

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR
SISTEMAS DE CONTROL DE ARENA (GRAVEL PACK Y STAND
ALONE) EN POZOS CON ALTO ÁNGULO DE INCLINACIÓN EN LA
ARENA M1, CAMPO GINTA, BLOQUE 16**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**CARLOS FREDDY SANCHEZ BONE
sanchezbone@gmail.com**

**DIRECTOR: ING. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA, Msc
raul.valencia@epn.edu.ec**

Quito, Mayo 2014

DECLARACIÓN

Yo, Carlos Freddy Sanchez Bone, 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.

CARLOS FREDDY SANCHEZ BONE

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Carlos Freddy Sanchez Bone, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia, Msc
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento principalmente a Dios, por ser la luz de mi camino.

A mis padres y hermanos, gracias por los consejos y su apoyo incondicional.

Al director Ing. Raúl Valencia, por direccionarme de la manera más acertada en el desarrollo del Proyecto de Titulación.

A Vanessa Aguas y Edgar de la Cueva, por el apoyo y tiempo dedicado a la supervisión del presente proyecto.

Y a cada una de los ingenieros que conforman las líneas de Optimización de Producción y Baker Completion Systems de la empresa Baker Hughes, quienes me dieron la oportunidad de realizar mi Proyecto de Titulación, brindándome toda la apertura y el apoyo del caso. A la empresa Repsol Ecuador, en especial al Departamento de Desarrollo, por su apoyo y colaboración en este proyecto.

A todos los profesores de la carrera de Ingeniería en Petróleos – Escuela Politécnica Nacional, por haberme brindado la oportunidad de adquirir los conocimientos necesarios para mi pronta vida profesional.

A mis amigos y compañeros, al grupo de los Yayamines y la Pandilla, con quienes compartimos momentos de alegría y tristeza, con quienes superamos muchas pruebas, en todo el trayecto de mi carrera universitaria.

Carlos Freddy

DEDICATORIA

A mis queridos padres, Carmen Isabel y Gustavo de Jesús.

A mis hermanos, Lourdes Maritza y Javier Vicente.

A mis sobrinos, Yanina Marissa, Davison Damian y Jared Samuel.

Y por último a la mujer que con su amor, comprensión y ternura me apoya.

Carlos Freddy

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO	IV
DEDICATORIA	V
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE ANEXOS	XV
SIMBOLOGÍA	XVI
RESUMEN	XVIII
PRESENTACIÓN	XX
CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO Y TEORÍA DE PRODUCCIÓN DE ARENA	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.1.1 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	2
1.1.2 DATOS PVT DEL CAMPO GINTA	3
1.1.3 PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	4
1.1.4 MECANISMO DE PRODUCCIÓN DEL RESERVORIO M1	5
1.2 TEORÍA DE PRODUCCIÓN DE ARENA	6
1.2.1 PRODUCCIÓN DE ARENA	6
1.2.2 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	7
1.2.3 PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA PRODUCCIÓN DE ARENA	8
1.2.4 CONTROL DE ARENA	9
1.2.5 MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA	10
1.2.6 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO	10
CAPÍTULO 2	11
DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE ARENA (GRAVEL PACK Y STAND ALONE) FACTORES Y PARÁMETROS DE DISEÑO	11
2.1 INTRODUCCIÓN	11
2.2 GRAVEL PACK	11
2.2.1 TIPOS DE FLUIDO TRANSPORTADOR SALMUÉRICO	12
2.2.1.1 Empaquetamiento con Grava Mediante Agua a Baja Rata	12
2.2.1.2 Empaquetamiento con Grava Mediante Agua a Alta Rata (HRWP)	13
2.2.2 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE ACARREO O TRANSPORTADOR	13
2.2.2.1 Filtración (Leak-off)	14
2.2.2.2 Propiedades de los Fluidos de Acarreo Salmuéricos	15
2.2.2.3 Fluidos de Acarreo Viscosos	16
2.2.3 SELECCIÓN DE LA ARENA DE EMPAQUE CON GRAVA	17

2.2.3.1 Determinación del Tamaño de la Grava y de la Rejilla.....	17
2.2.3.2 Selección de la Rejilla/Tubo Liso (Blank Pipe)	19
2.2.3.3 Control de Calidad de la Grava para el Empaquetamiento.....	21
2.2.4 COMPONENTES DE UN ENSAMBLAJE DE EMPAQUE CON GRAVA	23
2.2.5 EQUIPO DE COMPLETACIÓN DE EMPAQUE CON GRAVA	24
2.2.6 HERRAMIENTAS DE SERVICIO DE EMPAQUE CON GRAVA	28
2.2.6.1 Herramienta de Cruce de Empaque con Grava (Gravel Pack Crossover Tool).....	28
2.2.7 OBJETIVOS DE LA COLOCACIÓN DE LA GRAVA.....	33
2.2.8 TÉCNICAS DE COLOCACIÓN DE LA GRAVA	34
2.2.8.1 Técnicas de Colocación de Empaque con Grava en Hoyo Revestido	34
2.2.8.2 Técnicas de colocación de Empaque con Grava en Hoyo Abierto ..	37
2.2.8.3 Técnicas de colocación de Empaque con Grava en Pozos Direccionales y Horizontales	39
2.2.8.4 DISEÑO DE TRABAJO PARA POZOS VERTICALES/DESVIADOS.	44
2.2.9 EJECUCIÓN DEL TRABAJO	45
2.2.9.1 Prueba de Inyección.....	45
2.2.9.2 Pruebas de Circulación.....	45
2.2.9.4 Empaque con Grava.....	48
2.2.9.5 Arenamiento	48
2.2.9.6 Reversar	50
2.2.9.7 Reforzamiento	51
2.3 STAND ALONE	52
2.3.1 INTRODUCCIÓN	52
2.3.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	53
2.3.3 APLICACIONES.....	53
2.3.4 SELECCIÓN DE STAND ALONE	54
2.3.4.1 Tipo y Longitud de la Rejilla.....	55
2.3.4.2 Velocidad de Erosión de la Rejilla	55
2.3.5 COMPONENTES DE UN ENSAMBLAJE DE REJILLAS INDEPENDIENTES.....	56
2.3.6 DISEÑOS ESPECIALES DE REJILLAS.....	57
2.3.6.1 Características.....	58
CAPÍTULO 3	60
ANÁLISIS DE ROCA-FLUIDO.....	60
3.1 INTRODUCCIÓN.....	60
3.2 ANÁLISIS HISTÓRICO DE CADA POZO CANDIDATO.....	60
3.2.1 POZO 1H	60
3.2.1.1 Información del Pozo.....	60
3.2.1.2 Análisis de Producción	63
3.2.2 POZO 2H	65
3.2.2.1 Información del Pozo.....	65

3.2.2.2 Análisis de Producción	67
3.2.3 POZO 3H	69
3.2.3.1 Información del Pozo	69
3.2.3.2 Análisis de Producción	71
3.3 ANÁLISIS DE DECLINACIÓN Y ESTIMACIÓN DE RESERVAS	73
3.3.1 TIPOS DE CURVA DE DECLINACIÓN.....	74
3.3.1.1 Declinación Exponencial.....	74
3.3.1.2 Declinación Hiperbólica	75
3.3.1.3 Declinación Armónica.....	75
3.3.1 ESTIMACIÓN DE RESERVAS POZO 1H.....	76
3.3.2 ESTIMACIÓN DE RESERVAS POZO 2H.....	77
3.3.3 ESTIMACIÓN DE RESERVAS POZO 3H.....	78
3.3.4 RESULTADOS ESTIMACIÓN DE RESERVAS	79
3.4 ANÁLISIS DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS	80
3.4.1 REGISTROS ELÉCTRICOS CORRIDOS EN LOS POZOS	80
3.4.2 ECUACIONES UTILIZANDAS EN LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA	81
3.4.2.1 Cálculo del Volumen de Arcilla	81
3.4.2.2 Cálculo de la Porosidad Total.....	81
3.4.2.3 Cálculo de la Porosidad Efectiva	82
3.4.2.4 Cálculo de la Saturación de Agua	82
3.4.2.5 Valores de Corte (Cutoff).....	83
3.4.2.6 Parámetros por Pozo.....	84
3.4.8 CRITERIOS CONSIDERADOS PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA	84
3.4.8.1 Módulo V_{clay}	86
3.4.8.2 Módulo de Saturación.....	87
3.4.8.3 Módulo de Cutoff	87
3.4.9 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA.....	89
3.5 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO	90
3.5.1 DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE LA PARTÍCULA.....	99
3.5.2 COMPARATIVO ENTRE LOS DIÁMETROS DE LOS GRANOS DE LA ARENA M1 Y LOS DIÁMETROS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO. 100	
3.6 PROPUESTA DE MEJORAS A LA COMPLETACIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA CONTROL DE ARENA.....	102
CAPÍTULO 4	103
ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE ARENA (GRAVEL PACK Y STAND ALONE) EN LOS POZOS CANDIDATOS.....	103
4.1 INTRODUCCIÓN.....	103
4.2 EVALUACIÓN DE DATOS DE CADA POZO	103
4.2.1 POZO 1H	103
4.2.1.1 Datos del Pozo	103
4.2.2 POZO 2H	104

4.2.2.1 Datos del Pozo	104
4.2.3 POZO 3H	105
4.2.3.1 Datos del Pozo	105
4.3 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN	106
4.3.1 POZO 1H	107
4.3.1.1 Alternativa de Completación con Empaque de Grava	107
4.3.1.1.1 Tipo de Trabajo para el Empaque con Grava	107
4.3.1.2 Alternativa de Completación de Rejillas Independientes	110
4.3.2 POZO 2H	116
4.3.2.1 Alternativa de Completación con Empaque de Grava	116
4.3.2.2 Alternativa de Completación de Rejillas Independientes	117
4.2.3 POZO 3H	124
4.2.3.1 Alternativa de Completación con Empaque de Grava	124
4.2.3.1 Alternativa de Completación con Rejillas Independientes	125
4.4 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	131
4.4.1 VALIDACIÓN DE DATOS PVT	132
4.4.1.1 Propiedades de los Fluidos Pozo 1H	132
4.4.1.2 Propiedades de los Fluidos Pozo 2H	134
4.4.1.3 Propiedades de los Fluidos Pozo 3H	134
4.4.2 PRONÓSTICO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD UTILIZANDO EL PROGRAMA “PETROLEUM EXPERTS”	135
4.4.3 POZO 1H	137
4.4.3.1 Cálculo del Índice de Productividad Pozo 1H	137
4.4.3.2 Análisis del Índice de Productividad con Aplicación de Empaque con Grava Pozo 1H	138
4.4.3.3 Análisis del Índice de Productividad con Aplicación de Rejillas Independientes Pozo 1H	140
4.4.4 POZO 2H	142
4.4.4.1 Cálculo del Índice de Productividad Pozo 2H	142
4.4.4.2 Análisis del Índice de Productividad con Aplicación de Rejillas Independientes Pozo 2H	144
4.4.5 POZO 3H	145
4.4.5.1 Cálculo del Índice de Productividad Pozo 3H	145
4.4.5.2 Análisis del Índice de Productividad con Aplicación de Rejillas Independientes Pozo 3H	147
4.4.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL ÍNDICE PRODUCTIVIDAD	148
CAPÍTULO 5	150
ANÁLISIS ECONÓMICO	150
5.1 INTRODUCCIÓN	150
5.1.1 ANTECEDENTES DEL POZO	151
5.1.2 COSTOS	153
5.1.3 AHORRO EN WORK OVERS	154
5.1.4 AHORRO EN PRODUCCIÓN	154
5.1.5 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN	155

5.1.6 CONCLUSIÓN	156
CAPÍTULO 6	157
CONCLUSIIONES Y RECOMENDACIONES.....	157
6.1 CONCLUSIONES	157
6.2 RECOMENDACIONES.....	159
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	161
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	164
ANEXOS	169

ÍNDICE DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Datos PVT del reservorio M1	4
2.1	Comparación de la HEC y la salmuera como fluidos de transporte	14
2.2	Tamaños de grava y calibres de rejilla	19
2.3	Secuencia de un empaquetamiento con grava	32
2.4	Concentraciones de grava	36
2.5	Guía de diseño general para el empaquetamiento a baja rata	44
2.6	Guía de diseño general para el empaquetamiento a alta rata	44
2.7	Guía de uso de la rejillas	59
2.8	Resumen de las técnicas de control de arena propuestas	59
3.1	Pruebas iniciales y finales de producción Pozo 1H	61
3.2	Historial de completación Pozo 1H	61
3.3	Pruebas iniciales y finales de producción Pozo 2H	65
3.4	Historial de completación Pozo 2H	65
3.5	Pruebas iniciales y finales de producción Pozo 3H	69
3.6	Historial de completación Pozo 3H	69
3.7	Mecanismos de empuje de reservorios	75
3.8	Valores estimados de reservas por pozo	80
3.9	Registros corridos en cada pozo de estudio	81
3.10	Parámetros por pozo	84
3.11	Valores petrofísicos promedio por arena	89
3.12	Hoja de cálculo de análisis por tamizaje Pozo X	91
3.13	Hoja de cálculo de análisis por tamizaje Pozo X	94
3.14	Hoja de cálculo de análisis por tamizaje Pozo X	97
3.15	Distribución por tamaño de las partículas presentes de las muestras a diferentes profundidades de la arena M1 campo Ginta	101
3.16	Cuadro comparativo entre los diámetros de los granos de la arena M1 y los diámetros del Liner ranurado	101
4.1	Datos generales de la completación Pozo 1H	104
4.2	Datos generales de la completación Pozo 2H	104
4.3	Análisis geométrico del Liner 5" Pozo 2H	105
4.4	Datos generales de la completación Pozo 3H	105
4.5	Análisis geométrico del Liner 5" Pozo 3H	106
4.6	Análisis de velocidad de erosión de la rejilla Pozo 1H	111
4.7	Análisis de velocidad de erosión de la rejilla Pozo 2H	118
4.8	Análisis de velocidad de erosión de la rejilla Pozo 3H	126
4.9	Propiedades del fluido Pozo 1H, arenisca M1A	133
4.10	Propiedades del fluido Pozo 2H, arenisca M1C	134
4.11	Propiedades del fluido Pozo 3H, arenisca M1C	135
4.12	Análisis del índice de productividad por pozo	149

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
5.1	Historial de intervenciones Pozo 1H	152
5.2	Costos estimados de work over para recompletar con Stand Alone Pozo 1H	153
5.3	Costo total de la implementación sistema Stand Alone Pozo 1H	154
5.4	Costo de los work overs por formación arenada Pozo 1H	154
5.5	Ingresos por producción del Pozo 1H	155
5.6	Costo estimado en producción por work overs Pozo 1H	155

ÍNDICE DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación del Geográfica del campo Ginta	1
1.2	Campo Ginta/Pozos estatus a julio 2013	2
1.3	Campo Ginta/Pozos producción por reservorio a julio 2013	3
1.4	Prueba de restauración de presión del Pozo 4H	5
1.5	Estimación de presión de reservorio actual, reservorio M1 campo Ginta	6
1.6	Erosión de equipo de superficie causado por producción de arena	9
2.1	Empaques con grava en hoyo revestido y abierto	11
2.2	Cuadro para estimación visual de la esfericidad y redondez de la arena	22
2.3	Sistema de empaque con grava "SC"	23
2.4	Empacadura para empaque con grava Modelo "SC-1"	24
2.5	Extensión para empaque con grava (Extension with Sliding Sleeve)	25
2.6	Junta de seguridad de corte Modelo "GPR-6"	26
2.7	Rejilla Excluder 2000	26
2.8	Tapón Ciego (Bull plug)	27
2.9	Ensamblaje de sellos	27
2.10	Tipos de base para empaque con grava	28
2.11	Posiciones de la herramienta de cruce en un empaque con grava	31
2.12	Herramienta de desplazamiento Modelo "S-1" (Shifting Tool)	33
2.13	Recorrido del flujo durante el empaque con grava	34
2.14	Perforaciones pre-empacadas	35
2.15	Completación en hoyo abierto con empaque con grava	38
2.16	Secuencia de empaque con grava con salmuera como fluido de transporte en pozos cuya desviación es inferior a los 45 ⁰	39
2.17	Ángulo de reposo para arena de empaque con grava	40
2.18	Secuencia de empaque con grava en un pozo desviado a 60 ⁰	40
2.19	Secuencia de empaque con grava en un pozo de ángulo de desviación alto, utilizando alta tasa de bombeo y tubería lavadora de diámetro grande y usando salmuera como fluido de transporte	42
2.20	Secuencia de empaque con grava con fluido viscoso en pozo de alta desviación	44
2.21	BHP vs Rata	46
2.22	Stand Alone Screens	52
2.23	Análisis de diferencial de presión en tuberías	56
2.24	Sistema de rejillas independientes	57
2.25	Excluder 2000 screen	58
3.1	Diagrama mecánico actual del Pozo 1H	62

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.2	Historial de producción Pozo 1H	63
3.3	Acumulado de petróleo (NP) Pozo 1H	64
3.4	Acumulado de agua (WP) Pozo 1H	64
3.5	Diagrama mecánico actual del Pozo 2H	66
3.6	Historial de producción Pozo 2H	67
3.7	Acumulado de petróleo (NP) Pozo 2H	68
3.8	Acumulado de agua (WP) Pozo 2H	68
3.9	Diagrama mecánico actual del Pozo 3H	70
3.10	Historial de producción Pozo 3H	71
3.11	Acumulado de petróleo (NP) Pozo 3H	72
3.12	Acumulado de agua (WP) Pozo 3H	72
3.13	Análisis de declinación	73
3.14	Declinación del Pozo 1H, reservorio M1 (Análisis DCA)	77
3.15	Declinación del Pozo 2H, reservorio M1 (Análisis DCA)	78
3.16	Declinación del Pozo 3H, reservorio M1 (Análisis DCA)	79
3.17	Calculate temperature gradient	85
3.18	Curvas cargadas	86
3.19	Gamma ray histogram	87
3.20	Cutoffs	88
3.21	Zona de reservorio y zona de pago	88
3.22	Pay results	89
3.23	Distribución del tamaño del grano, profundidad #1	92
3.24	Análisis de tamizaje del Pozo X, profundidad #1	93
3.25	Distribución del tamaño del grano, profundidad #2	95
3.26	Análisis de tamizaje del Pozo X, profundidad #2	96
3.27	Distribución del tamaño del grano, profundidad #3	98
3.28	Análisis de tamizaje del Pozo X, profundidad #3	99
4.1	Diseño de completación con washpipe	117
4.2	Input Data PVT Pozo 1H	133
4.3	Match Data PVT Pozo 1H	133
4.4	Plataforma de Petroleum Experts (Prosper 11.5)	136
4.5	Select Model IP Pozo 1H	136
4.6	Input Data IP Pozo 1H	136
4.7	Input Data PVT Pozo 1H	137
4.8	Índice de productividad Pozo 1H, arenisca M1	138
4.9	Input Data IP con Gravel Pack Pozo 1H	139
4.10	Índice de productividad con Gravel Pack Pozo 1H, arenisca M1	140
4.11	Input Data IP con Stand Alone Pozo 1H	141
4.12	Índice de productividad con Stand Alone Pozo 1H, arenisca M1	142
4.13	Índice de productividad Pozo 2H, arenisca M1	143
4.14	Input Data IP con Stand Alone Pozo 2H	144
4.15	Índice de productividad con Stand Alone Pozo 2H, arenisca M1	145
4.16	Índice de productividad Pozo 3H, arenisca M1	146
4.17	Input Data IP con Stand Alone Pozo 3H	147
4.18	Índice de productividad con Stand Alone Pozo 3H, arenisca M1	148

ÍNDICE DE ANEXOS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Mapa neto de arena, arenisca M1A, Bloque 16	170
1.2	Mapa neto de arena, arenisca M1C, Bloque 16	171
2.1	Esquema completo de las herramientas de completación y servicio, para empaque con grava en hoyo revestido y abierto	172
2.2	Lista de herramientas/equipos para empaque con grava	172
3.1	Datos de análisis convencional de cores - profundidad vs porosidad	173
3.2	Interpretación petrofísica Pozo 1H, arenisca M1	174
3.3	Interpretación petrofísica Pozo 2H, arenisca M1	175
3.4	Interpretación petrofísica Pozo 3H, arenisca M1	176
3.5	El factor de cementación en función del grado de consolidación de la roca	177
3.6	Muestra de las variaciones de m en base a F y a la porosidad (\emptyset) para diferentes tipos de rocas	177
3.7	Análisis granulométrico proporcionado por la operadora Pozo X, profundidad #1	178
3.8	Análisis granulométrico proporcionado por la operadora Pozo X, profundidad #2	179
3.9	Análisis granulométrico proporcionado por la operadora Pozo X, profundidad #3	180
4.1	Recomendaciones de tamaño de la rejilla premium	181
4.2	Hoja de cálculo para el diseño de Gravel Pack Pozo 1H	182
4.3	Diagrama de completación con Gravel Pack Pozo 1H	189
4.4	Diagrama de completación con Stand Alone Pozo 1H	190
4.5	Diagrama de completación con Stand Alone Pozo 2H	191
4.6	Diagrama de completación con Stand Alone Pozo 3H	192
4.7	Propiedades de los fluidos arenisca M1A Pozo 1H	193
4.8	Propiedades de los fluidos arenisca M1C Pozo 2H	195
4.9	Propiedades de los fluidos arenisca M1C Pozo 3H	197
5.1	Costo estimado para implementar Stand Alone Pozo 1H	199

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
AOF	Absolute Open Flow ($P_{wf}=0$)
API	American Petroleum Institute
BFPD	Barrel Fluid Per Day
BHA	Bottom Hole Assembly
BHP	Bottom Hole Pressure
BHT	Bottom Hole Temperature
BHTP	Bottom Hole Treatment Pressure
BFPPD	Barrel Fluid per Day
BOPD	Barrel Oil per Day
BOPD	Barrel Oil per Day
BSW	Basic Sediment Water
BWPD	Barrel Water Per Day
CIBP	Cast Iron Bull Plug
DCA	Decline Curve Analysis
D50	Diámetro medio de arena (mm)
D10/D90	Coeficiente de Uniformidad
EPS	Electrical Sumergible Pump
EUR	Estimated Ultimated Recovery
FIV	Formation Isolation Valve
ft	Feet
GOR	Gas-Oil Ratio
GPM	Gallons Per Minute
GR	Gamma Ray
HES	Hidroxietil celulosos
HP	Horse Power
HRWP	High Rate Water Pack
ID	Inside Diameter
in	Inches
IP	Productivity Index
IPR	Inflow Performance Relation
ISP	Intermediate Strength Proppant
K	Permeability
Ks	Screen Permeability
LWD	Logging While Drilling
MD	Measured Depth
Mbbl	Millions of Barrels

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
mD	Mili darcys (0.001 darcys)
MTBF	Mean Time Before Failure
NP	Cummulative Oil
OD	Outside Diameter
OHMM	Ohmmeters
Phi	Porosity
PHIE	Effective Porosity
Pi	Initial Pressure
Pb	Bubble Pressure
PSI	Pound on Square Inch
Pr	Presión de reservorio
Pwf	Bottom-hole pressure, flowing
Pws	Bottom-hole pressure, static
PVT	Pressure, Volume and Temperature
rw	Well radius
SC	Sand Control
SRT	Step Rate Test
STB	Standard barrel
STP	Surface Treatment Pressure
Sw	Water Saturation
TD	Total Depth
TVD	True Vertical Depth
US MESH	Universal Standard Mesh
VCL	Minimum Clay Volume
VCLAV	Average Clay Volume NaCl
VCLGR	Gamma Ray Clay Volume
VCLND	Neutron-Density Clay Volume
WP	Cummulative Water
WHFP	Water Hydraulic Flow Pressure

RESUMEN

La producción de arena ha sido un problema con el que la industria petrolera ha tenido que enfrentarse fuertemente, y este es el caso que se presenta el campo Ginta, donde en los últimos años se ha presentado inconvenientes con pozos arenados. Varias técnicas de control de arena están disponibles; para el caso de los pozos analizados del campo Ginta la decisión y/o elección de la técnica está basada en criterios técnicos y económicos. Del estudio se sugieren dos sistemas de control de arena Gravel Pack y Stand Alone, debido a que la cantidad de finos de formación que producen los pozos se ha vuelto de difícil manejo, y con la implementación de control de arena se espera tener mejoras en la completación de fondo para retención de estos finos, sin interrumpir la producción de crudo y evitar mayor número de intervenciones.

El capítulo uno contiene una descripción general del campo Ginta, y además se describen las bases teóricas como: causas, problemas y mecanismos de control de arena.

En el capítulo dos, se realiza un estudio de los dos métodos de control de arena propuestos en el presente análisis, en el capítulo tres, se estudia la factibilidad de implementar un sistema de control de arena, analizando los historiales de producción y reacondicionamiento, estimación de reservas (declinación de producción, acumulados y remanentes), análisis de parámetros petrofísicos (porosidad, saturación de agua, permeabilidad y volumen de arcilla), análisis granulométrico (tamaño y diámetro de la partícula de arena de formación).

El diseño de la completación para cada pozo se presenta en el capítulo cuatro, donde se realiza la evaluación del pozo (análisis geométrico del pozo), y el análisis de índice de productividad, se presentan dos casos para fines comparativos: sin control de arena y considerando la implementación del sistema de control de arena propuesto.

Una vez hecha la propuesta en el capítulo cinco se prosiguió a realizar una estimación de costos de implementación. El análisis económico nos da el tiempo de recuperación de la inversión.

Finalmente en el capítulo seis se detallan las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

PRESENTACIÓN

La industria petrolera ha tenido que enfrentarse problemas específicos, que han generado cambios y reducción en los regímenes de producción como es la alta producción de arena, dañando los equipos de fondo de pozo, las instalaciones de superficie, así como también generando gastos económicos de decenas de miles de millones de dólares por año.

Controlar de manera eficiente la producción de arena va a depender de varios factores como son: diseños utilizados durante la completación, orientación de la perforación (bien sea horizontal o vertical) en base a los esfuerzos máximos y mínimos de la formación, profundidad alcanzada, grado de consolidación de la roca.

Las causas que originan la producción de arena entre otras está la resistencia que presenta el yacimiento, es decir, calidad y el tipo de material de cementación que mantiene la cohesión de los granos, la presión del fluido entre los poros de la roca, la cual es directamente proporcional a la viscosidad del fluido que se está produciendo, el aumento de la producción de agua, la fuerza de fricción existente entre los granos, entre otros.

El campo Ginta está conformado por la formación M1 poco consolidada, que contribuyen de manera directa a la producción de arena. Es por esta razón que se planteó la propuesta de implementar sistemas de control de arena a tres pozos productores de la arena M1 formación Napo del Bloque 16.

CAPÍTULO 1

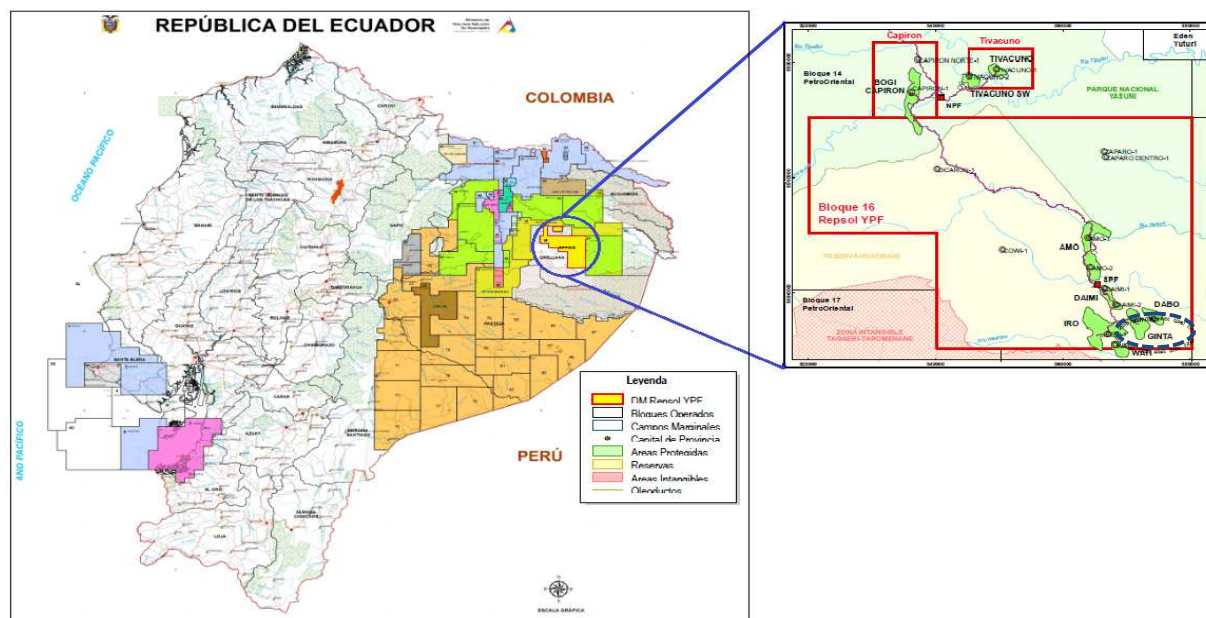
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO Y TEORÍA DE PRODUCCIÓN DE ARENA

1.1 ANTECEDENTES

El campo Ginta fue descubierto durante la fase de explotación de la Compañía Conoco en 1988, y la estructura corresponde a un anticlinal. Las pruebas de producción positivas fueron obtenidas de los reservorios M1 y Napo U Superior, durante la fase exploratoria.

El campo Ginta se encuentra ubicado en el Bloque 16, operado por Repsol Ecuador, se localiza en la región amazónica al sudeste de la ciudad de Quito, en la provincia de Orellana, dentro de la Reserva Étnica Waorani y del Parque Nacional Yasuní como se ilustra en la figura 1.1.

FIGURA 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Ginta, Bloque 16



Fuente: <http://www.she.gob.ec/portal/es/web/hidrocarburos/mapa-de-bloques-petroleros-del-ecuador>

Geológicamente el reservorio M1 fue encontrado cuatro ambientes o unidades de depositación. Las unidades A, C y F se encuentran conectadas y asociadas a un mismo contacto agua-petróleos a ≈ 6853 pies, mientras que la unidad H se presenta independiente debido a la presencia de un sello lutítico con la arena F, además esta arena se encuentra asociada a otro contacto agua-petróleo a ≈ 6890 pies.

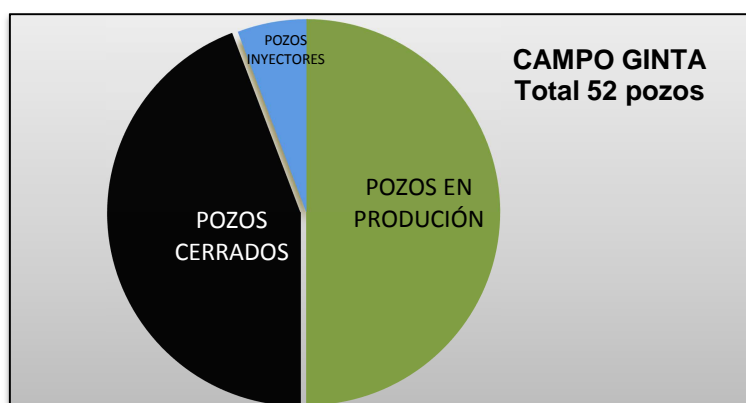
Las arenas A y C se presentan no consolidadas en base a lo observado tanto en núcleos como en cálculos empíricos de registro de pozos, lo que hace necesarios utilizar técnicas de completación para controlar la producción de arena.

Para nuestro estudio se analizará los dos reservorios productores: la arenisca M1A y la arenisca M1C, tal y como se ilustra en el Anexo 1.1 y 1.2.

1.1.1 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

El campo Ginta cuenta actualmente con 52 pozos perforados, a julio del 2013, de los cuales 26 pozos son productores de petróleo, 23 pozos han sido cerrados y 3 son pozos inyectores (ver figura 1.2).

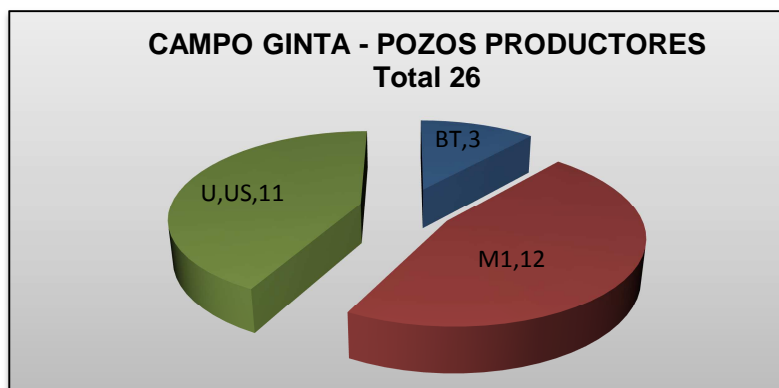
FIGURA 1.2 Campo Ginta / Pozos estatus a julio 2013



Fuente: Repsol Ecuador
Realizado Por: Carlos Sanchez

Actualmente la producción del campo Ginta a julio 2013 es de 5117.29 BPPD (92.11% BSW) y un $^{\circ}$ API de 14.60. De los 26 pozos en producción, 12 producen del reservorio M1, 11 de Napo U y U Superior, 3 de Basal Tena (ver figura 1.3).

FIGURA 1.3 Campo Ginta / Pozos producción por reservorio a julio 2013



Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

El reservorio M1, que es el objetivo de este estudio, pertenece a la formación Napo, que debido a las características poco consolidadas de esta arena productora se presentan problemas de arenamiento durante la producción.

1.1.2 DATOS PVT DEL CAMPO GINTA

Los datos PVT son obtenidos de pruebas de laboratorio, que se realizaron a los fluidos. El campo Ginta dispone de análisis PVT del pozo Ginta 1 realizadas en marzo de 1996, para el reservorio M1 de reportes de reservorio se ha logrado recopilar los siguientes datos referenciales (Tabla 1.1).

TABLA 1.1 Datos PVT reservorio M1

PVT PARAMETERS		
Test Parameters	Valor	Unidad
Presión inicial de reservorio (Pi)	3130	psia
Presión de Burbuja (Pb)	347	psia
Factor Volumetrico @ Pi (Boi)	1.066	B/STB
Factor Volumetrico @ Pb (Bo)	1.090	B/STB
Viscosidad de petróleo (μ_o)	57.05	cp
Compresibilidad total (ct)	9.56E-06	psi-1
Gravedad del gas (SGg)	0.85	s.g.
Densidad de petróleo	56.35	lb/pie3
Temperatura de reservorio (Tr)	190	°F
GOR	44	scf/stb
Gravedad API	16.6	°API
Salinidad	18200	ppm
rw	0.255208	ft
re	400	m

Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

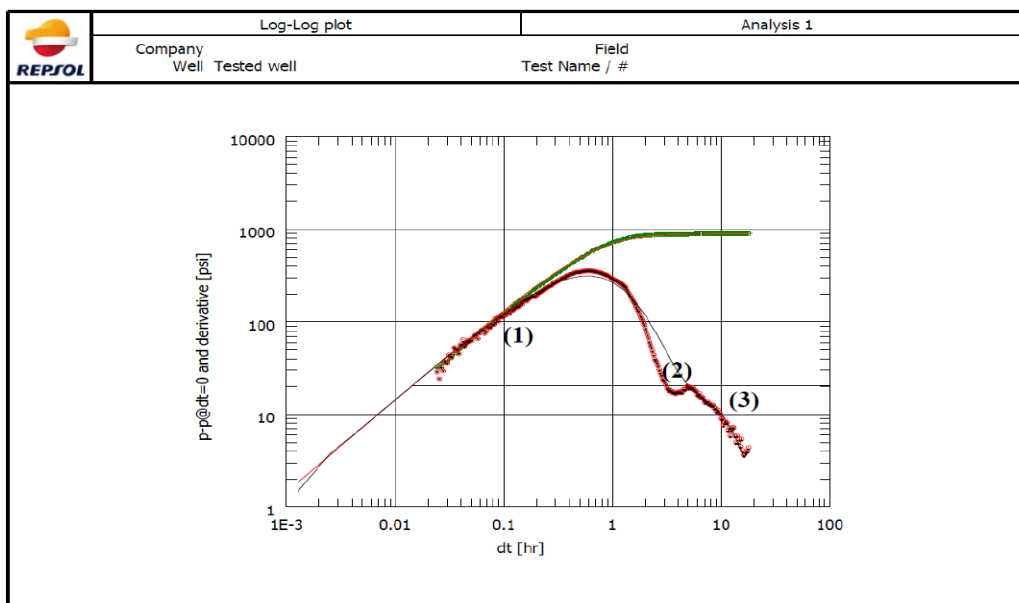
Los parámetros PVT se los considera más adelante para la estimación de producción y el análisis del índice de productividad de los tres pozos en estudio.

1.1.3 PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

Los resultados de la última prueba de restauración de presión realizada a un pozo 4H en el reservorio M1 (Figura 1.4), indican que tiene un almacenamiento constante, flujo radial homogéneo y un límite de yacimiento de presión constante. Por el mecanismo de producción en lo referente al tipo de completación ya que la mayoría de los pozos son horizontales; hace que la caída de presión del fluido que ingresa al pozo sea dependiente del corte de agua; por lo que se justifica el alto corte de agua de los pozos del campo Ginta.

A partir de la curva de la derivada, el comportamiento de la presión se divide en tres períodos principales de flujo:

- Un periodo de almacenamiento (1)
- Un periodo de flujo radial (2)
- Un periodo de límites de yacimiento (3)

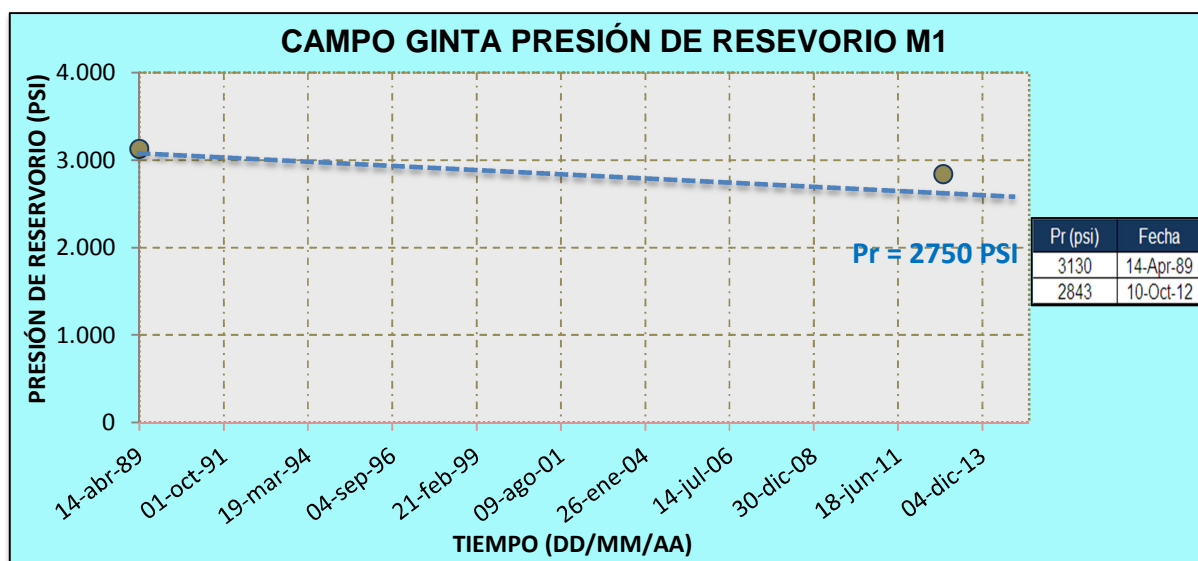
FIGURA 1.4 Prueba de restauración de presión Pozo 4H

Fuente: Repsol Ecuador

Al final de la restauración se observa un efecto de límite del yacimiento (3). Debido a la presión constante que hace que la derivada descienda. Por lo que está prueba hacen referencia a un acuífero potente.

1.1.4 MECANISMO DE PRODUCCIÓN DEL RESERVOIRIO M1

La presión inicial del reservorio (P_i) fue de 3130 psi en abril de 1989, referente a PVT. Según se observa en la figura 1.5 el reservorio tiene mucho soporte de energía proveniente del acuífero, por lo que ciertamente el mecanismo de empuje en el reservorio M1 del campo Ginta es una combinación de empuje lateral de agua y empuje de fondo que depende de la ubicación de los pozos en la estructura. La producción se genera mediante el desplazamiento que ocasiona el agua sobre el petróleo, este proceso se crea debido a que el volumen de agua que se encuentra en el reservorio es restituido de una manera natural, esto ayuda a mantener la presión en el reservorio. Por lo que se produce altos cortes de agua, se puede decir que es un acuífero potente.

FIGURA 1.5 Estimación de presión de reservorio actual, reservorio M1 campo Ginta

Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

Para estimar un valor de presión de reservorio a septiembre 2013. Al no tener suficientes mediciones de presión para definir una tendencia en el campo Ginta, sin embargo se tiene una aproximación del valor actual de presión de reservorio de 2750 psi, previamente acordado por el departamento de desarrollo de Repsol. Tal como se ilustra la figura 1.5.

1.2 TEORÍA DE PRODUCCIÓN DE ARENA

1.2.1 PRODUCCIÓN DE ARENA

La producción de arena consiste en el arrastre de partículas de arena provenientes del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie. Los granos sueltos son movilizados ante ciertos niveles de caída de presión, velocidades y viscosidades del fluido. Una vez producidas en el interior del pozo, estas partículas pueden provocar daños en las paredes internas de las tuberías, obstrucción y deterioro de las bombas, abrasión en las líneas de producción, entre otras cosas, lo cual disminuye la eficiencia del sistema.

La producción de arena depende de la resistencia de la roca, de los esfuerzos en sitio, de los fluidos producidos y de los cambios en las tasas de flujo respecto a la caída de presión.

1.2.2 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

1.2.2.1 Grado de Consolidación

Mantener túneles de cañoneo abiertos depende del nivel de cohesión existente entre los granos de la arena. La producción de arena constituye un problema cuando se origina en formaciones sedimentarias terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes, estas suelen tener poco material de cementación que mantenga unidos los granos de arena, por lo que estas formaciones pueden clasificarse en poco consolidadas y no consolidadas.

1.2.2.2 Reducción de la Presión de Poro

A medida que se agota la presión del yacimiento, se pierde parte del soporte que poseía la roca suprayacente, generando una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de la formación. Estableciendo que los granos de la arena podrían separarse de la matriz o triturarse, lo cual generaría finos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo.

1.2.2.3 Viscosidad del Fluido del Yacimiento

La fuerza de arrastre que se ejerce sobre los granos de arena de la formación es creada por el flujo de fluidos del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad de flujo de los fluidos y a la viscosidad del fluido del yacimiento que se está produciendo. La influencia del arrastre por viscosidad induce a la producción de arena en yacimientos de crudo pesado, donde se encuentran crudos altamente viscosos de poca gravedad e incluso a velocidades de flujo bajas.

1.2.2.4 Aumento de la Producción de Agua

La producción de agua restringe severamente la estabilidad del arco de arena que rodea una perforación, lo que da inicio a la producción de arena. A medida que aumenta el corte de agua, disminuye la permeabilidad relativa del crudo, por lo cual se requiere un diferencial de presión mayor para producir crudo a la misma velocidad.

1.2.2.5 Tasa de Producción

La producción de fluidos genera un diferencial y fuerza de arrastre que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación, lo que significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por encima de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccional son suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y ocasionar la producción de arena.

1.2.2.6 Tasa de Flujo Fluctuante

Un aumento o disminución marcada de la tasa de flujo a través de la formación ocasiona un aumento transitorio en la producción de arena.

1.2.3 PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA PRODUCCIÓN DE ARENA

1.2.3.1 Colapso de la Formación

Si la velocidad de producción de arena es elevada y por un largo tiempo, se desarrollará un vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual continuará ampliándose a medida que se produzca más arena. Cuando el vacío se torna lo suficientemente grande, la lutita o formación suprayacente podría colocarse hacia el fondo del pozo, debido a la falta de material que proporciona el soporte.

1.2.3.2 Acumulación de Arena en los Equipos de Superficie

Si la velocidad de producción es rápida para transportar arena hacia la superficie, esta podría quedar depositada en los equipos superficiales del pozo; además puede ser arrastrada hacia líneas y estaciones de flujo causando deterioro de los equipos por el poder abrasivo de la arena.

1.2.3.3 Erosión del Equipo de Fondo y Superficie

En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad transportan arena que pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el de superficie (ver figura 1.6). Si la erosión es intensa u ocurre durante un lapso suficiente de tiempo, los equipos podrían llegar a fallar totalmente, lo que generaría el diferimiento en la producción.

FIGURA 1.6 Erosión de equipo de superficie causado por producción de arena



Fuente: Baker Completion Systems

1.2.4 CONTROL DE ARENA

Se conoce así al conjunto de técnicas mediante las cuales se disminuye, total o parcialmente, la producción de sólidos provenientes de la formación productora, los cuales se producen conjuntamente con los hidrocarburos, sin restringir la productividad del pozo. La producción de arena no ocurre súbitamente, sino que va aumentando hasta llegar a cantidades de arena no manejables por los sistemas de producción por lo

que se deben identificar los pozos que estén produciendo poca cantidad de arena para tomar medidas especiales, ya que una vez que estos llegan a tasas críticas, no hay manera de detener la producción de la misma.

1.2.5 MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA

1.2.5.1 Reducción de las Fuerzas de Arrastre y Fricción

Controlar la tasa de producción es el medio más sencillo y económico para controlar la producción de arena. Determinar la tasa crítica de producción por encima de la cual la producción de arena es excesiva es un factor económico de gran importancia, cuando las consideraciones del yacimiento y la demanda del mercado justifican las tasas más altas de producción.

1.2.5.2 Aumento de la Resistencia de la Formación

Esto se puede lograr a través de la consolidación de la arena. Este mecanismo tiene una aplicación especializada, deja la luz del pozo abierta y puede utilizarse en casing de diámetros pequeños. El radio de penetración de los químicos para consolidación no es muy grande (no mayor de 15 pies).

1.2.6 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO

Consiste en la medición y gradación que se lleva a cabo de los granos de una formación sedimentaria, de los materiales sedimentarios, así como de los suelos, con fines de análisis, tanto de su origen como de sus propiedades mecánicas, y el cálculo de la abundancia de los correspondientes a cada uno de los tamaños previstos por una escala granulométrica. El método de determinación granulométrico más sencillo es hacer pasar las partículas por una serie de rejillas de distintos anchos de entramado (a modo de coladores) que actúen como filtros de los granos que se llama comúnmente columna de tamices.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE ARENA (GRAVEL PACK Y STAND ALONE) FACTORES Y PARÁMETROS DE DISEÑO

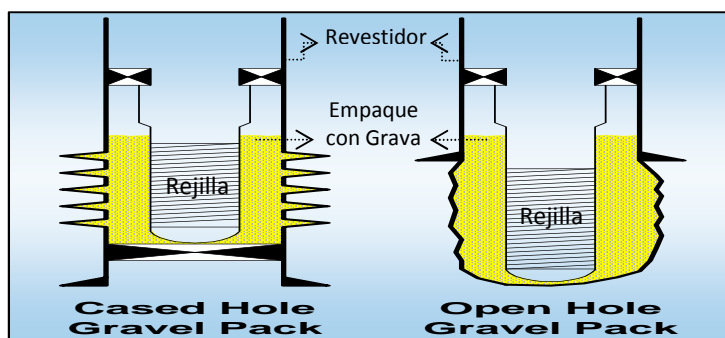
2.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describen los dos sistemas de control de arena respecto consideraciones y criterios de aplicación para pozos a hoyo entubado y abierto, para formaciones poco o no consolidadas. Se presenta un detalle de los factores que pueden afectar el control de arena con el objetivo de que la completación de control de arena sea exitosa y de esta manera dar una solución integral a problemas de arenamiento a los pozos candidatos.

2.2 GRAVEL PACK

Un gravel pack o empaque con grava no es más que un filtro de fondo diseñado para prevenir la producción no deseada de arena de formación. Esta arena de formación se mantiene en su sitio gracias a la acción de una arena de empaque con grava debidamente dimensionada, la cual, a su vez, se mantiene en su lugar con ayuda de una rejilla de medidas adecuadas.

FIGURA 2.1 Empaques con grava en hoyo revestido y abierto



Fuente: Baker Completion Systems

2.2.1 TIPOS DE FLUIDO TRANSPORTADOR SALMUÉRICO

Hay dos procesos fundamentales:

1. Empaquetamiento con grava mediante agua a baja rata.
2. Empaquetamiento con grava mediante agua a alta rata (HRWP).

2.2.1.1 Empaquetamiento con Grava Mediante Agua a Baja Rata

En este modelo las ratas de bombeo son menores a las presiones de fractura de la formación, oscilan entre 4-6 bpm. El diseño de trabajo oscila entre 25-50 lbs/pie. El fluido transportador, la salmuera y la concentración de la grava varía entre 0.5-2 (libras de apuntalante por galón de fluido, generalmente carbolita).

Esta técnica se recomienda cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- Las perforaciones se encuentran cerca de una formación que contiene agua o gas, por lo que una fractura no tiene justificación técnica para realizarse.
- El yacimiento tiene una permeabilidad relativamente alta.

Ventajas:

- Empaque firme del anular.
- Menor daño de desgaste debido a la rata baja de operación.
- Bajo costo debido al poco requerimiento de caballos de fuerza (HP).

Desventajas:

- Menos arena en las perforaciones y detrás de la tubería (pipe).
- No bypass (sobrepasar el daño) cerca al daño del pozo.
- Completaciones con altas caídas de presión (drawdown).

2.2.1.2 Empaquetamiento con Grava Mediante Agua a Alta Rata (HRWP)

El objetivo es establecer una trayectoria de alta conductividad desde cerca del área del pozo a través de la completación del empaquetamiento con grava. Las ratas de bombeo son típicamente de 8 – 15 bpm. La carga de la grava es mantenida constante en 0.5 – 2 lbs/gal y el diseño de trabajo es típicamente de 75– 200 lbs/pie. La presión de fractura de la formación puede o no ser excedida, dependiendo del diseño de completación.

Se recomienda la técnica cuando las siguientes condiciones existen:

- Proximidad a contactos de gas o agua donde el desarrollo de una fractura mínima fuera de zona puede ser tolerado.
- Radios superficiales de daño (menores que 1 pie).
- Pozos altamente desviados (mayores que 60°).
- Perforaciones no contiguas.

Ventajas:

- Empaque firme del anular.
- Más arena detrás de la tubería (pipe) y en las perforaciones.
- Capacidad para bypass cerca al daño del pozo.

Desventajas:

- Incremento del volumen del fluido.
- Incremento del costo debido al incremento de los requerimientos de caballos de fuerza (HP).

2.2.2 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE ACARREO O TRANSPORTADOR

Al seleccionar los fluidos de acarreo, se debe tomar en cuenta la tendencia de los fluidos gelificados a dejar vacíos en el empaque. Sin embargo, también es importante seleccionar un fluido de acarreo que ofrezca las mejores condiciones para el llenado completo de las perforaciones.

Los fluidos más utilizados son la salmuera y el Hidroxilo-Etilo-Celulosa (HEC). Los empaques con grava efectuados con salmuera como fluido de transporte se denominan empaques de agua o empaques convencionales, mientras que los que se ejecutan con fluidos de transporte de gel de HEC se denominan empaques de mezcla, empaques viscosos o empaques de gel.

En la tabla 2.1 muestra una comparación entre las características del gel de HEC y salmuera en lo que respecta al uso como fluido de transporte de grava. Cuando se emplea el gel de HEC la arena del empaque con grava está influenciada por fuerzas viscosas (es decir, la grava suspendida sigue la trayectoria del gel). Por otra parte, cuando se emplea agua como fluido de transporte, la grava se ve influenciada por las fuerzas de gravedad (es decir, la grava se sedimenta rápidamente y busca el fondo o la parte baja del hoyo indiferente de la trayectoria de la salmuera). Por esto, se necesitaran tasas más elevadas de bombeo para afrontar el asentamiento en algunas situaciones como lo sugiere la tabla 2.1.

TABLA 2.1 Comparación de la HEC y la salmuera como fluidos de transporte

	Gel HEC	Salmuera
Viscosidad	300 - 750 cp	1 - 2 cp
Concentración típica de grava	10 - 15 lpg	1 - 3 lpg
Tasa de bombeo típica	1 - 4 bpm	4 - 5 bpm
Rejilla Indicadora utilizada?	Si	No

Fuente: Baker Completion Systems

2.2.2.1 Filtración (Leak-off)

En los pozos que poseen empaque con grava, un factor crítico para obtener una completación exitosa, es el de llenar los túneles de perforación con arena de empaque con grava de alta permeabilidad. Donde, se requerirá de pérdida (leak-off) de fluido durante el proceso de empaque de las perforaciones. Además, la grava no comienza a llenar los túneles de perforación sino hasta que el nivel de grava existente en el espacio anular rejilla/tubería de revestimiento llega a la entrada de la perforación.

Un firme empaquetado de las perforaciones y un firme empaquetado del anular dan como resultado mínimas pérdidas de presión a través de la rejilla para el empaque con grava. Por consiguiente, se incrementa la productividad y alarga la vida del pozo.

Después que la lechada para el empaque con grava, la trayectoria de flujo deseado se da por el fluido filtrado dentro de las perforaciones mientras se deposita la grava. Si se experimenta insuficiente filtrado, el fluido circulará fuera del agujero dejando incompletamente empaquetada las perforaciones. Sin embargo, si se experimenta excesivo filtrado, la grava para el empaque podría taponarse prematuramente en el anular y causar vacíos en todas partes del empaque. Los vacíos pueden dañar una completación. Un empaque con grava falla en tanto se produzcan derrumbes de arena de los agujeros a través de la rejilla o que los vacíos se llenen con arena de la formación. Debido a que la arena de la formación es menos permeable que la grava usada para el empaquetamiento, el resultado final es una alta reducción de la productividad.

2.2.2.2 Propiedades de los Fluidos de Acarreo Salmuéricos

El fluido de acarreo tiene que ser capaz de suspender la grava mientras la mezcla está siendo bombeada al fondo. Cuando la mezcla llega hasta las perforaciones, el fluido transportador tiene entonces que fácilmente filtrar (leak-off) para depositar la grava en las perforaciones. Debido a que el fluido de acarreo y los aditivos contactan la formación, éste fluido tiene que ser no dañino. También es esencial que el fluido transportador tenga suficiente densidad para proveer buen control sin crear excesivas pérdidas de fluido, estas pérdidas causarían daños a la formación. En general, una densidad del fluido de acarreo, que permita una rata de pérdidas de fluido de 5 a 10 barriles es aceptable, pero el operador típicamente especifica estas ratas.

Las salmueras ofrecen las siguientes ventajas:

- Altas ratas de filtrado (leak-off)
- No daña la formación, es decir existe un menor daño de formación

- No deja residuo
- Fácil mezclado y filtrado de la arena de empaque con grava
- Estable a temperatura alta.

Preocupaciones al utilizar fluidos de acarreo con baja viscosidad:

- Bajas concentraciones de grava en el empaque mediante agua (1-2 lbs/gal), necesariamente bombean grandes volúmenes de fluido para obtener la cantidad deseada de grava detrás de la tubería.
- Debido al incremento de fluido, la filtración en un empaque es crítica. Generalmente, las salmueras son filtradas a 2 micrones.
- Imposibilidad de tener suspensión de sólidos. Si por alguna razón se deja de bombear con la mezcla en la sarta de trabajo, es indispensable invertir el bombeo tan rápidamente como sea posible para evitar atascamientos o pega de las herramientas para el empaque con grava.

2.2.2.3 Fluidos de Acarreo Viscosos

Ventajas de los fluidos de acarreo viscosos:

- Mayor capacidad para el transporte de sólidos. Por lo tanto, es posible utilizar mayores cargas de grava a tasas de inyección menores.
- Menos pérdida de fluido hacia la formación, al mismo tiempo que la mezcla del material de formación con la arena del empaque con grava es menor.
- Además, debido a que una menor cantidad de grava se asienta en la tubería de revestimiento durante el bombeo, no será necesario bombear grava en exceso para llenar esta tubería, cuando se trabaja con intervalos largos y tuberías revestidoras de gran diámetro.

Desventajas:

Obstaculiza el proceso de llenado de las perforaciones. Es decir, el gel inicialmente se adelgazará, permitiendo la filtración necesaria para el llenado de las perforaciones.

Sin embargo, una vez que el gel entra en la formación, la tasa de corte cae, y la viscosidad del gel aumenta, inhibiendo toda filtración posterior. Por esta razón, las perforaciones no se llenarán completamente. Al no estar bien empacadas, las perforaciones permiten la invasión del material de la formación, durante el proceso de producción, reduciendo así la productividad del pozo de manera significativa.

2.2.3 SELECCIÓN DE LA ARENA DE EMPAQUE CON GRAVA

Para determinar qué tamaño de arena de empaque con grava se requiere, deberán evaluarse muestras de la arena de formación, con el fin de determinar el diámetro medio de los granos y la distribución del tamaño de los mismos. Con esta información, puede seleccionarse una arena de empaque con grava utilizando la técnica descrita por Saucier. La calidad de la arena utilizada es tan importante como su dimensionamiento adecuado. El Instituto Americano de Petróleo (API) ha establecido en sus Prácticas Recomendadas 58 (RP58) las especificaciones mínimas que debe cumplir toda arena de empaque con grava.

2.2.3.1 Determinación del Tamaño de la Grava y de la Rejilla

Para seleccionar la medida correcta de arena del empaque con grava, es necesario determinar el tamaño medio del grano de la formación (D50). Esto se logra a través de un análisis de tamizaje o un análisis del tamaño de la partícula a partir de un muestreo de la arena de formación.

El análisis de tamizado consiste en colocar una muestra de la formación encima de una serie de rejillas cuyos tamaños de rejilla son progresivamente más pequeños. Los granos de arena de la muestra original del pozo atravesarán las rejillas hasta encontrar una a través del cual ese tamaño de granos no pueda pasar, porque las aberturas son demasiado pequeñas. Al pesar las rejillas antes y después del tamizado, podrá determinarse el peso de muestra de formación que cada tamaño de rejilla ha retenido.

El porcentaje de peso acumulado de cada muestra retenida es calculado, y del total calculado el peso acumulado del 50% permite definir el diámetro medio de los granos de la formación. Este tamaño de grano, se conoce como D50.

Las muestras que se utilizan en el análisis de tamizado deben ser representativas de la formación, Para lo cual, se deberá tomar una muestra cada dos o tres pies dentro de la formación o cada vez que se produzca un cambio litológico. El tamaño mínimo de muestra de formación que se requiere para el análisis de tamizado es de 15 centímetros cúbicos. El tamizado puede llevarse a cabo en húmedo o en seco. Para la determinación del tamaño de la grava, la industria se basa en el trabajo de Saucier (1974). Saucier se basa en la siguiente relación:

Tamaño medio de la grava para empaquetamiento / Tamaño medio de la arena de la formación:

Relación 5 – 6	Relación óptima. Provee buen control de arena.
Relación < 5	Provee control de arena, pero se crean restricciones de permeabilidad debido a que la medida de la grava utilizada en el empaquetamiento es similar al tamaño de la arena de la formación.
Relación 6 – 18	Provee control de arena, pero la permeabilidad a través de la grava usada para el empaquetamiento es reducida debido a la invasión de arena de la formación dentro del empaque.
Relación >18	No se provee control de arena.

