ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ALTERNATIVAS DE INTERVENCIÓN PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS DEL CAMPO AMISTAD

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: ARTÍCULO ACADÉMICO

CARLOS WILFRIDO CHICO MOREIRA
carlosmh_myc@hotmail.com

HENRY XAVIER CUACES IPIALES
henry_cuaces1992@hotmail.com

DIRECTOR: ING. FRANKLIN VINICIO GÓMEZ SOTO
franklin.gomez@epn.edu.ec

Quito, Octubre 2016

DECLARACIÓN

Nosotros, Carlos Wilfrido Chico Moreira y Henry Xavier Cuaces Ipiales, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros 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 normatividad institucional vigente.

Carlos Wilfrido Chico Moreira

Henry Xavier Cuaces Ipiales

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Carlos Wilfrido Chico Moreira y Henry Xavier Cuaces Ipiales, bajo mi supervisión.

Ing. FRANKLIN GÓMEZ

DIRECTOR DEL TRABAJO

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación:

Con todo mi amor a mis padres (Wilfrido y Genoveva) quienes son las personas más importantes en mi vida junto con mis hermanos (Fausto, Diego y Ricardo), siempre conté con su apoyo incondicional para cumplir este objetivo.

A mis familiares

A mis tías y mis primos que siempre han estado pendiente que culmine mi proyecto, con sus consejos y apoyo incondicional que fueron muy importantes.

A mi novia

Diana, desde que llego a mi vida forma una parte importante es mi compañera, mi amiga y mi apoyo en los momentos más difíciles, sus consejos y enseñanzas me han ayudado a crecer como ser humano.

A mi abuelita

Mi mamicesi a quien extraño mucho y no pudo acompañarme cuando culmine el colegio, ahora que estoy por terminar mi carrera universitaria, sé que desde el cielo siempre me acompaña y la llevaré en mi corazón por el resto de mi vida.

A mis amigos

Con quienes compartí clases en mi carrera universitaria y nos apoyamos mutuamente tanto en aspectos profesionales como en la parte humana. Saben que los estimo mucho: César Briones, Fernando Naranjo (Oso), Lucy, Rommy, Luis Pazmiño (Lucho), Milton Gonzaga (Maclein), John Jairo, Williams Ormaza (Serena), Johnny García.

Carlos Chico

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a Dios a mis padres que son los pilares fundamentales en mi vida. A mis abuelos y hermanas que siempre han estado conmigo en cada paso que doy, cuidándome y dándome fortaleza para continuar y enfrentarme a los retos y obstáculos que se presentan en la vida siendo mi apoyo en todo momento.

Los amo con mi vida.

Henry Cuaces

AGRADECIMIENTOS

Agradezco:

A Dios por darme la oportunidad de llegar a cumplir una de mis metas en la vida, además de estar vivo.

A mis padres por enseñarme a no darme por vencido y si el camino es difícil sé que siempre contaré con ellos para ayudarme con sus sabios consejos, fue por ellos y mis hermanos que me enrumbé a estudiar en la universidad y culminar mi carrera.

A mi tía Ligia es por ella que pude culminar mi carrera, siempre me ha apoyado incondicionalmente en momentos difíciles.

A mi compañero de proyecto Henry por brindarme la oportunidad de trabajar a su lado en la elaboración de nuestro trabajo de titulación, horas y horas de esfuerzo para concluirlo.

A la Escuela Politécnica Nacional por impartirme los conocimientos necesarios para obtener mi título de ingeniero y ser un buen profesional, en especial al Ingeniero Gerardo Barros quien me ayudó mucho y estoy muy agradecido y al Doctor José Luis Rivera quien nos aconsejó mucho para culminar nuestro trabajo y nos ayudó incondicionalmente.

Al Ingeniero Franklin Gómez por darnos la apertura para dirigirnos en la elaboración de nuestro trabajo de titulación, su guía fue invaluable.

A Petroamazonas - Operaciones Offshore y a todos sus funcionarios, en especial a los Ing. Karen Loor, Ing. Rodrigo Rodríguez, Ing. Washington Prieto, por guiarnos en la elaboración de nuestro proyecto con sus conocimientos, sus experiencias, con la invalorable ayuda y confianza que nos brindaron.

A Diana, mi novia por llegar a mi vida y forma parte de esta alegría, sueño cumplido.

Carlos Chico

AGRADECIMIENTOS

Gracias al apoyo de quienes creyeron y depositaron su confianza en mí para el desarrollo de este trabajo.

Mi sincero agradecimiento está dirigido hacia los ingenieros: Enrique Vergara, Washington Prieto, Rodrigo Rodríguez, Karen Loor, Pablo León, José Rodas de la compañía Petroamazonas EP quienes compartieron sus experiencias, conocimientos y brindaron información para el desarrollo de este trabajo.

A mi director de tesis y amigo, Ing. Franklin Gómez, sin el cual no hubiésemos podido culminar esta meta.

A mi amigo y compañero Carlos Chico con quien hemos logrado alcanzar una meta más en nuestra vida, gracias por tu paciencia y dedicación.

Al Doctor José Luis Rivera quien con su ayuda desinteresada nos guio en cada paso de este trabajo desde su inicio.

A mis padres, por ser mi ejemplo para seguir adelante en el convivir diario y por inculcarme valores que de una u otra forma me han servido en la vida.

A mis hermanas por apoyarme en cada decisión que tomo, y por estar ahí siempre junto a mí.

Un agradecimiento especial a mis amigos, quienes me motivaron a diario a seguir adelante, aportando con su afecto y palabras de aliento durante este largo proceso.

Finalmente un eterno agradecimiento a esta prestigiosa universidad la cual abre sus puertas a jóvenes como nosotros, preparándonos para un futuro competitivo y formándonos como personas de bien.

Henry Cuaces

CONTENIDO

DECLARACIÓN II
ÍNDICE DE FIGURAS X
ÍNDICE DE TABLAS XII
SIMBOLOGÍA XIV
RESUMEN XV
ABSTRACT XVI
INTRODUCCIÓN XVII
CAPÍTULO I 1
REFERENCIAL TEÓRICO 1
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA E HISTORIAL DEL CAMPO 1
1.2 GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA 2
1.3 PETROFÍSICA 6
1.3.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS 7
1.4 ANÁLISIS PVT 11
1.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN Y PRESIONES DEL CAMPO 11
1.6 FACILIDADES DE SUPERFICIE 13
1.6.1 PLATAFORMAS 13
1.6.2 GASODUCTO 15
1.6.3 LÍNEAS DE FLUJO 16
1.7 ANÁLISIS DE TRABAJOS ANTERIORES 16
1.7.1 POZO F 16
1.7.2 POZO G 17
1.7.3 POZO I 18
CAPÍTULO 2 20
DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS 20
2.1 GENERALIDADES 20
2.2 FACTORES QUE AFECTAN EL FLUJO DE GAS 20
2.3 ALTERNATIVAS PARA EXTENDER LA VIDA DE LOS POZOS DE GAS 21

2.3.1 ALIVIANAMIENTO DE LA COLUMNA HIDROSTÁTICA 21
2.3.1.1 NITRÓGENO 21
2.3.1.2 REACTIVOS QUÍMICOS 22
2.3.2 LIMPIEZA DE MALLAS 23
2.3.3 SARTA DE VELOCIDAD 25
2.3.4 COMPRESOR RECIPROCANTE 26
2.4 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS 29
2.5 ANÁLISIS TÉCNICO DE ALTERNATIVA 29
CAPÍTULO 3 39
RESULTADOS Y DISCUSIÓN 39
3.1 CÁLCULOS DE VOLÚMENES PARA LIMPIEZA DE MALLAS 39
3.2 INSTALACIÓN DE SARTA DE VELOCIDAD 42
3.3 ESTIMACIÓN DE PRESIONES Y CAUDALES FUTUROS 43
3.4 CÁLCULOS COMPRESOR RECIPROCANTE 46
3.4.1 FACILIDAD DE INSTALACIÓN 58
3.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DE IMPLEMENTACIÓN DE LA ALTERNATIVA 58
CAPÍTULO 4 62
CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES 62
4.1 CONCLUSIONES 62
4.2 RECOMENDACIONES 64
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 65
GLOSARIO 68
ANEXOS 69

ÍNDICE DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	UBICACIÓN CAMPO AMISTAD	1
1.2	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA ESQUEMÁTICA FORMACIONES SUBIBAJA – PROGRESO – PUNÁ	3
1.3	SECCIÓN SÍSMICA S-N CON LA PROYECCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO AMISTAD, DISCORDANCIA EROSIONAL	4
1.4	MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA FORMACIÓN SUBIBAJA EN TVD CAMPO AMISTAD	5
1.5	FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z) Y FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (βg)	9
1.6	VISCOSIDAD DEL GAS (μg)	9
1.7	FACTOR VOLUMÉTRICO DE AGUA DE FORMACIÓN (βw)	10
1.8	VISCOSIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN (μw)	10
1.9	PRODUCCIÓN DE GAS – CAMPO AMISTAD	12
1.10	TEMPERATURAS Y PRESIONES DE CABEZA POZOS F, G e I	12
1.11	PLATAFORMA AMS A	14
1.12	PLATAFORMA LIVIANA (AMS C)	15
1.13	PRODUCCIÓN DE GAS Y AGUA DEL POZO F	17
1.14	PRODUCCIÓN DE GAS Y AGUA DEL POZO G	18
1.15	PRODUCCIÓN DE GAS Y AGUA DEL POZO I	18
2.1	INDUCCIÓN CON NITRÓGENO	22
2.2	UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE (CTU)	26
2.3	COMPRESOR RECIPROCANTE	28
2.4	COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN, GRAFICADAS EN PAPEL CARTESIANO, SEMI-LOG Y LOG-LOG	32
2.5	LOG (Qg) vs TIEMPO (t) DEL PERÍODO DE PRODUCCIÓN SELECCIONADO POZO F	33
2.6	CAUDAL DE GAS (Qg) vs. PRODUCCIÓN ACUMULADA (Gp) DEL PERÍODO SELECCIONADO POZO F	33
2.7	LOG (Qg) vs TIEMPO (t) DEL PERÍODO DE PRODUCCIÓN SELECCIONADO POZO G	34
2.8	CAUDAL DE GAS (Qg) vs. PRODUCCIÓN ACUMULADA (Gp) DEL PERÍODO SELECCIONADO POZO G	34

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.9	LOG (Qg) vs TIEMPO (t) DEL PERÍODO DE PRODUCCIÓN SELECCIONADO POZO I	35
2.10	CAUDAL DE GAS (Qg) vs. PRODUCCIÓN ACUMULADA (Gp) DEL PERÍODO SELECCIONADO POZO I	35
3.1	DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN POZO F	44
3.2	DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN POZO G	45
3.3	DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN POZO I	46

ÍNDICE DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	TOPE FORMACIÓN SUBIBAJA	3
1.2	PARÁMETROS PETROFÍSICOS CAMPO AMISTAD (2015)	7
1.3	CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AMISTAD	7
1.4	ANÁLISIS FÍSICO – QUÍMICO DE AGUA DE FORMACIÓN RESERVORIO SUBIBAJA	8
1.5	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POR POZO DE LA FORMACIÓN SUBIBAJA	11
1.6	DATOS DEL REACONDICIONAMIENTO CON UNIDAD HIDRAÚLICA	16
1.7	REACONDICIONAMIENTO CON EQUIPO AUTOELEVABLE DE PERFORACIÓN POZO I	19
1.8	DATOS ACTUALES DE LOS POZOS F, G e I	19
2.1	DATOS DE LA FORMACIÓN SUBIBAJA	30
2.2	CÁLCULO DE NÚMERO DE ETAPAS REQUERIDAS	37
2.3	DATOS DEL COMPRESOR	37
2.4	CARACTERÍSTICAS ADICIONALES DEL COMPRESOR RECIPROCANTE	38
3.1	CÁLCULO DE VOLÚMENES	39
3.2	FLUIDO DE LIMPIEZA	40
3.3	CONCENTRACIÓN HCl	40
3.4	FLUIDO NEUTRALIZANTE	41
3.5	DESPLAZAMIENTO CTU	41
3.6	ALIVIANAMIENTO DE COLUMNA HIDROSTÁTICA	42
3.7	DECLINACIÓN FUTURA POZO F	43
3.8	DECLINACIÓN FUTURA POZO G	44
3.9	DECLINACIÓN FUTURA POZO I	45
3.10	CÁLCULO DE PESO MOLECULAR DEL GAS	46
3.11	CÁLCULO DE LA CAPACIDAD CALÓRICA DEL GAS	48
3.12	COSTOS DE LOS QUÍMICOS USADOS EN LOS POZOS F, G, I	59
3.13	COSTOS DE SERVICIO PARA TRATAMIENTO QUÍMICOS EN LOS POZOS F, G, I	59

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.14	COSTOS TOTAL DEL TRATAMIENTO EN LOS POZOS	59
3.15	COSTOS COMPLETACIÓN CON SARTA DE VELOCIDAD	60
3.16	COSTOS COMPRESOR RECOMENDADO	60
3.17	FLUJO NETO DE CAJA INTERVENCIÓN A POZOS	61

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
bls	Barriles	L^3
BAPD	Barriles de agua por día	L^3/T
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3/T
bpm	Barriles de fluido por minuto (agua y petróleo)	L^3/T
B_g	Factor volumétrico del gas	
B_w	Factor volumétrico del agua	
gal	Galones	L^3
Gp	Producción acumulada del gas	L^3/T
gpt	Galones por cada mil galones	
h	Altura neta productora	L
HP	Caballos de fuerza	ML^2/T^3
k	Permeabilidad de la formación	L^2
km	Kilómetro	L
m	Metro	L
mD	Milidarcys (0.001 darcys)	L^2
MD	Profundidad medida	L
MMPCD	Millones de pies cúbicos por día	L^3/T
MMSCFD	Millones de pies cúbicos estandar por día	L^3/T
MWh	Megavatio hora	ML/T
Ph	Presión hidrostática	M/LT^2
pH	Potencial Hidrógeno	
ppgt	Libras por cada mil galones	
ppm	Partes por millón	
Pr	Presión reservorio	M/LT^2
P_{wf}	Presión de fondo fluyente	M/LT^2
P_{wh}	Presión de cabeza	M/LT^2
P_{wy}	Presión del yacimiento	M/LT^2
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/LT^2
psia	Libras fuerza por pulgada cuadrada absolutas	M/LT^2
PVT	Presión - Volumen - Temperatura	
Q	Tasa de producción de gas	L^3/T
Qg	Tasa de producción de gas	L^3/T
R	Rankine	T
S_w	Saturación de agua	
TVD	Profundidad vertical verdadera	L
Ton	Tonelada	M
V	Volumen	L^3
μ_g	Viscosidad del gas	M/Lt
μ_w	Viscosidad del agua	M/Lt
ϕ	Porosidad	
ºF	Grados Farenheit	T
%	Tanto por ciento	

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se realiza el cálculo y diseño de una alternativa que favorezca la producción de gas natural en el campo Amistad. Esto considerando los antecedentes de historial y perfil de producción, completaciones, presiones del campo y las facilidades de la plataforma offshore. La mayor caída de presión de fondo fluyente en los pozos F, G e I se debe a la completación con empaque de grava que tiene actualmente; esta configuración y el avance del agua en el fondo crean el efecto de colgamiento del líquido en el tubing reduciendo la producción. Para enfrentar este problema se realiza una limpieza de mallas con fluido de control y/o ácido y alivianamiento de la columna hidrostática mediante la inyección de nitrógeno utilizando la unidad de tubería flexible (CTU). Además se determina la capacidad de compresión necesaria para que la producción de gas pueda ser admitida en la línea de flujo (gasoducto), por medio del diseño e instalación de un compresor reciprocante. Se efectúa el análisis técnico de cada una de las alternativas propuestas para los pozos seleccionados, considerando que se realizaron trabajos similares en pozos cercanos. Finalmente se plantea el escenario demostrando la viabilidad económica del trabajo.

Palabras claves: Gas natural, unidad de tubería flexible, empaque de grava, alivianamiento de columna hidrostática, offshore, limpieza de mallas, compresor reciprocante.

ABSTRACT

In this project, we model and design an alternative that improves the production of natural gas in the Amistad field in Ecuador. We consider the historical records and production profiles, completion works, reservoir pressure and the existing surface offshore facilities. Currently the pressure drop of flowing bottom in wells F, G and I is enhanced by the completion with gravel pack; this configuration and advancing water in the bottom created the effect of liquid hold up in the tubing reducing production. To address this problem we propose: cleaning of meshes with control fluid and/or acid and the lightening of the hydrostatic column by nitrogen injection with coiled tubing unit. It is also necessary that the production of gas is admitted into the flow line (pipeline), by the installation of a reciprocating compressor. We perform a technical analysis of each of the proposed alternatives taking into account similar works done in nearby wells. Finally, we analyze the economic viability of the different options.

Keywords: Natural gas, coiled tubing unit, gravel pack, lightening of hydrostatic column, offshore platform, cleaning of meshes, reciprocating compressor.

INTRODUCCIÓN

Debido a la caída de presión de fondo fluyente en los pozos F, G e I del campo Amistad, surge la necesidad de intervenirlos o, de ser el caso, implementar un nuevo sistema para incrementar la presión de admisión en la línea de flujo (gasoducto).

Esta caída de presión se debe a la declinación normal del yacimiento y al colgamiento del agua en la tubería vertical de producción. En la formación productora se tiende a incrementar la saturación de líquido en los alrededores del pozo. Esto causa la formación de una columna hidrostática creciente que va disminuyendo el flujo normal del caudal de gas; resultando en la pérdida total de producción y la disminución de la permeabilidad al gas.

Además estos pozos se encuentran completados actualmente con una configuración de empaque de grava instalada en los últimos trabajos de reacondicionamiento para el control de producción de arena. Dicha instalación en el fondo provoca una caída de presión adicional. El resultado es el daño a la capacidad productiva del pozo, respecto a la formación.

La investigación se enmarca en el área de producción y transporte de gas natural. Mediante la aplicación de la teoría y conceptos básicos de ingeniería se llega a determinar cuáles son los comportamientos en la producción de gas natural en el campo Amistad. En base a la información de trabajos, reportes, manuales y programas de completación y reacondicionamiento; se buscó una solución efectiva para resolver el problema mediante diferentes equipos de tratamiento y control para pozos de gas.

El campo Amistad se encuentra ubicado en el Golfo de Guayaquil. Actualmente Petroamazonas EP es la entidad que se encarga de las operaciones OFFSHORE desde enero del 2013. La producción de gas natural fortalece el cambio de la matriz energética, cubriendo el 7% de la demanda nacional y generando 30000 MWh semanales, por lo que se requiere una producción de 360 MMSCF a la semana. El potencial de producción de gas natural del campo fue de 50 MMSCFD al 2015.

Los trabajos recomendados en los pozos son sin torre de reacondicionamiento por su configuración y facilidades de superficie complejas. Se parte del análisis y evaluación de

la data respectiva, con lo cual se determina un diagnóstico para los pozos y, en base de aquello, se recomiendan las alternativas operacionales.

Para el propósito mencionado, y considerando la complejidad geológica y operacional del campo Amistad, se presentan algunas alternativas que se pueden aplicar dependiendo de las condiciones del pozo, así como de las propiedades de los fluidos producidos y las presiones presentes en el sistema de producción. Esto considerando el análisis técnico económico final.

El objetivo general del trabajo es determinar la mejor alternativa para mantener o incrementar la producción de gas del campo Amistad mediante la intervención de los pozos F, G e I. Teniendo como objetivos específicos los siguientes:

- Analizar la geología y geofísica de los pozos F, G, I y pozos cercanos.
- Analizar el historial de producción, evaluación de registros, completación y trabajos de reacondicionamiento efectuados en los pozos F, G e I.
- Estudiar la viabilidad técnica de las siguientes alternativas de intervención:
    - Alivianamiento de la columna hidrostática mediante la inyección de nitrógeno, gas producido, reactivos líquidos y/o barras espumantes posterior a una limpieza de mallas con ácido a partir del análisis de fluidos de los pozos.
    - Instalación de una sarta de velocidad en los pozos F y G con el fin reducir el área de flujo y aumentar la velocidad del gas permitiendo incrementar el flujo de hidrocarburo, y reduciendo la posibilidad de colgamiento del líquido, lo que permitiría incorporar reservas adicionales.
    - Recomendar opciones de facilidades de superficie que permita llegar a la presión del sistema con un diseño óptimo del proceso de separación empleando compresores.
- Estudiar la factibilidad económica de las alternativas antes mencionadas.

CAPÍTULO I

REFERENCIAL TEÓRICO

En el campo Amistad, para los pozos productores de gas natural con problemas de arenas, se utiliza empaque de grava y mallas, esta completación restringe el flujo de gas y genera caídas de presión frente a la cara del pozo y en la tubería de producción. Bajo estos parámetros y limitaciones se plantean alternativas como: limpieza de mallas, alivianamiento de la columna hidrostática dentro del tubing de producción, instalación de la sarta de velocidad y la instalación de un compresor. Por lo tanto, es necesario analizar la siguiente información del campo.

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA E HISTORIAL DEL CAMPO

El campo Amistad se localiza dentro del Bloque 6, en la parte central del Golfo de Guayaquil, aproximadamente a 50 kilómetros al Este de la ciudad de Machala, provincia del Oro (figura 1.1). El bloque 6 tiene una extensión de 2270 km^2 aproximadamente. La profundidad del agua en el campo Amistad varía desde 25 a 65 metros a lo largo de todo el campo (Petroamazonas EP, 2014).

FIGURA 1.1 UBICACIÓN CAMPO AMISTAD

FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE

La compañía ADA, en 1969 descubrió el campo, al perforar los primeros cuatro pozos, obteniéndose resultados positivos en Amistad 1, Amistad 3 y Amistad 4. Se encontró gas natural seco (98% metano) en los reservorios Subibaja, Puná y Progreso[2]; siendo el reservorio principal del estudio la formación Subibaja (García y Bravo, 2011).

Desde enero del 2013 Petroamazonas EP es la entidad encargada de las operaciones OFFSHORE, con 6 pozos productores cuyo potencial de producción fue de 50 MMSCFD para finales del 2015.

1.2 GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA

La zona constituye una cuenca sedimentaria con un espesor aproximado de 12000 metros de sedimento de depósitos marinos continentales. De origen probablemente deltaico con una continuidad alternante de arenas y lutitas, con pequeños espesores de calizas. La complejidad geológica que presentan las formaciones Progreso y Subibaja ha originado que se desarrollen múltiples interpretaciones con distintas teorías (Flores y Valle, 2014).

En la figura 1.2 se visualiza la sucesión estratigráfica de la costa ecuatoriana en forma simplificada, donde se aprecian las columnas estratigráficas respectivas, donde se incluyen: edad, formación y descripción litológica.

La formación Subibaja, objeto de este estudio, está en el mioceno inferior donde los sedimentos del Miembro Zacachum son arenas finas a medias y arcillolitas tobáceas[1] gris verdosas con intercalaciones subordinadas de arcillolitas y limolitas rojas. La presencia de capas rojas es un buen indicador del contacto entre la formación Subibaja y la formación Progreso (Zambrano y Benitez, 2001).

1. Tobáceas: roca porosa y liviana de origen volcánico.
2. Progreso y Subibaja: formaciones gasíferas productoras del campo Amistad.

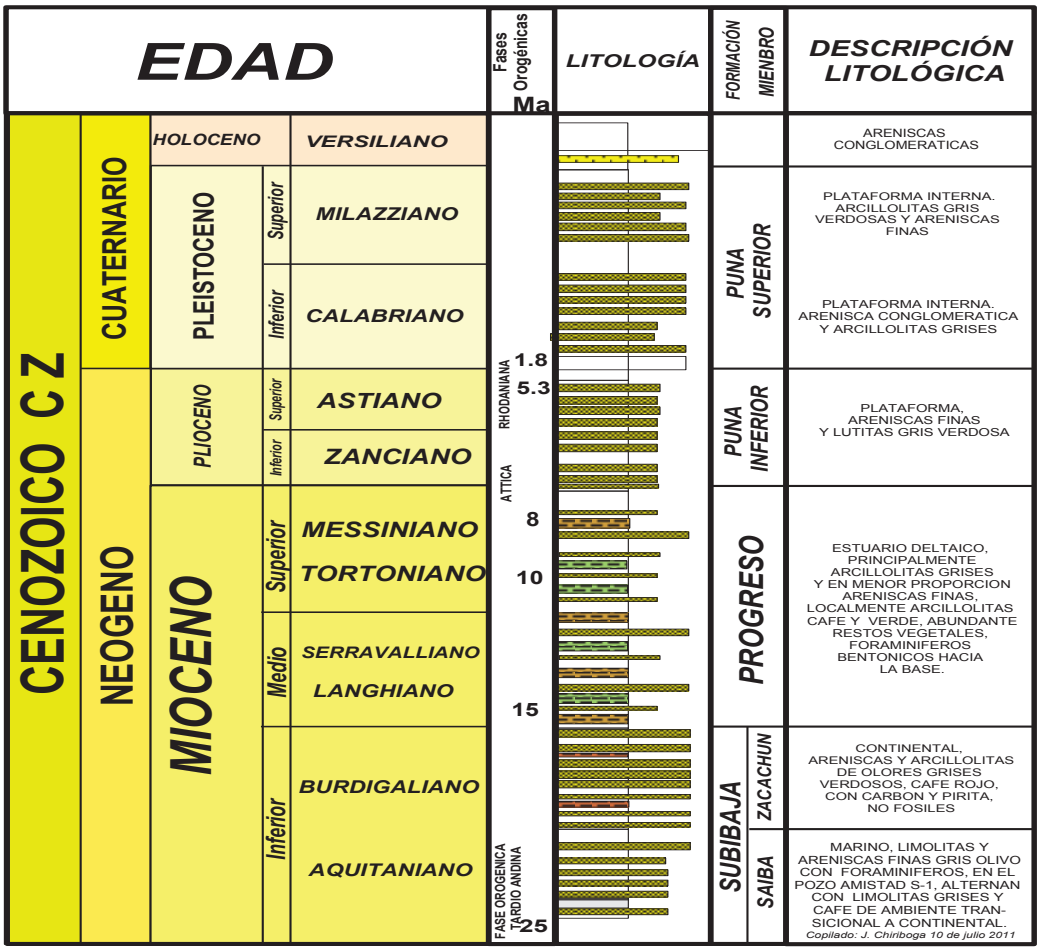


FIGURA 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA ESQUEMÁTICA FORMACIONES SUBIBAJA – PROGRESO – PUNÁ

FUENTE: PRESENTACIÓN DNH-REVISIÓN DEL CAMPO AMISTAD- ENERO 2008

En la tabla 1.1 se detalla los topes de los pozos seleccionados para el desarrollo del trabajo. Estos topes fueron establecidos correlacionando registros eléctricos; ver anexo I.

TABLA 1.1 TOPE FORMACIÓN SUBIBAJA

POZO	SUBIBAJA	
	TVD (pies)	MD (pies)
F	9233	9874
G	10140	11297
H	10404	12309
I	9763	11323

FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE
ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

La estructura del campo Amistad es un anticlinal norte-sur con fallas muy complejas (ver figuras 1.3 y 1.4) como resultante de la compresión oblicua a lo largo del lado oriental de la falla dextral de rumbo; este tipo de compresión no es muy común. Se dieron por lo menos dos períodos de levantamiento en el Mioceno Medio tardío y Plio-Pleistoceno. Cada período de levantamiento fue sísmicamente verificado por la presencia de una discordancia erosional.

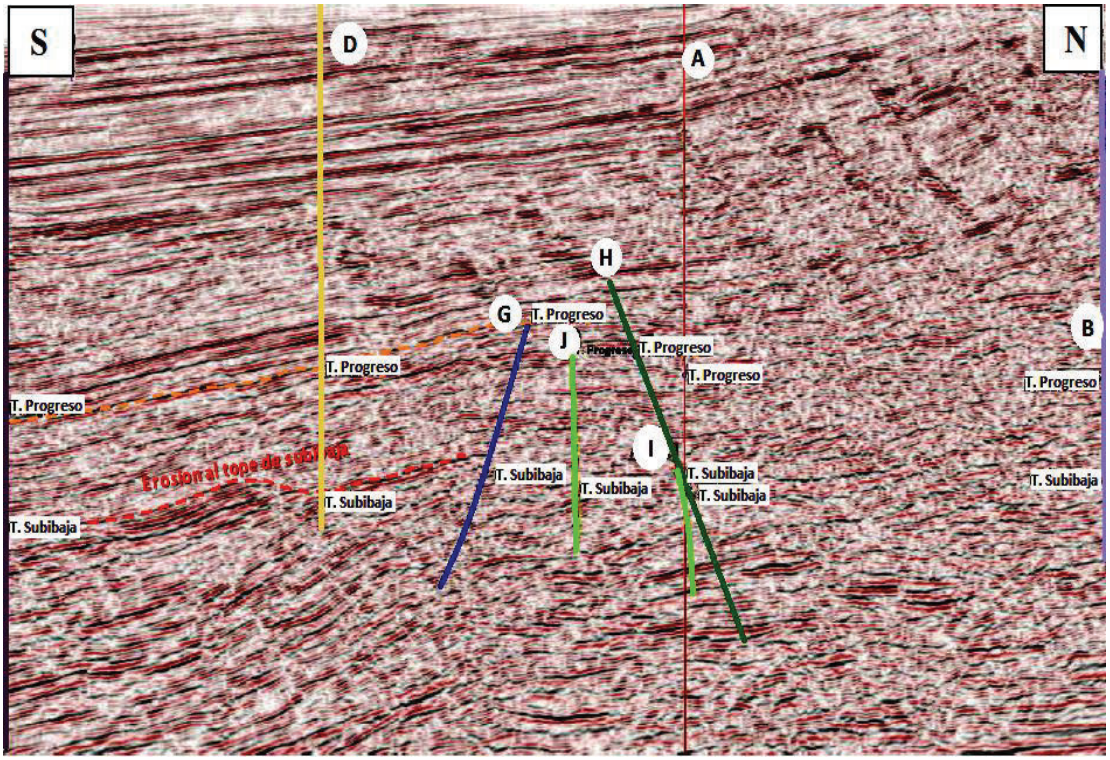


FIGURA 1.3 SECCIÓN SÍSMICA S-N CON LA PROYECCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO AMISTAD, DISCORDANCIA EROSIONAL.

FUENTE: PRESENTACIÓN DNH-REVISIÓN DEL CAMPO AMISTAD- ENERO 2008

La interpretación geofísica, estructural y estratigráfica define a la estructura como un campo formado por bloques estructurales de sur a norte y delimitado por fallas geológicas de orientación preferentemente Noroeste-Sureste (Petroamazonas EP, 2014).

