

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE GRAVEL PACK PARA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN EL CAMPO AMISTAD

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN PETRÓLEOS

VERÓNICA ALEXANDRA PÉREZ SILVA

what_we_think_we_become@outlook.com

DIRECTOR: ING. GUILLERMO ORTEGA V. Msc

ruben.ortega@epn.edu.ec

Quito, Marzo del 2016

DECLARACIÓN

Yo Verónica Alexandra Pérez Silva declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis 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.

VERÓNICA ALEXANDRA

PÉREZ SILVA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Verónica Alexandra Pérez Silva, bajo mi supervisión.

Ing. Guillermo Ortega, Msc

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco éste triunfo, y todos los que vendrán a continuación, al maravilloso poder que da vida a todo el vasto universo, que me enseña a fortalecerme como ser humano día a día.

A mis padres y hermanos por el amor, paciencia, tiempo y apoyo moral y económico. A mis tíos y primas por el ánimo y cariño que me dan siempre. Y más aún gracias a mis tíos Mago y Miguis, y a su familia, por haberme abierto las puertas de su casa, gracias por su aprecio y apoyo.

A mis amigos de siempre que a pesar de las dificultades, distancia, esposos e hijas, siguen a mi lado. A las preciadas amistades que cultivé en la universidad, gracias por hacer que mis días hayan sido llevaderos y muchas veces divertidos. A aquellos amigos que el tiempo alejó de mi vida, atesoraré sus nombres y los momentos vividos hasta el final de mis días. Gracias.

A mi primer maestro de música, Marco Antonio, y al coro de la EPN (director y algunos compañeros) por su apoyo moral, educación musical y amistad.

A la Escuela Politécnica Nacional por brindarme el privilegio de obtener mi título de ingeniera en la universidad catalogada como la mejor de éste país y a la especialización de Ingeniería en Petróleos.

A la ARCH por su colaboración con parte de la información para elaborar ésta tesis mediante el Ing. Edwin Plúas a quien agradezco por su tiempo y amistad.

Al director de éste Proyecto de Titulación, el Ing. Rubén Guillermo Ortega, quien a más de haber sido un excelente profesor, me ha brindado su paciencia y comprensión.

Verónica.

DEDICATORIA

A mis padres.

Elisa y Jorge porque me dieron lo que yo más valoro en la vida que es amor, tiempo y comprensión y a Hugo por el cariño y el apoyo económico.

A mis hermanos.

Maribel y Alexander, porque el solo hecho de saber que están ahí felices y unidos, es uno de los motores que me impulsa a ser cada día mejor.

A mis amigos.

Los que ya no son parte de mi vida y los que siguen estando en ella, porque ustedes son mi combustible y mi espejo. La vida no es vida sin amigos.

A mi tío Fredy.

Porque fue una de las pocas personas que me apoyó en el momento preciso en el que quise abandonarlo todo y gracias a su ayuda decidí continuar. Ya no está a nuestro lado físicamente pero su alma habita en el corazón de toda la familia. Gracias mi querido tío.

A mis amigos artistas:

Aquellos que comparten su arte con mi persona.

“El camino para alcanzar ésta meta ha sido muy largo, lleno de obstáculos personales y unos cuantos retos académicos, y lo he logrado gracias a mi amada familia y queridos amigos”

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XVI
ABREVIATURAS	XVIII
RESUMEN	XX
PRESENTACIÓN.....	XXI
CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCION Y SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO AMISTAD	1
1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO AMISTAD.	3
1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO AMISTAD.....	4
1.3.1 GEOLOGIA REGIONAL	4
1.3.2 GEOLOGÍA DEL GOLFO DE GUAYAQUIL	4
1.4 CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS LOCALES	7
1.5 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO AMISTAD	8
1.6 DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS PRODUCTORES.....	9
1.6.1 FORMACIÓN PROGRESO.....	9
1.6.2 FORMACIÓN SUBIBAJA	10
1.7 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL CAMPO AMISTAD	10
1.7.1 POROSIDAD.....	11
1.7.2 PERMEABILIDAD	11
1.7.3 SATURACIÓN DE FLUIDOS	12

1.8	PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.....	13
1.8.1	ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO.....	13
1.8.2	PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS NATURAL.....	14
1.8.3	PROPIEDADES QUÍMICAS DEL GAS NATURAL	15
1.9	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AMISTAD.....	21
1.10	PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DEL CAMPO AMISTAD	22
	CAPÍTULO 2.....	24
	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.....	24
2.1	INTRODUCCIÓN	24
2.2	YACIMIENTO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS EN EL CAMPO AMISTAD.....	24
2.2.1	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO PRODUCTOR	25
2.2.2	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS POZOS PRODUCTORES.....	25
2.2.3	CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO AMS C PREVIO A LA OPERACIÓN DE REACONDICIONAMIENTO CON GRAVEL PACK.	26
2.2.4	CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO AMS B PREVIO A LA OPERACIÓN DE REACONDICIONAMIENTO CON GRAVEL PACK.	27
2.2.5	PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO AMISTAD	29
2.3	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO AMISTAD.....	30
2.3.1	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA PLATAFORMA FIJA AMISTAD “A”.....	30
2.3.2	SISTEMA DE FLUJO DEL GAS NATURAL PRODUCIDO EN LA PLATAFORMA AMISTAD.....	37
2.3.3	GASODUCTO DEL CAMPO AMISTAD.....	38
2.3.4	FACILIDADES COSTA ADENTRO (ONSHORE). PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS	40

2.3.5	FACILIDADES DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL.....	42
2.3.6	FACILIDADES DEL SISTEMA DE FILTRADO DE GAS NATURAL	42
2.3.7	FACILIDADES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN Y DESPACHO	43
2.3.7	FACILIDADES DEL SISTEMA DE REGENERACIÓN DE GLICOL	44
2.3.8	FACILIDADES DE GAS DE SERVICIO Y SISTEMA DE VENDEO.....	45
2.4	PRODUCCIÓN Y CONSUMO DEL GAS NATURAL DEL CAMPO AMISTAD.....	45
	CAPÍTULO 3.....	48
	ESTUDIO DE LA COMPLETACIÓN CON GRAVEL PACK.....	48
3.1	PRODUCCIÓN DE SÓLIDOS DE FORMACIÓN.	48
3.1.1	MECANISMOS GENERALES DE PRODUCCIÓN DE ARENA	49
3.1.3	CAUSAS DE LA PRODUCCION DE ARENA EN EL CAMPO AMISTAD.....	50
3.1.4	CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCION DE ARENA EN EL CAMPO AMISTAD.....	50
3.2	SISTEMAS DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE SÓLIDOS.....	51
3.2.1	SISTEMAS MECÁNICOS PARA CONTROL DE PRODUCCION DE SÓLIDOS.....	52
3.3	COMPLETACIONES PARA CONTROL DE LA PRODUCCION DE SÓLIDOS.....	53
3.3.1	COMPLETACIONES SIN FILTROS	54
3.4	COMPLETACIONES CON GRAVEL PACK.....	60
3.5	PROCESO GENERAL DEL DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE CONTROL DE ARENA EN DOS POZOS DEL CAMPO AMISTAD.	63
3.5.1	MUESTREO DE POZOS.....	63
3.5.2	MUESTRAS DE ARENA EN FONDO.....	63
3.6	ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO.....	64
3.6.1	GRADACIÓN.....	66

3.6.2	TAMIZ DE MALLA DE ALAMBRE TEJIDO.....	66
3.6.3	MÉTODOS DE ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO.....	67
3.7	ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DE MUESTRA (A) DEL CAMPO AMISTAD.....	68
3.8	CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LA GRAVA PARA EMPAQUETAMIENTO.....	72
3.8.1	FORMA DE LA GRAVA.....	72
3.8.2	RESISTENCIA DE LA GRAVA.....	73
3.8.3	SOLUBILIDAD DE LA GRAVA.....	73
3.8.4	TURBIDEZ DE LA GRAVA.....	74
3.8.5	TIPOS DE GRAVAS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE SÓLIDOS DE FORMACIÓN.....	74
3.9	SELECCIÓN DE LA GRAVA PARA LOS POZOS AMS-B Y AMS-C DEL CAMPO AMISTAD.....	85
3.9.1	MÉTODO DE COBERLY.....	85
3.9.2	MÉTODO DE STEIN.....	85
3.9.3	MÉTODO DE UNIFORMIDAD DE SCHWARTZ.....	86
3.9.4	MÉTODO DE SAUCIER.....	87
3.9.5	APLICACIÓN DEL MÉTODO DE SCHWARTZ PARA LA SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE LA GRAVA PARA LOS POZOS AMS B Y AMS C DEL CAMPO AMISTAD.....	89
3.9.6	APLICACIÓN DEL MÉTODO DE SAUCIER PARA LA SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE LA GRAVA PARA LOS POZOS AMS B Y AMS C DEL CAMPO AMISTAD.....	90
3.9.7	SELECCIÓN DE LA GRAVA MÁS APROPIADA PARA APLICACIÓN DE EMPAQUE DE GRAVA EN LOS POZOS AMS-B Y AMS-C DEL CAMPO AMISTAD.....	92
3.10	SELECCIÓN DE LA REJILLA APROPIADA.....	94
3.10.1	PRUEBAS DE RETENCIÓN DE ARENA Y/O GRAVA A LA REJILLA.....	94

3.10.2	DIMENSIONAMIENTO DE LAS RANURAS DE LA REJILLA	96
3.10.3	REJILLA SELECCIONADA PARA POZO AMS C.	97
3.10.4	REJILLA SELECCIONADA PARA REACONDICIONAMIENTO CON EMPAQUE DE GRAVA DE POZO AMS B	98
3.11	FLUIDOS UTILIZADOS COMO TRANSPORTE DE LA GRAVA EN LA OPERACIÓN DE EMPAQUETAMIENTO.....	99
3.11.1	FLUIDOS DE SALMUERA	100
3.11.2	FLUIDOS CON GELES.	100
3.12	OPERACIONES GENERALES EN POZO PREVIAS A LA OPERACIÓN DE EMPAQUETAMIENTO DE GRAVA	101
3.13	OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS COSTA AFUERA.....	105
3.13.1	UNIDAD HIDRÁULICA DE REACONDICIONAMIENTO (SNUBBING UNIT).....	105
3.14	ANTECEDENTES OPERACIONALES DEL POZO AMS B.....	107
3.14.1	EVALUACION DEL POZO AMS B PREVIO A TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO.....	108
3.14.2	DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AMS B PREVIO A LA OPERACIÓN DE RE-ACONDICIONAMIENTO CON GRAVEL PACK	109
3.15	ANTECEDENTES OPERACIONALES DEL POZO AMS C	110
3.15.1	EVALUACION DEL POZO AMS C PREVIO A TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO	110
3.15.2	DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AMS C PREVIO A LA OPERACIÓN DE RE-ACONDICIONAMIENTO CON GRAVEL PACK.	111
3.16	OPERACIONES LLEVADAS A CABO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL GRAVEL PACK EN EL POZO AMS C	112
3.16.1	EQUIPO UTILIZADO PARA LAS OPERACIONES.....	112
3.16.2	FLUIDOS UTILIZADOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL GRAVEL PACK EN EL POZO AMS C	112

3.16.3 RESUMEN DE OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO LLEVADAS A CABO EN POZO	113
3.16.4 OPERACIÓN DE EMPAQUETAMIENTO DE GRAVA EN EL POZO AMS C	116
3.16.5 DIAGRAMA FINAL (ACTUAL) AMS C.....	117
3.17 OPERACIONES LLEVADAS A CABO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE GRAVEL PACK EN EL POZO AMS B.....	118
3.17.1 EQUIPO UTILIZADO PARA LAS OPERACIONES.....	118
3.17.2 FLUIDOS UTILIZADOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL GRAVEL PACK EN EL POZO AMS B.	118
3.17.3 RESUMEN DE OPERACIONES LLEVADAS A CABO EN EL POZO AMS B.....	119
3.17.4 RESUMEN DE OPERACIÓN DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA POZO AMS B.....	124
3.17.5 ESTADO MECÁNICO FINAL (ACTUAL) AMMS B	125
CAPÍTULO 4.....	126
ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO.....	126
4.1 ANÁLISIS DE PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN POR CIERRE DE POZOS...126	
4.2 ANÁLISIS DE TIEMPOS OPERACIONALES EN EL RE-ACONDICIONAMIENTO DEL POZO AMS C.	127
4.3 ANÁLISIS DE TIEMPOS OPERACIONALES LLEVADAS A CABO EN EL POZO AMS B.....	129
4.4 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN PRE Y POST GRAVEL PACK DEL POZO AMS C.....	130
4.5 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN PRE Y POST GRAVEL PACK DEL POZO AMS B.....	131
4.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYETO	132
4.6.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO	132

4.6.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPEMENTACIÓN DEL GRAVEL PACK EN EL POZO AMS C.	135
4.6.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPEMENTACIÓN DEL GRAVEL PACK EN EL POZO AMS B.	138
CAPÍTULO 5.....	142
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	142
5.1 CONCLUSIONES	142
5.2 RECOMENDACIONES	145
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	146
ANEXOS.....	149

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. 1 UBICACIÓN DEL CAMPO AMISTAD	3
FIGURA 1. 2 ESTRUCTURA AMISTAD.....	6
FIGURA 1. 3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO AMISTAD.....	8
FIGURA 1. 4 FACTOR DE DESVIACIÓN Z VS PRESIÓN. CAMPO AMISTAD ...	16
FIGURA 1. 5 FACTOR VOLUMÉTRICO VS PRESIÓN. CAMPO AMISTAD.....	18
FIGURA 1. 6 VISCOSIDAD VS PRESIÓN. CAMPO AMISTAD.	20
FIGURA 1. 7 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL VS TIEMPO.	23
FIGURA 2. 1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AMS C DE 2005 – 2010.....	27
FIGURA 2. 2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AMS B DE 2002 A 2008	28
FIGURA 2. 3 PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DEL CAMPO AMISTAD.....	29
FIGURA 2. 4 FLUJO DE FLUIDO PRODUCIDO.....	38
FIGURA 2. 5 UBICACIÓN DE GASODUCTO DE CAMPO AMISTAD.....	39
FIGURA 2. 6 CONSUMO DE GAS NATURAL EN LA PLANTA DE GNL	46
FIGURA 2. 7 CONSUMO DE GAS NATURAL EN LA TERMOGAS MACHALA...46	
FIGURA 2. 8 CONSUMO INTERNO DE GAS NATURAL	47
FIGURA 2. 9 ENERGÍA TOTAL GENERADA	47
FIGURA 3. 1 COMPLETACIONES PARA CONTROL DE ARENA COSTA AFUERA.....	53
FIGURA 3. 2 REJILLAS DE ALAMBRE ENROLLADO.....	55
FIGURA 3. 3 REJILLA PRE-EMPACADA	56
FIGURA 3. 4 TIPOS DE REJILLAS PRE-EMPACADAS	57
FIGURA 3. 5 REJILLA DE METAL SITERIZADO.....	57
FIGURA 3. 6 REJILLA DE MEMBRANA DE METAL POROSO	58
FIGURA 3. 7 REJILLA CON MULTICAPAS AISLADAS.....	58
FIGURA 3. 8 REJILLA DE CERÁMICA.....	59
FIGURA 3. 9 EMPAQUE DE GRAVA EN POZO ABIERTO.....	62

FIGURA 3. 10 EMPAQUE DE GRAVA EN POZO ENTUBADO	62
FIGURA 3. 11 EJEMPLO DE TAMICES CON ARENAS	68
FIGURA 3. 12 DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICO DE LA MUESTRA “A”	69
FIGURA 3. 13 CURVA DE ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DE CAMPO AMISTAD	70
FIGURA 3. 14 REDONDEZ Y ESFERICIDAD DE LOS GRANOS DE ARENA ...	73
FIGURA 3. 15 TURBIDEZ DE LA GRAVA	74
FIGURA 3. 16 GRANOS DE ARENA NATURAL SOMETIDOS A PRESIÓN	75
FIGURA 3. 17 PIRÁMIDE GRANULOMÉTRICA DE ACUERDO AL TIPO DE ARENAS	76
FIGURA 3. 18 GRANOS DE ARENA CUBIERTA DE RESINA SOMETIDOS A PRESIÓN.....	77
FIGURA 3. 19 GRAVAS DE CERÁMICA DE BAJA DENSIDAD	79
FIGURA 3. 20 DISTRIBUCIÓN GRANULAR GENERAL.....	87
FIGURA 3. 21 RELACIÓN DE PERMEABILIDAD VS DIÁMETRO MEDIO DE LA GRAVA	88
FIGURA 3. 22 CURVA GRANULOMÉTRICA DE CAMPO AMISTAD	90
FIGURA 3. 23 CURVA GRANULOMÉTRICA DE LA GRAVA	93
FIGURA 3. 24 ESQUEMA DE PRUEBA DE RETENSIÓN DE ARENA	95
FIGURA 3. 25 DISEÑO BÁSICO DE UNA COMPLETACIÓN CON EMPAQUE DE GRAVA Y REJILAS.....	96
FIGURA 3. 26 REJILLA PRE-EMPACADA EN POZO AMS C	98
FIGURA 3. 27 REJILLA PRE-EMPACADA EN POZO AMS - B	99
FIGURA 3. 28 DISEÑO GENERAL DE UNA UNIDAD DE SNUBBING.....	107
FIGURA 3. 29 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AMS B.....	109
FIGURA 3. 30 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AMS C.....	111
FIGURA 3. 31 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AMS C POST GRAVEL PACK	117
FIGURA 3. 32 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AMS B POST GRAVEL PACK	125
FIGURA 4. 1 TIEMPO OPERACIONAL PROGRAMADO VS TIEMPO REAL. POZO AMS C.....	128

FIGURA 4. 2 TIEMPO OPERACIONAL PROGRAMADO VS TIEMPO REAL. POZO AMS B.....	130
FIGURA 4. 3 PRODUCCIÓN PRE Y POST WO EN POZO AMS C.....	131
FIGURA 4. 4 PRODUCCIÓN PRE Y POST WO EN POZO AMS B.	132

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. 1 CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN LLEVADAS A CABO EN EL CAMPO AMISTAD DESDE EL AÑO 2000 HASTA EL 2015.	2
TABLA 1. 2 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS GENERALES DEL SUBIBAJA	12
TABLA 1. 3 PETROFÍSICA POZO A POZO.....	12
TABLA 1. 4 COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL GAS NATURAL DEL CAMPO AMISTAD.....	13
TABLA 1. 5 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AMISTAD	21
TABLA 1. 6 FLUIDOS PRODUCIDOS EN EL CAMPO AMISTAD (2015)	22
TABLA 2. 1 DATOS DE FORMACIÓN SUBIBAJA.....	25
TABLA 2. 2 DATOS DE PRODUCCIÓN DE AMS C	26
TABLA 2. 3 DATOS DE PRODUCCIÓN DE AMS B	28
TABLA 3. 1 TIPOS DE TAMICES DE ACUERDO A SU DIÁMETRO.....	64
TABLA 3. 2 CLASIFICACIÓN GENERAL DE TAMAÑO DE GRANO.....	65
TABLA 3. 3 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DE MUESTRA “A” DE CAMPO AMISTAD.....	69
TABLA 3. 4 DIÁMETRO MEDIO DE ARENA	71
TABLA 3. 5 GRAVA DE CERÁMICA DE DENSIDAD MEDIA	81
TABLA 3. 6 GRAVAS DE CERÁMICA DE DENSIDAD ALTA	83
TABLA 3. 7 PROPIEDADES DEL CARBOBOND-LITE.....	84
TABLA 3. 8 PROPIEDAD DE SOLUBILIDAD DEL CABOBOND-LITE.....	84
TABLA 3. 9 MÉTODO DE SCHWARTZ APLICADO A CAMPO AMISTAD	89
TABLA 3. 10 DIÁMETROS D10 DE ARENA Y GRAVA. CAMPO AMISTAD.....	89
TABLA 3. 11 MÉTODO DE SAUCIER APLICADO A MUESTRA “A”	90
TABLA 3. 12 GRAVAS SINTÉTICAS UTILIZADAS PARA EL ANÁLISIS	91
TABLA 3. 13 PERMEABILIDAD DE LAS GRAVAS BASE	91
TABLA 3. 14 SELECCIÓN DE LA GRAVA IDEAL	92
TABLA 3. 15 ANÁLISIS DE GRAVA SELECCIONADA.....	93
TABLA 3. 16 ESQUEMA DE ARENA EN SUSPENSIÓN	95

TABLA 3. 17 TIPOS DE MEDIDA DE MALLAS U.S.....	96
TABLA 3. 18 DIMENSIÓN DE RANURA DE MALLA	97
TABLA 4. 1 PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN POR CIERRE DE POZOS AMS B Y C.....	126
TABLA 4. 2 TIEMPOS OPERATIVOS EN POZO AMS C.....	128
TABLA 4. 3 TIEMPOS OPERATIVOS EN POZO AMS B.....	129
TABLA 4. 4 FLUJO DE CAJA DE AMS C.	136
TABLA 4. 5 INDICADORES ECONÓMICOS DE WO DE AMS C.....	137
TABLA 4. 6 FLUJO DE CAJA DE AMS B.....	139
TABLA 4. 7 INDICADORES ECONÓMICOS DE WO DE AMS B.....	140

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute. Instituto Americano de Petróleo
ASME	American Society of Mechanical Engineers. Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.
ASTM	American Society for Testing and Materials. Sociedad Americana de Pruebas y Materiales.
D₅₀	Diámetro medio de partícula.
D_x	Diámetro de partículas cuyo porcentaje X está siendo retenido por un tamiz
°F	Grados Fahrenheit, unidad de Temperatura
γ	Gravedad Específica
GN, NG	Gas Natural, Natural Gas
Ma	Peso molecular aparente
mD	Milidarcys, unidad de Permeabilidad
MMPCS	Millones de Pies Cúbicos Estándar
Mwi	Peso del componente i
N	Número de componentes
NTU	Unidad Nefelométrica de Turbidez
P	Presión
Ppm	Partes por millón. Unidad de salinidad
Psi	Unidad de presión, lb/pul ²
T	Temperatura
V	Volumen
Yi	Fracción Molecular del componente i
Z	Factor de compresibilidad de un gas
Bg	Factor volumétrico del gas
Θ	Ángulo de Inclinación

μ_g	Viscosidad del Gas
Σ	Tensión superficial

RESUMEN

El presente Proyecto de Titulación se divide en cinco capítulos cuya descripción se muestra a continuación.

El primer capítulo se centra en la historia del campo Amistad, el único campo offshore de Ecuador, describe su localización y las propiedades del gas natural que produce así como la situación actual de los pozos productores.

En el segundo capítulo se describe el sistema de producción de gas natural del campo Amistad así como las facilidades costa afuera como costa adentro. Se visualiza claramente el flujo del gas producido así como el destino de la producción al consumo.

El tercer capítulo, inicia con una breve reseña sobre la producción de sólidos de formación en los pozos del campo amistad para continuar con la explicación en detalle de las completaciones con gravel pack instaladas en los dos pozos AMS B y AMS C paso a paso desde las bases del diseño.

El cuarto capítulo inicia describiendo un breve análisis de pérdidas de producción en la etapa de cierre de los pozos así como de los tiempos operacionales de cada pozo y el análisis de producción pre y post gravel pack. Se finaliza con el análisis económico de las operaciones de re-acondicionamiento totales.

Finalmente, en el quinto capítulo, se encuentran las conclusiones y recomendaciones referentes al presente proyecto de titulación.

PRESENTACIÓN

El campo Amistad es el único campo productor de hidrocarburos ubicado costa afuera en territorio marítimo Ecuatoriano. Amistad es un campo relativamente joven ya que su producción se inició apenas en el año 2000. El gas natural que produce el campo se origina en dos formaciones productoras principales llamadas Progreso y Subibaja, siendo Subibaja la formación productora de los pozos tomados para el presente estudio.

En el año 2011 se realizó el estudio de producción y comportamiento de los pozos AMS B y AMS C, previamente cerrados, concluyendo que dichos pozos eran candidatos idóneos para la implementación de la técnica de gravel pack o empaque de grava debido a su alto influjo de agua con arrastre de sólidos.

El estudio de selección de la grava sintética se llevó a cabo en base a muestras tomadas en fondo de cada pozo, y el diseño y selección de la rejilla que acompaña al empaque se realizó en base al diámetro de tubería de producción así como la necesidad de control de cada pozo.

Finalmente se seleccionó del tipo de grava ideal a partir de la cual se evaluó la disponible y se llevó a cabo el proceso de reacondicionamiento cada pozo, mismo que superó el tiempo estimado dando como resultado el incremento de los costos preestablecidos en el programa pre-operacional.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCION Y SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO AMISTAD

1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS

El campo Amistad se encuentra localizado en el bloque 6 y fue descubierto por ADA OIL COMPANY en 1969 con la perforación del primer pozo productor de Gas Natural denominado Amistad-01 que alcanzó una profundidad de 11,058 pies.

Posteriormente se realizó la perforación de tres pozos adicionales, el Amistad-02, Amistad-03 y Amistad-04 procediendo a clasificar como abandonado el pozo Amistad-02 al no aportar a la producción del campo.

En 1996 se adjudicó el contrato de exploración y explotación del bloque 6, antes bloque 3, a la empresa Energy Development Corporation Ecuador Ltd (subsidiaria de Noble Energy Inc).

En el año 2000 se construyó la plataforma del Campo Amistad siendo la única plataforma offshore fija del Ecuador hasta la actualidad. EDC inició la campaña de perforación de exploración y avanzada del pozo Amistad-5ST, el primer pozo direccional, para continuar con el AMS A, AMS B, AMS C Y AMS D.

En el 2004 la plataforma auto-elevable ‘‘Jack Up’’ llegó a Ecuador para incrementar la producción de los pozos AMS 5, AMS C y AMS D y realizar la perforación del AMS C, AMS F y finalmente el pozo AMS G. Esta campaña se terminó en el año 2004.

Para transportar el gas natural extraído de los pozos productores se procedió a la construcción de líneas secundarias de flujo en el año 2005, mismas que se conectan a la plataforma offshore. A partir del 9 de Junio del 2011 la empresa estatal EP PETROECUADOR tomó el control del campo Amistad como empresa operadora del mismo.

Posteriormente en el año 2012 llegó desde Egipto la plataforma auto elevable “Jack Up” para realizar la perforación de pozos de desarrollo offshore. El 2 de Enero del 2013, de acuerdo con el Decreto Ejecutivo 1351-A, la empresa estatal PETROAMAZONAS EP empezó a operar el bloque 6. PAM realizó la perforación de dos pozos AMS I y AMS K en éste año.

En el año 2014 PAM EP llevó a cabo la perforación y completación del pozo AMS J, AMS E y AMS L y posteriormente en 2015 del pozo AMS X.

TABLA 1. 1 CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN LLEVADAS A CABO EN EL CAMPO AMISTAD DESDE EL AÑO 2000 HASTA EL 2015.

No.	COMPAÑIAS	AÑO	POZOS	CLASIFICACION	PROFUNDIDAD T. (PIES)	CONFIGURACION
1	E D C Ecuador	2000	AMISTAD-5	Exploratorio	10910	Direccional
2	E D C Ecuador	2000	AMS B	Desarrollo	10567	Direccional
3	E D C Ecuador	2001	AMS D	Desarrollo	10921	Direccional
4	E D C Ecuador	2001	AMS B	Exploratorio	12272	Direccional
5	E D C Ecuador	2001	AMS C1	Desarrollo	12721	Direccional
6	E D C Ecuador	2004	AMS C	Desarrollo	12346	Direccional
7	E D C Ecuador	2004	AMS F	Desarrollo	10600	Vertical
8	E D C Ecuador	2004	AMS G	Desarrollo	11246	Vertical
9	PETROAMAZONAS EP	2013	AMS I	Desarrollo	10218	Direccional
10	PETROAMAZONAS EP	2013	AMS K	Desarrollo	11296	Direccional
11	PETROAMAZONAS EP	2014	AMS J	Desarrollo	10500	Direccional
12	PETROAMAZONAS EP	2014	AMS L	Desarrollo	11263	Direccional
13	PETROAMAZONAS EP	2014	AMS E	Desarrollo	10500	Direccional
14	PETROAMAZONAS EP	2015	AMS X	Desarrollo	11322	Direccional

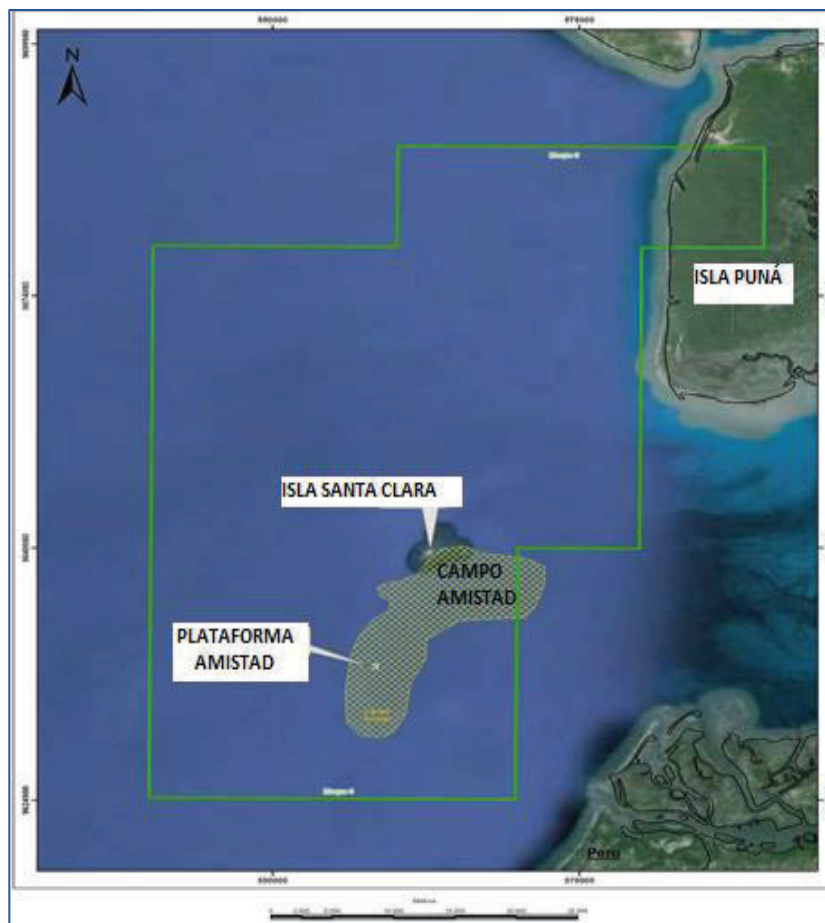
FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO AMISTAD.

El Campo Amistad, productor de Gas Natural está ubicado en el bloque 6 en el Golfo de Guayaquil al suroeste de la ciudad de Machala a 133 km al sur de Guayaquil y 22 km cerca de la Costa. Este campo tiene un área aproximada de 2,250 Km².

FIGURA 1. 1 UBICACIÓN DEL CAMPO AMISTAD



FUENTE: Estudio De Impacto Y Plan De Manejo Ambiental Para La Sísmica 3D Del Campo Amistad Bloque 6.

ELABORADO POR: ABRUS Cía. Ltda.

La Figura 1.1 representa el área total que ocupa el Campo Amistad, incluyendo la isla Santa Clara y parte de la isla Puná y extendiéndose hasta los límites del mar territorial del país vecino, Perú.

1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO AMISTAD

El Campo Amistad se somete a la estructura geológica y estratigráfica de la costa ecuatoriana y especialmente del Golfo de Guayaquil.

1.3.1 GEOLOGIA REGIONAL

El Ecuador se encuentra ubicado en el área costera del océano Pacífico en la zona de borde de placas, atravesando un proceso de subducción de la Placa Nazca bajo la Placa Sudamericana.

La región costanera varía desde 20 Km en el sur hasta 180 Km en el paralelo de Guayaquil-Santa Elena aproximadamente.

El litoral pacífico en la costa es una zona de plataforma de rápida subsidencia, la cual se ve afectada por movimientos verticales de ascenso o descenso de bloques, mismos que dieron origen a la columna de sedimentos cretácicos y terciarios que superan los 12.000 metros y donde las facies cambian rápidamente en profundidad (Padula, 1977) favoreciendo la génesis de hidrocarburos.

1.3.2 GEOLOGÍA DEL GOLFO DE GUAYAQUIL

El golfo de Guayaquil está limitado por un paralelo con las coordenadas 3° 23' 33.96" y el límite del territorio Ecuatoriano. Se desarrolló durante el periodo Neógeno y está formada de rocas volcánicas cubiertas por radiolaritas. Se caracteriza por costas bajas de tipo deltaico con una red de brazos fluvial marinos

o estuarios y de islas (Winckell, 1982). Constituye un área excelente para entrampamientos.

El Golfo de Guayaquil está compuesto de dos sub-cuencas, separadas por fallas y fajas de deformaciones anticlinales y sinclinales.

1.3.2.1 CUENCA O GRABEN DE JAMBELI

Se encuentra extendida en forma paralela al eje del golfo de Guayaquil, al Oriente de la Isla Puná. La isla Santa Clara se ubica dentro de esta cuenca.

Se distinguen dos sistemas de fallas NE-SO y NO-SE. La falla Guayaquil y la Jubones.

1.3.2.2 CUENCA DE PROGRESO.

La cual se extiende al NE-SE desde el eje del golfo hacia la península de Santa Elena.

1.3.2.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

En el Golfo de Guayaquil se pueden diferenciar tres tipos de estructuras principales¹.

1.3.2.3.1 ESTRUCTURAS EXTENSIVAS

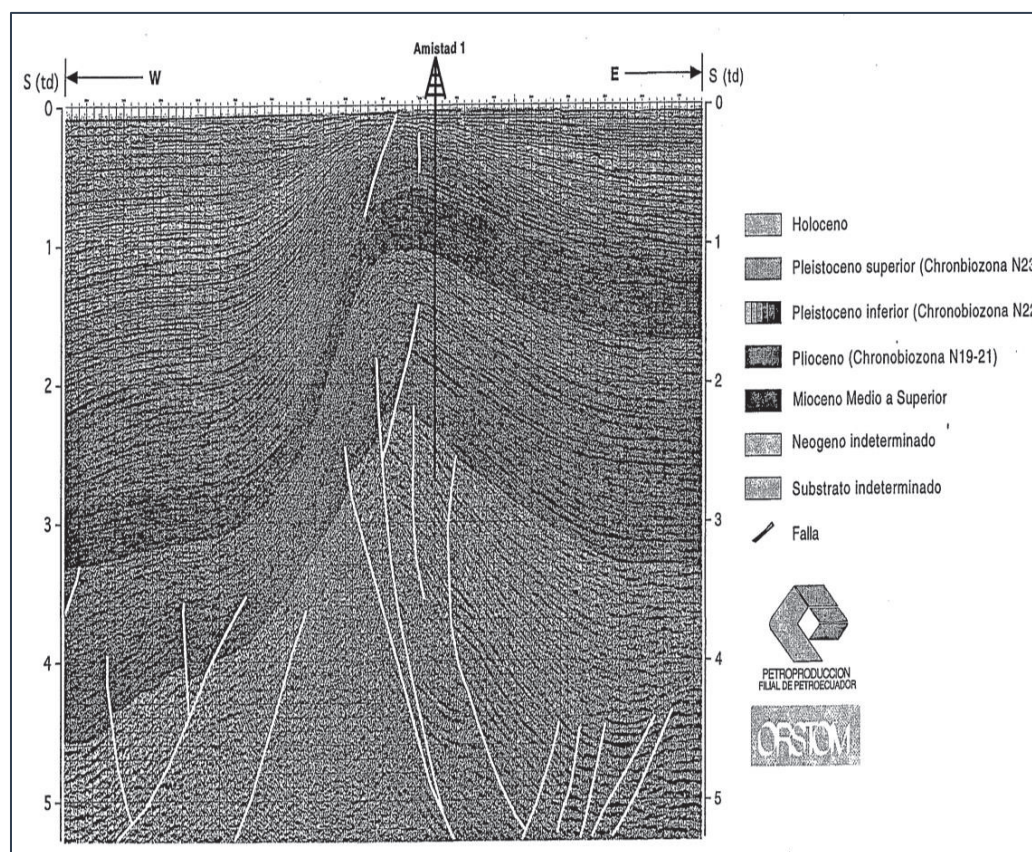
- **ESTRUCTURA POSORJA:** Ubicada al borde norte del Golfo, comprende un conjunto de fallas normales que afectan al basamento, buzando con alto ángulo hacia el sur con rumbo N100. Éste sistema de fallas limita el Sur del levantamiento de Santa Elena Posorja.
- **ESTRUCTURA ESPERANZA:** Corresponde a la extensión de la estructura de Posorja, y se refiere a un anticlinal de tipo Roll Over.

¹ Evolución Tectono – Sedimentaria de las Cuencas Costeras Neógenos del Ecuador.