Una vez determinado el tamaño medio del grano de la formación (D50), éste número es multiplicado por 6 para obtener un rango de tamaño de la grava. De éste rango, un tamaño de la grava para el empaque es seleccionado y un apropiado calibre de rejilla (screen gauge) es elegido. El tamaño de la grava para el empaque es especificado por el tamaño de la rejilla, es decir, un rango tal como (rejilla 20 – 40 U.S.). Esto significa que la mayor parte de la grava pasará a través de la rejilla de malla 20, la cual tiene 20

hilos por pulgada, y será retenida por la rejilla de malla 40, la cual tiene 40 hilos por pulgada.

Una vez determinado el tamaño de la grava, se puede determinar el calibre de la rejilla (**screen gauge**) que se lo mide por completa retención de la grava y por lo tanto, el tamaño del calibre debe ser más pequeño que la grava más pequeña utilizada. La tabla 2.2 presenta los tamaños comunes de grava disponibles comercialmente y sus correspondientes calibres de rejilla (screen gauges):

TABLA 2.2 Tamaños de grava y calibres de rejilla

Tamaño de grava (Rejilla U.S.)	Rango del tamaño del grano (pulg)	Tamaño promedio del grano (pulg)	Tamaño promedio del grano (micrones)	Recommended Screen Gauge
8 – 12	0.0937 - 0.0661	0.0799	2.029	40
10 – 20	0.0787 - 0.0331	0.0559	1.420	20
12 – 20	0.0661 - 0.0331	0.0496	1.260	20
16 – 25	0.0469 - 0.0280	0.0388	986	20
16 – 30	0.0469 - 0.0232	0.0351	892	18

Fuente: Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

2.2.3.2 Selección de la Rejilla/Tubo Liso (Blank Pipe)

El propósito de la rejilla de empaque con grava es hacer que el espacio anular se llene con la arena de dicho empaque, además de actuar como filtro para garantizar que no haya producción de arena, mientras se permita que el petróleo, agua y gas fluyan al pozo. Existen varios tipos de rejillas disponibles para aplicaciones de empaque con grava.

Y el propósito del tubo liso consiste en crear un depósito de arena de empaque con grava que garantice que la rejilla permanecerá completamente empacada en caso de que el empaque se asiente.

2.2.3.2.1 Longitud de la Rejilla

En las completaciones en hoyo revestido, la longitud de la rejilla debe escoger de manera tal que se obtengan 5 a 10 pies de recubrimiento (ovarla) por debajo y por arriba del intervalo total cañoneado. Esto garantiza que la totalidad del intervalo cañoneado esté cubierto por la rejilla y además compensa cualquier pequeña discrepancia de espaciamiento.

Por otra parte, en las completaciones en hoyo abierto, la longitud de la rejilla se establece de forma tal que pueda cubrir desde el fondo del hoyo hasta, aproximadamente, 5 pies por encima de la zapata del casing, refiriéndose al último zapato colocado antes de llegar a la sección sin tubería (open hole).

2.2.3.2.2 Diámetro de la Rejilla

El diámetro exterior (OD) de la rejilla, se recomienda tener una holgura anular mínima comprendida entre 0.75 y 1.0 pulgada entre el diámetro externo (OD) de la rejilla y el diámetro interno (ID) de la tubería de revestimiento; para lograr tanto un buen empaque anular como una pesca adecuada. Ahora bien, el diámetro externo máximo de rejilla seleccionada podría depender de la tubería lavadora de la que se disponga para efectuar las operaciones de pesca.

2.2.3.2.3 Longitud del Tubo Liso (Blank Pipe)

La longitud de la tubo liso para un empaque con agua debe ser de un mínimo de 60 pies. Por consistencia, el diámetro de la tubería lisa debe ser del mismo tamaño que la base de la tubería de la rejilla. Esto previene un cambio drástico en el área de flujo anular en la unión tubo liso/rejilla.

Cuando se corra un pre-empaque con doble rejilla o una sola rejilla, donde el OD de la rejilla es considerablemente más grande que la base del ID de la tubería, un OD del

blank pipe similar en tamaño al OD de la rejilla será seleccionado. Esto prevendrá la formación de un tapón en el tope de la rejilla durante el empaquetamiento de la grava debido a los cambios drásticos en el área de flujo.

2.2.3.3 Control de Calidad de la Grava para el Empaquetamiento

La norma API RP58 establece especificaciones estrictas en relación con las propiedades que debe poseer toda arena que se emplee en los empaques con grava. Las especificaciones definen niveles mínimos aceptables para el tamaño y forma de los granos, la cantidad de finos e impurezas, la solubilidad en ácido y la resistencia a la trituración. Los procedimientos y especificaciones para las pruebas con grava que establece el API son:

2.2.3.3.1 Análisis de Tamizaje de la Grava

Un mínimo del 96% en peso de la muestra de arena sometida a prueba debería atravesar el tamiz designado para granos gruesos y ser retenido en el tamiz designado para granos finos (habiéndose definido previamente los tamaños específicos de grava de los tamices según las especificaciones API RP58). El tamiz más grueso designado no debería retener más del 0.1% de total de la muestra probada, ni el tamiz más fino designado debería dejar pasar más del 2% del total de dicha muestra.

2.2.3.3.2 Solubilidad en Ácido

La solubilidad es un indicador de las impurezas o contaminantes dentro de la grava, lo cual podría reducir la permeabilidad de la formación. El API RP 58 especifica que la solubilidad de la muestra de arena de ácido 12% Hall - 3% HF, no debería exceder el 1% en peso del material. Si la solubilidad es más alta que el 1%, entonces contaminantes indeseables tales como carbonatos, feldespatos, óxidos de hierro, arcilla, finos de sílice, etc., estarán presentes en la grava.

2.2.3.3.3 Contenido de Limos y Arcillas

La presencia de partículas finas en la grava para el empaquetamiento puede perjudicar la permeabilidad. Estas partículas finas pueden ser detectadas por la medición de la turbidez en agua, lo cual es el resultado de extraer una muestra de suspensión de agua-limo. La turbidez resultante de la arena de empaque con grava sometida a la prueba debería ser de 250 NTU o menos.

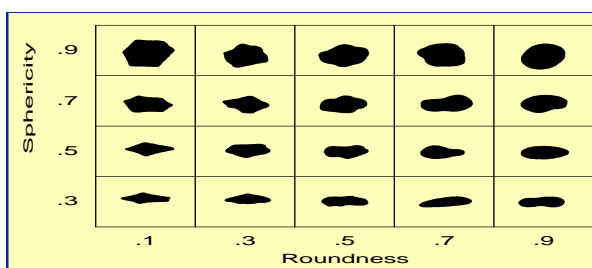
2.2.3.3.4 Resistencia a la Trituración

Se tamiza una muestra de arena para extraerle todos los finos y se pesa. Seguidamente, se somete la muestra a un esfuerzo de confinación de 2000 psi por 2 minutos, la arena empaque con grava que se someta a este proceso no debería producir más del 2% en peso de finos. En el caso de tamaños grandes de arena, a saber, rejilla 12/20 U.S. y rejilla 8/12 U.S., la cantidad de finos producidos no debería sobrepasar el 4% y el 8% respectivamente.

2.2.3.3.5 Esfericidad y Redondez

La esfericidad es una medida de cuan parecidos los granos de grava son a la forma de una esfera. La *redondez* es una medida de la agudeza de las esquinas del grano de grava. El API RP 58 especifica que la esfericidad o redondez medida es 0.6 o más grande conforme a la siguiente tabla 2.2.

FIGURA 2.2 Cuadro para estimación visual de la esfericidad y redondez de la arena



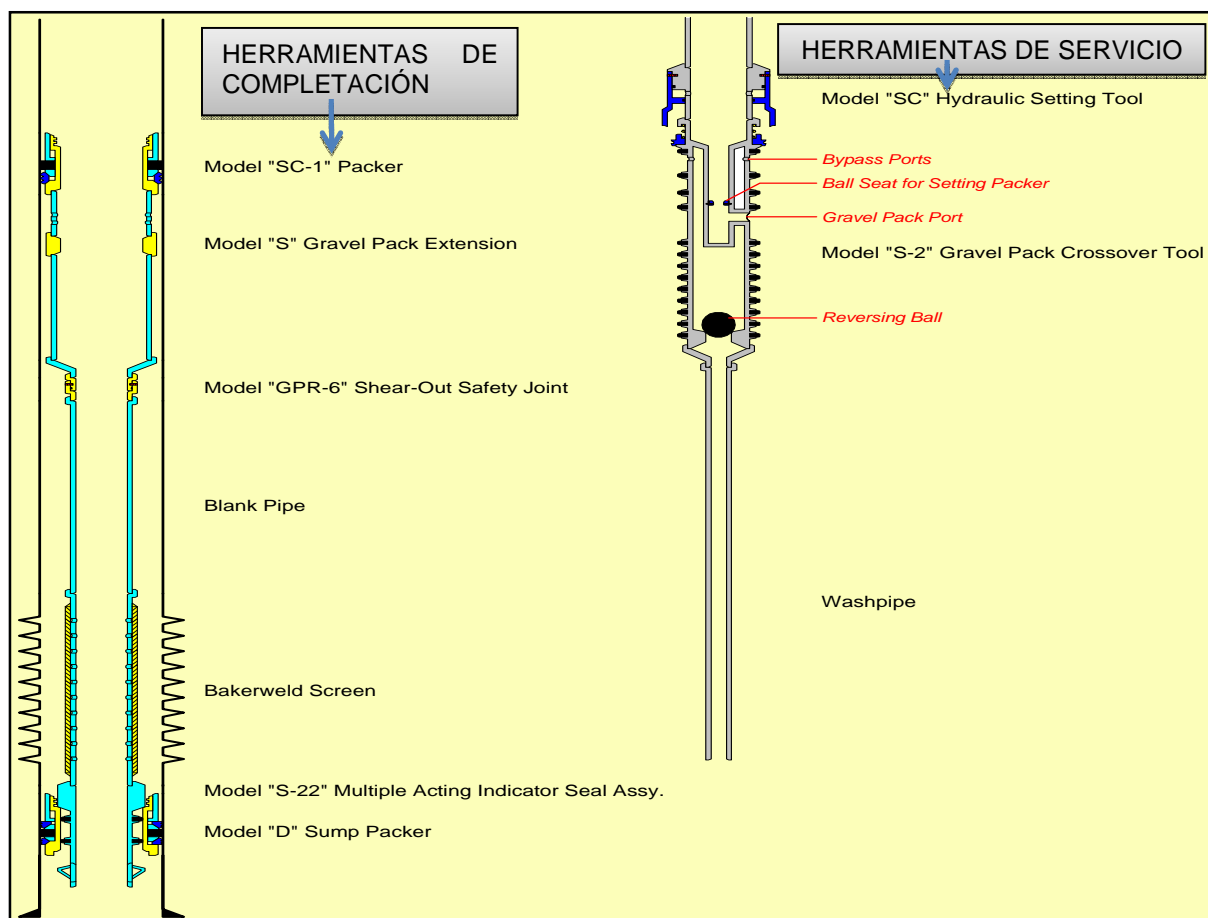
Fuente: Rumbean y Slots, 1963

2.2.4 COMPONENTES DE UN ENSAMBLAJE DE EMPAQUE CON GRAVA

Existen numerosos equipos de completación de empaque con grava que permiten manejar prácticamente cualquier condición de pozo. En la Anexo 2.1, se ilustran completaciones de empaque con grava en hoyo revestido y abierto. Las completaciones que se muestran emplean la tecnología de empaque con grava de circulación tipo "crossover" o de cruce. Se describirá las funciones de cada uno de los componentes del sistema y los criterios básicos del diseño de los equipos.

A continuación en la figura 2.3 se representan las diferentes herramientas de completación y servicio de Empaque con Grava.

FIGURA 2.3 Sistema de empaque con grava "SC"



Fuente: Baker Completion Systems

2.2.5 EQUIPO DE COMPLETACIÓN DE EMPAQUE CON GRAVA

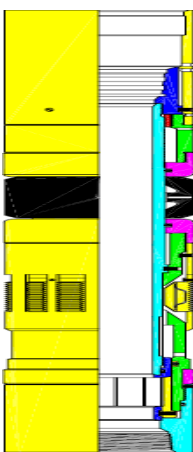
El equipo de completación de empaque con grava se define como aquel que permanece en el pozo como parte de la completación después que finalizan las operaciones de colocación de la grava.

Es importante recordar que las condiciones de ciertos pozos podrían requerir algún tipo de adaptación en lo que respecta a la clase y el diseño del equipo de empaque con grava que pueda correrse. Estas adaptaciones deberán efectuarse tomando en consideración los riesgos que se plantean, por lo que algunas serán más convenientes que otras.

Empacaduras para Empaque con Grava

En la parte superior del ensamblaje del empaque con grava se encuentra la empacadura (ver figura 2.4), que permite que todas las operaciones básicas del empaque con grava sean llevadas a cabo simplemente elevando o bajando la herramienta de cruce.

FIGURA 2.4 Empacadura para empaque con grava Modelo "SC-1"



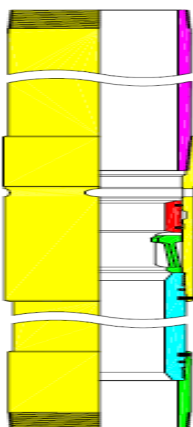
Fuente: Baker Completion Systems

Extensión del Empaque con Grava (Gravel Pack Extension)

Las extensiones se utilizan conjuntamente con la empacadura y las herramientas de corrida/servicio para crear un recorrido de flujo desde la tubería de trabajo por encima de la empacadura hasta el espacio anular entre la rejilla y la tubería de revestimiento que se halla debajo de la empacadura. Hay de dos tipos: extensión perforada y de camisa deslizante.

La extensión consta de una extensión superior (contiene puertos de flujo para los fluidos del empaque con grava), y la extensión inferior (alberga la “cruz de flujo” a lo largo de todo su rango de movimiento) (ver figura 2.5).

FIGURA 2.5 Extensión para empaque con grava (Extension with Sliding Sleeve)



Fuente: Baker Completion Systems

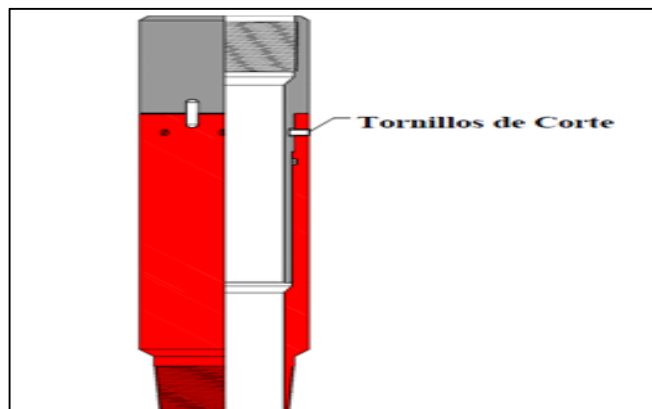
Junta de Seguridad de Corte (Shear-Out Safety Joint)

Sobre la tubería lisa está una junta de seguridad de corte, que consiste de una conexión superior e inferior que están unidas mediante pernos de rompibles. Este dispositivo nos permite recuperar la empacadura y la extensión, independientemente del tubo liso y la rejilla. Es decir provee un punto de separación entre el empacadura y la rejilla (ver figura 2.6).

Los pernos de corte utilizados deben resistir el peso del tubo liso y de la rejilla con un factor de seguridad amplio.

Los valores de corte estándar pueden ajustarse entre 44.800 y 80.640 libras, dependiendo del tamaño de la herramienta. Estas no se utilizan cuando se corren empacaduras permanentes o ensamblajes de empaque con grava sumamente largos y pesados.

FIGURA 2.6 Junta de seguridad de corte Modelo “GPR-6”



Fuente: Baker Completion Systems

Rejillas para Empaque de Grava (Gravel Pack Screen)

La rejilla crea un anular para el empaque de grava, y retiene la arena del empaque de grava. El calibre (screen gauge) de la rejilla es determinado por el tamaño de la grava.

La longitud de la rejilla se recomienda 5 pies por encima y por debajo del intervalo perforado bruto, y su diámetro recomendado es mantener 0.75 – 1 pulgadas de espacio entre el OD de la rejilla y el ID del Casing. La figura 2.7 muestra un ejemplo de rejilla y tubo base (Blank pipe).

FIGURA 2.7 Rejilla Excluder 2000

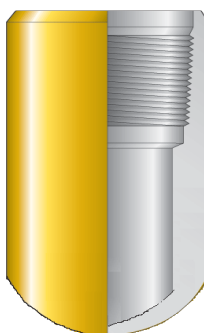


Fuente: Baker Completion Systems

Tapón ciego (Bull Plug)

El Bull Plug (Figura 2.8) es usado cuando hay un fondo sólido, por ejemplo un tapón de cemento o de arena, y no es necesaria la circulación a través del fondo de la sarta antes de anclar el empacador. En aplicaciones agujero revestido, cuando la junta de seguridad shear out es usada, este es recomendado para aplicar un poco de peso en el fondo, para prevenir fuerzas de tensión en los pernos de la junta de seguridad.

FIGURA 2.8 Tapón ciego (Bull Plug)

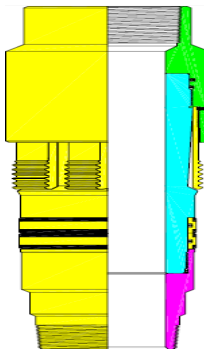


Fuente: Baker Completion Systems

Ensamblaje de sellos (Snap Latch Seal Assembly)

El ensamblaje de sellos es usado como componente de sello que entra y se localiza en el Sump Packer. Se requiere para impedir que la arena del empaque con grava llene el fondo del pozo durante el empaque con grava por medio del diámetro interno de la empacadura sumidero (ver figura 2.9).

FIGURA 2.9 Ensamblaje de sellos

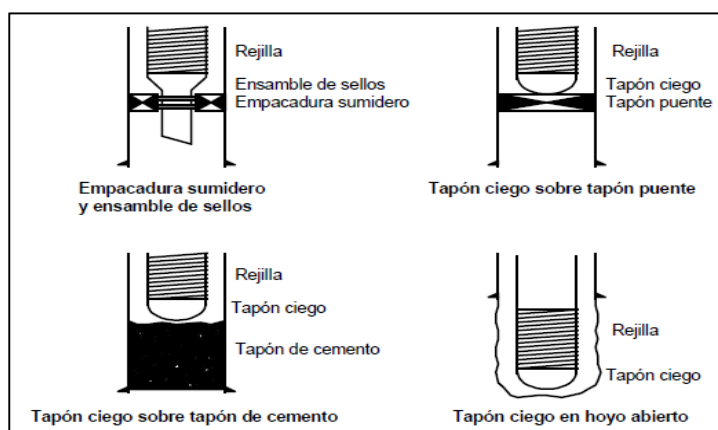


Fuente: Baker Completion Systems

Empacadura Sumidero (Sump Packer)

Establece la base del empaque de grava en aplicaciones de agujero revestido. Además provee acceso al fondo del pozo para usar este como colector de residuos o herramientas de registro de producción, es colocada 6-8 pies por debajo de la última perforación. La figura 2.10. ilustra las categorías más comunes de tapón de fondo de empaque con grava.

FIGURA 2.10 Tipos de bases para empaque con grava



Fuente: Baker Completion Systems

2.2.6 HERRAMIENTAS DE SERVICIO DE EMPAQUE CON GRAVA

Las herramientas de servicio de empaque con grava se definen como el equipo requerido para ejecutar el empaque con grava, pero removido del pozo después de empacar el pozo. En la mayoría de los casos, las herramientas de corrida que se requieren para un empaque con grava dependen del tipo de equipo de empaque que se utilice. A continuación, se presenta un análisis más detallado acerca de las herramientas de corrida.

2.2.6.1 Herramienta de Cruce de Empaque con Grava (Gravel Pack Crossover Tool)

La herramienta de cruce crea los distintos recorridos de circulación de los fluidos durante la operación de colocación del empaque con grava.

Consta de una serie de sellos moldeados que rodean un puerto de empaque con grava hacia el centro de la herramienta y un puerto de retorno cerca de la parte superior de ésta (ver figura 2.11). El diseño de tubo concéntrico que presenta esta herramienta, conjuntamente con la empaadura y la extensión del empaque con grava, permiten que el fluido que es bombeado hacia abajo por la sarta de trabajo por encima de la empaadura, efectúe un “cruce” hacia el espacio anular entre la rejilla y la tubería de revestimiento por debajo de la empaadura. De igual modo, los fluidos de retorno que fluyen en sentido ascendente por la tubería lavadora por debajo de la empaadura, pueden “cruzar” hacia el espacio anular entre la sarta de trabajo y la tubería de revestimiento por encima de la empaadura.

Las herramientas de cruce poseen las siguientes posiciones, dependiendo de la operación:

2.2.6.1.1 Posición de Forzamiento o Squeeze

Cuando la profundidad de asentamiento de la empaadura es alcanzada. La posición de squeeze se logra colocando peso sobre la empaadura para sellar los puertos de retorno en el interior de ésta. Dicha posición permite que todos los fluidos bombeados en sentido descendente por la sarta de trabajo, sean forzados hacia la formación, y se utiliza para llevar a cabo tratamientos de empaque con grava con forzamiento y/o inyectar tratamientos con ácido en la formación.

El peso aplicado hace actuar a la herramienta de fijación, causando que las cuñas de la empaadura (slips) se acoplen al casing. Una vez colocada la empaadura, la misma es probada a presión y el ensamble herramienta de asentamiento/crossover se suelta ya sea con una rotación manual a la derecha o con un empuje hidráulico firme de liberación opcional.

2.2.6.1.2 Posición de Circulación

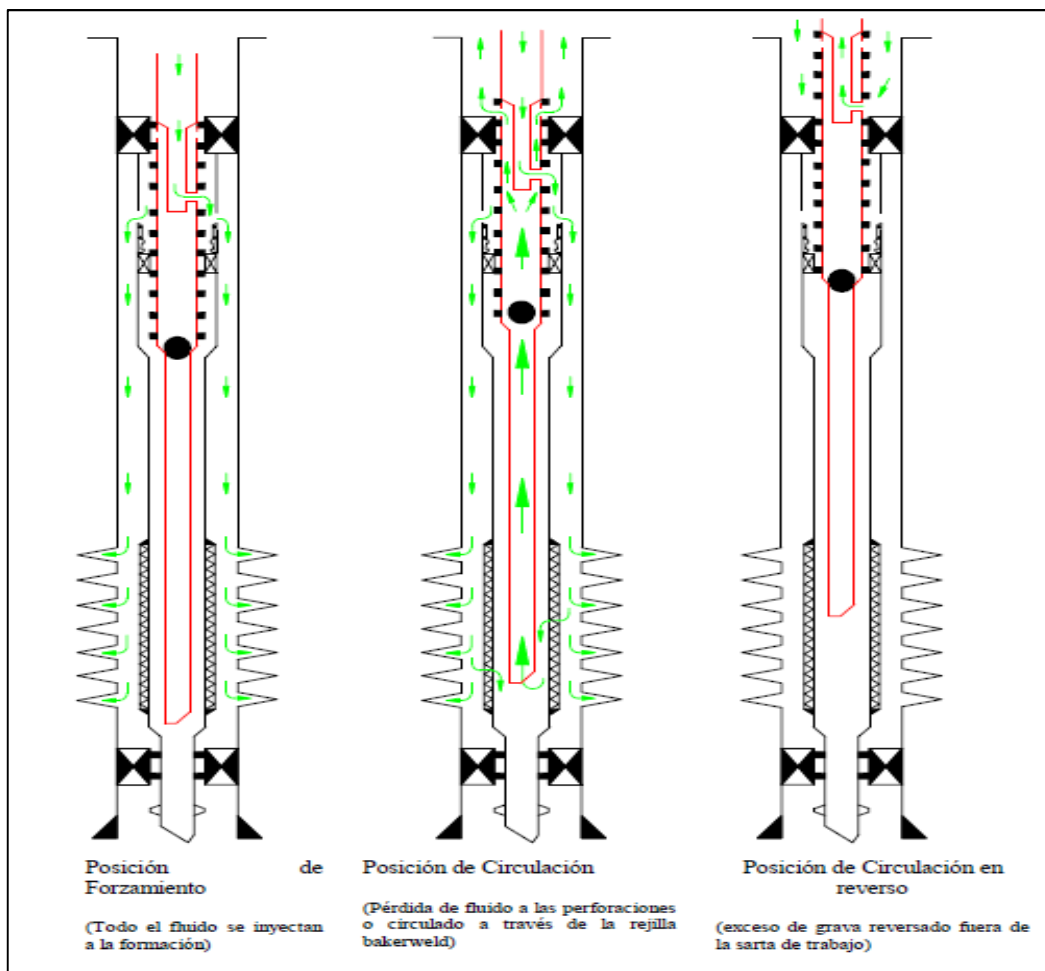
Por su parte, la posición de circulación se logra levantando la herramienta de cruce aproximadamente 18 pulgadas por encima de la posición de forzamiento. Esta posición trabaja conjuntamente con una tubería lavadora de tamaño adecuado para suministrar un recorrido de flujo que permita la circulación de la arena del empaque con grava para llenar por completo el espacio anular comprendido entre la malla y la tubería de revestimiento. El flujo sigue el siguiente recorrido: desciende por la sarta de trabajo, penetra por la herramienta de cruce, sale por la extensión de empaque con grava, baja por el espacio anular comprendido entre la malla y la tubería de revestimiento, atraviesa la malla, sube por la tubería lavadora, ingresa nuevamente a la herramienta de cruce y sube por el espacio anular entre la sarta de trabajo y la tubería de revestimiento.

2.2.6.3 Posición de Circulación Inversa

Inmediatamente después que un arenamiento ha sido alcanzado, el crossover es accionado a la posición inversa para extraer el exceso de arena del empaque con grava salga por la sarta de trabajo al finalizar las operaciones de empaque. Es importante invertir inmediatamente para evitar el arenamiento en el crossover. Una “bola de presión de fondo baja”, revestida con caucho, o una “bola de reversión”, colocada en la conexión inferior de la herramienta de cruce, son elementos que actúan como una válvula check para impedir pérdidas de fluido hacia la formación mientras se produce la circulación en reverso.

La posición se logra ejerciendo presión sobre el espacio anular entre la sarta de trabajo y la tubería de revestimiento hasta llegar a unas 500 libras por pulgada cuadrada, y levantando lentamente la herramienta de cruce del empaque con grava hasta que el fluido comience a circular en sentido ascendente por la sarta de trabajo.

FIGURA 2.11 Posiciones de la herramienta de cruce en un empaque con grava



Fuente: Baker Completion Systems

Después de que el empaque con grava es completado, el ensamble del crossover es liberado y sacado del pozo. Un ensamble de sello de producción (ver figura 2.9) es hecho en la sarta de completación para no taponar en el agujero de la empacadura. Esto efectivamente aísla la extensión perforada y permite que el pozo sea puesto en producción.

Los diseños de trabajo de los diferentes modelos de posición de la herramienta durante las operaciones de completación se los presenta en la tabla 2.3. Además se presenta una explicación simplificada y bien detallada de las diferentes posiciones de la herramienta.

TABLA 2.3 Secuencia de un empaquetamiento con grava

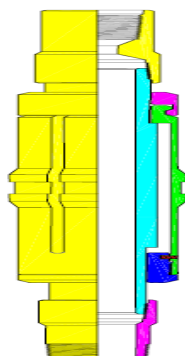
SECUENCIA DEL EMPAQUE CON GRAVA	POSICIÓN DEL CROSSOVER
* Prueba de la empaadura/Colocación de la empaadura	Presión anular
* Mover herramienta para cizallar el asiento de la esfera en la herramienta	Inversa
* Limpieza con ácido la tubería de producción (workstring)	Inversa
* Establecer ratas de circulación y presiones para la fricción	Inversa
* Establecer ratas de inyección	Squeeze
* Prueba de rata escalonada previo a la empaadura mediante agua	Squeeze
* Empaquetamiento en sitio	Inversa
* Bombeo del empaque con grava: <div style="margin-left: 40px;"> < 30 pies 30 - 50 pies > 50 pies </div>	Squeeze Circulado o squeeze Circulado o squeeze
* Recuperando el exceso de arena después del arenamiento	Inversa
* Reforzamiento del empaque con grava	Circulando
* Colocar la píldora reductora al crossover	Inversa
* Circular la píldora reductora a las perforaciones	Circulando
* Una vez que el reductor está en las perforaciones, mover a la posición de squeeze y bombear el reductor dentro de la formación	Squeeze

Fuente: Baker Completion Systems
 Realizado por: Carlos Sanchez

Herramienta de Desplazamiento (Shifting Tool)

La herramienta de desplazamiento se corre por debajo de la herramienta de cruce y se utiliza para abrir y cerrar la camisa deslizante de la extensión de empaque con grava (ver figura 2.12). La herramienta consiste básicamente en un collar diseñado para atrapar las lengüetas de la camisa deslizante y cerrarlo con un movimiento ascendente o abrirlo con un movimiento descendente. Se necesita sólo cuando se corre la extensión de empaque con una camisa deslizante.

FIGURA 2.12 Herramienta de desplazamiento Modelo “S-1” (Shifting Tool)



Fuente: Baker Completion Systems

Tubería Lavadora (Washpipe)

La tubería lavadora se corre por debajo de la herramienta de cruce o, de la herramienta de desplazamiento, por dentro del tubo liso y la rejilla, con el fin de garantizar que el punto de circulación de retorno para el fluido de transporte del empaque con grava se encuentre en la parte inferior de la rejilla. Esto permite hacer llegar la arena del empaque con grava a la parte inferior de la rejilla y efectuar la operación de empaque tipo “fondo arriba”. El extremo de la tubería lavadora debería colocarse lo más cerca posible de la parte inferior de la rejilla.

La relación óptima diámetro externo de la tubería lavadora/diámetro interno de la tubería base de la rejilla debería ser de aproximadamente 0,8 pulgadas.

2.2.7 OBJETIVOS DE LA COLOCACIÓN DE LA GRAVA

La colocación de un empaque con grava en un pozo persigue dos objetivos fundamentales.

- El espacio anular existente entre la rejilla y la tubería de revestimiento se debe empacar con grava. Llenar el espacio anular con grava de tamaño adecuado garantiza que la arena de formación se mantenga en el fondo y que no se vaya hasta la superficie.

- Consiste en empaquetar cada perforación con grava, lo que constituye la clave para obtener una elevada productividad del pozo. En una formación no consolidada, toda perforación que no se llene con grava se llenará de arena de formación y restringirá la productividad del pozo.

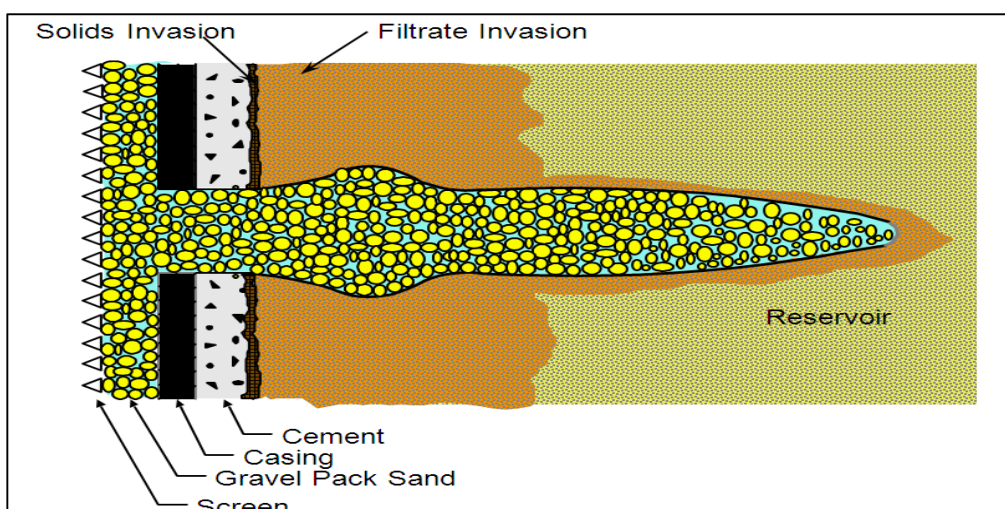
2.2.8 TÉCNICAS DE COLOCACIÓN DE LA GRAVA

2.2.8.1 Técnicas de Colocación de Empaque con Grava en Hoyo Revestido

En hoyo revestido el reto es:

- Maximizar la cantidad de grava colocada en las perforaciones y
- Empaquetar rígidamente el anular rejilla/casing con grava para proteger la rejilla de la erosión y/o taponamiento debido a la arena de la formación.

FIGURA 2.13 Recorrido del flujo durante el empaque con grava



Fuente: Baker Completion Systems

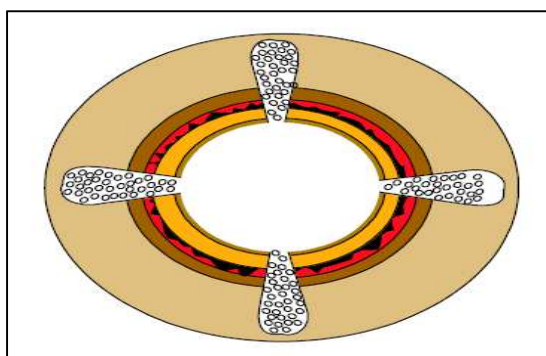
2.2.8.1.1 Pre-empaque de Perforaciones

Este proceso consiste en colocar la grava a través de los túneles de perforación, hacia la cavidad creada en cada perforación por detrás de la tubería de revestimiento. (Figura 1.15). Este proceso se lleva a cabo, generalmente, antes de correr la rejilla en el pozo.

Los pre-empaques se deben colocar a una presión por debajo de la presión de inicio de la fractura en la formación. Para este proceso, se recomienda una tasa mínima de filtración de 0,2 gpm/perforación, durante todo el tratamiento.

El pre-empaque permite controlar la pérdida de fluido, aumenta la eficiencia de llenado de las perforaciones y disminuye el *drawdown* o diferencial de presión a través de los túneles de perforación al evitar el llenado con arena de la formación.

FIGURA 2.14 Perforaciones pre-empacadas



Fuente: Baker Completion Systems

En la actualidad la técnica más utilizada de pre-empaquetamiento es el pre-empaque del casing.

2.2.8.1.2 Pre-empaque del Casing

Llevado a cabo inmediatamente después de cañonear y previo a desplazar el ensamble de completación en el hoyo. Esta técnica colocará más grava en las perforaciones que cualquier otro método de empaquetamiento, es llevado a cabo por debajo de la presión de fractura. El volumen recomendado de grava a ser bombeado en un pre-empaque del casing incluye: volumen sumidero por debajo de las perforaciones + volumen del casing a través de las perforaciones + 30 pies de casing lleno sobre de las perforaciones + 0.25 a 0.50 pie³/volumen de pie perforado (asumiendo que el pozo no será fracturado y es perforado con 12 disparos por pie).

La lechada puede consistir de 1 a 4 lbs de grava por galón de fluido tipo salmuera. Para muchas más aplicaciones, las siguientes concentraciones de grava en salmuera son óptimas: (Tabla 2.4).

TABLA 2.4 Concentraciones de grava

Diámetro del casing	Concentración
5 1/2" o menos	0.5 lbs/gal
7" o más grande	1 - 2 lbs/gal

Fuente: Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

2.2.8.1.3 Empaque con Grava Mediante Agua como Fluido de Acarreo

Deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- Un empaque con grava bombeado con salmuera está siempre en un estado de fluido, originando que la lechada de grava continuará moviéndose dentro de las perforaciones parcialmente llenas sin deshidratación.
- Las salmueras tienen la propiedad de colocar más grava en las perforaciones que los fluidos tipo gel. El llenado de las perforaciones está en función de la filtración (leak-off) o el flujo de fluido durante el empaquetamiento, lo que significa que la grava sigue la trayectoria del fluido transportador.
- El crossover puede ser colocado en la posición de circulación después de que el trabajo ha sido tratado y la salmuera puede ser bombeada de ¼ a ½ bpm a través de una columna de arena a través del anular. Cuando registramos la presión a esta baja rata, el llenado de la grava (altura de grava) en el anular del casing/blank puede ser calculada.
- Si existen altas temperaturas de fondo y/o largos tiempos de bombeo, estos no crean efectos adversos en las propiedades de la salmuera.

Existen dos opciones para empaquetar grava en un pozo con una alta presión de fondo:

- Bombear el empaque con grava en la posición de circulación utilizando un fluido de matado para control del pozo.
- Bombear el empaque con grava en la posición de squeeze usando una salmuera de bajo del pozo. Muchos factores tales como los parámetros del pozo, costos, seguridad, compatibilidad del reservorio, factibilidad, etc., deben ser considerados.
- Se recomienda utilizar salmueras de alta densidad por seguridad, puesto que el fluido de matado estará en el agujero por todo el empaque con grava.
- Las desventajas en este tipo de salmueras pesadas son los altos costos y la incompatibilidad potencial de reservorio con la salmuera.

2.2.8.2 Técnicas de colocación de Empaque con Grava en Hoyo Abierto

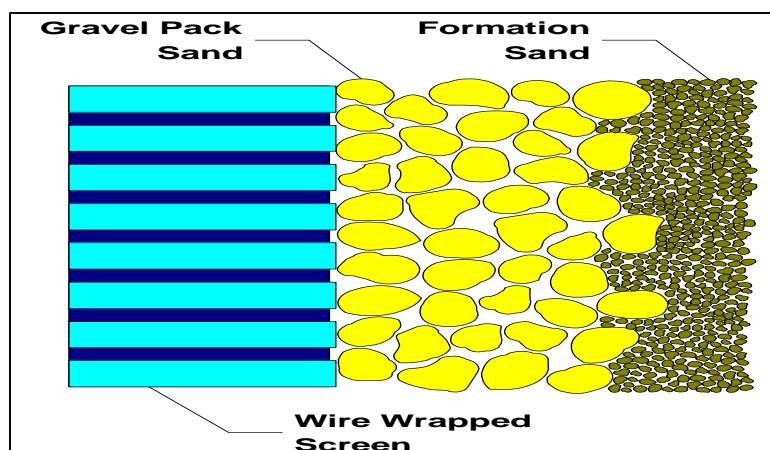
Los pozos a hueco abierto están generalmente asociados con pozos altamente desviados u horizontales y resultan en completaciones muy productivas y de larga duración.

Los empaques con grava en hoyo abierto (Figura 2.15) son menos complicados que el empaquetamiento a hoyo revestido, evitando todas las dificultades asociadas con el empaque de las perforaciones. Sin embargo, un requerimiento esencial es mantener la estabilidad del hoyo durante la fase de completación. Los hoyos inestables dificultan la corrida del ensamblaje para el empaque con grava y pueden evitar una colocación apropiada de la grava si la formación se derrumba alrededor de la rejilla. Por lo tanto, es necesario evitar los empaques con grava en hoyo abierto para las formaciones con laminaciones de arena y lutitas, especialmente si las últimas tienden a hincharse y/o derrumbarse. Durante la colocación de la grava, la lutita podría mezclarse con la arena del empaque, lo cual reduce la permeabilidad de la grava y afecta el comportamiento del pozo.

Los mejores candidatos de empaque con grava a hueco abierto poseen una sola y limpia arenisca (contenido bajo de lutitas) no limitada por una producción no deseada de gas o de agua. Muchos empaques de grava a hueco abierto son bombeados en la posición de circulación bajo la presión de fractura. Si el pozo es fracturado, los retornos pueden ser perdidos y la grava puede taponarse en el anular, con lo que la rejilla no sería empaquetada bajo el tapón. Los intervalos muy cortos pueden ser empacados con grava en la posición de squeeze, también bajo la presión de fractura.

Los pozos con alta presión de fondo requerirán un empaquetamiento con grava en la posición de squeeze con salmuera liviana o usar una salmuera pesada para conseguir circulación.

FIGURA 2.15 Completación en hoyo abierto con empaque con grava



Fuente: Baker Completion Systems

Ventajas

Se tiene una baja extracción “drawdown” y alta productividad, excelente longevidad y lo más importante no hay gastos asociados con tubería de revestimiento o cañoneo.

Desventajas

Es difícil excluir fluidos no deseables como agua y/o gas, no es fácil en formaciones que se dilatan (formaciones de áreas, lutitas) y por último se requiere fluidos especiales para perforar la sección de hoyo abierto.

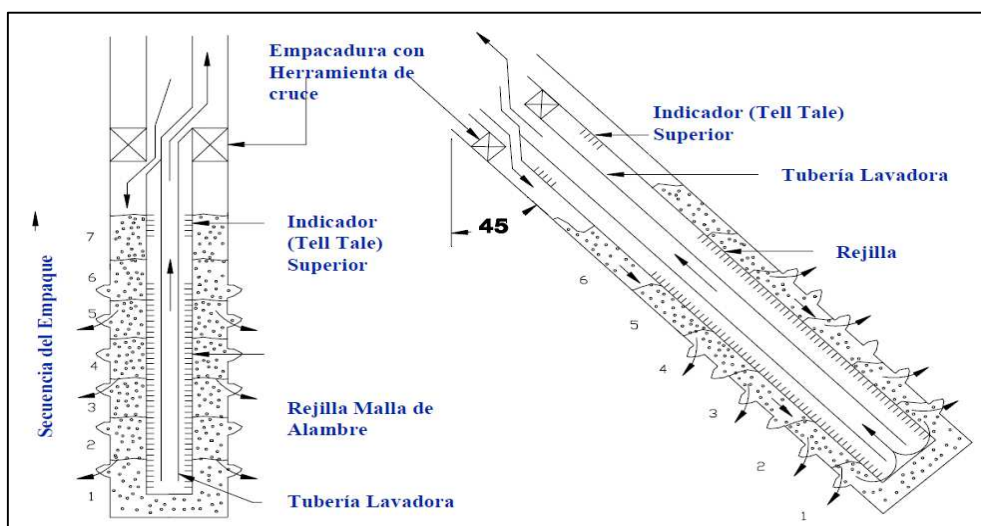
2.2.8.3 Técnicas de colocación de Empaque con Grava en Pozos Direccionales y Horizontales

La colocación de empaques con grava constituye otra opción para completar pozos con alto ángulo de inclinación en formaciones no consolidadas. Si bien usar liners ranurados, rejillas o rejillas pre-empacadas es posible sólo en ciertos pozos, el empaque con grava puede emplearse en prácticamente cualquier completación direccional u horizontal.

2.2.8.3.1 Pozos con Desviación Menor que 60°

Este tipo de pozos tienen un comportamiento similar a un pozo vertical. Las perforaciones son empaquetadas desde el fondo del pozo hasta el tope. Es decir, la gravedad tiende a inicialmente apoyar el transporte de grava al fondo del intervalo de completación como lo indica la figura 2.16. Entonces no es necesario hacer cambios en la rata de bombeo como resultado de la desviación. Este criterio es aplicable para hoyo entubado y abierto.

FIGURA 2.16 Secuencia de empaque con salmueras como fluido de transporte en pozos cuya desviación es inferior a los 45°



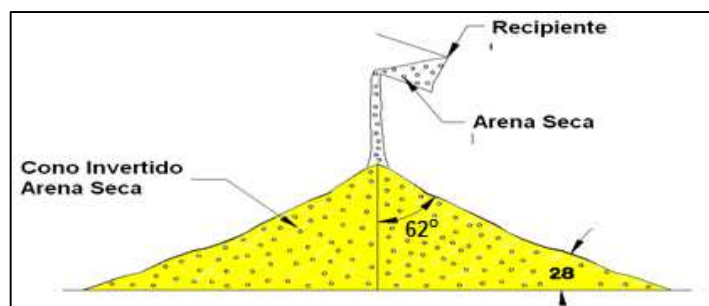
Fuente: Baker Completion Systems

2.2.8.3.2 Pozos con Desviación Mayor que 60°

En desviaciones de pozo que superen los 60° , el ángulo de reposo de la grava es excedido, que es aproximadamente 28° de la horizontal (ver figura 2.17). A causa de esto, se deben efectuar cambios dimensionales al equipo de empaque con grava y se requieren ratas más altas de bombeo para empaquetar con grava el intervalo completo.

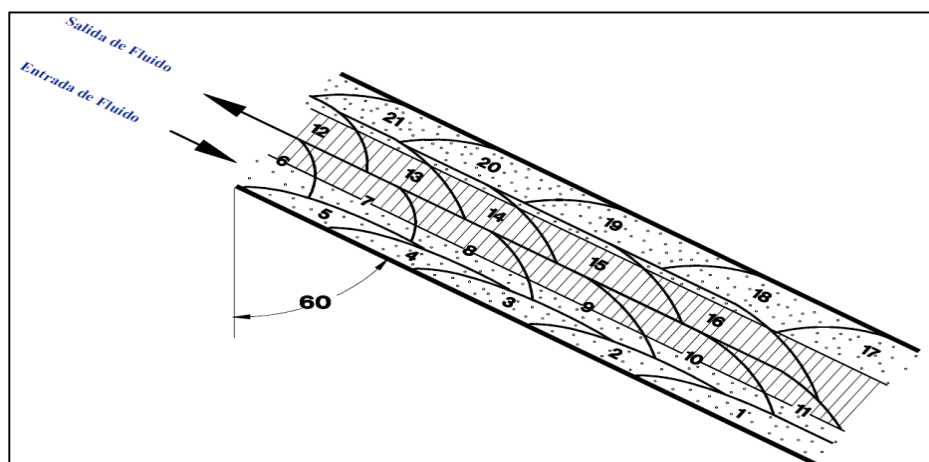
Para evitar esta deposición natural de la grava durante el empaquetamiento en este tipo de pozos, se utiliza agua como fluido de acarreo. La velocidad de la lechada de grava debería ser más grande que la de equilibrio para continuar el transporte de grava a lo largo de la rejilla.

FIGURA 2.17 Ángulo de reposo para arena de empaque con grava



Fuente: Baker Completion Systems

FIGURA 2.18 Secuencia de empaque con grava en un pozo desviado a 60°



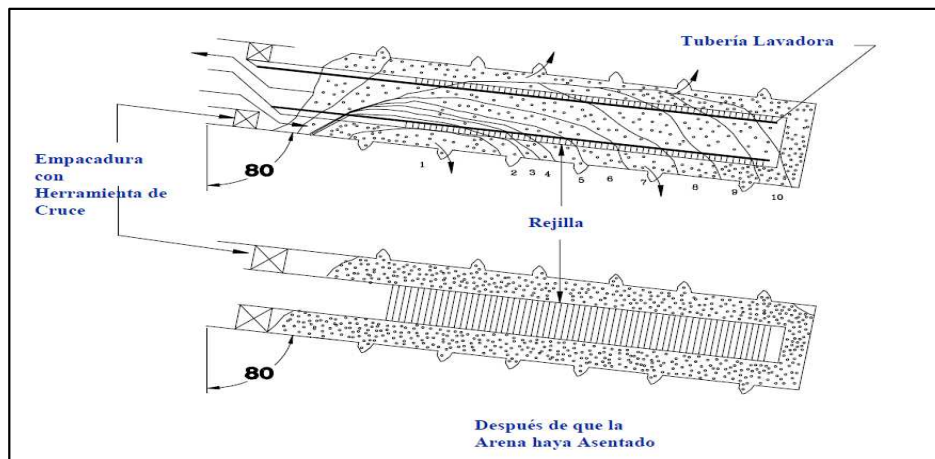
Fuente: Baker Completion Systems

Un problema que puede ocurrir durante la colocación de la grava en pozos altamente desviados es un taponamiento prematuro. Esto puede ser el resultado de una tasa de retorno insuficiente o una tasa demasiado baja de bombeo. Incrementar el OD de la tubería de lavado (washpipe) tal que la relación OD washpipe/ID de la rejilla sea aproximadamente 0.8 ha producido buenos resultados. El efecto de un washpipe más grande es incrementar la resistencia para fluir entre el ID de la rejilla y el OD del washpipe, por lo cual se desvía el fluido hacia el anular exterior de la rejilla.

2.2.8.3.3 Colocación de Empaque de Grava en Pozos Horizontales

La colocación de grava en desviaciones que exceden los 80° se inicia en la parte superior del intervalo de la completación en vez de iniciarse en el fondo del pozo lo cual es lo que sucede cuando las desviaciones del pozo son bajas. La consecutiva colocación de la grava se extiende hacia abajo hasta que la duna de grava, usualmente conocida como onda alfa, llega al fondo del pozo. En ese momento, una colocación secundaria o depósito de onda beta, empaca el volumen por encima de la onda alfa, como lo refleja la figura 2.19. Sin embargo, si la concentración de grava es muy alta, la tasa de flujo es muy baja o la tubería lavadora permite un flujo excesivo en el espacio anular entre ésta y la rejilla, la onda alfa se atascara prematuramente. Si se aumenta la relación de diámetro a 0.75 y se mantiene una velocidad superficial del flujo de retorno de 1 pie/seg (la relación de la tasa de flujo al área de la sección transversal del espacio anular) se promueve la secuencia estable de empaque de la onda alfa-beta como se ilustra en la figura 2.19.

FIGURA 2.19 Secuencia de empaque en un pozo de ángulo de desviación alto, utilizando alta tasa de bombeo y tubería lavadora de diámetro grande y usando salmuera como fluido de transporte



Fuente: Baker Completion Systems

Las ventajas de empaque con grava pozos horizontales: Excelente control de arena y aumento de la longevidad de la completación.

Desventaja: Costo ligeramente más elevado que las rejillas que se utilizan sin empaque con grava (screens independientes).

2.2.8.3.3.1 Pozos con Desviación Mayor que 80° (hoyo abierto)

Estos pozos se los considera horizontales. La técnica utilizada con mayor frecuencia para empaque con grava es la salmuera como fluido de acarreo, con bajas concentraciones de grava de aproximadamente 0.5 a 1.5 lbs/gal.

Por lo tanto, se necesita determinar lo siguiente:

- Una máxima rata de circulación permitida sin llegar a fracturar el yacimiento. Se debe tener cuidado que no ocurra lo contrario, es decir que no se llegue a alcanzar la mínima rata permitida para el retorno de fluidos.
- Si la rata de retorno es demasiado lenta, es decir que existe pérdida de fluido, se debe instalar una píldora de fluido de perforación nuevamente, que consiste entre

10 a 20 bls. La otra posibilidad es colocar una píldora de polímero tipo gel compatible con el fluido de perforación inicial. Una vez que la costra de lodo a hueco abierto ha sido reparada, el proceso de empaquetamiento puede continuar nuevamente. Para que no ocurra un arenamiento prematuro se debe mantener una concentración de: 0.5 a 1.5 lbs/gal.

- La medición de la presión del tubing puede suministrar valiosa información sobre el progreso de un empaquetamiento horizontal. Un incremento gradual en la pendiente de la presión de tratamiento es indicativo de la primera onda de arena moviéndose del talón hasta el extremo.
- Después de que la onda inicial de arena alcanza el extremo, una onda de retorno empaqueta el anular rejilla/agujero desde el extremo hasta el talón. Esta parte se reflejará al tener un incremento marcado de presión. Si la presión se aumenta demasiado rápido, es probable que el empaquetamiento fue prematuro y la grava no alcanzó el extremo del pozo.

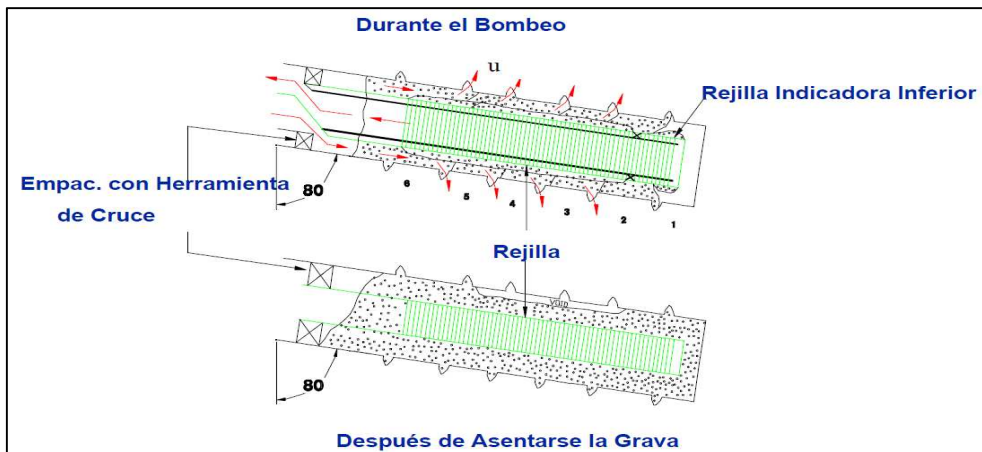
2.2.8.3.3.2 Pozos con Desviación Mayor que 80° (hoyo entubado)

Los pozos horizontales entubados y perforados son difíciles de empaquetar debido a que el leak-off del fluido de acarreo pueda causar que el empaque con grava horizontal se bloquee o cause arenamiento temprano. Otro inconveniente es el de no disponer eficientemente de un leak-off requerido para llenar las perforaciones superiores.

Rejillas en completaciones horizontales

Si el empaque con grava se "atasca", una parte de la rejilla no puede ser empaquetada y por consiguiente estará expuesta a la erosión de la arena. Como seguridad, muchos operadores pueden requerir una rejilla premium en el talón del pozo, donde mucha de la producción ocurre y las velocidades de flujo son altas, o cerca del extremo para suministrar una larga vida de la producción si el empaquetamiento no alcanza el extremo (toe) (ver figura 2.20).

FIGURA 2.20 Secuencia de empaque con grava con fluido viscoso en pozo de alta desviación



Fuente: Baker Completion Systems

2.2.8.4 Diseño de Trabajo para Pozos Verticales/Desviados

Aunque cada diseño de trabajo es personalizado, las siguientes son las guías de diseño general:

TABLA 2.5 Guía de diseño general para el empaquetamiento a baja rata.

Empaque con Grava mediante Agua a Baja Rata			
Longitud del intervalo	Modo de colocación	Carga de grava	Grava en las perforaciones
25 - 30 pies	Squeeze	1 - 2 lbs/gal	25 - 50 lbs/pie
> 30 pies	Circulando	1/2 - 1 1/2 lbs/gal	25 lbs/pie o volumen de perforación

Fuente: Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

TABLA 2.6 Guía de diseño general para el empaquetamiento a alta rata

Empaque con Grava mediante Agua a Rata Alta			
Longitud del intervalo	Modo de colocación	Carga de grava	Grava en las perforaciones
25 - 30 pies	Squeeze	1 - 2 lbs/gal	100 - 150 lbs/pie
> 30 pies	Circulando	1/2 - 1 1/2 lbs/gal	50 - 100 lbs/pie

Fuente: Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

2.2.9 EJECUCIÓN DEL TRABAJO

Después de la preparación de pozos para empaque con grava, la secuencia general de un empaque con grava continúa con: prueba de inyección, prueba de circulación, prueba de rata escalonada, arenamiento, reversado del exceso y reforzamiento.

2.2.9.1 Prueba de Inyección

Es importante establecer la inyectividad en la formación para verificar que el crossover esté en la posición de squeeze. Las típicas ratas de inyección son $\frac{1}{2}$, 1 y 2 bpm. Se registran las ratas y las presiones.

2.2.9.2 Pruebas de Circulación

Llevadas a cabo para determinar las pérdidas de presión por fricción en el workstring a varias ratas. La cuantificación de las pérdidas de presión por fricción es importante por dos razones (la determinación de ΔP para los cálculos de la altura de la grava y los requerimientos de HHP) y por consiguiente se recomienda llevar a cabo las pruebas que en la posición de circulación como en la de circulación reversa:

2.2.9.2.1 Posición de Circulación

La fricción en el workstring a ratas bajas debe ser conocida para calcular exactamente el ΔP a través del empaque con grava y la altura de la grava por arriba de la rejilla. Las típicas ratas obtenidas en la posición de circulación son $\frac{1}{4}$, $\frac{1}{2}$, $\frac{3}{4}$, 1 y 2 bpm.

2.2.9.2.2 Posición de Circulación Reversa

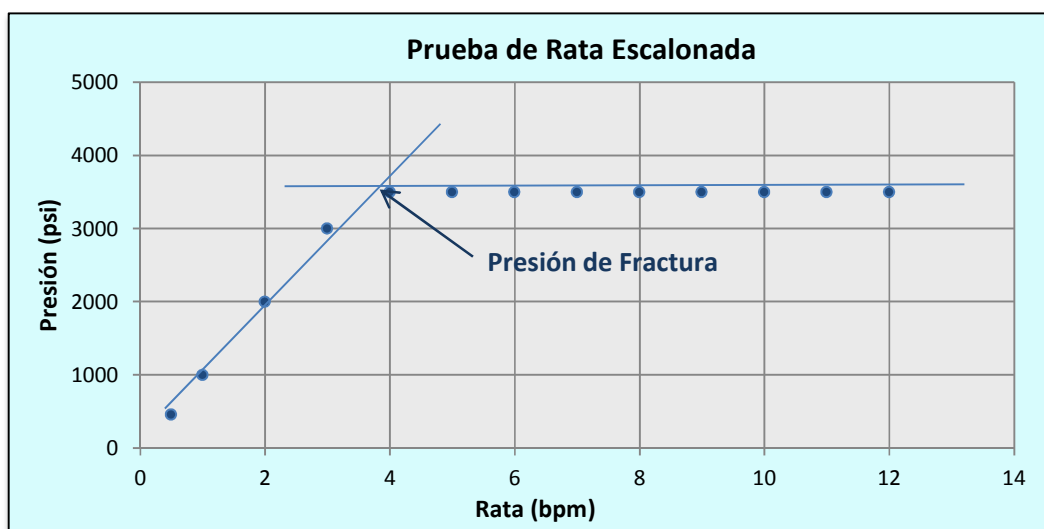
Las pruebas de circulación también verifican los requerimientos de potencia hidráulica estimados desde los cálculos. Las típicas ratas obtenidas en la posición de circulación reversa son $\frac{3}{4}$, 2, 4, 6, 8, y 10 bpm (o rata máxima).

2.2.9.3 Prueba de Rata Escalonada

La prueba de rata escalonada debe ser desarrollada antes de cada empaque con grava mediante agua a Alta Rata para determinar la rata y presión requerida para fracturar hidráulicamente la formación.

Una prueba de rata escalonada también confirmará si el reservorio puede ser fracturado con la potencia hidráulica disponible en la locación. Un trazo gráfico de la presión de fondo vs la rata de inyección es usado para determinar cuando la formación se fractura (ver figura 2.21).

FIGURA 2.21 BHP vs Rata



Fuente: Baker Completion Systems

Una prueba de rata escalonada (SRT) es ejecutada en pasos incrementados, empezando con $\frac{1}{4}$ bpm (si está disponible) y progresando a la máxima rata de diseño. Las típicas ratas son $\frac{1}{4}$, $\frac{1}{2}$, $\frac{3}{4}$, 1, 2, 3, 5, 8, 10 y 12bpm. Es importante tener varios puntos de bajas ratas ya que la ruptura se perdería si la formación se fractura tempranamente en la SRT. Mantener una rata estable antes de escalar es también importante. Registrar la presión justo antes de escalar la rata.

Alcanzar una rata exacta no es crítico, pero es necesario mantener una rata y presión constante para una cantidad equivalente de tiempo (aproximadamente dos minutos por rata).

La adquisición de la información de presión de tratamiento de fondo en toda la SRT es la única manera para obtener información válida.

La SRT puede ser llevada a cabo en dos modos:

1. Posición de circulación con cero retornos.
2. Posición de squeeze.

2.2.9.3.1 Posición de Circulación con cero Retornos

Si la SRT es llevada a cabo en la posición circulación con cero retornos (anular cerrado), monitorear y registrar la presión anular a cada rata justo antes de escalar la rata. La presión de tratamiento de fondo es calculada como sigue:

$$\text{BHPT} = \text{Panular} + \text{Carga Hidrostática}$$

NOTA: No exceder la máxima presión de casing en el anular. Estar preparado para desplazar a la posición de squeeze si la presión de casing se aproxima a la máxima presión de prueba y reiniciar la SRT.