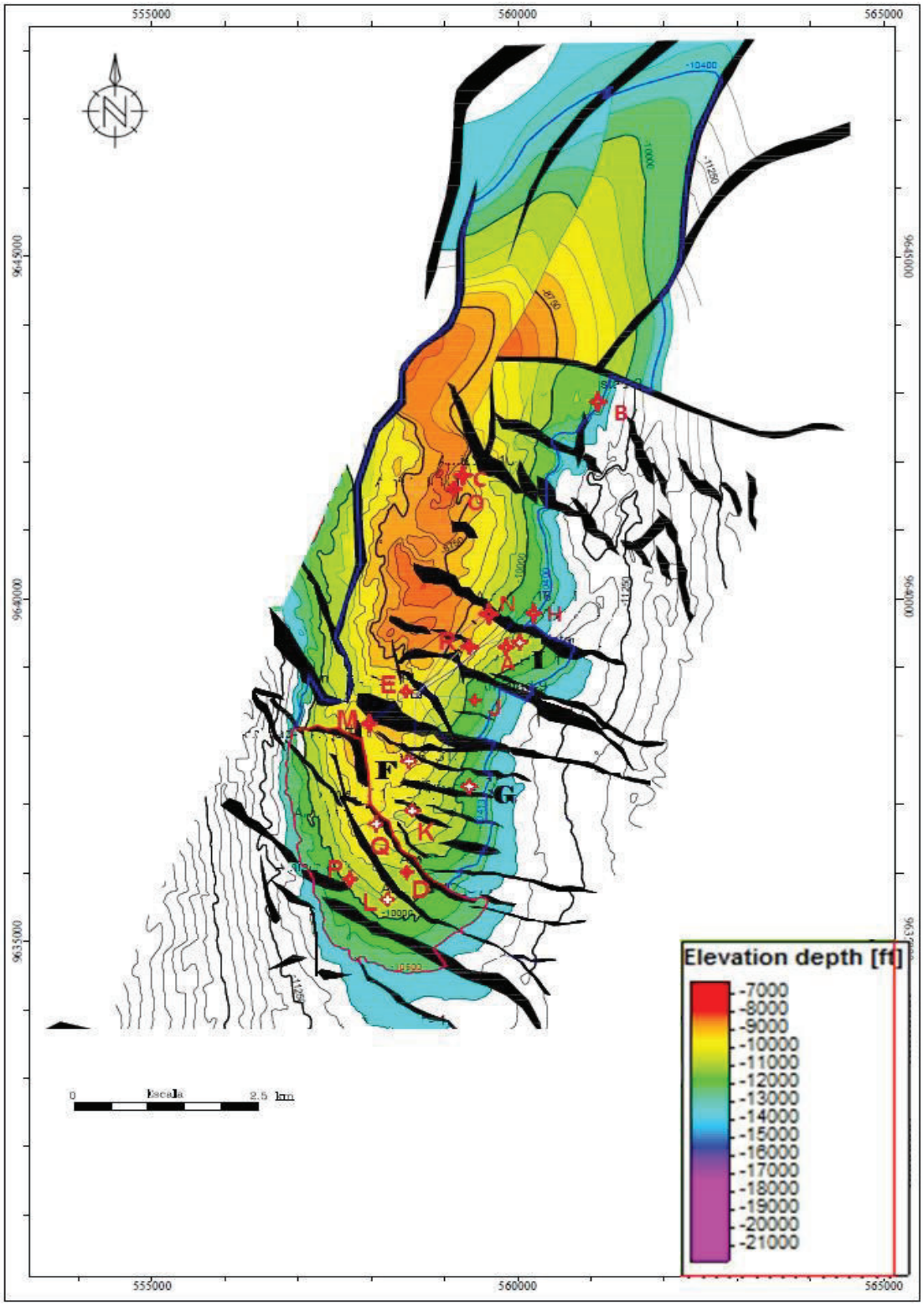


FIGURA 1.4 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA FORMACIÓN SUBIBAJA EN TVD CAMPO AMISTAD.

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

1.3 PETROFÍSICA

El hidrocarburo en el campo Amistad se encuentra en las formaciones Subibaja, Progreso y Puná; siendo sus principales reservorios la secuencia sedimentaria detrítica de la formación Subibaja que contienen gas natural (Petroamazonas EP, 2014).

Las propiedades de los fluidos se determinaron a partir de la información de los registros eléctricos tomados tanto en Open Hole como en Cased Hole, a partir de las evaluaciones de núcleos, del comportamiento de producciones y presiones para determinar los influjos de agua, de la cromatografía de los fluidos (gas), y del análisis físico-químico del agua de formación.

POROSIDAD

Relación entre el espacio disponible que existe en la roca y su volumen total. La porosidad de la formación Subibaja se determinó por medio de dos procesos: análisis de núcleos y registros de pozos, se estableció un intervalo promedio (tabla 1.2).

PERMEABILIDAD

Definimos a la permeabilidad como una propiedad del medio poroso que mide la capacidad de la formación para permitir el paso de fluidos a través de su medio poroso, además es importante ya que es una propiedad de flujo dinámico.

También se estableció una permeabilidad promedio para la formación Subibaja luego de haber realizado las respectivas pruebas de pozos, correlaciones empíricas y análisis de núcleos; ver tabla 1.2.

SATURACIÓN DE AGUA

La saturación cuantifica la cantidad de fluido que se encuentra en un espacio poroso, se puede definir como la fracción o porcentaje del volumen de poros ocupados por un fluido (agua, gas o petróleo).

La saturación de fluido se determina a partir de procedimientos de laboratorios, también puede ser determina indirectamente por medio de la interpretación cuantitativa de registro de pozos; ver tabla 1.2 (Mesa K., 2013).

TABLA 1.2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS CAMPO AMISTAD (2015)

FORMACIÓN	POROSIDAD %	Sw %	PERMEABILIDAD mD
SUBIBAJA	0.11 – 0.16	0.45000	1 - 115

FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE

1.3.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Las propiedades de los fluidos dependen de la presión y de la temperatura bajo condiciones in-situ. Los reservorios del campo Amistad producen gas seco, la cromatografía muestra más del 98% de metano, sin precipitados de condensado bajo las condiciones de yacimiento (Petroamazonas EP, 2014).

Las muestras de composición del gas (tomadas de diferentes pozos en el 2013) indican variaciones insignificantes con relación al impacto que puedan tener en los resultados de Bg (factor volumétrico del gas), μg (viscosidad del gas). El cual indica ser gas dulce de bajo contenido de componentes no hidrocarburíferos (CO_2, H_2S, N_2, etc) como se ve en la tabla 1.3.

TABLA 1.3 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AMISTAD

Pozos campo Amistad	F	G	I	K	L	N
Fecha	May-08	May-08	May-08	May-08	May-08	May-14
Características	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol
Nitrógeno	0.282	0.282	0.609	0.284	0.229	0.31
CO_2	0.001	0.001	0.018	0.011	0.015	0.055
Oxigeno	0.206	0.206	0.026	0.304	0.969	0.01
Metano C_1	99.158	99.158	98.919	99.052	98.43	98.42
Etano C_2	0.288	0.288	0.326	0.309	0.325	0.83
Propano C_3	0.057	0.057	0.084	0.041	0.032	0.22
Butano C_4	0	0	0.013	0	0	0
Condensado	-	-	-	-	-	-
Separador API	24	21	33	22	20	20

FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE

Las características del agua de formación del reservorio Subibaja de los pozos productores del campo Amistad se muestran en la tabla 1.4.

TABLA 1.4 ANÁLISIS FÍSICO – QUÍMICO DE AGUA DE FORMACIÓN RESERVORIO SUBIBAJA

Características	Unidad	Pozos					
		F	G	I	K	L	M
Sodio (Na)	(mg/l)	5.73	6.71	6.29	6.82	5.31	6.69
Magnesio (Mg)	(mg/l)	180	22	20	248	53	132
Calcio (Ca)	(mg/l)	728	460	152	920	192	680
Estroncio (Sr)	(mg/l)	-	-	-	-	-	-
Bario (Ba)	(mg/l)	0	0	0	0	0	13
Hierro (Fe)	(mg/l)	15	9	2	1	13	0.30
Cloruros (Cl)	(mg/l)	10.75	11.00	9.17	12.70	8.35	11.80
Sulfatos (SO_4)	(mg/l)	3	115	345	10	20	10
Bicarbonato (HCO_3)	(mg/l HCO_3)	390	268	1.05	399	573	183
Ácido carboxílico	(mg/l HAc)	-	-	48	-	-	267
Sólidos disueltos (Cal)	(mg/l)	17.99	18.58	17.03	20.99	14.51	19.50
Sólidos disueltos	(mg/l)	17.10	17.50	16.15	19.50	14.00	18.80
Densidad (STP)	(g/ml)	-	-	-	-	-	-
CO_2 (En agua)	(mg/l)	140	208	748	176	280	152
H_2S (En gas)	(mg/l)	-	-	0	-	-	-
H_2S (En agua)	(mg/l)	-	-	-	-	-	0.04
SUP. pH (medido) STP	pH	6	5.94	6.72	5.96	6.52	6.18

FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE

En la figura 1.5 se observan los valores del factor de compresibilidad (Z) que varían desde 0.89 hasta 1; y los valores del factor volumétrico de gas (β_g) que varían entre 0.003 y 0.1 (PC/PCN) en el campo, dichos valores varían en función de la presión.

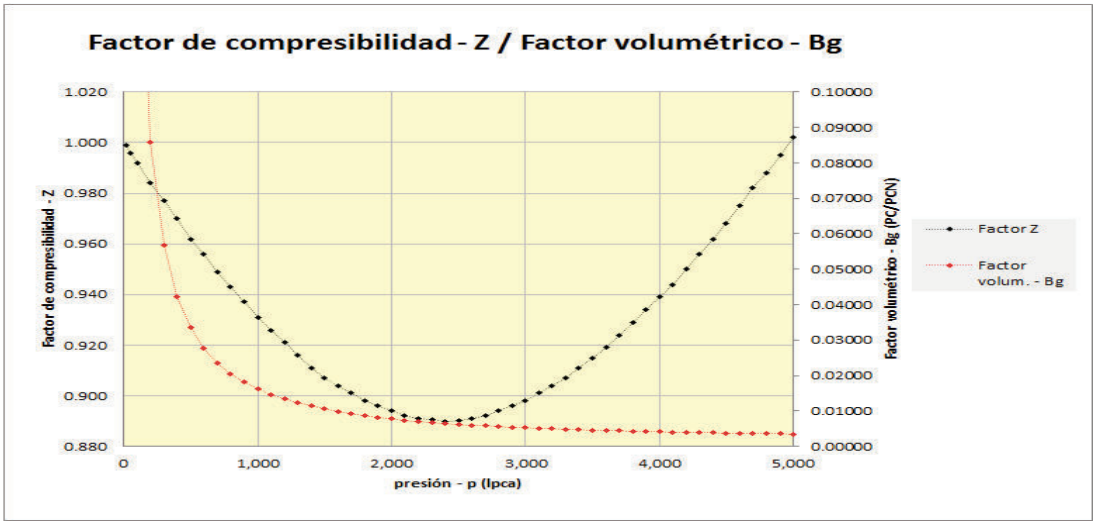


FIGURA 1.5 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z) Y FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (β_g)

FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE

En la figura 1.6 se observan los valores de la viscosidad del gas (μ_g), estos varían desde 0.0125 hasta 0.024 centipoises en función de la presión.

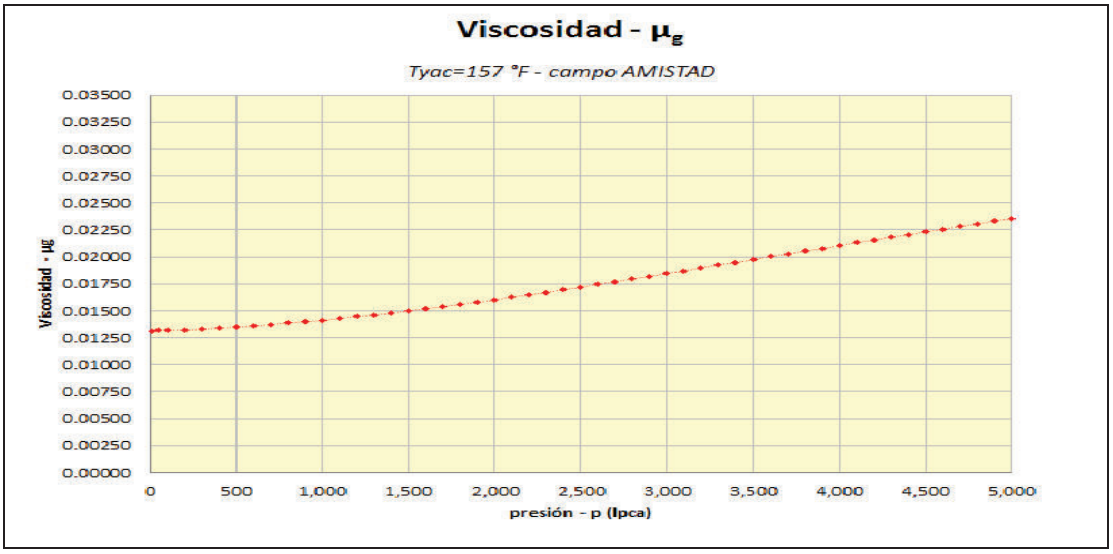


FIGURA 1.6 VISCOSIDAD DEL GAS (μ_g)

FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE

En la figura 1.7 se observan los valores del factor volumétrico del agua de formación (β_w), estos valores varían desde 1.006 hasta 1.022 (BY/BN).

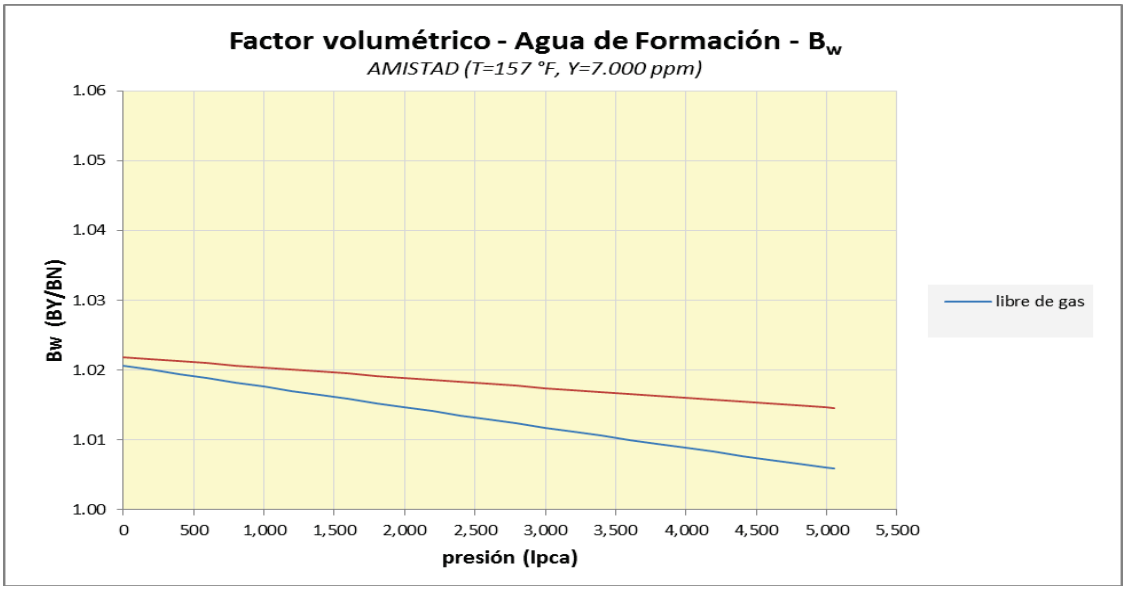


FIGURA 1.7 FACTOR VOLUMÉTRICO DE AGUA DE FORMACIÓN (β_w)

FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE

La figura 1.8 muestra el valor de la viscosidad del agua de formación (μ_w) para el campo cuyo valor es de 0.5 centipoises (cp).

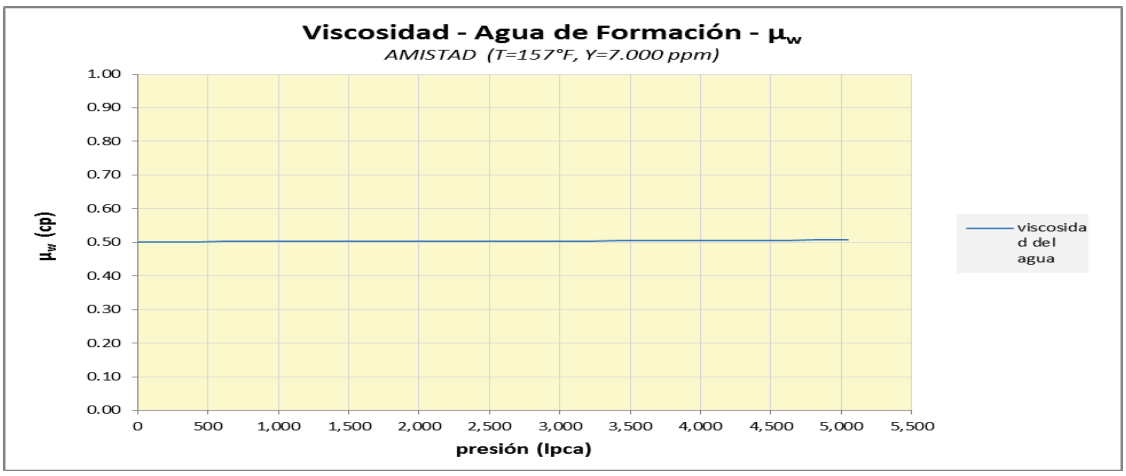


FIGURA 1.8 VISCOSIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN (μ_w)

FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE

1.4 ANÁLISIS PVT

No se tiene un análisis PVT. El estudio de las propiedades de los fluidos evidenció gas seco, debido a sus características solo se realizó el análisis cromatográfico del gas (Petroamazonas EP, 2014).

1.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN Y PRESIONES DEL CAMPO

En la tabla 1.5 se detallan las pruebas de producción por pozo.

TABLA 1.5 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POR POZO DE LA FORMACIÓN SUBIBAJA

Pozo	Compañía	Completación	Profundidad MD (pies)	Resultado	Producción inicial MMSCFD
F	EDC	Dic. 2000	10567	Gas	17.5
G	EDC	Mayo 2001	12272	Gas	19.4
I	EDC	Mayo 2004	12326	Gas	25
K	EDC	Mayo 2001	10600	Gas	22
L	EDC	Mayo 2001	11243	Gas	24.8
N	Petroamazonas	Ago. 2013	11300	Gas	12

FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE

Para realizar el perfil de producción de los pozos de gas del campo Amistad, se consideró como limitante la presión mínima del sistema (800 psi a la entrada del gasoducto), alcanzando condiciones de flujo hasta llegar a la planta de tratamiento de gas en Bajo Alto (Petroamazonas EP, 2014).

La compañía Energy Development Company Ecuador Ltd. Produjo gas natural en el campo Amistad desde septiembre del 2002 hasta octubre del 2010, limitándose a una producción de 35 MMSCFD de acuerdo al contrato firmado con el Estado. El 25 de noviembre del 2011 la Secretaría de Hidrocarburos resolvió declarar terminado el contrato y encargar a EP PETROECUADOR la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferos del entonces Bloque 3 hoy Bloque 6 Amistad a través de la Unidad de Negocios de Gas Natural (Petroamazonas EP, 2014).

En el Año 2011 CELEC EP – Termogas Machala, consumidor principal de gas natural, tuvo problemas con 2 turbinas por tal motivo bajó la demanda y se entregó menor producción (18 MMSCFD). En el mismo año se realizaron reacondicionamientos en los pozos F, G e I.

A partir del 2 de enero de 2013, acorde con el Decreto Ejecutivo 1351-A, el Bloque 6 Amistad, pasó a ser operado por PETROAMAZONAS EP quien asumió la operación con una producción aproximada de 50 MMSCFD; ver figura 1.9 (Petroamazonas EP, 2014).

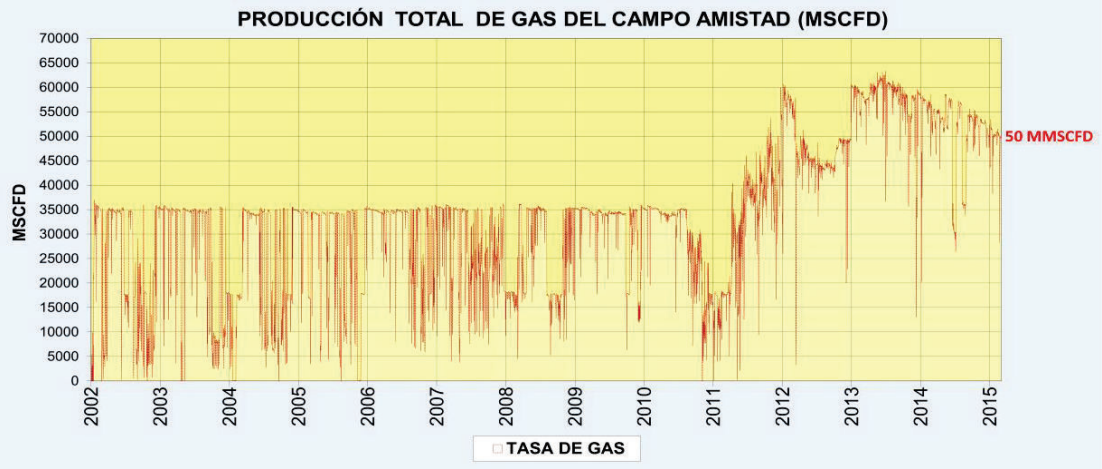


FIGURA 1.9 PRODUCCIÓN DE GAS – CAMPO AMISTAD

FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE

Al no contar con valores de presiones de fondo reales, se consideran los valores en cabeza esquematizados en la figura 1.10.

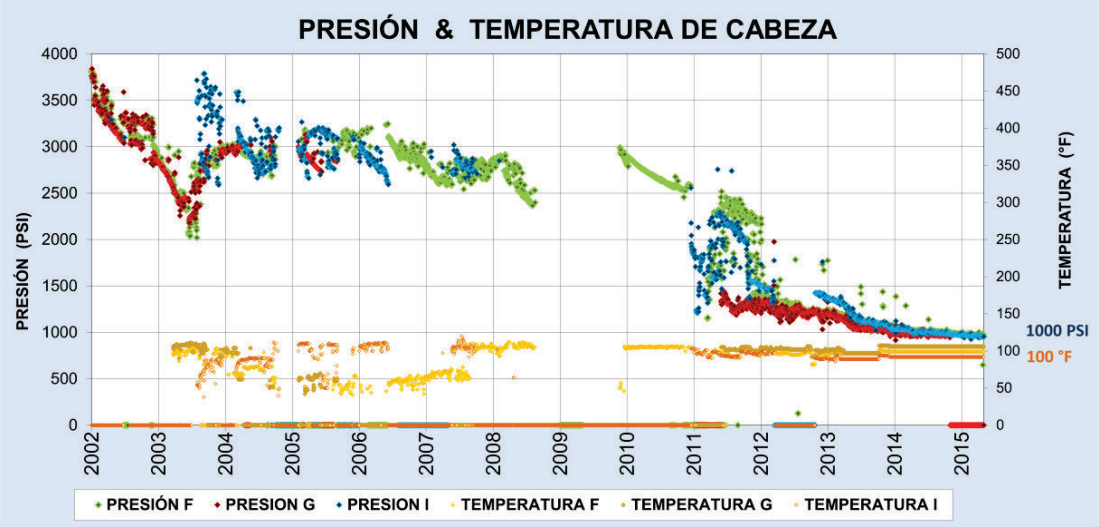


FIGURA 1.10 TEMPERATURAS Y PRESIONES DE CABEZA POZOS F, G e I

FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE

1.6 FACILIDADES DE SUPERFICIE

El gas del Campo Amistad es procesado en la Plataforma AMS A, con una capacidad de 65 MMSCFD en el separador de producción y 20 MMSCFD en el separador de prueba. Dispone de dos calentadores con una capacidad de 20 MMSCFD cada uno.

El gas que se explota es entregado al sector eléctrico CELEC EP – Termogas Machala (45.5 MMSCFD), al sector industrial EP PETROECUADOR – planta de licuefacción (3.5 MMSCFD) y a la red de distribución domiciliaria (1 MMSCFD), aproximadamente (Petroamazonas EP, 2014).

1.6.1 PLATAFORMAS

El diseño básico de la plataforma offshore AMS A permite su estabilidad durante un sismo de intensidad “fuerte” y previene una falla catastrófica en caso de un sismo clasificado como “evento raro”. La plataforma está diseñada para la producción de gas natural de nueve pozos, además permitir la expansión futura de: facilidades adicionales para procesar la producción de plataformas satélites o pozos submarinos (pozos de cabezal húmedo), futura compresión de gas de baja presión, de ser requerido; futuro reacondicionamiento de pozos existentes, según sea necesario, o la perforación de pozos nuevos; y, la instalación de un sistema de deshidratación de gas, de ser requerido (Petroamazonas EP, 2014).

La plataforma AMS A tiene 4 niveles (figura 1.11):

- En la cubierta de perforación se localizan los calentadores, generadores y campers de vivienda.
- En la cubierta inferior se ubican los árboles de navidad.
- En la cubierta de producción están acondicionados todos los equipos para realizar el procesamiento del gas.
- En la cubierta de sumidero se encuentra el tanque colector y la planta de procesamiento de aguas negras.

FIGURA 1.11 PLATAFORMA AMS A

FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE

La plataforma está anclada a una profundidad de 132 pies (40 metros) con respecto al nivel del mar; orientada a facilitar los enlaces de tubería y el acceso de equipo de perforación de plataforma autoelevable. El diseño de cubierta de la plataforma cuenta con 6 patas, con lo que se maximiza la eficacia estructural (Petroamazonas EP, 2014).

Los pozos de cabezal seco: E, F, G, I, M y N han sido perforados desde la plataforma AMS A. Los pozos de cabezal húmedo K y L, actualmente en producción, fueron perforados a una distancia aproximada de 1.8 km y 3.2 km, respectivamente, y llegan a la plataforma como pozos submarinos, mediante línea de flujo de 4” (Petroamazonas EP, 2014).

Se instalaron las plataformas livianas o satélites San Juan (AMS B), San Pedro (AMS C) en la figura 1.12 y San Pablo (AMS D) orientadas a satisfacer las necesidades de desarrollo del campo Amistad; estas son de tipo trípode simple y considera una cara vertical para permitir el acceso del equipo autoelevable de perforación para el reacondicionamiento o la perforación (Hernández, 2011).

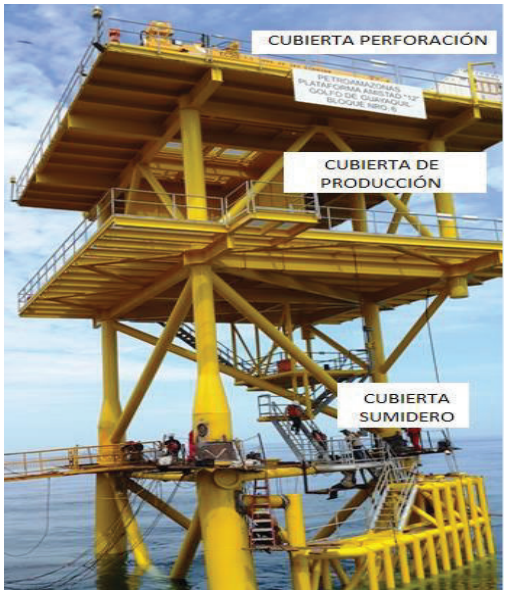


FIGURA 1.12 PLATAFORMA LIVIANA (AMS C)
FUENTE: EP PETROAMAZONAS, GERENCIA OPERACIONES OFFSHORE

La cubierta de producción es un cuadrado de 15.24 m x 15.24 m, las plataformas livianas están diseñadas para cuatro slots[3], considera cuatro pozos de cabezal seco, y una producción estimada de 40 MMSCFD (10 MMSCFD por cada pozo). Se instaló un manifold de producción, un medidor multifásico en la plataforma San Pedro donde se encuentra ubicado el pozo Q (Petroamazonas EP, 2014).

1.6.2 GASODUCTO

El gasoducto de acero al carbono API 5L es de diámetro nominal de 12”, con una extensión de 67.5 km (221.453 pies) desde la Plataforma AMS “A” hacia la Planta de Deshidratación de Gas Natural, situada en Bajo Alto, provincia de El Oro. Esta línea parte a 45 metros de profundidad donde se encuentra anclada la plataforma disminuyendo su profundidad hasta llegar a la costa, diseñada para tasas de gas de 80 MMSCFD y una presión de admisión de 800 psia. La tubería está catódicamente protegida empleando ánodos de sacrificio, y el interior se mantiene libre de fluidos mediante limpieza periódica con raspadores de tubos, además de contar con revestimiento externo en base a resina epóxica (Sandoval, 2013).

3. Slots: ranura o espacio para ubicación de los cabezales de producción.

1.6.3 LÍNEAS DE FLUJO

Se han acondicionado dos líneas de flujo desde los pozos de cabezal húmedo K y L hasta la plataforma AMS “A”. La línea de flujo en el pozo K se ha utilizado de forma temporal para incorporar la producción del pozo de cabezal seco Q, ubicado en la plataforma liviana San Pedro (AMS C) (Petroamazonas EP, 2014).

1.7 ANÁLISIS DE TRABAJOS ANTERIORES

Se dispone de datos de los últimos reacondicionamientos para los pozos F, G e I (ver tabla 1.6) y como modelo el trabajo realizado en el pozo M (limpieza de mallas). En mayo del 2011 se iniciaron los trabajos de reacondicionamiento en la plataforma AMS A. Se empleó una unidad hidráulica, en reemplazo a la tradicional torre de reacondicionamiento. El objetivo principal de estos trabajos fue incrementar la producción de gas natural y reducir el aporte de arena en los tres pozos mediante la completación con empaque de grava y tubería de producción de 3 ½”. Ver anexos II, III, IV (Petroamazonas EP, 2014).

TABLA 1.6 DATOS DEL REACONDICIONAMIENTO CON UNIDAD HIDRÁULICA

Pozo	Fecha Prueba	Horas Prueba	Producción Gas MSCFD	BPPD	BAPD	Choke (pulgadas)	Sep. (psi)	Diámetro de placa orificio (pulgadas)]	Temp. Sep. (° F)	Pres. Flujo (psi)	Pres. Cierre (psi)
DATOS ANTES DEL REACONDICIONAMIENTO											
F	7/17/2011	24	8971	0.7	14.3	23	1200	4.000	64	2526	2666
G	5/13/2006	12	7483	0	156	19	1245	2.25	69	2850	3170
I	5/24/2008	12	9772	2.4	60.8	31	1245	2.75	96	2743	3014
DATOS DESPUES DEL REACONDICIONAMIENTO											
F	11/19/2011	11	8694	0.0	6.38	29	970	3.000	75	1491	2720
G	03/02/2012	24	6149	0.0	583	32	990	2.000	75	1320	3081
I	08/18/2011	24	11761	0.0	441	31	990	3.000	75	2042	3351
DATOS ACTUALES DICIEMBRE 2015											
F	06/12/2015	24	5519	0.92	17.5	35	930	2.25	96	970	1317.5
G	06/24/2015	24	1615	1.16	365.5	29.5	944	1.50	100	971	-----
I	12/11/2015	24	3608	0.4	69.1	33	936.1	1.75	88	965.5	-----

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

1.7.1 POZO F

Entró en producción normal el 12 septiembre del 2002 con 18 MMSCFD y presión fluyente de 3815 psi. En el 2009 cerró con una producción de 9 MMSCFD y presión de 2531 psi. Se tiene un periodo de cierre de producción desde 2009 hasta el 2010 por

presencia de finos. Ver figura 1.13 para producción a partir del 2011 (Petroamazonas EP, 2014).

