



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RESULTADOS DEL USO DE
LAS TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA EN EL
YACIMIENTO M-1 DEL CAMPO EDEN YUTURI”.**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO DE
PETRÓLEOS**

CRISTIAN FERNANDO CARRERA NACEVILLA

DIRECTOR: ING. IRVING SALAZAR

Quito, Agosto 2015

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2015
Reservados todos los derechos de reproducción.

DECLARACIÓN

Yo **CRISTIAN FERNANDO CARRERA NACEVILLA**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Cristian Fernando Carrera Nacevilla

C.C: 1500808454

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RESULTADOS DEL USO DE LAS TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA EN EL YACIMIENTO M-1 DEL CAMPO EDÉN YUTURI**”, para aspirar al título de Ingeniero de Petróleos fue desarrollado por el Sr. **Cristian Fernando Carrera Nacevilla**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; cumple con las condiciones requeridas por el Reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Irving Raúl Salazar Lanas

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.C: 1702091370

DEDICATORIA

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud y sabiduría para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mi madre Narciza.

Por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mi padre Klever.

El cual a pesar de haberlo perdido a muy temprana edad, siento que estás conmigo siempre cuidándome y guiándome desde el cielo, y aunque nos faltaron muchas cosas por vivir juntos, sé que este momento hubiera sido tan especial para ti como lo es para mí.

AGRADECIMIENTO

El presente trabajo de tesis primeramente me gustaría agradecerle a ti Dios por bendecirme para llegar hasta donde he llegado, porque hiciste realidad este sueño anhelado.

A la UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL por darme la oportunidad de estudiar y ser un profesional.

A mi director de tesis, Ing. Irving Salazar por su esfuerzo y dedicación, quien con sus conocimientos, su experiencia, su paciencia y su motivación ha logrado en mí que pueda terminar mis estudios con éxito.

Son muchas las personas que han formado parte de mi vida profesional a las que me encantaría agradecerles su amistad, consejos, apoyo, ánimo y compañía en los momentos más difíciles de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y en mi corazón, sin importar en donde estén quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que me han brindado y por todas sus bendiciones.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN.....	xiii
ABSTRACT.....	xiv
CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. ANÁLISIS DEL PROBLEMA.....	2
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	2
1.3. OBJETIVOS.....	3
1.3.1. OBJETIVO GENERAL.....	3
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
CAPÍTULO II	4
2. MARCO TEÓRICO.....	4
2.1. DEFINICIONES.....	4
2.1.1. ARENAMIENTO.....	4
2.1.2. PRODUCCIÓN DE ARENA.....	5
2.1.2.1. Producción transitoria de arena.....	5
2.1.2.2. Producción continua de arena.....	5
2.1.2.3. Producción catastrófica de arena.....	6
2.1.3. FUERZAS QUE CAUSAN UN ARENAMIENTO.....	7
2.1.4. OPERACIONES QUE OCASIONAN EL ARENAMIENTO... ..	8
2.1.4.1. Perforación.....	8
2.1.4.2. Cementación.....	9
2.1.4.3. Completación.....	9
2.1.4.4. Producción.....	10
2.1.5. EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	11
2.1.6. DIFERENCIA ENTRE ARENAS CONSOLIDADAS Y NO CONSOLIDADAS.....	11
2.1.7. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	12
2.1.7.1. Factores geográficos y geológicos.....	12
2.1.7.2. Tasa de producción.....	12
2.1.7.3. Viscosidad del fluido del yacimiento.....	13
2.1.7.4. Aumento de la producción de agua.....	13

2.1.8.	ARCOS DE ARENA.....	14
2.1.9.	DAÑO DE FORMACIÓN.....	14
2.1.10.	TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA.....	15
2.1.10.1.	Empaques con grava = Gravel Pack	15
2.1.10.1.1.	Selección de la grava para el empaquetamiento ...	16
2.1.10.1.2.	Empaquetamiento con grava a hoyo revestido	16
2.1.10.1.3.	Empaquetadura con grava a hoyo abierto ampliado..	18
2.1.10.2.	Rejillas o "Liners" Ranurados	21
2.1.10.2.1.	Limitaciones de las Rejillas o "Liners" Ranurados .	23
2.1.10.3.	Mallas	25
2.1.10.3.1.	Mallas Premium	25
2.1.10.3.2.	Mallas Poromax	27
2.1.10.3.3.	Mallas ICD	29
2.1.10.3.4.	Malla PetroGuardAdvanced	30
2.1.10.4.	Equipo de completación.	32
2.1.10.4.1.	Sistema de bombeo electrosumergible.....	32
2.1.11.	ANÁLISIS PTB (POUND THOUSAND BARRELLS).....	49
2.2.	DIAGNÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE AGUA: CURVAS DE CHAN	51
2.2.1.	CONIFICACIÓN.....	52
2.2.2.	COMUNICACIÓN	53
2.2.3.	CANALIZACIÓN, FLUJO A TRAVÉS DE UNA FALLA.....	55
CAPÍTULO III		56
3.	METODOLOGÍA	56
3.1.	DESCRIPCIÓN DEL CAMPO EDEN YUTURI.....	56
3.1.1.	HISTORIA DEL CAMPO EDÉN YUTURI.....	56
3.1.2.	GEOLOGÍA DEL CAMPO.....	56
3.1.2.1.	Estructura	56
3.1.2.2.	Estratigrafía	58
3.1.2.3.	Principales reservorios	58
3.1.2.3.1.	Yacimiento M-1	58
3.1.2.3.2.	Yacimiento M-2.....	59

3.1.2.3.3.	Yacimiento U Superior	59
3.1.2.3.4.	Yacimiento U Inferior	59
3.1.2.3.5.	Yacimiento T	60
3.1.3.	PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (POES)	60
3.1.3.1.	Cálculo del POES.....	60
3.1.4.	RESERVAS DE PETRÓLEO	62
3.1.4.1.	Reservas Probadas	62
3.1.4.2.	Reservas Remanentes	62
3.1.4.3.	Reservas Probables	62
3.1.4.4.	Reservar Posibles	62
3.2.	FACTOR DE RECOBRO	63
3.3.	CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL CAMPO	64
3.3.1.	POROSIDAD	64
3.3.2.	PERMEABILIDAD.....	65
3.3.3.	SATURACIÓN	65
3.4.	CARACTERÍSTICAS DE LOS HIDROCARBUROS EN LOS YACIMIENTOS	66
3.4.1.	GRAVEDAD API.....	66
3.4.2.	CONTENIDO DE AZUFRE	66
3.4.3.	ANÁLISIS PVT.....	67
3.5.	ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA APLICADAS EN EL CAMPO EDÉN YUTURI.	68
3.5.1.	POZO COMPLETADO CON GRAVEL PACK.	68
3.5.1.1.	Pozo EDYF-098	68
3.5.1.2.	Análisis y evaluación del pozo EDYF-098.....	73
3.5.2.	POZO COMPLETADO CON MALLAS POROMAX	75
3.5.2.1.	Pozo EDYK-108H.....	75
3.5.2.2.	Análisis y evaluación del pozo EDYK-108H	79
3.5.3.	EVALUACIÓN GENERAL	81
3.5.3.1.	Pozo completado con Gravel Pack, pozo EDYF-098	81
3.5.4.	POZO COMPLETADO CON MALLAS POROMAX, EDYK- 108H.	83

CAPÍTULO IV	85
4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	85
4.1. INTRODUCCIÓN.....	85
4.2. FLUJO NETO DE CAJA.....	85
4.3. VALOR ACTUAL NETO.....	86
4.4. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	86
4.5. RELACIÓN BENEFICIO COSTO (B/C).....	87
4.6. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO ALFA.....	87
4.6.1.1. COSTOS DEL PROYECTO.....	87
4.6.1.2. Ingresos del Proyecto.....	88
4.6.1.3. Cálculo del Flujo Neto de Caja.....	91
4.6.1.4. Resultados.....	92
CAPÍTULO V	93
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	93
5.1. CONCLUSIONES.....	93
5.2. RECOMENDACIONES.....	95
BIBLIOGRAFÍA GENERAL.....	96
ANEXOS.....	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Escala de Wentworth para clasificación de sedimentos.....	5
Tabla 2. Recomendados de Rejillas para el Interior del Revestidor.....	25
Tabla 3. Rangos de Capacidad de las Bombas BES.....	40
Tabla 4. Petróleo original en sitio POES.....	61
Tabla 5. Reservas Campo Edén Yuturi (Octubre 2014).....	63
Tabla 6. Reservas por Arenas Productoras Campo Edén Yuturi (Octubre 2014).....	63
Tabla 7. Reservas de los pozos en estudio (Octubre 2014).	63
Tabla 8. Recobro por Reservorio.....	64
Tabla 9. Características petrofísicas – yacimientos.	65
Tabla 10. Comparación entre los valores según su clasificación.....	66
Tabla 11. Clasificación por contenido de azufre.	66
Tabla 12. Datos PVT del Campo Edén Yuturi.....	67
Tabla 13. Producción de arena Pozo EDYF-098.	74
Tabla 14. Producción de arena Pozo EDYF-108H.....	79
Tabla 15. Comparación IP y PTB.....	81
Tabla 16. Comparación IP y PTB.....	83
Tabla 17. Costos de completación.....	87
Tabla 18. Producción anual de petróleo.	88
Tabla 19. Pronostico de Producción de Petróleo del pozo EDYA-056H.	90
Tabla 20. Cálculos de flujo de caja.	91
Tabla 21. Resumen VAN y TIR.....	92
Tabla 22. Periodo de recuperación de la inversión.....	92
Tabla 23. Tiempo de recuperación.	92

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Cargas presentes en la roca-yacimiento.....	13
Figura 2. Arcos de arena.	14
Figura 3. Completación típica a hoyo revestido.	17
Figura 4. Completación a Hoyo Abierto Ampliado.	19
Figura 5. Diferenciales de Presión debido a los Diferentes Tipos de Empaque.	21
Figura 6. Rejilla o “Liner” Ranurado.	22
Figura 7. Mallas PoroMax.	27
Figura 8. Mallas PoroMax, Elemento Filtrante.	28
Figura 9. Malla ICD.	30
Figura 10. MallaPetroGuard® Advanced.	31
Figura 11. Diagrama esquemático de los equipos de superficie y de fondo.	33
Figura 12. Distribución de los componentes del aparejo en la forma tradicional como quedan colocados en el pozo.	34
Figura 13. Muestra de un Separador de Gas.....	36
Figura 14. Protector o Sección Sellante.....	37
Figura 15. Bombas Centrífugas Sumergibles.	39
Figura 16. Vista Esquemática del Equipo de Superficie del BES.	44
Figura 17. Cabezal y la Caja de Venteo.	45
Figura 18. Colgador de Tubería.	46
Figura 19. Pasaje para el Cable del Equipo BES.....	47
Figura 20. Partes del equipo de filtración.....	49
Figura 21. Filtro Whatman.	50
Figura 22. Equipo de filtración.	50
Figura 23. Gráfico de RAP y RAP´ vs Tiempo de producción (Conificación).	52
Figura 24. Gráfico de RAP y RAP´ vs Tiempo de producción (Comunicación).	54
Figura 25. Gráfico de RAP vs Tiempo de producción (Canalización, flujo a través de una falla).	55
Figura 26. Ubicación Geográfica del Bloque 12, Campo Edén Yuturi.....	57

Figura 27. Curva de producción de petróleo y agua. Pozo EDYF-098.	69
Figura 28. Producción de Petróleo y Agua. Pozo EDYF-098.....	70
Figura 29. Curva de producción de arena. Pozo EDYF-098.....	72
Figura 30. Curva de producción de petróleo y agua. Pozo EDYK-108H.....	76
Figura 31. Curvas de Chan. Pozo EDYK-108.....	77
Figura 32. Curva de producción de arena.....	78
Figura 33. Variación del Índice de Productividad.....	82
Figura 34. Variación de la producción de arena.....	82
Figura 35. Variación del Índice de Productividad.....	83
Figura 36. Variación de la producción de arena.....	84
Figura 37. Precio petróleo WTI.	89

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ec [1] POES.....	60
Ec [2] Reservas de Petróleo	62
Ec [3] Factor de Recobro	64
Ec [4] Flujo Neto de Caja	85
Ec [5] Valor Actual Neto	86

RESUMEN

El presente estudio se realiza por la necesidad de analizar la eficiencia de los sistemas de control de la producción de arena, que han sido implementados en varios pozos productores de la arena M-1 del Campo Edén Yuturi.

La producción de arena proveniente de formaciones poco consolidadas y con porosidades superiores a 25%, como es el caso de la formación M-1, conlleva un sinnúmero de problemas como; la corrosión de las tuberías por erosión, el taponamiento con arena de equipos de fondo y superficie.

Por esta razón es indispensable controlar la producción de arena, y de allí surge la necesidad de utilizar herramientas de fondo conocidas como sistema de control de la producción de arena, las cuales al ser implementadas en los pozos, en la mayoría de casos controlan eficientemente la producción de arena, pero lastimosamente también producen una marcada reducción del índice de productividad.

Por todo lo mencionado anteriormente es necesario evaluar el desempeño de los sistemas de control que se han implementado en los pozos con problemas de producción de los sólidos, y de esta manera poder establecer que sistema o sistemas, han tenido un eficiente desempeño, refiriéndose a la eficiencia en el control de la producción de sólidos versus la reducción del índice de productividad.

Finalmente, se establece qué sistema es el más adecuado para controlar eficientemente la producción de arena de la formación M-1, dependiendo de las condiciones, características petrofísicas y tipo de pozo en el que se pretende implementar una de estas herramientas de control.

ABSTRACT

The present study was done because of the need for efficiency of the control systems of sand production, which have been implemented in several producing wells M-1 sand Camp Edén Yuturi.

Sand production from poorly consolidated formations with porosities greater than 25%, such as the M-1 training involves a number of problems such as; corrosion of piping erosion, clogging with sand bottom and surface equipment.

For this reason it is essential to control sand production, and hence the need for downhole tools known as system control sand production, which when implemented in wells, in most cases control arises sand production efficiently, but unfortunately also produces a marked reduction in the rate of productivity.

For everything mentioned above it is necessary to evaluate the performance of the control systems that have been implemented in wells with production problems solids, and thus to establish which system or systems have had an efficient performance, referring to the efficiency in controlling the production of solid versus reducing the rate of productivity.

Finally, it is established which system is best suited to efficiently control sand production of the M-1 array, depending on the conditions; characteristics and type of petrophysical well in which it is intended to implement one of these tools of control.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN.

El Campo Edén Yuturi se encuentra ubicado en la provincia de Orellana, en el extremo Sur Oriental del Bloque 12, fue descubierto en el año de 1 970 por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE con la perforación de los pozos exploratorios Edén-1 y Yuturi-1, ubicados en 76 05' 06.76" longitud oeste - 00 35' 36.32" latitud sur y 76 05' 51.31" de longitud oeste - 00 32' 07.02" de latitud sur respectivamente.

Éste estudio se enfoca a la arena M-1 del campo Edén Yuturi, que se caracteriza por tener sedimentos no consolidados o poco consolidados, lo que genera producción de arena y con ello problemas operativos en el fondo y superficie del pozo.

Para cumplir con los objetivos de esta investigación el trabajo se dividió en tres etapas:

La primera se refiere a los fundamentos teóricos referentes al Campo Edén Yuturi que incluyen el Marco Teórico, la Descripción del Área, Problemas de producción de arena y métodos de producción.

La segunda se refiere a las técnicas de control de la producción de arena tales como: cedazos, control de flujo (ICD's), consolidación de la arena utilizando resinas, empaques de grava utilizando partículas recubiertas con resina.

Finalmente la tercera muestra los resultados incluidos en los Anexos y la Discusión de Resultados, donde se diagnostica la situación actual del Campo Edén Yuturi y se identifica las zonas prospectivas del mismo, que representen oportunidades para actividades de perforación y/o reparación de pozos; y con esto elaborar y definir las conclusiones y recomendaciones que plantean posibles oportunidades para mejorar la producción de los pozos.

1.1. ANÁLISIS DEL PROBLEMA

En el Campo EDÉN YUTURI la producción de arena es uno de los problemas más frecuentes de la vida productiva de sus pozos; este problema se da debido a las características poco consolidadas de las arenas productoras, que presentan problemas operacionales durante las pruebas de producción que limitan el tiempo de evaluación del yacimiento, y durante la vida productora de los pozos. Los yacimientos de este campo que presentan estos problemas son las areniscas M-1 y M-2; sin embargo el presente trabajo se centró en la arenisca M-1 que tienen sedimentos pobremente consolidados, que derivan en la producción de arena.

1.2. JUSTIFICACIÓN

El presente estudio tiene la finalidad de evaluar y proponer una técnica de control del arenamiento para varios pozos del campo Edén Yuturi, mediante el análisis de sus historiales y comportamientos de producción, presión y datos de laboratorio de manera que permita seleccionar el mejor tratamiento para mitigar los daños y minimizar las pérdidas de producción generadas por la producción de arena.

Dado que, en la actualidad existen técnicas destinadas para el control de arena, es necesario examinar la viabilidad y rendimiento de las mismas y de modo que se pueda seleccionar la más adecuada, que cumpla con los requerimientos técnicos necesarios para el proyecto y sus resultados sirvan como experiencia en los nuevos pozos.

De aquí que el propósito de este trabajo, es estudiar y describir las técnicas aplicables en los pozos, para ello se conocerá sus ventajas y desventajas, y seleccionar la más conveniente para el campo.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Establecer el método de control de producción de la arena más eficiente, para reducir la producción de sólidos, de modo que no se afecte la productividad de los pozos del yacimiento M-1 campo Edén Yuturi.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar el principio y funcionamiento de las tecnologías de control de arenamiento Gravel Pack y Mallas Poromax para este campo.
- Evaluar los resultados de control de arenamiento del yacimiento M-1 campo Edén Yuturi con respecto a los resultados de producción, pruebas de presión, historiales de producción y datos de laboratorio.
- Proponer el mejor sistema de control de arenamiento para el campo.
- Elaborar un estudio que evidencie la factibilidad económica del sistema de control de arena (Gravel Pack).
- Realizar el análisis técnico de los sistemas de control de arena Gravel Pack y Mallas Poromax antes y después de ser aplicado.
- Determinar las principales ventajas y desventajas estas tecnologías en base al análisis técnico y económico.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

A continuación se especificará algunos conceptos necesarios para la comprensión del trabajo de titulación.

2.1. DEFINICIONES

2.1.1. ARENAMIENTO

Primero se detalla que son las arenas y de que están formadas. Las rocas detríticas o clásicas como son las areniscas son el resultado de la acumulación de elementos separados de rocas preexistentes, por elementos externos como la erosión causados por el agua, viento, etc, y transportados a grandes distancias por el viento, ríos y cementados o no después de su depositación. Entre estas rocas se puede definir las areniscas por la posición de sus granos en la escala de tamaños, dándose el nombre de arena a cuyos granos tienen un tamaño comprendido entre los 2 y 0.063 mm.

Muchos de los pozos perforados tienen formaciones de la Era Cenozoica, zonas donde existen formaciones inestables (areniscas) o poco consolidados, que favorecen la producción de sólidos.

El arenamiento es la producción de pequeñas o grandes partículas de sólido junto con los fluidos del yacimiento debido a la baja consolidación de la arenisca. La tabla 1, presenta la escala de Wentworth que clasifica las rocas de acuerdo al tamaño de sus granos y dentro de la cual las arenas de varios tamaños.

Tabla 1. Escala de Wentworth para clasificación de sedimentos.

CLASIFICACIÓN DE SEDIMENTOS			
Límite de calses (milímetros)	Clases de tamaño		Término para roca
256	Gravas	Peñascos	Conglomerado Brecha Rudita Rocas rudáceas
16		Mataténas	
4		Gujarros	
2		Gránulos	
1	Arenas	Arenas muy gruesas	Arenisca Arenita Rocas arenáceas
0.05		Arenas gruesas	
0.25		Arenas medianas	
0.125		Arenas finas	
0.0625		Arenas muy finas	
0.0312	Limos	Limo grueso	Argilita Rocas argiláceas Lodolita Rocas lodosas Lutitas
0.0156		Limo medio	
0.0078		Limo fino	
0.0039		Limo muy fino	
		Arcilla	

(Guillemot, 2013)

2.1.2. PRODUCCIÓN DE ARENA

La arena producida junto con los fluidos producidos viaja del yacimiento al pozo y a la superficie. La arena en la escala de Wentworth varía en su tamaño en un rango entre 2 y 0.0625 mm de diámetro.

2.1.2.1. Producción transitoria de arena

Se refiere a una producción de arena que declina con el tiempo de producción a gasto constante, comúnmente ocurre durante la limpieza de pozos, acidificaciones o fracturamiento hidráulico para recuperación secundaria.

2.1.2.2. Producción continua de arena

A nivel mundial se acepta un volumen promedio de arena entre 6 – 600gr/m³ (gramos de arena por metro cúbico de petróleo) y 16kg/106m³ (1lb/MMPCN) en pozos productores de petróleo y gas respectivamente. Gran parte del volumen de arena producida de una formación se almacena en el fondo del pozo y dependiendo de la capacidad de levantamiento del fluido producido y

de la concentración de arena, puede eventualmente ocasionar el taponamiento del intervalo cañoneado. Esto ocasiona una disminución considerable de la producción de fluidos. Y reestablece luego que haya limpiado el pozo

2.1.2.3. Producción catastrófica de arena

Se refiere al evento donde un alta tasa de flujo causa que el pozo repentinamente muera. La producción catastrófica se manifiesta inicialmente con una acumulación de arena en las tuberías o válvulas, para posteriormente generar un arrastre masivo de arena obstruyendo el fondo del pozo.

Es preciso señalar que según la cantidad de arena producida, se pueden describir tres grados de severidad del problema entre los cuales destacan los siguientes casos:

- Cuando la producción es baja; ocasionando desgaste de los equipos, que tienen que ser reemplazados; a veces también es necesario disminuir la producción para que no ocurra dicho fenómeno y por lo tanto crea un potencial de producción diferido.
- Cuando la producción es moderada; adicionalmente al impacto técnico, también ocurre taponamiento en tuberías que causan el cierre del pozo, lo cual implica gastos económicos adicionales y la pérdida de producción.
- Cuando la producción es muy alta (mayor gravedad); da lugar a todos los problemas técnicos y económicos anteriormente descritos y la arena producida deja cavernas enormes alrededor del revestidor que podrían colapsarlo en cuyo caso se puede perder por completo el pozo. Un pozo con problema de arenamiento que no se le preste la atención necesaria, irá progresando por estos tres casos y su condición ira empeorando con el tiempo, por lo cual se debe evitar a todo costo llegar a este último.

2.1.3. FUERZAS QUE CAUSAN UN ARENAMIENTO

En formaciones poco consolidadas, el simple flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo puede acarrear sólidos que generan problemas en producción. Las condiciones para la producción de arena dependen de las fuerzas que mantienen unidas a los granos de areniscas. Estos factores describen la naturaleza del material de formación y las causas para que falle la estructura, entre las que se tienen:

- La cantidad y tipo de material cementante que mantiene los granos unidos entre sí.
- La disminución de la presión de yacimiento y/o agotamiento; la presión del yacimiento sustenta parte del peso de la roca suprayacente y a medida que esta presión se agota se pierde el soporte que poseía ésta, generando una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de formación. En un momento determinado, los granos de arena de formación podrían separarse de la matriz o triturarse, lo cual generaría finos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo, la compactación de la roca del yacimiento por reducción de presión de poro podría ocasionar la subsidencia de la superficie. El incremento de la caída de presión genera mayores esfuerzos efectivos en torno al pozo; y si tales esfuerzos exceden la resistencia de la roca en esta geometría, la roca fallará pudiendo producir arena.
- Las fuerzas de arrastre ocasionadas por los fluidos producidos, las cuales aumentan con las altas tasas de flujo y con la viscosidad del mismo, reduciendo la permeabilidad.
- Altos cortes de agua: Estos reducen la tensión superficial y por lo tanto de la presión capilar, las cuales actúan como fuerzas cohesivas entre los granos que conforman el medio poroso. Los altos cortes de agua también disminuyen la resistencia de la formación debido a la disolución o el hinchamiento de las arcillas que actúan como material cementante entre los granos de arena. También producen reacciones

o cambios químicos en la matriz de la roca ocurridos por diferente composición química del agua contenida en el acuífero que contribuyan a la pérdida de dicho material cementante y/o arcilla. Se ha demostrado que la producción de agua restringe severamente la estabilidad del arco de arena que rodea una perforación, lo que a su vez da inicio a la producción de arena.

Estos factores, están incluidos entre los efectos de la resistencia de la roca y los del flujo de fluidos, cada uno de ellos.

2.1.4. OPERACIONES QUE OCASIONAN EL ARENAMIENTO.

Los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación pueden ser afectados substancialmente por las operaciones tradicionales de pozos, como perforación, completación, producción y estimulación, por lo tanto, para poder analizar los fenómenos de arenamiento se tienen que estudiar no solamente las características mecánicas de la formación en su estado virgen, sino también analizar aquellas operaciones que puedan alterar los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación; en tal sentido dichas operaciones pueden: disminuir substancialmente la resistencia mecánica de la formación y aumentar las velocidades de los fluidos los cuales causaran esfuerzos de arrastre excesivos.

2.1.4.1. Perforación.

Las actividades de perforación causan daños a la resistencia mecánica de la formación, los cuales son directamente proporcionales a la tasa de penetración de la broca, adicionalmente el tipo y calidad de los lodos de perforación ya que estos fluidos también pueden ocasionar daños debido a los pesos demasiados altos que causan rompimiento mecánico de la formación (fractura hidráulica no planificada) y problemas de invasión de lodos que causan daño de formación en las inmediaciones del pozo (skin damage) y que además reducen la permeabilidad. La invasión de filtrado de los fluidos de perforación pueden causar daño debido a: reordenamiento de

arcillas, formación de emulsiones, bloqueo de agua y cambios de humectabilidad de la roca. Cabe destacar que los resultados obtenidos usando solamente la información procedente de ensayos de laboratorio para obtener parámetros geomecánicos, no pueden ser usados directamente ya que los núcleos son tomados durante la actividad de perforación y el daño a la formación que esta actividad y la subsiguiente pueden causar podría ser muy grande. De igual manera ocurre con las conclusiones obtenidas utilizando solamente herramientas de perfilajes para predecir el arenamiento (como por ejemplo el registro de propiedades mecánicas), ya que dichos registros se corren a hueco desnudo y por lo tanto no pueden tomar en cuenta el daño de la formación causado por las actividades de cementación, cañoneo, producción y estimulación.