1.3.2.3.1 ESTRUCTURAS DE RUMBO (TRANSPRESION)

- **ESTRUCTURA TENGUEL:** Esta estructura se orienta en dirección NW SE y está compuesta por una falla. Al lado Noreste de esta estructura se encuentra un anticlinal y un sinclinal.
- **ESTRUCTURA AMISTAD:** Esta estructura está compuesta por un pliegue N-S, mismo que se desarrolla sobre las fallas sub-verticales. Se puede observar que tiene la forma de un anticlinal.

FIGURA 1. 2 ESTRUCTURA AMISTAD



FUENTE: Evolución Tectono-Sedimentaria De Las Cuencas Costeras Neógenos Del Ecuador.

ELABORADO POR: PETROPRODUCCIÓN y ORSTOM, 1998, Pág. 32.

La Figura 1.2 representa el mapa de la Estructura Amistad, sobre la cual fue construida la plataforma fija del Campo Amistad.

1.4 CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS LOCALES

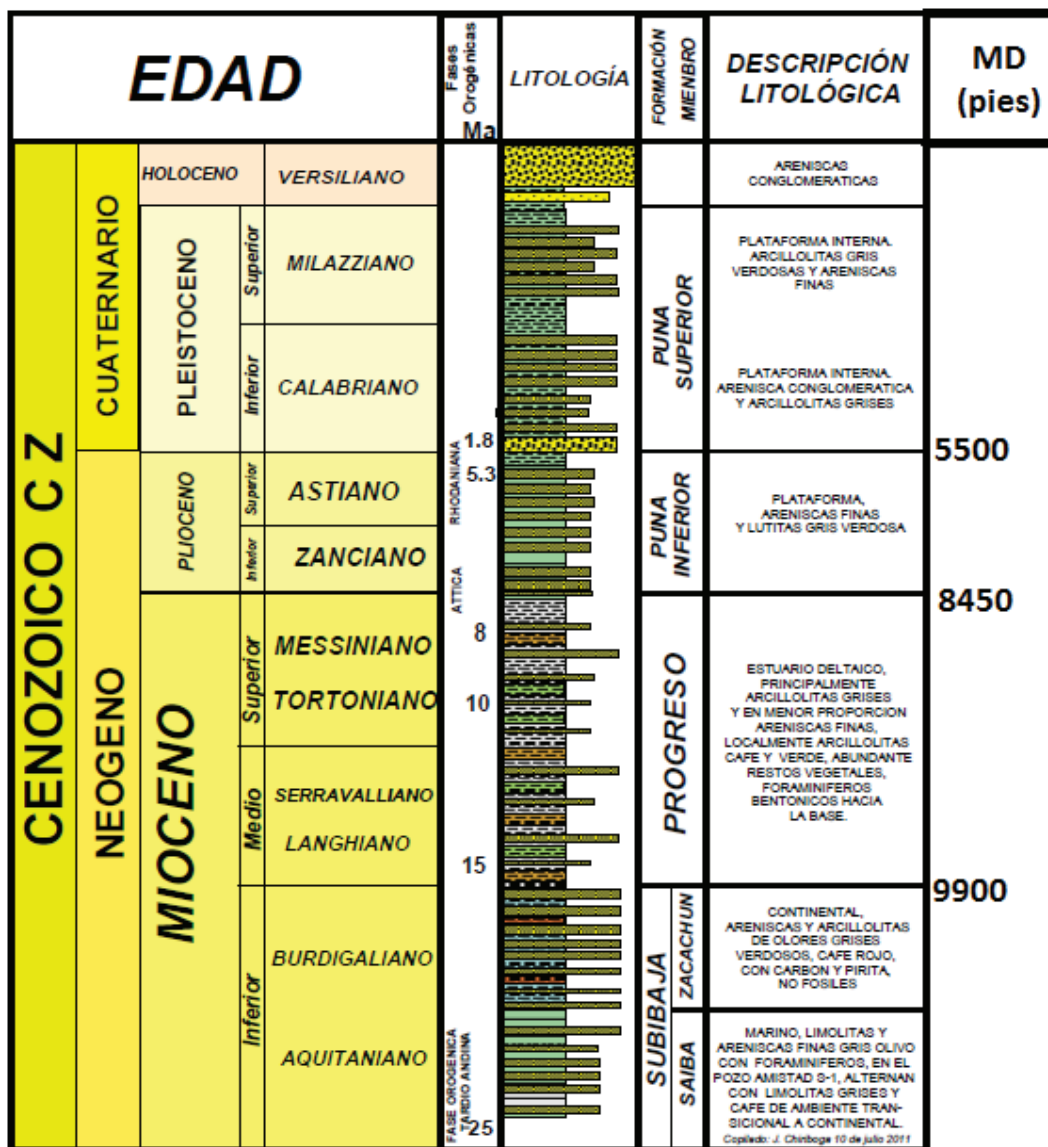
Las características ambientales locales influyen sobre las condiciones de operación en los campos petroleros y pueden llegar a ser críticas cuando se trata de campos costa afuera.

De acuerdo a INOCAR el campo Amistad se ve sometido a las siguientes características climáticas de la zona.

- **VIENTOS:**
En el área costera del Golfo de Guayaquil se registra una velocidad de viento máxima de 3 m/s.
- **TEMPERATURA:**
Se registra una temperatura ambiental de 20 (°C) como mínima, 27 (°C) como media y como máxima una temperatura de 35 (°C).
- **PRECIPITACIONES:**
Las precipitaciones varían entre 0 y 200 mm/m² dependiendo de la estación climática.
- **CORRIENTES MARÍTIMAS:**
Las corrientes Sur a Norte se presentan en un promedio de 0.12 m/s y de Norte a Sur con 0.07 m/s.

1.5 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO AMISTAD

FIGURA 1. 3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO AMISTAD



FUENTE: Plan de Desarrollo PAM, 2015.

En la Figura 1.3 se aprecia la columna estratigráfica del Campo Amistad que muestra los tres yacimientos principales relevantes a la producción.

1.6 DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS PRODUCTORES

Los pozos de Campo Amistad solían producir a partir de las formaciones Subibaja y Progreso pero actualmente todos los pozos producen a partir de Subibaja. A continuación se detalla cada una de las formaciones mencionadas.

1.6.1 FORMACIÓN PROGRESO

La formación Progreso pertenece a un ambiente de plataforma interna de estuario deltaico. Cronológicamente la formación Progreso pertenece al Mioceno Medio a Tardío a Plioceno. Litológicamente esta formación presenta una secuencia clástica con areniscas fosilíferas, limolitas arcillosas, limolitas arenosas, areniscas finas y niveles tobáceos. Los sedimentos presentes en la formación Progreso se dividen en dos zonas, Inferior y Superior.

1.6.1.1 LA ZONA SUPERIOR

Corresponde al sello de lutitas del reservorio en el Campo Amistad e incluye arcillolitas tobáceas grises y lutitas gris verdosas, con intercalaciones de arenas muy finas y limolitas. Ordoñez et al., (2006).

1.6.1.2 LA ZONA INFERIOR

Esta zona se conforma de arenas muy finas a medias estratificadas con arcillolitas tobáceas y lutitas. Estas areniscas son rocas reservorio en el Campo Amistad y se clasifican como litoarenitas de diferente tamaño de grano, en la parte inferior variando entre muy fino a grueso, mientras que al tope los granos son muy finos a finos.

1.6.2 FORMACIÓN SUBIBAJA

La formación Subibaja pertenece al Mioceno inferior a medio con un ambiente de estuario (originalmente un río). Se divide en dos: Saiba y Zacachun.

1.6.1.1 ZACACHUN

Zacachun se conforma de areniscas (clasificadas como litoarenitas) finas a medias y arcillolitas de colores grises verdosos, café rojo, con carbón y pirita. Las areniscas son reservorios de gas en el Campo Amistad. También se localizan calizas, limolitas y lutitas. Corresponde a un ambiente transicional (aguas salobres), posiblemente estuarino (originalmente un río). (Ordoñez et al., 2006).

1.6.1.2 SAIBA

Saiba se conforma de lutitas grises y cremas y en la parte superior presenta areniscas finas arcillosas. Su ambiente es de tipo plataforma marina. (Ordoñez et al., 2006).

1.7 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL CAMPO AMISTAD

Se define a la Petrofísica como el estudio de las propiedades físicas y químicas de las rocas y las interacciones entre estas y los fluidos.

La caracterización de un yacimiento es el proceso de interpretar datos petrofísicos basados en registros eléctricos para crear un modelo representativo del reservorio.

El modelo se calibra con datos de núcleos, producción, pruebas...etc.

1.7.1 POROSIDAD

La porosidad es la medida de la capacidad que dispone una roca para almacenar algún fluido y está definida por la relación entre el volumen de espacios para almacenar fluidos y el volumen total de la roca. Se identifica con el símbolo ϕ y se mide en fracción (%). Una buena porosidad varía entre 25% y 35%. El dato de porosidad del campo Amistad se puede apreciar en la tabla 1.2.

La porosidad efectiva no incluye los poros aislados y los poros ocupados por el agua absorbida en los granos de los minerales.

1.7.2 PERMEABILIDAD

Fue establecida por Henry Darcy en 1856 y se define como la capacidad de la roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Las rocas muy permeables, como las areniscas, tienen a estar conformadas de poros grandes e interconectados. Las rocas impermeables, como las lutitas, poseen granos más finos, pequeños y menos interconectados. Su unidad de medida es el Darcy o milidarcys. Ver tabla 1.2.

- **PERMEABILIDAD ABSOLUTA.** Es la permeabilidad que se obtiene cuando existe solamente un fluido o fase en la roca (k)
- **PERMEABILIDAD EFECTIVA.** Es la capacidad de flujo de un fluido cuando existen dos fluidos inmiscibles dentro de la roca (k_e).
- **PERMEABILIDAD RELATIVA.** Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. La importancia de conocer el valor de la permeabilidad relativa resulta de poder conocer y comparar las capacidades de flujo de los fluidos presentes.

1.7.3 SATURACIÓN DE FLUIDOS

La saturación de un fluido se define como la cantidad de ese fluido en relación con el volumen total de poros que disponga la roca. Se mide en porcentaje (%) y su valor se observa en la tabla 1.2.

TABLA 1. 2 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS GENERALES DEL SUBIBAJA

CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO (SUBIBAJA 2014)	
Volumen Neto de Roca (acre-pie)	509.656
Espesor Neto (pies)	146
Saturación Agua Prom Sw (%)	48,5
Permeabilidad (mD)	50- 125
Porosidad Promedio (%)	20,6
Presión inicial (psi)	4800

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

En la tabla 1.3 se observan las propiedades petrofísicas generales del yacimiento productor del Campo Amistad a partir de la formación Subibaja. Los valores varían de acuerdo a cada pozo.

TABLA 1. 3 PETROFÍSICA POZO A POZO

POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AMISTAD 2015							
N	POZO	Pwfi (psi)	Pwf (psi)	Tope MD (pies)	Espesor MD (pies)	Sw (%)	Porosidad (%)
1	AMS- A	3200	1031	9874	158,5	38,13	16,4
2	AMS - B	3208	982	11297	158	42,36	20
3	AMS – C	3295	1029	11323	175,1	37,8	15,3
4	AMS – F	3179	1976	9739	159	42,4	20,6
5	AMS – G	3481	2716	9940	136	40,2	21
6	AMS - K	3106	2061	10587	175,1	37,8	15,3
7	AMS - J	3230	3200	9940	96	40,2	20, 64

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.
ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

1.8 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

El gas natural es un combustible o fuente de energía fósil no tóxico, incoloro e inodoro presente en fase gaseosa y formado de una mezcla de diferentes hidrocarburos, en mayor parte por metano y en otras moléculas formadas por átomos de carbono e hidrógeno o elementos como el ácido sulfhídrico (H_2S), el anhídrido carbónico (CO_2), el nitrógeno (N_2) o el helio (He). Es más ligero que el aire y al liberarse se dispersa rápidamente, sin embargo es inofensivo para el ser humano².

Se origina por la lenta degradación de materia orgánica compuesta de grasas y proteínas en ausencia de oxígeno y por acción bacteriana de miles de años misma que se fue acumulando en el fondo marino de plataformas costeras o a grandes profundidades en la zona continental.

1.8.1 ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO.

De acuerdo a los datos de la cromatografía aplicada a 2 muestras del gas natural tomadas en la Planta de Gas en el año 2014 y sometidas a una temperatura de análisis de 122 F se concluyó que el Gas Natural del Campo Amistad está compuesto por un 98,65 % de metano. No existe presencia de H_2S , pero si se cuenta con presencia de CO_2 y N_2 .

El gas natural contiene una densidad relativa de 0,56 y un peso molecular promedio de 16,3 g/gmol.

TABLA 1. 4 COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL GAS NATURAL DEL CAMPO AMISTAD

² Introduction to Natural Gas. Schlumberger.

GAS NATURAL - CAMPO AMISTAD	
COMPONENTE	FRACCIÓN MOLAR
CO₂	0,045
N₂	0,77
O₂	0
CO	0
CH₄	98,65
ETANO	0,38
PROPANO	0,26
ISO-BUTANO	0,01
N-BUTANO	0,006
ISO-PENTANO	0,02
N-PENTANO	0,01
HEXANO	TRAZAS
H₂S	0
BTU/PCS	1.017

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.
ELABORADO POR: Verónica Pérez.

La tabla 1.4 detalla la composición en fracción molar de cada uno de los elementos presentes en el gas producido en el Campo Amistad costa afuera.

1.8.2 PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS NATURAL

El gas natural no se considera un elemento peligroso en condiciones normales debido a sus propiedades, sin embargo se considera inflamable normalmente al concentraciones entre 4,5 % <Gas< 14.5%.

- Incoloro.
- Insaboro.
- Es 40% más liviano que el aire.
- No es toxico.

Las propiedades físicas y químicas de los fluidos que existen dentro del yacimiento son comúnmente obtenidas de muestras tomadas desde el mismo yacimiento. Las

muestras se someten a pruebas en el laboratorio a diferentes Presiones, Volúmenes y Temperaturas. Las propiedades del gas natural se determinan mediante la utilización de correlaciones numéricas y/o cromatografías.

1.8.3 PROPIEDADES QUÍMICAS DEL GAS NATURAL

Dentro de las propiedades químicas del gas natural en general se señalan las siguientes como más relevantes³.

1.8.3.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS NATURAL

La gravedad específica del gas o de una mezcla de gases es la razón entre la densidad del gas a la densidad del aire medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

$$\gamma = \frac{\rho g}{\rho_{aire}} \quad \text{Ec. 1.1}$$

γ = gravedad especificad del gas natural.

ρg = Densidad del gas natural (lbm/ft³).

ρ_{aire} = Densidad del aire (lbm/ft³)

De la misma manera la gravedad específica del gas natural se puede expresar en términos de peso molecular.

$$\gamma = \frac{Ma}{Maire} \quad \text{Ec 1.2}$$

Ma= Peso molecular aparente del gas natural (lbm/lbm-mol).

Maire= Peso molecular del aire (28,96 lbm/lbm-mol).

Existen muchas correlaciones para determinar la gravedad específica del gas natural, entre las más usadas son las siguientes:

³ Correlaciones PVT. Bánzer Carles, (1996).

- CORRELACIÓN DE BROWN G.G, KATZ, D.L, OBERFELL GG Y ALDEN, RC.
- CORRELACIÓN DE SUTTON, RP.

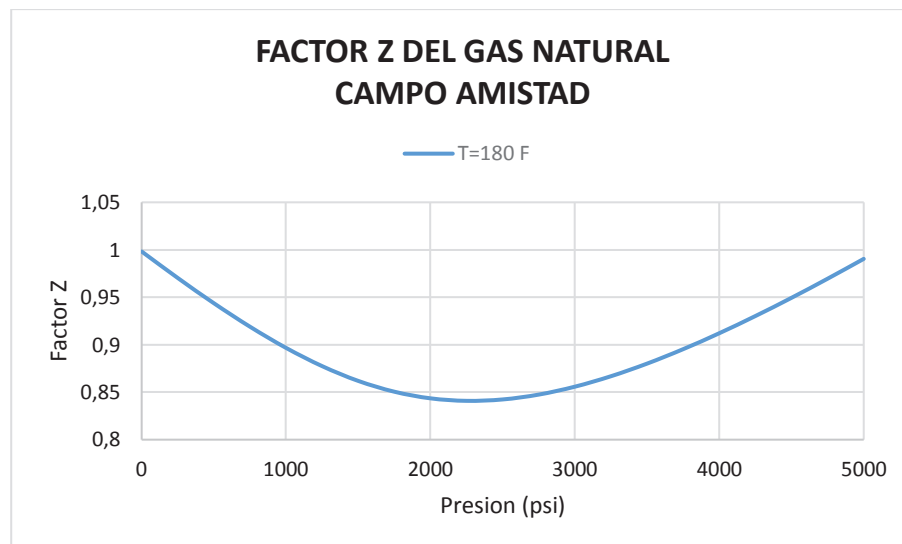
La **gravedad específica** del Gas Natural producido en el Campo Amistad es igual a **0,56**.

1.8.3.3 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS NATURAL

Representado por la letra Z, es un factor adimensional usado para corregir el comportamiento ideal de los gases ($Z = 1$) a su comportamiento real. Se introduce en la ecuación general de los gases y se puede obtener a partir de datos experimentales con la siguiente ecuación.

$$Z = P * \frac{V}{n * R * T} \quad \text{Ec. 1.3}$$

FIGURA 1. 4 FACTOR DE DESVIACIÓN Z VS PRESIÓN. CAMPO AMISTAD



FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

La compresibilidad del gas, Figura 1.4, también se puede obtener en función de la presión y temperatura pseudoreducidas de la mezcla.

$$P_{sr} = \left(\frac{P}{P_{sc}} \right) \quad \text{Ec. 1.4}$$

$$T_{sr} = \left(\frac{T}{T_{sc}} \right) \quad \text{Ec. 1.5}$$

Donde:

P, T = Presión y Temperatura absoluta

P_{sc}, T_{sc} = Presión y Temperatura pseudocríticas.

Dentro de un sin número de métodos aplicados, los más conocidos y utilizados son los siguientes:

- **MÉTODO DE BRILL, J.P Y BEGGS, H.D**
- **MÉTODO GRÁFICO DE STANDING, M.B Y KATZ, D.L**

Este método es aplicado con un error del 3% en comparación con los valores experimentales de Z. Su uso conlleva el uso de cálculos fáciles, pero para poder usarlo el gas se sujeta a algunas limitaciones como:

- El gas debe ser rico en metano, es decir con C > 90%.
- El gas no debe contener hidrocarburos aromáticos.
- El gas no debe contener impurezas.
- Los resultados no son confiables a presiones y temperaturas cercanas a las críticas.
- El uso de este método no es recomendable a presiones mayores a 10000 lpca.
- **CORRECCIÓN DE Z POR PRESENCIA DE IMPUREZAS.**

1.8.3.4 FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS NATURAL

El factor volumétrico del gas en general es el término que relaciona el volumen ocupado por un gas a condiciones de presión y temperatura del yacimiento con el volumen que ocupa la misma masa de gas en superficie a condiciones estándar,

es decir 14,7 psi y 60F (la temperatura estándar varía de acuerdo al lugar donde se encuentre la producción del gas).

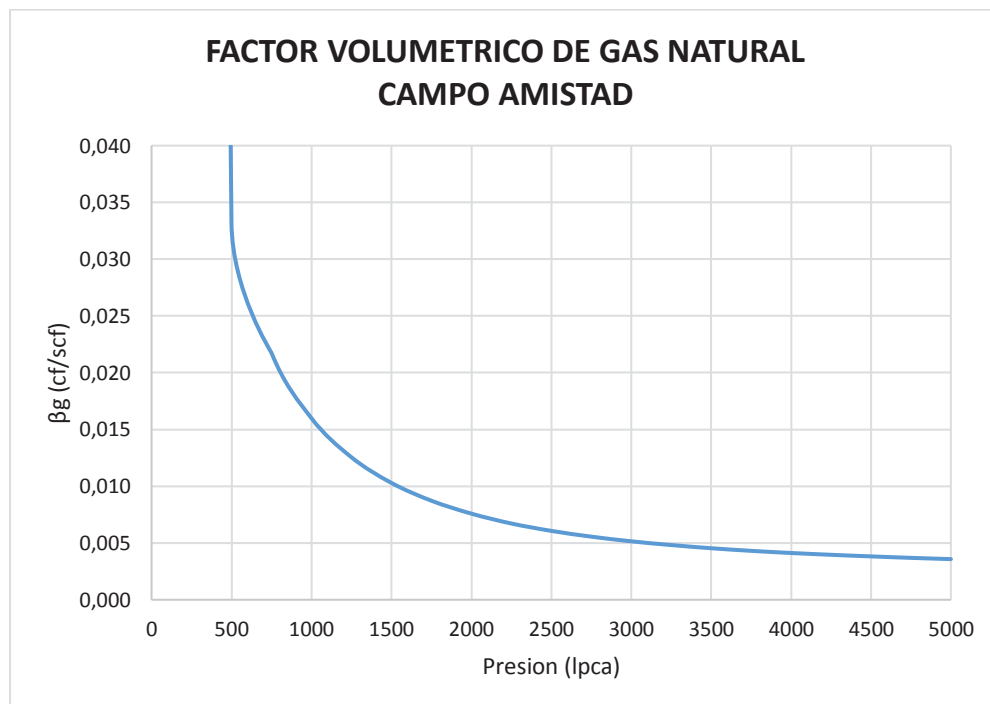
La rata de flujo se mide en PCS/day o scf (pies cúbicos estándar). Y el factor volumétrico del gas en PC/PCS (pies cúbicos/pies cúbicos estándar).

$$\beta g = \frac{Z * T * P_{sc}}{Z_{sc} * T_{sc} * P} \quad \text{Ec. 1.6}$$

Como se menciona anteriormente, las condiciones estándar son $T_{sc} = 520 \text{ R.}$, $P_{sc} = 14,7 \text{ psia}$ y $Z_{sc} = 1$. Reemplazando en la anterior ecuación resulta:

$$\beta g = \frac{0,0283 * Z * T}{P} = \left(\frac{ft}{sft} \right) \quad \text{Ec. 1.7}$$

FIGURA 1. 5 FACTOR VOLUMÉTRICO VS PRESIÓN. CAMPO AMISTAD



FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

1.8.3.5 COMPRESIBILIDAD DEL GAS NATURAL

La compresibilidad isotérmica del Gas Natural, definida como C_g , es el cambio en volumen (V) de gas cuando la presión (P) varía a una temperatura (T) constante.

$$C_g = -\left(\frac{1}{V}\right) * \left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T \quad o \quad C_g = \left(\frac{1}{V}\right) - \left(\frac{1}{Z}\right) * \left(\frac{\partial Z}{\partial P}\right)_T \quad \text{Ec. 1.8}$$

1.8.3.6 DENSIDAD DEL GAS NATURAL

Las propiedades del gas natural se relacionan entre sí por medio de la ecuación de estado:

$$P * V = Z * n * R * T \quad \text{Ec. 1.9}$$

Se define a la densidad del gas como la relación de masa y volumen. Si se parte de la ecuación antes mencionada podemos notar que la densidad es igual a:

$$\rho g = \frac{m}{M} = \frac{P * M}{R * T} \quad \text{Ec. 1.10}$$

$$\rho g = 2.70 * \frac{P * \gamma g}{Z * T} \quad \text{Ec. 1.11}$$

Donde:

ρg = Densidad del gas a P y T (lbs/ft³)

γg = Gravedad específica del gas

Z= Factor de compresibilidad del gas (adimensional)

P= presión (psi)

T= temperatura (R)

1.8.3.7 VISCOSIDAD DEL GAS NATURAL

La viscosidad del gas μg determina la resistencia al flujo que presenta el mismo. Esta propiedad normalmente presenta incremento al aumentar la presión, mientras que ante presiones bajas la viscosidad se incrementa a medida que la temperatura aumenta (Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos - Freddy H. Escobar).

Es muy difícil medir para la viscosidad del gas de manera experimental y para propósitos de ingeniería la viscosidad puede ser determinada con correlaciones empíricas.

$$\mu_g = K * 10^{-4} * \exp(X * \rho_g^y) \quad \text{Ec. 1.12}$$

Donde:

$$X = 3,5 + \left(\frac{986}{T}\right) + (0,01M) \quad \text{Ec. 1.13}$$

$$Y = 2,4 + 0,2X \quad \text{Ec. 1.14}$$

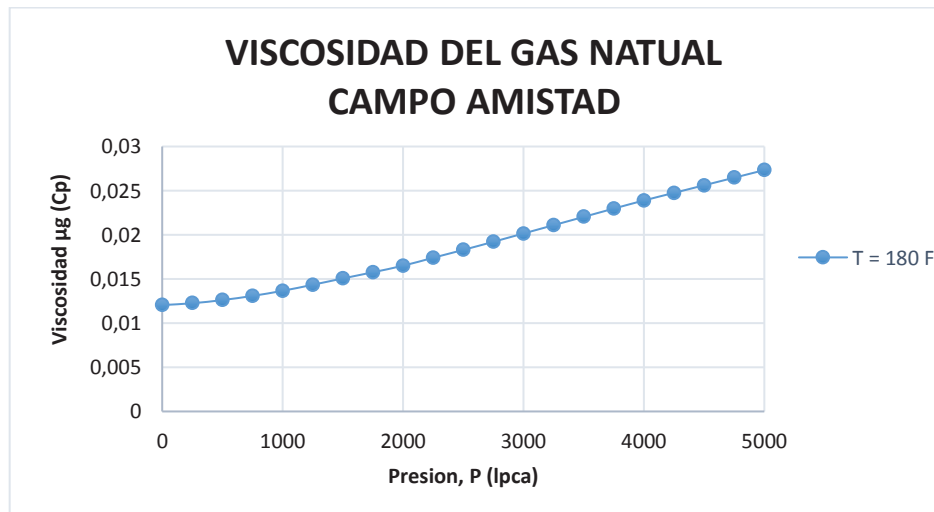
$$K = \frac{(9,4+0,02*M)*T^{1,5}}{209+19*M+T} \quad \text{Ec. 1.15}$$

Donde:

ρ_g = Densidad del gas a P y T (lbs/ft³)

T = temperatura (F)

FIGURA 1. 6 VISCOSIDAD VS PRESIÓN. CAMPO AMISTAD.



FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

Las siguientes condiciones afectan a la viscosidad de gas natural:

- Para las presiones de $0 < P < 1500$ lpc a al incrementar la temperatura (T) la viscosidad aumenta debido al incremento de energía cinética de las moléculas que producen al chocar.
- A presiones $P > 1500$ lpc a al incrementar la temperatura (T) la viscosidad del gas disminuye debido a la expansión térmica de las moléculas debido a que la distancia que separa las moléculas es pequeña y el gas tiende a comportarse como un líquido.
- A cualquier temperatura la viscosidad del gas natural se incrementa a medida que la presión aumenta dado que las distancias intermoleculares disminuyen.
- Mientras más pesado es el gas, la viscosidad es más alta.

1.9 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AMISTAD

El estado de los pozos del Campo Amistad, hasta Diciembre del 2015, se resume a 17 pozos perforados, de los cuales 6 pozos se encuentran en producción hasta la fecha señalada.

TABLA 1. 5 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AMISTAD

POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AMISTAD (2015)							
N	POZO	PERFORAD O	TIPO	ESTADO	GN (MMPCD)	AGUA (BAPD)	CONDENSADO (BOPD)
1	AMS – A	2000	Productor	Activo	5,692	16,88	1
2	AMS - B	2001	Productor	Inactivo	1,89	260	1,2
3	AMS – C	2004	Productor	Activo	4,042	56,36	1,16
4	AMS – F	2004	Productor	Activo	7,7587	477,79	0,816
5	AMS – G	2004	Productor	Activo	18,067	83,83	2,19
6	AMS – K	2013	Productor	Activo	9,954	4,98	2,38
7	AMS – J	2014	Productor	Activo	4,827	7,146	0,393
8	AMS – E	2014	Productor	Inactivo	0	0	0
9	AMS – X	2015	Productor	Inactivo	0	0	0

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

En la Tabla 1.5 se aprecia la producción de gas natural por pozo hasta el mes de Octubre del 2015 de acuerdo a datos obtenidos en la ARCH.

1.10 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DEL CAMPO AMISTAD

El Campo Amistad Costa Afuera produce actualmente las cantidades que a continuación se detallan:

TABLA 1. 6 FLUIDOS PRODUCIDOS EN EL CAMPO AMISTAD (2015)

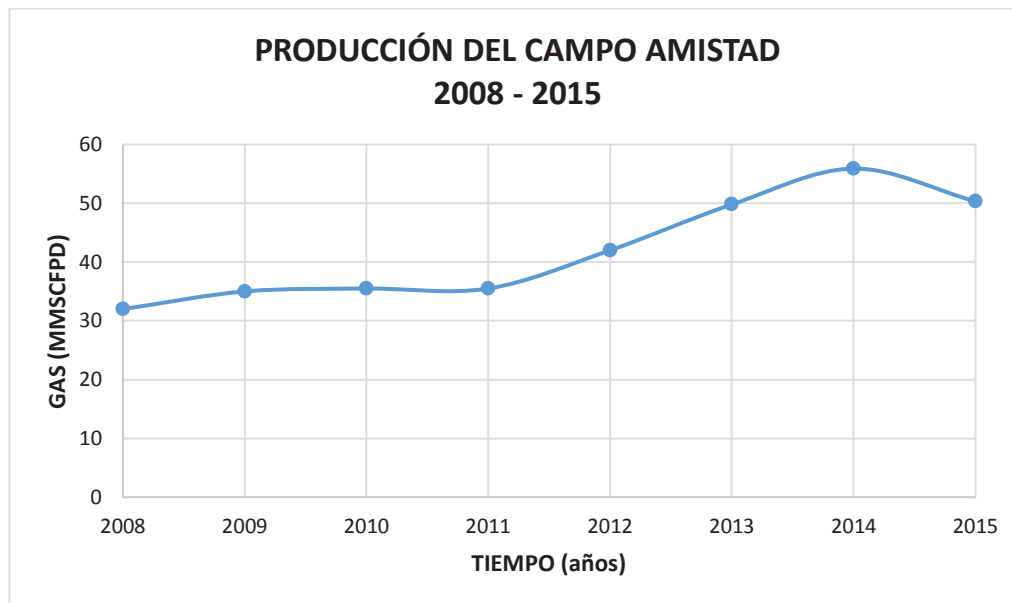
PRODUCCIÓN DEL CAMPO AMISTAD 2015	
CONDENSADO (BPPD)	7,939
AGUA (BAPD)	646,97
GAS NATURAL (MMPCD)	50,341
API	25,65
GRAVEDAD ESPECÍFICA GAS	0,56
SALINIDAD (ppm)	10621,33

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

En la Tabla 1.6 se observa la producción del Campo Amistad promedio y las características de los fluidos.

En la **Figura 1.7** se observa la producción del Campo Amistad en los últimos 7 años.

FIGURA 1. 7 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL VS TIEMPO.

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Documento de Audiencia Pública de PETROAMAZONAS.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

El GOES a diciembre del 2014 en el reservorio de Subibaja se estimó a 1'227,955 MMPCS con una producción acumulada de 144,099 MMPCS y un valor de reservas remantes de 710,7178 MMPCS con un FR final de 69,6%.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

A medida que la demanda de petróleo y gas aumenta también lo hace la búsqueda de nuevos yacimientos y reservas en todo el mundo. De esta manera la exploración de hidrocarburos ha llegado hasta la plataforma continental en el lecho marino con la implementación de estructuras mecánicas para perforación y producción de pozos de petróleo y gas.

En comparación a la explotación de campos en tierra (onshore), la explotación offshore constituye mayores inversiones debido a los costos asociados con las operaciones complejas como perforación, producción, transporte, seguridad y montaje de equipos. Para realizar las operaciones mencionadas se requiere de la disposición de adecuadas plataformas de acuerdo a la profundidad de operación y a la extensión del campo. Las operaciones en aguas profundas son costosas debido a los retos involucrado, mismos que se asocian con altos riesgos.

2.2 YACIMIENTO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS EN EL CAMPO AMISTAD

El campo Amistad, ubicado en el bloque 6, es el único campo productor de gas natural del Ecuador ubicado costa afuera. Amistad inició su vida productiva a partir

de las formaciones Progreso y Subibaja, sin embargo en la actualidad los pozos producen a partir de la formación Subibaja.

2.2.1 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO PRODUCTOR

El campo amistad cubre una superficie marina de aproximadamente 3.497 km², es decir 347.900 hectáreas. El yacimiento produce gas natural, petróleo no rentable y agua. De acuerdo a las pruebas realizadas al pozo AMS G, no presenta producción de ácido sulfúrico (H₂S) y produce un total de porcentaje mol CO₂ de 0.018 (peso). EL CO₂ puede generar corrosión en tuberías que varía de acuerdo a la variación de la temperatura. La **tabla 2.1** muestra los datos de la formación productora.

TABLA 2. 1 DATOS DE FORMACIÓN SUBIBAJA

DATOS DE FORMACIÓN PRODUCTORA				
FORMACIÓN	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (md)	PRESIÓN (PSI)	TEMPERATURA (°F)
SUBIBAJA	20	50 – 125	4391	155

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

2.2.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS POZOS PRODUCTORES

Hasta diciembre del 2015 los pozos productores de Amistad son los siguientes:

- AMS A, AMS B, y AMS C ubicados en la plataforma fija Amistad. Los pozos AMS A y C se encuentran produciendo de forma estable mientras que AMS B se cerró a partir del mes de Julio del 2015 debido a la caída de producción en cabeza a 70.15 psi.

- AMS F, AMS G y AMS K ubicados a más de 1 milla de distancia de la plataforma fija sumergidos en el lecho marino. Los pozos se encuentran produciendo de manera normal.
- AMS J se encuentra produciendo a la línea del pozo AMS G.
- Los pozos AMS X y AMS E se mantienen cerrados y con monitoreo constante de presión en fondo. El próximo año se instalarán la línea de producción de los mismos.

Los pozos candidatos para el reacondicionamiento con empaque de grava (gravel pack) en el año 2010 fueron los pozos AMS B para reacondicionamiento 2 y AMS C para reacondicionamiento 1. Las operaciones terminaron en el año 2012.

2.2.3 CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO AMS C PREVIO A LA OPERACIÓN DE REACONDICIONAMIENTO CON GRAVEL PACK.

EL pozo AMS C, produce a partir de la formación Subibaja cuya litología comprende arenisca cuarzosa limpia y consolidada. La **tabla 2.2** muestra los datos de producción del pozo.

TABLA 2. 2 DATOS DE PRODUCCIÓN DE AMS C

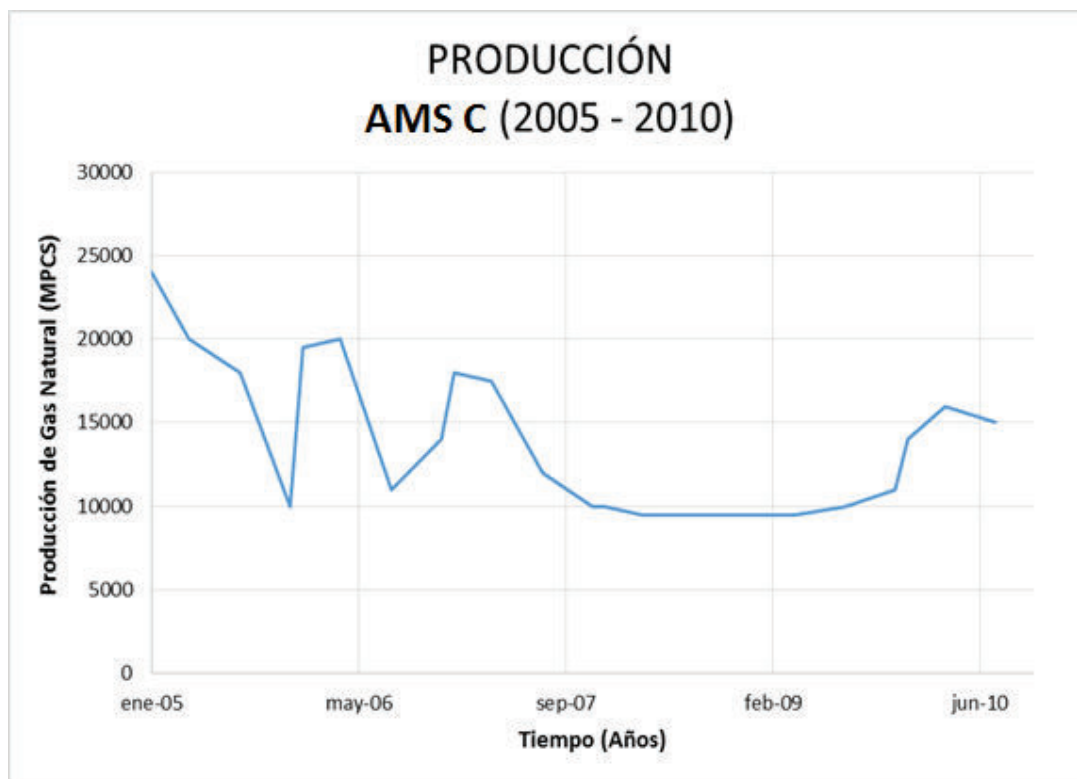
PRODUCCIÓN AMS – C				
Año 2010				
INTERVALOS PRODUCTORES (PIES-MD)	TIPO DE LITOLOGÍA	GAS (MMPCSD)	CONDENSADO (BBLS/MMPCSD)	AGUA (BAPD)
11474 – 11665 11715 – 11915	ARENISCA CUARZOSA	9,8	2,1	100

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

El pozo AMS C produce gas natural, condensado y agua de una zona de pago neta de 104 pies. Reservas a noviembre de 2010 fue de 58337 MMPCS.