2.2.9.3.2 Posición de Squeeze

Si la SRT es llevada a cabo en la posición de squeeze, monitorear y registrar la presión de tratamiento en superficie (STP) a cada rata justo antes de escalar la rata. La presión de tratamiento de fondo representa a STP menos la presión de fricción en el workstring más la carga hidrostática. Es importante registrar las ratas de circulación y las presiones a las mismas ratas como la SRT, pues estas presiones de circulación representan la fricción en el workstring.

$$\text{BHPT} = \text{STP} - \text{Pcirculación (fricción)} + \text{Carga Hidrostática}$$

Algunos operadores llevarán a cabo dos pruebas de ratas escalonadas: una antes del trabajo del ácido para asegurarse que el ácido sea bombeado en el modo matricial y una después del trabajo del ácido, pero previo al empaquetamiento con grava mediante agua, para determinar los nuevos parámetros de fractura.

2.2.9.4 Empaque con Grava

Justo antes que la lechada del empaque con grava alcance el orificio del crossover, registrar la presión inicial de inyección. Cuando la lechada sea +/- 10 bbls a partir del orificio del crossover, mover el crossover a la posición de circulación o de squeeze, dependiendo del diseño del trabajo. Empezar bombeando a la rata de diseño de trabajo o a la rata determinada a partir de la SRT.

2.2.9.5 Arenamiento

Según la arena empiece a cubrir el tope de la rejilla durante un empaque con grava, la presión de tratamiento en superficie empezará a incrementar según como un arenamiento esté siendo alcanzado. Un arenamiento es el período de transición desde un empaque con grava a rata constante a un empaque con grava a presión de fondo constante.

2.2.9.5.1 Procedimiento de Arenamiento – Empaque con Grava en el Modo Squeeze

1. Mientras se coloca el empaque con grava dentro de 10 bls del orificio del crossover, y justo antes de que la mezcla llegue al crossover, registrar la presión de inyección y la rata.
2. Continuar bombeando la lechada del empaque con grava a la rata de diseño hasta que la presión de tratamiento en superficie empiece a incrementarse, indicando la cobertura de la rejilla de producción.
3. Una vez que la presión de tratamiento en superficie se incremente a 1000 psi sobre de la presión de inyección inicial del empaque con grava (como lo determinado a

partir del paso 1), indicando un arenamiento cercano, bajar la rata de bombeo mientras se mantiene la misma presión de tratamiento. En trabajos de HRWP, mucha de la presión de tratamiento puede ser debido a la fricción. Cuando el bombeo es disminuido, la presión de tratamiento en superficie cambiará debido a la $\Delta P_{\text{fricción}}$ a las ratas más bajas. La presión de arenamiento en superficie puede requerir corrección para esta $\Delta P_{\text{fricción}}$ para evitar bombear demasiada grava en el anular tubo liso/casing.

4. Cuando la rata haya disminuido a $\frac{1}{2}$ bpm, mantener esta rata constante hasta que la presión de arenamiento final haya sido alcanzada. La presión de arenamiento final es típicamente especificada a 2500 psi sobre la presión de inyección inicial del empaquetamiento o puede también ser especificada basándose en la altura cubierta por grava deseada (generalmente 30 pies) en el anular tubo liso/casing.

Induciendo el Arenamiento - Empaque con Grava en el Modo Squeeze

1. Si la presión no ha incrementado 1000 psi por arriba de la presión de inyección inicial del tratamiento (como lo determinado en el paso 1), bajar la rata de bombeo a $\frac{1}{2}$ bpm para inducir el arenamiento.

NOTA: La mínima rata de bombeo debe exceder la rata de desprendimiento de la grava, generalmente $\frac{1}{2}$ bpm.

2. Si un arenamiento no es alcanzado cuando la grava limpie el orificio del crossover, cerrar las bombas inmediatamente después de que la grava limpie el orificio. Esto es para prevenir un sobre desplazamiento dentro de las perforaciones.

2.2.9.5.2 Procedimiento de Arenamiento – Empaque con Grava en el Modo Circulando

1. Mientras se coloca el empaque con grava dentro de 10 bbls del orificio del crossover, y solo antes de que la lechada llegue al crossover, registrar la presión de inyección y la rata.

2. Continuar bombeando la mezcla del empaque con grava a la rata de diseño hasta que la presión de tratamiento de superficie empiece a incrementarse, indicando la cobertura de la rejilla de producción.
3. Una vez que la presión de tratamiento de superficie se incremente a 1000 psi sobre la presión de inyección inicial del empaque con grava (como lo determinado desde el paso 1), indicando un arenamiento cercano, lentamente abrir el anular para recuperar los retornos. Una vez que la válvula del casing sea abierta para recuperar los retornos, gradualmente reducir la rata de bombeo a $\frac{1}{2}$ bpm.
4. Mantener una rata de $\frac{1}{2}$ bpm hasta que la presión de arenamiento final haya sido alcanzada. La presión de arenamiento final es típicamente especificada a 2500 psi sobre la presión de inyección inicial del empaquetamiento o puede también ser especificada basándose en la altura cubierta por grava deseada (generalmente 30 pies) en el anular tubería lisa/casing.

NOTA: La rata mínima de bombeo debe exceder la rata de desprendimiento de la grava, generalmente a $\frac{1}{2}$ bpm.

2.2.9.6 Reversar

1. Después que un arenamiento es alcanzado, liberar la presión del workstring.
2. Aplicar presión al anular del casing para balancear cualquier exceso de lechada en el workstring (añada 500-750 psi para mover el fluido).
3. Cambiar el crossover a la posición de reversa/centrado y reversar el exceso de lechada hasta que los retornos estén limpios (generalmente dos volúmenes del workstring).

Un procedimiento de arenamiento apropiadamente ejecutado es crítico para alcanzar la cantidad deseada de grava por arriba de las rejillas. Esto es también un punto crítico en el empaque con grava ya que involucra el cambio del crossover con lechada posiblemente en la tubería y en la empacadura.

2.2.9.7 Reforzamiento

Después de que el tubería o la sarta de producción (workstring) se ha recuperado limpia de grava, la cantidad de grava colocada en el anular tubería lisa/casing puede entonces ser calculada. Esto se determina mediante el cambio del crossover a la posición de circulación y circulando salmuera a una baja rata de aproximadamente $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ bpm. Esta presión de "reforzamiento" es entonces comparada con la presión de circulación previó al tratamiento a la misma rata. La diferencia entre las presiones de circulación antes y después del empaquetamiento con grava se ingresa en la ecuación de Darcy o de Forchheimer para determinar el volumen y altura de la grava en el anular tubería lisa/casing. Este volumen anular tubería lisa/casing calculado más el volumen anular rejilla/casing se resta del total de grava colocada para determinar cuanta grava fue colocada en las perforaciones.

NOTA: Es importante que la prueba de reforzamiento del empaque con grava sea llevada a cabo a una rata tan baja como sea posible para que la salmuera esté en flujo laminar si la ecuación de Darcy es usada para los cálculos.

Balance de Materiales para la Colocación de la Grava:

Grava Colocada en las Perforaciones = Total de Grava bombeada - Grava Reversada - Grava Colocada en el Anular Rejilla/Casing - Grava Colocada en el Anular tub. Lisa/Casing.

2.10.4.5 Procedimiento de Reforzamiento

1. Después de que la sarta de producción ha sido recuperada limpia, colocar el crossover en la posición de circulación.
2. Empezar circulando en la tubería a una rata tan baja como sea posible, preferentemente entre $\frac{1}{4}$ y $\frac{1}{2}$ bpm.
3. Después de que la presión se estabilice, registrar la presión y la rata.
4. Usar esta información de la rata y presión de "reforzamiento" para calcular la altura de la grava en el anular.

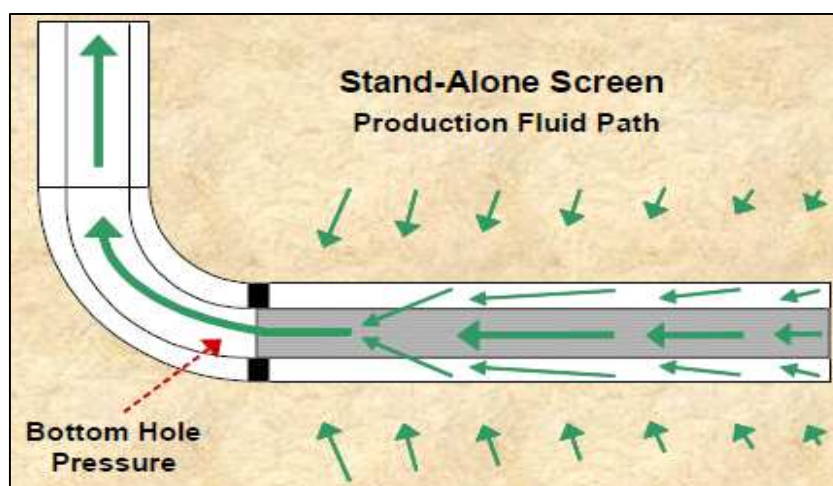
2.3 STAND ALONE

2.3.1 INTRODUCCIÓN

La instalación de Stand Alone o rejillas independientes ha sido usada para muchas y diferentes aplicaciones. Sin embargo, el flujo anular y la estabilidad del pozo son grandes preocupaciones para la productividad y/o la vida del pozo. Para lograr un efectivo control de arena las rejillas independientes fueron diseñadas con un medio de filtración acomodado entre una cubierta protectora y una base de la tubería perforada, de esta forma la sarta completa es bajada al hueco como una solo unidad. Las rejillas sin empaque con grava han sido usadas para la exclusión de arena en pozos horizontales y se utilizan con el fin de tener un empaque natural en el pozo.

Existen una gran cantidad de rejillas, diferenciándose una de otra, por la cantidad de capas o laminas ranuradas que funcionan como filtro para controlar los finos.

FIGURA 2.22 Stand Alone Screen



Fuente: Baker Completion Systems

2.3.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Las rejillas previenen la producción de arena de formación basados en el ancho de las ranuras para el flujo, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

Para maximizar la longevidad y el éxito, las completaciones de rejilla independiente sólo deben aplicarse en las areniscas limpias y homogéneas con granos grandes de arena bien ordenados. La rejilla debe ser capaz de filtrar las partículas de arena más grandes de formación y promover el establecimiento de un empaque natural permeable. También son capaces de soportar presiones y ratas de producción relativamente elevadas en el proceso de ensamblaje en el fondo del pozo y post ensamblaje.

2.3.3 APLICACIONES

En formaciones de permeabilidad relativamente elevadas y que contengan poca o ninguna arcilla u otros finos, y también el tipo de formación debe ser fiable, parcialmente consolidada o no consolidada.

Ventajas:

- Son fáciles de correr.
- Su construcción rugosa minimiza el riesgo de daño de la rejilla durante el despliegue.
- Pueden ofrecer un control de arena razonablemente bueno en condiciones adecuadas.
- Las rejillas pueden tener aberturas mucho más grandes y un área de flujo mayor que los liner ranurados.
- Su baja relación OD/ID minimiza el OD de la rejilla para un tamaño de tubería dado. Esto contribuye a mejorar la distribución de flujo alrededor de la rejilla y un gran ID reduce la velocidad del fluido y la caída de presión lineal e incrementa las opciones de remediación.

- La costra de lodo asociada con el uso del lodo de perforación formado en la superficie de la rejilla, puede ser fácilmente limpiada usando refluo a través de la rejilla.
- Las rejillas no se taponan tan fácilmente como los liner ranurados.

Desventajas:

- No se usan donde la productividad de pozo es baja y los costos no permiten el uso de rejillas. En este caso se usan los liner ranurados.
- En pozos de alta tasa hay la posibilidad de que ocurra una falla de la rejilla por erosión antes de que se forme el puenteo.
- Si los puentes que se han formado no son estables, pueden romperse cuando cambie la tasa de producción o cuando se cierre el pozo, lo que originaría que la arena se reorganice y con el tiempo tienda a ocasionar la obstrucción de la rejilla.
- Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en la rejilla podrían obstruirse.

2.3.4 SELECCIÓN DE STAND ALONE

Para determinar el tamaño de la arena se requiere realizar un análisis granulométrico (sieve analysis), que deberán evaluarse muestras representativas de arena de formación.

Los criterios de uso de una rejilla independiente, basados en la experiencia de trabajos realizados, es por bajo contenido de finos y el coeficiente de uniformidad, por lo que se introduce el parámetro D_{10}/D_{95} como el control de formación de puentes en la rejillas. En particular, los sólidos gruesos juegan un papel importante en la definición de si se construye un puente o no.

Para lo tanto, las directrices para utilizar rejillas independientes son:

- $D_{40}/D_{90} < 3$
- $D_{10}/D_{95} < 10$
- Finos $< 5\%$

Para la selección de rejilla independientes se debe considerar lo siguiente: que el coeficiente de uniformidad ($C_u < 3$), coeficiente de arreglo o de clasificación ($C_s < 10$) y porcentaje de finos ($D_{10} > 150\mu\text{m}$); si los valores obtenidos están en el rango, se considera factible implementar rejillas.

En un ambiente correcto, las rejillas independientes pueden lograr factores de daño bajos y la integridad de un control de arena y para lograr este objetivo es necesario determinar lo siguiente:

2.3.4.1 Tipo y Longitud de la Rejilla

Para determinar el tipo de rejilla, Se dimensiona de manera que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena (D_{10}), de una muestra del análisis de tamizaje, realizados a las muestras de arena de formación.

Para la longitud de las rejillas, básicamente se considera los mismos criterios de selección de rejillas para empaque con grava a hoyo revestido y abierto (punto 2.1.5.2.1 de este capítulo).

2.3.4.2 Velocidad de Erosión de la Rejilla

Se debe evitar fallas por la erosión de las rejillas. Por lo tanto, se considera la velocidad del fluido en el pozo sea menor a la velocidad de erosión por pie que resiste la rejilla. Es decir, si la velocidad del fluido es menor a la velocidad de erosión de la rejilla, no habrá ninguna falla en las rejillas.

Pero si ocurre lo contrario, la tubería fallara por corrosión y habrá una falla en el sistema de control de arena, ver figura 2.23.

FIGURA 2.23 Análisis de diferencial de presión en tuberías

Tubing 1					
OD	ID	Drift	Area ID	Material	Longitud
(in)	(in)	(in)	(in ²)		(ft)
3.5 (9.2 #)	2.992	2.867	7.031		111.00

Tubing 2					
OD	ID	Drift	Area ID	Material	Longitud
(in)	(in)	(in)	(in ²)		(ft)
7 (26#)	6.276	6.151	30.935		175.00

Caudal	(BPD)	4,225
Presion iny	(psi)	2,500
Densidad	(LPG)	8.500
Gradiente	(psi/ft)	0.441

RESULTADOS PARA INTERPRETACION		
Resultados		
V1 (Tbg1)	(ft/s)	5.62
V2 (Tbg2)	(ft/s)	1.28
Caída Presión	(psi)	641.82
Perdida x fricción (Tbg 1 - New)	(psi)	3
Perdida x fricción (Tbg 2 - New)	(psi)	0
Perdida x fricción (Tbg 1 - Old)	(psi)	4
Perdida x fricción (Tbg 2 - Old)	(psi)	0
Velocidad de Erosion (1lb/1000 bls)	(ft/s)	16.29
Velocidad de Erosion (Free solid)	(ft/s)	25.05

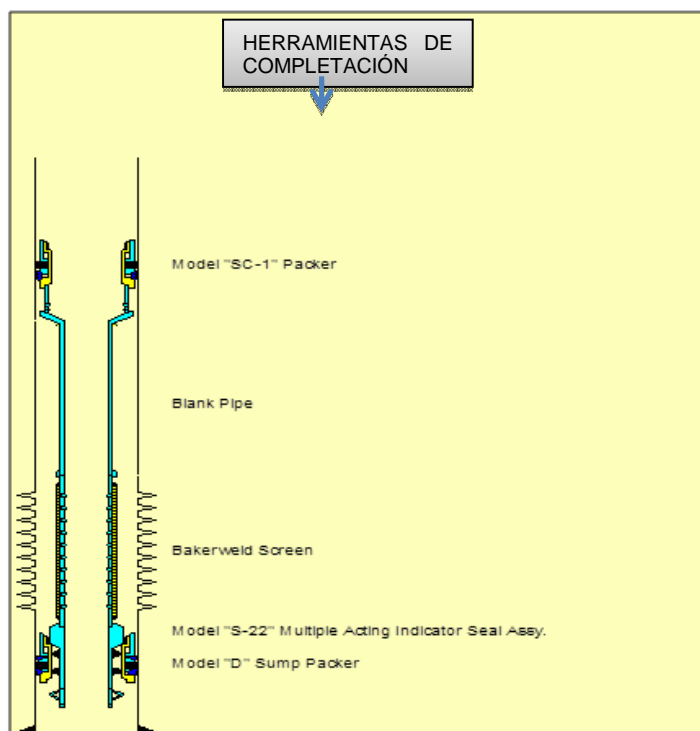
Precaución: Si la V1 o V2 es mayor a la velocidad de erosión, la tubería fallará por corrosión y habrá comunicación tubing - anular.		
--	--	--

Fuente: Baker Completion Systems

2.3.5 COMPONENTES DE UN ENSAMBLAJE DE REJILLAS INDEPENDIENTES

Los equipos de completación con rejillas independientes permiten manejar cualquier condición de pozo. Para bajar una completación de Rejillas Independientes, básicamente se considera los mismos componentes o equipos de completación de empaque con grava (Punto 2.1.6.1 de este capítulo), la diferencia es que no se toma en cuenta las siguientes herramientas: extensión de empaque con grava y la junta de seguridad de corte. Por lo tanto, las funciones de cada uno de los componentes del sistema y los criterios básicos del diseño de los equipos ya se describieron en el punto 2.1.6.1, de este capítulo.

La figura 2.24 se representan las herramientas de completación con Rejillas Independientes.

FIGURA 2.24 Sistema de rejillas independientes

Fuente: Baker Completion Systems

A continuación se presenta a detalle de la rejilla premium que actualmente dispone para aplicaciones de control de arena.

2.3.6 DISEÑOS ESPECIALES DE REJILLAS

Este diseño principalmente desarrollado para instalaciones de rejillas sin empaque con grava en pozos horizontales; sin embargo, las aplicaciones con empaque con grava no deben ser excluidos. Este equipo sobrepasa la eficiencia de la rejilla convencional estándar o de una rejilla pre-empacada en su habilidad de resistir el taponamiento y erosión. Debido a que las rejillas se corren en secciones horizontales largas, no existen conexiones API u otras que típicamente sean usadas debido a su resistencia alta y la habilidad para rotar si es necesario.

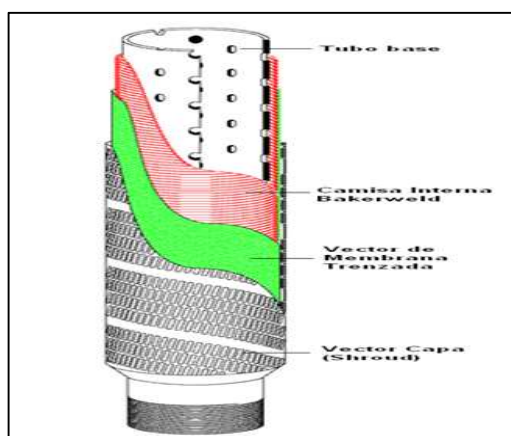
2.3.6.1 Características

Diseñada para proporcionar el máximo desempeño en una aplicación de Rejilla Independiente. El diseño de la cubierta exterior lisa protege la rejilla contra daños durante la completación en el hoyo abierto. La membrana de armadura del vector weave con aberturas de los poros uniformes y amplía área flujo de entrada resiste el taponamiento y la erosión, incrementa la longevidad el pozo. Apoyar la armadura del vector en una chaqueta que proporciona respaldo de la filtración y aporta gran resistencia al colapso.

Ventajas:

- La rejilla es fuerte y tolera daños.
- La combinación de una capa protectora (shroud), una membrana de filtro única y una camisa interna Bakerweld confiable suministra una óptima productividad y una vida de rejilla extensa.
- Ideal para aplicaciones de completaciones de hoyo abierto incluyendo pozos horizontales, de radio corto, de re-entradas (re-entries) y rehabilitación.

FIGURA 2.25 Excluder 2000 screen



Fuente: Baker Completion Systems

La tabla 2.7, hace referencia a la guía de diseños de las rejillas con Gravel Pack o Stand Alone. Y la tabla 2.8 presenta un resumen de los dos sistemas de control de arena propuestas para este estudio.

TABLA 2.7 Guía de uso de las rejillas

REJILLAS	Hoyo Revestido		Hoyo Abierto	
	Gravel Pack	Stand Alone	Gravel Pack	Stand Alone
Liner Ranurado 	3	Aprobado solo por personal de Ingeniería de BOT	1	1
Bakerweld 	3		3	2
Excluder2000 	3		3	3
Express 	1		1	3
3	Adecuado para el propósito		2	No óptima aplicación
1	No aplicable			

Fuente: Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

TABLA 2.8 Resumen de las técnicas de control de arena propuestas

SISTEMAS DE CONTROL DE ARENA	TÉCNICAS	PROPIEDADES	VENTAJAS	DESVENTAJAS	APLICACIONES	FUNCIONAMIENTO
STAND ALONE	REJILLAS INDEPENDIENTES		Fáciles de correr. Poseen mayor capacidad de flujo por pie.	Corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo. En pozos de alta tasa es posible que ocurra una falla de la rejilla por erosión. En rejillas pre-empacadas, la grava consolidada es poco resistente a la erosión	En formaciones de permeabilidad elevada y que contengan poca o ninguna cantidad de arcilla u otros finos. En formaciones poco consolidadas	Las rejillas previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras para el flujo, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.
GRAVEL PACK	EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA MEDIANTE AGUA A BAJA RATA		Empaquetamiento firme anular. Existe un menor desgaste de los instrumentos debido a su baja rata de operación. Menor costo debido al poco requerimiento de los caballos de fuerza	Completaciones con altas caídas de presión. No existe reducción del daño en la formación. Menos arena en las perforaciones y detrás de la tubería	Donde las perforaciones se encuentran cerca de la formación que contiene agua o gras, y por lo tanto un fracturamiento no es técnicamente recomendado. En formaciones de alta permeabilidad.	Las ratas de bombeo son siempre menores a las presiones de fractura de la formación que flutua entre 4 y 6 bpm o menos
	EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA MEDIANTE AGUA A ALTA RATA		Empaquetamiento firme anular. Mayor cantidad de arena en la tubería y en las perforaciones. Puede reducir el daño del pozo	Incremento en el volumen de fluido. Mayor costo debido al incremento de los caballos de fuerza.	Cuando este próximo a contactos de agua, donde se pueda manejar una mínima fractura. Los radios superficiales de daño sean menores a un pie. Pozos muy desviados mayores que 60°.	Las ratas de bombeo son entre 8 y 15 bpm, manteniendose constante en 0.5 lbs/gal. La presión de fractura de la formación puede ser mayor, dependiendo del diseño de la completación.

Fuente: Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE ROCA-FLUIDO

3.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo se muestra el análisis de los pozos en estudio respecto a la producción y a su formación mineralógica. Se presenta un análisis exhaustivo de roca y fluido con el objetivo de determinar las características de cada uno de los pozos; con miras a tener un marco de referencia que permita estudiar la aplicabilidad de los dos sistemas de control de arena Gravel Pack y Stand Alone en los tres pozos del campo Ginta como alternativa operacional a la problemática existente.

Se emitirán conclusiones por pozo en base a este análisis.

3.2 ANÁLISIS HISTÓRICO DE CADA POZO CANDIDATO

Los tres pozos en estudio del campo Ginta se encuentran completados en la arena M1. Como lo expuesto Capítulo 1, la arena posee una poca cementación de la matriz, lo que manifiesta la producción de arena de la formación.

3.2.1 POZO 1H

3.2.1.1 Información del Pozo

El pozo 1H es un pozo horizontal que fue inicialmente completado el 16 de julio de 2003, a una profundidad de 9928 pies en MD. Por motivos de alto corte de agua fue abandonado la parte horizontal, aislado con un CIBP a 9103 pie hasta la punta del horizontal, y cañoneado nuevamente desde 9000 hasta 9090 pies (90 pies), que corresponde a la zona de desviación del pozo, perteneciente a la misma arena M1. Los datos de producción de este pozo se presentan en la siguiente tabla 3.1, que es el rango de tiempo tomado para el análisis. Actualmente el pozo se encuentra cerrado.

TABLA 3.1 Pruebas iniciales y finales de producción Pozo 1H

INFORMACIÓN GENERAL			INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN								ESTADO DE ARENA
			PRODUCCIÓN INICIAL				PRODUCCIÓN FINAL				
CAMPO	POZO	ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	
GINTA	POZO 1H	M1A	29/05/2010	1502.1	601.5	93.7	28/12/2012	4225.1	277.7	93.4	CERRADO

Fuente: Repsol Ecuador

Realizado por: Carlos Sanchez

Se han realizado en el pozo trabajos de reacondicionamiento (WO) en 6 ocasiones por las siguientes razones que se presentan en la tabla 3.2.

TABLA 3.2 Historial de completación Pozo 1H

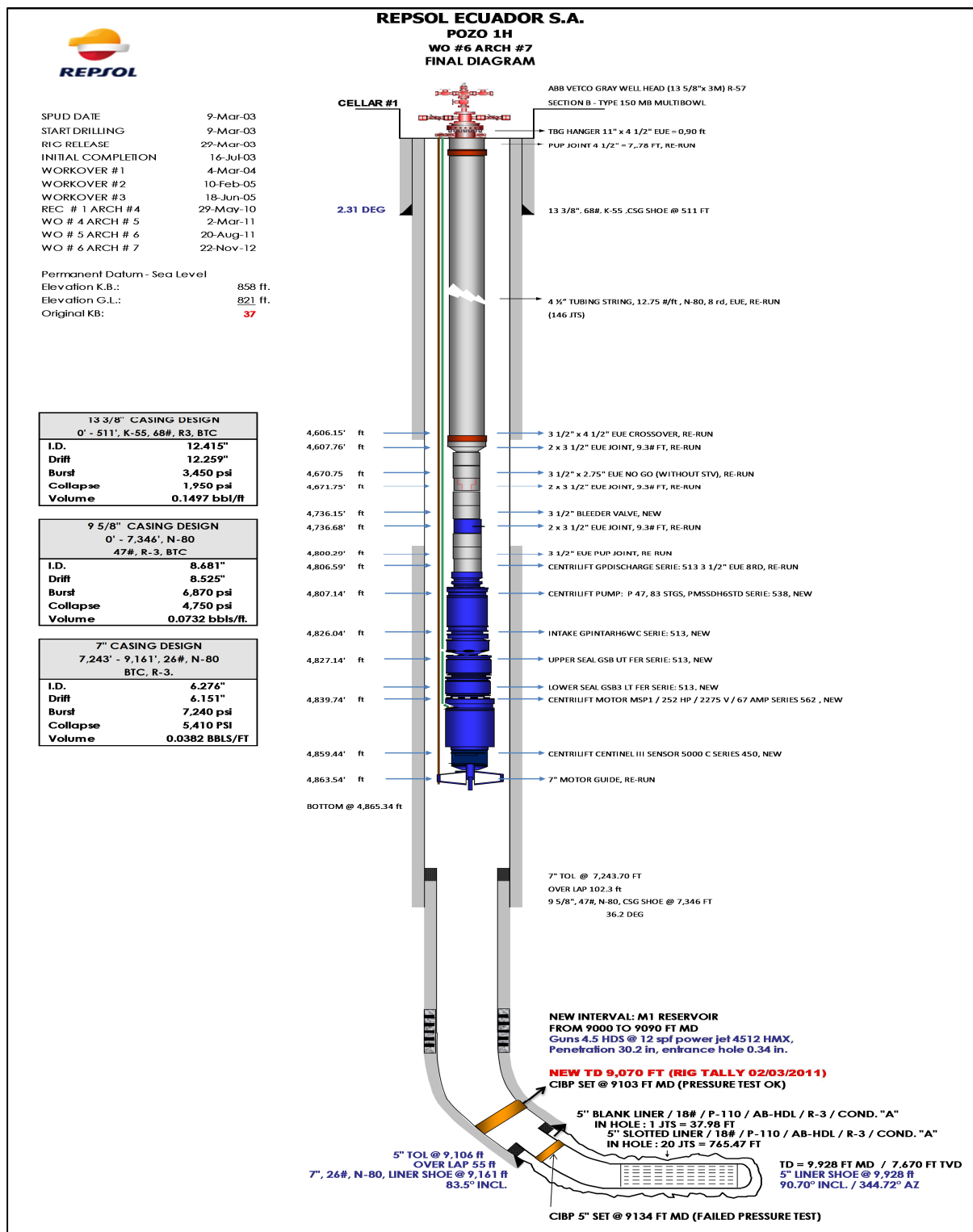
HISTORIAL DE COMPLETACIÓN POZO 1H		
W.O. No	FECHA	ACTIVIDAD
1	04-mar-04	Saca y bajar equipo BES
2	10-feb-05	Saca y bajar equipo BES
3	19-jun-05	Saca y bajar equipo BES
4	15-jun-10	Saca equipo BES. Correr registro de cemento. Aisla sección horizontal del reservorio M1C. Coñonea el nuevo intervalo del reservorio M1A desde 9000 hasta 9090 pies. Bajar nuevo equipo BES.
5	20-ago-11	Sacar y reemplazar por un nuevo equipo BES
6	20-ago-12	Sacar y reemplazar por un equipo BES de similares características

Fuente: Repsol Ecuador

Realizado por: Carlos Sanchez

La figura 3.1 presenta el estado mecánico actual del pozo 1H.

FIGURA 3.1 Diagrama mecánico actual del Pozo 1H

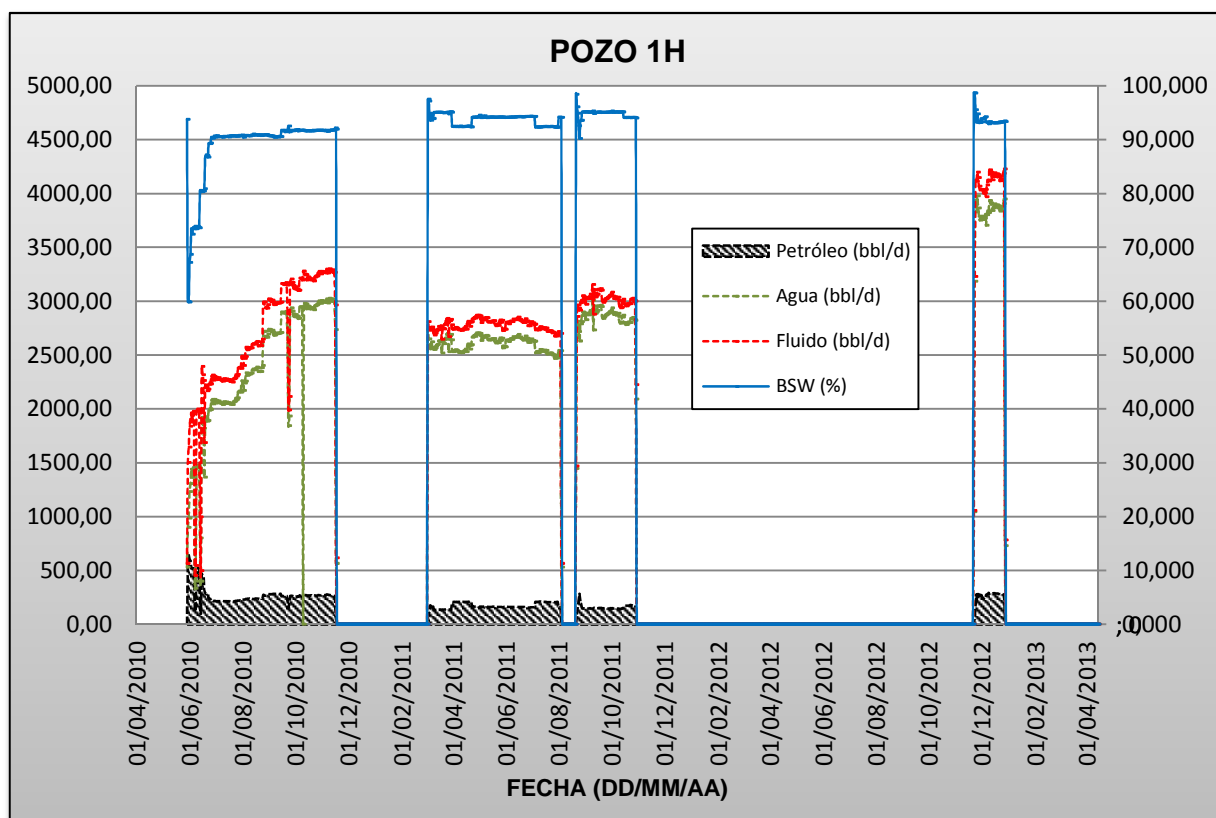


Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

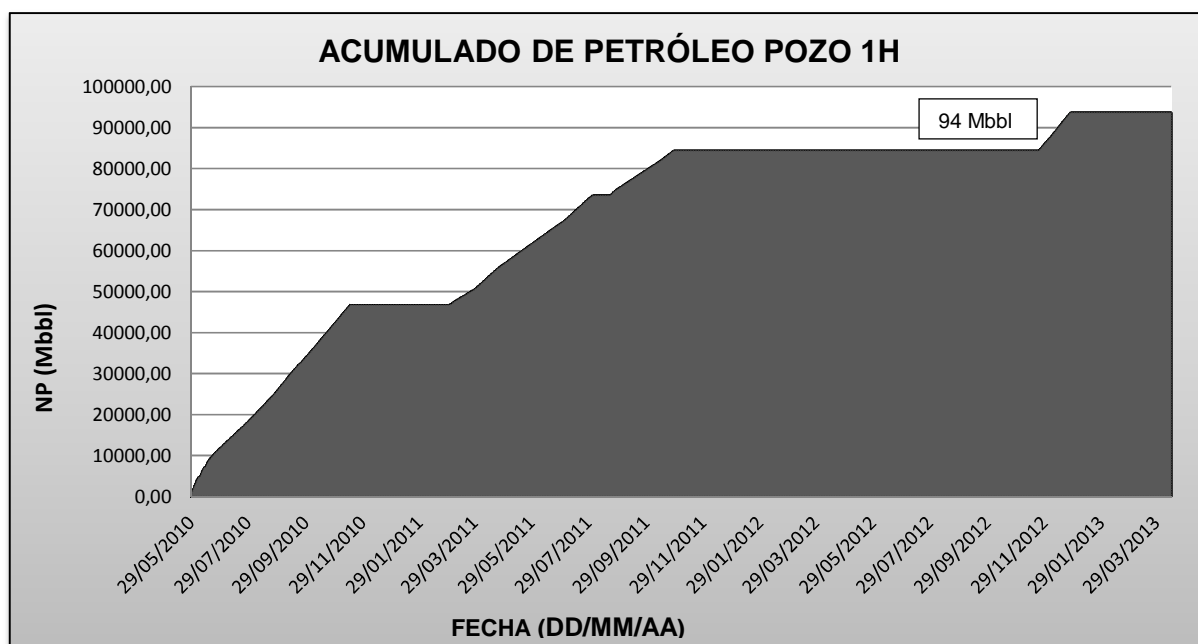
3.2.1.2 Análisis de Producción

Observando el historial de producción desde la fecha 29 de mayo 2010 hasta el 28 de diciembre del 2012, que es el tiempo de interés para el análisis. Se puede apreciar la caída en la producción de petróleo que ha tenido este pozo en el primer mes, además este pozo ha sufrido paradas largas de producción debido a cambios del equipo de levantamiento. El pico de la producción de petróleo fue en mayo del 2010 con 659.8 BPPD. Y el potencial del pozo es de 280 BPPD en promedio. En la figura 3.2 se representa el histórico de producción diaria tanto de fluido, petróleo, agua y Bsw. El pozo tiene un acumulado de petróleo de 94 Mbbl y agua 1145 Mbbl (ver figuras 3.3 y 3.4).

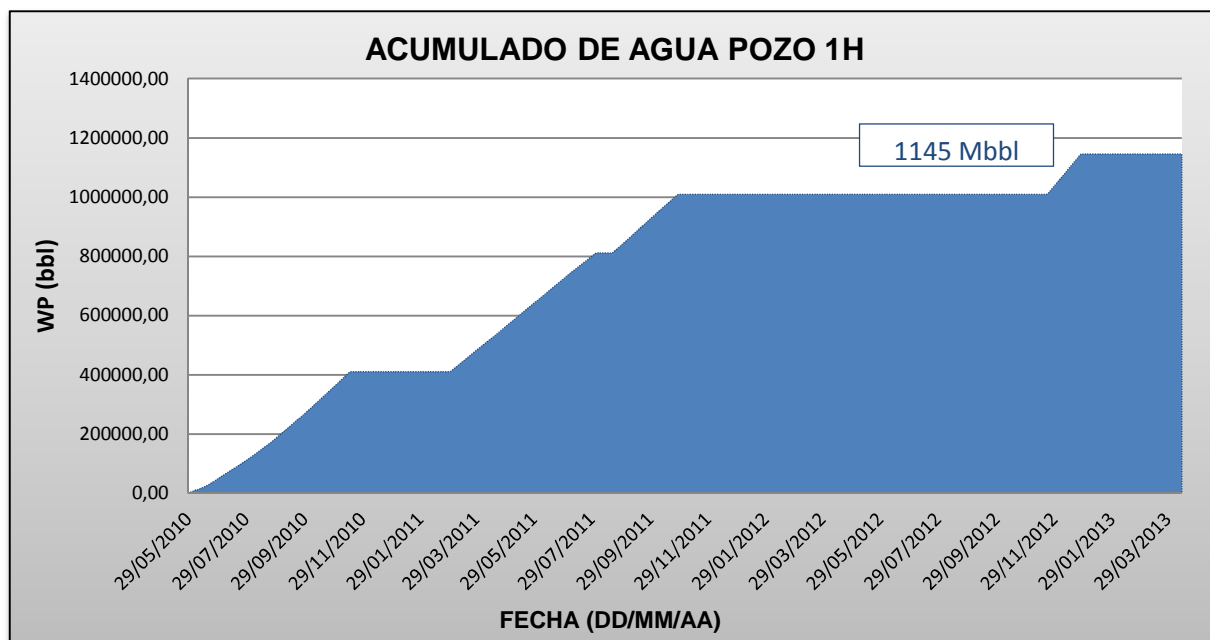
FIGURA 3.2 Historial de producción Pozo 1H



Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

FIGURA 3.3 Acumulado de petróleo (NP) Pozo 1H

Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

FIGURA 3.4 Acumulado de agua (WP) Pozo 1H

Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

3.2.2 POZO 2H

3.2.2.1 Información del Pozo

El pozo 2H es un pozo horizontal que fue inicialmente completado el 16 de marzo del 2001, a una profundidad de 9443 pies en MD. Los datos de producción de este pozo se presentan en la siguiente tabla 3.3, que es el rango de interés para el análisis. Actualmente el pozo se encuentra cerrado.

TABLA 3.3 Pruebas iniciales y finales de producción Pozo 2H

INFORMACIÓN GENERAL			INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN								ESTADO DE ARENA
CAMPO	POZO	ARENA	PRODUCCIÓN INICIAL				PRODUCCIÓN FINAL				
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	
GINTA	POZO 2H	M1C	15/05/2001	3426.6	3368.3	1.7	16/04/2013	17357.3	228.1	98.7	CERRADO

Fuente: Repsol Ecuador

Realizado por: Carlos Sanchez

Se han realizado en el pozo trabajos de reacondicionamiento (WO) en 3 ocasiones por las siguientes razones que se presentan en la tabla 3.4.

TABLA 3.4 Historial de completación Pozo 2H

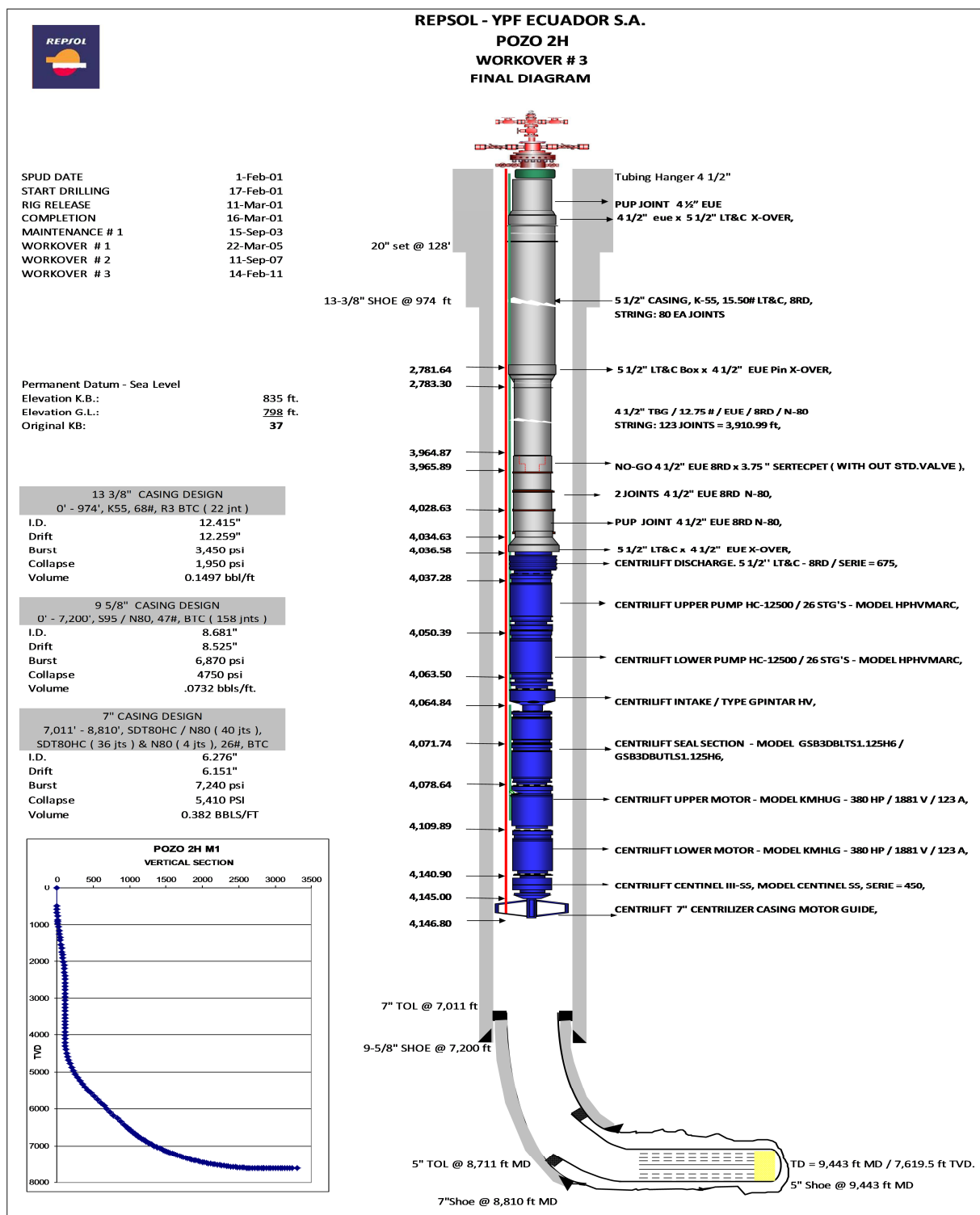
HISTORIAL DE COMPLETACIÓN POZO 2H		
W.O. No	FECHA	ACTIVIDAD
Mantenimiento #1	04-sep-03	Problema del conector debajo del colgador
1	10-feb-05	Cambio de BES
2	11-sep-07	Sacar y reemplazar equipo BES
3	14-feb-11	Sacar y reemplazar equipo BES

Fuente: Repsol Ecuador

Realizado por: Carlos Sanchez

La figura 3.4 presenta el estado mecánico actual del pozo 2H.

FIGURA 3.5 Diagrama mecánico actual del Pozo 2H

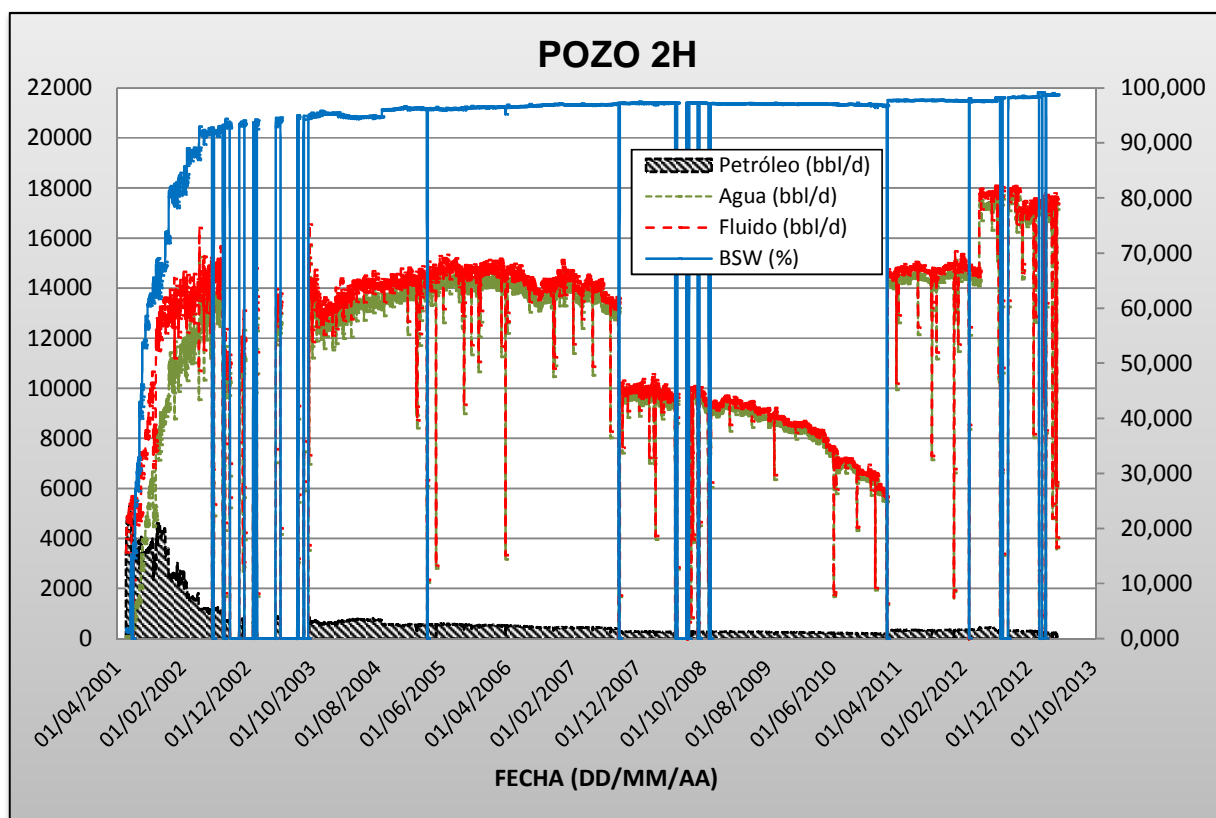


Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

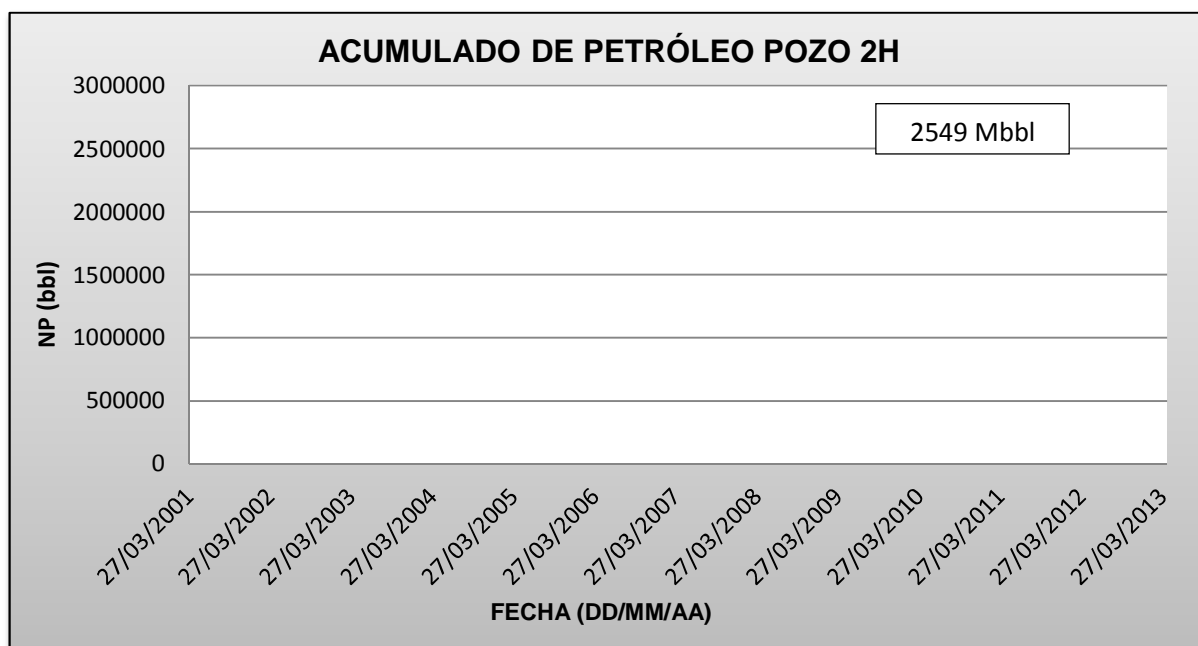
3.2.2.2 Análisis de Producción

Observando el historial de producción desde la fecha 15 de mayo 2001 hasta el 16 de abril del 2013, que es el tiempo de interés para el análisis. El pozo tiene una producción constante, y el potencial del pozo es 230 BPPD promedio; también nos permite apreciar la caída en la producción de petróleo que ha tenido este pozo en el primer año y medio debido al incremento mayoritario de producción de agua. El pico de la producción de petróleo fue en octubre del 2001 con 4614.8 BPPD. En la figura 3.6 se representa el histórico de producción diaria tanto de fluido, petróleo, agua y Bsw. El pozo tiene un acumulado de petróleo de 2549 Mbbl y agua 45485 Mbbl (ver figuras 3.7 y 3.8).

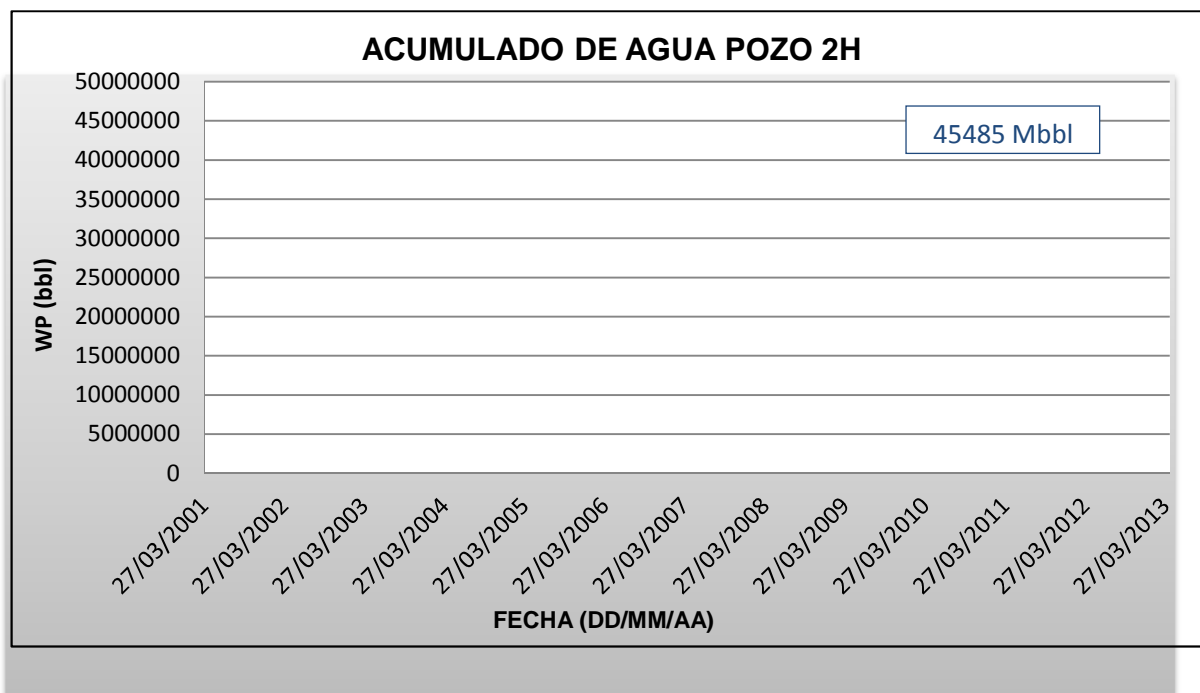
FIGURA 3.6 Historial de producción Pozo 2H



Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

FIGURA 3.7 Acumulado de petróleo (NP) Pozo 2H

Fuente: Repsol Ecuador
 Realizado por: Carlos Sanchez

FIGURA 3.8 Acumulado de agua (WP) Pozo 2H

Realizado por: Carlos Sanchez

3.2.3 POZO 3H

3.2.3.1 Información del Pozo

El Pozo 3H es un pozo horizontal que fue inicialmente completado el 6 de octubre de 2001, a una profundidad de 8613 pies en MD. Actualmente la producción del pozo es de 263.3 BPPD (17169.2 BFPD; 16905.9 BAPD; 98.5% BSW). La extracción de crudo es realizada con bombeo electro sumergible (2 bombas HC-12500, 26 etapas cada una). Los datos de producción de este pozo se presentan en la siguiente tabla 3.5, que es el rango de interés para el análisis.

TABLA 3.5 Pruebas iniciales y finales de producción Pozo 3H

INFORMACIÓN GENERAL			INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN								ESTADO DE ARENA
			PRODUCCIÓN INICIAL				PRODUCCIÓN FINAL				
CAMPO	POZO	ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	
GINTA	POZO 3H	M1C	15/11/2001	6463.7	6424	0.61	16/04/2013	17169.2	263.3	98.5	ABIERTO

Fuente: Repsol Ecuador

Realizado por: Carlos Sanchez

Se han realizado en el pozo trabajos de reacondicionamiento (WO) en 5 ocasiones por las siguientes razones que se detallan en la siguiente tabla 3.6.

TABLA 3.6 Historial de completación Pozo 3H

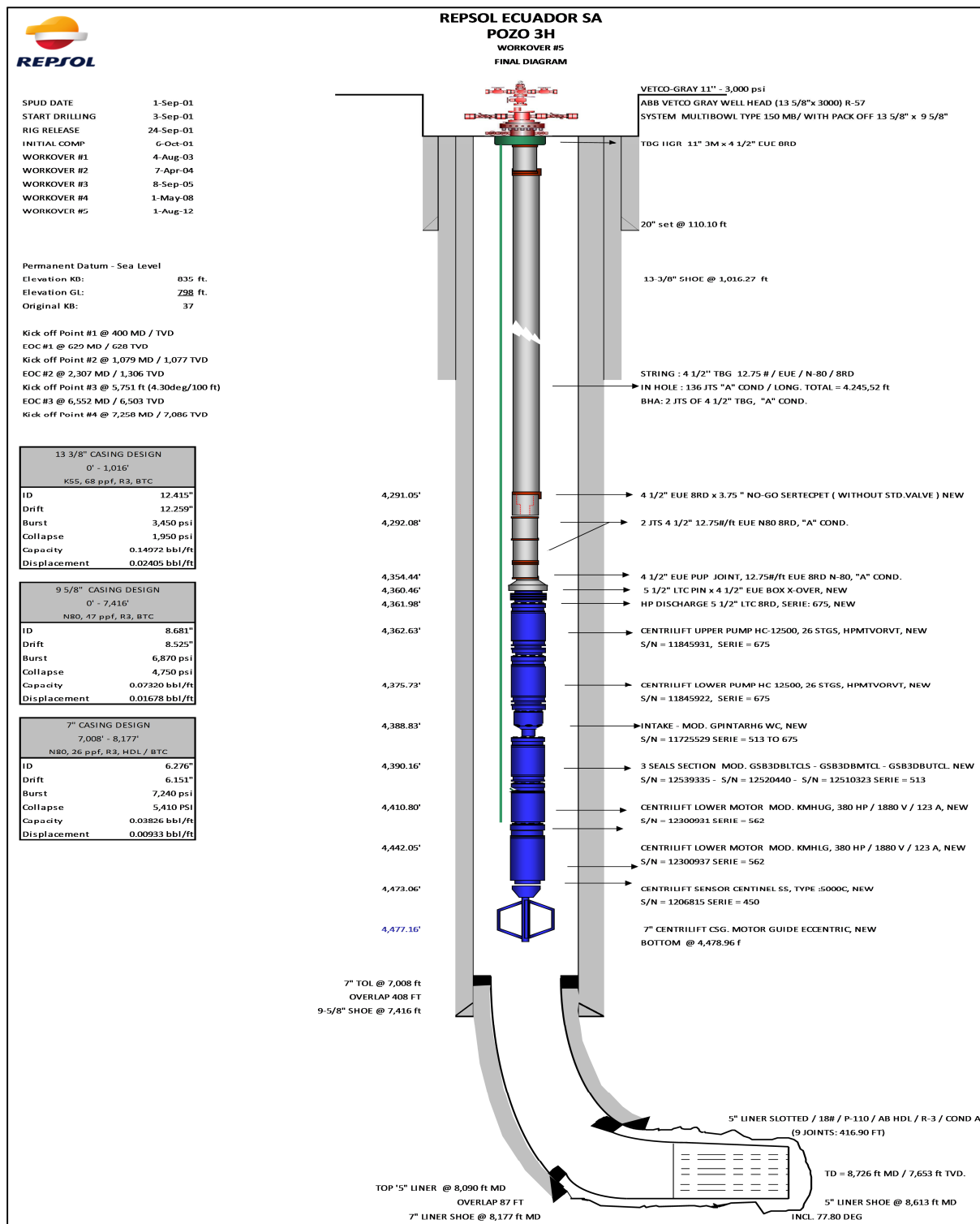
HISTORIAL DE COMPLETACIÓN POZO 3H		
W.O. No	FECHA	ACTIVIDAD
1	04-ago-03	Cambio de equipo BES, por nueva BES debido a problemas eléctricos
2	10-feb-05	Cambio de equipo BES, por nueva BES debido a problemas eléctricos
3	08-sep-05	Cambio BES por equipo de similares características
4	01-may-08	Cambio equipo BES
5	01-ago-12	Cambio equipo BES

Fuente: Repsol Ecuador

Realizado por: Carlos Sanchez

La figura 3.9 presenta el estado mecánico actual del pozo 3H.