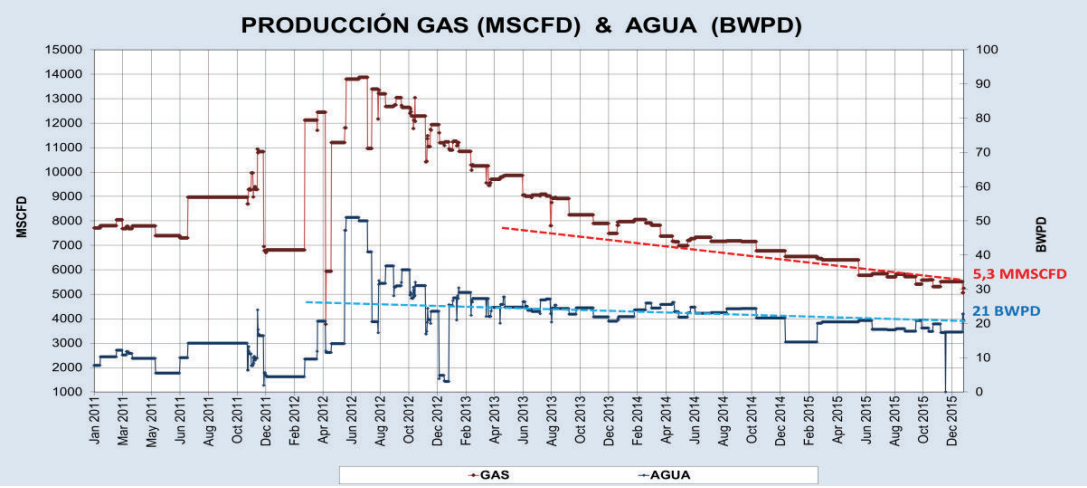


FIGURA 1.13 PRODUCCIÓN DE GAS Y AGUA DEL POZO F

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES
FUENTE: PETROAMAZONAS EP

1.7.2 POZO G

Se planificó como pozo direccional de desarrollo para examinar las arenas de gas del pozo A, con una profundidad total de 10535’ MD (10165’ TVD), pero se perforó hasta 12272’ MD (10923’ TVD).

Inició la producción normal el 2002 hasta mayo del 2006 con una producción promedio de 7 MMSCFD y 140 BAPD. Se cerró el 2006 hasta el 2011 por presencia de arena con 7.4 MMSCFPD y 156 BAPD. Ver figura 1.14 para producción a partir del 2011.

Durante la ejecución del último trabajo de reacondicionamiento no se logró remover el packer, quedándose en fondo parte del motor. Se aisló la zona inferior con una tapón EZ drill perdiendo la producción de esta zona (Petroamazonas EP, 2014).

En la actualidad el pozo G está cerrado debido a la alta producción de barriles de agua; se formó una columna hidrostática que bloqueo la producción de gas. Se incluye este pozo dentro de la alternativa de limpieza de mallas para recuperar las reservas de pozo cerrado.

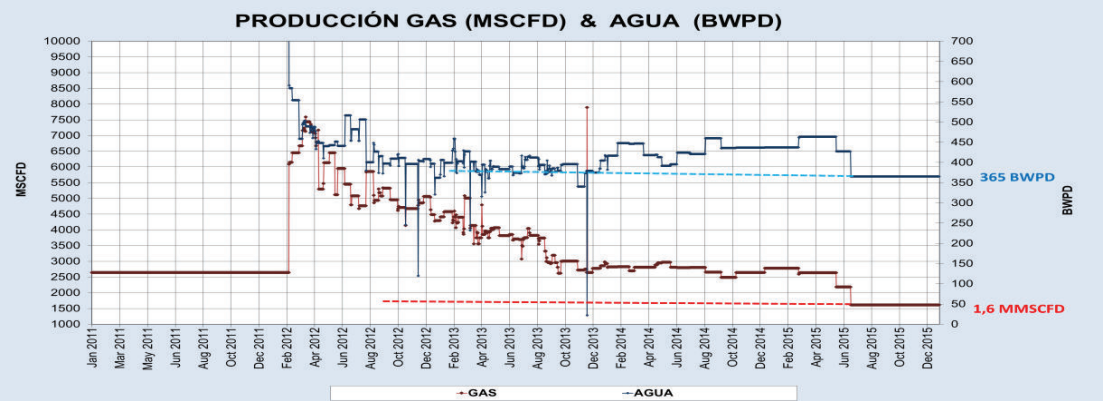


FIGURA 1.14 PRODUCCIÓN DE GAS Y AGUA DEL POZO G
ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES
FUENTE: PETROAMAZONAS EP

1.7.3 POZO I

Inició con una producción de 9.9 MMSCFD el 22 febrero del 2003, llegó a un máximo de 34.7 MMSCFD el 1 junio de 2004. A partir de esta fecha se evaluó y se produce de la formación periódicamente abriendo y cerrando la válvula estranguladora. La figura 1.15 muestra la producción de gas y agua del pozo I desde el año 2011 hasta 2015.

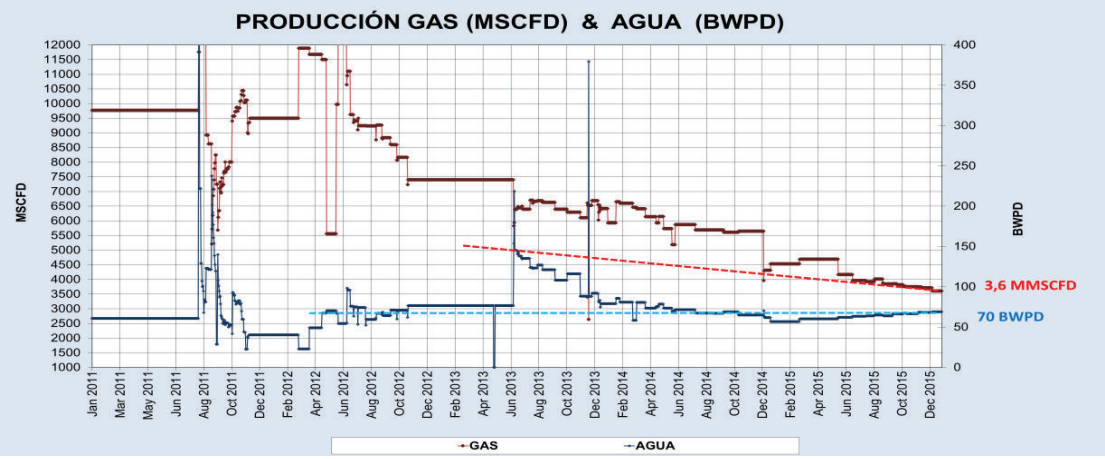


FIGURA 1.15 PRODUCCIÓN DE GAS Y AGUA DEL POZO I

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES
FUENTE: PETROAMAZONAS EP

Antes de ser cerrado para el ingreso del equipo autoelevable de perforación en el 2012, tenía una producción diaria de 8.1 MMSCFD y 76 BAPD. Al cerrar el pozo, la columna de agua se elevó y no permitió que el pozo fluya; para recuperar su producción se intervino

con unidad de tubería flexible. Se realizó una limpieza ácida frente a la malla del empaque de grava e instaló una sarta de velocidad para que evacúe el agua invadida. Se inyectó gas del pozo L, hasta lograr recuperar la producción inicial. Se reanudó con 6.5 MMSCFD en junio de 2013; ver tabla 1.7 (Petroamazonas EP, 2014).

TABLA 1.7 REACONDICIONAMIENTO CON EQUIPO AUTOELEVABLE DE PERFORACIÓN POZO I

Pozo	Fecha Prueba	Horas Prueba	Producción Gas MSCFD	BPPD	BAPD	Choke (pulgadas)	Sep. (psi)	Diámetro de placa orificio (pulgadas)]	Temp. Sep. (° F)	Pres. Flujo (psi)	Pres. Cierre (psi)
DATOS ANTES DEL REACONDICIONAMIENTO CON EQUIPO AUTOELEVABLE DE PERFORACIÓN											
I	11/12/2012	24	7402	2.1	76.7	30	1140	2.5	91	1328	1642
DATOS DESPUES DEL REACONDICIONAMIENTO CON EQUIPO AUTOELEVABLE DE PERFORACIÓN											
I	06/27/2013	16	6389	1.8	145.4	27	1110	2.25	81	1418.4	
DATOS ACTUALES											
I	12/11/2015	24	3608	0.4	69.1	33	936.1	1.75	88	965.5	

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

Para el trabajo se dispone de los siguientes datos:

TABLA 1.8 DATOS ACTUALES DE LOS POZOS F, G e I

Pozo	F	G	I
Presión inicial del reservorio (psi)	3477	3208	4817
Presión fluyente de cabeza (psi)	890	900	900
Presión final de fondo (psi)	950	940	960
Temperatura estática de fondo (°F)	150	156	154
Temperatura de cabeza (°F)	100	110	100
Grado máximo de desviación (°)	25.6	31	36
pH del agua de formación	6.0	5.94	672
Salinidad del agua de formación (ppm)	13000	11500	11200
Registros eléctricos	Resistividad, GR, SP y RMT		Resistividad, GR, SP
Reservas desarrollada en producción (MMSCF)	11000	----	6000
Reservas de pozo cerrado (MMSCF)		543	

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

En la última campaña de perforación se realizó dos trabajos que sirven como modelo y base fundamental para este trabajo. La instalación de la sarta de velocidad en el pozo I y la limpieza de malla en los pozo I y M con resultados satisfactorios.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS

2.1 GENERALIDADES

Considerando la complejidad geológica y operacional, se presentan alternativas que se pueden aplicar dependiendo de las condiciones del pozo (declinación de presión por efectos de la completación del pozo, declinación normal del yacimiento y colgamiento del líquido en la tubería de producción), así como de las propiedades de los fluidos producidos (incertidumbre de las zonas de aporte de agua) y las presiones presentes en el sistema de producción.

Este trabajo es el resultado de una investigación descriptiva de trabajos anteriores efectuados en los pozos del campo (completaciones, reacondicionamientos e historiales de producción). Finalmente se seleccionaron los pozos F, G e I, siendo pertinente conocer los aspectos que describen a continuación.

2.2 FACTORES QUE AFECTAN EL FLUJO DE GAS

La mezcla de hidrocarburos que se encontró inicialmente en fase gaseosa indica que es un yacimiento de gas seco, ya que en toda la producción no se han formado líquidos por los cambios de presión y temperatura. El gas se genera por un proceso de expansión y la temperatura inicial excede la temperatura cricondetérmica. Las moléculas presentan una alta energía cinética y una baja atracción entre ellas. Es importante haber establecido un comportamiento inicial de flujo para poder predecir sus cambios una vez que los parámetros iniciales hayan variado.

Muchos de estos cambios se deben a la pérdida de presión de manera natural del yacimiento a través del tiempo y de los distintos trabajos efectuados en el pozo. Entre ellos los que están sujetos a mayores cambios son la viscosidad (μ) y el factor de compresibilidad del gas (Z), mientras la variación de permeabilidad (k) en los yacimientos de gas seco puede considerarse insignificante con el tiempo (Contreras, 2012).

Las posibles causas que afectan el flujo de gas son:

- El colgamiento del líquido que se debe al tiempo de producción y al avance del frente de agua.
- El mecanismo de empaque de grava de los pozos F, G e I que estabiliza la formación y controla la producción de arena. Pero, al mismo tiempo, bloquea el paso de flujo de gas.
- El influjo de agua de la formación reduce la presión capilar entre los granos de la arena generando una migración de finos. Esto podría taponar parcialmente el empaque de grava y las mallas impidiendo la producción.

2.3 ALTERNATIVAS PARA EXTENDER LA VIDA DE LOS POZOS DE GAS

Estas alternativas son técnicas que emplean equipos y sustancias con el fin de ayudar al pozo a seguir fluyendo y se deben aplicar semestralmente (alivianamiento de la columna hidrostática y limpieza de mallas).

2.3.1 ALIVIANAMIENTO DE LA COLUMNA HIDROSTÁTICA

2.3.1.1 NITRÓGENO

El nitrógeno gaseoso es empleado como agente de limpieza, de inertización y generador de presión en la producción de hidrocarburos, a través de su inyección con equipos de alta presión. Las propiedades gaseosas del nitrógeno (ver anexo V) son la principal razón para su uso (López L., SF).

Un método común y efectivo para desplazar la columna de agua que se forma dentro de un pozo es bombear nitrógeno a través de una tubería flexible (CTU), esto permite la reducción de la presión hidrostática (Ph) ya que el nitrógeno reduce la densidad de la columna de los líquidos acumulados dentro del pozo. Una vez que la presión del yacimiento es mayor a la hidrostática (Py > Ph), el pozo puede comenzar a producir (figura 2.1), además de limpiar y remover sólidos (arenas) (Schulumberger, 2009).

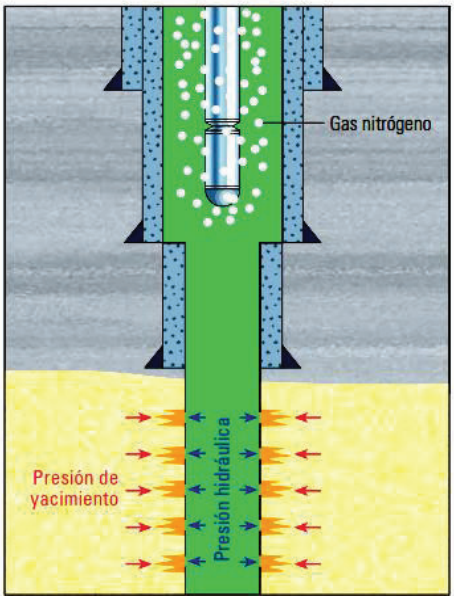


FIGURA 2.1 INDUCCIÓN CON NITRÓGENO

FUENTE: SCHULUMBERGER

2.3.1.2 REACTIVOS QUÍMICOS

La inyección de reactivos puede darse de forma líquida o por barras espumantes; la función de ambas es similar. Son soluciones surfactantes que convierten las columnas líquidas dentro del pozo en espuma; la longitud de la espuma va incrementándose en columnas espumosas de mayor longitud, lo que permite que éstas alcancen la superficie y se descarguen parcial o totalmente (Contreras C., 2012).

AGENTES ESPUMANTES

El principio de esta aplicación se basa en la instalación de un tubing capilar de acero inoxidable a través del cual se inyecta un agente químico (espumante) desde un tanque que contiene los reactivos. Esto con el objetivo de alivianar la columna de líquido y estabilizar la producción de gas. La inyección puede ser intermitente o continua (Sánchez y Martínez, 2012).

BARRAS ESPUMANTES

Las barras espumantes son elementos no metálicos en forma cilíndrica de diámetro y longitud variable que reaccionan formando una espuma con el fluido contenido en el interior del pozo. Primordialmente se emplean para remover el agua de los pozos

disminuyendo la presión hidrostática e incrementando la producción (Sánchez y Martínez, 2012).

Generalmente se aplican en pozos que se encuentran con una producción por debajo del flujo crítico[1]. Existen diferentes tipos de barras dependiendo de la cantidad de agua y condensado que tenga el pozo; para seleccionar la barra adecuada, es necesario conocer la altura de la columna de líquidos en el pozo, el contenido de cloruros, la presión de fondo fluyente, el contenido de hidrocarburos, etc. (Contreras C., 2012).

Las barras espumantes se pueden aplicar de dos formas:

1) Manual: se utiliza un lubricador en la válvula de sondeo[2] que permita aplicar las barras sin cerrar el pozo, o mediante una operación de cierre y apertura de válvulas superficiales del pozo.

2) Automático: se instalan lanzadores automáticos de barras, que son de tipo carrusel y pueden ser de 4, 9 y 18 barras; previamente se debe optimizar la cantidad de barras necesarias en el pozo, de manera que sean lanzadas de forma controlada y la cantidad adecuada en cierto tiempo (Contreras C., 2012).

2.3.2 LIMPIEZA DE MALLAS

El diseño de un fluido debe ser minucioso, para evitar que pueda dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidad con los fluidos de la formación (Herrera, J., 2012).

El uso del ácido clorhídrico en la limpieza de mallas de los pozos M e I resultó ventajoso, el ácido fue bastante reactivo y se vició[3] rápidamente, utilizando una concentración del 15% en peso por tres razones:

- Cuesta menos por unidad de volumen que los ácidos más fuertes y es menos costoso de inhibir. Al mismo tiempo, ofrece otras propiedades específicas, tales como control de la emulsión y suspensión del limo.

1. Flujo crítico: fenómeno que se presenta en fluidos compresibles, el flujo incrementa su velocidad al pasar a través de una garganta o reducción y la velocidad alcanza la velocidad del sonido.
2. Válvula de sondeo: sirve para controlar el registro de presiones cuando sea necesario y la presión del pozo cerrado.
3. Viciar: pérdida o gasto de las propiedades iniciales del fluido ácido.

- El ácido clorhídrico al 15% es menos peligroso de manejar que los ácidos más fuertes.
- Se retiene en solución después de viciar grandes cantidades de sales disueltas.

Es esencial, por lo tanto, dimensionar los trabajos de acidificación y las tasas de bombeo de manera que sean comparables con esta propiedad para los pozos seleccionados. La velocidad de reacción también determina qué aditivos se deben seleccionar. Estos aditivos deben sobrevivir al proceso de viciado y funcionar en el ácido viciado (BJ SERVICES, 2004).

Existen diversos tipos de aditivos disponibles para ácidos, de los cuales son indispensables los siguientes:

INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Sustancia que elimina o disminuye la agresividad frente al metal, actúan formando películas sobre la superficie metálica que impide que el agua esté en contacto con la superficie (Pontón y Pambabay, 2008).

INHIBIDORES Y ESTABILIZADORES DE ARCILLA

Previenen la migración y/o hinchamiento de arcillas posteriormente al ácido, estas deben inyectarse con el pre-flujo para proteger las arcillas de los intercambios iónicos iniciales (Pontón y Pambabay, 2008).

SOLVENTES MUTUOS

Son aditivos que se usan en los sistemas ácidos debido a su solubilidad tanto en fluidos base agua como base aceite, tienen la propiedad de mantener en solución los inhibidores de corrosión y garantizar la compatibilidad con otros aditivos (Pontón y Pambabay, 2008).

SURFACTANTE

Se usan para cambiar la mojabilidad disminuyendo la tensión superficial entre dos líquidos inmiscibles y el ángulo de contacto entre un sólido y un líquido. Pueden ser clasificados por su naturaleza en: aniónicos, catiónicos y no-iónicos (Pontón y Pambabay, 2008).

SODA ASH

Es un polvo blanco granular que elimina la dureza del agua y eleva el pH, elimina los iones de calcio extrayéndolos como carbonatos de calcio insolubles y maximiza el rendimiento de la bentonita y el producto de polímeros. Para el tratamiento se recomienda comprobar la dureza y niveles de pH del agua que se va a utilizar (límites de pH entre 8.5 - 9.5) (Pontón y Pambabay, 2008).

REDUCTORES DE FRICCIÓN

Mojan el movimiento del fluido, reduciendo así el arrastre por la fricción y por ende la presión de inyección. La concentración recomendada para un reductor de fricción es de 0.1 a 0.3 % (Pontón y Pambabay, 2008).

AGENTE PARA CONTROL HIERRO

Durante el bombeo del ácido el hierro puede ser desprendido de las tuberías del pozo, el equipo de fondo y líneas. Además de que la formación puede contener minerales ricos en hierro, existen dos formas de hierros en la formación; ferroso y férrico; el último es el de mayor riesgo. Los agentes de control de hierro previenen la precipitación de los compuestos de hierro manteniendo sus cationes en la solución (Pontón y Pambabay, 2008).

2.3.3 SARTA DE VELOCIDAD

Para una remediación o mantenimiento de un pozo activo se recurre a la tecnología de tubería flexible. La tecnología permite desplegar herramientas y materiales a través de la tubería de producción o la tubería de revestimiento, mientras el pozo continúa produciendo.

Una sarta de velocidad reduce el área de la sección transversal del conducto a través del cual se produce el gas; esta determina la velocidad del flujo y puede ser crítica a la hora de controlar la carga de líquidos (Natural Gas STAR, 2011).

La instalación es relativamente simple (ver figura 2.2) y requiere el cálculo correcto del diámetro de la tubería de producción para facilitar la remoción de líquidos con éxito (debido a la ausencia de conexiones entre secciones y mejor aspereza relativa) en pozos

de gas de bajo volumen posterior de la terminación inicial o cerca del fin de su vida productiva (Natural Gas STAR, 2011).

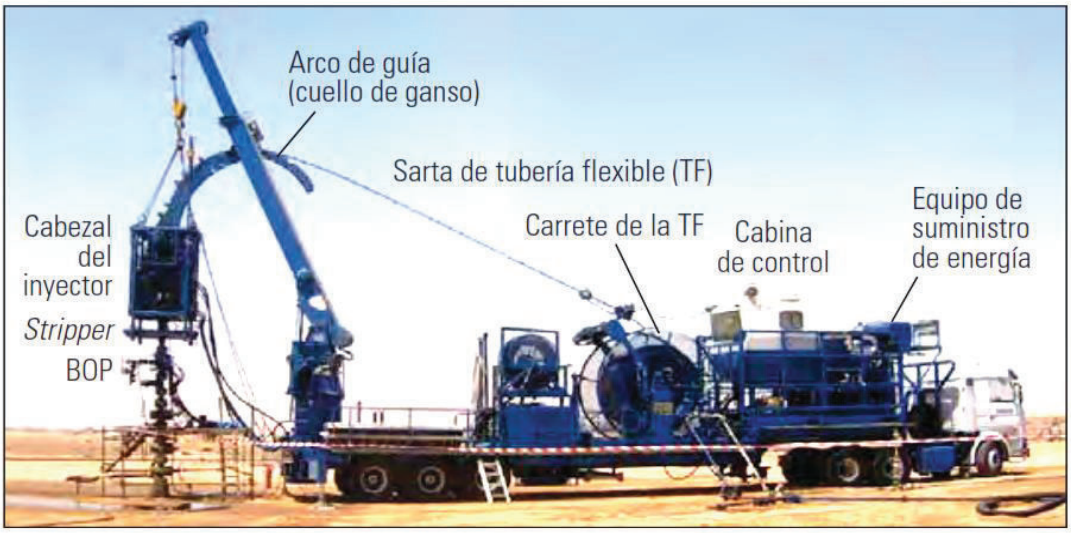


FIGURA 2.2 UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE (CTU)

FUENTE: SCHULUMBERGER

Los diámetros más comunes de la tubería flexible son de 1 a 2 pulgadas de diámetro y la longitud puede oscilar entre 2000 y más de 20000 pies, dependiendo del tamaño del carrete (Schulumberger, 2009).

La sarta de velocidad puede permanecer en el pozo y convertirse en parte permanente de la terminación para los pozos F y G, además de facilitar las intervenciones semestrales propuestas reduciendo costos operativos al no requerir un equipo de coiled tubing. Se puede inyectar gas natural de los pozos de alta presión y producción a través de un sistema de tuberías de conexión (chiksan) para el alivianamiento de la columna hidrostática.

2.3.4 COMPRESOR RECIPROCANTE

Criterios para la selección satisfactoria del compresor:

- La velocidad de flujo.
- Flujo volumétrico – presión de descarga.
- Limitaciones de temperatura.
- El consumo o nivel de potencia.
- Posibilidades de instalación, mantenimiento y costo.

Para los pozos analizados en este trabajo se ha seleccionado un compresor reciprocante de etapa simple como el más eficiente. Siendo la eficiencia isentrópica y politrópica valores sensibles que limitan el rango de presiones de trabajo: 350 psia de entrada y 900 psia de salida para el compresor. Estos valores se ajustan a los requerimientos de la compañía y facilidades (dimensiones) de la plataforma AMS A.

Se adaptan fácilmente a los requerimientos de los sistemas de recolección de gas en el campo. No son muy sensibles a los cambios de las características del gas, porque permite comprimirlo aunque su composición sufra alguna variación, además de ser económicos.

El número máximo de etapas puede ser 6 y depende del número de cilindros; no obstante, el número de cilindros no es igual al número de etapas, pueden existir diferentes combinaciones.

En un compresor de desplazamiento positivo, se toma un volumen sucesivo de gas para confinarlo en un espacio de menor volumen (cilindro). El efecto de incremento de la presión se logra a través del desplazamiento de un pistón, moviéndose lineal y secuencialmente de atrás hacia adelante dentro del cilindro. Este efecto origina un incremento en la presión de salida, desplazando el fluido a través de la válvula de salida del cilindro (Lira R., 2007).

Dentro del cilindro existen válvulas que operan automáticamente por diferenciales de presión, como válvulas de retención para admitir y descargar gas. La válvula de admisión, abre cuando el movimiento del pistón ha reducido la presión por debajo de la presión de entrada en la línea. La válvula de descarga se cierra cuando la presión en el cilindro no excede la presión de la línea de descarga, previniendo de esta manera el flujo reverso (Lira R., 2007).

Para evitar causar daño en el compresor reciprocante se debe alimentarle con gas limpio ya que no puede manejar líquidos y partículas sólidas que estén contenidas en el gas. Estas partículas tienden a generar desgaste y el líquido daños a las barras del pistón. Los compresores son diseñados de simple y múltiples etapas, que están determinadas por la relación de compresión (Lira R., 2007).

EQUIPOS DE PROCESO QUE CONFORMAN UN COMPRESOR RECIPROCANTE

a. **Separadores**: la función principal es separar el vapor del líquido de la corriente de gas que va al sistema de compresión; son separadores verticales (scrubbers) diseñados para manejar corrientes con alta relación gas-líquido.

b. **Cilindro de Proceso**: es el componente, que junto con el pistón, se encarga de disminuir el volumen del gas contenido en la cámara hasta llegar a un volumen determinado a la presión de descarga.

c. **Enfriadores**: disminuyen la temperatura del gas hasta valores aceptables. El enfriamiento reduce la temperatura y el volumen real del gas que es enviado a los cilindros de alta presión de las siguientes etapas (ver figura 2.3).

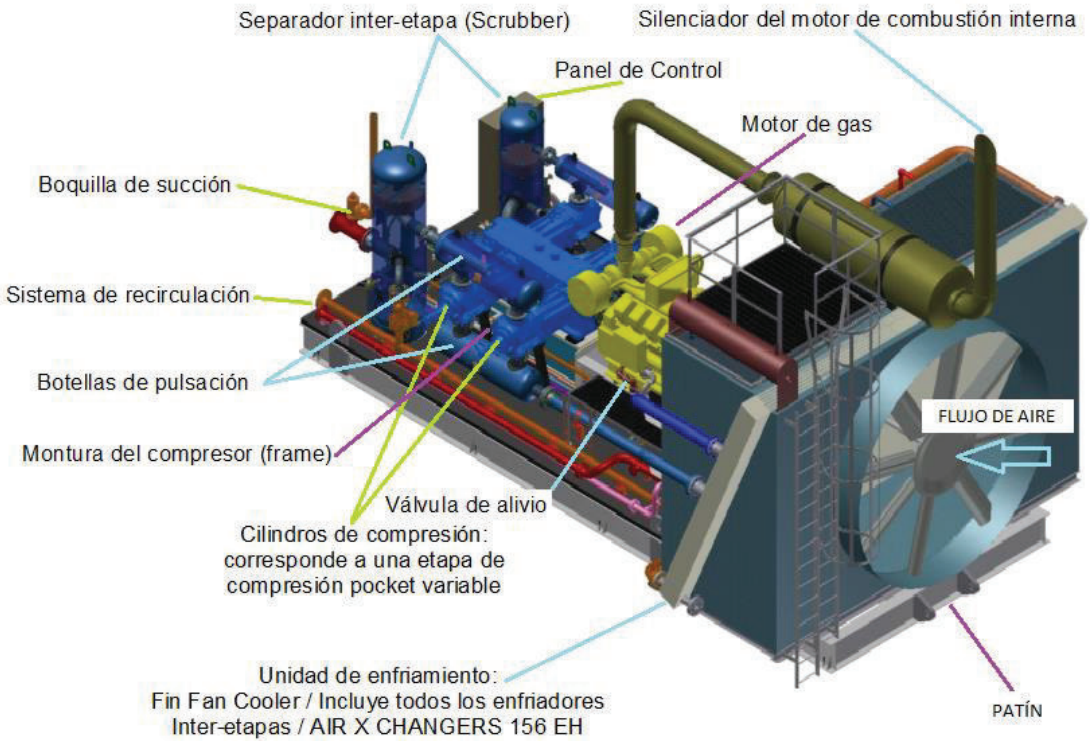


FIGURA 2.3 COMPRESOR RECIPROCANTE

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

FUENTE: EXTERRAN 2015

2.4 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS

El campo cuenta con 6 pozos productores, los pozos K y L se excluyen de esta selección al estar completados con cabezal húmedo y mantienen su producción. En el 2013 los pozos N y Q iniciaron su producción y al momento no requieren de una intervención. Basados en estos antecedentes y viendo la necesidad de mantener la producción de gas del campo, es necesario intervenir los pozos F, G e I.

La presión de entrada a la línea de flujo es un criterio más para la selección de estos pozos ya que la presión de cabeza en estos pozos está alrededor de 1000 psi.

2.5 ANÁLISIS TÉCNICO DE ALTERNATIVA

Los trabajos a ser realizados en los pozos serán sin torre por su configuración y facilidades de superficie complejas (completados con empaque de grava), se parte del análisis y evaluación de la data respectiva, con lo cual se determinó un diagnóstico para cada pozo, y sobre esta base se recomienda la alternativa operacional.

DETALLE DE LA PROPUESTA

Se propone inicialmente:

Para los pozos F y G bajar, a través de la tubería de producción, una unidad tubería flexible (CTU) hasta la base de los punzados, circulando y limpiando frente a las mallas un fluido de control y/o ácido (removedor de finos). Finalmente se instala la sarta de velocidad y se desplaza con nitrógeno los fluidos utilizados en la limpieza.

Para el pozo I, la inyección del fluido de control y/o ácido a través de la sarta de velocidad que fue instalada en el último trabajo de reacondicionamiento para la limpieza de mallas. Una vez terminada la limpieza, los fluidos serán desplazados utilizando nitrógeno.

Una vez que las sartas de velocidad han sido instaladas, estas facilitarán las intervenciones a partir del segundo semestre. Las futuras intervenciones únicamente consisten en el alivianamiento de la columna de agua, circulando nitrógeno o gas natural de un pozo ubicado en la misma plataforma.

A finales del 2016 para los pozos F, G e I, se plantea instalar el compresor reciprocante de una etapa, en función de las presiones de cabeza estimadas a este año. Con esto se asegura llegar a la presión requerida de 800 psi para que la producción de gas pueda ingresar al gasoducto.

CÁLCULO DE VOLUMENES

Para realizar el análisis de los pozos se dispone de la información detallada en la tabla 2.1 (propiedades petrofísicas de la formación productora).