FIGURA 2. 1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AMS C DE 2005 – 2010.



FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

La **figura 2.1** demuestra gráficamente la producción de gas natural del pozo AMS C

2.2.4 CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO AMS B PREVIO A LA OPERACIÓN DE REACONDICIONAMIENTO CON GRAVEL PACK.

El pozo AMS B produce a partir de la formación Subibaja cuya litología está comprendida en arenisca cuarzosa limpia. En la **tabla 2.3** se observan los datos de producción del pozo AMS B.

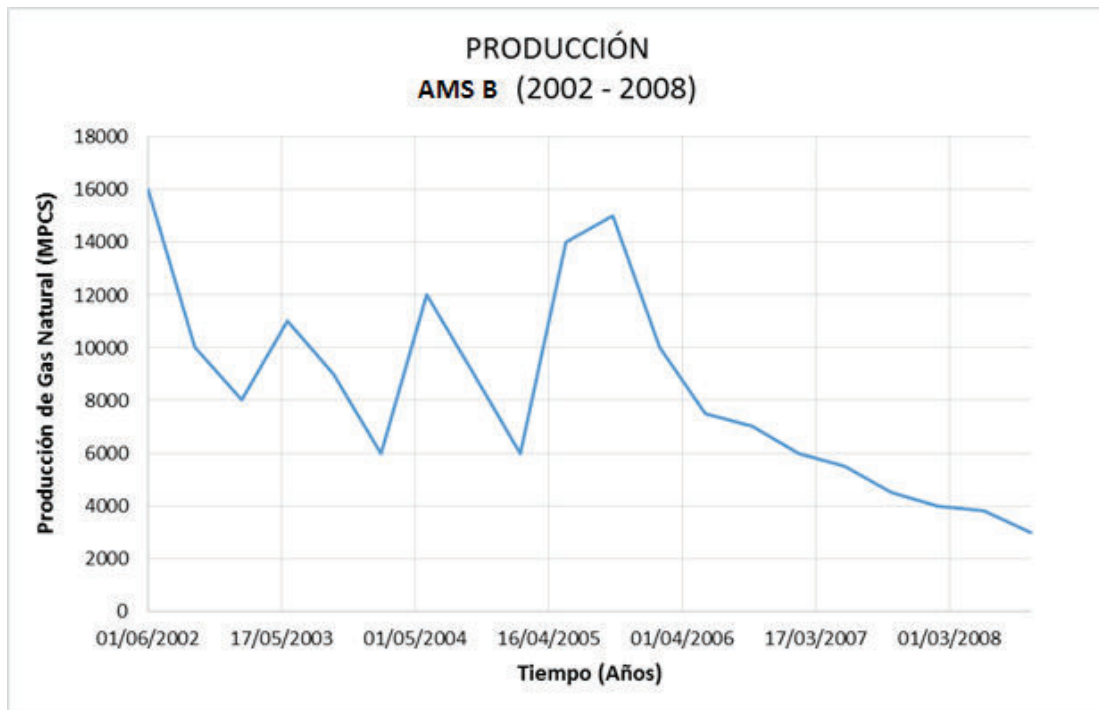
TABLA 2. 3 DATOS DE PRODUCCIÓN DE AMS B

PRODUCCIÓN AMS B				
Año 2008				
INTERVALOS PRODUCTORES (PIES-MD)	TIPO DE LITOLÓGÍA	GAS (MMPCSD)	CONDENSADO (BBLS/MMPCSD)	AGUA (BAPD)
11310 – 11430 11490 – 11540 11387 – 11694 11724 - 11780	ARENISCA CUARZOSA	4	10	156

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

FIGURA 2. 2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AMS B DE 2002 A 2008



FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

La **figura 2.2** demuestra gráficamente la producción de gas natural del pozo AMS B.

2.2.5 PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO AMISTAD

La plataforma de producción del Campo Amistad, ubicado en el bloque 6, es una plataforma fija construida con acero y apoyada en 4 pilotes. Cuenta con 9 ranuras y una base constituida de 6 patas con opción de someterse a una extensión futura de ser necesario.

La plataforma fija Amistad A fue diseñada y construida de acuerdo a la norma API para Zona 5. Está diseñada para soportar un periodo de marejada de 100 años y las condiciones climáticas zonales para una profundidad de agua de 130 pies. La plataforma cuenta con los siguientes accesorios:

- Atracaderos: para el desembarco de embarcaciones pequeñas.
- Amortiguadores de impacto: para proteger las patas.
- Ductos Ascendentes con sus respectivos protectores.
- Helipuerto: con capacidad de carga de 5000 Kg.
- Marcos Guía para conductores.
- Placas de cimentación.

FIGURA 2. 3 PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DEL CAMPO AMISTAD.



FUENTE: PETROAMAZONAS EP.

La plataforma fija Amistad ubicada en el bloque 6 se observa en la **Figura 2.8** a la derecha mientras que a la izquierda se encuentra la plataforma Jack Up.

2.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO AMISTAD.

El campo Amistad dispone de dos etapas importantes en la producción del producto final, gas natural. La primera etapa se realiza en la plataforma Amistad “A”

2.3.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA PLATAFORMA FIJA AMISTAD “A”.

Los equipos submarinos deben estar diseñados para resistir las altas presiones, temperaturas, condiciones del lecho marino y condiciones ambientales. Los materiales de construcción, de acuerdo al equipo en mención, están estandarizados por:

- American Petroleum Institute (API)
- American Society of Mechanical Engineers (ASME)
- National Association of Corrosion Engineers (NACE Intl.)

Las facilidades de producción costa afuera son las siguientes⁴:

2.3.1.1 CABEZAL DE PRODUCCIÓN (TREE)

El cabezal o generalmente conocido como árbol de producción es un equipo catalogado como crítico en las operaciones submarinas, está formado por una estructura de acero, conectores, válvulas, chockes, carretes, accesorios y sistemas de control. Su función principal es controlar el flujo de fluidos que se producen así como los inyectados en pozo. Se monitorea la temperatura, presión y las condiciones de arena.

⁴ Análisis Técnico De La Producción De Gas Natural. Facilidades En Costa Afuera (Offshore) Y Cosa Adentro (Onshore)

El sistema completo del cabezal se compone de 3 secciones:

- Sección "A". La sección inferior donde se encuentra la parte superior del casing superficial y una válvula de seguridad SCSSV.
- Sección "B". La sección media e interna donde se encuentra el colgador de la tubería de producción o tubing y las válvulas de espacio anular SSV.
- Sección "C". La sección superior (o árbol de navidad) donde se encuentra un actuador, manómetros y válvulas Win y Master.

En el campo Amistad se dispone de un cabezal por pozo en producción (QAY-1230-1280).

2.3.1.2 MULTIPLE

El múltiple o manifold es una unidad formada por un conjunto de válvulas que se encargan de proporcionar suministro hidráulico, combinar, distribuir, controlar y monitorear el flujo del fluido. El múltiple GAY-1600 está conectado los cabezales de producción de campo amistad mediante líneas de flujo. El flujo ingresa al múltiple con una presión de 800 psi.

El múltiple es diseñado para evaluar vibraciones de cualquier parte de las tuberías conectores o equipo interno y válvulas.

2.3.1.3 CALENTADORES DE LÍNEA

En la plataforma del Campo Amistad se encuentran un calentador tipo continuo y uno de arranque y continuo con capacidad de manejo de 30 MMPCPD y una capacidad de calentamiento de 2 MMBTUH cada uno. Se identifican con el nombre de BAP-1700.

El flujo ingresa a los calentadores con una presión de 2000 psia y los calentadores mantienen la línea entre 70 y 60 °F.

Los sensores localizados en los calentadores y sus quemadores son los siguientes:

- Sensor de Nivel Bajo (LSL).
- Sensor de Alta Temperatura (TSH).
- Sensor de Alta Temperatura (TSH 2), localizado en la tea.
- Sensor de Falla de Llama (BSL), localizado en tea.
- Para llamas (Air Intake)

2.3.1.4 SEPARADOR DE PRUEBAS

El separador de prueba ubicado en la plataforma es de tipo horizontal trifásico con balde, vertedero y manway. El separador mide 10 pies de largo y tiene un diámetro de 36 pulgadas. Maneja una presión efectiva de 1480 psi y dispone de una capacidad de 50 MMPCPD y 1300 BPPD.

El separador se identifica con el nombre MBD-2010 y posee las siguientes válvulas y sensores:

- Válvula de Seguridad de Presión (PSV).
- Válvula Check (FSV)
- Sensor de Nivel Bajo (LSL) y sensor de Nivel Alto (LSH).
- Sensor de presión Alta y sensor de presión Baja (PSH y PSL).
- Disco de Ruptura.

2.3.1.5 SEPARADOR DE PRODUCCIÓN

El separador de producción de la plataforma Amistad se identifica con las siglas MBD-2050, tiene una capacidad de manejo de 74 MMPCPD, 2500 BAPD y 160 BPPD. El tanque mide 10 pies de largo y tiene una diámetro exterior de 48 pulgadas. La configuración de éste separador es igual al separador de prueba.

2.3.1.6 SKIMER

El Skimer o Desnatador de agua, MBM-2100, es un separador trifásico con balde u vertedero. Remueve hidrocarburos líquidos en el agua producida. Dispone de una capacidad de manejo de 3000 BAPD a una presión de 30 lpc y 80 °F. La presión y temperatura máxima son de 125 lpc y 100°F. Los hidrocarburos obtenidos en el Skimer se redirigen al separador de producción.

El skimer dispone de los siguientes sensores y válvulas:

- Sensor de Nivel Alto y sensor de Nivel Bajo.
- Sensores de presión de Nivel Alto y bajo.
- Válvula de seguridad de presión
- Medidor de agua tipo turbina.

2.3.1.7 MEDIDOR DE GAS

El medidor de gas consta de un orificio Senior de 8" que se corre usando un Barton de 202E grabado con tres marcas.

2.3.1.8 BOMBA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS

La bomba de inyección de químicos, PBA-9550, se utiliza para inyección de cualquier fluido bombeable entre los cuales están el inhibidor de corrosión, metano o glicol. Dispone de una capacidad de manejo de 3000 GPD a una presión de descarga de 7200 psig.

2.3.1.9 FUEL GAS SCRUBBER

En el depurador Scrubber MBF-2400 el gas combustible se mide con un medidor de Orificio Senior y un grabador Barton 3 marcas. Antes de enviarlo al sistema de tubería éste gas es procesado por separación y filtrado.

El Scrubber consta de los siguientes sensores:

- Sensores de Nivel Bajo y Alto
- Sensores de presión Alta y Baja.

2.3.1.10 VENT SCRUBBER

El vent scrubber, MBF-2440, tiene como finalidad remover el líquido condensado producido para enviarlo al Skimer y éste sea separado. El flujo de gas del vent scrubber se dirige al quemador donde se quema el desperdicio. Dispone de una salida de escape de gas de baja y alta presión y descarga.

2.3.1.11 BOMBAS DE INYECCIÓN DE METANOL

El metanol (MeOH) es un compuesto químico cuya finalidad es minimizar la formación de hidratos y congelamiento del fluido producido. Se inyecta con las bombas, PBA-9570-9573, y pasa a través de una tubería hasta el cabezal del pozo.

Si el agua del gas natural llega a condensarse se forma agua líquida que puede asociarse con otras moléculas y formar hidratos sólidos que pueden taponar válvulas, equipos y líneas así como el incremento de la corrosión del gas.

Por lo mencionado, la deshidratación del gas natural es un proceso esencial en la producción del mismo ya que el agua asociada al gas natural es el principal contaminante que genera inconvenientes en los procesos posteriores a la extracción, en las diferentes áreas de tratamiento así como en el transporte del gas.

2.3.1.12 TANQUE SUMIDERO

El tanque sumidero es un tanque atmosférico cuya función es separar dos fases del fluido recolectado en cubetas de los patines y drenajes. Separa el aceite de la grasa para que posteriormente se bombee al desnatador.

2.3.1.13 LANZADOR DE PIGS

El lanzador de pigs o rascadores, ZZZ-9110, se encuentra en la salida de la tubería de 12”.

2.3.1.14 SISTEMA DE SEGURIDAD.

El sistema de seguridad de la plataforma del campo Amistad consta de dos paneles principales, el de cabezal y el maestro, ambos de tipo neumático y funcionamiento a gas.

El panel de cabezal monitorea dispositivos de seguridad de en cabezal líneas de flujo y múltiple. Éste puede cerrar un pozo, a todos o activar alarmas.

El panel maestro monitorea los dispositivos de seguridad en el separador de alta presión y el de prueba, y demás facilidades. Éste puede cerrar un solo sistema o toda la plataforma en caso de ser necesario.

2.3.1.15 GENERADORES ELÉCTRICOS

La plataforma Amistad dispone de dos tipos de generadores uno a gas y el otro a diésel. Cada generador puede producir hasta 125 KW de electricidad sin embargo la plataforma se diseñó para utilizar solo uno, gas.

2.3.1.16 TRATAMIENTO DE AGUAS SERVIDAS

Ésta unidad utiliza coloro e inyección de aire para tratar las aguas servidas generadas por 12 personas de manera permanente.

2.3.1.17 EDIFICIOS DE HABITACIONES

La locación está adaptada para albergar a 12 personas, consta de todos los servicios, oficina, comedor y cocina.

2.3.1.18 SISTEMA DE AGUA POTABLE

El agua se transporta por buque hasta la plataforma y luego a un tanque de almacenamiento de 8000 galones para ser tratada y enviada al edificio de habitaciones.

2.3.1.19 SISTEMA CORTAFLAMA CON CO₂

El sistema se encarga de extinguir el fuego en escape y quemador. Constituye tanques de CO₂.

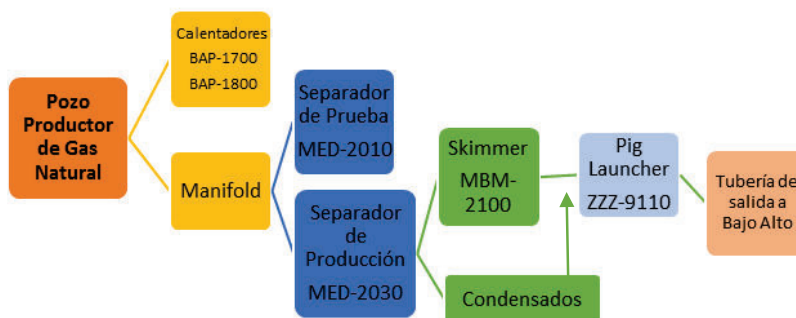
2.3.1.20 GRÚA DE LA PLATAFORMA

La grúa de la plataforma fija Amistad "A" dispone de una capacidad de carga de 30 toneladas. Se utiliza para instalación de facilidades adicionales.

2.3.2 SISTEMA DE FLUJO DEL GAS NATURAL PRODUCIDO EN LA PLATAFORMA AMISTAD.

El gas natural producido en el campo Amistad atraviesa el siguiente proceso de producción:

- a) El fluido producido por un pozo llega al cabezal de producción, pasa por la línea de flujo hasta los calentadores pasa por un choke regulado a 2000 lbs y 70 °F y se extrae la humedad.
- b) El fluido sale de los calentadores hacia el múltiple atravesando un choke regulado a 1000 lbs.
- c) Después el fluido sale del múltiple hacia los separadores de producción mediante una línea de 10" y al separador de prueba por la línea de 8". En el separador de producción y de prueba se separan las 3 fases se determina las cantidades de flujo.
- d) Después, el agua ya separada del fluido inicial se envía al Skimer donde se separa de condensados remanentes y luego se descarga en el mar. Los condensados se dirigen al separador de producción para ser enviado a la planta de procesamiento y ser almacenado.
- e) El gas separado se dirige por la sección superior de los separadores y luego al gasoducto por los medidores de flujo. Parte del gas se desvía hacia el Fuel Scrubber y al Filtro para luego ser utilizado en la plataforma como combustible.
- f) Los excesos de presión se dirigen al Vent Scrubber para luego ser enviados al respiradero y quemador. Los condensados se envían al Skimer y el desperdicio al Vent Scrubber.

FIGURA 2. 4 FLUJO DE FLUIDO PRODUCIDO

FUENTE: Análisis Técnico De La Producción De Gas Natural. Facilidades En Costa Afuera (Offshore) Y Cosa Adentro (Onshore).

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

En la **figura 2.4** se observa un esquema que muestra el proceso que atraviesa el fluido producido desde el pozo hasta Bajo Alto. Dentro de los procesos importantes llevados a cabo en la plataforma se mencionan los siguientes:

TRATAMIENTO DE AGUAS: En el tanque sumidero se tratan las aguas de drenajes de la cubierta para ser luego descargadas al mar.

INYECCIÓN DE QUÍMICOS: La bomba de inyección de químicos se utiliza en el caso de inyección de inhibidores de corrosión.

INYECCIÓN DE METANOL: La bomba de metanol está conectada al cabezal del pozo para inyección de metanol.

GENERADOR DE ENERGÍA: El generador a gas es alimentado por el gas que proviene del Fuel Instrument Gas Header y un filtro para limpiarlo de impurezas.

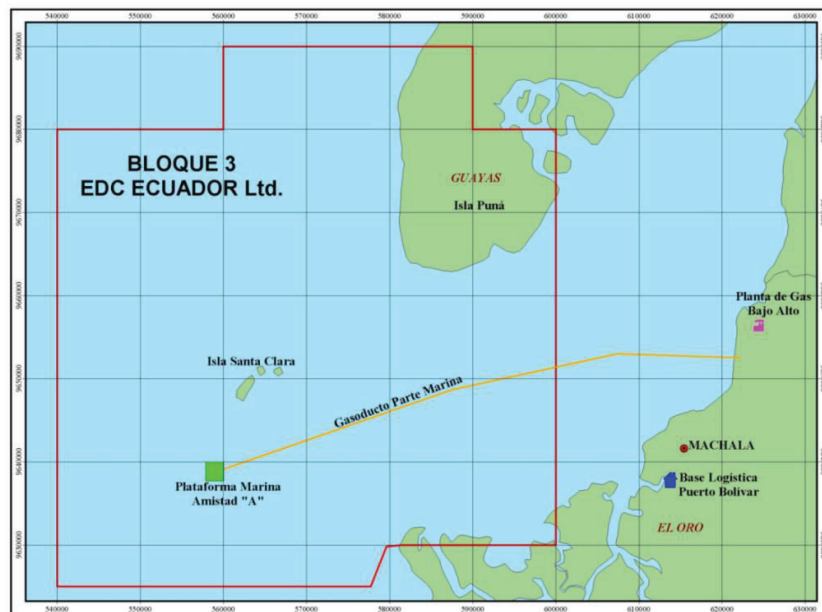
2.3.3 GASODUCTO DEL CAMPO AMISTAD

El gasoducto del Campo Amistad, bloque 6, está diseñado para resistir las altas temperaturas y presiones presentes en el fondo marino. Se trata de un conjunto de

tuberías de 12" de diámetro, el cual tiene una extensión de 2.98 Km en la sección terrestre a una profundidad de 1.5 m y la sección marina de 65 Km enterrada a 1 m del lecho marino.

El gasoducto fue diseñado para transportar la cantidad de 105 MMPC/D (MMSCF/D) desde la plataforma fija ubicada en el mar hacia la estación receptora y la generadora ubicada en el norte de Machala en el sector de Bajo Alto.

FIGURA 2. 5 UBICACIÓN DE GASODUCTO DE CAMPO AMISTAD.



FUENTE: Presentación EDC Ltd.

ELABORADO POR: EDC Ecuador Ltd.

El diseño del gasoducto se basó en los siguientes puntos:

- Tipo de fluido a transportar, en este caso Gas Natural
- Topografía de la zona de tendido.
- Características ambientales.

La selección del tendido de la tubería se basó en las siguientes características:

- La profundidad máxima del lecho marino en la zona se aproxima a 200 pies.

- La distancia desde plataforma costa afuera hacia tierra.
- Las condiciones ambientales marinas de la zona*
- Costos involucrados.

2.3.4 FACILIDADES COSTA ADENTRO (ONSHORE). PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS

La planta de procesamiento (deshidratación) de Gas Natural está ubicada costa adentro en la provincia de El Oro a 65 Km de Puerto Bolívar y 30 millas de la plataforma Amistad “A” en el sector de Bajo Alto.

Las Facilidades con las cuales funciona ésta Planta son las siguientes⁵:

2.3.4.1 TUBERÍA DE INGRESO DE GAS

La tubería que permite el ingreso del gas a la planta, KAQ-9100, está conectada a la línea de gasoducto de Amistad de 12”. Dispone de un medidor de humedad y una válvula de seguridad SDV 9121 que actúa en caso de cierre de la planta.

2.3.4.2 RECIBIDOR DE LIMPIADORES DE TUBERÍA

Es el sistema de válvulas que recibe al pig XI-9121. Permite enviar o recibir al chanco de limpieza. El pig arrastra un volumen de 250 a 300 BBLs de condensados y sedimentos. Se identifica con el código ZZZ-9120.

⁵ Integración De La Planta Deshidratadora De Gas Natural De Bajo Alto En Machala A La Plataforma Scada Del Centro De Monitoreo....

2.3.4.3 SEPARADOR DE GAS Y CONDENSADOS

El separador o Slug Catcher, MBD-2100, separa el gas natural de los condensados que ingresan a la planta de procesamiento. Consta de dos cilindros horizontales bifásicos que manejan 80 MMPC de gas y 170 BBLS de líquido a 1040 psi y 80 °F.

2.3.4.4 SEPARADOR ATMOSFÉRICO DE CONDENSADOS.

El separador atmosférico de condensados o Flash Separator, MBD-2150, recoge los condensados provenientes del separador de gas y condensados. Es separador es un tanque horizontal bifásico con capacidad de manejo de sobrepeso de 170 MMPC.

El condensado que envía el Lower Barrel llega por una línea de 18" hacia el Flash Separator. En la parte superior del tanque se encuentran dos líneas de ventilación de gas a la tea, de 5" y 12" y una línea de 3" de evacuación de fluidos hacia las bombas.

2.3.4.5 TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CONDENSADOS

Existen dos tanques de almacenamiento denominados ABJ-3010 y ABJ-3020 cuya función es almacenar los condensados productos de la deshidratación del gas natural. Cada tanque dispone de una capacidad de 1500 BBLS. Dispone de dos sensores para alarmas de alta y baja por nivel controladas por las válvulas LSH-3011 y LSL-3011.

2.3.4.6 TANQUE DE OXIGENACIÓN

Éste tanque es un proyecto piloto para purificación del agua obtenida de condensados para luego ser descargada en el mar.

Se utiliza peróxido de hidrógeno y carbonato de calcio. El tanque mide 3m de diámetro con 6m de longitud.

2.3.5 FACILIDADES DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL

El principal objetivo de la planta de Procesamiento es la deshidratación del Gas Natural debido a su alto contenido de agua y la eliminación de impurezas. Mientras menos agua contenga el gas su rendimiento es mejor, la cantidad solicitada es de 7 lbs/MMPC.

Para llevar a cabo la deshidratación se utilizan diferentes tipos de compuestos químicos como Trietileno de glicol, dietilenglicol, etilenglicol y propilenglicol.

2.3.5.1 CONDENSADORES DE PRESIÓN

Los condensadores de presión o Bottles, ABJ-3050, almacenan el gas natural en caso de una parada del Slug Catcher o cierre del ingreso de gas a la planta. Se disponen de 10 botellas de 962 PC de capacidad cada una conectadas a la línea de 10" del separador.

2.3.5.2 TORRE CONTACTORA DE GLICOL

La torre contactora de glicol MAF-2200 es un recipiente vertical que extrae la humedad del gas mediante el contacto físico con el flujo de glicol y gas húmedo.

2.3.6 FACILIDADES DEL SISTEMA DE FILTRADO DE GAS NATURAL

El Sistema de Filtrado de Gas Natural se compone de los siguientes instrumentos.

2.3.6.1 VÁLVULA REGULADORA DE PRESIÓN

La válvula reguladora de presión, PCV-9011, reduce la presión a 400 psi que es la que requieren las turbinas. El gas se enfría a 50 °F y sale a 110 °F.

2.3.6.2 FILTRO SEPARADOR

El filtro separador MAK-2800 es un tubo horizontal bifásico que separa los condensados y capta hidratos en el gas por un cambio de temperatura. Dispone de una capacidad de 80 MMPC de gas.

2.3.6.3 CALENTADOR DE GAS

El calentador de gas BAP-1900 es un tanque cilíndrico que calienta el gas a 98 °F. Se controla la temperatura a través de una válvula reguladora de temperatura seteada a 110 °F.

2.3.7 FACILIDADES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN Y DESPACHO

Las facilidades del sistema de medición y despacho son los siguientes:

2.3.7.1 MEDIDORES DE GAS

El medidor de gas ZAU-1700 mide la cantidad de gas enviado a la Termogas Machala y a la Planta de Gas Natural Licuado.

2.3.7.2 LÍNEA DE SALIDA DE GAS

La línea de salida de gas natural KAH-9010 es la tubería que distribuye el gas hacia la Termogás Machala y la Planta de Gas Natural Licuado (GNL).

2.3.7 FACILIDADES DEL SISTEMA DE REGENERACIÓN DE GLICOL

El sistema de regeneración de glicol consta de los siguientes componentes:

2.3.7.1 BOMBAS DE GLICOL

El sistema utiliza dos bombas, PBA-4200, de tipo recíprocas de desplazamiento positivo que envía el glicol húmedo al proceso y glicol seco a la Torre Contactora.

2.3.7.2 REHERVIDOR DE GLICOL

El rehervidor de glicol BBC-5200 dispone de intercambiadores de calor de doble tubo que transfieren el calor entre el glicol húmedo y el glicol seco y trabajan a 300 psi y 500 °F.

2.3.7.3 SEPARADOR DE GLICOL

El separador de glicol MBD-2300 es un recipiente horizontal trifásico que separa los condensados del glicol con una capacidad de 1 MMPC.

2.3.7.4 FILTRO ESTÁNDAR Y DE CARBÓN

El filtro estándar MAJ-2240 remueve las partículas sólidas del gas para evitar la retención del glicol y la espuma que ésta pueda causar.

Trabaja a 9 GPM a 275 psi y 1500 °F. El filtro de carbón MAJ-2250 remueve el carbón presente en el gas, dispone de una capacidad de 9 GPM de glicol a 150 psi y 220 °F.

2.3.8 FACILIDADES DE GAS DE SERVICIO Y SISTEMA DE VENTEO.

Las facilidades del sistema de servicio de gas natural constan de lo siguiente:

2.3.8.1 DEPURADOR DE GAS

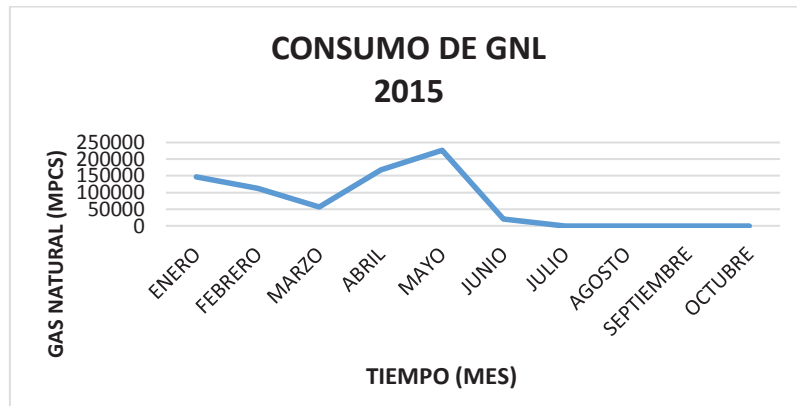
El depurador de gas MBF-2600 es un separador vertical bifásico de 24" de diámetro y 6 pies de alto que se encarga de abastecer el gas natural para los servicios de la planta. Dispone de una capacidad de 700 MPC de gas natural.

2.3.8.2 TEA

La tea ZZZ-9700 es la columna que sirve para quemar el gas residuo del proceso de deshidratación con un volumen de 3 MCPS.

2.4 PRODUCCIÓN Y CONSUMO DEL GAS NATURAL DEL CAMPO AMISTAD

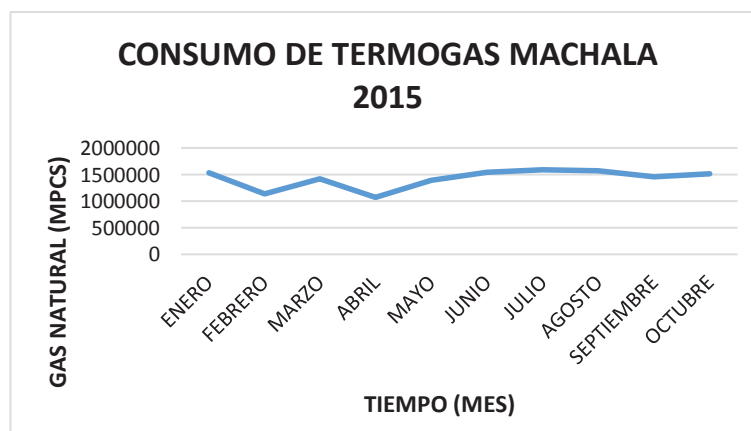
La planta de gas natural licuado (GNL) se encarga de licuar el Gas Natural para transportarlo hacia la industria de la cerámica. Ésta planta dejó de presentar consumo de gas natural desde el mes de Junio del 2015.

FIGURA 2. 6 CONSUMO DE GAS NATURAL EN LA PLANTA DE GNL

FUENTE: Reportes mensuales de producción y consumo de PAM a la ARCH.
 ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

En la **Figura 2.6** se observa un declive brusco de consumo de gas natural en la planta de GNL en Febrero debido a shut down. En marzo la demanda de gas se reduce debido a la salida de dos unidades y a partir de Junio bajó el consumo a cero debido a paro de operaciones.

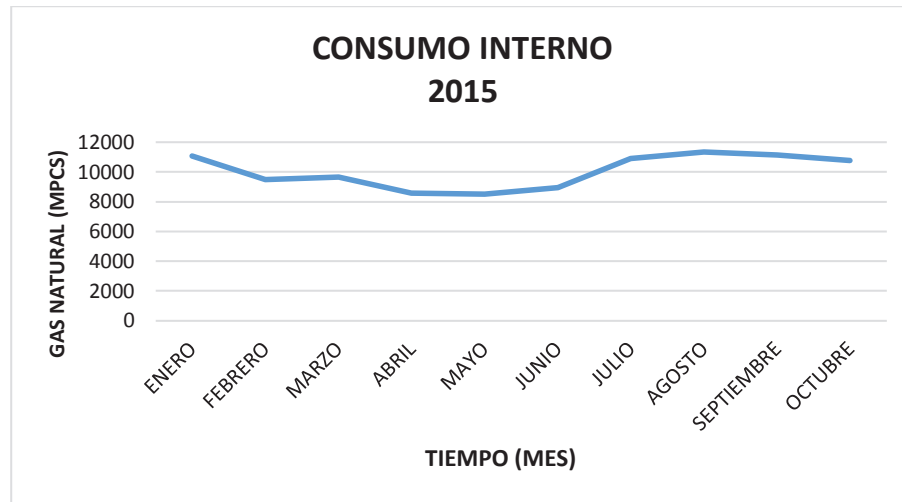
La Termogas Machala, CELEC EP, produce energía eléctrica eficiente a partir del gas natural. **Figura 2.7.**

FIGURA 2. 7 CONSUMO DE GAS NATURAL EN LA TERMOGAS MACHALA

FUENTE: Reportes mensuales de producción y consumo de PAM a la ARCH.
 ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

El consumo del gas natural para operaciones de la planta Amistad “A” se representa como consumo interno.

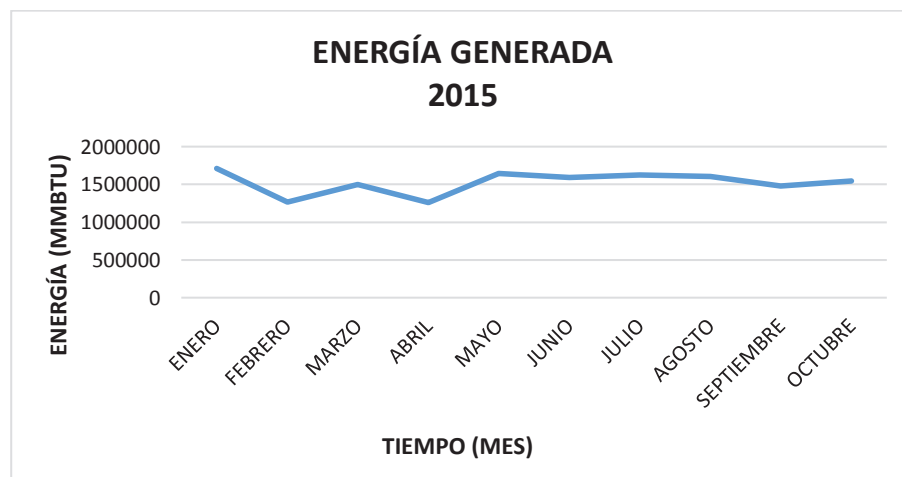
FIGURA 2. 8 CONSUMO INTERNO DE GAS NATURAL



FUENTE: Reportes mensuales de producción y consumo de PAM a la ARCH.
ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

El consumo total de gas natural de la Planta de GNL en figura 2.9.

FIGURA 2. 9 ENERGÍA TOTAL GENERADA



FUENTE: Reportes mensuales de producción y consumo de PAM a la ARCH.
ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DE LA COMPLETACIÓN CON GRAVEL PACK

3.1 PRODUCCIÓN DE SÓLIDOS DE FORMACIÓN.

La producción de hidrocarburo y gas natural en pozos costa afuera se realiza bajo el lecho marino, donde las propiedades de las formaciones varían de acuerdo a la profundidad de ubicación, temperatura, presión y fuerzas involucradas y en adición a esto también está presente la presión de la misma capa de agua. Esto resulta en que los pozos estén sometidos a esfuerzos externos durante las operaciones de perforación, completación y producción así como las fuerzas propias de las rocas de las formaciones productoras⁶.

La constante presión que pueden ejercer los factores mencionados sobre las rocas provoca un esfuerzo de corte que ayuda a que las éstas pierdan resistencia y estabilidad. Se denomina arenamiento a la presencia de solidos minerales (arenas) no deseada dentro de un pozo que está destinado a la producción de hidrocarburo. Existen casos en los que no es necesario ningún sistema de control de producción de sólidos en el pozo pero en las operaciones costa afuera en la mayoría de pozos se utilizan completaciones deñadas para este tipo de control⁷.

⁶ Sand Control: Why and How? Carlson J, Gurley D, King G, Smith C, (1992).

⁷ Sand Control: Sand Characterization, Failure Mechanisms, and Completion Methods.

3.1.1 MECANISMOS GENERALES DE PRODUCCIÓN DE ARENA

Los mecanismos de producción de arena en pozos de petróleo o gas varían de acuerdo a la zona de producción. Se considera arena a los granos cuyo diámetro oscila entre 2 y 0,0625 mm.

a) MOVIMIENTO DE GRANOS

Movimiento de arena en zonas alejadas de la cara de formación

b) MOVIMIENTO DE MASAS

Movimiento de arena en pequeñas masas en zonas cercanas a la cara de la formación (obstrucción de perforados).

c) FLUIDIZACIÓN MASIVA

Movimiento masivo de arena que genera erosión.

3.1.2 FACTORES OPERACIONALES ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE SÓLIDOS EN LOS POZOS AMS-B Y AMS- C.

Los principales factores asociados al arenamiento son todas las operaciones llevadas a cabo en pozo, desde la perforación hasta el reacondicionamiento ya que estas operaciones afectan a las fuerzas locales del pozo. Las fuerzas locales se dividen en dos, horizontales y verticales.

Las fuerzas horizontales corresponden a las fuerzan de compresión, tracción y desplazamiento cuyos datos se obtienen de información de ondas de temblores y terremotos presentes en la zona así como a partir de la interpretación de registros sínicos o fracturas realizadas en pozos vecinos.

Las fuerzas verticales son las ejercidas por las capas de rocas presentes en el yacimiento. Los datos sobre estas fuerzas se los obtienen en base a interpretación de registros eléctricos corridos con cable (Wireline) o con registros tomados mientras se perfora el pozo.