2.1.4.2. Cementación.

Las actividades de cementación pueden dejar canales entre la formación y el revestidor, y estos se volverán canales preferenciales de flujo donde las velocidades serán excesivas y por lo tanto causarán mayores fuerzas de arrastre. Adicionalmente, si el cemento no hace buen contacto con la formación, entonces esta no tendrá confinamiento y los esfuerzos efectivos serán muy bajos. Debido a la ley de Mohr-Coulomb sabemos que los esfuerzos efectivos bajos producen resistencias al corte también bajas, por lo que una mala cementación crearía zonas de baja resistencia alrededor del pozo.

2.1.4.3. Completación.

El cañoneo constituye uno de los procedimientos más importantes en la completación del pozo ya que se crea el contacto final entre la formación y el pozo productor. En formaciones consolidadas el pozo produce a través de los orificios de las perforaciones perpendiculares al eje del pozo, las cuales fueron causadas por las operaciones de cañoneo. Asimismo, la arena producida que es arrastrada por los fluidos de producción proviene de estos túneles de cañoneo, por lo que se deben entender los factores que intervienen en la estabilidad de las actividades de cañoneo para la

optimización de las mismas; dichas formaciones no van a tener problema de arenamiento si estas cavidades son estables durante la vida productora del pozo. El cañoneo de arenas no consolidadas debe ser con cargas grandes para agujeros grandes que no generen una caída de presión excesiva en las cercanías del pozo y así evitar el arrastre de partículas de arena. La planificación de las actividades de cañoneo debe tomar en cuenta las características de la formación, los equipos en el pozo y las condiciones del pozo al momento del cañoneo. Los parámetros geométricos del diseño para el cañoneo del pozo son: densidad de tiros, profundidad de penetración, ángulo de fases entre tiros, diámetro del perforador. Estos deberán ser especificados en función de las propiedades mecánicas de la formación. La completación mecánica (equipo de producción) de un pozo está íntimamente ligada a la forma como fue inicialmente perforado y completado el mismo (hoyo abierto o revestido). Si el pozo fue completado a hueco abierto entonces se debió haber tomado las previsiones correspondientes para que no exista riesgo de producción de arena. Estas previsiones corresponden cualquiera que sea el caso empaque con grava, uso de rejillas, forros preempacados, uso de los métodos químicos, entre otros. Si por el contrario el pozo fue revestido se debe tener cuidado en la técnica empleada por el cañoneo, de manera que no se corra el riesgo de producir arena. Si se logra esto se tendrá abierta a producción el pozo en una tasa por debajo de la tasa crítica de producción libre de arena, por lo que no es necesario el uso de ningún tipo de control de sólido como puenteo mecánico, método químico o alguna otra técnica que evite la producción de arena.

2.1.4.4. Producción.

Las actividades de producción quizás sean las más perjudiciales desde el punto de vista de arenamiento, Aquellos pozos que sufren bruscas variaciones de tasas en cortos períodos de tiempo, debido a las aperturas y cierres de los mismo (por cambios no justificados de reductores o equipo de superficie), o donde ocurran una baja presión de fondo fluyente, ocasionando un aumento del gradiente de presión frente a la cara de la arena (pozos completados a hueco abierto) o alrededor de la cavidad de una

perforación (para el caso de pozos revestidos y cementados), generalmente tienden a convertirse en pozos productores de arenas. En aquellos campos con algunos “pozos problemas” de arenamiento, los otros pozos tienen que ser sometidos a una estricta vigilancia durante su etapa operacional para evitar que el problema se extienda a los pozos sin arenamiento.

2.1.5. EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Los efectos de la producción de arena son casi siempre perjudiciales para la productividad ya sea a corto y largo plazo del pozo. Existen pozos que experimentan una producción de arena dentro de los límites manejables, estos pozos constituyen la excepción y no la regla. En la mayoría de los casos, tratar de manejar los efectos de una producción severa de arena a lo largo de la vida del pozo no representa una opción operativa económicamente.

Algunos de los efectos son:

- Acumulación en los equipos de fondo y superficie
- Erosión del equipo de fondo y de superficie
- Taponamiento de equipos de fondo y superficie
- Colapso de la formación.

2.1.6. DIFERENCIA ENTRE ARENAS CONSOLIDADAS Y NO CONSOLIDADAS

La producción de arena ocurre cuando se induce un esfuerzo “in situ” que exceda la resistencia natural de la formación. La resistencia de la formación es proveniente principalmente de los materiales naturales cementantes que mantienen adheridos los granos de arena. Según el tipo de resistencia estas pueden clasificarse como consolidadas, débiles o no consolidadas.

En yacimientos de areniscas consolidadas los sólidos producidos son los escombros o recortes generados en las zonas de fallas, que cuando el pozo entra en producción los fluidos acarrearán estos recortes.

En formaciones débiles y no consolidadas los sólidos son producidos cuando las fuerzas de arrastre generados por el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo exceden la cohesión natural existente entre los granos de arena.

2.1.7. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Para considerar el control de arena, o el control de los sólidos de la formación, se debe diferenciar entre la presión de carga de los sólidos y de las partículas finas, éstas últimas normalmente no son consideradas parte de la estructura mecánica de la formación. Si los finos se mueven libremente a través de los canales de la arena gruesa, ellos no tapan el canal. Así, el "control de arena" realmente se refiere al control de la sobrecarga de las partículas.

2.1.7.1. Factores geográficos y geológicos

La producción de arena ha sido experimentada en casi todas las áreas del mundo dónde la tasa de petróleo o de gas proviene de areniscas; por lo tanto, el problema es mundial.

2.1.7.2. Tasa de producción

Cuando los fluidos son producidos de yacimientos de areniscas, esfuerzos son impuestos sobre los granos de arena que tienden a moverse a lo largo del pozo con los fluidos producidos. Estos esfuerzos son causados por diferentes presiones en la formación, fuerzas de fricción del fluido, y el peso de los estratos superpuestos. Cuando la suma de estos esfuerzos excede el de la formación la arena será producida.

En la figura 1, se muestra una representación de las fuerzas de corte a las cuales se encuentra sometida la roca.

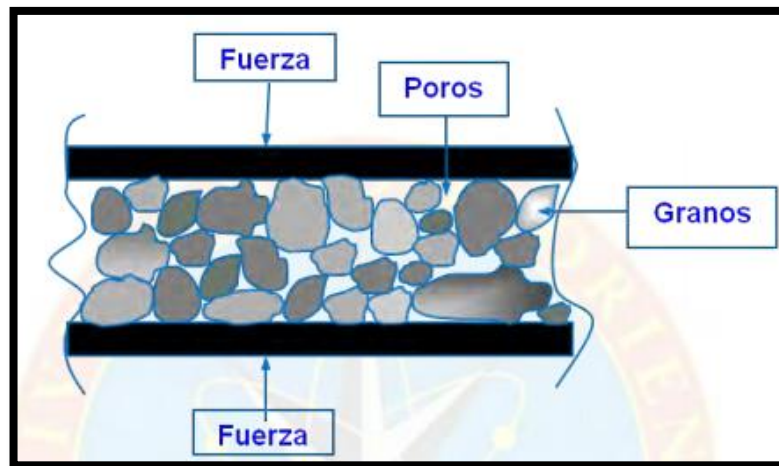


Figura 1. Cargas presentes en la roca-yacimiento.

(Fernandez, 2010)

2.1.7.3. Viscosidad del fluido del yacimiento

La fuerza de arrastre friccional que se ejerce sobre los granos de arena de la formación es creada por el flujo de fluido del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad del flujo de fluido y la viscosidad del fluido de yacimiento que se está produciendo. La fuerza de arrastre friccional sobre los granos de arena de la formación es mayor en el caso de fluidos de yacimiento de elevada viscosidad, en comparación con los de viscosidad baja.

2.1.7.4. Aumento de la producción de agua

La producción de arena podría incrementarse o iniciarse cuando comience a producirse agua o aumente su corte de agua debido, a dos razones, primero en el caso de una formación de arenisca mojada en agua, parte de la cohesión existente entre los granos se deriva de la tensión superficial del agua de formación que rodea a cada grano. Al inicio de la producción de agua, ésta formación tiende a adherirse al agua producida, lo que disminuye las fuerzas de tensión superficial y, por ende, la cohesión intergranular. Se ha demostrado que la producción de agua restringe severamente la estabilidad del arco de arena que rodea una perforación, lo que a su vez da inicio a la producción de arena. El segundo mecanismo mediante el cual la

producción de agua afecta la producción de arena está asociado a los efectos de la permeabilidad relativa. A medida que aumenta el corte de agua, disminuye la permeabilidad relativa al crudo, k_{ro} , y aumenta la permeabilidad relativa al agua, k_{rw} .

2.1.8. ARCOS DE ARENA

Después que se inicia la producción de arena, en ocasiones se forma un arco en la zona que rodea los cañones, el cual debe poseer resistencia suficiente como para sustentar y soportar las cargas generadas por el efecto de los esfuerzos verticales. En determinadas condiciones, puede tolerarse la producción de una cantidad limitada de arena, permitiéndose el desarrollo de un arco de arena, tras lo cual cesaría la producción de arena de formación, debido a que se crearía filtro natural en la cara de las perforaciones que evitaría el paso de los granos a través de él.

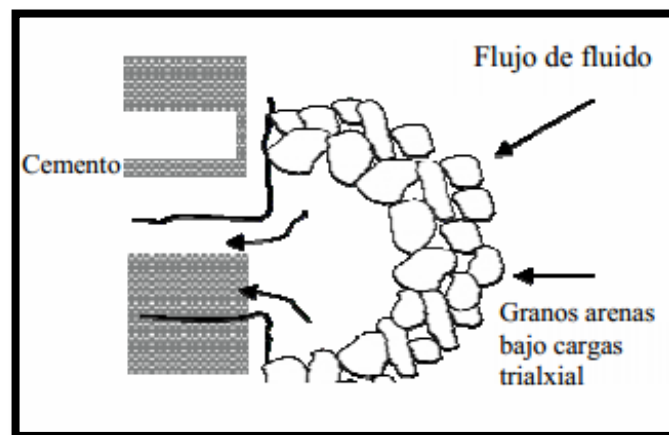


Figura 2. Arcos de arena.

(Ruiz, 2010)

2.1.9. DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación tiene influencia en el problema de arenamiento, ya que afecta las tasas de producción del pozo. Al tener un valor alto de "skin damage" (daño de formación) en las inmediaciones del pozo, el fluido ejercerá una mayor presión sobre el esqueleto mineral de la formación, generando mayores esfuerzos, debido a la limitación de la capacidad de

flujo; por lo tanto, muchos de los factores que causan daños de formación también incrementan el arenamiento; sin embargo, si se logra reducir el daño de formación no solo se reducirá el arenamiento, sino que se podrá mejorar la productividad del pozo.

2.1.10. TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA

2.1.10.1. Empaques con grava = Gravel Pack

Las empaaduras de grava son en la actualidad las más ampliamente utilizadas entre las técnicas de control de arena, ya que han dado buenos resultados en una mayoría de pozos. Normalmente el único lugar en donde no es aplicable la empaadura de grava o Gravel Pack es en un pozo donde el diámetro interno de la tubería no permita su instalación. Como todas las demás técnicas tiene ventajas y desventajas.

Ventajas del Gravel Pack

- Muy eficiente en el control de arena en intervalos largos, intervalos mixtos de arena y lutita, e intervalos con alto contenido de arcilla.
- No requiere de arduos tratamientos químicos para ser eficaces.
- Eficiente en pozos que ya tuvieron un tratamiento previo de control.
- No son afectados por la variación de la permeabilidad de formación.
- Menos costosos que los tratamientos químicos.

Desventajas del Gravel Pack

- El diámetro interno de la tubería es una de las restricciones al momento de instalar la empaadura dentro del pozo.
- Cambios en la completación, empaaduras y packers deben ser removidos luego de un trabajo previo.
- Las mallas del gravel pack están expuestas a la erosión y corrosión por las altas velocidades de los fluidos producidos y fluidos corrosivos.

Requerimientos para la instalación del Gravel pack

- Determinar adecuadamente el tamaño de partícula de la grava para detener el movimiento de la arena de formación
- Colocar la grava en un lugar compacto, cuyo radio y largo de empaadura sean lo más grandes posibles.
- Maximizar la producción del pozo minimizando el daño de formación.

2.1.10.1.1. Selección de la grava para el empaquetamiento

La grava a utilizarse depende de su tamaño, de tal manera que el poro entre granos de grava sea lo suficientemente pequeño para que detenga a los granos de arena debe colocarse en un arreglo de ensamblaje compacto sobre todo en el intervalo de la formación de interés. Así los granos de arena quedan atrapados en medio de la grava.

La grava debe estar colocada de forma compacta en todo el liner o casing de manera que impida el movimiento de arena en medio de sus poros durante el paso de los fluidos. Lo más importante en el diseño de una empaadura de grava está dado por la determinación del tamaño del grano y el calibre de la rejilla que se van a utilizar, por lo que es indispensable determinar el tamaño medio del grano de formación lo cual se obtiene de un análisis por tamiz en húmedo. Con la ayuda de este análisis tendremos un tamaño de partícula de grava adecuado, con muy bajo margen de error.

2.1.10.1.2. Empaquetamiento con grava a hoyo revestido

El empaque con grava en “Hoyo Revestido” es una de las técnicas de control de arena más comúnmente utilizada por la industria petrolera, que es una combinación de rejilla y grava para establecer un proceso de filtración en el fondo del pozo. La rejilla es colocada a lo largo de las perforaciones y un empaque de grava con una distribución adecuada de arena es colocado alrededor de la rejilla y en las perforaciones. Después de esto, la arena del empaque de grava en las perforaciones y en el anular de la rejilla-revestidor filtra la arena y/o finos de la formación mientras que la rejilla filtra la arena del empaque con grava.

La figura 3, muestra una completación típica a hoyo revestido con empaque con grava.

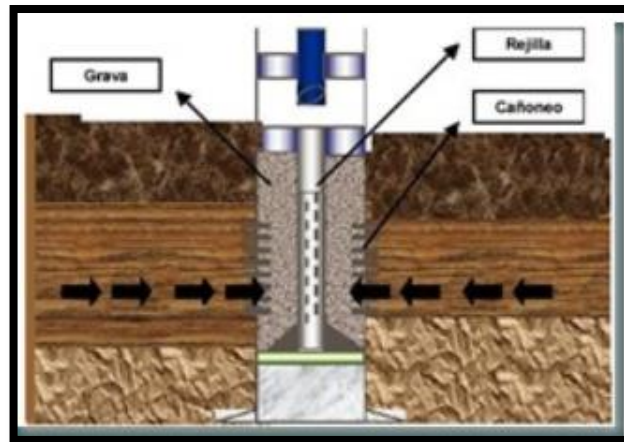


Figura 3. Completación típica a hoyo revestido.

(Aguirre & Rivas, 2004)

Una variedad de técnicas son usadas para colocar la rejilla frente a las perforaciones y controlar la colocación de la grava. La elección de la técnica más adecuada dependerá de las características particulares del pozo tales como profundidad, espesor del intervalo, presión de la formación, etc.

Independientemente de la técnica que se utilice, genera daño al pozo en muchos casos. El daño cercano a la boca del pozo como un resultado de la completación con empaque con grava podría atribuirse a varios mecanismos o más probablemente, es el resultado acumulativo de una variedad de ellos. Estos podrían incluir:

- Taponamiento del empaque: Ocurre principalmente por la migración de finos desde la formación, que invaden el empaque con grava cuando el pozo es colocado en producción.
- Pérdida del fluido durante la completación: Problema serio, sobre todo en zonas de alta permeabilidad. Esta pérdida de fluido puede producir una variedad de mecanismos de daños tales como:

- Problemas de depositación de escama por la interacción del agua de la Formación con los fluidos perdidos durante la fase de completación.
- Daño debido a la alta viscosidad de los fluidos perdidos.
- Daño debido a la presencia de partículas sólidas como carbonato de calcio o sal usados como aditivos para controlar pérdidas de fluidos, bombeados antes del empaque con grava, que pueden crear problemas de taponamiento del medio poroso por sólidos. Esto también crea otros problemas como potencial puenteo en el empaque.

Ventajas de un Empaquetamiento con grava a hoyo revestido

- Existen facilidades para completación selectiva y para reparaciones en los intervalos productores.
- Mediante el cañoneo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua.
- La producción de fluidos de cada zona se puede controlar y observar con efectividad.
- Es posible hacer completaciones múltiples.

Desventajas de un Empaquetamiento con grava a hoyo revestido

- Se restringe las perforaciones del cañoneo debido a la necesidad de dejar la rejilla en el hoyo.
- Pérdida de fluidos durante la completación causa daño a la formación.
- Erosión / corrosión de la rejilla debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta.

2.1.10.1.3. Empaquetadura con grava a hoyo abierto ampliado

El empaque con grava en “Hoyo Abierto Ampliado” implica perforar por debajo de la zapata o cortar el revestimiento de producción a la profundidad de interés, reparar la sección del hoyo abierto, ampliándolo al diámetro requerido, para luego colocar una rejilla frente al intervalo ampliado, y posteriormente circular la grava al espacio entre la rejilla o “liner” ranurado y

el hoyo ampliado, de tal forma que la rejilla o “liner” ranurado funcione como dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la Formación.

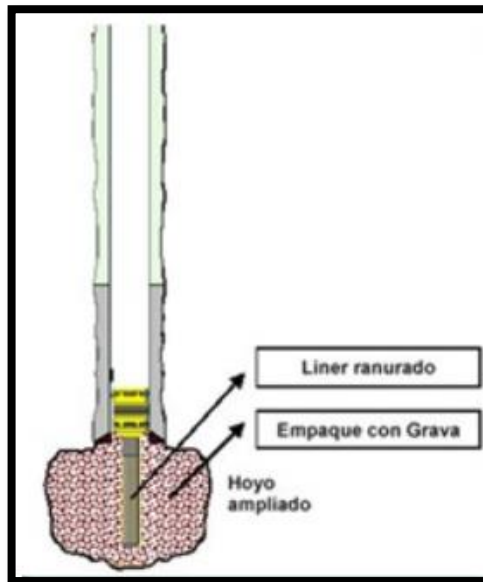


Figura 4. Completación a Hoyo Abierto Ampliado.

(Aguirre & Rivas, 2004)

La operación descrita, permite aumentar las dimensiones del hoyo y una ventaja fundamental es la de remover el daño presente en la zona más cercana al pozo. El hoyo de mayor diámetro también aumenta ligeramente la productividad del pozo, pero esta mejora no es muy significativa en la mayoría de los casos, deberá realizarse con un fluido que no cause daño a la formación. Los lodos de perforación tradicionales sólo deben ser utilizados como última alternativa y se deben planificar tratamientos para la remoción del daño antes de empaque con grava o poner el pozo a producir.

Los problemas de la ampliación de hoyo tienen que ver más con problemas operacionales que con aspectos referentes al tiempo de realización, costos o productividad.

Los empaques con grava en Hoyo Abierto Ampliado permiten evitar todas las dificultades y preocupaciones asociadas con el empaque de las

perforaciones en hoyos revestidos y reducen las operaciones de colocación de grava a una tarea relativamente simple, de empacar el espacio anular entre el “liner” y el hoyo ampliado. Debido a que estos empaques no tienen túneles de perforación, los fluidos de perforación pueden converger hacia y a través del empaque con grava radialmente (360°), eliminando la fuerte caída de presión relacionada con el flujo lineal a través de los túneles de perforación. La menor caída de presión que ocurre a través del empaque en un Hoyo Abierto Ampliado garantiza prácticamente una mayor productividad, en comparación con el empaque en Hoyo Revestido para la misma Formación y/o condiciones.

Ventajas de los empaques con grava en Hoyo Abierto Ampliado.

- Bajas caídas de presión en la cara de la arena y alta productividad.
- Alta eficiencia de la bomba.
- No hay gastos asociados con tubería de revestimiento o cañoneo.
- Menos restricciones debido a la falta de túneles de perforación.

Desventajas de los empaques con grava en Hoyo Abierto Ampliado.

- Es difícil excluir fluidos no deseables como agua y/o gas.
- No es fácil realizar la técnica en formaciones no consolidadas.
- Requiere fluidos especiales para perforar la sección de hoyo abierto.
- Las rejillas pueden ser difíciles de remover para futuras re-completaciones.
- La habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil.

En la figura 5, se muestra las caídas de presión teóricas de los Empaques con Grava en Hoyo Revestido y Hoyo Abierto Ampliado, suponiendo los siguientes casos: completamente empacado (Pre-empacado), parcialmente empacado (Sin pre-empaque), perforaciones que se llenan con arena de formación y hoyo abierto ampliado con empaque con grava. Como la figura 5 indica, los empaques con grava en hoyos abiertos ampliados no originan prácticamente ninguna caída de

presión adicional, y los fluidos de formación convergen en el pozo, mejorando la productividad en comparación con los casos de pozos revestidos con empaque.

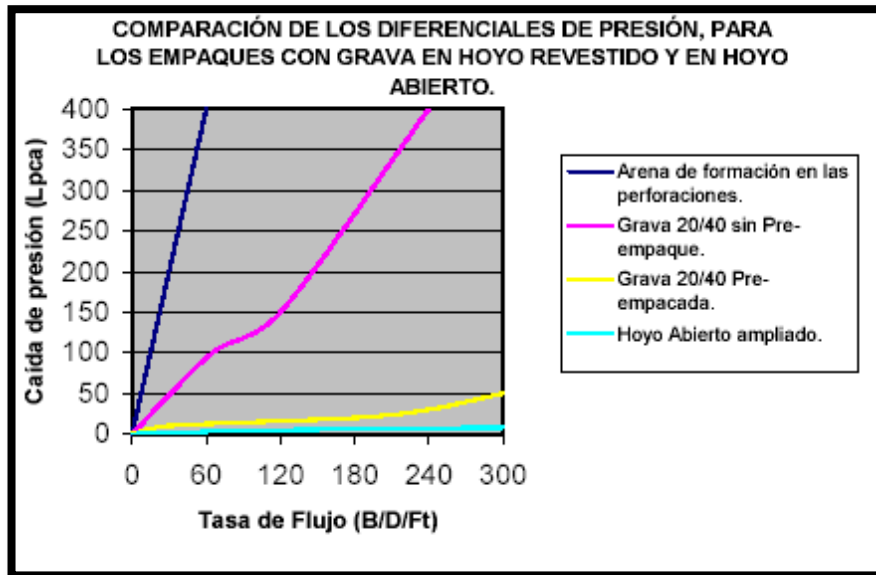


Figura 5. Diferenciales de Presión debido a los Diferentes Tipos de Empaque.

(Aguirre & Rivas, 2004)

2.1.10.2. Rejillas o "Liners" Ranurados

Las rejillas o "liners" ranurados sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir. Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla o forro terminará taponándose. Las rejillas y "liners" actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada del liner. Las rejillas y los liners ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

Existen varios criterios para diseñar las aberturas del liner ranurado, en algunos casos, se dimensionan de manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena, en otros casos, se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena. Estos criterios de dimensionamiento se derivan de varios estudios, en los cuales se determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo. Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de Formación que trate de penetrar la rejilla o liner al mismo tiempo.

En otras palabras funcionan como filtros de superficie, puesto que el material de la formación se puentea en su superficie. Las rejillas y liners ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras.

La figura 6 presenta un liner ranurado típico.

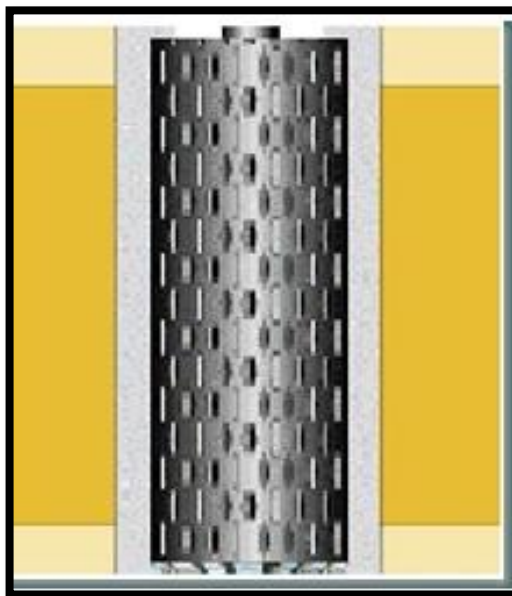


Figura 6. Rejilla o “Liner” Ranurado.

(Aguirre & Rivas, 2004)

2.1.10.2.1. Limitaciones de las Rejillas o “Liners” Ranurados

Uno de las limitaciones más rápidamente identificables de las rejillas solas o liner ranurado, es la corrosión de las ranuras antes de que ocurra 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. Debido a que los puentes pueden romperse, es posible que la arena de la formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de la rejilla o liner. Por tanto, cuando se utilice esta técnica para controlar, el diámetro de la rejilla o liner debe ser lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización de los granos que pueda ocurrir. Para que una rejilla o liner ranurado sean eficaces, deberán utilizarse exclusivamente en formaciones de permeabilidad relativamente elevada, que contengan poca o ninguna arcilla y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en la rejilla o en el liner podrían obstruirse. Si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio y/o diverso, es posible que la rejilla o liner ranurado se obstruya con granos de arena.