FIGURA 3.9 Diagrama mecánico actual del Pozo 3H

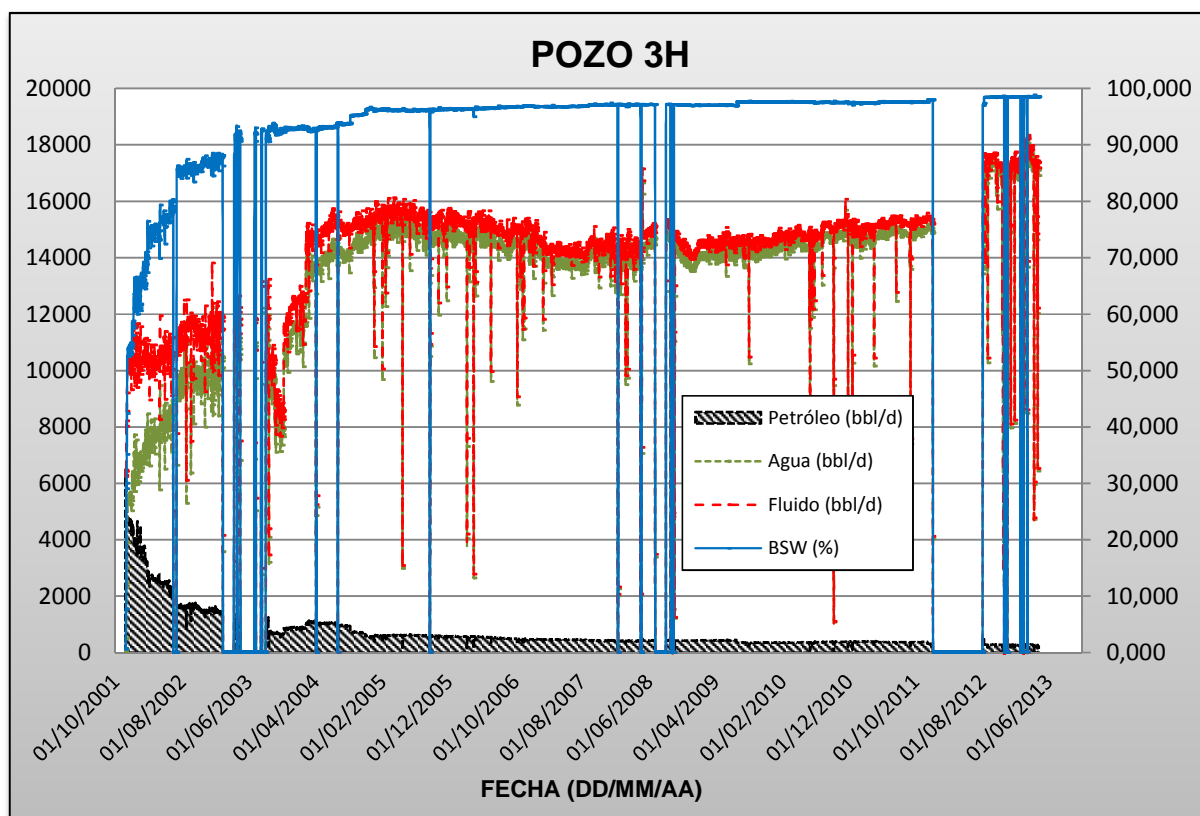


Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

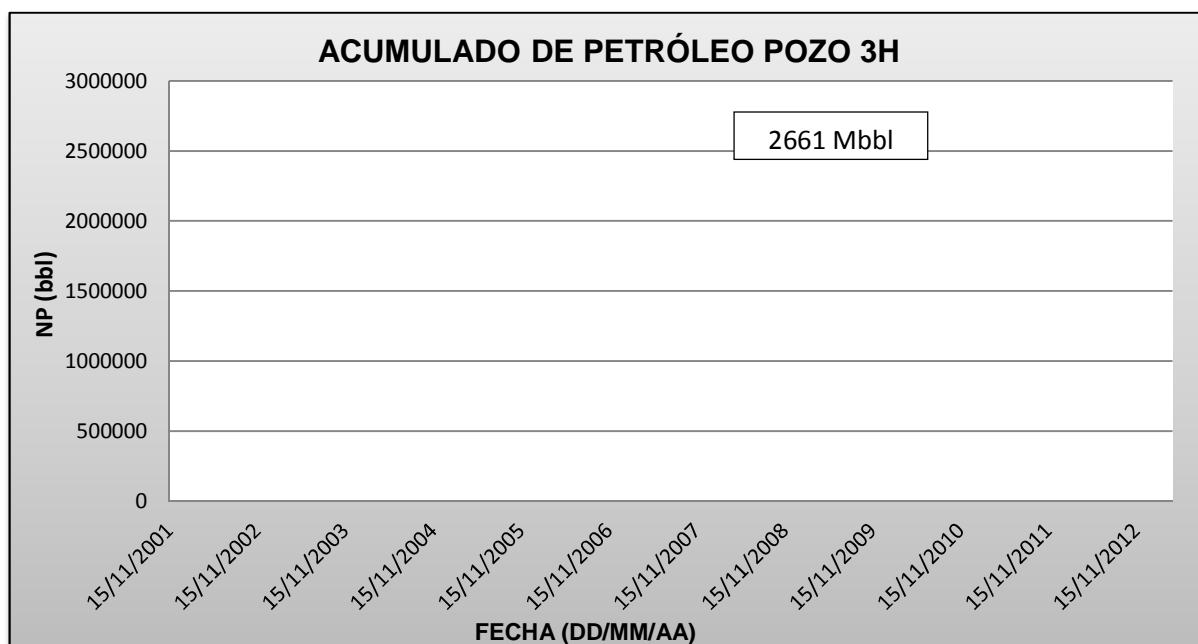
3.2.3.2 Análisis de Producción

Observando el historial de producción desde la fecha 15 de noviembre del 2001 hasta el 16 de abril del 2013, que es el tiempo de interés para el análisis. El pozo tiene una producción constante, y el potencial del pozo es 270 BPPD promedio; también nos permite apreciar es la caída en la producción de petróleo que ha tenido este pozo en el primer año y medio debido al incremento mayoritario de producción de agua. El pico de la producción de petróleo fue en noviembre del 2011 con 6424 BPPD. En la Figura 3.10 se representa el histórico de producción diaria tanto de fluido, petróleo, agua y Bsw. El pozo tiene un acumulado de petróleo de 2661 Mbbbl y agua 49487 Mbbbl (ver figuras 3.11 y 3.12).

FIGURA 3.10 Historial de producción Pozo 3H

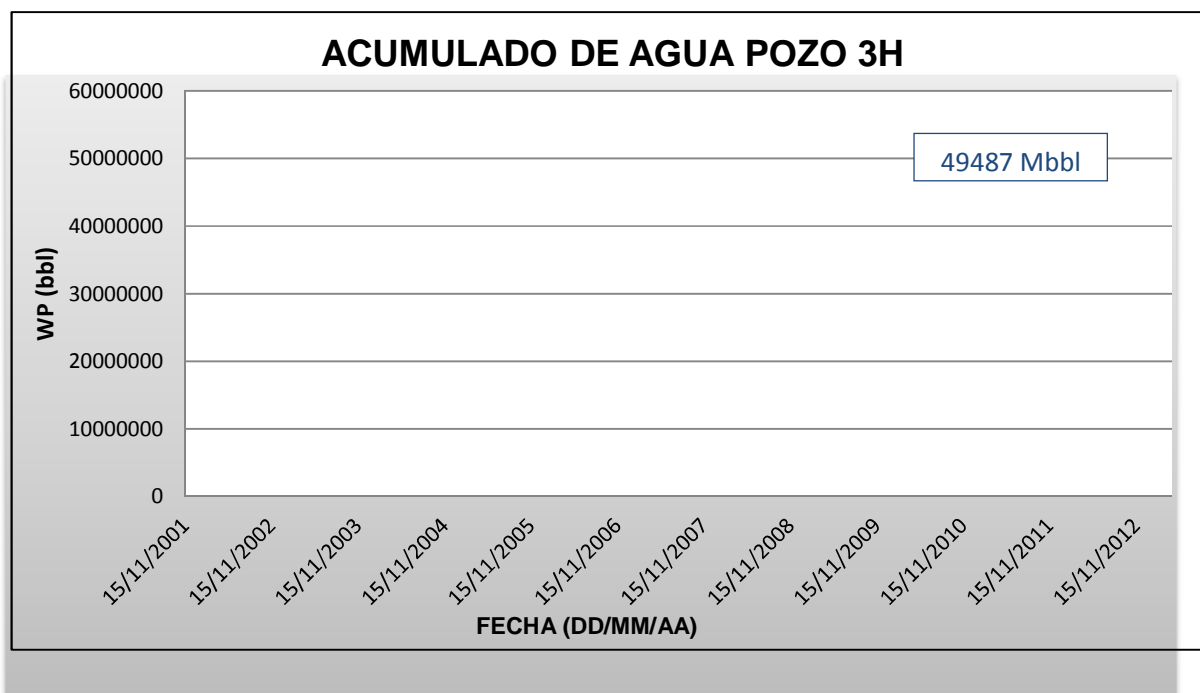


Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

FIGURA 3.11 Acumulado de petróleo (NP) pozo 3H

Fuente: Repsol Ecuador

Realizado por: Carlos Sanchez

FIGURA 3.12 Acumulado de agua (WP) pozo 3H

Realizado por: Carlos Sanchez

3.3 ANÁLISIS DE DECLINACIÓN Y ESTIMACIÓN DE RESERVAS

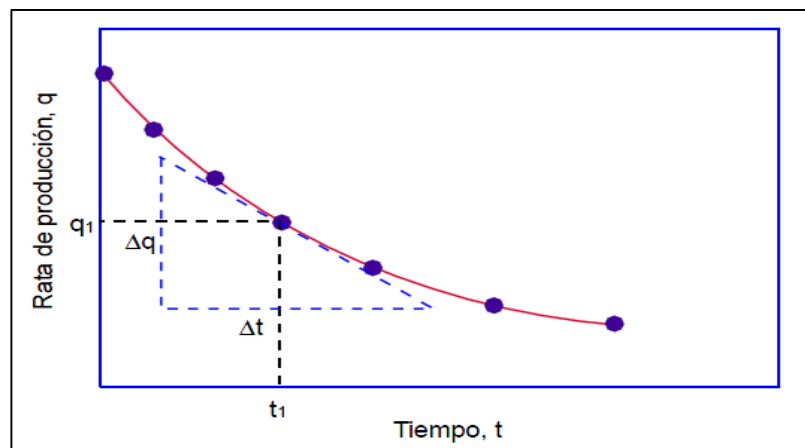
A continuación se presenta una breve descripción de los conceptos que se deben conocer para una mejor comprensión del tema principal de este punto, estimación de reservas y pronóstico de producción.

De manera general reservas se define como: “todo el volumen de petróleo que puede ser extraído del yacimiento bajo condiciones técnicas-económicas rentables a partir de una determinada fecha en adelante”.

Para la estimación de reservas y pronóstico de producción se ha utilizado el análisis de declinación (producción vs tiempo) a partir de los datos históricos de producción promedia mensual en el software de SAHARA.

Considerando que las curvas de declinación se aplican siempre y cuando las condiciones mecánicas del pozo y el área de drenaje del yacimiento permanecen constantes, sin embargo para hacer predicciones de producción debe emplearse el análisis de declinación. El análisis consiste en graficar datos de producción contra tiempo en una escala semi-log e intentar realizar un ajuste de estos datos con una recta la cual se extrapola hacia el futuro (Figura 3.13).

FIGURA 3.13 Análisis de declinación



Fuente: <http://www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos>

La tasa de declinación, a , es el cambio fraccional de la tasa con el tiempo;

$$a = - \left(\frac{\Delta q/q}{\Delta t} \right)$$

La tasa de declinación convencional se define como:

$$D = (q_{t=0} - q_{t=1 \text{ year}})$$

Y se relacionan mutuamente como:

$$a = -\ln(1 - D)$$

3.3.1 TIPOS DE CURVA DE DECLINACIÓN

Existen tres tipos de curvas de declinación que son: la declinación exponencial o constante, la declinación hiperbólica en donde se supone que la tasa de declinación es proporcional a la tasa de producción y la declinación armónica que es un caso especial de la declinación hiperbólica.

3.3.1.1 Declinación Exponencial

Es cuando la declinación de la producción de un pozo varía de una forma constante con respecto al tiempo, de aquí podemos obtener la producción a lo largo de un período de tiempo y realizar el perfil de producción de un pozo.

$$q = q_i e^{-at}$$

Donde:

q : tasa final de petróleo (bpd)

q_i : tasa inicial de petróleo (bopd)

a : declinación (mensual / anual) expresada en fracción

t : tiempo (meses / años)

3.3.1.2 Declinación Hiperbólica

Esta declinación no es constante y varía en función de la tasa de producción es decir a mayor tasa de producción debe haber una mayor tasa de declinación.

$$q = \frac{q_i}{(1 + n * a_i * t)^{1/n}}$$

Donde:

q: tasa final de petróleo (bpd)

qi: tasa inicial de petróleo (bpd)

a: declinación (mensual / anual)

t: tiempo (meses / años)

n: factor que depende del mecanismo de producción del reservorio y tiene los siguientes valores.

TABLA 3.7 Mecanismos de empuje de reservorios

n	Mecanismo de empuje reservorio
0.1 - 0.4	Gas en solución
0.4 - 0.5	Gas libre
0.5	Empuje hidráulico

Fuente: <http://www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos>

3.3.1.3 Declinación Armónica

Esta declinación es proporcional a la tasa de producción. Es una variante de la declinación hiperbólica cuando n es igual a 1.

$$q = q_i / [n a_i t + 1]$$

Todos estos casos están incluidos en el software utilizado SAHARA.

El presente análisis incluye la estimación de reservas de los tres pozos en estudio del campo Ginta del reservorio M1; al disponer de un historial de producción ha estimado las reservas remanentes en función del acumulado reportado a las fechas:

- Pozo 1H: Noviembre 2012
- Pozo 2H: Abril 2013
- Pozo 3H: Abril 2013

Es necesario observar que las reservas estimadas se refieren a PDP (Probadas Produciendo), es decir las declinaciones toman en cuenta tendencias de producción únicamente los pozos productores, no se refieren a un cálculo volumétrico.

Se considera el valor de **un límite económico de 25 barriles de petróleo por día, y una declinación del reservorio M1 de 20 % anual**; previamente acordado con los ingenieros de desarrollo de Repsol Ecuador.

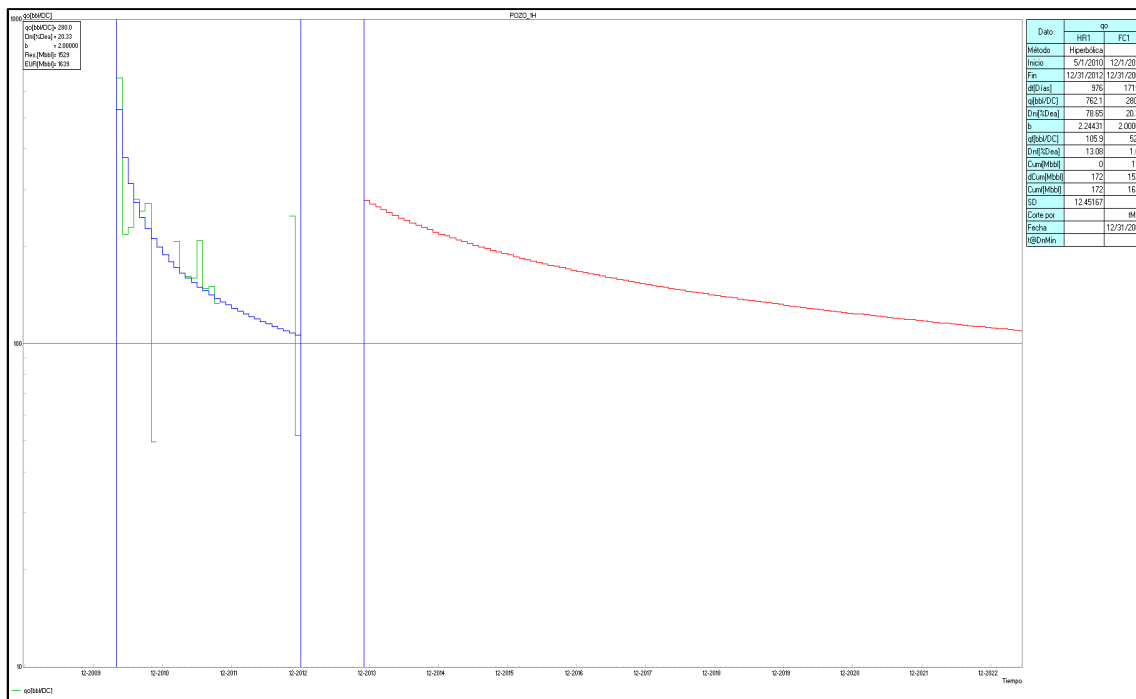
A continuación se presenta la estimación de reservas para cada pozo.

3.3.1 ESTIMACIÓN DE RESERVAS POZO 1H

Observando el historial de producción del pozo 1H, se toma como referente el periodo que va del agosto 2009 hasta finales del 2012 para obtener un valor de declinación anual de 20%; se mantiene este valor para el periodo último de producción (2010 al 2013) obteniendo como resultado una estimación de reservas de 1639 Mbbl y un remante de 1529 Mbbl (un acumulado a noviembre 2012 de 110 Mbbl).

Se considera la declinación exponencial debido a que la predicción de reservas es conservadora y con eso tener un factor de seguridad en la determinación de reservas del yacimiento M1. Con esta consideración y aplicando la metodología descrita se obtuvo un índice de declinación anual del 20.33%.

FIGURA 3.14 Declinación del Pozo 1H, reservorio M1 (análisis DCA)



Fuente: Sahara, Interfaces
Realizado por: Carlos Sanchez

Se puede observar en la figura 3.14 que la declinación de producción no respeta la tendencia de producción del pozo; pero esto se justifica tomando en cuenta que estamos cambiando las condiciones de producción del pozo.

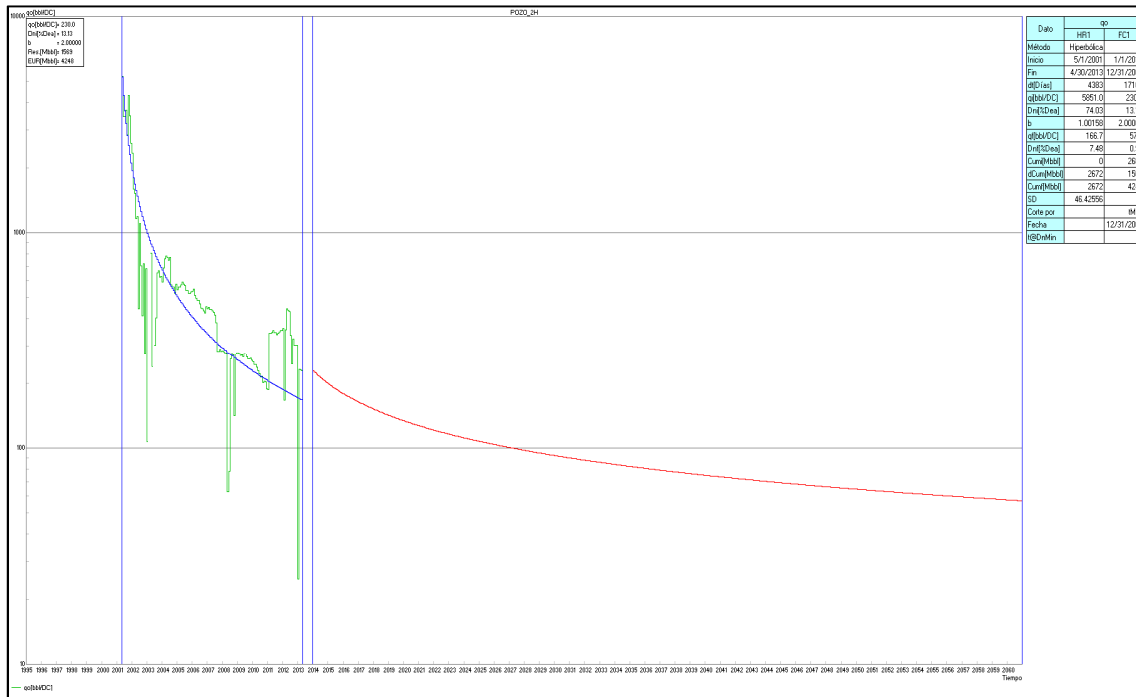
3.3.2 ESTIMACIÓN DE RESERVAS POZO 2H

El historial de producción del pozo 2H se toma como referente el periodo que va del año 2001 al 2013 para obtener un valor de declinación anual efectiva de 14%; se mantiene este valor para el periodo último de producción (2010 al 2013) obteniendo como resultado una estimación de reservas de 4248 Mbbbl y un remanente de 1569 Mbbbl (un acumulado a abril del 2013 de 2679 Mbbbl).

Se considera la declinación exponencial debido a que la predicción de reservas es conservadora y con eso tener un factor de seguridad en la determinación de

reservas del yacimiento M1. Con esta consideración y aplicando la metodología descrita se obtuvo un índice de declinación anual del 13.18%.

FIGURA 3.15 Declinación del Pozo 2H, reservorio M1 (análisis DCA)



Fuente: Sahara, Interfaces
Realizado por: Carlos Sanchez

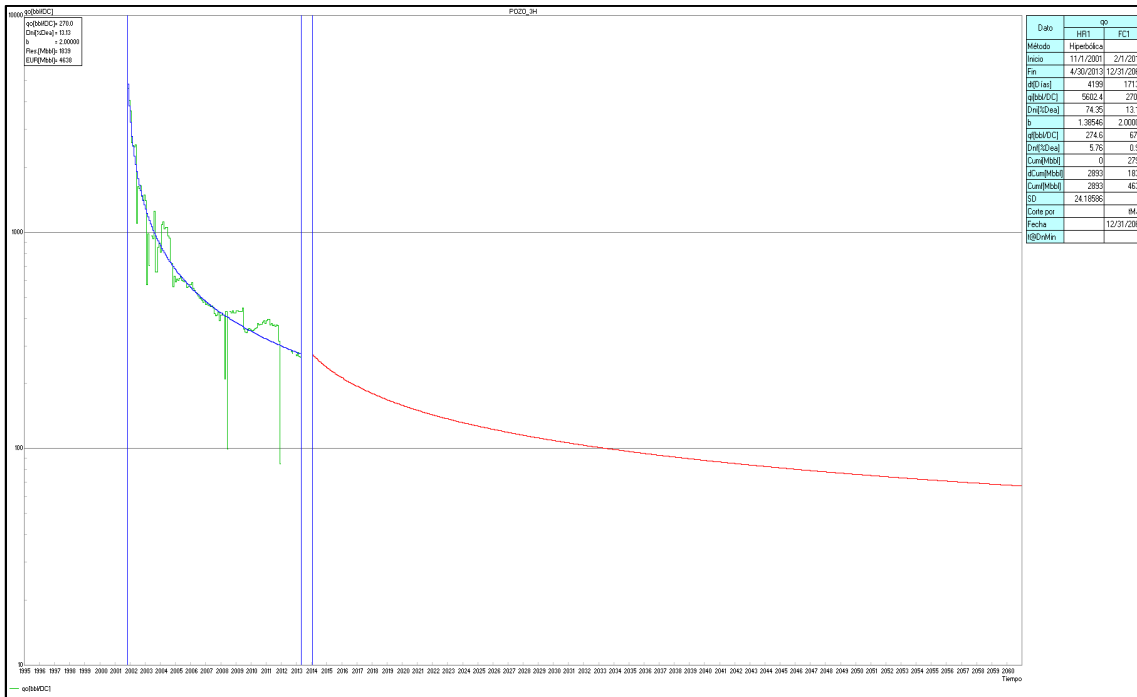
Se puede observar en la figura 3.15 que la declinación de producción no considera la tendencia de producción del pozo; pero esto se justifica tomando en cuenta que estamos cambiando las condiciones de producción del pozo.

3.3.3 ESTIMACIÓN DE RESERVAS POZO 3H

En el historial de producción del pozo 3H se toma como referente el periodo que va del año 2002 al 2013 para obtener un valor de declinación anual efectiva de 14%; se mantiene este valor para el periodo último de producción (2010 al 2013) obteniendo como resultado una estimación de reservas de 4638 Mbbbl y un remanente de 1839 Mbbbl (un acumulado a abril del 2013 de 2799 Mbbbl).

Se considera la declinación exponencial debido a que la predicción de reservas es conservadora y con eso tener un factor de seguridad en la determinación de reservas del yacimiento M1. Con esta consideración y aplicando la metodología descrita se obtuvo un índice de declinación anual del 13.13%.

FIGURA 3.16 Declinación del Pozo 3H, reservorio M1 (análisis DCA)



Fuente: Sahara, Interfaces
Realizado por: Carlos Sanchez

La figura 3.16 muestra que la declinación de producción respeta un poco más la tendencia de producción del pozo; pero esto se justifica tomando en cuenta que estamos cambiando las condiciones de producción del pozo.

3.3.4 RESULTADOS ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Los resultados presentados en la tabla 3.8 son los valores obtenidos del análisis de declinación, que corresponden a la arena M1, de cada uno de los pozos en estudio.

TABLA 3.8 Valores estimados de reservas por pozo

POZO	EUR (Mbb)	NP (Mbb)	Reservas Remanentes (Mbb)
POZO 1H	1639	110	1529
POZO 2H	4248	2679	1569
POZO 3H	4638	2799	1839

Fuente: Sahara, Interfaces
Realizado por: Carlos Sanchez

3.4 ANÁLISIS DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Se determinan los parámetros petrofísicos realizando la interpretación de los registros eléctricos proporcionados en formato LAS por Repsol Ecuador, con ayuda del programa Interactive Petrophysics v4.1. Los parámetros que se determinaron fueron la porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla y espesor neto en cada uno de los tres pozos candidatos.

3.4.1 REGISTROS ELÉCTRICOS CORRIDOS EN LOS POZOS

Los registros eléctricos disponibles para estos pozos candidatos fueron corridos con la herramienta LWD (Logging While Drilling), estos registros son corridos durante la perforación del pozo, obteniéndose las curvas de gamma ray y resistividad.

Los registros de pozo son la representación gráfica de las mediciones de diferentes instrumentos en función de la profundidad, además representan la única información permanente y disponible en el futuro, y consecuentemente es una base fundamental para la toma de decisión de determinar el sistema óptimo de control de arena para cada pozo de este estudio. Las curvas disponibles para cada pozo se muestran en la tabla 3.9.

TABLA 3.9 Registros corridos en cada pozo de estudio

REGISTROS CORRIDOS EN LOS POZOS		
POZO	PROFUNDIDAD (SSTVD) (pie)	CURVAS
POZO 1H	8080 - 9610	GR, A28H, P28H, A22H, P22H
POZO 2H	7990 - 8893	GR, A28H, P28H, A22H, P22H
POZO 3H	7590 - 8726	GR, A28H, P28H, A22H, P22H

Fuente: Repsol Ecuador

Realizado por: Carlos Sanchez

3.4.2 ECUACIONES UTILIZANDAS EN LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA

A continuación se describen los modelos matemáticos que el programa Interactive Petrophysics v4.1 utiliza para la interpretación de registros.

3.4.2.1 Cálculo del Volumen de Arcilla

La curva de gamma ray permite estimar la fracción de arcilla (VCL) en arenas que no contienen materiales radioactivas, mediante la siguiente ecuación 3.1:

$$VCL_{corr} = \frac{GR_{corr} - GR_{corr\ min}}{GR_{corr\ max} - GR_{corr\ min}} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

VCL_{corr} = Volumen de Arcilla.

Gr_{corr} = Lectura del registro de rayos gamma

$Gr_{corr\ max}$ = Lectura en arcilla.

$Gr_{corr\ min}$ = Lectura en arenisca.

3.4.2.2 Cálculo de la Porosidad Total

La porosidad total de la formación, se determina a partir de los valores de análisis de núcleos obtenidos, para tener una curva de porosidad para cada pozo en estudio se ajusta esta curva con la curva de gamma ray y las curvas de resistividad.

$$\emptyset = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3.2)$$

Donde:

ρ_{ma} = densidad de la matriz

ρ_b = densidad del registro

ρ_f = densidad de fluido

3.4.2.3 Cálculo de la Porosidad Efectiva

La porosidad efectiva fue obtenida corrigiendo el valor de porosidad total calculada por el volumen de arcilla (VCL_{corr}) mediante la siguiente ecuación 3.3:

$$PHIE = PHIX * VCL_{corr} \quad (3.3)$$

PHIE = Porosidad Efectiva.

PHIX= Porosidad total.

3.4.2.4 Cálculo de la Saturación de Agua

La saturación de agua total (SW_T) fue calculada a partir de las formulaciones de Archie (SW), en presencia de la formación arcillosa se utilizó la ecuación de Indonesia porque las implicaciones geológicas, minerales presentes, fluidos contenidos, y condiciones del hoyo que dan un comportamiento no lineal, obteniéndose un valor de Sw coherente en relación a los otros métodos.

La fórmula de Indonesia en términos de resistividad es:

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{CL} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_t}} + \frac{\emptyset_e^{m/2}}{\sqrt{a * R_w}} \right] * S_w^{n/2} \quad (3.4)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua (fracción)

a = coeficiente de tortuosidad (adimensional)

m = exponente de cementación (adimensional)

R_w = resistividad del agua de formación (ohm-m)

ϕ_e = porosidad efectiva

V_{CL} = arcillosidad (fracción)

R_{sh} = resistividad de lutita (ohm-m)

R_t = resistividad verdadera de la formación (ohm-m).

El exponente de cementación o porosidad (m) es un indicador de la regularidad de la geometría de los poros, el coeficiente de tortuosidad (a) refleja la dificultad del paso de fluidos por el espacio poroso interconectado, el exponente de saturación (n) expresa el incremento de la resistividad debido a la distribución de fluido no conductivos (petróleo-gas) en los espacios porosos.

Estos datos pueden ser determinados a partir de análisis especiales de núcleos. Los parámetros de propiedades eléctricas para las formaciones Napo U recomendados son $m = 1.55$, $n = 2$ y $a = 1$.

La salinidad promedio del campo Ginta arena M1 empleada para este estudio es: 18200 ppm NaCl.

3.4.2.5 Valores de Corte (Cutoff)

Los valores de corte se definen como un valor específico aplicado a los parámetros del reservorio para separar la formación en zonas de pago (zona de interés).

Los valores de corte, tanto de porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua nos indican la calidad de reservorio que se tiene y permiten establecer los límites dentro de los cuales consideramos a los reservorios como zonas de pago.

Los valores de cutoff utilizados para evaluación petrofísica son:

- Porosidad efectiva $PHIE \geq 8\%$
- Saturación de Agua $Sw \leq 0.50$
- Volumen de Arcilla $VCL \leq 0.50$

3.4.2.6 Parámetros por Pozo

A continuación se detalla los parámetros por pozo, que constan en el proyecto de petrofísica desarrollado en el software Interactive Petrophysics v4.1. Parámetros de temperatura y resistividad de lodo utilizados en la toma del registro a hueco abierto, tal como se ilustra en la tabla 3.10.

TABLA 3.10 Parámetros por pozo

POZO 1H	
Fecha:	23-Mar-03
Diámetro Broca:	8 1/2"
Rmf:	0.85 @ 145 °F
Profundidad Registro:	9161'
Rm @ BHT:	145°F
POZO 2H	
Fecha:	8-Oct-2001
Diámetro Broca:	6 1/2"
Rmf:	3.335 @ 130°F
Profundidad Registro:	9443'
Rm @ BHT:	130 °F
POZO 3H	
Fecha:	23-Sep-2001
Diámetro Broca:	6 1/8"
Rmf:	3.09 @ 110 °F
Profundidad Registro:	8726'
Rm @ BHT:	110 °F

Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

3.4.8 CRITERIOS CONSIDERADOS PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA

Los criterios considerados en la evaluación petrofísica se indican a continuación en forma secuencial.

Se carga los registros en formato Las (Pozo 1H.las), debido a que los datos de los registros corridos en los pozos son proporcionados en esté formato, por Repsol Ecuador.

Creamos un gradiente de temperatura, que nos permita definir tipo de roca y fluido. Se carga la temperatura a superficie y fondo de cada registro, de la figura 3.17, esto se lo realiza para cada pozo.

FIGURA 3.17 Calculate temperature gradient

	Depth	Temp.
1	0	75
2	8694	110
3		
4		
5		
6		

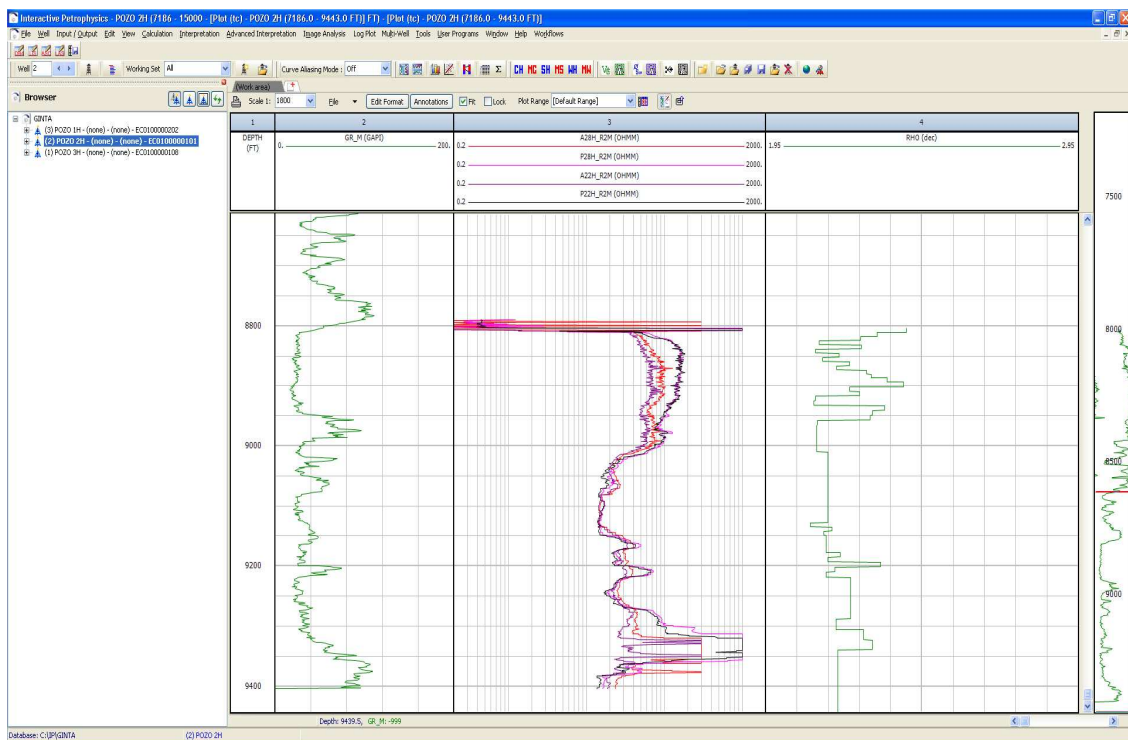
Fuente: Interactive Petrophysics v4.1
Realizado por: Carlos Sanchez

Todas las curvas son cargadas en los tres track cada 0.5 pies, de valor de separación de cada dato, ver figura 3.18.

El primer track se carga la curva de gamma ray y en el segundo track se carga todas las curvas de resistividad, ver figura 3.18.

Tercer track no se tiene curva de porosidad en los registros open hole. Por lo tanto, se utilizan los datos de profundidad y porosidad del Análisis Convencional de Core, archivo proporcionado por la operadora Repsol (ver Anexo 3.1). Este criterio se considera para el pozo 1H, 2H y 3H.

FIGURA 3.18 Curvas Cargadas



Fuente: Interactive Petrophysics v4.1
Realizado por: Carlos Sanchez

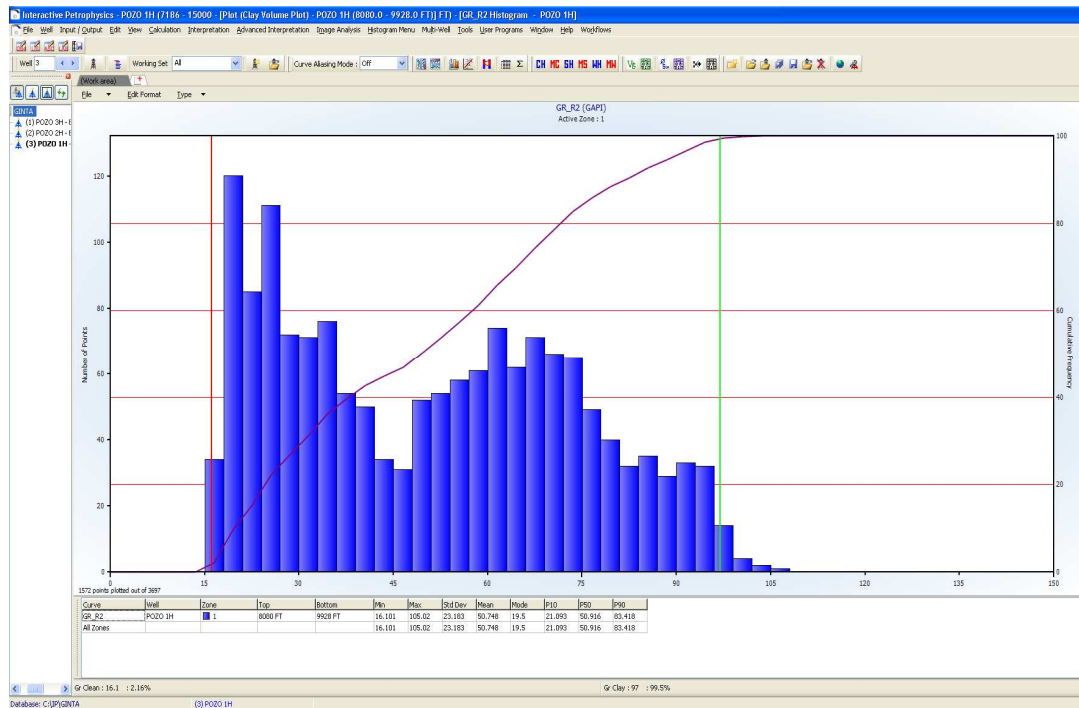
La curva P_CORE es la que fueron obtenidas en laboratorio y ajustada a profundidad, representada la porosidad efectiva del núcleo para esta formación productora.

3.4.8.1 Módulo Vclay

Para el ajuste del volumen de arcilla, se despliega el gráficos donde aparecen dos líneas mostradas en la figura 3.19.

- La línea verde se la aproxima cuanto sea posible desde la derecha hacia los datos que están en color azul, y el resultado que arroja es el volumen de arcilla; mientras
- La línea roja se la aproxima cuanto sea posible desde la izquierda hacia los datos, dando un valor de arena limpia, como se muestra en la figura 3.6.

FIGURA 3.19 Gamma ray histogram



Fuente: Interactive Petrophysics v4.1
Realizado por: Carlos Sanchez

3.4.8.2 Módulo de Saturación

Las curvas de resistividad, esto se realiza para cada pozo y se ponen a escala logarítmica de 0.2 a 2000 OHMM como valor máximo de resistividad registrado.

Las curvas consideradas para el análisis de la petrofísica son la resistividad A28, P28, A22 y P22, para los tres pozos, ver el track dos de la figura 3.18.

3.4.8.3 Módulo de Cutoff

Se establecieron los valores de corte tanto para porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla, tal y como se muestra en la figura 3.20. En este caso se estableció 0.08, 0.5 y 0.5 para cada parámetro respectivamente. Mediante estos valores podemos saber la zona neta de pago.

FIGURA 3.20 Cutoffs

Petrophysical Zone Averages Report

Well : POZO 1H
Date : 10/02/2013 16:49:27

Reservoir Summary

Zn #	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
1		8080.00	9928.00	1848.00	\$5723.50	0.392	0.261	0.292	0.291	170.25	120.47	210.82
	All Zones	8080.00	9928.00	1848.00	\$5723.50	0.392	0.261	0.292	0.291	170.25	120.47	210.82

Pay Summary

Zn #	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
1		8080.00	9928.00	1848.00	\$5651.50	0.353	0.261	0.292	0.313	169.99	120.34	203.64
	All Zones	8080.00	9928.00	1848.00	\$5651.50	0.353	0.261	0.292	0.313	169.99	120.34	203.64

Cutoffs Used

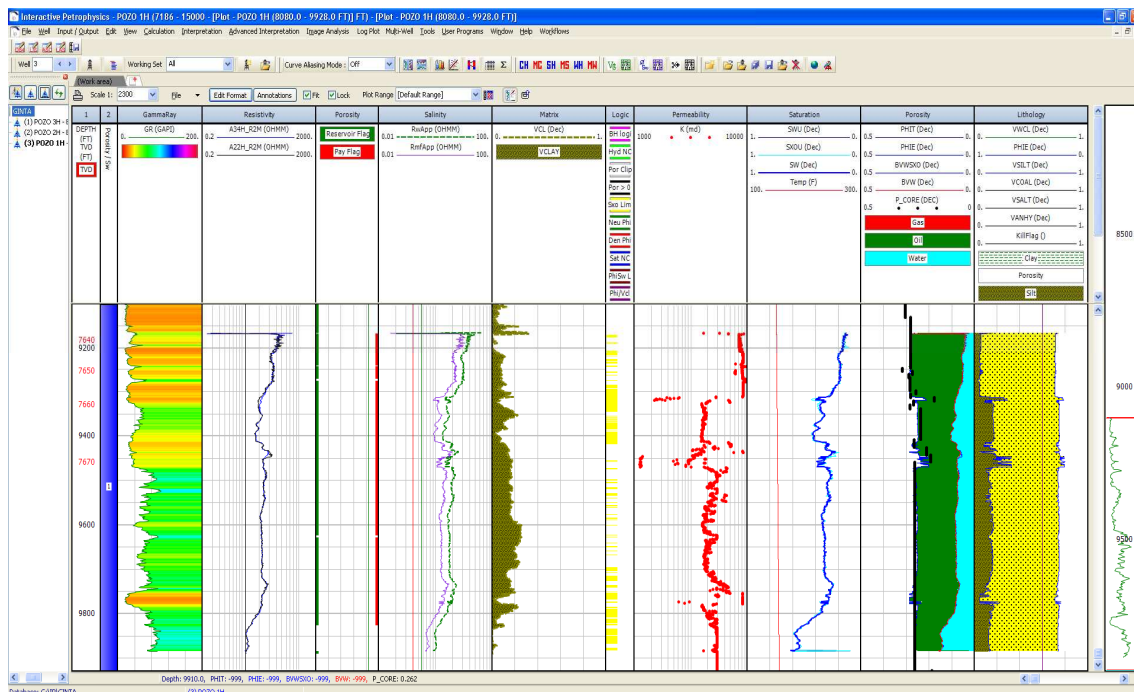
Zn #	Zone Name	Top	Bottom	Min. Height	Phi PHIE	Sw SW	Vcl VCLAV
1	Reservoir	8080.00	9928.00	0			<= 0.5
1	Pay	8080.00	9928.00	0	>= 0.08	<= 0.5	<= 0.5

Depth Units : ft
\$ indicates missing or null data in the zone.

Fuente: Interactive Petrophysics v4.1
Realizado por: Carlos Sanchez

Se despliega un gráfico en el cual se observa en color verde las zonas consideradas reservorio, y en color rojo las zonas de pago, para la arena de interés (Figura 3.21).

FIGURA 3.21 Zonas de reservorio y zonas de pago



Fuente: Interactive Petrophysics v4.1
Realizado por: Carlos Sanchez

Se presenta los valores de los parámetros petrofísicos para cada arena de interés, como se ve en la figura 3.22.

FIGURA 3.22 Pay Results

Zone #	Gross Interval	Net Pay	Net/Gross Pay	Av Phi Pay	Av Sw Pay	Av Vcl Pay	PhiH Pay	PhiSoH Pay	VclH Pay
1	1848.00	\$\$\$651.50	0.353	0.261	0.292	0.313	169.99	120.34	203.64

Fuente: Interactive Petrophysics v4.1
Realizado por: Carlos Sanchez

Los gráficos del resultado de la interpretación petrofísica se presentan en el Anexo 3.2, 3.3 y 3.4 para cada pozo.

3.4.9 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA

Los resultados presentados en la tabla 3.11, son los valores promedio obtenidos por arena de los parámetros petrofísicos producto de la evaluación petrofísica de cada uno de los pozos de estudio, que corresponden únicamente al espesor donde se encuentran desarrollada la arena M1.

TABLA 3.11 Valores petrofísicos promedio por arena

Pozo	Arena	Net/Gross	Porosidad (%)	Sw (%)	VCL (fracción)
POZO 1H	M1A	35	26	29	0.31
POZO 2H	M1C	27	24	9.5	0.17
POZO 3H	M1C	50	31	13	0.28

Fuente: Interactive Petrophysics v4.1
Realizado por: Carlos Sanchez

Observando las propiedades petrofísicas de cada pozo en el estudio se determina:

- Como se observan los valores altos de porosidad obtenidos, se justifican debido a que el exponente de cementación ($m=1.55$) es bajo ($m=2$ es más alto en roca cementada, tal como se indica en la Anexo 3.5 y 3.6).
- El contenido de arcilla alto para los pozos 1H y 3H y bajo para el pozo 2H, es debido a los exponentes de saturación ($n=1.46$ y $n=2$) respectivamente; en las rocas tales como las arenas arcillosas n se vuelve cada vez más bajo conforme la saturación de agua (S_w) se reduce.

En base a los parámetros petrofísicos obtenidos los valores de porosidad y la cementación pobre-nula referida al análisis especial de núcleo del pozo Ginta 1, se infiere que la roca no es muy consolidada por lo que hay la posibilidad de arenamiento. Por lo que se recomienda implementar un sistema de control de arena.

3.5 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO


Este análisis comprende la evaluación de la granulometría de las muestras representativas de arena de formación. Teniendo en cuenta que ciertos parámetros de algunos pozos por pertenecer a un mismo yacimiento se los asume semejantes ya que se trata de un yacimiento homogéneo y las características a lo largo del reservorio permanecen constantes. Por tal razón, el análisis sieve disponible por la operadora pertenece a otro pozo que no es de este estudio (Pozo X). Los valores tomados del análisis granulométrico, son en base a la pruebas más representativas, tal y como se ilustra en los Anexo 3.7, 3.8 y 3.9.

A continuación se presentan los resultados en base a las muestras de las tres profundidades.

Profundidad #1

El porcentaje de peso acumulado (la suma de los pesos retenidos) se computó (Tabla 3.12) y se trazó como una función de las aperturas del tamiz en pulgadas figura 3.24. El tamaño D50 (tamaño promedio del grano de la arena) fue determinado de la figura 3.24. El tamaño de arena fue determinado de la distribución del tamaño del grano (Figura 3.23). Los resultados son presentados a continuación.

TABLA 3.12 Hoja de cálculo de análisis por tamizaje Pozo X

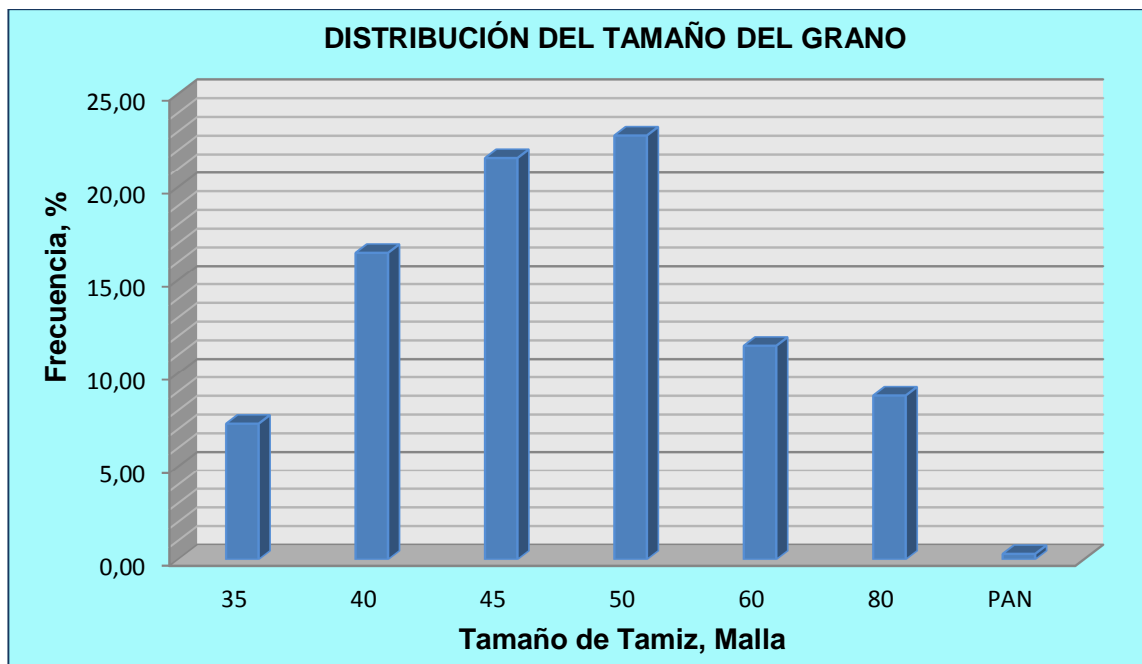
Calculate D Values		Sieve Analysis Form			 Baker Oil Tools		
Date:	Julio 30, 2013	D5 (in. & micron):				0 μm	
Analyst:	Carlos Sánchez	D10 (in. & micron):	0.0197127			501 μm	
Sample No.:	1	D40 (in. & micron):	0.0153722			390 μm	
Company:	Repsol Ecuador	D50 (in. & micron):	0.0141389			359 μm	
Field:	Ginta	D90 (in. & micron):	0.0097300			247 μm	
Well No.:	Pozo X	D95 (in. & micron):	0.0083173			211 μm	
Depth:		UC(D40/D90) / SC(D10/D95):	1.6			2.4	
		D50 x 6 (in. & mesh):	0.0848			10 mesh	
		Gravel Size(Saucier's Criteria):			8-12		
		Screen Options:	S A S		G P Screen		
		Criteria:	UC<3, SC<10, d10>150μm		Dictated by Gravel		
		Bakerweld:	20ga Bakerw eld		30ga Bakerw eld		
		Excluder:	ExcluderCoarse		ExcluderCoarse		
		Expandable (criteria / Rec):	d10, >300 μm		ExpressCoarse		
Comments:							

Sieve Size	Sieve (in.)	Sieve (μm)	Empty Wt.	Final Wt.	Sand Wt.	Cumulative Wt.	Cumulative %
35	0.0200	508		7.30	7.30	7.30	8.22
40	0.0170	432		16.50	16.50	23.80	26.80
45	0.0140	356		21.60	21.60	45.40	51.13
50	0.0120	305		22.80	22.80	68.20	76.80
60	0.0098	249		11.50	11.50	79.70	89.75
80	0.0070	178		8.80	8.80	88.50	99.66
PAN	0.0006	15		0.30	0.30	88.80	100.00

Fuente: Baker Completion Systems

Realizado por: Carlos Sanchez

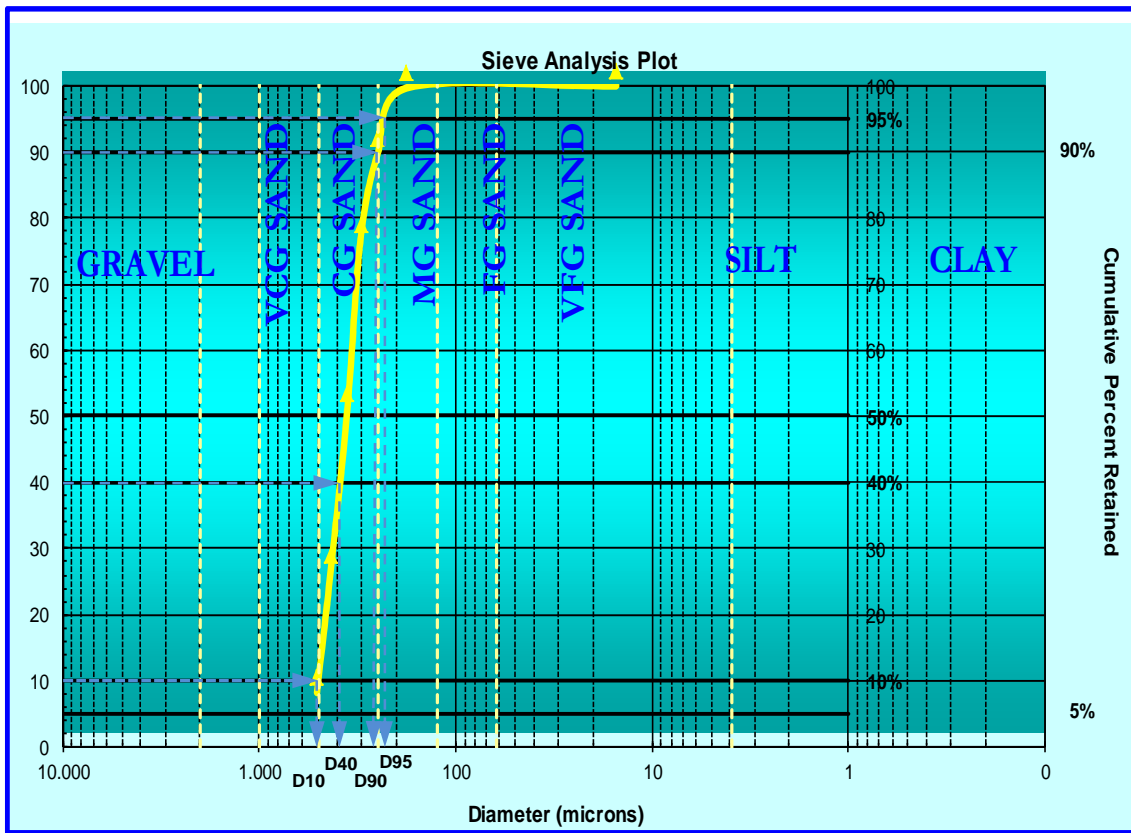
PAN: Depósito para recolectar la arena utilizada en la prueba de tamizaje.

FIGURA 3.23 Distribución del tamaño del grano, profundidad #1

Realizado por: Carlos Sanchez

La frecuencia se traza en la parte inferior. La distribución de frecuencia sugiere que la muestra de la profundidad #1, es un pozo con arenisca ligeramente bien ordenada.

FIGURA 3.24 Análisis de tamizaje del Pozo X, profundidad #1



Disclaimer: The data supplied on this sieve analysis is solely based on the supplied sample as received. Any and all calculations are generally derived from industry accepted practices. The "Screen Options" are based on the specific data obtained from this sieve spreadsheet and do not take into consideration application variables.

Fuente: Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

Profundidad #2

El procedimiento para el análisis es el mismo que para la Profundidad #1. Los resultados se presentan en la siguiente en la página.

TABLA 3.13 Hoja de cálculo de análisis por tamizaje Pozo X

Sieve Size	Sieve (in.)	Sieve (µm)	Empty Wt.	Final Wt.	Sand Wt.	Cumulative Wt.	Cumulative %
18	0.0390	991		4.10	4.10	4.10	7.22
20	0.0330	838		11.80	11.80	15.90	27.99
25	0.0280	711		11.70	11.70	27.60	48.59
30	0.0230	584		10.40	10.40	38.00	66.90
35	0.0200	508		10.20	10.20	48.20	84.86
80	0.0070	178		8.50	8.50	56.70	99.82
PAN	0.0006	15		0.10	0.10	56.80	100.00

**Calculate
D Values**

Sieve Analysis Form



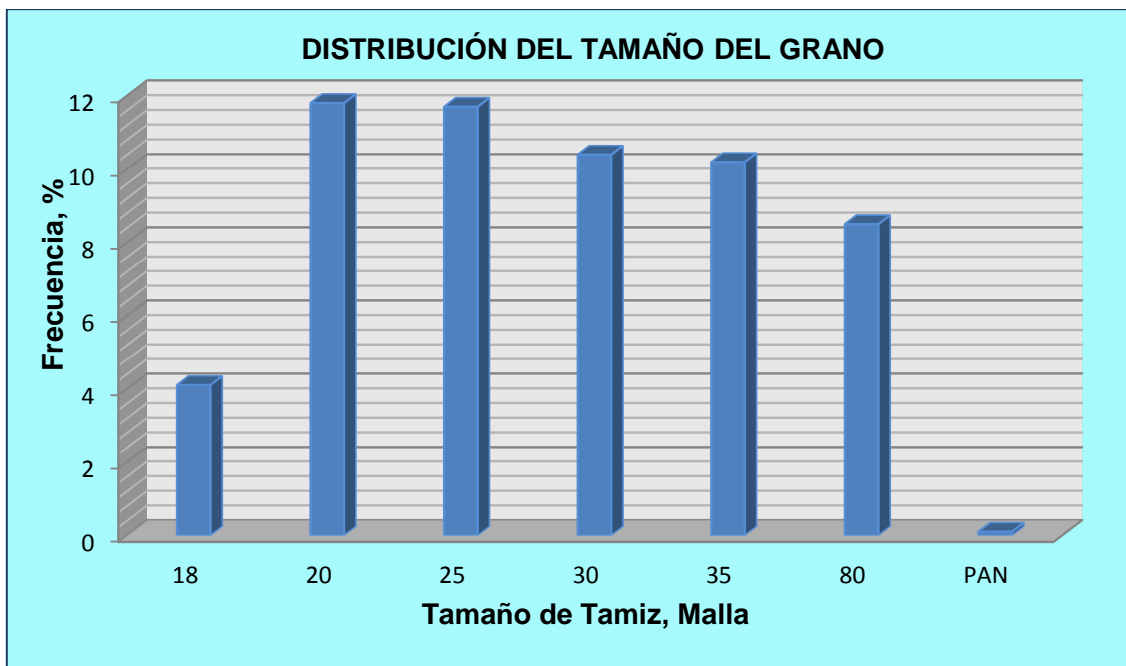
Baker Oil Tools

Date:	Julio 30, 2013	D5 (in. & micron):		0 µm
Analyst:	Carlos Sánchez	D10 (in. & micron):	0.0381966	970 µm
Sample No.:	2	D40 (in. & micron):	0.0300855	764 µm
Company:	Repsol Ecuador	D50 (in. & micron):	0.0276154	701 µm
Field:	Ginta	D90 (in. & micron):	0.0155341	395 µm
Well No.:	Pozo X	D95 (in. & micron):	0.0111906	284 µm
Depth:	9140 - 9144	UC(D40/D90) / SC(D10/D95):	1.9	3.4
		D50 x 6 (in. & mesh):	0.1657	5 mesh
Comments:		Gravel Size(Saucier's Criteria):	8-12	
		Screen Options:	S A S	G P Screen
		Criteria:	UC<3, SC<10, d10>150µm	Dictated by Gravel
		Bakerweld:	30ga Bakerw eld	30ga Bakerw eld
		Excluder:	ExcluderCoarse	ExcluderCoarse
		Expandable (criteria / Rec):	d10, >300 µm	ExpressCoarse

Fuente: Baker Completion Systems

Realizado por: Carlos Sanchez

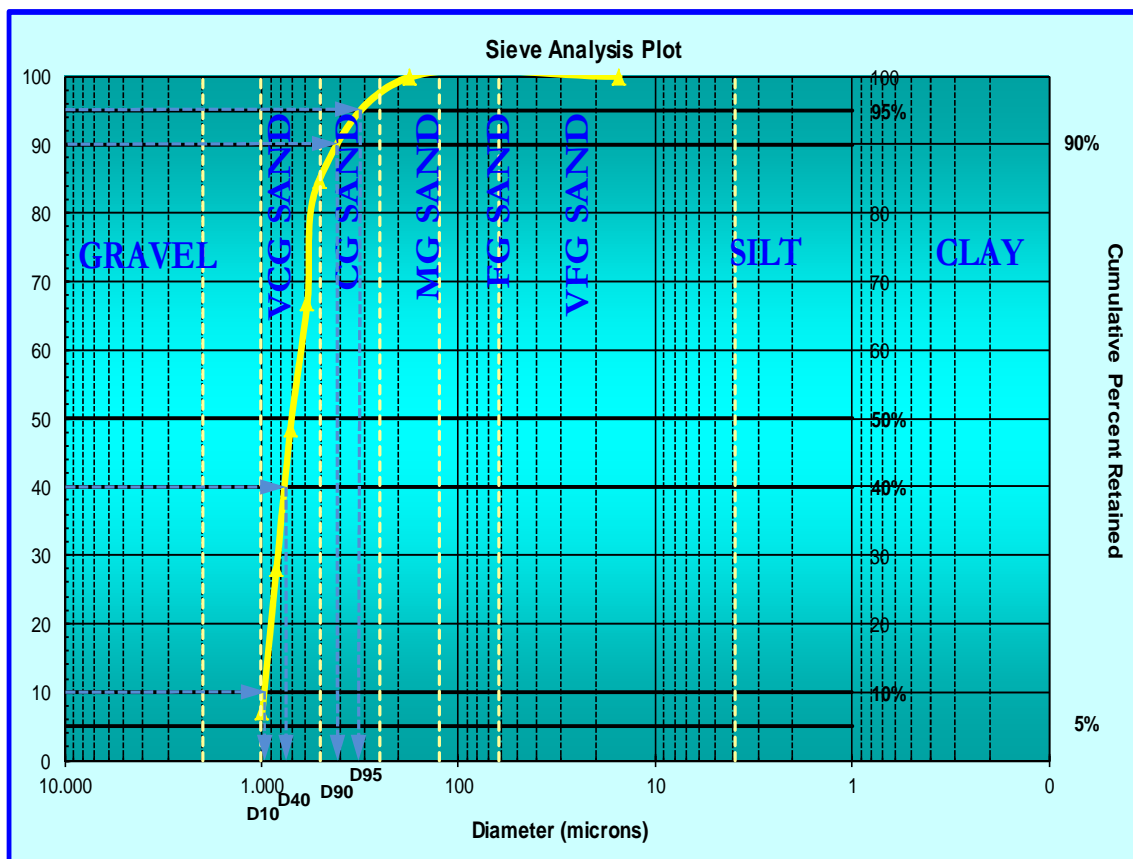
PAN: Depósito para recolectar la arena utilizada en la prueba de tamizaje

FIGURA 3.25 Distribución del tamaño del grano, profundidad #2

Realizado por: Carlos Sanchez

La distribución de frecuencia sugiere que la muestra de la profundidad #2, es un pozo con una arenisca bien ordenada.