3.1.3 CAUSAS DE LA PRODUCCION DE ARENA EN EL CAMPO AMISTAD.

El arenamiento en los pozos, sean pozos de producción en tierra o costa afuera, se debe principalmente a las siguientes razones:

3.1.3.1 REDUCCIÓN DE CONSOLIDACIÓN DE LA ROCA DEBIDO A LA PRESENCIA DE OTRAS FUERZAS

Las rocas poco consolidadas pierdan su propia fuerza de consolidación cuando se ven sometidas al estrés ejercido por las operaciones de perforación de los pozos y la misma producción de fluidos. El efecto de este fenómeno es más pronunciado cuando se trata de hidrocarburos de alta viscosidad ya que este arrastra la arena más fácilmente.

3.1.3.2 INFLUJO DE AGUA

El influjo de agua reduce la presión capilar entre los granos de la arena y acarrea a la arena desde la formación hacia el pozo.

3.1.4 CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCION DE ARENA EN EL CAMPO AMISTAD.

La producción incontrolada de arena causa diversos problemas que pueden llegar a ser catastróficos para la vida útil del pozo. Dentro de las principales consecuencias están:

3.1.4.1 TAPONAMIENTO DEL POZO

Si la arena llega hasta el pozo descontroladamente, los equipos de fondo no serán capaces de manejarla y esta se quedará estancada al punto de taponar parcialmente el pozo y obstruir totalmente la producción.

Este fue el principal problema que causó el influjo de agua con arena a los pozos AMS C y AMS B. El pozo AMS B mostró invasión de arena con un total de 102 pies, lo cual obstaculizó la producción de hidrocarburo y el pozo se cerró. En el caso del pozo AMS C, el nivel de arena en pozo alcanzó un total de 52 pies.

3.1.4.2 OBSTRUCCIÓN DE LOS PERFORADOS

La arena poco consolidada tapó los intervalos perforados y esto provocó la disminución de la producción de hidrocarburo.

3.1.4.3 PERDIDAS ECONÓMICAS

Los pozos debieron ser cerrados de manera temporal, sin embargo al dejar pasar demasiado tiempo para intervenir el pozo la tubería de fondo sufrió daño de corrosión lo que implicó nueva tubería y el periodo en que los pozos dejaron de producir implicó pérdida de producción. Adicionalmente los costos para rehabilitación de pozos costa afuera son muy altos.

3.2 SISTEMAS DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE SÓLIDOS

En el caso de los pozos de producción de petróleo o gas costa afuera, se utilizan completaciones de fondo diseñadas para el manejo de sólidos dentro del pozo y también disponen de las facilidades de superficie mencionadas.

Para manejar la producción de sólidos se utilizan dos principales sistemas, el sistema de control dentro del pozo diseñado para controlar o mitigar la producción de arena o sólidos de las formaciones y el sistema de control en superficie.

Dentro del pozo tenemos las siguientes técnicas de control de producción de sólidos detalladas a continuación⁸.

- Control químico de producción de sólidos
- Control mecánico de producción de sólidos

3.2.1 SISTEMAS MECÁNICOS PARA CONTROL DE PRODUCCION DE SÓLIDOS

El control de producción de sólidos más utilizado en la producción costa afuera de hidrocarburos es el asociado al control mecánico. El diseño de la completación de producción del pozo se basa en el estudio de los diferentes parámetros de formación, pozo, fluido y económicos. Las principales completaciones de pozos se basan en la utilización de los siguientes componentes:

- Utilización de liners perforados
- Rejillas pre-empacadas
- Resin Coated gravel Sin Rejillas.
- Empaque de grava
- Empaque de grava y fractura
- Empaque con agua a alto régimen de inyección
- Cedazos expansibles

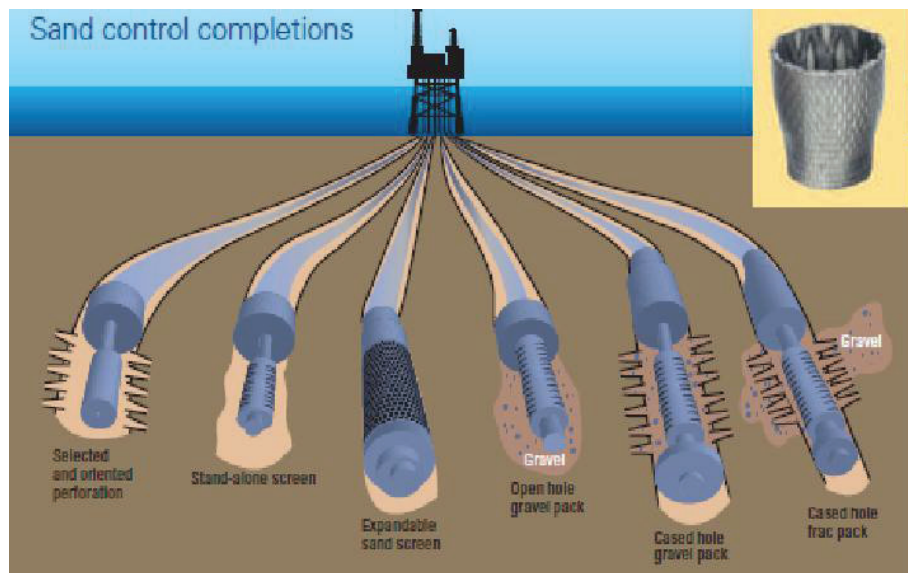
⁸ Practical Approaches to Sand Control Management.

3.3 COMPLETACIONES PARA CONTROL DE LA PRODUCCION DE SÓLIDOS

El diseño de la completación para producción de yacimientos convencionales y no convencionales se realiza tomando en consideración primordial las características de cañoneo a aplicarse en el pozo, la técnica de fractura a realizarse, facilidad para la realización de los trabajos de estimulación, el mantenimiento de equipos de fondo y todos los riesgos de HSE, ambientales y económicos así como por supuesto los costos asociados a los factores mencionados.

A continuación en la **Figura 3.1** se observa las completaciones con gravel pack para costa afuera.

FIGURA 3. 1 COMPLETACIONES PARA CONTROL DE ARENA COSTA AFUERA



FUENTE: Oilfield gnsolids control. Web.

Antes de establecer el método de completación a instalarse en el pozo, es primordial definir la cantidad de arena que producirá el pozo para así seleccionar el método apropiado.

3.3.1 COMPLETACIONES SIN FILTROS

La técnica de completación de pozos sin cedazos fue utilizada por primera vez en los años 1980s en campos costa afuera en el Mar del Norte por las compañías Amoco y luego Statoil. Esta técnica se emplea para control primario de producción de arena o para terminación de zonas que no fueron consideradas en un inicio en la vida productiva del pozo.

Las completaciones sin filtros se basan en la utilización de la tubería de revestimiento sin ningún equipo extra como filtro dentro de ésta a través de la cual se realizan los disparos (cañoneo) en las formaciones de interés. Una vez disparada la formación se procede a fracturar hidráulicamente y la aplicación de un apuntalante. Para mantener la producción del pozo y en control del influjo de partículas de roca al pozo se utilizan las siguientes técnicas:

- Tamaño y orientación de los disparos.
- Fracturamiento hidráulico a través de los perforados.
- Control de contraflujo de apuntalante.
- Cementación de intervalos no deseados
- Tratamientos selectivos con tubería flexible.

La aplicación de estos métodos se puede realizar a través de tubería flexible, y al no utilizar otros componentes dentro de la tubería de revestimiento su uso implica una baja en costos en comparación a los métodos convencionales como el empaque de grava (gravel pack)⁹.

3.3.2 COMPLETACIONES CON REJILLAS DE ALAMBRE ENROLLADO

Son rejillas utilizadas para retención de la grava en el anillo anular. Su utilización inició hace 40 años. Las rejillas de alambre consisten en una tubería perforada (ranurada), una cubierta externa y un centralizador. La rejilla es construida con el alambre que va siendo enrollado y soldado para formar una especie de camisa,

⁹ Métodos de Control de La Producción De Arena Sin Cedazos.

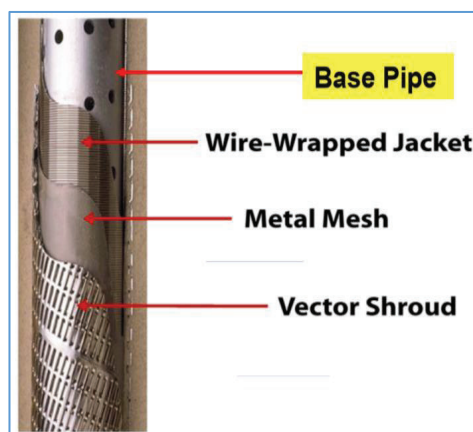
luego esta camisa o cubierta se suelda a la tubería ranurada en cada extremo. Entre las ventajas de su utilización están las siguientes:

- Las rejillas ofrecen una mayor área de flujo (más abierto) que los liner ranurados, incrementando la productividad.
- Las rejillas de este tipo reducen el riesgo de taponamientos.
- Es de fácil limpieza.
- Ofrece mayor resistencia a la corrosión.
- Su tiempo de vida útil es mayor que otro tipo de mallas.

Generalmente las rejillas se aplican en el método de empaquetamiento con grava, se puede utilizar en pozos con completaciones verticales, horizontales, y direccionales.

La fabricación de los componentes consiste en una cubierta de acero inoxidable que se coloca sobre una tubería ranurada N-80. Sin embargo las características de los materiales pueden variar de acuerdo a las necesidades. Los diámetros de las mallas varían en un rango de 1.5 a 7 pulgadas. A continuación, en la **Figura 3.2**, se visualiza una gráfica con la rejilla de alambre enrollado en la cual se pueden distinguir las partes que la conforman.

FIGURA 3. 2 REJILLAS DE ALAMBRE ENROLLADO



FUENTE: Criterio de Selección y Diseño de rejillas para Control de Arena.

ELABORADO POR: SPE, William K. Ott.

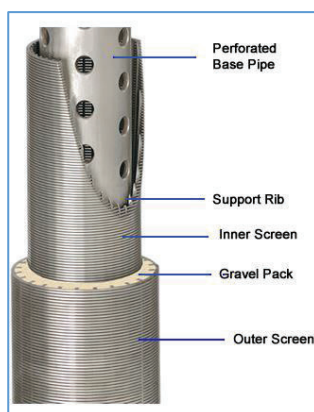
3.3.2.1 COMPLETACIÓN CON REJILLAS PRE-EMPACADAS

Las rejillas pre-empacadas son un método utilizado en reemplazo al gravel packing cuando debido a costos éste no puede ser aplicado. Es una rejilla de alambre enrollado modificado cuyos componentes incluyen una capa de grava recubierta con resina consolidada localizada en el anillo anular soportada por otra rejilla o por una envoltura.

La grava sintética se pre-empaca en la rejillas de manera que se encuentre uniformemente distribuida para permitir mayor resistencia y permeabilidad.

El grosor de la capa de resina varía de acuerdo a las necesidades de la completación. El material que se utiliza es el plástico fenolítico parcialmente curado. Al enfriarse la resina actúa como un empaque de grava.

FIGURA 3. 3 REJILLA PRE-EMPACADA



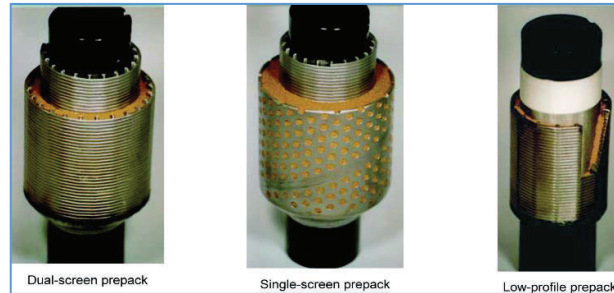
FUENTE: www.sand-screen.com

En la **Figura 3.3** se puede apreciar a la rejilla pre-empacada con sus respectivas partes señaladas.

Al igual que las rejillas de alambre enrollado, estas también ofrecen resistencia a taponamientos y erosión además de poseer conexiones que son rotadas con torque. Sin embargo el material de diseño de estas rejillas es diferente, y de acuerdo a lo publicado en petrowiki.org, consiste en lo siguiente:

- Entramado
- Tejido holandés
- Membrana porosa
- Metal sinterizado
- Tejido corrugado

FIGURA 3. 4 TIPOS DE REJILLAS PRE-EMPACADAS

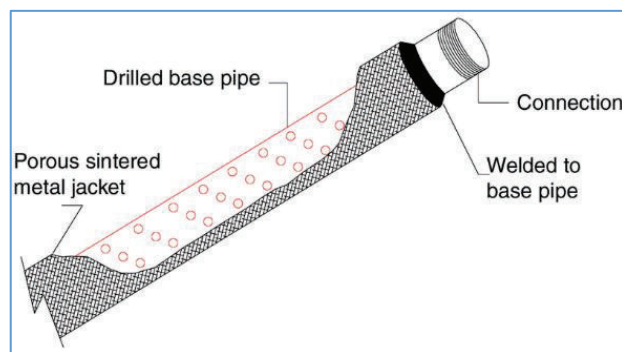


FUENTE: Tipos de Rejillas Pre-empacadas. Baker Oil Tools.

a) REJILLAS DE METAL SINTERIZADO

Este tipo de rejillas está diseñado con una camisa de metal sinterizado de espesor de 0.15 a 0.25 pulgadas que sirve como filtro y es colocada sobre la base de tubería ranurada que provee la fuerza de tensión y la resistencia al colapso (traducción petrowiki.org). La rejilla cubre alrededor de 30 % del área de flujo. A continuación, en la **Figura 3.5**, se puede apreciar el diseño básico de la rejilla.

FIGURA 3. 5 REJILLA DE METAL SINTERIZADO.

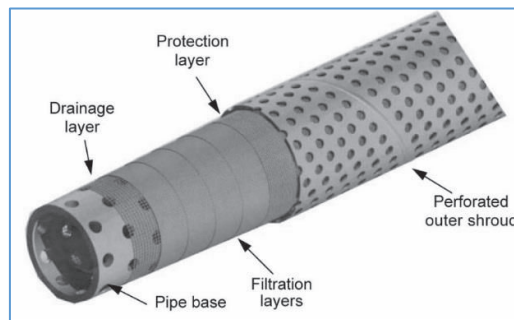


FUENTE: Baker Oil Tools.

b) REJILLAS DE MEMBRANA DE METAL POROSO

Ésta rejilla consiste en múltiples capas de membrana de metal poroso con poros de varios tamaños, ubicada entre la capa interna de drenaje y la mallas de protección externa. La capas filtro están formadas por polvo de metal presionado en la rejilla de metal de acero inoxidable. A continuación, en la Figura 3.6, se aprecia el diseño de la rejilla.

FIGURA 3. 6 REJILLA DE MEMBRANA DE METAL POROSO

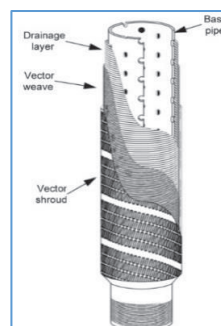


FUENTE: Esquema de la rejilla de membrana de metal. Baker Oil Tools.

c) REJILLAS CON MULTICAPAS AISLADAS

Este tipo de rejilla está diseñada con una camisa formada por tres capas comunicadas y ubicadas de manera concéntrica en la base de la tubería perforada. La capa de drenaje se forma de alambre enrollado de acero inoxidable.

FIGURA 3. 7 REJILLA CON MULTICAPAS AISLADAS.

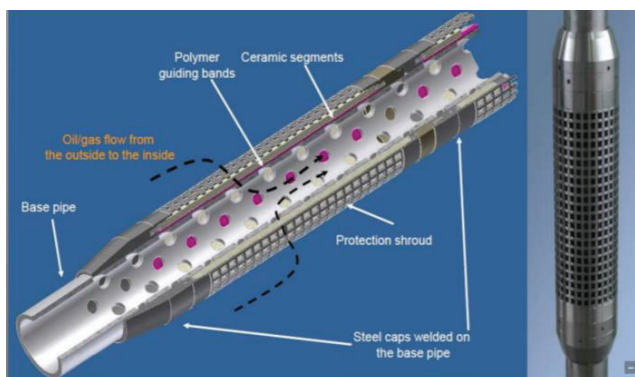


FUENTE: Rejilla de Multicapas Aisladas. Baker Oil Tools.

d) REJILLAS DE CERÁMICA

Las rejillas de cerámica consisten en la utilización de anillos de cerámica con 3 espaciadores esféricos integrados para mantener los orificios abiertos (ranulados) y estabilizar los anillos contra la torsión y flexión. La razón por la que se escogió el material de cerámica para este tipo de rejillas es debido a su estabilidad térmica y química que mantiene a los orificios de la rejilla y a la vez le proporciona una larga vida en presencia de impurezas como H₂S y CO₂ y de temperatura de pozo elevadas. Un ejemplo de los materiales utilizados es la cerámica de carburo de silicio que ofrece alta resistencia a la abrasión y corrosión, alta dureza y rigidez, baja densidad y una estabilidad térmica sobre los 1800 C.

FIGURA 3. 8 REJILLA DE CERÁMICA.



FUENTE: Rejilla de arena de cerámica. BG GROUP.

Este tipo de rejilla se utilizó inicialmente en Trinidad y Tobago y Bolivia en pozos de gas y está siendo utilizado actualmente en completaciones y reacondicionamiento de pozos de petróleo y gas que presentan erosión debido a la alta presencia de arena y en pozos direccionales con alto ángulo de inclinación. Las principales características de las rejillas de cerámica son las siguientes:

- Alta dureza, densidad, y fuerza.
- Alta resistencia al desgaste.
- Alta resistencia a la corrosión y a la presencia de ácidos.
- Expansión térmica y Conductividad eléctrica.

Su diseño y selección se basa en el análisis granulométrico para determinar la distribución del tamaño de partícula. A continuación se realizan pruebas de retención: de lechada, pre-empaque y combinación. Y finalmente y de ser necesario se modifica el diseño de manera que cumpla con los requerimientos pre-establecidos.

Una vez diseñada las rejillas se procede a seleccionar el método de instalación ya sea con taladro o sin taladro con tubería flexible.

3.4 COMPLETACIONES CON GRAVEL PACK

El gravel pack o empaque de grava es el mecanismo más utilizado entre los diseñados para la prevención de la producción de arena en pozos de hidrocarburos. Consiste en la utilización de un filtro en el pozo con un espacio anular relleno de grava bien empacada de un tamaño diseñado específicamente para las condiciones de producción de sólidos. Su objetivo es estabilizar la formación y controlar la producción de arena evitando la reducción de la producción de petróleo o gas¹⁰.

El éxito de la utilización del empaque de grava depende del diseñarlo correctamente, adecuada instalación y el uso de materiales de calidad bien seleccionados.

Existen varios métodos de diseño del empaque de grava, y su selección depende del tipo de fluido a producirse, tipo de yacimiento e información de yacimiento disponible. Los puntos clave de diseño del empaque de grava son conocer el espesor del empaque, selección del material granular, coeficiente de uniformidad ideal y tamaño efectivo, parámetros acuífero empaque. Las principales fases de diseño del Empaque de Grava son las siguientes¹¹:

¹⁰ Gravel Pack in Offshore Wells.

¹¹ Gravel Pack Design, Equipment and Tools, Placement Techniques.

- Toma de muestras de la formación.
- Estudio de arena o sólidos de roca que produce la formación.
- Análisis granulométrico.
- Selección de tamaño de grava del empaque y de tipo de rejilla.

Una vez realizado el análisis granulométrico se procede a seleccionar el método adecuado para selección de la grava. Los métodos que se aplican son:

- Método de Coberly y Wagner
- Método de Saucier
- Método de Schwarts

De acuerdo a la norma API RP 58 la selección del tamaño y tipo de grava del empaque depende de las características de:

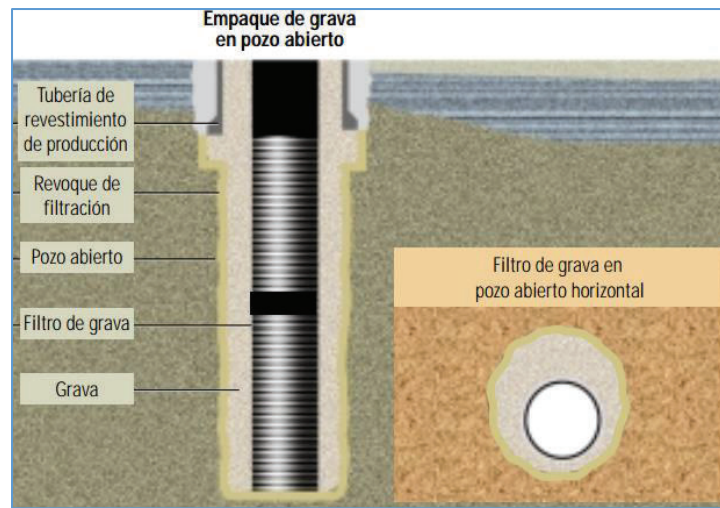
- Esfericidad y redondez
- Resistencia mecánica
- Granulometría
- Turbidez
- Solubilidad en Acido

El tipo de grava a utilizar es de tipo natural o sintético. La aplicación de los empaques de grava se realiza en pozos abiertos, entubados o en combinación con fracturamiento hidráulico. Los empaques en hueco abierto son aplicados normalmente en pozos horizontales en donde no se requiere cañoneo y en pozos en aguas profundas.

La principal desventaja de la aplicación de ésta completación es que los costos tanto de diseño e instalación son muy altos.

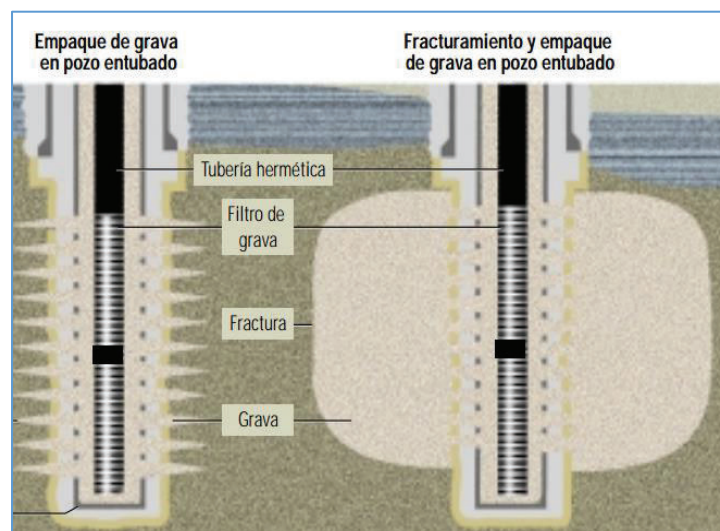
El factor skin que valora el daño de formación varía entre 10 y 20, considerando un skin positivo de 10 como bueno, pero existen casos en los que el skin es mayor a 40.

FIGURA 3. 9 EMPAQUE DE GRAVA EN POZO ABIERTO.



FUENTE: OILFIELD REVIEW OTOÑO 2001
ELABORADO POR: SCHLUMBERGER.

FIGURA 3. 10 EMPAQUE DE GRAVA EN POZO ENTUBADO.



FUENTE: OILFIELD REVIEW OTOÑO 2001
ELABORADO POR: SCHLUMBERGER.

Las fallas que se pueden presentar en éste tipo de completaciones se deben en muchos casos a la baja permeabilidad de la grava en los perforados causada por la compresión de la zona, la mezcla de la grava con arena, píldoras de pérdida de fluidos post cañoneo.

La migración de finos: a medida que pasa el tiempo la migración de finos incrementa el factor Skin, es decir el daño de formación y reduce la producción de fluidos.

3.5 PROCESO GENERAL DEL DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE CONTROL DE ARENA EN DOS POZOS DEL CAMPO AMISTAD.

3.5.1 MUESTREO DE POZOS

Para el análisis de la formación así como de las partículas de roca que ésta pueda producir existen tres métodos generales para realizar el muestreo.

- Extracción de núcleos (testigos) del pozo.
- Muestra de arena producida en superficie
- Muestra de arena de fondo de pozo

3.5.2 MUESTRAS DE ARENA EN FONDO

Los sólidos producidos, en su mayoría, se quedan en el fondo del pozo, es por esto que se realizan tomas de muestra mediante una herramienta (bailer) acarreadora de arena corrida con cable eléctrico (wireline o slickline) hasta el fondo, toma la muestra y retorna a superficie.

La herramienta para la toma de muestras, bailer, es una herramienta de tipo bombeo que está compuesta por un pistón y una válvula ckeck dentro de un cilindro externo. En la parte inferior de la herramienta se encuentra la bola de la válvula check que permite el ingreso de la arena mediante el movimiento de la sarta haciendo que la herramienta succione las partículas sólidas y las retenga dentro del tubo. Ésta herramienta suele ser utilizada también con otros propósitos, como extraer escombros del fondo del pozo o limpiar los pescados, etc.

3.6 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO

El análisis granulométrico es el estudio de la distribución del tamaño de partículas de un mineral sólido. El objetivo de éste tipo de análisis es clasificar los granos de acuerdo a su diámetro y peso para definir la composición de la muestra.

La prueba en la que se basa el análisis se realiza manual o mecánicamente y ésta consiste en ubicar la muestra seca en un conjunto de tamices de diferentes diámetros huecos a través de las cuales se ciernen los granos y por gravedad y sedimentación éstos se van quedando en cada tamiz. Una vez terminado el proceso se procede a medir cada grupo de partículas de roca¹². La **tabla 3.1** muestra las medidas de los tamices más usados para la prueba.

TABLA 3. 1 TIPOS DE TAMICES DE ACUERDO A SU DIÁMETRO

No TAMIZ (in)	ORIFICIO (mm)	TIPO DE SEDIMENTO
3	76.1	GRAVA
2	50.8	
1 ½	38.1	
1	25.4	
¾	19.1	
½	12.5	
3/8	9.51	
No. 4	4.76	
No.10	2.00	ARENA DE GRANO MEDIO
No.20	0.84	
No.30	0.58	
No.40	0.42	
No.60	0.25	
No.200	0.074	ARENA FINA Y ARCILLAS
No. 400	0.037	

FUENTE: Estándar ASTM E-11

El estándar en el cual se basa la prueba se encuentra definido de acuerdo al tipo de sedimento a ser analizado así como su propósito. La entidad encargada de elaborar dichos estándares es la Sociedad Americana de Pruebas de Materiales o

¹² Particle Size Analysis for Sand Control Applications.

en inglés American Society for Testing Materials (ASTM). Los estándares comunes de aplicación son los siguientes:

- **ASTM E11 – 13:** Estándar para prueba de tela de tamiz de alambre tejido y para prueba de tamices. Standard Specification for Woven Wire Test Sieve Cloth and Test Sieves
- **ASTM D421 - 85(2007), ASTM D422:** Estándar para preparación de muestras de suelo seco para análisis de partículas con tamices y determinación de las constantes del tipo de suelo.
Standard Practice for Dry Preparation of Soil Samples for Particle-Size Analysis and Determination of Soil Constants
- **ASTM C136 / C136M – 14:** Estándar del Método de Prueba para Análisis de Partículas Finas y Gruesas.
Standard Test Method for Sieve Analysis of Fine and Coarse Aggregates.
- **ASTM C 117 – 95:** Método de ensayo estándar para material más fino que la malla N°200 (75 µm) en agregado mineral por lavado.
Standard Test Method For Materials Finer Than 75 µm Sieve in Mineral Aggregates by Washing.

Las partículas de roca se clasifican de acuerdo a su tamaño, forma y gradación. Ésta clasificación es establecida y usada por la Asociación Americana de Carreteras Estatales y Funcionarios de transporte American (Association of State Highway and Transportation Officials, AASHTO) así como el Sistema Unificado de Clasificación de Suelos (Unified Soil Classification System, USCS). Se sintetiza la clasificación general dentro en la **Tabla 3.2**.

TABLA 3. 2 CLASIFICACIÓN GENERAL DE TAMAÑO DE GRANO

PARTÍCULA	DIÁMETRO (mm)
Grava	>2
Arena	0.1 – 2
Limo	0.01– 0.1
Arcilla	< 0.01

FUENTE: AASHTO y USCS

3.6.1 GRADACIÓN

La gradación de un material es la clasificación por tamaño de partículas de manera que sus granos se encuentren ordenados¹³. El tipo de gradación se visualiza en la curva después del análisis. Los tipos de gradación son los siguientes:

- **GRADACIÓN DENSA.** Ocurre cuando las cantidades de minerales componentes de la muestra se encuentran en cantidades similares.
- **GRADACIÓN UNIFORME.** Se produce cuando todos los minerales componentes de la muestra tienen casi el mismo tamaño.
- **GRADACIÓN BRECHA.** Se presenta cuando la composición de la muestra está bien definida como una mezcla de granos gruesos y finos (sin tamaños intermedios).
- **GRADACIÓN ABIERTA.** Ocurre cuando las partículas componentes de la muestra contienen muy pocos granos finos.
- **GRADACIÓN RICA.** Se produce cuando las partículas de la muestra poseen abundantes granos finos.

3.6.2 TAMIZ DE MALLA DE ALAMBRE TEJIDO

Éste tipo de tamiz es el más usado en la prueba para análisis de partículas debido a que presenta varios diseños con diámetros de malla diferentes que permiten adaptar el tipo de muestra. Las mallas para éste tipo de tamiz se establecen de acuerdo a los requerimientos de la norma ISO 3310-1. Dentro de éstos existen varios tipos de tamices

- Tamices de ensayo
- Tamices de punto medio
- Tamices de lavado en mojado
- Tamices certificados finales

¹³ King George, (2009). Sand Control Methods.

3.6.3 MÉTODOS DE ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO

El método más común para realizar el análisis granulométrico es el mecánico, sin embargo existen otro tipo de métodos mencionados a continuación:

- Método foto óptico
- Método ultra sónico
- Método con chorro de aire
- Método de análisis de imágenes (Cam sizer)
- Granulometría con prueba seca
- Granulometría con prueba húmeda

3.6.3.1 MÉTODO MECÁNICO

Dentro del método mecánico la aplicación de la prueba puede utilizar diferentes tipos de agitadores, como los siguientes.

a) AGITADOR DE TAMICES POR VIBRACIÓN

Éste método se basa en el uso de una unidad electromagnética que establece un sistema de masa-resorte en movimiento para provocar oscilaciones a la pila de tamices y crear una movilidad circular, no solo vertical u horizontal.

b) AGITADOR HORIZONTAL DE TAMICES

El agitador horizontal produce un movimiento circular horizontal del tamiz haciendo que solo pocas partículas a traviesen la malla y que ésta no se bloquee de manera rápida¹⁴.

La granulometría se realiza normalmente en seco sin embargo cuando los granos a analizar corresponden a un material demasiado fino y que puede aglomerarse se realiza la prueba con la muestra mojada (wet).

¹⁴ Particle Size: Sieves.

FIGURA 3. 11 EJEMPLO DE TAMICES CON ARENAS

FUENTE: FHWA.dot.gov. Web.

Una vez tomados los pesos de cada porción de muestra por tamiz, se procede a realizar en cálculo del porcentaje en peso mediante la siguiente fórmula:

$$\% \text{Retenido en tamiz } Nx = \left(\frac{W_{\text{tamiz}}}{W_{\text{total}}} \right) * 100\% \quad \text{Ec 3.1}$$

El porcentaje de muestra retenido en cada tamiz se calcula con la relación del peso en tamiz (W_{tamiz}) con el peso total de la muestra antes de ser sometida a mezclador mecánico (W_{total}) por el 100%. Finalmente se representa los resultados de las muestras en una gráfica semi-logarítmica.

3.7 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DE MUESTRA (A) DEL CAMPO AMISTAD

En el año 2008 se realizó la toma de muestras en el pozo AMS B con el fin de conocer las características de la arena producida en el campo.

Los estándares utilizados para la prueba de las muestras tomadas del campo Amistad fueron el ASTM E-11 para la selección de los tamices y el ASTM D 421-85 para la prueba de las muestras. Una vez realizada la prueba, se presentaron los siguientes datos en la **tabla 3.3**

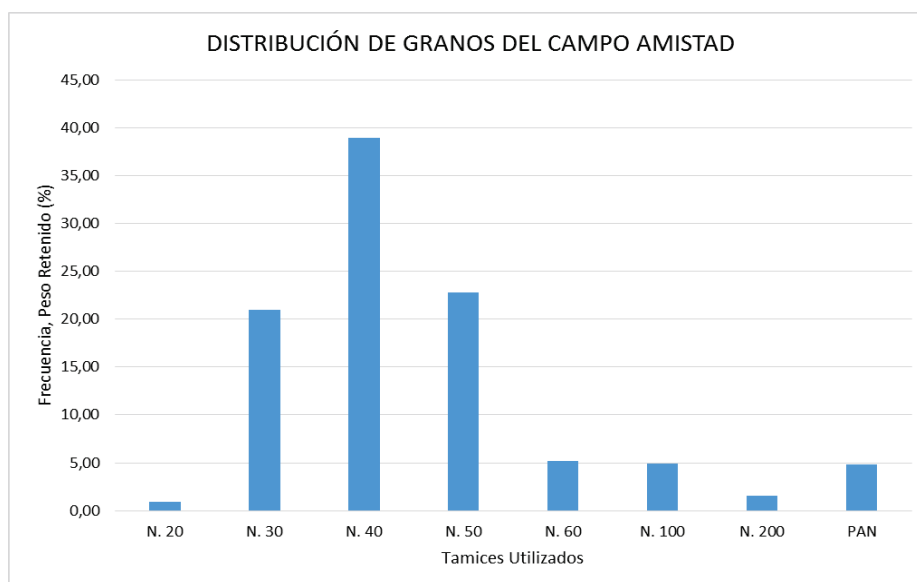
TABLA 3. 3 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DE MUESTRA “A” DE CAMPO AMISTAD.

ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DEL CAMPO AMISTAD				
N. DE TAMIZ	D. GRANO (in)	PESO RETENIDO (g)	PESO RETENIDO (%)	PESO RETENIDO ACUMULADO (%)
N. 20	0,0331	0,100	0,96	0,96
N. 30	0,0234	2,189	20,96	21,91
N. 40	0,0165	4,068	38,95	60,86
N. 50	0,0117	2,379	22,77	83,63
N. 60	0,0098	0,539	5,17	88,80
N. 100	0,0059	0,509	4,88	93,68
N. 200	0,0029	0,159	1,53	95,21
PAN		0,500	4,79	100,00
SUMA TOTAL		10,4464	100	

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Los datos presentados en la tabla anterior se expresan de manera gráfica en las figuras 3.12 y 3.13.

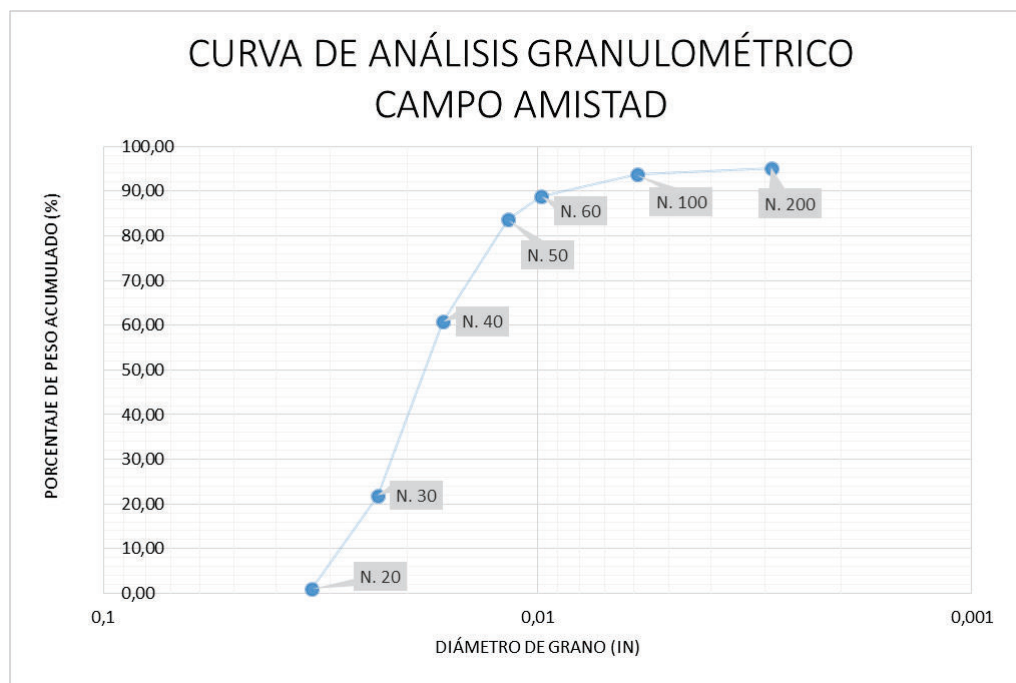
FIGURA 3. 12 DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LA MUESTRA “A”



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Verónica Alexandra Pérez Silva.

FIGURA 3. 13 CURVA DE ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DE CAMPO AMISTAD



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Verónica Alexandra Pérez Silva.

La gráfica expresa la relación entre el porcentaje acumulado en peso de los granos con el diámetro de los mismos que se definen de acuerdo al tipo y número (**N**) de tamiz utilizado.

D_x= Se define como el Punto de Percentil de formación y representa el valor del diámetro del grano correspondiente porcentaje acumulado de peso x.