TABLA 2.1 DATOS DE LA FORMACIÓN SUBIBAJA

FORMACIÓN PRODUCTORA	
Porosidad promedio	11 - 16 %
Permeabilidad promedio	1 - 115 mD
Temperatura estática de fondo	155 °F
Presión del reservorio inicial	4500 - 4800 psi
Saturación de agua	45 %
Gravedad especifica del gas	0.56

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

El análisis volumétrico para los diferentes tipos de fluidos a utilizarse se realizará de acuerdo al tipo de formación y fluidos del pozo, determinando finalmente la composición más eficiente.

1. Volumen en CTU

$$\text{Barriles} = \frac{\text{Diámetro interno}\,(ID^2),\text{pulg}^2}{1029.4} \times \text{profundidad del CTU, pies}$$

Ecuación 2.1

2. Volumen en ANULAR CTU – tbg

$$\text{Barriles} = \frac{\text{Diámetro int tbg}\,(ID^2) - \text{Diámetro ext CTU}\,(OD^2)}{1029.4}\ \text{pulg}^2 \times \text{prof del CTU - tbg, pies}$$

Ecuación 2.2

3. Volumen FONDO ARRIBA

$$\text{Barriles} = \text{Volumen en (ANULAR CTU - tbg) bls} \times 1.5$$

Ecuación 2.3

4. Volumen en RIH – CTU[4]

$$\text{Barriles} = \frac{\text{Caudal iny (bpm)} \times \left[\text{profundidad (CTU - tbg), pies}\right]}{\text{Velocidad RIH CTU (pies / min)}}$$

Ecuación 2.4

5. Volumen de limpieza de MALLAS

$$\text{Barriles} = \frac{\text{\# repaso} \times \text{caudal iny (bpm)} \times \text{longitud de la malla (pies)}}{\text{Velocidad de repaso (pies / min)}}$$

Ecuación 2.5

MEZCLAS PARA TRATAMIENTO

Se considera la presencia de CO_2 y H_2S presente en el agua de formación, la temperatura, pH, corte de agua, salinidad, presión y velocidad de las fases líquidas y gaseosas; cualquier situación que altere el equilibrio del agua puede causar que algunas sales excedan la solubilidad bajo las nuevas soluciones y se precipite la solución (Se tomó referencia la TABLA 1.4 ANÁLISIS FÍSICO – QUÍMICO DE AGUA DE FORMACIÓN RESERVORIO SUBIBAJA).

Las concentraciones de los aditivos para el fluido de limpieza, concentración de HCl, fluido neutralizante y de desplazamiento en este trabajo se basan a las utilizadas en los pozos M e I.

CURVAS DE DECLINACIÓN

Las curvas de declinación tienen una curvatura diferente de acuerdo al comportamiento de la producción del pozo y a la escala cartesiana, semi-log y log-log utilizada (ver figura 2.4). Estas curvas permiten seleccionar el modelo de declinación de caudal más apropiado para describir la relación caudal-tiempo de un sistema de hidrocarburo (Abreu y Rodríguez, 2011).

4. RIH – CTU: Equipo para enroscar e introducir la sección de la tubería flexible dentro del pozo de manera controlada.

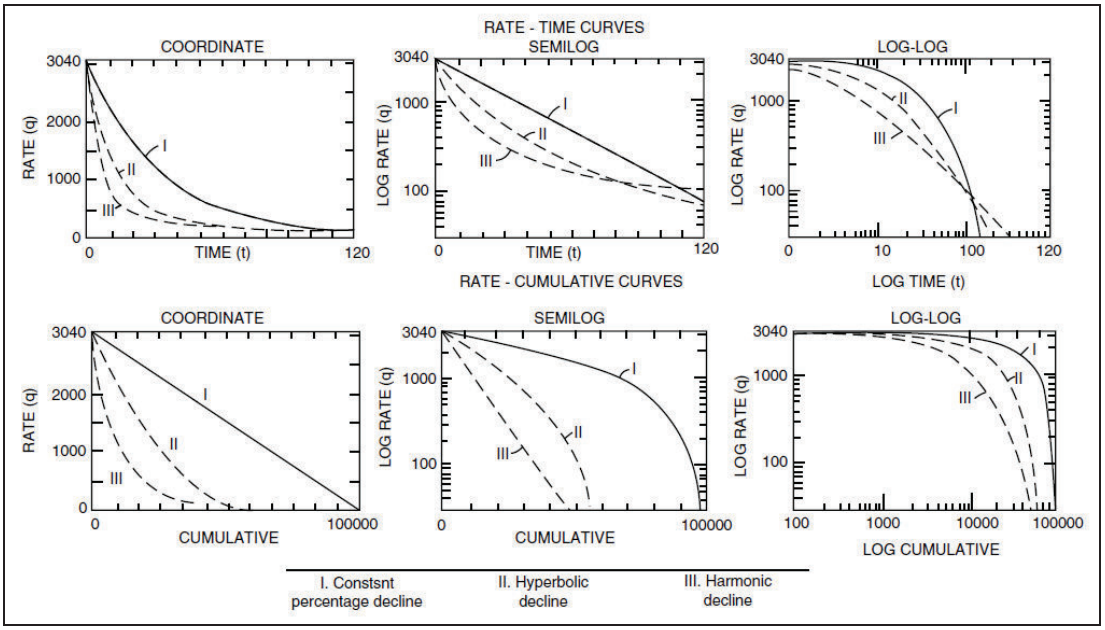


FIGURA 2.4 COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN, GRAFICADAS EN PAPEL CARTESIANO, SEMI-LOG Y LOG-LOG.

- Para declinación exponencial: cuando se grafica el caudal (Qg) de flujo vs tiempo en una escala semi-log, y también cuando en una escala cartesiana se grafica caudal de flujo (Qg) vs. producción acumulada (Gp) se obtiene una línea recta (Abreu y Rodríguez, 2011).

- Para declinación armónica: cuando se grafica el caudal de flujo (Qg) vs producción acumulada (Gp) en una escala semi-log se obtiene una línea recta; todos los otros tipos de declinación tienen alguna curvatura (Abreu y Rodríguez, 2011).

- Para declinación hiperbólica: ninguna de las escalas nombradas (semi-log, cartesiana, y log-log) produciría una línea recta para una declinación hiperbólica. Sin embargo, si el caudal de flujo es graficada vs el tiempo en papel log-log, el resultado de la curva podría ajustarse (Abreu y Rodríguez, 2011).

CURVAS DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL

El modelo de declinación exponencial, se ajusta al comportamiento de producción de los pozos F, G e I para el período 2011 - 2015. Al graficar el logaritmo del caudal de flujo (log Qg) vs tiempo (t) en escala semilog (ver figura 2.5) se obtiene una recta.

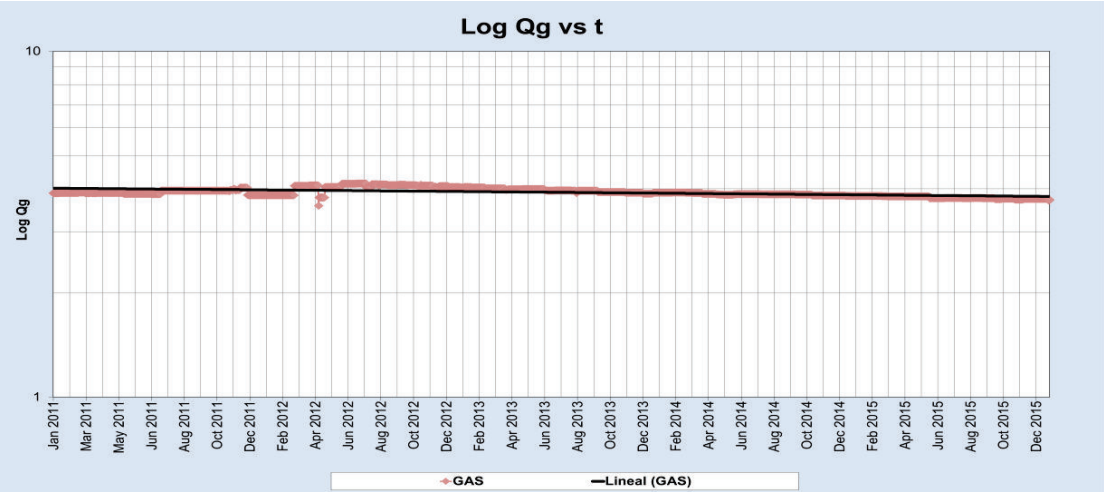


FIGURA 2.5 LOG (Qg) vs TIEMPO (t) DEL PERÍODO DE PRODUCCIÓN SELECCIONADO POZO F.

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

La figura 2.6 corrobora que la declinación para el pozo F es de tipo exponencial, al graficar el caudal del flujo (Qg) vs producción acumulada (Gp) la curva tiene un comportamiento lineal.

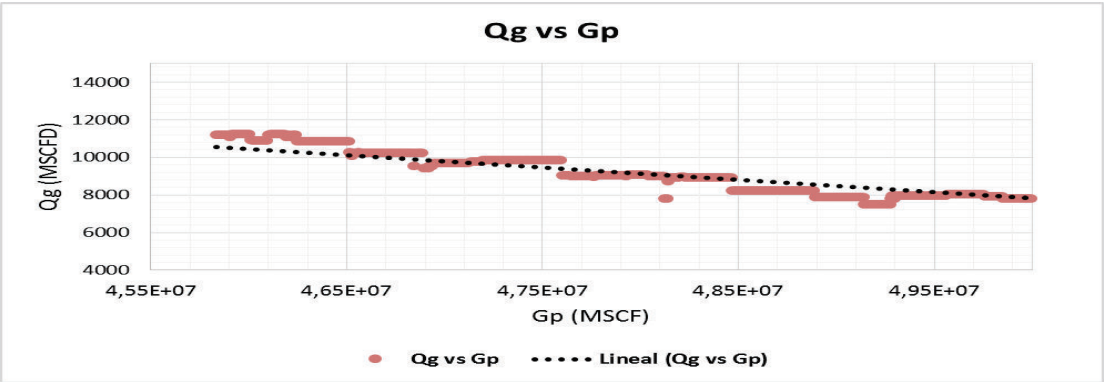


FIGURA 2.6 CAUDAL DE GAS (Qg) vs. PRODUCCIÓN ACUMULADA (Gp) DEL PERÍODO SELECCIONADO POZO F.

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

Para el pozo G, la figura 2.7 indica un comportamiento similar al pozo F, con una declinación exponencial.

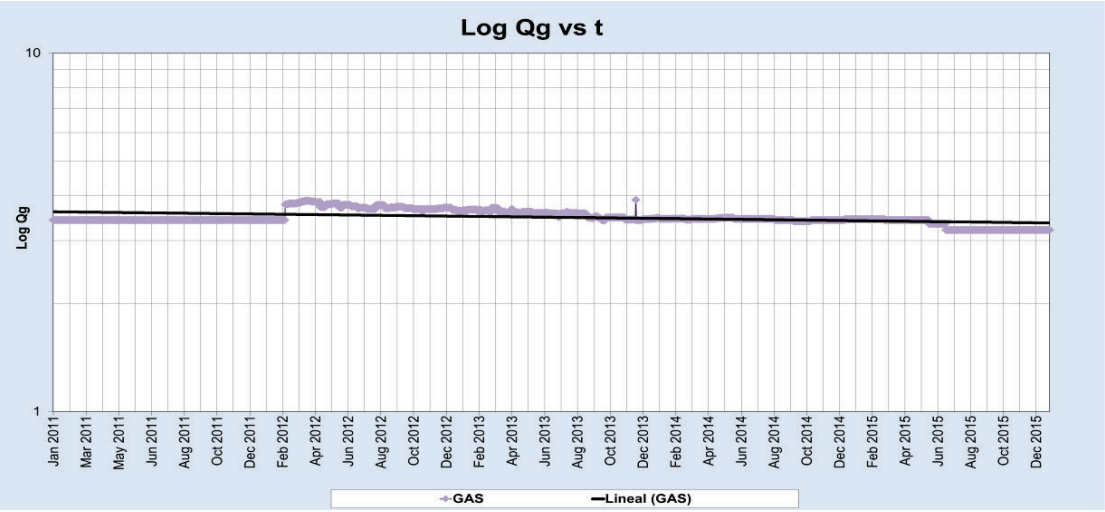


FIGURA 2.7 LOG (Q_g) vs TIEMPO (t) DEL PERÍODO DE PRODUCCIÓN SELECCIONADO POZO G.

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

La figura 2.8 corrobora que la declinación para el pozo G es de tipo exponencial, al graficar el caudal del flujo (Qg) vs producción acumulada (Gp) la curva tiene un comportamiento lineal.

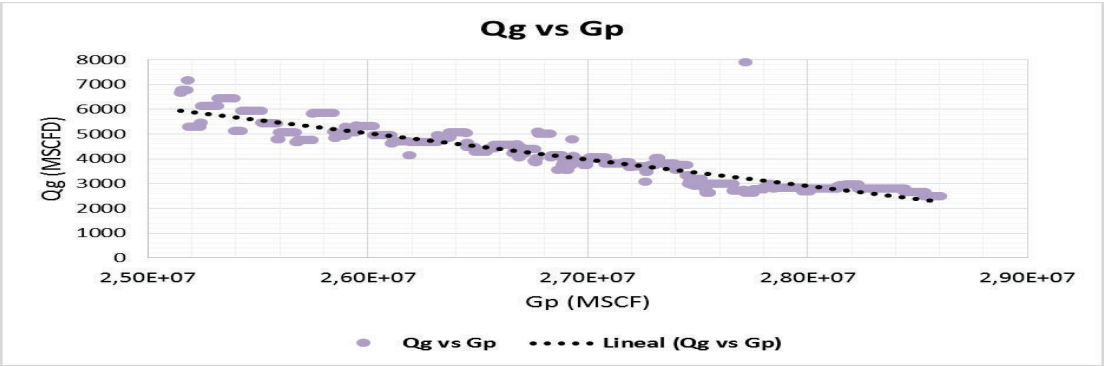


FIGURA 2.8 CAUDAL DE GAS (Q_g) vs. PRODUCCIÓN ACUMULADA (Gp) DEL PERÍODO SELECCIONADO POZO G.

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

La figura 2.9 representa el comportamiento del pozo I, el cual es similar a los pozos F y G, la curva tiene una tendencia lineal e indica que se trata de una declinación exponencial.

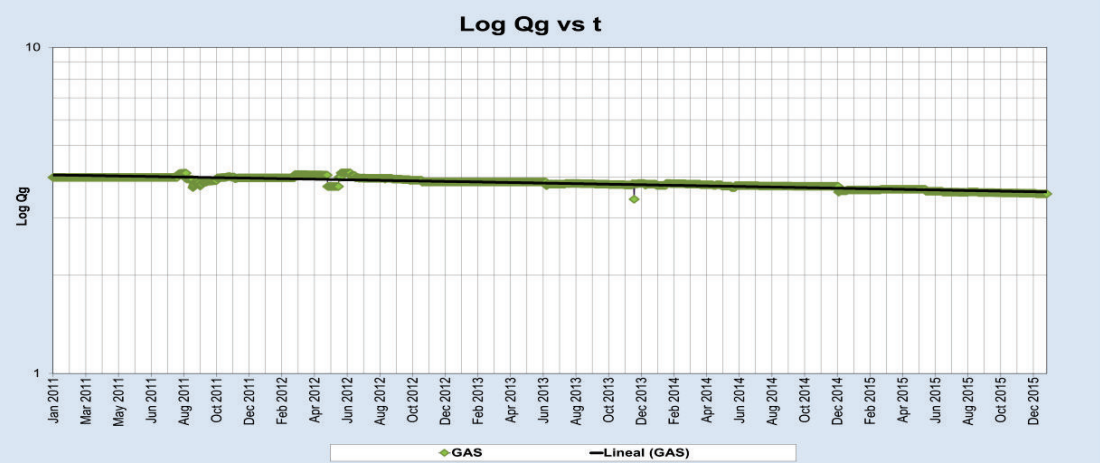


FIGURA 2.9 LOG (Q_g) vs TIEMPO (t) DEL PERÍODO DE PRODUCCIÓN SELECCIONADO POZO I.

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

La figura 2.10 corrobora que la declinación para el pozo I es de tipo exponencial, al graficar el caudal del flujo (Qg) vs producción acumulada (Gp) la curva tiene un comportamiento lineal.

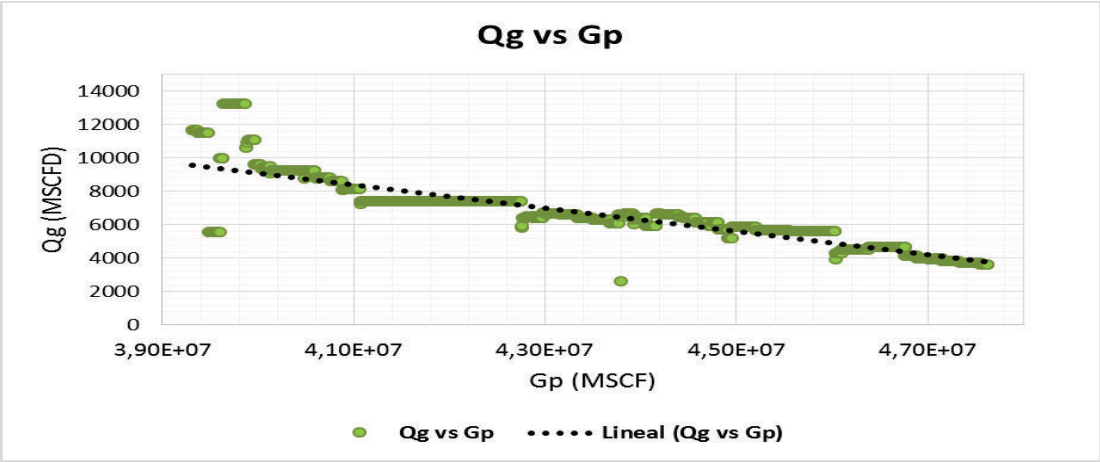


FIGURA 2.10 CAUDAL DE GAS (Q_g) vs. PRODUCCIÓN ACUMULADA (Gp) DEL PERÍODO SELECCIONADO POZO I.

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

ESTIMACIÓN DE PRESIONES Y CAUDALES FUTUROS

Para determinar los caudales y presiones se escogió una declinación exponencial que es la más acorde y se ajusta de mejor de manera al historial de producción y presión de cada uno de los pozos luego de haberse instalado el empaque de grava en el 2011.

$$Q_2 = Q_1 \times e^{(-Dt)}$$

Ecuación 2.6

Donde:
Q_2 = Caudal futuro, (MMSCDF)
Q_1 = Caudal presente, (MMSCDF)
D = Factor de declinación anual, (%)
t = Tiempo, (años)

Se dispone de una simulación matemática de Petroamazonas EP, la que generó ciertos valores de declinación respecto a presión y producción; los que fueron corroborados y ajustados de acuerdo al historial de producción desde el 2002 hasta 2015.

DISEÑO DEL COMPRESOR RECIPROCANTE

Producto de la presión de descarga, producción de gas, ventajas, desventajas y facilidades de superficie, se seleccionó un compresor reciprocante con el siguiente análisis:

Se calcula la relación de compresión, R, variando el número de etapas hasta entrar en un rango entre 2 y 4 con la ecuación 2.6:

$$R = \sqrt[n]{\frac{P_{salida}}{P_{entrada}}}$$

Ecuación 2.6

Para la relación de compresión calculada (R) se consideró una presión mínima de entrada de 350 psi y una máxima de salida de 900 psi. También se consideran la pérdidas de presión en los equipos; por lo tanto, el compresor reciprocante a seleccionar será de una etapa (ver tabla 2.2).

TABLA 2.2 CÁLCULO DE NÚMERO DE ETAPAS REQUERIDAS

Presión de entrada (Psia)	Presión de salida (Psia)	Numero de etapas (n)	Relación de compresión (R) estimada	Temperatura de entrada
350	900	1	3	100 °F

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

TABLA 2.3 DATOS DEL COMPRESOR

DATOS DE IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO			
Área geográfica	Santa Elena	**Campo**	Amistad
Categoría de la instalación	Plataforma	**Nombre de la instalación**	Plataforma “A”
Situación operacional del equipo	Operativo	**Modo de utilización durante la fase operativa**	Operación continua
Categoría de operación	Control manual	**Fecha de instalación o inicio de operación**	------
Tipo	Reciprocante	**Aplicación**	Compresión de gas
PARÁMETRO DE DISEÑO			
Tipo de estructura	CÁMARA PARTIDA VERTICAL (BARRIL)	**Sello de eje**	Mecánico
Presión de succión – diseño	350 PSIA	**Refrigerador intermedio adaptado**	Si
Presión de descarga - diseño	900 PSIA	**Sistema de sello eje**	Independiente
Flujo - diseño	30 MMSCFD	**Cojinete radial**	Antifricción
Temperatura de descarga - diseño	300° F	**Velocidad**	1200 RPM
Potencia al eje - diseño	2540 HP	**Tipo de accionador**	Motor de gas
Acoplamiento	FIJO	**Cojinete de empuje**	Antifricción
COMPRESORES RECIPROCANTES			
Configuración del cilindro	LINEAL	**Principio de trabajo**	Doble acción
Orientación del cilindro	HORIZONTAL	**Tipo de empaque**	Lubricado
PARÁMETROS DE OPERACIÓN			
Presión de entrada	350 PSIA	**Temperatura de salida**	300° F
Presión de salida	900 PSIA	**Flujo**	15 MMSCFD

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

Sobre la base de los datos de la composición molar del pozo I, como más representativo de los tres pozos seleccionados para este trabajo, se establece el siguiente procedimiento para el diseño del compresor (Puerta I., 2010):

1. Presiones pseudoreducidas.
2. Relación de calores específicos (k).
3. Capacidad calorífica del gas.
4. Proceso iterativo según la norma “CÁLCULOS EN SISTEMAS COMPRESIÓN”.

Se obtiene la potencia y capacidad de flujo de gas del compresor empleando el método Politrópico, partiendo de la información detallada en las tablas 2.3 y 2.4

TABLA 2.4 CARACTERÍSTICAS ADICIONALES DEL COMPRESOR RECIPROCANTE

Parámetros	**C.C. 1**	**C.C. 2**	**C.C. 3**	**C.C. 4**
Carrera (Pulgadas)	5.5	5.5	5.5	5.5
Diámetro barra (Pulgadas)	2	2	2	2
Diámetro cilindro (Pulgadas)	7.25	7.25	7.25	7.25
Máxima presión de trabajo (psi)	1293.22	1293.22	1293.22	1293.22
% VMN_{LC} (lado cabezal)	32.41	32.41	32.41	32.41
% VMN_{LB} (lado barra)	19.26	19.26	19.26	19.26
% Volumen del bolsillo por pulgadas	35	35	35	35
Abertura del bolsillo en pulgadas	0	0	0	0

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

CAPÍTULO 3

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 CÁLCULOS DE VOLÚMENES PARA LIMPIEZA DE MALLAS

Los resultados de los diferentes volúmenes calculados con las fórmulas de la sección 2.5 “cálculo de volúmenes” se muestran en la tabla 3.1.

Las concentraciones de los fluidos usados, los parámetros de caudal de inyección y velocidades son tomados de los últimos trabajos de reacondicionamiento en los pozos I y M; en los que se obtuvieron resultados favorables. Además, se analizó el sistema de operación ajustándose a las condiciones actuales de los pozos.

TABLA 3.1 CÁLCULO DE VOLÚMENES

Datos y cálculos	Pozo F	Pozo G	Pozo I
CTU OD, (pulgadas)	1.5	1.5	1.5
CTU ID, (pulgadas)	1.282	1.282	1.282
Profundidad, (pies)	12800	12800	11850
Volumen en CTU (bls)	20.436	20.436	18.920
Tubing OD, (pulgadas)	3.5	3.5	3.5
Tubing ID, (pulgadas)	2.992	2.992	2.992
Profundidad, (pies)	10200	11520	11850
Volumen en anular CTU – tbg (bls)	66.408	75.003	77.150
Factor fondo arriba	1.5	1.5	1.5
Volumen fondo arriba (bls)	99.612	112.504	115.725
Velocidad RIH CTU, (pies/min)	70	70	70
Caudal de inyección, (bpm)	0.2	0.2	0.2
Profundidad, (pies)	10200	11520	11850
Volumen en RIH – CTU (bls)	29.143	32.914	33.857
Longitud de malla, (pies)	537	425	601
Velocidad de repaso, (pies/min)	40	40	40
Número de repasos	1	1	1
Caudal de inyección, (bpm)	1.0	1.0	1.0
Volumen de limpieza mallas (bls)	13.425	10.625	15.025

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

En base a los resultados del cálculo de volúmenes se recomienda el uso de los siguientes aditivos como parte del fluido de limpieza y control, ver tablas 3.2 a 3.5.

Los valores de concentración de los distintos fluidos a usar son calculados a partir de una concentración final de 1000 galones de fluido (ver ecuación 3.1).

$$\text{Volumen gal}_{\text{aditivo}} = \frac{\text{Volumen de fluido total (gal)} \times \text{concentración de gpt dato en tabla (gal)}}{\text{1000 (gal) de fluido}}$$

Ecuación 3.1

El fluido de limpieza permite desplazar los fluidos y el gas que se encuentran dentro de la tubería de producción; ver tabla 3.2.

TABLA 3.2 FLUIDO DE LIMPIEZA

1. FLUIDO DE LIMPIEZA	Concentración	Pozo F	Concentración	Pozo G	Concentración	Pozo I
ADITIVO	gpt	gal	gpt	gal	gpt	gal
AGUA FRESCA	957	4019.4	957	4541.9	957	4662.5
Solvente mutual	35	147	35	166.1	35	170.5
Reductor de fricción	2	8.4	2	9.5	2	9.74
Surfactante	2	8.4	2	9.5	2	9.74
Estabilizador de arcillas	2	8.4	2	9.5	2	9.74
Inhibidor de arcillas	2	8.4	2	9.5	2	9.74
TOTAL (gal)	1000	4200	1000	4746	1000	4872
Volumen fondo arriba (bls)		100		113		116

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

A continuación se bombea una concentración de HCl al 15%, este volumen se desplaza a lo largo de los intervalos de la malla, limpiando partículas o finos; ver tabla 3.3.

TABLA 3.3 CONCENTRACIÓN HCl

2. HCl 15%	Concentración	Pozo F	Concentración	Pozo G	Concentración	Pozo I
ADITIVO	gpt	gal	gpt	gal	gpt	gal
AGUA FRESCA	539	316.9	539	249.02	539	339.57
Inhibidor de corrosión	8	4.7	8	3.7	8	5.04
Hierro reducido	10 ppgt	5.88 lb	10 ppgt	4.62 lb	10 ppgt	9.45 lb
Controlador de hierro	15	8.82	15	6.93	15	9.45
HCl	426	250.5	426	196.8	426	268.38
Surfactante	8	4.7	8	3.7	8	5.04
Estabilizador de arcillas	2	1.18	2	0.92	2	1.26
Reductor de fricción	2	1.18	2	0.92	2	1.26
TOTAL (gal)	1000	579	1000	462	1000	630
Volumen limpieza mallas (bls)		14		11		15

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

Una vez que el ácido ha actuado sobre las mallas, se procede a desplazarlo bombeando fluido neutralizante. Este evita que se formen precipitados, elimina la dureza del agua e incrementa su pH disminuyendo la acción del ácido que haya quedado en el fondo; ver tabla 3.4

TABLA 3.4 FLUIDO NEUTRALIZANTE

3. FLUIDO NEUTRALIZANTE (Diferencia entre el volumen fondo arriba y el volumen de limpieza de mallas)	Concentración	Pozo F	Concentración	Pozo G	Concentración	Pozo I
ADITIVO	gpt	gal	gpt	gal	gpt	gal
AGUA FRESCA	926	3344.7	926	3967	926	3928.1
SODA ASH	229 ppgt	827.12 lb	229 ppgt	981.02 lb	229 ppgt	971.42 lb
Solvente mutual	70	252.8	70	299.88	70	296.94
Surfactante	2	7.2	2	8.57	2	8.48
Reductor de fricción	2	7.2	2	8.57	2	8.48
TOTAL (gal)	1000	3612	1000	4284	1000	4242
TOTAL (bls)		86		102		101

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

Para terminar la limpieza se utiliza un fluido de desplazamiento dejando la tubería libre de sustancias que afecten o dañen la tubería y las mallas; ver tabla 3.5

TABLA 3.5 DESPLAZAMIENTO CTU

4. DESPLAZAMIENTO CTU	Concentración	Pozo F	Concentración	Pozo G	Concentración	Pozo I
ADITIVO	gpt	gal	gpt	gal	gpt	gal
AGUA FRESCA	988	871.42	988	871.42	988	788.42
Inhibidor de corrosión	2	1.76	2	1.76	2	1.6
Surfactante	2	1.76	2	1.76	2	1.6
Estabilizador de arcillas	8	7.1	8	7.1	8	6.4
TOTAL (gal)	1000	882	1000	882	1000	798
TOTAL (bls)		21		21		19

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

Finalmente se realiza el alivianamiento de columna hidrostática posterior a la limpieza, recuperando la producción de gas. Para lo cual se determina el volumen de nitrógeno requerido por pozo; ver tabla 3.6.

Para este cálculo se consideró el factor de 0.01074 (ver anexo VI) para transformar el volumen de gas (SCF) a galones (gal).

TABLA 3.6 ALIVIANAMIENTO DE COLUMNA HIDROSTÁTICA

5. ALIVIANAMIENTO CON NITRÓGENO	Pozo F	Pozo G	Pozo I
TIEMPO, (min)	960	960	960
CAUDAL DE INYECCIÓN N_2, (SCF/min)	600	600	600
PARCIAL N_2, (M SCF)	576	576	576
PARCIAL N_2, (gal)	6186	6186	6186
VOL. PÉRDIDA N_2, (gal)	300	300	300
VOL. REQUERIDO N_2, (M SCF)	604	604	604
VOL. TOTAL REQUERIDO N_2 (bls)	155	155	155

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

Calculadas las concentraciones y volúmenes de los diferentes fluidos, deben ser inyectados mediante un procedimiento y empleando el equipo correspondiente; Ver anexos VII y VIII.

3.2 INSTALACIÓN DE SARTA DE VELOCIDAD

En base a experiencias en trabajos anteriores con sarta de velocidad, su instalación facilita el trabajo para futuras intervenciones. Esta se instalará luego de haber efectuado la limpieza. Pasos para la instalación:

- Verificar las condiciones del pozo: presión de cabeza, presión de línea, condiciones de la plataforma.
- Retirar CTU para instalar el colgador de la sarta y un adaptador de carrete espaciador.
- Verificar el sello anular del colgador, probar con 2000 psi de presión.
- Iniciar inyección de gas (nitrógeno), esperar a que el pozo inicie el flujo con una presión de cabeza adecuada (mayor a 1000 psi).
- Con RIH CTU[1] iniciar inyección de gas nitrógeno (N_2). Posicionar el CTU a la profundidad programada y evaluar pozo con un choke determinado.
- Estabilizar el pozo y cortar inyección de gas, realizar prueba de hermeticidad del colgador, desplazar con nitrógeno para proceder a despresurizar y cortar la sarta.

