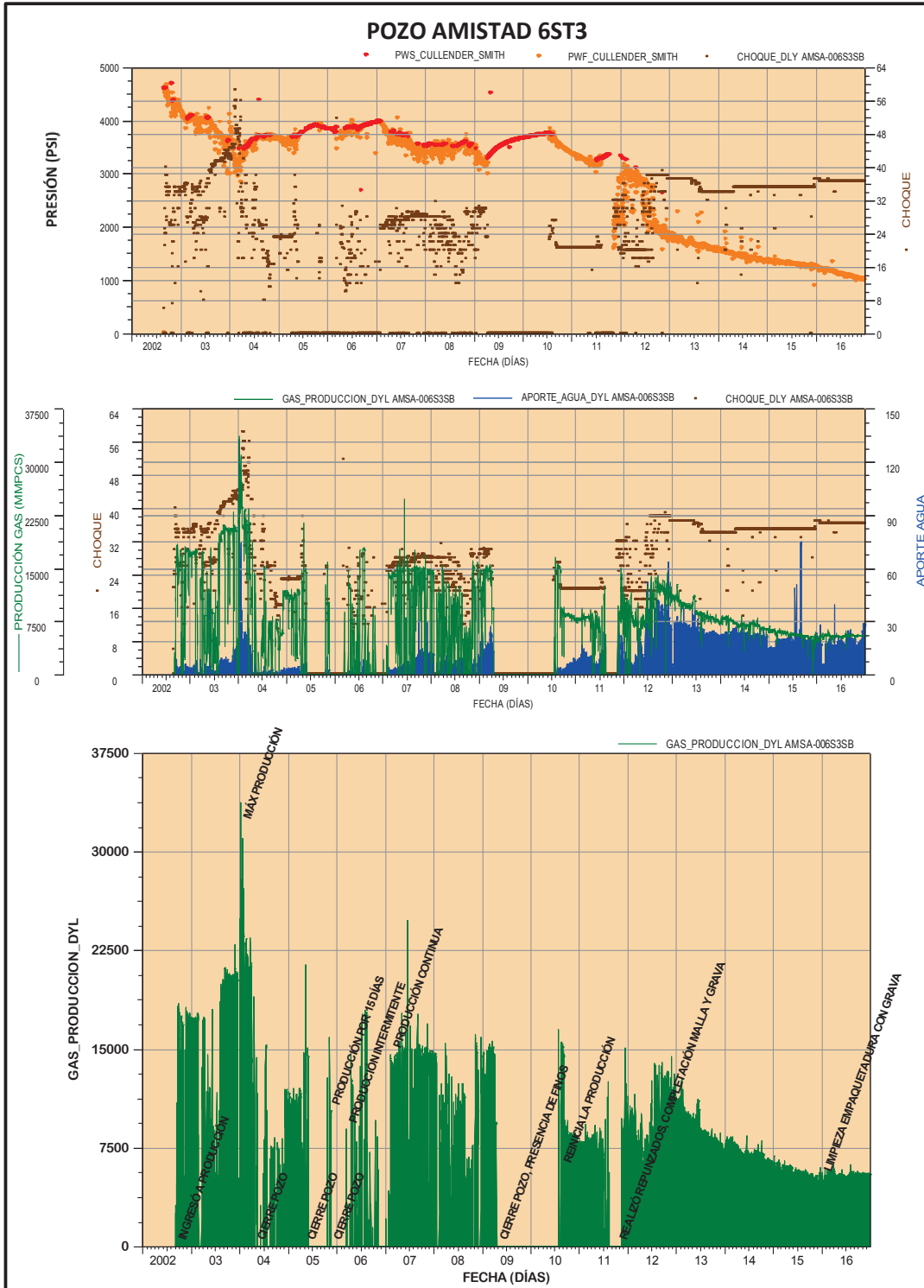


Figura 3-5: Eventos históricos relevantes del pozo A-6ST3

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

Entre marzo del 2004 y abril del 2005 se observa una restauración de presión por un tiempo de 6 meses aproximadamente, en donde el aporte de agua se reduce a un promedio de 5 BWD y la producción de gas disminuye a 8 MMSCFD porque el diámetro del estrangulador disminuye a un valor promedio de 19/64" por lo que en la fig. 3-2 se observa una clara restauración en la presión del sistema; luego de esta restauración la presión empieza a declinar a un valor de 5% anual hasta abril del 2005 con un choque de 23/64" a una producción promedio de gas de 11 MMSCFD y un aporte de agua promedio de 2 BWD.

Entre abril del 2005 y enero del 2007 existieron varios períodos de cierre del pozo debido a la baja demanda de gas que existía en ese tiempo.

A partir de febrero del mismo año (2007) comienza una producción continua que dura hasta abril del 2009, en este período existe una producción promedio de 9 MMSCFD, un aporte de agua promedio de 6 BWD, con una declinación exponencial efectiva anual de 9.7%, en este periodo el choque varía entre 20/64" y 28/64".

El 18 de abril del 2009 se cierra el pozo hasta el 13 de agosto del 2010 porque se observa la presencia de finos, durante el período de cierre los pozos A12ST1 y el A11ST1 fueron los que abastecieron de gas a la demanda del país, este periodo de cierre ayudó al pozo a incrementar su presión de fondo fluyente en aproximadamente 650 psi.

La producción de gas se retoma el 14 de agosto del 2010 hasta el 04 de julio del 2011 con una producción promedio anual de 7.7 MMSCFD a un choque promedio de 20.5/64", donde la presión de fondo fluyente tuvo una declinación exponencial efectiva anual de 15.3% con una producción promedio de 7 MMSCFD; dentro de este período también se puede apreciar que a pesar de encontrarse produciendo el pozo con un valor de choque aparentemente estable el aporte de agua aumenta hasta 16 BWD para luego disminuir a 3 BWD, esto sucede por la gran presencia de finos que se registra antes del cierre del pozo.

El 12 octubre del 2011 se realiza un trabajo de reacondicionamiento para realizar repunzados a la arena productora, se completa con malla y grava para solucionar el problema de finos. Después del trabajo de reacondicionamiento el potencial de producción se duplica y desde octubre del 2012 se tiene una producción de gas continua con un choque promedio de 36/64" originando una producción de gas de 14 MMSCFD a una presión de fondo fluyente de 2300 psi y aporte de agua de 35

BWD, hasta finales del 2016 donde registra una declinación anual efectiva de 12.9 % en la presión de fondo fluyente y una declinación efectiva anual de 20.7% en la producción de gas, el aporte de agua tuvo una declinación de 10% para finales del 2016.

3.2.2 Análisis de los eventos históricos del pozo Amistad 7 ST2

El 24 de mayo del 2001 inician los trabajos para llevar a cabo la perforación de pozo A7ST2, este pozo fue perforado durante 119 días a una profundidad de 11473 ft en MD (10294 TVD). Dentro de los trabajos de perforación existieron 2 side track, el primero a una profundidad de 9882 ft y el segundo a una profundidad de 11243 ft, la completación del pozo dura aproximadamente 30 días.

El 5 de septiembre del 2002 empieza la producción del pozo donde se evidencia un potencial de producción del 17 MMSCFD con una P_{wf} de 4600 psi entre los primeros meses y hasta inicios de abril del 2004 la presión de fluyente tiene una declinación efectiva anual de 26.3%, un incremento en el aporte de agua de 156 BWD y una declinación en la producción de gas a tasa anual de 19.3% con un valor de choque promedio de 29/64", ver fig. 3-3.

Por la declinación registrada el 14 de abril del 2004 se corre guaya fina y cable eléctrico, donde se verifica empaquetadura a 11550 ft; el tamaño fue muy pequeño y no se pudo entrar con herramientas mayores a 1.6875" se decidió no poner tapón y perforar zona superior, después de este trabajo existieron varios períodos de cierre del pozo debido a la baja demanda de gas que existía para ese tiempo.

El 05 de mayo del 2006 se abandona el pozo por la presencia de finos teniendo una producción de gas de 8 MMSCFD y un aporte de agua de 142 BWD.

El pozo permanece cerrado hasta el 2011 donde se realiza un reacondicionamiento.

El 23 de septiembre del 2008 se apertura el pozo para realizar una prueba de producción registrando 2.6 MMSCFD con 1010 BWD y nuevamente entre el 23 de septiembre al 5 de octubre del 2008 se realiza un trabajo de reacondicionamiento con unidad de Slick Line con la finalidad de aislar zonas que estaban produciendo agua y arenas, punzar la parte superior y cerrarlo para seguir monitoreándolo.

Desde el 16 de agosto del 2011 al 14 de febrero del 2012, se realiza reacondicionamiento con unidad de snubbing repunzando y completando con grava y malla.

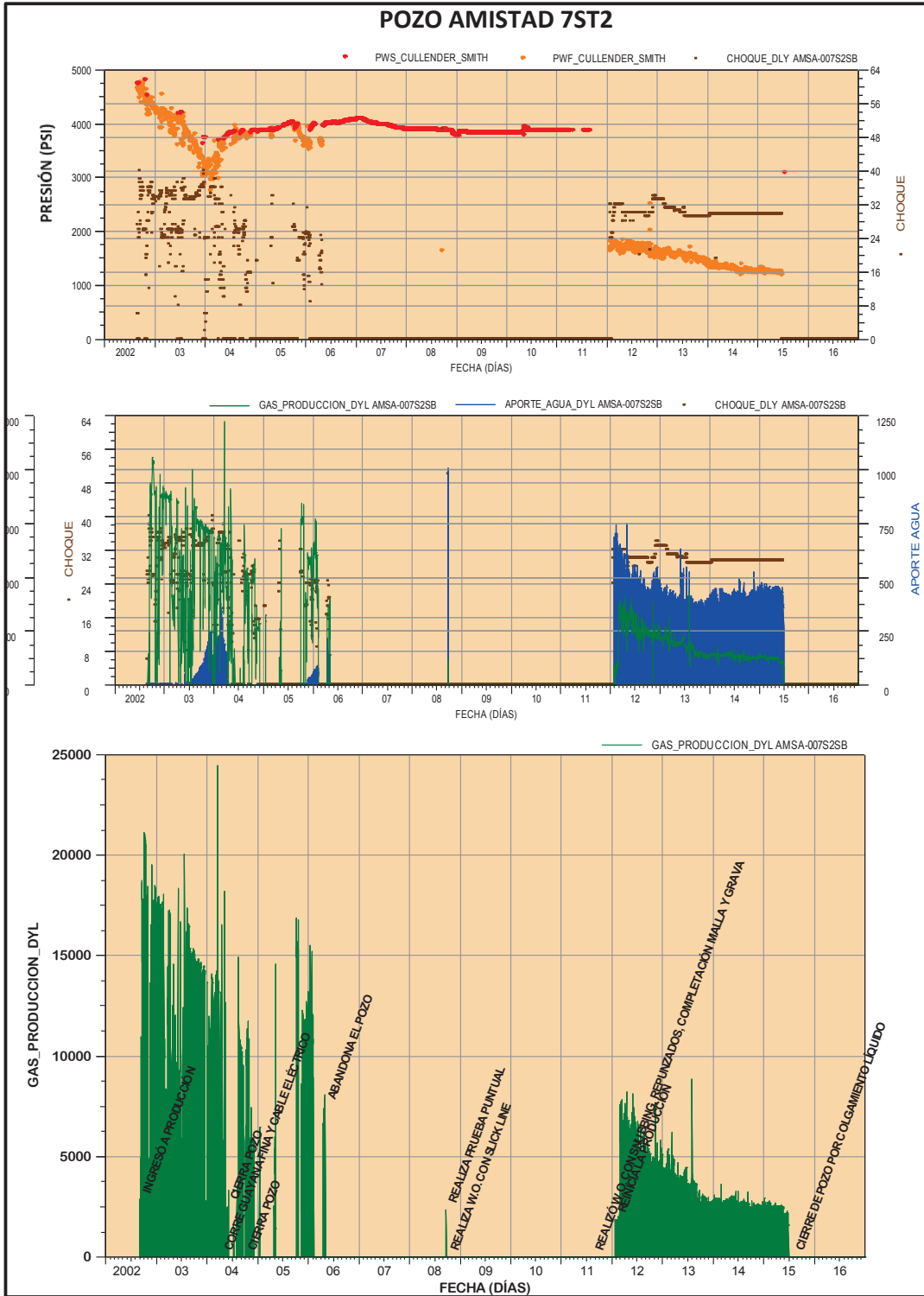


Figura 3-6: Eventos históricos relevantes del pozo A-7ST2

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

Después de estos trabajos realizado se pone en producción el pozo con una presión de 1750 psi, a una producción de 1.5 MMSCFD y un aporte de agua de 690 BWD hasta mediados del 2015 se observa que el aporte de agua se mantiene, pero la producción de gas disminuye considerablemente por lo que el 30 de julio del 2015 se cierra nuevamente el pozo con una declinación anual del 31.4% y un aporte de agua promedio de 425 BWD. Se verifica pérdidas de producción y acumulación de agua en la tubería de producción (colgamiento de líquido).

En la actualidad el pozo permanece cerrado porque la alta producción de barriles de agua originó una columna hidrostática que bloqueo la producción de gas.

3.2.3 Análisis de los eventos históricos del pozo Amistad 8 y 8 ST1

En la fig. 3-7 se expone la producción de gas en MMSCFD, la variación de la presión fluyente teórica en psi, el aporte de agua en BWD y el diámetro del estrangulador en pulgadas (") en función del tiempo.

El pozo Amistad 8 se lo perforó durante 66 días desde el 20 de julio hasta el 14 de diciembre del 2001, probando con DST1 por 80 días sin mostrar gas y con un DST 2 por 12 días el cual mostró la presencia de gas en las zonas superiores, fue completado en 10 días a una profundidad de 13200 ft en MD (11123 TVD).

El 15 de diciembre del 2002 el pozo produce durante tres días y se registra inicialmente una producción diaria de 8.5 MMSCFD y una presión fluyente de 4547 psi; al tercer día se registra una producción de 8.6 MMSCFD y una presión de fondo fluyente de 4266 psi, con un valor de choque de 28/64". En tan solo tres días se genera una depletación en la presión de 281 psi.

Se mantuvo cerrado el pozo hasta el 25 de febrero del 2003, al siguiente día se lo apertura e inicialmente se registra una producción de 7.8 MMSCFD con una presión de fondo fluyente de 4415 psi, se produce gas durante 34 días continuos hasta el 30 de marzo donde se registra una producción de gas de 6.1 MMSCFD y una presión a 2020 psi; el mismo día se procede a cerrar el pozo ya que la declinación diaria en la presión fue del 5% y la declinación diaria en la producción del 3%.

Para febrero del 2004 se realiza un Side Track durante 28 días, llegando a 12346 ft MD (10770 ft TVD) de profundidad dando así origen al pozo A8ST1.

El 29 de marzo empezó la producción de la nueva formación, la producción que se generó hasta el 2006 fue periódica debido a la demanda del gas para aquel tiempo.

La declinación anual efectiva de tipo exponencial que existe en este período fue de 23.02% para la presión de fondo fluyente y una declinación anual efectiva de tipo hiperbólica para la producción fue de 28.76%.

El 7 de febrero del 2007 se cierra el pozo por la baja demanda, con una presión de fondo fluyente de 3554 psi, una producción de gas de 14.1 MMSCFD y un aporte de agua de 6 BWD hasta el 20 de enero del 2008 para nuevamente empezar la producción con un aporte de agua de 69 BWD y una presión de fondo fluyente de 3592 psi, el aporte de agua se mantuvo en valores similares a los iniciales en su apertura hasta el 29 de mayo donde el pozo dejó de producir por la presencia de agua en la tubería (colgamiento del líquido) por lo que se procedió a cerrarlo.

Entre el 18 de mayo y el 15 de agosto del 2011 se hace un trabajo de reacondicionamiento donde se repunzó nuevas zonas, se realizó control de finos y se completó con malla y grava.

Una vez rehabilitado el pozo el 17 de agosto del mismo año entró en producción, aumento la producción de 0 MMSCFD a 12 MMSCFD, con una presión de fondo fluyente de 2944 psi hasta el 11 de noviembre 2012 donde se cerró el pozo con una producción de 7.1 MMSCFD, una presión de fondo fluyente de 1837 psi, un choque de 29/64" y un aporte de agua de 69 BWD. En este período se tuvo una declinación anual efectiva de 37.7% para la presión y una declinación anual efectiva de 27.3% para la producción de gas. El pozo se cerró por la necesidad de mover el Jack Up a la plataforma para perforar nuevos pozo, acabado estos trabajos se intentó volver a poner en producción al pozo, pero no volvió a producir.

El 27 de noviembre del 2012 la empresa Weatherford realiza un trabajo de reacondicionamiento donde el pozo registra un nivel de líquido (NL) de 5214 ft y una presión estática del yacimiento de 3599 psi.

El 18 de diciembre 2012 se intenta poner en producción el pozo sin tener éxito porque al abrir el pozo se registró una presión de 1647 psi y luego de 3 horas con 7 minutos la presión disminuyó a 145 psi.

Nuevamente el 22 de diciembre del 2012 se realiza un trabajo de reacondicionamiento inyectando Dinitrógeno o nitrógeno molecular (N₂) con Coiled Tubing, se bajó desplazando agua a superficie hasta los 11704 ft donde se presentó obstrucción, además cabe indicar que mientras se bajó existió restricción aproximadamente a los 11300 ft que es el inicio de las mallas.

El 13 de febrero del 2013 se procedió a realizar una limpieza de mallas con fluido de control y dinitrógeno (N₂) empleando una unidad de coiled tubing y un roto jet tool de 2 1/8", para esto se utilizaron 450 bls de fluido de control y 8000 gls de nitrógeno logrando llegar hasta 11850 ft. En este trabajo se recuperaron aproximadamente 900 bls de líquido y 1.5 bls de finos (lodo). Al final el líquido salió limpio por lo que se estima que el pozo y la arena del gravel pack quedaron limpios. Mientras se bajó, volvió a presentar restricción aproximadamente a los 11300 ft, no se logró flujo en el pozo Petroamazonas (2015).

Entre el 28 mayo y el 7 junio del 2013 se inyectó gas del pozo A 12ST1 y se determinó nivel a 4500 ft, se desplazó 45 bls de ácido clorhídrico (HCL) al 15% (2 veces desde el fondo) con dinitrógeno (N₂) y fluido de control, se evaluó el pozo con un choque de 34/64" inyectando gas del pozo A-12ST1 a un choque de 16/64" y una P de inyección de 2870 psi por 15 horas y se dejó para evaluación.

El 24 de junio del 2013 el pozo ingreso a producción con una rata de gas inicial de 6.5 MMSCFD, una presión de fondo fluyente de 2277 psi y diámetro de estrangulador de 27/64" hasta el 31 de diciembre del 2016 donde registró una producción de 2.5 MMSCFD, una presión de fondo fluyente de 923 psi y un valor de choque de 33/64". Durante este periodo la declinación anual efectiva de la presión de fondo fluyente fue de 17.7% y la declinación anual efectiva de la producción de 32%.

3.2.4 Análisis de los eventos históricos del pozo Amistad 11ST1

Los eventos más relevantes en la historia de producción del pozo A11ST1 se representan en la Fig. 3-8.

La perforación comenzó el 24 de marzo 2004 y durante los 42 días que duro el trabajo de perforación existió un side track por pega a los 8948 ft desde el 11 al 30 de mayo el pozo fue completado y probado quedando con un cabezal en el lecho marino (cabezal húmedo).

El 23 mayo del 2005 el pozo inicia su producción con un caudal de 11.3 MMSCFD, una presión de fondo fluyente de 4256 psi y un choque de 32/64" hasta el 04 de octubre del 2005 donde se procede a cerrar por la baja demanda. En este período se registró una declinación en la producción de 24.9% y una declinación de 14.2 % en la presión. Entre el 05 de octubre del 2005 al 14 de febrero del 2006 se cierra el pozo por la baja demanda de gas.

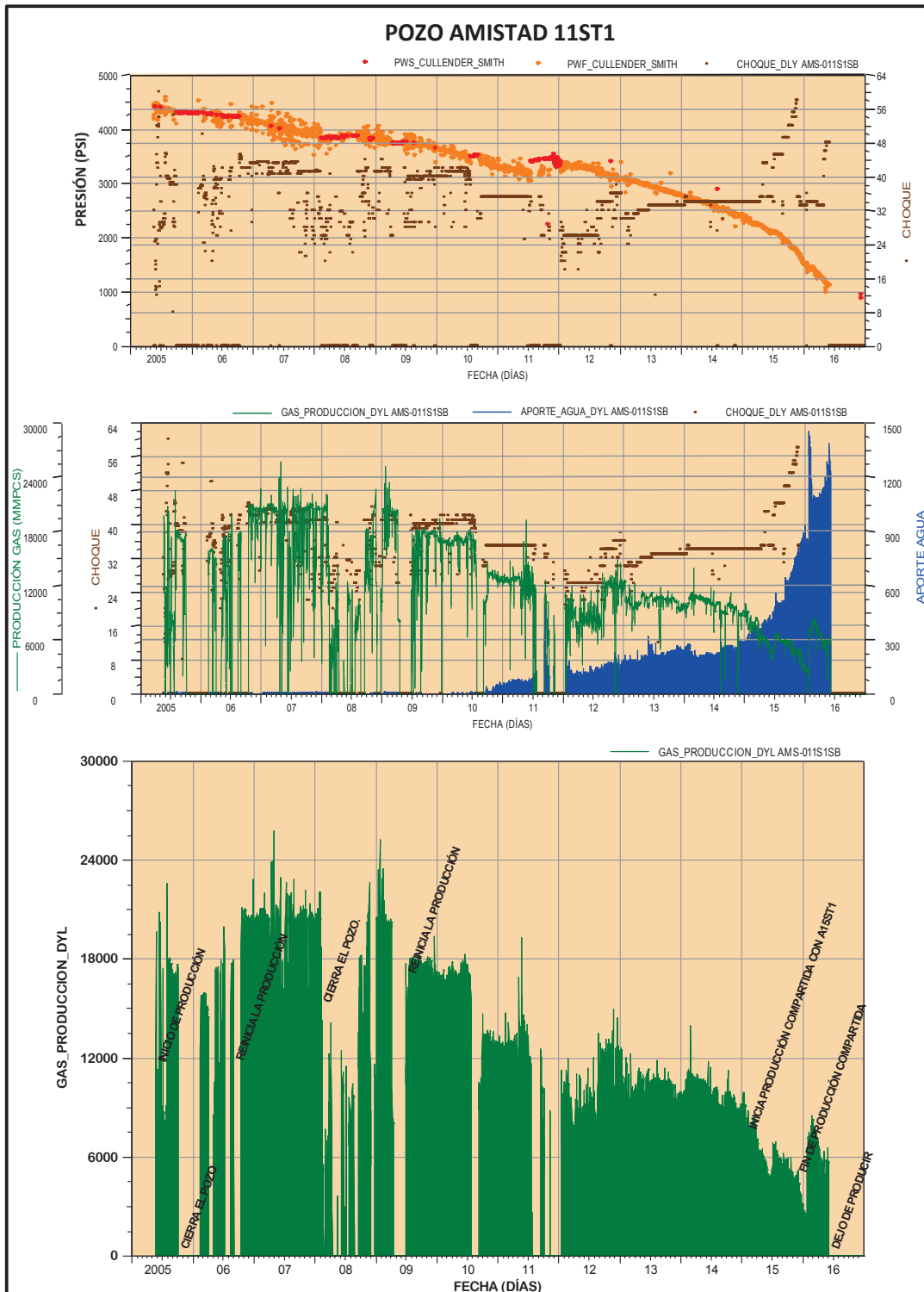


Figura 3-8: Eventos históricos relevantes del pozo A-11ST1

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

Entre febrero y septiembre del 2006 existe una producción intermitente posiblemente por la demanda del mercado.

A partir del 15 de octubre del 2006 se produce continuamente hasta febrero del 2008, esta producción de gas fue la que abasteció la demanda de gas simultáneamente con la producción del pozo Amistad 12ST1. Durante este período la producción de gas tuvo una declinación efectiva anual tipo hiperbólica del 2.6 % y una declinación efectiva anual tipo exponencial de 7.1% en la presión de fondo fluyente con un choque promedio de 37/64" por lo que la producción de gas se mantuvo en un promedio de 18.5 MMSCFD.

Entre julio del 2009 y julio del 2011 se registró una producción continua mostrando una declinación en la presión de 10% anual y del 20.2% anual en la producción con un choque promedio de 35/64", existió un incremento en el aporte de agua que fue desde 2 BWD a 70 BWD. Se cierre el pozo por aproximadamente 6 meses con el fin de disminuir el aporte de agua.

Se apertura el pozo el 16 de enero del 2012 con una presión de fondo fluyente de 3232 psi registrado un incremento en la presión de aproximadamente 200 psi, la producción de gas al inicio de la apertura fue de 11.2 MMSCFD y el aporte de agua de 160 BWD, hasta finales del 2014 que se cerró el pozo con una presión de fondo fluyente de 2413 psi, una producción diaria de gas de 8.7 MMSCFD y un aporte de agua de 284 BWD. Durante este periodo se registró una declinación anual efectiva en la producción de gas y en la presión de fondo fluyente de 9.2% y 12% respectivamente con valores de choque entre 26/64" y 34/64".

Entre el 29 de enero y el 27 de noviembre del 2015 la producción del pozo se la trasportaba compartida con la producción del pozo A15ST1 hacia la plataforma Amistad, durante este período de compartición de línea de producción se observa que el aporte de agua aumentó de 300 BWD a 784 BWD, y tanto la presión de fondo fluyente como la producción de gas disminuyeron a tasa anual de 31.3% y 51.2% respectivamente.

La declinación de la presión y producción de gas, así como el aumento en el aporte de agua continuo hasta el 6 de junio del 2016 fecha en la cual se cerró el pozo para cerrar la válvula que permitía la compartición de producción. El aumento del colgamiento de líquido y el aporte de agua ayudó a declinar la presión de cabeza, en la actualidad el pozo se encuentra cerrado.

3.2.5 Análisis de los eventos históricos del pozo Amistad 12ST1

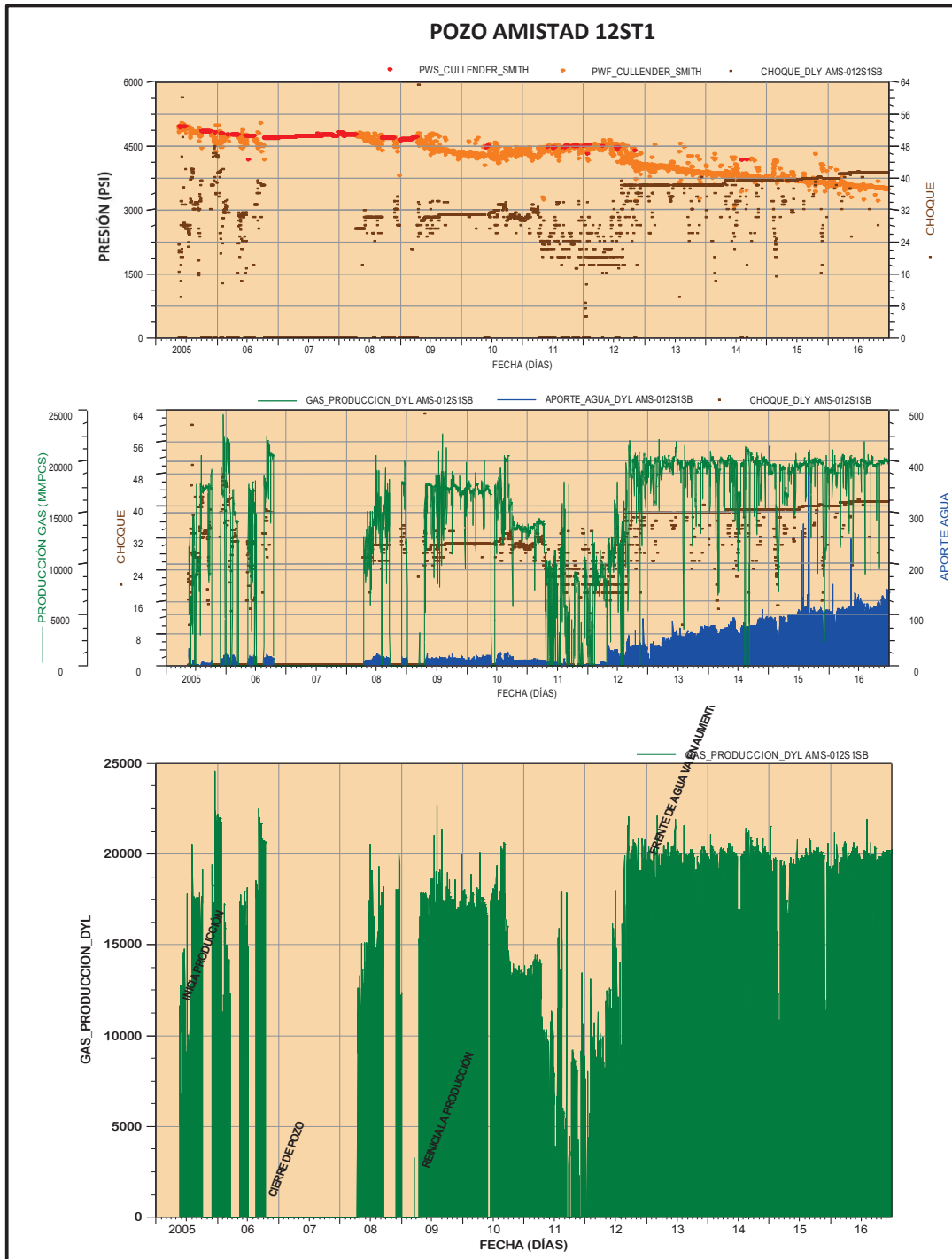


Figura 3-9: Eventos históricos relevantes del pozo A-12ST1

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

En la fig. 3-9, se representa la producción de gas en MMSCFD, la variación de la presión fluyente teórica en psi, el aporte de agua en BWD y el diámetro del choque en pulgadas (“), desde el 1 de septiembre del 2002 hasta el 31 de diciembre del 2016 y los eventos relevantes en la historia de producción del pozo.

El 30 de mayo del 2004 inician los trabajos de perforación del pozo A12st1 llegando a 11243ft en 50 días. Durante la perforación se realizó un side track por pega herramienta a los 10237 ft. Entre el 19 julio al 05 agosto del 2004, fue completado y probado, quedando con cabezal en el lecho marino (húmedo).

El pozo A12ST1 empieza su producción el 23 mayo del 2005 registrado una producción de 12 MMSCFD y una presión de fondo fluyente de 4992 psi.

Durante los años 2005 y 2008 se tiene una producción escasa porque la demanda de gas fue abastecida por otros pozos.

A partir del 17 de abril del 2009 comienza una producción continua y aparentemente constante de 19 MMSCFD aproximadamente registrando una declinación efectiva anual de tipo exponencial de 4.6 % en la presión de producción y un valor de choque que varía de 38/64” a 41/64”. Desde el 2013 se registra que un aumento en el frente de agua de 35 BWD a 149 BWD.

3.2.6 Análisis de los eventos históricos del pozo Amistad 15ST1

En la fig. 3-10 se expone los datos de producción en MMSCFD, la presión de fondo fluyente representada en psi, el aporte de agua en BWD, el diámetro del estrangulador y los eventos relevantes durante la historia de producción del pozo.

Los trabajos de perforación para el pozo A15ST1 se lo realizó en dos etapas, la primera etapa se la desarrollo desde el 30 de enero al 13 de marzo del 2014 donde se perforó por 42 días y se dejó abandonado temporalmente con un tapón removible y la segunda etapa desde el 31 de julio al 06 de octubre del 2014 por 25 días, durante los trabajos de perforación se tuvo un side track a 7050 ft, por pega de tubería y porque que la boca del pescado estaba a 7349 ft. Fue completado con un sensor de fondo en 23 días, desde el 06 octubre al 29 de octubre del 2014.

El pozo A15ST1 ingreso a producción el 10 de enero del 2015 compartiendo la línea de producción con el pozo A11ST1 hasta el 27 de noviembre del 2015 que se cerró el pozo porque existía reinyección de gas hacia el pozo A11ST1. Para este período se registró una declinación efectiva anual de tipo exponencial en la presión de fondo fluyente de 14.8% y la producción registrada tuvo un promedio de 8.0 MMSCFD.

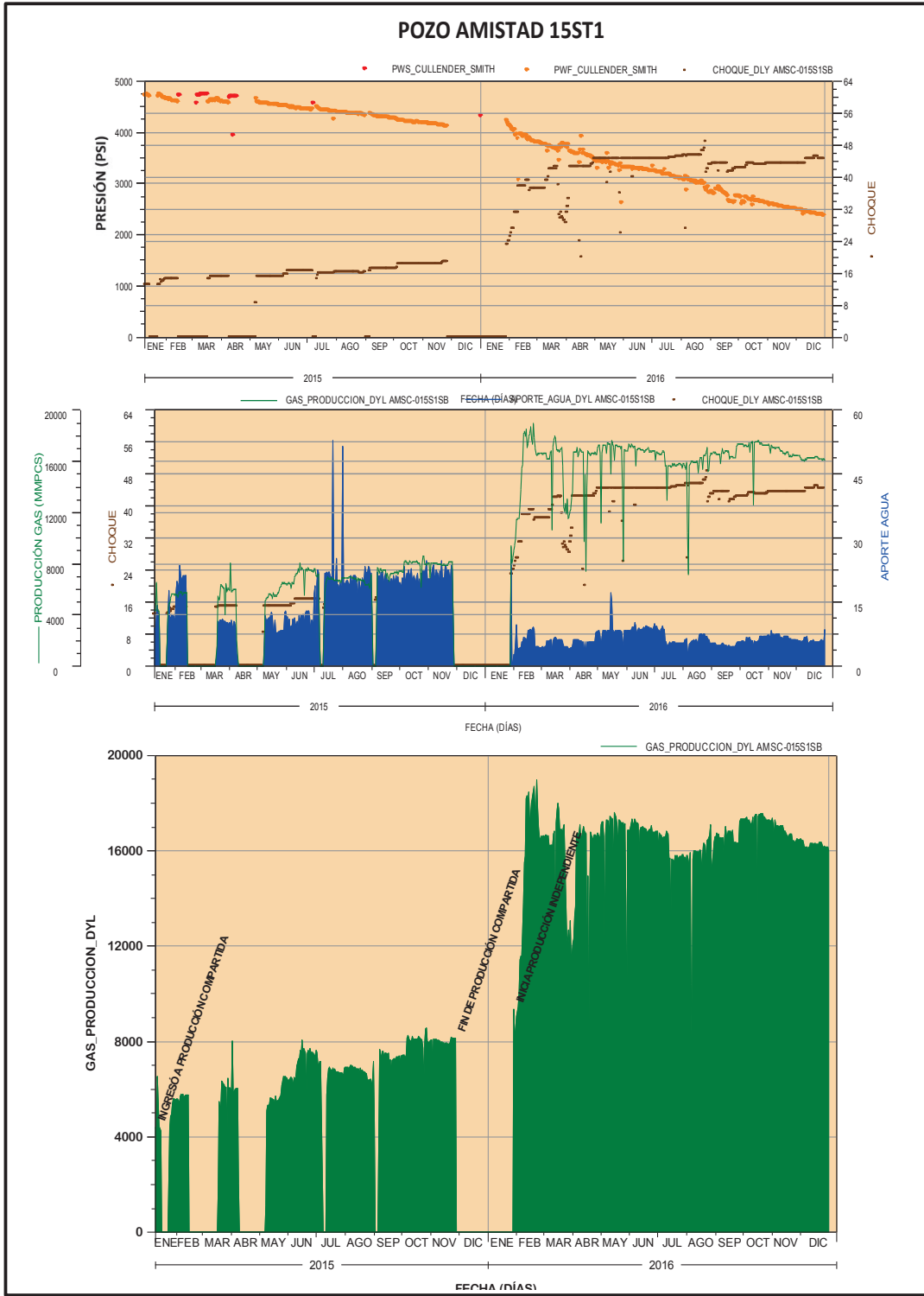


Figura 3-10: Eventos históricos relevantes del pozo A-15ST1

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

Se reanuda la producción por una línea independiente el 29 de enero del 2016 con un caudal máximo registrado el 9 de febrero de 15 MMSCFD y una presión de fondo fluyente de 3952 psi.

Desde el inicio de la producción independiente hasta el 31 de diciembre del 2016 existe una declinación anual efectiva en la presión del 44% y un aporte de agua promedio de 7 BWD.

3.2.7 Análisis de los eventos históricos del pozo Amistad 16ST1

Los eventos históricos más relevantes, así como los porcentajes de declinación de la producción de gas y la declinación de la presión de producción del pozo A16ST1 durante toda su vida de producción se detallan a continuación.

El trabajo de perforación inicio el 20 de marzo del 2013 y después de 116 días se logró llegar a la profundidad deseada de 11243 ft en perforación se realizó un trabajo de side track a 6760 ft por pega de la herramienta.

Desde el 08 de agosto fue completado y probado en 24 días dejándolo con un cabezal seco.

El pozo A16ST1 empieza a registrar producción el 28 agosto del 2013 con un caudal de 12 MMSCFD y una presión de fondo fluyente de 4101 psi.

Entre agosto y noviembre del 2013 se registra una declinación hiperbólica en la producción de gas del 17% anual, por lo que en diciembre del mismo año cambia diámetro del estrangulador de 24/64" a 28/64" y se observa que la producción aumenta a 14 MMSCFD, pero sigue presentando la misma tendencia de declinación ver fig. 3-12. Esta declinación se mantiene hasta febrero del 2015 donde se cierra el pozo por la baja demanda. Se lo apertura nuevamente por 30 días entre el 9 de marzo y el 8 de abril del mismo año para abastecer la demanda del mercado.

El 01 de mayo del 2015 se pone nuevamente en producción al pozo con un diámetro de estrangulador de 29/64", registrando una presión de fondo fluyente de 2496 psi, a una tasa de producción de gas de 11.3 MMSCFD, y 4.3 BWD de aporte de agua. El 22 de agosto se reduce el diámetro del estrangulador a 28/64" con el que se mantiene hasta el 31 de diciembre del 2016, registrando una declinación anual efectiva de 33.3% en la presión de fondo fluyente, una declinación anual de 26% en la producción de gas, con un aporte de agua promedio de 12 BWD.

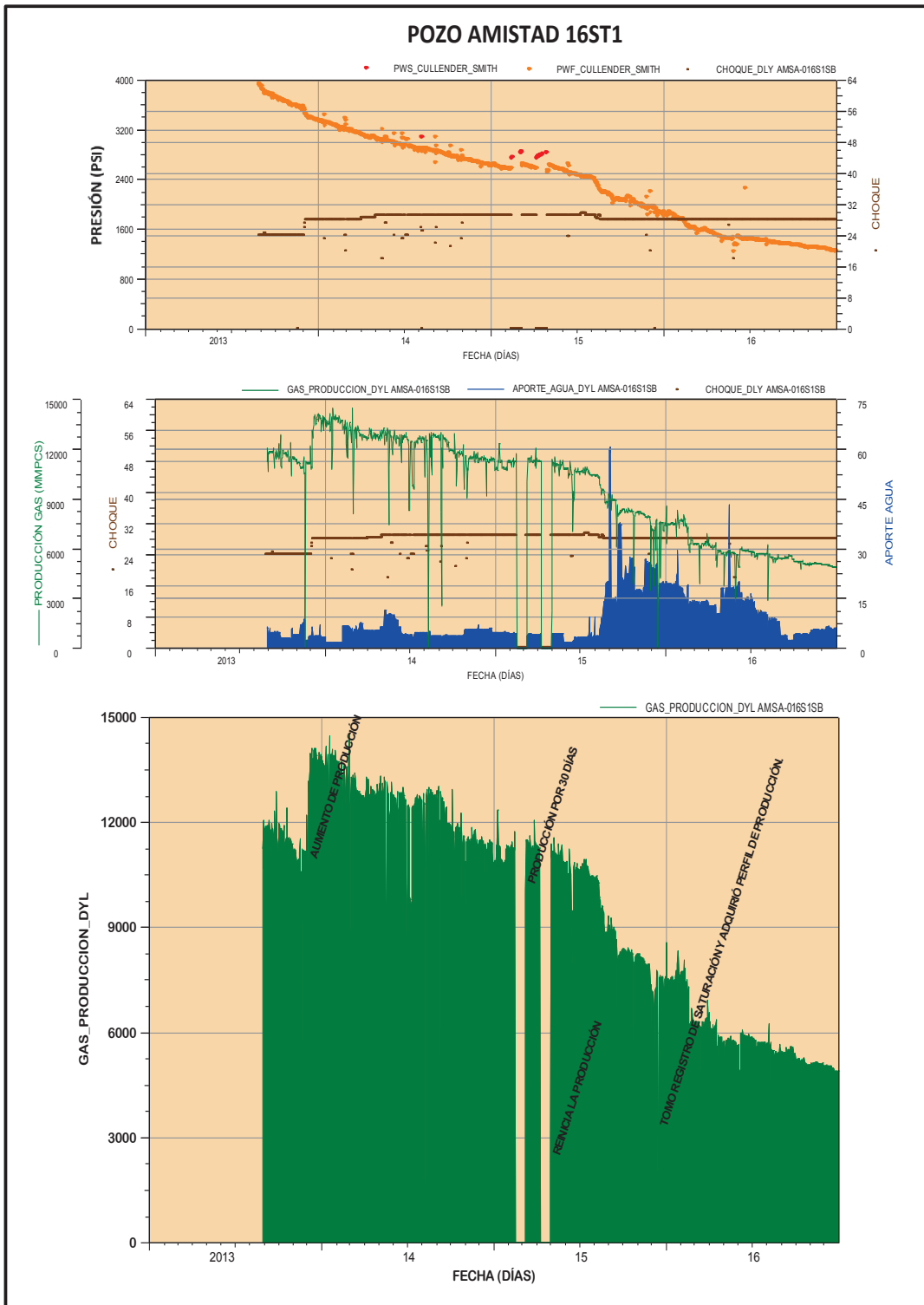


Figura 3-11: Eventos históricos relevantes del pozo A-16ST1

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

3.3 Perfiles de producción de los pozos del campo Amistad

Los pronósticos de producción que se exponen a continuación se encuentran determinados en base a las presiones de fondo calculadas por la metodología de Cullender y Smith.

Para este pronóstico se hace uso del software Oil Field Manager que tiene el módulo para el análisis de curvas de declinación de producción para la predicción de pozos o grupo de pozos. Este módulo se encuentra basado en cuatro métodos de estudio que son: Método Empírico, Solución Analítica, Curvas Tipo Fetckovich y Método de Locke y Sawyer.

El Método Empírico utiliza un análisis estadístico de los datos de producción para analizar el tipo de curva de declinación de producción, para su respectiva predicción y cálculo de reserva, cabe mencionar que el software automáticamente selecciona la mejor curva de declinación que se ajusta a los datos históricos de la producción de cada pozo.

Para el caso del pozo Amistad 7ST2 y el pozo Amistad 11ST1 que se encuentran cerrados no se realiza el perfil de producción.