Los pozos de petróleo y/o gas con arenas bastantes sucias y con tamaños de granos pequeños, son normalmente formaciones no-uniforme. Esto no permitirá un apropiado puenteo de la arena de la formación sobre la rejilla o liner. En la mayoría de los casos algún puenteo ocurrirá pero con una reducción de la producción debido a la invasión de las partículas más pequeñas en las aberturas de las rejillas de alambre enrollado. Esto en efecto limita el uso de rejilla sola o liner como una técnica para controlar la arena de la formación. Otro factor sería el tipo de formación (friable, parcialmente consolidada o no consolidada). Las Formaciones friables posiblemente nunca colapsaran alrededor de la rejilla o liner, pero producirán cantidades pequeñas de arena durante la producción del fluido. Las arenas parcialmente consolidadas y las arena no consolidadas se derrumbarán y llenaran las perforaciones y el espacio entre el revestidor y la rejilla con la subsecuente reducción de la permeabilidad en las perforaciones y en el

espacio del revestimiento/rejilla. La experiencia indica que las completaciones con rejillas solas en hoyo abierto, la formación rara vez colapsa totalmente sobre la rejilla, lo que pueda permitir el transporte de material taponante a la superficie de la misma.

La productividad inicial de las completaciones con rejillas solas es generalmente buena, pero la declinación de producción subsecuente es típica. Las rejillas suelen no ser muy exitosas en muchos pozos consecuencia del taponamiento de las ranuras de la rejilla y posterior declinación de la producción.

El liner ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de anchura de las ranuras y, por lo general, tiene menos área de flujo disponible. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más grandes y un área de flujo mayor, pero resultan más costosas.

Ventajas de las rejillas solas o liners ranurados:

- Fáciles de correr.
- Pueden ofrecer un control de arena razonablemente bueno en condiciones adecuadas.

Desventajas de las rejillas solas o liners ranurados:

- Si el puente que se ha formado no es estable, y se rompe, el liner o rejilla puede obstruirse con el tiempo debido a la reorganización de la arena de Formación.
- En pozos de alta tasa hay la posibilidad de que ocurra una falla del liner rejilla por erosión antes de que se forme el puenteo.
- Adecuados únicamente para formaciones de granos grandes y bien distribuidos, alta permeabilidad y poca o ninguna arcilla.

La tabla 2 presenta los diámetros máximos y óptimos de rejillas para los distintos tamaños de revestidor.

Tabla 2. Recomendados de Rejillas para el Interior del Revestidor.

Tamaño del Revestidor. Diámetro Externo (pulg).	Diámetro Máximo de Rejilla. Diámetro Externo de Tubería (pulg).	Diámetro Óptimo de Rejilla. Diámetro Extremo de Tubería (pulg).
4	1	1
4 ½	1 ¼	1 ¼
5	1 ½	1 ½
5 ½	2 ¾	2 ¾
6 5/8	3 ½	2 7/8
7	3 ½	2 7/8
7 5/8	4	2 7/8
8 5/8	5	2 7/8
9 5/8	5 ½	2 7/8

(Aguirre & Rivas, 2004)

2.1.10.3. Mallas

El objetivo principal es retener y permitir el paso de crudo para evitar taponamiento prematuro, evitar en lo posible disminuir el índice de productividad.

2.1.10.3.1. Mallas Premium

Han sido diseñadas para completaciones a hoyo abierto con y sin empaquetamiento de grava.

Las pruebas de su funcionamiento han demostrado su fiabilidad, durabilidad, eficiencia en el control de arena y largo tiempo de vida en ambientes severos de producción. Las mallas Premium están diseñadas en una amplia gama de tamaño de poro y metalurgia que se ajustan a una variedad de condiciones de producción. Todas las cargas mecánicas aplicadas a estas mallas durante la instalación, compresión, tensión y torque son aplicados únicamente a través de la tubería base.

Estructura de las Mallas Premium

Compuesta por las siguientes partes:

- Una tubería perforada un 10%, del área de flujo.
- Una capa interna de drenaje para asegurar un empate uniforme entre el elemento de filtración y la tubería base.
- Un cartucho de filtración para la captación de arena. Una capa externa de drenaje para asegurar un empate uniforme entre la cubierta y el elemento de filtración.
- Una cubierta de protección externa.

Especificaciones de las Mallas Premium

El cartucho filtro está fabricado en varios tamaños de poros y con varios compuestos de materiales con lo que tiene que ver a la metalurgia, con lo cual se ajustan a una variedad de condiciones de producción.

Las mallas están construidas en diferentes longitudes, la longitud estandarizada de 32 pies de elemento de filtración ensamblado sobre una tubería base de 38 pies, y 16 pies de elemento de filtración ensamblado sobre una tubería base de 20 pies. La cubierta protectora de la malla puede o no ser perforada.

Características de las Mallas Premium:

- Medio de filtración aglomerado con color.
- Las capas de filtración se encuentran disponibles en las siguientes características: 60um, 115um, 175um y 250um.
- La capa de filtración está construida en 316L, aleación 825 o equivalente.
- Capas externas e internas de drenaje para una distribución uniforme de flujo sobre la capa de filtro.

Aplicaciones:

- Empaquetamiento con grava a hoyo abierto.
- Completación a hoyo abierto utilizando solamente la malla.
- En completaciones donde se requiere varios métodos de control de arena.

2.1.10.3.2. Mallas Poromax

Poromax es un producto de malla laminada sinterizada cubierta de calidad superior, diseñada para obtener un área de flujo óptima. Estas mallas mantienen la resistencia de la altamente exitosa malla original Poroplus haciéndolas aptas para instalaciones en agujero abierto o de largo alcance y para instalaciones a través de una ventana (como completaciones multilaterales), con o sin centralización. Con un nuevo y más eficiente diseño de flujo que asegura una mejor capacidad de retención de arena y una menor caída de presión, las mallas Poromax son adecuadas para las aplicaciones de alto caudal. Pueden ser usadas solas o en combinación con empaques de grava en completaciones de agujero abierto horizontales (su uso más común) o con empaques de grava en pozos desviados o verticales, o en Frac Pack.

Las mallas utilizan una envoltura protectora única que protege el material filtrante Poroplate de la erosión y daños mecánicos. Las mallas Poromax proporcionan una superior resistencia al taponamiento, índices de producción más altos y una vida útil más larga.

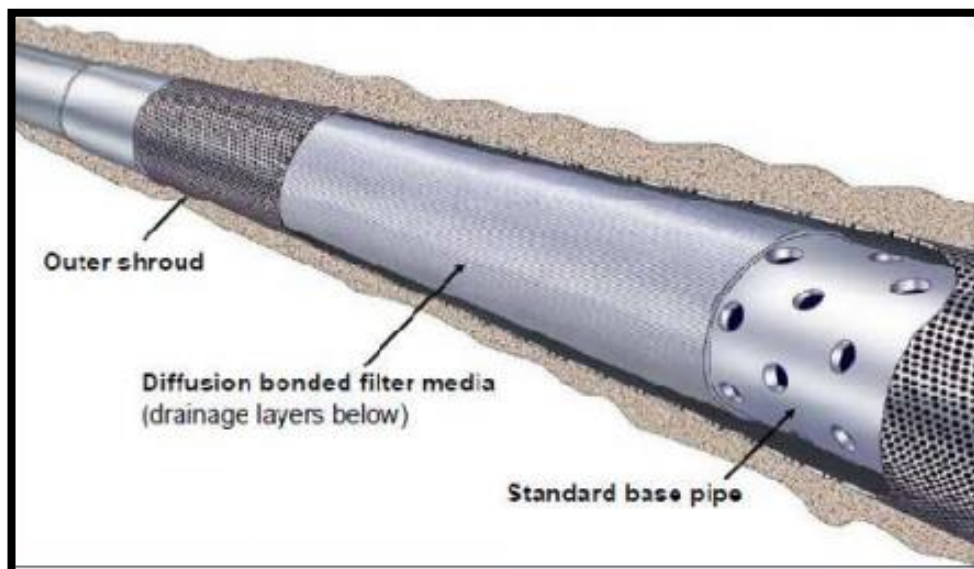


Figura 7. Mallas Poromax.

(HALLIBURTON, SAND CONTROL Mallas Poromax®, 2008)

Resistencia Superior al Taponamiento

El elemento filtrante de la malla fue seleccionado en base a su resistencia a la erosión y su capacidad superior contra contaminantes. El medio filtrante Poroplate retiene las partículas de formación deseadas en la superficie exterior de la malla. Las partículas más finas pasan a través de las capas de malla inferiores.

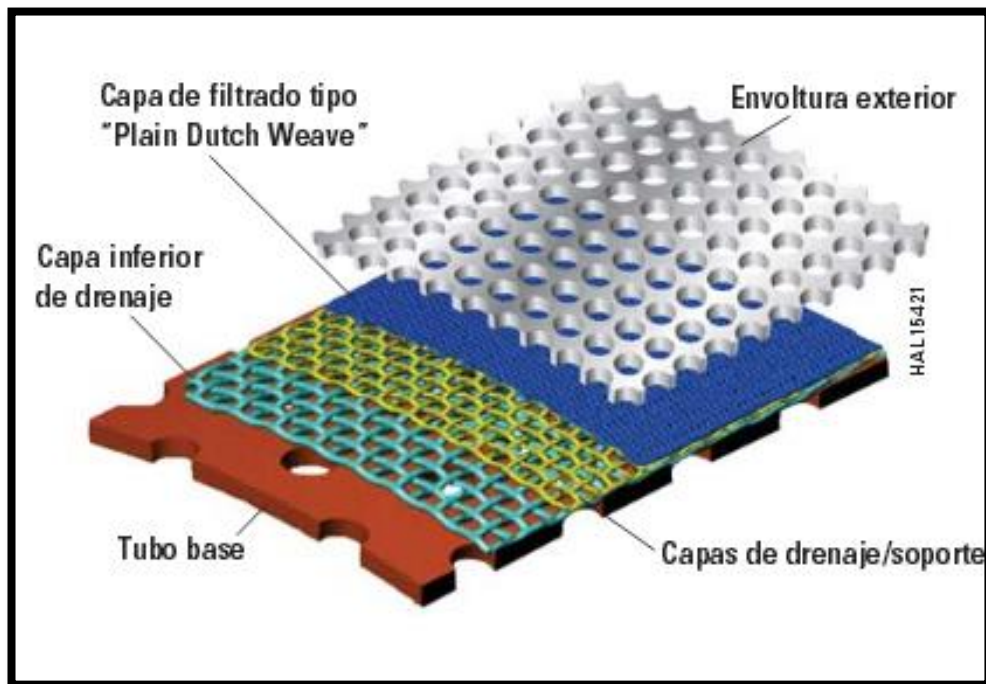


Figura 8. Mallas PoroMax, Elemento Filtrante.

(HALLIBURTON, SAND CONTROL Mallas PoroMax®, 2008)

El pequeño espacio entre la envoltura protectora exterior y el elemento filtrante junto a un mayor espacio anular incrementa la resistencia a la erosión de la malla PoroMax comparado a la malla estándar Poroplus. Usando el mismo elemento filtrante Poroplate de la malla Poroplus, las mallas PoroMax ofrecen un control superior de erosión y una capacidad de filtrado mejorada.

Características:

- Elemento filtrante fabricado con acero inoxidable 316Lo Aleación 20.

- Elementos de filtrado estándar de 125 y 250 micrones; otros tamaños de malla también disponibles.

Beneficios:

- Control preciso del tamaño de partícula.
- Durabilidad y alta resistencia
- Excelente resistencia a la corrosión
- Tolerancia a las altas presiones
- Mayor capacidad de retención de contaminantes
- Superior resistencia a la erosión
- Múltiples capas sinterizadas juntas
- Filtro de superficie

Resultados:

- La mayor resistencia al taponamiento disponible en el mercado
- Control del tamaño de la partícula de arena
- Mayor productividad del pozo
- Mayor tiempo de producción del pozo

2.1.10.3.3. Mallas ICD

Los dispositivos de control de la afluencia, (ICD) se diseñan para mejorar el funcionamiento y eficacia de la terminación cerca afluencia de equilibrio a través de la longitud de una terminación. Las diferencias en afluencia, adentro del depósito pueden resultar una brecha prematura del agua/del gas, dejando reservas valiosas en la formación. Los usos típicos incluyen pozos de efectos del “talón-dedo del pie”, de la brecha del agua/del gas, experimentación de diferencias de la permeabilidad, y de desafíos del agua en depósitos de aceite viscosos. Usando el dispositivo de EquiFlow, la afluencia del depósito de altas zonas de la productividad puede ser reducida mientras que se estimula zonas de baja productividad.

Las características y ventajas del ICD:

- Construido como parte de la secuencia de la terminación de la completación.
- Configurado fácilmente para varios usos
- Construcción robusta
- No necesita ninguna línea de control
- Software de simulación para la configuración óptima
- Especialista disponible
- Reduce la producción del agua y del gas asociada, a efectos de los controladores inflow - agua y gas - diferencias de la permeabilidad - alta viscosidad de petróleo en pozos
- Productividad y recuperación del aumento del petróleo - retardos agua y brecha del gas.



Figura 9. Malla ICD.

(HALLIBURTON, EquiFlow® Inflow Control Device, 2013)

2.1.10.3.4. Malla PetroGuardAdvanced

La malla PetroGuardAdvanced proporciona tecnología de filtración superior para la industria de gas y petróleo. Su construcción en múltiples capas está diseñada para proporcionar una resistencia al taponamiento y una retención de sólidos lo más alta posible. Pensado originalmente para yacimientos de petróleo pesado, las pruebas realizadas en ella confirmaron que este gran

adelanto en la tecnología de filtración es ideal para una gran variedad de aplicaciones de control de arena. De hecho, mientras peor sea la distribución de tamaños en la muestra de arena mejor es el desempeño relativo de la malla PetroGuardAdvanced en comparación con otros tipos de malla, ya sean de alambre o Premium.

Características

- Hecho a la medida para cada proyecto
- Múltiples capas de filtración escalonadas
- Sin pasajes de flujo tortuosos
- Control preciso del tamaño del poro
- Envoltura exterior duradera para obtener protección durante la instalación

Beneficios

- Mayor retención de sólidos
- Resistencia mejorada al taponamiento
- Filtración optimizada para cada campo
- Reduce la necesidad de recurrir a soluciones de control de arena que involucren bombeo.

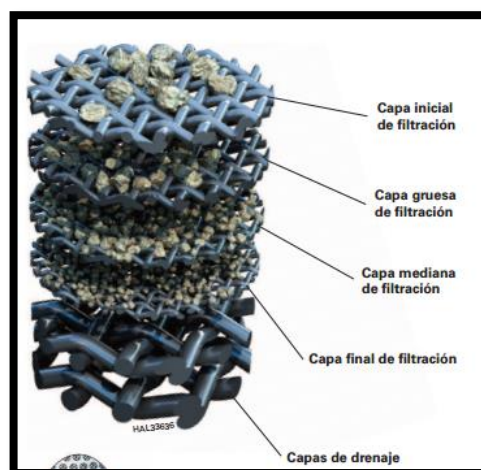


Figura 10. MallaPetroGuard® Advanced.

(HALLIBURTON, Malla PetroGuard® Advanced, 2011)

2.1.10.4. Equipo de completación.

2.1.10.4.1. Sistema de bombeo electrosumergible

El sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos; sin embargo, exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema.

El método de levantamiento con BES tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

Actualmente el Sistema BES presenta un significativo índice de interrupciones, que pueden variar de 1 falla hasta 7 , que pueden durar en tiempo de 2 días a 1 año, producto de fallas debidas a diversas causas, como diseño inadecuado, falla de materiales , fallas en los procesos de fabricación, ensamblaje o instalación defectuoso, imprevisiones en las instalaciones en las condiciones de servicio, mantenimiento deficiente, malas prácticas de operación, con la consecuente disminución de la confiabilidad de los equipos.

Componentes:

Una unidad típica convencional del Sistema de Bombeo Electrosumergible se compone básicamente de equipos de subsuelo, equipos de superficie, cables y componentes superficiales.

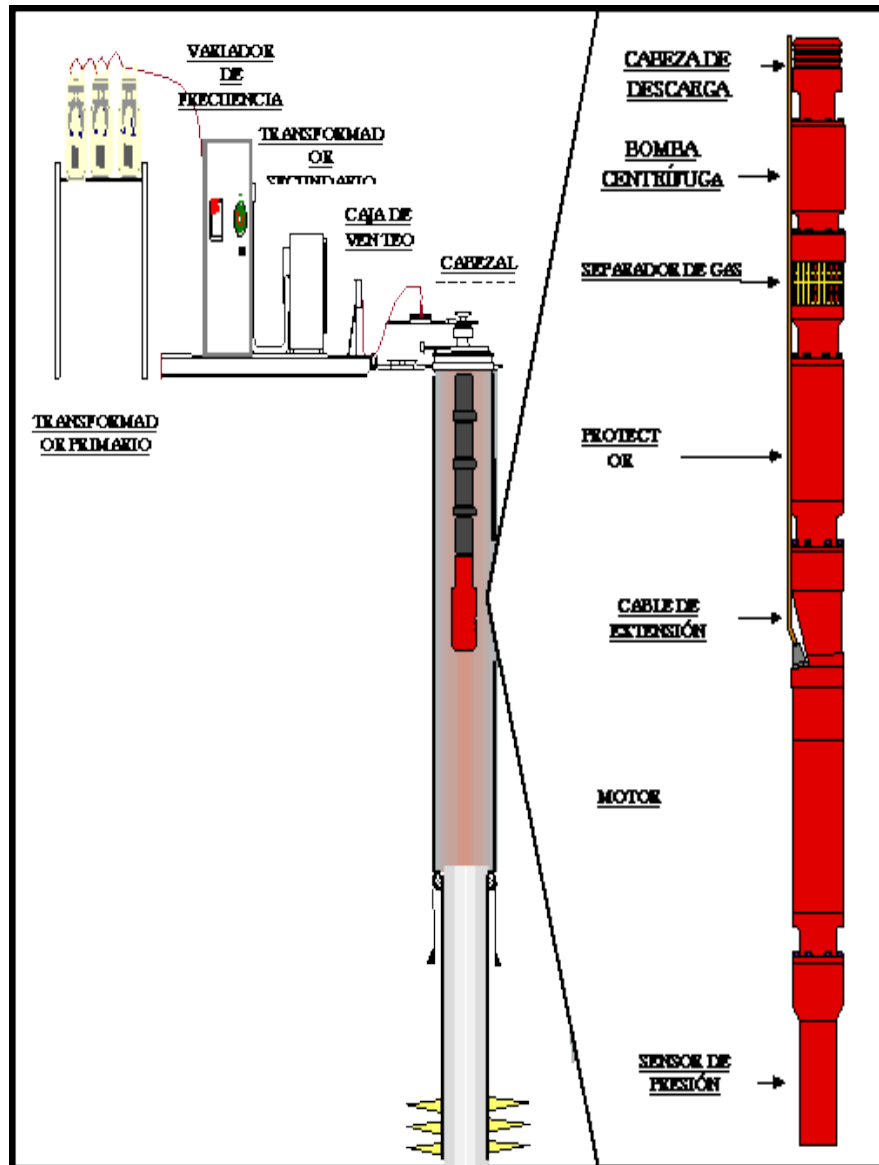


Figura 11. Diagrama esquemático de los equipos de superficie y de fondo.

(Monografías, 2013)

El conjunto de equipos de subsuelo se encuentra constituido por la bomba centrífuga, la sección de entrada estándar o el separador de gas, la sección de sello o protector, el motor eléctrico. Entre los cables tenemos: el cable conductor eléctrico, el cable de conexión al motor y el sensor de fondo.

Los equipos de superficie están conformados por el cabezal de descarga, el variador de frecuencia o el controlador de arranque directo, la caja de unión o venteo y por el conjunto de transformadores.

Descripción del equipo de bombeo electrosumergible (BES):

Una unidad típica de bombeo electrosumergible está constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electrocentrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, Tablero de control, transformador.

A continuación se presenta una vista general de los componentes del sistema "BES"

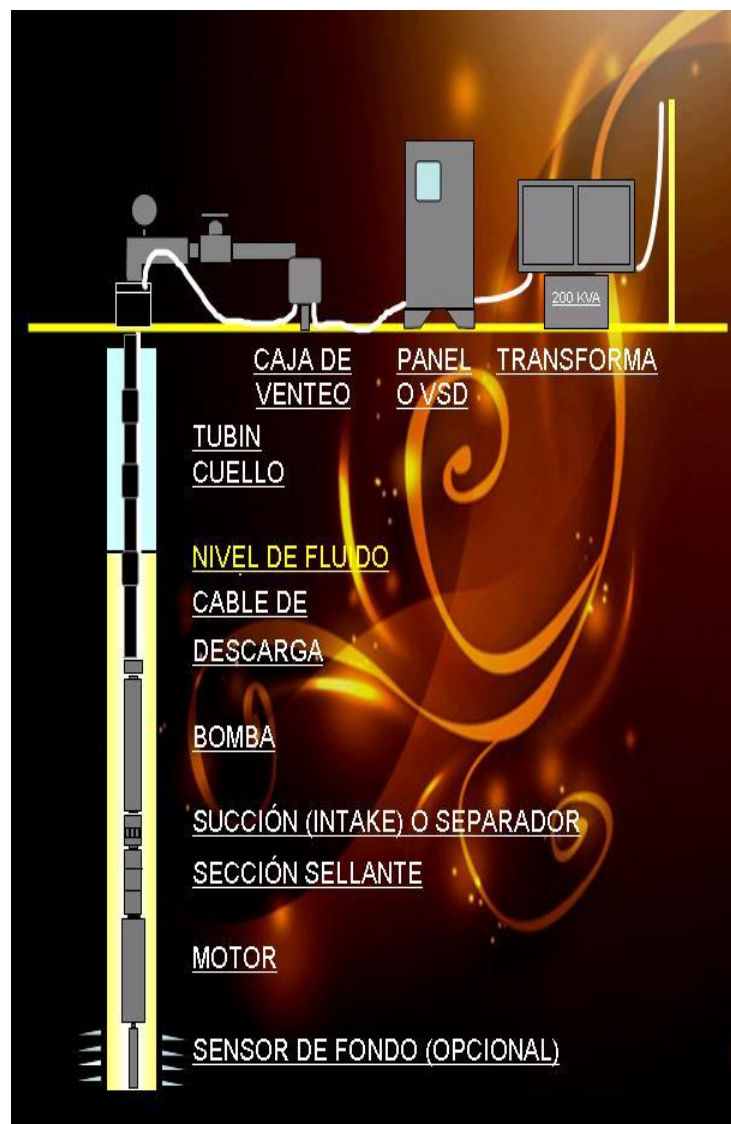


Figura 12. Distribución de los componentes del aparejo en la forma tradicional como quedan colocados en el pozo.

(Monografías, 2013)

Componentes de subsuelo:

- Motor eléctrico

El motor eléctrico colocado en la parte inferior de aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencial grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia, por ejemplo: 3500 revoluciones por minuto (rpm) a 60 ciclos por segundo (Hz).

- Separador de gas.

El separador de gas es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular.

El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en las curvas de comportamiento, evita la cavitación a altos gastos, y evita las fluctuaciones cíclicas de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas.

Existen dos tipos de separadores: Convencional, y Centrífugo, donde su operación consiste en invertir el sentido del flujo del líquido, lo que permite que el gas libre continúe su trayectoria ascendente hacia el espacio anular. Su aplicación es recomendable en pozos donde a la profundidad de colocación del aparejo, las cantidades de gas libre no son muy grandes. El separador centrífugo, que trabaja en la siguiente forma: en sus orificios de entrada, recibe la mezcla de líquido y gas libre que pasa a través de una etapa de succión neta positiva, la cual imprime fuerza centrífuga a los fluidos; por diferencia de densidades el líquido va hacia las paredes internas del separador y el gas permanece en el centro.

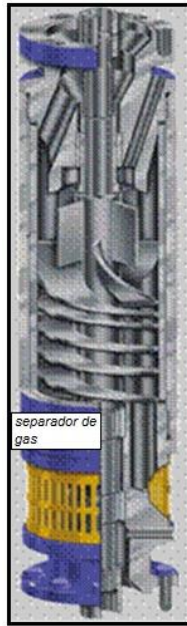


Figura 13. Muestra de un Separador de Gas.
(Monografías, 2013)

Una aletas guías convierten la dirección tangencial del flujo, en dirección axial; entonces el líquido y gas se mueven hacia arriba, pasan a través de un difusor que conduce a los líquidos a la succión de la bomba y desvía al gas hacia los orificios de ventilación, donde el gas libre va al espacio anular por fuera de la turbina de producción. Es necesario mencionar que la total eliminación del gas libre, no es necesariamente la mejor forma de bombear el pozo.

Por una parte, el volumen de fluidos que entra a la bomba es menor, pero la presión que la bomba debe entregar en la descarga se incrementa, debido a la menor relación gas-aceite de la columna hidráulica en la tubería de producción.

Entre los efectos que causa la presencia de gas libre en el interior de la bomba están: el comportamiento de la bomba se aparta del señalado en sus curvas características, reducción de su eficiencia, fluctuación de carga en el motor, posible efecto de cavitación y otros consecuentes.

- Protector.

Este componente también llamado Sección sellante, se localiza entre el motor y la bomba: está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo.

Las funciones básicas de este equipo son:

- Permitir la igualación de presión entre el motor y el anular.
- Absorber la carga axial desarrollada por la bomba a través del cojinete de empuje, impidiendo que estas se reflejen en el motor eléctrico.
- Prevenir la entrada de fluido del pozo hacia el motor.
- Proveer al motor de un depósito de aceite para compensar la expansión y contracción del fluido lubricante, durante los arranques y paradas del equipo eléctrico.
- Transmitir el torque desarrollado por el motor hacia la bomba, a través del acoplamiento de los ejes.

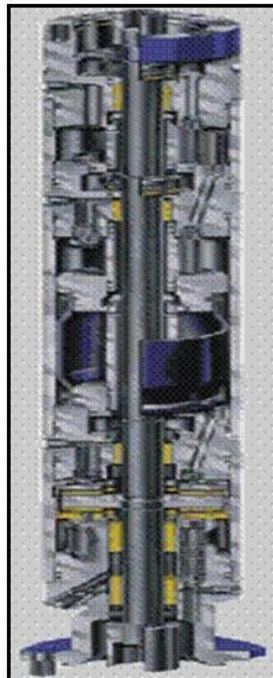


Figura 14. Protector o Sección Sellante.