FIGURA 3.26 Análisis de tamizaje del Pozo X, profundidad #2



Disclaimer: The data supplied on this sieve analysis is solely based on the supplied sample as received. Any and all calculations are generally derived from industry accepted practices. The "Screen Options" are based on the specific data obtained from this sieve spreadsheet and do not take into consideration application variables.

Fuente: Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

Profundidad #3

El procedimiento para el análisis es el mismo que para la profundidad #1. Los resultados se presentan en la siguiente en la página.

TABLA 3.14 Hoja de cálculo de análisis por tamizaje Pozo X

Sieve Size	Sieve (in.)	Sieve (µm)	Empty Wt.	Final Wt.	Sand Wt.	Cumulative Wt.	Cumulative %
12	0.0660	1676		3.80	3.80	3.80	8.33
18	0.0390	991		4.10	4.10	7.90	17.32
25	0.0280	711		12.30	12.30	20.20	44.30
35	0.0200	508		14.90	14.90	35.10	76.97
40	0.0170	432		8.20	8.20	43.30	94.96
60	0.0098	249		2.20	2.20	45.50	99.78
PAN	0.0006	15		0.10	0.10	45.60	100.00

**Calculate
D Values**

Sieve Analysis Form



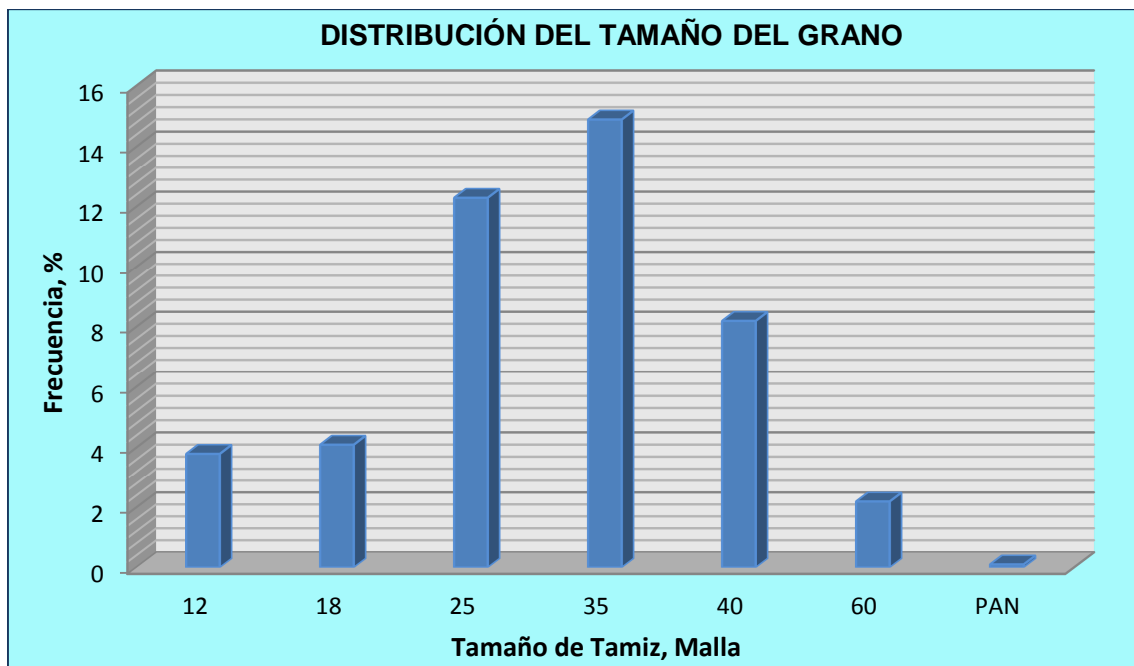
Baker Oil Tools

Date:	Julio 30, 2013	D5 (in. & micron):		0 µm
Analyst:	Carlos Sánchez	D10 (in. & micron):	0.0609951	1549 µm
Sample No.:	3	D40 (in. & micron):	0.0297528	756 µm
Company:	Repsol Ecuador	D50 (in. & micron):	0.0266040	676 µm
Field:	Ginta	D90 (in. & micron):	0.0178268	453 µm
Well No.:	POZO X	D95 (in. & micron):	0.0169345	430 µm
Depth:	9182 - 9188	UC(D40/D90) / SC(D10/D95):	1.7	3.6
		D50 x 6 (in. & mesh):	0.1596	5 mesh
Comments:		Gravel Size(Saucier's Criteria):	8-12	
		Screen Options:	S A S	G P Screen
		Criteria:	UC<3, SC<10, d10>150µm	Dictated by Gravel
		Bakerweld:	30ga Bakerweld	30ga Bakerweld
		Excluder:	ExcluderCoarse	ExcluderCoarse
		Expandable (criteria / Rec):	d10, >300 µm	ExpressCoarse

Fuente: Baker Completion Systems

Realizado por: Carlos Sanchez

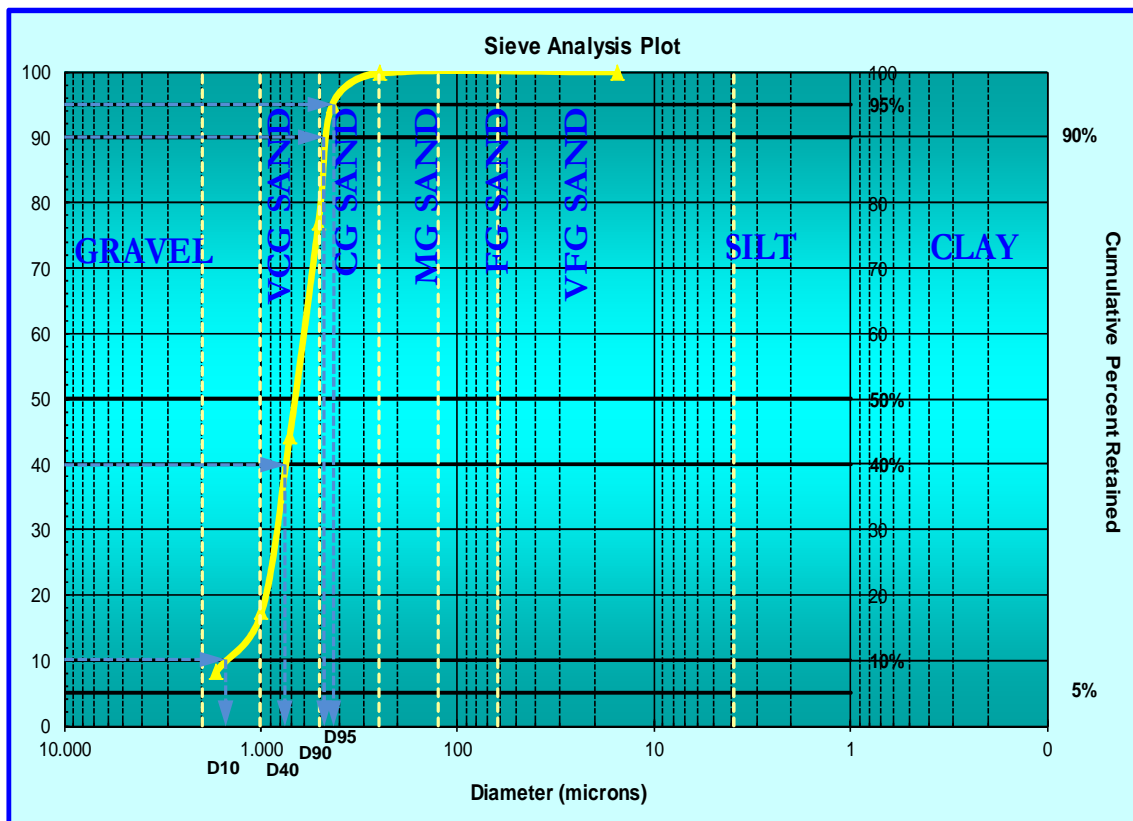
PAN: Depósito para recolectar la arena utilizada en la prueba de tamizaje

FIGURA 3.27 Distribución del tamaño del grano, profundidad #3

Realizado por: Carlos Sanchez

La distribución de frecuencia sugiere que la muestra de la profundidad #3, es para un pozo con una arenisca bien ordenado.

FIGURA 3.28 Análisis de tamizaje del Pozo X, profundidad #3



Disclaimer: The data supplied on this sieve analysis is solely based on the supplied sample as received. Any and all calculations are generally derived from industry accepted practices. The "Screen Options" are based on the specific data obtained from this sieve spreadsheet and do not take into consideration application variables.

Fuente: Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

3.5.1 DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE LA PARTÍCULA

Los diseños para el control de arena ya sean rejillas independientes o técnicas de empaquetamiento con grava están basados en el sieve análisis o análisis granulométricos, puesto que este análisis determina el dimensionamiento del diámetro de la grava y rejillas.

Para los tres pozos del campo Ginta se determina que los coeficientes de uniformidad son:

$$C_{\mu} = \frac{(D_{40})}{(D_{90})} = \frac{0.0153722}{0.00973} = 1.6$$

$$y \ S_C = \frac{(D_{10})}{(D_{95})} = \frac{0.0197127}{0.0083173} = 2.4$$

Con un tamaño de grano promedio:

$$D_{50} * 6 = 0.0848''$$

Según la teoría de análisis granulométrico y los coeficientes de uniformidad, se presentan dos soluciones para controlar la producción de arena de los tres pozos con alto ángulo de inclinación en el campo Ginta, para lo cual se hace el siguiente análisis.

3.5.2 COMPARATIVO ENTRE LOS DIÁMETROS DE LOS GRANOS DE LA ARENA M1 Y LOS DIÁMETROS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

De acuerdo a los resultados de los análisis granulométricos de los pozos en estudio, se pudo obtener la distribución por tamaño de las partículas presentes en una muestra de arena con el fin de promediar los resultados y deducir la caracterización de los granos de formación. Dos de los dos pozos en estudio completados en la arena M1, utilizan como métodos de control de arena, liner de 5 pulgadas de diámetros, que poseen ranuras con diámetros de 0.564 pulgadas, para el pozo 2H y pozo 3H.

Según la tabla 3.15, el coeficiente de uniformidad (D40/D90) de la arena M1, arrojo valores promedios menores a 3 (<3), el coeficiente de arreglo o de clasificación (D10/D95) valores menores a 10 (<10) y le porcentaje de finos (< 5%), lo que significa que la arena evaluada es de grano grueso, uniforme en su distribución, valores favorables para el uso de rejillas independientes y empaques con grava.

TABLA 3.15 Distribución por tamaño de las partículas presentes de las muestra a diferentes profundidades de la arena M1 campo Ginta

Pozo X	Coefficiente de Uniformidad D40/D90	Coefficiente de Clasificación D10/D95	Contenido de Finos (< 5 %) (pulgadas)	Tamaño medio de Granos D50 (pulgadas)
Profundidad #1	1.6	2.4	0.0230	0.0141389
Profundidad #2	1.9	3.4	0.0796	0.0276154
Profundidad #3	1.7	3.6	0.0837	0.0266040

Fuente: Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

En la siguiente tabla 3.16, se muestra los diámetros de las ranuras de los liners de producción y los diámetros de los granos de la muestra de la arena M1, con el fin de realizar una comparación entre ellos y deducir que tan eficientes son estas ranuras en la retención de granos de formación, como métodos de control de arena utilizados actualmente, así como también la caracterización granulométrica de la arena M1.

TABLA 3.16 Cuadro comparativo entre los diámetros de los granos de la arena M1 y los diámetros del liner ranurado

Pozo	Diámetro Ranuras (pulgadas)	Diámetro Grano (D50) (pulgadas)	Eficiencia
POZO 2H	0.564	0.0228	NO APLICA
POZO 3H	0.564	0.0228	NO APLICA

Fuente: Baker Completion Systems - Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

Los resultados de la tabla 3.16 muestran, en términos generales, que el tamaño actual de las ranuras de los liners de producción de pozo 2H y pozo 3H, que se están utilizando en los pozos en estudio del campo Ginta son de 0.564 pulgadas, para ambos casos, lo que corresponde a ninguna retención por parte del método de control de arena utilizado, es decir, no hay control de la arena producida por los pozos.

Lo que significa que los diámetros de las ranuras utilizados en los liners ranurados son más grandes en comparación con el diámetro medio de los granos, y es por esta razón que la eficiencia de retención no aplica para este método. Entonces, para retener el cincuenta por ciento (50%) de arena en el fondo, cantidad de partículas para evitar el arenamiento del pozo, el diámetro de las ranuras de Liner de 5 pulgadas para el pozo 2H y pozo 3H es insuficiente. Por lo tanto se requiere de la realización de las propuestas para mejorar los equipos de control en el fondo del pozo, de manera que sea menor la cantidad de arena tratada en superficie.

3.6 PROPUESTA DE MEJORAS A LA COMPLETACIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA CONTROL DE ARENA

Luego de haber analizado la distribución por tamaño de las partículas presentes en una muestra de arena del pozo que se tiene análisis granulométricos (Tabla 3.15). Se pudo concluir un grano uniforme con los datos obtenidos del coeficiente de uniformidad (D_{10}/D_{90}), ($1.9 < 3$): el coeficiente de arreglo de los granos o de clasificación (D_{10}/D_{95}), ($3.6 < 10$), y el porcentaje de finos ($< 5\%$).

Además, se tiene un tamaño de grano promedio entre 0.0848" y 0,1657". La esfericidad y redondez de grano garantizan un efectivo empaque natural del pozo en condiciones a cased hole. Apoyados en los criterios de selección desarrollados por Baker Completion Systems para el uso de Gravel Pack y Stand Alone, y los valores arrojados por la arena M1 del pozo X, se concreta dos diseños de completación de control de arena por las siguientes razones:

- Los coeficientes C_{μ} y C_s , están en los rangos correspondientes para aplicar esta técnica.
- La distribución de la arena es uniforme, lo que permite emplear los dos métodos porque existirá un buen puenteo y evitaría el taponamiento de la rejilla.
- Por el criterio de Saucier y D10.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE ARENA (GRAVEL PACK Y STAND ALONE) EN LOS POZOS CANDIDATOS

4.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo presenta el diseño de la completación para cada uno de los pozos. La técnica de control de arena recomendada en cada propuesta va en función del tipo de pozo, análisis geométrico de la zona de interés, y las consideraciones de diseño de cada sistema de control. Además se presenta el cálculo del índice de productividad con Darcy y considerando cada sistema de control de arena propuesto para cada pozo, ya sea Gravel Pack o Stand Alone.

Los resultados del análisis por pozo se presentan individualmente.

4.2 EVALUACIÓN DE DATOS DE CADA POZO

Con la finalidad de poder tener una visión clara de los pozos candidatos, se evaluó el esquema el mecánico de completación implementado en cada pozo en estudio, donde se hace un detalle de los datos de cada pozo.

4.2.1 POZO 1H

4.2.1.1 Datos del Pozo

La aplicación se concibe sobre un hoyo inclinado (90.70°) cementado con un revestimiento de 7", 26 lb/ft cuya zapata está ubicada a 9161 ft de profundidad, y un tope de Liner de 5" a 9106 en MD. Un intervalo cañoneado de 9000'-9090' (90 ft) en MD, con un CIBP en el casing de 7" a 9103 ft.

TABLA 4.1 Datos generales de la completación Pozo 1H

DATOS DEL POZO	
Pozo	Pozo 1H
Intervalo cañoneado	90 ft (9000' – 9090')
Inclinación del pozo	83.5°
Casing	9-5/8" 47.0 lb/ft @ 7,346 ft
Liner	7" 26.0 lb/ft @ 9,161 ft
Tope de liner	7,243.70 ft MD
CIBP	@ 9103 ft MD
Tubing	4-1/2" 12.75 lb/ft EUE

Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

4.2.2 POZO 2H

4.2.2.1 Datos del Pozo

La aplicación se concibe sobre un hoyo inclinado (90°) cementado con un revestimiento de 7", 26 lb/ft cuya zapata está ubicada a 8810 ft de profundidad en MD, y un Liner de 5" con intervalo abierto de 633.10 ft.

TABLA 4.2 Datos generales de la completación Pozo 2H

DATOS DEL POZO	
Pozo	Pozo 2H
Intervalo cañoneado	633.10 ft liner ranurado
Inclinación del pozo	90°
Casing	7" 26.0 lb/ft @ 8,810 ft
Liner	5" 18.0 lb/ft @ 9,443 ft
Tope de liner de 5"	8,711 ft MD
Tubing	4-1/2" 12.8 lb/ft EUE

Fuente: Repsol Ecuador
Realizado por: Carlos Sanchez

En el análisis de la última tubería de revestimiento instalada en el pozo (Liner de 5"). Se determina como una restricción ID=4.276" y como un Drift=4.151" ara el diseño de cualquier completación de control de arena. Tal como se ilustra en la tabla 4.3.

TABLA 4.3 Análisis geométrico del Liner 5" Pozo 2H

DESCRIPCION	OD (in)	ID (in)	Drift (in)	Longitud (ft)	Profundidad (ft)	
					Tope	Base
TIW Shoe 5" 18#, N-80 BUTT	5.00			1.00	9442.00	9443
1 Pup joint 5", 18# Blank Csg	5.00	4.276	4.151	1.62	9440.38	9442.00
TIW drillable Pack off bushing 5", 18# N-80 @	5.00	4.276	4.151	0.85	9439.53	9440.38
X-Over 5" 18# BUTT Pin x FJWP Box	5.00	4.276	4.151	3.73	9435.80	9439.53
5", 18#, HYD. FJWP Slotted Liner, 23 Jnts.	5.00	4.276	4.151	633.10	8802.70	9435.80
X-Over 5" 18# FJWP Pin x AB FL-4S Box	5.00	4.276	4.151	1.50	8801.20	8802.70
2 joint 5", 18# Blank Csg.FL-4S	5.00	4.276	4.151	80.25	8720.95	8801.20
X-Over 5" 18# BUTT Box x HYD FJWP Pin	5.00	4.276	4.151	3.20	8717.75	8720.95
X-Over 5" 18# FL-4S Pin x BUTT Pin	5.00	4.276	4.151	1.55	8716.20	8717.75
LG-6 Setting Collar	5.00	4.375	4.250	8.34	8707.86	8716.20

Fuente: Repsol Ecuador

Realizado por: Carlos Sanchez

4.2.3 POZO 3H

4.2.3.1 Datos del Pozo

La aplicación se concibe sobre un hoyo inclinado (77.80°) cementado con un revestimiento de 7", 26 lb/ft cuya zapata está ubicada a 8177 ft de profundidad en MD, y un Liner de 5" con un intervalo abierto de 416.90 ft.

TABLA 4.4 Datos generales de la completación Pozo 3H

DATOS DEL POZO	
Pozo	Pozo 3H
Intervalo cañoneado	416.90 ft liner ranurado
Inclinación del pozo	77.80°
Casing	7" 26.0 lb/ft @ 8,177 ft
Liner	5" 18.0 lb/ft @ 8,613 ft
Tope de liner de 5"	8,090 ft MD
Tubing	4-1/2" 12.75 lb/ft EUE

Fuente: Repsol Ecuador

Realizado por: Carlos Sanchez

En el análisis de la última tubería de revestimiento instalada en el pozo (Liner de 5"). Se determina como una restricción ID=4.276" y como un Drift=4.151" para el diseño de cualquier completación de control de arena. Tal como se ilustra en la tabla 4.5.

TABLA 4.5 Análisis geométrico Liner 5" Pozo 3H

DESCRIPCION	OD (in)	ID (in)	Drift (in)	Longitud (ft)	Profundidad (ft)	
					Tope	Base
TIW Guide Shoe 5"	5.563			1.69	8611.31	8613
X-Over 5" 18# BUTT Pin x FJWP Box	5.00	4.276	4.151	2.08	8609.23	8611.31
9 joints 5" 18#, AB-HDLP-110 slotted liner	5.00	4.276	4.151	416.90	8192.33	8609.23
2 joints 5" 18#, AB-HDLP-110 blank liner	5.00	4.276	4.151	90.49	8101.84	8192.33
X-Over 5" 18# AB-HDL Pin x BTC box	5.00	4.276	4.151	2.59	8099.25	8101.84
LG-6 Sett Collar	5.750	4.276	4.151	9.25	8090.00	8099.25

Fuente: Repsol Ecuador

Realizado por: Carlos Sanchez

4.3 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN

El sistema Stand Alone ofrece la mejor alternativa de solución para los tres pozos en estudio, sin embargo no se descarta para el primer pozo (pozo 1H), como segunda alternativa necesario realizar un empaque con grava ya que el hecho de que existe un espacio anular entre la rejilla y el casing de 7", libre para el flujo anular no sólo de los fluidos producidos sino también de la producción de partículas; además del posible taponamiento de los canales cañoneados. Esto puede conducir a un fracaso prematuro debido a la re-clasificación de los granos de arena y la localización de velocidades más altas conocidas en la industria como "Hot-Spotting".

Las propuestas de trabajos para control de arena se encuentran en el siguiente orden de preferencia para cada pozo que aplica:

- Empaque con grava (Gravel Pack)
- Rejillas Independientes (Stand Alone)

4.3.1 POZO 1H

4.3.1.1 Alternativa de Completación con Empaque de Grava

Es la primera alternativa que se propone después haber realizado en análisis granulométrico. Al realizar un empaque con grava permitirá mantener la arena de formación en el fondo del pozo, garantizando una completación. Para el diseño se consideró lo siguiente:

- Se consideró el potencial promedio del pozo de 280 BPPD, producción de 4225 BFPD y un BSW de 93.30%.
- Evaluación del análisis granulométrico de las muestras representativas de arena de formación (ver capítulo 3, punto 3.2).

4.3.1.1.1 Tipo de Trabajo para el Empaque con Grava

Para el caso del pozo 1H, se recomienda un empaque mediante agua a rata alta (HRWP), por dos razones. Primero, el reservorio tiene una alta permeabilidad y no tiene daño ($S=0$), y por lo tanto no beneficiara una fractura hidráulica. Segundo el pozo tiene un alto ángulo de inclinación. Y debido a que tenemos una longitud de intervalo perforado mayor que 30 pies, el empaque con grava se deberá llevar a cabo en modo “circulando”.

Se recomienda una concentración de grava de 1.5 lbs/gal, para ser desplazada a una rata alta (máximo 12 bpm).

4.3.1.1.2 Tipo y Tamaño de Grava

Debido a la tensión de cierre de la formación ligeramente alta como resultado de la profundidad (aproximadamente 2047 psi), se recomienda un apuntalante de fuerza intermedia “Intermediate Strength Proppant” (ISP) para ser usado como grava en lugar de arena.

Por este nivel de tensión, se recomienda la Carbolita por su baja densidad y fuerza intermedia.

El diámetro promedio de la partícula de arena de la formación (D50) a partir de análisis de tamizaje es 0.0848 in. Usando la regla de Saucier es tamaño de grava apropiado es:

Tamaño de Grava= $D50 \times 6 = 0.0141389 \times 6 = 0.0848$ in.

Es importante notar que el diámetro promedio de la arena de formación determinado de un análisis de tamizaje de la partícula en una muestra de fondo. En muchos casos, las muestras de arena de fondo tienden a ser desviadas hacia los tamaños de partículas más grandes, debido a que las partículas más pequeñas son más fácilmente producidas a superficie. Como resultado, el tamaño real de la partícula es probablemente más pequeño que el indicado. Por lo tanto, se recomienda usar un tamaño de grava más pequeño que el indicado por la fórmula de Saucier.

4.3.1.1.3 Tipo y Longitud de la Rejilla

La apertura de la rejilla no debe ser mayor al 80% del diámetro de grano del Empaque con Grava, para prevenir que la grava entre dentro del pozo. El diámetro de la partícula más pequeña de la grava recomendada Carbolite 12/18. Por lo tanto, el tamaño de la rejilla se determina de la siguiente forma:

Y de acuerdo al criterio $D_{10} = 501 \mu\text{m}$; rango entre 300 – 500 μm de rejilla. Por lo que se selecciona una Excluder Coarse. Tal como se ilustra en el Anexo 4.1.

Para el Casing de 7", 26 lb/ft, N-80, se recomienda un rejilla con tubería base de 3-1/2", 9.3 lb/ft, L-80. El diámetro exterior de la rejilla en esta tubería base será 4.30".

Hay 90 pies de perforaciones. Se recomienda un mínimo overlap (traslape) de la rejilla a 5–10 pies sobre y bajo las perforaciones. Por lo tanto una tres de la rejilla Excluder 2000 de 37 pies de longitud son suficientes.

4.3.1.1.4 Volumen de Grava

El volumen de grava se calcula para llenar el espacio anular entre el casing/rejilla, más 60 pies de anular entre casing/blank pipe sobre la rejilla, más la cantidad para empacar las perforaciones y el espacio detrás del liner.

Se recomienda un empaquetamiento de agua a alta tasa. Típicamente, para un HRWP en modo “circulando”, se recomienda 50 – 100 lbs/pie de perforaciones. En este caso se recomienda 75 lbs/pie, para colocar detrás de las perforaciones. Cualquier exceso de grava será reversado fuera después del arenamiento. Es preferible bombear el exceso de arena para prevenir un paro del trabajo.

Usando el criterio anterior, se requiere 9498.94 lbs (95 sks) de Carbolita 12/18. Para los cálculos detallados ver el Anexo 4.3 correspondientes al Pozo 1H para los cálculos detallados.

4.3.1.1.5 Fluido Transportador para el Empaque con Grava

El fluido recomendado es el agua filtrada limpia. El agua filtrada puede ser agua producida o agua fresca con estabilizador de arcilla. En cualquiera de los casos, se recomienda una pequeña cantidad de surfactante no-emulsificador para prevenir emulsiones con el crudo de la formación.

NOTA: Todo fluido de workover y de tratamiento tiene que ser filtrado a por lo menos 2 μm .

4.3.1.2 Alternativa de Completación de Rejillas Independientes

Para poder bajar un sistema de control de arena con rejillas independientes, se consideró una holgura anular de 0.012 pulgadas, entre el diámetro externo (OD) de la rejilla y el diámetro interno (ID) del liner ranurado instalado en el pozo, tomando en cuenta que la rejillas estarán frente a los disparos.

Para el diseño de la completación del pozo y del número de rejillas se considera lo siguiente:

4.3.1.2.1 Tipo y Tamaño de Rejilla

Tipo del screen= D10= 501 μm ; rango entre 300 – 4000 μm de rejilla. Por lo que se selecciona una Excluder Coarse. Tal como se muestra en el Anexo 4.1.

La aplicación se concibe sobre un hoyo inclinado (80°) cementado con un revestimiento de 7", 47 lb/ft, N-80, donde se recomienda un rejilla con tubería base de 3-1/2", 9.3 lb/ft, L-80, y de diámetro exterior de la rejilla será 4.30".

Hay 90 pies de perforaciones. Se recomienda un mínimo overlap (traslape) de la rejilla a 5–10 pies sobre y bajo las perforaciones. Por lo tanto, tres rejillas Excluder 2000 de 37 pies de longitud son suficientes.

4.3.1.2.2 Análisis de Velocidad de Erosión de la Rejilla

Se debe evitar fallas por la erosión de las rejillas evitando los puntos calientes. Si se considera la velocidad del fluido en el pozo sea menor a la velocidad de erosión por pie que resiste la rejilla. Es decir, si la V_1 es mayor a la velocidad de erosión, la tubería fallara por corrosión y habrá una falla en el sistema de control de arena. Tal y como se ilustra en la tabla 4.6, se puede decir que estamos dentro del rango de diseño para rejillas de 3-1/2".

TABLA 4.6 Análisis de velocidad de erosión de la rejilla Pozo 1H

Tubing 1					
OD	ID	Drift	Area ID	Material	Longitud
(in)	(in)	(in)	(in ²)		(ft)
3.5 (9.2#)	2.992	2.867	7.031		2,000.00
Caudal		(BPD)	4.225		
Presion iny		(psi)	2.500		
Densidad		(LPG)	8.500		
Gradiente		(psi/ft)	0.441		
RESULTADOS PARA INTERPRETACION					
Resultados					
V1 (Tbg1)		(ft/s)	5.62		
Perdida x fricción (Tbg 1 - New)		(psi)	46		
Perdida x fricción (Tbg 1 - Old)		(psi)	65		
Velocidad de Erosion (1lb/1000 bls)		(ft/s)	16.29		
Velocidad de Erosion (free solid)		(ft/s)	25.05		

Fuente: Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

4.3.1.2.3 Procedimiento de Ejecución del Trabajo

El presente programa de trabajo tiene la finalidad de presentar el procedimiento para la instalación de la completación de fondo en hoyo revestido de 7", 26 lb/ft, BTC, R-3 con packer SC-1R y rejillas Excluder 2000 Coarse; completación en case hole de 7", para el pozo 1H.

4.3.1.2.3.1 Preparación previa al Trabajo

1. Usando la lista de Chequeo (Check List) del Equipo Baker, verifique que todo el equipo de la Completación (consumibles y herramientas de corrida) estén en locación y en buenas condiciones.
2. Registre todas las medidas relevantes del equipo, como son: longitudes, conexiones, diámetros externos, diámetros internos, etc.
3. Calibre pasando el conejo correspondiente a todo el equipo en locación. Esto es para asegurar que no le haya sucedido nada al equipo durante el

transporte a la locación. Sea cuidadoso de no dañar las roscas y superficies de sello cuando se pase el conejo.

4. Verifique que las roscas de los accesorios sean compatibles entre sí para armar la cola de la empaadura.
5. Verifique que estén listas y completas todas las herramientas de operación de todas las medidas en caso de ser requeridas.
6. Realizar una corrida de 7", 9-5/8" Well Bore Clean Up previo a la corrida del trabajo para limpiar las paredes del casing; cuyo equipo adicionalmente nos sirve para la calibración del hoyo entubado.

4.3.1.2.3.2 Lista de Equipos Completación de Fondo

A) Equipos Consumibles: Completación de fondo (CASE HOLE).

1. BULL PLUG (Baker Hughes)

Size:	3.500"
Thread:	3 ½" RTS8 9.3 Lb/Ft NU Box
Material:	P 110 - 1.1 % Cr

2. EXCLUDER 2000 SCREEN (Baker Hughes)

Size:	Coarse 3 ½"
Material:	Stainless Steel
Thread:	Down: 3 ½" NU Pin Up: 3 ½" NU Box
Product No.:	H486-90

3. EXCLUDER 2000 SCREEN (Baker Hughes)

Size:	Coarse 3 ½"
Material:	Stainless Steel
Thread:	Down: 3 ½" NU Pin Up: 3 ½" NU Box
Product No.:	H486-90

4. EXCLUDER 2000 SCREEN (Baker Hughes)

Size:	Coarse 3 ½"
Material:	Stainless Steel
Thread:	Down: 3 ½" NU Pin Up: 3 ½" NU Box
Product No.:	H486-90

5. CROSSOVER (Baker Hughes)

Size: 3.500"
 Thread: Down: 3 ½" NU Pin
 Up: 3 ½" EUE Box

6. TUBING JOINTS BLANK PIPE (1 Unidades) (Baker Hughes)

Size: 3.500"
 Thread: Down: 3 ½" EUE 9.3 Lb/Ft Pin
 Up: 3 ½" EUE Box

7. CROSS OVER (Baker Hughes)

Size: 5" – 3 ½"
 Thread: Down: 3 ½" EUE Pin
 Up: 5" LTC Box

8. SEAL BORE EXTENSION (Baker Hughes)

Size: 5.000"
 Thread: Down: 5" LTC Pin
 Up: 5" LTC Pin

9. CONNECTOR SUB (Baker Hughes)

Size: 5 1/2" – 5"
 Thread: Down: 5" LTC Box
 Up: 5-1/2" LTC Box

10. MILL OUT EXTENSION CONNECTOR SUB (Baker Hughes)

Size: 5 1/2"
 Thread: Down: 5-1/2" LTC Pin
 Up: 5-1/2" LTC Pin

11. MODEL "SC-1" SEAL BORE RETRIEVABLE PACKER (Baker Hughes)

Size: 70B – 40 FOR (7") 23 – 29 lbs/pie
 Threads: 5-1/2" LTC Box Down
 Tool OD: 5.750"
 Tool ID: 4.000"
 Material: Alloy Steel, 110 Ksi MYS

B) Equipos de Renta:

1. HIDRAULIC SETTING TOOL MODEL "J-20" (Suministrado por Baker)

Size: 7" x 2-7/8" EUE

2. CROSS OVER (Suministrado por Baker)

Size: 2-7/8" IF Pin x 3-1/2" IF Box

4.3.1.2.3.3 Procedimiento de Corrida de Completación de Fondo con Rejillas Independientes

1. Realizar una reunión pre-operacional y de seguridad e información antes de realizar el trabajo con todo el personal involucrado. Todas las preguntas deben ser resueltas antes de comenzar el trabajo.
 - Verificar el número total de SCREEN a ser corrido y tubing en los racks.
 - Asegurarse que la tubería de trabajo sea conejeada.
2. Instalar equipo de manejo para la corrida de rejillas de 3-1/2".
 - Cuñas, mesa falsa, plato, etc.
3. Circular el fluido de completación hasta obtener retornos limpios
4. Armar y bajar el siguiente ensamble de completación de fondo como sigue:
 - ✓ **Bull Plug 3-1/2" NU Box up**
 - ✓ **EXCLUDER 2000 SCREEN 3-1/2" NU Box Up x 3-1/2" NU Pin Down**
 - ✓ **EXCLUDER 2000 SCREEN 3-1/2" NU Box Up x 3-1/2" NU Pin Down**
 - ✓ **EXCLUDER 2000 SCREEN 3-1/2" NU Box Up x 3-1/2" NU Pin Down**
 - ✓ **Crossover 3-1/2" EUE Box Up x 3-1/2" NU Pin Down**
 - ✓ **(1) Tubing joints blank pipe 3-1/2" EUE Box Up x 3-1/2" EUE Pin Down**
 - ✓ **Crossover 5" LTC Box Up x 3-1/2" EUE Pin Down**
 - ✓ **Seal bore Extension 5" LTC Pin Up x 5" LTC Box Down**
 - ✓ **Conector Sub 5-1/2" LTC Box Up x 5" LTC Box Down**
 - ✓ **Mill out Extension 5-1/2" LTC Pin Up x 5-1/2" LTC Pin Down**
 - ✓ **SC-1R Retrievable Seal Bore Packer 5-1/2" LTC Box Down**
 - ✓ **Adapter Kit "BSC-R"**
 - ✓ **Setting Tool Hidráulico "J-20"**
 - ✓ **Cross Over 2-7/8" EUE x 3-1/2" IF**
 - ✓ **Tubería 3-1/2" EUE Box x Pin hasta superficie**

NOTA: Bajar las mallas colocando las llaves en los handling joints, teniendo cuidado de no colocar llaves y/o cuñas en el cuerpo de las mismas.

Ensamble del Packer “SC-1R” a la Herramienta de Asentamiento Hidráulico (Setting Tool “J – 20”)

5. En la rampa, calibre y conecte el Adapter Kit Modelo “BSC-R” al packer ajustando correctamente el Release Sleeve y este a su vez al Setting Tool Hidráulico modelo “J – 20”.
6. Levante el Sub ensamble del Packer y herramienta de asentamiento hidráulico. Déjelo a un lado de las paradas de tubería e introdúzcalo en el pozo. Colóquelo el collarín de seguridad al tubo de flujo.
7. Levante lentamente el ensamble sin sacar el collarín de seguridad y asegúrese de que todas las roscas estén bien. Siente sobre las cuñas y elimine el collarín de seguridad. Baje lentamente el ensamble completo del Packer con su cola a través de la BOP.
8. Baje el Packer a una velocidad moderada de 2 - 3 paradas por minuto. En caso de encontrar resistencia, intente pasar hasta en 5 ocasiones. Si no tiene éxito, levante el packer unos 100 pies e inténtelo de nuevo. Si no logra pasar la misma resistencia, inicie la recuperación del ensamble del packer.

NOTA: Se debe asegurar la limpieza interna total de tubería de trabajo, así como es mandatorio ser conejeada cada tubería de trabajo con el drift correspondiente acorde al tamaño y libraje de cada una.

Asentamiento del Packer “SC-1R”:

9. Una vez alcanzada la profundidad de asentamiento del packer SC-1R (centro de las gomas) **+/- 8901 pies**, establezca posicionamiento de los mismos. Verifique el registro CCL para evitar el asentamiento en un cuello o en un espacio de casing sin soporte de cemento.

NOTA: Verifique varias veces los pesos ascendente y descendente de la sarta. Marque la tubería.

10. A la profundidad de asentamiento registre los pesos de la sarta, lanzar la esfera de 1-7/16", y esperar que la misma llegue por gravitación hasta el asiento del setting tool "J – 20" y "BSC-R".
11. Con la esfera en posición a una rata de bombeo de 3 bpm, al llegar al asiento de bola presurizar con 1,800 psi y tensionar hasta 10 klbs para ruptura de punto débil.
12. Recuperar el BHA con Setting Tool a superficie en tubería 3-1/2" DP IF.
13. Recuperar el BHA de trabajo en tubería de 3-1/2" IF DP. Compruebe el funcionamiento del equipo en superficie.

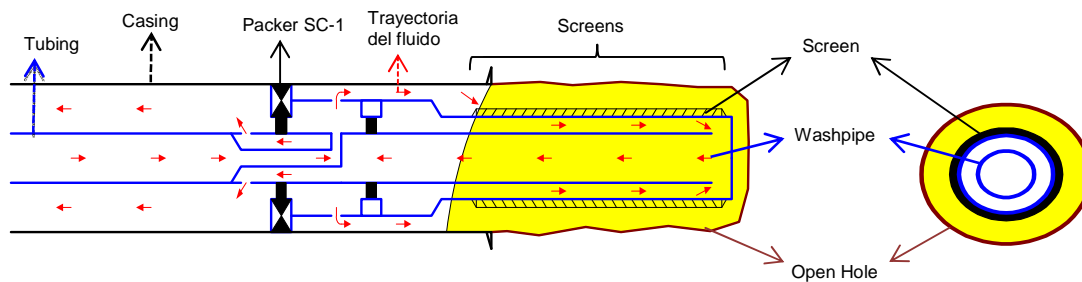
NOTA:

Los procedimientos descritos en este programa deben ser usados como una guía solamente. En caso de que se presenten condiciones del hoyo diferentes, este procedimiento puede ser cambiado bajo la supervisión del técnico de Sand Control y del representante de la compañía operadora.

4.3.2 POZO 2H**4.3.2.1 Alternativa de Completación con Empaque de Grava**

De acuerdo a la teoría descrita en el capítulo 2, y por el análisis geométrico del pozo se determina una restricción en el pozo, debido a la última tubería de revestimiento instalada (Liner de 5"). Por lo que no se puede bajar una completación con empaque con grava en el pozo. Porque se necesita que la tubería lavadora se corra por dentro de la rejilla, y la relación entre la tubería lavadora diámetro externo (OD) y diámetro interno (ID) de tubería base de la rejilla sea de una holgura anular mínima de 0.75", para así poder tener un buen empaque con grava, ver figura 4.1.

Además se necesita que el diámetro externo de tubería lavadora sobre el diámetro interno de la tubería base de la rejilla sea aproximadamente 0.8". Por lo tanto queda descartada la posibilidad de implementar Gravel Pack en este pozo.

FIGURA 4.1 Diseño de completación con washpipe

Fuente: Baker Completion Systems

4.3.2.2 Alternativa de Completación de Rejillas Independientes

Para bajar un sistema de control de arena con rejillas independientes. Se considera que el área anular sobre área de la tubería base debe mínimo a 1.25, para proporcionar un mayor flujo anular para los sólidos y el tiempo más largo para llenar el espacio anular.

Por lo que se propone instalar la completación de control de arena en la tubería de revestimiento de 7", considerando que el análisis geométrico del pozo (ver tabla 4.2) y el área de flujo en el anular.

Para el diseño de la completación del pozo y del número de rejillas se considera lo siguiente:

4.3.2.2.1 Tipo y Longitud de la Rejilla

Tipo del screen= D10= 501 μm ; rango entre 300 – 4000 μm de rejilla. Por lo que se selecciona una Excluder Coarse. Tal como se muestra en el Anexo 4.1.

Para el casing de 7", 26 lb/ft, N-80, se recomienda un rejilla con tubería base de 4-1/2", 11.6 lb/ft, L-80. El diámetro exterior de la rejilla en esta tubería base será 5.31". La ubicación de la base del BHA de las rejillas a 8060 pies, para no quitarle nivel de sumergencia al equipo BES; y a una distancia de 30 pies sobre el tope del Liner de 5".

Considerando un 28 % de área de flujo y que cada rejilla Excluder 2000 puede manejar 4500 bls de fluido; debido a que no van a estar directamente frente a las perforaciones. Además, se considera un caudal similar a la última producción del pozo de pozo ($Q_f = 17357$ BFPD, capítulo 3, tabla 3.3). Por lo tanto, se recomienda cuatro rejilla de 37 pies de longitud son suficientes.

4.3.2.2.2 Análisis de Velocidad de Erosión de la Rejilla

Con el fin de evitar fallas por la erosión de las rejillas y evitando los puntos calientes. Se considera la velocidad del fluido en el pozo sea menor a la velocidad de erosión por pie que resiste la rejilla. Es decir, si la V_1 es mayor a la velocidad de erosión, la tubería fallara por corrosión y habrá una falla en el sistema de control de arena. Tal y como se ilustra en la tabla 4.7, se puede decir que estamos dentro del rango de diseño para rejillas de 4 1/2".

TABLA 4.7 Análisis de velocidad de erosión de la rejilla Pozo 2H

Tubing 1					
OD (in)	ID (in)	Drift (in)	Area ID (in ²)	Material	Longitud (ft)
4.5 (11.6#)	4.000	3.875	12.566		148.00
Caudal		(BPD)	17,272		
Presion iny		(psi)	2,500		
Densidad		(LPG)	8.500		
Gradiente		(psi/ft)	0.441		
RESULTADOS PARA INTERPRETACION					
Resultados					
V1 (Tbg1)	(ft/s)	12.86			
Perdida x fricción (Tbg 1 - New)	(psi)	11			
Perdida x fricción (Tbg 1 - Old)	(psi)	16			
Velocidad de Erosion (1lb/1000 bls)	(ft/s)	16.29			
Velocidad de Erosion (free solid)	(ft/s)	25.05			

Fuente: Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

4.3.2.2.3 Procedimiento de Ejecución del Trabajo

El presente programa de trabajo tiene la finalidad de presentar el procedimiento para la instalación de la completación de fondo en hoyo revestido de 7", 26 lb/ft, con packer SC-1R y rejillas Excluder 2000 Coarse para el pozo 2H.

4.3.2.2.3.1 Preparación Previa al Trabajo

1. Usando la lista de Chequeo (Check List) del Equipo Baker, verifique que todo el equipo de la Completación (consumibles y herramientas de corrida) estén en locación y en buenas condiciones.
2. Registre todas las medidas relevantes del equipo, como son: longitudes, conexiones, diámetros externos, diámetros internos, etc.
3. Calibre pasando el conejo correspondiente a todo el equipo en locación. Esto es para asegurar que no le haya sucedido nada al equipo durante el transporte a la locación. Sea cuidadoso de no dañar las roscas y superficies de sello cuando se pase el conejo.
4. Verifique que las roscas de los accesorios sean compatibles entre sí para armar la cola de la empacadura.
5. Verifique que esté lista la herramienta de control de flujo (Nipple FWG) para correr el Blanking plug en una sola corrida con el BHA de las screens y verifique que estén listas y completas todas las herramientas de operación de todas las medidas en caso de ser requeridas.
6. Realizar una corrida de 7", 9-5/8" Well Bore Clean Up previo a la corrida del trabajo para limpiar las paredes del casing; cuyo equipo adicionalmente nos sirve para la calibración del hoyo entubado.

4.3.2.2.4 Lista de Equipos Completación de Fondo

A) Equipos Consumibles: Completación de fondo (CASE HOLE).

1. NEPLO CAMPANA (Baker Hughes)
 - Size: 4.500"
 - Thread: 4 ½" BTC Box
 - Material: P 110 - 1.1 % Cr

2. NIPLE FWG (Baker Hughes)
 - Size: 4.500"
 - Thread: Down: 4 ½" BTC Pin
Up: 4 ½" BTC Box
 - Material: P 110 - 1.1 % Cr

3. EXCLUDER 2000 SCREEN (Baker Hughes)
 - Size: 4 ½"
 - Material: Stainless Steel
 - Thread: Down: 4 ½" BTC Pin
Up: 4 ½" BTC Box
 - Product No.: H486-90

4. EXCLUDER 2000 SCREEN (Baker Hughes)
 - Size: Coarse 4 ½"
 - Material: Stainless Steel
 - Thread: Down: 4 ½" BTC Pin
Up: 4 ½" BTC Box
 - Product No.: H486-90

5. EXCLUDER 2000 SCREEN (Baker Hughes)
 - Size: Coarse 4 ½"
 - Material: Stainless Steel
 - Thread: Down: 4 ½" BTC Pin
Up: 4 ½" BTC Box
 - Product No.: H486-90

6. EXCLUDER 2000 SCREEN (Baker Hughes)
 - Size: Coarse 4 ½"
 - Material: Stainless Steel
 - Thread: Down: 4 ½" BTC Pin
Up: 4 ½" BTC Box
 - Product No.: H486-90

7. CROSSOVER (Baker Hughes)

Size: 4.500"
 Thread: Down: 4 ½" BTC Pin
 Up: 4 ½" LTC Box

8. BLANK PIPE (1 Unidades) (Repsol)

Size: 4.500"
 Thread: Down: 4 ½" 11.60 Lb/Ft LTC Pin
 Up: 4 ½" LTC Box

9. CROSS OVER (Baker Hughes)

Size: 5.000"
 Thread: Down: 4 ½" LTC Pin
 Up: 5 "LTC Box

10. SEAL BORE EXTENSION (Baker Hughes)

Size: 5.000"
 Thread: Down: 5" LTC Pin
 Up: 5" LTC Pin

11. CONNECTOR SUB (Baker Hughes)

Size: 5 ½"
 Thread: Down: 5" LTC Box
 Up: 5 ½" LTC Box

12. MILL OUT EXTENSION CONNECTOR SUB (Baker Hughes)

Size: 5 1/2"
 Thread: Down: 5 ½" LTC Pin
 Up: 5 ½" LTC Pin

13. MODEL "SC-1" SEAL BORE RETRIEVABLE PACKER (Baker Hughes)

Size: 70B – 40 FOR (7") 23 – 29 lbs/pie
 Threads: 5 ½" LTC Box Down
 Tool OD: 5.750"
 Tool ID: 4.000"
 Material: Alloy Steel, 110 Ksi MYS

B) Equipos de Renta:

1. HIDRAULIC SETTING TOOL MODEL "J-20" (Suministrado por Baker)

Size: 7" x 2-7/8" EUE

2. CROSS OVER (Suministrado por Baker)

Size: 2-7/8" IF Pin x 3-1/2" IF Box

4.3.2.2.5 Procedimiento de Corrida De Completación de Fondo con Rejillas Independientes

1. Realizar una reunión pre-operacional y de seguridad e información antes de realizar el trabajo con todo el personal involucrado. Todas las preguntas deben ser resueltas antes de comenzar el trabajo.
 - Verificar el número total de SCREEN a ser corrido y tubing en los racks.
 - Asegurarse que la tubería de trabajo sea conejeada.
2. Instalar equipo de manejo para la corrida de rejillas de 4-1/2".
 - Cuñas, mesa falsa, plato, etc.
3. Circular el fluido de completación hasta obtener retornos limpios
4. Armar y bajar el siguiente ensamble de completación de fondo como sigue:
 - ✓ **Neplo Campana 4-1/2" BTC Box Up**
 - ✓ **Nipple FWG 4-1/2" BTC Box Up x Pin Down**
 - ✓ **EXCLUDER 2000 SCREEN 4-1/2" BTC Box Up x 4-1/2" BTC Pin Down**
 - ✓ **EXCLUDER 2000 SCREEN 4-1/2" BTC Box Up x 4-1/2" BTC Pin Down**
 - ✓ **EXCLUDER 2000 SCREEN 4-1/2" BTC Box Up x 4-1/2" BTC Pin Down**
 - ✓ **EXCLUDER 2000 SCREEN 4-1/2" BTC Box Up x 4-1/2" BTC Pin Down**
 - ✓ **Crossover 4-1/2" LTC Box Up x 4-1/2" BTC Pin Down**
 - ✓ **(1) Blank pipe 4-1/2" LTC Box Up x 4-1/2" LTC Pin Down**
 - ✓ **Crossover 5" LTC Box Up x 4-1/2" LTC Pin Down**
 - ✓ **Seal bore Extension 5" LTC Pin Up x 5" LTC Box Down**
 - ✓ **Conector Sub 5-1/2" LTC Box Up x 5" LTC Box Down**
 - ✓ **Mill out Extension 5-1/2" LTC Pin Up x 5-1/2" LTC Pin Down**
 - ✓ **SC-1R Retrievable Seal Bore Packer 5-1/2" LTC Box Down**
 - ✓ **Setting Tool Hidráulico "J-20"**
 - ✓ **Cross Over 2-7/8" EUE x 3-1/2" IF**
 - ✓ **Tubería 3-1/2" EUE Box x Pin hasta superficie**

NOTA: Bajar las rejillas colocando las llaves en los handling joints, teniendo cuidado de no colocar llaves y/o cuñas en el cuerpo de las mismas. Y durante la conexión de junta – junta, cubra la caja de cada junta para evitar que cualquier objeto extraño caiga dentro de las rejillas.

Ensamble del Packer “SC-1R” a la Herramienta de Asentamiento Hidráulico (Setting Tool “J – 20”)

5. En la rampa, calibre y conecte el Adapter Kit Modelo “BSC-R” al packer ajustando correctamente el Release Sleeve y este a su vez al Setting Tool Hidráulico modelo “J – 20”.
6. Levante el Sub ensamble del Packer y herramienta de asentamiento hidráulico. Déjelo a un lado de las paradas de tubería e introdúzcalo en el pozo. Colóquelo el collarín de seguridad al tubo de flujo.
7. Levante lentamente el ensamble sin sacar el collarín de seguridad y asegúrese de que todas las roscas estén bien. Siente sobre las cuñas y elimine el collarín de seguridad. Baje lentamente el ensamble completo del Packer con su cola a través de la BOP.
8. Baje el Packer a una velocidad moderada de 2 - 3 paradas por minuto. En caso de encontrar resistencia, intente pasar hasta en 5 ocasiones. Si no tiene éxito, levante el packer unos 100 pies e inténtelo de nuevo. Si no logra pasar la misma resistencia, inicie la recuperación del ensamble del packer.

NOTA: Se debe asegurar la limpieza interna total de tubería de trabajo, así como es mandatorio ser conejeada cada tubería de trabajo con el drift correspondiente acorde al tamaño y libraje de cada una.

Asentamiento del Packer “SC-1R”:

9. Una vez alcanzada la profundidad de asentamiento del packer SC-1R (centro de las gomas) **+/- 8477 pies**, establezca posicionamiento de los mismos. Verifique el registro CCL para evitar el asentamiento en un cuello o en un espacio de casing sin soporte de cemento.

NOTA: Verifique varias veces los pesos ascendente y descendente de la sarta. Marque la tubería.

10. A la profundidad de asentamiento registre los pesos de la sarta, lanzar la esfera de 1-7/16", y esperar que la misma llegue por gravitación hasta el asiento del setting tool "J – 20" y "BSC-R".
11. Con la esfera en posición a una rata de bombeo de 3 bpm, al llegar al asiento de bola presurizar con 1,800 psi y tensionar hasta 10 klbs para ruptura de punto débil.
12. Recuperar el BHA con Setting Tool a superficie en tubería 3-1/2" DP IF.
13. Recuperar el BHA de trabajo en tubería de 3-1/2" IF DP. Compruebe el funcionamiento del equipo en superficie.

NOTA:

Los procedimientos descritos en este programa deben ser usados como una guía solamente. En caso de que se presenten condiciones del hoyo diferentes, este procedimiento puede ser cambiado bajo la supervisión del técnico de Sand Control y del representante de la compañía operadora.

4.2.3 POZO 3H**4.2.3.1 Alternativa de Completación con Empaque de Grava**

De acuerdo a la teoría descrita en el capítulo 2, y por el análisis geométrico del pozo se determina una restricción en el pozo, debido a la última tubería de revestimiento instalada (Liner de 5"). Por lo que no se puede bajar una completación con empaque con grava en el pozo. Porque se necesita que la tubería lavadora se corra por dentro de la rejilla, y la relación entre la tubería lavadora diámetro externo (OD) y diámetro interno (ID) de tubería base de la rejilla sea de una holgura anular mínima de 0,75", para así poder tener un buen empaque con grava, ver figura 4.1 del pozo 2H. Por lo tanto queda descargado Gravel Pack en este pozo.

4.2.3.1 Alternativa de Completación con Rejillas Independientes

Se propone bajar un sistema de control de arena con rejillas independientes, similar al pozo 2H. Considerando el área anular, para proporcionar un mayor flujo anular para los sólidos y el tiempo más largo para llenar el espacio anular.

Por lo que se propone instalar la completación de control de arena en la tubería de revestimiento de 7 pulgadas, considerando que el análisis geométrico del pozo (ver tabla 4.3) y el área de flujo en el anular.

Para el diseño de la completación del pozo y del número de rejillas se considera lo siguiente:

4.2.3.1.1 Tipo y Longitud de la Rejilla

Se recomienda el mismo tipo y longitud de rejilla que el pozo 2H: Rejilla Excluder Coarse de 4-1/2", 11.6 lb/ft, L-80, y 12 screen de 5.31" de OD.. Ver el diseño del pozo 2H para la justificación técnica de estos parámetros.

4.2.3.1.2 Análisis de Velocidad de Erosión de la Rejilla

Se debe evitar fallas por la erosión de las rejillas evitando los puntos calientes. Si se considera la velocidad del fluido en el pozo sea menor a la velocidad de erosión por pie que resiste la rejilla. Es decir, si la V_1 es mayor a la velocidad de erosión, la tubería fallara por corrosión y habrá una falla en el sistema de control de arena. Tal y como se ilustra en la tabla 4.8, se puede decir que estamos dentro del rango de diseño para rejillas de 4-1/2".

TABLA 4.8 Análisis de velocidad de erosión de la rejilla Pozo 2H

Tubing 1					
OD	ID	Drift	Area ID	Material	Longitud
(in)	(in)	(in)	(in ²)		(ft)
4.5 (11.6#)	4.000	3.875	12.566		148.00
Caudal		(BPD)	17,376		
Presion iny		(psi)	2,500		
Densidad		(LPG)	8.500		
Gradiente		(psi/ft)	0.441		
RESULTADOS PARA INTERPRETACION					
Resultados					
V1 (Tbg1)		(ft/s)	12.94		
Perdida x fricción (Tbg 1 - New)		(psi)	11		
Perdida x fricción (Tbg 1 - Old)		(psi)	16		
Velocidad de Erosion (1lb/1000 bls)		(ft/s)	16.29		
Velocidad de Erosion (free solid)		(ft/s)	25.05		

Fuente: Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

4.2.3.1.2 Procedimiento de Ejecución del Trabajo

El presente programa de trabajo tiene la finalidad de presentar el procedimiento para la instalación de la completación de fondo en hoyo revestido de 7", 26 lb/ft, BTC, R-3 con packer SC-1R y rejillas Excluder 2000 Coarse; para el pozo 3H.

4.2.3.1.2.1 Preparación Previa al Trabajo

1. Usando la lista de Chequeo (Check List) del Equipo Baker, verifique que todo el equipo de la Completación (consumibles y herramientas de corrida) estén en locación y en buenas condiciones.
2. Registre todas las medidas relevantes del equipo, como son: longitudes, conexiones, diámetros externos, diámetros internos, etc.
3. calibre pasando el conejo correspondiente a todo el equipo en locación. Esto es para asegurar que no le haya sucedido nada al equipo durante el transporte

a la locación. Sea cuidadoso de no dañar las roscas y superficies de sello cuando se pase el conejo.

4. Verifique que las roscas de los accesorios sean compatibles entre sí para armar la cola de la empaadura.
5. Verifique que esté lista la herramienta de control de flujo (Nipple FWG) para correr el Blanking plug en una sola corrida con el BHA de las screens y verifique que estén listas y completas todas las herramientas de operación de todas las medidas en caso de ser requeridas.
6. Realizar una corrida de 7", 9-5/8" Well Bore Clean Up previo a la corrida del trabajo para limpiar las paredes del casing; cuyo equipo adicionalmente nos sirve para la calibración del hoyo entubado.

4.2.3.1.3 Lista de Equipos Completación de Fondo

A) Equipos Consumibles: Completación de fondo (CASE HOLE).