En las figuras 3-12, 3-13, 3-14, 3-15 y 3-16 se indican los perfiles de producción del pozo que actualmente se encuentran en producción en el campo Amistad, el histórico de la producción de gas expresado en MSCFD se encuentra graficado en una escala semi logarítmica vs el tiempo expresado en meses. La gráfica del histórico de presión de producción esta expresada en psi y también esta graficado en una escala semi logarítmica vs el tiempo expresado en meses; se grafica también el histórico de la apertura del estrangulador o choque que toma un valor de 64 pulgadas como valor máximo vs el tiempo expresado en meses.

3.3.1 Perfil de producción del pozo Amistad 6ST3

Para el análisis del pozo Amistad 6ST3 el sistema selecciona una curva declinación de la producción de tipo armónica, la proyección se realiza hasta el 30 de abril del 2020 terminando con una presión aproximada de 400 psi.

Del cómputo automático realizado mediante el software para este pozo se obtiene que la producción acumulada es de 35986.2 pies cúbicos, la recuperación última

esperada es 39386.9 pies cúbicos y las reservas remanentes de 4000.74 pies cúbicos ver fig. 3-12.

3.3.2 Perfil de producción del pozo Amistad 8ST1

Mediante la utilización del software en la fig. 3-13 se observa una curva de declinación de la producción tipo hiperbólica obteniendo como resultados una producción acumulada es de 20758 pies cúbicos, una recuperación última esperada es 20932.5 pies cúbicos y las reservas remanentes de 174.425 pies cúbicos, la proyección se realiza hasta el 31 de marzo del 2020 alcanzando una presión de producción aproximada de 400 psi.

3.3.3 Perfil de producción del pozo Amistad 12ST1

En la proyección de la producción del pozo Amistad 12ST1 se observa una curva de declinación de la producción tipo exponencial con una proyección de 10 años la misma que llega hasta el 30 de junio del 2027. Los resultados obtenidos con estas características son: una producción acumulada es de 55985.7 pies cúbicos, una recuperación última esperada es 123118 pies cúbicos y las reservas remanentes de 67132.2 pies cúbicos ver fig. 3-14.

3.3.4 Perfil de producción del pozo Amistad 15ST1

En la proyección de la producción del pozo Amistad 15ST1 se considera una curva de declinación de tipo exponencial, la fecha de proyección se realiza hasta el 30 de abril del 2020. Los resultados obtenidos son: una producción acumulada es de 9766.15 pies cúbicos, una recuperación última esperada es 18760.8 pies cúbicos y las reservas remanentes de 8994.64 pies cúbicos, ver fig. 3- 15.

3.3.5 Perfil de producción del pozo Amistad 16ST1

En la proyección de la producción del pozo Amistad 16ST1 se considera una curva de declinación de tipo armónica, la fecha de proyección se la realiza hasta el 31 de agosto del 2020. Los resultados obtenidos son: una producción acumulada es de 11984.3 pies cúbicos, una recuperación última esperada es 15531.6 pies cúbicos y las reservas remanentes de 3547.26 pies cúbicos, ver fig. 3- 16.

3.3.6 Gráficas de los perfiles de producción de los pozos del campo Amistad

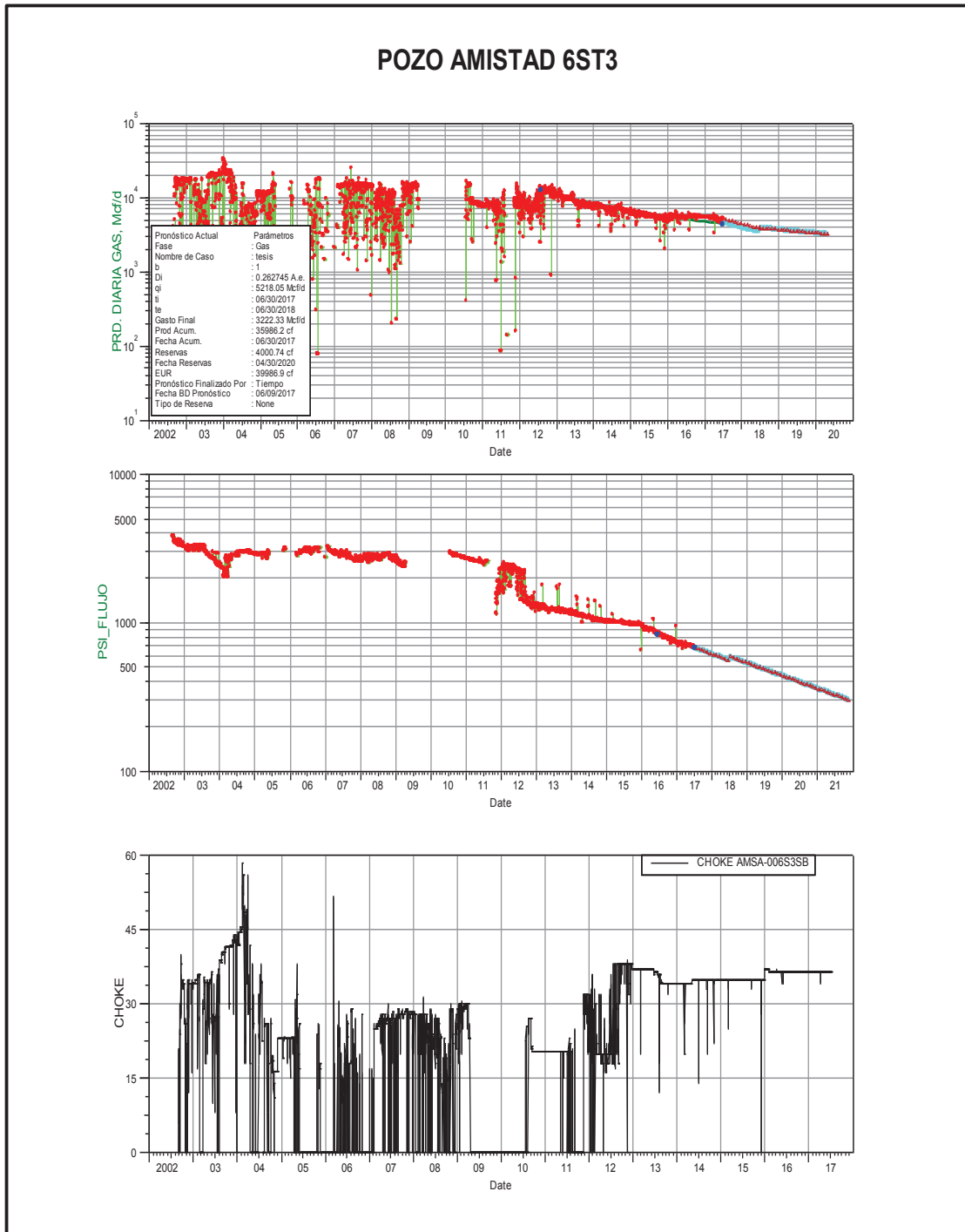


Figura 3-12: Perfil de producción del pozo A-6ST3

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

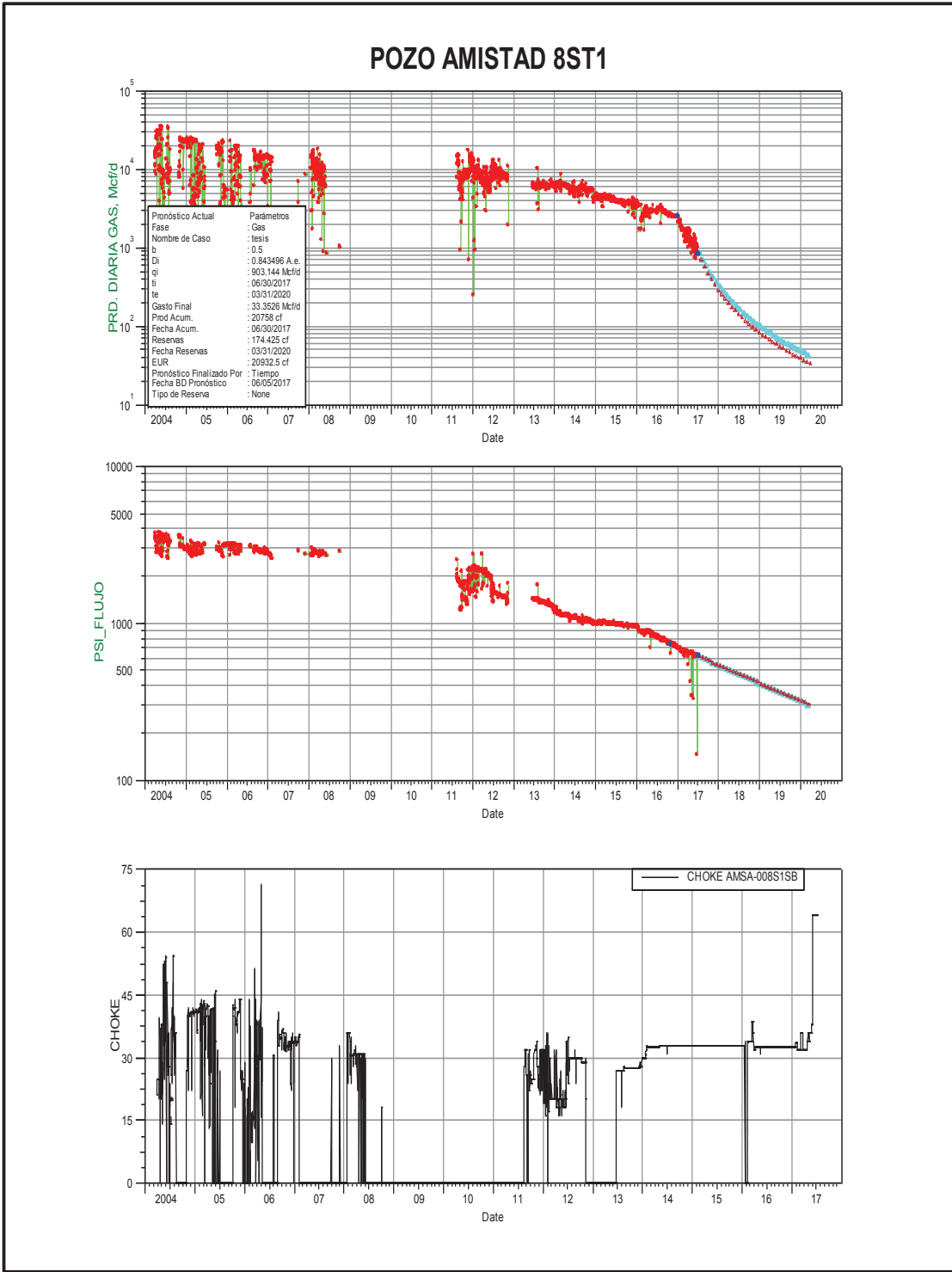


Figura 3-13: Perfil de producción del pozo A-8ST1

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

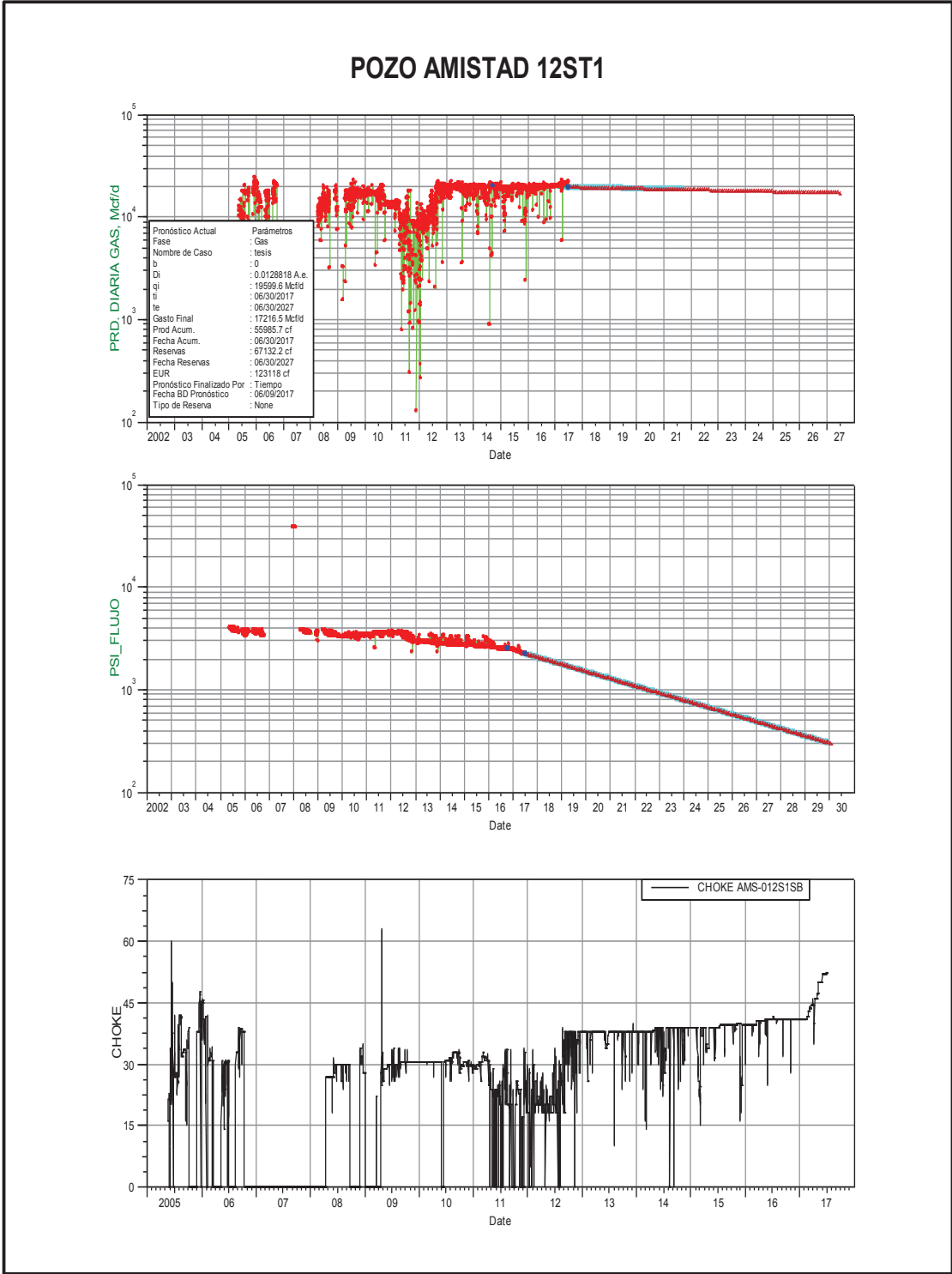


Figura 3-14: Perfil de producción del pozo A-12ST1

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

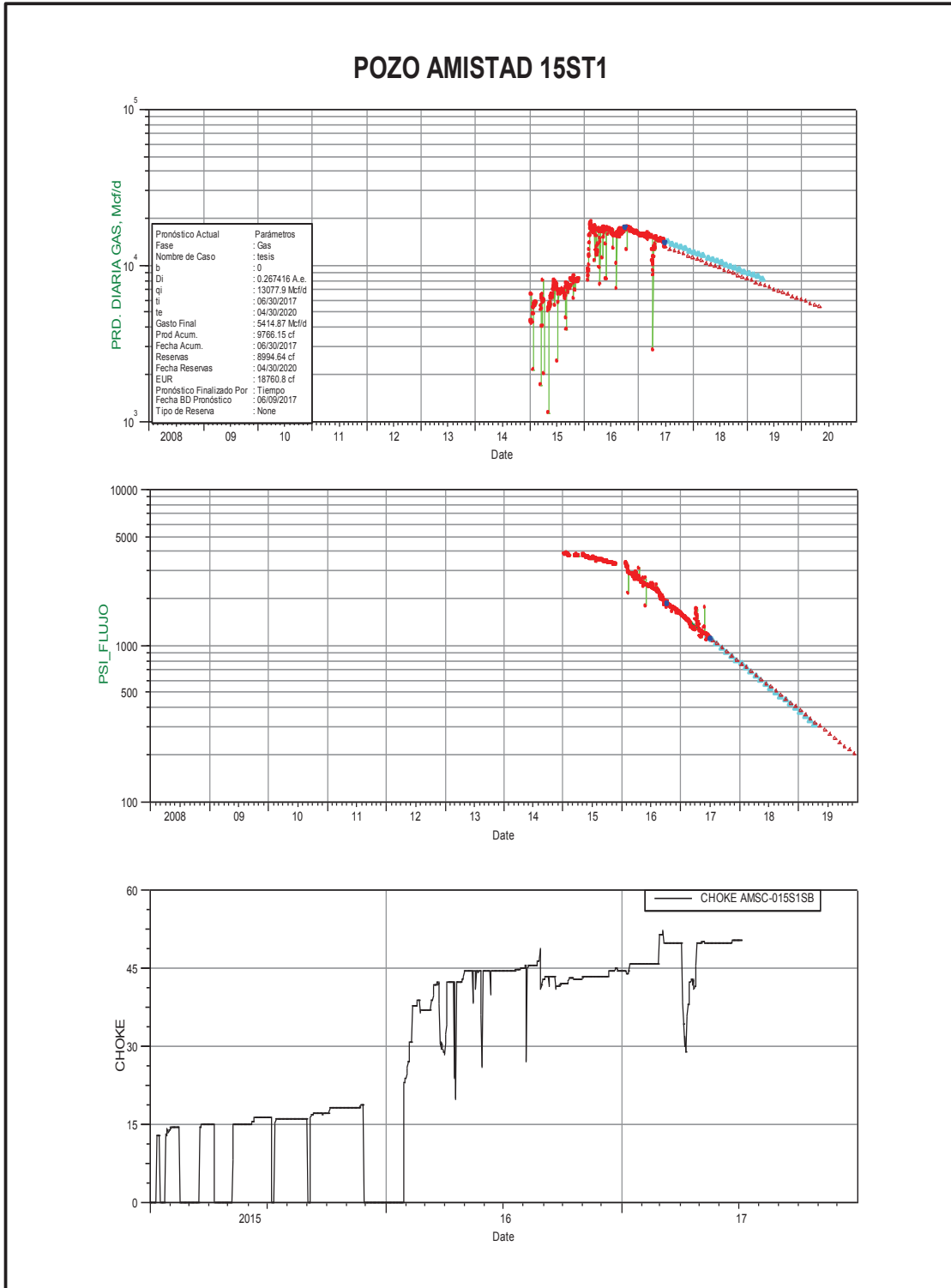


Figura 3-15: Perfil de producción del pozo A-15ST1

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

POZO AMISTAD 16ST1

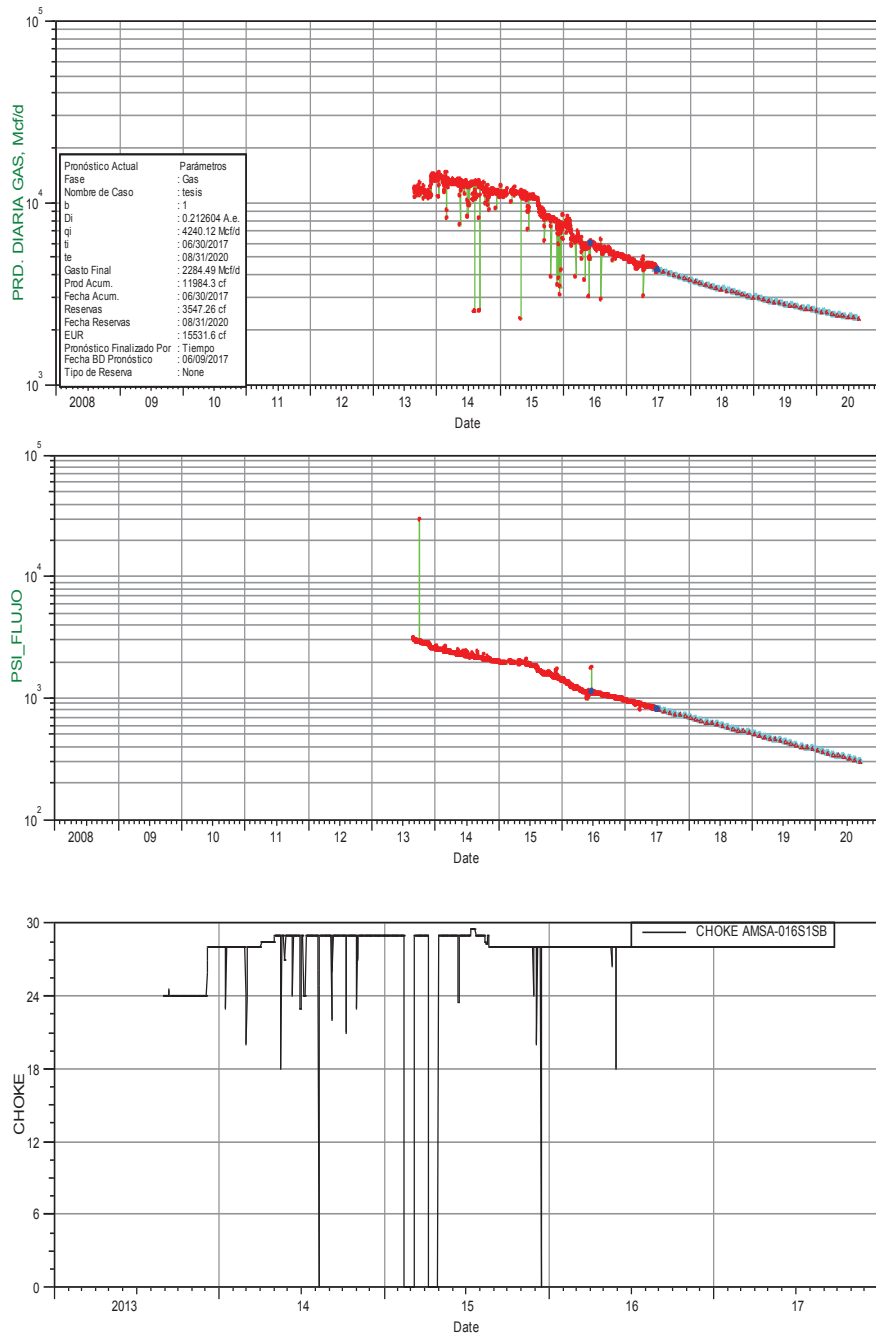


Figura 3-16: Perfil de producción del pozo A-16ST1.

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

3.4 Análisis de las curvas de diagnóstico de Chan para los pozos del campo Amistad

Para determinar el comportamiento del agua que existe dentro del yacimiento se realiza el análisis de las curvas de diagnóstico de Chan con la ayuda del software OFM.

Son varias las ventajas que generan esta técnica como por ejemplo se utiliza principalmente datos de historial de producción disponible, se utiliza para detectar rápidamente en una gran cantidad de pozos y ayuda para el mejor manejo de ingeniería en yacimientos. A continuación, se exponen las diferentes gráficas con sus respectivos análisis para los pozos del campo Amistad.

3.4.1 Curvas de diagnóstico de Chan para el pozo Amistad 6ST3

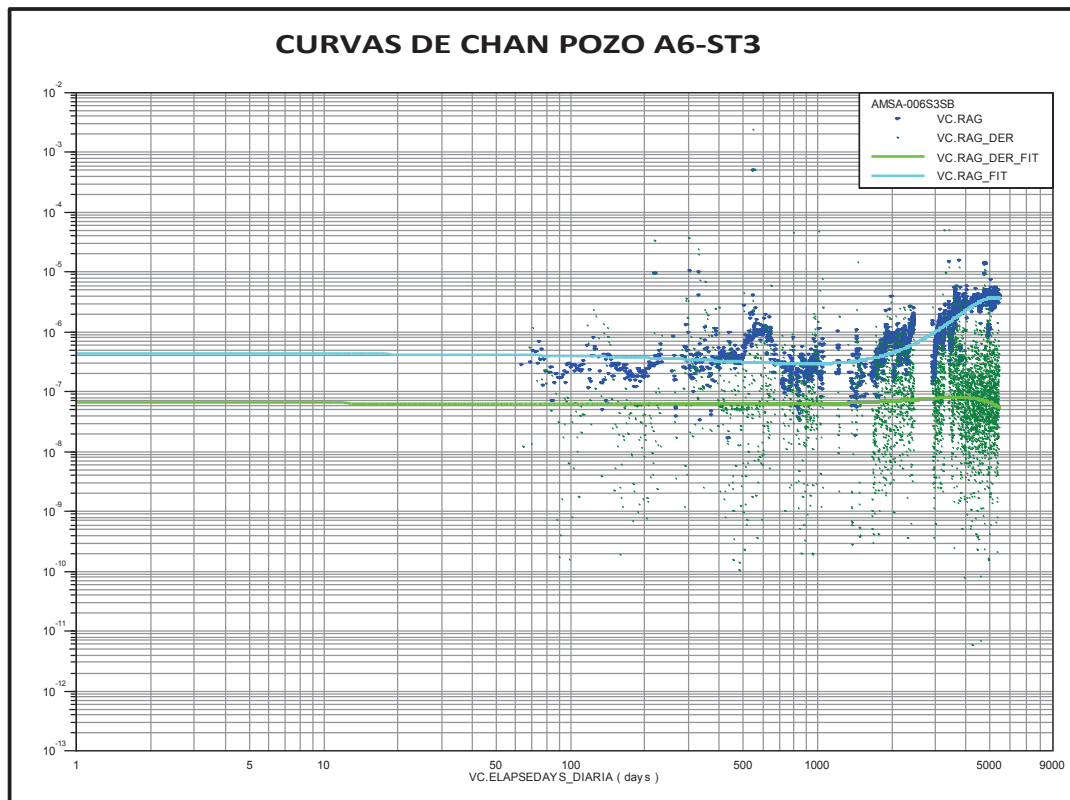


Figura 3-17: Curvas de Chan A-6ST3
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

De los análisis realizados anteriormente se puede observar que en la actualidad se tiene una producción de agua de aproximadamente 30 BWD la misma que se encuentra en aumento.

En la fig. 3-17 se observa que las curvas de diagnóstico a los 4500 días aproximadamente empiezan a tener pendientes contrarias por lo que en base a los modelos de diagnóstico de Chan está comenzando a formarse conificación de agua en el pozo.

3.4.2 Curvas de diagnóstico de Chan para el pozo Amistad 7ST2

De los análisis realizados anteriormente se tiene que el pozo se cerró con una producción de agua de 430 BWD lo cual dio lugar al colgamiento de líquido en la tubería.

En la fig. 3-18 se observa claramente que hasta los 2500 días de producción existió un caso de canalización y después se observa que la curva de RAG aumenta y la curva de RAG' decrece por lo que revisando en la base de las curvas de diagnóstico de Chan se trata un caso de conificación de agua en el pozo.

Este resultado concuerda con el colgamiento del líquido el mismo que fue el causante de que el pozo se cierre.

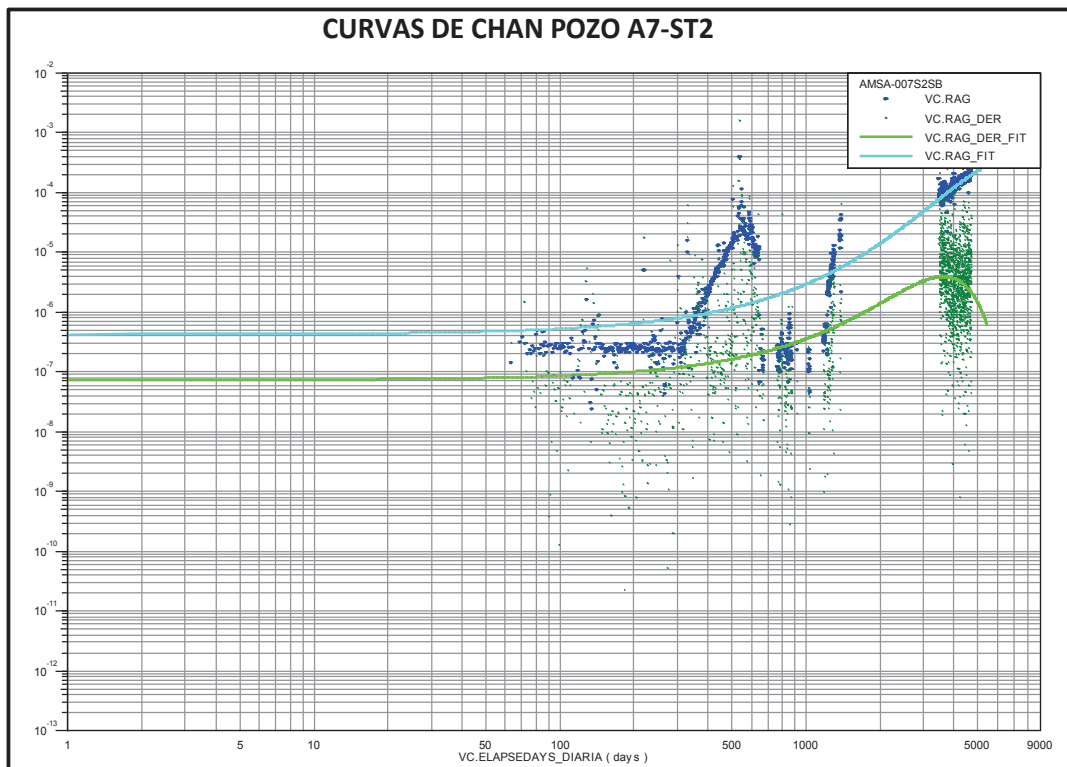


Figura 3-18: Curvas de Chan A-7ST2

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

3.4.3 Curvas de diagnóstico de Chan del pozo Amistad 8 ST1

En la fig. 3-19 se observa que existen dos períodos claramente identificados el primero hasta los 300 días de producción donde las curvas de RAG y RAG' incrementan con una pendiente positiva por lo que de acuerdo con las curvas de diagnóstico de Chan se trata de un caso de comunicación.

En el segundo período se observa que la pendiente de la curva de RAG' incrementa rápidamente y que según las curvas de diagnóstico de trata de un caso de canalización.

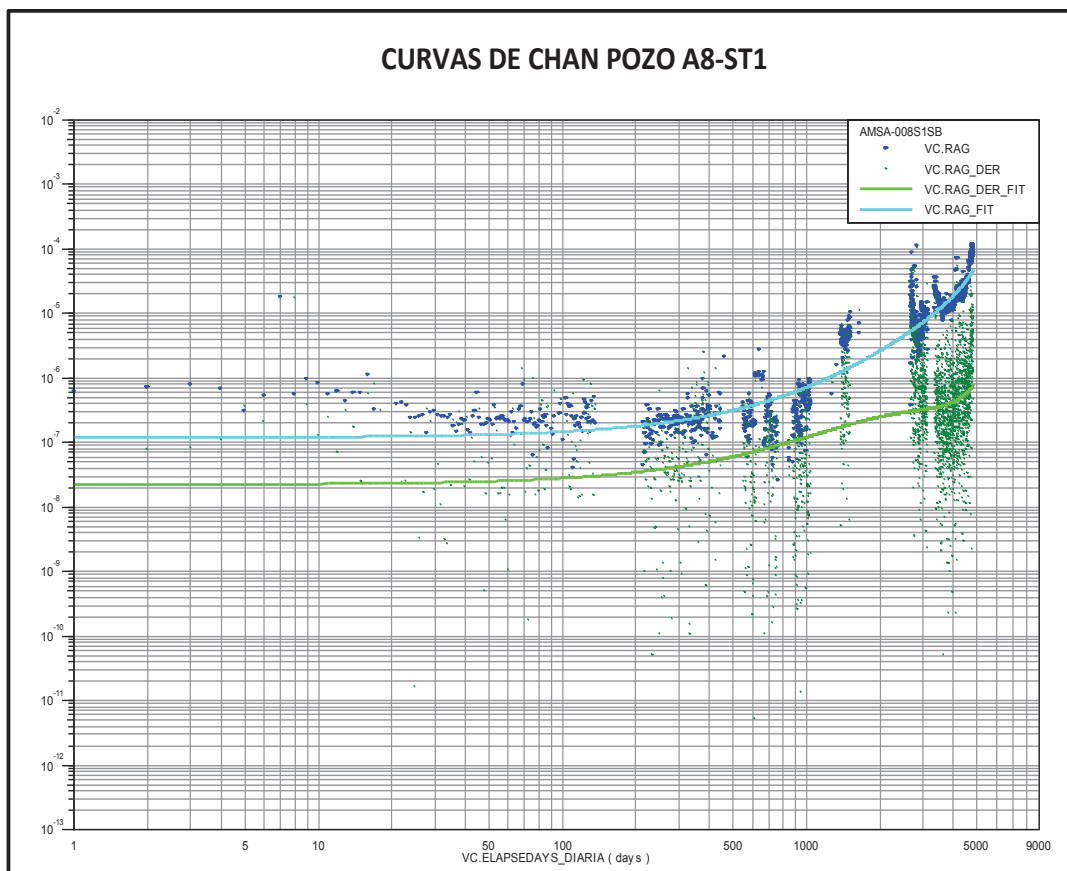


Figura 3-19: Curvas de Chan A-8ST1

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

3.4.4 Curvas de diagnóstico de Chan del pozo Amistad 11 ST1

En la fig. 3-20 se representa la relación agua gas (RAG) y la derivada de la relación

agua gas (RAG') en función del acumulado del tiempo de producción. Se puede observar que la curva de la relación agua gas (RAG) y la curva de la derivada de la relación agua gas (RAG') aumentan en función el tiempo por tal motivo de acuerdo con las curvas de diagnóstico de Chan el pozo se encuentra frente a un caso de canalización de agua.

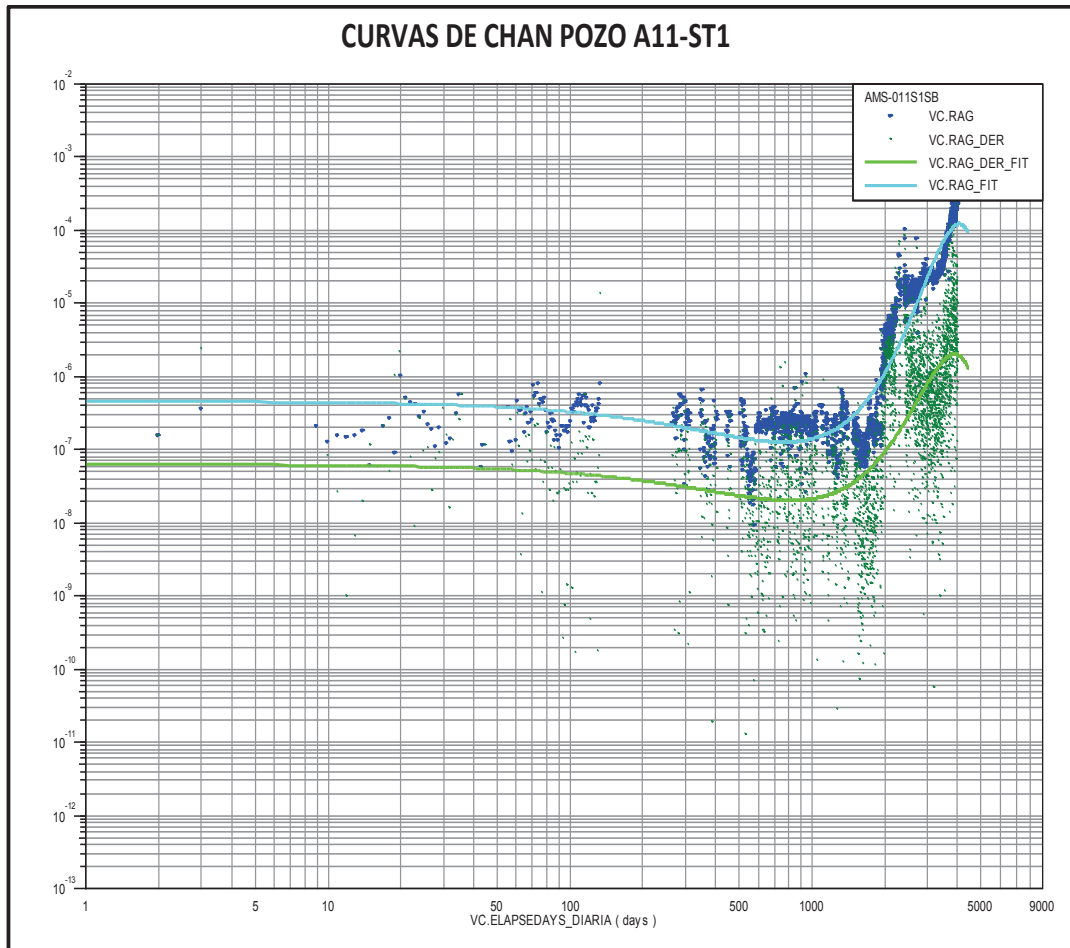


Figura 3-20: Curvas de Chan A-11ST1

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

3.4.5 Curvas de diagnóstico de Chan para el pozo Amistad 12 ST1

En la fig. 3-21 se observa que las curvas de la RAG y RAG' incrementan con una pendiente positiva por lo que de acuerdo con las curvas de diagnóstico de Chan se trata de un caso de comunicación.

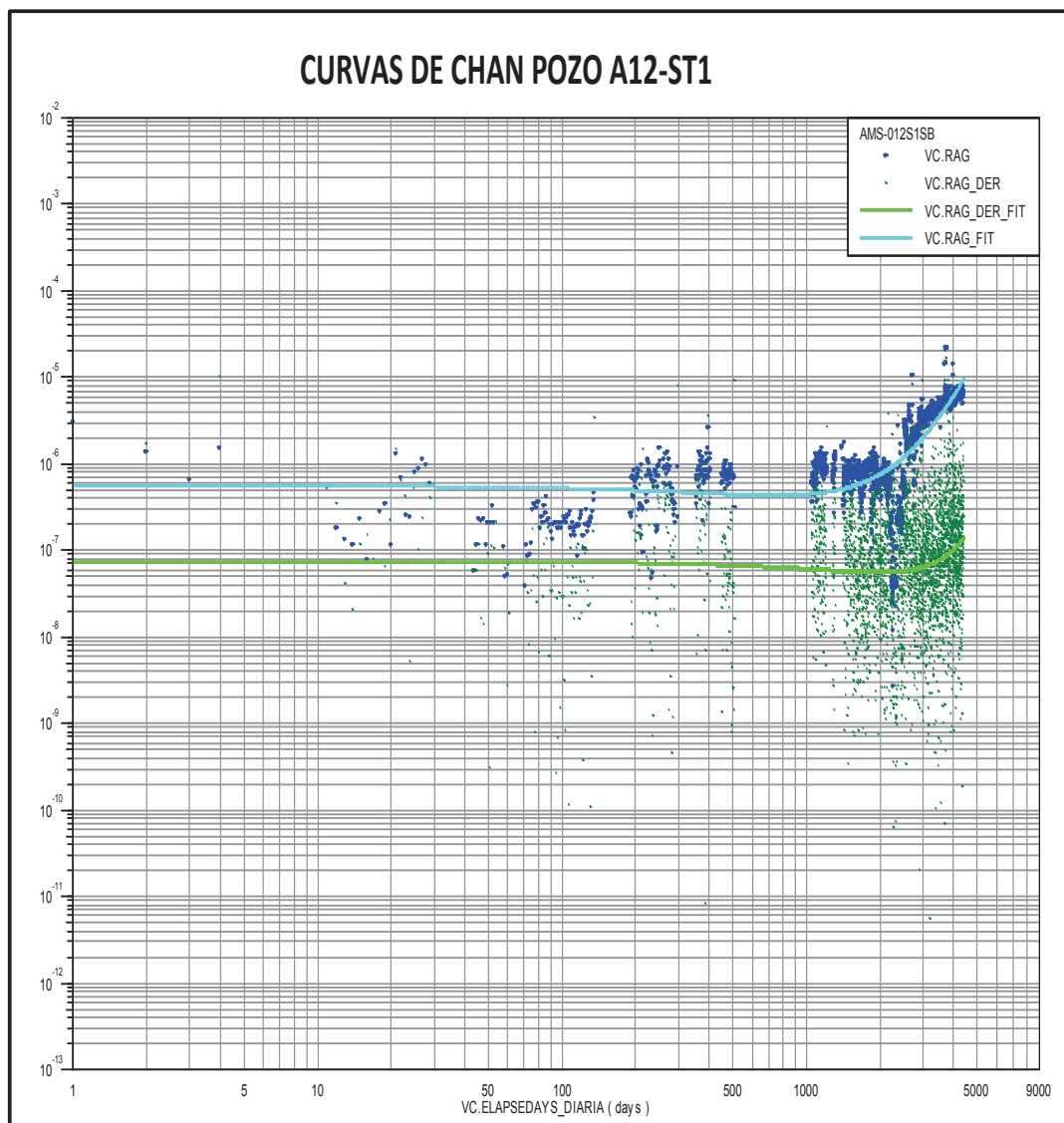


Figura 3-21: Curvas de Chan A-12ST1

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

3.4.6 Curvas de diagnóstico de Chan Pozo Amistad 15ST1

En la fig. 3-22 se observa que en las curvas RAG y RAG' existen dos períodos claramente identificados, el primero hasta los 800 días donde según las curvas de diagnóstico de Chan existe un caso de conificación, luego de este período la pendiente de RAG' cambia radicalmente evidenciando un caso de canalización tardía.

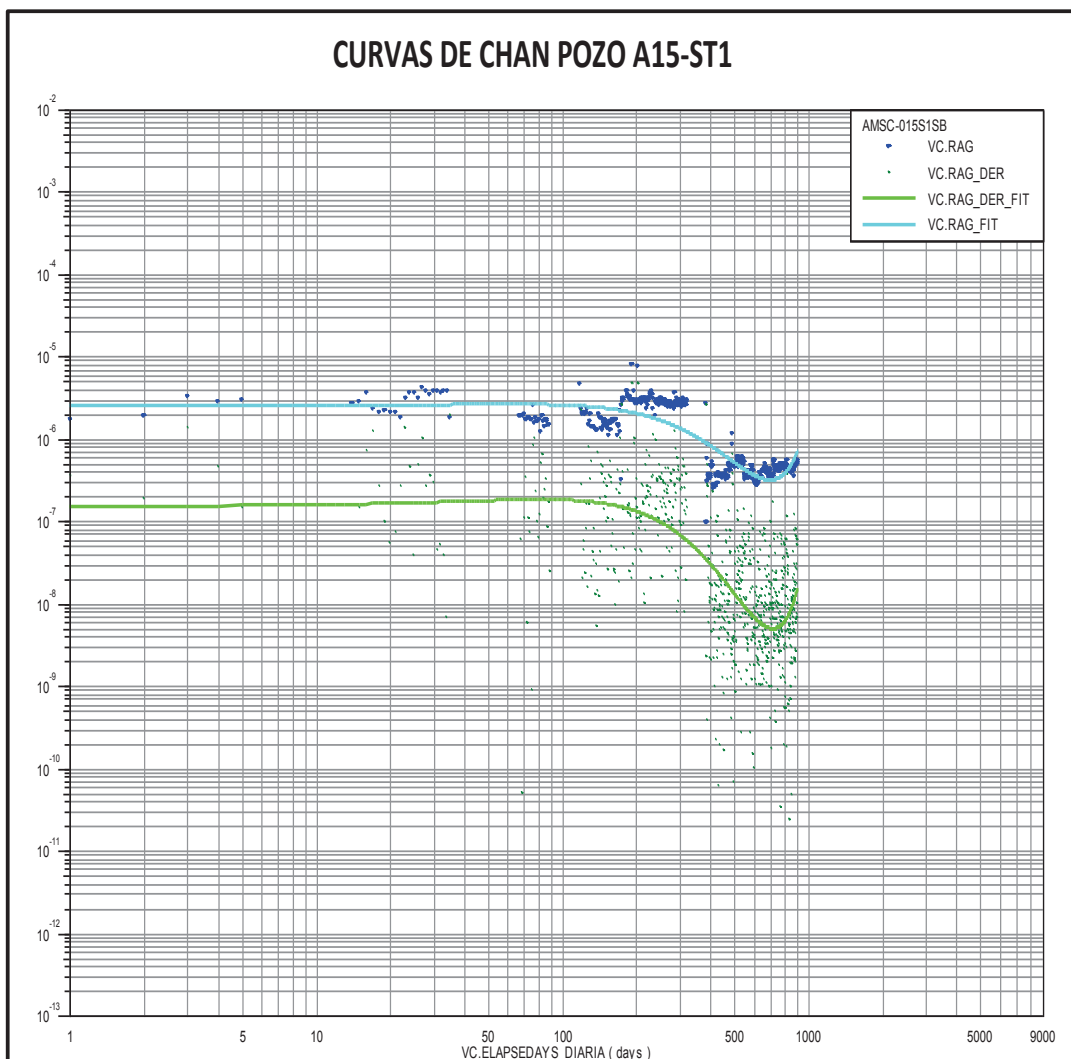


Figura 3-22: Curvas de Chan A-15ST1

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

3.4.7 Curvas de diagnóstico de Chan pozo Amistad 16ST1

En la fig. 3-23 realizadas mediante el software OFM se graficó la curva de Chan del pozo Amistad 16 ST1 para su diagnóstico.