(Monografías, 2013)

Existen dos tipos de protectores: el convencional y el de tres cámaras aislantes. El diseño mecánico y principio de operación de los protectores difiere de un fabricante a otro.

La diferencia principal está en la forma como el aceite lubricante del motor es aislado del fluido del pozo. El protector convencional, protege contra la entrada de fluido alrededor de la flecha. El contacto directo entre el fluido del pozo y del motor ha sido considerado el único medio de igualar presiones en el sistema de sellado.

El protector de tres cámaras, constituye realmente tres sistemas de sellos en uno. Cada cámara consiste de un sello mecánico y de un recipiente de expansión-contracción. Aunque dos de los tres sellos mecánicos fallen por alguna razón, el motor sumergible queda protegido. Este tipo de sección sellante proporciona la mejor protección disponible contra el ácido sulfhídrico u otros fluidos contaminantes del pozo.

Las características y beneficios de este tipo de protector son:

- Tres sellos mecánicos ampliamente espaciados. Una distribución amplia de los sellos que permite una mejor disipación de calor. Cada sello mecánico protege su propio recipiente, creando tres secciones sellantes en una unidad. Un tubo permite que haya flujo de aceite lubricante entre los tres recipientes. La barrera elástica en la cámara superior permite la contracción-expansión del aceite del motor cuando la temperatura cambia desde la superficie hasta el fondo y a la de operación. La barrera elástica es resistente al ataque químico y la penetración del gas, por lo que el aceite del motor se protege efectivamente contra contaminantes.
- Cada recipiente es lo suficientemente grande para absorber la expansión-contracción volumétrica de los motores más grandes existentes en el mercado.
 - Bomba Centrífuga Sumergible.

Su función básica es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el gasto requerido con presión

suficiente en la cabeza del pozo. Las bombas centrífugas son de múltiples etapas, y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario.

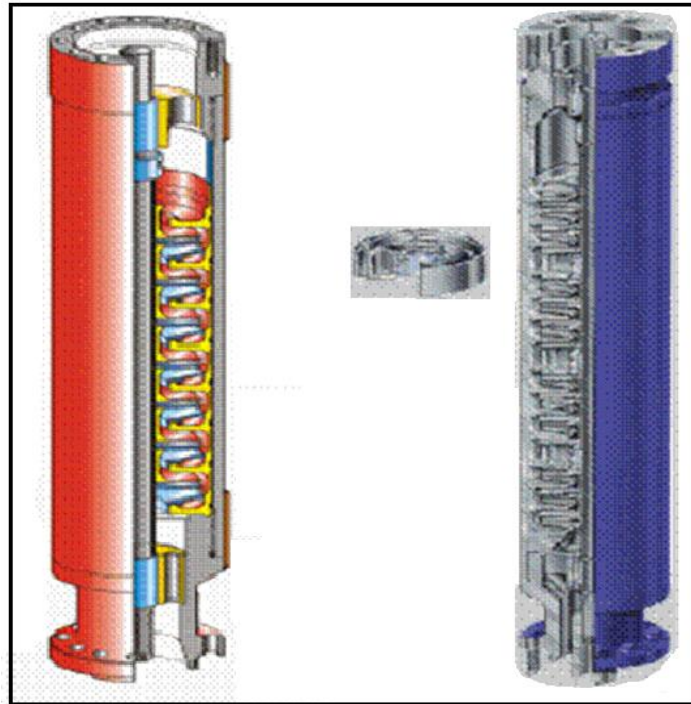


Figura 15. Bombas Centrífugas Sumergibles.

(Monografías, 2013)

El impulsor da al fluido energía cinética. El Difusor cambia esta energía cinética en energía potencial (Altura de elevación o cabeza). El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende, del número de etapas y de este número depende la potencia requerida.

La presión desarrollada por una bomba centrífuga sumergible, depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado. La presión desarrollada convertida a longitud de columna hidráulica que levanta la bomba, es la misma cuando la bomba maneje agua de densidad relativa 1.0, aceite de densidad relativa 0.85, salmuera de densidad relativa 1.35, o cualquier otro fluido de diferente densidad relativa. En estos casos la lectura de la presión en la descarga de la bomba es

diferente, únicamente permanecen fijos el diámetro y la velocidad del impulsor.

Tabla 3. Rangos de Capacidad de las Bombas BES.

CAPACITY RANGES						
SERIES	OD (pulg)	Casing Mínimo (pulg)	Flujo BPD Mínimo 60 Hertz	Flujo BPD Máximo 60 Hertz	Flujo M3/D Mínimo 50 Hertz	Flujo M3/D Mínimo 50 Hertz
A	3,38	4,5	100	2000	13	265
D	4	5,5	100	5200	13	689
G	5,13	6,625	800	12000	106	1590
S	0,38	7	1600	11000	210	1300
H	5,63	7	9200	26000	1219	3445
J	6,75	8,625	6000	25000	795	3313
M	8,63	10,75	12000	32500	1590	4306
N	9,5	11,75	24000	59000	3180	7818
P	11,25	13,625	53600	95800	7102	12694

(Monografías, 2013)

1. El gasto se mide por medio de recipientes aforados u orificios calibrados.
2. La altura total de elevación o carga hidráulica, se determina fijando la altura de succión por medio de un vacuómetro y la altura de descarga por medio de un manómetro.
3. La potencia se determina por medio de un dinamómetro o por la potencia que alcance el motor eléctrico de acondicionamiento, tomando en consideración su rendimiento.
4. El número de revoluciones por minuto se obtiene por medio de un tacómetro o por medio de un contador de revoluciones.

5. La eficiencia se obtiene al despejarla de la fórmula de la potencia.

Siguiendo las consideraciones anteriores y mediante pruebas sucesivas, se van construyendo las curvas características de la bomba.

Sin embargo, las bombas en realidad se utilizan para bombear líquidos de diferentes densidades y viscosidades, operando a otras velocidades también constantes. En estos casos es necesario tomar en cuenta el efecto de algunos parámetros a fin de predecir el comportamiento de la bomba bajo condiciones reales de operación:

Efecto del cambio de velocidad: El gasto varía en proporción directa a los cambios de velocidad de la bomba. La carga producida es proporcional al cuadrado de la velocidad y la potencia es proporcional al cubo de la velocidad. La eficiencia de la bomba permanece constante con los cambios de velocidad.

Efecto de la densidad relativa: La carga producida por un impulsor no depende de la densidad relativa. Entonces la curva de capacidad de carga no depende de la densidad relativa, la potencia varía directamente con la densidad relativa y la eficiencia de la bomba permanece constante independientemente de la densidad del líquido.

Efectos de cambio del diámetro de impulsor: La capacidad de carga varía directamente con el diámetro de los impulsores y la potencia varía directamente con el cubo del diámetro. La eficiencia de la bomba no cambia. Las gráficas de curvas de comportamiento para cada bomba, las publica el fabricante además de las curvas de eficiencia carga y potencia vs gasto, incluye información respecto al diámetro de tubería de revestimiento en que puede introducirse la bomba, tipo y número de serie de la misma, ciclaje de la corriente para alimentar al motor, velocidad de la flecha del motor y el número de etapas considerado en la elaboración.

En cuanto a la forma de utilizar las gráficas de curvas características, se tiene que de acuerdo al ciclaje (Hz) de la corriente disponible, se selecciona un grupo de gráficas, verificando que su número de serie o diámetro externo, sea tal que puedan introducirse en la tubería de revestimiento existente en el

pozo; de este grupo se selecciona una que maneje con mayor eficiencia el gasto deseado las condiciones de profundidad de colocación de la bomba. Una vez seleccionada la gráfica, a partir de dicho gasto, se traza una línea vertical, hasta intersectar con las curvas de potencia, eficiencia y capacidad de carga, de tal forma que se hagan las lecturas en las escalas correspondientes.

Fenómeno de Cavitación: Si la presión absoluta del líquido en cualquier parte dentro de la bomba cae debajo de la presión de saturación correspondiente a la temperatura de operación, entonces se forman pequeñas burbujas de vapor. Estas burbujas son arrastradas por el líquido fluyendo, hacia regiones de más altas presiones donde se condensan o colapsan. La condensación de las burbujas produce un tremendo incremento en la presión lo que resulta similar a un golpe de martillo o choque. Este fenómeno se conoce como Cavitación. Dependiendo de la magnitud de la cavitación, ésta puede resultar en una destrucción mecánica debida a la erosión, corrosión y a la intensa vibración. La cavitación también tiene un efecto significativo en el comportamiento de la bomba. Su capacidad y eficiencia se reducen.

❖ Sensor de Fondo

El sensor de presión es un equipo que se coloca acoplado en la parte final del motor. Está constituido por circuitos que permitan enviar señales a superficie registradas mediante un instrumento instalado en controlador, convirtiendo estas, en señales de presión a la profundidad de operación de la bomba.

Cuando se utiliza un variador de frecuencia, la información del sensor puede ser alimentada a un controlador, para mantener una presión de fondo determinada, mediante el cambio de la velocidad de la bomba.

Este sistema está compuesto por una unidad de lectura de superficie, un dispositivo sensor de presión y/o un instrumento sensor de temperatura colocado en la tubería de producción. El sensor de fondo está conectado a

la unidad de lectura de superficie, a través de los bobinados del motor y el cable de potencia.

El sensor puede registrar la presión de la parte interna de la tubería de producción, o la presión de entrada a la bomba, llamada presión fluyente en el punto de ubicación de la bomba. El sensor de presión es activado por el nivel del fluido y/o la presión de gas en el pozo. Se calibra automáticamente cuando se dan cambios de temperatura, a intervalos específicos.

Durante este tiempo las lecturas de presión y temperatura permanecen inalterables en pantallas, permitiendo la realización de registros manuales. Un equipo de superficie se utiliza para manejar la información proveniente del fondo del pozo, en tiempo real. Esta información puede ser solamente mostrada, o enviada a otro sistema de monitoreo, para poder ser extraída y procesada posteriormente.

Además, dependiendo de la aplicación, existe un sensor de fondo de acuerdo a la temperatura de trabajo; funciona en presiones de hasta 5000 psi.

Componentes superficiales:

- ❖ Banco de Transformación Eléctrica

Es aquel que está constituido por transformadores que cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje requerido para el motor.

Este componente se utiliza para elevar el voltaje de la línea al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores "taps" que les dan mayor flexibilidad de operación. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

- ❖ Tablero de control

Es el componente desde el que se gobierna la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero. Este puede ser sumamente sencillo y contener

únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobre carga; o bien puede contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de represionamiento de líneas, luces indicadores de la causa de paro, amperímetro, y otros dispositivos para control remoto, los tipos de tablero existentes son electromecánicos o bien totalmente transistorizados y compactos.

❖ Variador de Frecuencia

Permite arrancar los motores a bajas velocidades, reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba, protege el equipo de variaciones eléctricas.

❖ Caja de venteo

Esta ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor, además permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control.

Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero. En la caja de viento o de unión, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad.



Figura 16. Vista Esquemática del Equipo de Superficie del BES.

(Monografías, 2013)

❖ Cabezal de descarga

El cabezal del pozo debe ser equipado con un cabezal en el tubing tipo hidratante o empaquecerrado.

Los cabezales de superficie pueden ser de varios tipos diferentes, de los cuales, los más comúnmente utilizados son:

- Tipo Hércules, para baja presión
- Tipo Roscado, para alta presión



Figura 17. Cabezal y la Caja de Venteo.

(Monografías, 2013)

Los cabezales tipo Hércules, son utilizados en pozos con baja presión en el espacio anular, y en instalaciones no muy profundas. Estos poseen un colgador de tubería tipo cuña, y un pasaje para el cable. El cable de potencia cruza a través de ellos hasta la caja de venteo, y es empacado por un juego de gomas prensadas.

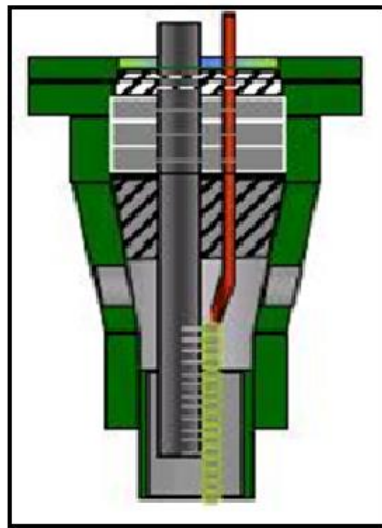


Figura 18. Colgador de Tubería.

(Monografías, 2013)

Los cabezales roscados se utilizan en operaciones "Costa Afuera", pozos con alta presión de gas en el espacio anular o para instalaciones a alta profundidad. En ellos la tubería está roscada al colgador, y este se suspende del cabezal.

El colgador cuenta con un orificio roscado, junto al de la tubería de producción, en el cual se coloca un conector especial (Mini-Mandrel). El cable de potencia se empalma a una cola de cable, de similares características, que posee un conector en uno de sus extremos. Este conector se conecta con el del penetrador del colgador.

En el lado exterior del cabezal, se instala otra cola de cable, de inferior calidad, que cuenta con un conector en ángulo, que se conecta al penetrador del colgador. El otro extremo se conecta a la caja de venteo en superficie.

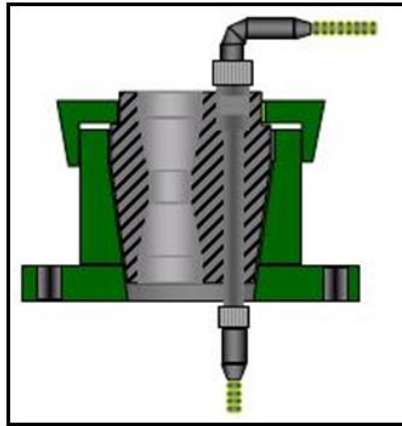


Figura 19. Pasaje para el Cable del Equipo BES.

(Monografías, 2013)

El Sistema BES representa uno de los métodos más automatizables y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control.

Sus ventajas son:

- Puede levantar altos volúmenes de fluidos
- Maneja altos cortes de agua(aplicables en costa a fuera)
- Puede usarse para inyectar fluidos a la formación.
- Su vida útil puede ser muy larga.
- Trabaja bien en pozos desviados
- No causan destrucciones en ambientes urbanos
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y formaciones de escamas.
- No tiene casi instalaciones de superficie a excepción de un control de velocidad del motor.
- La motorización es eléctrica exclusivamente y el motor se encuentra en la bomba misma al fondo del pozo.

- Su tecnología es la más complicada y cara pero son preferidas en caso de tener que elevar grandes caudales.

Sus desventajas son:

- Inversión inicial muy alta.
- Alto consumo de potencia.
- No es rentable en pozos de baja producción.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a temperaturas elevadas.
- Susceptible a la producción de gas y arena.
- Su diseño es complejo.
- Las bombas y motor son susceptibles a fallas.
- Es un sistema difícil de instalar y su energización no siempre es altamente confiable.
- En cuanto al costo de instalación, es el más alto, pero el mantenimiento de superficie es mínimo y limitado a los componentes electrónicos de los variadores de velocidad y protecciones eléctricas.

Existen diversos parámetros para la aplicación de este sistema, los cuales son:

- Temperatura: limitado por $> 350^{\circ}\text{F}$ para motores y cables especiales.
- Presencia de gas: saturación de gas libre $< 10\%$
- Presencia de arena: < 200 ppm (preferiblemente 0)
- Viscosidad: limite cercano a los 200 cps
- Profundidad: 6 000 – 8 000 pies
- Tipo de completación: Tanto en pozos verticales, como desviados.
- Volumen de fluido: hasta 4 000 BPD.

2.1.11. ANÁLISIS PTB (POUND THOUSAND BARRELLS)

Las siglas en inglés (PTB) significan libras por cada mil barriles. A continuación se detalla el procedimiento realizado en laboratorio químico del campo Edén Yuturi.

EQUIPOS:

- Papel filtro whatman # 1
- Balanza
- Equipo de filtración
- Crisol
- Mufla

PROCEDIMIENTO:

1. Tomar el equipo de filtración y desarmarlo para colocar el papel filtro Whatman #1.



Figura 20. Partes del equipo de filtración.

(Laboratorio Químico & Petroamazonas EP, 2011)

2. Instalar papel filtro Whatman #1 en el equipo de filtración.



Figura 21. Filtro Whatman.

(Laboratorio Químico & Petroamazonas EP, 2011)

3. Una vez armado el equipo se lo instala en el pozo de la siguiente manera:



Figura 22. Equipo de filtración.

(Laboratorio Químico & Petroamazonas EP, 2011)

4. Filtrar el fluido máximo 4 000 ml (esto dependerá del pozo), se obtiene un volumen total de filtrado (V).
5. Se toma datos de cada pozo de presión de flujo, presión de filtrado, frecuencia y hora.
6. Una vez filtrada la muestra del pozo se lleva a laboratorio y se desarma el equipo, se retira el papel filtro con la muestra y se la coloca en el crisol.

7. Se pesa el crisol con muestra, utilizando una balanza, es el peso inicial (W1).
8. El crisol con la muestra (W1) se somete a calcinación a 800°F utilizando una mufla.
9. Una vez terminada la calcinación de la muestra durante unas 3 horas tiempo en el cual llega a la temperatura de 800°F y se baja la temperatura, se retira el crisol con la muestra calcinada y se pone en un desecador.
10. Estabilizada la temperatura del crisol con la muestra calcinada se lo pesa, este es el peso final (W2).
11. Se realiza el cálculo respectivo en ppm y se transforma a:
$$PTB.ppm = \frac{W2(\text{Peso final}) - W1(\text{Peso Inicial})}{V} \times 10^6$$
(Volumen total filtrada de la muestra).

En el Anexo 1 se pueden apreciar los resultados de las pruebas PTB realizadas en laboratorio de los pozos productores de la arena M-1 del campo Edén Yuturi.

2.2. DIAGNÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE AGUA: CURVAS DE CHAN

La producción excesiva de agua ha sido uno de los problemas más difíciles de solventar en la actualidad. Actualmente se produce de 3 a 4 barriles de agua por barril de petróleo, lo que las compañías se han dedicado de buscar tecnologías para frenar la incontrolable producción de agua.

Las curvas de chan nos ayudan a entender la procedencia del agua de los pozos petroleros. La metodología es muy sencilla y solo requiere de datos de producción: relación agua-petróleo (RAP). Se procede a graficar la RAP y la derivada de RAP versus el tiempo en un gráfico log-log. De acuerdo con las gráficas a continuación, se observan básicamente tres tipos de comportamientos.

2.2.1. CONIFICACIÓN

La conificación se refleja en la gráfica de RAP y RAP' (Relación Agua Petróleo y Derivada de la Relación Agua Petróleo) contra el tiempo de producción con el incremento gradual en la RAP es decir una pendiente positiva y disminución de la RAP' o pendiente negativa, este caso se visualiza en periodos pequeños de tiempo hasta que se estabiliza la formación del cono y las curvas RAP y RAP' muestran una tendencia de incremento y decremento lineal respectivamente.

En la figura 23 se muestra un ejemplo del tipo de curva que diagnosticaría conificación.

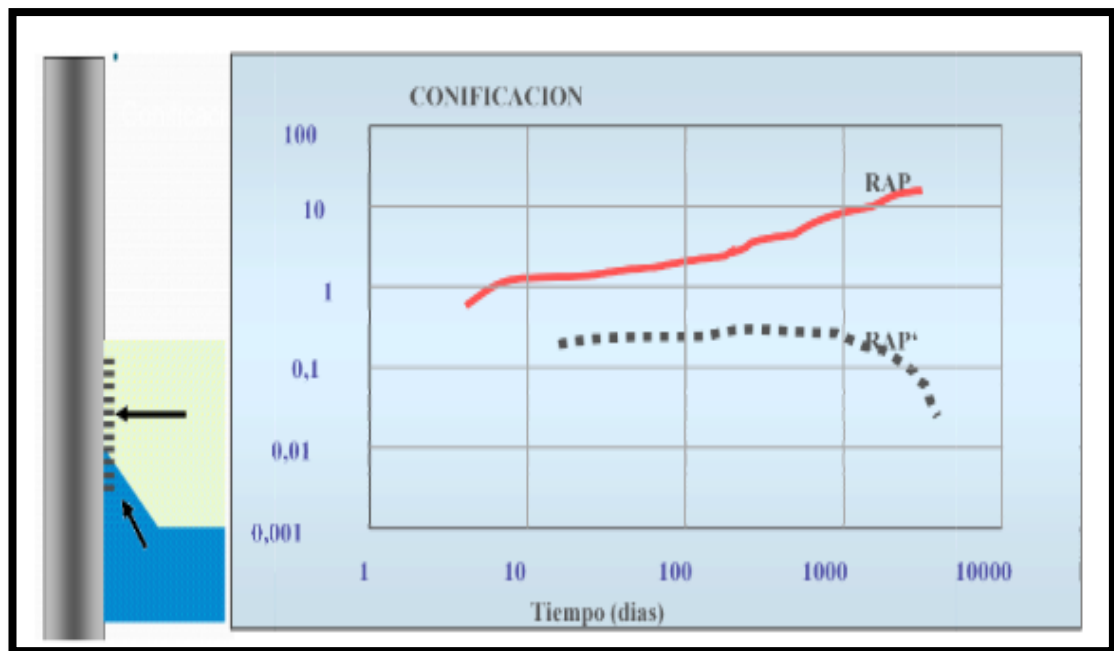


Figura 23. Gráfico de RAP y RAP' vs Tiempo de producción (Conificación).

(Portal del Petrolero, 2012)

En este caso se origina debido a la excesiva reducción de la presión de fondo fluente, lo que causa que la zona con agua fluya hacia las perforaciones, esto generalmente sucede en yacimientos con alta permeabilidad vertical además de altas relaciones de movilidad agua-petróleo.

Físicamente este caso se presenta con tres períodos, el primero comprende cuando el cono se aproxima a las perforaciones más profundas y esto depende de:

- Distancia del CAP y los punzados más profundos.
- La caída de presión.
- La relación de permeabilidades horizontal y vertical.
- Tasa de entrada de agua de fondo.

El segundo período cuando el cono provoca el incremento gradual en la producción de agua y se refleja en la gráfica de RAP cuando se visualiza el incremento en la pendiente hasta que se observa una pendiente casi constante, físicamente este incremento cubrirá la mayoría del intervalo perforado.

El tercer período comprende un cono que se convierte en una zona de alta saturación y conductividad de agua y que con el tiempo termina produciendo agua de fondo.

2.2.2. COMUNICACIÓN

La comunicación se refleja en la gráfica de RAP y RAP' contra el tiempo de producción cuando se presenta un rápido aumento en la pendiente de las curvas RAP y RAP' en el momento de invasión, seguido de una línea recta de pendiente positiva para las dos curvas.

La figura 24 se muestra un ejemplo del tipo de curva que diagnosticaría comunicación de otra zona.

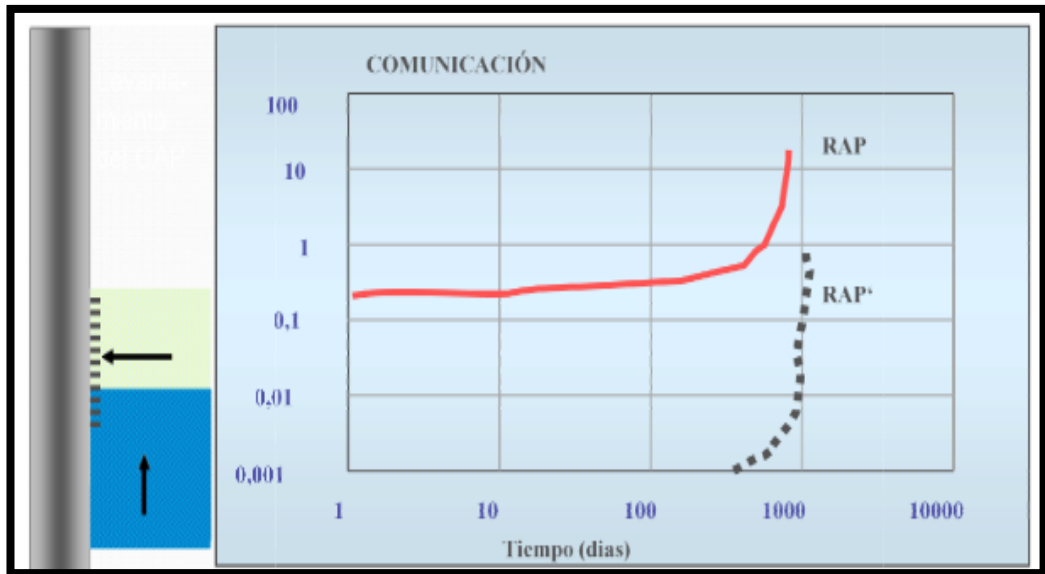


Figura 24. Gráfico de RAP y RAP' vs Tiempo de producción (Comunicación).

(Portal del Petrolero, 2012)

Pueden presentarse varios casos para interpretarse como comunicación entre los mismos podemos nombrar los siguientes:

Comunicación mecánica

- Canalización detrás del casing
- Pobre cementación primaria
- Ruptura de sellos hidráulicos
- Ruptura del casing
- Entrada de agua en coñones cementados
- Filtración en Packers
- Filtración en tapones de abandono

Comunicación en el yacimiento

- Completación dentro de una zona de agua, debido a data muy pobre o inadecuada interpretación.
- Zonas de alta permeabilidad vertical al agua.}

2.2.3. CANALIZACIÓN, FLUJO A TRAVÉS DE UNA FALLA

Estos casos se pueden diagnosticar analizando la gráfica de la RAP debido a que refleja un rápido incremento en la pendiente de la curva RAP donde el resultado es una pendiente positiva en un muy corto periodo de tiempo esto implica canalización, flujo a través de una falla.

En la figura 25 se muestra un ejemplo del tipo de curva que diagnosticaría canalización, flujo a través de una falla.