1. NEPLO CAMPANA (Baker Hughes)

Size:	4.500"
Thread:	4 ½" BTC Box

2. NIPLE FWG (Baker Hughes)

Size:	4.500"
Thread:	Down: 4 ½" BTC Pin Up: 4 ½" BTC Box
Material:	P 110 - 1.1 % Cr

3. EXCLUDER 2000 SCREEN: (Baker Hughes)

Size:	4 ½"
Material:	Stainless Steel
Thread:	Down: 4 ½" BTC Pin Up: 4 ½" BTC Box
Product No.:	H486-90

4. EXCLUDER 2000 SCREEN: (Baker Hughes)

Size:	Coarse 4 ½"
Material:	Stainless Steel
Thread:	Down: 4 ½" BTC Pin Up: 4 ½" BTC Box
Product No.:	H486-90

5. EXCLUDER 2000 SCREEN (Baker Hughes)
Size: Coarse 4 ½"
Material: Stainless Steel
Thread: Down: 4 ½" BTC Pin
Up: 4 ½" BTC Box
Product No.: H486-90
6. EXCLUDER 2000 SCREEN (Baker Hughes)
Size: Coarse 4 ½"
Material: Stainless Steel
Thread: Down: 4 ½" BTC Pin
Up: 4 ½" BTC Box
Product No.: H486-90
7. CROSSOVER (Baker Hughes)
Size: 4.500"
Thread: Down: 4 ½" BTC Pin
Up: 4 ½" LTC Box
8. BLANK PIPE (1 Unidades) (Repsol)
Size: 4.500"
Thread: Down: 4 ½" 11.60 Lb/Ft LTC Pin
Up: 4 ½" LTC Box
9. CROSS OVER (Baker Hughes)
Size: 5.000"
Thread: Down: 4 ½" LTC Pin
Up: 5 "LTC Box
10. SEAL BORE EXTENSION (Baker Hughes)
Size: 5.000"
Thread: Down: 5" LTC Pin
Up: 5" LTC Pin
11. CONNECTOR SUB (Baker Hughes)
Size: 5 ½"
Thread: Down: 5" LTC Box
Up: 5½" LTC Box
12. MILL OUT EXTENSION CONNECTOR SUB (Baker Hughes)
Size: 5 ½"
Thread: Down: 5 ½" LTC Pin
Up: 5 ½" LTC Pin

13. MODEL "SC-1" SEAL BORE RETRIEVABLE PACKER (Baker Hughes)
- | | |
|-----------|-----------------------------------|
| Size: | 70B – 40 FOR (7") 23 – 29 lbs/pie |
| Threads: | 5 ½" LTC Box Down |
| Tool OD: | 5.750" |
| Tool ID: | 4.000" |
| Material: | Alloy Steel, 110 Ksi MYS |

B) Equipos de Renta:

1. HIDRAULIC SETTING TOOL MODEL "J-20" (Suministrado por Baker)

Size:	7" x 2-7/8" EUE
-------	-----------------
2. CROSS OVER (Suministrado por Baker)

Size:	2-7/8" IF Pin x 3-1/2" IF Box
-------	-------------------------------

4.2.3.1.4 Procedimiento de Corrida de Completación de Fondo con Rejillas Independientes

1. Realizar una reunión pre-operacional y de seguridad e información antes de realizar el trabajo con todo el personal involucrado. Todas las preguntas deben ser resueltas antes de comenzar el trabajo.
 - Verificar el número total de SCREEN a ser corrido y tubing en los racks.
 - Asegurarse que la tubería de trabajo sea conejeada.
2. Instalar equipo de manejo para la corrida de rejillas de 4-1/2".
 - Cuñas, mesa falsa, plato, etc.
3. Circular el fluido de completación hasta obtener retornos limpios
4. Armar y bajar el siguiente ensamble de completación de fondo como sigue:
 - ✓ **Neplo Campana 4-1/2" BTC Box Up**
 - ✓ **Nipple FWG 4-1/2" BTC Box Up x Pin Down**
 - ✓ **EXCLUDER 2000 SCREEN 4-1/2" BTC Box Up x 4-1/2" BTC Pin Down**
 - ✓ **EXCLUDER 2000 SCREEN 4-1/2" BTC Box Up x 4-1/2" BTC Pin Down**
 - ✓ **EXCLUDER 2000 SCREEN 4-1/2" BTC Box Up x 4-1/2" BTC Pin Down**
 - ✓ **EXCLUDER 2000 SCREEN 4-1/2" BTC Box Up x 4-1/2" BTC Pin Down**
 - ✓ **Crossover 4-1/2" LTC Box Up x 4-1/2" BTC Pin Down**
 - ✓ **(1) Blank pipe 4-1/2" LTC Box Up x 4-1/2" LTC Pin Down**
 - ✓ **Crossover 5" LTC Box Up x 4 1/2" LTC Pin Down**
 - ✓ **Seal bore Extension 5" LTC Pin Up x 5" LTC Box Down**

- ✓ **Conector Sub 5-1/2" LTC Box Up x 5" LTC Box Down**
- ✓ **Mill out Extension 5-1/2" LTC Pin Up x 5-1/2" LTC Pin Down**
- ✓ **SC-1R Retrievable Seal Bore Packer 5-1/2" LTC Box Down**
- ✓ **Adapter Kit "BSC-R"**
- ✓ **Setting Tool Hidráulico "J-20"**
- ✓ **Cross Over 2-7/8" EUE x 3-1/2" IF**
- ✓ **Tubería 3-1/2" EUE Box x Pin hasta superficie**

NOTA: Bajar las mallas colocando las llaves en los handling joints, teniendo cuidado de no colocar llaves y/o cuñas en el cuerpo de las mismas.

Ensamble del Packer "SC-1R" a la Herramienta de Asentamiento Hidráulico (Setting Tool "J – 20")

5. En la rampa, calibre y conecte el Adapter Kit Modelo "BSC-R" al packer ajustando correctamente el Release Sleeve y este a su vez al Setting Tool Hidráulico modelo "J – 20".
6. Levante el Sub ensamble del Packer y herramienta de asentamiento hidráulico. Déjelo a un lado de las paradas de tubería e introdúzcalo en el pozo. Colóquele el collarín de seguridad al tubo de flujo.
7. Levante lentamente el ensamble sin sacar el collarín de seguridad y asegúrese de que todas las roscas estén bien. Siente sobre las cuñas y elimine el collarín de seguridad. Baje lentamente el ensamble completo del Packer con su cola a través de la BOP.
8. Baje el Packer a una velocidad moderada de 2 - 3 paradas por minuto. En caso de encontrar resistencia, intente pasar hasta en 5 ocasiones. Si no tiene éxito, levante el packer unos 100 pies e inténtelo de nuevo. Si no logra pasar la misma resistencia, inicie la recuperación del ensamble del packer.

NOTA: Se debe asegurar la limpieza interna total de tubería de trabajo, así como es mandatario ser conejeada cada tubería de trabajo con el drift correspondiente acorde al tamaño y libraje de cada una.

Asentamiento del Packer “SC-1R”:

9. Una vez alcanzada la profundidad de asentamiento del packer SC-1R (centro de las gomas) **+/- 7856 pies**, establezca posicionamiento de los mismos. Verifique el registro CCL para evitar el asentamiento en un cuello o en un espacio de casing sin soporte de cemento.

NOTA: Verifique varias veces los pesos ascendente y descendente de la sarta. Marque la tubería.

10. A la profundidad de asentamiento registre los pesos de la sarta, lanzar la esfera de 1-7/16", y esperar que la misma llegue por gravitación hasta el asiento del setting tool “J – 20” y “BSC-R”.
11. Con la esfera en posición a una rata de bombeo de 3 bpm, al llegar al asiento de bola presurizar con 1,800 psi y tensionar hasta 10 klbs para ruptura de punto débil.
12. Recuperar el BHA con Setting Tool a superficie en tubería 3-1/2" DP IF.
13. Recuperar el BHA de trabajo en tubería de 3-1/2" IF DP. Compruebe el funcionamiento del equipo en superficie.

NOTA:

Los procedimientos descritos en este programa deben ser usados como una guía solamente. En caso de que se presenten condiciones del hoyo diferentes, este procedimiento puede ser cambiado bajo la supervisión del técnico de Sand Control y del representante de la compañía operadora.

4.4 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Se define índice de productividad (J) a la relación existente entre la tasa de producción (qo) y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo, ($P_{ws}-P_{wf}$). Matemáticamente se define como:

$$J = IP = \frac{q}{(P_{ws} - P_{wf})}$$

Para definir el índice de productividad de las arenas se utilizó los siguientes criterios:

- Método Compuesto para pozos con información actual de producción y presiones (Q_f y P_{wf}).

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{max}} = 1 - 0.20 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.80 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

$$\text{y } AOF = J(P_r - 0)$$

Una escala de los valores de índice de productividad es la siguiente:

- Baja productividad: $J < 0.5$ BPD/psi
- Productividad media: $0.5 \text{ BPD/psi} < J < 1.0$ BPD/psi
- Alta productividad: $1.0 \text{ BPD/psi} < J < 2.0$ BPD/psi
- Excelente productividad: $J > 2.0$ BPD/psi

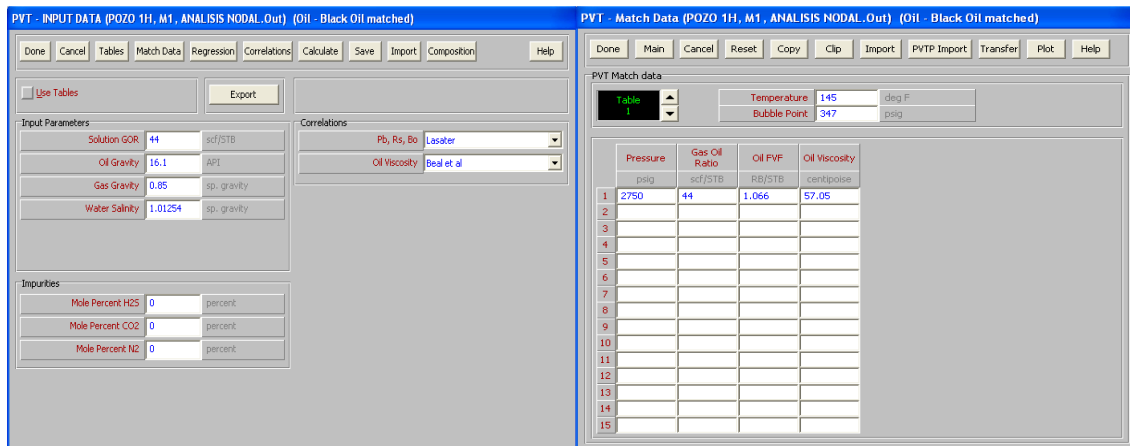
4.4.1 Validación de Datos PVT

Previo al cálculo del índice de productividad tomando los mecanismos de control de arena es necesario realizar un validación de datos PVT para cada pozo en estudio.

4.4.1.1 Propiedades de los Fluidos Pozo 1H

La validación de los los datos PVT para el pozo 1H, se realizaron mediante la correlación de Lasater para la presión de burbuja (P_b), relación gas-petróleo (R_s) y factor volumétrico del petróleo (β_o). Y para la viscosidad del petróleo (μ_o) se válido con Beal et al.; que fueron las correlaciones que me generaron menor incertidumbre, ver figura 4.2 y 4.3. Las condiciones de fluido existentes al mes de septiembre del 2013 son:

FIGURA 4.2 y 4.3 Input Data PVT y Match Data PVT Pozo 1H



Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
Realizado por: Carlos Sanchez

TABLA 4.9 Propiedades del fluido Pozo 1H, arenisca M1A

Temperature	Pressure	Bubble Point	Gas Oil Ratio	Oil Density	Oil Viscosity	Oil FVF	Oil Compress	Gas Density	Gas Viscosity
deg F	psig	psig	scf/STB	lb/ft3	centipoise	RB/STB	1/psi	lb/ft3	centipoise
145	14.7	347.001	1.1363e-10	57.6483	39.8787	1.03819	1e-6	0.11219	0.011492
145	158.663	347.001	17.6418	57.4474	31.879	1.04537	5.4303e-5	0.68064	0.011634
145	302.626	347.001	37.7473	57.2147	24.4279	1.05369	5.5662e-5	1.283	0.011843
145	446.59	347.001	44	57.201	23.8408	1.05521	1.0428e-5	1.92253	0.012109
145	590.553	347.001	44	57.2523	25.9163	1.05426	7.9475e-6	2.6024	0.012433
145	734.516	347.001	44	57.2839	27.9919	1.05368	6.4204e-6	3.32534	0.01282
145	878.479	347.001	44	57.3054	30.0675	1.05328	5.3855e-6	4.093	0.013277
145	1022.44	347.001	44	57.3209	32.1431	1.053	4.638e-6	4.90503	0.013811
145	1166.41	347.001	44	57.3326	34.2187	1.05278	4.0726e-6	5.75793	0.014429
145	1310.37	347.001	44	57.3418	36.2943	1.05262	3.6302e-6	6.64411	0.015135
145	1454.33	347.001	44	57.3492	38.3699	1.05248	3.2744e-6	7.55158	0.015928
145	1598.29	347.001	44	57.3552	40.4455	1.05237	2.9822e-6	8.46494	0.016804
145	1742.26	347.001	44	57.3603	42.5211	1.05228	2.7378e-6	9.36771	0.017749
145	1886.22	347.001	44	57.3646	44.5966	1.0522	2.5305e-6	10.2449	0.018751
145	2030.18	347.001	44	57.3683	46.6722	1.05213	2.3523e-6	11.0849	0.019791
145	2174.15	347.001	44	57.3715	48.7478	1.05207	2.1976e-6	11.8801	0.020855
145	2318.11	347.001	44	57.3743	50.8234	1.05202	2.062e-6	12.6267	0.021929
145	2462.07	347.001	44	57.3768	52.899	1.05197	1.9421e-6	13.3235	0.023001
145	2606.04	347.001	44	57.379	54.9746	1.05193	1.8354e-6	13.9715	0.024063
145	2750	347.001	44	57.381	57.0502	1.0519	1.7399e-6	14.5728	0.025107

Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
Realizado por: Carlos Sanchez

El comportamiento de cada una de las variables vs presión están graficadas como anexos (ver Anexo 4.7).

4.4.1.2 Propiedades de los Fluidos Pozo 2H

La validación de los los datos PVT para el pozo 2H, se realizaron mediante la correlación de Vasquez-Beggs para la presión de burbuja (P_b), relación gas-petróleo (R_s) y factor volumétrico del petróleo (β_o). Y para la viscosidad del petróleo (μ_o) se válido con Beal et al.; que fueron las correlaciones que me generaron menor incertidumbre. Las condiciones de fluido existentes al mes de septiembre del 2013 son:

TABLA 4.10 Propiedades del fluido Pozo 2H, arenisca M1C

Temperature	Pressure	Bubble Point	Gas Oil Ratio	Oil Density	Oil Viscosity	Oil FVF	Oil Compress	Gas Density	Gas Viscosity
deg F	psig	psig	scf/STB	lb/ft ³	centipoise	RB/STB	1/psi	lb/ft ³	centipoise
130	14.7	346.999	1.42442	58.7923	9.40326	1.02382	4.7483e-5	0.1151	0.0112
130	158.663	346.999	18.8567	58.5469	0.1	1.03155	5.5308e-5	0.70002	0.01135
130	302.626	346.999	37.9317	58.2826	0.1	1.04002	5.793e-5	1.32327	0.011571
130	446.59	346.999	44	58.2262	0.1	1.04223	4.6161e-6	1.98927	0.011853
130	590.553	346.999	44	58.2493	0.1	1.04182	3.5181e-6	2.7026	0.0122
130	734.516	346.999	44	58.2635	0.1	1.04156	2.8421e-6	3.46753	0.012618
130	878.479	346.999	44	58.2732	0.1	1.04139	2.384e-6	4.28717	0.013119
130	1022.44	346.999	44	58.2802	1.91632	1.04126	2.0531e-6	5.16204	0.013711
130	1166.41	346.999	44	58.2854	6.49809	1.04117	1.8028e-6	6.0882	0.014405
130	1310.37	346.999	44	58.2896	11.0799	1.0411	1.607e-6	7.05547	0.015208
130	1454.33	346.999	44	58.2929	15.6616	1.04104	1.4495e-6	8.04693	0.016117
130	1598.29	346.999	44	58.2956	20.2434	1.04099	1.3201e-6	9.04096	0.017123
130	1742.26	346.999	44	58.2979	24.8252	1.04095	1.2119e-6	10.0153	0.018207
130	1886.22	346.999	44	58.2998	29.4069	1.04091	1.1202e-6	10.9512	0.019349
130	2030.18	346.999	44	58.3015	33.9887	1.04088	1.0413e-6	11.8358	0.020525
130	2174.15	346.999	44	58.3058	38.5705	1.04081	1e-6	12.6621	0.021716
130	2318.11	346.999	44	58.3142	43.1522	1.04066	1e-6	13.4276	0.022905
130	2462.07	346.999	44	58.3226	47.734	1.04051	1e-6	14.1333	0.024079
130	2606.04	346.999	44	58.331	52.3158	1.04036	1e-6	14.7822	0.025229
130	2750	346.999	44	58.3394	56.8975	1.04021	1e-6	15.3783	0.02635

Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)

Realizado por: Carlos Sanchez

El comportamiento de cada una de las variables vs presión estan graficadas como anexos (ver Anexo 4.8).

4.4.1.3 Propiedades de los Fluidos Pozo 3H

La validación de los los datos PVT para el pozo 3H, se realizaron mediante la correlación de Standing para la presión de burbuja (P_b), relación gas-petróleo (R_s)

y factor volumétrico del petróleo (β_o). Y para la viscosidad del petróleo (μ_o) se válido con Beal et al.; que fueron las correlaciones que me generaron menor incertidumbre. Las condiciones de fluido existentes al mes de septiembre del 2013 son:

TABLA 4.11 Propiedades del fluido Pozo 3H, arenisca M1C

Temperature	Pressure	Bubble Point	Gas Oil Ratio	Oil Density	Oil Viscosity	Oil FVF	Oil Compress	Gas Density	Gas Viscosity
deg F	psig	psig	scf/STB	lb/ft3	centipoise	RB/STB	1/psi	lb/ft3	centipoise
110	14.7	347	0.99608	59.1555	69.3762	1.02023	3.7624e-5	0.11922	0.010808
110	158.663	347	17.7723	58.9699	40.8815	1.02673	4.9275e-5	0.72785	0.01097
110	302.626	347	37.5181	58.746	18.6565	1.03453	5.5518e-5	1.38192	0.011209
110	446.59	347	44	58.6772	13.6994	1.03702	1e-6	2.08806	0.011517
110	590.553	347	44	58.6856	14.8389	1.03687	1e-6	2.85365	0.0119
110	734.516	347	44	58.6941	16.2579	1.03672	1e-6	3.68627	0.01237
110	878.479	347	44	58.7025	17.9227	1.03657	1e-6	4.59243	0.012945
110	1022.44	347	44	58.711	19.8107	1.03642	1e-6	5.57494	0.013641
110	1166.41	347	44	58.7194	21.9067	1.03627	1e-6	6.6289	0.014475
110	1310.37	347	44	58.7279	24.2002	1.03613	1e-6	7.73759	0.015458
110	1454.33	347	44	58.7363	26.6835	1.03598	1e-6	8.87182	0.016582
110	1598.29	347	44	58.7448	29.3514	1.03583	1e-6	9.99571	0.017826
110	1742.26	347	44	58.7532	32.2003	1.03568	1e-6	11.0762	0.019156
110	1886.22	347	44	58.7617	35.2275	1.03553	1e-6	12.0902	0.020534
110	2030.18	347	44	58.7702	38.4313	1.03538	1e-6	13.0254	0.021928
110	2174.15	347	44	58.7786	41.8107	1.03523	1e-6	13.8784	0.023311
110	2318.11	347	44	58.7871	45.3652	1.03508	1e-6	14.6515	0.024665
110	2462.07	347	44	58.7955	49.0943	1.03493	1e-6	15.3503	0.025976
110	2606.04	347	44	58.804	52.9982	1.03478	1e-6	15.9818	0.027238
110	2750	347	44	58.8125	57.0767	1.03463	1e-6	16.5536	0.028448

Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)

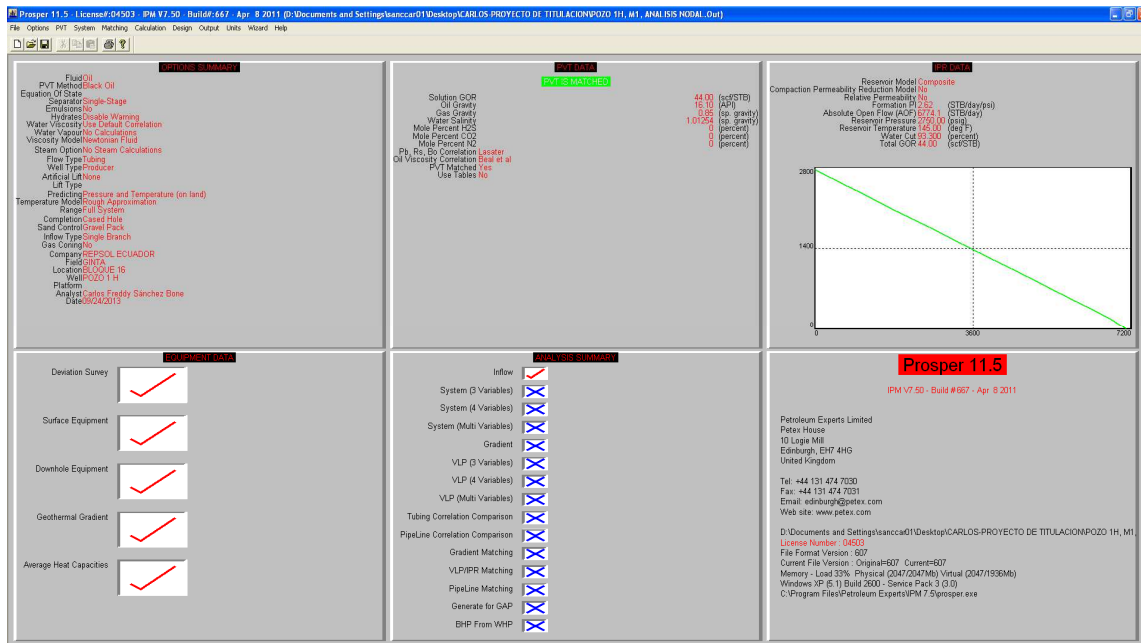
Realizado por: Carlos Sanchez

El comportamiento de cada una de las variables vs presión están graficadas como anexos (ver Anexo 4.9)

4.4.2 Pronóstico del Índice de Productividad utilizando el programa “Petroleum Experts”

El índice de productividad fue evaluado con el programa Petroleum Experts a través de su módulo Prosper, los estudios generados en los pozos fueron modelados en términos de presión y temperatura de los fluidos, como una función de las tasas de flujo y las propiedades de los fluidos.

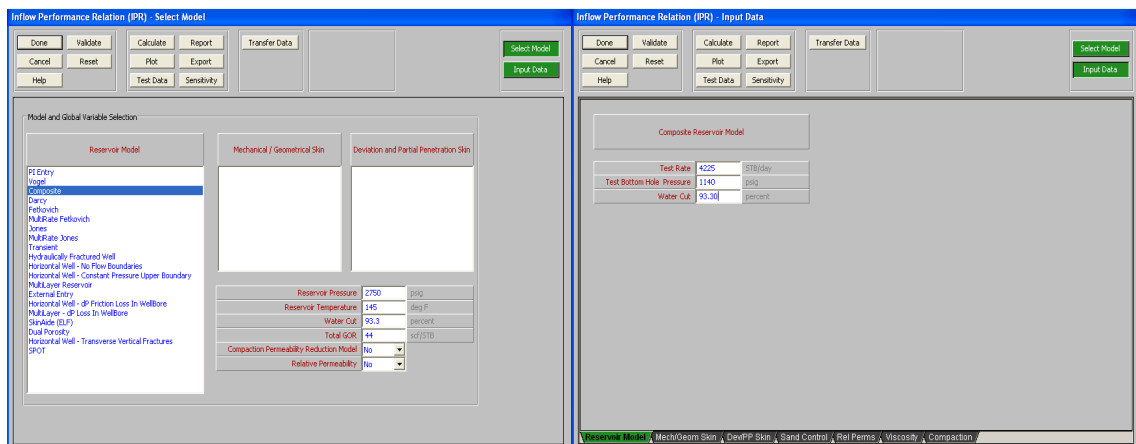
FIGURA 4.4 Plataforma de Petroleum Experts (Prosper 11.5)



Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
 Realizado por: Carlos Sanchez

Para el análisis se cargaron las presiones de reservorio calculadas al mes de agosto del 2013 (ver figura 4.5 y 4.6). Las pruebas de producción de fluido fueron obtenidas mediante la información proporcionada por campo de acuerdo a analisis realizados con fluido de boca de pozo.

FIGURA 4.5 y 4.6 Select Model IP y Input Data IP Pozo 1H



Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
 Realizado por: Carlos Sanchez

Con la información obtenida se calcularon las propiedades de los fluidos existentes en las arenas a la fecha de análisis (Septiembre 2013), se definieron las propiedades β_o , μ_o , Co , ρ_o , etc para los tres pozos del reservorios M1 del Campo Ginta (ver figura 4.7 y tabla 4.6, para el caso del pozo 1H).

FIGURA 4.7 Input Data PVT Pozo 1H

The screenshot displays the 'PVT - INPUT DATA' window for 'POZO 1H, M1, ANALISIS NODAL.Out'. The window title is '(Oil - Black Oil matched)'. At the top, there are buttons for 'Done', 'Cancel', 'Tables', 'Match Data', 'Regression', 'Correlations', 'Calculate', 'Save', 'Import', 'Composition', and 'Help'. Below these buttons, there is a 'Use Tables' checkbox and an 'Export' button. A green banner at the top right indicates 'PVT is MATCHED'. The main area is divided into three sections: 'Input Parameters', 'Correlations', and 'Impurities'. The 'Input Parameters' section includes fields for Solution GOR (44 scf/STB), Oil Gravity (16.1 API), Gas Gravity (0.85 sp. gravity), and Water Salinity (1.01254 sp. gravity). The 'Correlations' section includes dropdown menus for 'Pb, Rs, Bo' (set to Lasater) and 'Oil Viscosity' (set to Beal et al). The 'Impurities' section includes fields for Mole Percent H2S, CO2, and N2, all set to 0 percent.

Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
Realizado por: Carlos Sanchez

El índice de productividad de la arena fue considerado mediante la información de producción facilitada por la empresa operadora Repsol Ecuador para fines de evaluación de cada pozo en estudio.

4.4.3 POZO 1H

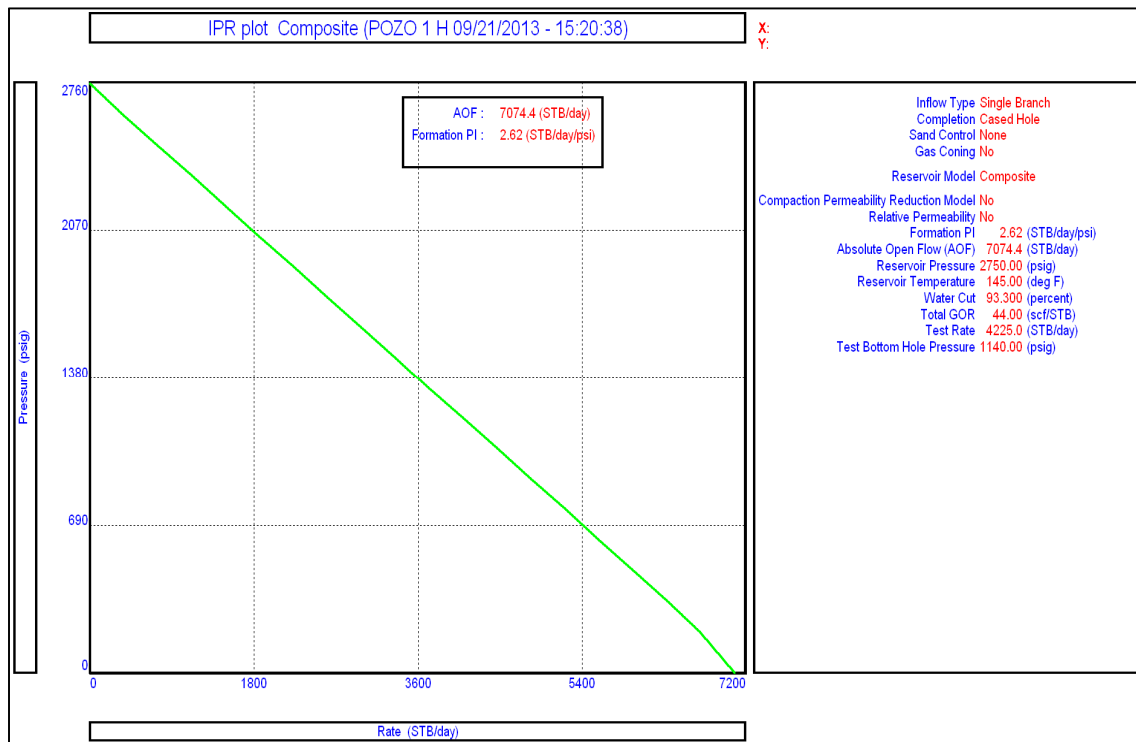
4.4.3.1 Cálculo del Índice de Productividad Pozo 1H

Para el cálculo del índice de productividad del pozo 1H, se analizó la información del historial de producción de marzo 2011 hasta noviembre del 2012 (mes de cierre del pozo). Obteniendo un caudal promedio de 4225 BFPD y una presión de fondo fluyente estimada de 1140 psi. Con una presión de reservorio de 2750 psi para la arena M1, se obtuvo la curva de IP para el pozo presentada en la figura 4.8.

El IP se cálculo a través de la siguiente ecuación:

$IP = Q_{\text{fluido}} / \Delta P$; el cual nos da como resultado de 2.62 BFPD/psi.

FIGURA 4.8 Índice de productividad Pozo 1H, arenisca M1



Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
Realizado por: Carlos Sanchez

La figura 4.8 representa el índice de productividad y estima el AOF (flujo abierto absoluto) en este pozo 1H; es decir representa la condición del pozo sin haber instalado ningún sistema de control de arena. Donde el AOF es de 7074.4 STB/día.

4.4.3.2 Análisis del Índice de Productividad con Aplicación de Empaque con Grava Pozo 1H

El análisis del pozo 1H con empaque con grava con una permeabilidad de grava (12 -18) de 500 darcys, lo cual me determina el mismo índice de productividad ($IP = 2.62$ BFPD/día), el cuál es evidente debido a que el potencial del yacimiento

debe ser el mismo y lo único que cambia es el área abierta al flujo por la restricción que me genera el empaque con grava. Por lo tanto, para el intervalo de 9000 ft – 9090 ft (90 ft en MD) el AOF será de 6942.1 STB/día si se considera el empaque con grava (ver figura 4.10).

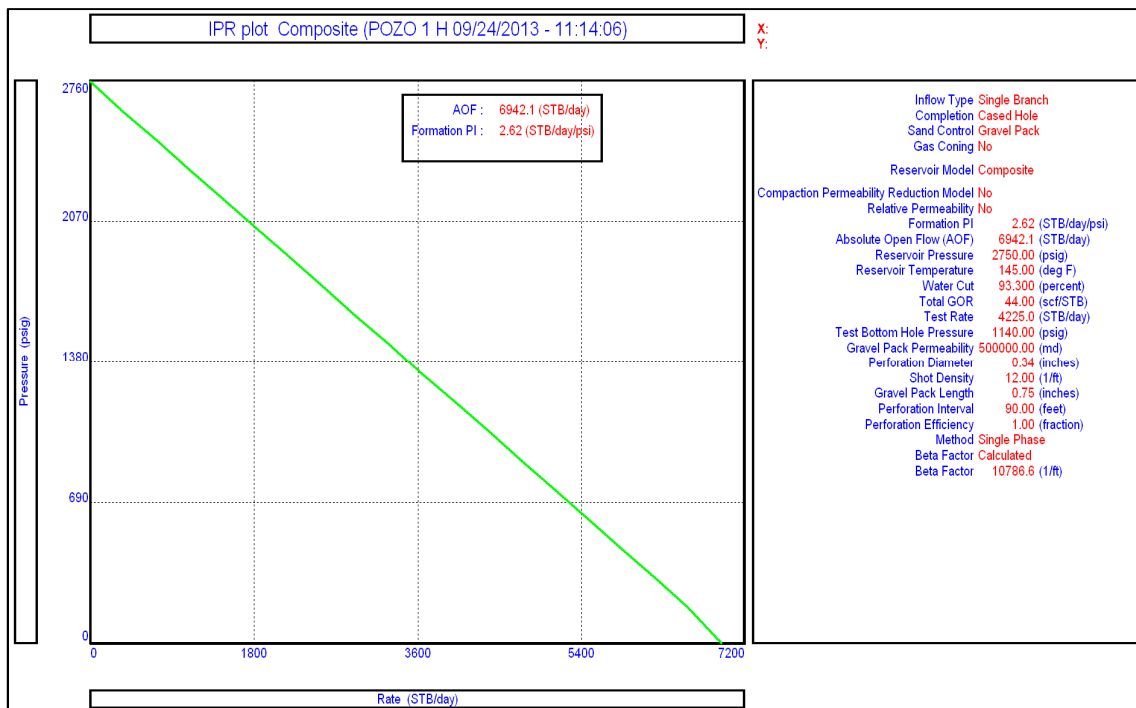
La figura 4.9, representa los datos considerados para el análisis de índice de productividad del pozo 1H con empaque de grava. Si se considera que un empaque con grava debe tener éxito en la retención de producción de arena y que los fluidos de formación permitan fluir a través de él. Entonces, la holgura de 0.75", entre el diámetro externo de la rejilla y el diámetro interno del casing (ver tipo y longitud de la rejilla pozo 1H, punto 4.3.1.1.3, capítulo 4). También se considera diámetro de 0.34" y las densidad de 12 tiros por pie (ver diagrama mecánico, figura 3.1, capítulo 3)

FIGURA 4.9 Input Data IP con Gravel Pack Pozo 1H

Gravel Pack - Cased Hole		
Gravel Pack Permeability	500000	md
Perforation Diameter	0.34	inches
Shot Density	12	1/ft
Gravel Pack Length	0.75	inches
Perforation Interval	90	feet
Perforation Efficiency	1	fraction
Beta (Turbulence)	Calculated	
Beta (Turbulence)	10786.6	1/ft
Method	Single Phase	

Typical Values		
Gravel Type	Mesh Size	Lab Permeability
		mDarcy
Ottawa Sand	12/20	500000
	20/40	150000
	30/50	90000
	40/60	60000
	50/70	30000
Carbolite	20/40	350000
	16/20	500000
Isopac	20/40	110000

Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
Realizado por: Carlos Sanchez

FIGURA 4.10 Índice de productividad con Gravel Pack Pozo 1H, arenisca M1

Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)

Realizado por: Carlos Sanchez

Debe recalcar que las completaciones con empaques con grava se utilizan en formaciones no consolidadas y de allí el interés en mantener suficiente flujo abierto. Las figuras 4.8 y 4.10 el índice de productividad sin control de arena el AOF= 7074.4 STB/día y el índice de productividad del pozo considerando la implementación de empaque con grava el AOF= 6942.1 STB/día. Se observa una diferencia de AOF de 132.3 STB/día.

4.4.3.3 Análisis del Índice de Productividad con Aplicación de Rejillas Independientes Pozo 1H

El análisis del pozo 1H con rejillas independientes, con una permeabilidad de rejilla de 300 Darcys, me determina el mismo índice de productividad (IP=2.62 BFPP/día), el cual se justifica porque el potencial del yacimiento siempre será el mismo, y lo único que cambia es el flujo abierto por la restricción que generan las rejillas.

En conclusión para mismo intervalo de 9000 ft – 9090 ft (90 ft en MD) el AOF será de 7071.5 STB/día con rejillas independientes (ver figura 4.12).

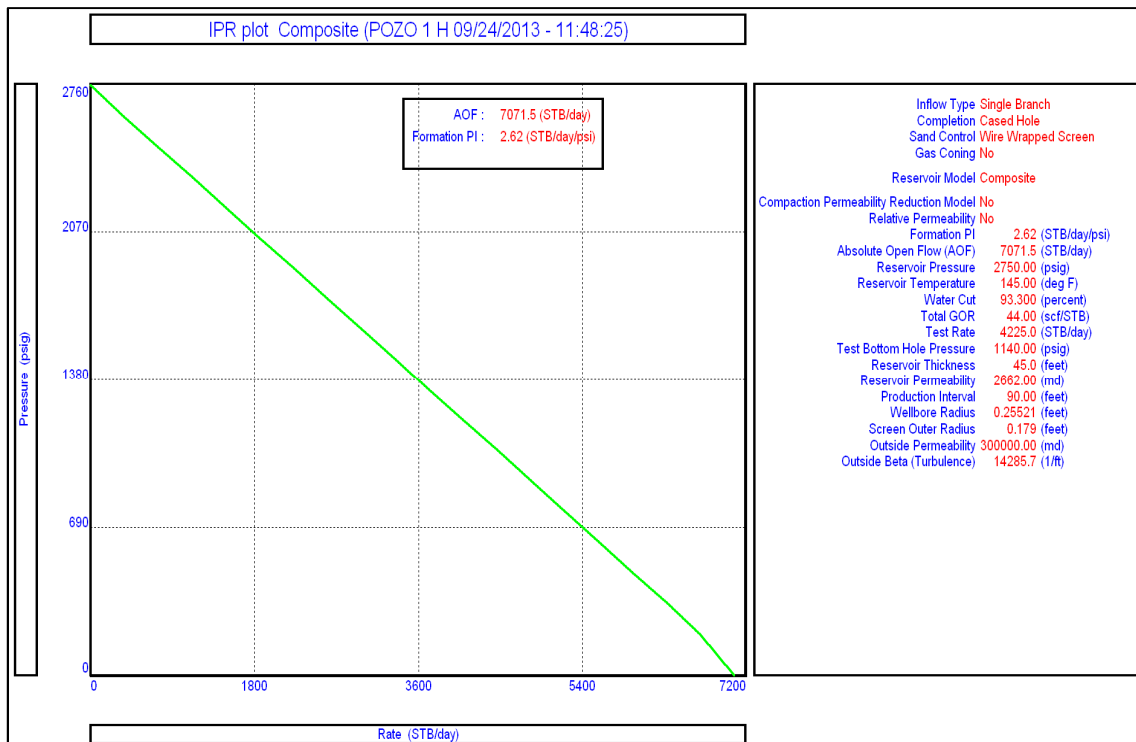
La figura 4.11, representa los datos considerados para el análisis de índice de productividad del pozo. Donde se considero una permeabilidad horizontal de núcleo de 2662 mD y un espesor de arena de 45 ft. También se considero en diámetro de la rejilla de 5.31.

FIGURA 4.11 Input Data IP con Stand Alone Pozo 1H

Parameter	Value	Units
Reservoir Thickness	45	feet
Reservoir Permeability	2662	md
Production Interval	90	feet
Wellbore Radius	0.25521	feet
Screen Outer Radius	0.179	feet
Outside Permeability	300000	md
Outside (Turbulence)	14285.7	1/ft

Leave Blank IF Formation Sand Between Screen And Sandface
Due To Material Between Screen And Sandface - 0 to ignore, leave blank to calculate

Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
Realizado por: Carlos Sanchez

FIGURA 4.12 Índice de productividad con Stand Alone Pozo 1H, arenisca M1

Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
Realizado por: Carlos Sanchez

La figura 4.12 representa el índice de productividad con la instalación de la rejilla Excluder 2000™, donde se considero en el análisis una reducción de diámetro interno de 6.276" (ID_{casing} de 7") a 4.30" (OD_{rejilla}) desde 9000 ft hasta 9090 ft.

4.4.4 POZO 2H

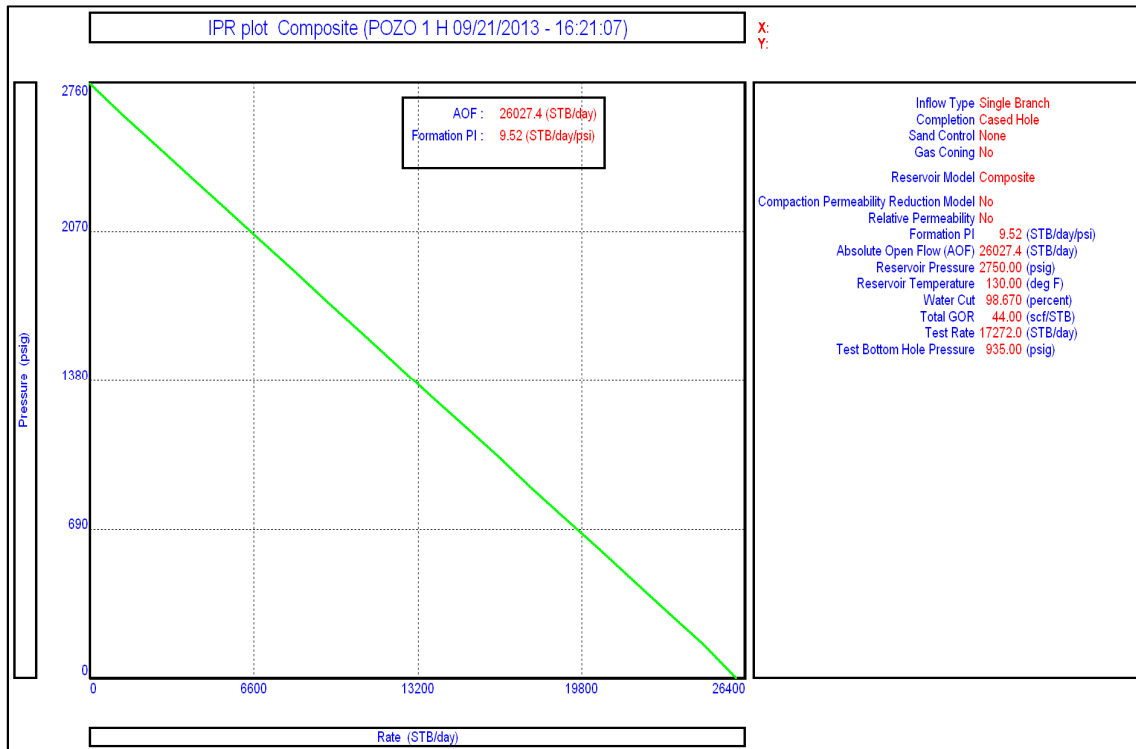
4.4.4.1 Cálculo del Índice de Productividad Pozo 2H

Para el cálculo del índice de productividad del pozo 2H, se analizó la información del historial de producción de enero 2012 hasta abril del 2013 (mes de cierre del pozo). Obteniendo un caudal promedio de 17272 BFPD y una presión de fondo fluyente estimada de 935 psi. Con una presión de reservorio de 2750 psi para la arena M1, se obtuvo la curva de IP para el pozo, presentada en la figura 4.13.

El IP se calculo a través de la siguiente ecuación:

$IP = Q_{\text{fluido}} / \Delta P$; el cual nos da como resultado de 9.52 BFPD/psi

FIGURA 4.13 Índice de productividad Pozo 2H, arenisca M1



Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)

Realizado por: Carlos Sanchez

La figura 4.13 representa el índice de productividad y estima el AOF (flujo abierto absoluto) en este pozo 2H; es decir representa la condición del pozo sin haber instalado ningún sistema de control de arena. Donde se tiene un AOF de 26027.4 STB/día.

4.4.4.2 Análisis del Índice de Productividad con Aplicación de Rejillas Independientes Pozo 2H

El análisis del pozo 1H con rejillas independientes, con una permeabilidad de rejilla de 300 Darcys, me determina el mismo índice de productividad (IP= 9.52 BFPP/día), el cual se justifica porque el potencial del yacimiento siempre será el mismo, y lo único que cambia es el flujo abierto por la restricción que generan las rejillas. Por lo tanto, con la instalación de las rejillas el AOF será de 26010.1 STB/día (ver figura 4.15).

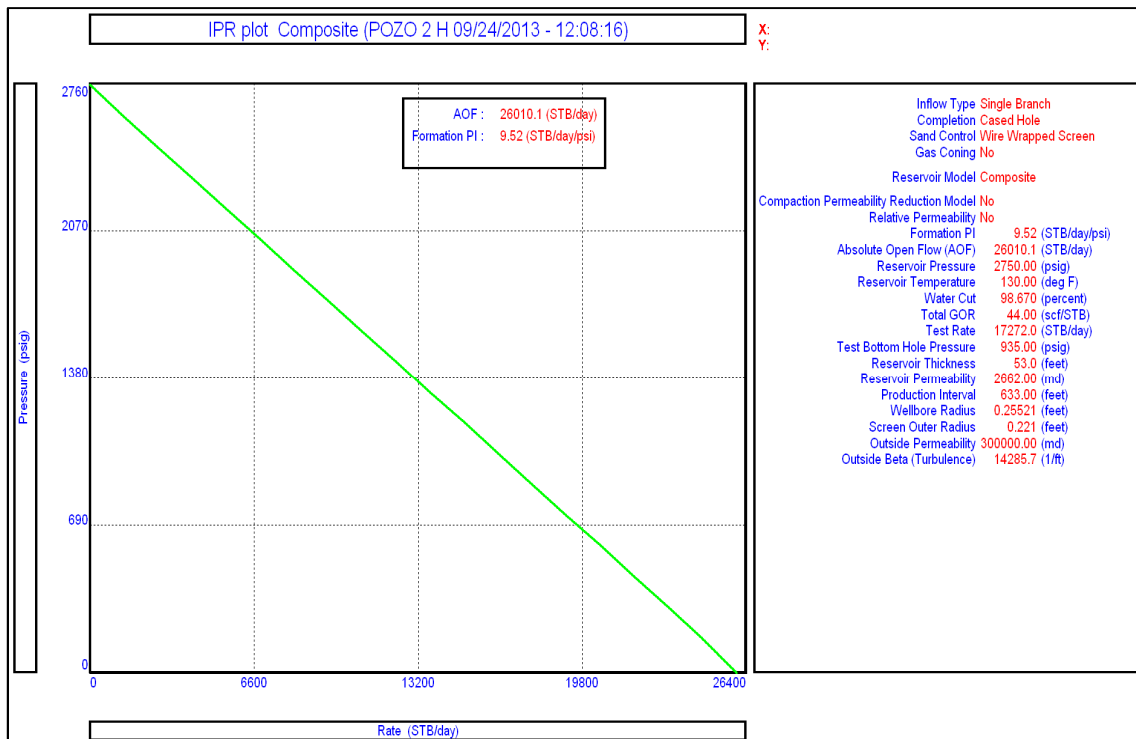
La figura 4.14 representa los datos considerados para el análisis de índice de productividad del pozo. Donde se consideró una permeabilidad horizontal de núcleo de 2662 mD y un espesor de arena de 53 ft para un flujo abierto de 633 ft.

FIGURA 4.14 Input Data IP con Stand Alone Pozo 2H

Wire Wrapped Screen	
Reservoir Thickness	53 Feet
Reservoir Permeability	2662 md
Production Interval	633 Feet
Wellbore Radius	0.25821 Feet
Screen Outer Radius	0.221 Feet
Outside Permeability	300000 md
Outside (Turbulence)	

Leave Blank If Formation Sand Between Screen And Sandface
Due To Material Between Screen And Sandface - 0 to ignore, leave blank to calculate

Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
Realizado por: Carlos Sanchez

FIGURA 4.15 Índice de productividad con Stand Alone Pozo 2H, arenisca M1

Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
Realizado por: Carlos Sanchez

La figura 4.15 representa el índice de productividad con la instalación de la rejilla Excluder 2000™, donde se considero en el análisis una reducción de diámetro interno de 6.276" (ID_{casing} de 7") a 5.31" (OD_{rejilla}) desde 8496 ft hasta 8679 ft (Lugar donde se propone ubicar las rejillas).

4.4.5 POZO 3H

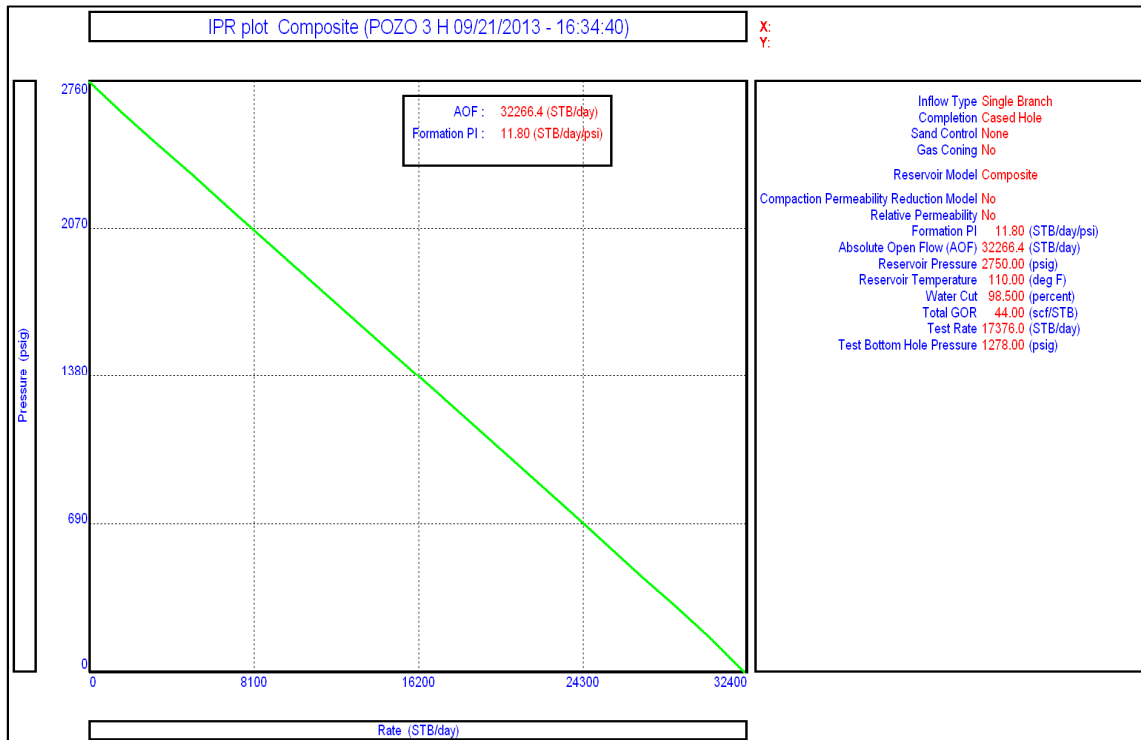
4.4.5.1 Cálculo del Índice de Productividad Pozo 3H

Para el cálculo del índice de productividad del pozo 3H, se analizó la información del historial de producción de agosto 2012 hasta abril del 2013. Obteniendo un caudal promedio de 17376 BFPD y una presión de fondo fluyente estimada de 1278 psi. Con una presión de reservorio de 2750 psi para la arena M1, se obtuvo la curva de IP para el pozo, presentada en la figura 4.16.

El IP se calculo a través de la siguiente ecuación:

$IP = Q_{\text{fluido}} / \Delta P$; el cual nos da como resultado de 11.80 BFPD/psi

FIGURA 4.16 Índice de productividad Pozo 3H, arenisca M1



Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
Realizado por: Carlos Sanchez

La figura 4.16 representa el índice de productividad y estima el AOF (flujo abierto absoluto) en este pozo 3H; es decir representa la condición del pozo sin haber instalado ningún sistema de control de arena. El cuál el AOF es de 32266.4 STB/día.

4.4.5.2 Análisis del Índice de Productividad con Aplicación de Rejillas Independientes Pozo 3H

El análisis del pozo 3H con rejillas independientes, con una permeabilidad de rejilla de 300 Darcys, me determina el mismo índice de productividad (IP= 11.80 BFPP/día), el cual se justifica porque el potencial del yacimiento siempre será el mismo, y lo único que cambia es el flujo abierto por la restricción que generan las rejillas. Entonces, el AOF es de 31995.4 STB/día con la instalación de las rejillas (ver figura 4.18).

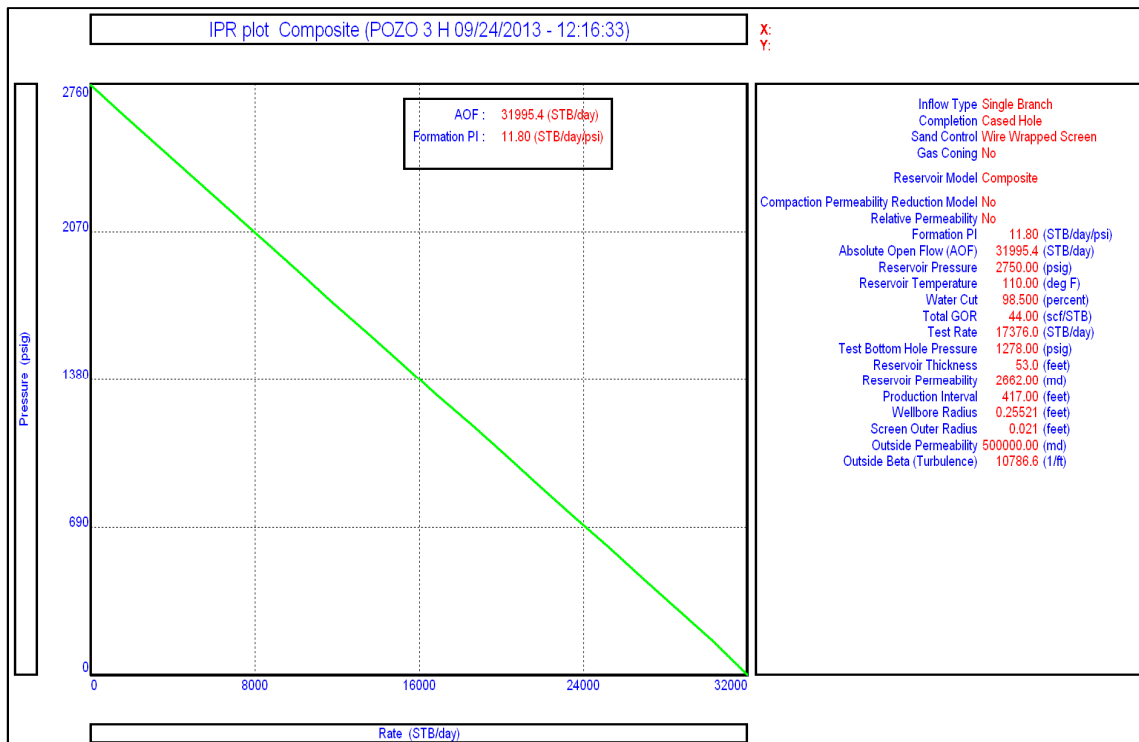
La figura 4.17 representa los datos considerados para el análisis de índice de productividad del pozo. Donde se considero una permeabilidad horizontal de núcleo de 2662 mD y un espesor de arena de 53 ft para un flujo abierto de 417 ft.

FIGURA 4.17 Input Data IP con Stand Alone Pozo 3H

Wire Wrapped Screen	
Reservoir Thickness	53 Feet
Reservoir Permeability	2662 md
Production Interval	417 Feet
Wellbore Radius	0.25521 Feet
Screen Outer Radius	0.021 Feet
Outside Permeability	500000 md
Outside (Turbulence)	1 ft

Leave Blank If Formation Sand Between Screen And Sandface
Due To Material Between Screen And Sandface - 0 to ignore, leave blank to calculate

Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
Realizado por: Carlos Sanchez

FIGURA 4.18 Índice de productividad con Stand Alone Pozo 3H, arenisca M1

Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
Realizado por: Carlos Sanchez

La figura 4.18 representa el índice de productividad con la instalación de la rejilla Excluder 2000™, donde se considero en el análisis una reducción de diámetro interno de 6.276" (ID_{casing} de 7") a 5.31" (OD_{rejilla}) desde 7875 ft hasta 8058 ft (Lugar donde se propone ubicar las rejillas).

4.4.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL ÍNDICE PRODUCTIVIDAD

Los resultados presentados en la tabla 4.12, son los valores obtenidos del índice de productividad considerando escenarios sin control de arena y la implementación del sistema de control de arena ya sea Gravel Pack o Stand Alone propuesto para cada pozo en estudio, que corresponden a la arena M1 del campo Ginta.

TABLA 4.12 Análisis del índice de productividad por pozo.

POZO	SISTEMA	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (stb/day/psi)	AOF (stb/day)
POZO 1H	Sin Control de Arena	2.62	7074.4
	Gravel Pack	2.62	6942.1
	Stand Alone Screens	2.62	7071.5
POZO 2H	Sin Control de Arena	9.52	26027.4
	Stand Alone Screens	9.52	26010.1
POZO 3H	Sin Control de Arena	11.80	32266.4
	Stand Alone Screens	11.80	31995.4

Fuente: Petroleum Experts (Prosper 11.5)
Realizado por: Carlos Sanchez

Como se observa el cálculo del índice de productividad se refiere al reservorio, la diferencia está en el AOF (flujo abierto absoluto) por lo que se recomienda:

- Pozo 1H, el sistema de control con rejillas independientes porque me generan menos restricción a flujo de fluido que el sistema con empaque con grava.
- Pozo 2H y 3H, se recomienda el sistema con rejillas independientes, debido a que ofrecen un flujo abierto similar en comparación del índice de productividad sin tener control de arena en los dos pozos.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 INTRODUCCIÓN

Los ingresos de una empresa la cual opera un campo petrolero dependen esencialmente de tres variables las cuales son:

- Producción de crudo.
- Precio del crudo
- Costos de producción.

Para optimizar sus operaciones desde el punto de vista económico, una operadora puede ejercer control sobre los costos de producción. El precio, depende de factores de mercado externos sobre los cuales la empresa no tiene control alguno. La producción tiene que ser constante para garantizar flujos de caja constantes y no puede aumentar sin inversión y sin optimización técnica. Es por esto que para incrementar la rentabilidad de las operaciones, la empresa operadora debe optimizar sus costos.

En el Ecuador, el modelo contractual es el de prestación de servicio. Bajo este modelo las empresas como Repsol extraen el crudo y reciben una compensación monetaria fija por barril de petróleo extraído, la cual depende de las inversiones realizadas, de los costos operativos así como de las dificultades de la operación las cuales a su vez se ven reflejados por las intervenciones y costos (Ver reforma a la ley de hidrocarburos del 2010). Actualmente Repsol percibe una tarifa de 36.76 USD por barril (Tarifa año 2013 fijada por el Estado a Repsol por barril de petróleo producido, valor previamente acordado con el Departamento de Desarrollo de Repsol Ecuador).

Es importante que las inversiones realizadas por las empresas operadoras en sistemas nuevos, tales como sistemas de control de arena para la producción permitan una optimización de costos y generan valor a las operaciones.

En este capítulo se realizará un breve análisis económico para la implementación del sistema de control de arena “Stand Alone” mostrando como este sistema permite a la operadora optimizar costos y aumentan la eficiencia operativa, reduciendo intervenciones no prevista por presencia de sólidos y evitando parar la producción.

Para este análisis se tomará como ejemplo el pozo 1H del campo Ginta, cerrado en Diciembre 2012 por elevada presencia de sólidos. Para este análisis se tomarán los datos históricos de producción, así como datos históricos de intervenciones realizadas a causa de control de sólidos, ver tabla 5.1.

5.1.1 ANTECEDENTES DEL POZO

La siguiente tabla 5.1, la cual ha sido facilitada por Repsol Ecuador, muestra el historial de intervenciones realizadas en el pozo desde mayo del 2010 hasta diciembre del 2012 (fecha de cierre del pozo), así como las causas de estas intervenciones. La tabla también indica el “run life” o el tiempo de vida de la (BES).

TABLA 5.1 Historial de intervenciones Pozo 1H

Well	Zona Productora	Run	Fecha Instalación	Start Date	Stop Date	End Pull Date	Run Life	COMENTARIO
Pozo 1H	M1A	4	17-Jun-05	18-Jun-05	25-Dec-09	14-May-10	1,651	Presenta corrosión en el equipo BES
Pozo 1H	M1A	5	27-May-10	29-May-10	19-Nov-10	24-Feb-11	174	El eje de la bomba se encuentra trabado por presencia de sólidos en el interior adicionalmente se encuentra partido. El sello presenta también ruptura en el eje. Se realiza limpieza de arena en el pozo.
Pozo 1H	M1A	6	2-Mar-11	2-Mar-11	5-Aug-11	15-Aug-11	156	Formación arenada; se apago manualmente por solicitud de producción para cambio de válvula check, luego del arranque se observó baja producción y baja presión de fondo.
Pozo 1H	M1A	7	19-Aug-11	20-Aug-11	3-Nov-11	17-Nov-12	75	Formación arenada, el 29 de Octubre se apaga manual OFF todos los pozos del pad de Ginta para realizar cambio de brida en la línea de crudo, luego del arranque se observó baja producción y baja presión de fondo.
Pozo 1H	M1A	8	21-Nov-12	21-Nov-12	29-Dec-12		38	En espera de pulling. Formación arenada, el 28 de Diciembre se apaga manual OFF todos los pozos del pad de Ginta por caliche en la línea de salida de crudo, luego del arranque se observó baja producción y baja presión de fondo.