En la gráfica se observa claramente que existe dos períodos, el primer período de canalización hasta los 1000 días de producción y después se observa que la pendiente de la RAG' decrece repentinamente y que según las curvas de diagnóstico de Chan hace referencia a una conificación de agua en el pozo.

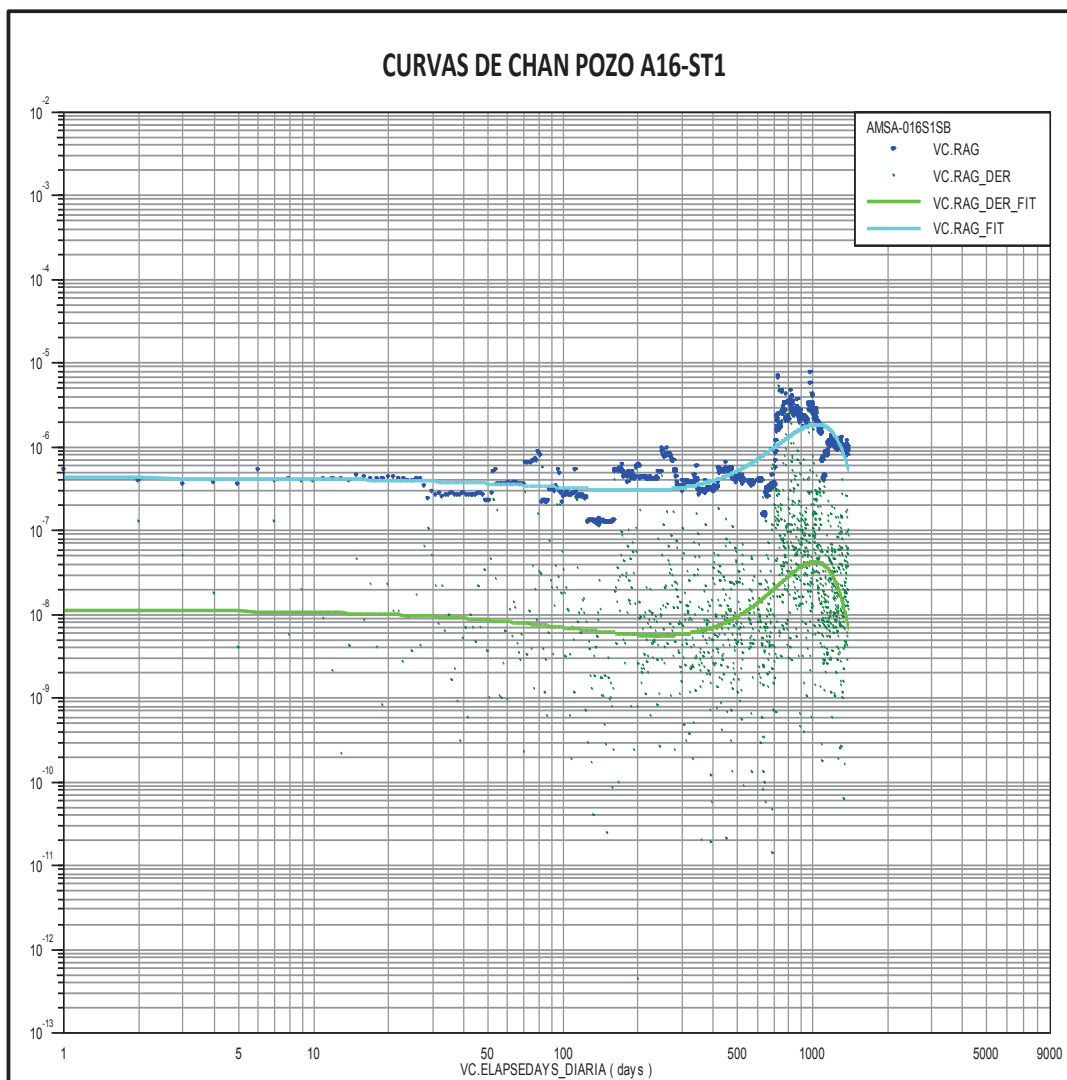


Figura 3-23: Curvas de Chan A-16ST1

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

3.5 Resultados

En las siguientes tablas (tabla 3-1, tabla 3-2, tabla 3-3, tabla 3-4, tabla 3-5 y tabla 3-6) se presenta expone los resultados anuales de la producción de gas en MMSCFD, la declinación de la presión en %, la presión mínima, máxima y promedio en psi, el diámetro mínimo, máximo y promedio del choque medido en pulgadas de los diferentes pozos productores del campo Amistad, concluyendo que:

- El pozo amistad 6 ST3 durante su vida de producción tiene una declinación de la presión mínima de 5.0 % en el año 2004 y una declinación máxima de 16.6% durante el año 2002 y 2003 esta declinación máxima durante los primeros años de producción está relacionada con la declinación natural normal que sufre el yacimiento. La declinación anual promedia durante su vida de producción es de 12.73%.
- El problema de presencia de finos que presentó el pozo 6 ST3 a mediados del 2009 se lo resolvió hasta finales de octubre del 2011 realizando repunzados en la arena productora y completando con malla y grava, a pesar de estos trabajos de reacondicionamiento el aporte de agua fue en aumento, esto se puede apreciar también con las curvas de diagnóstico de Chan fig. 3-17 lo que afirma la conificación del pozo a partir del 2011 aproximadamente.
- La producción del pozo Amistad 7 ST2 fue muy intermitente hasta el 2006 donde se cerró porque la producción estaba acompañada por la presencia de finos y un aumento en el aporte de agua.
- EL pozo A 7 ST2 se lo apertura nuevamente a inicio del 2012 después de realizar varios trabajos de reacondicionamientos, repunzar la zona productiva y completar con malla y grava. Al parecer los trabajos realizados no cumplieron con su objetivo ya que hasta el 2015 el aporte de agua fue en aumento y la producción de gas disminuyó considerablemente ver tabla 3.2, registrando una declinación del de 31.4% para el 2015 y una producción de agua de aproximadamente 450 barriles diarios. Por lo que se decidió cerrar el pozo.
- Las curvas de diagnóstico de Chan corroboran los problemas acontecidos en el pozo A 7 ST2, porque en la fig. 3-18 se observa un caso de canalización en el año 2006 y para el año 2012 existe ya un problema de conificación.
- La producción del pozo Amistad 8ST1 se vio afectada en el año 2008 por la presencia de agua en la tubería (colgamiento del líquido), este problema se solucionó exitosamente para el 2011 repunzando nuevas zonas, se realizó control de finos y se completó con malla y grava.

- La declinación mínima que se tuvo en el pozo Amistad 11 ST1 fue de 7.1% en el año 2007-2008 y la máxima de 31.3% en el 2015, esta máxima declinación se produjo debido a que la producción viajaba en línea compartida con la producción del pozo Amistad 15 ST1 ocasionando una reinyección de gas, teniendo mayor aporte de agua y por consiguiente colgamiento del líquido por lo que se cerró el pozo.
- La declinación anual de presiones del pozo Amistad 12 ST1 ha sido aproximadamente constante y muy baja referente a los demás pozos del campo, teniendo una declinación del 4.6%, una producción casi constante como se puede observar en la fig. 3-11, por lo que se especula que el mecanismo de producción es de tipo Volumétrico.
- Después de cerrar la línea compartida del pozo Amistad 15St1 la declinación anual del mismo fue del 44%.
- De la fig. 3-3 se puede concluir que las tendencias que existen entre los pozos A6ST3 y le A7ST2 son muy similares lo cual indica que los dos pozos se encuentran dentro de un mismo bloque.

Tabla 3-1: Tabla de resultados A-6 ST3

AMISTAD 6 ST3	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
N° Datos, días.	107	321	267	147	39	292	272	106	147	247	355	365	365	363	366
PROD GAS ACUM, MMSCFD.	1469	4435	3254	1361	763.1	3461	2307	1371	1380	1922	3302	3338	2585	2065	2000
PROD OIL ACUM., Bls.	38	202	203	138	69	288	90	134	96	91	126	338	329	368	341
PROD WATER ACUM, Bls.	320	1605	2519	367	165	173	1320	1550	648	2314	7471	9021	8194	7007	6543
DECL. PWF, %.	16.6	16.6	5.0	-	-	9.7	9.7	-	15.3	15.3	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9
Presión Máx., psi.	4681	4232	4117	3942	4000	4050	3732	3540	3836	3384	3179	2292	1896	1437	1343
Presión Prom., psi.	4339	3862	3546	3650	3806	3624	3463	3258	3531	3074	2447	1694	1457	1301	1121
Presión Mín., psi.	4076	2997	2838	3366	3471	3209	3197	3001	3384	1587	1731	1532	1897	885	993
Choque máx., in.	40	44	58.5	38	51	30	31.5	30.5	27	32	39	37	35	37	37
Choque Prom., in.	31	35	31	23	21	27	23	28	22	22	28	36	34	35	37
Choque mín., in.	12	16	11	13	10	15	12	18	20.5	15	16	12	14	25	34

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

Tabla 3-2: Tabla de resultados A-7 ST2

AMISTAD 7 ST2	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
N° Datos, días.	109	349	237	87	56	0	1	0	0	0	331	365	365	181	0
PROD GAS ACUM, MMSCFD.	1602	4042	2069	888	556	0.0	2.4	0.0	0.0	0.0	1722	1327	983	440	0.0
PROD OIL ACUM., Bls.	163	420	270	13	32	0.0	13	0.0	0.0	0.0	355	533	600	370	0.0
PROD WATER ACUM, Bls.	374.1	17938	20825	1471	4690	0.0	1468	0.0	0.0	0.0	166500	147001	153620	78950	0.0
DECL. PWF, %.	26.3	26.3	26.3	-	-	-	-	-	-	-	-	15.6	20.5	31.4	-
Presión Máx., psi.	4772	4533	3962	4011	3946	0.0	1633	0.0	0.0	0.0	2503	1699	1456	1313	0.0
Presión Prom., psi.	4469	3891	3507	3812	3653	0.0	1633	0.0	0.0	0.0	1690	1540	1303	1248	0.0
Presión Mín., psi.	4153	3016	2756	3570	3518	0.0	1633	0.0	0.0	0.0	1490	1360	1181	1194	0.0
Choque máx., in.	40	40	38	34	57	0.0	50	0.0	0.0	0.0	34	33	29.5	29.5	0.0
Choque Prom., in.	31	31	25	23	22	0.0	50	0.0	0.0	0.0	30	30	29	29.5	0.0
Choque mín., in.	12	16	10	12	31	0.0	50	0.0	0.0	0.0	20	29	19	29.5	0.0

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

Tabla 3-3: Tabla de resultados A-8 ST1

AMISTAD 8 ST1	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
N° Datos, días.	190	221	224	41	124	0	0	133	312	191	365	365	347
PROD GAS ACUM, MMSCFD.	3199.6	3362.8	2616.9	526.2	1204.2	0.0	0.0	1242.8	2604.8	1195.3	2092.7	1454.6	985.9
PROD OIL ACUM., Bls.	965.0	849.4	483.5	72.7	339.6	0.0	0.0	84.6	444.0	270.4	537.5	425.3	372.2
PROD WATER ACUM, Bls.	1085.7	775.4	729.7	241.2	5112.0	0.0	0.0	11359.7	17310.1	21540.9	25633.1	24180.1	25075.4
DECL. PWF, %	23.02	23.02	23.02	-	-	-	-	37.7	37.7	-	17.7	17.7	17.7
Presión Máx., psi.	5113.4	4387.7	4308.6	3770.3	3904	0.0	0.0	3348.9	3677.3	2444.4	1684.5	1367.3	1256.2
Presión Prom., psi.	4424.1	3422.6	3916.3	3660.6	3670.5	0.0	0.0	2332.2	2435.8	1823.8	1477.5	1303.4	1062.2
Presión Min., psi.	3416.3	4023.1	3570.3	3375.5	3426	0.0	0.0	1603.5	1819.6	1655.9	1300.5	1219.1	836.2
Choque máx., in.	54.5	46	51.4	35.5	36	0.0	0.0	34	36	30	33	33	38.5
Choque Prom., in.	35.6	37.5	30	34.25	31.2	0.0	0.0	28.9	26.2	28.5	32.6	33	32.8
Choque mín., in.	14	13	10	30	22	0.0	0.0	22	16	28	30	33	32

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.
Elaborado por: Parra, 2019

Tabla 3-4: Tabla de resultados A-11 ST1

AMISTAD 11ST1	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
N° Datos, días	125	201	360	222	287	322	229	348	365	359	365	156
PROD GAS ACUM, MMSCFD	1611.6	3240.7	6526.2	2761.6	4869.0	4874.3	2639.9	3325.4	3755.6	3519.4	2166.4	916.3
PROD OIL ACUM., Bls.	118.5	393.2	522.6	174.7	347.6	386.4	278.0	288.4	422.5	442.0	280.7	471.1
PROD WATER ACUM, Bls.	445.6	543.6	1422.6	479.8	841.2	3006.3	15768.2	45203.2	76983.5	84443.6	179917.9	175857.5
DECL. PWF, %	14.2	-	7.1	7.1	10	10	10	12	12	12	31.3	-
Presión Máx., psi	4574.9	4517.1	4473.2	4087.8	4046.6	3689.8	3445.9	3387.6	3384.6	2922.4	24112.3	1524.8
Presión Prom., psi	4355.8	4225.1	4009.4	3851.4	3744.5	3491.5	3232.6	3235.5	2941.9	2587.1	2055.1	1326.1
Presión Min., psi	4151	3991.3	3627.1	3519.1	3387.4	3152.3	3035.5	2936.9	2775.9	2182.9	1529.9	991.6
Choque máx., in.	60	45	43	43	43	42	32	42	36	34.5	34.5	34
Choque Prom., in.	35	40.5	40.4	41.6	42.1	42	27.3	42	31.8	33.8	34.1	34
Choque mín., in.	12	20	24	32	32	42	25	42	12	27	34	34

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.
Elaborado por: Parra, 2019

Tabla 3-5: Tabla de resultados A-12 ST1

AMISTAD 12 ST1	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
N° Datos, días.	152	171	0	186	265	346	286	341	365	355	365	366
PROD GAS ACUM, MMSCFD.	2078.3	2833.8	0.0	2597.8	4310.6	5521.5	2807.5	4412.9	7058.2	6767.9	6697.4	7138.6
PROD OIL ACUM., Bis.	313.0	145.9	0.0	331.8	522.9	576.7	343.6	499.1	555.0	623.4	821.8	1159.0
PROD WATER ACUM, Bis.	631.9	2024.8	0.0	2260.4	3124.9	4262.9	1410.9	7027.2	18883.8	26465.9	35618.1	41290.4
DECL. PWF, %.	-	-	-	-	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
Presión Máx., psi.	5029	5015.4	0.0	4794.9	4783.5	4675.3	4519.4	4626.8	4548.3	4287.9	4288.1	3978.2
Presión Prom., psi.	4819.3	4609.5	0.0	4631.6	4438.5	4301.5	4367.6	4339.2	3950.9	3805.3	3710.3	3543.3
Presión Mín., psi.	4353.7	4340.1	0.0	4344.9	3790.1	4033.7	3268.4	3201.1	3250	3070.5	3395.5	3195.5
Choque máx., in.	60	46	0.0	35	63	33.5	34	39	40	39	40	41.5
Choque Prom., in.	32.5	33.1	0.0	29	30	30.6	26.4	26.4	37.1	37.1	37.4	40.4
Choque mín., in.	10	13.4	0.0	18	22	26	17	13	24	16	15	25

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

Tabla 3-6: Tabla de resultados A-15 ST1 Y A-16 ST1.

AMISTAD 16 ST1	2013	2014	2015	2016	AMISTAD 15 ST1	2015	2016
N° Datos, días.	124	264	320	366	N° Datos, días.	247	338
PROD GAS ACUM, MMSCFD.	1494.3	4462.9	3069.9	2131.5	PROD GAS ACUM, MMSCFD.	1655.9	5460.8
PROD OIL ACUM., Bis.	355.6	887.1	855.6	376.8	PROD OIL ACUM., Bis.	88.2	338.8
PROD WATER ACUM, Bis.	528.2	1817.5	3638.7	4087.0	PROD WATER ACUM, Bis.	4157.7	2191.3
DECL. PWF, %.	-	-	26	26	DECL. PWF, %.	14.8	44
Presión Máx., psi.	3929.6	3438.9	2655.4	2254	Presión Máx., psi.	4735.9	4224.2
Presión Prom., psi.	3622.9	2970.5	2327.1	1468.1	Presión Prom., psi.	4412.9	3141.9
Presión Mín., psi.	3349.6	2600.9	1810.7	1240	Presión Mín., psi.	4116.9	2372.6
Choque máx., in.	28	29	29.5	28	Choque máx., in.	18.75	48.75
Choque Prom., in.	24.8	28.3	28.5	27.9	Choque Prom., in.	16.21	41.8
Choque mín., in.	24	18	20	18	Choque mín., in.	13	23

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019

CAPITULO IV

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- La variación en el diámetro del estrangulador afecta directamente en la pérdida o recuperación de la presión de producción de cada pozo y esta a su vez influye directamente en todo el yacimiento.
- Del análisis histórico de presiones de fondo por bloques se concluye que no existe conectividad entre pozos y que la ubicación de los pozos por bloques es correcta.
- Se sintetizó los eventos más relevantes que ocurrieron en cada pozo productor desde el inicio de su producción hasta diciembre del 2016.
- Con la ayuda del estudio de las curvas de Chan se establece que el mayor problema que existe en la actualidad en los pozos del campo Amistad es el problema de Conificación de agua.
- A través de los perfiles de producción se estima que las reservas de gas se proyectan hasta el 2021.
- Es posible que la declinación mínima en la presión del pozo A 12 ST1 se deba a que presenta un mecanismo de empuje diferente al de los demás pozos, un mecanismo de producción volumétrico
- La mejor metodología para la transformación de las presiones de cabeza a presiones de fondo resultó ser el método de Cullender y Smith porqué al comparar los resultados de estos con datos reales medidos en fondo presentan un error mínimo promedio de 3 %. A diferencia de los otros métodos con errores promedio de 20 % y el 5 %.
- El aporte de agua que se generó en el pozo Amistad 16 ST1 puede considerarse como pequeño, por tal motivo el método de Poettmann y Carpenter no es factible utilizarlo para la transformación de las presiones de cabeza.

4.2 Recomendaciones

- Si se llegara a medir las presiones de fondo de los demás pozos se recomienda volver a realizar la comparación entre métodos para reafirmar o no el método escogido ya que en este trabajo se realizó comparaciones con datos de un solo pozo.
- Es importante que se considere tener mediciones periódicas del nivel de fluido porque esto ayudará a realizar un diagnóstico más temprano al pozo.
- La producción de cada pozo debe realizarse con la mínima variación del diámetro del estrangulador, para que no afecte excesivamente a la depletación de la presión.
- Las producciones diarias se deberían realizar mediante un sistema automatizado para regular la apertura o cierre del estrangulador.
- El frente de agua que está ingresando al yacimiento aún no es considerablemente grande, por lo que se debería explotar lo más pronto las reservas.
- No es recomendable que los pozos se cierren por largos períodos de tiempo, en especial cuando éstos presentan un alto aporte de agua debido a que el frente de agua avanza constantemente.
- Las gráficas de declinación de presión deben ser validadas ya que pueden ser alteradas por el diámetro del choque.
- Los cálculos de las presiones de fondo fluyente realizados mediante los diferentes métodos no remplazan a los valores reales que se pueden medir en el fondo del pozo; es importante que se instalen medidores de presiones de fondo fluyente para estimar de mejor manera el comportamiento de las presiones.

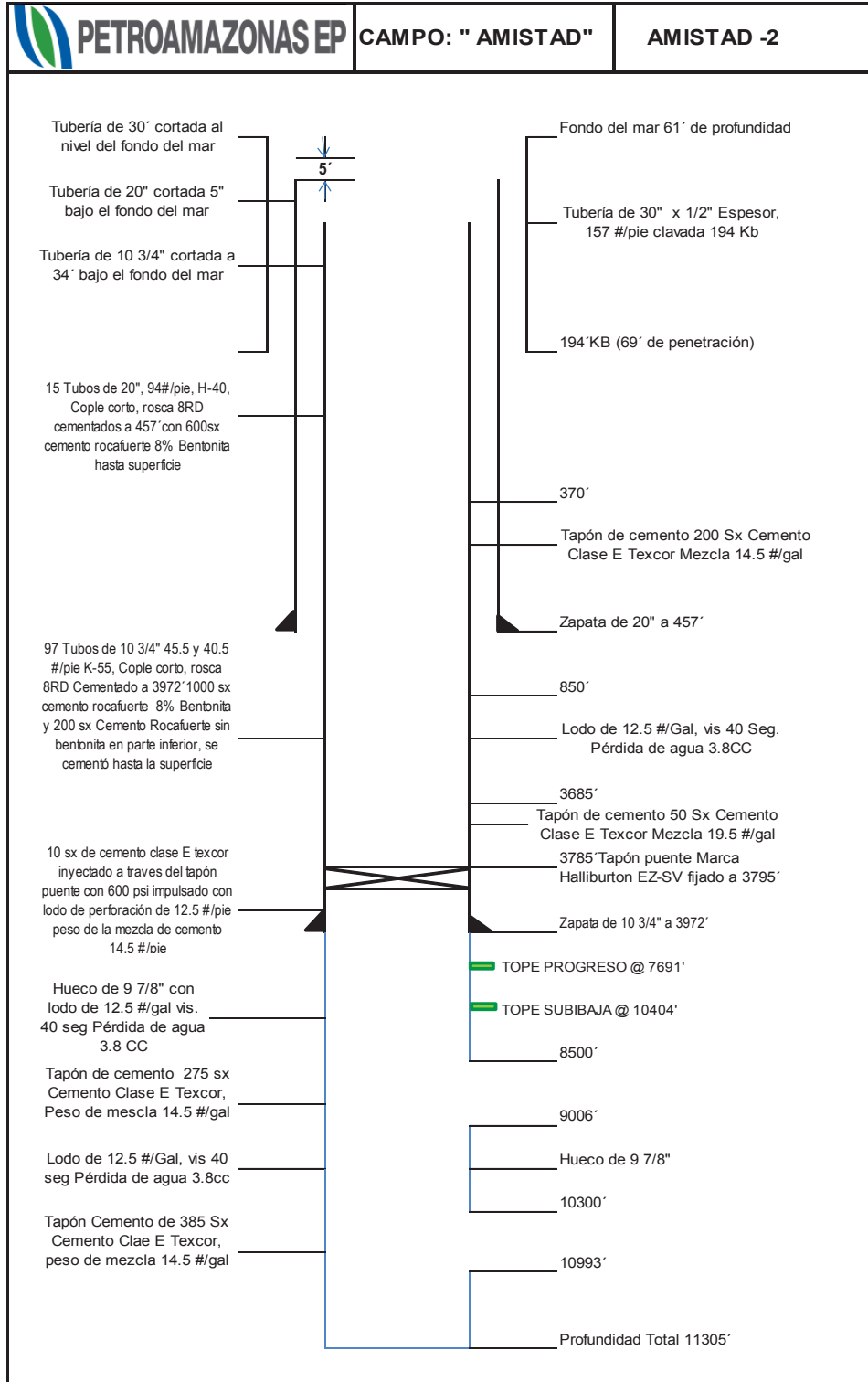
BIBLIOGRAFÍA

1. Almeida, J. (2008). Curso de ingeniería de gas natural - Medición de gas natural. Universidad Surcolombiana.
2. Aminian, K., Ameri, S., & Bomar, R. M. (1986). Exploration for Oil and Gas in the Michigan Basin: A Historical Review. Society of Petroleum Engineers.
3. Ávila, M. E. (2005). Metodología para la implementación de la herramienta software OFM en la operación y administración de la producción de un campo petrolero. Universidad industrial de Santander.
4. Beggs, H. D. (1984). Gas Production Operations. Oklahoma, United States of America: OGCI Publications.
5. Brown, R. H., Kaefer, P. E., Jay, C. R., & Vitullo, S. R. (2014). Forecasting Natural Gas Design Day Demand from Historical Monthly Data. Pipeline Simulation Interest Group.
6. Calhoun, J. C. (1999). A Historical Perspective on Petroleum Engineering. Society of Petroleum Engineers.
7. Chan, K. (1995). Water Control Diagnostic Plots. Society of Petroleum Engineers.
8. Chico, C., & Cuaces, H. (2016). Alternativas de intervención para incrementar la producción de los pozos del gas del campo Amistad. Escuela Politécnica Nacional.
9. Energy Development Company Ecuador Ltd. "EDC" (2006), Plan de Explotación Anticipada. EDC company.
10. Jakobsson, N. M., & Christian, T. M. (1994). Historical Performance of Gas Injection of Ekofisk. Society of Petroleum Engineers.
11. Juez, B. (1998). Detección de problemas de alto corte de agua en el yacimiento Hollín Principal y sus posibles soluciones: Bloque 7 del Oriente Ecuatoriano. Guayaquil: Tesis de grado ESPOL.
12. Keiler, J. C. (2015). Computing Pressure Loss in Liquid Pipelines: A Historical Perspective. Pipeline Simulation Interest Group.
13. Lee, J., & Wattenbarger, R. (1996). Gas Reservoir Engineering. United States of America. Society of Petroleum Engineers Inc.
14. Merejildo, G. (2017). Campo Amistad. Obtenido de: www.academia.edu.ec.

15. Mesa, K. (2013). Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos. México D.F.
16. Olaya, G. (2008). Cursos de ingeniería de gas - Gas natural. Universidad de Surcolombiana.
17. Ordoñez, M., Jiménez, & Suarez, J. 2006, "Micropaleontología ecuatoriana" Datos bio estratigráficos y paleontológicos de las cuencas: Graben de Jambelí, Progreso, Manabí, Esmeraldas y Oriente; del levantamiento de la Península de Santa Elena, y del levantamiento de las cordilleras Chongón Colonche, Costera y Occidental.
18. Pérez, V. A. (2016). Análisis técnico económico de la implementación de Gravel Pack para producción de gas natural en el campo Amistad. Escuela Politécnica Nacional.
19. Petroamazonas EP. (2015). Plan de desarrollo del campo Amistad.
20. Pino, F. (2015). Curso de Gasotecnia. Escuela de Ingeniería de Petróleo UDO MONAGAS.
21. Ramírez, H. (2008). Curso de Ingeniería de gas - Tratamiento de gas natural. Universidad de Ibagué.
22. Rodríguez, J. R. (2007). Ingeniería Básica de Yacimientos. Universidad del Oriente.
23. Sandoval, L. S. (2013). Integración de la Planta Deshidratadora de gas natural de bajo Alto en Machala a la plataforma Scada del Centro de Monitoreo y Control.
24. Schlumberger. (2014). Libro de ayuda del Software OFM. Schlumberger
25. Zambrano & Benítez. 2001. Estudio de las cuencas sedimentarias de las costas ecuatorianas.

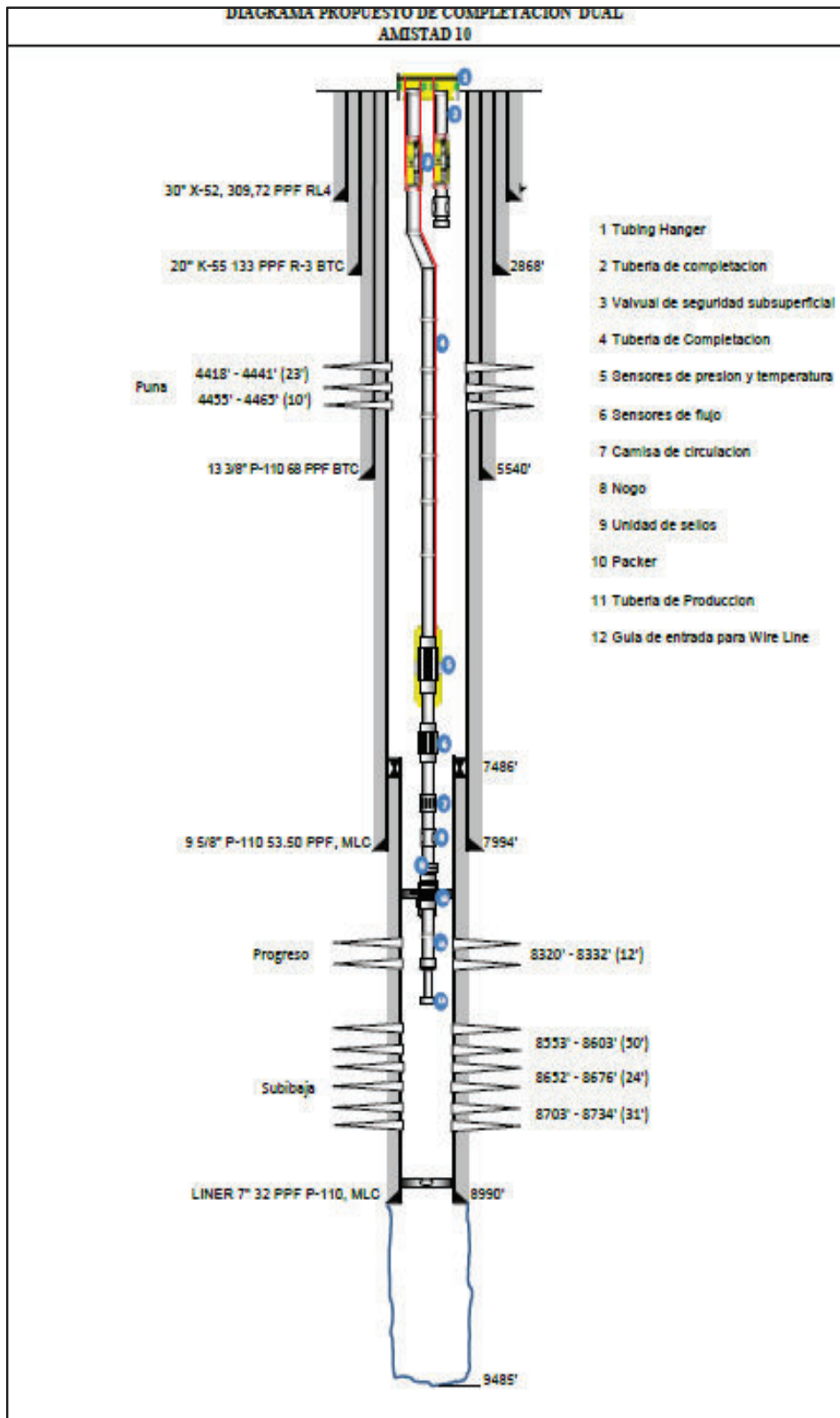
ANEXOS

Anexo 1-1: Diagrama del pozo Amistad 2



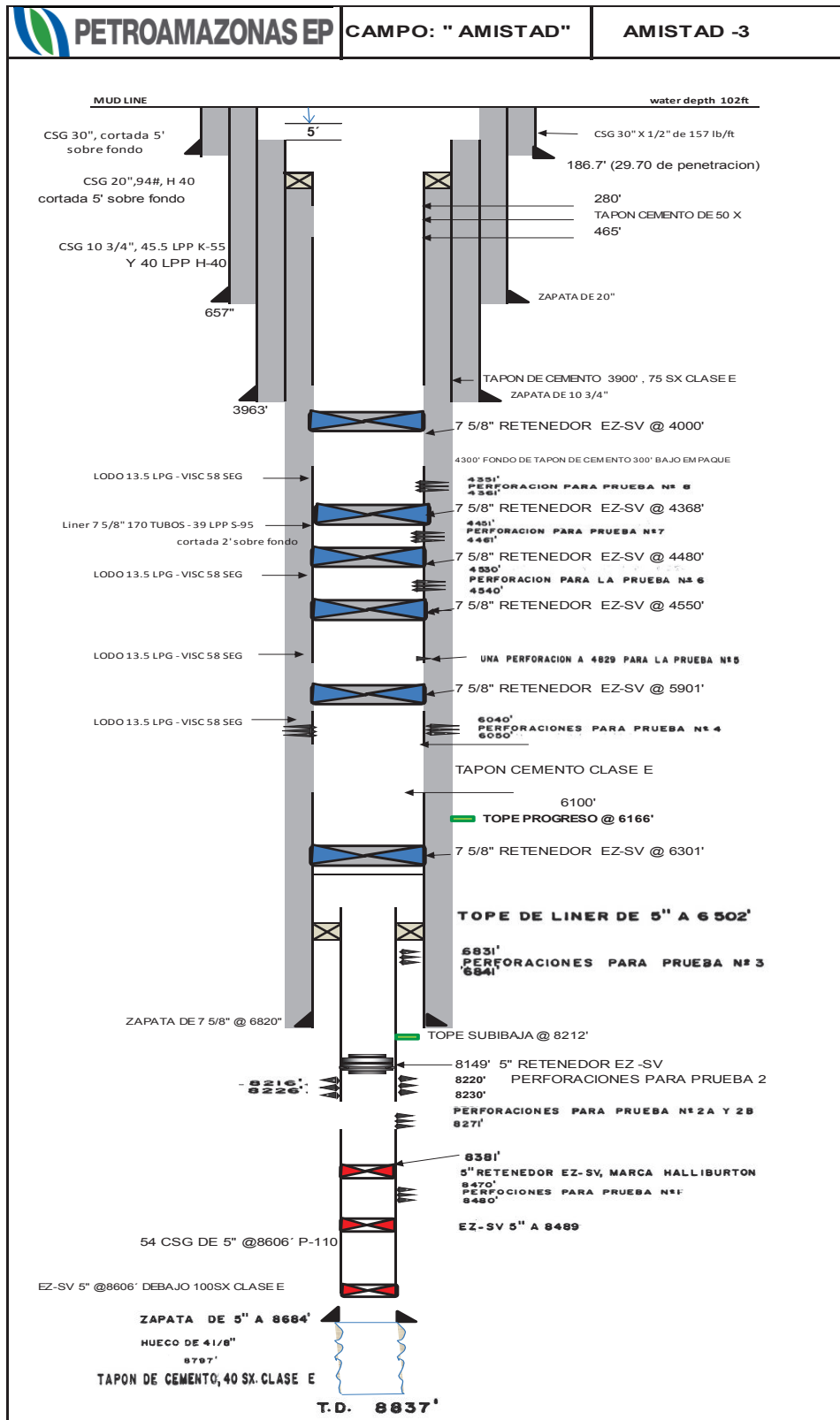
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo 1-2: Diagrama del pozo Amistad 10



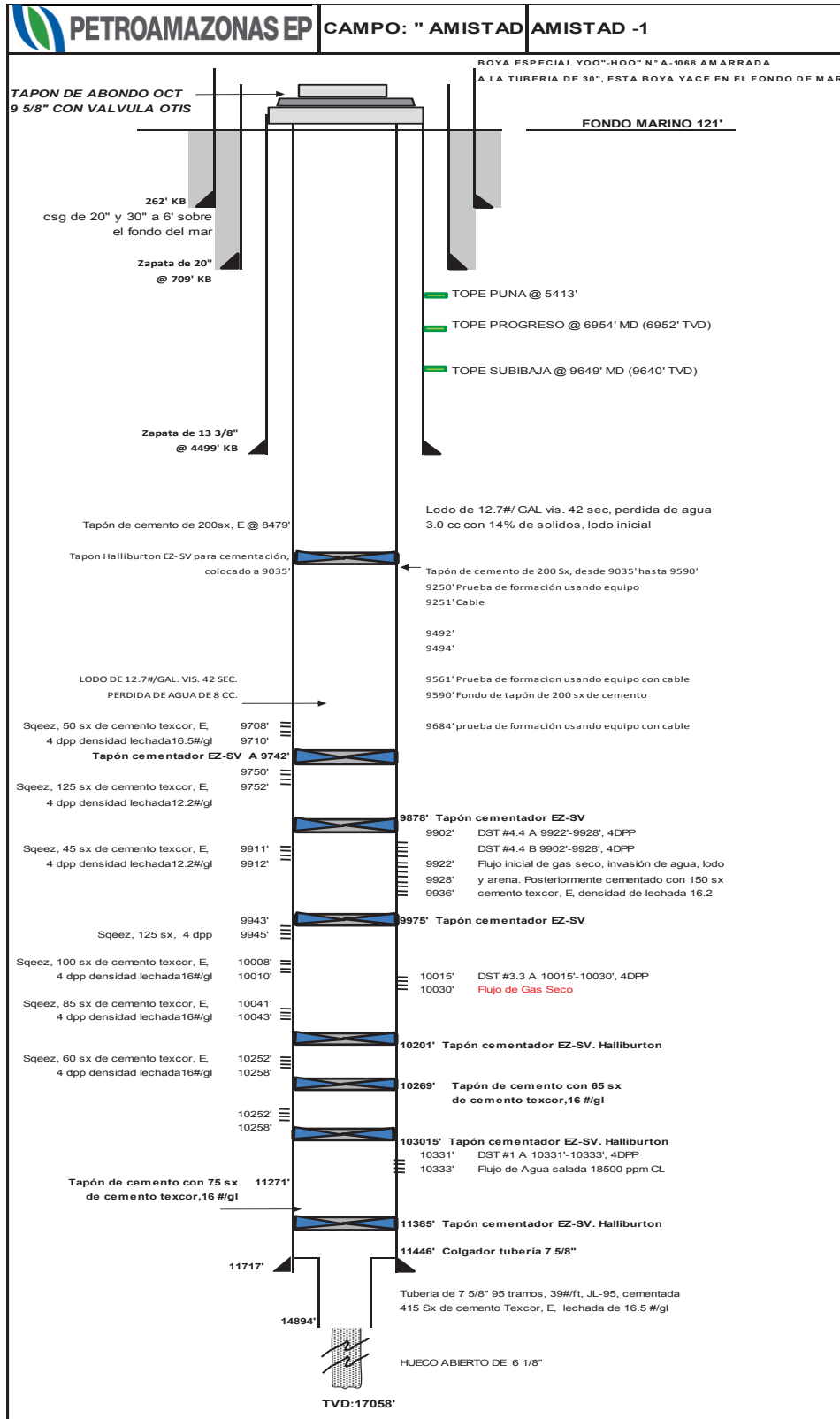
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo 1-3: Diagrama del pozo Amistad 3



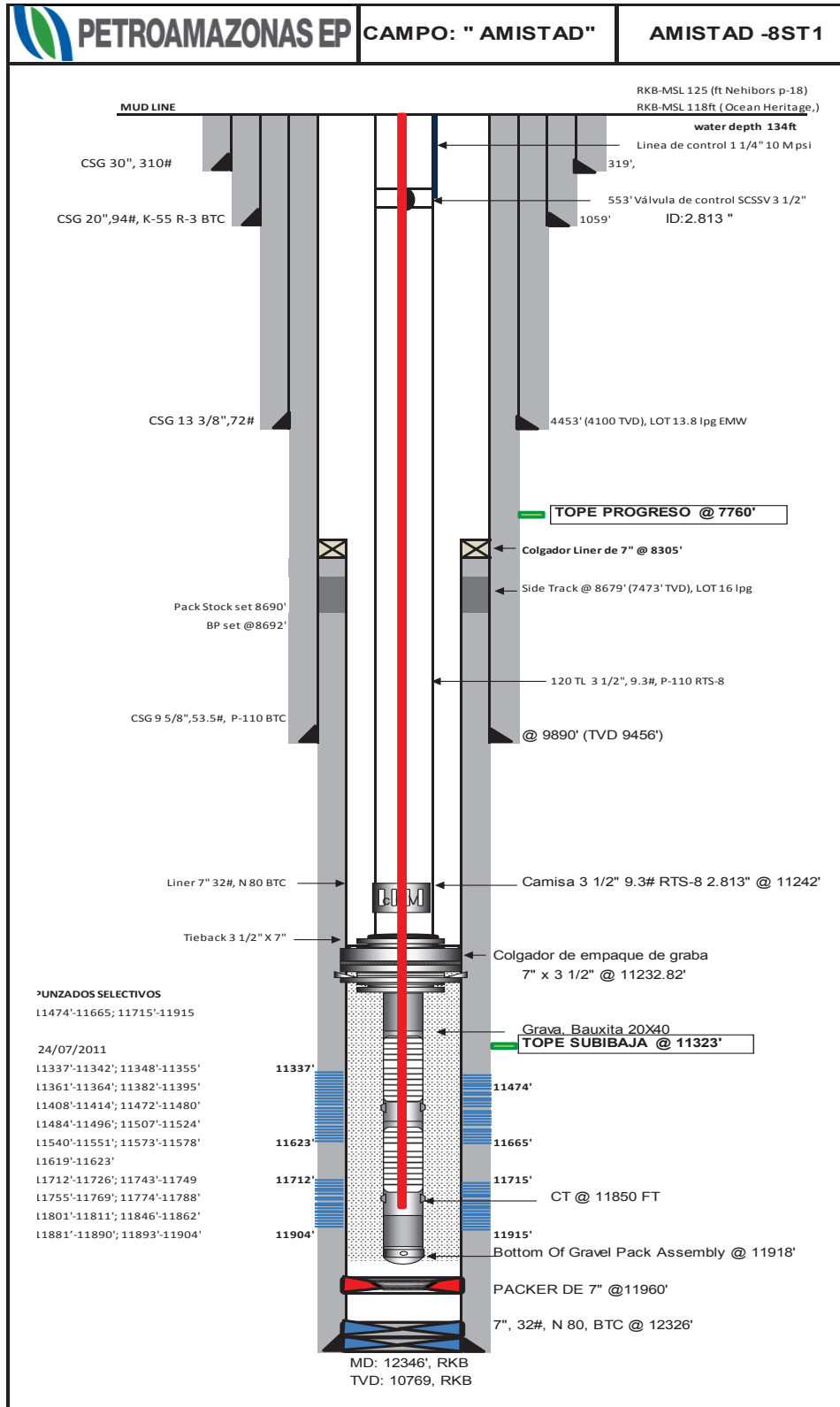
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo1-4: Diagrama del pozo Amistad 1