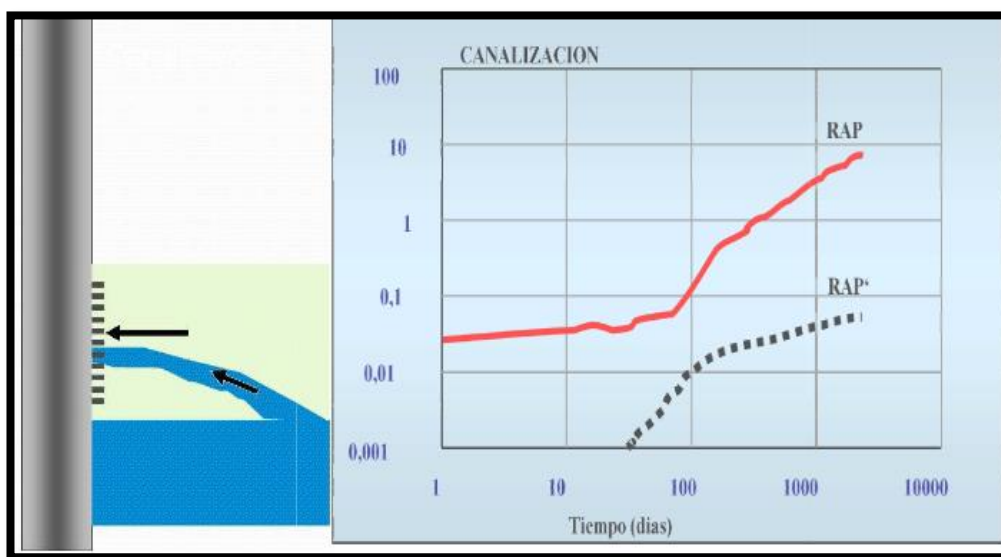


Figura 25. Gráfico de RAP vs Tiempo de producción (Canalización, flujo a través de una falla).

(Portal del Petrolero, 2012)

En caso de canalización puede provocarse por pozos inyectoros que se canalizan hacia los productores o canalización desde una capa inundada de agua por acción de alta permeabilidad relativa al agua, esto provoca un canal de ingreso directo de agua a la producción y por consecuencia un incremento muy rápido de RAP.

Pueden presentarse una o varias etapas de transición que luego provocan repentinos incrementos en la RAP como en periodos anteriores.

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA

3.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO EDEN YUTURI

3.1.1. HISTORIA DEL CAMPO EDÉN YUTURI

En el año del 1 970 la compañía de Minas y Petróleos perforó el pozo Yuturi-1 en el periclinal sur de la estructura, descubriendo acumulaciones de petróleo de 12.8 a 18 API en las Areniscas U Superior, M2 y T.

En al año de 1 996, OEPC (Occidental Exploration and Production Company) perforó el pozo Eden-1 localizado en la parte norte de la estructura, pozo que confirmó la presencia de hidrocarburos en los yacimientos M1, U superior, U inferior, M2 y T. Se realizaron pruebas de producción dando como resultado petróleo de 19.9 a 23.1 para los diferentes yacimientos.

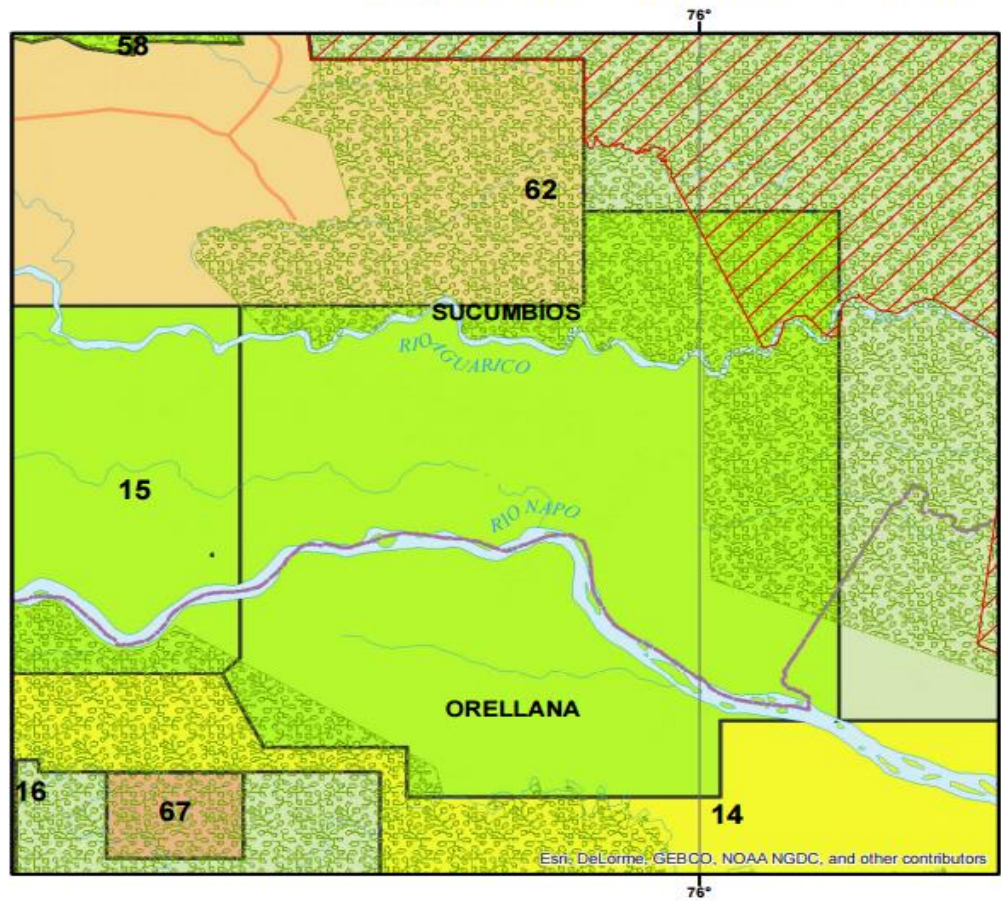
En el Bloque 12 de la Región Amazónica, de la Provincia de Orellana operado por PETROAMAZONAS EP se encuentra a 75 km en línea recta del Sureste del Campo Shushufindi y a 30 km al Sur del campo Pañacocha. En la figura 26 se observa la ubicación geográfica del Bloque 12.

3.1.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO

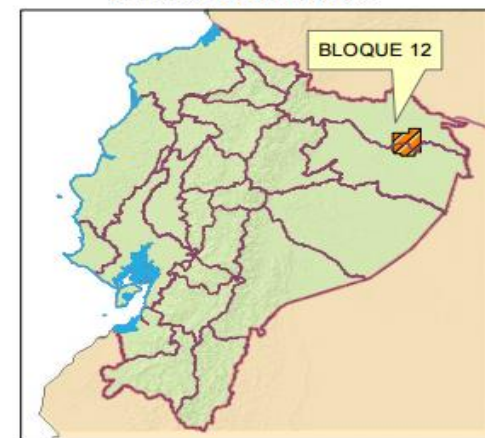
3.1.2.1. Estructura

El campo está conformado por dos estructuras, siendo la más importante la estructura norte, adyacente a la falla que delimita el Campo y la otra se encuentra en la parte SurEste. Adicionalmente existen otros cinco depósitos menores de estratigrafía discontinua, determinados como lentes aislados dentro del mismo Campo.

MAPA DE UBICACIÓN DEL BLOQUE 12



UBICACIÓN DEL BLOQUE 15 CON RESPECTO AL ECUADOR CONTINENTAL



Símbolos Convencionales	
Límite Provincial	Red hidrográfica
Sistema Nacional de Áreas Protegidas	Red Vial
Límite Internacional	Carretera Asfaltada
Límite provincial legal	Carretera Afirmada

MAPA DE UBICACIÓN DEL BLOQUE 12	
ESCALA: 1:3.000.000	SISTEMA DE COORDENADAS: Datum de referencia: PBC-2005, Datum 17 zona, proyección UTM
FUENTES: Cartografía Base: Mapa del Ecuador no. 17 00 200, editado por el Instituto Geográfico Militar, 2009 Límites Internacionales: Carta Geográfica no. 17 000 000, editado por el Instituto Geográfico Militar, 2009 Límites de los por el Ministerio de Planificación Económica, Comisión Intersectorial de Datos y Estadística, 2007 (del 20 de mayo de 2007) Áreas Protegidas, Reservas y Ingeniería Patrimonial e Histórico del Ambiente Ecuador Bases de Datos: Sistema de Información Geográfica, Base de Información Geográfica del Ecuador (SIGIE), del 2010. Se resalta en esta representación las abreviaturas que se utilizan en registros de información de información del Ecuador (SIGIE). Algunas abreviaturas presentes en este mapa se encuentran en un "estado de confidencial", por tanto se encuentran a veces en un estado de confidencial, así por el SIGIE, en los registros de información de información del Ecuador (SIGIE).	

Figura 26. Ubicación Geográfica del Bloque 12, Campo Edén Yuturi.
(Base de Datos del Departamento SHE, 2012)

3.1.2.2. Estratigrafía

Las arenas del área de Edén Yuturi se observa que tiene influencia marina, lo que indica que la retirada del nivel del mar no llegó al quiebre de la plataforma, son caracterizadas por ser generalmente de grano variable, siendo de mayor presencia el grano fino a medio con intercalaciones de lutitas y limolitas con algunas zonas de grano grueso.

3.1.2.3. Principales reservorios

El campo produce principalmente de la formación Napo con un espesor aproximado de 1 300 pies y está representado por una secuencia de lutitas, calizas y areniscas. Las areniscas de la formación Napo constituyen los principales reservorios hidrocarburíferos con los yacimientos: “M-1”, “M-2”, “U Superior”, “U Inferior” y “T”.

3.1.2.3.1. Yacimiento M-1

Es una arenisca cuarzosa, con espesores que varían de 0 a 120 pies, de grano fino a medio, con clasificación de grano regular, cemento silíceo, a veces Kaolinitica.

Presenta un ambiente de deposición que se considera deltaico en su parte inferior (tiene presencia de remanentes de secuencia deltaica), tidal (influenciado por mareas) y marino somero hacia el tope.

Para este reservorio se considera que las areniscas de marea erosionaron a la secuencia deltaica subyacente observándose en algunos casos la ausencia total de ciclo deltaico. En otros casos se observa un remanente de ciclo deltaico por debajo del ciclo tidal y del mismo modo algunos pozos han encontrado solo el ciclo deltaico, existiendo la posibilidad de que el ciclo tidal haya sido totalmente erosionado en áreas cercanas a la cresta de la estructura o simplemente que el ciclo tidal no haya sido depositado.

3.1.2.3.2. Yacimiento M-2

Esta arenisca presenta propiedades petrofísicas regulares debido a que posee un ambiente marino de baja energía lo que dio lugar al depósito de un material fino, el mismo que obstruye la porosidad y afecta a la permeabilidad. En este tipo de ambiente, los cuerpos arenosos no tienen gran continuidad lateral debido al limitado aporte de granos de arena hacia estas áreas.

3.1.2.3.3. Yacimiento U Superior

Es una arenisca cuarzosa de grano fino, bien clasificada, con valores promedios de porosidad de 19%, permeabilidad de 1.7 darcys y saturación de agua de 22%.

Presenta cemento kaolínico hacia la base. El ambiente de esta arena es tidal (influencia de mareas). Posee un aproximado de 40 pies, la continuidad lateral de este reservorio a través de todo el campo es bastante buena.

3.1.2.3.4. Yacimiento U Inferior

Es una arenisca cuarzosa de grano medio a grueso, de mala clasificación con una porosidad promedio de 20% y una permeabilidad de 1.2 darcys. En la parte inferior y media se presenta como una arenisca con una estratificación cruzada (canales de marea) y hacia la parte superior aumenta el contenido de intercalaciones de arcilla, lo que indica mayor influencia marina y ambiente de depósito más tranquilo (marino somero).

Debido a que el tipo de roca observado hacia la parte superior de esta secuencia muestra más influencia marina y por lo tanto sus características petrofísicas son diferentes de la sección inferior (Tidal), se ha subdividido este reservorio en dos cuerpos: U superior (Marino Somero) y U inferior (Tidal). El espesor promedio de este reservorio en Edén Yuturi es de 120 pies.

3.1.2.3.5. Yacimiento T

Este yacimiento se presenta como una secuencia transgresiva, depósitos con influencia de mareas hacia la base con estratificación cruzada (canales de marea) y para secuencias de grano decreciente hacia el tope.

Es una arenisca cuarzosa de grano medio a grueso, mal clasificada, algunas veces con matriz kaolinítica y presencia de glauconita en la parte superior. Al igual que en la U Inferior se observa dos intervalos, cada uno con características petrofísicas diferentes: la parte inferior de mejor calidad y que ha sido descrita como ambiente tidal y el intervalo superior de menor calidad, presenta muchas intercalaciones arcillosas y cemento calcáreo, arcilloso y glauconita, definido como marino somero.

3.1.3. PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (POES)

Con el método volumétrico, el cual no estima como tal el volumen de las reservas, sino que está asociado a la determinación de los hidrocarburos originales en sitio (Petróleo Original En Sitio POES, Gas Original en Sitio GOES, Condensado Original en Sitio COES).

3.1.3.1. Cálculo del POES

$$POES = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - Sw)}{Boi} \quad \text{Ec [1]}$$

Dónde:

7758: Factor de conversión a Barriles Normales (bls/acres*pie)

A: Área del campo (acres)

h (ANP): Arena neta petrolífera (pies)

Ø: Porosidad Efectiva (fracción)

Sw: Saturación de agua (fracción)

Boi: Factor volumétrico inicial de petróleo (by/bn)

Tabla 4. Petróleo original en sitio POES, campo Edén Yuturi.

Division Geológica	Yacimiento	�rea (acres)	Espesor (pies)	1-Swi (%)	Porosidad (%)	Boi (by/bn)	POES Mbls	POES Mbls
M-1 Tidal	M-1	7 046	20	0.82	0,268	1.08	222 458	259 031
M-1 Deltaica		5 877	6.5	0.68	0,196	1.08	36 573	
M-2	M-2	15 623	4	0.56	0,142	1.07	36 030	36 030
Us	U sup	11 112	33.3	0.78	0,19	1.07	397 604	454 416
Us Sureste		2 203	24	0.78	0,19	1.07	56 812	
Ui Tidal	U inf	3 510	25	0.82	0,193	1.1	97 943	131 066
Ui		4 919	8.5	0.61	0,15	1.1	26 982	
Ui Basal		1 410	6	0.705	0,142	1.07	6 141	
T Tidal	T	6 237	34	0.705	0,21	1.1	221 422	265 024
T		9 228	7	0.674	0,142	1.1	43 602	
Total							1 145 567	1 145 567

(Departamento de Reservorios & Petroamazonas EP, 2014)

3.1.4. RESERVAS DE PETRÓLEO

Las reservas de hidrocarburo es todo lo que se puede sacar a superficie con los medios tecnológicos existentes en condiciones económicas y sin dañar el medio ambiente.

Las reservas nos permiten cuantificar la cantidad de hidrocarburo que se encuentra en un yacimiento y luego poder implementar los programas para desarrollar el campo.

$$Res. \text{ totales} = Res. \text{ acumuladas} + Res. \text{ remanentes} \quad \text{Ec [2]}$$

3.1.4.1. Reservas Probadas

Las reservas probadas son igual al volumen de hidrocarburo, cuyo cálculo ha sido obtenido, por la información técnica proporcionada por los datos procesados que viene de las perforaciones y de análisis de núcleos, además de análisis PVT (fluidos) y perfiles de pozos.

3.1.4.2. Reservas Remanentes

Es el volumen de hidrocarburos recuperables, cuantificable a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanece en el yacimiento.

3.1.4.3. Reservas Probables

Es el volumen de hidrocarburo recuperable de zonas, que si bien no han sido comprobados mediante producción, su presencia se fundamenta por interpretación geológica, pudiendo ser comprobadas con la perforación de los pozos, las reservas probables corresponden a áreas dentro de los límites geológicos de la estructura. Tiene una certeza de recuperación del 50%.

3.1.4.4. Reservas Posibles

Las reservas posibles son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se

utilicen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían la suma de las reservas probadas más probables y más posibles.

Tabla 5. Reservas Campo Edén Yuturi (Octubre 2014).

Producción Acumulada (Mbls)	Reservas Remanentes (Mbls)	EUR (Mbls)
240 816	115 007	355 822

(Departamento de Reservorios & Petroamazonas EP, 2014)

Tabla 6. Reservas por Arenas Productoras Campo Edén Yuturi (Octubre 2014).

ARENA	Producción Acumulada (Mbls)	Reservas Remanentes (Mbls)	EUR (Mbls)
M-1	44 902	12 541	57 442
M-2	2 321	11 165	13 486
T	41 671	31 073	72 744
Ui	51 315	38 719	90 034
Us	100 607	21 509	122 116

(Departamento de Reservorios & Petroamazonas EP, 2014)

Tabla 7. Reservas de los pozos en estudio (Octubre 2014).

POZO	ARENA	Producción Acumulada (Mbls)	Reservas Remanentes (Mbls)	EUR (Mbls)
EDYF-098	M-1	683.1	101.3	784.3
EDYK-108H	M-1	441.1	156.8	597.9

(Departamento de Reservorios & Petroamazonas EP, 2014)

3.2. FACTOR DE RECOBRO

Es la relación entre el volumen de petróleo producido para el volumen original in situ llamado también POES.

$$FR = \frac{Np}{POES}$$

Ec [3]

Dónde:

Np: Volumen de petróleo producido.

POES: Petróleo original en sitio.

Tabla 8. Recobro por Reservorio.

ARENA	FACTOR DE RECOBRO
M-1	17.33%
M-2	6.44%
T	15.72%
Ui	39.15%
Us	22.14%

(Petroamazonas EP, 2011)

3.3. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL CAMPO

3.3.1. POROSIDAD

Se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Matemáticamente se expresa:

$$\phi = \frac{Vp}{Vt}$$

Ec [4]

Dónde:

Vp= Volumen poroso

Vt= Volumen total

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidad absoluta, efectiva y no efectiva.

3.3.2. PERMEABILIDAD

La permeabilidad (k) es la capacidad de una roca para que un fluido fluya a través de ella y se mide en darcys, que es la permeabilidad que permite a un fluido de un centipoise de viscosidad fluir a una velocidad de 1 cm/s a una presión de 1 atm/cm. Habitualmente, debido a la baja permeabilidad de las rocas, se usan los milidarcies.

La ley de Darcy sólo es válida cuando no hay reacciones química entre el fluido y la roca, y cuando hay una sola fase rellenando los poros.

3.3.3. SATURACIÓN

La saturación de hidrocarburos expresa el porcentaje de los espacios vacíos que están ocupados por los fluidos petróleo o gas. Esta permite conocer el porcentaje de contenido de fluido, mientras más alto el porcentaje de saturación, existe mayor volumen de hidrocarburos.

Un requisito para entender, describir y predecir el comportamiento de los fluidos en el reservorio es conocer de manera detallada propiedades, físicas, químicas y estructurales de las rocas del yacimiento, en la tabla 9 se detallan los valores promedios de los principales parámetros petrofísicos tales como porosidad, permeabilidad, y entre otros como datum, espesor neto promedio y salinidad.

Tabla 9. Características petrofísicas – yacimientos.

PARAMETROS	YACIMIENTOS				
	M-1	M-2	Us	Ui	T
Porosidad %	13 – 35	14.2	19	17.5	21
Permeabilidad mD	3 077	150	1 668	1 200	350
Saturación inicial de agua %	18 – 36	44	22	18 - 39	29.5 - 32.5

(Petroamazonas EP, 2011)

3.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS HIDROCARBUROS EN LOS YACIMIENTOS

Los hidrocarburos en su estado natural son una mezcla de compuestos orgánicos, de estructura variada y pesos moleculares diferentes. Por ello, se presenta una gran variedad de características y propiedades en cada una de ellas.

3.4.1. GRAVEDAD API

La Gravedad API, es una clasificación para el petróleo en función de su densidad. Y compara la unidad de un producto de petróleo en relación al agua.

Tabla 10. Comparación entre los valores según su clasificación.

Aceite - Crudo	Densidad (g/cm ³)	°API
Extrapesado	> 1.0	10.0
Pesado	> 1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Liviano	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superliviano	< 0.83	> 39

(Petroamazonas EP, 2011)

3.4.2. CONTENIDO DE AZUFRE

El contenido de azufre total de los crudos está comprendido entre 0.05% y 5% en peso. Cuando un crudo tiene un contenido de azufre menos a 1% se le considera crudo dulce; pero si el contenido de azufre es mayor a 1% se la considera un crudo agrio.

Tabla 11. Clasificación por contenido de azufre.

Clasificación de los Crudos por % de Azufre	
Petróleo dulce	Petróleo agrio
< 0.5%	igual o mayor al 1%

(Petroamazonas EP, 2011)

El azufre proviene principalmente de la descomposición de residuos orgánicos y se observa que el efecto del azufre en el proceso de refinación, disminuye la duración de vida de ciertos catalizadores, deteriora la calidad de los productos acabados, genera corrosión y contaminación atmosférica. (Edén Yuturi.)

3.4.3. ANÁLISIS PVT

Conjunto de pruebas que se hacen en el laboratorio para determinar las propiedades de los fluidos de un yacimiento. A partir de simulaciones en función de la presión, el volumen y la temperatura, sus resultados son más confiables que los obtenidos en las pruebas de campo. La conjunción de estos parámetros determina en gran parte el comportamiento de producción del yacimiento.

Tabla 12. Datos PVT del Campo Edén Yuturi.

Parámetros		Formación				
		M-1	M-2	Us	Ui	T
Ty	°F	187	198	190	203	206
Pi	psi	2 745	2 956	3 035	3 112	3 213
Pr	psi	2 696	3 055	3 065	3 112	3 189
Pb	psi	268	637	560	683	298
GOR	pie ³ /pie ³ estandar	44	53	111	194	67
°API		19.2	17.7	20.5	22.5	22.6
SW	%	18-32	44	22	18-39	29.5-32.6
So	%	72	51	79	80	63
βoil	by/bn	1.101	1.085	1.163	1.172	1.11
μoil	cP	26.78	22.74	14.3	4.35	8.6
Gravedad del gas		1.428	1.162	1.445	1.453	1.419

(Petroamazonas EP, 2011)

Dónde:

Ty: Temperatura del yacimiento

Sw: Saturación de agua

Pi: Presión inicial

So: Saturación del petróleo

Pr: Presión del reservorio

β_{oil} : Factor volumétrico del petróleo (by/bn)

Pb: Presión de burbuja

μ_{oil} : Viscosidad del petróleo (cP)

GOR: Relación gas petróleo

°API: Gravedad API

3.5. ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA APLICADAS EN EL CAMPO EDÉN YUTURI.

3.5.1. POZO COMPLETADO CON GRAVEL PACK.

3.5.1.1. Pozo EDYF-098

El pozo EDYF-098, fue perforado, para recuperar reservas remanentes del reservorio "M-1" como objetivo primario. La geometría del pozo fue un tipo "J". Inició de perforación el 19 de Marzo del 2 009 y culminó el 11 de Abril del 2009. Se punzó el intervalo 8 580 pies – 8 600 pies (20) de la arena M-1.

Las producciones de petróleo y agua el 1 de abril del 2 009 fueron 151 bppd y 74 bapd respectivamente. En este mes se realiza un control de sólidos en el intervalo disparado dando un valor promedio de 72.70 PTB. El crudo tiene una gravedad promedio de 18.4 API.

Se evalúa con equipo BES DN-1 750/ 247etapas/ 150HP y se obtiene 1 063 bppd, 30% BSW, API: 18.4 @ 60°F, salinidad: 3 600 ppm, posterior a la evaluación el equipo BES deja de funcionar por presencia de arena no consolidada, no arranca debido a una rotura del eje, por lo que se planifica el Reacondicionamiento No. 1 para realizar la instalación de gravel pack que consistió en:

- Retirar equipo BES instalado compuesto por tres bombas DN-1 750 de 247 etapas (61+85+101) y un motor Dominator de 150 HP.

- Bajar BHA de limpieza, circular y limpiar el pozo hasta el fondo.
- Instalar wire wrapscreens y realizar trabajo de gravel pack al intervalo de 8 580 pies – 8 600 pies (20) de M-1.
- Instalar nuevo equipo BES para producir de la arena M-1.

En la figura 27 se observa la historia de producción de petróleo y agua desde abril 2 009 a marzo 2 015.

En esta curva se muestra un incremento en la producción de agua simultáneamente con la disminución en la producción de petróleo.