1. RIH – CTU: Equipo para enroscar e introducir la sección de la unidad de tubería flexible dentro del pozo de manera controlada.

- Proceder a colocar las cuñas del colgador, verificar peso de la sarta a 0 lb para luego proceder a cortar la tubería. Montar cabezal de inyección y evaluar el pozo.

3.3 ESTIMACIÓN DE PRESIONES Y CAUDALES FUTUROS

La información de las pruebas de producción del campo Amistad es muy limitada, no dispone de pruebas isocronales de los pozos analizados, y los pozos cercanos que cuenta con ellas tiene un alto grado de incertidumbre. Debido a la falta de recursos y a las limitaciones de operaciones en offshore no ha sido posible instalar sensores de fondo en estos pozos que permitan determinar la presión fluyente (Pwf) y de reservorio (Pr) con menor grado de incertidumbre; estos valores se determinan en cabeza (Pwh) llevándolos a fondo con varias correcciones (gradiente de presión, efecto de colgamiento). Empleando la ecuación 2.6 se obtiene la presión de cabeza y el caudal hasta el año 2019, con los porcentajes de declinación (D) obtenidos del simulador. Obteniéndose los resultados en las tablas 3.7, 3.8 y 3.9.

$$Q_2 = Q_1 \times e^{(-Dt)} = 8.29 \times e^{(-0.085 \times 1)} = 7.62\,\text{MMSCFD}$$

$$P_2 = P_1 \times e^{(-Dt)} = 2142 \times e^{(-0.165 \times 1)} = 1816.19\,\text{psi}$$

TABLA 3.7 DECLINACIÓN FUTURA POZO F

t (anual)		Pr (psi)	Pwf (psi)	Pwh(psi)	Q(MMSCFD)
Promedio @ 2011		4148	3498	2142	8.29
Declinación (%)		10	16	16.5	8.5
1	2012	3753.27	2980.80	1816,19	7.62
2	2013	3396.10	2540.07	1539,93	7.00
3	2014	3072.91	2164.50	1305.70	6.44
4	2015	2780.49	1844.47	1107.10	5.91
5	2016	2515.89	1571.75	938.70	5.43
6	2017	2276.47	1339.36	795.92	4.99
7	2018	2059.84	1141.33	674.85	4.59
8	2019	1863.82	972.57	572.20	4.22

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

En el pozo F se estima una producción rentable para más de 3 años (tabla 3.7) con las condiciones actuales. De existir un incremento en la producción luego de la intervención, refleja que las mallas están taponadas, además el avance del frente de agua aun no es considerable y es viable aún explotar las reservas. Al 2017 el valor de presión de cabeza es 795.92 psi (ver figura 3.1), con esta presión se considera instalar un compresor reciprocante.

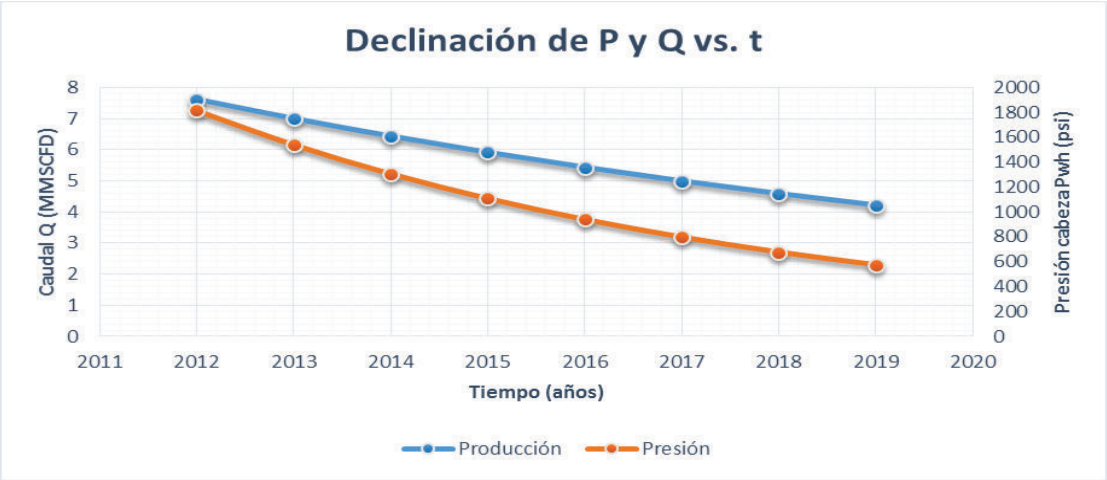


FIGURA 3.1 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN POZO F
ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

Para el pozo G al igual que el pozo F se procede a limpiar la malla y luego desplazar la columna del fluido usando nitrógeno. De esta manera la columna hidrostática disminuye permitiendo el flujo de gas hacia la cara del pozo, siempre y cuando el frente de agua no haya invadido completamente la cara del pozo; ya que existe una cantidad de reservas recuperables para el año 2016. Para este año se requiere la instalación del compresor por presentar una presión de cabeza de 737.87 psi.

Además se podría recuperar una parte de las reservas que aún quedan en el yacimiento hasta finales del 2017 (tabla 3.8 y figura 3.2). Este pozo se encuentra actualmente cerrado debido al alto corte de agua que se presentó a finales del 2015.

TABLA 3.8 DECLINACIÓN FUTURA POZO G

t (anual)		Pr (psi)	Pwf (psi)	Pwh(psi)	Q(MMSCFD)
Promedio @ 2011		4250	3600	1230	3.80
Declinación (%)		10	23	10.2	20
1	2012	3845.56	2860.32	1110.50	3.11
2	2013	3479.61	2272.62	1002.62	2.55
3	2014	3148.48	1805.67	905.21	2.09
4	2015	2848.86	1434.67	817.27	1.71
5	2016	2577.76	1139.89	737.87	1.40
6	2017	2332.45	905.68	666.19	1.14
7	2018	2110.49	719.60	601.47	0.94
8	2019	1909.65	571.74	543.03	0.77

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

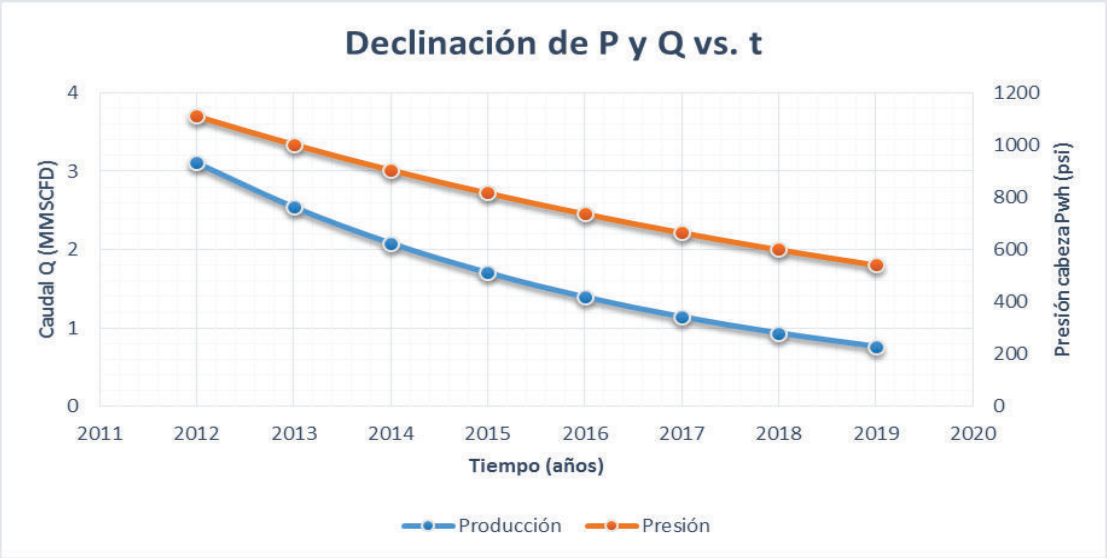


FIGURA 3.2 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN POZO G

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

Para el pozo I al contar con una sarta de velocidad instalada de 1.5 pulgadas facilita la limpieza de malla e inyección de nitrógeno para alivianar la columna. El aporte de agua no es significativo, lo que indica que la caída de presión del pozo es por la depletación normal del yacimiento y el empaque de grava.

TABLA 3.9 DECLINACIÓN FUTURA POZO I

t (anual)		Pr (psi)	Pwf (psi)	Pwh(psi)	Q(MMSCFD)
Promedio @ 2011		4112	3100	2369	9.56
Declinación (%)		6	6	22.3	22.2
1	2012	3872.54	2919.47	1895.31	7.66
2	2013	3647.02	2749.45	1516.47	6.13
3	2014	3434.63	2589.34	1213.35	4.91
4	2015	3234.61	2438.55	970.82	3.93
5	2016	3046.24	2296.54	776.77	3.15
6	2017	2868.85	2162.80	621.50	2.52
7	2018	2701.78	2036.85	497.27	2.02
8	2019	2544.44	1918.23	397.88	1.62

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

La producción del pozo I se considera rentable hasta el 2019 con una producción de 1.62 MM por día (tabla 3.9), y requiere de un sistema de compresión para ingresar a la línea de flujo del gasoducto ya que la presión de cabeza es 776.77 psi al 2016 (figura 3.3).

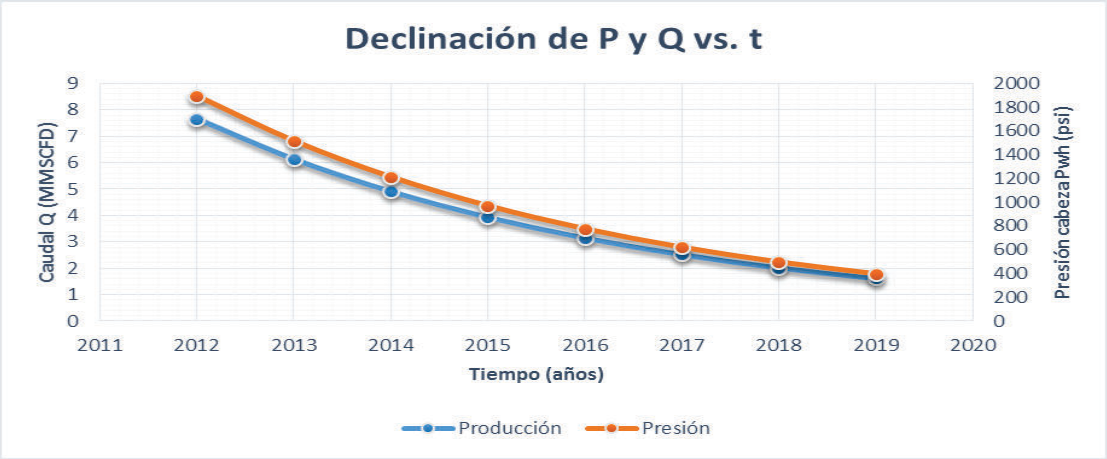


FIGURA 3.3 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN POZO I

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

Tomando en cuenta la presión de cabeza de los tres pozos (F, G e I) al año 2016 y considerando el valor de admisión a la línea de flujo (800 psi) es necesario instalar el compresor reciprocante de una etapa a este año; como medida preventiva para no afectar el flujo la producción de gas.

3.4 CÁLCULOS COMPRESOR RECIPROCANTE

El peso molecular del gas es de 16.2 (lb / lb-mol), a partir de la composición molar del pozo I; ver tabla 3.10.

TABLA 3.10 CÁLCULO DE PESO MOLECULAR DEL GAS

Pozo I	Fracción molar (y)	Peso molecular (P_M)	Presión pseudocrítica (Ppc, psia)	Temperatura pseudocrítica (Tpc, R)	y * P_M	y * Ppc (psia)	y * Tpc (R)
N_2	0.00609	28.014	492.5	227.47	0.171	2.999	1.385
CO_2	0.00018	44.01	1070	547.76	0.008	0.193	0.099
O_2	0.00026	31.99	731.4	287.57	0.008	0.190	0.075
C_1	0.98919	16.042	667	343.34	15.869	659.79	339.63
C_2	0.00326	30.069	706.6	549.62	0.098	2.304	1.792
C_3	0.00084	44.096	615.5	665.92	0.037	0.517	0.559
C_4	0.00013	58.122	550.9	765.55	0.008	0.072	0.100
					$P_{M\ gas}$		
Gas	1				16.199	666.07	343.64

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

Donde:

y = Fracción molar

P_M = Peso molecular

R = Rankine (460 + °F)

Tpc = Temperatura pseudocrítica

Ppc = Presión pseudocrítica

En la tabla 3.10 se observa que la temperatura pseudocrítica del gas natural es: Tpc = 343,64 R; por lo tanto, la temperatura pseudoreducida para la entrada y salida es:

$$Tpr_{entrada} = \frac{T_1}{T_{pc}} = \frac{560\,R}{343.64\,R} = 1.630$$

$$Tpr_{salida} = \frac{T_2}{T_{pc}} = \frac{760\,R}{343.64\,R} = 2.21$$

Ecuaciones 3.2

En la tabla 3.10, se observa que la presión pseudocrítica del gas natural es: Ppc = 666.07 psi; por lo tanto, la presión pseudoreducida para la entrada y salida es:

$$Ppr_{entrada} = \frac{P_1}{P_{pc}} = \frac{350\,psia}{666.07\,psia} = 0.53$$

$$Ppr_{salida} = \frac{P_2}{P_{pc}} = \frac{900\,psia}{666.07\,psia} = 1.35$$

Ecuaciones 3.3

Nota: Según la Norma API 618, en el ítem 2.3 Allowable Discharge Temperature, la temperatura de salida predicha no debe exceder los 300 °F.

Se tiene la ecuación 3.4 para el cálculo de la relación de calores específicos (k); por lo tanto, se calcula para la entrada y la salida:

$$k = \frac{(C_p^{\circ} + \Delta C_p)}{(C_p^{\circ} + \Delta C_p) - (C_p - Cv)}$$

Ecuación 3.4

Donde:

Cp° = Capacidad calórica del gas en estado ideal a presión constante (o capacidad calórica a presión constante cero), BTU/lb R.

∆Cp = Efecto isotérmico de presión sobre la capacidad calórica, (BTU/lb R).

(Cp - Cv) =Diferencia entre calores específicos a presión constante y volumen constante.

De los anexos IX y X, y conociendo las temperaturas de entrada y salida, se obtiene Cp° en unidades USCS para los diferentes gases que componen el gas natural, tanto para la aspiración y descarga; ver tabla 3.11.

TABLA 3.11 CÁLCULO DE LA CAPACIDAD CALÓRICA DEL GAS

Pozo I	Fracción molar (y)	Cp° 100 °F	y * Cp° @ 100 °F	Cp° 300 °F	y * Cp° @ 300 °F
N_2	0.00609	6.96	0.042	7	0.043
CO_2	0.00018	9.01	0.002	10.1	0.00018
O_2	0.00026	7.03	0.002	7.24	0.0019
C_1	0.98919	8.65	8.556	10	9.8919
C_2	0.00326	13	0.042	16.3	0.0531
C_3	0.00084	18.2	0.015	23.6	0.0198
nC_4	0.00013	24.1	0.003	30.9	0.004
Gas	1		8.662		10.01521

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

De la tabla 3.11, y teniendo la temperatura y presión reducida, se obtienen las demás propiedades que aparecen en la ecuación para calcular la relación de calores específicos (k), tanto a la entrada y la salida (anexo XI).

$$k_{entrada} = \frac{(8.662 + 0.55)}{(8.662 + 0.55) - (2.43)} = 1.358$$

$$k_{salida} = \frac{(10.01521 + 1.53)}{(10.01521 + 1.53) - (3.47)} = 1.43$$

Teniendo los calores específicos de entrada y salida, se calcula el calor específico promedio:

$$k_{promedio} = \frac{(1.358 + 1.43)}{2} = 1.394$$

MÉTODO POLITRÓPICO

Para estimar la temperatura de descarga, suponiendo que el proceso de compresión se lleva a cabo por una trayectoria politrópica, es necesario asumir una temperatura de descarga y llevar a cabo un proceso iterativo. Las iteraciones se hicieron según la norma "CALCULOS EN SISTEMAS DE COMPRESION".

Se calcula el exponente politrópico de aumento de temperatura (m), para la entrada y salida:

$$m_1 = \frac{\frac{\bar{R}Z}{\eta_{poli}} + \bar{R}T_r\left[\frac{\delta Z}{\delta T_{pr}}\right]_{Ppr}}{Cp^{\circ} \times \Delta Cp}$$

Ecuación 3.5

Donde:

$\left[\frac{\delta Z}{\delta T_r}\right]_{Pr}$ = Cambio de Z con cambio de Tpr a Ppr constante. Adimensional.

Cp° = Capacidad calórica del gas en estado ideal a presión constante (o capacidad calórica a presión constante cero), BTU/lb R.

ΔCp = Efecto isotérmico de presión sobre la capacidad calórica, (BTU/lb R).

R = Constante Universal de los Gases (BTU/lb-mol R).

η_{poli} = Eficiencia politrópica de compresión.

m = Exponente politrópico de aumento de temperatura

La temperatura y presión pseudoreducida para la entrada es:

$$Tpr_{entrada} = \frac{T_1}{T_{pc}} = \frac{560\,R}{343.64\,R} = 1.630$$

$$Ppr_{entrada} = \frac{P_1}{P_{pc}} = \frac{350\,psia}{666.07\,psia} = 0.53$$

Del anexo XI, teniendo la temperatura y presión reducida, se obtienen las demás propiedades que aparecen en la ecuación para determinar m_1 (excepto de la eficiencia politrópica) para calcular el exponente politrópico de aumento de temperatura. En la tabla 3.11, se tiene el valor de Cp° del gas natural a 100 °F.

Teniendo la relación de compresión (R=3) y el peso molecular del gas natural (PM=16.2), del anexo XII se obtiene una estimación de la eficiencia isentrópica (n_s):

$$\eta_s = 90.5\%$$

Teniendo la eficiencia isentrópica (n_s), se calcula la relación entre la eficiencia politrópica y eficiencia isentrópica como sigue:

$$X = \left[\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} - 1\right] = \left[\left(\frac{900}{350}\right)^{\frac{1.394-1}{1.394}} - 1\right] = 0.306$$

Ecuación 3.6

Finalmente, se obtiene la eficiencia politrópica del anexo XIII:

$$\eta_{poli} = 92\%$$

Con la ecuación 3.5 se tiene:

$$m_1 = \frac{\frac{1.908}{0.92} + 0.591}{8.662 \times 0.55} = 0.476$$

Para asumir T_2, la norma, sugiere que se comience con 250 °F ó T_1 +170 °F, en este caso se asumirá 300 °F por ser la máxima temperatura permisible.

$$T_{2Asum} = 300\ °F$$

$$m_{2est} = \frac{\frac{\bar{R}Z}{\eta_{poli}} + \bar{R}T_r\left[\frac{\delta Z}{\delta T_{pr}}\right]_{Ppr}}{Cp^{\circ} \times \Delta Cp}$$

En la tabla 3.11 se tiene el valor de Cp° del gas natural a 300 °F.

La temperatura y presión pseudoreducida para la salida es:

$$Tpr_{salida} = \frac{T_2}{T_{pc}} = \frac{760\,R}{343.64\,R} = 2.21$$

$$Ppr_{salida} = \frac{P_2}{P_{pc}} = \frac{900\,psia}{666.07\,psia} = 1.35$$

Del anexo XI, teniendo la temperatura y presión pseudoreducida, se obtienen las demás propiedades que aparecen en la ecuación m_2 para calcular el exponente politrópico de aumento de temperatura.

$$m_2 = \frac{\frac{1.880}{0.92} + 0.591}{10.01521 \times 1.53} = 0.172$$

Primer estimado

$$m_{prom} = \frac{m_{2-1er_estimado} + m_1}{2} = \frac{0.172 + 0.476}{2} = 0.324$$

$$T_{2_estimado} = T_1 \times \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{m_{prom_estimado}} = 560\,R \times \left(\frac{900\,psia}{350\,psia}\right)^{0.324} = 760.29\,R = 300.2\,°F$$

Ecuación 3.5

Como: $T_{2_estimado} = 300.2\,°F = T_{2_asumido} = 300\,°F$

Se debe iterar hasta que T_2 converge cerca de 10 °F para propósitos de diseño de servicio. En este caso la convergencia es menor a 10° F, por lo tanto no hay que repetir el proceso: $T_{2_estimado} = 300.2\,°F = T_{2_asumido} = 300\,°F$

Utilizando T_2 resultante, calcular:

$$V_2 = \left(\frac{1}{P_2}\right) \times (Z_2) \times \left(\frac{\bar{R}}{PM}\right) \times T_2 = \left(\frac{1}{900\,psia}\right) \times (0.98) \times \left(\frac{18540\,\frac{pulg \times lbf}{lbmol \times R}}{16.2}\right) \times 760\,R$$

$$V_2 = 974.21\ pulg^3/lbm = 0.548\,pies^3/lbm$$

$$V_1 = \left(\frac{1}{P_1}\right) \times (Z_1) \times \left(\frac{\bar{R}}{PM}\right) \times T_1 = \left(\frac{1}{350psia}\right) \times (0.953) \times \left(\frac{18540\,\frac{pulg \times lbf}{lbmolR}}{16.2}\right) \times 560\,R$$

$$V_1 = 1745.26\,pulg^3/lbm = 1.010\,pies^3/lbm$$

Ecuaciones 3.7

Ahora, se calcula el exponente de compresión politrópico (*n*):

$$n = \frac{\log\left(\frac{P_2}{P_1}\right)}{\log\left(\frac{V_1}{V_2}\right)} = \frac{\log\left(\frac{900\,psia}{350\,psia}\right)}{\log\left(\frac{1.010\,pies^3/lbm}{0.548\,pies^3/lbm}\right)} = 1.545$$

Ecuación 3.8

Estimación del flujo de gas que maneja el compresor.

Se consideran dos volúmenes:

- Volumen que se maneja del lado del cabezal del pistón.
- Volumen que se maneja del lado de la barra del pistón.

Se calculó volumen y eficiencia volumétrica por separado (se muestra los cálculos para el cilindro 1; en las tablas 2.3 y 2.4 se observan los parámetros necesarios del compresor para realizar los cálculos).

Volumen que desplaza el pistón del lado del cabezal.

$$Ap = \frac{\pi \times Dp^2}{4} = \frac{\pi \times 7.25^2}{4} = 41.28\,(pulg^2)$$

Ecuación 3.9

$$PD_{LC} = \frac{Ap \times S \times N}{1728} = \frac{41.28 \times 5.5 \times 1200}{1728} = 157.7\,(pies^3/min)$$

Ecuación 3.10

Donde:

PD_{LC} = Volumen desplazado por el pistón del lado del cabezal, ($pies^3$/min)

Ap = Área del pistón, ($pulgadas^2$)

S = Carrera del pistón, (pulgadas)

N = Revoluciones por minuto, (RPM)

Dp = Diámetro del cilindro, (pulgadas)

Volumen que desplaza el pistón del lado de la barra.

$$A_B = \frac{\pi \times D_B{}^2}{4} = \frac{\pi \times 2^2}{4} = 3.1416\,(\text{pulg}^2)$$

Ecuación 3.11

$$PD_{LB} = \frac{(A_p - A_B) \times S \times N}{1728} = \frac{(41.28 - 3.1416) \times 5.5 \times 1200}{1728} = 145.67\,(\text{pies}^3/\text{min})$$

Ecuación 3.12

Donde:

PD_{LB} = Volumen desplazado por el pistón del lado del cabezal, (pies^3/min)

Ap = Área del pistón, (pulgadas^2)

A_B = Área de la barra, (pulgadas^2)

S = Carrera del pistón, (pulgadas)

N = Revoluciones por minuto, (RPM)

D_B = Diámetro de la barra, (pulgadas)

Cálculo de la eficiencia volumétrica

Se calcula el rendimiento volumétrico del lado del cabezal y del lado de la barra del pistón por separado.

Eficiencia Volumétrica del lado del cabezal.

$$VE_{LC} = 96 - \left(\frac{P_S}{P_E}\right) - \%VM_{LC} \times \left(\frac{Z_E}{Z_S} \times \left(\frac{P_S}{P_E}\right)^{\frac{1}{n}} - 1\right)$$

Ecuación 3.13

Donde:

VE_{LC} = Eficiencia volumétrica lado del cabezal, (%)

r = Relación de Compresión.

$\%VM_{LC}$ = Porcentaje de Volumen Muerto del lado del cabezal, (%)

Z_E = Factor de compresibilidad en la entrada.

Z_S = Factor de compresibilidad en la salida.

n = Exponente de compresión Politrópico usado para cálculo de potencia.
% VMN$_{LC}$ = Porcentaje de Volumen Muerto Nominal del lado del cabezal.

De la tabla 2.4 se obtienen los siguientes datos para calcular el volumen muerto.

% VMN$_{LC}$ = 32.41 % (dato del compresor)

$$\%BV = \text{Abertura del bolsillo (pulg)} \times \%\,\text{VM por pulgada del bolsillo}$$
$$\%BV = 0\,\text{pulg} \times 35\,\% = 0$$
$$\%VM_{LC} = \%VMN_{LC} + \%BV = 32.41 + 0 = 32.41\%$$

Ecuación 3.14

Con la presión pseudoreducida y temperatura pseudoreducida de la entrada y salida, se determinan los valores de los factores de compresibilidad Z, tanto para la entrada como para la salida.

De la carta generalizada de compresibilidad del anexo XIV, se obtiene el factor de compresibilidad (Z), siendo:

$$Z_E = 0.953$$
$$Ppr_{salida} = \frac{P_2}{P_{pc}} = \frac{900\,\text{psia}}{666.07\,\text{psia}} = 1.35$$
$$Tpr_{salida} = \frac{T_2}{T_{pc}} = \frac{760\,\text{R}}{343.64\,\text{R}} = 2.21$$
$$Z_S = 0.98$$

Aplicando la ecuación 3.13 para determinar eficiencia volumétrica del lado del cabezal, se tiene:

$$VE_{LC} = 96 - \left(\frac{900}{350}\right) - 32.41 \times \left(\frac{0.953}{0.98} \times \left(\frac{900}{350}\right)^{\frac{1}{1.545}} - 1\right) = 66.046\%$$

Eficiencia Volumétrica del lado de la barra.

$$VE_{LB} = 96 - \left(\frac{P_S}{P_E}\right) - \%VM_{LB} \times \left(\frac{Z_E}{Z_S} \times \left(\frac{P_S}{P_E}\right)^{\frac{1}{n}} - 1\right)$$

Ecuación 3.15

Donde:

VE_{LB} = Eficiencia volumétrica lado de la barra, (%)

r = Relación de Compresión.

$\%VM_{LB}$ = Porcentaje de Volumen Muerto del lado de la barra, (%)

Z_E = Factor de compresibilidad en la entrada.

Z_S = Factor de compresibilidad en la salida.

n = Exponente de compresión Politrópico usado para cálculo de potencia.

De la tabla 2.4 se obtiene el porcentaje de volumen muerto nominal del lado de la barra (% VM_{LB}) del cilindro compresor 1, y es:

$\%VM_{LB}$ = 19.26% (dato del compresor)

Aplicando la ecuación 3.15 para determinar eficiencia volumétrica del lado de la barra, se tiene:

$$VE_{LB} = 96 - \left(\frac{900}{350}\right) - 19.26 \times \left(\frac{0.953}{0.98} \times \left(\frac{900}{350}\right)^{\frac{1}{1.545}} - 1\right) = 77.201\%$$

Aplicando la ecuación 3.16 para el lado del cabezal, se tiene que el cilindro compresor 1 maneja:

$$MMCFD = \frac{PD \times VE \times P_E}{Z_E} \times 10^{-6} = \frac{157.7\,(pies^3/min) \times 66.046 \times 350\,psia}{0.953} \times 10^{-6} = 3.83\,MMCFD$$

Ecuación 3.16

Donde:

$MMCFD$ = Flujo en millones de pie cúbicos por día.

PD = Volumen desplazado por el pistón, ($pies^3$/min)

VE = Eficiencia volumétrica, (%)

P_E = Presión de entrada, (psia)

Z_E = Factor de compresibilidad en la entrada.

Si repite el procedimiento anterior para los demás cilindros compresores manejan del lado del cabezal:

$$MMCFD_{CC2} = 3.83\,MMCFD$$
$$MMCFD_{CC3} = 3.83\,MMCFD$$
$$MMCFD_{CC4} = 3.83\,MMCFD$$

En total, el lado del cabezal maneja un volumen de:

$$MMCFD_{LC} = 15.32\,MMCFD$$

Aplicando la ecuación 3.17 para el lado de la barra, se tiene que el cilindro compresor 1 maneja:

$$MMCFD = \frac{PD \times VE \times P_E}{Z_E} \times 10^{-6} = \frac{145.67\,(pies^3/min) \times 77.201 \times 350\,psia}{0.953} \times 10^{-6} = 4.13\,MMCFD$$

Ecuación 3.17

Si repite el procedimiento anterior para los demás cilindros del compresor que manejan del lado de la barra:

$$MMCFD_{CC2} = 4.13\,MMCFD$$
$$MMCFD_{CC3} = 4.13\,MMCFD$$
$$MMCFD_{CC4} = 4.13\,MMCFD$$

En total, el lado del cabezal maneja un volumen de:

$$MMCFD_{LB} = 16.52\,MMCFD$$

El compresor “JGK/4”, a las condiciones antes mencionadas, manejará un flujo de gas de:

$$MMCFD = 31.84\,MMCFD$$

Se aplica la ecuación 3.18 para saber el flujo que maneja el compresor “4 cilindros”, a condiciones estándar:

$$Q = MMCFD \times \left(\frac{14.4}{P_L}\right) \times \left(\frac{T_L}{T_E}\right) \times \left(\frac{Z_L}{Z_E}\right) = 31.84 \times \left(\frac{14.4}{14.7}\right) \times \left(\frac{540}{560}\right) \times \left(\frac{1}{0.953}\right) = 31.55\,MMSCFD$$

Ecuación 3.18

Donde:

Q = *MMSCFD* = Flujo en Millones de pie cúbicos estándar por día.

MMCFD = Flujo en Millones de pie cúbicos por día.

P_L = Presión Estándar.

T_L = Temperatura Estándar, (R)

T_E = Temperatura de entrada, (R)

Z_E = Factor de compresibilidad en la entrada.

Z_L = Factor de compresibilidad a condiciones estándar.

Estimación de la potencia requerida

Con la ecuación 3.19 se estima la potencia al freno necesaria en el proceso de compresión:

$$BHP = 43.67 \times (Q) \times \left(\frac{n}{n-1}\right) \times \left[\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{n-1}{n}} - 1\right] \times \frac{1}{\eta_C} \times \frac{1}{\eta_m}$$

Ecuación 3.19

Donde:

BHP = Potencia al Freno, (HP)

Q = MMSCFDQ = Flujo en Millones de pie cúbicos estándar por día.

n = Exponente de compresión Politrópico.

P_1 = Presión de entrada, (psia)

P_2 = Presión de salida, (psia)

n_C = Eficiencia de compresión.

n_m = Eficiencia mecánica.