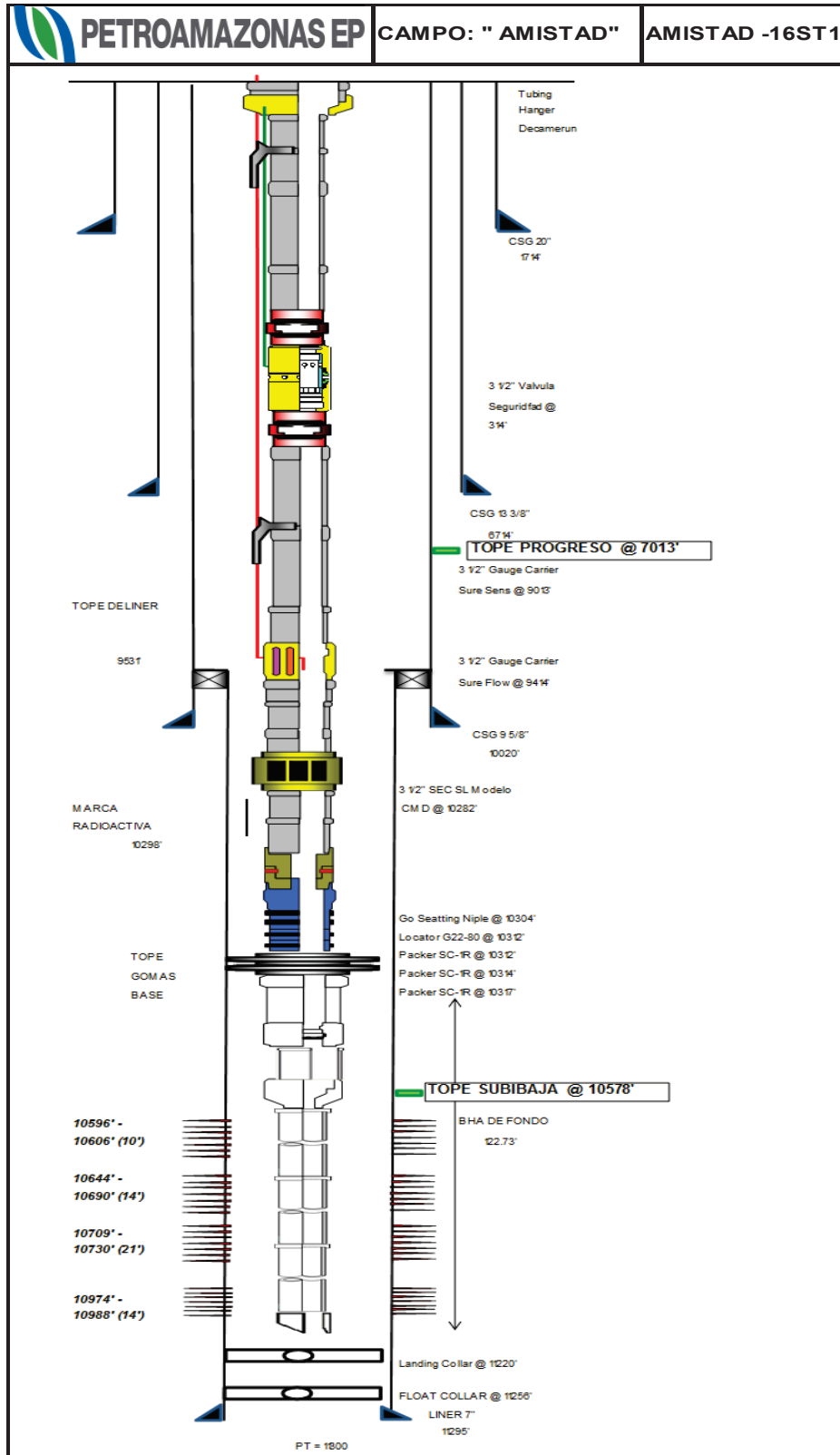
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo1-5: Diagrama del pozo Amistad 8ST1



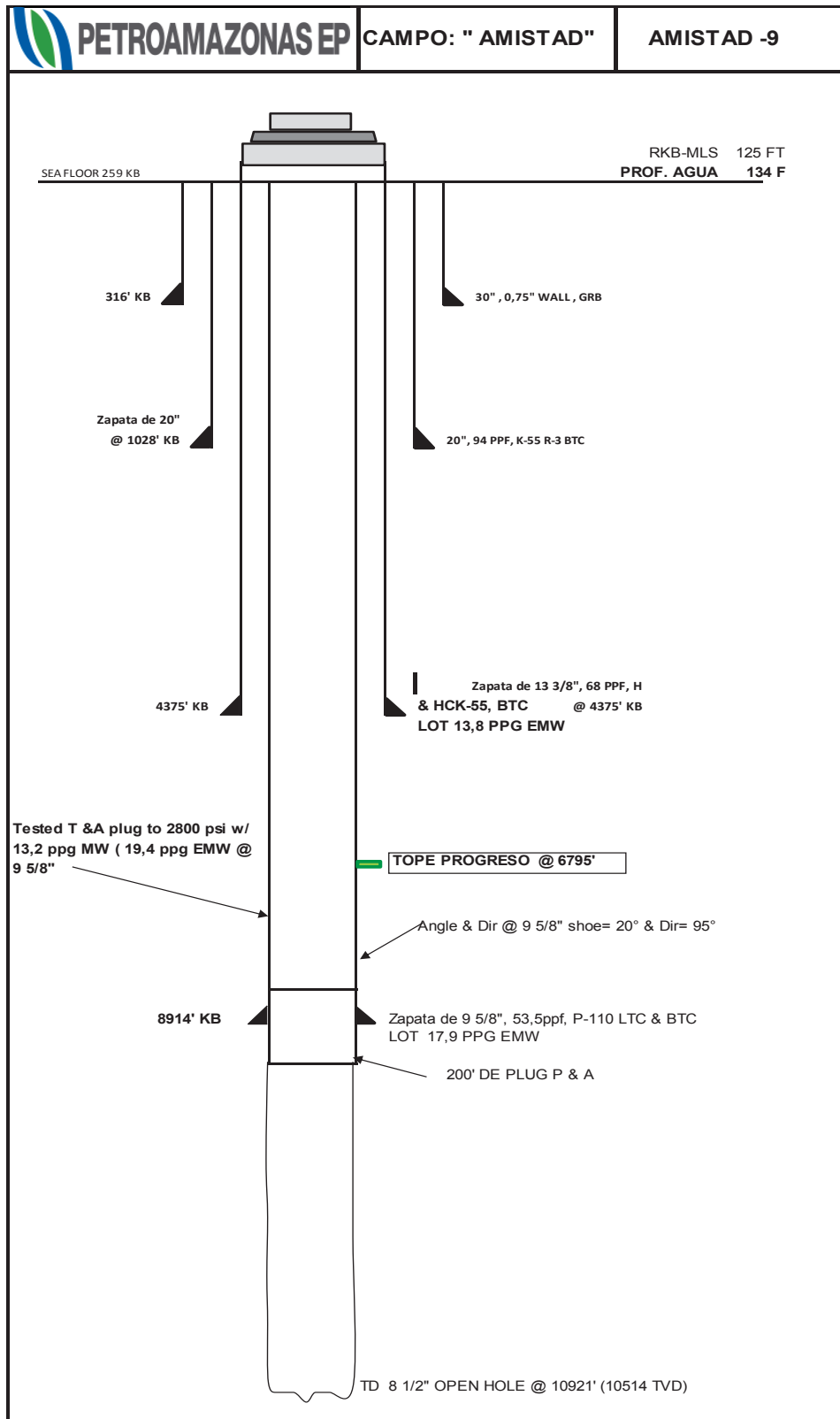
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo 1-6: Diagrama del pozo Amistad 16ST1



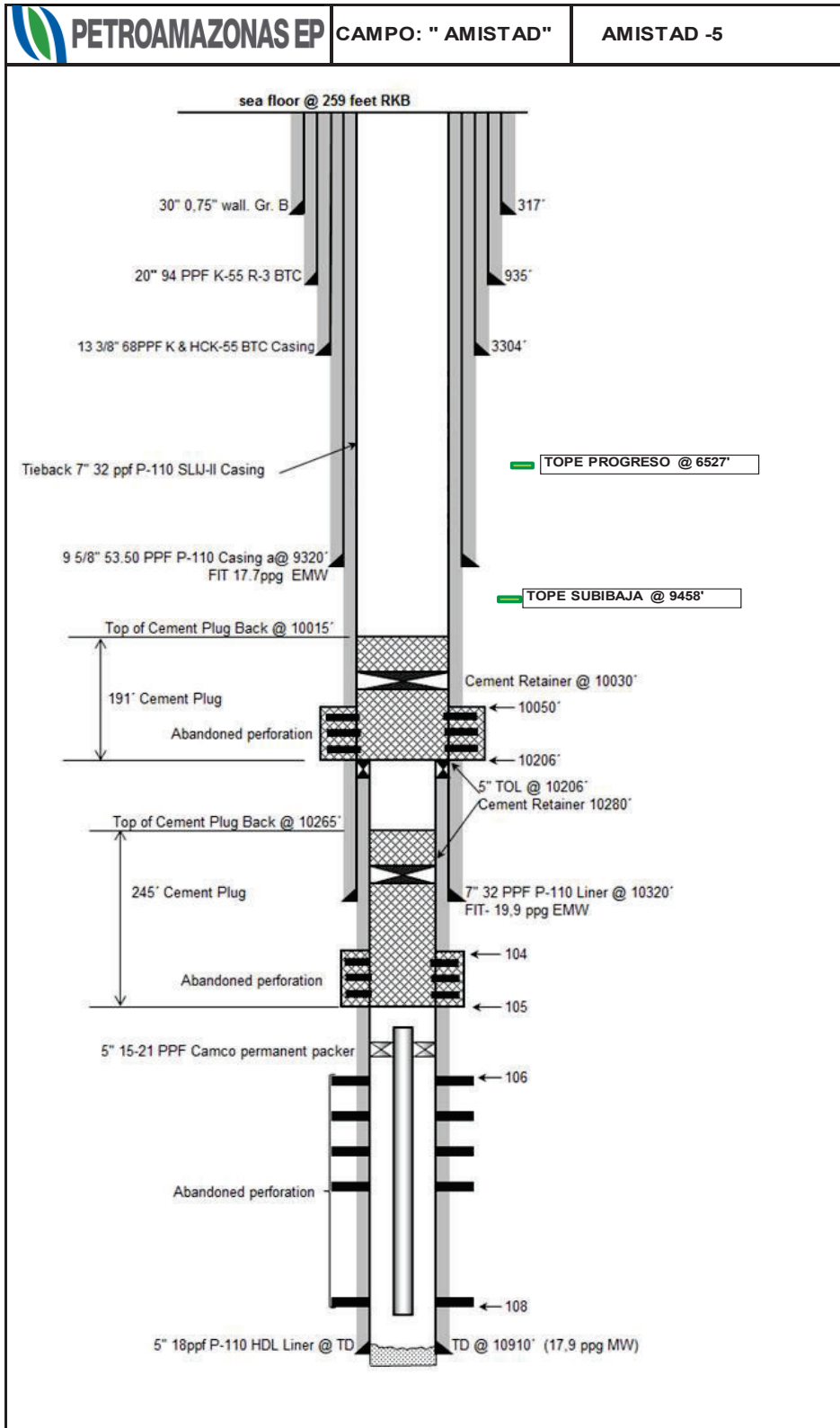
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo 1-7: Diagrama del pozo Amistad 9



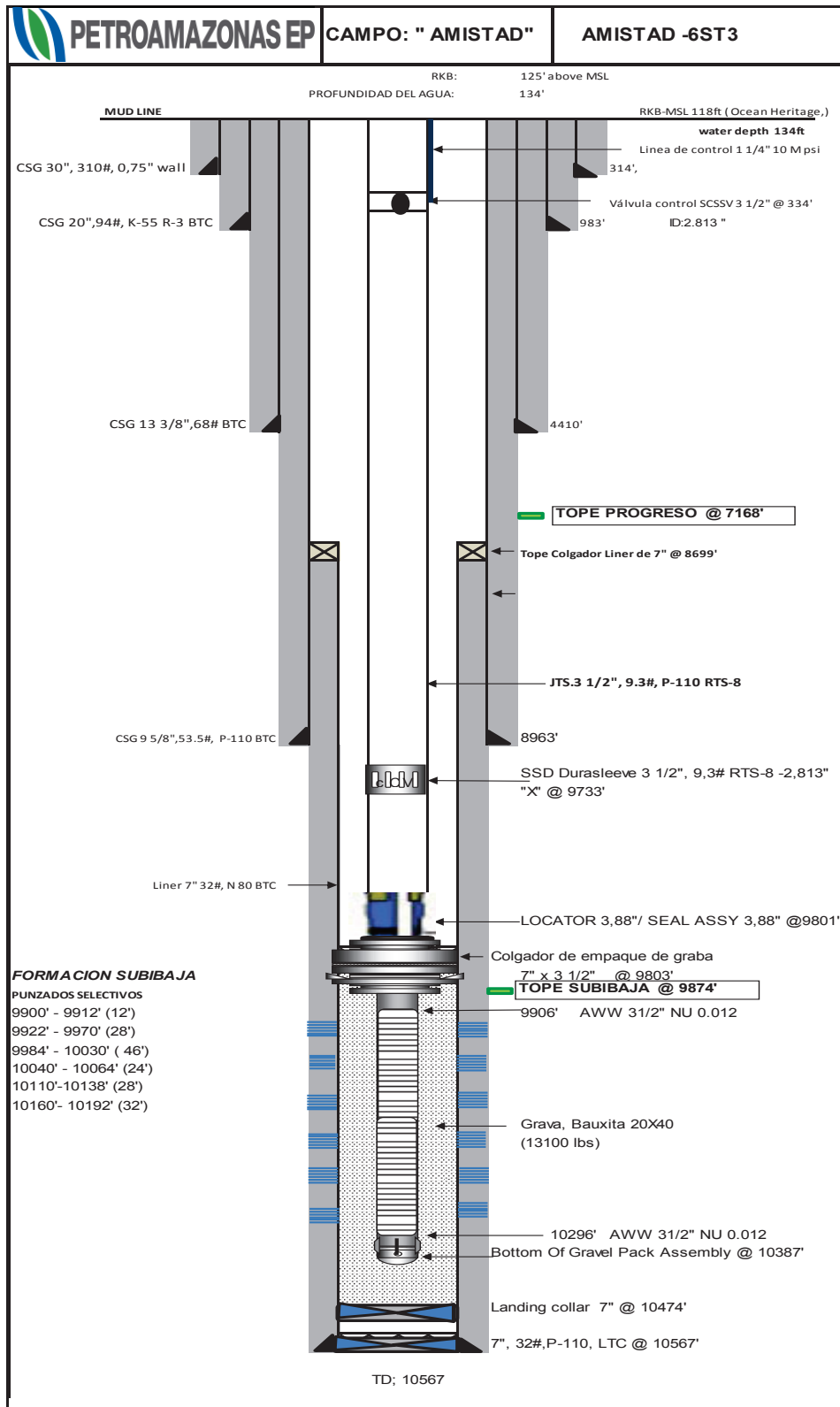
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo 1-8: Diagrama del pozo Amistad 5



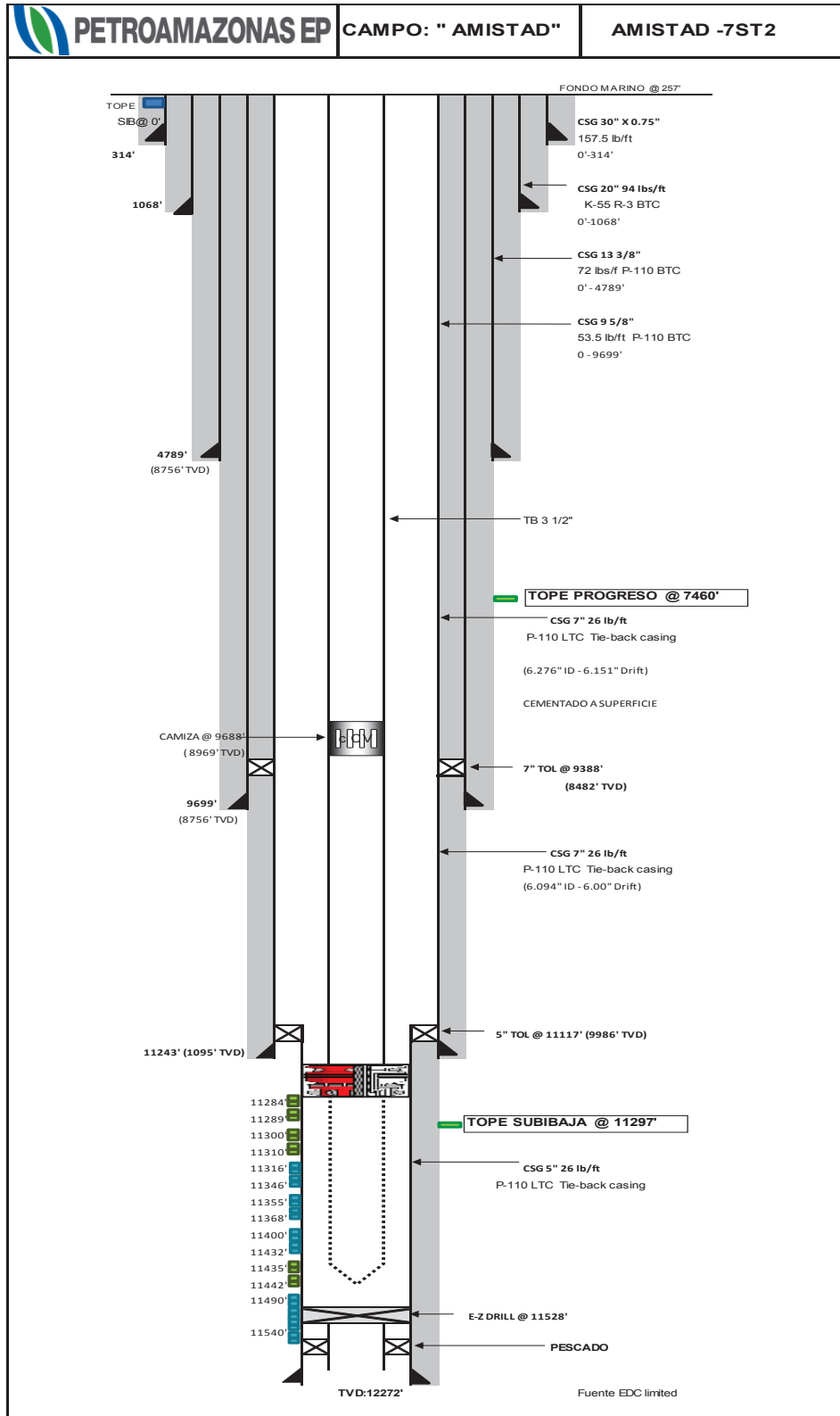
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo 1-9: Diagrama del pozo Amistad 6ST3



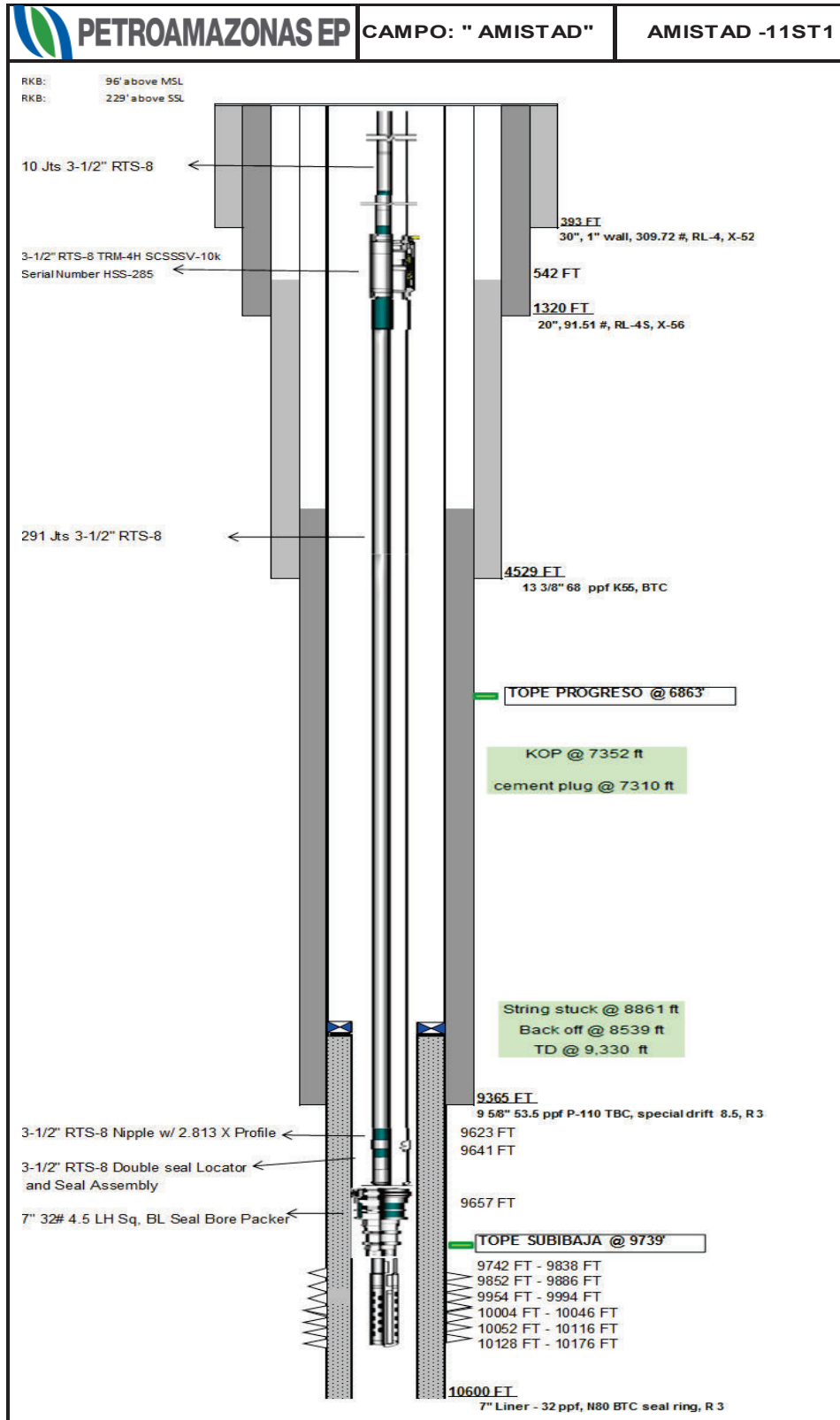
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo 1-10: Diagrama del pozo Amistad 7ST2



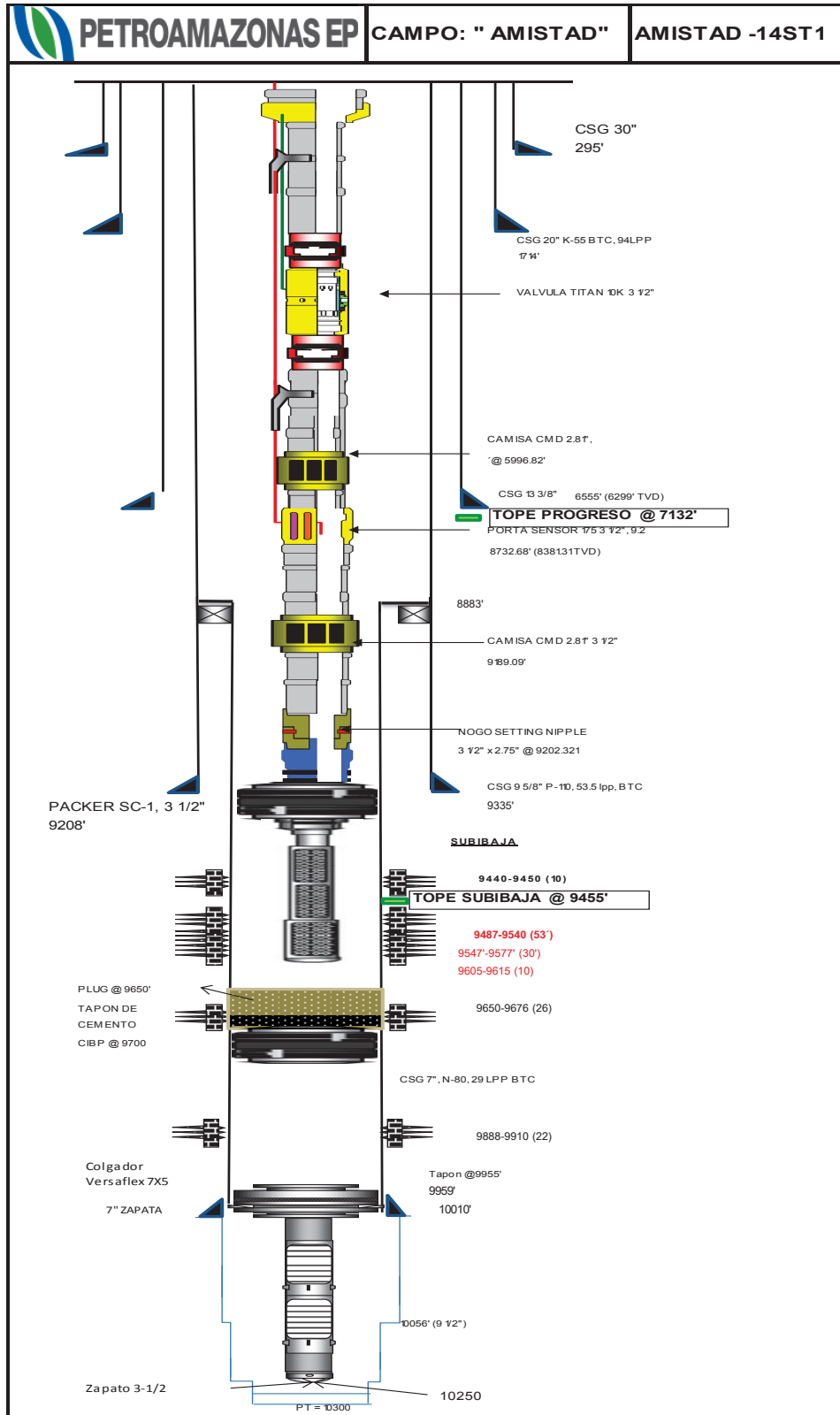
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo 1-11: Diagrama del pozo Amistad 11ST1



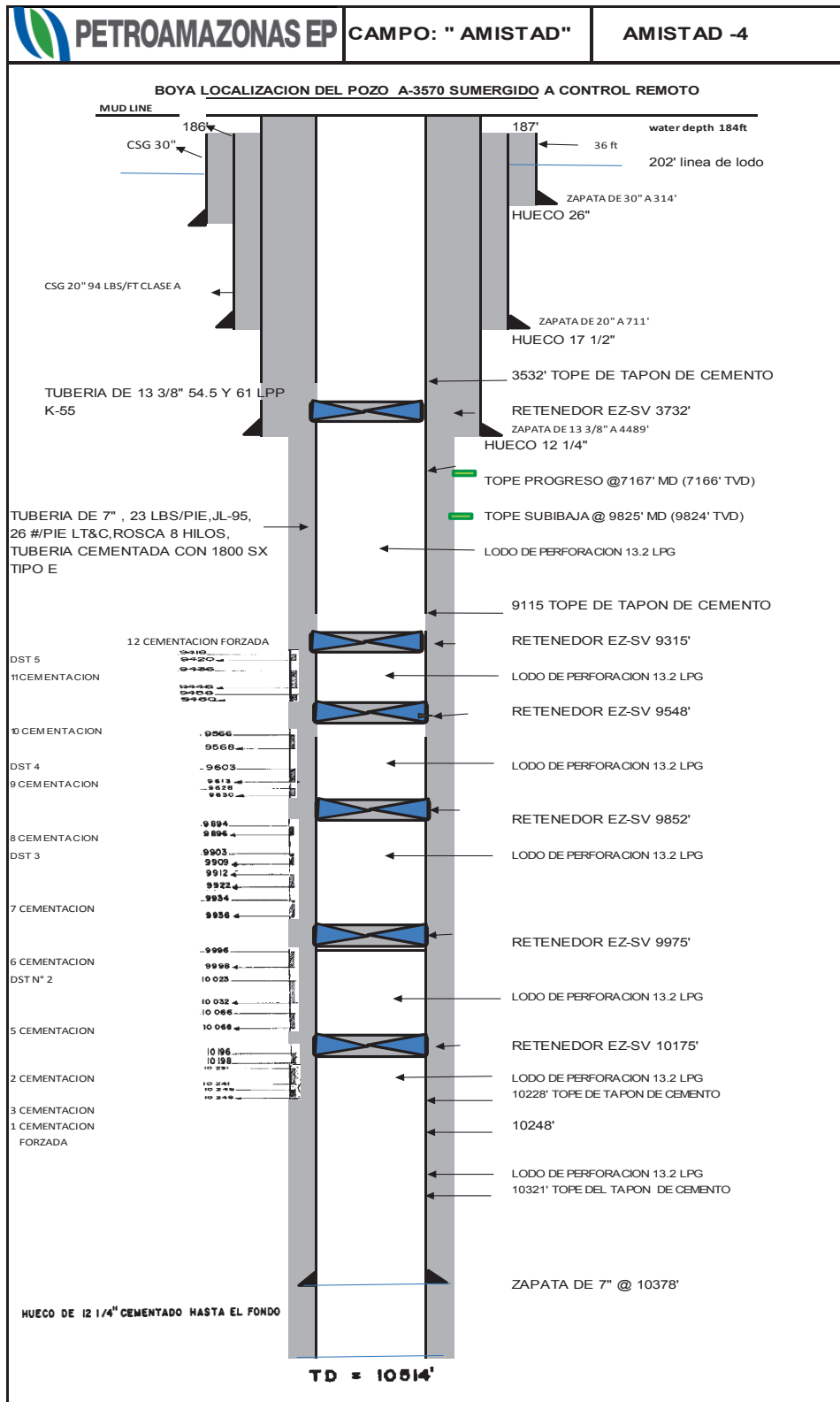
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo 1-12: Diagrama del pozo Amistad 14ST1



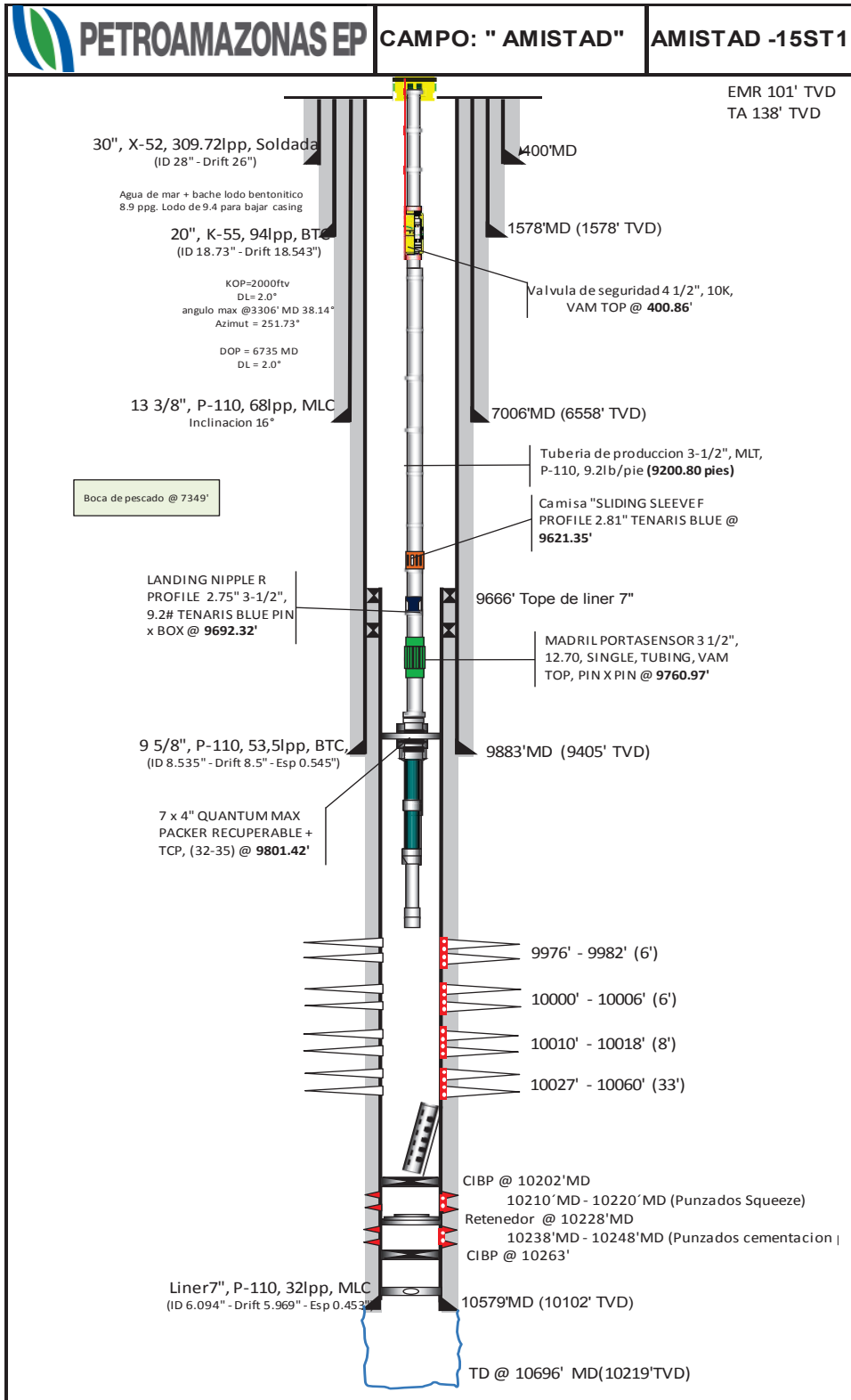
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo 1-13: Diagrama del pozo Amistad 4



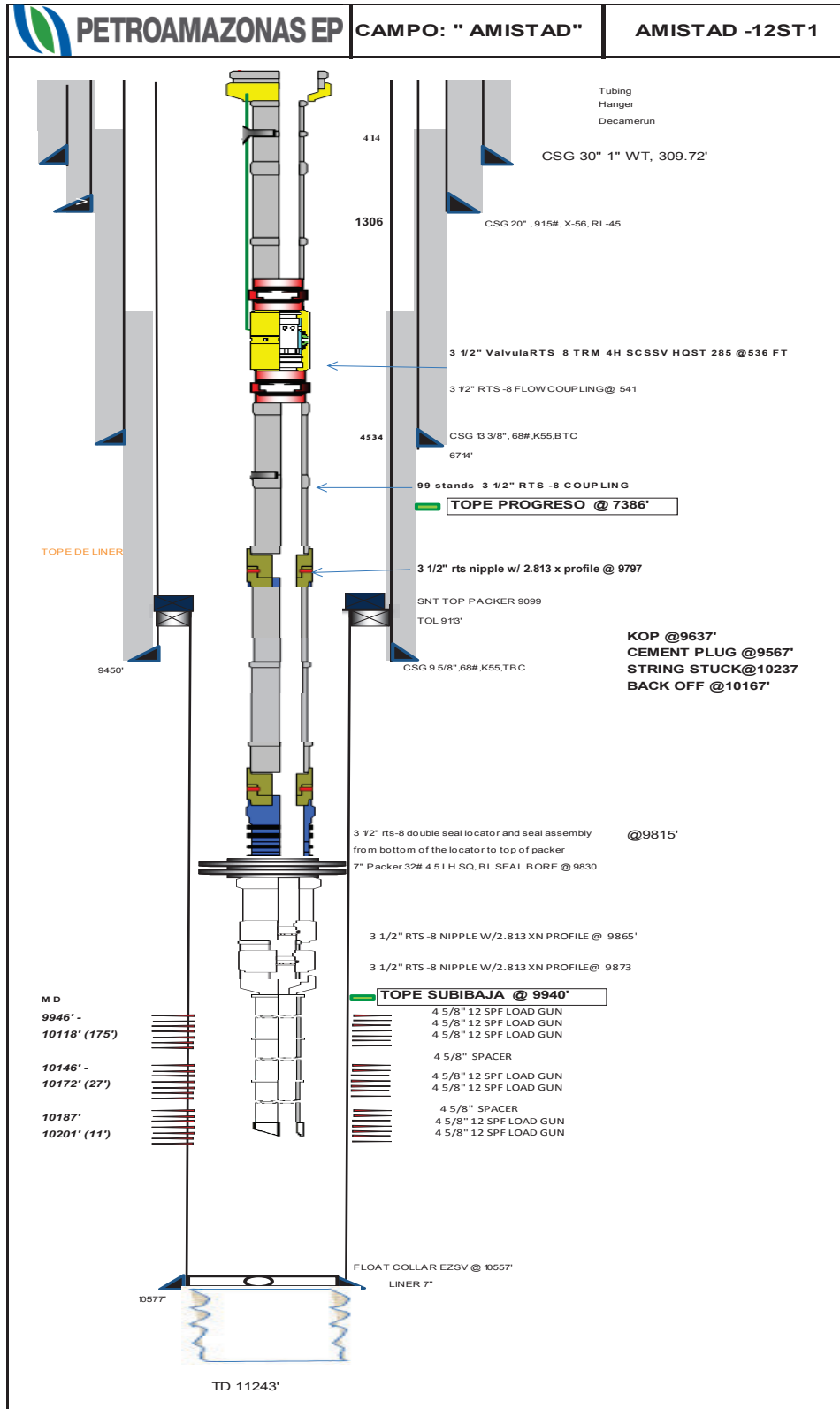
Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo 1-14: Diagrama del pozo Amistad 15ST1



Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo 1-15: Diagrama del pozo Amistad 12ST1



Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Anexo 1-16: Propiedades físicas de los gases a presión y temperatura ambiente.

TABLE 1.1—PHYSICAL PROPERTIES OF GASES AT 14.7 psia AND 60°F

Component	Chemical Formula	Molecular Weight (lbm/lbm-mol)	Critical Temperature (°R)	Critical Pressure (psia)	Liquid Density* (lbm/ft ³)	Gas Density (lbm/ft ³)	Gas Viscosity (cp)
Hydrogen	H ₂	2.109	59.36	187.5	4.432	0.005312	0.00871
Helium	He	4.003	9.34	32.9	7.802	0.01055	0.01927
Water	H ₂ O	18.015	1,164.85	3,200.1	62.336	—	~1.122
Carbon monoxide	CO	28.013	227.16	493.1	50.479	0.07381	0.01725
Nitrogen	N ₂	28.010	239.26	507.5	49.231	0.07382	0.01735
Oxygen	O ₂	31.999	278.24	731.4	71.228	0.08432	0.02006
Hydrogen sulfide	H ₂ S	34.08	672.35	1,306.0	49.982	0.08981	0.01240
Carbon dioxide	CO ₂	44.010	547.58	1,071.0	51.016	0.1160	0.01439
Air	—	28.963	238.36	546.9	54.555	0.07632	0.01790
Methane	CH ₄	16.043	343.00	666.4	18.710	0.04228	0.01078
Ethane	C ₂ H ₆	30.070	549.59	706.5	22.214	0.07924	0.00901
Propane	C ₃ H ₈	44.097	665.73	616.0	31.619	—	0.00788
i-Butane	C ₄ H ₁₀	58.123	734.13	527.9	35.104	—	0.00732
n-Butane	C ₄ H ₁₀	58.123	765.29	550.6	36.422	—	0.00724
i-Pentane	C ₅ H ₁₂	72.150	828.77	490.4	38.960	—	—
n-Pentane	C ₅ H ₁₂	72.150	845.47	488.6	39.360	—	—
n-Hexane	C ₆ H ₁₄	86.177	913.27	436.9	41.400	—	—
n-Heptane	C ₇ H ₁₆	100.204	972.37	396.8	42.920	—	—
n-Octane	C ₈ H ₁₈	114.231	1,023.89	360.7	44.090	—	—
n-Nonane	C ₉ H ₂₀	128.258	1,070.35	331.8	45.020	—	—
n-Decane	C ₁₀ H ₂₂	142.285	1,111.67	305.2	45.790	—	—

*Values given are liquid densities for those components that can exist as liquids at 60°F and 14.7 psia and estimated liquid densities for components that are naturally gases at these conditions.

Fuente: Lee & Wattenbarger, 1996

Anexo 1-17: Curvas de diagnóstico de Chan

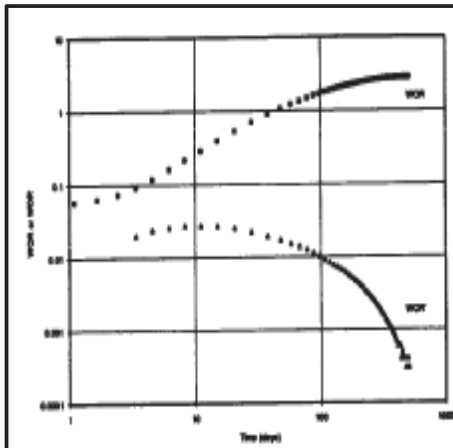


Figure 3—Bottomwater coning WOR and WOR' derivatives.

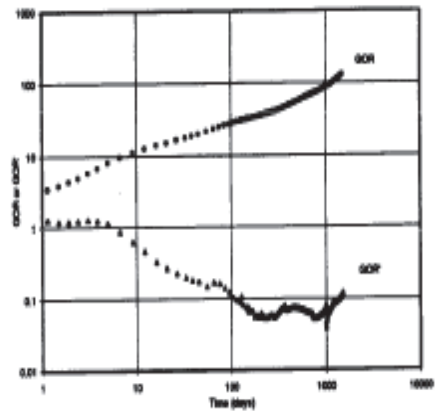


Figure 6—GOR and GOR' derivatives for gas coning in an oil well.

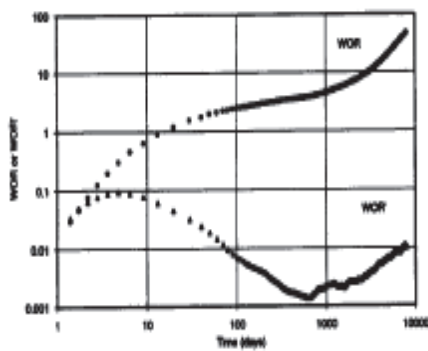


Figure 4—Bottomwater coning with late time channeling behavior.

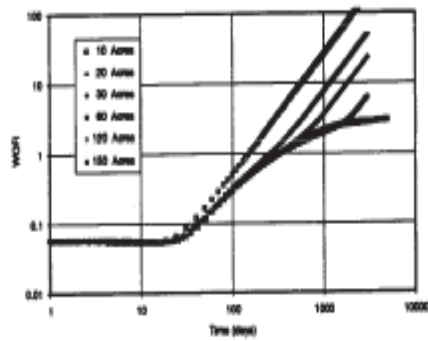


Figure 7—Bottomwater coning WOR vs well spacing.