Fuente: Repsol Ecuador

Realizado por: Carlos Sanchez

Para poder establecer la necesidad de implementar un sistema de control de arena, se utilizará el indicador “Mean Time Before Failure (MTBF)”, el cual muestra cuanto en condiciones óptimas de operación, el equipo debería funcionar sin falla alguna.

El MTBF del equipo BES en el campo Ginta es de 1651 días, es decir que en condiciones óptimas la bomba debería funcionar sin problemas 1651 días, de acuerdo a los datos provistos por Baker Centrilift (por referencia).

De acuerdo al historial, cuatro intervenciones tuvieron que ser realizadas en el pozo debido a la presencia de sólidos y por falta de un sistema de control de arena. Si un sistema adecuado de control de arena hubiese sido implementado, se hubieran podido evitar estas intervenciones. (Es posible que work overs puedan ser necesarios por una gran diversidad de causas, sin embargo este ejemplo muestra claramente problemas estrictamente relacionados con la ausencia de un sistema de control. Es por esta razón que se asumirá que con un sistema “Stand Alone”, “ceteris paribus”, se pudiera llegar al MTBF del campo).

5.1.2 COSTOS

Para poder analizar la optimización de costos realizados gracias a un sistema “Stand Alone” es necesario saber el costo asociado a cada work over.

Es necesario mencionar que en las intervenciones al pozo, Repsol debe cubrir el costo de la torre, ya que la empresa de servicios cubre los costos asociados a problemas con el equipo BES. Si bien los problemas están asociados al equipo BES, estos son causados como se ha mencionado anteriormente, por presencia de sólidos y hubieran podido ser prevenidos. Evitando costos a la operadora.

De acuerdo a Repsol Ecuador el costo estimado del taladro de reacondicionamiento es de:

TABLA 5.2 Costos estimados del work over para recompletar con Stand Alone
Pozo 1H

DESCRIPCIÓN	COSTOS (USD)
Costo de taladro (torre de W.O)	\$ 40,000.00
Herramientas de limpieza	\$ 20,000.00
Tubería de producción y accesorios	\$ 1,050.00
Químicos fluido de control de pozo	\$ 3,202.00
Combustible	\$ 10,000.00
Servicio de catering	\$ 5,157.00
Seguridad privada	\$ 10,000.00
Maquinaria y camiones	\$ 34,404.00
TOTAL GASTO POR W.O	\$ 123,813.00

Fuente: Repsol Ecuador -Baker Completion Systems
Realizado por: Carlos Sanchez

Cabe recalcar que cualquier problema del equipo BES, que ocurra antes del MTBF están cubiertos por la garantía del equipo; el pulling del equipo BES está dentro del contrato de prestación de servicio de Baker Centrilift y no tiene ningún costo.

5.1.3 AHORRO EN WORK OVERS

En esta sección presenta los costos por intervenciones de work overs del pozo 1H. El costo estimado del sistema de control de arena Stand Alone para el pozo 1H es de 81,459.42 USD (ver Anexo 5.1) y el work over para recompletar el pozo con control de arena es de 123,813 USD: El costo total al implementar el sistema de control de arena propuesto tiene un valor de 205,272.42 USD (ver tabla 5.3). En el caso de que cuatro work overs fuesen necesarios (historial de intervenciones, tabla 5.1), esto representa a Repsol 495,252 USD por presencia de sólidos. El ahorro para la operadora será de 289,979.58 USD, considerando que se tiene un solo work over por la implementación del sistema de control de arena Stand Alone, ver tabla 5.4.

TABLA 5.3 Costo total de implementación del sistema Stand Alone Pozo 1H

Costo de cada work over (USD)	Costo estimado del Sistema Stand Alone Pozo 1H (USD)	Costo total de implementación Sistema Stand Alone Pozo 1H (USD)
\$ 123,813.00	\$ 81,459.42	\$ 205,272.42

Realizado por: Carlos Sanchez

TABLA 5.4 Costo de los work overs por formación arenada Pozo 1H

Costo de cada work over (USD)	Número de work overs por formación arenada (Que pueden ser evitados gracias al Stand)	Costo de los cuatro work overs (USD)	Costo total de implementación Sistema Stand Alone Pozo 1H (USD)	Repsol ahorro con sistema de control de arena (USD)
\$ 123,813.00	4	\$ 495,252.00	\$ 205,272.42	\$ 289,979.58

Realizado por: Carlos Sanchez

5.1.4 AHORRO EN PRODUCCIÓN

Actualmente Repsol percibe una tarifa de 36.76 USD por barril de petróleo. Los costos de producción son de 7 USD. El ingreso de la operadora por este pozo 1H, el cuál producirá 280 BPPD es de 8,332.80 USD.

TABLA 5.5 Ingresos por producción Pozo 1H

Costos de producción (USD/Barril de petróleo producido)	Tarifa año 2013 (USD/Barril de petróleo producido)	Ingreso Neto (USD/Barril de petróleo producido)	Producción diaria del pozo (BPPD)	Ingreso diario Repsol (USD)
7	\$ 36.76	\$ 29.76	280	\$ 8,332.80

Realizado por: Carlos Sanchez

Con la presencia de estos problemas el run life promedio es de 111 días (se saca del promedio de vida del equipo BES, ver tabla 5.1). Es decir, la tabla 5.1 representa que el pozo 1H entra a work over por presencia de sólidos cada 111 días, mientras en condiciones óptimas de operación el MTBF del campo Ginta es de 1651 días.

Si se considera que cada trabajo de work over tiene una duración de 5 días y que durante estos días se para la producción del pozo por formación arenada para limpieza, Repsol deja de percibir en las cuatro intervenciones 166,656 USD, debido a que el ingreso diario por producir 280 BPPD es de 8,332.80 USD, ver Tabla 5.6. Sin descontar el valor del dinero en el tiempo, para efectos de simplicidad.

TABLA 5.6 Costo estimado en producción por work overs Pozo 1H

Duración de work over (días)	Número work overs por formación arenada	Ingreso diario Repsol (USD)	Ingreso dejado de percibir por work over (USD)
5	4	\$ 8,332.80	\$ 166,656.00

Realizado por: Carlos Sanchez

5.1.5 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN

Se considera que se recompletará el pozo con el sistema de control de arena Stand Alone de un costo de 81,459.42 USD y el ingreso por día de producción del pozo 1H es de 8,332.80 USD. Entonces la inversión se recupera en 9.78 días.

5.1.6 CONCLUSIÓN

Los resultados del análisis económico considerando el ahorro por work overs muestran que se hubiera podido evitar con el sistema Stand Alone por lo menos tres work overs de un costo total de 289,979.58 USD por presencia de sólidos en la arena M1. Los ingresos dejados de percibir por para la producción, los cuales afectan directamente a Repsol muestra lo que la empresa operadora recibiría 166,656 USD de las cuatro intervenciones, de un total de 20 días de producción del pozo. Además el tiempo 9.78 días que se recupera la inversión realizada del sistema Stand Alone del pozo 1H. Basado en nuestro ejercicio, la inversión de un sistema de control de arena permite a la operadora optimizar costos y agregar valor agregado a las operaciones.

Finalmente en todos los casos indican que el proyecto reduciría los costos de intervenciones.

CAPÍTULO 6

CONCLUSUIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Como condiciones generales de producción se ha observado mediante los índices de productividad que los pozos del campo Ginta producen con una presión de fondo fluyente mayor a la presión de burbuja ($P_b = 347$ psi). Y el tipo de inclinación obtenido de los pozos en estudio del reservorio M1 es exponencial.
- Las características litológicas de los pozos estudiados del campo Ginta son similares, es decir sus formaciones son moderadamente o poco consolidadas (exponente de cementación $m=1.55$), por lo que se espera que existan problemas de arena en la formación M1.
- Para los pozos en el campo Ginta con el fin de tener un mayor recobro final de petróleo para el reservorio M1 con eventuales problemas futuros de conificación (por agua) y producción de arena, la opción más acertada es completar pozos horizontales con sistemas de control de arena. Debido a que se han hecho evidentes los problemas de erosión en los equipos de subsuelo, especialmente en los impulsores de la bomba eléctrica sumergible, es importante mencionar que el sistema BES tolera como máximo 20 libras/1000 bls (20 PTB).
- En el caso de los pozos Ginta las reservas estimadas indican rentabilidad para implementar el sistema de control de arena a ser incluido en el trabajo de reacondicionamiento, o en la próxima intervención de los pozos.
- El coeficiente de uniformidad (C_u) para el campo Ginta es 1.6 lo que indica que la arena es uniforme y se trata de un yacimiento ligeramente ordenado.

- El mecanismo de producción de fluido a altas tasas de levantamiento con sistema BES reservorio M1 del Bloque 16 permite tener un mayor recobro de petróleo; y al tener producción de arena en los pozos, se tiene como afecto la disminución de producción de fluido del pozo, por ende las reservas recuperables van hacer menor.
- Para el pozo 1H, el sistema de control de arena Stand Alone tienen por objetivo disminuir el efecto del pseudo-daño en las perforaciones provocado por el empaque con grava en pozos a hoyo revestido, al obtener mayor área de flujo expuesta con relación a gravel pack. Como observación del cálculo de AOF, como ejemplo en el pozo 1H el mecanismo de control con Stand Alone (AOF de 7071.5 stb/día) es mucho mayor que empaque con grava (AOF de 6942.2 stb/día).
- Para los pozos 1H, 2H y 3H estudiados en este proyecto, se debería implementar un mecanismo de control de arena, ya que la producción de petróleo tiende a disminuir, como consecuencia de la producción de arena.
- Es importante conocer los esfuerzos en la formación a partir de un modelo geomecánico para poder aplicar exitosamente la técnica de disparos orientados, para futuros pozos y con el fin de predecir cuándo y dónde tendrá lugar la producción de arena, se debe considerar la falla de una roca, la desagregación de los granos de arena y la movilización de las partículas hacia la corriente de producción.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se deben tomar muestras de core representativas de arena de cada pozo, para realizar un análisis granulométrico más detallado y así recomendar técnicas más eficientes para cada pozo en estudio.
- Al momento no se dispone de un estudio geomecánico por lo que se recomienda correr registros de imagen (FMI), con el objetivo de planificar los siguientes pozos a perforarse ya que los registros nos permite conocer la dirección de los esfuerzos de la formación y la estabilidad del hoyo.
- Los efectos de erosión en los equipos de fondo y superficie, necesitan estudiarse posteriormente a un trabajo de reacondicionamiento (tear down), se recomienda utilizar materiales con resistencia a la erosión. Las bombas electrosumergibles (BES) deben ser diseñadas para resistir efectos erosivos, internos y externos especialmente en las partes móviles y en contacto con los fluidos. Ejemplo intake, descarga e impellers.
- Se recomienda implementar el sistema de control de arena Stand Alone como primer método de prevención, ya que se determinó técnica y económicamente que esta técnica presenta una muy buena eficiencia operativa.
- Para los pozos 2H y 3H se recomienda utilizar Coiled Tubing en un cambio de bomba, para la limpieza de la sección horizontal. El diseño de estos pozos se realizó considerando la limpieza con Coiled Tubing, por dentro de las rejillas desde el talón hasta la punta de la sección horizontal.

- Si después de implementarse la técnica de Stand Alone, existe una considerable producción de finos por el alto corte de agua de 92.11% (promedio del WC del campo Ginta), se recomienda realizar un empaquetamiento con grava para proveer un efectivo control de arena de la formación. El análisis realizado en este proyecto recomienda que la grava recomendada para el tratamiento del empaquetamiento con grava sea 12/18.
- Se recomienda evitar el cierre de la producción de los pozos que tengan problemas de arena, debido a que presentan un riesgo para el sistema electrosumergible porque los sólidos que están en suspensión podrían precipitarse hasta el fondo del pozo, impidiendo el arranque del sistema de levantamiento artificial, lo que origina gastos adicionales.
- En resumen se recomienda para los próximos trabajos de control de arena, utilizar el sistema Stand Alone, debido a la productividad y a los beneficios económicos que se obtienen.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Álvarez Jefferson (2011), Análisis de Presiones para Optimizar la Producción por Pozo del Campo Parahuacu en base al Índice de Productividad. Tesis de Grado. Universidad Central del Ecuador. Quito.
- Andrade Fidel (2009). Actualización de Reservas y Predicción del Comportamiento Productivo de los Campos Culebra-Yulebra. Tesis de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Quito.
- Baker Completion Systems. Sand Control Systems.
- Bellarby Jonathan (2009). Well Completion Desing. Volumen 56. First Edition. SPE (Society of Petroleum Engineers) NACE International and TRACKS International Consultancy Ltd. Aberdeen. UK
- Gómez Mauricio (2008). Análisis Nodal en Pozos con Empacamiento de Grava. Tesis de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México. México.
- Penberthy W.L. and Echols E.E. (1993). Gravel Placement in Wells. SPE Paper 2279. Journal of Petroleum Technology.
- Penberthy W.L. and Shaughnessy C.M. (1992). Sand Control. Volumen 1. SPE Series on Special Topics. USA. Richardson TX 75080-2040.
- Repsol Ecuador. Departamento de Desarrollo.
- Repsol Ecuador (1989). Análisis Convencional de Cores Pozo Ginta-1, arena M1. Western Atlas International Core Laboratories Division. Quito.

- Repsol Ecuador (1991). Análisis Especial de Cores Pozo Ginta-1, arena M1. Conoco Ecuador. Quito.
- Repsol Ecuador (1989). Reservoir Fluids Laborator, Ginta #1, DST-4 Ecuador. Quito.
- Petroleum Experts “Porsper” (2011). Inflow Gravel Pack. Petex House. Edinburgh, Scotland. EH7 4HG.
- P.F. Worthington, SPE, Gaffney, Cline & Associates (2005). The Application of Cutoffs in Integrated Reservoir Studies. SPE 95428. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas. Texas.
- Valencia Raúl (2007). Fundamentos de Interpretación de Registros Eléctricos Convencionales. Escuela Politécnica Nacional. Quito.
- http://www.repsol.com/ec_es/ecuador/nosotros/que-hacemos/exploracion-y-produccion/bloque-16/default.aspx
- http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/cementation_exponent.aspx
- http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/saturation_exponent.aspx
- <http://www.she.gob.ec/portal/es/web/hidrocarburos/mapa-de-bloques-petroleros-del-ecuador>
- http://www.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=petroleo
- <http://es.wikipedia.org>

- [http://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/947-A-O-F-\(absolute-open-flow\)](http://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/947-A-O-F-(absolute-open-flow))
- <http://www.laeconomia.com.mx/tag/ceteris-paribus/>
- http://archive.carboceramics.com/Spanish/products/lite_1sp.html
- <http://www.scribd.com/doc/20974433/Mecanismos-de-produccion>
- <http://www.slideshare.net/gabosocorro/produccion-1-clase-5>
- <http://www.scribd.com/doc/22634288/Comportamiento-de-Pozos>
- <http://documentacion.asambleanacional.gob.ec/alfresco/d/d/workspace/SpacesStore/82a14886-0ba1-42ac-88ee2e1437342f27/Ley%20Reformatoria%20a%20la%20Ley%20de%20Hidrocarburos%20y%20a%20la%20Ley%20de%20R%C3%A9gimen%20Tributario%20Interno>

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Abrasión: Es la acción mecánica de rozamiento y desgaste que provoca la erosión de un material o tejido.

AOF (Absolute open flow): Es la máxima tasa de flujo que un pozo, teóricamente, puede proporcionar con una presión cero en la cara del reservorio.

Análisis de falla del equipo BES (tear down): Es un análisis y revisión del equipo mediante el desensamble de todos sus componentes a fin de determinar la causa de su falla.

Análisis DCA (Decline Curve Analysis): El análisis de declinación que me da una estimación de reservas en base al historial de producción (Q_o vs T , WOR vs NP , etc).

Arenamiento: Fenómeno donde el material de la formación viaja hacia el pozo y la superficie como parte de los fluidos producidos.

Bypass: Expresión utilizada para referirse cuando se sobrepasa el daño creado cerca al borde del pozo.

Caída de Presión (Drawdown): La presión diferencial entre el fluido en el reservorio y el borde del pozo. Esta diferencial tiene que existir para que el fluido ingrese al pozo.

$$P \text{ Drawdown} = P_{\text{reservorio}} - P_{\text{fondo fluyente}} = P_r - P_{WF}$$

Carbolita: Tipo de grava utilizada para realizar el tratamiento de control de arena.

Cemento: El cemento es uno de los factores que afectan la porosidad primaria de la roca, y se define como la sustancia que mantiene juntos los diversos granos o partículas.

Ceteris Paribus: Condiciones óptimas. Es un término en latín que se usa en el análisis económico para variar un factor mientras que el resto de ellos se mantienen constantes.

Coiled Tubing: Tubería flexible utilizada para trabajos de limpieza bajo el pozo.

Erosión: Es la degradación y el transporte de material o sustrato del suelo, por medio de un agente dinámico, como son el agua, el viento, el hielo o la temperatura.

FMI (Formation microresistivity imagen): Es un registro el cual se basa a las lecturas de la microresistividad de la cara del hoyo. Y son transformados en una imagen orientada del hoyo. Estos registros son utilizados para análisis sedimentológicos y geomecánicos.

HEC: Gel utilizado como fluido transportador de la grava. Últimamente no utilizado por sus efectos dañinos a la formación.

Índice de Productividad (J): La relación entre la tasa de producción y la caída de presión total.

$$J = Q/(P - PWF) \text{ Unidades: BST/día/psi}$$

Inyección Matricial: Máxima tasa de circulación permisible sobre la cual se logra fracturar el reservorio.

Junta (joint): Un tubo sencillo, de unos 30 pies de longitud, ya sea de tubería de perforación, revestimiento o de producción, con conexiones roscadas en ambos extremos.

Lechada (Slurry): Mezcla fluidizada de grava y fluido utilizado para el transporte.

Liner: Tubería de revestimiento ranurada, colocada al fondo del pozo frente a las perforaciones.

Operación de extracción del equipo electro sumergible (BES) del fondo del pozo (pulling): Consiste en desacoplar las juntas de la tubería y extraer el equipo BES. Se tratará como un procedimiento inverso al procedimiento de la instalación.

Partes por millón (ppm): Es una unidad de medida de concentración. Se refiere a la cantidad de unidades de la sustancia (agente, etc.) que hay por cada millón de unidades del conjunto.

Partículas Finas: Granos con un tamaño menor a las 44 micras, que se los considera como contaminantes que pueden perjudicar una completación de Gravel Pack.

Permeabilidad: La permeabilidad de una roca es la medida de su habilidad para transmitir fluido y depende de la continuidad del espacio del poro. El tamaño del grano tiene un efecto predominante en la permeabilidad y es así que los grano más grandes tienen mayor permeabilidad que los granos pequeños. Esto se debe al área de superficie incrementada del grano más pequeño y las correspondientes pérdidas de fricción más altas. La permeabilidad es expresada en unidades *Darcy*, o más comúnmente *milidarcy* (mD).

- **Permeabilidad Absoluta:** La permeabilidad medida con el 100% de saturación de fluido de la roca.
- **Permeabilidad Efectiva:** La permeabilidad de una fase fluyente que no satura 100% la roca.
- **Permeabilidad Relativa:** La relación de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta.

Píldora de Control de Pérdidas de Fluido: Generalmente, consiste de 10 a 20 barriles de fluido de perforación nuevamente mezclado que evita las pérdidas de fluido a la formación.

Porosidad: Porcentaje o fracción del volumen de la matriz al volumen total.

Pseudo Daño (Pseudo Skin): En pseudo-daño en las perforaciones llenas de grava es la caída de presión debido al flujo en la perforación rellena de grava.

Profundidad Media (MD ó measured depth): La distancia actual medida a lo largo del eje del borde del pozo desde el punto de referencia a profundidad cero a la profundidad de interés.

Profundidad Vertical Verdadera (TVD ó true vertical depth): Línea vertical, distancia desde una elevación de referencia al punto de interés localizado en el subsuelo.

Sarta de Producción (Workstring): La columna de tubos, unidos entre sí mediante juntas integrales que transmite fluido de producción.

Squeeze: Posición de trabajo de bombeo a la formación en la cual no existen retornos.

Taponamiento: Acción de aislar de manera temporal o definitiva las formaciones geológicas atravesadas en la perforación que contengan aceite o gas, de tal forma que se eviten invasiones o manifestaciones de hidrocarburos en la superficie.

Tensión de Cierre (Closure Stress): Mínima tensión en el reservorio a la cual se consigue fracturar el mismo.

Trabajo de Reacondicionamiento (Workover): Trabajo de reparación de un pozo, limpieza de un pozo, reparación, reperforación ó recompletación.

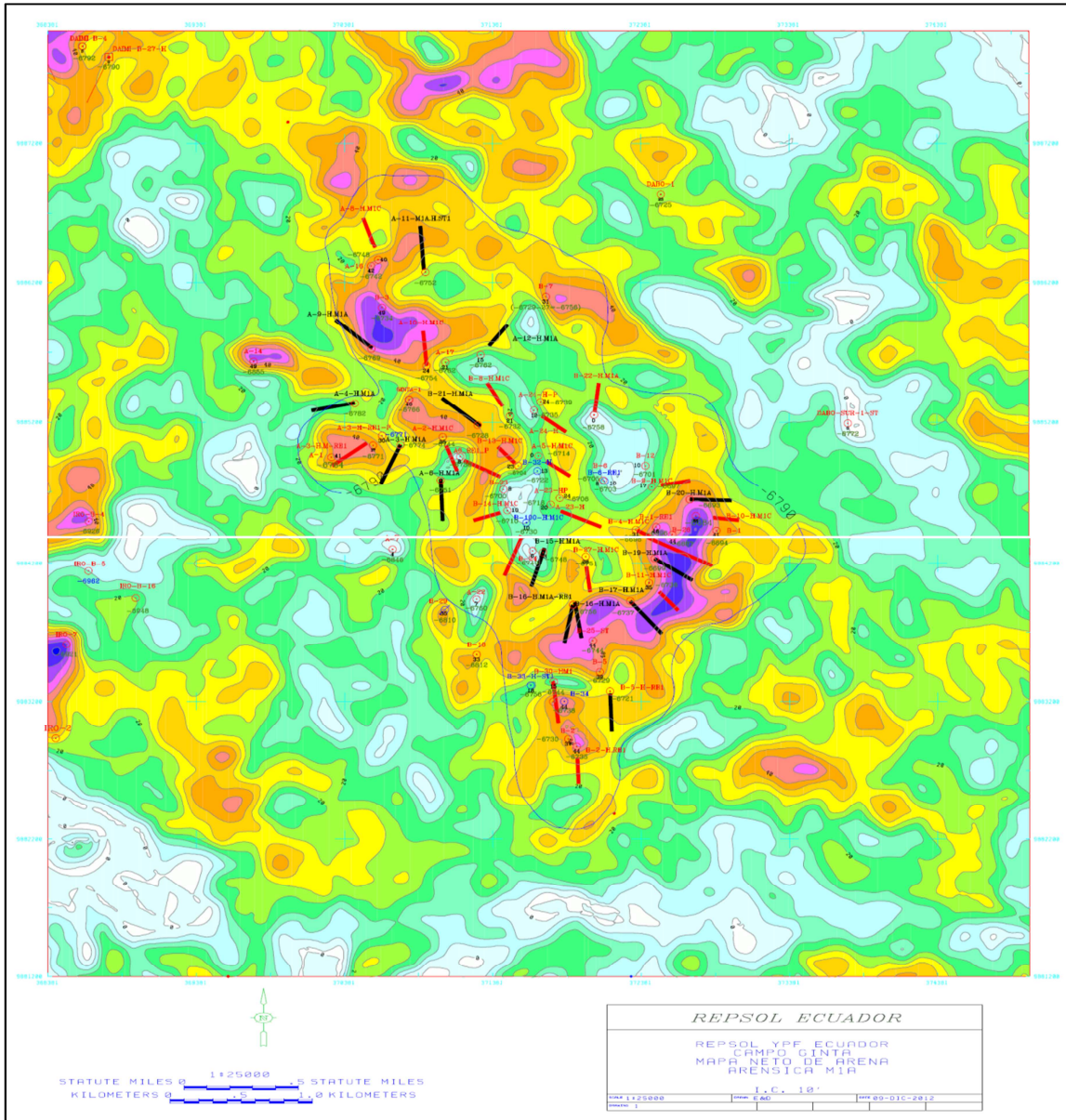
Trasplape (Overlap): Expresión utilizada para sobredimensionar una medida, utilizada en el diseño de la completación de Gravel Pack.

Tubería de Lavado (Washpipe): Tubería utilizada para realizar trabajos de limpieza en el fondo del pozo.

ANEXOS

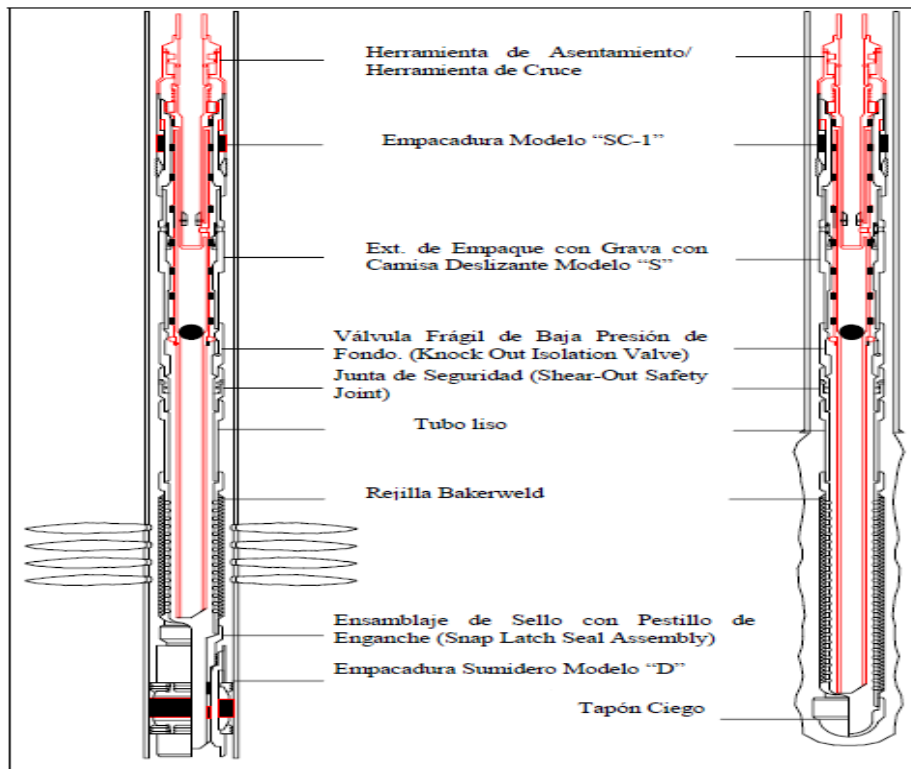
ANEXO CAPÍTULO 1

Anexo 1.1 Mapa Neto de Arena, arenisca M1A, Bloque 16



ANEXO CAPÍTULO 2

Anexo 2.1 Esquema completo de las herramientas de completación y servicio, para empaque con grava a hoyo revestido y abierto.



Anexo 2.2 Lista de herramientas/equipos para Empaque con Grava

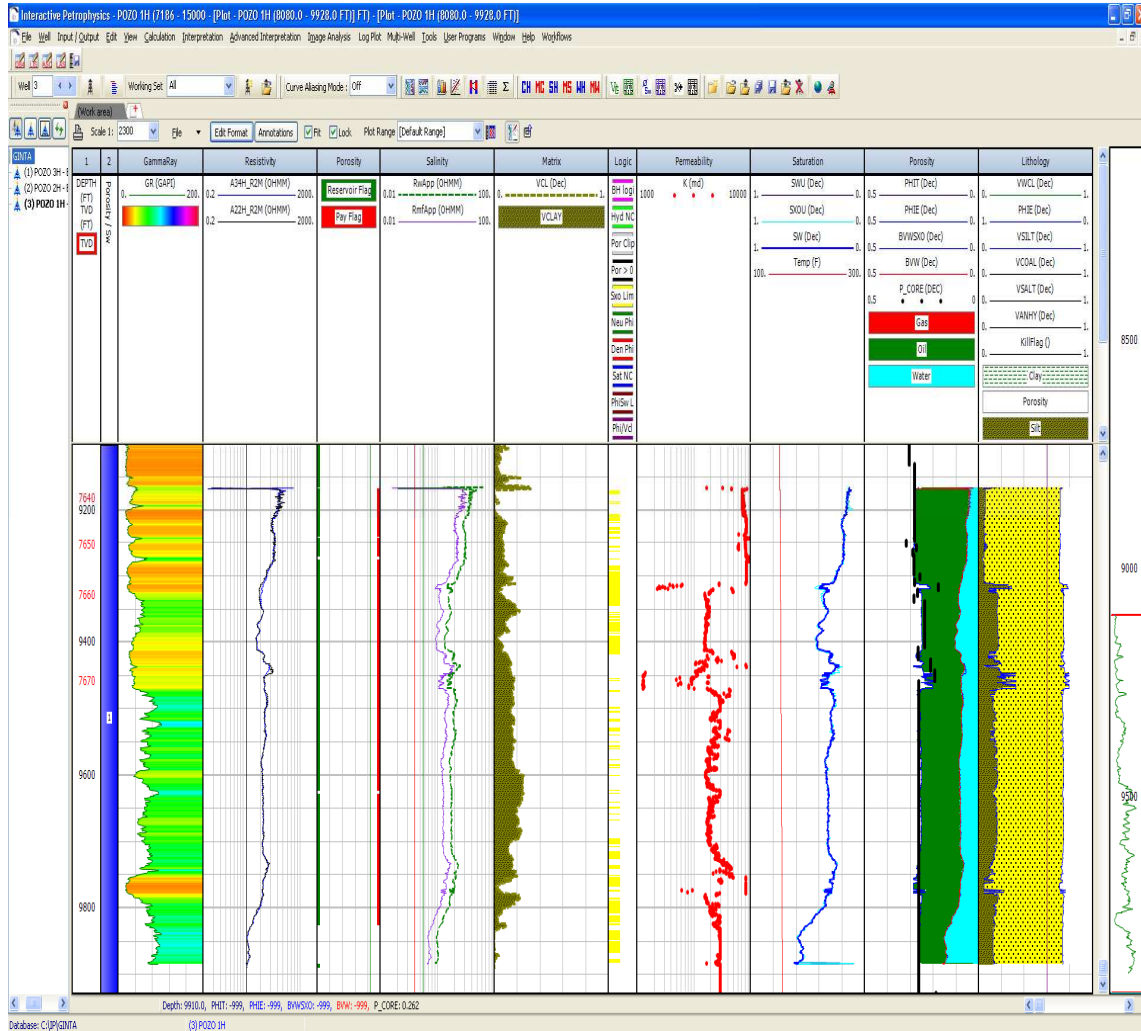
EMPAQUE CON GRAVA O GRAVEL PACK			
HERRAMIENTAS DE COMPLETACIÓN	HERRAMIENTAS DE CORRIDA	HERRAMIENTAS DE FONDO	EQUIPOS DE SUPERFICIE
EMPACADURA SC-1	CROSSOVER TOOL S-1	TAPÓN DE FONDO	BOMBAS
JUNTA DE SEGURIDAD (SOSJ)	GRAVEL PACK EXTENSION	ENSAMBLAJE DE SELLOS	BLENDER
MILL OUT EXTENSION (MOE)	SHIFTING TOOLS S-1		TANQUES
SEAL BORE EXTENSION (SBE)	STINGER		
BULL PLUG	WASHPIPE		
MALLAS PARA EMPAQUE CON GRAVA (SCREEN)			
TUBO LISO (BLANK PIPE)			

ANEXO CAPÍTULO 3

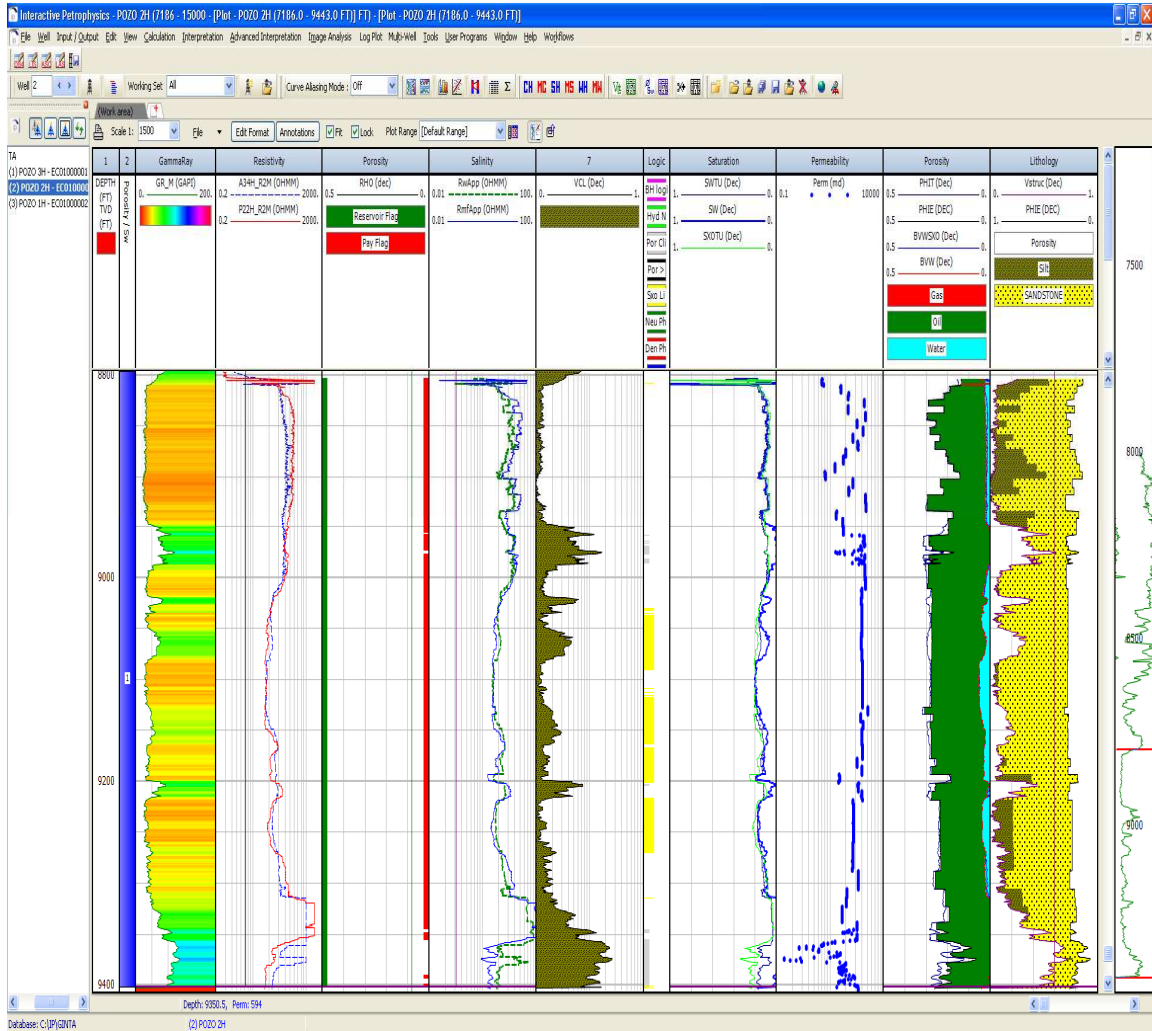
Anexo 3.1 Datos de análisis convencional de cores - profundidad vs porosidad

DATOS DE CORES			
ARENA M-1			
Profundidad (ft)	Porosidad (%)	Profundidad (ft)	Porosidad (%)
7607	12.5	7678	22
7608	18.3	7679	16.6
7609	21.6	7680	21.4
7610	29.9	7681	21.5
7611	21.5	7682	24.7
7612	30.7	7683	21.1
7613	26	7684	26.9
7614	29.2	7684	21.5
7615	23.8	7687	27.1
7616	26.4	7688	23.9
7617	20.5	7689	24.3
7618	19.5	7690	22.2
7619	16.3	7691	22.2
7620	13.1	7692	19.6
7621	23.8	7693	23
7622	21.9	7694	21.5
7623	30.7	7695	21
7624	31	7696	17.8
7625	16.8	7697	24.8
7626	19.3	7698	20.9
7627	19.7	7699	19.6
7628	30.3	7700	20.4
7629	30.4	7701	25.8
7630	30.4	7702	24
7634	28.2	7703	24.7
7649	31.7	7704	20.9
7650	27.4	7705	24.5
7651	29	7706	28.2
7652	28.5	7707	20.8
7656	25.7	7708	25.7
7657	28.2	7709	20.6
7658	17.7	7710	27.5
7659	26.8	7711	21.6
7660	28.5	7712	25.9
7661	23.6	7713	23.8
7667	26.5	7714	16.7
7668	21.1	7715	23.5
7669	19.3	7716	18.2
7670	26.2	7717	21.3
7671	21.1	7718	26.2
7672	23.9	7719	17.5
7673	21.5	7720	17.6
7674	14.4	7721	20.5
7675	21.9	7722	24.4
7676	18.7	7723	20.6
7677	25.5	7724	13.9

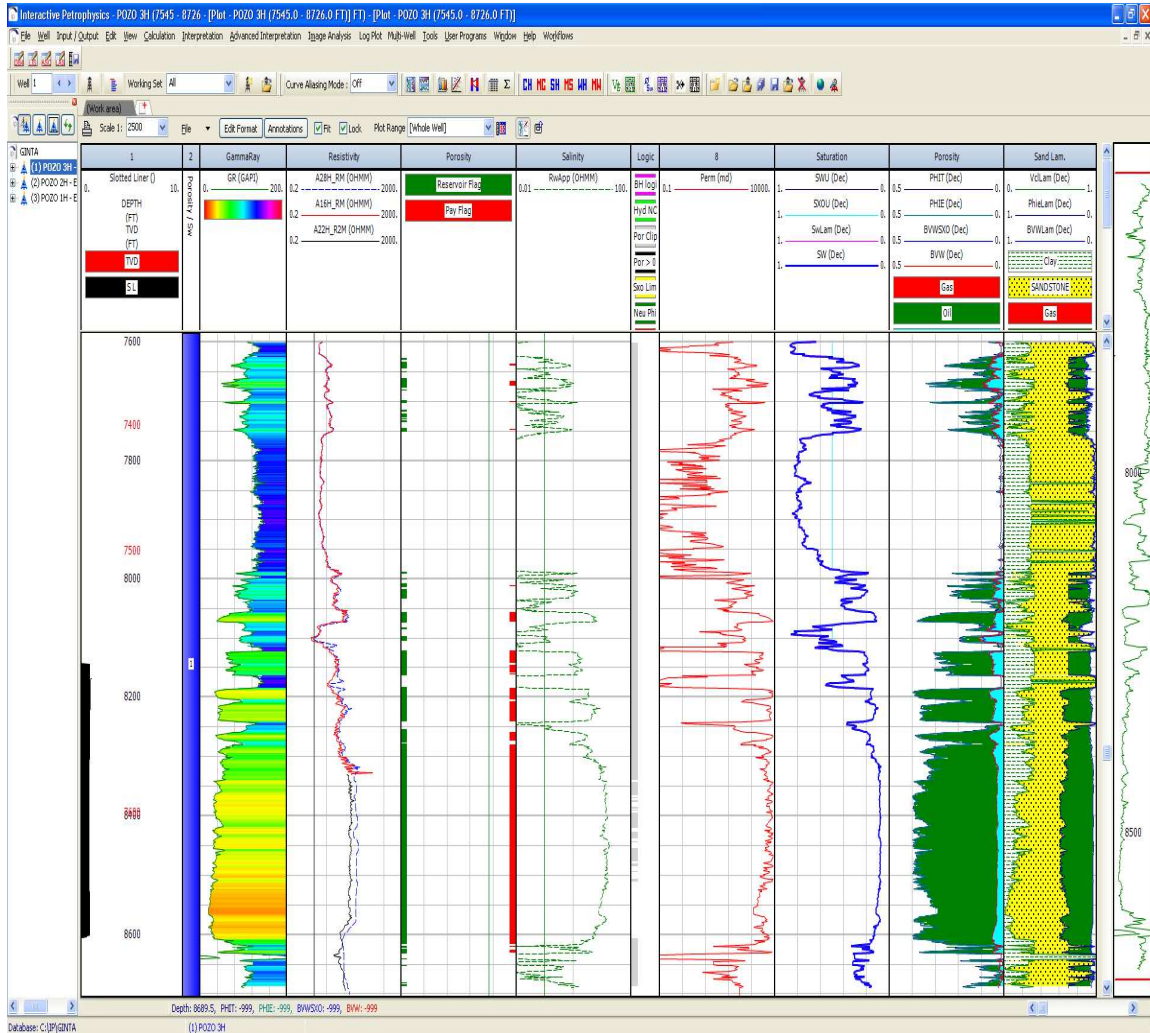
Anexo 3.2 Interpretación petrofísica Pozo 1H, arenisca M1.



Anexo 3.3 Interpretación petrofísica Pozo 2H, arenisca M1.



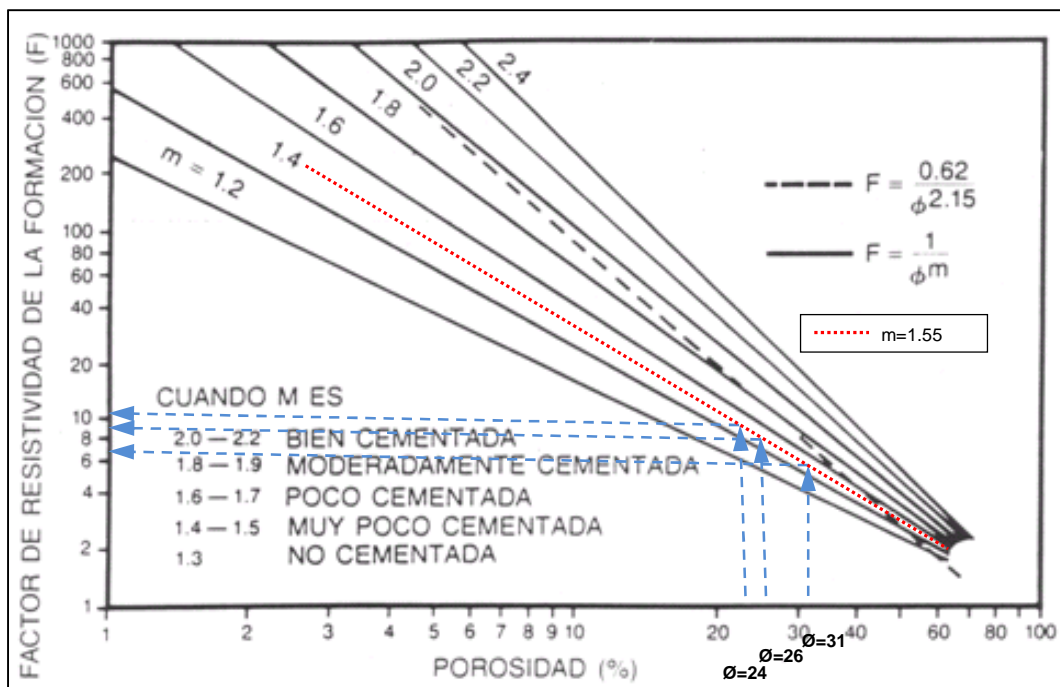
Anexo 3.4 Interpretación petrofísica Pozo 3H, arenisca M1.



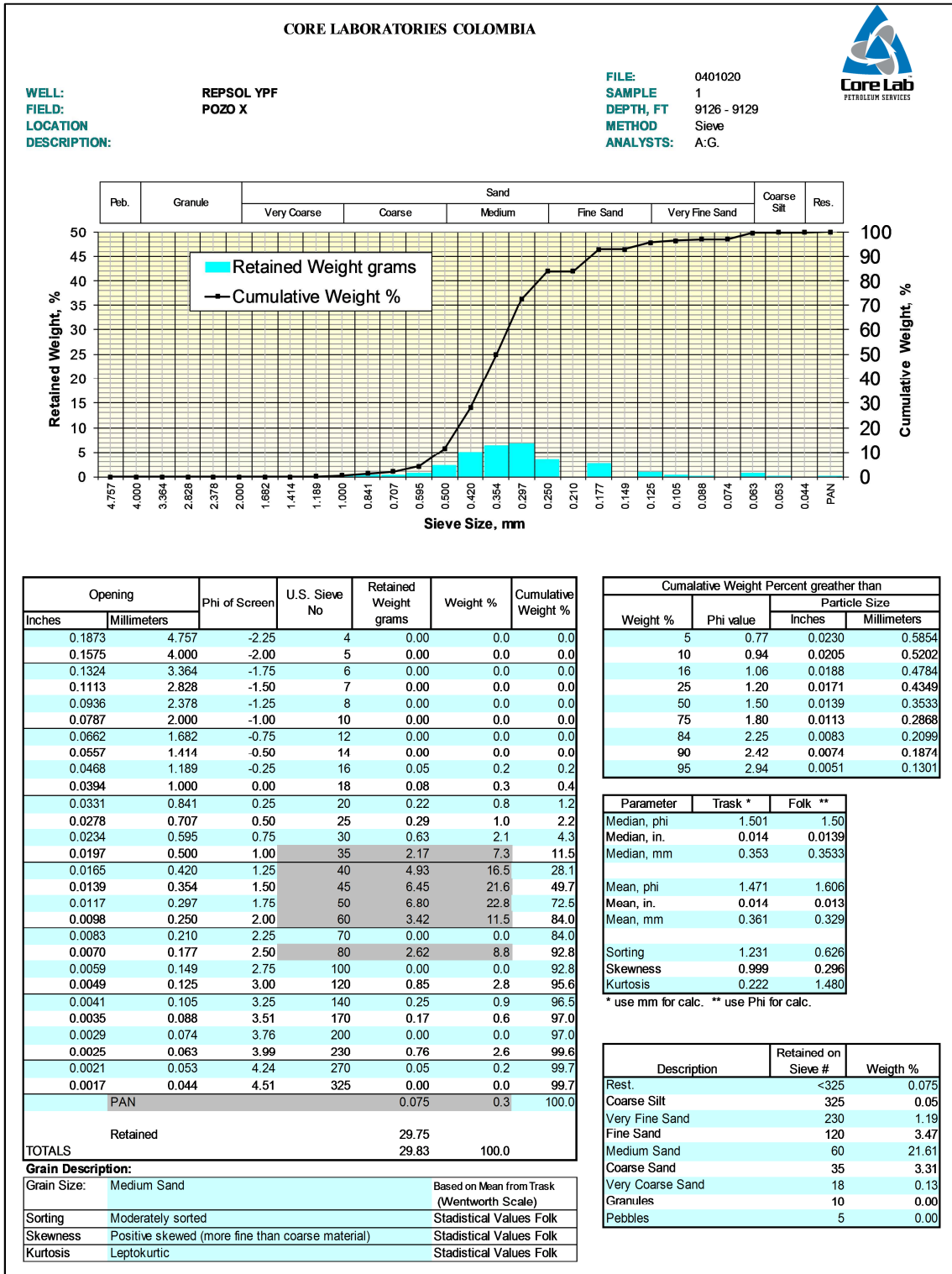
Anexo 3.5 El factor de cementación en función del grado de consolidación de la roca.

<i>M</i>	<i>Litología</i>
2.0 - 2.3	Rocas altamente cementadas (Calizas, dolomitas)
1.8 - 2.0	Rocas moderadamente cementadas (arenas consolidadas)
1.4 – 1.7	Rocas ligeramente cementadas (arenas poco consolidadas)
1.3	Rocas no consolidadas

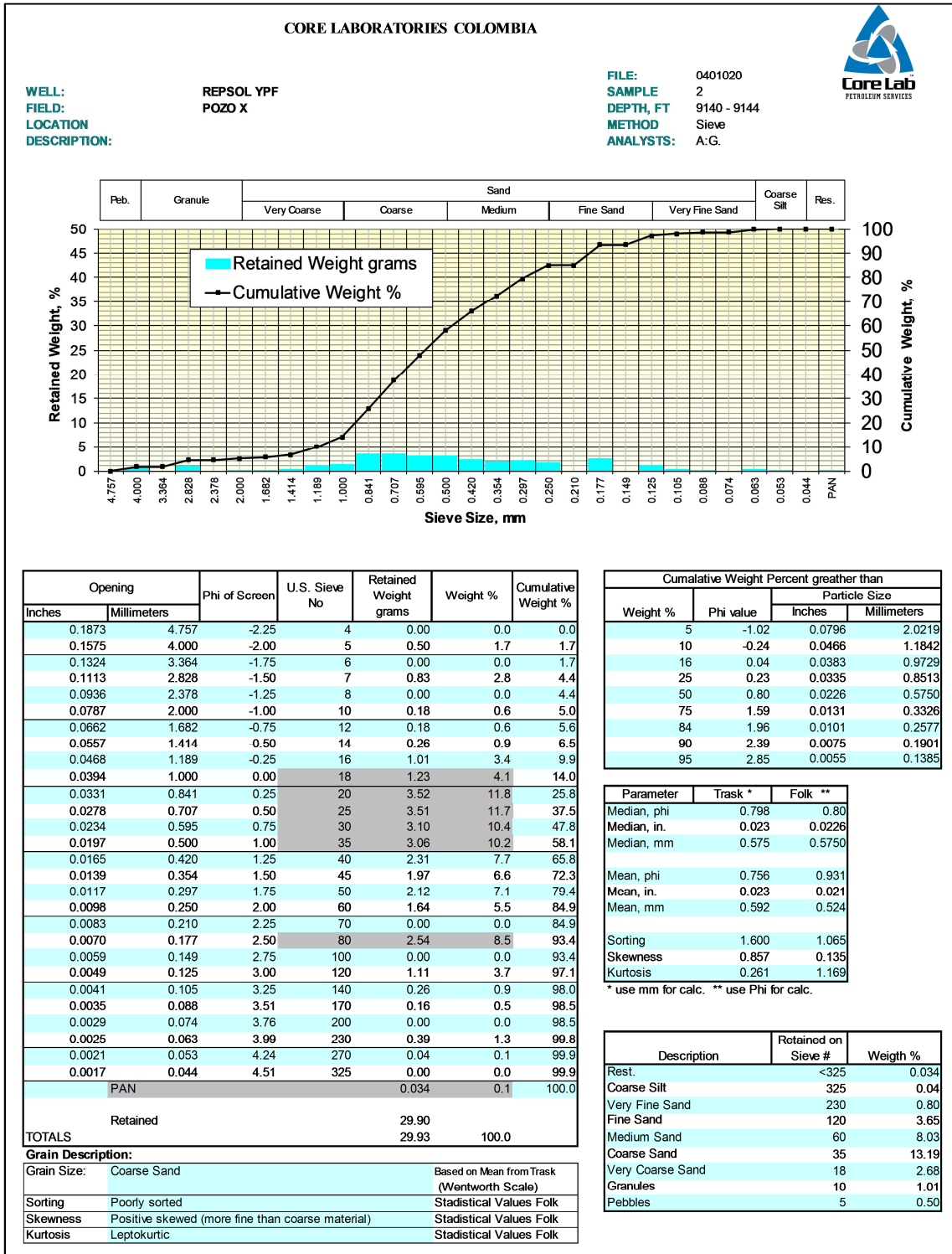
Anexo 3.6 Muestra las variaciones de *m* en base a *F* y a la porosidad (\emptyset) para diferentes tipos de rocas.



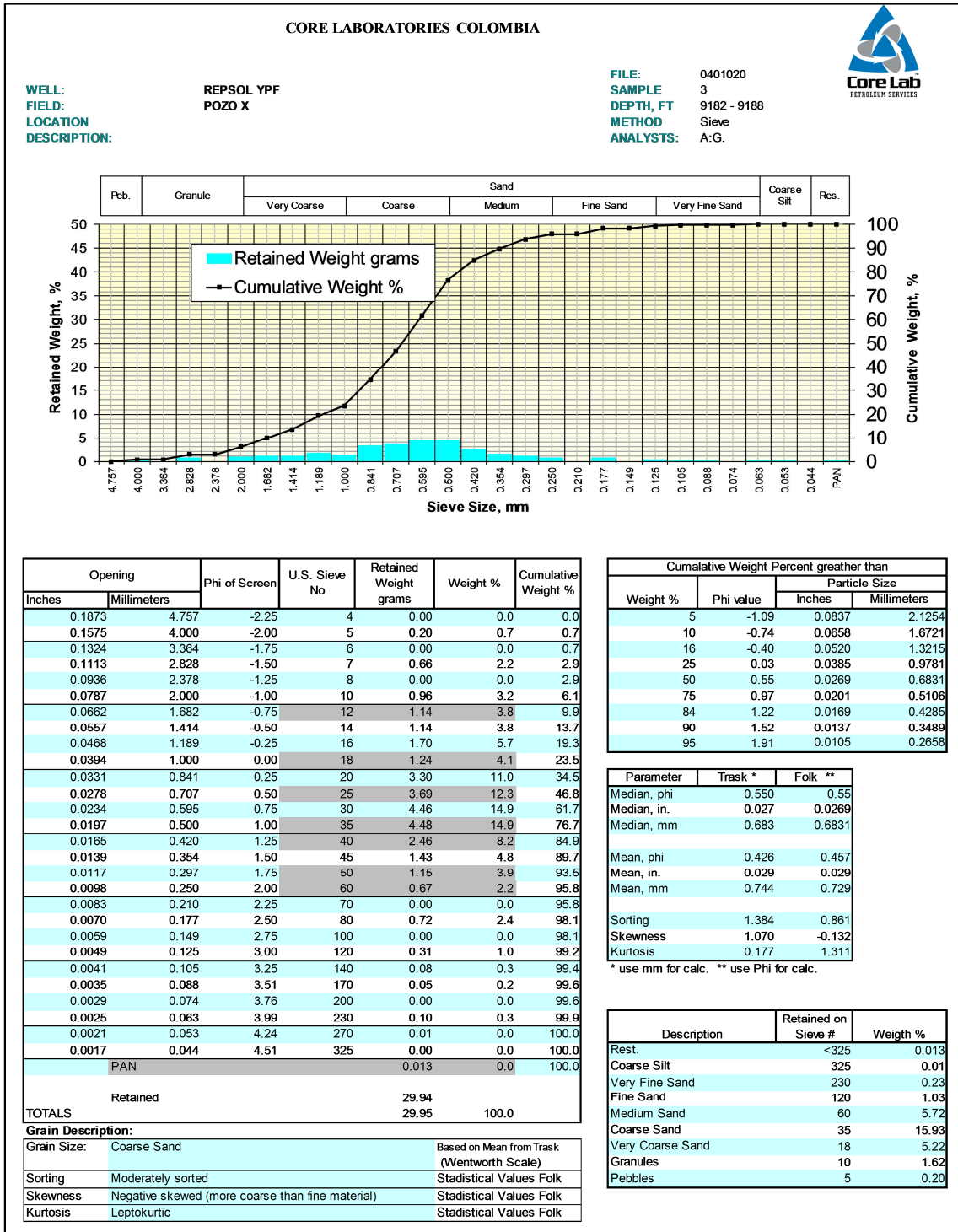
Anexo 3.7 Análisis granulométrico proporcionado por la empresa operadora Pozo X, profundidad #1



Anexo 3.8 Análisis granulométrico proporcionado por la empresa operadora Pozo X, profundidad #2



Anexo 3.9 Análisis granulométrico proporcionado por la empresa operadora Pozo X, profundidad #3



ANEXO CAPÍTULO 4

Anexo 4.1 Recomendaciones de tamaño de rejilla premium


d10 micron range		Recommended Excluder Size
From	To	
0	169	n/a
170	199	ExcluderFine
200	299	ExcluderMedium
300	4000	ExcluderCoarse

Anexo 4.1 Descripción de la rejilla premium

Tamaño (vector weave)	Tipo de formación	Descripción
Super fina	< 100 μ	No control of sand
Fina	100 μ m < d10 < 200 μ M	High Sand retention efficiency
Media	200 μ m < d10 μ m	Allows for conditioned mud flow back
Grueso	d10 > 300 μ m	Minimum fines plugging and maximum mud flowback capacity

Anexo 4.2 Hoja de cálculo para el diseño de Gravel Pack Pozo 1H

Reporte previo al empaquetamiento



BAKER HUGHES

GRAVEL PACK CALCULATIONS WORKSHEET

Support

Baker Oil Tools

Customer Information

Company: <input type="text" value="Repsol Ecuador"/>	Company Representative: <input type="text" value="Carlos Sanchez"/>
Field: <input type="text" value="Ginta"/>	Telephone No.: <input type="text"/>
Well #: <input type="text" value="1H"/>	Job Number: <input type="text" value="1"/>
Zone: <input type="text" value="Bloque 16"/>	Baker Oil Tools Rep.: <input type="text" value="N/A"/>
Lease: <input type="text"/>	Telephone No.: <input type="text"/>

Change Customer Information

Input Information

Casing OD: <input type="text" value="7.000"/> inch	Gravel Mix Ratio: <input type="text" value="1.0"/> ppg
Casing ID: <input type="text" value="6.276"/> inch	Gravel Size: <input type="text" value="Carbolite 16/20"/>
Blank OD: <input type="text" value="3.500"/> inch	Gravel Permeability: <input type="text" value="518.0"/> Darcys
Blank length: <input type="text" value="60"/> ft.	Gravel Displacement: <input type="text" value="0.042"/> gal/lbs
Screen OD: <input type="text" value="4.300"/> inch	Gravelpack Fluid: <input type="text" value="KCl"/>
Screen length: <input type="text" value="111"/> ft.	Gravelpack Fluid Wt.: <input type="text" value="8.4"/> ppg

Perforated intervals:	<input type="text" value="9000'"/>	to	<input type="text" value="9090'"/>	= 90' net perms
	<input type="text" value="0'"/>		<input type="text" value="0'"/>	= 0' net perms
	<input type="text" value="0'"/>		<input type="text" value="0'"/>	= 0' net perms
	<input type="text" value="0'"/>		<input type="text" value="0'"/>	= 0' net perms
	<input type="text" value="0'"/>		<input type="text" value="0'"/>	= 0' net perms
	<input type="text" value="0'"/>	to	<input type="text" value="0'"/>	= 0' net perms
	<input type="text" value="0'"/>	to	<input type="text" value="0'"/>	= 0' net perms

Total net perforated interval: 90' Total net perms

Change Input Information

Sand Volume Calculations

Annular Capacity, Screen/Casing:	<input type="text" value="0.1140"/>	Cuft./ft.	
Annular Capacity, Blank/Casing:	<input type="text" value="0.1480"/>	Cuft./ft.	
Screen/Casing Volume:	<input type="text" value="111'"/>	x	<input type="text" value="0.1140"/> cuft/ft = <input type="text" value="12.65"/> cubic feet
Blank/Casing Volume:	<input type="text" value="40'"/>	x	<input type="text" value="0.1480"/> cuft/ft = <input type="text" value="5.92"/> cubic feet
Perforations Volume:	<input type="text" value="90'"/>	x	<input type="text" value="75"/> lbs/ft = <input type="text" value="67.50"/> cubic feet
Rat hole:	<input type="text" value="5'"/>	x	<input type="text" value="0.2148"/> cuft/ft = <input type="text" value="1.07"/> cubic feet

Total Sand Volume needed: 87.15 cubic feet

Slurry Volume Calculations

Mix Ratio: <input type="text" value="0.5"/> ppg	Proppant bulk Density: <input type="text" value="97.00"/> lb/pie3
Sand Volume: <input type="text" value="87.15"/> pies cubicos	Proppant Lbs: <input type="text" value="8453.18"/> Lbs
Fluid Volume for sand pumping: <input type="text" value="403"/> bbls. of completion fluid needed	
Slurry Volume: <input type="text" value="410.99"/> bbls.	Slurry Weight (1/2ppg): <input type="text" value="8.70"/> ppg
Slurry Weight: <input type="text" value="9.02"/> ppg	Slurry Weight (1ppg): <input type="text" value="9.00"/> ppg

Expected Sand out Pressure

Sand Out Pressure P:

$$P = \frac{H[(1279 \mu Q A) + (4.63 \rho Q^2 K^{0.45})]}{K A^2}$$

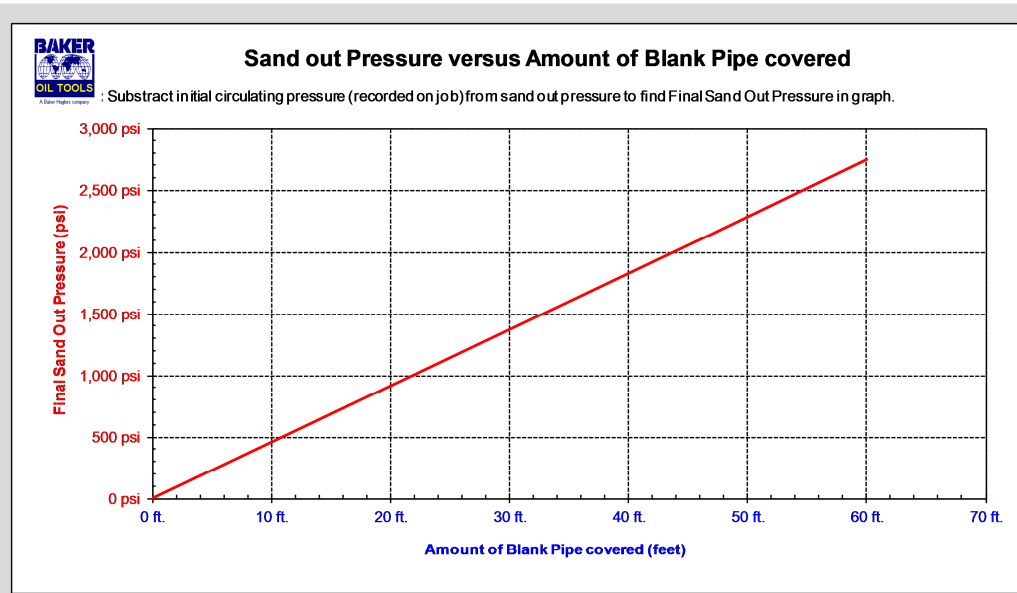
Where:

μ = Viscosity of completion fluid:	<input type="text" value="1.0"/> cp	K = Permeability of Gravel:	<input type="text" value="518.0"/> Darcy
Q = Pump rate:	<input type="text" value="0.75"/> bbl./min.	A = Annular Capacity blank-casing:	<input type="text" value="0.1480"/> Cuft./ft.