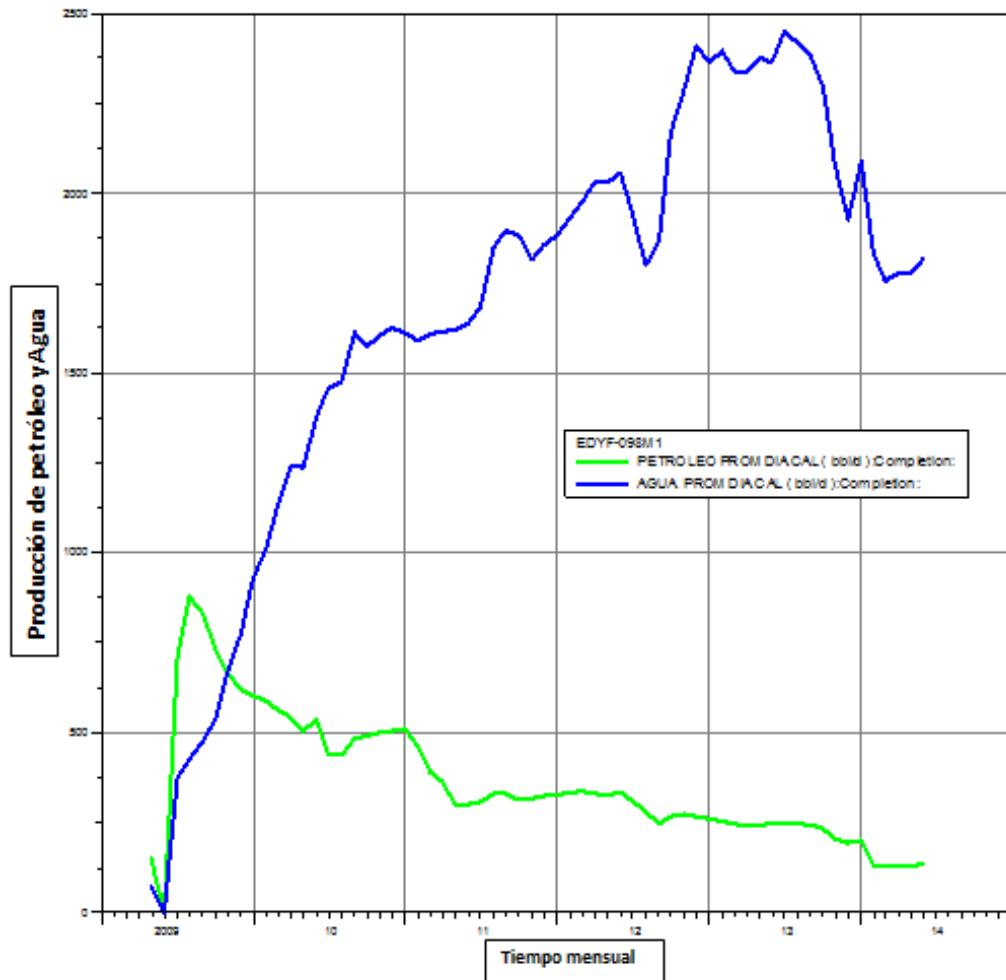


Figura 27. Curva de producción de petróleo y agua. Pozo EDYF-098.

(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)

Según la figura 27 se puede observar una alta producción de agua por lo cual se genera una nueva figura para en la que se utiliza la herramienta informática Oil Field Manager (OFM) perteneciente a la empresa Schlumberger. En el cual aplicamos el análisis con las curvas de Chan como se muestra en la figura 28.

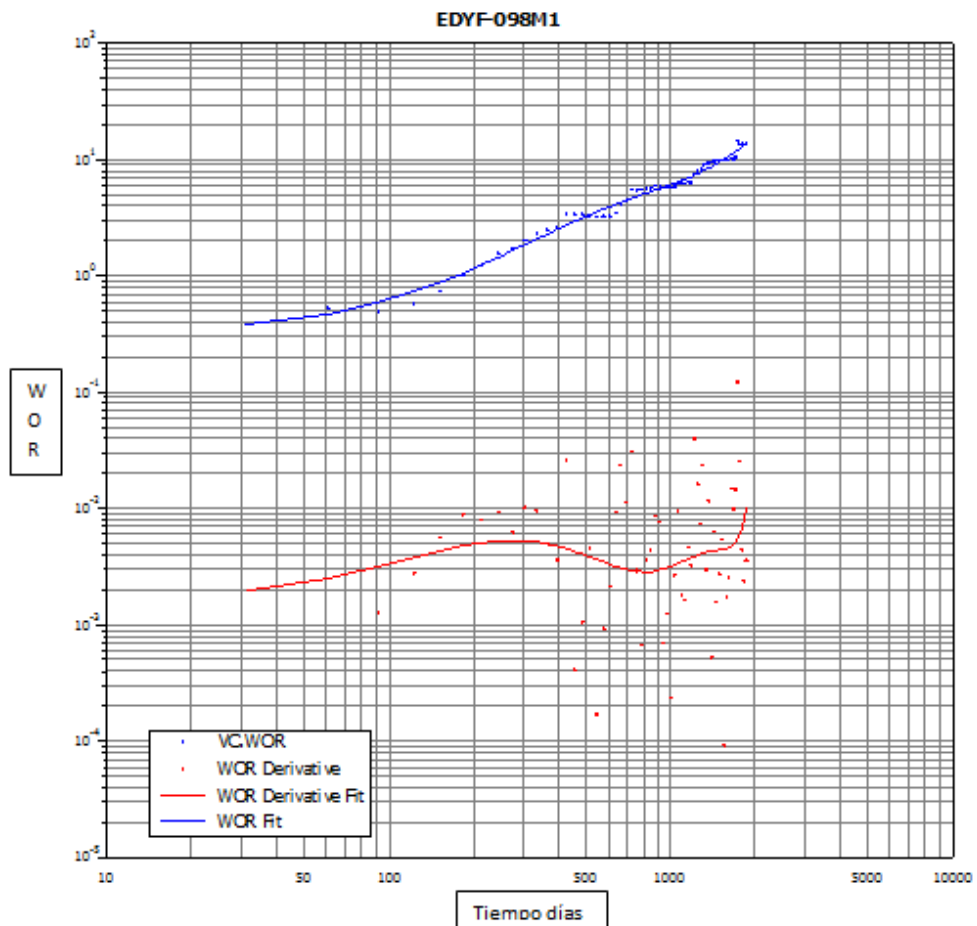


Figura 28. Producción de Petróleo y Agua. Pozo EDYF-098.

(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)

En la figura 28 se observa que las curvas de RAP y RAP' demuestran dos períodos claramente identificados, el primero hasta los 800 días donde existe conificación, posterior a este período la pendiente RAP' cambia radicalmente por lo que el pozo registra según curvas de Chan una canalización tardía debido a que incrementa la pendiente de la curva RAP'.

La completación del pozo EDYF-098 con Gravel Pack se puede observar en el Anexo 2.

En la figura 29 se observa la curva de producción de arena desde abril 2 009 hasta marzo del 2 015.

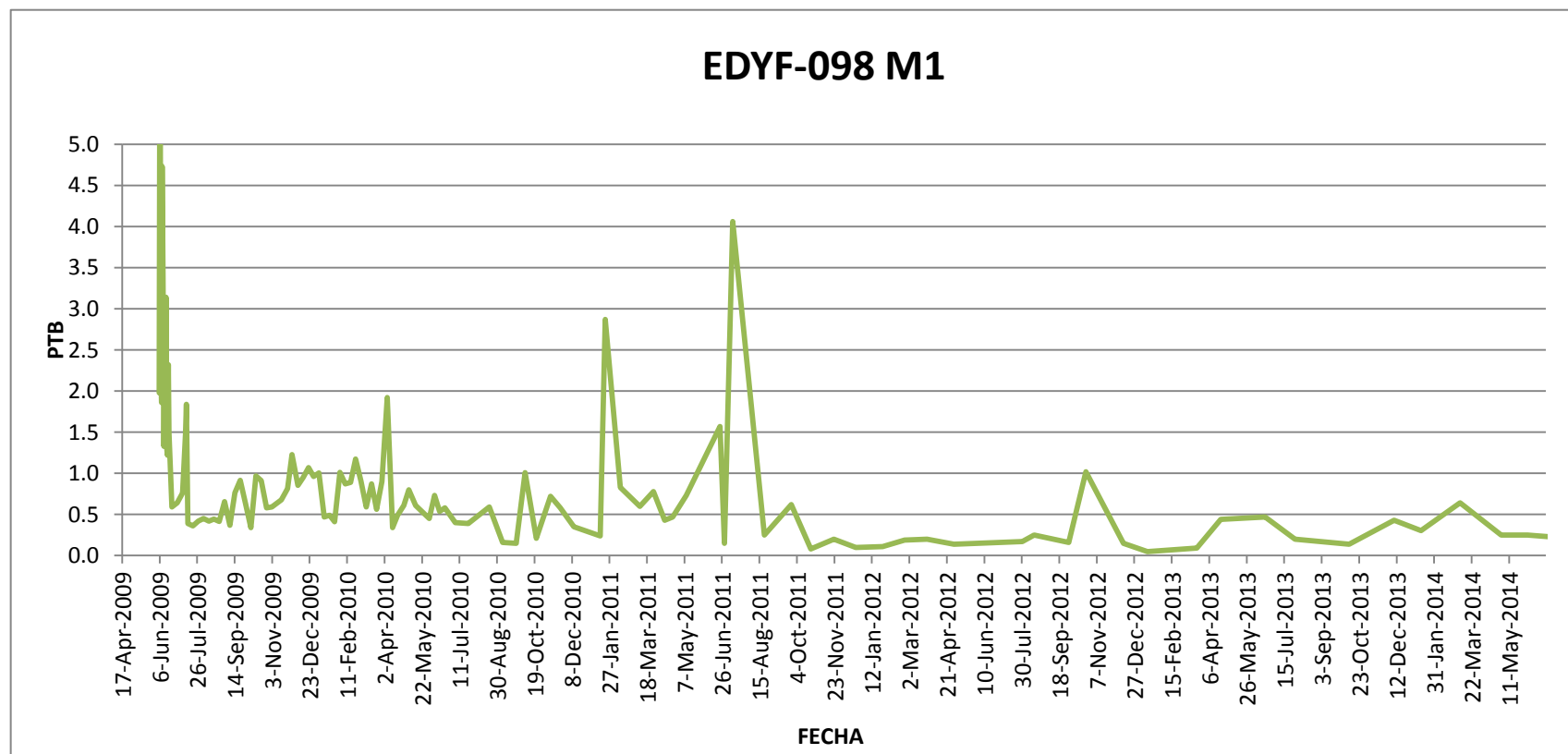


Figura 29. Curva de producción de arena. Pozo EDYF-098.

(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)

3.5.1.2. Análisis y evaluación del pozo EDYF-098.

- El pozo EDYF-098 terminó su etapa de completación el 16 de abril del 2009, la primera prueba reportada al 17 de abril dio una producción de 749 barriles de petróleo con un corte de agua del 40%, el pozo termina de limpiarse en 24 horas y la prueba al 18 de abril da una producción de 1 064 barriles de petróleo con un corte de agua del 30%, este corte de agua y producción se mantienen hasta el 21 de abril del 2009, donde se produce una falla de generación que apaga el pozo, permitiendo que se deposite sólidos sobre la bomba.
- El pozo fue completado con un sistema de control de producción de arena en junio del 2009 de gravel pack al intervalo de 8 580 pies – 8 600 pies (20) de M-1.
- El índice de productividad antes de la instalación del gravel pack era 0.5 (abril 2009), y después aumenta en un 79.82% hasta 2.38 (junio 2009).
- Luego de la instalación del Gravel pack la producción total del fluido se mantiene estabilizada en 1 900 bfpd aproximadamente, pero la producción de crudo disminuye paulatinamente desde 600 bppd (diciembre 2009), hasta 290 bppd (junio 2012), debido al incremento del corte de agua de 50 a 84%.
- La producción de arena disminuyó drásticamente luego de la instalación del sistema de control, registrando valores superiores a 200 PTB (abril 2009), y luego de la instalación con valores menores de 7 PTB aproximadamente. Observar tabla de producción de arena. Anexo 3.
- La disminución de la producción de arena se ve reflejada en la vida útil de los equipos de fondo, pues antes de la instalación del control de arena, falló el equipo BES DN1 750 / 247 etapas (61+85+101) /150 HP por problemas relacionados con la excesiva producción de arena, lo que permitió producir aproximadamente un solo mes (abril 2009).
- Se encuentra una disminución de presión de fondo fluyente de 1 180 a 991 psi, debió a un aumento de frecuencia de 54 a 60.5 Hz, lo que

causó un deterioro del índice de productividad de 1.62 a 1.5 bbl/d/psi, y con ello se redujo la producción de crudo de 879 a 733 bppd. (datos tomados de junio a agosto 2 009 aproximadamente).

- El pozo inicialmente produjo de la arena M-1 sin control de arena, teniendo un índice de productividad de 0.94 y producciones excesivas de arena promedio de 72.70 PTB, que se observa en la tabla 13, valores tomados en abril 2 009, por la excesiva producción de arena se producen daños en el equipo de fondo, lo que obliga a la instalación de un sistema de control de la producción de arena.

Tabla 13. Producción de arena Pozo EDYF-098.

FECHA	PTB	PPM
17-Apr-09	200.93	573.84
18-Apr-09	64.36	183.79
19-Apr-09	39.63	113.16
19-Apr-09	22.83	65.20
20-Apr-09	25.34	72.37
21-Apr-09	69.42	198.25
21-Apr-09	86.38	246.70
	72.70	207.62

(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)

- El índice de productividad actualmente tiene un promedio de 2.76 (enero – marzo 2 015). Calculado con un valor de presión de reservorio de la arena M-1 igual a 1 750 psi. La BSW es 90% (marzo 2 015), que tiene una tendencia creciente estable desde 2 009 (40%). La producción actual del crudo se ubica en 178 bppd (marzo 2 015).

3.5.2. POZO COMPLETADO CON MALLAS POROMAX

A continuación se analiza cada uno de los pozos que operan con mallas de poromax como sistema de control de la producción de arena.

La completación del pozo EDYK-108 con mallas Poromax se puede observar en el Anexo 4.

3.5.2.1. Pozo EDYK-108H

El pozo EDY K-108H fue perforado desde la plataforma K del Campo Edén Yuturi, es un pozo de desarrollo tipo horizontal, para recuperar reservas remanentes del reservorio de la arenisca "M-1" Principal. Se navegó 1 238 pies dentro del reservorio.

El pozo EDY K-108H comenzó el día 26 de Diciembre del 2 009 llegando a una profundidad total de 9 410 pies. La Completación del pozo se la realizo con Poromax para el control de arena.

Las producciones diarias de petróleo y agua el 01 febrero del 2 010 fueron 846 bppd y 3 871bapd respectivamente.

El 21 enero de 2 010 tuvo un disparo de producción de arena de 74.96 PTB, en los siguientes datos tomados el 22 de enero del 2 010 se encontró poca cantidad de arena de 1.13 PTB. El crudo producido tiene una gravedad promedio de 19.0 a 20.0 API.

En la figura 30 se observa la curva de producción de petróleo y agua desde enero del 2 010 hasta enero 2 015.

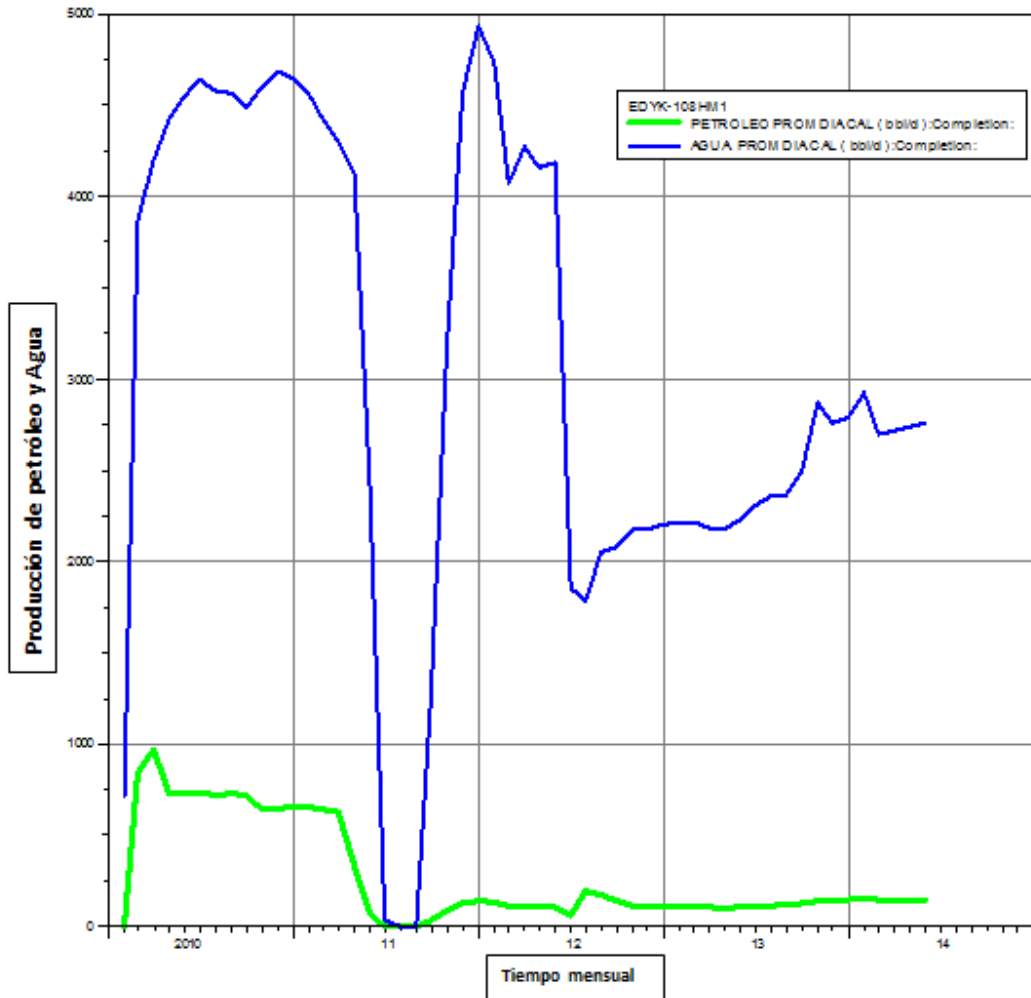


Figura 30. Curva de producción de petróleo y agua. Pozo EDYK-108H.
(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)

Según la figura 30 se puede observar una alta producción de agua por lo cual se genera una nueva figura en el cual aplicamos el análisis con las curvas de Chan como se muestra en la figura 31.

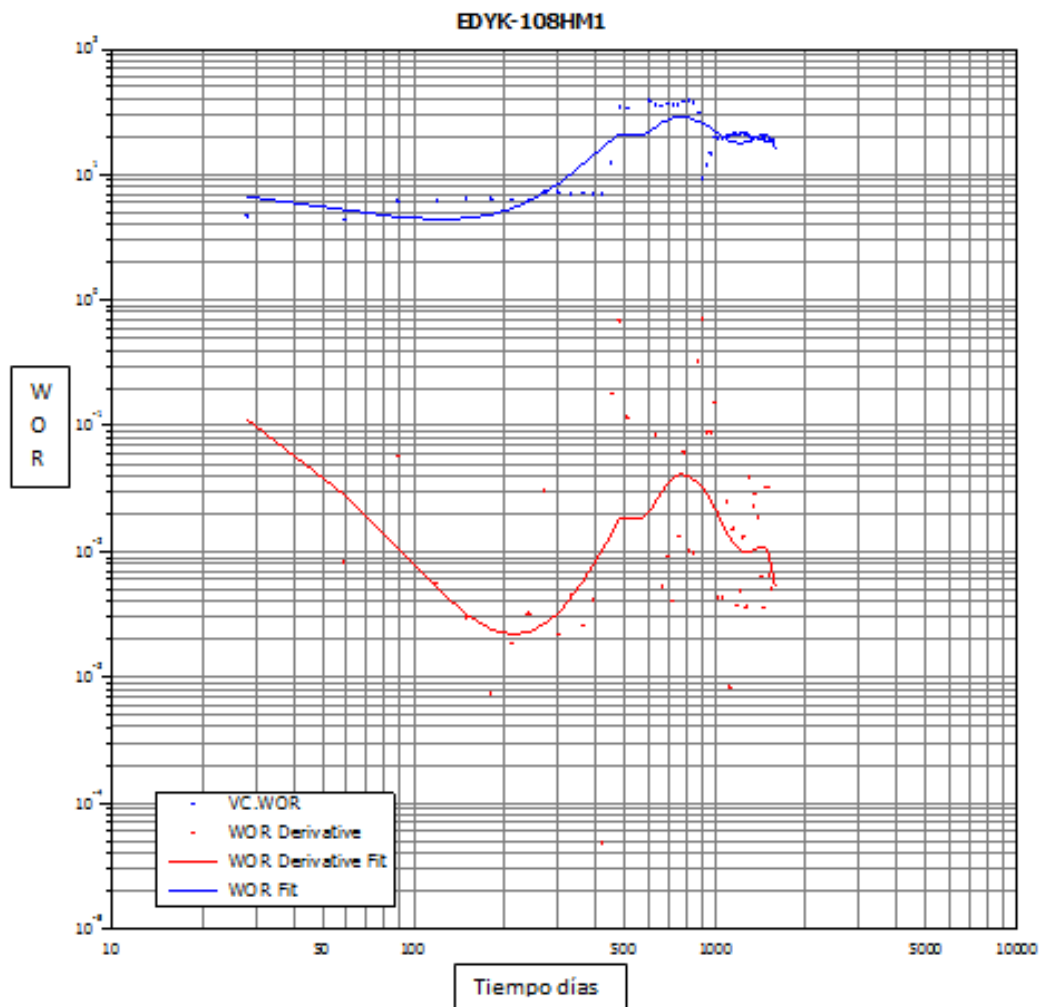


Figura 31. Curvas de Chan. Pozo EDYK-108.

(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)

En la figura 31 se puede observar que las curvas de RAP y RAP' que existen tres períodos claramente identificados, el primero hasta los 200 días donde existe conificación, posterior a este período la pendiente RAP' cambia radicalmente hasta los 800 días por lo se determina que el pozo registra una canalización tardía debido a que incrementa la pendiente de la curva RAP', finalmente la curva vuelve a decrecer y tiende a conificarse.

En la figura 32 se observa la curva de producción de arena del pozo desde enero 2 010 hasta enero 2 014.

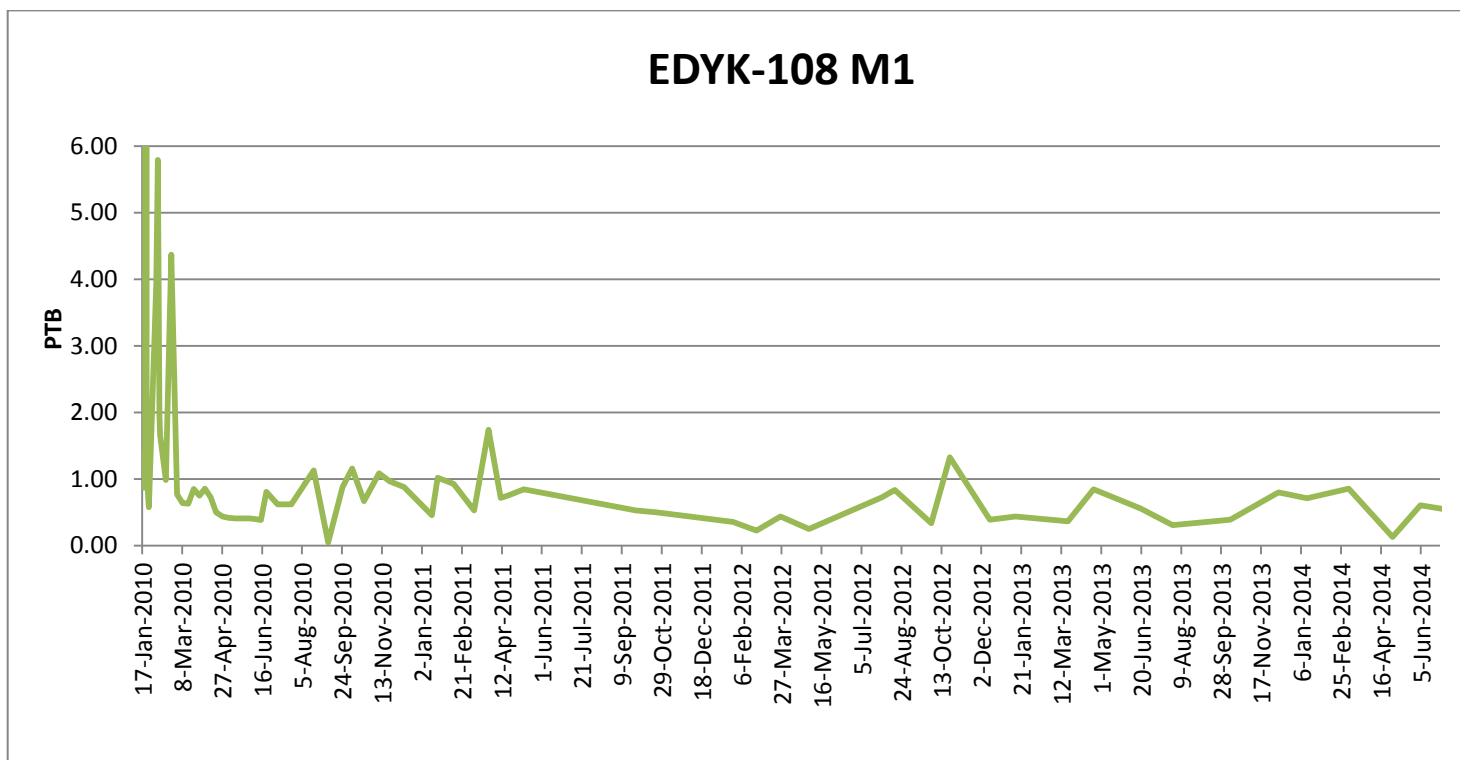


Figura 32. Curva de producción de arena.

(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)

3.5.2.2. Análisis y evaluación del pozo EDYK-108H

- En este pozo se utilizó Mallas Poromax como sistema de control de producción de arena en enero del 2 010.
- Los intervalos productivos de la arena M-1 son: 8 230 pies-8 420 pies y 8 747 pies-9 394 pies.
- El pozo inicialmente produjo sin control de arena, teniendo un índice de productividad de 2.76 y producciones de arena promedio de 9.48 PTB, se puede observar en la tabla 14, valores de en enero 2 010, por la excesiva producción de arena se producen daños en el equipo de fondo, lo que obliga a la instalación de un sistema de control de la producción de arena. La tabla de producción de arena se puede observar en el Anexo 5.

Tabla 14. Producción de arena Pozo EDYF-108H.

FECHA	PTB	PPM
17-Jan-10	1.15	3.28
18-Jan-10	1.36	3.89
19-Jan-10	0.87	2.49
20-Jan-10	1.05	2.99
21-Jan-10	74.96	213.63
22-Jan-10	12.05	34.33
22-Jan-10	1.13	3.23
23-Jan-10	1.05	2.98
24-Jan-10	0.69	1.98
25-Jan-10	0.58	1.65
	9.49	27.04

(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)

- Luego de la instalación de las mallas como control de la producción de arena el IP calculado a partir de las pruebas de producción aumenta a 7.15 (valor promedio Febrero 2 010), valor que se relaciona con el aumento del caudal del fluido producido.
- En noviembre del 2 011 la presión de fondo tiende a elevarse en 300 psi aproximadamente, esto se debe al aumento de BSW de 77% a

93%, y por esta razón el IP también tiende a elevarse de 6.72 hasta los valores de 7.75 (noviembre 2 011 – febrero 2 012).