D₅₀ es el término de muestra el diámetro de grano medio de la muestra. Se obtiene gráficamente marcando una línea recta desde el punto donde el porcentaje acumulado de peso de los granos es del 50% y al intersecar la gráfica del análisis granulométrico se puede determinar el valor de D₅₀.

El diámetro medio de la grava puede ser deducido a partir de la gráfica o ser calculado con la fórmula de la media aritmética para datos agrupados con el fin de obtener un valor más exacto.

$$D_{50a} = \frac{\sum_i^n D_i * W_i}{\sum_i^n W_i} \quad \text{Ec 3.2}$$

Donde:

D_i corresponde al diámetro de la partícula de arena (pulgadas, in)

W_i es el peso retenido por cada grupo de partículas, clasificadas de acuerdo a su diámetro en cada tamiz (gramos, gr).

$\sum_i^n W_i$ Representa la sumatoria del peso retenido de cada grupo de partículas, es decir el valor del peso total de granos retenidos **en todos los tamices**.

En la **tabla 3.4** se puede apreciar el diámetro medio de la arena sometida al estudio granulométrico.

TABLA 3. 4 DIÁMETRO MEDIO DE ARENA

CÁLCULO DEL DIÁMETRO MEDIO DE GRANOS DE LA ARENA			
N TAMIZ	D_i (in)	W_i (g)	$D_i * W_i$
N. 20	0,0331	0,1000	0,0033
N. 30	0,0234	2,1892	0,0512
N. 40	0,0165	4,0685	0,0671
N. 50	0,0117	2,3791	0,0278
N. 60	0,0098	0,5398	0,0053
N. 100	0,0059	0,5098	0,0030
N. 200	0,0029	0,1599	0,0005
TOTALES		9,9464	0,1583
RESULTADO			
D50a		0,016	in

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Verónica Alexandra Pérez Silva.

3.8 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LA GRAVA PARA EMPAQUETAMIENTO

El tipo de grava que compondrá el empaque de grava es muy importante para garantizar la eficiencia del control de arena por lo tanto su selección es crítica. El material se selecciona de acuerdo a las especificaciones establecidas por el Instituto Americano de Petróleo (API) en la norma API RP 58.

Es necesario disponer de grava de buena calidad ya que esto definirá el éxito o no de la completación para el control de producción de arena¹⁵. La calidad de la grava a utilizar, en los casos de empaque, depende de las siguientes propiedades (Internacionalmente estandarizadas por ISO 13503-2):

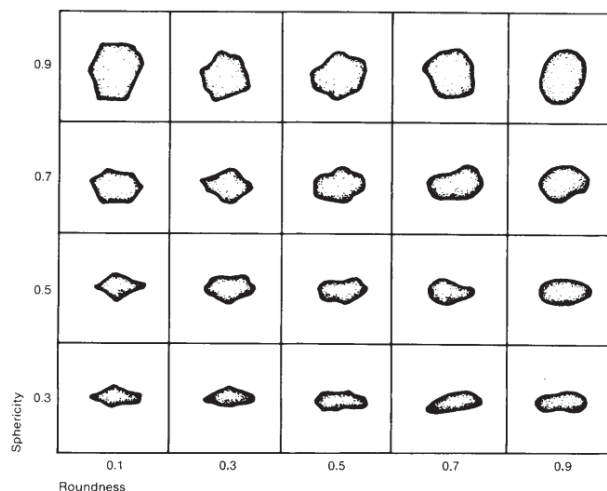
- Forma
- Resistencia
- Solubilidad
- Turbidez

3.8.1 FORMA DE LA GRAVA.

Cuando se habla acerca de la forma de una partícula se hace referencia a su esfericidad y redondez. La esfericidad se refiere a la medida de la forma del grano que se acerque a la forma esférica mientras que la redondez se refiere a la medida de uniformidad y curvatura de su superficie.

La permeabilidad de los granos de grava se ve afectada por el diámetro de dichos granos así como por su forma. Cuando los granos son esféricos son menos propensos a permitir la invasión de la arena del pozo al empaque y por consiguiente el empaque tiende a ser más efectivo y compacto (Gulati y Maly 1975). En la **Figura 3.14** se puede apreciar la tabla de Krumbein que relaciona la esfericidad y redondez de un grano.

¹⁵ Proper Proppant Selection: Productivity Depends On It.

FIGURA 3. 14 REDONDEZ Y ESFERICIDAD DE LOS GRANOS DE ARENA

FUENTE: W.H. Freeman y Co.

ELABORADO POR: Krumbein y Sloss 1963. Fig 4-10, P 111.

El tipo de redondez y medida del grano de grava determina también la eficiencia del empaquetamiento. Una grava de buena calidad dispone de un valor de redondez mayor a 0,6 ya que los valores inferiores corresponden a granos muy deformados que se podrían ver sujetos a erosión. EL valor mínimo recomendado de esfericidad es igual a 0,75. Estos granos están representados en la **figura 3.14** con los dos últimos granos de la primera fila (izquierda a derecha).

3.8.2 RESISTENCIA DE LA GRAVA

La fuerza de los granos de grava está determinada por su dureza y resistencia a las fuerzas de aplastamiento o confinamiento presentes. Si los granos de grava se rompiesen al verse sometidos a las fuerzas señaladas, su tamaño se vería reducido y produciría finos. La grava es de óptima calidad si no genera más del 2% de finos, es decir debe contener 98% de material compacto.

3.8.3 SOLUBILIDAD DE LA GRAVA

Al bombear la grava hasta el empaquetamiento ésta se verá sujeta a condiciones de pozo que puedan causar su disolución parcial o total y al suceder esto se

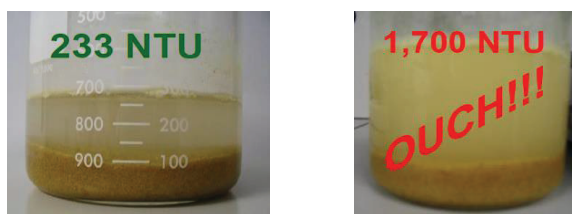
producirían migración de finos de grava y producción de arena del pozo. Por ésta razón es muy importante realizar pruebas a la grava antes de usarla con el fin de determinar si es o no soluble con fluidos presentes en el bombeo.

3.8.4 TURBIDEZ DE LA GRAVA

La pureza de la grava se relaciona con el grado de turbidez y se puede definir como la opacidad que muestra la mezcla de la grava con agua. Mientras más partículas finas tengan las gravas, como limos o arcillas, más turbias serán.

De acuerdo a las especificaciones de la Asociación Internacional de Estandarización (ISO), la turbidez es medida en NTU (unidades nefelométricas de turbidez) y recomienda que en gravas el valor debe ser menor o igual a 250 NTU. Es por esto que la mayor parte de las gravas se fabrican con un valor menor o igual a 200 NTU. En la **Fig 3.15** se observa el grado de turbidez de dos tipos de gravas.

FIGURA 3. 15 TURBIDEZ DE LA GRAVA



FUENTE: Presentación SPE.

ELABORADO POR: Frank E. Syfan, Jr., PE y PropTester Houston

3.8.5 TIPOS DE GRAVAS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE SÓLIDOS DE FORMACIÓN

La grava debe ser resistente y competente para el sistema de control de producción de arena, también debe ser accesible en costos y garantizar larga vida del pozo con una buena producción de fluidos. El tipo de material que se utiliza para los empaques de grava se clasifica en tres grandes grupos¹⁶:

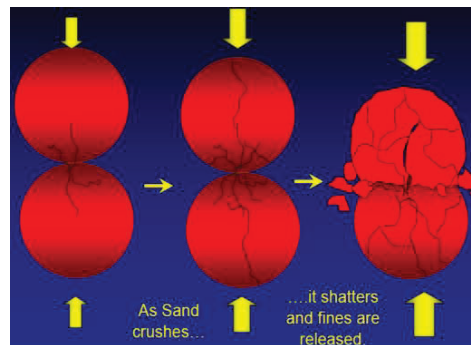
¹⁶ The Complicated World of Proppant Selection.

- Arena Natural
- Arena Cubierta con resina
- Cerámica

3.8.5.1 ARENA NATURAL

La arena natural rica en cuarzo es la menos costosa debido a su origen (extraídas de canteras) pero es la menos resistente de los tres grupos señalados. Su uso se recomienda para presiones de cierre menores a 5000 psi. Si se usa a condiciones de presión mayor los granos perderán resistencia y se romperán como se aprecia en la **figura 3.16**.

FIGURA 3. 16 GRANOS DE ARENA NATURAL SOMETIDOS A PRESIÓN



FUENTE: Presentación. The Complicated World of proppant selection
ELABORADO POR: John Kullman. 2011.

Las arenas de origen natural se dividen en dos grupos de acuerdo a su origen. Las arenas blancas y morenas.

Arenas Blancas:

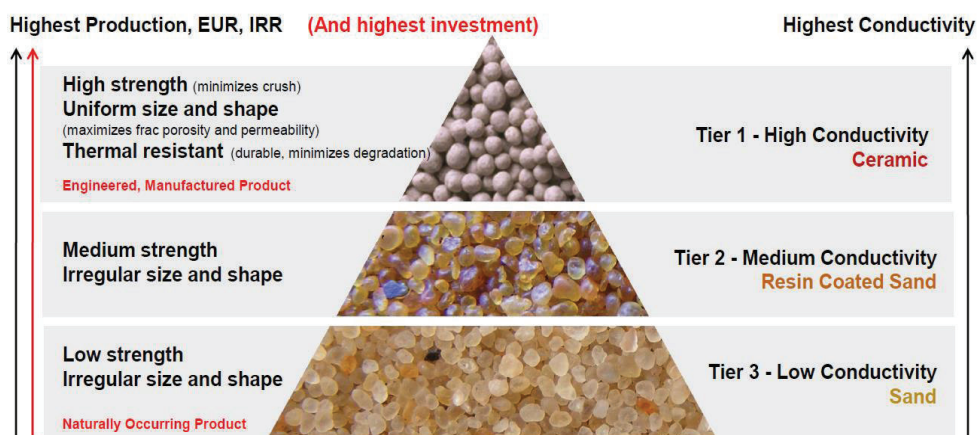
- Jordan
- St. Peters
- Mt. Simon
- Wonewoc

Arenas Morenas:

- Brady
- Heart of Texas
- Hickory
- Depósitos locales

La clasificación de las arenas de acuerdo a su eficiencia depende de su capacidad conductiva, las arenas más conductivas son las más resistentes a altos esfuerzos. A continuación se apreciar la pirámide de clasificación de las arenas en la **Fig. 3.17**.

FIGURA 3. 17 PIRÁMIDE GRANULOMÉTRICA DE ACUERDO AL TIPO DE ARENAS



FUENTE: carboceramics.com

De acuerdo al análisis representado en la gráfica a mayor conductividad, mayor inversión y mayor producción del pozo.

3.8.5.2 ARENAS RECUBIERTAS DE RESINA

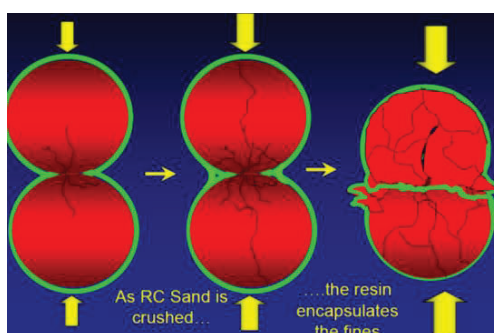
En vista de que las arenas de origen natural no son suficientemente resistentes se crearon arenas sintéticas conocidas como proppants más apropiadas. Dentro de éstas se señalan a las arenas sintéticas cubiertas de resina. La resina que cubre al material puede ser de dos tipos:

- Resina curable: que ayuda a consolidar de mejor manera el empaque y así evita el retorno del material. También encapsula los finos.
- Resina Pre-curada: A más de encapsular a los granos más finos ayuda a distribuir de mejor manera el esfuerzo.

La principal ventaja de utilizar éste tipo de material recubierto de resina es que las partículas finas son encapsuladas. De ésta manera se evita la migración de los mismos hacia el pozo. Son muy usados para la aplicación de fracturas hidráulicas por su resistencia a presiones de cierre de fractura de hasta 10.000 psi.

A continuación se puede observar el encapsulamiento de finos en las arenas cubiertas de resina. **Fig. 3.18.**

FIGURA 3. 18 GRANOS DE ARENA CUBIERTA DE RESINA SOMETIDOS A PRESIÓN



FUENTE: Presentación PDF. The Complicated World of proppant selection 2011.

ELARADO POR: B. John Kullman.

3.8.5.3 CERÁMICA

Los productos llamados proppants de cerámica son materiales eco amigables fabricados a partir de bauxita sinterizada mezclada con otros minerales como óxido de aluminio, silicatos y hierro así como óxido de titanio. Los proppants de cerámica son más fuertes y conductivos que las arenas cubiertas de resina y su uso es muy común en pozos con empaques de grava con o sin fracturamiento hidráulico. El uso de éste tipo de producto reemplaza a las arenas debido a que es más eficiente al incrementa la producción del pozo en un 30% a 50% y garantizando una vida más larga que la que tendría de usarse arenas (ShanXi GuangYu Ceramic proppant Co. Ltd.)

Los componentes de cerámica ofrecen granos más redondos, esféricos y resistentes a altas temperaturas y profundidades. Su uso se recomienda en pozos

profundos con caudales de producción altos y su rango de oferta varía entre las siguientes cuatro categorías¹⁷.

- Cerámica de Baja Densidad
- Cerámica de Densidad Intermedia
- Cerámica de alta densidad y resistencia
- Cerámica recubierta de resina

3.8.5.3.1 CERÁMICA DE BAJA DENSIDAD O PESO LIGERO (LWC)

Las cerámicas de peso ligero son las más usadas especialmente en pozos de gas natural y petróleo cuyas profundidades son moderadas. La cerámica LWC posee 50% más resistencia, estabilidad térmica y mejor conductividad que las arenas cubiertas con resina.

Éste tipo de productos se utilizan normalmente en fracturamiento en pozos horizontales, al ser inertes y no reaccionar con los fluidos involucrados. Los productos de cerámica de baja densidad son fabricados con los diferentes nombres comerciales de acuerdo a sus propiedades (Carbo Ceramics). A continuación se detallan los más comunes.

- **CARBOECONOPROP**

Este tipo de cerámica es la menos costosa de las tres señaladas, se utiliza en pozos que requieran una alta concentración de proppant. No reacciona con fluidos para fracturamiento, reticulantes o disyuntores. Se puede aplicar en pozos con presiones de cierre desde 2000 psi hasta 10000 psi. Se fabrican de dos tipos 20/40 y 30/50. La presión de ruptura de la grava se da a 5000 psi y genera produce finos de hasta 5.2% a 7500 psi.

¹⁷ Gravass Sintéticas de Cerámica. Carbo Ceramics Inc, (2015).

- **CARBOLITA (CARBOLITE PROPPANT)**

La carbolita es utilizada en pozos de petróleo o gas y es catalogada como una cerámica de alto rendimiento debido a que posee una alta capacidad de flujo para altos caudales de producción del pozo.

En el caso de reservorios que requieran fracturamiento hidráulico, éste componente es usado en pozos de profundidad moderada y provee una alta conductividad. Puede trabajar con presiones de cierre de 2.000 psi a 12.000 psi (40/70). La presión de ruptura inicia a 7500 psi y a 10.000 psi produce hasta 19,3 % de finos (16/20).

- **CARBOHYDROPROP**

Componente de baja densidad con alta resistencia térmica. Es altamente conductivo, aún más eficiente que la arena cubierta de resina (40/70). Trabaja con presiones de cierre de hasta 10000 psi y su presión de ruptura es a 5000 psi produciendo 2% de finos a 7500 psi. Se encuentra disponible en 40/80.

A continuación se presenta la **tabla 3.19** con las características de cada producto.

FIGURA 3. 19 GRAVAS DE CERÁMICA DE BAJA DENSIDAD

CERÁMICAS DE BAJA DENSIDAD			
PROPIEDADES	CARBOHYDROPROP	CARBOECONOPROP	CARBOLITE
REDONDEZ	0,8	0,9	0,9
ESFERICIDAD	0,9	0,9	0,9
DENSIDAD APARENTE (lb/ft ³)	91	96	97
DENSIDAD APARENTE (g/cm ³)	1,46	1,56	1,57
G.ESPECÍFICA APARENTE	2,6	2,71	2,71
VOLUMEN ABSOLUTO (gal/lb)	0,046	0,044	0,044
SOLUBILIDAD EN 12% HCL-3%HF (%PÉRDIDA DE PESO)	3,3	1,7	1,7

FUENTE: CARBO CERAMICS INC. Y SAINT-GOBAIN PROPPANTS INC.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

3.8.5.3.2 CERÁMICAS DE DENSIDAD INTERMEDIA

Los productos de cerámica de densidad media se utilizan especialmente en pozos de petróleo de profundidades moderadas. Se diseñan normalmente para utilizarse en pozos con presiones de cierre de hasta máximo 10.000 psi.

Las cerámicas de densidad media son más costoso que los de baja densidad sin embargo su costo se justifica con su alta eficiencia debido a su alta capacidad de flujo la misma que ayuda a mantener la producción deseada. Sus características de densidad son similares a las de las arenas y se fabrican normalmente en cuatro medidas diferentes 16/30, 20/40, 30/50 y 40/70 sin embargo esto puede variar de acuerdo al fabricante.

- **CARBOPROP**

El componente de cerámica de densidad media, comercialmente llamado Carbo-prop, se caracteriza por su excelente calidad debido a que es altamente conductivo por largo tiempo. De la misma manera disminuye el desgaste del equipo de producción y bombeo. Se lo utiliza también para pozos que requieran fracturamiento hidráulico y se fabrican en cinco medidas estándar.

Éste tipo de componente de cerámica puede trabajar con presiones de cierre de hasta 12000 psi llegando a la ruptura con 10000 psi. Produce 20% de finos a 12500 psi a la medida de 12/18.

- **VERSAPROP**

Versaprop está catalogado como un componente de cerámica de densidad con alta conductividad y más fuerza que los componentes de densidad baja. Es capaz de mantener una alta conductividad y eficiente incluso a grandes esfuerzos. Debido a su alta conductividad garantiza una buena y larga vida productiva del pozo. Este componente trabaja con presiones de hasta 12000 psi y llega a romperse a partir de 5000 psi.

- **INTERPROP**

Interprop es un componente de cerámica con alta conductividad y su uso es apropiado en pozos de gas natural con permeabilidad baja a moderada. Se fabrica en tres medidas diferentes 16/30, 20/40 y 30/50 y sus propiedades varían de acuerdo al tipo de proppant. A continuación se presenta la **tabla 3.5** con las características individuales de cada producto.

TABLA 3. 5 GRAVA DE CERÁMICA DE DENSIDAD MEDIA

CERÁMICAS DE DENSIDAD MEDIA		
PROPIEDADES	CARBOPROP	VERSAPROP/ INTERPROP
REDONDEZ	0,9	0,9
ESFERICIDAD	0,9	0,9
DENSIDAD APARENTE (lb/ft ³)	117	117
DENSIDAD APARENTE (g/cm ³)	1,88	1,88
GRAVEDAD ESPECÍFICA APARENTE	3,27	3,2
VOLUMEN ABSOLUTO (gal/lb)	0,037	0,0374
SOLUBILIDAD EN 12% HCL-3%HF (%PÉRDIDA DE PESO)	4,5	2,5

FUENTE: CARBO CERAMICS INC. Y SAINT-GOBAIN PROPPANTS INC.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

3.8.5.3.3 CERÁMICAS DE ALTA DENSIDAD

Las cerámicas de alta densidad son más fuertes que las cerámicas de densidad baja y media y pueden trabajar con presiones de cierre de hasta 14000 psi y se utilizan en pozos de petróleo y gas con profundidades moderadas. Comercialmente se puede señalar los siguientes productos más importantes.

- **CARBOHSP**

El producto llamado Carbohsp está elaborado con bauxita sinterizada, su uso es apropiado en pozos profundos y de alta temperatura y está diseñado para disminuir la abrasión. Éste tipo de cerámica es fabricada en cuatro medidas siendo la menor

12/18 y la mayor 30/60 las cuales pueden ser utilizadas óptimamente en pozos con presiones de cierre de hasta 14.000 psi y de manera extendida hasta 15.000 psi. Carbohspace alcanza el punto de ruptura a 10.000 psi con una producción de hasta 9,3% (12/18). La bauxita es un mineral compuesto en su mayoría por óxidos de aluminio hidratados.

- **KRYPTOSPHERE HD**

Producto elaborado por Carbo Ceramics perteneciente al grupo de cerámicas de alta densidad así como ultra conductividad. Este producto es altamente fuerte y de larga duración y en comparación con el producto de beuxita, su conductividad se duplica al someterlo a la presión de cierre de 20000 psi. También se debe señalar que la redondez de sus granos permite la reducción de erosión y su producción de finos, mínima, evita la reducción de su conductividad y en consecuencia el decremento de la producción del pozo.

Éste tipo de cerámica llega al punto de ruptura a 15.000 psi con 0,5% de producción de sólidos sin embargo se lo utiliza en pozos con presión de cierre de hasta 30.000 psi en donde llega a producir un total de 6,6% de sólidos. KRYPTOSPHERE HD es rica en alúmina y es producida con una sola medida.

- **ULTRAPROP**

Ultraprop es un producto elaborado por Saint-Gobain a base de bauxita sinterizada y se caracteriza por ser 30% más pequeño que los productos de 16/30 pero su diámetro medio de partícula, 0,740 mm, supera en tamaño al producto de 20/40. Está diseñado para aplicaciones en pozos con presiones de cierre de hasta 15.000 psi con una producción de finos de hasta 6,9% y alcanza su punto de ruptura a 7.500 psi con una producción de 0,6% de finos.

A continuación se presenta la **tabla 3.6** con las características individuales de cada producto.

TABLA 3. 6 GRAVAS DE CERÁMICA DE DENSIDAD ALTA

CERÁMICAS DE ALTA DENSIDAD			
PROPIEDADES	ULTRAPROP	CARBOHSP	KRYPTOSPHERE HD
REDONDEZ	0,9	0,9	0,9
ESFERICIDAD	0,9	0,9	0,9
DENSIDAD APARENTE (lb/ft ³)	127	131	146
DENSIDAD APARENTE (g/cm ³)	2,04	2,1	2,34
GRAVEDAD ESPECÍFICA APARENTE	3,5	3,61	3,9
VOLUMEN ABSOLUTO (gal/lb)	0,0347	0,033	0,031
SOLUBILIDAD EN 12% HCL-3%HF (%PÉRDIDA DE PESO)	1,9	2,5	0,3

FUENTE: CARBO CERAMICS INC. Y SAINT-GOBAIN PROPPANTS INC.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

3.8.5.3.4 CERÁMICAS CUBIERTAS DE RESINAS

Al igual que las arenas cubiertas de resina, la resina ofrece a la cerámica encapsular sus granos para evitar su rompimiento. Las cerámicas recubiertas de resina ofrecen resistencia adicional, mejoran la capacidad de flujo, minimizan el empotramiento, previenen el retorno de proppants al pozo y minimizan el problema de solubilidad (SPE Frank E. Syfan, Jr., PE).

La cerámica cubierta de resina elaborada por Carbo Ceramics Inc. Lleva como nombre comercial CARBOBOND LITE. Las propiedades de éste producto se presentan en las **tablas 3.7 y 3.8.**

TABLA 3. 7 PROPIEDADES DEL CARBOBOND-LITE

CARBOBOND-LITE	
EQUILIBRIO PH	8,9 - 9,3
ACIDEZ RESIDUAL POR 50% NAOH Y 1000 GAL 2% KCL	< 0,1
VIDA (AÑOS)	> 3
REDONDEZ	0,9
ESFERICIDAD	0,9
DENSIDAD APARENTE (lb/ft ³)	96 +- 0,05
DENSIDAD APARENTE (g/cm ³)	1,54 +- 0,06
GRAVEDAD ESPECÍFICA APARENTE	2,6 +- 0,05
VOLUMEN ABSOLUTO (gal/lb)	0,046
TURBIDEZ (NTU)	250
EFICIENCIA DE REVESTIMIENTO (RESINA EN CERÁMICA %)	99,8

FUENTE: Carbo Ceramics Inc.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

TABLA 3. 8 PROPIEDAD DE SOLUBILIDAD DEL CABOBOND-LITE.

SOLUBILIDAD: ISO 13503-2	
FLUIDO	PESO PERDIDO (%)
Agua	< 0,20
Agua alcalina no curada	< 1,00
Agua alcalina curada	< 0,20
Agua con 2% HCL	< 0,20
Salmuera ligera	< 0,30
Ácido 12%HCl-3% HF	< 1,00
Petróleo	< 1,00

FUENTE: Carbo Ceramics Inc.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

3.9 SELECCIÓN DE LA GRAVA PARA LOS POZOS AMS-B Y AMS-C DEL CAMPO AMISTAD

La selección del diámetro de la grava se basa en el análisis de distribución granular realizado a la arena producida por el pozo. Para calcular el tamaño requerido de la grava se pueden aplicar los siguientes métodos

Donde:

D_{xg} = Diámetro X del acumulado porcentual del peso de la grava.

D_{xa} = Diámetro X del acumulado porcentual del peso de la arena producida por el pozo.

3.9.1 MÉTODO DE COBERLY

En 1937 Coberly afirmó que en las arenas compuestas por diferentes tamaños de partículas, las más grandes influyen con mayor fuerza sobre los puentes creados entre la arena y por consiguiente éstas debían ser analizadas para la distribución granulométrica. Por lo tanto la ecuación que define de la siguiente manera:

$$D_{10g} = 10 * D_{10a} \quad \text{Ec. 3.3}$$

3.9.2 MÉTODO DE STEIN

Stein determinó que la relación para definir el diámetro de la grava es la siguiente:

$$D_{85g} = 4 * D_{15a} \quad \text{Ec. 3.4}$$

3.9.3 MÉTODO DE UNIFORMIDAD DE SCHWARTZ

En 1969 Schwartz incorporó un nuevo concepto llamado Coeficiente de Uniformidad. De acuerdo con su teoría, el diámetro de la grava depende de éste factor. El factor de uniformidad está definido como la relación entre el diámetro porcentual D_{40} con el D_{90} . Y se representa con la letra C .

$$C = \left(\frac{D_{40}}{D_{90}} \right) \quad \text{Ec. 3.5}$$

De acuerdo a los resultados de la relación señalada se definen tres casos para la selección del diámetro de la grava.

Si $C < 3$, se considera a la arena uniforme y:

$$D_{10g} = 6 * D_{10a} \quad \text{Ec. 3.6}$$

Si $3 < C < 5$, se considera que la arena es moderadamente uniforme y:

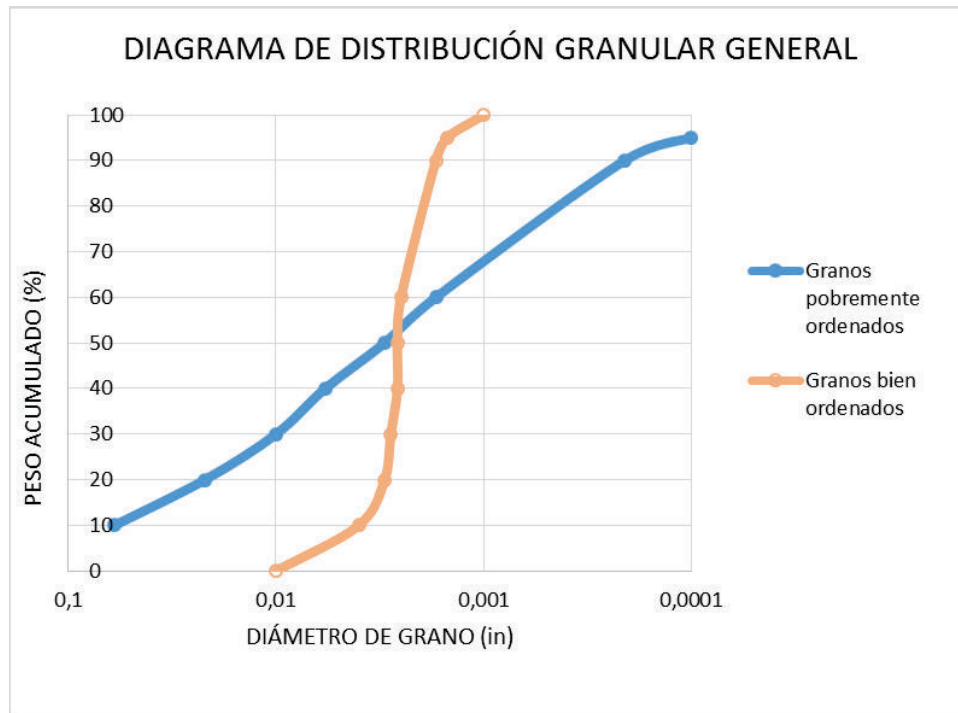
$$D_{40g} = 6 * D_{40a} \quad \text{Ec. 3.7}$$

Si $C > 5$, se considera a la arena no uniforme y:

$$D_{70g} = 6 * D_{70a} \quad \text{Ec. 3.8}$$

A continuación se puede apreciar la **Figura 3.20** que muestra la distribución de granos bien ordenados es decir uniforme ($C < 5$), y la distribución de granos pobremente ordenados es decir no uniforme ($C > 5$).

FIGURA 3. 20 DISTRIBUCIÓN GRANULAR GENERAL



FUENTE: Petrowiki. Web.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

3.9.4 MÉTODO DE SAUCIER

En 1974 Saucier realizó varios experimentos de flujo a través de núcleos, la mitad de cada núcleo estaba lleno de grava y la otra mitad con arena de formación. La conclusión a la que llegó después de su análisis fue que para lograr un control de arena eficiente el tamaño de la grava del empaque debe ser no mayor a 5 - 6 veces el tamaño del grano medio del análisis granulométrico, es decir de la arena que produce la formación.

$$D_{50g} = 6 * D_{50a}$$

Ec. 3.9

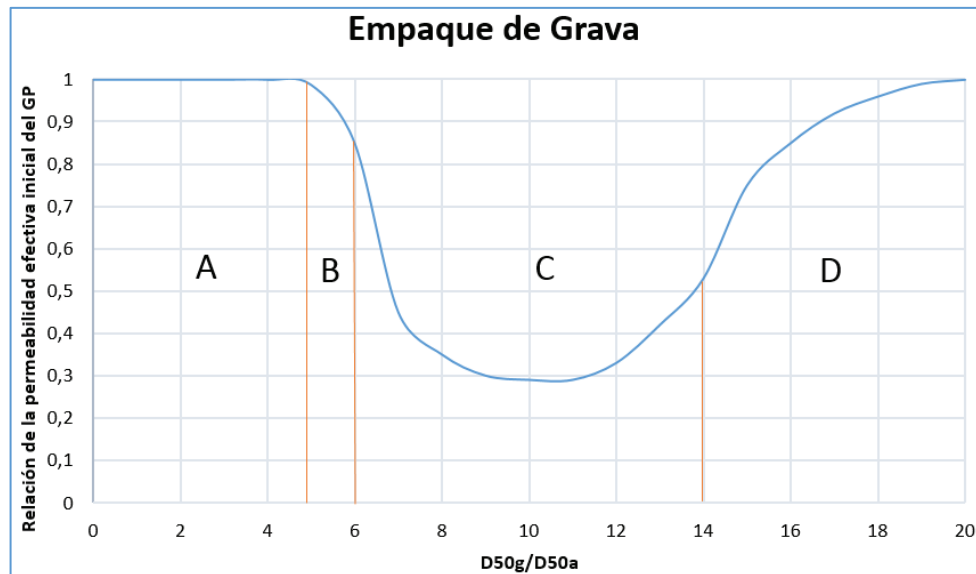
Donde:

D_{50g} = Diámetro medio de la grava para el empaque

D_{50a} = Diámetro medio del acumulado porcentual del peso de la arena de formación.

En la **Figura 3.21** se puede apreciar la relación entre el diámetro de partículas con la permeabilidad del empaque de grava en general (gravel pack).

FIGURA 3. 21 RELACIÓN DE PERMEABILIDAD VS DIÁMETRO MEDIO DE LA GRAVA



FUENTE: Graham et Al 1959, Saucier 1974, modificado por Patton y Abbot 1982 y Allen y Roberts 1982.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

En la figura anterior se observan cuatro zonas importantes donde,

ZONA A, cuya relación es menor a 5, representa los granos de grava más pequeños que los requeridos para retener la arena de formación producida, menor que la máxima producción.

ZONA B, cuya relación se encuentra entre los valores de 5 y 6, representa el diámetro de los granos recomendados como óptimos para el dimensionamiento de la grava del empaque.

ZONA C, que muestra los valores desde 6 a 14, representa los granos de grava que permitirían el paso de la arena a través de ellos y por lo tanto la producción del pozo se reduciría.

ZONA D, con valores de relación mayores a 14, muestra el diámetro de las partículas de grava que permitirían el paso completo de la arena de formación al pozo.

3.9.5 APLICACIÓN DEL MÉTODO DE SCHWARTZ PARA LA SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE LA GRAVA PARA LOS POZOS AMS B Y AMS C DEL CAMPO AMISTAD

Una vez realizados los cálculos respectivos los resultados se expresan en las siguientes **tablas 3.9** y **3.10** y la **figura 3.22**

TABLA 3. 9 MÉTODO DE SCHWARTZ APLICADO A CAMPO AMISTAD

MÉTODO DE SCHWARTZ			
	D40a	D90a	Coefficiente de Uniformidad C
Micrones (µm)	508	228,6	2,22
Pulgadas (in)	0,0200	0,009	2,22
Milímetros (mm)	0,508	0,2286	2,22

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

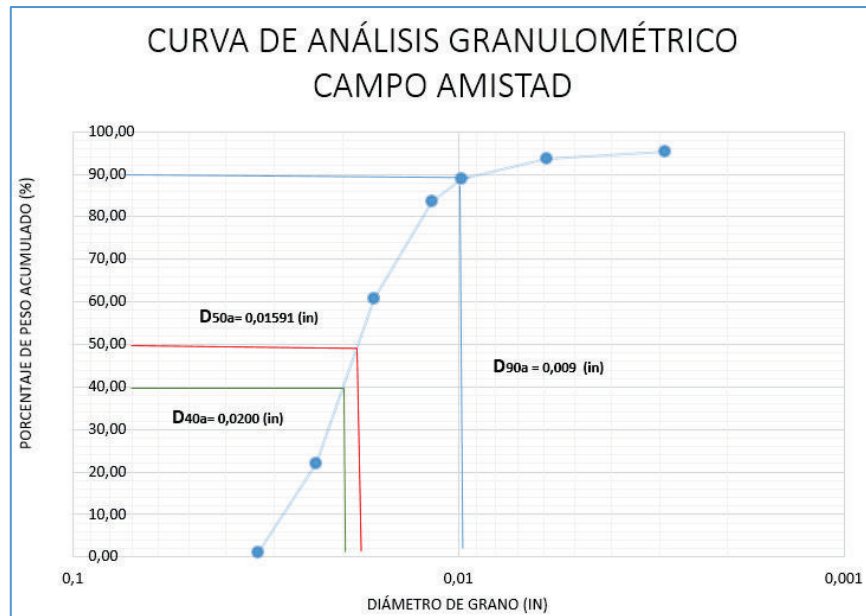
TABLA 3. 10 DIÁMETROS D10 DE ARENA Y GRAVA. CAMPO AMISTAD.

GRAVA		
C menor a 3	$D_{10g} = 6 * D_{10a}$	
Unidades	D10a	D10g
Micrones (µm)	711,2	4267,2
Pulgadas (in)	0,028	0,168
Milímetros (mm)	0,7112	4,2672

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

FIGURA 3. 22 CURVA GRANULOMÉTRICA DE CAMPO AMISTAD



FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

3.9.6 APLICACIÓN DEL MÉTODO DE SAUCIER PARA LA SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE LA GRAVA PARA LOS POZOS AMS B Y AMS C DEL CAMPO AMISTAD.

Los resultados obtenidos de los cálculos se expresan en la **tabla 3.11**.

TABLA 3. 11 MÉTODO DE SAUCIER APLICADO A MUESTRA “A”

MÉTODO DE SAUCIER		
$D_{50g} = 6 * D_{50a}$		
	D50a	D50g
Micrones (µm)	404,15	2424,9
Pulgadas (in)	0,0159	0,0955
Milímetros (mm)	25,416	152,495

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

El siguiente análisis (**tablas 3.12, 3.13 y 3.14**) se basa en datos tomados de tablas que representan las características de cada uno de los elementos. En éste caso se analizaron tres productos de cerámica, dos de los cuales pertenecen al grupo de las cerámicas de peso ligero o densidad baja (Econoprop y Carbolite) y uno de densidad media (Carboprop).