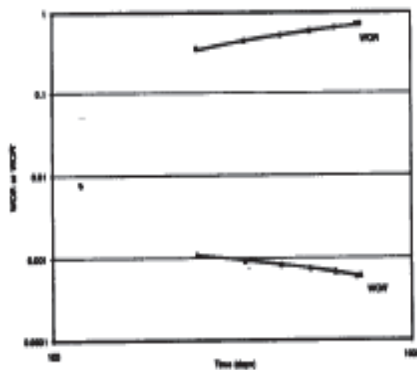


Figure 5—WOR and WOR' derivatives from the coning case history of the second SPE comparative solution project.

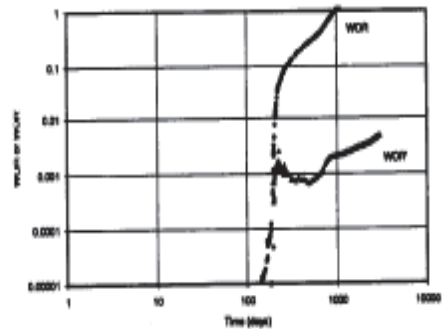


Figure 8—WOR and WOR' derivatives for thief layer water recycling.

Fuente: Chan, 1995.

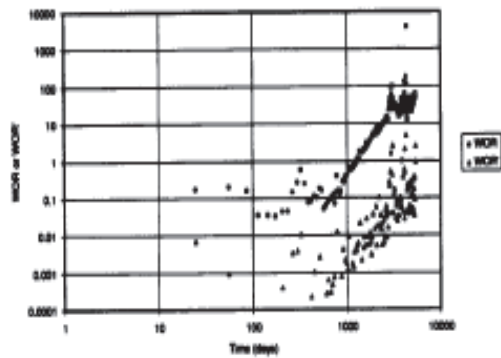


Figure 9—Field Example 1: Multilayer Channeling.

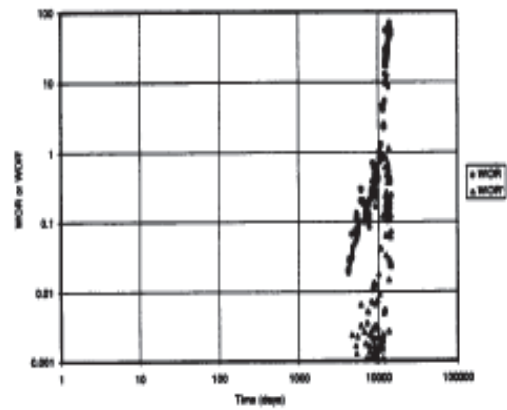


Figure 12—Field Example 4: Rapid Channeling.

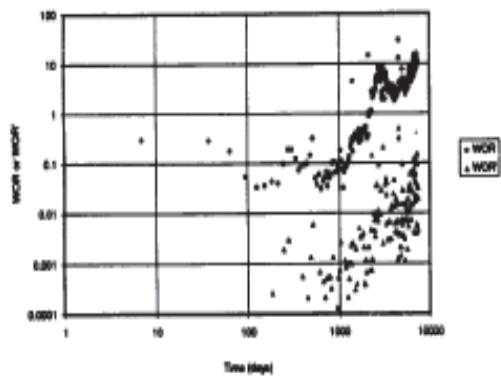


Figure 10—Field Example 2: Multilayer Channeling With Production Changes.

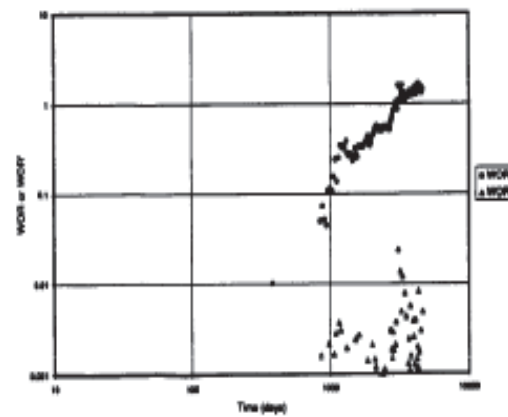


Figure 13—Field Example 5: Bottomwater Drive Coning.

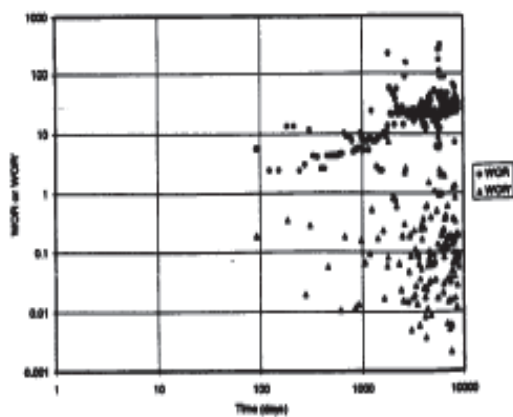


Figure 11—Field Example 3: Normal Displacement With High WOR.

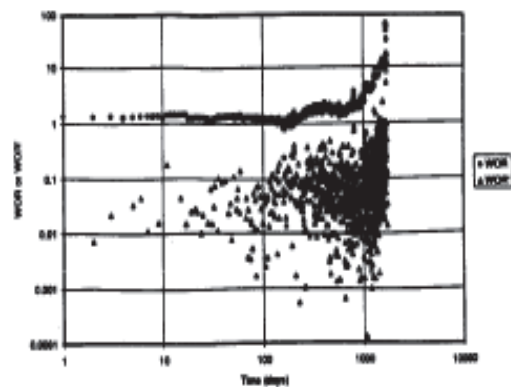
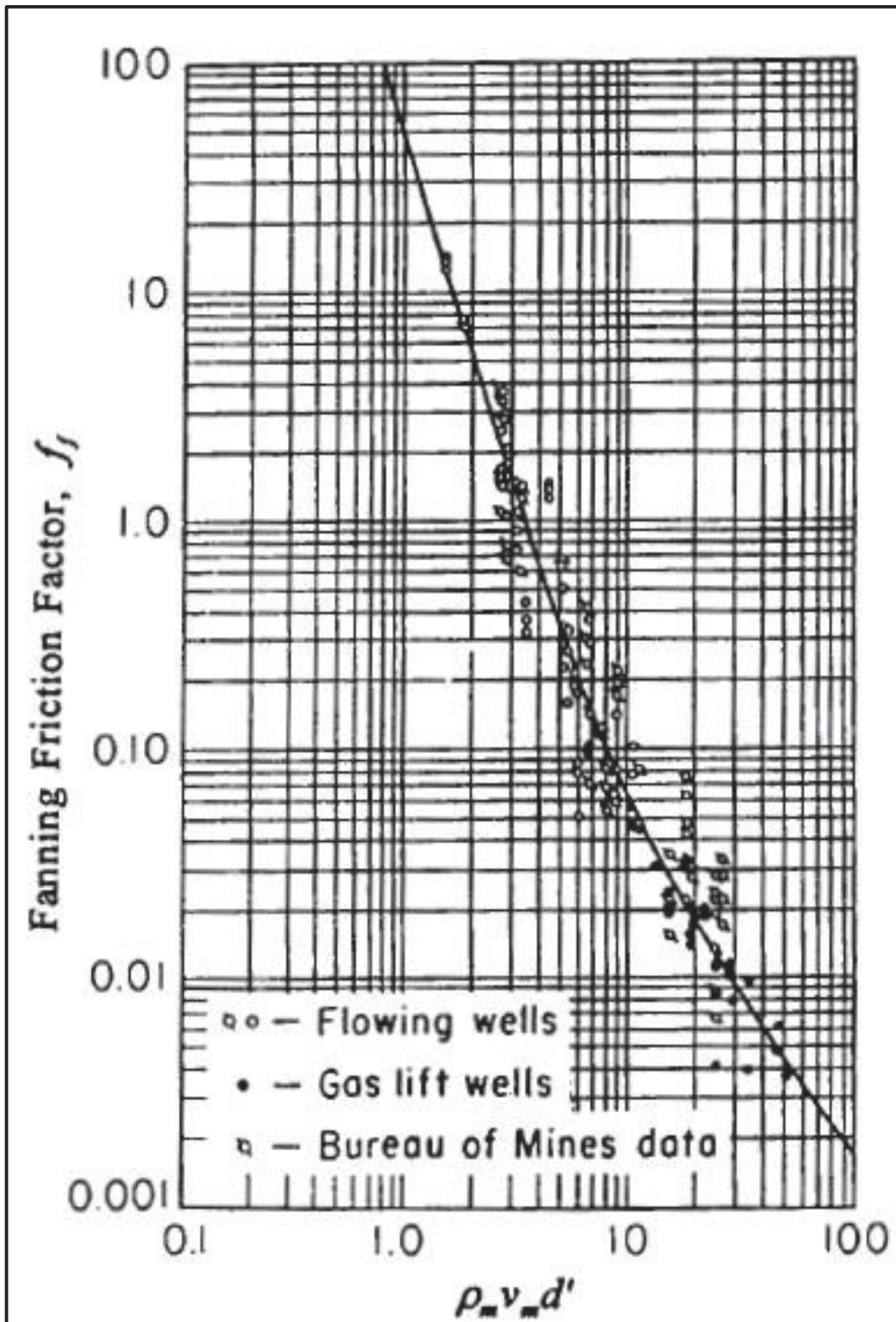


Figure 14—Field Example 6: Near Wellbore Water Channeling.

Fuente: Chan, 1995

Anexo 2-1: Correlación para el factor de Fricción para flujo vertical, dos fases.



Fuente: Lee & Wattenbarger, 1996

Anexo 2-2: Reporte de error entre datos calculados y medidos en fondo pozo A16-ST1.

FECHA	PWF SENSOR (PSI)	PWF POETTMANN CARPENTER (PSI)	PWFT Y Z PROMEDIO (PSI)	PWF CULLENDER SMITH (PSI)	ERROR POETTMANN CARPETER (%)	ERROR T Y Z PROMEDIO (%)	ERROR CULLENDER SMITH (%)
01/01/2015	2533.39	2872.55	2663.10	2662.09	13.39	5.12	5.08
02/01/2015	2531.94	2873.95	2662.99	2661.95	13.51	5.18	5.13
03/01/2015	2530.56	2876.67	2663.73	2662.66	13.68	5.26	5.22
04/01/2015	2529.12	2862.84	2656.73	2655.76	13.19	5.05	5.01
05/01/2015	2527.68	2868.45	2658.30	2657.27	13.48	5.17	5.13
06/01/2015	2526.15	2866.72	2673.66	2672.34	13.48	5.84	5.79
07/01/2015	2525.61	2854.07	2666.49	2665.27	13.01	5.58	5.53
08/01/2015	2523.56	2866.22	2704.00	2702.12	13.58	7.15	7.08
09/01/2015	2521.51	2862.88	2701.49	2699.63	13.54	7.14	7.06
10/01/2015	2520.22	2858.38	2666.51	2665.20	13.42	5.80	5.75
11/01/2015	2518.73	2851.18	2662.39	2661.13	13.20	5.70	5.65
12/01/2015	2517.45	2853.81	2662.94	2661.65	13.36	5.78	5.73
13/01/2015	2515.80	2855.23	2662.76	2661.44	13.49	5.84	5.79
14/01/2015	2514.35	2850.66	2659.72	2658.43	13.38	5.78	5.73
15/01/2015	2512.86	2859.81	2646.75	2645.66	13.81	5.33	5.28
16/01/2015	2511.46	2862.11	2647.16	2646.04	13.96	5.40	5.36
17/01/2015	2510.03	2861.91	2646.15	2645.02	14.02	5.42	5.38
18/01/2015	2508.70	2851.75	2640.92	2639.86	13.67	5.27	5.23
19/01/2015	2507.08	2857.93	2642.83	2641.71	13.99	5.41	5.37
20/01/2015	2505.51	2849.60	2638.52	2637.45	13.73	5.31	5.27
21/01/2015	2504.18	2849.07	2637.48	2636.40	13.77	5.32	5.28
22/01/2015	2502.94	2849.72	2637.06	2635.96	13.85	5.36	5.31
23/01/2015	2501.81	2841.68	2632.69	2631.64	13.58	5.23	5.19
24/01/2015	2501.40	2852.53	2636.79	2635.65	14.04	5.41	5.37
25/01/2015	2497.22	2815.61	2605.23	2604.13	12.75	4.33	4.28
26/01/2015	2483.72	2821.46	2628.88	2627.52	13.60	5.84	5.79
27/01/2015	2495.05	2810.98	2618.03	2616.65	12.66	4.93	4.87
28/01/2015	2495.90	2829.25	2633.16	2631.74	13.36	5.50	5.44
29/01/2015	2488.04	2817.71	2627.19	2625.86	13.25	5.59	5.54
30/01/2015	2487.54	2825.54	2630.28	2628.87	13.59	5.74	5.68
31/01/2015	2487.07	2818.10	2625.97	2624.61	13.31	5.58	5.53
01/02/2015	2487.07	2823.61	2628.22	2626.81	13.53	5.68	5.62
02/02/2015	2485.67	2814.90	2623.39	2622.04	13.24	5.54	5.49
03/02/2015	2481.04	2812.23	2622.08	2620.75	13.35	5.68	5.63
04/02/2015	2476.86	2831.02	2614.12	2612.92	14.30	5.54	5.49
05/02/2015	2475.81	2815.88	2621.50	2620.09	13.74	5.88	5.83
06/02/2015	2474.97	2820.07	2622.79	2621.33	13.94	5.97	5.91
07/02/2015	2473.54	2814.62	2620.25	2618.84	13.79	5.93	5.87
08/02/2015	2472.18	2823.58	2623.05	2621.55	14.21	6.10	6.04
09/02/2015	2470.16	2824.39	2605.64	2604.41	14.34	5.48	5.43
10/02/2015	2468.81	2810.45	2615.70	2614.29	13.84	5.95	5.89
11/02/2015	2470.05	2810.02	2614.99	2613.57	13.76	5.87	5.81

12/02/2015	2466.65	2806.99	2612.78	2611.37	13.80	5.92	5.87
13/02/2015	2465.55	2804.12	2610.87	2609.47	13.73	5.89	5.84
14/02/2015	2464.61	2813.49	2627.03	2625.35	14.16	6.59	6.52
09/03/2015	2656.55	2894.70	2658.05	2657.51	8.96	0.06	0.04
10/03/2015	2557.74	2880.17	2689.96	2688.71	12.61	5.17	5.12
11/03/2015	2550.10	2864.77	2690.73	2689.36	12.34	5.51	5.46
12/03/2015	2543.48	2871.36	2680.46	2679.18	12.89	5.39	5.34
13/03/2015	2538.64	2857.27	2682.83	2681.45	12.55	5.68	5.63
14/03/2015	2533.17	2851.78	2678.13	2676.76	12.58	5.72	5.67
15/03/2015	2530.26	2854.34	2666.50	2665.27	12.81	5.38	5.34
16/03/2015	2525.16	2859.18	2665.07	2663.72	13.23	5.54	5.49
17/03/2015	2522.36	2843.18	2668.02	2666.61	12.72	5.77	5.72
18/03/2015	2519.01	2850.78	2671.68	2670.20	13.17	6.06	6.00
19/03/2015	2517.46	2849.36	2658.26	2656.95	13.18	5.59	5.54
20/03/2015	2515.18	2846.52	2655.58	2654.27	13.17	5.58	5.53
21/03/2015	2512.93	2840.75	2651.36	2650.08	13.05	5.51	5.46
22/03/2015	2510.69	2839.86	2649.86	2648.57	13.11	5.54	5.49
23/03/2015	2508.61	2844.51	2650.79	2649.43	13.39	5.67	5.61
24/03/2015	2504.15	2841.16	2647.93	2646.58	13.46	5.74	5.69
25/03/2015	2501.48	2836.03	2644.22	2642.89	13.37	5.71	5.65
26/03/2015	2500.57	2829.59	2639.66	2638.35	13.16	5.56	5.51
27/03/2015	2497.24	2849.05	2630.47	2629.27	14.09	5.33	5.29
28/03/2015	2493.89	2841.46	2664.10	2662.31	13.94	6.83	6.75
29/03/2015	2492.44	2840.14	2625.11	2623.96	13.95	5.32	5.28
30/03/2015	2491.00	2839.35	2640.75	2639.29	13.98	6.01	5.95
31/03/2015	2488.62	2832.15	2635.96	2634.54	13.80	5.92	5.86
01/04/2015	2485.84	2824.45	2631.05	2629.67	13.62	5.84	5.79
02/04/2015	2483.62	2827.52	2631.50	2630.07	13.85	5.95	5.90
03/04/2015	2481.37	2824.47	2629.96	2628.56	13.83	5.99	5.93
04/04/2015	2479.20	2823.37	2629.44	2628.04	13.88	6.06	6.00
05/04/2015	2477.07	2819.42	2624.60	2623.18	13.82	5.96	5.90
06/04/2015	2474.87	2813.50	2620.63	2619.25	13.68	5.89	5.83
07/04/2015	2472.73	2814.52	2620.13	2618.72	13.82	5.96	5.90
08/04/2015	2470.66	2810.22	2616.90	2615.50	13.74	5.92	5.86
01/05/2015	2698.13	2852.51	2516.38	2518.54	5.72	6.74	6.66
02/05/2015	2554.12	2787.87	2586.46	2584.89	9.15	1.27	1.20
03/05/2015	2544.51	2797.90	2573.59	2572.23	9.96	1.14	1.09
04/05/2015	2538.53	2774.02	2579.69	2578.23	9.28	1.62	1.56
05/05/2015	2532.99	2855.07	2670.18	2669.00	12.72	5.42	5.37
06/05/2015	2528.86	2855.30	2668.39	2667.17	12.91	5.52	5.47
07/05/2015	2525.30	2881.04	2647.65	2646.75	14.09	4.85	4.81
08/05/2015	2521.77	2853.26	2675.85	2674.40	13.15	6.11	6.05
09/05/2015	2519.20	2870.47	2654.85	2653.73	13.94	5.38	5.34
10/05/2015	2516.48	2843.00	2657.08	2655.87	12.98	5.59	5.54
11/05/2015	2513.52	2868.35	2650.44	2649.28	14.12	5.45	5.40
12/05/2015	2509.93	2838.14	2651.26	2650.02	13.08	5.63	5.58

13/05/2015	2506.76	2831.44	2646.43	2645.22	12.95	5.57	5.52
14/05/2015	2503.53	2862.55	2642.78	2641.58	14.34	5.56	5.51
15/05/2015	2500.41	2825.22	2640.22	2639.00	12.99	5.59	5.54
16/05/2015	2497.39	2856.88	2636.78	2635.56	14.39	5.58	5.53
17/05/2015	2494.44	2843.71	2615.06	2614.17	14.00	4.84	4.80
18/05/2015	2491.46	2838.14	2642.05	2640.64	13.91	6.04	5.99
19/05/2015	2488.69	2833.47	2621.65	2620.54	13.85	5.34	5.30
20/05/2015	2485.95	2848.71	2626.95	2625.70	14.59	5.67	5.62
21/05/2015	2483.44	2846.08	2624.39	2623.13	14.60	5.68	5.63
22/05/2015	2480.93	2815.18	2625.74	2624.42	13.47	5.84	5.78
23/05/2015	2478.46	2817.15	2625.50	2624.15	13.67	5.93	5.88
24/05/2015	2475.85	2815.93	2623.64	2622.27	13.74	5.97	5.91
25/05/2015	2473.47	2823.31	2626.24	2624.79	14.14	6.18	6.12
26/05/2015	2471.11	2815.74	2605.26	2604.12	13.95	5.43	5.38
27/05/2015	2468.66	2819.01	2605.47	2604.29	14.19	5.54	5.49
28/05/2015	2466.20	2820.22	2604.85	2603.63	14.35	5.62	5.57
29/05/2015	2463.82	2812.14	2599.43	2598.25	14.14	5.50	5.46
30/05/2015	2461.45	2813.86	2599.58	2598.38	14.32	5.61	5.56
31/05/2015	2459.19	2809.58	2596.41	2595.22	14.25	5.58	5.53
01/06/2015	2456.84	2808.92	2594.73	2593.52	14.33	5.61	5.56
02/06/2015	2454.54	2805.42	2592.10	2590.90	14.30	5.60	5.56
03/06/2015	2452.27	2809.40	2593.91	2592.68	14.56	5.78	5.73
04/06/2015	2449.99	2808.02	2593.28	2592.06	14.61	5.85	5.80
05/06/2015	2447.76	2803.23	2587.53	2586.29	14.52	5.71	5.66
06/06/2015	2445.50	2824.22	2567.81	2566.88	15.49	5.00	4.96
07/06/2015	2443.28	2808.61	2572.94	2571.88	14.95	5.31	5.26
08/06/2015	2441.05	2803.78	2569.62	2568.57	14.86	5.27	5.22
09/06/2015	2438.87	2807.59	2570.01	2568.92	15.12	5.38	5.33
10/06/2015	2436.71	2783.85	2589.92	2588.46	14.25	6.29	6.23
11/06/2015	2434.59	2786.07	2573.04	2571.83	14.44	5.69	5.64
12/06/2015	2432.43	2797.80	2562.35	2561.27	15.02	5.34	5.30
13/06/2015	2430.34	2789.87	2558.12	2557.08	14.79	5.26	5.22
14/06/2015	2462.41	2918.30	2678.48	2678.62	18.51	8.77	8.78
15/06/2015	2503.75	2894.26	2635.48	2636.45	15.60	5.26	5.30
16/06/2015	2426.47	2792.38	2515.57	2514.97	15.08	3.67	3.65
17/06/2015	2430.26	2757.82	2503.79	2503.51	13.48	3.03	3.01
18/06/2015	2421.57	2772.92	2511.83	2511.37	14.51	3.73	3.71
19/06/2015	2419.17	2768.74	2554.93	2553.70	14.45	5.61	5.56
20/06/2015	2405.56	2765.04	2544.07	2542.72	14.94	5.76	5.70
21/06/2015	2404.66	2782.03	2535.90	2534.67	15.69	5.46	5.41
22/06/2015	2402.93	2778.66	2533.67	2532.45	15.64	5.44	5.39
23/06/2015	2400.98	2779.17	2532.78	2531.55	15.75	5.49	5.44
24/06/2015	2398.94	2747.77	2533.05	2531.78	14.54	5.59	5.54
25/06/2015	2397.01	2778.26	2530.22	2528.97	15.91	5.56	5.51
26/06/2015	2395.13	2754.71	2534.11	2532.76	15.01	5.80	5.75
27/06/2015	2393.30	2774.37	2526.54	2525.28	15.92	5.57	5.51

28/06/2015	2391.50	2740.98	2526.35	2525.07	14.61	5.64	5.59
29/06/2015	2389.66	2769.11	2522.56	2521.32	15.88	5.56	5.51
30/06/2015	2388.12	2757.95	2517.01	2515.82	15.49	5.40	5.35
01/07/2015	2385.56	2769.06	2520.54	2519.27	16.08	5.66	5.60
02/07/2015	2384.33	2768.65	2519.59	2518.31	16.12	5.67	5.62
03/07/2015	2382.68	2767.92	2518.24	2516.95	16.17	5.69	5.64
04/07/2015	2380.88	2736.86	2519.11	2517.78	14.95	5.81	5.75
05/07/2015	2379.07	2761.41	2513.71	2512.44	16.07	5.66	5.61
06/07/2015	2377.31	2764.00	2514.04	2512.74	16.27	5.75	5.70
07/07/2015	2375.62	2740.34	2518.14	2516.74	15.35	6.00	5.94
08/07/2015	2373.87	2755.42	2508.42	2507.15	16.07	5.67	5.61
09/07/2015	2372.12	2755.95	2507.76	2506.48	16.18	5.72	5.66
10/07/2015	2376.01	2756.92	2507.59	2506.29	16.03	5.54	5.48
11/07/2015	2369.36	2733.39	2505.61	2504.12	15.36	5.75	5.69
12/07/2015	2363.50	2724.47	2480.17	2478.90	15.27	4.94	4.88
13/07/2015	2359.75	2715.17	2490.63	2489.17	15.06	5.55	5.48
14/07/2015	2357.93	2709.38	2487.12	2485.69	14.91	5.48	5.42
15/07/2015	2356.09	2722.12	2491.75	2490.22	15.54	5.76	5.69
16/07/2015	2354.26	2708.84	2485.35	2483.91	15.06	5.57	5.51
17/07/2015	2352.48	2703.29	2482.02	2480.60	14.91	5.51	5.45
18/07/2015	2350.55	2726.69	2476.06	2474.71	16.00	5.34	5.28
19/07/2015	2348.56	2701.10	2479.00	2477.57	15.01	5.55	5.49
20/07/2015	2346.80	2719.91	2471.22	2469.89	15.90	5.30	5.25
21/07/2015	2348.12	2743.21	2489.82	2488.51	16.83	6.03	5.98
22/07/2015	2351.31	2725.99	2483.47	2482.23	15.94	5.62	5.57
23/07/2015	2349.90	2724.61	2481.93	2480.68	15.95	5.62	5.57
24/07/2015	2348.72	2724.50	2480.91	2479.66	16.00	5.63	5.57
31/07/2015	2336.06	2715.45	2470.96	2469.68	16.24	5.77	5.72
01/08/2015	2334.94	2713.10	2467.21	2465.96	16.20	5.66	5.61
02/08/2015	2333.24	2710.14	2466.80	2465.53	16.15	5.72	5.67
03/08/2015	2331.60	2708.80	2465.65	2464.39	16.18	5.75	5.69
04/08/2015	2330.03	2709.14	2464.68	2463.40	16.27	5.78	5.72
05/08/2015	2328.32	2709.30	2463.77	2462.47	16.36	5.82	5.76
06/08/2015	2326.65	2709.91	2463.02	2461.71	16.47	5.86	5.81
07/08/2015	2324.94	2704.86	2460.05	2458.76	16.34	5.81	5.76
08/08/2015	2322.85	2692.44	2451.16	2449.91	15.91	5.52	5.47
09/08/2015	2318.84	2669.46	2424.39	2423.06	15.12	4.55	4.49
10/08/2015	2315.35	2688.23	2412.02	2410.71	16.10	4.18	4.12
11/08/2015	2312.43	2634.24	2387.40	2386.02	13.92	3.24	3.18
12/08/2015	2315.31	2681.88	2394.67	2393.57	15.83	3.43	3.38
13/08/2015	2313.05	2669.14	2379.92	2378.80	15.40	2.89	2.84
14/08/2015	2311.69	2668.73	2385.84	2384.78	15.45	3.21	3.16
15/08/2015	2306.91	2630.39	2354.67	2353.66	14.02	2.07	2.03
16/08/2015	2301.47	2615.97	2326.30	2325.39	13.67	1.08	1.04
31/08/2015	2226.73	2561.24	2245.05	2243.92	15.02	0.82	0.77
01/09/2015	2223.55	2510.98	2210.42	2209.40	12.93	0.59	0.64

02/09/2015	2220.81	2539.64	2219.23	2218.29	14.36	0.07	0.11
03/09/2015	2215.91	2523.48	2221.52	2220.49	13.88	0.25	0.21
04/09/2015	2210.97	2535.68	2210.47	2209.49	14.69	0.02	0.07
05/09/2015	2207.20	2513.39	2207.56	2206.56	13.87	0.02	0.03
06/09/2015	2202.50	2467.74	2188.81	2188.10	12.04	0.62	0.65
07/09/2015	2198.67	2526.34	2211.27	2210.09	14.90	0.57	0.52
08/09/2015	2193.28	2505.07	2198.52	2197.51	14.22	0.24	0.19
09/09/2015	2187.67	2499.09	2193.85	2192.84	14.23	0.28	0.24
10/09/2015	2184.50	2500.99	2190.20	2189.15	14.49	0.26	0.21
11/09/2015	2181.58	2489.28	2178.59	2177.54	14.10	0.14	0.19
12/09/2015	2177.07	2490.65	2174.69	2173.59	14.40	0.11	0.16
13/09/2015	2172.53	2474.82	2163.94	2162.87	13.91	0.40	0.44
14/09/2015	2165.14	2472.38	2161.05	2159.97	14.19	0.19	0.24
15/09/2015	2166.92	2454.50	2141.66	2140.57	13.27	1.17	1.22
16/09/2015	2201.90	2411.06	2098.75	2098.32	9.50	4.68	4.70
17/09/2015	2211.65	2375.05	2030.49	2030.55	7.39	8.19	8.19
18/09/2015	2147.72	2408.51	2106.70	2105.65	12.14	1.91	1.96
19/09/2015	2177.02	2381.10	2088.87	2088.16	9.37	4.05	4.08
20/09/2015	2150.99	2409.32	2092.76	2092.01	12.01	2.71	2.74
21/09/2015	2150.52	2394.23	2097.18	2096.40	11.33	2.48	2.52
22/09/2015	2151.84	2399.25	2098.24	2097.42	11.50	2.49	2.53
23/09/2015	2158.14	2408.08	2107.16	2106.35	11.58	2.36	2.40
24/09/2015	2162.63	2406.37	2109.95	2109.18	11.27	2.44	2.47
25/09/2015	2160.45	2433.50	2128.12	2127.30	12.64	1.50	1.53
26/09/2015	2155.55	2414.75	2109.41	2108.57	12.02	2.14	2.18
27/09/2015	2141.46	2403.17	2104.01	2103.22	12.22	1.75	1.79
28/09/2015	2135.87	2417.45	2119.06	2118.18	13.18	0.79	0.83
29/09/2015	2127.09	2399.25	2100.51	2099.62	12.80	1.25	1.29
30/09/2015	2124.88	2401.17	2098.87	2097.95	13.00	1.22	1.27
01/10/2015	2128.32	2399.37	2097.76	2096.85	12.74	1.44	1.48
02/10/2015	2124.46	2413.25	2112.74	2111.84	13.59	0.55	0.59
03/10/2015	2125.88	2406.03	2106.10	2105.20	13.18	0.93	0.97
04/10/2015	2127.33	2400.71	2104.25	2103.37	12.85	1.09	1.13
05/10/2015	2122.15	2402.75	2090.71	2089.88	13.22	1.48	1.52
06/10/2015	2120.01	2392.53	2093.89	2093.02	12.85	1.23	1.27
07/10/2015	2115.96	2398.10	2094.48	2093.56	13.33	1.02	1.06
08/10/2015	2117.01	2387.76	2091.92	2091.05	12.79	1.19	1.23
09/10/2015	2118.08	2380.63	2090.21	2089.38	12.40	1.32	1.35
10/10/2015	2114.33	2382.94	2087.21	2086.34	12.70	1.28	1.32
11/10/2015	2116.67	2399.47	2104.93	2104.09	13.36	0.55	0.59
12/10/2015	2122.83	2400.85	2093.32	2092.37	13.10	1.39	1.43
13/10/2015	2117.45	2386.02	2085.60	2084.70	12.68	1.50	1.55
14/10/2015	2117.61	2390.06	2087.97	2087.05	12.87	1.40	1.44
15/10/2015	2117.66	2379.60	2079.98	2079.10	12.37	1.78	1.82
16/10/2015	2111.90	2423.23	2129.77	2128.97	14.74	0.85	0.81
17/10/2015	2113.33	2437.44	2147.62	2146.87	15.34	1.62	1.59

18/10/2015	2110.33	2433.07	2141.98	2141.21	15.29	1.50	1.46
19/10/2015	2108.69	2452.80	2156.08	2155.28	16.32	2.25	2.21
20/10/2015	2109.34	2443.32	2153.08	2152.34	15.83	2.07	2.04
21/10/2015	2108.90	2431.86	2141.54	2140.79	15.31	1.55	1.51
22/10/2015	2106.55	2432.08	2144.88	2144.15	15.45	1.82	1.78
23/10/2015	2106.48	2422.45	2137.39	2136.80	15.00	1.47	1.44
25/10/2015	2101.04	2373.23	2046.14	2045.64	12.96	2.61	2.64
26/10/2015	2076.30	2370.28	2069.38	2068.60	14.16	0.33	0.37
27/10/2015	2077.82	2392.35	2092.94	2092.19	15.14	0.73	0.69
28/10/2015	2075.61	2386.74	2074.86	2074.01	14.99	0.04	0.08
29/10/2015	2059.41	2383.98	2066.93	2066.05	15.76	0.37	0.32
30/10/2015	2062.62	2408.33	2099.80	2099.00	16.76	1.80	1.76
31/10/2015	2066.99	2377.79	2086.54	2085.67	15.04	0.95	0.90
01/11/2015	2062.69	2366.80	2072.65	2071.75	14.74	0.48	0.44
02/11/2015	2063.02	2366.97	2073.79	2072.90	14.73	0.52	0.48
03/11/2015	2052.91	2352.74	2040.40	2039.53	14.61	0.61	0.65
04/11/2015	2051.17	2354.98	2058.32	2057.39	14.81	0.35	0.30
05/11/2015	2048.63	2355.89	2060.25	2059.33	15.00	0.57	0.52
06/11/2015	2047.67	2362.85	2043.22	2042.30	15.39	0.22	0.26
07/11/2015	2038.15	2353.65	2038.87	2037.98	15.48	0.04	0.01
08/11/2015	2034.70	2360.76	2043.32	2042.41	16.03	0.42	0.38
09/11/2015	2032.29	2344.95	2028.29	2027.38	15.38	0.20	0.24
10/11/2015	2030.81	2343.21	2025.61	2024.69	15.38	0.26	0.30
11/11/2015	2028.95	2335.77	2020.10	2019.19	15.12	0.44	0.48
12/11/2015	2028.56	2335.05	2017.39	2016.46	15.11	0.55	0.60
13/11/2015	2025.79	2338.40	2022.66	2021.74	15.43	0.15	0.20
14/11/2015	2019.33	2320.04	2002.27	2001.34	14.89	0.84	0.89
15/11/2015	2023.57	2327.12	2012.15	2011.25	15.00	0.56	0.61
16/11/2015	2031.00	2340.71	2031.15	2030.29	15.25	0.01	0.04
17/11/2015	2037.86	2334.43	2021.72	2020.89	14.55	0.79	0.83
18/11/2015	2004.56	2300.25	1986.99	1986.12	14.75	0.88	0.92
19/11/2015	2013.92	2322.65	2008.16	2007.30	15.33	0.29	0.33
20/11/2015	2030.29	2321.93	2012.07	2011.23	14.36	0.90	0.94
21/11/2015	2025.85	2315.36	2001.42	2000.56	14.29	1.21	1.25
22/11/2015	1990.05	2288.40	1974.65	1973.77	14.99	0.77	0.82
23/11/2015	1964.06	2295.77	1976.13	1975.20	16.89	0.61	0.57
31/12/2015	1916.40	2226.62	1868.68	1867.85	16.19	2.49	2.53
01/01/2016	1918.91	2205.08	1877.60	1876.76	14.91	2.15	2.20
02/01/2016	1913.74	2260.39	1908.13	1906.79	18.11	0.29	0.36
03/01/2016	1989.74	2203.63	1839.11	1838.74	10.75	7.57	7.59
04/01/2016	1904.82	2226.08	1869.48	1868.66	16.87	1.86	1.90
05/01/2016	1908.37	2204.89	1867.64	1866.74	15.54	2.13	2.18
06/01/2016	1903.70	2195.50	1862.89	1862.02	15.33	2.14	2.19
07/01/2016	1900.00	2185.30	1854.74	1853.86	15.02	2.38	2.43
08/01/2016	1896.25	2187.02	1853.23	1852.34	15.33	2.27	2.32
09/01/2016	1893.64	2187.25	1848.81	1847.89	15.51	2.37	2.42

10/01/2016	1890.40	2183.03	1845.43	1844.52	15.48	2.38	2.43
11/01/2016	1878.17	2218.52	1882.88	1882.00	18.12	0.25	0.20
12/01/2016	1856.65	2205.67	1874.81	1873.95	18.80	0.98	0.93
13/01/2016	1865.90	2238.04	1903.23	1902.36	19.94	2.00	1.95
14/01/2016	1862.17	2233.12	1899.39	1898.53	19.92	2.00	1.95
15/01/2016	1854.86	2214.28	1881.86	1880.99	19.38	1.46	1.41
16/01/2016	1851.06	2212.61	1887.73	1886.90	19.53	1.98	1.94
17/01/2016	1848.82	2209.05	1878.97	1878.11	19.48	1.63	1.58
18/01/2016	1846.40	2207.83	1878.26	1877.41	19.57	1.73	1.68
19/01/2016	1842.56	2209.12	1876.48	1875.61	19.89	1.84	1.79
20/01/2016	1836.49	2203.72	1870.17	1869.29	20.00	1.83	1.79
21/01/2016	1831.67	2211.98	1868.76	1867.83	20.76	2.03	1.97
22/01/2016	1834.49	2234.11	1874.92	1873.91	21.78	2.20	2.15
23/01/2016	1797.93	2165.70	1796.71	1796.08	20.46	0.07	0.10
24/01/2016	1806.52	2189.14	1831.56	1830.72	21.18	1.39	1.34
25/01/2016	1804.45	2186.49	1843.29	1842.15	21.17	2.15	2.09
26/01/2016	1800.97	2206.33	1855.50	1854.20	22.51	3.03	2.96
27/01/2016	1797.85	2189.26	1827.41	1826.37	21.77	1.64	1.59
28/01/2016	1794.55	2183.14	1827.41	1826.40	21.65	1.83	1.77
29/01/2016	1789.60	2162.08	1801.92	1801.04	20.81	0.69	0.64
30/01/2016	1772.27	2167.53	1811.43	1810.41	22.30	2.21	2.15
31/01/2016	1763.25	2175.61	1812.42	1811.36	23.39	2.79	2.73
01/02/2016	1749.38	2172.56	1804.52	1803.43	24.19	3.15	3.09
02/02/2016	1747.17	2162.39	1787.17	1786.05	23.77	2.29	2.23
03/02/2016	1759.47	2154.78	1785.22	1784.12	22.47	1.46	1.40
04/02/2016	1753.59	2147.71	1783.41	1782.33	22.47	1.70	1.64
05/02/2016	1750.30	2174.88	1805.04	1803.94	24.26	3.13	3.06
06/02/2016	1746.18	2162.71	1790.70	1789.59	23.85	2.55	2.49
07/02/2016	1742.77	2150.34	1775.73	1774.77	23.39	1.89	1.84
08/02/2016	1740.80	2148.19	1783.74	1782.45	23.40	2.47	2.39
09/02/2016	1736.29	2162.16	1784.19	1783.04	24.53	2.76	2.69
10/02/2016	1737.26	2177.53	1798.65	1797.49	25.34	3.53	3.47
11/02/2016	1750.11	2162.24	1787.55	1786.59	23.55	2.14	2.08
12/02/2016	1740.68	2171.20	1793.98	1793.01	24.73	3.06	3.01
13/02/2016	1731.30	2139.70	1768.87	1767.92	23.59	2.17	2.12
14/02/2016	1713.51	2112.03	1755.96	1754.89	23.26	2.48	2.42
15/02/2016	1729.57	2146.74	1740.72	1739.89	24.12	0.64	0.60
16/02/2016	1703.61	2091.38	1732.97	1732.07	22.76	1.72	1.67
17/02/2016	1694.86	2127.73	1748.73	1747.75	25.54	3.18	3.12
18/02/2016	1689.48	2138.19	1693.48	1692.90	26.56	0.24	0.20
19/02/2016	1683.16	2132.80	1695.29	1694.74	26.71	0.72	0.69
20/02/2016	1678.26	2139.33	1677.14	1676.70	27.47	0.07	0.09
21/02/2016	1673.88	2120.01	1675.65	1675.26	26.65	0.11	0.08
22/02/2016	1669.23	2087.02	1689.29	1688.69	25.03	1.20	1.17
23/02/2016	1659.22	2070.61	1665.02	1664.38	24.79	0.35	0.31
24/02/2016	1650.33	2124.37	1668.72	1667.92	28.72	1.11	1.07

25/02/2016	1647.26	2088.14	1654.90	1654.16	26.76	0.46	0.42
26/02/2016	1634.24	2070.35	1636.34	1635.59	26.69	0.13	0.08
27/02/2016	1638.30	2061.36	1652.45	1651.79	25.82	0.86	0.82
28/02/2016	1643.79	2113.05	1653.93	1653.30	28.55	0.62	0.58
29/02/2016	1643.92	2116.47	1652.28	1651.62	28.74	0.51	0.47
01/03/2016	1642.15	2122.26	1660.74	1660.10	29.24	1.13	1.09
02/03/2016	1641.38	2118.13	1658.92	1658.29	29.05	1.07	1.03
03/03/2016	1640.02	2064.20	1655.04	1654.38	25.86	0.92	0.88
04/03/2016	1638.63	2113.88	1647.39	1646.72	29.00	0.53	0.49
05/03/2016	1636.17	2114.67	1649.74	1649.08	29.25	0.83	0.79
06/03/2016	1633.92	2105.30	1648.03	1647.40	28.85	0.86	0.83
07/03/2016	1631.76	2109.43	1645.89	1645.23	29.27	0.87	0.83
08/03/2016	1628.06	2103.79	1634.81	1634.14	29.22	0.41	0.37
09/03/2016	1625.44	2096.39	1622.59	1621.90	28.97	0.18	0.22
10/03/2016	1623.30	2091.52	1619.15	1618.45	28.84	0.26	0.30
11/03/2016	1622.24	2068.19	1614.33	1613.69	27.49	0.49	0.53
12/03/2016	1620.95	2078.78	1621.66	1621.02	28.24	0.04	0.00
14/03/2016	1615.15	2062.39	1605.01	1604.35	27.69	0.63	0.67
15/03/2016	1610.81	2043.00	1602.42	1601.81	26.83	0.52	0.56
16/03/2016	1605.40	2053.85	1594.23	1593.57	27.93	0.70	0.74
17/03/2016	1606.68	2044.67	1599.60	1598.97	27.26	0.44	0.48
18/03/2016	1606.53	2025.03	1599.06	1598.32	26.05	0.47	0.51
19/03/2016	1606.33	2076.88	1595.57	1594.84	29.29	0.67	0.72
20/03/2016	1603.68	2070.52	1598.33	1597.63	29.11	0.33	0.38
21/03/2016	1602.78	2056.62	1591.44	1590.76	28.32	0.71	0.75
22/03/2016	1604.64	2022.98	1596.40	1595.66	26.07	0.51	0.56
23/03/2016	1600.95	2042.21	1626.59	1625.90	27.56	1.60	1.56
24/03/2016	1596.00	2050.36	1618.82	1618.07	28.47	1.43	1.38
25/03/2016	1592.50	2045.32	1614.00	1613.26	28.43	1.35	1.30
26/03/2016	1597.25	2064.17	1599.60	1598.92	29.23	0.15	0.10
27/03/2016	1586.46	2046.70	1611.44	1610.68	29.01	1.57	1.53
28/03/2016	1592.91	2051.24	1619.55	1618.81	28.77	1.67	1.63
29/03/2016	1591.32	2068.18	1634.07	1633.11	29.97	2.69	2.63
30/03/2016	1591.48	2079.37	1615.20	1614.53	30.66	1.49	1.45
31/03/2016	1587.08	2088.84	1609.69	1608.97	31.62	1.42	1.38
01/04/2016	1584.40	2072.41	1615.17	1614.34	30.80	1.94	1.89
02/04/2016	1581.93	2056.83	1600.88	1600.22	30.02	1.20	1.16
03/04/2016	1578.89	2087.26	1606.97	1606.24	32.20	1.78	1.73
04/04/2016	1576.28	2053.21	1594.02	1593.35	30.26	1.13	1.08
05/04/2016	1573.72	2038.97	1588.61	1587.97	29.56	0.95	0.91
06/04/2016	1571.67	2034.93	1581.61	1580.96	29.48	0.63	0.59
07/04/2016	1569.00	2031.30	1575.82	1575.16	29.46	0.43	0.39
08/04/2016	1566.68	2032.05	1574.90	1574.22	29.70	0.52	0.48
09/04/2016	1564.52	2056.19	1579.24	1578.51	31.43	0.94	0.89
10/04/2016	1563.46	2006.34	1568.70	1568.08	28.33	0.34	0.30
11/04/2016	1561.67	2024.09	1574.92	1574.27	29.61	0.85	0.81