- En el trabajo de reacondicionamiento se hace un cambio de BES, se saca una bomba SN 3 600 y se baja una SN 2 600, el IP aumenta notoriamente un valor promedio de 7.54 (entre Febrero 2 010 – Octubre 2 011) hasta (Mayo – Agosto 2 012), esto se ve reflejado en el aumento de producción de petróleo desde 111 bppd hasta 172 bppd, en agosto 2 012.
- Se presenta una caída de presión de fondo en agosto del 2 012, disminuyendo en aproximadamente 100 psi, produciéndose una reducción de producción de crudo desde 172 bppd hasta 132 bppd (valor promedio agosto 2 012 – septiembre 2 013).
- La eficiencia de control de arena ha sido buena o muy buena, ya que el primero y único cambio de equipo BES realizado en el pozo después de la completación fue por falla eléctrica mas no por problemas relacionados con la producción de arena.

Cambios de equipo BES durante el Reacondicionamiento No. 1:

1. BES SN 3 600 169 etapas, 800 días de operación (Enero 2 010 – Junio 2 012).
 2. BES SN 2 600, 360 días de operación correspondiente a (Junio 2 012 – Mayo 2 013)
- Es notorio que el índice de productividad tiende a elevarse luego de salir de un reacondicionamiento, esto se explica fácilmente puesto que la presión de fondo se incrementa.
 - En cuanto a la producción de arena se reduce considerablemente luego de la instalación del control, pues los valores de arena en el mes de Enero 2 010 antes de la instalación del control fluctuaban entre 12.05 y 74.96 PTB, y luego de la instalación del control, la gran parte de los controles reportan menos de 4 PTB.

3.5.3. EVALUACIÓN GENERAL

3.5.3.1. Pozo completado con Gravel Pack, pozo EDYF-098

Después de haber analizado el desempeño de las empacaduras con grava en el pozo EDYF-098, se puede establecer que el Gravel Pack es un sistema eficiente de control de arena.

Una vez en operación el Gravel Pack tiene la tendencia a taponarse produciendo una mayor reducción al flujo, por lo que es recomendable hacer limpiezas periódicas del sistema de control, y que se determina el momento una vez que la presión de fondo fluyente (pwf) ha disminuido abruptamente. Durante la producción se debe evitar un excesivo “drawdown” para prevenir la involuntaria producción de arena. Es decir, será necesario controlar el caudal de producción del pozo

Luego de la instalación de un gravel pack la producción de arena se reduce hasta valores inferiores a 3 PTB, lo que se ve ampliamente reflejado en el aumento de la vida útil de los equipos de fondo.

Tabla 15. Comparación IP y PTB.

Pozo	Sin Gravel Pack		Con Gravel Pack		Variación	
	IP	PTB	IP	PTB	IP (%)	PTB (%)
EDYF-098	0.5	72.7	1.41	2.38	+79.82	-97.53

En las Figuras 33 y 34 se observa el comportamiento del índice de productividad y la producción de arena, antes, después de la instalación de un gravel pack y los datos actuales al 2 015.

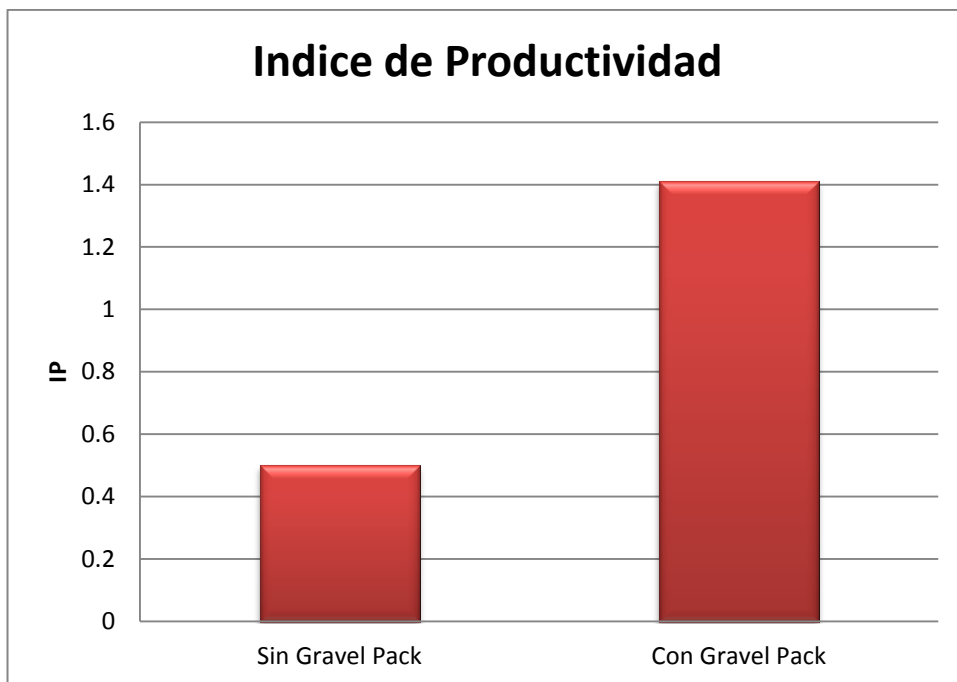


Figura 33. Variación del Índice de Productividad.

El incremento del índice de productividad está relacionado con el aumento de la presión de fondo fluyente.

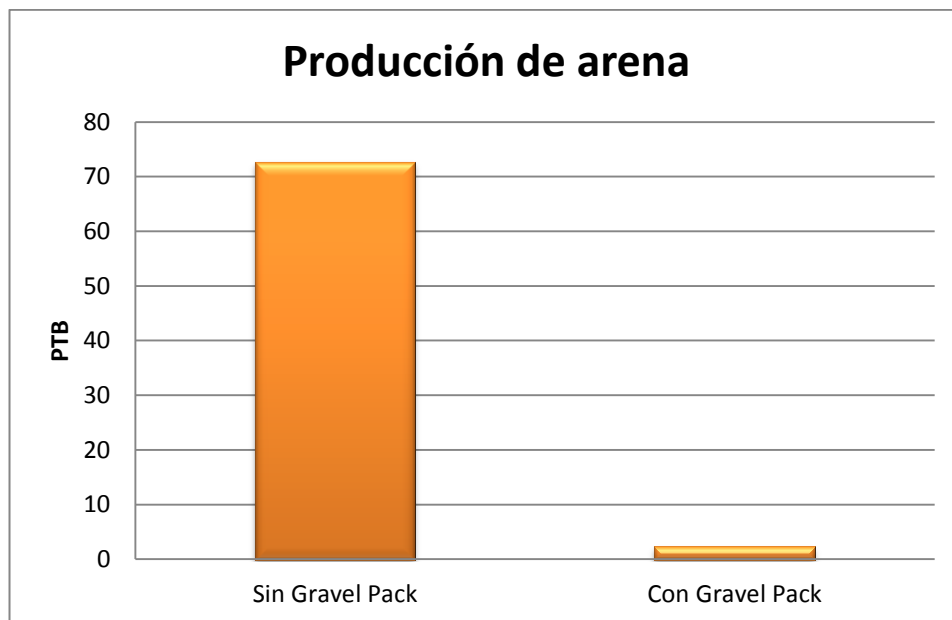


Figura 34. Variación de la producción de arena.

Los controles de sólidos realizados en el año 2015 no reportan presencia de arena en el pozo.

3.5.4. POZO COMPLETADO CON MALLAS POROMAX, EDYK-108H.

El desempeño de las mallas Poromax en el pozo EDYK-108H se le puede calificar como satisfactorio, pues redujo la producción de arena en un 86%, como se puede observar en la tabla 16, el índice de productividad me aumenta en un 58.74% y se mantiene estabilizado desde 2 010 a 2 011 en tanto que la producción de crudo ha disminuido paulatinamente, debido al incremento del BSW.

Tabla 16. Comparación IP y PTB.

Pozo	Sin Mallas Poromax		Con Mallas Poromax		Variación	
	IP	PTB	IP	PTB	IP (%)	PTB (%)
EDYK-108H	2.76	9.48	6.69	1.32	+ 58.74	-86.08

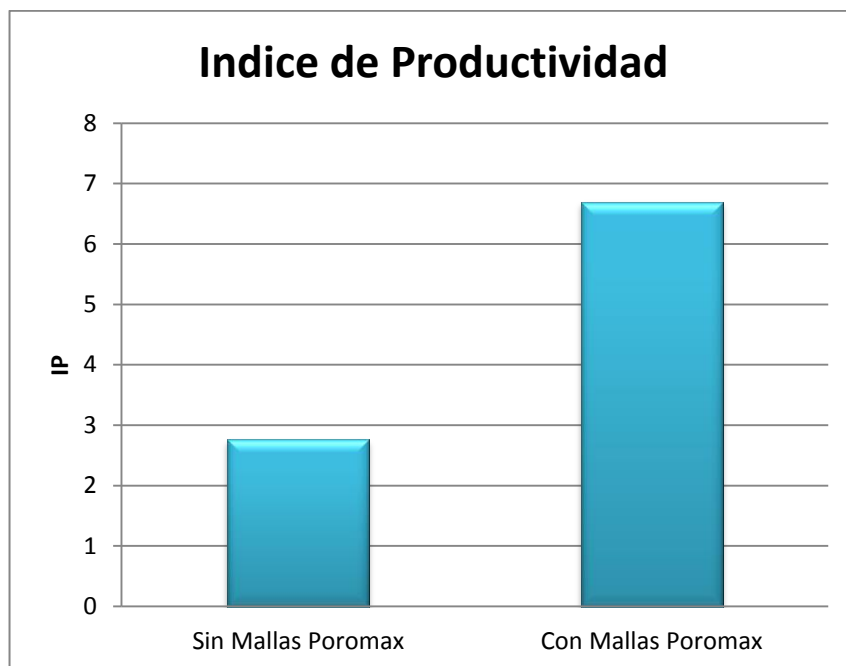


Figura 35. Variación del Índice de Productividad.

El incremento del índice de productividad está relacionado con el aumento del corte de agua, y la presión de fondo fluyente.

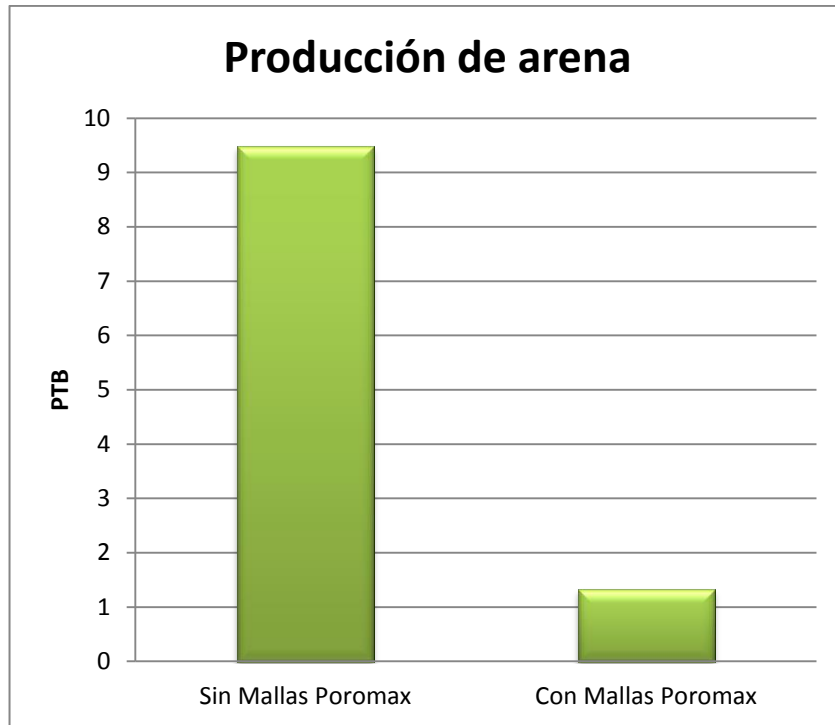


Figura 36. Variación de la producción de arena.

Los controles de solidos realizados en el año 2 015 reportan poca presencia de arena en el pozo.

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.

4.1. INTRODUCCIÓN

Antes de poner en marcha un proyecto de inversión, se deben analizar varios parámetros de aspecto técnico, económico, social, ambiental, etc., para establecer su factibilidad y viabilidad. Por tanto la puesta en marcha del proyecto dependerá del equilibrio de cada uno de estos factores.

Uno de los aspectos más importantes en un estudio de factibilidad es el económico, que sin descuidar los otros aspectos, que define la forma de decisión de un proyecto. De allí la necesidad de establecer un equilibrio entre la parte técnica, ambiental y económica, con el objetivo de incrementar las probabilidades de éxito.

4.2. FLUJO NETO DE CAJA

El flujo neto de caja es igual a la suma de los ingresos previstos menos el monto de los egresos correspondientes a un determinado período de tiempo, lo que nos permite evaluar una inversión.

$$FNC_K = I_K - E_K \quad \text{Ec [4]}$$

Dónde:

K= número de periodo (total 12 periodos).

FNCK= Flujo Neto de Caja del proyecto correspondiente al periodo K.

Ik =Ingresos previstos del proyecto correspondiente al periodo K.

Ek =Egresos previstos del proyecto correspondiente al periodo K

Este cálculo es fundamental para obtener el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

4.3. VALOR ACTUAL NETO

El VAN es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto, si el resultado es positivo, el proyecto es viable. La tasa de interés con la que se descuenta el flujo neto proyectado, es el rendimiento o rentabilidad mínima, que se espera ganar.

A continuación se presenta la fórmula para calcular el VAN

$$VAN = -A + \sum_{K=1}^n \frac{FNC_K}{(1+r)^K} \quad \text{Ec [5]}$$

Dónde:

FNC_k = Flujo Neto de Caja del proyecto correspondiente al periodo K.

r = Tasa de actualización o de descuento (% anual)

A = Inversión inicial (USD)

N = Período considerado en el Flujo Neto de Caja (meses)

Resultados del VAN

- Si el VAN es mayor a cero (es positivo), la inversión será aceptada ya que el proyecto es factible.
- Si el VAN es igual a cero existe la posibilidad de aceptar la inversión ya que el proyecto regresa únicamente el desembolso inicial.
- Si el VAN es menos a cero (es negativo) la inversión debe ser rechazada ya que el proyecto no es factible.

4.4. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Se denomina Tasa Interna de Retorno (TIR) a la tasa de descuento que hace que el VAN de una inversión sea igual a cero. Es decir es el punto en el tiempo en que se recupera la inversión y se comienza a generar utilidades.

El TIR es un indicador de la eficacia de una inversión, a través de este se considera que un proyecto de inversión es rentable.

4.5. RELACIÓN BENEFICIO COSTO (B/C)

Método de muy fácil aplicación, comprensión y comunicación, parte de la simple pregunta ¿cuánto es lo que se obtiene a partir de lo que se invierte? Se define como el cociente del valor presente neto, sobre el monto de capital inicial asignado.

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio de la relación costo beneficio parte de la premisa de que los beneficios deben exceder siempre a los costos, es decir, Si la B/C es mayor que 1 el proyecto es rentable, es capaz de generar ganancias a partir de la inversión. Por lo contrario, si la relación es menor que 1, el proyecto no es capaz de cubrir la totalidad de sus gastos. Si la B/C es igual a 1 se considera que, los beneficios y los costos se igualan, cubriendo apenas el costo mínimo, atribuible a la tasa de actualización.

4.6. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO ALFA

El esquema mecánico del pozo ALFA se encuentra en el Anexo 6.

4.6.1.1. COSTOS DEL PROYECTO

Los costos asociados al proyecto corresponden a los costos de inversión, y a la mayor utilización de recursos debido al proyecto. También forman parte de los costos, todos aquellos beneficios que se obtienen antes del proyecto y que, posteriormente, con su materialización se dejarán de percibir. Como costos del proyecto se toman en cuenta los costos de completación.

Tabla 17. Costos de completación.

COSTOS DE COMPLETACION		
SERVICIO	MATERIAL	COSTOS REALES (USD)
TORRE DE WO MOVILIZACION	Torre, herramientas, personal	131 407.00
GRAVEL PACK	Equipos y Personal	234 500.00
REGISTROS CAÑONEO	Equipos y Personal	90 720.00
REGISTROS CEMENTACION	Equipos y Personal	-
CEMENTACION	Equipos y Personal	-

MATERIALES	Brocas, filtros, tubing, compl de fondo	43 490.00
SERVICIOS MISELANEOS	M. Ambiente, Slickline, vacum	8 144.00
RENTAS	Speed well, Drill pipe, montacargas, herramientas	124 271.00
Subtotal		632 532.00
Contingencias		63 253.00
IVA 12%		83 494.20
TOTAL		779 279.20

(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)

4.6.1.2. Ingresos del Proyecto

Los ingresos económicos del proyecto se obtienen de la producción de petróleo tomando 50 dólares como precio de un barril de petróleo, precio tomado de “Noticias de la Industria” entregado por la Secretaría de Hidrocarburos. La evaluación mensual del precio WTI se puede observar en la figura 37. Los datos de producción mensual al año 2016 se presentan en la tabla 18.

Tabla 18. Producción anual de petróleo.

PRODUCCION MENSUAL DE PETROLEO (2016)	
Meses	barriles
enero	7 810
febrero	7 661
marzo	7 515
abril	7 371
mayo	7 230
junio	7 092
julio	6 957
agosto	6 824
septiembre	6 693
octubre	6 566
noviembre	6 440
diciembre	6 317

(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)

EVOLUCIÓN MENSUAL DEL PRECIO WTI



Figura 37. Precio petróleo WTI.

(Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador, 2015)

Para realizar el cálculo del Flujo Neto de Caja del TIR y el VAN es necesario tomar en cuenta los siguientes datos:

- Costo operativo por barril de petróleo es 8.49 USD que utiliza la empresa Petroamazonas EP para el 2015.
- Tasa de interés anual que utiliza la empresa Petroamazonas EP es de 12% por lo tanto tendremos el 1% mensual.
- El precio del crudo oriente es de 50 USD, considerando un diferencial o castigo de 3.08 USD, debido a que es más pesado y tiene mayor contenido de azufre.

Tabla 19. Pronostico de Producción de Petróleo del pozo EDYA-056H.

2015												
Fecha	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	Sep	oct	nov	dic
Producción Diaria (bls)	324	318	311	306	300	294	288	283	277	272	267	262
Producción Mensual (bls)	9 844	9 656	9 471	9 290	9 113	8 939	8 768	8 601	8 436	8 275	8 117	7 962
Producción Annual (bls)	106 472											
2016												
Fecha	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	Sep	oct	nov	dic
Producción Diaria (bls)	257	252	247	242	238	233	229	224	220	216	212	208
Producción Mensual (bls)	7 810	7 661	7 515	7 371	7 230	7 092	6 957	6 824	6 693	6 566	6 440	6 317
Producción Annual (bls)	84 476											

(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)

4.6.1.3. Cálculo del Flujo Neto de Caja

Tabla 20. Cálculos de flujo de caja.

ITEMS	Inversión	2016											
		enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
INVERSION (USD)	-779 279												
PRODUCCION (BLS)		7 810	7 661	7 515	7 371	7 230	7 092	6 957	6 824	6 693	6 566	6 440	6 317
COSTO ESTIMADO BARRIL (USD)		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
INGRESOS (USD)		390 501	383 042	375 726	368 550	361 510	354 606	347 833	341 189	334 672	328 280	322 010	315 860
COSTO ESTIMADO DE PRODUCCION (USD)		8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49	8.49
EGRESOS (USD)		66 307	65 041	63 798	62 580	61 384	60 212	59 062	57 934	56 827	55 742	54 677	53 633
FLUJO DE CAJA (USD)		324 194	318 002	311 928	305 970	300 126	294 394	288 771	283 255	277 845	272 538	267 333	262 227
FLUJO NETO FONDOS FUTUROS (VAN)		320 984	311 736	302 754	294 031	285 560	277 332	269 342	261 581	254 045	246 725	239 617	232 713

4.6.1.4. Resultados

En la tabla 21 se detalla los resultados del Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), Relación beneficio costo y los días de recuperación de la inversión del pozo.

Tabla 21. Resumen VAN y TIR.

Tasa de descuento (Anual)	12.00%
Tasa de descuento (Mensual)	1.00%
Valor actual neto	2 517 140
TIR	39%
B/C	4.23

La relación beneficio costo para este proyecto es de 4.23, por lo tanto por cada dólar que se gasta se obtiene 3.23 USD de ganancia.

Tabla 22. Periodo de recuperación de la inversión.

PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN			
Meses	INVERSIÓN	FLUJOS	FLUJOS ACUMULADOS
0	-779 279.20	-779 279.20	-779 279.20
1		324 193.75	-455 085.45
2		318 001.65	-137 083.79
3		311 927.82	174 844.03
4		305 970.00	480 814.03
5		300 125.97	780 940.00
6		294 393.57	1 075 333.57
7		288 770.65	1 364 104.21
8		283 255.13	1 647 359.34
9		277 844.96	1 925 204.30
10		272 538.12	2 197 742.42
11		267 332.64	2 465 075.06
12		262 226.59	2 727 301.65

Tabla 23. Tiempo de recuperación.

PRI	Meses	2
	Días	10

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- La implementación de Mallas PoroMax en pozos horizontales ha dado buenos resultados en el control de la producción de arena, en general la producción de arena en el pozo EDYF-108H se ha mantenido por debajo de los 2 PTB, desde su implementación.
- Los pozos completados frente a formaciones poco consolidadas y con porosidades superiores al 30% son potenciales productores de arena y en el caso del campo Edén Yuturi los pozos completados frente a la arena M-1, con porosidades de 27% ya presentan problemas de producción de arena.
- Las consecuencias del incremento de corte de agua de los pozos productores de la arena M-1 son por un aumento en la producción de arena y por incremento en el índice de productividad.
- La empacadura con grava reduce la producción de arena entre un 70 y 98% manteniéndolas por debajo de los 6 PTB en el pozo EDYF-098.
- En los pozos EDYF-098 y EDYK-108 por producir de la arena M-1 una arena no consolidada se consideró implementar sistema de control de arena Gravel Pack en el primer pozo en el intervalo 8 580 pies -8 600 pies, y sistema de mallas Poromax en el intervalo 8 230 pies a 8 400 pies en el segundo pozo, con el fin de reducir la producción de arena.
- Al realizar el trabajo de Gravel Pack en el pozo se tiene un incremento de producción en sus dos primeros años luego de lo cual decrece, de igual forma ayuda a evitar la producción de arena la cual produce erosión en la completación del pozo.

- Un incremento brusco en la frecuencia de operación de los equipos de fondo crea un elevado diferencial de presión que puede ocasionar un taponamiento acelerado del sistema de empacadura con grava.
- Se observa un incremento de IP después de la instalación de los controles de arena posteriormente éste tiende a disminuir posiblemente causada por acumulación de sólidos a nivel de las perforaciones ya que la zona productora es de la arenisca M-1. Esto obstruye el flujo natural de la formación.
- Mediante los análisis realizados se determinó que la tecnología Gravel pack muestra una mayor eficiencia en la reducción de producción de arena, por los resultados obtenidos el pozo EDYF-098.
- Según los resultados del estudio económico del pozo Alfa se determinó que la instalación de estas tecnologías son factibles debido a que el tiempo de recuperación de la inversión es de 2 meses y 10 días, un TIR de 39% y el VAN de 2 517 140 USD, utilizando los valores actuales al precio del petróleo, los costos de las dos tecnologías no tienen marcada diferencia respecto a su valor.

5.2. RECOMENDACIONES

- Establecer una base de datos confiable de los pozos que presentaron problemas de arenamiento.
- Para la implementación de estas tecnologías se recomienda seleccionar pozos nuevos que no hayan tenido problemas operacionales serios y a la vez en pozos que hayan tenido un historial trascendente de producción de arena.
- Realizar un seguimiento constante de las pruebas (cada 15 días) y muestras (cada semana) de los pozos del campo Edén Yuturi, para observar mejor su comportamiento.
- Se debe tener un conocimiento sólido de estas tecnologías y funcionamiento de los equipos para determinar sus ventajas y desventajas.
- Se recomienda minimizar el impacto de los sólidos en futuras instalaciones para alargar la vida útil del equipo BES.
- Se recomienda contar con los datos de producción de arena reales y actualizados, para un mejor diseño que permita pronosticar el comportamiento del pozo.
- Tomar en cuenta diferentes factores operativos que intervienen en la inversión inicial y posibles contingencias para realizar el análisis económico.
- Se recomienda la implementación del sistema Gravel Pack en pozos contengan arenas no consolidadas debido a que se evidenció una disminución de la producción de contenido de arena en el pozo en estudio.

BIBLIOGRAFÍA GENERAL

- Aguirre , E., & Rivas, Y. (2004). *Completación de pozos petroleros*.
- Amaya, D. (2012). Diseño de completación de fondo con gravel pack para control de arena en el yacimiento M-1 del campo EDÉN YUTURI. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Base de Datos del Departamento SHE. (Febrero de 2012). Reforma al Plan de Desarrollo del Campo Edén Yuturi. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Departamento de Reservorios, & Petroamazonas EP. (2014). *Reservas Eden Yuturi*.
- Ep petroecuador. (2013). *El petroleo en el Ecuador la nueva era petrolera*. Quito.
- Esparza, D. (Mayo de 2012). Diseño de completación de fondo con gravel pack para control de arena en el yacimiento M-1 del campo Edén Yuturi. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Fernandez, M. (2010). Estudio de las causas que provocaron problemas de arenamiento en los pozos del Distrito Cabrutica. Maturin.
- Guillemot. (2013). *Slideshare*. Recuperado el 18 de Marzo de 2015, de <http://www.slideshare.net/davpett/control-de-arena>
- HALLIBURTON. (Agosto de 2008). *SAND CONTROL Mallas PoroMax®*. Recuperado el 2 de Marzo de 2015, de <http://www.halliburton.com>
- HALLIBURTON. (Julio de 2011). *Malla PetroGuard® Advanced*. Recuperado el 2 de Marzo de 2015, de http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Data_Sheets/web/H/H05732S.pdf
- HALLIBURTON. (2013). *EquiFlow® Inflow Control Device*. Recuperado el 2 de Marzo de 2015, de <http://www.halliburton.com/en-US/ps/completions/sand-control/screens/inflow-control/equiflow-icd.page#>
- Herramientas de Ingeniería*. (s.f.). Recuperado el 10 de Febrero de 2015, de http://www.herramientasingeneria.com/onlinecalc/spa/ppm-mg_m3.php

Laboratorio Químico, & Petroamazonas EP. (2011). POUND THOUSAND BARRELS. Quito, Pichincha, Ecuador.