TABLA 3. 12 GRAVAS SINTÉTICAS UTILIZADAS PARA EL ANÁLISIS

TIPOS DE GRAVAS UTILIZADAS PARA EL ANÁLISIS						
MEDIDA	D 50 (micron)			D50 (in)		
	Carbolite	Carboprop	Econoprop	Carbolite	Carboprop	Econoprop
16/20	1001			0,039	0,000	0,000
16/30		936		0,000	0,037	0,000
20/40	730	672	635	0,029	0,026	0,025
30/50	522		473	0,021	0,000	0,019
40/70	334	324		0,013	0,013	0,000

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Carbo Ceramics Inc.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

TABLA 3. 13 PERMEABILIDAD DE LAS GRAVAS BASE

MEDIDA	RELACIÓN D50g/D50a			Permeabilidad Inicial de la Grava (Darcy)		
	Carbolite	Carboprop	Econoprop	Carbolite	Carboprop	Econoprop
16/20	2,5	0,0	0,0	1300		
16/30	0,0	2,3	0,0		880	
20/40	1,8	1,7	1,6	570		340
30/50	1,3	0,0	1,2	300		230
40/60	0,0	0,0	0,0		200	
40/70	0,8	0,8	0,0	200	160	

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Carbo Ceramics Inc.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

En el **ANEXO No. 1** se observan las propiedades generales de cada producto utilizado para el análisis de selección.

TABLA 3. 14 SELECCIÓN DE LA GRAVA IDEAL

SELECCIÓN DE LA GRAVA					
MALLA	DIÁMETRO (in)			PRODUCCIÓN DE FINOS (1/6)	
	Mínimo	Máximo	Promedio	D. (in)	D. (micrón)
8/12	0,047	0,094	0,0705	0,0000	0,0
10/16	0,047	0,079	0,063	0,0000	0,0
12/20	0,066	0,033	0,0495	0,0013	32,2
16/20	0,033	0,047	0,04	0,0000	0,0
16/30	0,023	0,047	0,035	0,0009	22,9
20/40	0,0165	0,033	0,02475	0,0006	16,1
30/50	0,012	0,023	0,0175	0,0005	11,4
40/60	0,0098	0,0165	0,01315	0,0004	8,9

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

Para conocer el diámetro de las partículas que pueden atravesar los espacios entre los granos de grava se procede a dividir el diámetro de garganta de poro para 6.

NOTA: Para la selección final de la grava se debe tomar en consideración no solo su diámetro sino también sus propiedades.

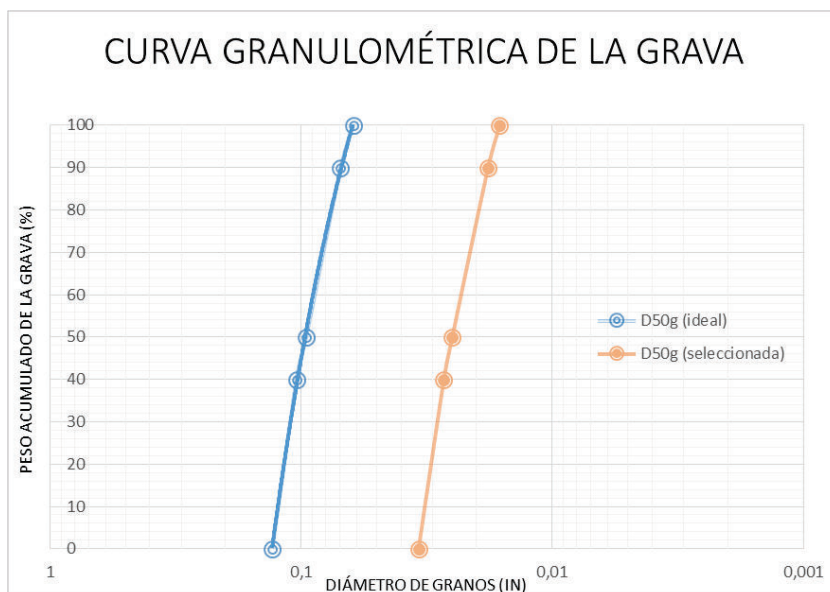
3.9.7 SELECCIÓN DE LA GRAVA MÁS APROPIADA PARA APLICACIÓN DE EMPAQUE DE GRAVA EN LOS POZOS AMS-B Y AMS-C DEL CAMPO AMISTAD

De acuerdo a la aplicación del Método de Saucier, el diámetro medio de la grava que se seleccionó debió ser de 0,0955 sin embargo los productos disponibles en ese momento fueron los antes mencionados, por lo tanto se tomó en consideración el hecho práctico de que el uso más común en éste tipo de pozos son las gravas de 20/40 y 30/50 por lo tanto se seleccionó la cerámica CARBOPROP 20/40 debido a su costo y a sus propiedades.

De acuerdo a las publicaciones establecidas por la Sociedad de Ingenieros en Petróleos SPE en Petrowiki, se establece que el coeficiente de uniformidad de

SCHWARTZ para la granulometría de la grava es igual a 1,5. En la **figura 3.23** se puede observar la recta de distribución de granos de la grava para el empaque.

FIGURA 3. 23 CURVA GRANULOMÉTRICA DE LA GRAVA



FUENTE: Análisis Granulométrico.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

En la **tabla 3.15** se aprecian los valores críticos correspondientes a los diámetros de granos de la arena producida, grava ideal y grava selecta.

TABLA 3. 15 ANÁLISIS DE GRAVA SELECCIONADA.

ANÁLISIS DE GRAVA SELECCIONADA			
PESO ACUMULADO (%)	DIÁMETRO EN PULGADAS		
	Arena Producida	Grava Seleccionada	Grava Ideal
D0	0,033	0,033	0,130
D40	0,020	0,027	0,104
D50	0,016	0,025	0,095
D90	0,009	0,018	0,070
D100		0,016	0,062
C uniformidad	2,22	1,5	1,5

FUENTE: Análisis Granulométrico.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva

3.10 SELECCIÓN DE LA REJILLA APROPIADA

Las rejillas son dispositivos mecánicos que están diseñados para retener la producción de arena y/o el empaque de grava, permitir el paso de fluidos de producción o estimulación y brindar estabilidad al pozo. De acuerdo a la norma ISO 1782 las rejillas aptas para éste efecto son las rejillas de envoltura de alambre, las rejillas pre-empacadas y las rejillas de malla de metal. Para seleccionar la rejilla adecuada se debe establecer en su diseño lo siguiente¹⁸:

- Las ranuras de la rejilla deben estar uniformemente distribuidos.
- El tamaño de la ranura debe ser el adecuado para contener a la grava y no provocar taponamientos.
- La rejilla debe disponer de la máxima área abierta.
- La velocidad de entrada a la rejilla debe ser mínima.
- El material de diseño de la rejilla debe ser resistente a la corrosión.
- La rejilla debe resistir las fuerzas de estrés presente en pozo.
- Deben permitir el mantenimiento continuo.
- Costo viable.

Para la correcta selección de la rejilla se deben considerar primordialmente las propiedades como¹⁹:

- Selección correcta de las ranuras de la rejilla y Permeabilidad de la rejilla.
- Pruebas de retención de arena (o grava en el caso de los empaques de grava).

3.10.1 PRUEBAS DE RETENCIÓN DE ARENA Y/O GRAVA A LA REJILLA

Éste tipo de prueba se realiza en el laboratorio y normalmente no expresan la realidad del comportamiento de la arena o grava en el pozo, por lo tanto se debe

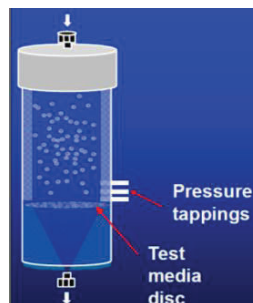
¹⁸ Selection and Design Criteria for Sand Control Screens.

¹⁹ Well Screens and Gravel Packs. Hunter Blair, (2006).

ser cuidadoso con la interpretación de resultados. Las pruebas de retención de arena se dividen en dos métodos.

PRUEBA DE ARENA EN SUSPENSIÓN, éste método consiste en colocar arena en suspensión y hacerla fluir en la rejilla. Una vez inducido el flujo se procede a medir la cantidad de arena que atraviesa por las ranuras y se registra la presión.

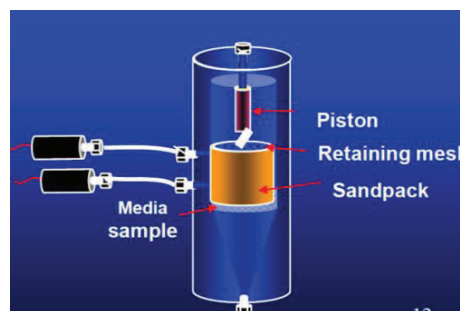
TABLA 3. 16 ESQUEMA DE ARENA EN SUSPENSIÓN



FUENTE: Prueba de Retención de Arena. SPE 98308.

PRUEBA CON EMPAQUE DE ARENA, éste método consiste en colocar la arena directamente en la rejilla y hacerla fluir a través de un empaque de arena para a continuación medir la cantidad de arena que pasó y medir la presión.

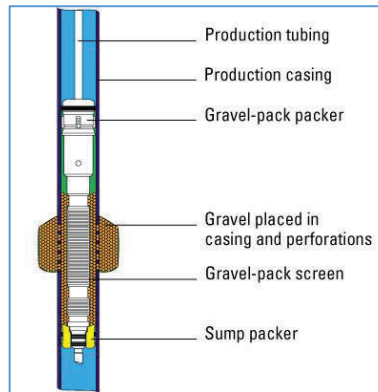
FIGURA 3. 24 ESQUEMA DE PRUEBA DE RETENSIÓN DE ARENA



FUENTE: Paper. Prueba de Retención de Arena. SPE 98308.

El diseño general en pozo del empaque de grava con rejilla se puede observar en la siguiente **figura 3.25**.

FIGURA 3. 25 DISEÑO BÁSICO DE UNA COMPLETACIÓN CON EMPAQUE DE GRAVA Y REJILAS



FUENTE: SCHLUMBERGER.

3.10.2 DIMENSIONAMIENTO DE LAS RANURAS DE LA REJILLA

Después de realizar el análisis granulométrico de la arena producida y la selección del tipo de material a utilizar como grava para el empaque así como su medida, se procede a la selección de la medida de la ranura. De acuerdo a la norma ASTM E-11 las medidas de mallas más usadas en éstos casos se expresan en la tabla 3.17.

TABLA 3. 17 TIPOS DE MEDIDA DE MALLAS U.S

Medida	MALLAS U.S			
	Diámetro Máximo		Diámetro Mínimo	
	D (in)	D (µm)	D (in)	D (µm)
40/70	0,017	432	0,008	203
40/60	0,017	432	0,01	254
20/40	0,033	838	0,017	432
16/30	0,047	1194	0,023	584
12/20	0,066	1676	0,033	838
12/18	0,066	1676	0,039	991
10/20	0,079	2007	0,033	838
10/16	0,079	2007	0,047	1194
8/12	0,094	2388	0,066	1676

FUENTE: ASTM E-11

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

La selección del diámetro de apertura de la rejilla se basa en la medida mínima del diámetro de grava que se utilizará para el empaque. Una vez seleccionada la medida de la grava, se conoce el rango de diámetro de partículas de la misma, el valor del diámetro de la ranura es igual al 50% a 75% el valor de la partícula más pequeña de grava. Basados en este concepto se realizaron los cálculos del diámetro de ranura de la malla a continuación detallados en la **tabla 3.18**.

TABLA 3. 18 DIMENSIÓN DE RANURA DE MALLA

DIMENSIÓN DE LA RANURA DE MALLA							
GRAVA	MEDIDA	D min (in)	D max (in)	D med (in)	PERM. (d)	RANURA 50% D (in)	RANURA 75% D (in)
CARBOLITE	20/40	0,0165	0,033	0,0292	570	0,00825	0,012375
ECONO-PROP	20/40	0,0165	0,033	0,0258	340	0,00825	0,012375
ECONO-PROP	30/50	0,012	0,023	0,02	280	0,006	0,009

FUENTE: Análisis Granulométrico.

ELABORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

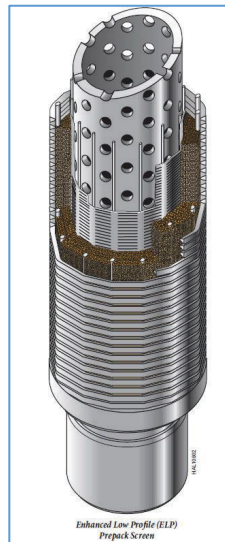
3.10.3 REJILLA SELECCIONADA PARA POZO AMS C.

Una vez seleccionado el tipo de grava para el empaquetamiento se procedió a seleccionar la rejilla pre empacada.

La rejilla seleccionada para el control de producción de arena fue la rejilla pre-empacada ELP de 3 ½" cuyas características son las siguientes:

- Contiene una micro-pantalla interna y una pantalla externa a modo de cobertor. La grava se coloca en el espacio anular entre las dos pantallas.
- La capa de grava es muy delgada lo cual reduce los huecos que pueden existir entre la misma grava.
- El área de flujo es muy grande.
- Se recomienda su utilización en pozos con altos ángulos de inclinación.

FIGURA 3. 26 REJILLA PRE-EMPACADA EN POZO AMS C



3.10.4 REJILLA SELECCIONADA PARA REACONDICIONAMIENTO CON EMPAQUE DE GRAVA DE POZO AMS B

Las mallas seleccionadas para el reacondicionamiento con empaque de grava en éste pozo fueron las mesh rite AWW de 2 3/8'' UN 0.12 Gauge pertenecientes al grupo de Rejillas de Alambre Enrollado o Wire- Wrapped Screens. A continuación se presentan sus características generales:

- Estas rejillas son altamente resistentes a la corrosión y garantizan una larga vida de durabilidad.
- Gran área de entrada que resulta en la entrada del fluido a baja velocidad.
- El espaciamiento de la rejilla es permanente, mantiene una alta tolerancia a duras condiciones de pozo o instalación.
- Su diseño se presenta en varios diámetros.

FIGURA 3. 27 REJILLA PRE-EMPACADA EN POZO AMS - B



3.11 FLUIDOS UTILIZADOS COMO TRANSPORTE DE LA GRAVA EN LA OPERACIÓN DE EMPAQUETAMIENTO.

Dentro de los fluidos más usados para transportar la grava desde superficie hasta el fondo de pozo podemos señalar las siguientes:

- Salmuera
- Aceite
- Diesel
- Geles
- Espuma

Dentro de los fluidos mencionados, los más utilizados son los de salmuera y geles, dependiendo del tipo de empaque requerido en pozo. La salmuera (1,2 cp) permite el rápido desplazamiento de la grava ya que su viscosidad es menor a del gel (300-750 cp). Para definir el comportamiento clásico del uso de éstos fluidos se realizaron estudios a escala de pozo.

3.11.1 FLUIDOS DE SALMUERA

De acuerdo a los estudios realizados se concluyó que en pozos cuya desviación se encontraba entre los ángulos de 0° a 45° el anular se empaca uniforme y herméticamente experimentando pérdida de fluido en los perforados. En los pozos cuyo ángulo de inclinación varía entre 45° y 60° se aprecia un empaquetamiento total pero con la presencia de dunas propagadas de arriba hacia abajo a lo largo del modelo. Finalmente en los pozos con ángulos de inclinación mayores a 60° el empaquetamiento de grava es aleatorio debido a que a éste ángulo los granos de grava empiezan a reposar (ángulo de reposo 28°) y por consiguiente la distribución de los mismos no es uniforme. La porosidad en éste tipo de empaques con salmuera varía alrededor de 37%.

3.11.2 FLUIDOS CON GELES.

Las viscosidades de los geles son mucho mayores a los de las salmueras y éste factor es el principal influyente en los siguientes resultados. En pozos cuyo ángulo de desviación varía entre 0° a 45° se observa el empaquetamiento radial alrededor de la rejilla, nodos que se acumulan en los perforados y vacíos en las conexiones de la rejilla.

En pozos cuyo ángulo varía entre 45° a 60° se alcanza un empaquetamiento total en más tiempo del considerado en los pozos con ángulo menor a 45° debido a que los vacíos alcanzan a ser llenados pero los perforados se llenan con grava solo si existe pérdida de fluido en ellos. Los pozos cuyo ángulo es igual o supera los 60° se presentan vacíos en las zonas de deshidratación del fluido y en la parte superior del empaque. La porosidad en éste tipo de empaques con gel supera el 42%.

En el caso de empaquetamiento con fluido tipo gel se desarrolló un sistema de derivación o maniobra con un tipo de aguja que ayuda a superar los vacíos mencionados. La aguja es un conducto alterno que ayuda a transportar el fluido cuando se presentan puentes en el anular.

3.12 OPERACIONES GENERALES EN POZO PREVIAS A LA OPERACIÓN DE EMPAQUETAMIENTO DE GRAVA

Tanto en operaciones costa adentro o afuera, la preparación previa del pozo es esencial para garantizar la ausencia de problemas. Los puntos clave para garantizar condiciones favorables en pozo y poder proceder con la operación son garantizar la estabilidad del pozo, limpieza del pozo, selección del tipo de fluidos intervendrán en las operaciones de completación, cañoneo, limpieza de perforados, lavado de tubería, y el control de pérdidas de fluidos.

3.12.1 ESTABILIDAD DEL POZO

La estabilidad del pozo se mantiene evitando las altas pérdidas de fluido, un sobre balance inadecuado o alguna reacción entre el filtrado de lodo y la formación. El pozo debe ser estabilizado para evitar el colapso del mismo, el fracturamiento y por consiguiente el fracaso de la operación de completación y reacondicionamiento.

3.12.2 LIMPIEZA DEL POZO

La limpieza del pozo consiste en limpiar la tubería de revestimiento y la sarta de trabajo de escombros, arena etc... para poder ejecutar la operación de empaquetamiento de manera efectiva.

La limpieza de la tubería (casing) se realiza mediante la circulación de fluido de limpieza utilizando agentes mecánicos (raspador), hidráulicos o químicos. La limpieza de la sarta de trabajo consiste en dejarla libre de residuos de corrosión de tubería, escala, restos de barniz de tubería entre otros. En éste caso lo más recomendable es limpiar la tubería de la sarta utilizando un hilo lubricante y previa a la operación de empaque de grava circular un solvente con ácido clorhídrico-HCl al 10%.

3.12.3 LIMPIEZA DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE

Una de las actividades más importantes es la limpieza y revisión de los equipos de superficie involucrados en las operaciones previas a ser ejecutadas. Los tanques y líneas deben estar limpias y sin ningún residuo que pueda contaminar el pozo.

3.12.4 CONTROL DE CALIDAD DE LA LIMPIEZA

Un vez se haya limpiado el pozo y las facilidades de superficie se circula salmuera y su valor de retorno debe ser menor a 20 NTU ya que esto demuestra que el pozo está libre de sólidos.

3.12.5 FILTACIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN DE POZO

El fluido a ser utilizado en la completación y reacondicionamiento del pozo debe ser filtrado antes de circularlo dentro del pozo. El filtrado varía desde 1 a 10 micrones y se realiza con un sistema de filtrado en superficie llamado diatomaceous earth (DE) en conjunto con un filtro en pozo llamado cartbridge (cartucho).

3.12.6 FLUIDOS DE COMPLETACIÓN PARA EMPAQUE DE GRAVA

Para completar un pozo se utilizan los fluidos conocidos como salmuera producida, agua de mar, salmueras creadas comercialmente. Los fluidos deben ser compatibles con las propiedades de la formación y su densidad debe mantenerse controlada, para esto se usan ciertos aditivos.

3.12.7 LIMPIEZA DE PERFORADOS

La operación de cañoneo está diseñada individualmente para cada pozo, la grava del empaque debe penetrar los perforados para garantizar la apertura de los mismos. Por lo tanto los perforados deben estar limpios para que la grava pueda ingresar y realizar su trabajo.

Las cargas para la operación del empaquetamiento de grava disponen de una penetración de 8 a 10 pulgadas. Después del cañoneo las partículas del casing y cemento se compactan en los límites de los perforados formando la zona compacta que alcanza un espesor de alrededor de 0,5 pulgadas y cuya permeabilidad es mucho menor a la de la formación y restringe la producción. Al ejecutar los perforados, los residuos de la tubería y cemento se localizan dentro de perforados y los obstruyen reduciendo el área de producción. Es por esto que tanto la zona compacta como los perforados deben limpiarse con el fin de remover la zona compacta y extraer los desechos acumulados en los perforados. Las técnicas usadas para ésta limpieza son las siguientes:

- Acidificación
- Lavado
- Cañoneo bajo balance
- Fracturamiento

3.12.8 TRATAMIENTO CON ÁCIDO

Básicamente el tratamiento con ácido se realiza circulando una cantidad adecuada de ácido para disolver los sólidos que sean solubles en ácido, para conocer que ácido es el apropiado se debe realiza una prueba a la muestra de formación ya que un ácido no adecuado dañaría la formación. En la operación de empaque de grava se suele utilizar la técnica de Tratamiento de ácido por etapas que consiste en bombear etapas de ácido separadas por gel con grava en ciertos perforados con el fin de facilitar la distribución uniforme del tratamiento.

3.12.9 LAVADO

La etapa de lavado de la sarta debe llevarse a cabo cuidadosamente y siguiendo adecuadamente todos y cada uno de los pasos. El proceso consiste en correr dentro de pozo la herramienta tipo taza o localizar e identificar los empacadores después del cañoneo. Una vez llevada la herramienta dentro de pozo o localizado

los empaques se procede a circular fluido de completación no viscoso y filtrado por el conducto entre a herramienta y los puertos ubicados al exterior de la herramienta sin colapsar los perforados.

3.12.10 CAÑONEO BAJO BALANCE CON TUBERÍA

El cañoneo bajo balance con tubería consiste en detonar la carga en un solo viaje en donde el bajo balance requerido es establecido por la cantidad de fluido utilizada en la sarta de trabajo y las condiciones en sitio. Para pozos de Gas con formaciones no consolidadas se sugiere un cañoneo a 1000 psi.

3.12.11 CONTROL DE PÉRDIDA DE FLUIDOS

La pérdida de fluido genera daños en la formación así que es necesario controlarla. De acuerdo con Petrowiki, si en costa afuera la pérdida de fluidos supera los 20 BBPH se define como un problema muy serio y más aún si los aditivos del fluido son costosos.

Los métodos para controlar la pérdida de fluido son los siguientes:

- Reducir la presión hidrostática
- Utilizar geles poliméricos
- Graduar las partículas sólidas
- Aplicar técnicas mecánicas

Es importante llevar un adecuado control de pérdidas de fluido tanto antes, durante y después de la operación de empaquetamiento de la grava.

3.13 OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS COSTA AFUERA

Se define como reacondicionamiento o intervención de pozos a cualquier operación que se realiza después de haber concluido la etapa de perforación y completación del mismo. El reacondicionamiento consiste en realizar evaluaciones, correr registros, reparar algún daño en la completación, realizar algún tipo de mantenimiento a equipos, implementar técnicas de estimulación para extender la vida útil del pozo y su producción.

Las operaciones de reacondicionamiento de pozos se las puede clasificar desde el punto de vista de las operaciones a realizarse de acuerdo a lo siguiente:

- Intervención ligera
- Intervención Media
- Intervención Pesada

Por otra parte las operaciones de reacondicionamiento de pozos también pueden ser clasificadas de acuerdo al método que se utilice, es decir:

- Con cable eléctrico (Wireline)
- Con tubería flexible (Coiled Tubing)
- Con unidad hidráulica (Snubbing unit)

3.13.1 UNIDAD HIDRÁULICA DE REACONDICIONAMIENTO (SNUBBING UNIT)

La operación de snubbing se define como la operación de forzar una tubería dentro del pozo contra la presión presente en el mismo, es decir esta técnica se aplica en pozos no muertos.

La unidad de snubbing es un taladro hidráulico que puede trabajar bajo presión en un pozo en bajo balance. Entre las operaciones más relevantes efectuadas por esta unidad se señalan las siguientes:

- Operaciones de pesca
- Operaciones de molienda
- Perforación de desviación de pozos (side-track)
- Remover cualquier tapón
- Limpieza de pozos
- Extraer completación
- Implementar empaque de grava

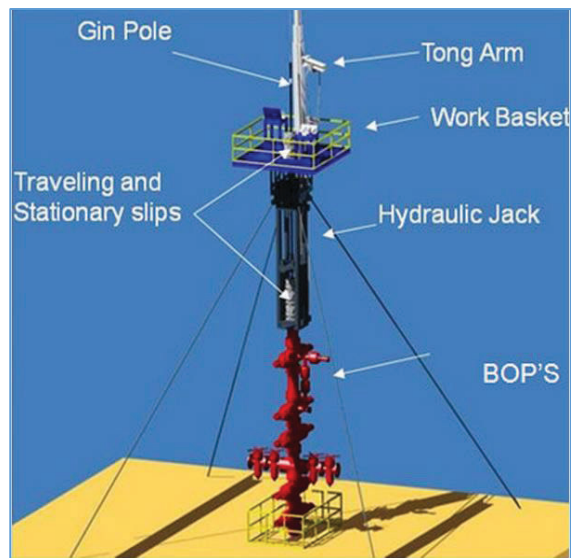
Las ventajas de utilizar este mecanismo son las siguientes:

- La completación final con este tipo de unidades dispone de laterales extensibles de cientos de pies lo que permite alcanzar los objetivos operativos.
- La unidad es muy pequeña y fácil de movilizar.
- Permite manejar la presión.
- Dispone de capacidad de rotación

La unidad de snubbing dispone de los siguientes componentes:

- Deslizadores
- Poste de polea
- Brazo mecánico
- Cesta de trabajo
- Gato hidráulico
- BOP's

FIGURA 3. 28 DISEÑO GENERAL DE UNA UNIDAD DE SNUBBING.



FUENTE: Rigzone. Discover Oil & Gas

En la **Figura 3.28** se observa la unidad de Snubbing con . En el **ANEXO No. 2** se observa la imagen de la unidad hidráulica para operaciones Costa Afuera.

La unidad utilizada para las operaciones relacionadas con el empaquetamiento de grava en el campo amistad fue la unidad de snubbing.

3.14 ANTECEDENTES OPERACIONALES DEL POZO AMS B

El pozo AMS B fue perforado durante los meses de Marzo a Mayo del año 2001 por EDC Ecuador Ltd. Realizó el primer sidetrack con la tubería de revestimiento de 9 5/8'' perforando direccionalmente y asentando a 9699 pies (TVD). El segundo sidetrack se llevó a cabo perforando direccionalmente y asentando la tubería de revestimiento de 5'' a 12272 pies (TVD). Alcanzó una profundidad de 12.272 pies (3.740,5 m) MD y 10.923 pies (3.329,3 m) TVD.

En los meses de Junio y Julio del 2001 se realizó la operación de completación del pozo. Después, en Octubre del 2008 se realizó la corrida del registro PLT (Registro de producción). El pozo se cerró debido a alta producción de arena y agua.

El pozo AMS B produce gas natural, condensado de petróleo y agua de una zona de pago neta de 95 pies a una presión de 4810 psi y una porosidad de 19.4%. A noviembre del 2010 las reservas del pozo fueron de 88461 mmpc.

3.14.1 EVALUACION DEL POZO AMS B PREVIO A TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO.

En el año 2010 se realizó una evaluación de los pozos perforados abandonados, y en producción para determinar las condiciones mecánicas de los mismos. La conclusión del estudio realizado fue lo siguiente:

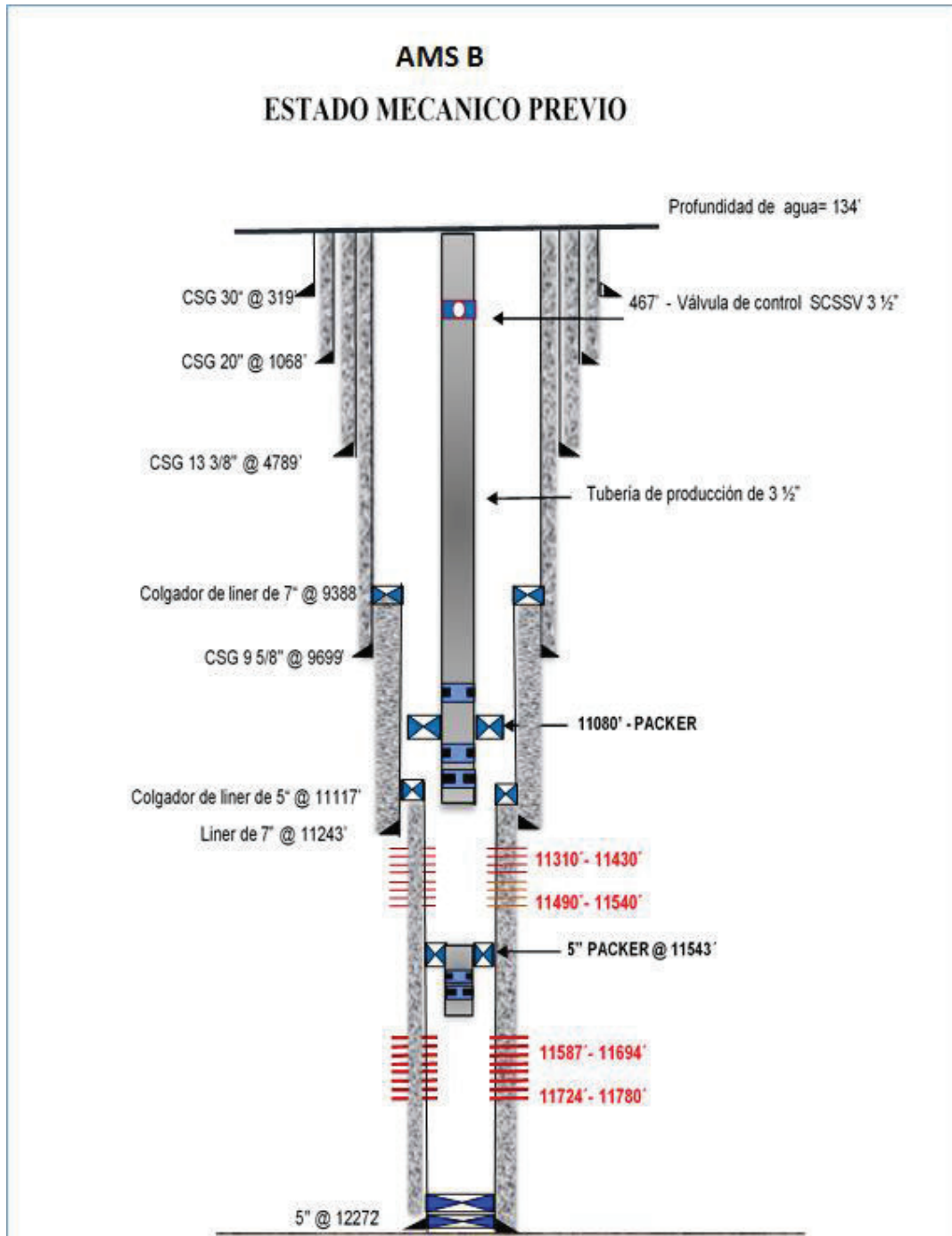
El pozo AMS B se encontró cerrado debido a que se encontraba produciendo demasiada agua y se registraron 102 pies (31 m) de arena en el fondo. Se recomendó realizar una limpieza del pozo y correr registros de cementación en modo corrosión debido a la presencia de altas presiones parciales de CO₂. Se decide realizar trabajo de reacondicionamiento e implementar Gravel Pack para control de producción de arena.

A continuación se observa el diagrama del pozo AMS B previo al trabajo de reacondicionamiento. En el mismo se observan el packer localizado a 11543 pies de profundidad.

El trabajo de reacondicionamiento llevado a cabo en el pozo involucra la limpieza de la arena acumulada en el mismo, la extracción de la completación de producción del pozo.

3.14.2 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AMS B PREVIO A LA OPERACIÓN DE RE-ACONDICIONAMIENTO CON GRAVEL PACK

FIGURA 3. 29 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AMS B



FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

3.15 ANTECEDENTES OPERACIONALES DEL POZO AMS C

El pozo AMS C fue perforado por la compañía EDC Ecuador Ltda direccionalmente desde la plataforma fija en el periodo de Julio hasta Agosto del 2001 y terminó la operación en Septiembre del mismo año alcanzando una profundidad de 13200 pies MD y 11151 pies TVD.

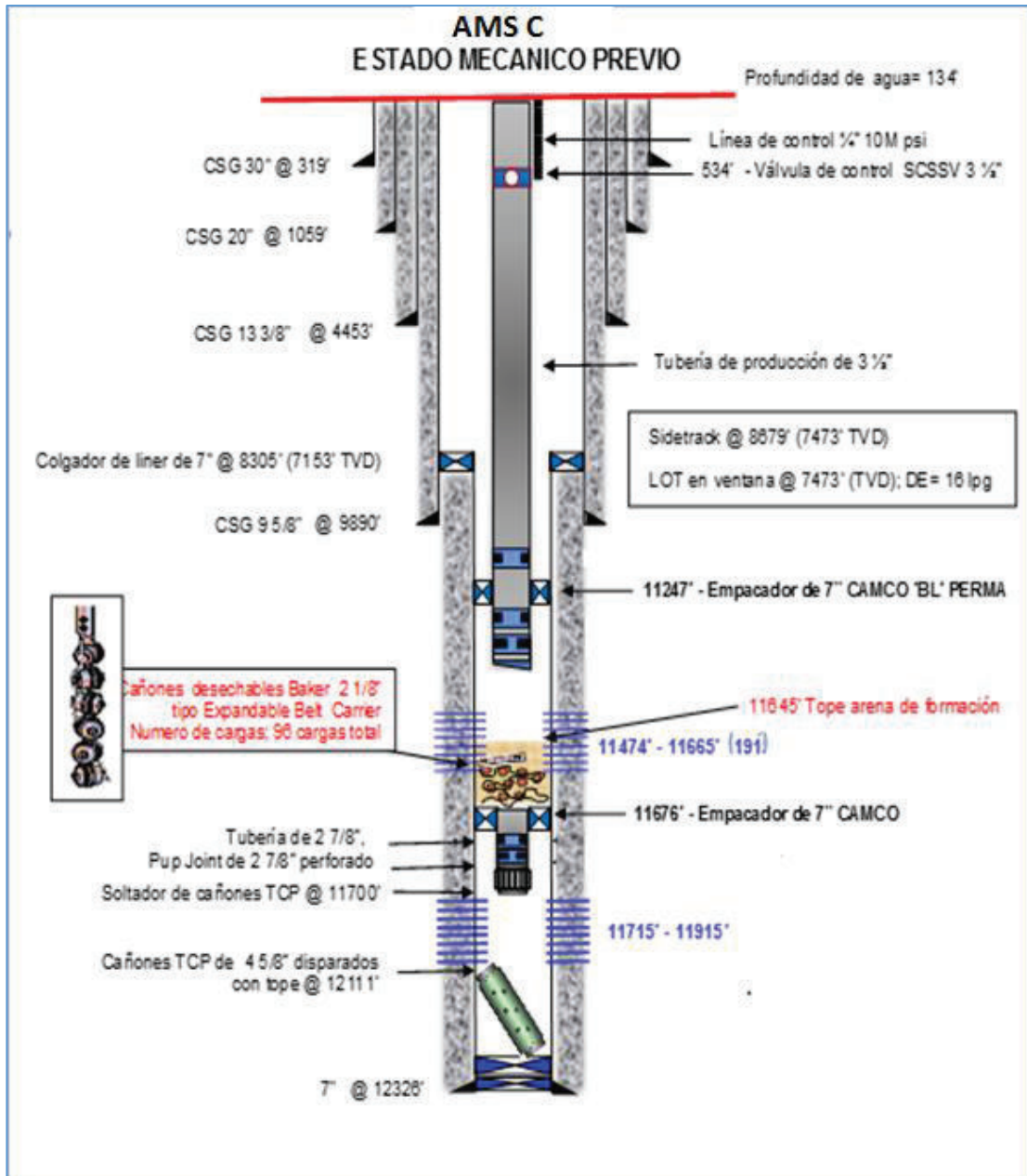
En los meses de Septiembre y Octubre del 2001 se llevó a cabo la etapa de cañoneo y completación del pozo tomando también pruebas DST (Drill Stem Test). Durante el periodo de Febrero a Marzo del año 2004 se taponó el pozo y se perforó sidetrack para desviarlo como gemelo al pozo Amistad-1. El pozo AMS C terminó la etapa de completación en el mes de Mayo. Finalmente en el mes de Octubre del año 2008 se realizaron pruebas al pozo detectando una reducción de producción de gas natural debido a obstrucciones por arena. Posteriormente, en el mes de Octubre del 2010 se cerró pozo debido a la producción de arena.

3.15.1 EVALUACION DEL POZO AMS C PREVIO A TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO

El pozo AMS C, al igual que el pozo AMS B, presentó alta producción de agua y arena por lo que se procedió a su cierre temporal. Se determinó la existencia de 52 pies (15.85 m) de arena hasta tope de pez. Se recomendó realizar una limpieza del pozo y correr registros de cementación en modo corrosión debido a la presencia de altas presiones parciales de CO₂. También se recomendó realizar una limpieza al pozo y, de ser posible, pescar pez (tope de cañones) a +/- 11676 pies. Se detectó mala calidad de cemento en zona productora. Se decide realizar un trabajo de reacondicionamiento e implementar Gravel Pack para control de producción de arena.