12/04/2016	1553.10	2043.61	1567.21	1566.48	31.58	0.91	0.86
13/04/2016	1544.98	2029.56	1563.53	1562.83	31.36	1.20	1.16
14/04/2016	1541.64	2037.95	1561.21	1560.48	32.19	1.27	1.22
15/04/2016	1538.87	2035.03	1558.76	1558.03	32.24	1.29	1.25
16/04/2016	1553.26	2003.77	1561.35	1560.54	29.00	0.52	0.47
17/04/2016	1545.77	1977.56	1530.38	1530.00	27.93	1.00	1.02
18/04/2016	1537.16	1993.31	1536.27	1535.76	29.67	0.06	0.09
19/04/2016	1534.05	1973.60	1518.97	1518.72	28.65	0.98	1.00
20/04/2016	1532.18	2051.60	1538.88	1538.23	33.90	0.44	0.39
21/04/2016	1530.64	2037.14	1531.69	1531.06	33.09	0.07	0.03
22/04/2016	1523.92	2025.30	1522.37	1521.74	32.90	0.10	0.14
23/04/2016	1519.70	2017.14	1521.52	1520.91	32.73	0.12	0.08
24/04/2016	1516.40	2034.27	1524.75	1524.11	34.15	0.55	0.51
25/04/2016	1515.17	2032.79	1523.69	1523.05	34.16	0.56	0.52
26/04/2016	1513.64	2027.91	1517.52	1516.87	33.98	0.26	0.21
27/04/2016	1512.43	2016.62	1506.27	1505.62	33.34	0.41	0.45
28/04/2016	1510.98	1998.63	1511.14	1510.57	32.27	0.01	0.03
29/04/2016	1513.27	2011.32	1517.33	1516.74	32.91	0.27	0.23
30/04/2016	1511.61	1998.08	1509.99	1509.42	32.18	0.11	0.15
01/05/2016	1509.79	2001.62	1505.96	1505.36	32.58	0.25	0.29
02/05/2016	1508.63	2003.67	1494.11	1493.47	32.81	0.96	1.00
03/05/2016	1495.19	2004.33	1496.08	1495.45	34.05	0.06	0.02
04/05/2016	1492.49	1955.07	1486.29	1485.74	30.99	0.42	0.45
05/05/2016	1550.43	1891.99	1414.47	1414.52	22.03	8.77	8.77
06/05/2016	1481.51	1942.57	1460.62	1460.03	31.12	1.41	1.45
07/05/2016	1479.54	1994.02	1471.28	1470.61	34.77	0.56	0.60
08/05/2016	1479.19	1994.11	1475.92	1475.26	34.81	0.22	0.27
09/05/2016	1478.06	1992.15	1472.07	1471.41	34.78	0.41	0.45
10/05/2016	1483.60	1963.90	1489.42	1488.87	32.37	0.39	0.36
11/05/2016	1485.85	2011.24	1482.05	1481.36	35.36	0.26	0.30
12/05/2016	1477.13	2002.37	1476.41	1475.74	35.56	0.05	0.09
13/05/2016	1475.74	1998.99	1476.87	1476.20	35.46	0.08	0.03
14/05/2016	1476.34	1999.75	1477.10	1476.43	35.45	0.05	0.01
15/05/2016	1475.31	1952.90	1471.51	1470.83	32.37	0.26	0.30
16/05/2016	1470.93	1957.32	1474.64	1473.93	33.07	0.25	0.20
17/05/2016	1469.03	1998.24	1471.48	1470.80	36.02	0.17	0.12
18/05/2016	1464.43	1986.56	1479.36	1478.73	35.65	1.02	0.98
19/05/2016	1467.28	1950.16	1475.78	1475.22	32.91	0.58	0.54
20/05/2016	1464.78	1993.88	1473.11	1472.44	36.12	0.57	0.52
21/05/2016	1462.31	1995.04	1477.50	1476.84	36.43	1.04	0.99
22/05/2016	1459.64	1993.08	1474.27	1473.60	36.55	1.00	0.96
23/05/2016	1457.62	1982.40	1468.23	1467.58	36.00	0.73	0.68
24/05/2016	1455.83	1986.50	1469.06	1468.40	36.45	0.91	0.86
25/05/2016	1453.99	1981.58	1462.34	1461.68	36.29	0.57	0.53
26/05/2016	1450.67	1970.32	1459.75	1459.10	35.82	0.63	0.58
27/05/2016	1450.26	1975.62	1457.43	1456.76	36.23	0.49	0.45

28/05/2016	1451.72	1986.64	1491.38	1490.78	36.85	2.73	2.69
30/05/2016	1459.35	1904.77	1360.21	1359.47	30.52	6.79	6.84
31/05/2016	1469.81	1908.34	1369.92	1369.19	29.84	6.80	6.85
01/06/2016	1473.82	1910.31	1378.34	1377.62	29.62	6.48	6.53
02/06/2016	1476.84	1920.67	1380.53	1379.80	30.05	6.52	6.57
03/06/2016	1477.77	1893.64	1362.52	1362.07	28.14	7.80	7.83
04/06/2016	1478.31	1884.01	1365.81	1365.38	27.44	7.61	7.64
05/06/2016	1479.49	1877.96	1364.37	1363.95	26.93	7.78	7.81
06/06/2016	1473.98	1969.54	1487.91	1487.61	33.62	0.94	0.92
07/06/2016	1449.80	1973.67	1505.32	1504.60	36.13	3.83	3.78
08/06/2016	1443.36	1968.88	1504.55	1503.84	36.41	4.24	4.19
09/06/2016	1439.20	1964.82	1496.55	1495.82	36.52	3.98	3.93
10/06/2016	1437.45	1957.98	1488.08	1487.36	36.21	3.52	3.47
11/06/2016	1434.73	1978.97	1491.08	1490.31	37.93	3.93	3.87
12/06/2016	1432.44	2009.69	1478.82	1478.12	40.30	3.24	3.19
13/06/2016	1430.14	1944.98	1481.33	1480.61	36.00	3.58	3.53
14/06/2016	1427.34	1943.70	1480.72	1480.01	36.18	3.74	3.69
15/06/2016	1425.53	1941.24	1471.41	1470.67	36.18	3.22	3.17
16/06/2016	1426.99	2003.19	1456.44	1455.69	40.38	2.06	2.01
17/06/2016	1427.96	2004.59	1459.44	1458.70	40.38	2.20	2.15
18/06/2016	1427.77	2001.30	1455.59	1454.85	40.17	1.95	1.90
19/06/2016	1427.23	2000.41	1454.86	1454.12	40.16	1.94	1.88
20/06/2016	1426.88	1988.90	1449.59	1448.87	39.39	1.59	1.54
21/06/2016	1419.41	1995.02	1450.67	1449.93	40.55	2.20	2.15
23/06/2016	1414.79	2015.75	1477.42	1476.71	42.48	4.43	4.38
24/06/2016	1409.23	1946.76	1474.05	1473.31	38.14	4.60	4.55
25/06/2016	1401.72	1994.32	1462.41	1461.71	42.28	4.33	4.28
26/06/2016	1398.94	1997.14	1462.94	1462.23	42.76	4.58	4.52
27/06/2016	1399.42	1996.13	1464.73	1464.03	42.64	4.67	4.62
28/06/2016	1398.39	1997.31	1462.84	1462.13	42.83	4.61	4.56
29/06/2016	1397.09	2000.60	1463.81	1463.09	43.20	4.78	4.72
30/06/2016	1402.67	2004.69	1473.03	1472.33	42.92	5.02	4.97
01/07/2016	1404.21	2005.67	1469.47	1468.76	42.83	4.65	4.60

Fuente: Petroamazonas EP, Gerencia de Operaciones *Offshore*, 2015.

Elaborado por: Xavier Parra

Anexo 3-1: Resumen de la base de datos utilizada en OFM.

COMPLETACIÓN	FECHA (DÍA)	TIEMPO DE FLUJO (HRS.)	PRESIÓN DE CABEZA (PSI)	PRODUCCIÓN DE GAS (MMSCFD)	CHOQUE ("/64)	CONDESADO (BPD)	APORTE DE AGUA (BPD)	PRESIÓN DE FONDO CALCULADA (PSI)
AMSA-006S3SB	01/09/2002	2	3815.00	50	6	0.0	0.0	4593.52
AMSA-006S3SB	30/09/2002	24	3480.00	17809	34	5.2	3.5	4471.60
AMSA-006S3SB	01/10/2002	24	3480.00	15778	34	0.0	2.6	4417.82
AMSA-006S3SB	31/10/2002	24	3400.00	16844	26	1.0	3.8	4357.84
AMSA-006S3SB	01/11/2002	24	3540.00	16810	19	1.4	2.7	4509.82
AMSA-006S3SB	30/11/2002	18	3360.00	14607	34	0.0	2.5	4256.98
AMSA-006S3SB	01/12/2002	16	3360.00	10262	34	0.0	2.8	4168.10
AMSA-006S3SB	31/12/2002	24	3240.00	17453	34	0.7	3.0	4199.60
AMSA-006S3SB	01/01/2003	24	3240.00	17075	34	0.7	3.0	4188.80
AMSA-006S3SB	31/01/2003	24	3100.00	17403	35	0.7	4.5	4044.47
AMSA-006S3SB	01/02/2003	24	3100.00	17196	36	0.7	5.0	4038.37
AMSA-006S3SB	28/02/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/03/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/03/2003	24	3100.00	17230	36	7.8	0.0	4039.36
AMSA-006S3SB	01/04/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/04/2003	7	3100.00	3131	35	0.0	1.5	3787.83
AMSA-006S3SB	01/05/2003	16	3100.00	3180	34	1.0	3.0	3788.11
AMSA-006S3SB	31/05/2003	12	3250.00	4764	28	1.4	46.4	3972.83
AMSA-006S3SB	01/06/2003	6	3080.00	3698	33	0.0	14.7	3768.09
AMSA-006S3SB	30/06/2003	17	3270.00	5648	27	0.3	1.4	4003.77
AMSA-006S3SB	01/07/2003	17	3260.00	4697	27	0.2	0.0	3983.78
AMSA-006S3SB	31/07/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/08/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/08/2003	24	2900.00	20005	40	0.2	6.0	3910.61
AMSA-006S3SB	01/09/2003	24	2900.00	20058	40	0.2	7.0	3912.50
AMSA-006S3SB	30/09/2003	24	2755.00	20676	42	0.3	7.0	3779.04
AMSA-006S3SB	01/10/2003	24	2755.00	20589	42	0.2	8.0	3775.79
AMSA-006S3SB	31/10/2003	24	2720.00	20551	42	0.1	6.0	3736.90
AMSA-006S3SB	01/11/2003	24	2700.00	20561	42	0.1	6.0	3715.86
AMSA-006S3SB	30/11/2003	24	2510.00	10677	42	0.2	9.0	3201.69
AMSA-006S3SB	01/12/2003	24	2490.00	20782	44	0.2	13.0	3501.11
AMSA-006S3SB	31/12/2003	24	2520.00	21409	42	0.2	13.0	3558.33
AMSA-006S3SB	01/01/2004	24	2500.00	24750	42	0.3	19.5	3683.60
AMSA-006S3SB	31/01/2004	24	2320.00	23567	45	0.3	21.7	3447.14
AMSA-006S3SB	01/02/2004	24	2315.00	20861	45	0.2	19.0	3320.75
AMSA-006S3SB	29/02/2004	24	2170.00	22223	50	0.2	22.0	3233.31
AMSA-006S3SB	01/03/2004	24	2215.00	21862	49	0.2	22.9	3262.10
AMSA-006S3SB	31/03/2004	24	2690.00	14293	30	2.0	10.5	3498.71
AMSA-006S3SB	01/04/2004	24	2680.00	11906	30	1.9	9.8	3426.15
AMSA-006S3SB	30/04/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/05/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/05/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00

AMSA-006S3SB	01/06/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/06/2004	14	2795.00	6384	26	0.8	1.6	3460.29
AMSA-006S3SB	01/07/2004	14	2797.00	7623	32	0.0	1.0	3479.61
AMSA-006S3SB	31/07/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/08/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/08/2004	24	2991.00	7175	26	1.2	1.7	3699.30
AMSA-006S3SB	01/09/2004	24	2989.00	7346	26	1.1	1.7	3699.27
AMSA-006S3SB	30/09/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/10/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/10/2004	24	3034.00	3723	11	0.2	0.4	3714.64
AMSA-006S3SB	01/11/2004	24	3034.00	3697	11	0.3	0.2	3714.46
AMSA-006S3SB	30/11/2004	24	3000.00	5947	17	0.0	1.7	3694.88
AMSA-006S3SB	01/12/2004	24	2999.00	5886	17	0.0	2.2	3693.06
AMSA-006S3SB	31/12/2004	24	2900.00	10723	23	0.0	2.0	3653.07
AMSA-006S3SB	01/01/2005	24	2899.00	11845	23	0.8	3.1	3675.43
AMSA-006S3SB	31/01/2005	24	2883.00	11180	23	0.5	3.6	3642.89
AMSA-006S3SB	01/02/2005	24	2882.00	10816	23	0.0	3.2	3634.27
AMSA-006S3SB	28/02/2005	24	2881.00	11040	23	0.5	3.3	3637.70
AMSA-006S3SB	01/03/2005	24	2880.00	11437	23	0.6	3.9	3644.88
AMSA-006S3SB	31/03/2005	24	2900.00	11741	23	0.5	4.4	3674.29
AMSA-006S3SB	01/04/2005	24	2899.00	11253	23	0.3	4.0	3662.74
AMSA-006S3SB	30/04/2005	1	2749.00	1250	31	0.0	0.1	3366.73
AMSA-006S3SB	01/05/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/05/2005	21	3002.40	7695	17	1.5	1.5	3719.63
AMSA-006S3SB	01/06/2005	4	3002.40	1419	17	0.0	0.9	3666.57
AMSA-006S3SB	30/06/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/07/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/07/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/08/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/08/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/09/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/09/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/10/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/10/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/11/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/11/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/12/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/12/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/01/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/01/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/02/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	28/02/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/03/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/03/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/04/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/04/2006	15	2950.00	6728	21	1.7	0.7	3645.88

AMSA-006S3SB	01/05/2006	21.5	2960.00	12239	25	3.4	0.0	3753.61
AMSA-006S3SB	31/05/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/06/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/06/2006	13.5	3125.30	5586	20	0.0	5.7	3836.49
AMSA-006S3SB	01/07/2006	10.5	3123.80	5449	20	0.0	4.1	3833.40
AMSA-006S3SB	31/07/2006	24	3148.30	7838	19	0.0	2.0	3889.83
AMSA-006S3SB	01/08/2006	24	3149.20	7707	18	0.0	3.2	3889.07
AMSA-006S3SB	31/08/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/09/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/09/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/10/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/10/2006	12	3002.50	8404	28	0.5	2.7	3730.19
AMSA-006S3SB	01/11/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/11/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/12/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/12/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/01/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/01/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/02/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	28/02/2007	24	3047.50	13617	25	1.0	2.6	3884.42
AMSA-006S3SB	01/03/2007	24	3044.80	13611	25	0.9	2.9	3881.25
AMSA-006S3SB	31/03/2007	24	2945.20	14106	26	1.1	3.0	3781.37
AMSA-006S3SB	01/04/2007	24	2942.50	13938	26	1.2	3.3	3774.09
AMSA-006S3SB	30/04/2007	11	2921.60	9260	27	0.3	2.0	3650.71
AMSA-006S3SB	01/05/2007	12	2936.30	2851	26	0.2	1.4	3594.79
AMSA-006S3SB	31/05/2007	24	2872.10	14945	27	1.1	5.6	3721.45
AMSA-006S3SB	01/06/2007	24	2868.90	14827	27	1.1	5.7	3714.62
AMSA-006S3SB	30/06/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/07/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/07/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/08/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/08/2007	22	2824.40	17697	27	1.0	7.6	3750.51
AMSA-006S3SB	01/09/2007	24	2784.90	13597	28	1.2	7.9	3587.40
AMSA-006S3SB	30/09/2007	16.5	2713.20	14326	28	0.7	9.6	3525.79
AMSA-006S3SB	01/10/2007	12	2682.30	7647	29	0.7	5.0	3345.57
AMSA-006S3SB	31/10/2007	24	2639.20	14949	29	1.1	12.3	3460.22
AMSA-006S3SB	01/11/2007	24	2617.60	15086	29	1.2	12.2	3440.03
AMSA-006S3SB	30/11/2007	24	2675.70	13039	28	2.9	29.5	3449.07
AMSA-006S3SB	01/12/2007	22	2671.70	14008	28	1.1	10.8	3470.20
AMSA-006S3SB	31/12/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/01/2008	5	2600.80	489	28	0.1	1.8	3188.18
AMSA-006S3SB	31/01/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/02/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	29/02/2008	21	2676.40	8982	28	0.0	2.3	3361.08
AMSA-006S3SB	01/03/2008	19	2678.90	12402	28	0.0	2.0	3436.77
AMSA-006S3SB	31/03/2008	16.5	2841.20	7176	19	0.5	4.7	3524.86

AMSA-006S3SB	01/04/2008	18	2656.80	10502	28	0.7	7.9	3368.05
AMSA-006S3SB	30/04/2008	9.25	2688.10	6143	26	0.0	5.2	3331.36
AMSA-006S3SB	01/05/2008	5	2678.50	2566	26	0.0	2.5	3287.94
AMSA-006S3SB	31/05/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/06/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/06/2008	24	2864.90	11372	17	0.0	5.1	3626.21
AMSA-006S3SB	01/07/2008	19	2857.50	7486	18	0.0	3.6	3548.27
AMSA-006S3SB	31/07/2008	13	2687.80	6690	26	0.6	5.6	3338.14
AMSA-006S3SB	01/08/2008	24	2741.70	9662	24	0.6	6.9	3449.68
AMSA-006S3SB	31/08/2008	18	2864.20	4432	12	0.1	3.8	3521.07
AMSA-006S3SB	01/09/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/09/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/10/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/10/2008	7	2740.40	4166	29	0.1	1.5	3372.59
AMSA-006S3SB	01/11/2008	9	2741.40	7774	29	0.2	1.4	3416.84
AMSA-006S3SB	30/11/2008	24	2799.10	7795	21	1.7	5.7	3484.66
AMSA-006S3SB	01/12/2008	20	2610.10	12387	29	1.2	5.2	3357.69
AMSA-006S3SB	31/12/2008	24	2708.70	13614	26	1.3	7.0	3501.51
AMSA-006S3SB	01/01/2009	24	2709.70	13040	26	1.5	8.8	3487.79
AMSA-006S3SB	31/01/2009	23	2500.90	11791	30	1.2	11.6	3217.51
AMSA-006S3SB	01/02/2009	24	2498.40	14813	30	1.4	11.9	3298.07
AMSA-006S3SB	28/02/2009	24	2461.00	14657	29	1.3	14.5	3251.34
AMSA-006S3SB	01/03/2009	24	2471.20	14582	29	1.3	13.3	3260.52
AMSA-006S3SB	31/03/2009	24	2371.00	14601	30	1.7	21.6	3148.55
AMSA-006S3SB	01/04/2009	24	2370.60	14617	30	1.6	22.8	3148.60
AMSA-006S3SB	30/04/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/05/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/05/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/06/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/06/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/07/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/07/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/08/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/08/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/09/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/09/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/10/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/10/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/11/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/11/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/12/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/12/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/01/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/01/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/02/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	28/02/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00

AMSA-006S3SB	01/03/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/03/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/04/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/04/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/05/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/05/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/06/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/06/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/07/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/07/2010	20	2919.00	9253	26	0.2	1.2	3647.59
AMSA-006S3SB	01/08/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/08/2010	24	2814.80	15135	27	0.9	3.6	3662.52
AMSA-006S3SB	01/09/2010	24	2812.60	14791	27	1.4	3.2	3650.47
AMSA-006S3SB	30/09/2010	24	2850.10	8814	21	1.3	1.5	3560.34
AMSA-006S3SB	01/10/2010	24	2849.70	8744	21	1.6	1.6	3558.70
AMSA-006S3SB	31/10/2010	24	2798.70	8684	21	0.0	6.1	3498.42
AMSA-006S3SB	01/11/2010	24	2796.40	8527	21	0.0	4.8	3493.12
AMSA-006S3SB	30/11/2010	21	2753.20	8207	21	0.1	3.3	3437.49
AMSA-006S3SB	01/12/2010	24	2752.70	8565	21	1.2	7.1	3442.82
AMSA-006S3SB	31/12/2010	24	2714.30	7746	21	0.0	7.1	3384.65
AMSA-006S3SB	01/01/2011	24	2713.90	7643	21	0.0	4.8	3382.60
AMSA-006S3SB	31/01/2011	24	2678.50	7891	21	0.0	8.8	3344.96
AMSA-006S3SB	01/02/2011	24	2674.10	7803	21	0.0	9.2	3338.38
AMSA-006S3SB	28/02/2011	24	2644.90	8227	21	0.0	13.6	3311.04
AMSA-006S3SB	01/03/2011	24	2643.00	7951	21	0.0	14.8	3304.25
AMSA-006S3SB	31/03/2011	24	2610.70	8201	21	0.0	9.5	3270.45
AMSA-006S3SB	01/04/2011	24	2607.60	8178	21	0.0	9.6	3266.43
AMSA-006S3SB	30/04/2011	24	2586.40	7196	21	0.0	7.9	3225.73
AMSA-006S3SB	01/05/2011	24	2590.70	8595	21	0.0	10.5	3253.84
AMSA-006S3SB	31/05/2011	24	2580.10	6565	21	0.0	4.8	3209.14
AMSA-006S3SB	01/06/2011	24	2574.30	9019	21	0.0	5.9	3242.40
AMSA-006S3SB	30/06/2011	24	2540.60	7044	21	0.0	8.9	3169.29
AMSA-006S3SB	01/07/2011	24	2541.10	6088	21	0.0	9.1	3156.45
AMSA-006S3SB	31/07/2011	12	2589.90	4286	21	0.4	11.3	3194.62
AMSA-006S3SB	01/08/2011	24	2592.70	9389	21	1.1	8.3	3270.99
AMSA-006S3SB	31/08/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/09/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/09/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/10/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	31/10/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	01/11/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-006S3SB	30/11/2011	24	1691.20	7673	28	0.0	10.4	2171.19
AMSA-006S3SB	01/12/2011	24	1689.00	8871	28	0.0	10.0	2199.50
AMSA-006S3SB	31/12/2011	24	2285.10	7252	21	0.0	5.4	2869.16
AMSA-006S3SB	01/01/2012	11	1643.20	4479	32	0.0	3.4	2050.82
AMSA-006S3SB	31/01/2012	24	2517.00	9235	19	0.0	5.1	3179.46

AMSA-006S3SB	01/02/2012	14.5	1589.00	5714	36	0.0	5.0	2006.53
AMSA-006S3SB	29/02/2012	24	2445.80	8825	20	0.0	4.4	3087.96
AMSA-006S3SB	01/03/2012	24	2445.80	7777	20	0.0	4.4	3068.86
AMSA-006S3SB	31/03/2012	24	2294.50	6915	20	0.0	6.9	2874.75
AMSA-006S3SB	01/04/2012	24	2293.40	7074	20	0.0	6.9	2876.06
AMSA-006S3SB	30/04/2012	24	2339.70	6547	18	0.0	12.5	2922.92
AMSA-006S3SB	01/05/2012	24	2375.30	3762	16	0.2	20.1	2932.42
AMSA-006S3SB	31/05/2012	23.5	2320.00	8441	18	0.1	9.5	2932.27
AMSA-006S3SB	01/06/2012	24	2320.00	6990	18	0.1	9.0	2906.38
AMSA-006S3SB	30/06/2012	24	1511.90	12604	36	0.6	52.2	2127.95
AMSA-006S3SB	01/07/2012	24	2225.10	7952	20	0.3	24.3	2810.50
AMSA-006S3SB	31/07/2012	24	2225.40	4464	18	0.4	18.5	2758.25
AMSA-006S3SB	01/08/2012	24	1634.70	11549	36	0.7	36.1	2222.06
AMSA-006S3SB	31/08/2012	24	2167.20	6347	18	0.2	15.7	2713.35
AMSA-006S3SB	01/09/2012	24	2231.90	4187	18	0.2	14.5	2763.16
AMSA-006S3SB	30/09/2012	24	1419.90	11802	36	0.4	32.9	1996.85
AMSA-006S3SB	01/10/2012	24	1453.20	12796	38	0.5	35.5	2073.52
AMSA-006S3SB	31/10/2012	23.5	1312.50	11372	38	0.7	29.8	1864.70
AMSA-006S3SB	01/11/2012	24	1371.50	12236	38	1.1	34.1	1963.64
AMSA-006S3SB	30/11/2012	24	1343.10	10391	34	0.2	24.6	1857.98
AMSA-006S3SB	01/12/2012	24	1341.10	10138	34	0.7	27.6	1846.13
AMSA-006S3SB	31/12/2012	24	1286.90	10619	37	1.2	5.9	1806.29
AMSA-006S3SB	01/01/2013	24	1325.20	10977	37	1.3	5.7	1861.88
AMSA-006S3SB	31/01/2013	24	1269.90	11116	37	1.1	22.8	1808.87
AMSA-006S3SB	01/02/2013	24	1270.00	10500	37	1.3	30.3	1783.35
AMSA-006S3SB	28/02/2013	24	1291.80	10573	37	1.1	29.5	1809.68
AMSA-006S3SB	01/03/2013	24	1296.60	10552	37	1.0	29.6	1813.99
AMSA-006S3SB	31/03/2013	24	1294.60	10030	37	0.9	28.4	1791.23
AMSA-006S3SB	01/04/2013	24	1292.90	10046	37	0.8	28.7	1790.03
AMSA-006S3SB	30/04/2013	24	1244.30	9581	37	1.4	25.0	1719.14
AMSA-006S3SB	01/05/2013	24	1222.60	9604	37	1.4	25.1	1696.45
AMSA-006S3SB	31/05/2013	24	1241.90	9929	37	1.3	40.8	1730.14
AMSA-006S3SB	01/06/2013	24	1223.30	9766	37	1.0	30.2	1703.62
AMSA-006S3SB	30/06/2013	24	1233.20	8910	37	1.2	25.2	1681.66
AMSA-006S3SB	01/07/2013	24	1246.60	8776	37	1.3	24.4	1691.64
AMSA-006S3SB	31/07/2013	24	1189.20	8785	36	1.2	26.9	1628.57
AMSA-006S3SB	01/08/2013	24	1183.20	8811	36	1.3	26.8	1622.96
AMSA-006S3SB	31/08/2013	23	1774.70	7166	34	0.7	20.3	2258.65
AMSA-006S3SB	01/09/2013	24	1216.80	8337	34	0.7	22.6	1642.83
AMSA-006S3SB	30/09/2013	24	1218.60	7907	34	0.4	22.0	1630.04
AMSA-006S3SB	01/10/2013	24	1242.60	8067	34	0.4	20.7	1662.48
AMSA-006S3SB	31/10/2013	24	1160.60	8166	34	0.5	24.2	1574.23
AMSA-006S3SB	01/11/2013	24	1182.20	7980	34	0.5	24.6	1591.70
AMSA-006S3SB	30/11/2013	24	1156.50	8628	34	0.6	23.1	1586.79
AMSA-006S3SB	01/12/2013	24	1154.40	7629	34	0.6	23.0	1548.41
AMSA-006S3SB	31/12/2013	24	1153.30	7448	34	0.5	21.3	1541.01

AMSA-006S3SB	01/01/2014	24	1187.30	7216	34	0.5	21.3	1571.90
AMSA-006S3SB	31/01/2014	24	1137.50	7937	34	1.2	22.1	1540.35
AMSA-006S3SB	01/02/2014	24	1134.70	7833	34	1.4	21.7	1533.52
AMSA-006S3SB	28/02/2014	24	1491.30	6072	20	0.7	12.7	1896.94
AMSA-006S3SB	01/03/2014	23	1416.20	4080	20	0.6	10.8	1768.45
AMSA-006S3SB	31/03/2014	24	1115.00	7598	34	0.9	24.3	1503.25
AMSA-006S3SB	01/04/2014	24	1112.80	7690	34	0.8	24.0	1504.05
AMSA-006S3SB	30/04/2014	24	1107.90	7165	34	0.9	26.3	1480.33
AMSA-006S3SB	01/05/2014	24	1106.70	7205	34	0.9	26.4	1480.34
AMSA-006S3SB	31/05/2014	24	1097.50	7120	35	1.0	24.4	1467.10
AMSA-006S3SB	01/06/2014	24	1090.90	7003	35	1.0	23.8	1455.73
AMSA-006S3SB	30/06/2014	24	1273.20	4260	25	0.4	16.7	1598.26
AMSA-006S3SB	01/07/2014	24	1083.70	5779	35	0.6	22.5	1409.27
AMSA-006S3SB	31/07/2014	24	1109.40	6931	35	0.7	23.6	1474.21
AMSA-006S3SB	01/08/2014	24	1070.70	6976	35	0.7	23.7	1432.07
AMSA-006S3SB	31/08/2014	24	1041.20	7206	35	0.9	22.5	1407.19
AMSA-006S3SB	01/09/2014	24	1038.00	7334	35	0.9	22.5	1408.27
AMSA-006S3SB	30/09/2014	24	1034.20	7103	35	0.8	22.9	1395.73
AMSA-006S3SB	01/10/2014	24	1038.30	7079	35	0.8	22.4	1399.44
AMSA-006S3SB	31/10/2014	24	1031.40	6064	35	0.8	20.6	1357.69
AMSA-006S3SB	01/11/2014	24	1287.20	4112	22	0.5	13.3	1612.49
AMSA-006S3SB	30/11/2014	24	1023.70	6572	35	0.8	20.9	1365.53
AMSA-006S3SB	01/12/2014	24	1027.40	6509	35	0.8	21.1	1367.59
AMSA-006S3SB	31/12/2014	24	1021.80	6107	35	0.9	15.1	1348.11
AMSA-006S3SB	01/01/2015	24	1011.60	6081	35	1.0	15.2	1335.69
AMSA-006S3SB	31/01/2015	24	1018.90	6305	35	0.9	14.5	1351.24
AMSA-006S3SB	01/02/2015	24	1019.00	6359	35	0.9	14.6	1353.10
AMSA-006S3SB	28/02/2015	24	1004.70	5613	35	1.5	19.7	1313.27
AMSA-006S3SB	01/03/2015	24	999.90	5685	35	1.4	20.3	1309.94
AMSA-006S3SB	31/03/2015	24	1013.20	6137	35	0.9	19.4	1339.32
AMSA-006S3SB	01/04/2015	24	1014.00	6091	35	0.9	19.2	1338.72
AMSA-006S3SB	30/04/2015	24	1010.00	5998	35	1.0	20.3	1331.23
AMSA-006S3SB	01/05/2015	24	1006.30	5969	35	1.0	20.1	1326.09
AMSA-006S3SB	31/05/2015	24	1001.20	5635	35	0.8	21.3	1309.89
AMSA-006S3SB	01/06/2015	24	1001.70	5645	35	0.8	21.3	1310.80
AMSA-006S3SB	30/06/2015	24	994.40	5655	35	1.1	14.7	1302.71
AMSA-006S3SB	01/07/2015	24	994.50	5736	35	1.1	19.1	1305.33
AMSA-006S3SB	31/07/2015	24	984.00	5581	35	1.2	19.0	1288.54
AMSA-006S3SB	01/08/2015	24	987.40	5548	35	1.5	50.8	1291.43
AMSA-006S3SB	31/08/2015	24	977.10	5851	35	0.9	24.4	1289.09
AMSA-006S3SB	01/09/2015	24	968.40	5653	35	0.8	25.4	1272.93
AMSA-006S3SB	30/09/2015	24	972.10	5314	35	1.1	21.7	1266.83
AMSA-006S3SB	01/10/2015	24	970.80	5310	35	1.1	21.1	1265.24
AMSA-006S3SB	31/10/2015	24	968.90	5245	35	1.1	20.0	1261.12
AMSA-006S3SB	01/11/2015	24	965.40	5250	35	1.0	20.2	1257.23
AMSA-006S3SB	30/11/2015	16	963.10	3342	35	0.8	11.5	1207.47

AMSA-006S3SB	01/12/2015	24	960.50	4932	35	1.1	16.5	1242.41
AMSA-006S3SB	31/12/2015	24	961.30	4899	37	0.0	20.7	1242.43
AMSA-006S3SB	01/01/2016	24	961.30	4933	37	0.0	22.5	1243.38
AMSA-006S3SB	31/01/2016	24	892.90	5413	37	0.3	17.5	1179.45
AMSA-006S3SB	01/02/2016	24	890.70	5435	37	0.3	17.4	1177.68
AMSA-006S3SB	29/02/2016	24	898.00	5649	37	0.3	6.0	1193.01
AMSA-006S3SB	01/03/2016	24	900.10	5649	37	0.3	6.0	1195.37
AMSA-006S3SB	31/03/2016	24	901.10	5773	37	0.6	16.7	1200.67
AMSA-006S3SB	01/04/2016	24	905.10	6097	37	0.5	17.3	1216.43
AMSA-006S3SB	30/04/2016	24	892.70	5391	37	0.9	16.7	1178.53
AMSA-006S3SB	01/05/2016	24	893.90	5426	37	0.9	16.3	1181.02
AMSA-006S3SB	31/05/2016	24	854.20	5352	37	1.0	17.0	1133.77
AMSA-006S3SB	01/06/2016	24	857.90	5340	37	1.0	16.9	1137.53
AMSA-006S3SB	30/06/2016	24	843.10	5335	37	1.1	18.5	1120.72
AMSA-006S3SB	01/07/2016	24	840.10	5341	37	1.1	20.2	1117.57
AMSA-006S3SB	31/07/2016	24	827.50	5555	37	1.3	15.9	1110.96
AMSA-006S3SB	01/08/2016	24	810.40	5665	37	1.1	16.1	1096.02
AMSA-006S3SB	31/08/2016	24	806.60	5481	37	1.3	22.3	1085.11
AMSA-006S3SB	01/09/2016	24	817.30	5476	37	1.3	22.9	1096.81
AMSA-006S3SB	30/09/2016	24	791.90	5546	37	1.4	18.7	1071.29
AMSA-006S3SB	01/10/2016	24	785.70	5549	37	1.4	18.6	1064.57
AMSA-006S3SB	31/10/2016	24	763.10	5560	37	1.0	14.5	1040.30
AMSA-006S3SB	01/11/2016	24	761.70	5564	37	0.9	14.3	1038.90
AMSA-006S3SB	30/11/2016	24	756.80	5529	37	1.2	18.7	1032.23
AMSA-006S3SB	01/12/2016	24	755.10	5553	37	1.3	18.2	1031.32
AMSA-006S3SB	31/12/2016	24	740.00	5570	37	1.3	27.9	1015.60
AMSA-007S2SB	01/09/2002	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/09/2002	24	3470.00	17454	34	0.0	3.5	4595.98
AMSA-007S2SB	01/10/2002	17	3475.00	20180	34	3.7	5.4	4691.47
AMSA-007S2SB	31/10/2002	24	3360.00	18459	26	1.5	4.2	4507.24
AMSA-007S2SB	01/11/2002	24	3500.00	17205	19	1.6	1.3	4621.37
AMSA-007S2SB	30/11/2002	24	3300.00	19521	35	2.6	4.5	4477.81
AMSA-007S2SB	01/12/2002	24	3300.00	14998	36	2.8	4.2	4335.13
AMSA-007S2SB	31/12/2002	24	3200.00	17329	33	2.1	4.0	4293.48
AMSA-007S2SB	01/01/2003	24	3190.00	17555	34	2.1	4.0	4289.77
AMSA-007S2SB	31/01/2003	24	3120.00	17553	34	1.6	4.5	4211.93
AMSA-007S2SB	01/02/2003	24	3100.00	17353	34	2.8	4.0	4183.03
AMSA-007S2SB	28/02/2003	24	3355.00	8384	24	0.9	1.9	4253.43
AMSA-007S2SB	01/03/2003	19	3355.00	6059	24	0.4	2.3	4221.71
AMSA-007S2SB	31/03/2003	24	3030.00	16672	36	0.0	3.8	4082.49
AMSA-007S2SB	01/04/2003	24	3030.00	17224	36	0.1	5.0	4100.69
AMSA-007S2SB	30/04/2003	7	3040.00	3318	35	1.3	0.0	3826.58
AMSA-007S2SB	01/05/2003	16	3030.00	3099	34	0.1	2.0	3813.21
AMSA-007S2SB	31/05/2003	13	2975.00	5160	36	1.6	50.2	3765.54
AMSA-007S2SB	01/06/2003	4	3030.00	2661	33	3.7	39.3	3810.56
AMSA-007S2SB	30/06/2003	17	3207.00	5940	26	0.6	6.3	4048.14

AMSA-007S2SB	01/07/2003	17	3224.00	4719	25	0.5	4.2	4055.23
AMSA-007S2SB	31/07/2003	12	3260.00	6770	17	0.5	9.0	4120.24
AMSA-007S2SB	01/08/2003	20	3160.00	7022	27	1.5	16.0	4007.01
AMSA-007S2SB	31/08/2003	24	2843.00	15037	33	1.5	52.0	3819.24
AMSA-007S2SB	01/09/2003	24	2839.00	15365	33	1.7	53.0	3824.98
AMSA-007S2SB	30/09/2003	24	2745.00	15001	34	2.0	87.0	3706.40
AMSA-007S2SB	01/10/2003	24	2742.00	14948	34	2.0	88.0	3701.27
AMSA-007S2SB	31/10/2003	24	2645.00	14817	34	1.6	149.0	3586.21
AMSA-007S2SB	01/11/2003	24	2631.00	14838	35	1.7	150.0	3570.90
AMSA-007S2SB	30/11/2003	24	2517.00	6925	34	0.5	142.0	3238.41
AMSA-007S2SB	01/12/2003	24	2504.00	13601	36	1.0	248.0	3385.14
AMSA-007S2SB	31/12/2003	24	2413.00	13719	37	1.2	255.0	3283.73
AMSA-007S2SB	01/01/2004	24	2401.00	10386	24	1.1	243.5	3172.16
AMSA-007S2SB	31/01/2004	24	2447.00	11158	24	1.3	209.3	3247.01
AMSA-007S2SB	01/02/2004	24	2442.00	13710	34	1.2	218.0	3316.95
AMSA-007S2SB	29/02/2004	24	2245.00	12979	36	1.2	313.0	3064.84
AMSA-007S2SB	01/03/2004	24	2240.00	13245	36	1.5	309.1	3067.96
AMSA-007S2SB	31/03/2004	24	2620.00	9188	27	2.0	77.8	3405.34
AMSA-007S2SB	01/04/2004	24	2620.00	9143	27	1.9	86.3	3404.40
AMSA-007S2SB	30/04/2004	24	2835.00	4530	12	0.0	0.0	3591.38
AMSA-007S2SB	01/05/2004	24	2815.00	4441	12	1.0	0.0	3566.41
AMSA-007S2SB	31/05/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/06/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/06/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/07/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/07/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/08/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/08/2004	24	2935.00	10632	26	1.8	2.3	3808.41
AMSA-007S2SB	01/09/2004	24	2933.00	10400	26	1.9	2.3	3801.02
AMSA-007S2SB	30/09/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/10/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/10/2004	24	2964.00	4522	12	0.2	0.9	3745.92
AMSA-007S2SB	01/11/2004	24	2945.00	4491	12	0.3	0.6	3722.92
AMSA-007S2SB	30/11/2004	24	3000.00	5687	16	0.0	0.9	3801.23
AMSA-007S2SB	01/12/2004	24	3000.00	5669	16	0.0	1.1	3801.03
AMSA-007S2SB	31/12/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/01/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/01/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/02/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	28/02/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/03/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/03/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/04/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/04/2005	4.5	3000.00	2548	22	0.0	0.3	3774.14
AMSA-007S2SB	01/05/2005	5.5	3001.00	1399	22	0.0	0.2	3770.50
AMSA-007S2SB	31/05/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00

AMSA-007S2SB	01/06/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/06/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/07/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/07/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/08/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/08/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/09/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/09/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/10/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/10/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/11/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/11/2005	24	2866.60	10759	24	0.0	32.2	3731.27
AMSA-007S2SB	01/12/2005	24	2872.20	11724	24	0.0	31.7	3760.61
AMSA-007S2SB	31/12/2005	24	2803.50	11751	22	0.0	59.7	3681.26
AMSA-007S2SB	01/01/2006	24	2800.90	13198	25	0.0	54.6	3716.64
AMSA-007S2SB	31/01/2006	24	2736.90	12112	25	0.0	88.0	3612.84
AMSA-007S2SB	01/02/2006	24	2738.20	11971	24	0.0	86.9	3610.67
AMSA-007S2SB	28/02/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/03/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/03/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/04/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/04/2006	15	2840.00	3836	16	4.4	134.7	3591.01
AMSA-007S2SB	01/05/2006	24	2840.00	7504	20	2.0	141.0	3636.38
AMSA-007S2SB	31/05/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/06/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/06/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/07/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/07/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/08/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/08/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/09/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/09/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/10/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/10/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/11/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/11/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/12/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/12/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/01/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/01/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/02/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	28/02/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/03/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/03/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/04/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/04/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00

AMSA-007S2SB	01/03/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/03/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/04/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/04/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/05/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/05/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/06/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/06/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/07/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/07/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/08/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/08/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/09/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/09/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/10/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/10/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/11/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/11/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/12/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/12/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/01/2012	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/01/2012	13	1300.40	1339	32	2.6	429.6	1643.88
AMSA-007S2SB	01/02/2012	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	29/02/2012	24	1335.00	2175	31	2.4	634.9	1695.17
AMSA-007S2SB	01/03/2012	24	1304.00	7356	32	0.0	621.0	1772.11
AMSA-007S2SB	31/03/2012	24	1228.70	6542	32	0.0	564.6	1656.17
AMSA-007S2SB	01/04/2012	24	1237.00	6693	32	0.0	566.9	1670.88
AMSA-007S2SB	30/04/2012	24	1264.20	6805	30	0.6	517.3	1706.83
AMSA-007S2SB	01/05/2012	24	1374.20	6781	28	0.3	751.7	1837.76
AMSA-007S2SB	31/05/2012	23.5	1320.00	8104	30	0.6	494.1	1816.81
AMSA-007S2SB	01/06/2012	24	1320.00	6712	30	0.4	469.1	1770.56
AMSA-007S2SB	30/06/2012	24	1274.90	5253	30	0.5	558.0	1675.10
AMSA-007S2SB	01/07/2012	24	1274.90	5965	30	0.4	467.6	1694.25
AMSA-007S2SB	31/07/2012	24	1356.80	4100	30	0.8	483.7	1751.05
AMSA-007S2SB	01/08/2012	24	1211.80	5304	30	0.8	471.3	1599.37
AMSA-007S2SB	31/08/2012	24	1238.00	4935	30	0.5	461.6	1621.91
AMSA-007S2SB	01/09/2012	24	1256.40	3306	30	0.5	411.8	1611.09
AMSA-007S2SB	30/09/2012	24	1303.50	5090	30	0.7	444.5	1706.18
AMSA-007S2SB	01/10/2012	24	1289.50	5228	30	0.9	454.4	1692.38
AMSA-007S2SB	31/10/2012	23.5	1298.80	4361	29	0.8	447.8	1683.95
AMSA-007S2SB	01/11/2012	24	1354.30	4897	29	1.0	458.4	1764.39
AMSA-007S2SB	30/11/2012	24	1196.80	4422	30	6.4	494.8	1558.96
AMSA-007S2SB	01/12/2012	24	1237.90	4269	30	3.1	462.4	1606.40
AMSA-007S2SB	31/12/2012	24	1189.30	4401	33	1.6	469.6	1549.21
AMSA-007S2SB	01/01/2013	24	1258.10	4401	33	1.5	466.2	1634.30
AMSA-007S2SB	31/01/2013	24	1181.70	4599	33	1.4	433.8	1544.54