La eficiencia de compresión es difícil definir una relación única. Sin embargo comercialmente se recomienda emplear un valor de 0.90 como una aproximación al trabajo que realiza.

Con el anexo XV se obtiene un valor de la eficiencia mecánica a partir de la potencia de cada cilindro. Para efecto de este análisis se considera 95 % como un valor máximo de trabajo por ser un compresor nuevo y en función de la potencia que maneja cada cilindro.

Reemplazando valores en la ecuación para determinar la potencia, se tiene:

$$BHP = 43.67 \times (31.55) \times \left(\frac{1.545}{1.545 - 1} \right) \times \left[\left(\frac{900}{350} \right)^{\frac{1.545-1}{1.5457}} - 1 \right] \times \frac{1}{0.90} \times \frac{1}{0.95} = 1806.71 HP$$

3.4.1 FACILIDAD DE INSTALACIÓN

La plataforma construida en el campo Amistad fue diseñada para permitir la expansión futura y adiciones como: facilidades de producción, futura compresión de gas de baja presión, reacondicionamiento y perforación de pozos nuevos; y, la instalación de un sistema de deshidratación de gas de ser requerido.

La grúa de la plataforma es de 30 toneladas de capacidad dinámica, aprobada por el API. Esta permitirá levantar las cargas y equipos hacia la plataforma para su posterior instalación. El peso aproximado del compresor y el motor es de 20 toneladas.

3.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DE IMPLEMENTACIÓN DE LA ALTERNATIVA

La finalidad de este trabajo es mostrar la inversión y ganancia de la alternativa planteada para justificar la inversión en un tiempo determinado (6 semestres). El trabajo contempla perfiles de reservas remanentes estimadas a finales del 2015 que justifican la inversión a realizarse.

Ciertos valores de costos y gastos utilizados se ajustan a la realidad del mercado, evaluando el trabajo de una manera más rigurosa; ver tablas desde 3.12 hasta 3.16.

TABLA 3.12 COSTOS DE LOS QUÍMICOS USADOS EN LOS POZOS F, G, I

Descripción del material	Cantidad	Unidad	Costo unitario	Costo final
Fluido de limpieza				
Solvente mutual	484	gal	$ 50	$ 24200
Reductor de fricción	27.64	gal	$ 100	$ 2764
Surfactante	27.64	gal	$ 60	$ 1658.4
Estabilizador de arcillas	27.64	gal	$ 60	$ 1658.4
Inhibidor de arcillas	27.64	gal	$ 70	$ 1871.8
TOTAL				$ 32152.6
HCl 15 %				
Inhibidor de corrosión	13.44	gal	$ 100	$ 1344
Hierro reducido	19.95	lb	$ 35	$ 698.25
Controlador de hierro	25.2	gal	$ 35	$ 882
HCl	715.68	gal	$ 8	$ 5725.44
Surfactante	13.44	gal	$ 60	$ 806.4
Estabilizador de arcillas	3.36	gal	$ 60	$ 168
Reductor de fricción	3.36	gal	$ 100	$ 336
TOTAL				$ 9960.09
Fluido neutralizante				
SODA ASH	2779.56	lb	$ 2	$ 5559.12
Solvente mutual	849.62	gal	$ 50	$ 42481
Surfactante	24.25	gal	$ 60	$ 1455
Reductor de fricción	24.25	gal	$ 100	$2425
TOTAL				$ 51920.12
Desplazamiento CTU				
Inhibidor de corrosión	5.12	gal	$ 100	$ 512
Surfactante	5.12	gal	$ 60	$ 307.2
Estabilizador de arcillas	20.6	gal	$ 60	$ 1236
TOTAL				$ 2055
Alivianamiento de columna hidrostática				
Vol. Requerido N_2	1812	MSCF	$ 1.1	$ 1993.2
TOTAL				$ 1993.2
			TOTAL USD	$ 98081.01

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

TABLA 3.13 COSTOS DE SERVICIO PARA TRATAMIENTO QUÍMICOS EN LOS POZOS F, G, I

Cantidad	Unid.	Descripción del servicio	Costo unitario	Costo total
3	Servicio	Equipo para tratamiento	$ 500 000	$ 1 500 000

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

TABLA 3.14 COSTOS TOTAL DEL TRATAMIENTO EN LOS POZOS

Servicio	Material	Costo
	Químicos	$ 98081.01
Equipo tratamiento		$ 1 500 000
TOTAL		$ 2 480 813.01

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

TABLA 3.15 COSTOS COMPLETACIÓN CON SARTA DE VELOCIDAD

Servicio	Material	Costo 2 pozos
	Colgador	$ 100 000
Coiled Tubing + Instalación		$ 20 000
TOTAL		$ 120 000

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

TABLA 3.16 COSTOS COMPRESOR RECOMENDADO

Servicio	Costo
Compresor + Instalación	$ 2 000 000

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

FUENTE: EXTERRAN

La implementación de la propuesta tendría una duración de 3 años, a ser desarrollados semestralmente desde el 2016 al 2019. Se estima extraer aproximadamente 8435.15 MMSCF de un total de 17000 MMSCF de las reservas de gas natural en los pozos F e I, descartando las reservas del pozo G en el peor de los escenarios; donde estas no puedan ser recuperadas.

El precio utilizado en este análisis es 2.75 dólares por millón de BTU, el cual se considera como el valor de remplazo de gas natural por diésel por millón de BTU equivalente. Se utiliza el anexo XVI para la conversión de unidades. Para la evaluación del trabajo se consideró además un análisis de sensibilidad que establece un escenario: una limpieza mallas y la instalación del compresor.

$$1\,SCF = 1028\,BTU$$

$$1\,MM\,BTU = 972.76\,SCF\,de\,gas\,natural$$

$$Ingreso[\$] = Producciónde\,gas\,(MMSCF) \times \frac{\$\,2.75}{1000\,000\,BTU} \times \frac{1000\,000\,BTU}{972.76\,(SCF)}$$

La tasa de descuento utilizada en la evaluación económica de este proyecto es de 12% anual y llevada al semestre es 5.83%. Los ingresos y gastos (mantenimientos) en función de la demanda para el primer semestre y los cinco siguientes. Ver tabla 3.17

Los datos de producción obtenidos hasta 2019 se calcularon manteniendo la declinación exponencial actual, sin considerar si existe o no una mejora en la producción luego de la primera intervención. La inversión inicial consiste en ejecutar: 1) la limpieza de mallas y el alivianamiento de la columna hidrostática para los tres pozos; 2) la instalación de la sarta

de velocidad en los pozos F y G, que permite ahorrar costos de equipo de CTU para las intervenciones futuras; y, 3) la instalación del compresor reciprocante de una etapa como medida preventiva para continuar con la producción de gas hasta por debajo de los 800 psi de presión en cabeza.

Se calcula la producción semestral a partir de la producción total del 2017.

La inversión inicial se recupera a partir del segundo semestre del 2017 con valores de TIR de 34.32% y VAN de 1911876.74. Se tienen gastos semestrales alrededor de $ 100 000 por costos de mantenimiento del compresor e inyección de nitrógeno. Este escenario es viable hasta el segundo semestre del 2019 con un TIR de 70.71% y VAN de 11296747.63.

TABLA 3.17 FLUJO NETO DE CAJA INTERVENCIÓN A POZOS

FLUJO NETO DE CAJA POZOS (LIMPIEZA DE MALLAS + SARTA + INSTALACIÓN DE COMPRESOR)							
Período semestral	**Producción de gas (MMSCF)**	**Energía (MM BTU)**	**Ingresos ($)**	**Inversión Total ($)**	**FNC ($)**	**TIR (%)**	**VAN**
0-2016 b			0	4600813.01	-4600813.01		
1-2017 a	1288.45	1250922.33	3642308.29	100000	3542308.29	-23.01%	-1252695.54
2-2017 b	1288.45	1250922.33	3642308.29	100000	3542308.29	34.32%	1911876.74
3-2018 a	1136.06	1102973.30	3211525.36	100000	3111525.36	54.89%	4539217.13
4-2018 b	1136.06	1102973.30	3211525.36	100000	3111525.36	64.22%	7022525.63
5-2019 a	1065.80	1034757.28	3012900.90	100000	2912900.90	68.50%	9219866.19
6-2019 b	1065.80	1034757.28	3012900.90	100000	2912900.90	70.71%	11296747.63

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- El análisis de la interpretación geológica, geofísica, estructural y estratigráfica define a la estructura del campo Amistad como un anticlinal norte-sur con fallas muy complejas de orientación Noroeste-Sureste. Estas dividen al campo en bloques estructurales de sur a norte.

- Los pozos F, G e I fueron seleccionados debido a sus configuraciones de completación a flujo natural, perfil de producción descendente y por el tipo de intervención en donde no se requiere del equipo autoelevable de perforación o unidad hidraúlica.

- La completación con empaque de grava y mallas en los pozos seleccionados genera una caída de presión de 600 a 800, psi aproximadamente desde el fondo del pozo hasta el cabezal de producción. Esto se corrobora con los datos de la presión de flujo tomadas en el cabezal luego de su intervención en el 2011.

- La limpieza y desplazamiento de la columna de agua puede incrementar considerablemente la tasa de flujo actual de los pozos, ya que estos cuentan con una cantidad de reservas aun recuperables.

- Se presenta un incremento considerable en la producción de agua del pozo G. Este aceleró el colgamiento del líquido en el tubing bloqueando el flujo de gas y mermando su producción. El avance del frente de agua está afectando considerablemente a los pozos productores que se encuentran cercanos. Una muestra de este efecto es el pozo K que se ubica en el mismo bloque.

- La instalación de la unidad de tubería flexible dentro del tubing de producción de 3 1/2” en los pozos F y G facilita la remoción de finos, además de ahorrar costos operativos en futuras intervenciones. A través de ésta se inyecta nitrógeno que evacúa el agua acumulada dentro de la tubería.

- Una opción para mantener la producción y controlar el nivel de fluido dentro de la columna hidrostática es el uso de agentes o barras espumantes, además que su costo no es elevado. No obstante, se requiere de un análisis químico del agua para considerar los siguientes parámetros: la concentración de cloruros, pH, temperatura y H_2S; además realizar ensayos de compatibilidad, calidad de la espuma, estabilidad y vida media.

- Los pozos F, G e I tienen una presión de cabeza promedio de 900 psi al 2015; si esta se reduce de este valor, es necesario instalar el compresor reciprocante que permita producir los pozos hasta su máximo potencial (caudal y presión).

- Según las necesidades y facilidades de la plataforma se considera determinadas características importantes para el diseño del compresor reciprocante, como son: 1) La relación entre la presión de entrada y salida definen el número de etapas (una etapa). 2) La limitación en la temperatura de salida (300 °F). 3) El flujo de gas a manejar (31.55 MMSCFD) y las eficiencias (mecánica, de compresión, isentrópica, politrópica). 4) La potencia al freno necesaria en el proceso de compresión (1806.71 HP).

- El diseño propuesto para el compresor reciprocante de etapa simple tiene una restricción respecto al rango presión de descarga; no puede excederse a 900 psi. Si se necesita una mayor presión de descarga se deberá emplear un compresor reciprocante multi-etapa, siempre y cuando las facilidades de la plataforma así lo permitan.

- La duración del trabajo está planificado a 3 años, de manera semestral desde el 2016 al 2019. Se estima extraer aproximadamente 8435.15 MMSCF de un total de 17000 MMSCF de las reservas de gas natural en los pozos F e I, descartando las reservas del pozo G en el peor de los escenarios; donde estas no puedan ser recuperadas.

- A partir del análisis financiero se establece que la intervención en el fondo del pozo más la instalación del compresor son económicamente rentables; logrando recuperar la inversión a finales del segundo semestre del 2017 con valores de TIR de 34.32% y VAN de 1911876.74. El escenario es viable hasta el segundo semestre del 2019, con un TIR de 70.71% y VAN de 11296747.63.

4.2 RECOMENDACIONES

- No se recomienda cerrar los pozos por períodos prolongados, en especial cuando se tenga una alta tasa de producción de agua, ya que el frente de agua avanza constantemente en el campo.

- Para minimizar los problemas de arenamiento, controlar la erosión y además evitar pasar o invadir con finos el tamiz del empaque de grava, se debe evitar los altos caudales de producción.

- Se recomienda obtener pruebas isocronales periódicas para poder tener una mejor apreciación, disminuir errores y obtener un valor de IPR.

- Al no contar con registros de presión de fondo actuales, se podría bajar memory gauges (sensores de presión y temperatura). Este registro permite determinar una presión de restauración del reservorio y de fondo fluyente.

- Antes de seleccionar el tratamiento de ácido apropiado y efectivo, se recomienda realizar un nuevo análisis de fluido en el laboratorio, para conocer el porcentaje de las partículas y/o finos.

- Para que la limpieza mecánica frente a las mallas sea más eficiente, es recomendable usar un jet de alto impacto como un removedor de finos (incrustaciones).

.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abreu, N y Rodríguez, S. (2011). Análisis de los tipos de curvas de declinación de producción, aplicando el método gráfico y curva tipo Fetkovich para un yacimiento de gas (tesis de pregrado). Universidad de Oriente Venezuela, Puerto La Cruz, Venezuela.

- Al-Arnaout, Ibrahim. (2009). La tubería flexible en todo su esplendor. Schulumberger, pp. 24-33. (REVISTA)

- BJ SERVICES. (2004). "Fundamentos de acidificación." BJ Services – EDC LAR, pp. 4-21. (REVISTA)

- Cerezo Herrera, B. (17 de mayo de 2015). BaruchCerezoH. Recuperado el 18 de Junio de 2015, de http://baruchcerezoh.blogspot.com/2015/05/compresores-neumaticos.html

- Contreras, C. (2012). *Sistemas de producción para pozos de gas natural*. México: UNAM

- Flores Gutiérrez, P. A., y Valle Fuertes, D. E. (2014). Propuesta para optimizar las operaciones de perforación de nuevos pozos en el Campo Amistad, mediante el análisis de los problemas presentados en la perforación de los pozos amistad 5 y 7 del Golfo de Guayaquil, bloque 3 (hoy bloque 6). Disponible en: http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/2570/1/T-UCE-0012-288.pdf

- García Sisalina, C. J., y Bravo Cevallos, H. E. (2011). Análisis comparativo de las pruebas de presión entre pozos de petróleo del oriente ecuatoriano y pozos de gas del campo amistad. Disponible en: http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:XRMOll657DQJ:https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/16967/1/INDICE%2520COMPLETO.doc+&cd=1&hl=es&ct=clnk&gl=es

- Gas Processors Suppliers Association. (2004). "ENGINEERING DATABOOK". (12va Edición). Tulsa, Oklahoma.

- Hernández, M. E. C. F., y Lourdes, J. (2011). Seguridad e integridad estructural de plataformas marinas (Doctoral dissertation).

- Herrera, J. (2012). Ácidos de reacción lenta y mayor penetración para la estimulación matricial reactiva en areniscas (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad Universitaria, México D. F.

- Lira Román. (2007). Compresores reciprocantes. Universidad Experimental María Baralt, Maracaibo, pp 5-35. (Articulo)

- López, L. (SF). “El nitrógeno, útil en todas las operaciones petroleras.” La revista de la industria petrolera, pp. 52-54. (REVISTA)

- Mesa, K. (2013). Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad Universitaria, México D. F

- Natural Gas STAR. (2011). Opciones para retirar fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas, Lecciones aprendidas De los socios de Natural Gas STAR, pp. 1-18. (REVISTA)

- PDVSA MDP–02–K–04. (1996). MANUAL DE PRACTICAS DE DISEÑO “Cálculos en sistemas de compresión”. Venezuela.

- PETROAMAZONAS EP. (2014). Plan de Desarrollo del Bloque 6 (Campo Amistad).

- Pontón, D y Pambabay, I. (2008). Análisis técnico-económico y diseño de estimulaciones matriciales para incrementar la productividad del campo Sacha en Petroproducción (tesis de pregrado). Universidad Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.

- Puerta, I. (2010). Análisis del comportamiento de los compresores reciprocantes de gas natural Ingersoll-Rand SVG - 412 en el campo San Joaquín, Edo. Anzoátegui (tesis de pregrado). Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

- Sánchez J y Martínez C. (2012). Inyección de químicos espumantes para pozos de gas. Instituto Politécnico Nacional, pp. 1-7. (Articulo)

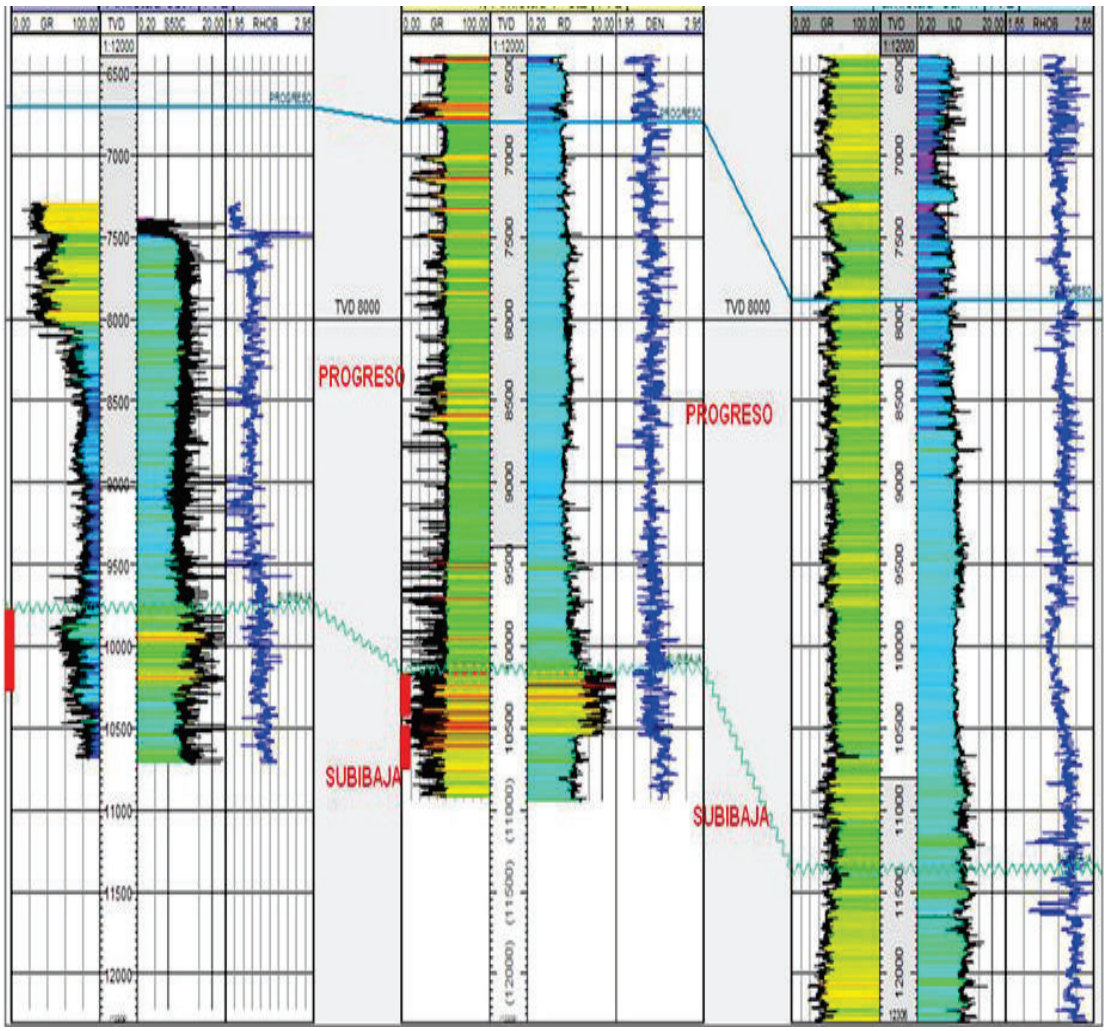
- Sandoval Flores, L. S., y Sevilla Siñalin, G. F. (2013). Integración de la Planta Deshidratadora de Gas Natural de bajo alto en Machala a la plataforma Scada del Centro de Monitoreo y Control

GLOSARIO

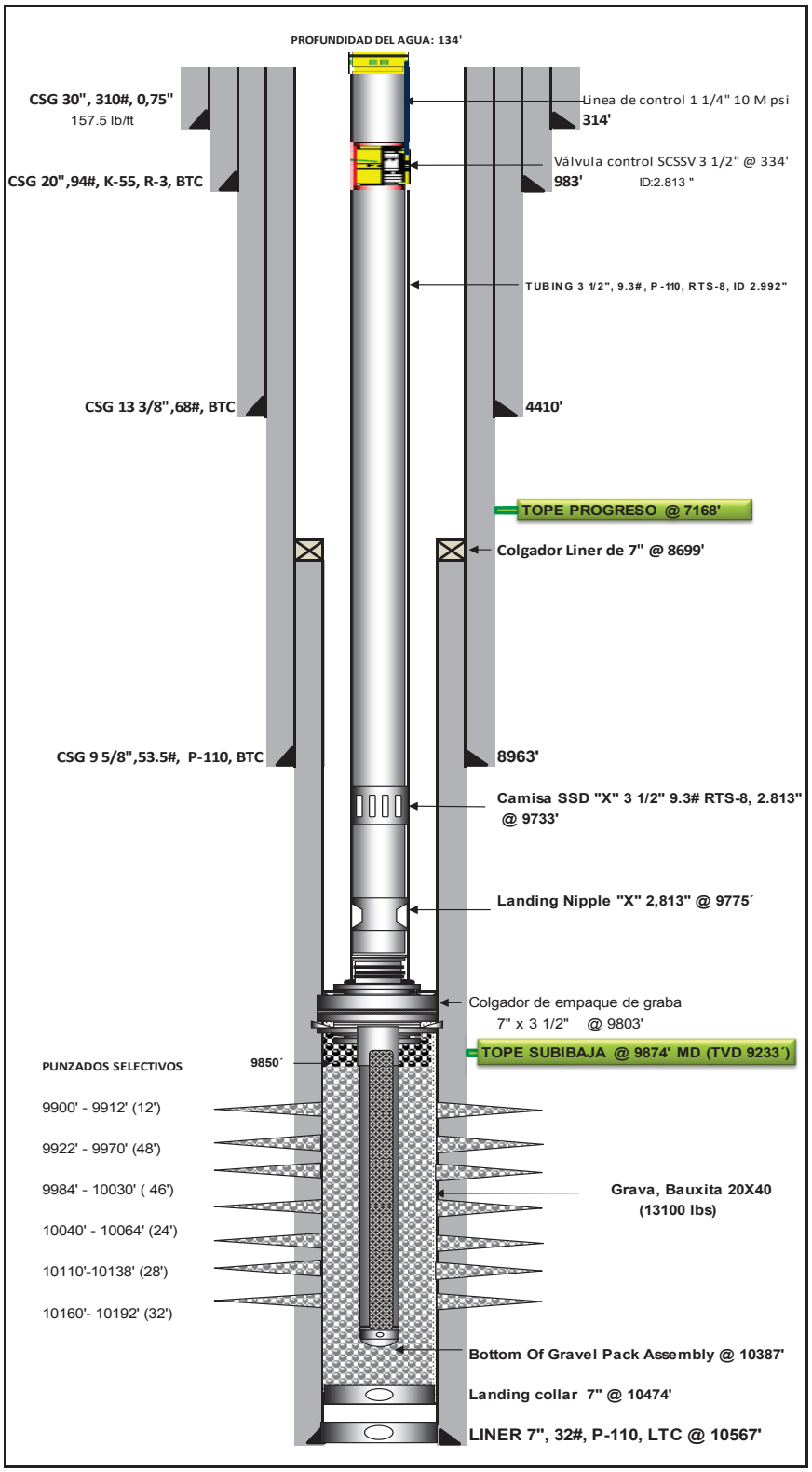
Adapter spool	Es un carrete espaciador que se utiliza para la conexión e instalación de BOP y otros equipos.
Choke	Estrangulador, regulador de flujo.
Unit Coiled tubing	Unidad de tubería flexible.
Reservas desarrollada en producción	Son aquellas que se espera que sean recuperadas de zonas que están abiertas y produciendo en el momento de la estimación. Reservas desarrolladas en producción provenientes de recuperación asistida son consideradas como tales después de que el proyecto de recuperación asistida está en el funcionamiento.
Reservas de pozos cerrados (shut-in)	Las reservas desarrolladas no en producción incluyen reservas de pozos cerrados (shut-in) o detrás de la tubería. Se espera recuperar las reservas de pozos cerrados (shut-in) de (1) intervalos de terminación que están abiertos en el momento de la estimación pero que todavía no han comenzado a producir, (2) pozos que fueron cerrados por las condiciones del mercado o conexiones de los ductos, o (3) pozos que no son capaces de producir por razones mecánicas. Las reservas detrás de la tubería también son aquellas que se espera la recuperación de las zonas en pozos existentes que requerirán trabajo adicional de terminación o re-terminación futura antes de comenzar la producción. En todos los casos, la producción puede ser iniciada o restaurada con un gasto relativamente bajo comparado con el costo de perforar un nuevo pozo.
Reservas remanentes	Es el volumen recuperable que aún no ha sido extraído del yacimiento y resulta de restar el volumen extraído (producción acumulada) del volumen estimado originalmente en sitio.
Snubbing Unit	Unidad de reacondicionamiento hidráulico.

ANEXOS

ANEXO I. Corte Norte – Sur del Campo Amistad, nótese el cambio de espesor del intervalo (en rojo). Pozos I, G y A respectivamente.

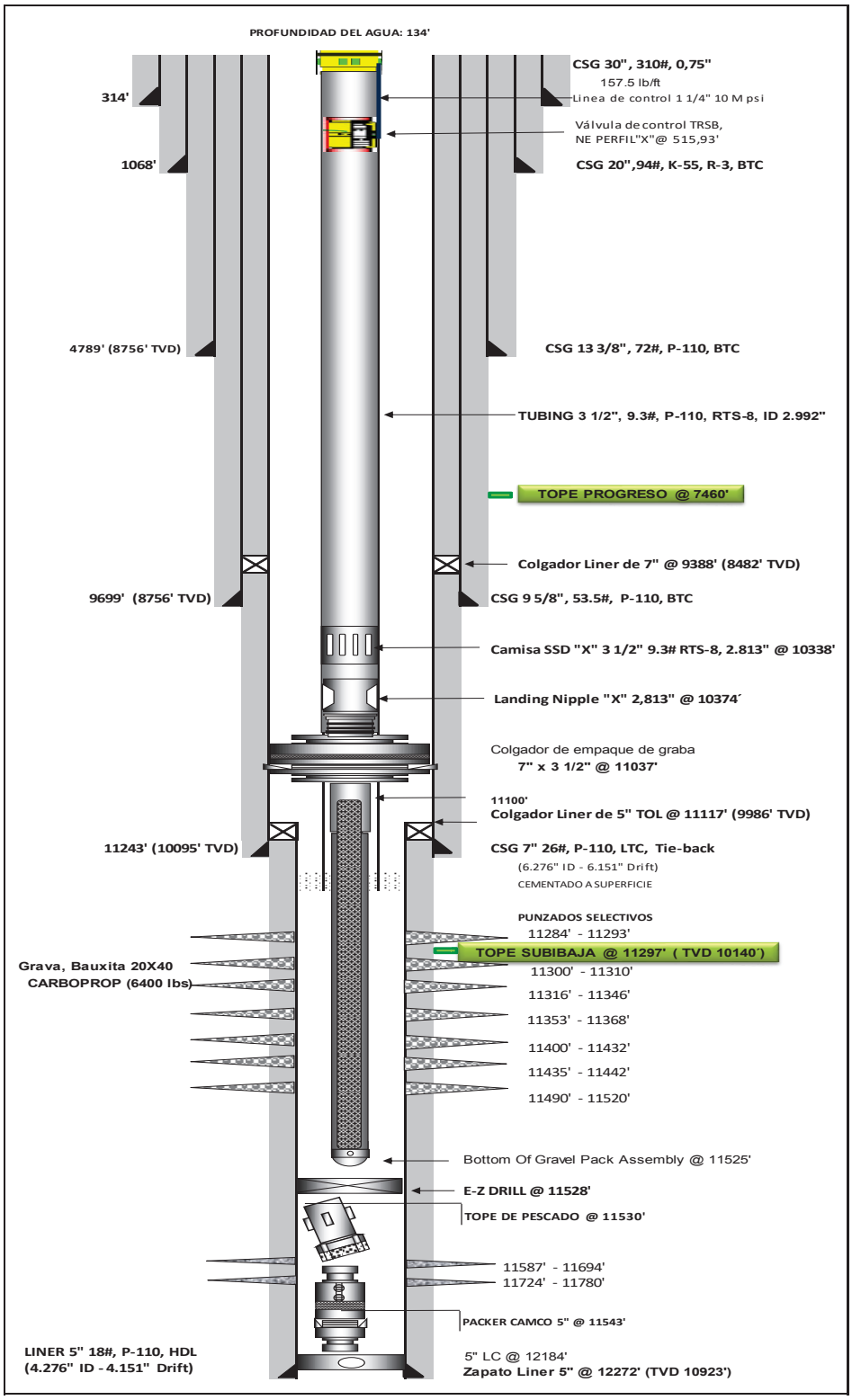


ANEXO II. DIAGRAMA MÉCANICO ACTUAL POZO F



ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES
FUENTE: PETROAMAZONAS EP

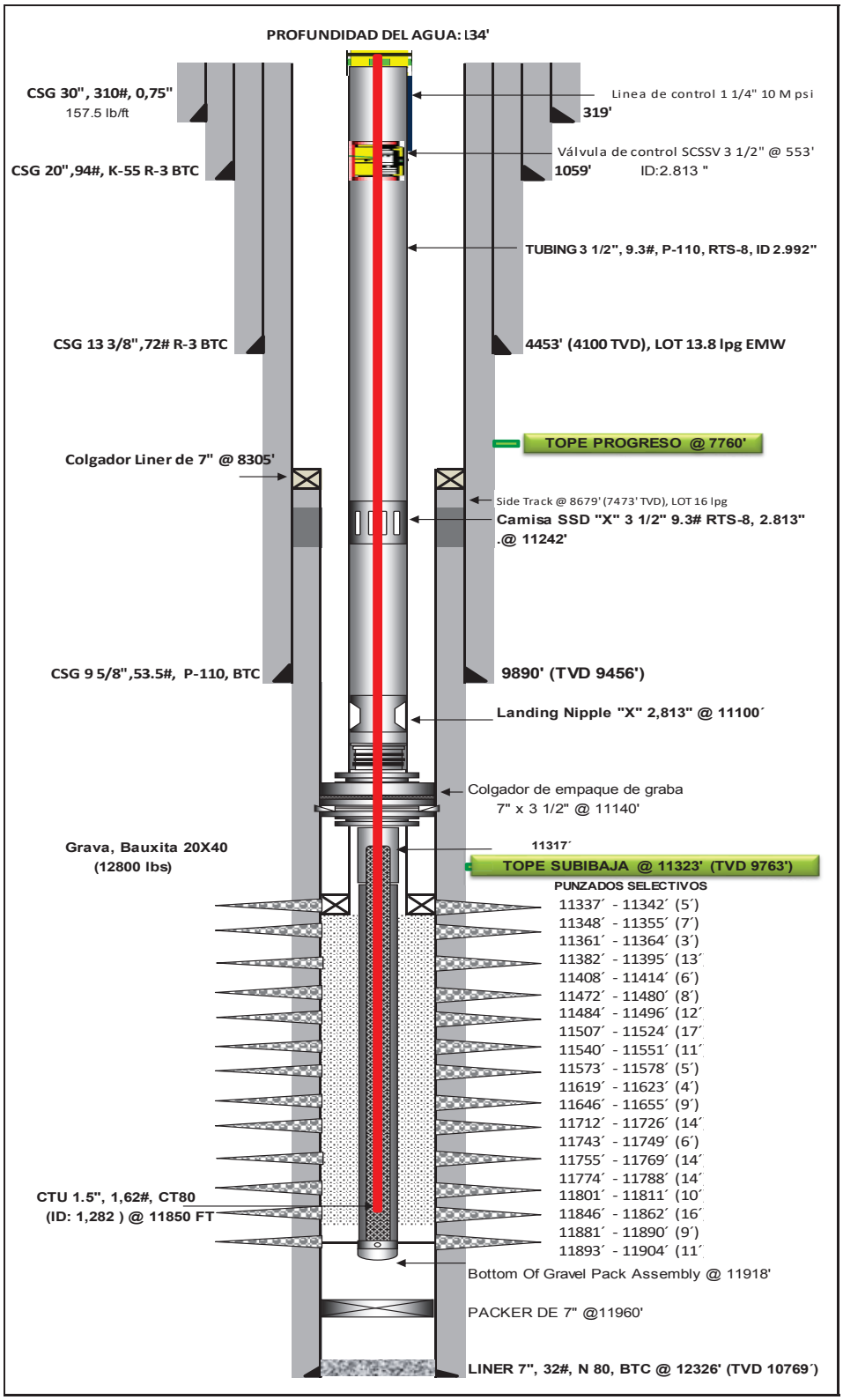
ANEXO III. DIAGRAMA MÉCANICO ACTUAL POZO G



ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ANEXO IV. DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL POZO I



ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES
FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ANEXO V. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL NITRÓGENO

Unidades USCS					Substancia		Símbolo Químico		Peso Molecular		
					Nitrógeno		N_2		28.01		
Punto de Ebullición		Propiedades de la Fase Gaseosa			Propiedades de la Fase Líquida		Punto Triple		Punto Crítico		
14.7 Psia		@ 32 °F & @ 1 atm			@ B P& @ 1 atm						
Temp.	Calor latente	γ	Calor Especifico (Cp)	Densidad	γ	Calor Especifico (Cp)	Temp.	Presión	Temp.	Presión	Densidad
° F	BTU/lb	Air = 1	BTU/lb °F	Lb/cu. ft	Agua = 1	BTU/lb °F	° F	psia	° F	psia	Lb/cu. ft
-320.4	85.6	0.9737	0.249	0.07807	0.808	0.4877	-346	1.81	-232.4	493	19.6

FUENTE: MORALES JUAN

ELABORACIÓN: CARLOS CHICO – HENRY CUACES

ANEXO VI. UNIDADES DE CONVERSIÓN PARA EL NITRÓGENO

	Weight		Gas		Liquid	
	pounds (lb)	kilograms (kg)	cubic feet (scf)	cu meters (Nm^3)	gallons (gal)	liters (l)
1 pound	1.0	0.4536	13.803	0.3627	0.1481	0.5606
1 kilogram	2.205	1.0	30.42	0.7996	0.3262	1.2349
1 scf gas	0.07245	0.03286	1.0	0.02628	0.01074	0.04065
1 Nm^3 gas	2.757	1.2506	38.04	1.0	0.4080	1.5443
1 gallon liquid	6.745	3.06	93.11	2.447	1.0	3.785
1 liter liquid	1.782	0.8083	24.60	0.6464	0.2642	1.0
1 short ton	2000	907.2	27605	725.4	296.2	1121

Scf (standard cubic foot) gas measured at 1 atmosphere and 70°F.
Nm^3 (normal cubic meter) gas measured at 1 atmosphere and 0°C.
Liquid measured at 1 atmosphere and boiling temperature.