H = Sand Height covering blank (in feet)


Blank pipe covered:	<input type="text" value="0 ft."/>	<input type="text" value="10 ft."/>	<input type="text" value="20 ft."/>	<input type="text" value="25 ft."/>	<input type="text" value="30 ft."/>	<input type="text" value="40 ft."/>	<input type="text" value="50 ft."/>	<input type="text" value="60 ft."/>
Sand out pressure:	<input type="text" value="0 psi"/>	<input type="text" value="446 psi"/>	<input type="text" value="892 psi"/>	<input type="text" value="1.115 psi"/>	<input type="text" value="1.338 psi"/>	<input type="text" value="1.784 psi"/>	<input type="text" value="2.231 psi"/>	<input type="text" value="2.677 psi"/>

Presión de arenamiento vs altura de grava en blank pipe



Anexo 4.2 Hoja de cálculo para el diseño de Gravel Pack Pozo 1H

Reporte previo al empaquetamiento

		PUMPING SERVICES WORKSHEET		
Baker Oil Tools				
Customer Information				
Repsol Ecuador		Company Representative:	Carlos Sanchez	
Ginta		Telephone No.:	0	
1H		Job Number:	1	
Bloque 16		Baker Oil Tools Rep.:	N/A	
0		Telephone No.:	0	
Input Information				
TVD of top perforations	7.618	ft.	Completion fluid type	KCI
Workstring 1 Length, MD	8.896	ft.	Gravelpack fluid type	KCI
Workstring 1 OD	3.500	inch	Gravel pack slurry weight	8.60 ppg
Workstring 1 ID	2.992	inch	Viscosity GP fluid	1.0 cP
Workstring 2 Length, MD	0	ft.	Treating pump rate	12.0 bbls/min.
Workstring 2 OD	0.000	inch	"Perf" friction	0 psi
Workstring 2 ID	0	inch	Measured SBHP	762 psi
Workstring 3 length, MD	0	ft.		
Workstring 3 OD	0.000	inch		
Workstring 3 ID	0	inch		
Output Information				
Pore pressure gradient	0.100	psi/ft.		
Equivalent pore pressure	1.92	ppg		
Recommended Completion fluid weight	2.4	ppg		
Slurry Hydrostatic pressure	3.407	psi		
1. General calculations				
Fracture gradient	0.40	psi.ft		
Bottomhole Fracture Pressure = frac grad * TVD	3.047	psi		
SBHP = Slurry wt. * 0.052 * TVD of Top of pay	3.407	psi		
Gravelpack slurry gradient = Gravelpack Slurry wt * 0.052	0.45	psi/ft		
Total Pressure drops due to friction	600	psi		
2. Calculation of the expected wellhead treating pressure. (WHTPE)				
WHTPE = (((Frac grad - slurry grad) * TVD of top perf) + Tbg fric + "Perf" fric)	240	psi		
3. Calculation of the Instantaneous Shut In Pressure. (ISIP)				
Estimated ISIP with Completion fluid = Bottom Hole Frac pressure - SBHP	2.285	psi		
Estimated static surface pressure with Gravelpack fluid	-2.645	psi		
Estimated ISIP with waterpack fluid = (frac grad - gravelpack grad) * TVD	-360	psi		
4. Calculation of the Hydraulic Horsepower required.				
HHP = WHTPE * Treating pump rate * 0.0245	71	HHP		

Anexo 4.2 Hoja de cálculo para el diseño de Gravel Pack Pozo 1H

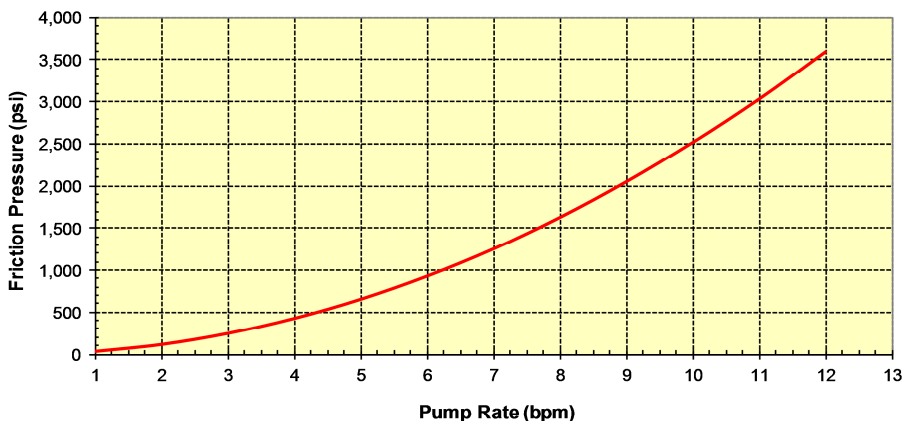
Resultados prueba de rata escalonada

Pump Rate (bbls/min)	Total Tubing Friction (psi)	Perforation Friction (psi)	Hydrostatic Pressure (psi)	Frac. pressure (psi)	Required WHTP** (psi)	Req'd HHP
1	31	0	3,407	3,047	-328	-8
2	113	0	3,407	3,047	-246	-12
3	245	0	3,407	3,047	-115	-8
4	424	0	3,407	3,047	65	6
5	652	0	3,407	3,047	293	36
6	928	0	3,407	3,047	569	84
7	1,252	0	3,407	3,047	893	153
8	1,624	0	3,407	3,047	1,265	248
9	2,044	0	3,407	3,047	1,685	371
10	2,512	0	3,407	3,047	2,153	527
11	3,028	0	3,407	3,047	2,668	719
12	3,592	0	3,407	3,047	3,232	950



Total Friction Pressure vs Pump Rate

Note: WHTP (or necessary amount of pump pressure) = Frac Pressure - Hydrostatic Pressure - Friction Pressure. **Example:** To determine the actual applied pump pressure in the formation, read pump pressure from gauge, find friction pressure at same pump rate in graph below and subtract this friction pressure from the gauge reading. The result is the actual applied pump pressure at the formation.




Anexo 4.2 Hoja de cálculo para el diseño de Gravel Pack Pozo 1H

Barriles de fluido para el empaque con grava

BAKER HUGHES		BARRILES DEL FLUIDO PARA EMPAQUE	
Baker Oil Tools			
Customer Information			
Company	Repsol Ecuador	Company Representative	Carlos Sanchez
Field	Ginta	Telephone No.	0
Well #	1H	Job Number	1
Zone	Bloque 16	Baker Oil Tools Rep.	N/A
Lease	0	Telephone No.	0
			Change Customer Information
Barrels needed on location			
Cantidad de Grava:	8453.18 lbs	Capacidad de Tubería:	0.0058 bbl/ft
Profundidad de tubería:	8896.00 ft	Capacidad total:	51.60 bbls
Concentracion:	0.70 ppg	ID Casing:	6.276 in
		OD Tubing:	3.5 in
		Capacidad Anular:	234.52 bbls
Barriles necesarios para la circulacion...	25.80	ESTIMANDO LA MITAD DE LA CAPACIDAD DEL TUBING	
Barriles para el empaque con grava....	287.52	ESTIMADO PARA REALIZAR LA MEZCLA DE ARENA	
Barriles para el desplazamiento.....	47.65	ESTIMADO CAPACIDAD DE TUBERIA MAS 25%	
Barriles para la Reversa.....	103.19	ESTIMADO DOS VECES LA CAPACIDAD DE LA TUBERIA	
Barriles para la Prueba de Empaque...	5.00	ESTIMADO SEGÚN EXPERIENCIA	
Total Barriles para empaque	469.17		

Anexo 4.2 Hoja de cálculo para el diseño de Gravel Pack Pozo 1H

Fuerzas que actúan sobre la herramienta de cruce



Worksheet to determine forces acting on crossover tool when injecting fluid or when fracturing formation
(Crossover tool in squeeze position. If tool is in circulating position, resulting force will be negligible)

Customer Information

Company:	Repsol Ecuador	Company Representative:	Carlos Sanchez
Field:	Ginta	Telephone No.:	0
Well #:	1H	Job Number:	1
Zone:	Bloque 16	Baker Hughes INTEQ rep.:	N/A
Lease:	0	Telephone No.:	0

Change Customer Information


Input Information

Depth (TVD mid perms)	7.623 ft.	Crossover Tool size	22
Completion Fluid	H2O	Tool OD	4.000 inch
Completion Fluid weight	8.40 ppg	Workstring OD	3.500 inch
Gravel Mix Ratio	0.75 ppg	Workstring ID	2.992 inch

Change Input Information

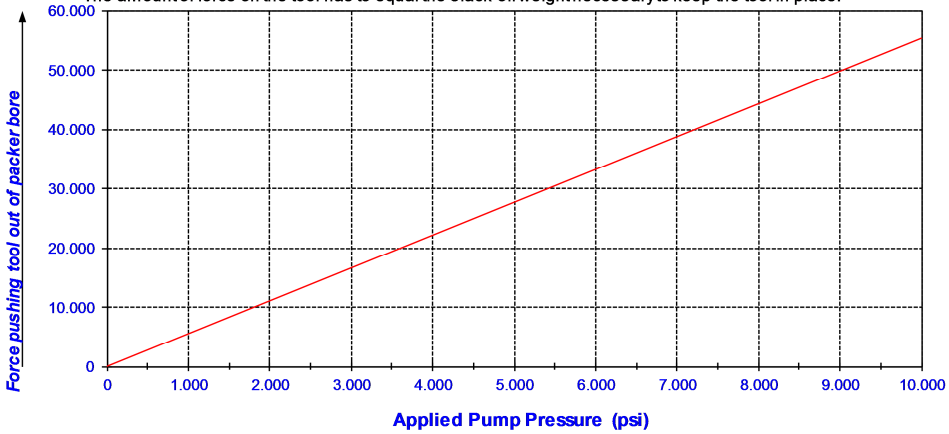
Output Information

Hydrostatic annulus	3.330 psi	Tool OD area	12.566 inch ²
Hydrostatic workstring	3.507 psi	Workstring OD area	9.621 inch ²
Slurry weight	8.85 ppg	Workstring ID area	7.031 inch ²



Force on Crossover Tool

The amount of force on the tool has to equal the slack-off weight necessary to keep the tool in place.




Pump pressure (in psi)	Force pushing tool down (psi)	Force pushing tool up (psi)	Resulting force (in lbs.)
0	0	0	0
1.000	-7.031	12.566	5.535
2.000	-14.062	25.133	11.071
3.000	-21.093	37.699	16.606
4.000	-28.124	50.265	22.142
5.000	-35.155	62.832	27.677
6.000	-42.186	75.398	33.213
7.000	-49.217	87.965	38.748
8.000	-56.247	100.531	44.283
9.000	-63.278	113.097	49.819
10.000	-70.309	125.664	55.354


NOTE: NEGATIVE FORCE IS PUSHING TOOL DOWN

Anexo 4.2 Hoja de cálculo para el diseño de Gravel Pack Pozo 1H

Fuerza necesaria para sacar la herramienta de cruce

		Worksheet to determine force necessary to pull crossover tool (Well is assumed to be on a vacuum)	
Customer Information			
Company:	Repsol Ecuador	Company Representative:	Carlos Sanchez
Field:	Ginta	Telephone No.:	0
Well #:	1H	Job Number:	1
Zone:	Bloque 16	Baker Hughes INTEQ rep.:	N/A
Lease:	0	Telephone No.:	0
		Change Customer Information	
Well Information			
Packer depth (TVD)	7.602 ft.	Workstring OD	3.500 inch
Packer depth (MD)	8.898 ft.	Workstring ID	2.992 inch
Packerbore ID	4.000 inch	Workstring weight	9.30 #/ft.
		Change Well and Fluid Information	
Fluid Information			
Completion fluid	H2O	Gravelpack fluid	H2O
Completion fluid weight	8.40 ppg	Gravelpack fluid wt.	8.40 ppg
		Gravel Displacement	0.0456 gal/#
Gravel Mix Ratio	0.75 ppg	Slurry weight	8.85 ppg
Case Information			
Percentage of workstring filled with slurry at time of premature sandout	20%		
Buoyancy factor	0.876		
Force due to weight of workstring			
Workstring weight (in air)	82.751 #		
Bouyancy factor	0.876 x		
Weight of workstring in well	72.457 lbs. of force		
Force due to hydrostatic from fluid in annulus			
Packer bore area	12.57 inch ²		
Workstring OD area	9.62 inch ²		
Area difference	2.95 inch ²		
Completion fluid weight	8.40 ppg		
Packer depth	7.602 ft		
Hydrostatic pressure annulus	3.321 psi		
Force due to hydrostatic in annulus	9.780 lbs. of force		
Force due to hydrostatic from fluid in workstring			
Workstring ID area	7.031 inch ²		
Slurry weight	8.85 ppg		
Length of w.s. filled with slurry	1.520 ft		
Packer depth	7.602 ft		
Hydrostatic pressure in workstring	3.356 psi		
Force due to hydrostatic in workstring	23.595 lbs. of force		
TOTAL PULL NECESSARY TO FREE TOOL		105.832 lbs. of pull	
Minimum pressure on annulus needed to reverse out remaining sand:			
Hydrostatic pressure in workstring	3.356 psi		
Hydrostatic pressure annulus	3.321 psi		
Net Pressure	35 psi		

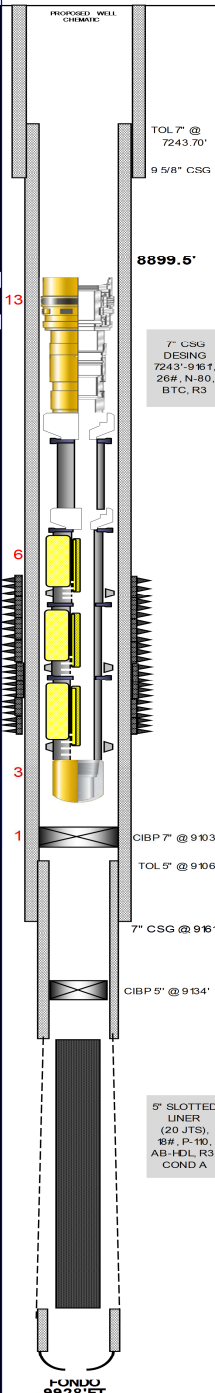
Anexo 4.4 Diagrama de completación con Stand Alone Pozo 1H



COMPLETION SERVICES

PROYECTO DE TITULACIÓN

PROPOSED WELL CHEMICAL



TOL 7" @ 7243.70'

9 5/8" CSG

8899.5'

7" CSG DESING 7243'-9161', 266' N-80, BTC, R3

CIBP 7" @ 9103'

TOL 5" @ 9106'

7" CSG @ 9161'

CIBP 5" @ 9134'

5" SLOTTED LINER (20 JTS), 18# P-10, AB-HDL R3, COND A

FONDU 9928'FT

INFORMACION GENERAL-

REPSOL ECUADOR REVISADO BAKER: ELABORADO POR: CARLOS SANCHEZ CAMPO: GINTA POZO: POZO 1H PROVINCIA: ORELLANA

CLIENTE FONDO: BAKER FONDO: TIPO POZO: 6 AGOSTO 2013 TIERRA: ON SHORE: OK

INFORMACION POZO-

TALADRO: REVISADO BAKER: ELABORADO POR: CARLOS SANCHEZ CAMPO: GINTA POZO: POZO 1H PROVINCIA: ORELLANA

CLIENTE FONDO: BAKER FONDO: TIPO POZO: 6 AGOSTO 2013 TIERRA: ON SHORE: OK

INFORMACION TUBERIA-

TIPO	TAMANO	GRADO	CONN	WT.	APROX WT. MAX.	OD	TUBE ID.	TOOL JT.	IDCAP.	BBL/FT.	TENSILE 80%
CASING	9 5/8"	N-80	BTC	47			8.681			0.0732 b/f	
CASING	7"	N-80	BTC	26		7.000"	6.884			0.0371 b/f	
TBG 1	4-1/2"	N-80	EUE	12.75		4.500"	2.764			0.0074 b/f	
TBG 2	3-1/2"		EUE	9.3		3.500"	2.992			0.0087 b/f	
TBG 3											

INFORMACION ADICIONAL - PERFORACIONES

9000'-9090' TOPE DE CASING 2: 7243.70'FT

TIPO DE POZO: PETROLEO GAS DIPOSA ALMACENAMIENTO VAPOR INYECCION DE AGUA

INYECCION CO2 POZO DE AGUA OTRO

DIAGRAMA PROPUESTO PARA LA CORRIDA-

N o.	TOP DEPTH.	LENGT H	MAX OD	MIN ID	COMPLETACION INTERMEDIA	COMMODITY OR SER.
14	8929.5	1.70	6.000"	4.000"	7" PACKER SC-1R 70B-40 TOPE SUPERIOR	
13	8931.20	3	6.000"	4.000"	7" PACKER SC-1R MITAD DE GOMAS	BAKER
12	8934.20	5.42	5.560"	4.950"	MILL OUT EXTENSION 5 1/2" LTC 17 LBS/FT PIN x PIN	BAKER
11	8939.62	1.08	6.000"	4.000"	CONECTOR SUB 5 1/2" LTC BOX x 5" LTC BOX	BAKER
10	8940.70	9.38	5.000"	4.000"	SEAL BORE EXTENSION 5" LTC PIN 15 LBS/FT x 5" LTC PIN	BAKER
9	8950.08	1.5	5.563"	2.992"	Crossover 5" LTC BOX x 3 1/2" EUE PIN	BAKER
8	8951.58	30	3.500"	2.992"	(1) BLANK PIPE 3 1/2" 9.3 LBS/FT EUE BOX x PIN	REPSOL
7	8981.58	1.5	3.500"	2.992"	Crossover 3 1/2" EUE BOX x 3 1/2" NU PIN	BAKER
6	8983.08	37	4.300"	2.992"	(1) EXCLUDER 2000 3 1/2" 9.2 LBS/FT L-80 NU BxP	BAKER
5	9020.08	37	4.300"	2.992"	(1) EXCLUDER 2000 3 1/2" 9.2 LBS/FT L-80 NU BxP	BAKER
4	9057.08	37	4.300"	2.992"	(1) EXCLUDER 2000 3 1/2" 9.2 LBS/FT L-80 NU BxP	BAKER
3	9094.08	0.5	3.500"	2.992"	BULL PLUG 3-1/2" NU BOX	BAKER
2	9094.58	8.42				
1	9103				CIBP 7"	REPSOL
	BHA	175.50'				


COMENTARIO

Ensamblaje sobre el Packer SC-1

1.50'	4.48"	2.441"	Crossover 3 1/2" IF Box 8rd x 2 7/8" IF Pin
5'	5.75"	2.441"	Setting Tool 7" x 2-7/8" EUE

CARLOS SANCHEZ
BAKER REPRESENTATIVE

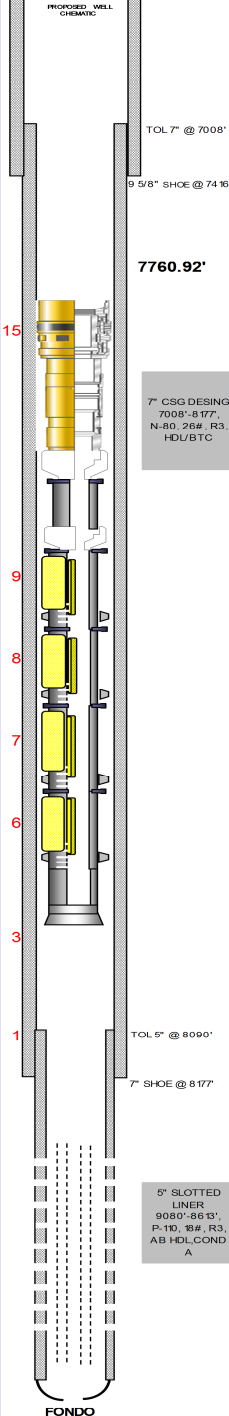
Anexo 4.5 Diagrama de completación con Stand Alone Pozo 2H



COMPLETION SERVICES

PROYECTO DE TITULACIÓN

PROPOSED WELL CEMENT



TOL 7" @ 7008'

9 5/8" SHOE @ 7416'

7760.92'

7" CSG DESING 7008'-8177', N-80, 26#, R3, HDL/BTC

TOL 5" @ 8090'

7" SHOE @ 8177'

5" SLOTTED LINER 9080'-8613', P-10, 8#, R3, AB HDL/COND A

FONDO 8613'FT

INFORMACION GENERAL-

COMPAÑIA: **REPSOL ECUADOR** REVISADO/BAKER: TALADRO: ELABORADO POR: **CARLOS SÁNCHEZ** CAMPO: GINTA POZO: POZO 3H PROVINCIA: ORELLANA CLIENTE FONDO: BAKER FONDO: FECHA: 8 AGOSTO 2013 TIERRA: ON SHORE: OK TIPO POZO: SERVICE TICKET #:

INFORMACION POZO-

TMD: TVD: MAX. DESV: 90.7º ZONA DEV.: ANGULO CONSTRUIDO: ALTURA ROTARIA: 0 TIPO FLUIDO: PESO FLUIDO: B. FACTOR: PESO POLEA:

INFORMACION TUBERIA-

TIPO	TAMANO	GRADO	CONN	WT.	APROX WT.	MAX. ODF	TUBE ID.	TOOL JT.	IDE AP.	BBL/FT	TENSILE 80%
CASING 1	9 5/8"	N-80	BTC	47			8.681			0.0732 b/f	
CASING 2	7"	N-80	BTC	26		7.000"	6.84			0.0371 b/f	
TBG 1	4-1/2"	N-80	EUE	12.75		4.500"	2.764			0.0074 b/f	
TBG 2	3-1/2"		EUE	9.3		3.500"	2.992			0.0087 b/f	

INFORMACION ADICIONAL- PERFORACIONES 892'-8609' TOPE DE CASING 2: **7008'FT**

TIPO DE POZO: RETRINCO GAS INYCCION CO2 INYCCION DE AGUA INYCCION DE ARIA DTRC ALMACENAMIENTO VAPOR

DIAGRAMA PROPUESTO PARA LA CORRIDA-

N o.	TOP DEPTH.	LENGT H	MAX OD	MIN ID	COMPLETACION INTERMEDIA	COMMODITY OR SER.	
16	7854.92	1.70	6.000"	4.000"	7" PACKER SC-1R 70B-40 TOPE SUPERIOR		
15	7866.62	3	6.000"	4.000"	7" PACKER SC-1R MITAD DE GOMAS	BAKER	
14	7859.62	5.42	5.560"	4.950"	MILL OUT EXTENSION 5 1/2" LTC 17 LBS/FT PIN x PIN	BAKER	
13	7865.04	1.08	6.000"	4.000"	CONECTOR SUB 5 1/2" LTC BOX x 5" LTC BOX	BAKER	
12	7866.12	9.38	5.000"	4.000"	SEAL BORE EXTENSION 5" LTC PIN 15 LBS/FT x 5" LTC PIN	BAKER	
11	7875.50	1.5	5.563"	4.000"	Crossover 5" LTC BOX x 4 1/2" LTC PIN	BAKER	
10	7877	30	5.000"	4.000"	(1) BLANK PIPE 4 1/2" 11.60 LBS/FT LTC BOX X PIN	REPSOL	
9	7907	1.5	5.000"	4.000"	Crossover 4 1/2" BTC PIN x 4 1/2" LTC BOX	BAKER	
8	7908.5	37	5.310"	4.000"	(1) EXCLUDER 2000 4 1/2" 11.6 LBS/FT L-80 BTC BxP	BAKER	
7	7945.5	37	5.310"	4.000"	(1) EXCLUDER 2000 4 1/2" 11.6 LBS/FT L-80 BTC BxP	BAKER	
6	7982.5	37	5.310"	4.000"	(1) EXCLUDER 2000 4 1/2" 11.6 LBS/FT L-80 BTC BxP	BAKER	
5	8019.5	37	5.310"	4.000"	(1) EXCLUDER 2000 4 1/2" 11.6 LBS/FT L-80 BTC BxP	BAKER	
4	8056.5	1.5	4.500"	3.810"	NIPPLE F 4 1/2" BTC BOX x PIN	BAKER	
3	8058	2	5.000"	4.000"	NEFLO CAMPANA 4 1/2" BTC BOX UP	BAKER	
2	8060	30					
1	8090				TOP 5" LINER	REPSOL	
		BHA 207.39'					
		BLANKING PLUG 8056.5'					

COMENTARIO

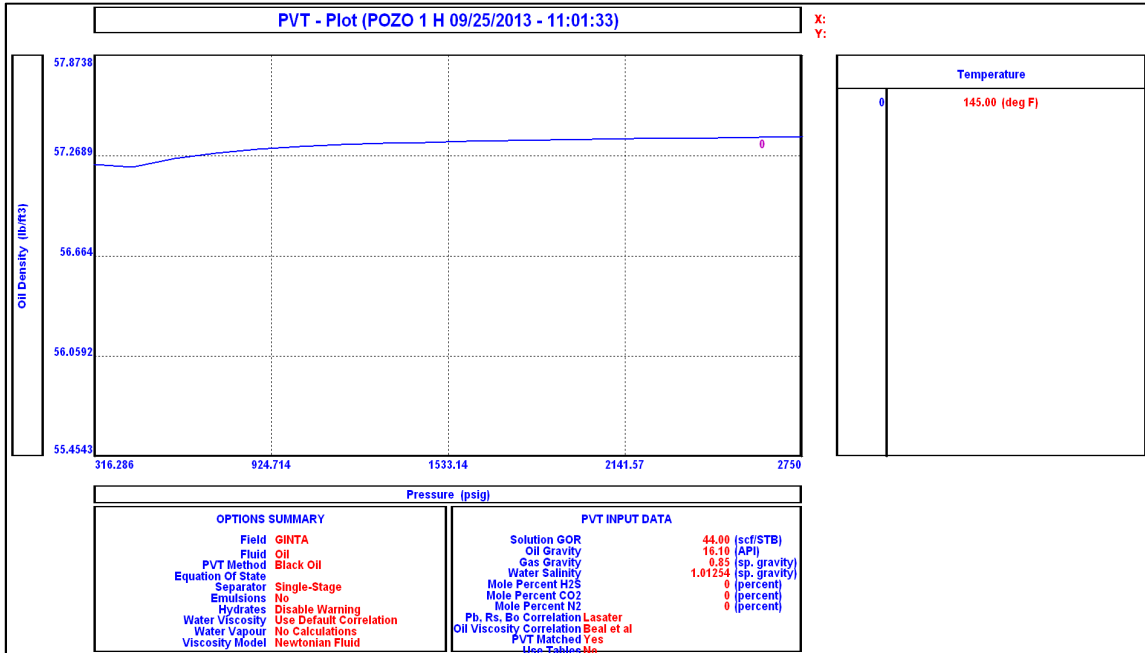
Ensamblaje sobre el Packer SC-1

1.50"	4.48"	2.441"	Crossover 3 1/2" IF Box 8rd x 2 7/8" IF Pin
5'	5.75"	2.441"	Setting Tool 7" x 2-7/8" EUE

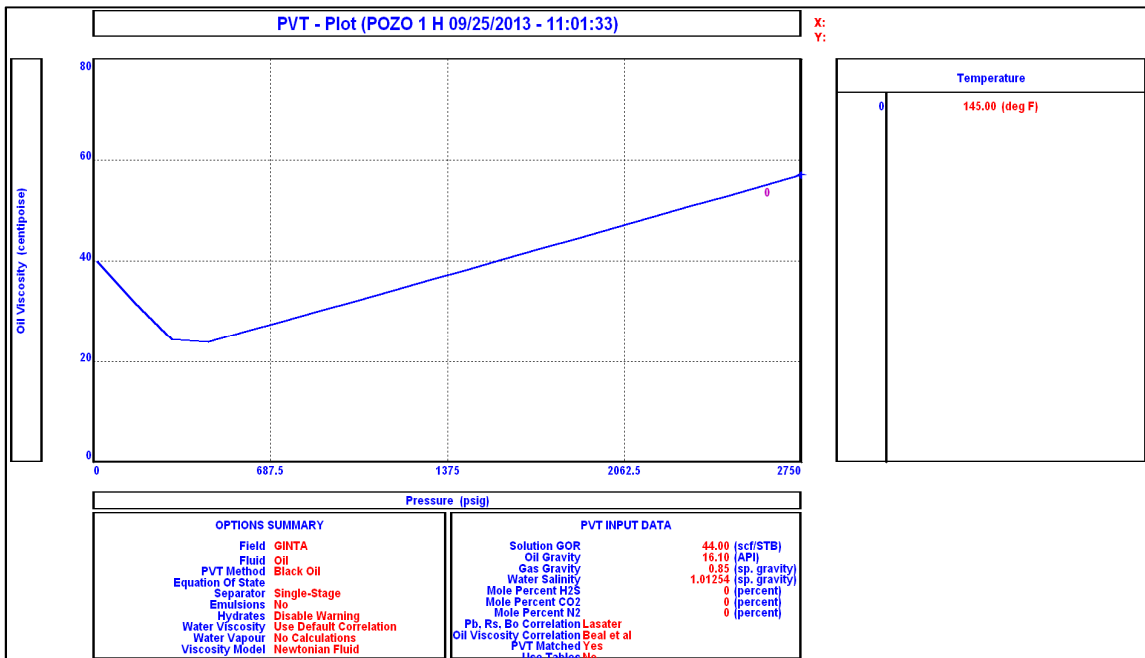
CARLOS SÁNCHEZ
BAKER REPRESENTATIVE

Anexo 4.7 Propiedades de los fluidos arenisca M1A Pozo 1H

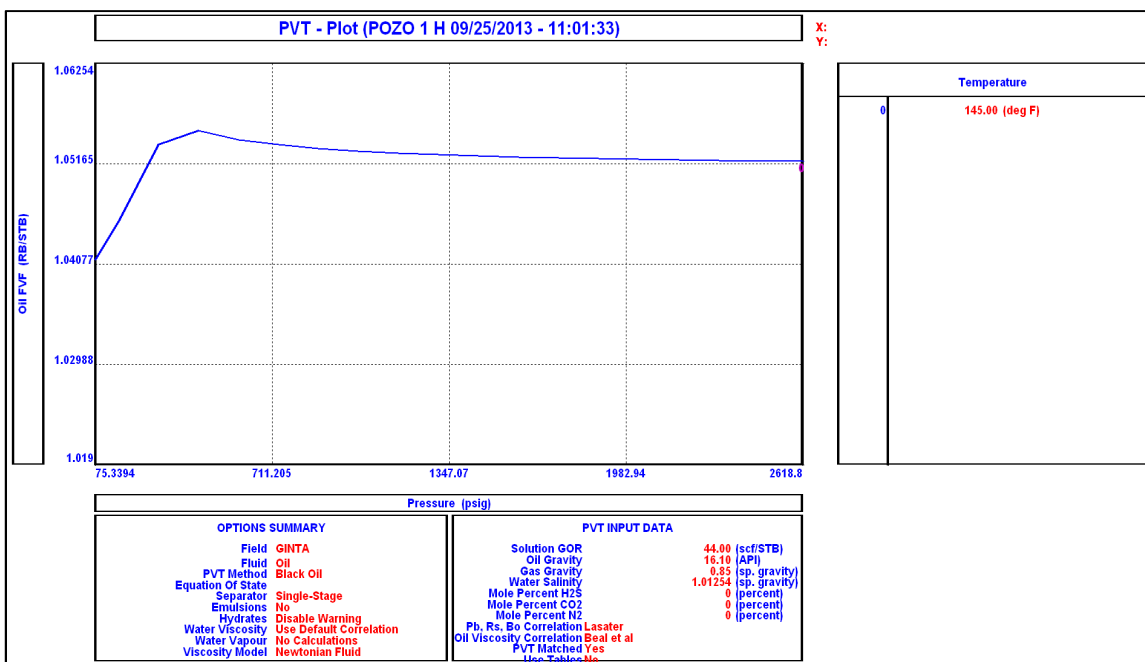
Densidad del Petróleo vs Presión



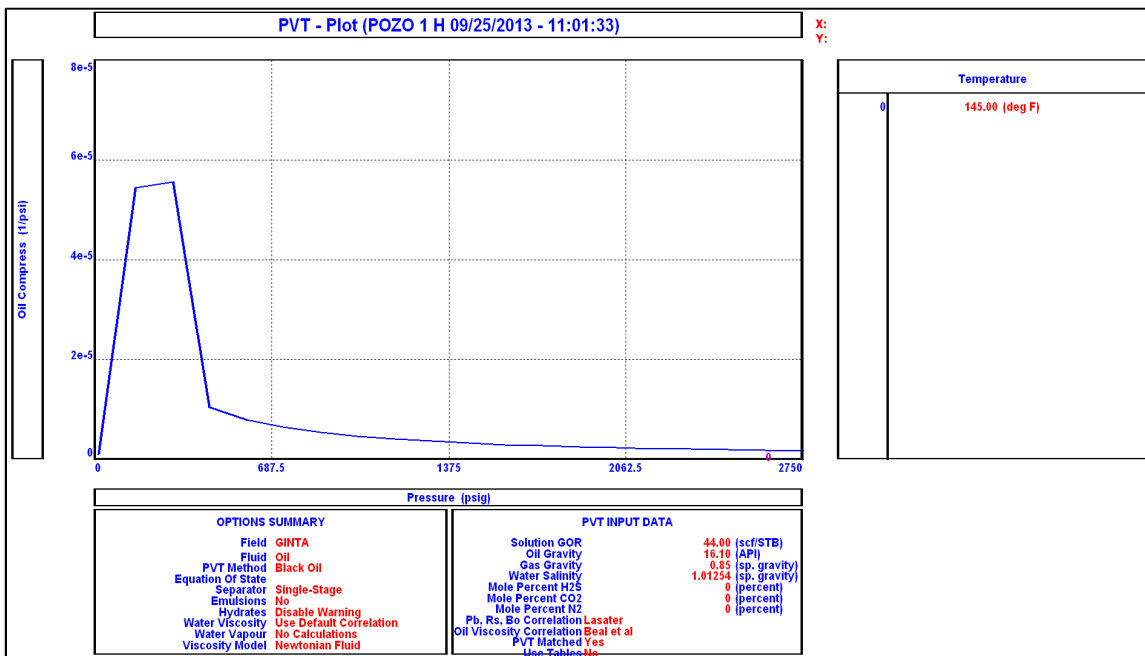
Viscosidad del Petróleo vs Presión



Factor Volumétrico del Petróleo vs Presión

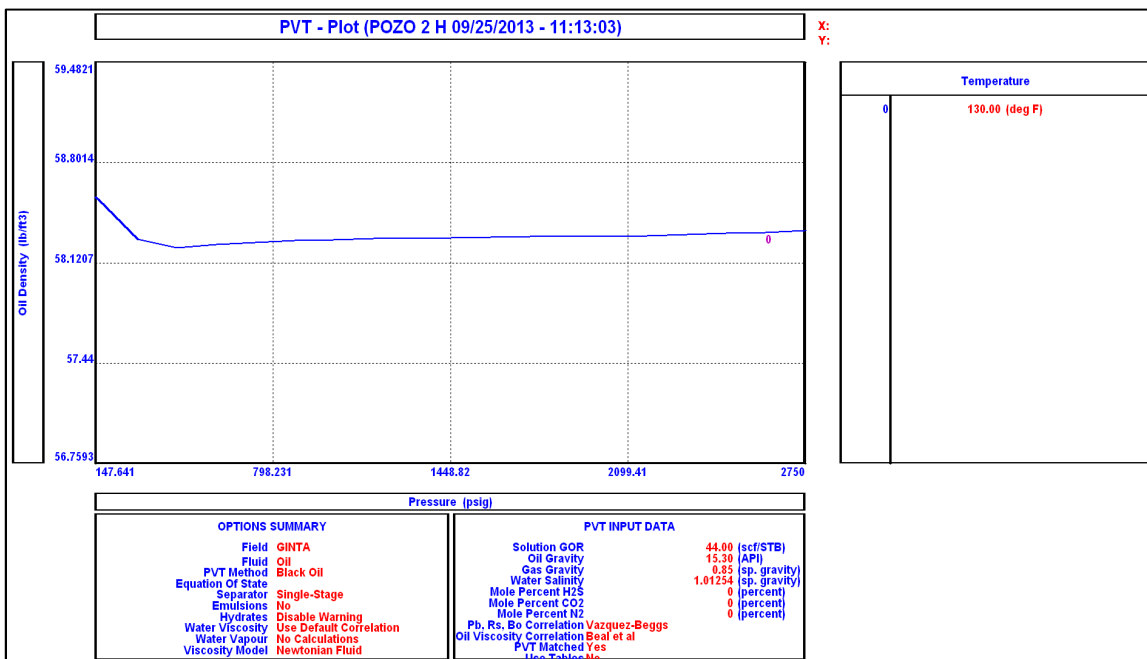


Compresibilidad del Petróleo vs Presión

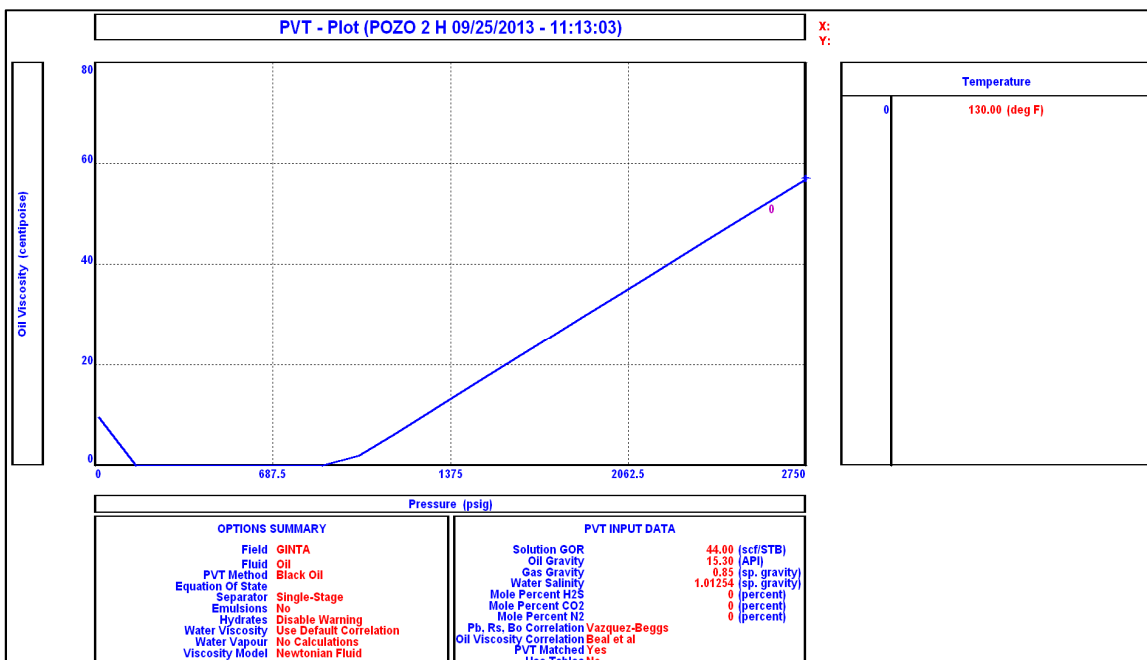


Anexo 4.8 Propiedades de los fluidos arenisca M1C Pozo 2H

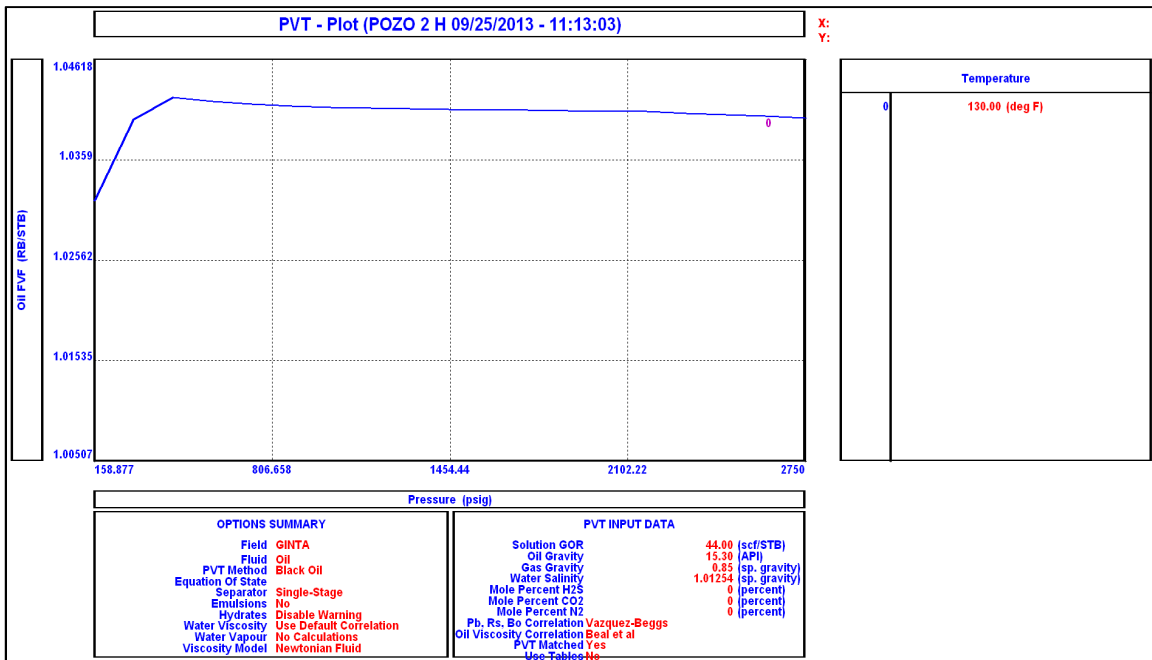
Densidad del Petróleo vs Presión



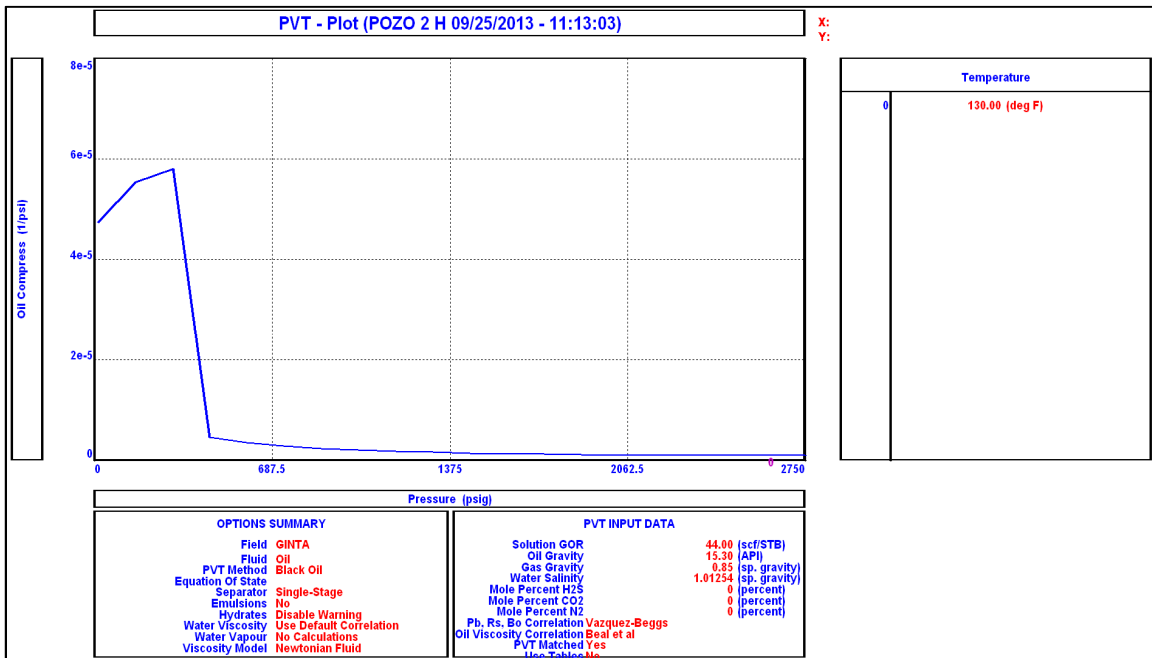
Viscosidad del Petróleo vs Presión



Factor Volumétrico del Petróleo vs Presión

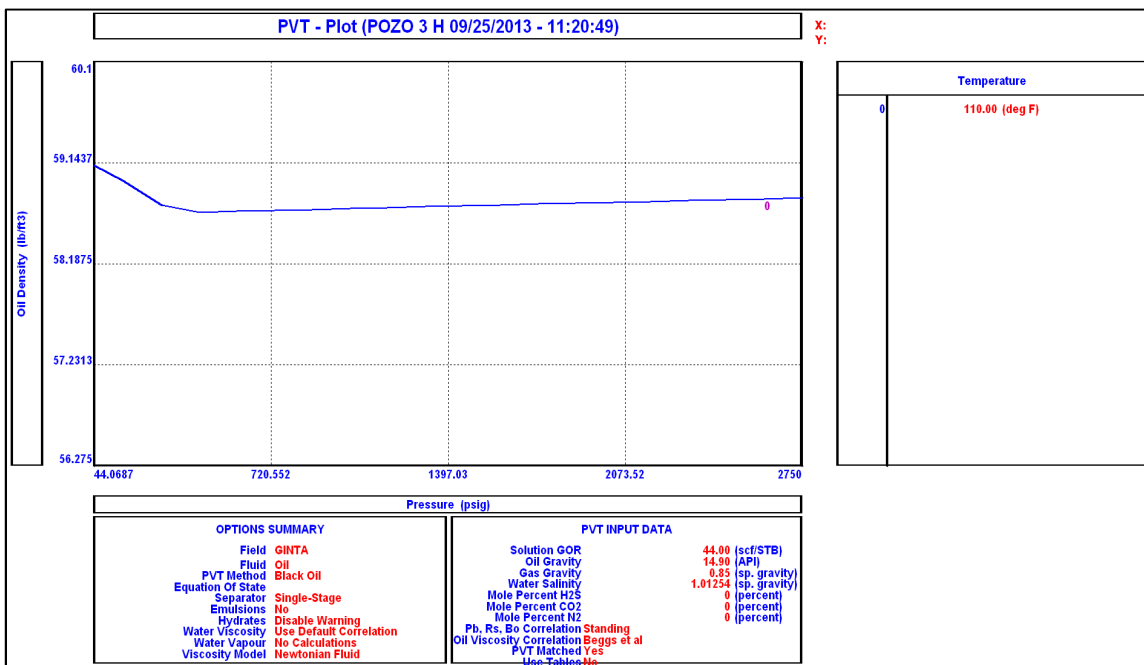


Compresibilidad del Petróleo vs Presión

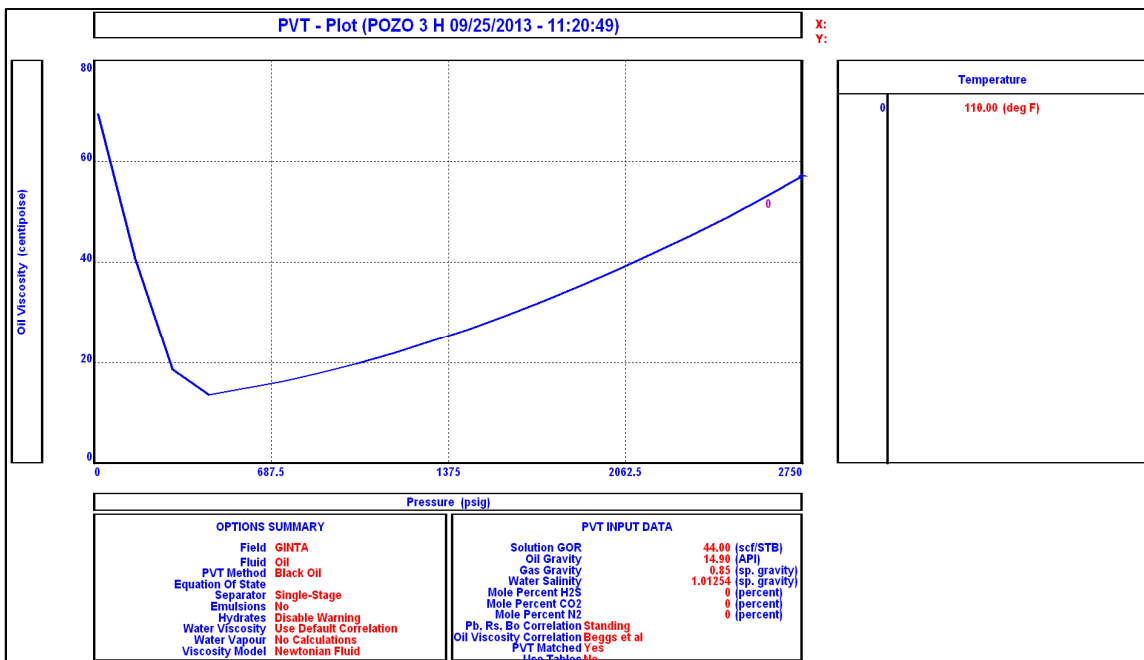


Anexo 4.9 Propiedades de los fluidos arenisca M1C Pozo 3H

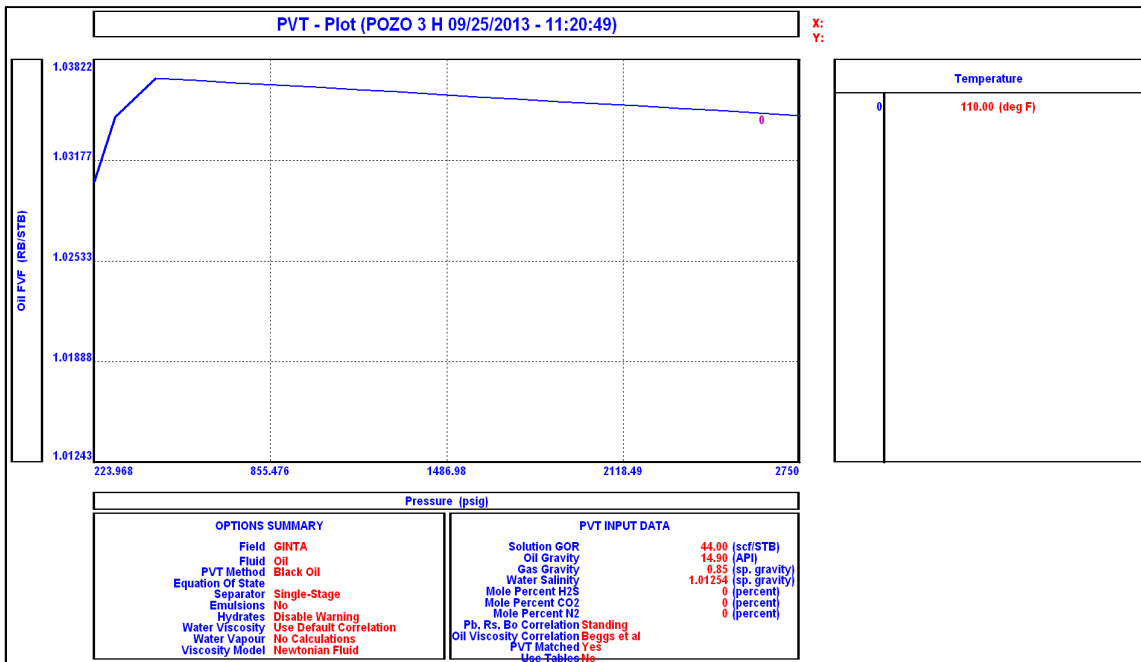
Densidad del Petr3leo vs Presi3n



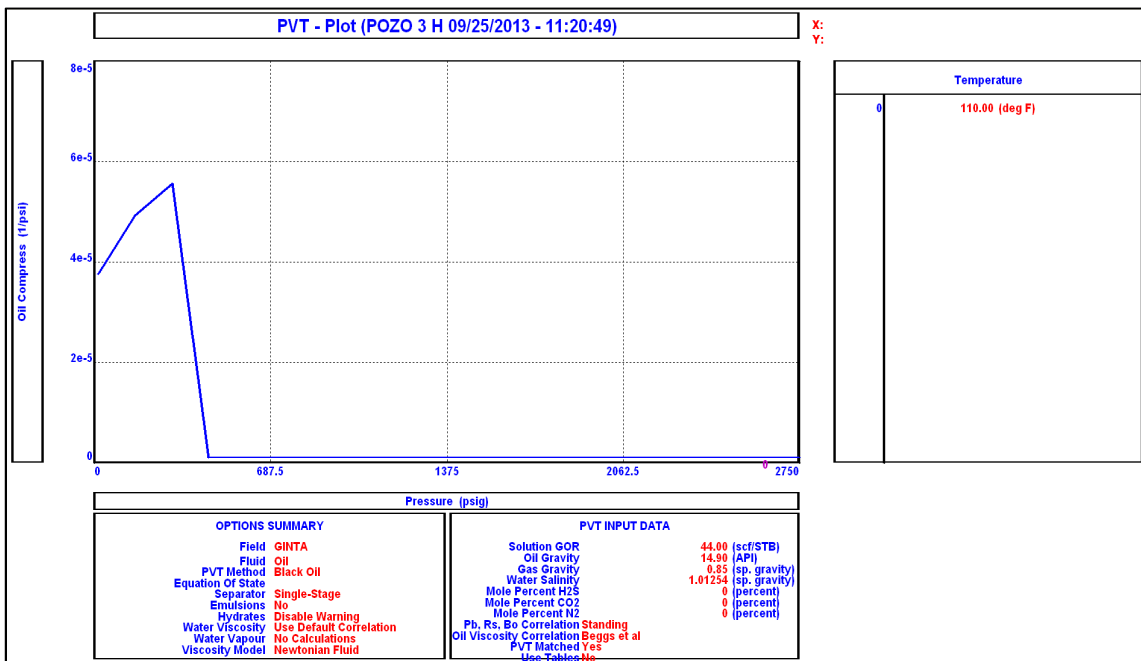
Viscosidad del Petr3leo vs Presi3n



Factor Volumétrico del Petróleo vs Presión




Compresibilidad del Petróleo vs Presión



ANEXO CAPÍTULO 5

Anexo 5.1 Costo estimados de implementar Stand Alone Pozo 1H

		BAKER OIL TOOLS ECUADOR	
COMPANY	REPSOL ECUADOR	ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	
WELL No.	POZO 1H	SAND CONTROL SYSTEMS	
FIELD	GINTA	PROYECTO DE TITULACION STAND ALONE	

ITEM	QTY	UNIT	COMODITY	DESCRIPTION	NET AMOUNT
				VENTA DE HERRAMIENTAS	
				HERRAMIENTAS DE COMPLETACION DE FONDO CON REJILLAS	
1	1	EA	N/A	BULL PLUG SIZE: 3-1/2" EUE Box Up	
2	3	EA	N/A	EXCLUDER 2000, L-80 BASE PIPE SIZE: 3-1/2", 9.2 LB/FT, 37 FT	
3	1	EA	N/A	CROSS OVER ROTARY OR TUBING SUBS. SIZE: 3-1/2" – 3-1/2", CHARGE PER RUN (3-1/2" NU Pin Down x 3-1/2" EUE Box Up)	
4	1	EA	N/A	CROSS OVER ROTARY OR TUBING SUBS. SIZE: 3-1/2" – 5", CHARGE PER RUN (3-1/2" EUE Pin Down x 5" LT&C Box Up)	
5	1	EA	N/A	6 FOOT MILL OUT EXTENSIONS SIZE: 5-1/2" LT&C Pin Down x 5-1/2" LT&C Pin Up	
6	1	EA	N/A	MILL OUT EXTENSION CONECTOR SUBS	
7	1	EA	N/A	NEW SC-1R ROTATIONALLY LOCKED PACKER (70-40)	
				<i>TOTAL HERRAMIENTAS DE COMPLETACION</i>	\$ 72,697.50
				RENTA DE HERRAMIENTAS	
				HERRAMIENTA PARA CORRIDA DE PACKER SC-1R	
8	N/A	RUN	N/A	BAKER HUGHES MODEL "SC" HYDRAULIC SETTING TOOL TO SC-1R RETRIEVABLE SEAL BORE PACKER	
				SERVICIO TECNICO	
				SERVICIO TECNICO PARA TRABAJOS DE REMEDIAL	
9	N/A	DAY	N/A	TECNICO PARA OPERAR HERRAMIENTAS	
				TRANSPORTE	
10	N/A	KM	N/A	TRANSPORTE	
				<i>TOTAL RENTA HERRAMIENTAS, SERVICIO TECNICO Y TRANSPORTE</i>	\$ 8,761.92
EA: UNIDAD KM: KILOMETRO				TOTAL =	\$ 81,459.42
DAY: DIA					
_____ CARLOS SANCHEZ REPRESENTATIVE					