AMSA-007S2SB	01/02/2013	24	1230.00	4297	33	1.5	446.0	1597.21
AMSA-007S2SB	28/02/2013	24	1256.20	4137	32	1.3	408.3	1626.33
AMSA-007S2SB	01/03/2013	24	1257.20	4285	32	1.4	409.9	1630.69
AMSA-007S2SB	31/03/2013	24	1273.50	4050	31	2.1	418.4	1646.10
AMSA-007S2SB	01/04/2013	24	1273.20	4056	31	2.0	422.9	1645.86
AMSA-007S2SB	30/04/2013	24	1231.70	3913	31	1.3	382.2	1591.29
AMSA-007S2SB	01/05/2013	24	1209.20	3871	31	1.2	385.4	1562.42
AMSA-007S2SB	31/05/2013	24	1224.80	3847	31	1.3	630.3	1581.39
AMSA-007S2SB	01/06/2013	24	1194.30	3785	31	1.0	467.7	1542.14
AMSA-007S2SB	30/06/2013	24	1224.80	3670	30	0.9	395.0	1577.96
AMSA-007S2SB	01/07/2013	24	1238.40	3615	30	0.9	382.6	1593.93
AMSA-007S2SB	31/07/2013	24	1135.30	3906	29	1.4	414.7	1471.39
AMSA-007S2SB	01/08/2013	24	1113.60	3785	29	1.2	415.2	1441.89
AMSA-007S2SB	31/08/2013	24	1327.40	3230	29	0.5	351.7	1699.21
AMSA-007S2SB	01/09/2013	24	1192.50	3602	29	0.5	375.1	1536.32
AMSA-007S2SB	30/09/2013	24	1190.30	2693	29	0.8	375.2	1518.28
AMSA-007S2SB	01/10/2013	24	1216.80	2748	29	0.8	352.7	1552.51
AMSA-007S2SB	31/10/2013	24	1098.80	2976	29	1.8	389.5	1407.73
AMSA-007S2SB	01/11/2013	24	1142.10	2909	29	2.0	395.3	1460.92
AMSA-007S2SB	30/11/2013	24	1118.60	3005	29	2.3	393.6	1433.05
AMSA-007S2SB	01/12/2013	24	1127.10	2658	29	2.2	392.2	1438.10
AMSA-007S2SB	31/12/2013	24	1087.80	2812	29	1.3	417.6	1391.15
AMSA-007S2SB	01/01/2014	24	1116.70	2753	29	1.2	416.8	1426.49
AMSA-007S2SB	31/01/2014	24	1046.30	2861	30	1.3	426.8	1339.99
AMSA-007S2SB	01/02/2014	24	1042.00	2823	30	1.4	417.8	1333.96
AMSA-007S2SB	28/02/2014	24	1022.70	3626	30	1.2	403.9	1325.99
AMSA-007S2SB	01/03/2014	23	1087.10	2436	30	1.1	341.9	1384.43
AMSA-007S2SB	31/03/2014	24	1051.60	2732	30	1.0	442.2	1344.42
AMSA-007S2SB	01/04/2014	24	1045.90	2765	30	1.0	437.1	1337.83
AMSA-007S2SB	30/04/2014	24	1036.70	2888	30	1.5	421.6	1328.47
AMSA-007S2SB	01/05/2014	24	1021.10	2904	30	1.6	423.1	1309.28
AMSA-007S2SB	31/05/2014	24	1046.30	2938	30	1.5	413.3	1341.37
AMSA-007S2SB	01/06/2014	24	1011.60	2737	30	1.6	406.8	1294.42
AMSA-007S2SB	30/06/2014	24	1000.60	2278	30	1.5	430.7	1273.20
AMSA-007S2SB	01/07/2014	24	1029.70	2207	30	1.6	414.1	1308.82
AMSA-007S2SB	31/07/2014	24	1015.80	2713	30	1.5	428.1	1299.25
AMSA-007S2SB	01/08/2014	24	1020.90	2730	30	1.5	430.3	1305.94
AMSA-007S2SB	31/08/2014	24	986.20	2662	30	2.1	425.7	1261.35
AMSA-007S2SB	01/09/2014	24	987.10	2710	30	2.2	425.6	1263.31
AMSA-007S2SB	30/09/2014	24	982.70	2473	30	1.8	409.5	1253.77
AMSA-007S2SB	01/10/2014	24	981.70	2465	30	1.7	399.5	1252.38
AMSA-007S2SB	31/10/2014	24	982.30	2364	30	2.0	417.3	1251.53
AMSA-007S2SB	01/11/2014	24	993.40	2551	30	2.2	428.9	1268.46
AMSA-007S2SB	30/11/2014	24	960.70	2563	30	2.1	423.8	1227.74
AMSA-007S2SB	01/12/2014	24	982.10	2538	30	2.0	427.3	1254.10
AMSA-007S2SB	31/12/2014	24	967.30	2598	30	2.2	452.6	1236.60

AMSA-007S2SB	01/01/2015	24	976.50	2587	30	2.3	454.5	1247.92
AMSA-007S2SB	31/01/2015	24	1019.50	2683	30	2.1	434.8	1303.36
AMSA-007S2SB	01/02/2015	24	1021.00	2705	30	2.0	436.1	1305.63
AMSA-007S2SB	28/02/2015	24	961.70	2421	30	3.5	429.3	1226.60
AMSA-007S2SB	01/03/2015	24	959.20	2451	30	3.4	441.7	1223.98
AMSA-007S2SB	31/03/2015	24	984.20	2530	30	1.8	439.5	1256.59
AMSA-007S2SB	01/04/2015	24	968.10	2511	30	1.8	434.2	1236.11
AMSA-007S2SB	30/04/2015	24	977.80	2473	30	2.1	458.3	1247.63
AMSA-007S2SB	01/05/2015	24	962.00	2461	30	2.1	454.1	1227.64
AMSA-007S2SB	31/05/2015	24	975.10	2129	30	1.7	434.9	1238.96
AMSA-007S2SB	01/06/2015	24	974.10	2133	30	1.8	435.9	1237.76
AMSA-007S2SB	30/06/2015	21	948.70	1369	30	1.2	257.1	1196.51
AMSA-007S2SB	01/07/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/07/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/08/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/08/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/09/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/09/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/10/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/10/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/11/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/11/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/12/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/12/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/01/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/01/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/02/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	29/02/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/03/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/03/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/04/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/04/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/05/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/05/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/06/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/06/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/07/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/07/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/08/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/08/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/09/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/09/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/10/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/10/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	01/11/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	30/11/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00

AMSA-007S2SB	01/12/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-007S2SB	31/12/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/12/2002	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/12/2002	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/01/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/01/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/02/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	28/02/2003	24	3100.00	9217	28	7.1	1.1	4021.71
AMSA-008S1SB	01/03/2003	19	2980.00	7440	30	3.8	0.7	3849.13
AMSA-008S1SB	31/03/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/04/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/04/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/05/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/05/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/06/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/06/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/07/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/07/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/08/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/08/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/09/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/09/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/10/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/10/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/11/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/11/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/12/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/12/2003	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/01/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/01/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/02/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	29/02/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/03/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/03/2004	23.5	3471.00	11160	25	2.0	7.7	4487.89
AMSA-008S1SB	01/04/2004	24	3491.00	14124	25	1.9	10.9	4579.89
AMSA-008S1SB	30/04/2004	24	2851.00	29825	38	6.9	7.3	4540.52
AMSA-008S1SB	01/05/2004	24	2847.00	29789	38	5.8	7.2	4534.52
AMSA-008S1SB	31/05/2004	11	3439.00	7272	34	1.0	1.0	4383.70
AMSA-008S1SB	01/06/2004	18	2670.00	24283	55	7.0	5.0	4061.03
AMSA-008S1SB	30/06/2004	4.5	3620.00	1778	18	1.2	0.4	4544.27
AMSA-008S1SB	01/07/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/07/2004	14.5	3257.00	7448	28	2.0	2.0	4175.46
AMSA-008S1SB	01/08/2004	7	3568.00	2504	26	0.0	1.0	4487.67
AMSA-008S1SB	31/08/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/09/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/09/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00

AMSA-008S1SB	01/10/2004	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/10/2004	24	3584.00	8786	27	0.6	1.8	4572.01
AMSA-008S1SB	01/11/2004	24	3583.00	8725	27	3.4	1.2	4569.89
AMSA-008S1SB	30/11/2004	24	3040.00	23129	41	7.0	4.4	4399.19
AMSA-008S1SB	01/12/2004	24	3036.00	23058	41	7.0	5.7	4391.76
AMSA-008S1SB	31/12/2004	24	2958.00	23541	41	7.0	4.0	4330.09
AMSA-008S1SB	01/01/2005	24	2956.00	22370	41	5.2	4.9	4275.52
AMSA-008S1SB	31/01/2005	24	2877.00	22545	41	6.0	5.4	4198.33
AMSA-008S1SB	01/02/2005	24	2874.00	22931	41	5.8	4.8	4212.54
AMSA-008S1SB	28/02/2005	24	2774.00	23495	42	5.9	5.7	4132.21
AMSA-008S1SB	01/03/2005	24	2725.00	23070	43	6.2	5.1	4060.01
AMSA-008S1SB	31/03/2005	24	2736.00	22771	42	6.5	5.6	4057.67
AMSA-008S1SB	01/04/2005	24	2733.00	23225	42	6.7	5.0	4075.89
AMSA-008S1SB	30/04/2005	7	2768.00	11838	41	1.5	1.6	3690.47
AMSA-008S1SB	01/05/2005	6.5	2752.00	5272	42	0.5	0.8	3544.27
AMSA-008S1SB	31/05/2005	21	3106.30	12226	34	1.5	1.5	4094.64
AMSA-008S1SB	01/06/2005	4	3106.30	2399	34	0.0	0.8	3947.02
AMSA-008S1SB	30/06/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/07/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/07/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/08/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/08/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/09/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/09/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/10/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/10/2005	24	2977.50	16914	38	4.8	3.0	4085.81
AMSA-008S1SB	01/11/2005	24	2976.70	16806	38	5.8	3.0	4081.22
AMSA-008S1SB	30/11/2005	24	3110.40	13102	28	5.5	2.7	4121.69
AMSA-008S1SB	01/12/2005	6	3138.10	3187	25	2.4	0.6	3989.50
AMSA-008S1SB	31/12/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/01/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/01/2006	24	2697.80	22639	44	4.0	2.0	4010.71
AMSA-008S1SB	01/02/2006	14	3034.30	12349	41	3.0	1.1	4014.49
AMSA-008S1SB	28/02/2006	24	3138.70	4049	15	0.7	2.0	3996.71
AMSA-008S1SB	01/03/2006	24	3126.50	4319	16	0.8	1.8	3984.58
AMSA-008S1SB	31/03/2006	24	2780.00	19285	38	8.6	1.4	3953.54
AMSA-008S1SB	01/04/2006	24	2780.00	19768	38	7.8	1.1	3973.24
AMSA-008S1SB	30/04/2006	15	3100.00	8292	30	1.9	1.6	4005.07
AMSA-008S1SB	01/05/2006	22.5	2920.00	14628	34	3.6	0.0	3946.35
AMSA-008S1SB	31/05/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/06/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/06/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/07/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/07/2006	24	3085.70	10069	31	0.8	0.5	4021.84
AMSA-008S1SB	01/08/2006	24	3084.70	10176	31	0.3	0.8	4022.89
AMSA-008S1SB	31/08/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00

AMSA-008S1SB	01/09/2006	11	2912.40	6199	39	1.5	0.3	3750.08
AMSA-008S1SB	30/09/2006	24	2931.60	14469	36	6.0	4.5	3954.83
AMSA-008S1SB	01/10/2006	24	2930.60	14431	36	6.5	4.0	3952.56
AMSA-008S1SB	31/10/2006	17	2874.70	10586	33	1.0	1.8	3785.38
AMSA-008S1SB	01/11/2006	24	2873.40	13766	33	2.2	7.3	3866.93
AMSA-008S1SB	30/11/2006	23	2798.50	13888	34	1.1	4.1	3783.88
AMSA-008S1SB	01/12/2006	24	2797.50	14385	34	1.5	6.4	3797.94
AMSA-008S1SB	31/12/2006	17	2743.00	8628	35	1.4	1.5	3586.93
AMSA-008S1SB	01/01/2007	24	2736.80	14674	35	1.9	8.4	3737.09
AMSA-008S1SB	31/01/2007	24	2632.40	14343	35	1.6	13.0	3605.78
AMSA-008S1SB	01/02/2007	24	2631.70	14336	35	1.6	6.4	3604.75
AMSA-008S1SB	28/02/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/03/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/03/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/04/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/04/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/05/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/05/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/06/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/06/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/07/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/07/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/08/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/08/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/09/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/09/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/10/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/10/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/11/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/11/2007	18	2778.90	8748	33	2.5	13.4	3632.32
AMSA-008S1SB	01/12/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/12/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/01/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/01/2008	4.5	2959.30	1711	26	0.1	9.3	3767.56
AMSA-008S1SB	01/02/2008	9	2730.00	5169	36	1.1	24.7	3516.21
AMSA-008S1SB	29/02/2008	24	2829.90	8489	31	3.6	43.2	3688.34
AMSA-008S1SB	01/03/2008	24	2824.40	12954	31	3.6	41.5	3786.79
AMSA-008S1SB	31/03/2008	24	2771.40	12721	31	2.1	39.7	3718.44
AMSA-008S1SB	01/04/2008	24	2768.40	11580	31	1.8	41.8	3684.25
AMSA-008S1SB	30/04/2008	12	2753.10	6212	31	3.0	31.2	3558.05
AMSA-008S1SB	01/05/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/05/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/06/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/06/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/07/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/07/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00

AMSA-008S1SB	01/07/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/07/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/08/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/08/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/09/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/09/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/10/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/10/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/11/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/11/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/12/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/12/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/01/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/01/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/02/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	28/02/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/03/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/03/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/04/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/04/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/05/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/05/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/06/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/06/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/07/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/07/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/08/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/08/2011	24	1849.20	11852	32	2.0	81.1	2604.53
AMSA-008S1SB	01/09/2011	19	1832.70	14428	32	0.0	54.3	2690.97
AMSA-008S1SB	30/09/2011	24	1446.20	7911	26	0.0	118.1	1986.54
AMSA-008S1SB	01/10/2011	24	1484.20	4969	26	0.3	94.7	1952.96
AMSA-008S1SB	31/10/2011	24	1398.10	8882	32	0.0	92.4	1963.87
AMSA-008S1SB	01/11/2011	24	1404.60	8942	32	0.0	90.6	1973.75
AMSA-008S1SB	30/11/2011	24	1987.20	7954	25	2.1	30.9	2649.61
AMSA-008S1SB	01/12/2011	24	1985.60	8889	25	4.2	37.3	2671.94
AMSA-008S1SB	31/12/2011	24	1957.90	9724	25	0.6	47.0	2662.16
AMSA-008S1SB	01/01/2012	24	1572.80	10745	32	1.0	53.5	2240.04
AMSA-008S1SB	31/01/2012	24	2248.70	10154	19	0.8	36.2	3026.03
AMSA-008S1SB	01/02/2012	24	1467.90	10399	36	1.3	58.9	2104.97
AMSA-008S1SB	29/02/2012	24	2172.80	9703	20	0.4	31.5	2921.92
AMSA-008S1SB	01/03/2012	24	2205.70	8550	20	1.1	31.6	2932.63
AMSA-008S1SB	31/03/2012	24	2121.10	6777	20	1.4	16.2	2789.36
AMSA-008S1SB	01/04/2012	24	2112.30	6933	20	1.4	16.3	2781.57
AMSA-008S1SB	30/04/2012	24	2104.80	6555	18	1.0	31.7	2764.69
AMSA-008S1SB	01/05/2012	24	2065.60	6221	16	0.4	43.9	2709.37
AMSA-008S1SB	31/05/2012	23.5	1980.00	6979	20	2.8	78.5	2618.01

AMSA-008S1SB	01/06/2012	24	1980.00	5202	18	1.8	67.1	2583.80
AMSA-008S1SB	30/06/2012	24	1528.50	10063	30	1.5	46.3	2161.77
AMSA-008S1SB	01/07/2012	24	1384.80	11644	34	1.1	49.9	2066.47
AMSA-008S1SB	31/07/2012	24	1542.60	7947	30	0.8	71.0	2104.23
AMSA-008S1SB	01/08/2012	24	1543.50	10280	30	0.8	69.1	2187.69
AMSA-008S1SB	31/08/2012	24	1507.50	9374	30	1.4	62.0	2111.02
AMSA-008S1SB	01/09/2012	24	1505.10	6184	30	1.2	57.4	2007.70
AMSA-008S1SB	30/09/2012	24	1455.90	8440	30	1.2	71.9	2016.20
AMSA-008S1SB	01/10/2012	24	1452.90	8669	30	1.6	73.5	2020.74
AMSA-008S1SB	31/10/2012	23.5	1317.10	7556	29	2.2	77.1	1819.62
AMSA-008S1SB	01/11/2012	24	1378.70	8485	29	2.6	79.0	1926.15
AMSA-008S1SB	30/11/2012	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/12/2012	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/12/2012	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/01/2013	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/01/2013	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/02/2013	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	28/02/2013	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/03/2013	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/03/2013	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/04/2013	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/04/2013	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/05/2013	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	31/05/2013	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/06/2013	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	30/06/2013	24	1422.30	6316	27	1.8	153.2	1908.72
AMSA-008S1SB	01/07/2013	24	1425.90	6222	27	1.9	148.4	1910.56
AMSA-008S1SB	31/07/2013	24	1401.90	6475	27	1.4	124.1	1888.06
AMSA-008S1SB	01/08/2013	24	1401.10	6494	27	1.5	123.4	1887.63
AMSA-008S1SB	31/08/2013	24	1378.60	5724	28	1.4	108.2	1838.67
AMSA-008S1SB	01/09/2013	24	1369.30	6381	28	1.3	115.4	1845.33
AMSA-008S1SB	30/09/2013	24	1349.40	6130	28	1.3	105.0	1813.64
AMSA-008S1SB	01/10/2013	24	1366.00	6254	28	1.3	98.7	1837.60
AMSA-008S1SB	31/10/2013	24	1317.60	6228	28	1.2	114.3	1777.43
AMSA-008S1SB	01/11/2013	24	1323.10	6086	28	1.4	116.0	1780.05
AMSA-008S1SB	30/11/2013	24	1285.50	7225	28	1.6	91.2	1770.36
AMSA-008S1SB	01/12/2013	24	1285.90	6307	28	1.6	92.4	1741.06
AMSA-008S1SB	31/12/2013	24	1215.10	6382	30	1.2	81.4	1657.45
AMSA-008S1SB	01/01/2014	24	1242.60	6183	30	1.2	81.4	1684.47
AMSA-008S1SB	31/01/2014	24	1139.70	6626	33	1.3	86.2	1575.39
AMSA-008S1SB	01/02/2014	24	1144.10	6640	33	1.5	85.7	1581.11
AMSA-008S1SB	28/02/2014	24	1121.80	8464	33	2.6	73.1	1628.20
AMSA-008S1SB	01/03/2014	23	1105.80	5687	33	2.4	61.9	1502.80
AMSA-008S1SB	31/03/2014	24	1116.40	6222	33	1.7	79.7	1533.44
AMSA-008S1SB	01/04/2014	24	1112.80	6297	33	1.6	78.8	1531.74
AMSA-008S1SB	30/04/2014	24	1107.70	5932	33	1.5	76.0	1513.15

AMSA-008S1SB	01/05/2014	24	1105.20	5965	33	1.5	76.3	1511.26
AMSA-008S1SB	31/05/2014	24	1092.40	5133	33	1.7	73.8	1469.35
AMSA-008S1SB	01/06/2014	24	1090.60	5049	33	1.7	71.9	1464.65
AMSA-008S1SB	30/06/2014	24	1087.20	4488	31	0.9	68.4	1444.76
AMSA-008S1SB	01/07/2014	24	1082.00	4629	33	1.0	70.0	1442.15
AMSA-008S1SB	31/07/2014	24	1068.90	5502	33	1.5	68.4	1452.24
AMSA-008S1SB	01/08/2014	24	1069.00	5538	33	1.5	68.7	1453.52
AMSA-008S1SB	31/08/2014	24	1039.30	5707	33	1.3	62.2	1423.48
AMSA-008S1SB	01/09/2014	24	1032.90	5808	33	1.3	62.2	1419.34
AMSA-008S1SB	30/09/2014	24	1033.30	5568	33	1.3	64.8	1411.58
AMSA-008S1SB	01/10/2014	24	1035.70	5549	33	1.2	63.3	1413.82
AMSA-008S1SB	31/10/2014	24	1029.10	5053	33	1.4	62.1	1389.79
AMSA-008S1SB	01/11/2014	24	1047.30	5451	33	1.5	63.8	1424.52
AMSA-008S1SB	30/11/2014	24	1020.30	5476	33	1.5	63.0	1392.89
AMSA-008S1SB	01/12/2014	24	1025.10	5424	33	1.4	63.6	1396.90
AMSA-008S1SB	31/12/2014	24	997.50	4229	33	0.7	58.7	1327.00
AMSA-008S1SB	01/01/2015	24	998.40	4212	33	0.7	58.9	1327.63
AMSA-008S1SB	31/01/2015	24	1009.40	4367	33	0.7	56.4	1345.46
AMSA-008S1SB	01/02/2015	24	1010.90	4404	33	0.6	56.6	1348.33
AMSA-008S1SB	28/02/2015	24	996.00	3940	33	1.1	55.7	1317.48
AMSA-008S1SB	01/03/2015	24	992.30	4123	33	1.8	60.7	1317.70
AMSA-008S1SB	31/03/2015	24	1003.10	4499	33	1.1	57.0	1341.46
AMSA-008S1SB	01/04/2015	24	1005.10	4464	33	1.1	56.3	1342.93
AMSA-008S1SB	30/04/2015	24	1000.30	4397	33	1.2	59.5	1335.11
AMSA-008S1SB	01/05/2015	24	998.20	4375	33	1.2	58.9	1331.93
AMSA-008S1SB	31/05/2015	24	990.60	4062	33	0.9	63.2	1313.99
AMSA-008S1SB	01/06/2015	24	990.90	4070	33	1.0	63.3	1314.56
AMSA-008S1SB	30/06/2015	24	983.80	3844	33	1.5	51.1	1299.89
AMSA-008S1SB	01/07/2015	24	985.20	3900	33	1.5	66.2	1303.05
AMSA-008S1SB	31/07/2015	24	976.30	3839	33	1.4	66.7	1290.45
AMSA-008S1SB	01/08/2015	24	979.80	3816	33	1.8	178.5	1294.21
AMSA-008S1SB	31/08/2015	24	967.90	3941	33	1.4	87.9	1282.72
AMSA-008S1SB	01/09/2015	24	960.20	3808	33	1.2	91.5	1269.71
AMSA-008S1SB	30/09/2015	24	966.40	3749	33	1.3	69.1	1275.89
AMSA-008S1SB	01/10/2015	24	964.30	3747	33	1.3	67.0	1273.23
AMSA-008S1SB	31/10/2015	24	966.20	3706	33	1.3	66.7	1274.54
AMSA-008S1SB	01/11/2015	24	961.30	3709	33	1.2	67.4	1268.55
AMSA-008S1SB	30/11/2015	24	969.90	3377	33	1.5	67.1	1271.27
AMSA-008S1SB	01/12/2015	24	962.90	3322	33	1.3	64.2	1261.26
AMSA-008S1SB	31/12/2015	24	956.30	3368	33	0.6	67.7	1254.05
AMSA-008S1SB	01/01/2016	24	953.50	3391	33	0.5	73.7	1251.10
AMSA-008S1SB	31/01/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	01/02/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-008S1SB	29/02/2016	24	870.70	2447	34	0.5	61.8	1127.15
AMSA-008S1SB	01/03/2016	24	868.70	2447	34	0.5	62.1	1124.62
AMSA-008S1SB	31/03/2016	24	889.70	3026	32	1.2	60.1	1163.02

AMSA-008S1SB	01/04/2016	24	891.10	3196	32	1.1	62.2	1168.72
AMSA-008S1SB	30/04/2016	24	879.90	2921	33	1.0	53.7	1148.44
AMSA-008S1SB	01/05/2016	24	881.60	2940	33	1.0	52.6	1150.99
AMSA-008S1SB	31/05/2016	24	843.80	2900	33	1.1	54.8	1102.88
AMSA-008S1SB	01/06/2016	24	849.10	2894	33	1.1	54.5	1109.34
AMSA-008S1SB	30/06/2016	24	829.70	2891	33	1.2	59.7	1085.10
AMSA-008S1SB	01/07/2016	24	825.90	2894	33	1.2	65.0	1080.45
AMSA-008S1SB	31/07/2016	24	806.10	3098	33	1.5	78.8	1060.89
AMSA-008S1SB	01/08/2016	24	791.90	3159	33	1.2	79.8	1044.96
AMSA-008S1SB	31/08/2016	24	785.20	2878	33	1.3	86.1	1029.54
AMSA-008S1SB	01/09/2016	24	796.80	2876	33	1.3	88.4	1043.86
AMSA-008S1SB	30/09/2016	24	765.80	2693	33	1.1	86.6	1001.02
AMSA-008S1SB	01/10/2016	24	760.20	2694	33	1.2	86.2	994.10
AMSA-008S1SB	31/10/2016	24	735.50	2621	33	1.1	92.4	961.73
AMSA-008S1SB	01/11/2016	24	734.70	2622	33	1.1	91.6	960.77
AMSA-008S1SB	30/11/2016	24	726.40	2534	33	1.2	84.2	948.38
AMSA-008S1SB	01/12/2016	24	723.00	2545	33	1.3	81.9	944.43
AMSA-008S1SB	31/12/2016	24	707.10	2490	33	1.0	77.5	923.43
AMS-011S1SB	31/05/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/06/2005	19	3605.30	11310	25	0.5	2.3	4463.20
AMS-011S1SB	30/06/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/07/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/07/2005	24	3389.30	12701	43	0.0	4.0	4249.29
AMS-011S1SB	01/08/2005	24	3578.60	17681	45	0.0	4.3	4574.96
AMS-011S1SB	31/08/2005	24	3372.90	17124	38	0.7	3.5	4335.91
AMS-011S1SB	01/09/2005	24	3382.90	17091	39	0.5	4.0	4345.98
AMS-011S1SB	30/09/2005	24	3344.70	17615	40	0.0	6.1	4318.56
AMS-011S1SB	01/10/2005	24	3340.20	17523	40	0.0	6.0	4311.07
AMS-011S1SB	31/10/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/11/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	30/11/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/12/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/12/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/01/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/01/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/02/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	28/02/2006	24	3389.60	15787	37	0.5	5.9	4319.54
AMS-011S1SB	01/03/2006	24	3390.90	15827	38	0.5	4.3	4321.97
AMS-011S1SB	31/03/2006	24	3370.00	14972	36	2.4	3.6	4278.02
AMS-011S1SB	01/04/2006	24	3375.00	14401	35	2.2	2.9	4270.19
AMS-011S1SB	30/04/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/05/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/05/2006	24	3296.50	17577	40	2.0	2.0	4264.77
AMS-011S1SB	01/06/2006	16	3297.40	15430	39	5.0	1.4	4208.87
AMS-011S1SB	30/06/2006	7.5	3327.50	4074	36	0.0	0.5	4061.27
AMS-011S1SB	01/07/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00

AMS-011S1SB	31/07/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/08/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/08/2006	23	3240.70	17616	42	5.0	4.2	4204.76
AMS-011S1SB	01/09/2006	15	3240.70	11485	42	4.0	3.4	4058.61
AMS-011S1SB	30/09/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/10/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/10/2006	20	3182.70	15607	42	1.6	6.5	4086.26
AMS-011S1SB	01/11/2006	24	3179.70	20779	42	2.8	4.7	4236.38
AMS-011S1SB	30/11/2006	24	3160.40	20664	42	1.9	0.4	4211.78
AMS-011S1SB	01/12/2006	24	3158.60	20512	42	2.5	0.6	4204.78
AMS-011S1SB	31/12/2006	24	3134.40	17243	43	1.6	0.5	4077.36
AMS-011S1SB	01/01/2007	24	3131.90	19911	43	2.1	1.0	4156.18
AMS-011S1SB	31/01/2007	24	3103.10	20688	43	1.7	4.3	4150.84
AMS-011S1SB	01/02/2007	24	3094.30	20634	43	1.8	4.4	4139.53
AMS-011S1SB	28/02/2007	24	3073.30	20773	44	1.9	4.4	4121.63
AMS-011S1SB	01/03/2007	24	3060.80	20765	44	1.8	4.8	4107.88
AMS-011S1SB	31/03/2007	24	3048.60	20406	44	1.9	4.7	4082.53
AMS-011S1SB	01/04/2007	24	3047.90	20369	44	1.8	4.4	4080.51
AMS-011S1SB	30/04/2007	24	3230.60	25765	41	1.7	4.1	4473.23
AMS-011S1SB	01/05/2007	23.5	3043.80	7525	42	1.2	2.8	3769.16
AMS-011S1SB	31/05/2007	24	3003.90	20274	43	1.8	4.5	4029.74
AMS-011S1SB	01/06/2007	24	3003.10	20112	43	1.8	4.6	4023.41
AMS-011S1SB	30/06/2007	19	3255.20	6254	41	0.0	0.0	3997.37
AMS-011S1SB	01/07/2007	24	3235.90	5859	41	0.0	0.0	3971.17
AMS-011S1SB	31/07/2007	24	3022.80	17873	41	1.5	4.0	3973.14
AMS-011S1SB	01/08/2007	24	2962.40	17877	43	1.6	4.8	3906.88
AMS-011S1SB	31/08/2007	9	2944.60	9986	44	0.7	1.7	3693.29
AMS-011S1SB	01/09/2007	7	3177.90	3638	30	0.5	0.8	3886.16
AMS-011S1SB	30/09/2007	16.5	2928.20	18425	41	0.6	3.9	3886.49
AMS-011S1SB	01/10/2007	24	3084.80	15709	34	0.9	3.3	3980.17
AMS-011S1SB	31/10/2007	24	2894.40	20918	41	1.6	5.1	3934.22
AMS-011S1SB	01/11/2007	24	2892.70	20746	41	1.7	4.9	3926.25
AMS-011S1SB	30/11/2007	18	2890.10	13683	41	1.8	11.1	3709.94
AMS-011S1SB	01/12/2007	24	2885.00	21382	41	1.0	5.9	3940.93
AMS-011S1SB	31/12/2007	24	3125.00	8594	27	0.3	0.4	3877.77
AMS-011S1SB	01/01/2008	24	2865.20	3388	41	0.9	3.5	3519.13
AMS-011S1SB	31/01/2008	24	3056.40	13695	31	0.4	3.3	3897.89
AMS-011S1SB	01/02/2008	24	3057.90	14935	31	0.9	3.1	3930.03
AMS-011S1SB	29/02/2008	7	3106.20	2173	26	0.0	0.5	3795.41
AMS-011S1SB	01/03/2008	12	3085.00	6121	28	0.0	0.9	3799.86
AMS-011S1SB	31/03/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/04/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	30/04/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/05/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/05/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/06/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00

AMS-011S1SB	30/06/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/07/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/07/2008	24	3137.20	8024	26	0.1	2.3	3883.58
AMS-011S1SB	01/08/2008	24	3122.50	6795	28	0.0	2.1	3850.84
AMS-011S1SB	31/08/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/09/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	30/09/2008	24	2984.00	18212	41	0.9	3.1	3940.96
AMS-011S1SB	01/10/2008	24	2982.20	18151	41	1.1	3.3	3937.09
AMS-011S1SB	31/10/2008	23.5	2997.20	14729	36	0.7	1.4	3856.80
AMS-011S1SB	01/11/2008	24	3079.80	17585	29	0.4	0.9	4027.21
AMS-011S1SB	30/11/2008	24	3003.20	8829	30	0.0	0.6	3741.26
AMS-011S1SB	01/12/2008	1	3003.20	508	30	0.0	0.0	3670.89
AMS-011S1SB	31/12/2008	24	3066.80	10181	30	0.0	0.6	3837.00
AMS-011S1SB	01/01/2009	24	3074.20	9751	30	0.0	0.8	3838.00
AMS-011S1SB	31/01/2009	23	2841.10	16244	41	1.2	8.6	3723.79
AMS-011S1SB	01/02/2009	24	2839.20	20407	41	1.4	8.9	3856.58
AMS-011S1SB	28/02/2009	24	2782.60	20120	42	1.5	5.0	3785.27
AMS-011S1SB	01/03/2009	24	2781.20	20368	42	1.5	4.6	3792.65
AMS-011S1SB	31/03/2009	24	2783.60	20152	41	1.6	3.9	3787.49
AMS-011S1SB	01/04/2009	24	2782.20	19925	40	1.5	4.1	3777.92
AMS-011S1SB	30/04/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/05/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/05/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/06/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	30/06/2009	24	2859.90	17715	39	1.7	4.0	3789.07
AMS-011S1SB	01/07/2009	24	2858.20	16743	39	1.3	3.9	3757.48
AMS-011S1SB	31/07/2009	24	2830.00	18083	40	1.1	3.7	3767.87
AMS-011S1SB	01/08/2009	18.5	2958.20	8212	32	0.5	1.0	3679.77
AMS-011S1SB	31/08/2009	24	2830.50	15870	39	2.9	2.2	3701.17
AMS-011S1SB	01/09/2009	24	2814.80	17898	40	2.7	2.3	3745.21
AMS-011S1SB	30/09/2009	24	2793.10	17655	40	0.7	1.5	3713.58
AMS-011S1SB	01/10/2009	24	2798.70	17502	40	0.6	1.5	3714.94
AMS-011S1SB	31/10/2009	24	2774.30	17915	40	1.5	1.6	3701.22
AMS-011S1SB	01/11/2009	24	2771.60	17991	40	1.5	1.6	3700.75
AMS-011S1SB	30/11/2009	20	2759.50	17573	40	1.4	2.1	3673.95
AMS-011S1SB	01/12/2009	24	2763.00	17504	40	0.9	2.5	3675.60
AMS-011S1SB	31/12/2009	24	2754.40	15354	40	0.8	0.7	3601.32
AMS-011S1SB	01/01/2010	24	2749.90	16913	40	1.1	1.0	3642.57
AMS-011S1SB	31/01/2010	24	2727.90	16783	40	1.4	2.4	3614.16
AMS-011S1SB	01/02/2010	24	2728.70	16729	40	1.4	2.6	3613.39
AMS-011S1SB	28/02/2010	24	2714.10	16650	40	0.6	4.2	3594.75
AMS-011S1SB	01/03/2010	24	2700.40	17050	41	0.7	3.9	3592.04
AMS-011S1SB	31/03/2010	24	2677.20	17799	41	1.2	4.2	3590.69
AMS-011S1SB	01/04/2010	24	2654.20	17817	42	1.3	4.9	3566.02
AMS-011S1SB	30/04/2010	24	2664.30	16959	41	0.6	4.2	3549.22
AMS-011S1SB	01/05/2010	24	2664.70	16861	41	1.0	3.3	3546.54

AMS-011S1SB	31/05/2010	22.5	2643.80	17221	41	0.9	3.0	3534.97
AMS-011S1SB	01/06/2010	24	2644.70	17196	41	1.1	3.2	3535.15
AMS-011S1SB	30/06/2010	24	2691.10	13044	36	0.7	2.4	3468.05
AMS-011S1SB	01/07/2010	24	2663.60	15096	38	1.2	4.7	3492.01
AMS-011S1SB	31/07/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/08/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/08/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/09/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	30/09/2010	24	2639.30	13541	35	0.1	8.5	3421.77
AMS-011S1SB	01/10/2010	24	2637.20	13432	35	0.1	9.3	3416.55
AMS-011S1SB	31/10/2010	23	2580.80	12607	35	0.6	38.0	3331.03
AMS-011S1SB	01/11/2010	24	2582.30	12977	35	1.5	21.6	3342.14
AMS-011S1SB	30/11/2010	21	2594.40	12733	35	1.0	18.7	3349.77
AMS-011S1SB	01/12/2010	24	2561.80	13599	35	0.6	24.0	3335.18
AMS-011S1SB	31/12/2010	24	2544.90	12654	35	2.9	50.6	3291.08
AMS-011S1SB	01/01/2011	23	2562.60	11965	35	1.6	33.1	3294.37
AMS-011S1SB	31/01/2011	24	2531.30	12688	35	2.8	36.6	3276.38
AMS-011S1SB	01/02/2011	24	2538.80	12575	35	2.8	61.9	3282.08
AMS-011S1SB	28/02/2011	24	2524.20	12849	35	0.7	40.5	3272.39
AMS-011S1SB	01/03/2011	24	2528.80	13004	35	0.9	49.6	3281.72
AMS-011S1SB	31/03/2011	24	2510.60	12934	35	0.7	46.3	3259.08
AMS-011S1SB	01/04/2011	24	2505.90	12894	35	1.1	53.3	3252.65
AMS-011S1SB	30/04/2011	24	2495.40	11332	35	0.6	59.2	3201.75
AMS-011S1SB	01/05/2011	21.5	2513.20	12124	35	0.5	70.6	3241.39
AMS-011S1SB	31/05/2011	24	2485.20	10851	35	0.6	55.0	3178.86
AMS-011S1SB	01/06/2011	24	2483.10	14624	35	3.8	62.0	3275.07
AMS-011S1SB	30/06/2011	24	2470.20	11701	35	0.0	72.3	3181.43
AMS-011S1SB	01/07/2011	24	2471.60	10113	35	0.0	74.0	3146.85
AMS-011S1SB	31/07/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/08/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/08/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/09/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	30/09/2011	24	2604.60	6862	26	2.1	116.9	3246.09
AMS-011S1SB	01/10/2011	24	2606.50	5802	26	1.1	100.0	3234.60
AMS-011S1SB	31/10/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/11/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	30/11/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/12/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/12/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/01/2012	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/01/2012	24	2647.30	9766.938	22	1.2	104.5	3344.81
AMS-011S1SB	01/02/2012	24	2577.40	6718.923	28	1.4	114.1	3211.87
AMS-011S1SB	29/02/2012	24	2638.80	10479.17	26	0.7	102.1	3349.20
AMS-011S1SB	01/03/2012	24	2637.60	9233.817	26	1.9	102.5	3323.42
AMS-011S1SB	31/03/2012	24	2640.00	6771.935	26	0.0	97.8	3286.72
AMS-011S1SB	01/04/2012	24	2639.60	6927.757	26	0.0	98.3	3288.40

AMS-011S1SB	30/04/2012	24	2650.10	8774.193	25	1.5	101.0	3329.80
AMS-011S1SB	01/05/2012	24	2650.10	8244.243	22	0.7	138.3	3320.81
AMS-011S1SB	31/05/2012	23.5	2603.50	10028.82	26	1.2	115.7	3298.95
AMS-011S1SB	01/06/2012	24	2607.20	8305.581	26	0.9	109.9	3271.42
AMS-011S1SB	30/06/2012	24	2610.30	7919.616	26	0.7	113.0	3268.73
AMS-011S1SB	01/07/2012	24	2609.80	8993.395	26	0.6	94.7	3286.50
AMS-011S1SB	31/07/2012	24	2595.50	7620.065	26	0.8	126.1	3246.54
AMS-011S1SB	01/08/2012	24	2592.70	8801.347	26	0.8	112.5	3262.99
AMS-011S1SB	31/08/2012	24	2602.70	8499.4	22	0.3	87.9	3269.44
AMS-011S1SB	01/09/2012	24	2593.10	6371	25	0.3	92.5	3225.81
AMS-011S1SB	30/09/2012	24	2444.50	12223.69	34	0.5	167.2	3164.86
AMS-011S1SB	01/10/2012	24	2441.60	12556.01	34	0.6	170.9	3170.13
AMS-011S1SB	31/10/2012	23.5	2420.50	11436.76	34	0.8	160.8	3117.57
AMS-011S1SB	01/11/2012	24	2426.30	12842.95	34	0.9	164.6	3160.22
AMS-011S1SB	30/11/2012	24	2442.90	10355.14	32	1.0	158.4	3118.59
AMS-011S1SB	01/12/2012	24	2434.10	9997.345	32	0.5	148.0	3100.57
AMS-011S1SB	31/12/2012	24	2358.60	11656.8	36	1.5	185.5	3051.44
AMS-011S1SB	01/01/2013	24	2363.10	12050.04	36	1.5	180.3	3066.71
AMS-011S1SB	31/01/2013	24	2402.80	10626	30	1.2	182.1	3077.93
AMS-011S1SB	01/02/2013	24	2403.30	9928.932	30	1.3	187.2	3063.08
AMS-011S1SB	28/02/2013	24	2397.30	9435.329	30	1.6	182.2	3045.70
AMS-011S1SB	01/03/2013	24	2393.90	9416.584	30	1.5	183.0	3041.32
AMS-011S1SB	31/03/2013	24	2378.20	9815.499	31	0.7	169.8	3031.26
AMS-011S1SB	01/04/2013	24	2379.10	9831.773	31	0.7	171.6	3032.66
AMS-011S1SB	30/04/2013	24	2327.80	11066.85	32	1.4	192.6	3001.12
AMS-011S1SB	01/05/2013	24	2324.80	11093.19	32	1.4	193.2	2998.28
AMS-011S1SB	31/05/2013	24	2322.70	9874.165	32	1.4	321.5	2967.51
AMS-011S1SB	01/06/2013	24	2320.80	9712.988	32	1.1	238.6	2961.76
AMS-011S1SB	30/06/2013	24	2290.00	10629.97	33	1.1	219.6	2946.63
AMS-011S1SB	01/07/2013	24	2290.00	10470.48	33	1.2	212.8	2942.85
AMS-011S1SB	31/07/2013	24	2266.70	10700.95	33	1.3	215.2	2921.20
AMS-011S1SB	01/08/2013	24	2265.50	10732.43	33	1.4	214.1	2920.56
AMS-011S1SB	31/08/2013	24	2286.90	9436.856	33	1.3	200.3	2915.99
AMS-011S1SB	01/09/2013	24	2239.90	10520.72	33	1.3	213.7	2885.62
AMS-011S1SB	30/09/2013	24	2217.00	10087.26	33	0.8	229.2	2848.57
AMS-011S1SB	01/10/2013	24	2218.90	10291.72	33	0.8	215.5	2855.62
AMS-011S1SB	31/10/2013	24	2197.20	10553.8	33	0.7	239.6	2836.65
AMS-011S1SB	01/11/2013	24	2497.80	10313.82	33	0.8	243.2	3181.70
AMS-011S1SB	30/11/2013	24	2181.60	10408.18	33	0.8	254.9	2814.89
AMS-011S1SB	01/12/2013	24	2183.50	9203.653	33	0.8	254.0	2789.23
AMS-011S1SB	31/12/2013	24	2164.20	9876.935	33	1.2	233.3	2781.81
AMS-011S1SB	01/01/2014	24	2167.10	9568.777	33	1.3	233.4	2778.08
AMS-011S1SB	31/01/2014	24	2115.10	10707.02	35	1.2	268.0	2744.97
AMS-011S1SB	01/02/2014	24	2110.30	10566.59	35	1.3	262.4	2735.78
AMS-011S1SB	28/02/2014	24	2098.70	13981.7	34	1.0	211.9	2822.42
AMS-011S1SB	01/03/2014	23	2096.70	9393.28	34	0.9	179.4	2691.30