ANEXO VII. EQUIPOS DE TRABAJO DE LIMPIEZA

Cantidad	Equipos	Peso (Ton)	Dimensiones (Largo x Ancho x Alto, m.)
1	Carreto de tubería	20	4.50 x 2.50 x 10
1	Unidad de N_2	10	4.5 x 2.5 x 2.5
1	Cabina CTU	2.5	2.5 x 2 x 2.5
1	Power pack	7	3 x 2 x 2.5
1	Skid con cabeza iny + BOP + Cuello de ganzo	6	4 x 2 x 2.5
1	Canasta con rollos de manguera hidráulica	4.5	4.5 x 1.5 x 1
1	Canasta con implementos (CTU)	4.5	4.5 x 1.5 x 1
1	Canasta con químicos	5	4.5 x 1.5 x 1
2	Tanque de N_2 (5000 galones c/u)	18	6 x 2.5 x 3
1	Tanque bota de 500 bls (retorno)	12	4 x 4 x 7
1	Tanque de 180 bls (mezcla)	6	6 x 3 x 2.5
1	Generador eléctrico	0.2	1 x 1 x 1.5
2	Unidad de bombeo líquidos (1 equipo de back up en base logística)	6	5 x 1.5 x 3.5

ELABORADO POR: CARLOS CHICO - HENRY CUACES

ANEXO VIII. RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO OPERATIVO

Para limpieza de mallas y alivianamiento de columna hidrostática con este equipo se procederá de la siguiente manera:

1. Mudar la unidad de Coiled Tubing a la locación.
2. Realizar reunión de seguridad, permiso de trabajo y efectuar análisis de riesgo de los procedimientos a ejecutar.
3. Efectuar prueba de funcionamiento de la BOP, previo al armado, probar líneas de bombeo e inyección (hasta 4000 psi)
4. Armar BHA en CTU (Roto Jet), probar funcionamiento a diferentes caudales (hasta 1 bpm).
5. Montar Riser, BOP y cabeza inyectora sobre cabezal del pozo.
6. Probar hermeticidad de cabezal y equipo montado con 4000 psi.
7. Con la respectiva autorización de PAM preparar en los tanques las mezclas de fluido de completación (limpieza).
8. Abrir válvula master del pozo contabilizando el número de vueltas y registrando la presión inicial cabeza.
9. Iniciar RIH CTU bombeando fluido de limpieza a mínimo caudal de 0.2 bpm, descendiendo el CTU a 15 pies/min.
10. Incrementar velocidad de descenso a 70 pies/min, bombeando fluido de limpieza a mínimo caudal. ***Nota:*** *considerar que si la producción del pozo se reduce, se podría ventear el pozo, parar y reiniciar el bombeo del fluido a mínimo caudal.*
11. Continuar descenso bombeando a mínimo caudal, si es necesario continuar venteando la producción. Nota: *verificar pérdida de peso en CTU.*
12. Descender CTU hasta la profundidad objetivo, circular reciprocando y estacionar CTU.
13. Monitorear recuperación de producción del pozo antes de efectuar la limpieza de mallas.
14. Bombear fluido de limpieza programado para cada pozo respectivamente, a un caudal 1.0 bl/min.
15. Avanzar hasta la profundidad objetivo circulando y limpiando mallas (verificar siempre la lectura de presión en CTU y capacidad de recepción del fluido de retorno)
16. Bombear fluido de limpieza programado para cada pozo respectivamente, a un caudal 1.3 bl/min.
17. Pedir autorización para preparar y mezclar los químicos de ácido HCl al 15% según los barriles programados para cada pozo.
18. Bombear a punta de CTU el HCl al 15%.
19. Forzar la cantidad de barriles de ácido a lo largo de los intervalos de mallas. **Nota:** *Para bombear los distintos fluidos se recomienda: el HCl al 15% a 1.2 bpm con una presión de inyección de 3200 psi; el fluido neutralizante a 1.1 bpm con una presión de inyección de 3600 psi y el nitrógeno a 760 scf/min con una presión de inyección de 2100 psi.*

20. Dejar en remojo 1 hora, subir tubería a zona segura, esperar reacción del ácido, iniciar bombeo de fluido neutralizante “soda ash” y bombear nitrógeno (150 a 750 scf/min) para desplazar fluido de CTU y alivianar columna.
21. Verificar retorno en separador y tanque de retorno (ácido diluido en superficie).
22. Continuar bombeo de fluido neutralizante y nitrógeno (750 a 800 scf/min). **Nota:** se puede detener el bombeo de nitrógeno y mantener en observación al pozo alienado al separador en la plataforma AMS.
23. Preparar fluido de limpieza adicional, bombear a punta de CTU fluido de limpieza.
24. Iniciar limpieza con fluido a lo largo de los intervalos de las mallas. Adicional bombear nitrógeno para desplazar fluido de limpieza.
25. Subir CTU y bombear nitrógeno desplazando columna hidrostática de anular CTU-Tubing.
26. Continuar bombeando nitrógeno y sacar CTU a superficie
27. Proceder a desarmar equipos, desacoplar cabeza inyectora del cabezal del pozo y realizar Rig down de unidades de bombeo, nitrógeno y CTU.
28. Entregar locación.

ANEXO IX. CAPACIDAD CALORÍFICA DE UN GAS EN ESTADO IDEAL, Cp° PARA PARAFINAS Y OLEOFINAS, (Btu / lbmol °F) UNIDADES USCS

°F	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	C_3H_6	C_3H_8	iC_4H_8	$1C_4H_8$	iC_4H_{10}	nC_4H_{10}	iC_5H_{12}	nC_5H_{12}	nC_6H_{14}	nC_7H_{16}	°F
-100	8.00		8.37	10.2	12.0	13.3	15.8	15.2	17.2	18.3	19.9	20.6	25.1	29.2	-100
-90	8.02		8.42	10.3	12.2	13.6	16.1	15.4	17.5	18.6	20.4	21.1	25.6	29.8	-90
-80	8.04		8.48	10.4	12.4	13.8	16.4	15.6	17.8	18.9	20.9	21.5	26.1	30.4	-80
-70	8.06		8.55	10.5	12.5	14.0	16.7	15.9	18.1	19.2	21.4	22.0	26.6	30.9	-70
-60	8.08		8.64	10.6	12.7	14.2	17.1	16.1	18.4	19.5	21.9	22.5	27.1	31.5	-60
-50	8.09		8.72	10.8	12.9	14.5	17.4	16.4	18.7	19.8	22.3	22.9	27.7	32.1	-50
-40	8.12		8.82	10.9	13.1	14.7	17.7	16.7	19.0	20.1	22.8	23.4	28.2	32.7	-40
-30	8.15		8.93	11.1	13.2	14.9	18.0	17.0	19.4	20.4	23.3	23.8	28.7	33.3	-30
-20	8.17		9.04	11.2	13.4	15.2	18.3	17.3	19.7	20.7	23.8	24.3	29.2	33.9	-20
-10	8.20		9.17	11.3	13.6	15.4	18.6	17.6	20.1	21.0	24.3	24.8	29.7	34.5	-10
0	8.23	9.68	9.32	11.4	13.7	15.6	18.9	18.0	20.4	21.3	24.8	25.2	30.2	35.1	0
10	8.26	9.79	9.46	11.6	13.8	15.9	19.2	18.3	20.7	21.5	25.2	25.7	30.7	35.7	10
20	8.29	9.90	9.60	11.7	14.1	16.1	19.5	18.6	21.1	21.8	25.7	26.2	31.3	36.3	20
30	8.33	10.0	9.74	11.9	14.3	16.4	19.9	19.0	21.5	22.1	26.2	26.6	31.8	36.9	30
40	8.37	10.1	9.88	12.0	14.5	16.6	20.2	19.3	21.8	22.4	26.6	27.0	32.3	37.5	40
50	8.41	10.2	10.0	12.2	14.7	16.9	20.5	19.6	22.2	22.6	27.1	27.5	32.8	38.1	50
60	8.45	10.3	10.2	12.3	14.9	17.1	20.8	19.9	22.5	22.9	27.6	27.9	33.3	38.7	60
70	8.49	10.4	10.3	12.5	15.1	17.4	21.1	20.2	22.9	23.2	28.0	28.4	33.8	39.3	70
80	8.54	10.5	10.4	12.6	15.3	17.6	21.4	20.5	23.2	23.4	28.5	28.8	34.4	39.8	80
90	8.59	10.6	10.6	12.8	15.5	17.9	21.6	20.9	23.6	23.7	28.9	29.3	34.9	40.4	90
100	8.65	10.7	10.7	13.0	15.8	18.2	22.0	21.2	24.0	24.1	29.4	29.7	35.4	41.1	100
110	8.70	10.8	10.9	13.1	16.0	18.4	22.2	21.5	24.3	24.4	29.8	30.1	35.9	41.7	110
120	8.76	10.9	11.0	13.3	16.2	18.7	22.5	21.8	24.7	24.8	30.3	30.6	36.4	42.2	120
130	8.82	11.0	11.1	13.4	16.4	19.0	22.8	22.1	25.0	25.1	30.8	31.0	37.0	42.8	130
140	8.88	11.1	11.3	13.6	16.6	19.2	23.1	22.4	25.4	25.5	31.2	31.5	37.5	43.4	140
150	8.95	11.1	11.4	13.8	16.8	19.5	23.4	22.7	25.8	25.8	31.7	31.9	38.0	44.0	150
160	9.01	11.2	11.5	13.9	17.0	19.8	23.7	23.0	26.1	26.1	32.1	32.3	38.5	44.6	160
170	9.08	11.3	11.7	14.1	17.2	20.1	24.0	23.3	26.5	26.5	32.6	32.7	39.0	45.2	170
180	9.14	11.4	11.8	14.3	17.4	20.4	24.3	23.6	26.9	26.8	33.0	33.2	39.5	45.8	180
190	9.21	11.5	11.9	14.5	17.6	20.6	24.6	24.0	27.2	27.2	33.4	33.6	40.0	46.4	190
200	9.28	11.5	12.1	14.6	17.8	20.9	24.9	24.2	27.6	27.5	33.9	34.0	40.5	46.9	200
210	9.35	11.6	12.2	14.8	18.1	21.2	25.2	24.5	27.9	27.9	34.3	34.5	41.0	47.5	210
220	9.42	11.7	12.4	15.0	18.3	21.4	25.4	24.8	28.3	28.2	34.7	34.9	41.5	48.1	220
230	9.49	11.8	12.5	15.1	18.5	21.7	25.7	25.1	28.7	28.5	35.2	35.3	42.0	48.7	230
240	9.56	11.8	12.6	15.3	18.7	22.0	26.0	25.4	29.0	28.9	35.6	35.7	42.5	49.2	240
250	9.64	11.9	12.8	15.5	18.9	22.2	26.3	25.7	29.4	29.2	36.0	36.1	43.0	49.8	250
260	9.71	12.0	12.9	15.7	19.1	22.5	26.5	26.0	29.7	29.6	36.4	36.5	43.4	50.4	260
270	9.78	12.0	13.0	15.8	19.3	22.8	26.8	26.3	30.1	29.9	36.9	37.0	43.9	50.9	270
280	9.85	12.1	13.1	16.0	19.5	23.0	27.1	26.6	30.4	30.2	37.3	37.4	44.4	51.5	280
290	9.92	12.2	13.3	16.2	19.7	23.3	27.4	26.9	30.8	30.6	37.7	37.7	44.9	52.0	290
300	10.0	12.2	13.4	16.3	19.9	23.6	27.6	27.1	31.1	30.9	38.1	38.2	45.4	52.6	300
310	10.1	12.3	13.5	16.5	20.1	23.8	27.9	27.4	31.5	31.2	38.5	38.6	45.8	53.2	310
320	10.2	12.3	13.7	16.7	20.3	24.1	28.1	27.7	31.8	31.6	38.9	39.0	46.3	53.7	320
330	10.2	12.4	13.8	16.8	20.5	24.3	28.4	28.0	32.1	31.9	39.4	39.4	46.8	54.2	330
340	10.3	12.4	13.9	17.0	20.7	24.6	28.7	28.3	32.5	32.2	39.8	39.8	47.3	54.8	340
350	10.4	12.5	14.0	17.2	20.9	24.8	29.0	28.5	32.8	32.5	40.2	40.2	47.7	55.3	350
360	10.5	12.6	14.2	17.3	21.1	25.1	29.2	28.8	33.1	32.8	40.5	40.5	48.2	55.9	360
370	10.6	12.6	14.3	17.5	21.3	25.3	29.4	29.1	33.4	33.2	40.9	40.9	48.7	56.4	370
380	10.6	12.7	14.4	17.7	21.5	25.6	29.7	29.4	33.7	33.5	41.3	41.3	49.1	56.9	380
390	10.7	12.7	14.5	17.8	21.7	25.8	29.9	29.6	34.0	33.8	41.7	41.7	49.6	57.5	390
400	10.8	12.8	14.7	18.0	21.8	26.0	30.2	29.9	34.4	34.1	42.1	42.1	50.0	58.0	400
410	10.9	12.8	14.8	18.2	22.0	26.3	30.4	30.1	34.7	34.4	42.5	42.4	50.5	58.5	410
420	11.0	12.9	14.9	18.3	22.2	26.5	30.7	30.4	35.0	34.7	42.9	42.8	50.9	59.0	420
430	11.0	12.9	15.0	18.5	22.4	26.8	30.9	30.6	35.3	35.0	43.3	43.2	51.3	59.5	430
440	11.1	13.0	15.2	18.6	22.6	27.0	31.2	30.9	35.6	35.3	43.7	43.6	51.8	60.0	440
450	11.2	13.0	15.3	18.8	22.8	27.2	31.4	31.2	35.9	35.6	44.0	43.9	52.2	60.5	450
460	11.3	13.1	15.4	19.0	23.0	27.5	31.7	31.4	36.2	35.9	44.4	44.3	52.7	61.0	460
470	11.4	13.1	15.5	19.1	23.1	27.7	31.9	31.6	36.5	36.2	44.7	44.6	53.1	61.5	470
480	11.4	13.1	15.6	19.3	23.3	27.9	32.2	31.9	36.8	36.5	45.1	45.0	53.5	61.9	480
490	11.5	13.2	15.7	19.4	23.5	28.1	32.4	32.2	37.1	36.8	45.5	45.3	53.9	62.4	490

ANEXO X. CAPACIDAD CALORÍFICA DE UN GAS EN ESTADO IDEAL, Cp° PARA PARAFINAS Y OLEOFINAS, (Btu / Lb mol °F) UNIDADES USCS

°F	H_2	N_2	O_2	CO	CO_2	H_2O	H_2S	SO_2	SO_3	°F
-200	6.35	6.95	6.95	6.95	7.20		7.88	8.10	9.00	-200
-190	6.34	6.95	6.95	6.95	7.25		7.88	8.14	9.11	-190
-180	6.35	6.95	6.95	6.95	7.28		7.90	8.20	9.22	-180
-170	6.36	6.95	6.95	6.95	7.32		7.90	8.24	9.33	-170
-160	6.39	6.95	6.95	6.95	7.37		7.91	8.30	9.45	-160
-150	6.42	6.95	6.95	6.95	7.42		7.92	8.35	9.56	-150
-140	6.44	6.95	6.95	6.95	7.47		7.93	8.40	9.67	-140
-130	6.47	6.95	6.95	6.95	7.53		7.94	8.45	9.77	-130
-120	6.50	6.95	6.96	6.95	7.59		7.95	8.50	9.90	-120
-110	6.53	6.95	6.96	6.95	7.65		7.96	8.56	10.0	-110
-100	6.56	6.95	6.96	6.95	7.71		7.97	8.61	10.1	-100
-90	6.58	6.95	6.96	6.95	7.78		7.98	8.66	10.2	-90
-80	6.61	6.95	6.96	6.95	7.84		7.99	8.71	10.3	-80
-70	6.63	6.95	6.96	6.95	7.90		8.00	8.76	10.4	-70
-60	6.66	6.95	6.96	6.95	7.97		8.02	8.81	10.6	-60
-50	6.68	6.95	6.96	6.95	8.03		8.03	8.87	10.7	-50
-40	6.70	6.95	6.97	6.95	8.11		8.04	8.91	10.8	-40
-30	6.72	6.95	6.97	6.95	8.18		8.05	8.97	10.9	-30
-20	6.75	6.95	6.97	6.95	8.25		8.06	9.01	11.0	-20
-10	6.77	6.95	6.97	6.95	8.33		8.08	9.06	11.1	-10
0	6.78	6.95	6.98	6.95	8.38	7.98	8.09	9.12	11.2	0
10	6.80	6.95	6.98	6.95	8.45	7.99	8.10	9.18	11.3	10
20	6.82	6.95	6.98	6.95	8.51	7.99	8.12	9.23	11.4	20
30	6.83	6.95	6.99	6.96	8.58	8.00	8.13	9.28	11.6	30
40	6.85	6.95	6.99	6.96	8.65	8.00	8.15	9.33	11.7	40
50	6.86	6.95	7.00	6.96	8.70	8.00	8.16	9.38	11.8	50
60	6.87	6.95	7.00	6.96	8.76	8.01	8.17	9.43	11.9	60
70	6.88	6.95	7.01	6.96	8.83	8.02	8.19	9.48	12.0	70
80	6.89	6.96	7.02	6.96	8.89	8.02	8.20	9.53	12.1	80
90	6.90	6.96	7.02	6.96	8.95	8.03	8.22	9.59	12.2	90
100	6.90	6.96	7.03	6.96	9.01	8.03	8.24	9.64	12.3	100
110	6.91	6.96	7.03	6.96	9.06	8.04	8.25	9.69	12.4	110
120	6.92	6.96	7.04	6.97	9.12	8.05	8.27	9.74	12.6	120
130	6.92	6.96	7.05	6.97	9.19	8.06	8.28	9.79	12.7	130
140	6.93	6.96	7.06	6.97	9.24	8.06	8.30	9.84	12.8	140
150	6.93	6.96	7.07	6.97	9.30	8.07	8.32	9.89	12.9	150
160	6.94	6.96	7.08	6.97	9.35	8.08	8.34	9.94	13.0	160
170	6.94	6.96	7.09	6.98	9.40	8.09	8.36	9.98	13.1	170
180	6.94	6.96	7.10	6.98	9.46	8.10	8.38	10.0	13.2	180
190	6.95	6.96	7.11	6.98	9.51	8.11	8.39	10.1	13.3	190
200	6.95	6.97	7.12	6.98	9.57	8.12	8.41	10.1	13.4	200
210	6.96	6.97	7.13	6.99	9.62	8.13	8.43	10.2	13.5	210
220	6.96	6.97	7.14	6.99	9.66	8.14	8.45	10.2	13.6	220
230	6.96	6.98	7.15	7.00	9.72	8.15	8.47	10.2	13.7	230
240	6.97	6.98	7.16	7.00	9.77	8.16	8.49	10.3	13.8	240
250	6.97	6.98	7.18	7.00	9.82	8.17	8.51	10.4	13.9	250
260	6.97	6.99	7.19	7.01	9.86	8.18	8.53	10.4	14.0	260
270	6.97	6.99	7.20	7.01	9.91	8.19	8.55	10.4	14.1	270
280	6.97	6.99	7.21	7.02	9.96	8.20	8.57	10.5	14.2	280
290	6.98	6.99	7.22	7.02	10.0	8.22	8.59	10.5	14.3	290
300	6.98	7.00	7.24	7.03	10.1	8.23	8.62	10.6	14.4	300
310	6.98	7.00	7.25	7.03	10.1	8.24	8.64	10.6	14.5	310
320	6.98	7.01	7.26	7.04	10.2	8.25	8.66	10.6	14.6	320
330	6.98	7.01	7.28	7.04	10.2	8.26	8.68	10.7	14.7	330
340	6.98	7.02	7.29	7.05	10.2	8.28	8.70	10.7	14.8	340
350	6.98	7.02	7.30	7.05	10.3	8.29	8.72	10.8	14.9	350
360	6.98	7.02	7.32	7.06	10.3	8.30	8.75	10.8	15.0	360
370	6.98	7.02	7.33	7.07	10.4	8.31	8.77	10.8	15.1	370
380	6.98	7.03	7.34	7.07	10.4	8.33	8.79	10.9	15.2	380
390	6.99	7.04	7.36	7.08	10.4	8.34	8.82	10.9	15.2	390
400	6.99	7.05	7.37	7.09	10.5	8.35	8.84	11.0	15.3	400
410	6.99	7.05	7.38	7.09	10.5	8.37	8.87	11.0	15.4	410
420	6.99	7.05	7.40	7.10	10.6	8.38	8.89	11.0	15.5	420
430	6.99	7.06	7.41	7.11	10.6	8.40	8.91	11.1	15.6	430
440	6.99	7.07	7.42	7.12	10.6	8.41	8.93	11.1	15.7	440
450	6.99	7.07	7.44	7.12	10.7	8.42	8.96	11.2	15.7	450
460	6.99	7.08	7.45	7.13	10.7	8.44	8.98	11.2	15.8	460
470	6.99	7.08	7.46	7.14	10.8	8.45	9.00	11.2	15.9	470
480	6.99	7.09	7.48	7.15	10.8	8.46	9.02	11.3	16.0	480
490	6.99	7.10	7.49	7.15	10.8	8.48	9.05	11.3	16.0	490

ANEXO XI. PROPIEDADES TERMODINÁMICAS DE LOS GASES PARA LOS CÁLCULOS DE COMPRESIÓN Y EXPANSIÓN (UNIDADES USCS)

T_r	P_r	RZ	$RT_r\left(\frac{\partial Z}{\partial T_r}\right)_{P_r}$	$C_p - C_v$	ΔC_p	$-\Delta H/T_c$	$-\Delta S'$
0.80	0.05	1.910	0.220	2.30	0.065	0.213	0.187
	0.10	1.820	0.490	2.69	1.80	0.412	0.335
	0.15	1.730	0.800	3.55	2.84	0.631	0.827
	0.20	1.630	1.200	4.55	4.07	0.971	0.988
0.85	0.05	1.920	0.200	2.32	0.711	0.184	0.148
	0.10	1.850	0.350	2.68	1.46	0.389	0.310
	0.15	1.773	0.627	3.10	2.32	0.597	0.484
	0.20	1.700	0.900	3.65	3.30	0.809	0.677
	0.25	1.622	1.278	4.38	4.44	1.050	0.900
	0.30	1.530	1.870	5.35	5.87	1.330	1.152
0.90	0.05	1.930	0.150	2.25	0.506	0.157	0.120
	0.10	1.875	0.315	2.53	1.180	0.320	0.240
	0.15	1.812	0.508	2.89	1.850	0.492	0.379
	0.20	1.750	0.720	3.50	2.610	0.676	0.524
	0.25	1.688	0.972	3.05	3.52	0.869	0.682
	0.30	1.620	1.260	4.00	4.61	1.079	0.865
	0.35	1.550	1.610	5.65	5.98	1.317	1.065
	0.40	1.468	2.125	8.00	7.78	1.575	1.295
0.95	0.05	1.940	0.140	2.18	0.433	0.133	0.095
	0.10	1.890	0.280	2.43	0.886	0.269	0.194
	0.15	1.840	0.440	2.72	1.390	0.410	0.298
	0.20	1.790	0.620	3.04	1.95	0.560	0.407
	0.25	1.740	0.820	3.42	2.59	0.712	0.526
	0.30	1.690	1.030	3.89	3.34	0.879	0.648
	0.35	1.635	1.265	4.50	4.21	1.044	0.792
	0.40	1.580	1.530	5.26	5.45	1.230	0.951
	0.45	1.520	1.920	6.15	6.92	1.044	1.124
	0.50	1.455	2.335	7.35	8.09	1.870	1.325
	0.55	1.385	2.835	8.90	11.39	1.930	1.541
	0.60	1.310	3.410	11.20	14.85	2.220	1.800
	0.65	1.225	4.055	14.90	19.60	2.555	2.100
	0.70	1.140	4.710	21.00	26.20	2.980	2.475
1.00	0.05	1.940	0.125	2.18	0.288	0.114	0.077
	0.10	1.905	0.245	2.37	0.600	0.230	0.155
	0.15	1.870	0.330	2.58	0.940	0.348	0.235
	0.20	1.830	0.520	2.81	1.310	0.474	0.325
	0.25	1.790	0.680	3.10	1.750	0.564	0.410
	0.30	1.748	0.852	3.40	2.23	0.720	0.510
	0.35	1.705	1.046	3.75	2.80	0.864	0.610
	0.40	1.662	1.258	4.14	3.57	1.014	0.720
	0.45	1.617	1.493	4.60	4.20	1.160	0.830
	0.50	1.568	1.757	5.12	5.19	1.323	0.950
	0.55	1.516	2.044	5.76	6.53	1.500	1.08
	0.60	1.454	2.396	6.56	7.86	1.675	1.21
	0.65	1.408	2.774	7.60	9.80	1.870	1.38
	0.70	1.345	3.215	9.15	12.20	2.075	1.55
	0.80	1.210	4.220	16.00	20.20	2.605	2.0
	0.90	1.020	5.730	40.00	37.50	3.400	2.75
	1.30	0.420	2.250	40.00	73.0	8.40	6.20
	1.40	0.450	1.030	21.50	60.0	8.60	6.20
	1.50	0.475	1.305	18.90	52.5	8.75	6.20
	1.60	0.500	1.090	17.70	47.5	8.80	6.19
	1.70	0.527	0.933	16.50	43.5	8.90	6.18
	1.80	0.550	0.840	16.70	40.5	8.95	6.17
	1.90	0.577	0.753	15.70	38.0	9.00	6.18
	2.0	0.600	0.695	15.40	36.5	9.00	6.15
	2.2	0.650	0.610	14.70	33.5	9.05	6.13
	2.4	0.697	0.563	14.10	32.0	9.10	6.12
	2.6	0.745	0.530	13.60	30.5	9.15	6.08
	2.8	0.788	0.512	13.20	29.6	9.20	6.05
	3.0	0.830	0.500	12.80	28.8	9.20	6.0
	3.5	0.940	0.490	12.40	27.8	9.25	5.8
	4.0	1.050	0.470	12.00	26.8	9.30	5.8
1.05	0.05	1.950	0.090	2.16	0.206	0.102	0.068
	0.10	1.920	0.210	2.29	0.426	0.206	0.138
	0.15	1.888	0.322	2.45	0.660	0.302	0.210
	0.20	1.850	0.460	2.63	0.920	0.420	0.277
	0.25	1.819	0.601	2.82	1.22	0.525	0.360
	0.30	1.784	0.726	3.03	1.53	0.644	0.425
	0.35	1.750	0.870	3.27	1.90	0.755	0.510
	0.40	1.715	1.015	3.53	2.28	0.870	0.586
	0.45	1.680	1.160	3.83	2.70	1.000	0.670
	0.50	1.643	1.347	4.16	3.18	1.130	0.761
	0.55	1.606	1.544	4.62	3.70	1.260	0.850
	0.60	1.567	1.753	4.96	4.35	1.398	0.947
	0.65	1.529	1.981	5.42	5.00	1.540	1.040
	0.70	1.487	2.233	6.00	5.92	1.692	1.160
	0.80	1.401	2.839	7.80	8.07	2.018	1.398
	0.90	1.308	3.572	10.00	11.0	2.375	1.671
	1.00	1.202	4.428	14.30	15.6	2.820	2.020