3.15.2 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AMS C PREVIO A LA OPERACIÓN DE RE-ACONDICIONAMIENTO CON GRAVEL PACK.

FIGURA 3. 30 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AMS C



FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

3.16 OPERACIONES LLEVADAS A CABO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL GRAVEL PACK EN EL POZO AMS C

3.16.1 EQUIPO UTILIZADO PARA LAS OPERACIONES

Los equipos utilizados en la intervención fueron:

- Unidad y equipo de Snubbing
- Unidad de Slickline
- Unidad de Wireline
- Unidad de pruebas hidráulicas
- Unidad de tubería Flexible
- Equipo de medida
- Gabarra plana GYPSUS-1
- Empujador POSEIDON

3.16.2 FLUIDOS UTILIZADOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL GRAVEL PACK EN EL POZO AMS C

Los fluidos utilizados en la operación de implementación del gravel pack fueron los siguientes:

- Diesel 7,4 lpg, 96 BBLS a 2,5 BPD
- Salmuera 9,4 lpg, 5361
- HCL al 7,5% a 0,5 BPM 57 BBLS
- Solvente Dope Buster M 23,86 BBLS
- Solvente Dope Buster M tipo A, 16,6 galones
- Solvente Dope Buster M tipo B, 7,26 BBLS

3.16.3 RESUMEN DE OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO LLEVADAS A CABO EN POZO

- La operación de re-acondicionamiento con gravel pack se inició en el mes de Julio del 2011.
- Despresurizaron líneas de control y sacaron la completación del pozo con tubería de 3 ½´´.
- Armó y bajó BHA de pesca con packer picker. Tocó de cabeza de pescado y avanzó con rotación y circulación hasta 11557 pies, sacó BHA con empacador enganchado.
- Armó y bajó BHA con Ventury Jet Sub hasta 11618 pies, limpió arena desde hasta 11623 pies. Sacó BHA.
- Armó BHA de limpieza con zapata fresadora de 5 7/8´´ hasta 11616 pies, circuló pozo limpió 4 pies de arena y acondicionó lodo. Sacó BHA.
- Armó BHA de limpieza con zapata fresadora con martillo hidráulico hasta 9296 pies donde bombeó píldora de limpieza. Bajó BHA hasta 11641 pies y sacó a superficie.
- Probó BOP y armó BHA con zapata fresadora. Bajó BHA hasta 11650 pies, bombeó dos píldoras viscosas y esperó retorno arriba observando arena. Sacó BHA y observó cestas llenas de viruta de hierro y tapas de cañones.
- Armó BHA con fresa plana con motor de fondo y 4 cestas hasta 11960 pies, subió BHA para limpieza de intervalo 11100 hasta 11300 pies. Sacó BHA con motor de fondo.
- Armó y bajó unidad de Wire Line con herramienta de registro y cesta calibradora más GR y CCL hasta 11945 pies. Armó herramienta de registro de evaluación de calidad de cemento en la zona de producción (CBL), registro de inspección de tubería del pozo (CAST) y bajó herramientas de registro desde 11945 hasta 9800 pies. Sacó herramientas.
- Armó herramienta CCL, GR, Wavesonic, Dual Spaced Neutron y bajó hasta el fondo de pozo a 11945 pies. Sacó herramientas y desarmó unidad de WL.

- Armó y bajó BHA de prueba hasta 11271 pies. Realizó la prueba de tubería cada 15 minutos cada una. Sacó tubería de 3 ½'' con BHA de prueba hasta 892 pies llenando espacio metálico.

CAÑONEO

- Armó BHA compuesto de 29 cañones de TCP, armó Packer de 7''. Bajó BHA hasta 8966 pies donde encontró apoyo, intentó avance con peso y rotación, sin éxito. Sacó BHA observando goma de sello fuera de su lugar.
- Armó BHA compuesto de 29 cañones de 4 5/8'' TCP, bajó hasta 3789 pies, instaló empacador de 9 5/8'' y bajó hasta 11952 pies.
- Armó unidad de WL y bajó herramientas con cabeza, barra de peso de 1 11/16'' más GR-CCL, corrió registro desde 11310 pies hasta 10450 pies. Sacó herramienta de WL y desvistió equipo.
- Fijó empacador a 8141 pies con 26 Mlbs de peso. Probó integridad de empacador por anular con 500 psi. Lanzó barra detonadora y activó cañones TCP cañoneando los intervalos de 11904 pies a 11337 pies (total 567 pies). Pozo estático. Sacó BHA con cañones TCP, empacador y tubería.
- Armó y bajó BHA con Top Dresser Mill, Polish Mill con tubería desde superficie hasta el TOL (tope de liner) de 7'' a 8306 pies y trabajó 4 pies reparando daño de colgador. Sacó BHA.

EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA.

- Realizó la operación de empaque de grava (Gravel Pack).
- Calibró y armó la sarta de Gravel Pack incluyendo 20 rejillas de 3 ½''. Calibró, armó y bajó wash pipe de 1.9'' a través de las rejillas. Conectó el colgador de la grava en los wash pipe y las rejillas. Bajó sarta de empaque de grava hasta 8212 pies. Probó circulación con 3 BPM y continuó bajando. Asentó colgador de la grava a 11143 pies y liberó herramienta de cruce.
- El personal de Gravel Pack armó equipos. Mezcló 60 BBLs de HCL al 7,5%. Reemplazó válvula de 2''. Probó líneas. Bombeó 57 BBLs de ácido HCL al 7,5%, 25 BBLs de salmuera de 9,4 lpg. Realizó circulación inversa y recuperó ácido. Preparó 23,85 BBLs de solvente Dope Buster M, 16,6 BBLs

de Dope Buster M tipo "A", 7,26 BBLs de solvente de Dope Buster M tipo "B". Probó simulación de caudal. Realizó empaquetamiento de grava.

- Sacó tubería DP de 3 ½" y los wash pipe de 1,9". Aseguró pozo e instaló tapón de prueba y probó BOP'S. Realizó torqueo en superficie la válvula de seguridad, Pup joint y Flow Coupling.

ENSAMBLE DE COMPLETACIÓN FINAL DE POZO

- Calibró y armó el ensamble de completación y la bajó hasta 10515 pies. Instaló línea de control y probó integridad en superficie. Realizó conexiones y continuó bajando la completación con línea de ¼" y aseguró línea con protectores Canon hasta 11140 pies.
- Localizó packer y empotró ensamble de completación. Aplicó peso de 5000 lbs, levantó sello, presurizó anular, desahogó presión y levantó ensamble de sellos. Realizó espaciamento.
- Instaló Tubing Hanger, realizó conexiones y pruebas a línea de control de ¼" Aseguró tubing hanger en asiento. Retiró tubos de maniobra y probó el revestidor.
- Instaló la BPV de doble vía en colgador de tubería y aseguró pozo.
- Armó manifold. Aflojó tornillos de BOP'S con cabezal de pozo, con válvula Hydrill y HCR. Retiró Gin Pole y escalera de acceso a la cesta de trabajo y cesta.

UNIDAD DE SNUBBING

- El personal de unidad de snubbing desvistió equipo. Instaló árbol de producción, válvulas hidráulicas y apretó todo el conjunto. Personal de Blackgold probó colgador y retiró BPV de doble vía. Instaló BPV de una vía y probó árbol. Retiró BPV.
- Personal de Slickline vistió y probó equipo. Armó calibrador de 2,75" y bajó hasta 11143 pies. Sacó herramienta a superficie.
- Conectó cámara de impresión de 2,75" y bajó hasta 11145 pies localizando camisa de circulación a 11076 pies. Sacó herramienta a superficie.

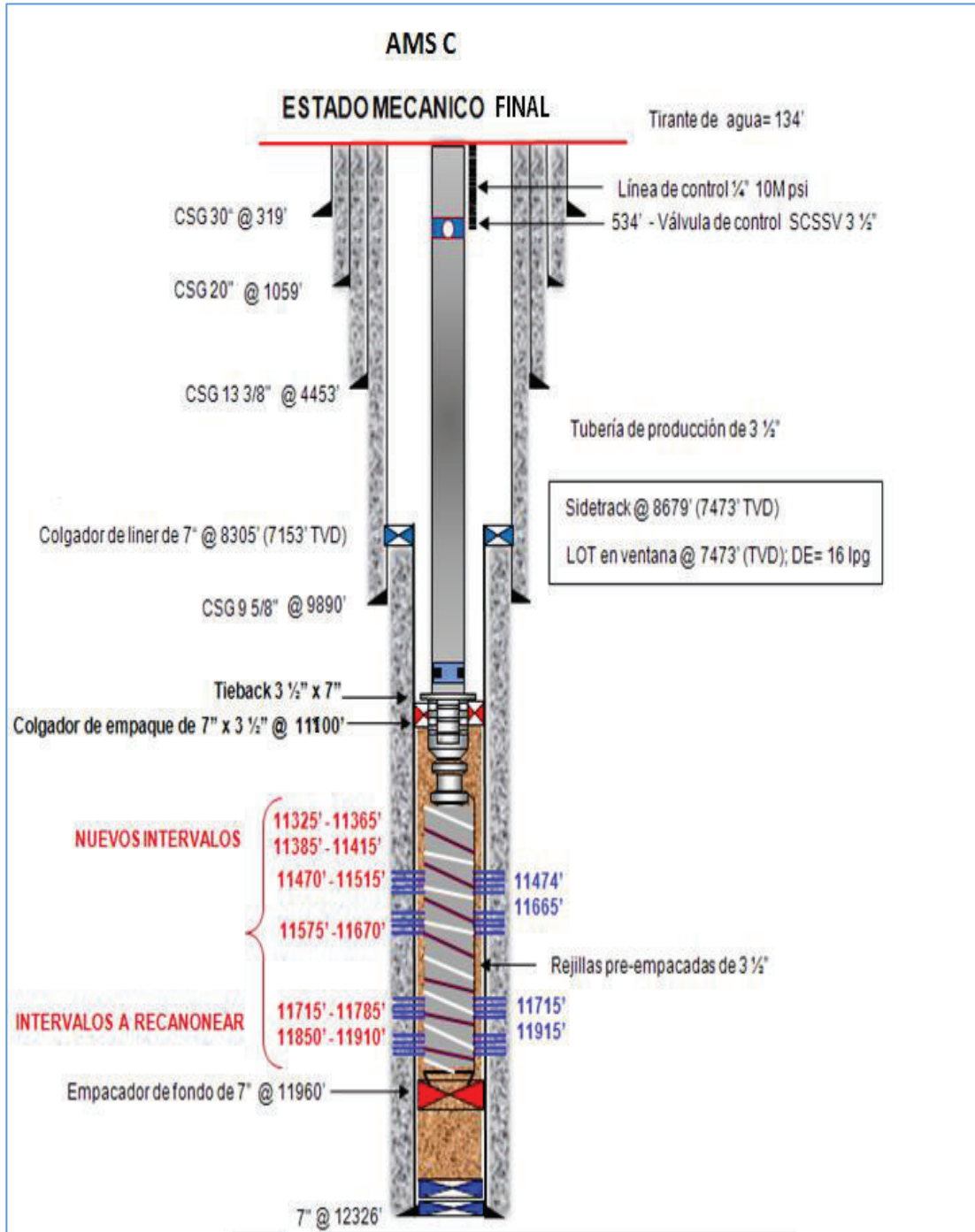
- Armó lock mandrel y bajó localizando Niple “X” a 11076 pies y ancló lock mandrel y sacó herramienta. Calibró y armó Prong de tapón “PX”. Sacó herramienta.
- Calibró y armó llave Otis bajo y localizó camisa de circulación a 11072 pies. Trabajó herramienta hasta abrir camisa de circulación y sacó herramienta a superficie. Desconectó y apartó equipo de Slickline.
- Instaló brida de 4 1/16’’ - 10M y manguera de circulación. Bombeó 96 BBLs de Diesel a 2,5 BPM.
- Personal instaló BOP. Calibró y armó llave Otis y localizó camisa de circulación a 11072 pies, cerró. Recuperó Prong del tapón a una presión de tbg con 1100 psi. Bajó y recuperó tapón “PX”. Sacó herramienta.
- Calibró y armó pescante. Bajó y recuperó lock mandrel. Sacó herramienta.
- Probó y desahogó presión abriendo la válvula lateral de producción estableciendo presión con retorno de 10 BBLs de Diesel. Cerró pozo estabilizándose presión. Instaló choque manual de 2 1/16’’
- Arrancó pozo con personal de EP PETROECUADOR con una presión de pozo de 2100 psi. Cerró operaciones el martes 16 de Agosto del 2011 a las 16 hrs.

3.16.4 OPERACIÓN DE EMPAQUETAMIENTO DE GRAVA EN EL POZO AMS C

- Se realizó pickling de la tubería con 50 bls de HCL-7.5%, desplazo con 32 bls, y reversó con 87 bls de Salmuera de 9.4 Lpg.
- Bombeó 1005 gal de solvente Dope buster, desplazo con 85 Bls de salmuera de 9.4 Lpg. Realizo Step Rate con los siguientes parámetros: 3 BPM 850 PSI, 3.5 BPM 1000 PSI, 4 BPM 1250 PSI.
- Inicio bombeo de salmuera 9.4 Lpg, abrió silo de arena hacia el Clam Blender, 0.4 LPG de Concentración de arena. Bombeo arena (**Cerámica 20-40**) a 3 BPM. Alcanzo presión de empaque (1200 psi).
- Circulo inverso para sacar el exceso de arena en la tubería con salmuera de 9.4 Lpg. Se utilizaron **12800 Lbs de arena (20-40)**. Aseguro pozo.

3.16.5 DIAGRAMA FINAL (ACTUAL) AMS C

FIGURA 3. 31 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AMS C POST GRAVEL PACK



FUENTE: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos

3.17 OPERACIONES LLEVADAS A CABO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE GRAVEL PACK EN EL POZO AMS B.

3.17.1 EQUIPO UTILIZADO PARA LAS OPERACIONES

- Unidad y equipo de Snubbing
- Unidad de Slickline
- Unidad de Wireline
- Unidad de pruebas hidráulicas
- Unidad de tubería Flexible
- Equipo de medida
- Equipo de cañoneo TCP
- Equipo de pesca
- Equipo de Tratamientos químicos
- Gabarra plana GYPSUS-1
- Empujador POSEIDON

3.17.2 FLUIDOS UTILIZADOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL GRAVEL PACK EN EL POZO AMS B.

Los fluidos utilizados en las operaciones de re-acondicionamiento llevadas a cabo en el pozo AMS B fueron:

- Salmuera de 9,5 lpg 9,3 lpg y 8,7 plg.
- Píldoras viscosas de 150, 250 segundos.
- LOGARD (30 BBLS de salmuera, 4 tambores de HPT-1, 5 gls de BA-20 con PH de 5 a 6,5.
- Píldora viscosa Pac R Barazán.

3.17.3 RESUMEN DE OPERACIONES LLEVADAS A CABO EN EL POZO AMS B

- Inició operaciones el 16 de Agosto del 2011.
- instaló conjunto BOP'S y lubricadores y probó, Ok.
- Calibró y bajó lock mandrell y asentó tapón. Desahogó presión y llenó anular con salmuera de 9,5 lpg. Trabajó con tijera sin éxito. Sacó herramienta.
- Instaló equipo de W/L y bajó Split shot a la altura 10945'. Probó circulación en tbg sin retorno. Sacó Split y verificó detonación. Bajó Split shot y colocó a la altura del intervalo de 10850' - 10852'. Detonó y probó circulación 100% con éxito. Sacó herramienta. Desarmó equipos de W/L.
- Vistió unidad de Snubbing. Probó BOP'S.
- Empresa Pública Petroecuador (EPP) liberó sellos de empacador CAMCO PERMA PACK ubicado a 11080'. Retiró tbg hanger e instaló cuñero manual. Llenó pozo y extrajo sellos del empacador. Controló pozo con fluido de control de 9,5, 9,3 y 8,7 lpg llenando y observando pozo.
- Preparó y bombeó LOGARD a 2 BPM desplazando con fluido de control de 8,7 lpg. Forzó LOGARD a formación. Cerró Hydrill y desahogó presión.
- SLB recuperó tubería de 3 ½" desde 10716'hats superficie llenando espacio metálico con fluido de control de 8,7 lpg. Desvistió llave de fuerza de FRANK'S.
- armó BHA de limpieza con junk mill de 5 7/8" y motor eléctrico y bajó limpiando uñas cada 20 tubos hasta 11052'. Colocó peso y circuló. Observó espuma en superficie así que cerró BOP'S. Bombeó 15 BBLs de píldora hasta sacar espuma. Fresó empacador, levantó sarta y el empacador cayó al fondo de pozo.
- Reemplazó llave debido a un problema en la misma. Sacó BHA de limpieza hasta superficie llenando espacio metálico con fluido de control.
- Armó BHA de pesca con Spear basket Grapple y bajó hasta 7065'. Sacó a superficie y observó las cestas llenas con desperdicios de cañones.
- Armó BHA de pesca con over shot y bajó hasta 11529'. Conectó Kelly. Localizó pescado a 11541' y levantó sarta hasta 10980'. Desahogó presión y

retiró Kelly. Sacó pescante hasta superficie recuperando fresa plana y rotor de motor de fondo.

- Armó BHA de limpieza con zapata fresadora y bajó hasta 11098'. Instaló manguera de Kelly. Manióbró y recuperó empacador hasta superficie.
- Armó BHA de limpieza y reemplazó unidad de poder por daño en tubo de escape. Bajó BHA de limpieza hasta 11397'. Instaló manguera de Kelly. Trabajó y avanzó hasta 11413'. Bombeó 20 BBLs de píldora. Avanzó hasta 11507'. Sacó BHA de limpieza llenando espacio metálico hasta 9854'. Detuvo operaciones debido a tubería tapada.
- Lazó esfera de 2" para apertura de camisa de pump-out. Bombeó fluido de control con 100% de circulación. Sacó BHA de limpieza llenando espacio metálico y limpiando cuñas hasta superficie. Observó arena martillo y motor con arena y junk mil con desgaste.
- Armó BHA de limpieza y limado con motor de fondo y bajó hasta 11085'. Bombeó 120 BBLs de LOGARD desplazando con fluido de control de 8,7 lpg. Cerró anular y forzó LOGARD La presión cayó 500 psi. LOGARD selló las perforaciones. Continuó bajando BHA de limpieza hasta 11533' donde se presenta obstrucción. Sacó BHA llenando espacio metálico y limpiando cuñas hasta superficie.
- Armó BHA Polish Mill de 5,1" y dresser mil de 5,7", y bajó hasta 11133'. Trabajó con rotaria. Acondicionó empacador y envió píldora viscosa hasta circular fondos arriba. Sacó BHA llenando espacio anular con 3,5 BBLs y limpiando cuñas hasta superficie.
- Realizó viaje punta libre con 30 tubos de 3 ½".
- Armó BHA con zapata-flapper y bajó con tubería de 3 ½" hasta 11533''. Reciprocó sarta varias veces intentando avance sin éxito (alto torque). Sacó BHA desde 11533' limpiando cuñeros hasta superficie. No se observó cañones esperados.
- Conectó fresa plana con motor de fondo y bajó conjunto hasta 11533' donde encontró apoyo. Fresó sarta hasta 11542' circulando y reciprocando cada 100 pies y bombeando 10 BBLs de píldora viscosa de 150 segundos. No logró avance. Sacó fresa plana hasta superficie observando arrastre. Observó fresa trabajada y residuos con virutas de óxido.

- Conectó fresa plana nueva y bajó BHA hasta 11535´ donde no avanzó. Se concluyó que el M/F estaba dañado. Supervisor decidió continuar fresando con rotaria de Snubbing bombeando píldora viscosa de 180 segundos sin avance. Sacó BHA hasta superficie. Observó que la fresa plana así como el motor se quedaron en pozo y las cestas de 5" salieron llenas de desperdicios de cañones.
- Realizó viaje de punta libre con 30 tubos de 3 ½".
- Armó BHA de pesca con overshot de 3 15/16" y grapper de 2 7/8" y bajó hasta 11524´. Sacó BHA limpiando cuñas hasta superficie. Los primeros tubos salieron doblados y recuperó una sección del motor de fondo.
- Armó nuevo BHA con overshot (2 veces) de 3 7/8" y grapa de 2 7/8" más cestas recolectoras y bajó hasta 11549´ observando incremento de presión y sobre peso en sarta. Sacó BHA hasta superficie llenando espacios metálicos. No recuperó pez. Observó muecas profundas en mill control y desgaste de dientes del basket grappel.
- Reemplazó power back de la unidad de snubbing y realizó viaje de punta libre hasta 1270´ y aseguró pozo.
- Seleccionó equipos y herramientas dañados para envío a base y repararlos. Recibió órdenes de EPP de abandonar temporalmente el pozo.
- Aseguró pozo con DP de 3 ½" hasta 10360´. Desembaló colgador de tubería, pasadores del colgador y árbol de navidad. Instaló tbg hanger.
- Desvistió unidad de Snubbing y transfirió equipos a gabarra plana. Instaló árbol de navidad y probó integridad. Cerró y aseguró pozo. **POZO TEMPORALMENTE ABANDONADO el 12 de Octubre del 2011.**

REINICIARON OPERACIONES el 15 de noviembre del año 2011.

- Vistió unidad de Snubbing. Probó preventores. Recuperó colgador y tubería de 3 ½".
- Armó BHA de limpieza con zapata fresadora y tubería de lavado. Limpió zapata fresadora hasta 11543´. Bombeó 45 BBLs de píldora viscosa Pac R Barazán. Circuló fondos arriba y sacó BHA a superficie. Las cestas salieron con desechos de cañones y zapata con recubrimiento de tungsteno y testigos.

- Armó BHA de pesca con overshot y grapa espira de 2 7/8" hasta 11529'. Localizó pescado y sacó BHA con pescado a superficie.
- Armó BHA de limpieza con zapata fresadora hasta 11543'. Bombeó 30 BBLS de píldora viscosa. Sacó BHA hasta superficie. Observó las cestas recolectoras con desperdicios y retiró martillo dañado.
- Armó BHA de limpieza con zapata fresadora y bajó limpiando cuñas hasta 11543'. Bombeó 40 BBLS de píldora viscosa y circuló a superficie. Sacó BHA a superficie recuperando desperdicios de cañones en cestas.
- Armó BHA con fresa plana y bajó hasta 11542'. Trabajó con fresa y bombeó 10 BBLS de píldora viscosa. Sacó sarta hasta superficie.
- Realizó viaje de punta libre con 67 tubos de 3 1/2".
- Armó BHA para liner de 5" más scrapper y bajó limpiando hasta 11530'. Bombeó 30 BBLS de píldora viscosa, reemplazó fluido sucio con salmuera filtrada de 8,7 lpg. Sacó BHA hasta superficie.
- Armó BHA para liner de 5" con polish mil y bajó limpiando hasta 11117' donde observó apoyo. Acondicionó TOL. Bombeó 25 BBLS de píldora viscosa y circuló. Sacó BHA hasta superficie.
- Vistió unidad de W/L y corrió canasta calibradora de 4" más GR y CCL hasta 10530'. Sacó herramienta. Corrió registros CAST-CBL-MSG-GR-CCL.
- Armó herramienta RTM y GR-CCL y corrió registro de saturación desde 11520' hasta 10900' y 11080'. W/L desvistió equipos.
- Armó BHA con EZ DRILL y setting tool. Manióbró y asentó tapón a 11528'. Probó. Sacó DP con setting tool.
- Armó BHA con 263' de cañones TCP de 6 dpp con cargas de 25 gr con personal de HTC. Bajó ensamble TCP llenando cada 40 tubos y limpiando cuñas hasta fondo de tapón EZ llenando tubería.
- Armó unidad de W/L y bajó cable de GR-CCL hasta 11528'. Sacó cable de registro y desvistió unidad de W/L.
- Asentó packer y lanzó barra de detonación disparando intervalos:
11284 –11530 pies (varios intervalos)
- Monitoreó pozo y despresurizó tbg y anular. Desasentó packer y circuló.

- EPP autorizó el uso de LOGARD. Bombeó en directa 35 BBLs de LOGARD y 40 BBLs de agua tratada. Cerró Hydrill y forzó LOGARD a formación.
- Sacó BHA-TCP hasta superficie llenando cada 1° tubos. Recuperó y desarmó PKR y BHA.
- Realizó empaquetamiento de grava.

ENSAMBLE DE PRODUCCIÓN.

- Armó BHA ensamble de producción y bajó en tbg de 3 ½" RTS-8 hasta 7399'. Calibró tubería y limpió pines con diésel y soplete interior de tubería y continuó bajando BHA hasta 11044'. Probó unidad de sellos, Ok.
- Instalaron tbg hanger. Instalaron línea de 2" y probó, Ok. Asentó tbg hanger e instaló BPV.
- Desvistió unidad de Snubbing.
- Instaló cabezal de producción. Probó cabezal, Ok.
- Vistió unidad de S/L y bajó calibrador hasta 10408'. Sacó calibrador.
- Bajó tapón hasta 10375' y asentó. Bajó shifting tool y abrió camisa de circulación. Sacó herramienta de S/L. Circuló 100 BBLs de diésel por directa.
- Bajó shifting tool tipo V de 2,81" y cerró camisa. Sacó herramienta a superficie. Bajó pescante SS de 2" y pesó Promt.
- Bajó bomba desarenadora, limpió cuello de lock mandrel. Bajó pescante de 3# a 10374' y pescó tapón. Sacó herramienta.
- Conectó líneas de cabezal hacia gas Buster. Fluyó tanques para limpieza de finos.
- Instaló brida de impacto en válvula corona. EPP paró la producción del pozo AMS G Inyectó gas desde pozo AMS G a pozo AMS B hasta igualar presiones.
- Vistió unidad de S/L y bajó con toma muestra de 9/16" hasta 11260' (obstrucción), trabajó y bajó hasta 11527'. Sacó herramienta a superficie.
- Bajó tapón PX de 2,81" y asentó a 10374' pies. Bajó Promt y sacó herramienta. EPP inyectó gas. Bajó shifting tool selectiva de 2,81" y abrió camisa a 10340'. Sacó herramienta. Desplazó diésel de tubería y anular y bajó a cerrar camisa.
- Bajó recuperó el Promt y el tapón PX. Sacó herramienta.

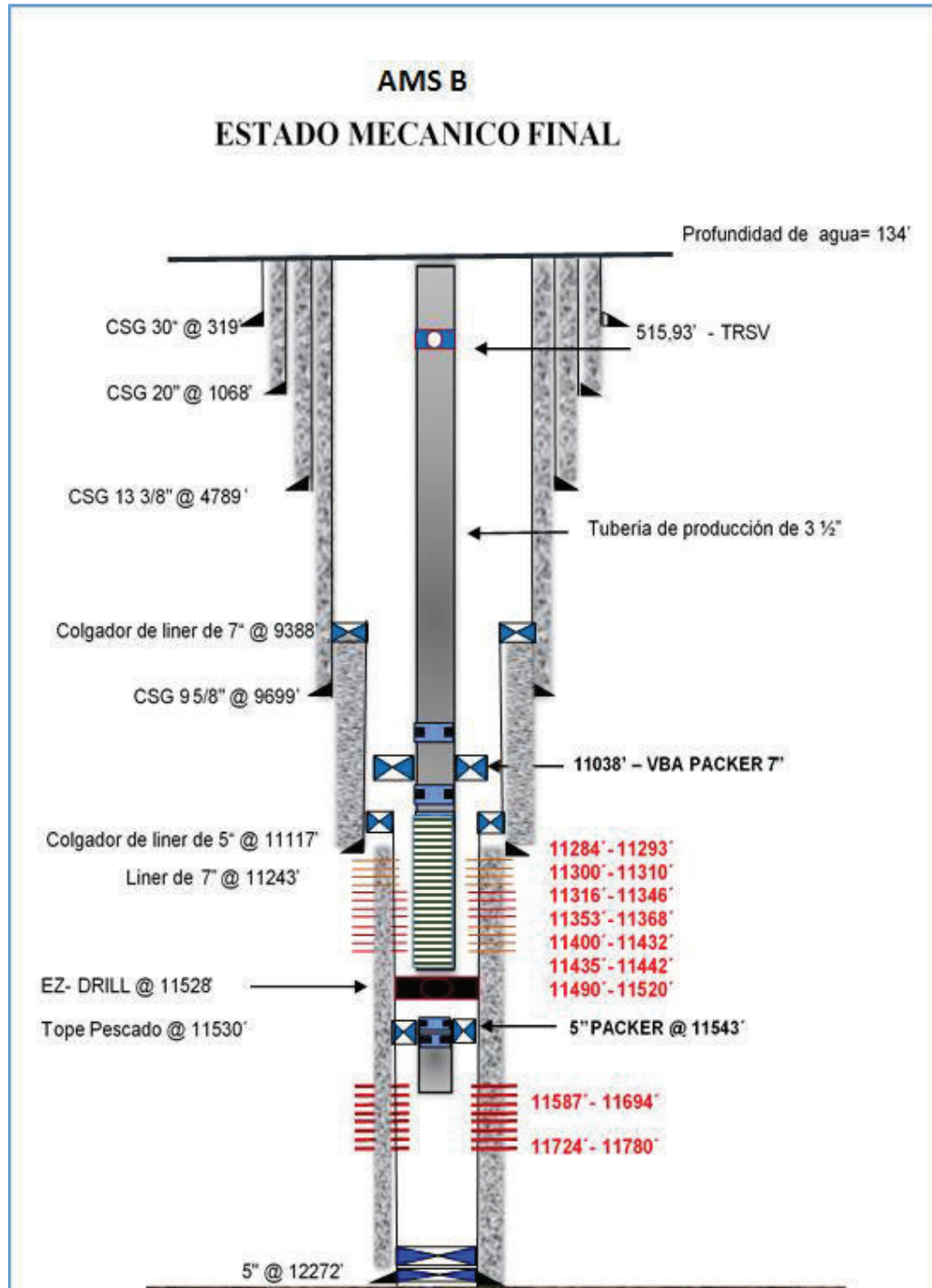
- instaló BOP'S, cuñas estacionarias, gato hidráulico. Reubicó bomba de lodo e instaló filtro. Vistió unidad de Snubbing 120K, conectó mangueras, consola y conjunto BOP'S. checó presiones en tbg y csg (o psi). Bajó tubería de 1,9" hasta 11032'.
- Aseguró pozo cerrando BOP'S. Instaló línea de 2" WECO desde manifold hasta separador de prueba. Llenó anular con 28 BBLS de agua de mar.
- Inyectó gas por tubería de 1,9". Recuperó un total de 5764 BBLS de agua de 8,5 lpg con salinidad de 20100 ppm.
- Preparó 35 BBLS de fluido de empaque filtrado de 8,8 lpg más BARACOR 100, secuestrador de oxígeno, ALDACIDE G 0,2.
- bajó calibrador de 2,75". Asentó lock mandrel. Bajó tapón y asentó.
- Terminó operaciones el 31 de Enero del 2012.

3.17.4 RESUMEN DE OPERACIÓN DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA POZO AMS B.

- Armó 462,33 pies de mallas para gravel pack. Armó tubería de lavado y packer de 7". Bajó conjunto mallas, tubería y packer limpiando cuñas hasta 11519,43 pies con 342 juntas y 1 pup joint de 15 pies. Asentó packer a 11056 pies presurizando y tensionando.
- Mescló y bombeó 35 BBLS de HCL al 7%, recuperó HCL. Bombeó píldora de limpieza compuesta por 50 BBLS de solvente al 100%, 85 BBLS de agua, solvente al 100%. Recuperó píldora de limpieza. Probó packer, Ok. Probó circulación, Ok.
- Bombeó 25 BBLS de ácido HCL al 7% en directa desplazando con agua de 8,7 lpg. Reversó ácido. Probó líneas y realizó simulación de gravel pack.
- Bombeó gravel pack a 3100 psi a 1,5 BPM y desplazó con agua de 8,7 lpg. Realizaron MRT. Bombeó 225 BBLS de agua de control al fondo. TOTAL: 6400 lbs de Carboboprop 20/40.

3.17.5 ESTADO MECÁNICO FINAL (ACTUAL) AMMS B

FIGURA 3. 32 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AMS B POST GRAVEL PACK



FUENTE: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburo

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

4.1 ANÁLISIS DE PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN POR CIERRE DE POZOS.

En vista de que los pozos permanecieron demasiado tiempo cerrados las pérdidas de producción fueron las siguientes. En la tabla 4.1 se observa un análisis que muestra la pérdida de producción del campo en MMPCS en el tiempo en que los pozos permanecieron cerrados esperando el trabajo de reacondicionamiento.

TABLA 4. 1 PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN POR CIERRE DE POZOS AMS B Y C.

PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN POR CIERRE DE POZO			
POZO	TIEMPO CERRADO (años)	ULTIMA PRODUCCION (MMPCSD)	PRODUCCION PERDIDA (MMPCS)
AMS B	1,3	4	1898
AMS C	1	15	5475

FUENTE: Análisis de Curvas de Producción.

ELBORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

4.2 ANÁLISIS DE TIEMPOS OPERACIONALES EN EL RE-ACONDICIONAMIENTO DEL POZO AMS C.

Las operaciones de re- acondicionamiento programadas para el pozo AMS C se resumen en las siguientes:

- Recuperar la Completación existente.
- Recuperar 16 cañones de 2 1/8'' dejados en el pozo sin disparar.
- Recuperar los dos empacadores permanentes ubicados a 11247 pies y 11676 pies.
- Recuperar 200 pies de cañones de 4 5/8''.
- Limpiar el pozo.
- Evaluar el pozo con registros eléctricos.
- Realizar cementaciones remediales en zona-I o zona-II en caso de ser necesario.
- Re-cañonear el pozo y/o abrir arenas adicionales.
- Evaluar pozo y estimular con Onestep en caso de ser necesario (Opcional).
- Efectuar Empaque de grava.
- Completar el pozo con Tubería especial 3% cromo.

Sin embargo y como suele suceder en las operaciones llevadas a cabo costa afuera, las operaciones de re-acondicionamiento se extendieron de un estimado de 40 días a un total de 90 debido a situaciones ambientales que generaron NPT y problemas leves que incrementaron el tiempo de operación.

En conclusión las operaciones llevadas a cabo en el pozo AMS C se sujetan a la siguiente **tabla 4.2**.

TABLA 4. 2 TIEMPOS OPERATIVOS EN POZO AMS C

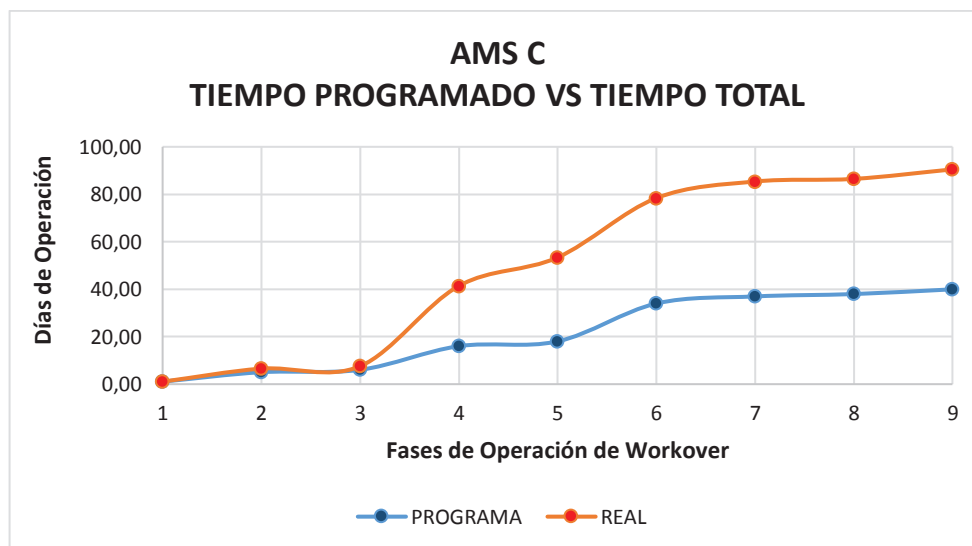
TIEMPOS OPERATIVOS AMS C (DÍAS)					
N	FASES DE OPERACIÓN	PROGRAMADO	PRODUCTIVO	NPT	TOTAL (DÍAS)
1	Verificar Presiones	1,00	1,00	0,00	1,0
2	Controlar Pozo	5,00	6,00	0,50	6,5
3	Quitar Cabezal e Instalar BOP	6,00	7,00	0,00	7,5
4	Recuperar Completación + Pescado	16,00	39,80	1,00	41,3
5	Limpiar pozo	18,00	49,80	2,00	53,3
6	Operación de Workover + Empaque de Grava	34,00	73,30	1,50	78,3
7	Bajar Completación Final	37,00	80,30	0,00	85,3
8	Retirar BOP'S e Instalar Cabezal Producción	38,00	81,40	0,00	86,4
9	Inducir Pozo	40,00	85,40	0,00	90,4

FUENTE: Reportes diarios de Operaciones. ARCH.

ELBORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

La tabla anterior fue elaborada en base a un análisis del tiempo de operaciones diario llevado a cabo en el pozo.

FIGURA 4. 1 TIEMPO OPERACIONAL PROGRAMADO VS TIEMPO REAL. POZO AMS C.



FUENTE: Reportes diarios de Operaciones. ARCH.

ELBORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

4.3 ANÁLISIS DE TIEMPOS OPERACIONALES LLEVADAS A CABO EN EL POZO AMS B

Las operaciones de re-acondicionamiento programadas para su ejecución en el pozo AMS B fueron las siguientes:

- Vestir unidad de Snubbing
- Recuperar la Completación existente.
- Recuperar los dos Obturadores permanentes.
- Evaluar el como con registros eléctricos.
- Re-cañonear el pozo y/o abrir arenas adicionales.
- Evaluar pozo y estimular en caso de ser necesario.
- Efectuar Empaque de grava.
- Completar el pozo

Debido a las condiciones climáticas de la zona, la espera de herramientas y la extensión de operaciones, los tiempos de operación se sujetan a la **tabla 4.3**.

TABLA 4. 3 TIEMPOS OPERATIVOS EN POZO AMS B

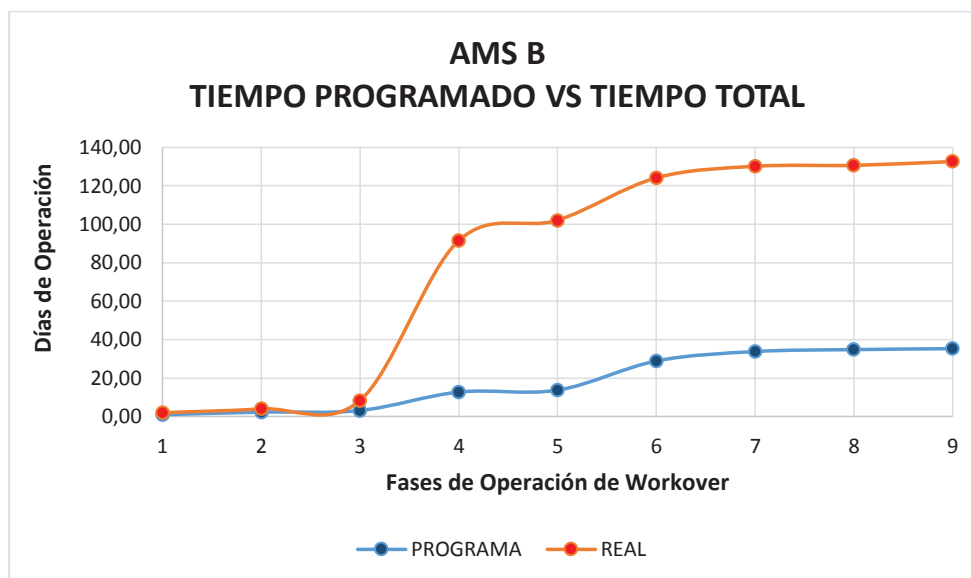
TIEMPOS OPERATIVOS AMS B (DÍAS)					
N	FASES OPERATIVAS	PROGRAMADO	PRODUCTIVO	NPT	TOTAL (DÍAS)
1	Verificar Presiones	1,00	2,00	0,00	2,0
2	Controlar Pozo	2,33	4,00	0,00	4,0
3	Quitar Cabezal e Instalar BOP	3,16	4,63	3,77	8,4
4	Sacar Completación Existente	12,75	87,03	0,78	91,6
5	Limpiar pozo	13,75	95,43	2,15	102,1
6	Operación de Workover + Empaque de Grava	28,91	115,43	2,04	124,2
7	Bajar Completación Final	33,83	121,43	0,00	130,2
8	Retirar BOP'S e Instalar Cabezal Producción	34,83	121,93	0,00	130,7
9	Inducir Pozo	35,33	123,93	0,00	132,7

FUENTE: Reportes diarios de Operaciones. ARCH.

ELBORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

La tabla anterior fue elaborada en base a un análisis del tiempo de operaciones diario llevado a cabo en el pozo.

FIGURA 4. 2 TIEMPO OPERACIONAL PROGRAMADO VS TIEMPO REAL. POZO AMS B.



FUENTE: Reportes diarios de Operaciones. ARCH.

ELBORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

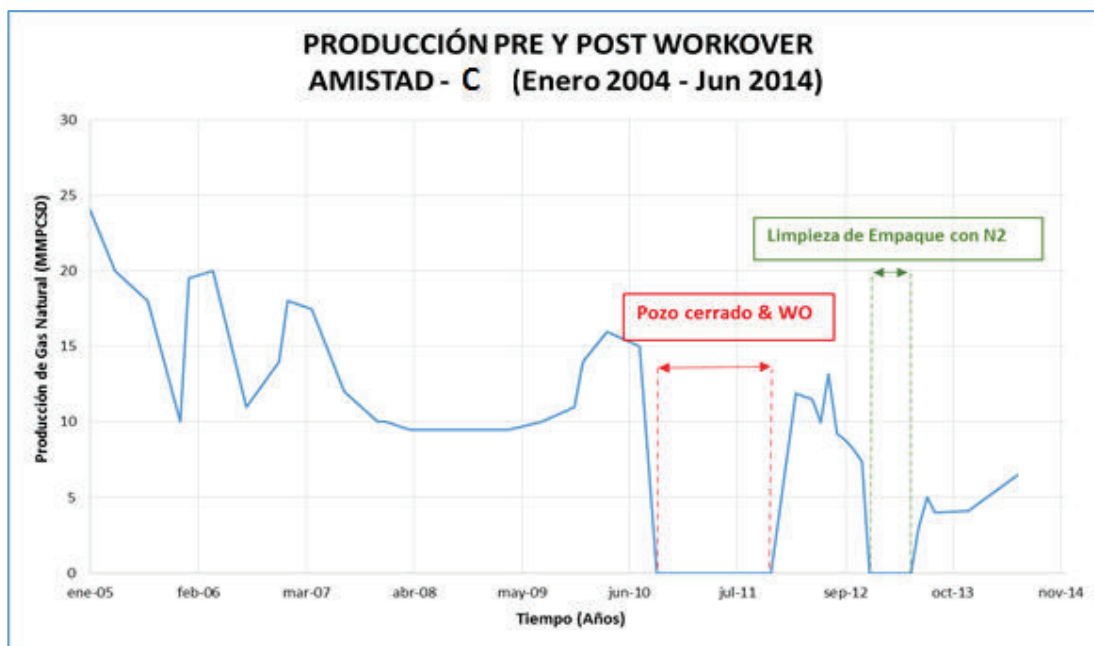
4.4 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN PRE Y POST GRAVEL PACK DEL POZO AMS C

La producción del pozo AMS C alcanzó un pico de 13 MMPCSD una vez ejecutadas las operaciones de re-acondicionamiento. Sin embargo, se detuvo la producción del pozo en septiembre del 2012 debido al acercamiento de la plataforma Jack Up. Al reanudar la producción del pozo, se observó una declinación de producción hasta 7,4 MMPCSD por lo que se procedió a realizar la limpieza de las rejillas mediante la inyección de nitrógeno (N₂) con unidad de tubería flexible (Coiled Tubing).

El 22 de diciembre del año 2012 se procede a la limpieza del pozo. Después de realizado la limpieza de las rejillas, el pozo presentó una producción con pico de

8,5 MMPCSD hasta el mes de Junio del 2014 fecha hasta la cual se poseen datos para realizar dicho análisis.

FIGURA 4. 3 PRODUCCIÓN PRE Y POST WO EN POZO AMS C.



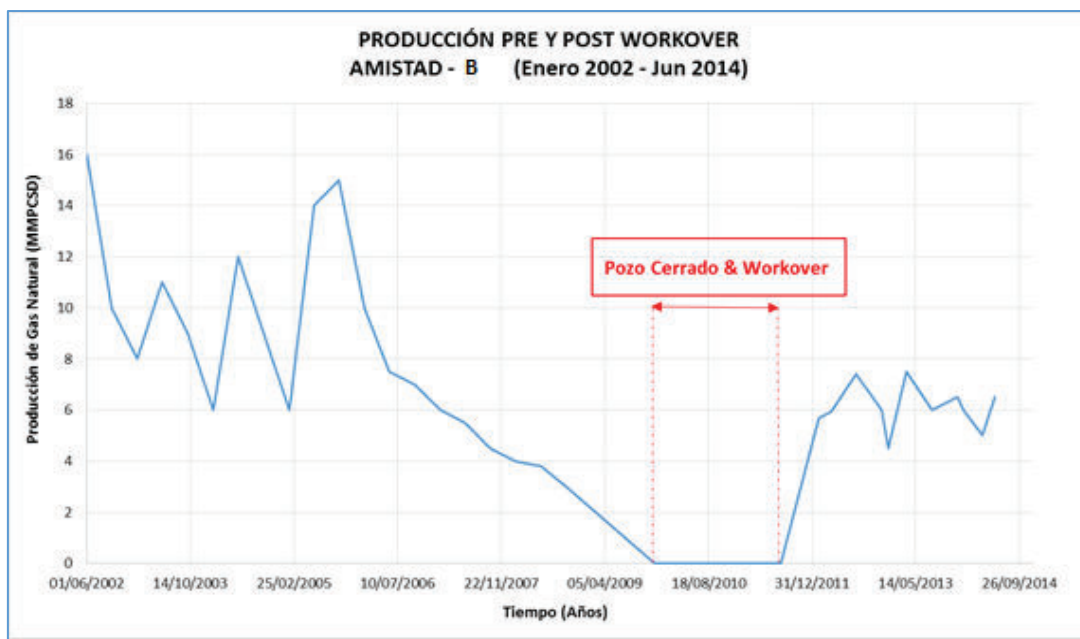
FUENTE: Reportes diarios de Operaciones. ARCH.

ELBORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

4.5 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN PRE Y POST GRAVEL PACK DEL POZO AMS B.

Pese a las complicaciones presentadas en el pozo AMS B, catalogado desde un inicio como operación de alto riesgo, la operación de re-acondicionamiento fue exitosa.

La producción de gas natural del pozo se recuperó de 2 MMPCSD (antes de operación con gravel pack) a una producción estable de 7 MMPCSD hasta el mes de Junio del 2014 fecha hasta la cual se poseen datos para realizar dicho análisis.

FIGURA 4. 4 PRODUCCIÓN PRE Y POST WO EN POZO AMS B.

FUENTE: Reportes diarios de Operaciones. ARCH.

ELBORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

4.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYETO

El análisis económico de un proyecto tiene como finalidad mostrar el flujo de inversión y ganancia a lo largo de la vida útil del proyecto.

En el caso de los pozos analizados, el tiempo estimado de operación de re-acondicionamiento fue mucho más alto que el tiempo real y por ésta razón los costos de operación también se elevaron.

4.6.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO

Para realizar el análisis económico de un proyecto cualquiera es necesario conocer los conceptos generales de flujo de caja así como los indicadores financieros:

- VAN
- TIR
- PRI
- RBC

4.6.2 FLUJO NETO DE CAJA (FNC)

El FNC es la relación entre los ingresos netos y la inversión y costos totales.

4.6.2.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN es el indicador financiero definido como la medición de los flujos de caja de un proyecto para determinar si el proyecto es económicamente rentable o no. Es la cantidad de dinero que entrega el proyecto, es decir el beneficio y se divide en dos clases, el VAN nominal y el real.

El VAN nominal es la medida de la diferencia de ingresos y egresos en un tiempo establecido mientras que el VAN real toma también en cuenta la tasa de actualización asociada (r).

La rentabilidad de un proyecto está establecida de acuerdo a los resultados del VAN de acuerdo a las siguientes afirmaciones:

- $VAN > 0$, El proyecto económicamente rentable.
- $VAN = 0$, El proyecto es rentable dado que la ganancia de la tasa de actualización está incluida (r) en su cálculo.
- $VAN < 0$, El proyecto no es rentable.

$$VAN(TD) = BNA - Inversión$$

Ec. 4.1

Es decir:

$$VAN = \sum_{K=0}^n \frac{FNC_K}{(1+r)^k} - Inversión \quad \text{Ec. 4.2}$$

Donde:

FNC= Flujo neto de caja (USD)

r= Tasa de actualización de la empresa (%)

k= Tiempo asociado a un determinado proyecto (días, meses, años)

VAN= Valor Actual Neto (USD)

4.6.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La Tasa Interna de Retorno es el indicador financiero que se define como el porcentaje de recuperación de la inversión a un tiempo (n) de manera que la inversión realizada sea igual al valor de Beneficio Neto Actualizado (BNA). Es decir cuando el Valor Actual Neto (VAN) sea igual a cero (0).

$$VAN_{TIR} = 0 \quad \text{Ec. 4.3}$$

Para determinar el valor de la TIR se requiere conocer el alcance en tiempo de la inversión y el flujo de caja neto proyectado.

$$VAN = 0 = \sum_{K=0}^n \frac{FNC_K}{(1+r)^k} - Inversión \quad \text{Ec. 4.4}$$

Donde r= TIR

4.6.2.3 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

El PRI establece el tiempo exacto en que se recuperará la inversión del proyecto.

El PRI se calcula en base a la siguiente relación:

$$PRI = T1 + \frac{SFNC_1 * (T2 - T1)}{(SFNC_1 + SFNC_2)} \quad \text{Ec. 4.5}$$

Donde:

SFNC= Suma de los flujos netos de caja en el tiempo T

T= Tiempo (días, meses, años)

4.6.2.4 RELACIÓN BENEFICIO-COSTO (RBC).

El indicador RBC es la relación entre el Ingreso Neto total o beneficio recibido al final del periodo T con el valor de la inversión total a lo largo de la ejecución del proyecto. El cálculo de éste indicador se realiza con la siguiente ecuación:

$$RBC = \frac{\text{Valor Actual de Beneficio}}{\text{Valor Actual de Costos}} \quad \text{Ec. 4.6}$$

4.6.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPEMENTACIÓN DEL GRAVEL PACK EN EL POZO AMS C.

La operación de re-acondicionamiento del pozo AMS C se programó inicialmente con un costo de inversión de 5'600.000,00 USD a ser ejecutada en 40 días. Sin embargo, debido a las condiciones antes mencionadas, la operación se extendió a 90,5 días generando así una inversión inicial de 10'099.330,00 USD.

El costo de inversión inicial no contempla los gastos operativos y de mantenimiento que se realizaron y realizarán para garantizar la vida de la completación hasta el año 2021. Es por esto que en el análisis se consideran también estos gastos de operaciones anuales.

4.6.3.1 FLUJO DE CAJA CORRESPONDIENTE AL POZO AMS C.

Para los cálculos del flujo de caja neto se tomó como referencia el precio de venta de gas natural de 5,3 USD por MPC.

TABLA 4. 4 FLUJO DE CAJA DE AMS C.

FLUJO DE CAJA POZO AMS C					
PERÍODO (AÑOS)	PRODUCCIÓN GAS (MMPC)	INGRESOS (USD/MPC)	INVERSIÓN T (USD)	INVERSIÓN ACUM /USD	FNC (USD)
0	0	0	-10099330	10099330	-10099330
1	3469	18385700	3200000	13299330	15185700
2	1002	5310600	2880000	16179330	2430600
3	2340	12402000	2592000	18771330	9810000
4	2106	11161800	2332800	21104130	8829000
5	1895	10045620	2099520	23203650	7946100
6	1706	9041058	1889568	25093218	7151490
7	1535	8136952	1700611	26793829	6436341
8	1382	7323257	1530550	28324379	5792707
9	1244	6590931	1377495	29701874	5213436
10	1119	5931838	1239746	30941620	4692093

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

ELBORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

La **tabla 4.4** representa la producción anual del pozo AMS C desde el período 0 correspondiente al año de operación de re-acondicionamiento, en éste caso 2011, hasta el período 10 correspondiente al año 2021.

En el mismo cuadro se aprecia el valor de inversión inicial de 10'099.330,00 USD y los valores de inversión anual correspondientes a las tareas operacionales y mantenimiento.

Inversión Inicial= 10'099.330,00 USD

Inversión Total= 30'941.620,00 USD

Ingreso Total= 94'329.756,62 USD

4.6.3.2 INDICADORES ECONÓMICOS DEL ANÁLISIS CORRESPONDIENTE AL POZO AMS C.

El cálculo de los indicadores económicos se realizó con una tasa actual (r) de 0,127.

TABLA 4. 5 INDICADORES ECONÓMICOS DE WO DE AMS C.

INDICADORES ECONÓMICOS DE POZO AMS C					
PERIODO (ANUAL)	CONCEPTO	INVERSIÓN (USD)	FNC (USD)	TIR ANUAL (%)	VAN (12,7%)
dic-11	WO	10099330	-10099330		
dic-12	operaciones	3200000	15185700	50,36	\$ 3.370.702
dic-13	operaciones	2880000	2430600	64,95	5283740
dic-14	operaciones	2592000	9810000	89,95	12134756
dic-15	operaciones	2332800	8829000	98,38	17605843
dic-16	operaciones	2099520	7946100	101,62	21973514
dic-17	operaciones	1889568	7151490	102,95	25461450
dic-18	operaciones	1700611	6436341	103,52	28246847
dic-19	operaciones	1530550	5792707	103,77	30471210
dic-20	operaciones	1377495	5213436	103,87	32246961
dic-21	operaciones	1239746	4692093	103,92	33665041

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

ELBORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

4.6.3.3 CÁLCULO DE PRI Y RBC DEL POZO AMS C.

El Período de Recuperación de la inversión inicial es igual a:

$$PRI = T1 + \frac{SFNC_1 * (T2 - T1)}{(SFNC_1 + SFNC_2)}$$

$$PRI = 2 + \frac{(-10'099.330 + 15'185.700 + 2'430.600) * (3 - 2)}{(-10'099.330 + 15'185.700 + 2'430.600) + (-10'099.330 + 15'185.700 + 2'430.600 + 9'810.000)}$$

$$PRI = 1,404 \text{ años}$$

La Relación Beneficio/Costo es igual a:

$$RBC = \frac{\text{Valor Actual de Beneficio}}{\text{Valor Actual de Costos}}$$

$$RBC = \frac{94'329.756,62}{30'941.620,00}$$

$$RBC = 3,049 \text{ USD}$$

4.6.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPEMENTACIÓN DEL GRAVEL PACK EN EL POZO AMS B.

La operación de re-acondicionamiento del pozo AMS B se programó inicialmente con un costo de inversión de 5'600.000,00 USD a ser ejecutada en 36 días. Sin embargo, debido a eventos asociados al clima de la zona y las operaciones de pesca de herramientas no planeadas, la operación se extendió a 135 días generando así una inversión inicial de 12'215.371,00 USD.

El costo de inversión inicial no contempla los gastos operativos y de mantenimiento que se realizaron y realizarán para garantizar la vida de la completación hasta el año 2021. Es por esto que en el análisis se consideran también estos gastos de operaciones anuales.

4.6.4.1 FLUJO DE CAJA CORRESPONDIENTE AL POZO AMS B.

Para los cálculos del flujo de caja neto se tomó como referencia el precio de venta de gas natural de 5,3 USD por MPC.

TABLA 4. 6 FLUJO DE CAJA DE AMS B.

FLUJO DE CAJA POZO AMS B						
PERÍODO (AÑOS)	FECHA ANUAL	PRODUCCIÓN GAS (MMPCS)	INGRESOS (USD/MPC)	INVERSIÓN TOTAL (USD)	INVERSIÓN ACUMULADA /USD	FNC (USD)
0	dic-11	0	0	12215371	12215371	-12215371
1	dic-12	2135	11317620	3200000	15415371	8117620
2	dic-13	2190	11607000	2880000	18295371	8727000
3	dic-14	2340	12402000	2592000	20887371	9810000
4	dic-15	2340	12402000	2332800	23220171	10069200
5	dic-16	2106	11161800	2099520	25319691	9062280
6	dic-17	1895	10045620	1889568	27209259	8156052
7	dic-18	1706	9041058	1700611	28909870,2	7340447
8	dic-19	1535	8136952	1530550	30440420,3	6606402
9	dic-20	1382	7323257	1377495	31817915,4	5945762
10	dic-21	1244	6590931	1239746	33057660,9	5351186

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

ELBORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

La **tabla 4.6** representa la producción anual del pozo AMS B desde el período 0 correspondiente al año de operación de re-acondicionamiento, en éste caso 2011, hasta el período 10 correspondiente al año 2021.

En el mismo cuadro se aprecia el valor de inversión inicial de 12'215.371,00 USD y los valores de inversión anual correspondientes a las tareas operacionales y mantenimiento.

Inversión Inicial= 12'215.371,00 USD

Inversión Total= 33'057.660,90 USD

Ingreso Total= 100'028.238,00 USD

4.6.4.2 INDICADORES ECONÓMICOS DEL ANÁLISIS CORRESPONDIENTE AL POZO AMS B.

El cálculo de los indicadores económicos se realizó con una tasa actual (r) de 0,127.

TABLA 4. 7 INDICADORES ECONÓMICOS DE WO DE AMS B.

INDICADORES ECONÓMICOS DEL POZO AMS B					
PERIODO (AÑOS)	CONCEPTO	INVERSIÓN (USD)	FNC (USD)	TIR ANUAL (%)	VAN(12,7%)
dic-11	re-acondicionamiento	12215371	-		
dic-12	Operaciones	3200000	8117620	-33,47	-5014873
dic-13	Operaciones	2880000	8727000	24,00	1853833
dic-14	Operaciones	2592000	9810000	49,78	8704849
dic-15	Operaciones	2332800	10069200	61,17	14944453
dic-16	Operaciones	2099520	9062280	66,08	19925646
dic-17	Operaciones	1889568	8156052	68,38	23903529
dic-18	Operaciones	1700611	7340447	69,50	27080188
dic-19	Operaciones	1530550	6606402	70,07	29617005
dic-20	Operaciones	1377495	5945762	70,36	31642194
dic-21	Operaciones	1239746	5351186	70,51	33259469

FUENTE: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

ELBORADO POR: Verónica Alexandra Pérez Silva.

4.6.4.3 CÁLCULO DE PRI Y RBC DEL POZO AMS B.

El Período de Recuperación de la inversión inicial es igual a:

$$PRI = T1 + \frac{SFNC_1 * (T2 - T1)}{(SFNC_1 + SFNC_2)}$$

$$PRI = 2 + \frac{(-12'215371 + 8'117.620 + 8'727.000) * (3 - 2)}{(-12'215371 + 8'117.620 + 8'727.000) + (-12'215371 + 8'117.620 + 8'727.000 + 9'810.000)}$$

$$PRI = 2,24 \text{ años}$$

La Relación Beneficio/Costo es igual a:

$$RBC = \frac{\text{Valor Actual de Beneficio}}{\text{Valor Actual de Costos}}$$

$$RBC = \frac{100'028.238,00}{33'057.660,90}$$

$$RBC = 3,06 \text{ USD}$$

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Los pozos AMS B y AMS C fueron seleccionados para las operaciones de reacondicionamiento con empaque de grava debido a su alta producción de agua, AMS B de 156 BAPD y AMS C de 100 BAPD, y al alto nivel de arena acumulada en pozo, AMS B de 152 pies y AMS C de 52 pies.
- Los puntos clave para la implementación de un empaque de grava en pozo se resumen en lo siguiente: un correcto estudio granulométrico de la arena de producción del pozo a ser sometido a operaciones, la eficaz selección de la rejilla correcta para cada pozo, un adecuado diseño de la completación de producción que trabajará en conjunto con el empaque de grava, una limpieza eficiente del pozo previa la operación, la adecuada maniobra de herramientas en la plataforma costa afuera, un análisis realista de tiempos de ejecución de las operaciones y el mantenimiento adecuado.
- La grava seleccionada para la operación de empaquetamiento de los pozos AMS B Y AMS C fue la CARBOPROP 20/40 debido a su bajo costo en comparación con la grava sintética de cerámica cubierta por resina (relación de 1 a 2) y a sus propiedades mecánicas y de resistencia.
- Se utilizaron 12.800 libras de grava sintética de cerámica de densidad media para la operación de empaquetamiento del pozo AMS B.

- Se utilizaron 6.400 libras de grava sintética de cerámica de densidad media para la operación de empaquetamiento del pozo AMS C.
- La rejilla seleccionada para la operación en conjunto con el empaque de grava para el pozo AMS C fue la rejilla pre-empacada ELP de 3 ½". El personal de la empresa mencionada se encargó de dirigir la operación de empaquetamiento.
- La rejilla seleccionada para ser instalada en el pozo AMS B fue la mesh rite AWW de 2 3/8" un 0.12 Gauge. El personal de la empresa mencionada también se encargó de dirigir la operación de empaquetamiento en éste pozo.
- Las operaciones llevadas a cabo en pozos productores de gas natural así como petróleo costa afuera involucran más riesgos ambientales y de seguridad. Todo esto conlleva a que las operaciones se ejecuten en el doble de tiempo y costos en comparación a tierra firme.
- El gravel pack es la opción más utilizada para el control de producción de arena en pozos productores de gas natural costa afuera debido a su alto rango de confiabilidad basado en la experiencia de su utilización en grandes campos como los ubicados en el golfo de México.
- La operación de reacondicionamiento con empaque de grava que se planeó llevar a cabo en el pozo AMS C se planeó para 40 días, sin embargo debido a condiciones climáticas, retraso de herramientas en locación, pesca de herramientas etc... se extendió a un total de 90 días generado un incremento de costos iniciales de 100%.
- En el caso del pozo AMS B la operación se planeó para 36 días y se llevó a cabo en 132 días generando un incremento de costos iniciales de más del 100%.

- La producción final de gas natural en el pozo AMS C antes del reacondicionamiento con gravel pack fue de 4 MMPCSD y de 7,4 MMPCS después de la operación.
- La producción final de gas natural en el pozo AMS C antes del reacondicionamiento con gravel pack fue de 9,8 MMPCSD y de 12 MMPCSD después de la operación.
- El proyecto de implementación de gravel pack en el pozo AMS B fue técnica y económicamente rentable con un Periodo de Recuperación de la Inversión total de 2,24 años y una Relación Beneficio Costo de 3,06 dólares. El VAN (12,70%) actual es 14.944.453 de dólares y el valor del TIR es de 61,17% con un costo de ingreso de 5,3 dólares por cada pie cúbico estándar producido.
- El proyecto de implementación de gravel pack en el pozo AMS C fue técnica y económicamente rentable con un Periodo de Recuperación de la Inversión total de 1,404 años y una Relación Beneficio Costo de 3,05 dólares. El VAN (12,70%) actual es 17.605.843 de dólares y el valor del TIR es de 98,38% con un costo de ingreso de 5,3 dólares por cada pie cúbico estándar producido.

5.2 RECOMENDACIONES

- Para las próximas operaciones que involucren la ejecución del empaquetamiento de grava, se recomienda tomar muestras más actualizadas de la arena de formación y realizar un estudio petrográfico de las mismas a fin de garantizar la adecuada selección de la grava sintética necesaria para cada pozo.
- Se recomienda seleccionar la grava de mejor calidad y más adecuada para la correcta producción del pozo.
- Se recomienda disponer de herramientas como back up para las operaciones asociadas especialmente para operaciones de pesca de herramientas.
- De ser posible, se recomienda que el personal que se encargará de la ejecución de tareas sea personal cien por ciento entrenado en operaciones llevadas a cabo en el mar. La falta de experiencia en trabajos costa afuera puede ocasionar el retraso de las actividades e incluso su no adecuada ejecución.
- Adicionalmente, para los próximos programas operacionales, se recomienda tomar en cuenta la estación climática de la zona en la temporada de ejecución de actividades así como a los reportes de oleaje para poder prevenir posibles retrasos en operaciones (siempre que se posible).
- Finalmente se recomienda no posponer por largo tiempo la operación de control de producción de arena en pozo con el fin de prevenir acumulaciones de sólidos en fondo y prevenir daños a la formación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Deniaud, Y (1998). Evolución Tectono – Sedimentaria de las Cuencas Costeras Neógenos del Ecuador. Publicación ORSTOM y EPP. Quito – Ecuador.
2. SBC Energy Institute, (2014). Introduction To Natural Gas. Schlumberger. Pag 22 – 36. Francia.
3. Bánzer Carles, (1996). Correlaciones PVT. Publicación de Universidad de Zulia. Maracaibo – Venezuela.
4. Medina Batallas C. (2003). Análisis Técnico De La Producción De Gas Natural. Facilidades En Costa Afuera (Offshore) Y Cosa Adentro (Onshore). Tesis ESPOL. Guayaquil-Ecuador.
5. Sandoval Luis y Sevilla Galo. (2013). Integración De La Planta Deshidratadora De Gas Natural De Bajo Alto En Machala A La Plataforma Scada Del Centro De Monitoreo Y Control Hidrocarburifero (Cmch) Para El Control Y La Fiscalización Que Ejerce La Agencia De Regulación Y Control Hidrocarburifero (Arch). Tesis UCE. Quito-Ecuador.
6. Carlson J, Gurley D, King G, Smith C, (1992). Sand Control: Why and How? Pag 2 – 8. Texas, USA.
7. Abass H, Nasr-El-Din H, BaTaweel M, (2002). Sand Control: Sand Characterization, Failure Mechanisms, and Completion Methods. Paper SPE 77686. Pág 1-6.
8. Acock A, Orourke T, Shirmboh D, Alexander J, (2004). Practical Approaches to Sand Control Management. Schlumberger. Oilfield Review 16. Pag 1 – 3.
9. Acock A, Heitmann N, Hoover S, Zia Malik B, Pitoni E, (2003). Métodos de Control de La Producción De Arena Sin Cedazos. Schlumberger. Oilfield Review 15.
10. Tavares A, Carmo L, Petrobrás S.A. (1989). Gravel Pack in Offshore Wells. Paper OCT 6041. Pag 2 – 6. Texas, USA.

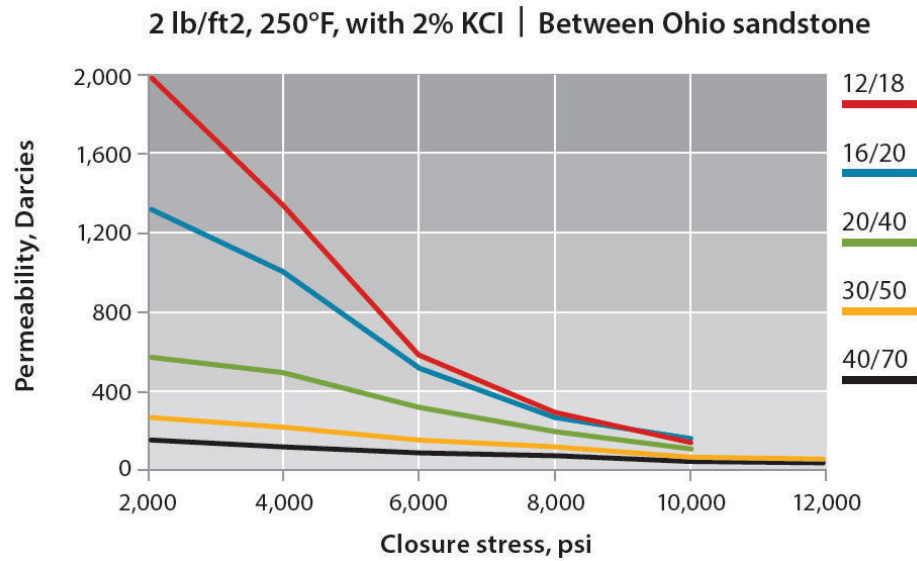
11. SPE International, (2015). Gravel Pack Design, Equipment and Tools, Placement Techniques.
http://petrowiki.org/Gravel_pack_design.
12. Ballard T, Beare S. Particle Size Analysis for Sand Control Applications. Weatherford. Paper SPE 165119. Holanda. Pag 1 y 2.
13. King George, (2009). Sand Control Methods. GEK Engineering. Pags 21 – 30.
http://gekengineering.com/Downloads/Free_Downloads/Sand_Control_Overview.pdf
14. CSC Scientific Company Inc, (2014). Particle Size: Sieves.
<http://www.cscscientific.com/particle-size/sieves>
15. Syfan Frank, (2014). Proper Proppant Selection: Productivity Depends On It. Distinguished Lecture Program SPE. Pags 1 – 16, 42.
16. Kullman John, (2011). The Complicated World of Proppant Selection. Carbo Ceramics. Pags 17 – 29.
17. Carbo Ceramics Inc, (2015). Gravas Sintéticas de Cerámica. Hojas Técnicas de Cada Producto.
<http://www.carboceramics.com/>
18. Hunter Blair, (2006). Well Screens and Gravel Packs. Inglaterra. Pag 1 – 6.
19. Ott William. Selection and Design Criteria for Sand Control Screens. Texas, USA.
20. Abrus Ingeniería y Medio Ambiente Cía. Ltda. Estudio De Impacto Y Plan De Manejo Ambiental Para La Sísmica 3d Del Campo Amistad Bloque 6” (2014). Quito.

ANEXOS

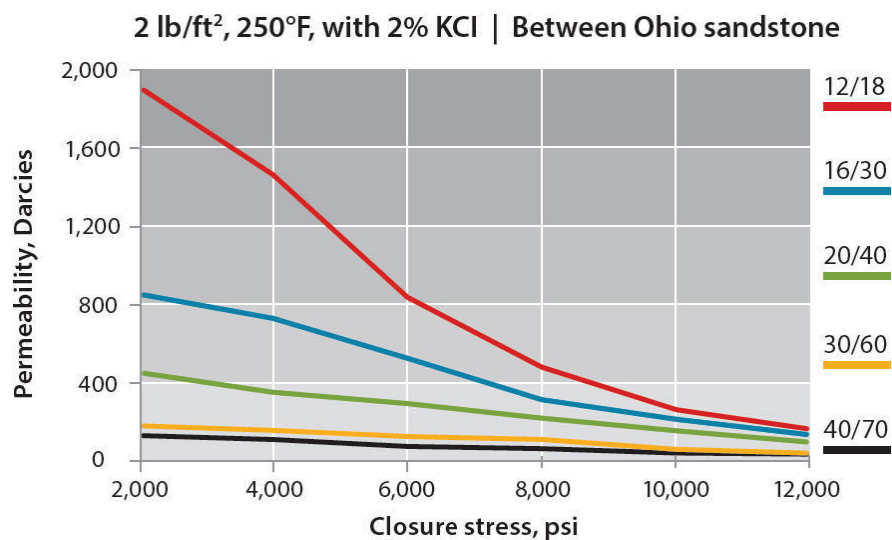
ANEXO No. 1

PROPIEDADES DE GRAVAS SINTÉTICAS UTILIZADAS PARA LA SELECCIÓN DE LA GRAVA IDEAL.

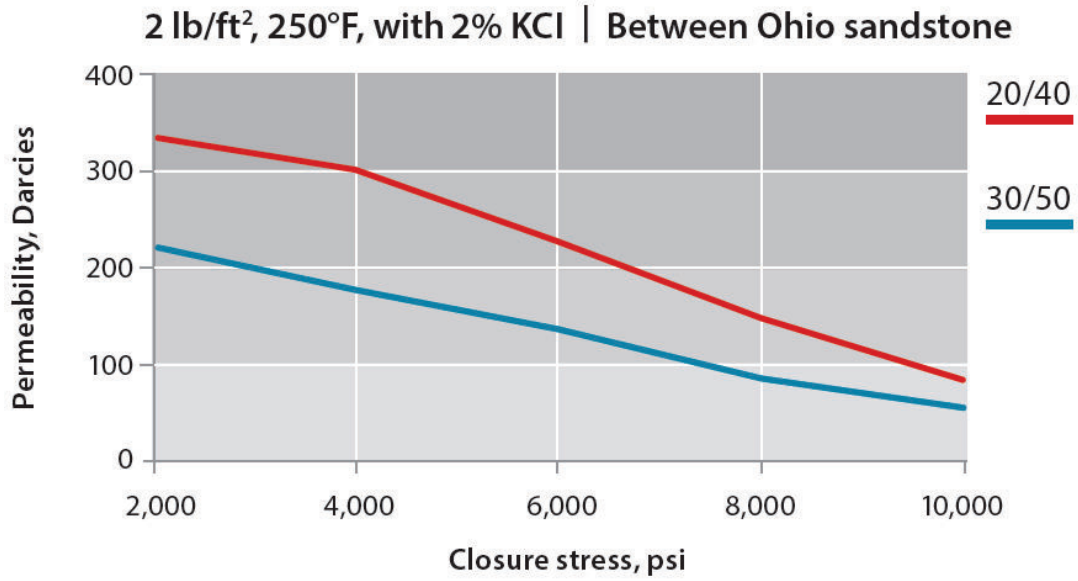
5.1 PROPIEDADES DE CARBOLITE



5.2 PROPIEDADES DE CARBOPROP



5.3 PROPIEDADES DE CARBOECONOPROP



FUENTE: Carbo Ceramics Inc. Hoja técnica de producto

ANEXO No 2

UNIDAD DE SNUBING



FUENTE: Rigzone web. Sección Snubbing Unit.