AMS-011S1SB	31/03/2014	24	2075.20	10522.46	34	2.1	198.9	2693.81
AMS-011S1SB	01/04/2014	24	2074.40	10649.21	34	2.0	196.6	2696.18
AMS-011S1SB	30/04/2014	24	2051.70	10505.18	34	2.1	210.5	2666.03
AMS-011S1SB	01/05/2014	24	2051.40	10563.93	34	2.2	211.2	2667.22
AMS-011S1SB	31/05/2014	24	2034.70	10271.55	34	1.9	219.1	2640.18
AMS-011S1SB	01/06/2014	24	2033.10	10103.21	34	1.9	213.6	2634.01
AMS-011S1SB	30/06/2014	24	2062.30	6859.247	28	0.5	178.3	2598.84
AMS-011S1SB	01/07/2014	24	1995.70	8071.121	34	0.7	208.2	2542.66
AMS-011S1SB	31/07/2014	24	1973.00	10052.37	34	0.7	225.0	2562.60
AMS-011S1SB	01/08/2014	24	1972.80	10117.54	34	0.7	226.1	2564.07
AMS-011S1SB	31/08/2014	24	1939.00	9001.915	34	1.2	254.0	2496.52
AMS-011S1SB	01/09/2014	24	1938.90	9161.467	34	1.2	253.9	2500.25
AMS-011S1SB	30/09/2014	24	1919.90	9877.25	34	1.2	262.1	2496.12
AMS-011S1SB	01/10/2014	24	1919.40	9843.773	34	1.1	255.8	2494.66
AMS-011S1SB	31/10/2014	24	1892.40	8750.303	34	0.7	238.7	2435.61
AMS-011S1SB	01/11/2014	24	1895.30	9439.85	34	0.8	245.4	2456.06
AMS-011S1SB	30/11/2014	24	1867.00	8882.74	34	0.7	284.4	2408.91
AMS-011S1SB	01/12/2014	24	1870.00	8797.649	34	0.7	286.7	2410.36
AMS-011S1SB	31/12/2014	24	1873.30	8748.505	34	0.9	282.9	2413.06
AMS-011S1SB	01/01/2015	24	1873.20	8712.152	34	1.0	284.1	2412.07
AMS-011S1SB	31/01/2015	24	1813.40	7745.215	34	0.9	307.5	2318.91
AMS-011S1SB	01/02/2015	24	1812.60	7317.465	34	0.9	295.3	2308.68
AMS-011S1SB	28/02/2015	24	1768.70	7506.731	34	0.9	360.3	2260.46
AMS-011S1SB	01/03/2015	24	1767.90	7602.797	34	0.9	370.8	2261.66
AMS-011S1SB	31/03/2015	24	1762.80	6985.125	34	0.8	341.1	2242.22
AMS-011S1SB	01/04/2015	24	1763.10	7073.117	34	0.6	312.6	2244.42
AMS-011S1SB	30/04/2015	24	1743.40	6192.376	35	0.5	405.3	2203.24
AMS-011S1SB	01/05/2015	24	1743.80	6174.24	35	0.7	401.8	2203.38
AMS-011S1SB	31/05/2015	24	1696.00	5232.648	43	0.5	406.8	2129.00
AMS-011S1SB	01/06/2015	24	1694.70	5211.951	35	0.4	420.6	2127.08
AMS-011S1SB	30/06/2015	24	1663.40	5135.884	35	0.7	362.3	2087.84
AMS-011S1SB	01/07/2015	24	1665.20	5221.681	42	0.5	481.4	2091.45
AMS-011S1SB	31/07/2015	24	1635.60	6105.954	45	0.7	493.7	2071.85
AMS-011S1SB	01/08/2015	24	1636.90	6189.09	45	0.8	128.1	2075.07
AMS-011S1SB	31/08/2015	24	1571.20	5252.649	45	0.5	493.4	1978.09
AMS-011S1SB	01/09/2015	20.5	1503.60	4475.025	31	0.5	423.6	1882.82
AMS-011S1SB	30/09/2015	24	1509.20	5380.513	49	0.4	614.5	1905.52
AMS-011S1SB	01/10/2015	24	1507.30	5354.52	49	0.5	624.0	1902.73
AMS-011S1SB	31/10/2015	24	1427.30	4786.2	54	0.7	725.2	1795.50
AMS-011S1SB	01/11/2015	24	1430.20	4744.974	54	1.2	727.9	1798.27
AMS-011S1SB	30/11/2015	24	1369.30	4320.368	35	0.6	768.7	1716.98
AMS-011S1SB	01/12/2015	24	1366.80	4064.775	35	0.5	757.2	1709.69
AMS-011S1SB	31/12/2015	24	1231.20	3118.32	33	1.3	814.3	1529.89
AMS-011S1SB	01/01/2016	24	1218.50	3139.932	33	1.2	886.6	1514.66
AMS-011S1SB	31/01/2016	24	1041.10	7150.491	34	4.6	1407.5	1404.02
AMS-011S1SB	01/02/2016	24	1049.10	7179.241	34	5.0	1397.3	1413.95

AMS-011S1SB	29/02/2016	24	1017.60	8290.976	34	3.3	1026.6	1421.21
AMS-011S1SB	01/03/2016	24	1018.90	8290.918	34	3.2	1030.4	1422.60
AMS-011S1SB	31/03/2016	24	982.10	6631	33	3.1	1078.0	1320.01
AMS-011S1SB	01/04/2016	24	982.80	7003.874	33	2.9	1116.1	1334.03
AMS-011S1SB	30/04/2016	24	938.50	5286.593	33	2.3	1121.8	1227.07
AMS-011S1SB	01/05/2016	24	941.30	5320.922	33	2.3	1099.6	1231.31
AMS-011S1SB	31/05/2016	24	823.50	5601.51	48	2.8	1286.6	1107.23
AMS-011S1SB	01/06/2016	24	827.60	5553.478	48	2.5	1271.8	1110.11
AMS-011S1SB	30/06/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/07/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/07/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/08/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/08/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/09/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	30/09/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/10/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/10/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/11/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	30/11/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	01/12/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-011S1SB	31/12/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/05/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/06/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/06/2005	21	3993.00	9095	33	0.0	0.0	4903.01
AMS-012S1SB	01/07/2005	24	3990.00	8770	28	0.0	0.0	4895.64
AMS-012S1SB	31/07/2005	9	4036.00	3068.629	34	2.0	0.0	4897.59
AMS-012S1SB	01/08/2005	24	3750.00	17912.04	35	11.0	0.7	4809.24
AMS-012S1SB	31/08/2005	24	3750.00	17441.48	33	0.8	3.5	4797.36
AMS-012S1SB	01/09/2005	24	3751.20	17446.05	34	0.5	4.0	4798.77
AMS-012S1SB	30/09/2005	24	3705.10	17253.51	34	1.8	3.9	4744.15
AMS-012S1SB	01/10/2005	24	3673.30	17415.16	35	1.9	4.0	4713.75
AMS-012S1SB	31/10/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/11/2005	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/11/2005	17	3814.30	10638.65	32	1.5	2.8	4729.95
AMS-012S1SB	01/12/2005	24	3714.10	19435.42	38	5.2	4.7	4811.21
AMS-012S1SB	31/12/2005	24	3365.10	21786.5	45	5.0	9.3	4506.42
AMS-012S1SB	01/01/2006	23	3409.40	21215.72	46	4.0	7.4	4535.87
AMS-012S1SB	31/01/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/02/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	28/02/2006	24	3737.40	14348.72	33	0.6	7.1	4712.98
AMS-012S1SB	01/03/2006	24	3741.60	14122.05	32	0.7	5.9	4712.89
AMS-012S1SB	31/03/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/04/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/04/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/05/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/05/2006	24	3589.60	17168.26	31	0.0	16.0	4616.59

AMS-012S1SB	01/06/2006	17	3590.20	16212.38	31	0.0	11.6	4593.80
AMS-012S1SB	30/06/2006	24	3547.70	14308.63	31	0.0	15.8	4504.06
AMS-012S1SB	01/07/2006	24	3843.10	9841.972	17	0.0	7.9	4749.70
AMS-012S1SB	31/07/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/08/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/08/2006	24	3561.50	17997.3	33	0.0	11.8	4607.40
AMS-012S1SB	01/09/2006	24	3561.50	17992.13	33	0.0	14.3	4607.27
AMS-012S1SB	30/09/2006	24	3391.00	20748.15	38	0.0	15.5	4501.39
AMS-012S1SB	01/10/2006	24	3393.60	20694.54	38	0.0	15.5	4502.55
AMS-012S1SB	31/10/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/11/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/11/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/12/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/12/2006	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/01/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/01/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/02/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	28/02/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/03/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/03/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/04/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/04/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/05/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/05/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/06/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/06/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/07/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/07/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/08/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/08/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/09/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/09/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/10/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/10/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/11/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/11/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/12/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/12/2007	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/01/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/01/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/02/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	29/02/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/03/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/03/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/04/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/04/2008	24	3800.70	13290.25	27	0.0	8.9	4760.87

AMS-012S1SB	01/05/2008	24	3800.80	11691.22	27	1.0	8.5	4732.17
AMS-012S1SB	31/05/2008	24	3783.50	11289	27	1.5	8.2	4706.54
AMS-012S1SB	01/06/2008	20	3781.80	7454	27	1.0	4.1	4652.21
AMS-012S1SB	30/06/2008	24	3654.30	20566.93	30	3.6	17.6	4779.42
AMS-012S1SB	01/07/2008	24	3654.10	16151.85	30	2.6	14.8	4662.11
AMS-012S1SB	31/07/2008	24	3746.30	9840.735	26	0.1	14.2	4643.32
AMS-012S1SB	01/08/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/08/2008	24	3738.40	13521.18	26	0.6	12.6	4697.35
AMS-012S1SB	01/09/2008	24	3576.30	12635	30	0.2	13.5	4501.96
AMS-012S1SB	30/09/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/10/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/10/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/11/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/11/2008	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/12/2008	19	3503.90	14842.79	34	1.7	9.1	4467.39
AMS-012S1SB	31/12/2008	24	3684.90	11662.45	28	2.4	9.7	4604.41
AMS-012S1SB	01/01/2009	24	3682.30	12390.87	28	2.1	16.6	4614.44
AMS-012S1SB	31/01/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/02/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	28/02/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/03/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/03/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/04/2009	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/04/2009	24	3763.00	16284	26	1.5	12.0	4783.48
AMS-012S1SB	01/05/2009	24	3766.40	11779	26	0.2	3.0	4696.00
AMS-012S1SB	31/05/2009	24	3448.70	16135	30	2.4	14.5	4436.67
AMS-012S1SB	01/06/2009	24	3443.00	17508	30	2.5	13.8	4465.18
AMS-012S1SB	30/06/2009	24	3441.60	17416.78	30	2.2	12.2	4461.25
AMS-012S1SB	01/07/2009	24	3441.10	18381.18	34	1.9	13.5	4486.59
AMS-012S1SB	31/07/2009	24	3405.10	17343.54	30	1.7	12.5	4419.29
AMS-012S1SB	01/08/2009	18.5	3543.90	9844	30	0.9	4.5	4418.65
AMS-012S1SB	31/08/2009	24	3386.20	15788.63	31	2.6	11.1	4359.27
AMS-012S1SB	01/09/2009	24	3387.00	17360.34	31	2.3	11.0	4399.85
AMS-012S1SB	30/09/2009	24	3362.20	17433.25	31	2.5	13.9	4374.51
AMS-012S1SB	01/10/2009	24	3361.00	17501.59	31	2.3	13.6	4375.01
AMS-012S1SB	31/10/2009	24	3347.70	17279.42	31	2.1	12.5	4354.48
AMS-012S1SB	01/11/2009	24	3346.50	17353.56	31	2.2	12.7	4355.12
AMS-012S1SB	30/11/2009	20	3326.90	16935.2	31	2.2	13.6	4322.50
AMS-012S1SB	01/12/2009	24	3330.90	16868.45	31	1.3	16.4	4325.18
AMS-012S1SB	31/12/2009	24	3288.40	15428.96	31	1.5	4.1	4242.02
AMS-012S1SB	01/01/2010	24	3283.30	17932.25	31	1.7	6.9	4301.24
AMS-012S1SB	31/01/2010	24	3273.00	16955.22	31	1.4	11.7	4263.45
AMS-012S1SB	01/02/2010	24	3274.80	16900.95	31	1.4	12.6	4264.02
AMS-012S1SB	28/02/2010	24	3255.30	17699.91	31	1.3	16.4	4263.97
AMS-012S1SB	01/03/2010	24	3251.40	17682.47	31	1.4	14.9	4259.19
AMS-012S1SB	31/03/2010	23.5	3283.10	16854.21	31	1.7	14.0	4271.98

AMS-012S1SB	01/04/2010	23.5	3279.40	16469.87	31	1.9	16.1	4257.92
AMS-012S1SB	30/04/2010	24	3254.80	17289.84	31	2.4	15.7	4252.25
AMS-012S1SB	01/05/2010	24	3255.40	17461.16	31	2.0	16.5	4257.55
AMS-012S1SB	31/05/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/06/2010	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/06/2010	24	3452.50	14736.06	31	0.7	7.7	4408.18
AMS-012S1SB	01/07/2010	24	3408.70	16156.35	31	1.4	14.3	4393.09
AMS-012S1SB	31/07/2010	24	3530.90	13430.26	28	1.4	5.0	4467.23
AMS-012S1SB	01/08/2010	18	3559.80	12407	26	0.5	1.5	4479.40
AMS-012S1SB	31/08/2010	24	3136.40	20000.65	33	2.9	21.2	4201.23
AMS-012S1SB	01/09/2010	24	3122.70	20328.57	33	2.4	22.1	4196.68
AMS-012S1SB	30/09/2010	24	3503.70	13379.25	28	1.1	5.8	4436.05
AMS-012S1SB	01/10/2010	24	3503.70	13272.17	28	1.4	6.4	4433.90
AMS-012S1SB	31/10/2010	24	3373.10	13944.13	31	1.6	10.1	4302.55
AMS-012S1SB	01/11/2010	24	3371.10	13692.19	31	1.6	7.9	4294.93
AMS-012S1SB	30/11/2010	21	3318.30	13843.83	31	0.3	5.1	4239.14
AMS-012S1SB	01/12/2010	21	3470.90	12233.17	30	2.0	9.1	4377.27
AMS-012S1SB	31/12/2010	24	3362.10	13433	30	1.1	9.3	4279.41
AMS-012S1SB	01/01/2011	24	3356.30	13253.95	30	0.7	6.3	4269.22
AMS-012S1SB	31/01/2011	24	3386.30	13606.43	30	0.0	10.4	4310.09
AMS-012S1SB	01/02/2011	24	3383.30	13453.59	30	0.0	10.8	4303.55
AMS-012S1SB	28/02/2011	24	3293.30	13912.04	32	2.7	10.3	4212.63
AMS-012S1SB	01/03/2011	24	3265.60	14080.49	32	3.2	12.6	4185.29
AMS-012S1SB	31/03/2011	24	3321.10	13873.05	31	1.9	8.7	4242.91
AMS-012S1SB	01/04/2011	24	3319.80	13835.5	31	1.8	8.8	4240.64
AMS-012S1SB	30/04/2011	24	3547.50	9425.002	24	1.4	5.6	4416.54
AMS-012S1SB	01/05/2011	22	3577.60	10318.76	24	1.2	6.8	4463.50
AMS-012S1SB	31/05/2011	15.5	3578.80	6446.698	24	1.0	3.5	4415.64
AMS-012S1SB	01/06/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/06/2011	24	3611.10	7923.106	22	1.3	1.2	4467.92
AMS-012S1SB	01/07/2011	24	3608.00	6225.248	20	0.3	1.1	4446.27
AMS-012S1SB	31/07/2011	24	3379.20	10917.6	33	1.3	0.8	4250.91
AMS-012S1SB	01/08/2011	24	3586.70	8698.132	24	1.2	0.2	4450.39
AMS-012S1SB	31/08/2011	20	3613.10	4215.393	18	0.5	0.2	4436.00
AMS-012S1SB	01/09/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	30/09/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/10/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/10/2011	24	3601.00	8547.455	24	2.5	0.9	4464.40
AMS-012S1SB	01/11/2011	24	3602.60	8604.443	24	2.9	0.9	4466.93
AMS-012S1SB	30/11/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	01/12/2011	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/12/2011	24	3635.40	6649.683	18	0.4	1.6	4481.08
AMS-012S1SB	01/01/2012	4	3632.70	956.8052	18	0.1	0.2	4445.04
AMS-012S1SB	31/01/2012	21	3629.40	8882.965	20	0.7	1.6	4500.48
AMS-012S1SB	01/02/2012	24	3454.50	9191.165	34	1.3	2.6	4308.77
AMS-012S1SB	29/02/2012	24	3628.00	9216.537	20	0.4	1.5	4503.45

AMS-012S1SB	01/03/2012	24	3629.20	8121.234	20	1.1	1.5	4490.53
AMS-012S1SB	31/03/2012	24	3625.10	8673.683	20	1.5	5.4	4492.93
AMS-012S1SB	01/04/2012	24	3626.40	8873.266	20	1.5	5.4	4497.01
AMS-012S1SB	30/04/2012	24	3624.40	8226.234	18	1.0	3.7	4486.46
AMS-012S1SB	01/05/2012	24	3626.50	7807.454	16	0.5	5.1	4483.75
AMS-012S1SB	31/05/2012	23.5	3616.60	12487.14	18	0.5	25.8	4543.76
AMS-012S1SB	01/06/2012	24	3618.00	10341.49	18	0.3	24.5	4508.80
AMS-012S1SB	30/06/2012	24	3218.50	17997.82	34	2.6	31.4	4231.67
AMS-012S1SB	01/07/2012	24	3604.50	12022.38	20	1.2	15.5	4521.90
AMS-012S1SB	31/07/2012	13	3292.10	7920.164	31	1.0	14.8	4107.27
AMS-012S1SB	01/08/2012	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMS-012S1SB	31/08/2012	24	3598.40	9067.217	18	0.9	28.1	4468.41
AMS-012S1SB	01/09/2012	24	3603.90	11962.84	36	1.5	52.2	4520.18
AMS-012S1SB	30/09/2012	24	3079.20	20078.57	38	1.9	37.9	4141.15
AMS-012S1SB	01/10/2012	24	3075.90	20170.08	38	2.3	39.2	4140.47
AMS-012S1SB	31/10/2012	23.5	3018.60	19609.44	38	4.0	39.5	4059.77
AMS-012S1SB	01/11/2012	24	3473.00	15066.66	26	3.2	27.7	4438.31
AMS-012S1SB	30/11/2012	24	2911.30	18271.01	36	2.1	39.1	3899.55
AMS-012S1SB	01/12/2012	24	3007.20	17639.71	36	1.0	36.5	3987.34
AMS-012S1SB	31/12/2012	24	3000.80	18975.5	38	2.2	22.7	4020.29
AMS-012S1SB	01/01/2013	24	3006.70	19615.64	38	2.4	22.1	4046.89
AMS-012S1SB	31/01/2013	24	3031.80	17996.38	34	2.4	40.4	4025.07
AMS-012S1SB	01/02/2013	24	2992.70	16815.82	34	2.6	41.5	3947.74
AMS-012S1SB	28/02/2013	24	2963.20	19995.07	38	2.3	37.1	4011.40
AMS-012S1SB	01/03/2013	24	2958.30	19955.35	38	2.2	37.2	4004.72
AMS-012S1SB	31/03/2013	24	2964.30	19531.18	38	1.5	35.6	3997.59
AMS-012S1SB	01/04/2013	24	2964.10	19563.56	38	1.4	36.0	3998.41
AMS-012S1SB	30/04/2013	24	2953.60	19736.14	38	0.9	48.2	3992.43
AMS-012S1SB	01/05/2013	24	2953.70	19783.12	38	0.9	48.3	3994.06
AMS-012S1SB	31/05/2013	24	2943.30	20397.95	38	0.9	86.8	4002.93
AMS-012S1SB	01/06/2013	24	2977.30	20064.99	38	0.8	64.4	4029.14
AMS-012S1SB	30/06/2013	24	2915.00	19865.95	38	0.7	41.1	3954.28
AMS-012S1SB	01/07/2013	24	2915.70	20047.96	38	0.9	56.0	3961.06
AMS-012S1SB	31/07/2013	24	2884.70	19339	38	0.8	55.2	3903.75
AMS-012S1SB	01/08/2013	24	2883.80	19395.9	38	0.9	54.9	3904.60
AMS-012S1SB	31/08/2013	23	3446.50	16573.23	37	1.3	54.5	4445.05
AMS-012S1SB	01/09/2013	24	2884.30	19801.16	38	1.4	62.3	3918.43
AMS-012S1SB	30/09/2013	24	2848.40	19275.88	38	1.4	62.2	3861.68
AMS-012S1SB	01/10/2013	24	2849.40	19666.58	38	1.4	58.5	3875.61
AMS-012S1SB	31/10/2013	24	2840.20	19863.83	38	1.9	62.3	3872.07
AMS-012S1SB	01/11/2013	24	2841.80	19431.49	38	1.4	63.4	3859.49
AMS-012S1SB	30/11/2013	24	3199.00	16361.84	28	2.2	54.7	4165.81
AMS-012S1SB	01/12/2013	24	2348.40	17568.65	34	2.5	66.1	3250.00
AMS-012S1SB	31/12/2013	24	2823.50	19890.12	38	2.4	73.0	3854.62
AMS-012S1SB	01/01/2014	24	2824.00	19269.56	38	2.6	73.1	3834.55
AMS-012S1SB	31/01/2014	24	2808.40	20004.23	38	1.9	76.3	3841.91

AMS-012S1SB	01/02/2014	24	2808.00	19741.85	38	2.1	74.7	3832.60
AMS-012S1SB	28/02/2014	24	3379.00	12926.29	20	0.6	34.3	4287.97
AMS-012S1SB	01/03/2014	23	3364.40	6947.382	16	0.4	23.3	4178.24
AMS-012S1SB	31/03/2014	24	2796.00	19748.78	38	1.8	71.1	3819.65
AMS-012S1SB	01/04/2014	24	2798.60	19986.67	38	1.8	70.2	3830.56
AMS-012S1SB	30/04/2014	24	2787.10	19868.34	38	0.9	73.4	3813.91
AMS-012S1SB	01/05/2014	24	2786.50	19979.46	38	0.9	73.7	3817.04
AMS-012S1SB	31/05/2014	24	3064.20	15195.36	30	1.0	72.1	3985.19
AMS-012S1SB	01/06/2014	24	2773.10	19430.22	39	1.3	91.3	3783.75
AMS-012S1SB	30/06/2014	24	2389.90	9303.738	22	0.8	39.3	3071.47
AMS-012S1SB	01/07/2014	24	2777.60	15572	38	1.5	65.3	3671.08
AMS-012S1SB	31/07/2014	24	2735.90	19612.55	39	1.8	76.5	3748.95
AMS-012S1SB	01/08/2014	24	2738.40	19739.7	39	1.8	76.9	3756.03
AMS-012S1SB	31/08/2014	24	2726.40	20909.87	39	1.9	76.2	3784.00
AMS-012S1SB	01/09/2014	24	2725.50	21280.49	39	2.0	76.2	3796.47
AMS-012S1SB	30/09/2014	24	2726.70	20296.62	39	1.8	78.0	3762.51
AMS-012S1SB	01/10/2014	24	2723.40	20227.83	39	1.7	76.1	3756.49
AMS-012S1SB	31/10/2014	24	2716.40	18672.56	39	2.8	86.8	3696.00
AMS-012S1SB	01/11/2014	24	2718.40	20144.01	39	3.1	89.2	3748.08
AMS-012S1SB	30/11/2014	24	2702.50	20238.02	39	3.0	88.2	3733.98
AMS-012S1SB	01/12/2014	24	2701.80	20044.16	39	2.9	88.9	3726.41
AMS-012S1SB	31/12/2014	24	2705.10	18945.3	39	2.4	90.3	3692.51
AMS-012S1SB	01/01/2015	24	2707.30	18866.57	39	2.4	90.7	3692.32
AMS-012S1SB	31/01/2015	24	2686.40	19561.9	39	2.2	86.7	3692.77
AMS-012S1SB	01/02/2015	24	2686.70	19726.69	39	2.1	87.0	3698.79
AMS-012S1SB	28/02/2015	24	3258.00	10862.36	24	2.3	52.7	4112.82
AMS-012S1SB	01/03/2015	24	3271.40	10542.98	23	2.1	52.0	4122.56
AMS-012S1SB	31/03/2015	24	2691.70	19440.77	39	2.9	93.0	3694.44
AMS-012S1SB	01/04/2015	24	2693.30	19292.49	39	2.9	91.9	3691.16
AMS-012S1SB	30/04/2015	24	2852.90	16564.55	34	2.9	84.6	3783.87
AMS-012S1SB	01/05/2015	24	2704.50	18908	39	3.4	96.1	3690.59
AMS-012S1SB	31/05/2015	24	2689.10	19346.96	39	2.5	96.2	3688.38
AMS-012S1SB	01/06/2015	24	2688.30	19384.25	39	2.6	96.4	3688.77
AMS-012S1SB	30/06/2015	24	2653.90	19134.77	39	1.1	81.9	3642.33
AMS-012S1SB	01/07/2015	24	2670.60	19411.08	39	1.1	106.3	3670.19
AMS-012S1SB	31/07/2015	24	2653.30	19800.85	40	1.4	103.4	3664.71
AMS-012S1SB	01/08/2015	24	2653.30	19682.84	40	1.8	276.6	3660.58
AMS-012S1SB	31/08/2015	24	2634.80	20837.94	40	1.7	137.7	3681.79
AMS-012S1SB	01/09/2015	24	2634.50	20133.87	40	1.5	143.3	3655.92
AMS-012S1SB	30/09/2015	24	2628.20	20114.81	40	2.5	104.4	3648.35
AMS-012S1SB	01/10/2015	24	2628.90	20102.39	40	2.4	101.3	3648.67
AMS-012S1SB	31/10/2015	24	2623.50	20072.35	40	2.8	102.1	3641.69
AMS-012S1SB	01/11/2015	24	2621.90	20091	40	2.6	103.2	3640.61
AMS-012S1SB	30/11/2015	24	3093.80	11977.35	26	1.8	65.8	3946.55
AMS-012S1SB	01/12/2015	24	3187.80	10876.51	24	1.5	58.1	4033.16
AMS-012S1SB	31/12/2015	24	2622.60	18816.51	40	2.9	99.9	3596.94

AMS-012S1SB	01/01/2016	24	2623.30	18946.92	40	2.9	108.8	3602.14
AMS-012S1SB	31/01/2016	24	2610.20	19574.5	40	2.8	98.9	3609.45
AMS-012S1SB	01/02/2016	24	2615.10	19653.2	40	3.0	98.2	3617.60
AMS-012S1SB	29/02/2016	24	2594.70	19615.59	40	2.2	104.2	3593.88
AMS-012S1SB	01/03/2016	24	2594.40	19615.46	40	2.2	104.6	3593.55
AMS-012S1SB	31/03/2016	24	2592.60	20271.14	41	2.7	105.7	3615.11
AMS-012S1SB	01/04/2016	24	2766.60	17865.34	34	2.0	91.3	3726.00
AMS-012S1SB	30/04/2016	24	2557.70	19754.6	41	3.0	113.7	3558.28
AMS-012S1SB	01/05/2016	24	2558.30	19882.88	41	3.0	111.4	3563.56
AMS-012S1SB	31/05/2016	24	2562.80	19730.41	41	3.4	116.9	3563.00
AMS-012S1SB	01/06/2016	24	2549.20	19686.51	41	3.3	116.2	3546.52
AMS-012S1SB	30/06/2016	24	2540.30	19667.21	41	3.6	127.2	3536.08
AMS-012S1SB	01/07/2016	24	2542.70	19691.23	41	3.7	138.6	3539.57
AMS-012S1SB	31/07/2016	24	2522.10	19223	40	3.9	114.4	3500.22
AMS-012S1SB	01/08/2016	24	2526.30	19960.94	41	4.9	120.2	3531.44
AMS-012S1SB	31/08/2016	24	2512.90	19812.44	41	4.6	106.2	3511.37
AMS-012S1SB	01/09/2016	24	2518.30	19796.23	41	4.5	109.1	3516.68
AMS-012S1SB	30/09/2016	24	2527.80	19635.8	41	4.6	115.4	3521.26
AMS-012S1SB	01/10/2016	24	2533.50	19645	41	4.7	114.8	3527.81
AMS-012S1SB	31/10/2016	24	2500.80	19662.85	41	2.9	124.2	3492.68
AMS-012S1SB	01/11/2016	24	2505.20	19674.21	41	2.8	123.1	3497.91
AMS-012S1SB	30/11/2016	24	2485.00	19897.83	41	2.9	127.8	3484.05
AMS-012S1SB	01/12/2016	24	2477.40	20094	41	2.8	105.6	3483.07
AMS-012S1SB	31/12/2016	24	2451.00	20228.04	41	2.3	144.2	3459.42
AMSC-015S1SB	31/01/2015	24	3813.33	5564.88	14	0.5	11.4	4664.59
AMSC-015S1SB	01/02/2015	24	3808.75	5611.76	15	0.3	10.0	4659.91
AMSC-015S1SB	28/02/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSC-015S1SB	01/03/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSC-015S1SB	31/03/2015	24	3754.26	6000.228	15	0.4	9.6	4602.89
AMSC-015S1SB	01/04/2015	24	3746.60	5869.147	15	0.5	10.1	4593.24
AMSC-015S1SB	30/04/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSC-015S1SB	01/05/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSC-015S1SB	31/05/2015	24	3688.30	6470.17	15	0.4	12.8	4533.92
AMSC-015S1SB	01/06/2015	24	3684.00	6354.81	15	0.5	11.3	4528.03
AMSC-015S1SB	30/06/2015	24	3602.20	7313.674	17	0.5	8.8	4446.50
AMSC-015S1SB	01/07/2015	24	3601.31	7617.952	17	0.2	16.8	4448.93
AMSC-015S1SB	31/07/2015	24	3566.40	6887.323	16	0.5	18.8	4401.77
AMSC-015S1SB	01/08/2015	24	3561.25	6911.101	16	0.7	51.5	4396.23
AMSC-015S1SB	31/08/2015	24	3515.96	7154.407	16	0.3	21.9	4347.89
AMSC-015S1SB	01/09/2015	16	3510.52	4600.703	16	0.1	10.6	4318.58
AMSC-015S1SB	30/09/2015	24	3446.68	7408.395	17	0.2	18.5	4272.50
AMSC-015S1SB	01/10/2015	24	3440.66	7409.629	17	0.2	19.6	4265.71
AMSC-015S1SB	31/10/2015	24	3362.02	8020.848	18	0.3	20.3	4183.86
AMSC-015S1SB	01/11/2015	24	3358.80	8054.188	18	0.2	20.5	4180.62
AMSC-015S1SB	30/11/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSC-015S1SB	01/12/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00

AMSC-015S1SB	31/12/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSC-015S1SB	01/01/2016	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSC-015S1SB	31/01/2016	24	3319.40	8516.643	24	0.0	0.8	4141.85
AMSC-015S1SB	01/02/2016	24	3307.30	9053.443	24	0.0	2.7	4135.59
AMSC-015S1SB	29/02/2016	24	2875.80	16633.73	37	1.5	4.3	3806.80
AMSC-015S1SB	01/03/2016	24	2872.80	16633.62	37	1.4	4.3	3803.43
AMSC-015S1SB	31/03/2016	24	2938.00	11679.97	29	0.7	4.1	3757.39
AMSC-015S1SB	01/04/2016	24	2896.40	12124.69	29	0.6	4.2	3718.64
AMSC-015S1SB	30/04/2016	24	2597.60	16593.04	44	1.1	8.1	3492.62
AMSC-015S1SB	01/05/2016	24	2569.60	17084.72	45	1.1	8.1	3476.45
AMSC-015S1SB	31/05/2016	24	2432.10	16850.33	45	1.3	8.4	3314.72
AMSC-015S1SB	01/06/2016	24	2424.40	16812.83	45	1.2	8.4	3304.87
AMSC-015S1SB	30/06/2016	24	2363.40	16796.36	45	1.4	9.2	3235.97
AMSC-015S1SB	01/07/2016	24	2361.20	16816.87	45	1.4	10.0	3234.19
AMSC-015S1SB	31/07/2016	24	2275.90	15506.14	45	0.8	5.4	3095.29
AMSC-015S1SB	01/08/2016	24	2273.10	15811.84	45	0.7	5.5	3102.04
AMSC-015S1SB	31/08/2016	24	1995.90	16610.16	43	0.9	5.3	2821.42
AMSC-015S1SB	01/09/2016	24	1992.10	16596.56	43	0.9	5.4	2816.74
AMSC-015S1SB	30/09/2016	24	1902.10	17341.34	42	0.9	5.7	2748.32
AMSC-015S1SB	01/10/2016	24	1899.40	17349.08	42	0.9	5.6	2745.74
AMSC-015S1SB	31/10/2016	24	1780.30	17258.07	43	1.5	7.2	2615.20
AMSC-015S1SB	01/11/2016	24	1769.90	17367.86	44	1.4	7.2	2608.95
AMSC-015S1SB	30/11/2016	24	1700.20	16425.16	44	1.0	6.1	2495.14
AMSC-015S1SB	01/12/2016	24	1696.70	16497.74	44	1.0	5.9	2494.55
AMSC-015S1SB	31/12/2016	24	1602.10	15975.68	45	1.0	8.5	2372.64
AMSA-016S1SB	31/08/2013	24	3070.31	10691.77	24	5.5	4.2	3938.34
AMSA-016S1SB	01/09/2013	24	3065.40	11822.58	24	4.9	4.1	3956.86
AMSA-016S1SB	30/09/2013	24	2888.90	11384.46	24	3.9	3.1	3743.14
AMSA-016S1SB	01/10/2013	24	2913.60	11615.21	24	3.8	2.9	3777.05
AMSA-016S1SB	31/10/2013	24	2814.70	11378.04	24	2.9	4.1	3656.72
AMSA-016S1SB	01/11/2013	24	2832.70	11119.32	24	3.2	4.1	3671.78
AMSA-016S1SB	30/11/2013	24	2767.20	12206.99	24	4.2	3.6	3621.48
AMSA-016S1SB	01/12/2013	24	2766.10	10794.29	24	4.0	3.6	3586.69
AMSA-016S1SB	31/12/2013	24	2545.40	13877.04	28	3.9	3.3	3410.97
AMSA-016S1SB	01/01/2014	24	2542.90	13444.08	28	4.1	3.3	3395.20
AMSA-016S1SB	31/01/2014	24	2483.40	13743.7	28	4.4	1.7	3335.52
AMSA-016S1SB	01/02/2014	24	2481.00	13563.44	28	4.9	1.7	3327.28
AMSA-016S1SB	28/02/2014	24	2550.90	14524.68	24	2.2	5.3	3437.21
AMSA-016S1SB	01/03/2014	23	2638.00	8131.722	20	1.6	3.8	3381.58
AMSA-016S1SB	31/03/2014	24	2379.40	12534.13	28	2.2	5.4	3178.89
AMSA-016S1SB	01/04/2014	24	2376.70	12685.11	28	2.1	5.3	3180.18
AMSA-016S1SB	30/04/2014	24	2327.80	12821.22	29	1.4	6.4	3127.42
AMSA-016S1SB	01/05/2014	24	2320.70	12892.93	29	1.5	6.4	3121.36
AMSA-016S1SB	31/05/2014	24	2271.60	12559.83	29	0.8	8.6	3054.15
AMSA-016S1SB	01/06/2014	24	2270.20	12353.99	29	0.7	8.4	3046.29
AMSA-016S1SB	30/06/2014	24	2389.90	8417.976	23	1.2	3.3	3089.50

AMSA-016S1SB	01/07/2014	24	2224.00	10285.24	29	1.7	4.0	2933.95
AMSA-016S1SB	31/07/2014	24	2175.10	12569.82	29	2.1	4.6	2942.29
AMSA-016S1SB	01/08/2014	24	2173.70	12651.31	29	2.2	4.7	2943.26
AMSA-016S1SB	31/08/2014	24	2141.70	12682.1	29	3.1	3.8	2907.15
AMSA-016S1SB	01/09/2014	24	2139.80	12906.88	29	3.2	3.8	2912.28
AMSA-016S1SB	30/09/2014	24	2105.00	11920.61	29	2.9	3.8	2840.33
AMSA-016S1SB	01/10/2014	24	2103.70	11880.21	29	2.8	3.7	2837.56
AMSA-016S1SB	31/10/2014	24	2061.20	10586.07	29	2.3	5.5	2749.05
AMSA-016S1SB	01/11/2014	24	2217.90	9057.463	23	2.0	4.5	2896.50
AMSA-016S1SB	30/11/2014	24	2021.10	11473.58	29	2.4	5.6	2728.39
AMSA-016S1SB	01/12/2014	24	2019.90	11363.67	29	2.3	5.7	2723.57
AMSA-016S1SB	31/12/2014	24	1982.40	10872.41	29	4.0	4.7	2664.52
AMSA-016S1SB	01/01/2015	24	1981.50	10827.23	29	4.1	4.7	2662.09
AMSA-016S1SB	31/01/2015	24	1939.00	11226.27	29	3.7	4.5	2624.61
AMSA-016S1SB	01/02/2015	24	1938.30	11320.84	29	3.6	4.5	2626.81
AMSA-016S1SB	28/02/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-016S1SB	01/03/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-016S1SB	31/03/2015	24	1943.70	11365.45	29	3.4	4.2	2634.54
AMSA-016S1SB	01/04/2015	24	1941.90	11278.76	29	3.4	4.1	2629.67
AMSA-016S1SB	30/04/2015	0	0.00	0	0	0.0	0.0	0.00
AMSA-016S1SB	01/05/2015	5	1995.70	2302.873	29	0.8	0.9	2518.54
AMSA-016S1SB	31/05/2015	24	1924.60	10827.31	29	3.1	1.6	2595.22
AMSA-016S1SB	01/06/2015	24	1922.60	10848.18	29	3.3	1.6	2593.52
AMSA-016S1SB	30/06/2015	24	1865.70	10498.2	29	1.5	2.6	2515.82
AMSA-016S1SB	01/07/2015	24	1864.60	10649.8	29	1.5	3.3	2519.27
AMSA-016S1SB	31/07/2015	24	1827.60	10453.86	29	2.1	3.6	2469.68
AMSA-016S1SB	01/08/2015	24	1826.10	10391.56	29	2.6	9.5	2465.96
AMSA-016S1SB	31/08/2015	24	1665.90	9320.89	28	2.8	19.8	2243.92
AMSA-016S1SB	01/09/2015	24	1644.90	9005.955	28	2.3	20.6	2209.40
AMSA-016S1SB	30/09/2015	24	1566.70	8387.473	28	2.5	20.9	2097.95
AMSA-016S1SB	01/10/2015	24	1565.90	8382.293	28	2.4	20.3	2096.85
AMSA-016S1SB	31/10/2015	24	1559.80	8250.98	28	2.8	17.0	2085.67
AMSA-016S1SB	01/11/2015	24	1547.90	8258.696	28	2.6	17.1	2071.75
AMSA-016S1SB	30/11/2015	24	1468.40	7360.868	28	2.3	25.2	1950.67
AMSA-016S1SB	01/12/2015	24	1505.50	7241.358	28	2.1	24.1	1991.85
AMSA-016S1SB	31/12/2015	24	1398.10	7397.725	28	2.5	18.5	1867.85
AMSA-016S1SB	01/01/2016	24	1404.30	7448.997	28	2.5	20.1	1876.76
AMSA-016S1SB	31/01/2016	24	1342.50	7695.728	28	2.4	18.3	1811.36
AMSA-016S1SB	01/02/2016	24	1334.90	7726.67	28	2.6	18.2	1803.43
AMSA-016S1SB	29/02/2016	24	1243.70	6308.606	28	1.2	13.4	1651.62
AMSA-016S1SB	01/03/2016	24	1250.80	6308.562	28	1.2	13.5	1660.10
AMSA-016S1SB	31/03/2016	24	1207.80	6312.698	28	1.4	13.5	1608.97
AMSA-016S1SB	01/04/2016	24	1205.20	6588.752	28	1.2	13.0	1614.34
AMSA-016S1SB	30/04/2016	24	1139.90	5680.637	28	1.0	18.1	1509.42
AMSA-016S1SB	01/05/2016	24	1135.60	5717.524	28	1.0	17.7	1505.36
AMSA-016S1SB	31/05/2016	24	1022.70	5639.085	28	1.1	18.5	1369.19

AMSA-016S1SB	01/06/2016	24	1030.20	5626.537	28	1.1	18.4	1377.62
AMSA-016S1SB	30/06/2016	24	1104.20	5861.114	28	1.0	15.0	1472.33
AMSA-016S1SB	01/07/2016	24	1101.00	5868.273	28	1.0	16.3	1468.76
AMSA-016S1SB	31/07/2016	24	1079.90	5598.775	28	0.5	10.7	1435.55
AMSA-016S1SB	01/08/2016	24	1079.90	5709.153	28	0.4	10.8	1438.90
AMSA-016S1SB	31/08/2016	24	1048.60	5430.955	28	0.5	7.8	1393.34
AMSA-016S1SB	01/09/2016	24	1049.60	5413.889	28	0.6	3.7	1394.01
AMSA-016S1SB	30/09/2016	24	1032.10	5390.507	28	0.6	2.4	1372.55
AMSA-016S1SB	01/10/2016	24	1031.60	5220.644	28	0.5	4.0	1366.87
AMSA-016S1SB	31/10/2016	24	1004.90	5065.172	28	0.6	4.2	1330.51
AMSA-016S1SB	01/11/2016	24	1004.90	5068.098	28	0.6	4.1	1330.60
AMSA-016S1SB	30/11/2016	24	988.30	5041.781	28	0.8	5.5	1310.09
AMSA-016S1SB	01/12/2016	24	989.30	5064.059	28	0.9	5.4	1311.95
AMSA-016S1SB	31/12/2016	24	953.70	4938.917	28	0.8	5.9	1265.98

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Parra, 2019