Monografías. (2013). *BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE*.

Monografías. (2015). *Análisis financiero*. Quito.

Montesdeoca, H. (Enero de 2008). Evaluación y Control actualizado de la Producción de arena del Campo Fanny 18-B del bloque Tarapoa. Quito.

Obando, S., & Guayachamin, D. (Julio de 2012). Estudio Técnico Económico de completaciones dobles en pozos del campo Eden Yuturi. Quito, Pichincha, Ecuador.

Petroamazonas EP. (20 de Marzo de 2011). Características Petrofísicas. Quito, Pichincha, Ecuador.

Portal del Petrolero. (Octubre de 2012). *Portal del Petrolero*. Recuperado el Miércoles de Junio de 2015, de <http://www.portaldelpetroleo.com/2009/03/diagnostico-de-produccion-de-agua.html>

Ruiz, J. (2010). Control de arena en la terminación de pozos terciarios del campo Ita. Quito, Pichincha, Ecuador.

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador. (24 de Julio de 2015). Noticias de la Industria.

Secretaría de Hidrocarburos, & Petroamazonas EP. (2014). Producción de arena. *Eden Yuturi*.

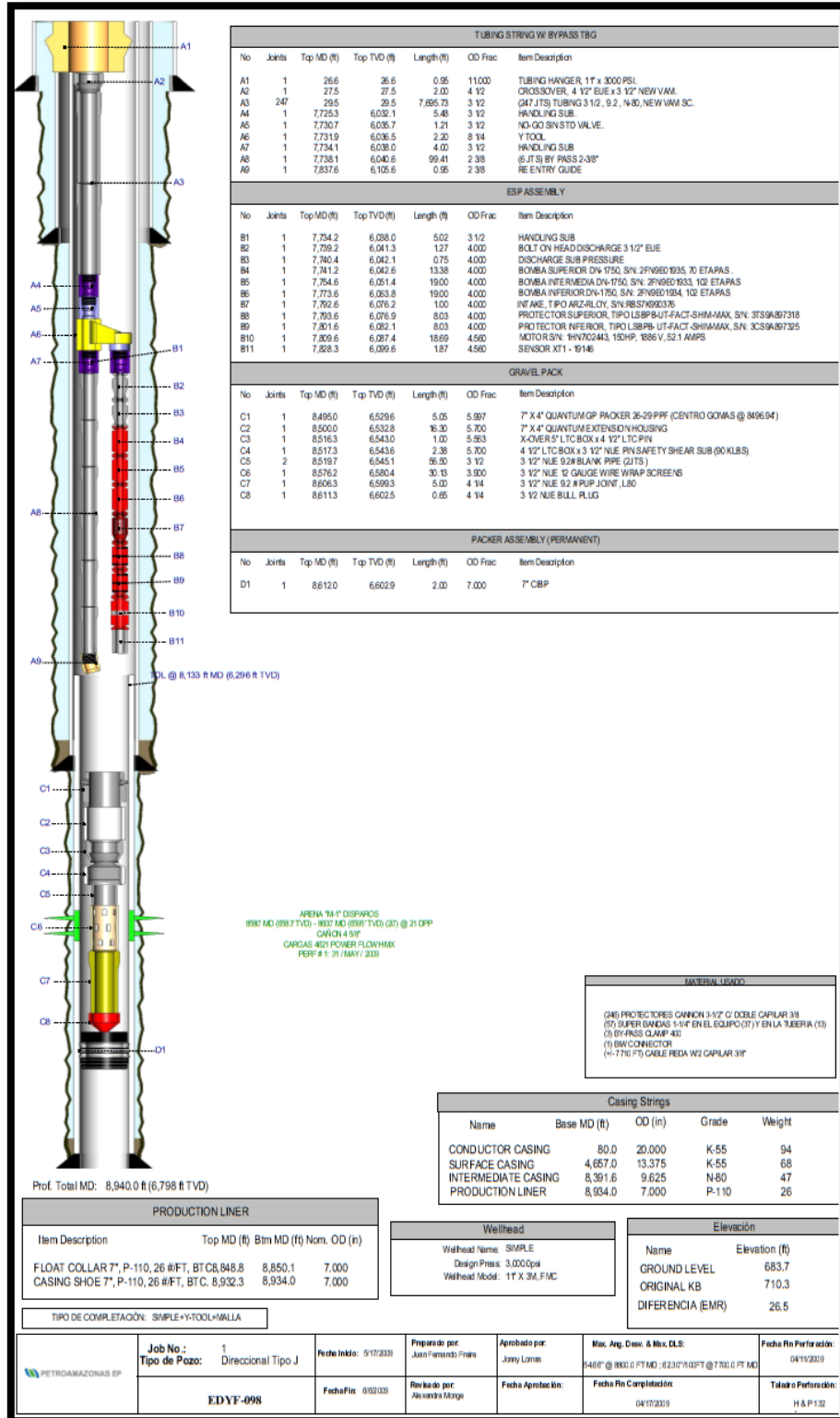
ANEXOS

ANEXO 1: TABLA PTB POZOS ARENA M-1

PTB EN LOS POZOS ARENA M1																
FECHA	29-Jun-11															
POZO	9-Apr-11		21-Apr-11		9-May-11		21-May-11		23-Jun-11		29-Jun-11		10-Jul-11		27-Jul-11	
	PTB	ppm	PTB	ppm	PTB	ppm	PTB	ppm	PTB	ppm	PTB	ppm	PTB	ppm	PTB	ppm
EDYA-001 M1	0,70	2,01	1,16	3,32	1,34	3,82	0,34	0,98	0,41	1,16	0,33	0,95	0,20	0,56	0,29	0,83
EDYA-031 M1	0,34	0,96	0,81	2,31	0,98	2,78	0,59	1,67	0,76	2,16	0,23	0,66	0,60	1,70	0,89	2,54
EDYA-056 HM1	1,57	4,47	0,45	1,27	0,33	0,95	0,36	1,02	0,41	1,17	0,20	0,57	0,13	0,37	0,19	0,55
EDYA-057 HM1	0,88	2,49	0,44	1,26	0,59	1,70	0,36	1,03	0,68	1,93	0,32	0,90	0,18	0,51	0,20	0,58
EDYA-058 M1																
EDYB-47 M1	1,47	4,19	0,43	1,24	2,15	6,13	0,64	1,83	0,94	2,69	1,89	5,39	2,07	5,90	0,29	0,82
EDYB-051S1HM1	0,48	1,38	0,80	2,27	1,81	5,15	0,37	1,06	0,44	1,25	0,61	1,75	0,88	2,51	0,38	1,08
EDYC-022 HM1	1,58	4,49									0,46	1,31	2,29	6,53	0,53	1,52
EDYC-030 M1	1,36	3,88									0,41	1,16	0,40	1,14	1,35	3,83
EDYC-091HM1	0,40	1,15									0,24	0,69	0,19	0,55	0,06	0,18
EDYC095 HM1	0,16	0,46									0,30	0,86	0,32	0,90	OFF	OFF
EDYD-038 M1	4,77	13,59	4,83	13,77	3,81	10,85	6,39	18,20	0,41	1,16						
EDYD-048 H M1	1,48	4,23	0,59	1,69	0,81	2,31	0,34	0,96	0,71	2,03	0,56	1,60	0,18	0,50	0,38	1,07
EDYD-050 M1	0,89	2,52	0,71	2,02	1,11	3,15	0,29	0,81	0,54	1,55	0,27	0,77	0,30	0,85	0,08	0,23
EDYD-114 M1	0,34	0,98	0,36	1,03	0,39	1,12	0,36	1,02	1,37	3,90	0,11	0,30	0,38	1,08	0,27	0,77
EDYE-019 M1	0,68	1,93	0,82	2,34	0,76	2,15			0,11	0,31	0,11	0,31	0,22	0,63	4,16	11,86
EDYF-033 M1	0,45	1,27	0,45	1,29	0,19	0,55	0,34	0,97	0,41	1,17	0,15	0,43	0,18	0,50	OFF	OFF
EDYF-037 M1	0,66	1,88	0,63	1,79	0,63	1,80			0,20	0,57	0,20	2,37	0,20	0,56	0,93	2,65
EDYF-061AHM1	0,46	1,32	0,62	1,77	0,77	2,21	0,55	1,57	0,63	1,80	0,26	0,75	0,20	0,57	0,20	0,57
EDYF-097M1	2,25	6,44														
EDYF-098M1	0,43	1,24	0,47	1,33	0,73	2,08	0,44	1,25	1,57	4,49	0,15	0,44	4,06	11,59	0,00	0,00
EDYF-116 M1	3,81	10,89	6,39	18,24	3,16	9,02	0,36	1,03	3,71	10,60	4,17	11,91	92,31	263,62	108,57	310,06
EDYF-118 H M1	0,13	0,37	0,78	2,22	0,41	1,18	0,67	1,90	1,07	3,05	0,10	0,29	0,14	0,41	0,25	0,71
EDYG-034 M1																
EDYG-036 M1	1,14	3,26	0,44	1,25	0,86	2,46	0,34	0,98	0,97	2,76	0,35	0,99	0,44	1,27	0,74	2,12
EDYK-108 M1	0,72	2,05	0,76	2,17	0,85	2,42	0,57	1,63	#DIV/0!	#DIV/0!						
EDYK-112 M1	0,70	2,00	0,38	1,07	0,51	1,45	0,37	1,04	1,18	3,37	0,42	1,19	0,18	0,53	0,00	0,00
EDYL-132 M1	3,64	10,37	3,96	11,27	2,76	7,86	13,50	38,47	2,76	7,86	0,61	1,75	2,42	6,91	0,16	0,45

(Petroamazonas EP, 2011)

Anexo 2. Completación Mecánica del Pozo EDYF-098.



(Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador, 2015)

Anexo 3. Producción de arena del Pozo EDYF-098.

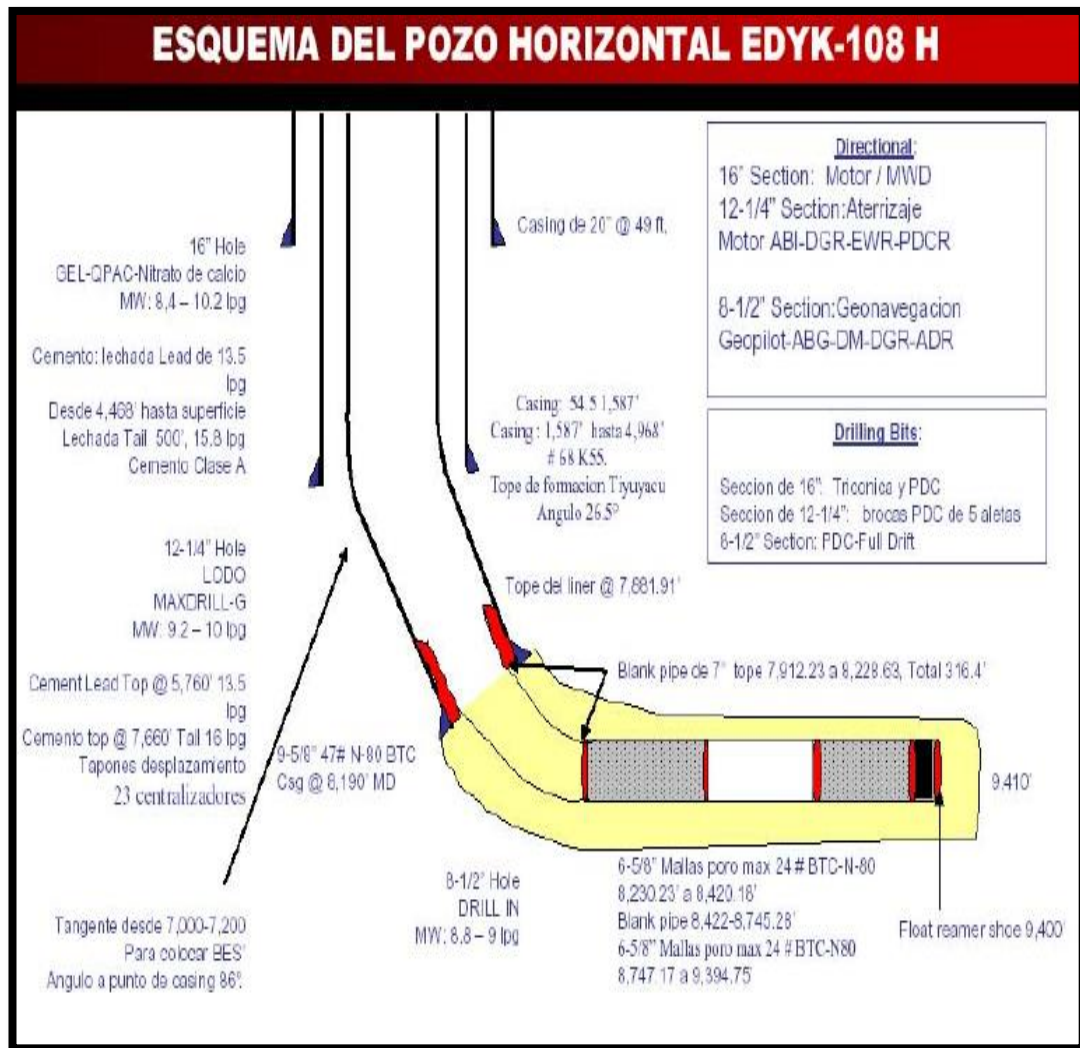
EDYF-098 M1		
FECHA	PTB	PPM
17-Apr-09	200.93	573.84
18-Apr-09	64.36	183.79
19-Apr-09	39.63	113.16
19-Apr-09	22.83	65.20
20-Apr-09	25.34	72.37
21-Apr-09	69.42	198.25
21-Apr-09	86.38	246.70
28-Apr-09		
10-May-09	W.O.	
18-May-09		
25-May-09		
5-Jun-09	1.98	5.65
6-Jun-09	7.52	21.47
7-Jun-09	2.31	6.58
8-Jun-09	1.86	5.3
9-Jun-09	4.73	13.52
10-Jun-09	3.39	9.67
11-Jun-09	1.33	3.81
12-Jun-09	2.15	6.15
13-Jun-09	2.03	5.8
14-Jun-09	3.14	8.96
15-Jun-09	1.29	3.67
16-Jun-09	1.22	3.47
17-Jun-09	2.32	6.62
18-Jun-09	1.5	4.3
22-Jun-09	0.59	1.7
29-Jun-09	0.64	1.82
6-Jul-09	0.76	2.17
10-Jul-09	1.48	4.21
11-Jul-09	1.84	5.25
13-Jul-09	0.39	1.1
20-Jul-09	0.36	1.03
27-Jul-09	0.42	1.19
3-Aug-09	0.45	1.3
10-Aug-09	0.42	1.2
17-Aug-09	0.44	1.27
24-Aug-09	0.42	1.19
31-Aug-09	0.66	1.87
7-Sep-09	0.37	1.05
14-Sep-09	0.76	2.18
21-Sep-09	0.91	2.61
28-Sep-09	0.63	1.80
5-Oct-09	0.34	0.97
12-Oct-09	0.97	2.77
19-Oct-09	0.91	2.60
26-Oct-09	0.58	1.65

2-Nov-09	0.59	1.69
15-Nov-09	0.68	1.94
23-Nov-09	0.81	2.32
29-Nov-09	1.23	3.50
7-Dec-09	0.85	2.44
14-Dec-09	0.95	2.72
21-Dec-09	1.07	3.05
28-Dec-09	0.96	2.75
4-Jan-10	1.00	2.87
11-Jan-10	0.47	1.34
18-Jan-10	0.49	1.40
25-Jan-10	0.41	1.17
1-Feb-10	1.01	2.89
8-Feb-10	0.87	2.49
15-Feb-10	0.89	2.53
22-Feb-10	1.17	3.35
1-Mar-10	0.91	2.59
8-Mar-10	0.59	1.68
15-Mar-10	0.87	2.49
22-Mar-10	0.56	1.60
29-Mar-10	0.90	2.58
5-Apr-10	1.92	5.48
12-Apr-10	0.34	0.97
19-Apr-10	0.49	1.40
27-Apr-10	0.61	1.74
4-May-10	0.80	2.29
13-May-10	0.61	1.74
31-May-10	0.45	1.29
7-Jun-10	0.73	2.09
14-Jun-10	0.54	1.53
21-Jun-10	0.58	1.67
5-Jul-10	0.40	1.13
22-Jul-10	0.39	1.12
19-Aug-10	0.59	1.68
6-Sep-10	0.16	0.45
24-Sep-10	0.15	0.44
6-Oct-10	1.01	2.90
21-Oct-10	0.21	0.60
9-Nov-10	0.72	2.06
22-Nov-10	0.58	1.67
10-Dec-10	0.35	0.99
14-Jan-11	0.24	0.69
21-Jan-11	2.87	8.20
10-Feb-11	0.83	2.38
8-Mar-11	0.60	1.72
26-Mar-11	0.78	2.22
10-Apr-11	0.43	1.24
21-Apr-11	0.47	1.33
9-May-11	0.73	2.08
23-Jun-11	1.57	4.49

29-Jun-11	0.15	0.44
10-Jul-11	4.06	11.59
21-Aug-11	0.25	0.72
26-Sep-11	0.62	1.76
22-Oct-11	0.08	0.24
22-Nov-11	0.20	0.56
21-Dec-11	0.10	0.27
26-Jan-12	0.11	0.31
24-Feb-12	0.19	0.55
25-Mar-12	0.20	0.58
30-Apr-12	0.14	0.40
30-Jul-12	0.17	0.48
15-Aug-12	0.25	0.71
30-Sep-12	0.16	0.45
23-Oct-12	1.02	2.90
12-Dec-12	0.15	0.43
13-Jan-13	0.05	0.13
20-Mar-13	0.09	0.25
21-Apr-13	0.44	1.27
19-Jun-13	0.47	1.33
29-Jul-13	0.20	0.57
9-Oct-13	0.14	0.40
8-Dec-13	0.43	1.23
13-Jan-14	0.30	0.87
6-Mar-14	0.64	1.83
30-Apr-14	0.25	0.70
4-Jun-14	0.25	0.71
26-Feb-15	0.06	0.17
20-Mar-15	0.32	0.91

(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)

Anexo 4. Completación del Pozo EDYK-108.



(Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador, 2015)

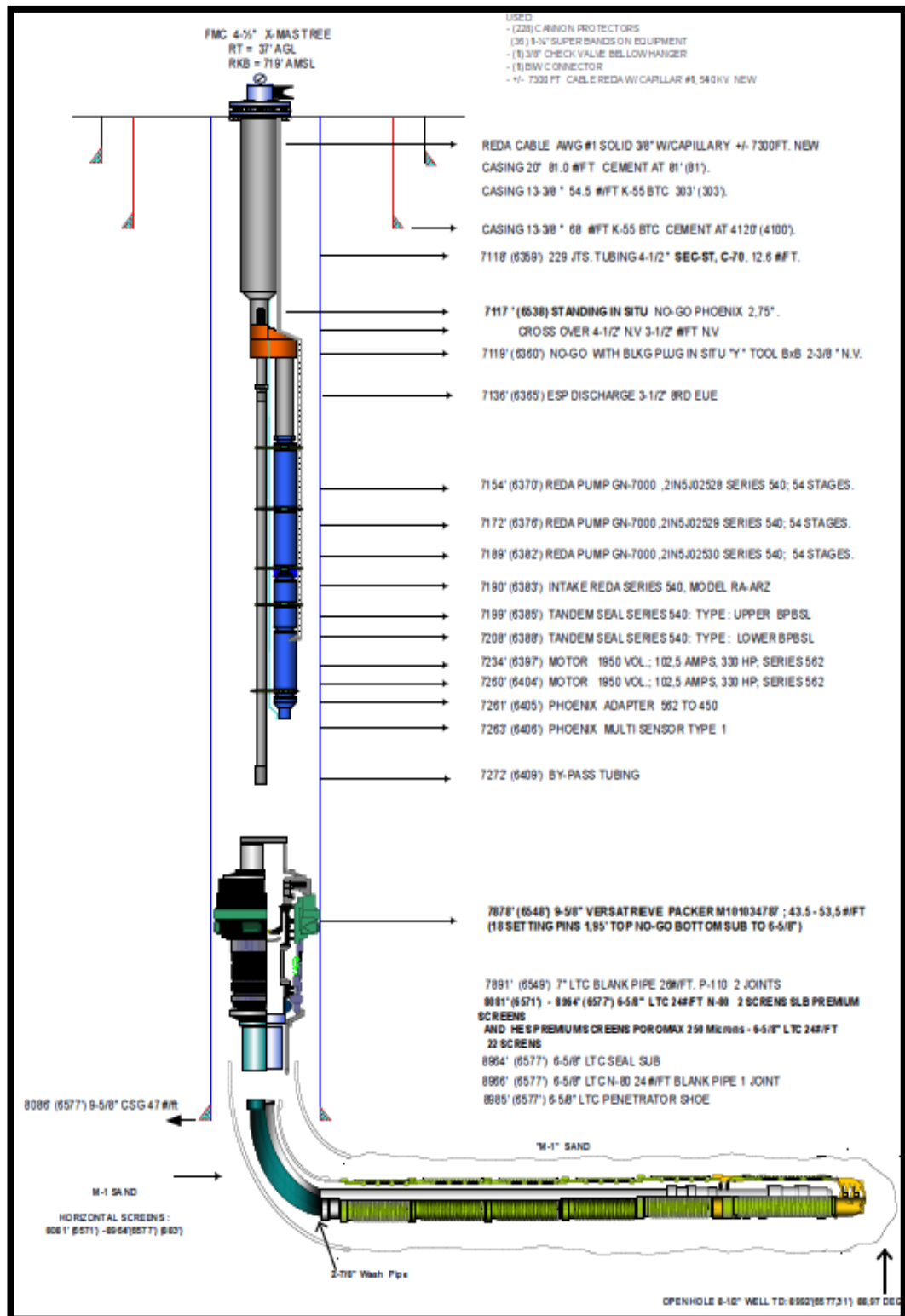
Anexo 5. Producción de arena del Pozo EDYK-108.

EDYK-108 M1		
FECHA	PTB	PPM
17-Jan-10	1.15	3.28
18-Jan-10	1.36	3.89
19-Jan-10	0.87	2.49
20-Jan-10	1.05	2.99
21-Jan-10	74.96	213.63
22-Jan-10	12.05	34.33
22-Jan-10	W.O.	
23-Jan-10	1.05	2.98
24-Jan-10	0.69	1.98
25-Jan-10	0.58	1.65
3-Feb-10	3.93	11.21
5-Feb-10	5.80	16.52
7-Feb-10	1.96	5.60
8-Feb-10	1.66	4.73
15-Feb-10	0.99	2.83
22-Feb-10	4.37	12.46
1-Mar-10	0.77	2.20
8-Mar-10	0.64	1.83
15-Mar-10	0.63	1.81
22-Mar-10	0.85	2.43
29-Mar-10	0.75	2.13
5-Apr-10	0.86	2.44
12-Apr-10	0.73	2.08
19-Apr-10	0.50	1.43
27-Apr-10	0.44	1.26
4-May-10	0.42	1.20
13-May-10	0.41	1.17
31-May-10	0.41	1.16
7-Jun-10	0.40	1.13
14-Jun-10	0.39	1.10
21-Jun-10	0.81	2.32
5-Jul-10	0.62	1.76
22-Jul-10	0.62	1.77
19-Aug-10	1.13	3.22
6-Sep-10	0.05	0.13
24-Sep-10	0.88	2.50
6-Oct-10	1.16	3.29
21-Oct-10	0.67	1.92
9-Nov-10	1.09	3.10
22-Nov-10	0.97	2.77
10-Dec-10	0.88	2.51
14-Jan-11	0.46	1.31
21-Jan-11	1.02	2.92
10-Feb-11	0.93	2.65
8-Mar-11	0.53	1.52
26-Mar-11	1.74	4.97

10-Apr-11	0.72	2.05
21-Apr-11	0.76	2.17
9-May-11	0.85	2.42
26-Sep-11	0.53	1.52
22-Oct-11	0.50	1.42
26-Jan-12	0.36	1.02
24-Feb-12	0.23	0.64
25-Mar-12	0.44	1.25
30-Apr-12	0.25	0.72
30-Jul-12	0.73	2.07
15-Aug-12	0.84	2.39
30-Sep-12	0.34	0.97
23-Oct-12	1.33	3.79
12-Dec-12	0.39	1.10
13-Jan-13	0.44	1.26
20-Mar-13	0.37	1.05
21-Apr-13	0.85	2.43
19-Jun-13	0.56	1.60
29-Jul-13	0.31	0.88
9-Oct-13	0.39	1.10
8-Dec-13	0.80	2.29
9-Dec-13	0.80	2.29
13-Jan-14	0.71	2.03
6-Mar-14	0.86	2.46
30-Apr-14	0.13	0.37
4-Jun-14	0.61	1.74
26-Feb-15	0.09	0.27
20-Mar-15	0.42	1.19

(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)

Anexo 6. Completación mecánica del Pozo ALFA.



(Secretaría de Hidrocarburos & Petroamazonas EP, 2014)