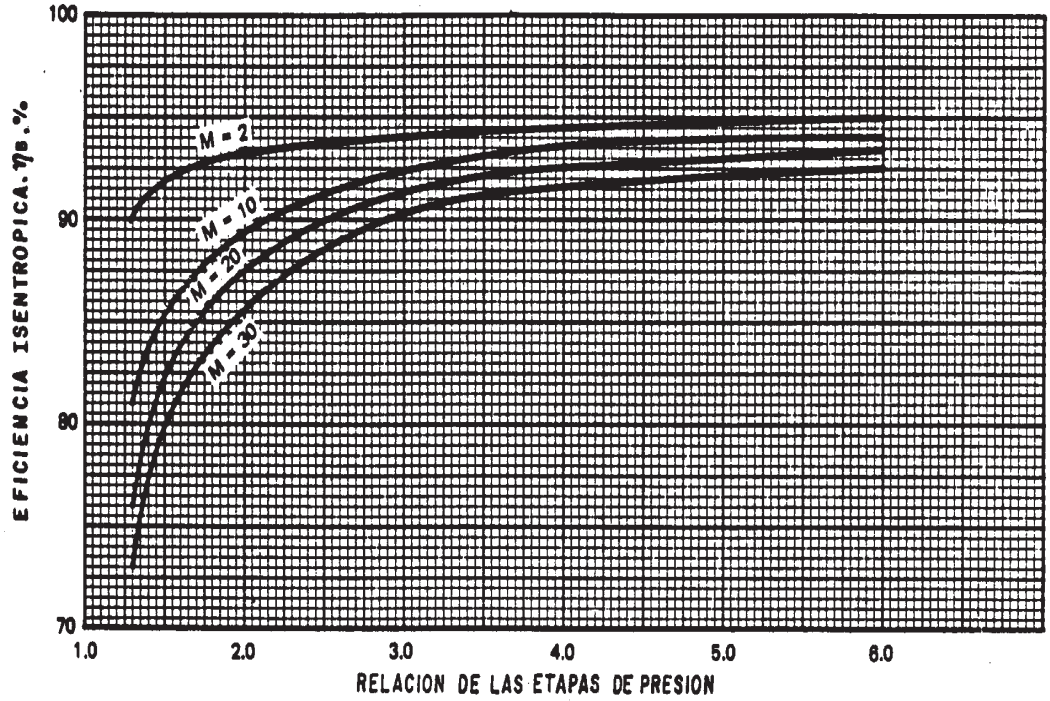
T_r	P_r	RZ	$RT_r\left(\frac{\partial Z}{\partial T_r}\right)_{P_r}$	$C_p - C_v$	ΔC_p	$-\Delta H/T_c$	$-\Delta S'$
1.05	1.10	1.035	5.815	22.00	24.0	3.430	2.45
	1.20	0.945	8.055	40.00	37.5	4.250	3.10
	1.50	0.820	6.820	50.00	46.0	6.30	4.90
	1.60	0.905	5.245	41.00	41.0	6.50	5.05
	1.70	0.905	4.395	34.50	37.3	6.80	5.25
	1.80	0.915	3.185	29.80	34.5	6.95	5.30
	1.90	0.838	2.402	26.00	32.5	7.10	5.39
	2.00	0.890	1.890	23.30	31.0	7.20	5.41
	2.2	0.705	1.295	19.40	28.5	7.40	5.43
	2.4	0.750	1.040	16.70	26.6	7.60	5.45
	2.6	0.790	0.890	14.70	25.2	7.70	5.45
	2.8	0.830	0.790	13.00	24.0	7.80	5.45
	3.0	0.870	0.730	11.90	23.0	7.90	5.42
	3.5	0.972	0.638	9.60	21.2	8.00	5.40
	4.0	1.080	0.580	8.20	19.9	8.05	5.35
1.10	0.05	1.955	0.085	2.13	0.17	0.055	0.050
	0.10	1.930	0.190	2.23	0.35	0.150	0.110
	0.15	1.902	0.278	2.36	0.53	0.283	0.178
	0.20	1.873	0.387	2.51	0.73	0.365	0.24
	0.25	1.845	0.485	2.68	0.93	0.477	0.30
	0.30	1.816	0.595	2.84	1.16	0.584	0.36
	0.35	1.784	0.716	3.01	1.40	0.684	0.425
	0.40	1.753	0.837	3.22	1.66	0.792	0.490
	0.45	1.725	0.955	3.45	1.95	0.885	0.560
	0.50	1.698	1.094	3.70	2.22	1.004	0.630
	0.55	1.667	1.233	3.95	2.55	1.090	0.700
	0.60	1.638	1.392	4.24	2.90	1.230	0.780
	0.65	1.608	1.542	4.55	3.30	1.320	0.860
	0.70	1.580	1.710	4.90	3.73	1.469	0.940
	0.80	1.518	2.082	5.80	4.74	1.728	1.11
	0.90	1.450	2.510	7.00	6.00	2.00	1.30
	1.00	1.378	2.972	8.75	7.71	2.30	1.51
	1.10	1.305	3.485	11.00	9.8	2.60	1.73
	1.20	1.230	3.970	13.90	13.6	2.99	2.00
	1.30	1.150	5.85	17.60	18.4	3.40	2.30
	1.40	1.070	7.00	22.30	22.5	3.80	2.65
	1.50	0.995	8.105	29.00	28.5	4.30	3.08
	1.60	0.922	6.878	37.00	28.3	4.80	3.50
	1.70	0.863	6.107	38.50	28.9	5.20	3.85
	1.80	0.820	5.480	36.00	28.7	5.47	4.06
	1.90	0.795	4.855	30.80	27.8	5.70	4.23
	2.00	0.790	4.310	27.50	28.7	5.90	4.40
	2.2	0.800	3.45	22.60	24.5	6.25	4.60
	2.4	0.820	2.78	19.10	21.8	6.48	4.75
	2.6	0.846	2.254	16.50	19.7	6.65	4.90
	2.8	0.880	1.750	14.60	18.2	6.80	4.93
	3.0	0.913	1.427	13.00	17.0	6.95	4.96
	3.5	1.005	0.925	10.80	15.3	7.12	4.95
	4.0	1.110	0.690	9.60	14.5	7.25	4.92
1.15	0.05	1.960	0.070	2.12	0.144	0.037	0.053
	0.10	1.942	0.158	2.21	0.295	0.174	0.104
	0.15	1.915	0.245	2.33	0.450	0.266	0.160
	0.20	1.890	0.330	2.45	0.618	0.350	0.212
	0.25	1.864	0.416	2.60	0.790	0.446	0.265
	0.30	1.840	0.510	2.74	0.974	0.531	0.320
	0.35	1.815	0.605	2.87	1.18	0.629	0.375
	0.40	1.792	0.703	3.03	1.38	0.712	0.440
	0.45	1.768	0.812	3.21	1.62	0.813	0.490
	0.50	1.742	0.918	3.40	1.84	0.900	0.550
	0.55	1.720	1.020	3.60	2.10	1.008	0.610
	0.60	1.697	1.143	3.81	2.34	1.093	0.670
	0.65	1.671	1.259	4.03	2.65	1.210	0.740
	0.70	1.647	1.383	4.28	2.90	1.310	0.800
	0.80	1.596	1.644	4.80	3.57	1.518	0.940
	0.90	1.545	1.915	5.40	4.40	1.740	1.090
	1.00	1.490	2.220	6.10	5.22	1.978	1.25
	1.10	1.435	2.495	7.00	6.40	2.220	1.41
	1.20	1.380	2.790	8.05	7.84	2.49	1.60
	1.30	1.324	3.276	8.80	9.50	2.75	1.73
	1.40	1.268	3.772	11.0	11.00	3.05	1.93
	1.50	1.213	4.337	13.0	14.00	3.35	2.10
	1.60	1.157	4.773	15.5	16.00	3.65	2.44
	1.70	1.105	4.065	18.5	18.00	3.95	2.66
	1.80	1.059	5.141	19.8	19.20	4.24	2.83
	1.90	1.019	5.091	20.2	20.00	4.54	3.05
	2.0	0.988	4.772	20.5	20.40	4.78	3.20
	2.2	0.948	3.902	20.0	20.00	5.20	3.45
	2.4	0.963	3.337	18.3	18.10	5.54	3.65
	2.6	0.968	2.812	16.5	16.50	5.80	3.80
	2.8	0.981	2.469	14.8	15.10	6.00	3.90
	3.0	1.000	2.300	13.5	14.10	6.10	4.00
	3.5	1.064	1.285	11.3	12.60	6.40	4.04
	4.0	1.160	0.920	10.0	11.20	6.60	4.06

ANEXO XI. (cont.) PROPIEDADES TERMODINÁMICAS DE LOS GASES PARA LOS CÁLCULOS DE COMPRESIÓN Y EXPANSIÓN (UNIDADES USCS)

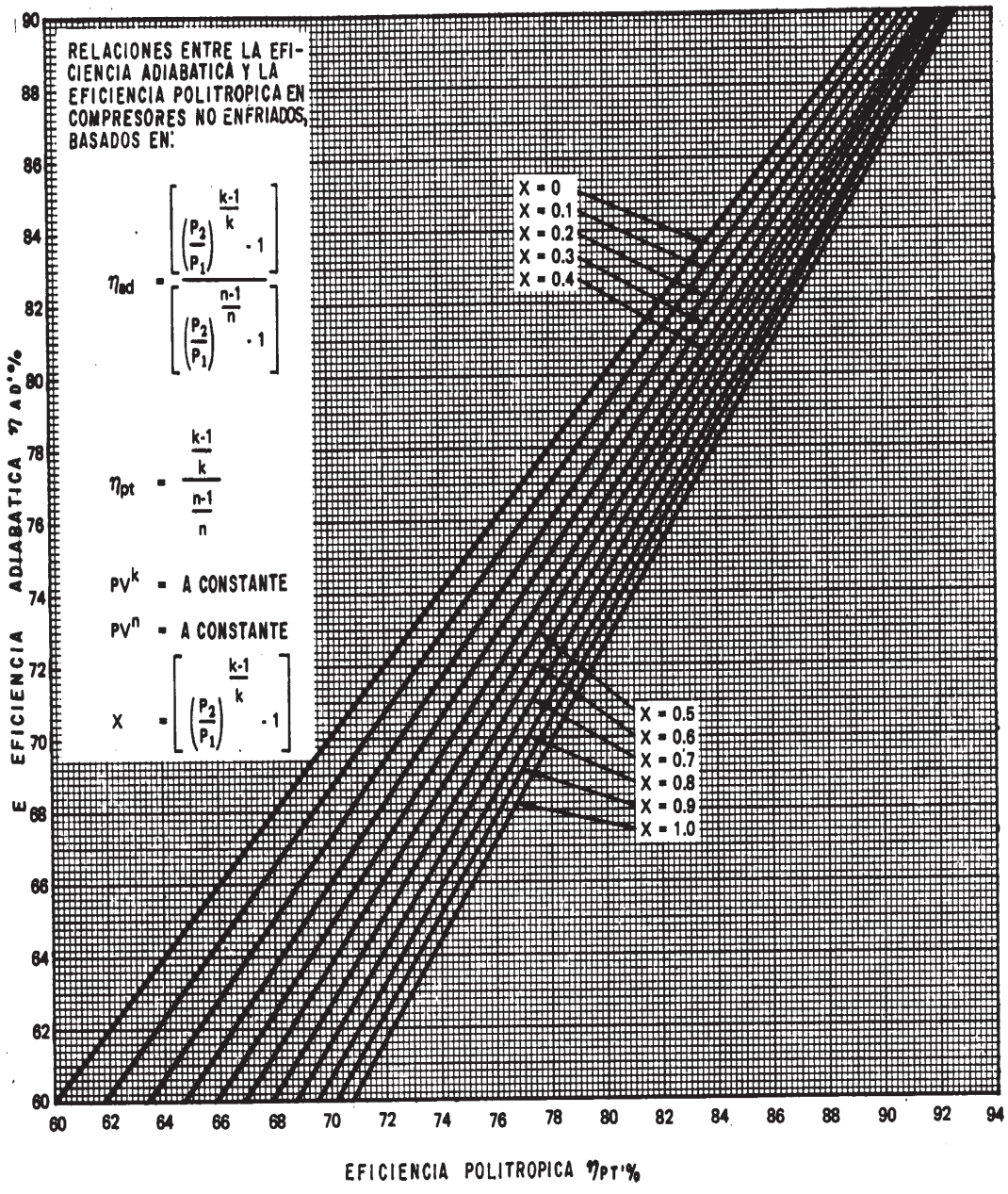
T_r	P_r	RZ	$RT_r\left(\frac{\partial Z}{\partial T_r}\right)_{P_r}$	$C_p - C_v$	ΔC_p	$-\Delta H/T_c$	$-\Delta S'$
1.2	0.05	1.965	0.035	2.11	0.127	0.050	0.045
	0.10	1.931	0.139	2.18	0.262	0.100	0.091
	0.15	1.923	0.291	2.29	0.400	0.242	0.139
	0.20	1.904	0.202	2.40	0.542	0.325	0.195
	0.25	1.897	0.363	2.51	0.690	0.493	0.233
	0.30	1.887	0.443	2.63	0.864	0.484	0.278
	0.35	1.847	0.523	2.78	1.020	0.570	0.325
	0.40	1.827	0.611	2.85	1.20	0.652	0.376
	0.45	1.806	0.704	3.03	1.37	0.741	0.423
	0.50	1.785	0.796	3.19	1.55	0.825	0.475
	0.55	1.765	0.885	3.33	1.77	0.915	0.525
	0.60	1.743	0.977	3.50	1.96	1.000	0.575
	0.65	1.724	1.068	3.65	2.20	1.087	0.630
	0.70	1.705	1.155	2.83	2.45	1.180	0.690
	0.80	1.663	1.357	4.24	2.93	1.350	0.80
	0.90	1.621	1.549	4.70	3.46	1.565	0.93
	1.00	1.577	1.753	5.20	4.03	1.740	1.04
	1.10	1.533	1.947	5.80	4.75	1.945	1.18
	1.20	1.490	2.150	6.43	5.46	2.150	1.30
	1.30	1.450	2.359	7.10	6.30	2.40	1.44
	1.40	1.408	2.562	7.85	7.22	2.60	1.60
	1.50	1.370	2.770	8.65	8.10	2.83	1.73
	1.60	1.330	2.950	9.50	9.20	3.08	1.86
	1.70	1.295	3.205	10.40	10.33	3.30	2.00
	1.80	1.258	3.412	11.25	11.70	3.55	2.10
	1.90	1.225	3.600	12.10	12.50	3.75	2.30
	2.0	1.195	3.807	12.80	13.70	4.00	2.45
	2.2	1.142	3.928	13.8	14.49	4.42	2.74
	2.4	1.117	3.503	14.2	14.20	4.76	2.93
	2.6	1.100	3.200	14.2	13.20	5.02	3.15
	2.8	1.095	2.785	13.7	12.50	5.22	3.29
	3.0	1.097	2.413	13.0	11.90	5.40	3.40
	3.5	1.142	1.673	10.8	10.60	5.75	3.56
	4.0	1.213	1.137	9.6	9.50	6.00	3.62
1.3	0.05	1.970	0.060	2.09	0.100	0.066	0.036
	0.10	1.957	0.113	2.15	0.200	0.133	0.072
	0.15	1.940	0.160	2.22	0.310	0.202	0.108
	0.20	1.923	0.237	2.29	0.416	0.268	0.144
	0.25	1.910	0.290	2.37	0.520	0.338	0.180
	0.30	1.893	0.357	2.45	0.644	0.403	0.216
	0.35	1.879	0.421	2.53	0.760	0.475	0.252
	0.40	1.863	0.487	2.62	0.888	0.543	0.289
	0.45	1.848	0.542	2.71	1.02	0.619	0.325
	0.50	1.833	0.607	2.80	1.15	0.684	0.365
	0.55	1.820	0.670	2.90	1.29	0.755	0.400
	0.60	1.805	0.735	3.00	1.43	0.820	0.440
	0.65	1.790	0.800	3.12	1.56	0.900	0.480
	0.70	1.775	0.865	3.23	1.73	0.970	0.520
	0.80	1.743	0.997	3.49	2.03	1.104	0.600
	0.90	1.712	1.118	3.74	2.38	1.250	0.680
	1.00	1.684	1.246	4.02	2.71	1.395	0.760
	1.10	1.657	1.373	4.33	3.10	1.555	0.850
	1.20	1.629	1.491	4.68	3.46	1.705	0.935
	1.30	1.603	1.627	5.03	3.85	1.87	1.02
	1.40	1.577	1.743	5.44	4.27	2.02	1.12
	1.50	1.552	1.863	5.84	4.70	2.18	1.21
	1.60	1.528	1.982	6.30	5.18	2.35	1.31
	1.70	1.504	2.098	6.72	5.60	2.51	1.41
	1.80	1.480	2.200	7.20	6.10	2.70	1.51
	1.90	1.458	2.322	7.75	6.60	2.88	1.61
	2.0	1.439	2.422	8.25	7.00	3.04	1.70
	2.2	1.400	2.610	9.30	7.75	3.35	1.90
	2.4	1.363	2.787	10.10	8.40	3.73	2.07
	2.6	1.333	2.917	10.75	8.80	4.00	2.24
	2.8	1.312	2.938	11.15	9.10	4.23	2.40
	3.0	1.300	2.850	11.10	9.25	4.45	2.53
	3.5	1.298	2.272	11.00	8.90	4.90	2.89
	4.0	1.330	1.770	9.10	8.20	5.19	2.97
1.4	0.05	1.975	0.046	2.08	0.090	0.058	0.028
	0.10	1.965	0.095	2.13	0.160	0.115	0.056
	0.15	1.952	0.138	2.16	0.240	0.173	0.084
	0.20	1.940	0.180	2.22	0.320	0.230	0.112
	0.25	1.930	0.230	2.30	0.400	0.288	0.140
	0.30	1.919	0.271	2.36	0.480	0.346	0.170
	0.35	1.908	0.322	2.42	0.570	0.406	0.200
	0.40	1.897	0.363	2.50	0.657	0.464	0.225
	0.45	1.885	0.405	2.57	0.740	0.525	0.255
	0.50	1.875	0.455	2.63	0.840	0.583	0.285
	0.55	1.863	0.497	2.70	0.930	0.643	0.315
	0.60	1.852	0.548	2.80	1.030	0.702	0.346
	0.65	1.841	0.590	2.87	1.130	0.763	0.372
	0.70	1.830	0.630	2.95	1.220	0.825	0.400
	0.80	1.810	0.720	3.11	1.440	0.935	0.450
	0.90	1.789	0.811	3.30	1.650	1.045	0.530
	1.00	1.769	0.921	3.50	1.870	1.160	0.590

T_r	P_r	RZ	$RT_r\left(\frac{\partial Z}{\partial T_r}\right)_{P_r}$	$C_p - C_v$	ΔC_p	$-\Delta H/T_c$	$-\Delta S'$
1.4	1.10	1.747	0.693	3.70	2.160	1.302	0.650
	1.20	1.727	1.083	3.91	2.350	1.418	0.710
	1.30	1.706	1.189	4.16	2.550	1.540	0.770
	1.40	1.688	1.262	4.40	2.820	1.690	0.840
	1.50	1.670	1.340	4.67	3.050	1.800	0.900
	1.60	1.651	1.449	4.96	3.330	1.910	0.96
	1.70	1.635	1.500	5.20	3.60	2.020	1.05
	1.80	1.620	1.550	5.48	3.83	2.160	1.12
	1.90	1.605	1.666	5.76	4.17	2.29	1.19
	2.0	1.590	1.730	6.05	4.46	2.90	1.26
	2.2	1.565	1.860	6.65	5.10	2.65	1.40
	2.4	1.541	1.979	7.25	5.70	2.90	1.52
	2.6	1.521	2.089	7.75	6.20	3.14	1.67
	2.8	1.505	2.195	8.20	6.60	3.40	1.79
	3.0	1.490	2.270	8.55	6.90	3.65	1.90
	3.5	1.477	2.403	8.70	7.35	4.10	2.15
	4.0	1.490	2.210	8.05	7.20	4.50	2.30
1.5	0.05	1.930	0.030	2.07	0.060	0.050	0.023
	0.10	1.972	0.048	2.11	0.120	0.100	0.047
	0.15	1.963	0.077	2.14	0.180	0.151	0.070
	0.20	1.950	0.110	2.19	0.245	0.200	0.094
	0.25	1.940	0.140	2.25	0.310	0.252	0.119
	0.30	1.933	0.167	2.30	0.370	0.302	0.141
	0.35	1.925	0.195	2.36	0.430	0.352	0.165
	0.40	1.916	0.224	2.41	0.495	0.402	0.188
	0.45	1.907	0.263	2.48	0.560	0.454	0.215
	0.50	1.899	0.291	2.52	0.630	0.504	0.237
	0.55	1.890	0.320	2.59	0.700	0.556	0.263
	0.60	1.881	0.359	2.64	0.764	0.605	0.285
	0.65	1.872	0.388	2.70	0.840	0.659	0.310
	0.70	1.865	0.415	2.77	0.910	0.708	0.334
	0.80	1.848	0.492	2.90	1.060	0.806	0.389
	0.90	1.832	0.548	3.01	1.200	0.915	0.429
	1.00	1.818	0.612	3.17	1.370	1.008	0.48
	1.10	1.802	0.678	3.30	1.510	1.115	0.53
	1.20	1.789	0.741	3.48	1.690	1.209	0.58
	1.30	1.775	0.800	3.63	1.810	1.310	0.63
	1.40	1.762	0.868	3.80	2.050	1.410	0.68
	1.50	1.750	0.930	3.97	2.20	1.510	0.73
	1.60	1.738	0.987	4.14	2.38	1.610	0.79
	1.70	1.727	1.048	4.31	2.57	1.710	0.84
	1.80	1.715	1.105	4.53	2.75	1.810	0.89
	1.90	1.705	1.160	4.66	2.96	1.910	0.95
	2.0	1.696	1.214	4.85	3.15	2.010	1.00
	2.2	1.678	1.312	5.19	3.55	2.220	1.10
	2.4	1.661	1.389	5.51	4.00	2.420	1.21
	2.6	1.650	1.460	5.85	4.42	2.620	1.30
	2.8	1.639	1.531	6.18	4.80	2.830	1.40
	3.0	1.631	1.569	6.46	5.15	3.020	1.50
	3.5	1.625	1.655	6.95	5.73	3.450	1.70
	4.0	1.630	1.670	7.05	5.95	3.800	1.85
1.6	0.05	1.985	0.015	2.06	0.040	0.045	0.0193
	0.10	1.978	0.032	2.09	0.097	0.099	0.0395
	0.15	1.970	0.050	2.12	0.145	0.135	0.0585
	0.20	1.960	0.070	2.17	0.192	0.180	0.0785
	0.25	1.951	0.084	2.20	0.240	0.225	0.099
	0.30	1.946	0.100	2.25	0.293	0.270	0.118
	0.35	1.938	0.112	2.30	0.344	0.315	0.138
	0.40	1.930	0.130	2.33	0.395	0.360	0.158
	0.45	1.911	0.161	2.38	0.445	0.405	0.178
	0.50	1.914	0.176	2.41	0.500	0.448	0.200
	0.55	1.908	0.192	2.43	0.550	0.495	0.220
	0.60	1.901	0.219	2.50	0.600	0.540	0.240
	0.65	1.895	0.240	2.55	0.660	0.590	0.258
	0.70	1.888	0.262	2.60	0.710	0.630	0.277
	0.80	1.876	0.304	2.70	0.830	0.710	0.316
	0.90	1.863	0.357	2.80	0.940	0.805	0.360
	1.00	1.850	0.400	2.90	1.060	0.895	0.400
	1.10	1.840	0.450	3.00	1.19	0.980	0.440
	1.20	1.830	0.500	3.12	1.30	1.06	0.480
	1.30	1.819	0.546	3.23	1.42	1.15	0.520
	1.40	1.809	0.591	3.47	1.53	1.24	0.560
	1.50	1.799	0.641	3.48	1.67	1.33	0.600
	1.60	1.790	0.680	3.59	1.80	1.41	0.640
	1.70	1.780	0.730	3.70	1.92	1.50	0.680
	1.80	1.771	0.769	3.82	2.06	1.59	0.720
	1.90	1.764	0.800	3.95	2.20	1.68	0.760
	2.0	1.758	0.832	4.06	2.32	1.76	0.800
	2.2	1.747	0.888	4.30	2.60	1.93	0.880
	2.4	1.730	0.935	4.53	2.90	2.10	0.960
	2.6	1.720	0.980	4.77	3.15	2.28	1.030
	2.8	1.712	1.018	4.98	3.45	2.42	1.110
	3.0	1.709	1.052	5.18	3.70	2.58	1.180
	3.5	1.700	1.125	5.63	4.35	2.90	1.340
	4.0	1.706	1.174	6.00	4.80	3.18	1.500

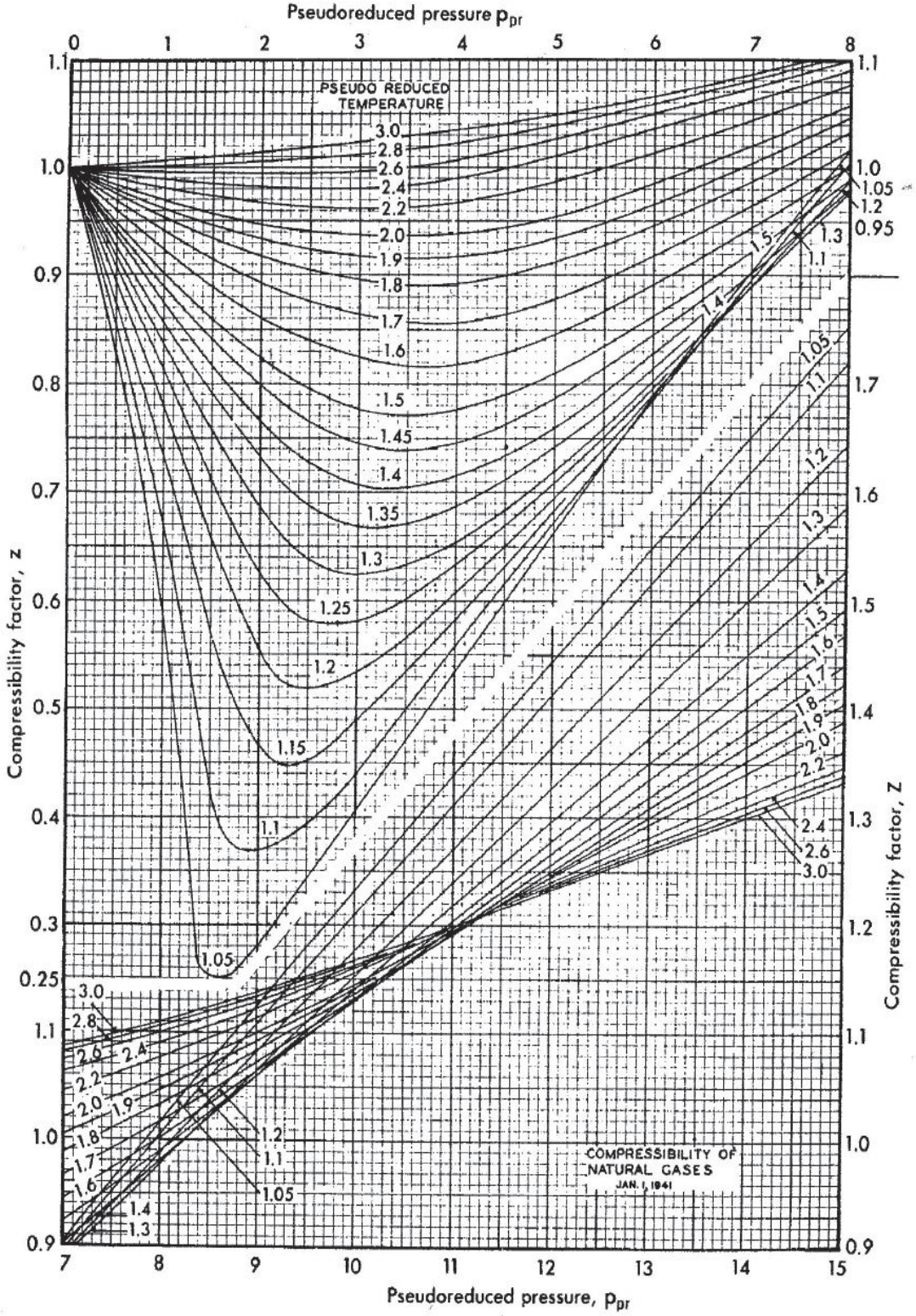
ANEXO XII. EFICIENCIA ISENTRÓPICA TÍPICA DE COMPRESORES RECIPROCANTES



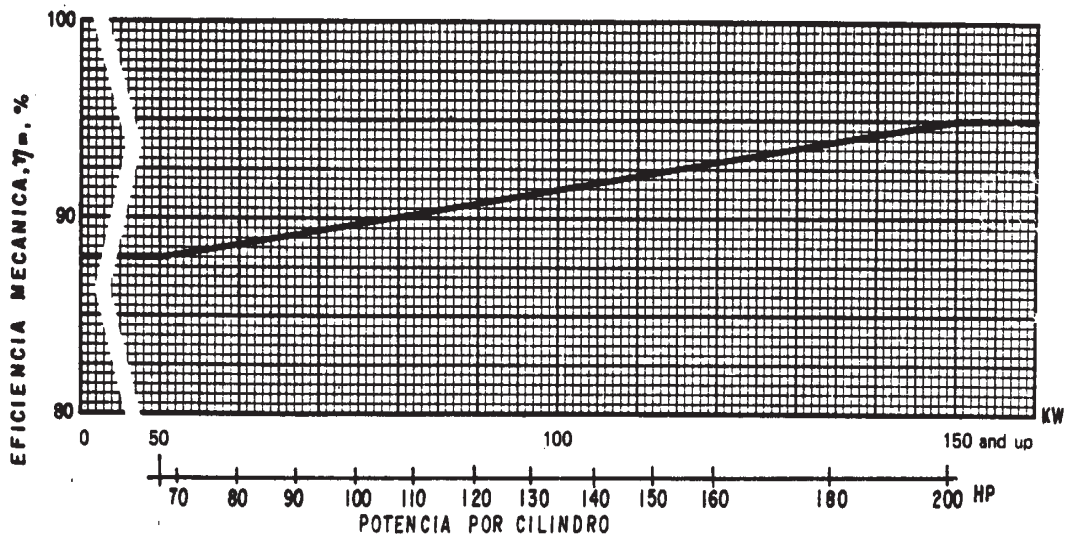
ANEXO XIII. CONVERSIÓN DE BASES DE EFICIENCIA



ANEXO XIV. FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS (Z)



ANEXO XV. EFICIENCIA MECÁNICA TÍPICA DE COMPRESORES RECIPROCANTES



ANEXO XVI. UNIDADES DE CONVERSIÓN PARA GAS NATURAL