



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**“ANÁLISIS TÉCNICO- ECONÓMICO DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA ICD (Inflow Control
Device) PARA EL RETARDO DE LA INTRUSIÓN DE AGUA EN
POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO MARIANN EN EL
BLOQUE TARAPOA DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA”**

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

ISABEL LISSETTE AMAYA SALAS

ING. RAÚL DARÍO BALDEÓN LÓPEZ

Quito, Febrero 2015

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo, **ISABEL LISSETTE AMAYA SALAS**, 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.

Isabel Lissette Amaya Salas

C.I. 171716418-8

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Análisis técnico-económico de la implementación de la tecnología ICD (inflow control device) para el retardo de la intrusión de agua en pozos horizontales del campo Mariann en el bloque Tarapoa de la Amazonía Ecuatoriana**”, que, para aspirar al título de **Ingeniera de Petróleos** fue desarrollado por **Isabel Lissette Amaya Salas**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. Raúl Darío Baldeón López

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 170804253-4

DEDICATORIA

A Dios, quien siempre está presente en todo lo que hago, por darme la fuerza y sabiduría para continuar con mis sueños y poder cumplirlos, a Él se lo debo todo.

A mis padres Alicia y José, quienes han sido mi ejemplo a seguir y en cada etapa de mi vida me ha inculcado sus valores, concejos. Saben que sus principios no han sido pasados por alto.

A mis hermanos María José y Paúl, que han sido mi principal fuente de motivación en mis estudios universitarios, buscando ser su orgullo pues saben que con esfuerzo y perseverancia es posible cumplir las metas establecidas; y que en cada paso que cada uno de, siempre estaremos juntos.

A mi Abuelita Rosa, quien siempre me apoyado, brindado su mano cuando la necesito y rezarle a Dios por mi bienestar.

A toda mi familia, por la confianza brindada, y estar en los buenos y malos momentos.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, debido a que sin Él a mi lado nada podría ser posible.

A mis padres y familia por brindarme su apoyo desde siempre y querer lo mejor para mí, gracias por el apoyo y confianza.

A mi tutor de tesis el Ingeniero Raúl Baldeón por su generosidad al brindarme la oportunidad de recurrir a su capacidad y experiencia, el apoyo en la realización y desarrollo de la investigación.

A mi querida Universidad Tecnológica Equinoccial por una formación integral, la cual busca crear ciudadanos ejemplares, comprometidos en el desarrollo de la ciencia y profesionales con excelencia académica, preparándome para enfrentar los nuevos retos.

A los funcionarios de la ARCH, Ing Edwin Plúas por sus concejos, ayuda y permitirme desarrollar mi trabajo de investigación al facilitarme la información y ayuda necesaria.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DECLARACIÓN	i
CERTIFICACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
ÍNDICE DE TABLAS	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
ÍNDICE DE ECUACIONES	xv
ÍNDICE DE ANEXOS	xvi
CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	2
1.2. JUSTIFICACIÓN	3
1.3. OBJETIVOS	4
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	4
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
CAPÍTULO II	6
2. MARCO TEÓRICO	6
2.1. RESEÑA HISTÓRICA Y UBICACIÓN DEL CAMPO MARIANN.....	6
2.2. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE FORMACIONES PRODUCTORAS	7
2.2.1. ARENISCA “T” INFERIOR	8
2.2.2. ARENISCA “U” INFERIOR	8
2.2.3. ARENISCA M-1	8

2.3.	CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO.....	10
2.4.	DESARROLLO DEL CAMPO	10
2.5.	PROBLEMAS DE AGUA PRESENTES EN EL CAMPO MARIANN..	13
2.5.1.	INTERRUPCIÓN DE LA BARRERA.....	14
2.5.2.	CONIFICACIÓN	15
2.5.3.	DIGITACIÓN (FINGERING)	16
2.6.	CONSIDERACIONES GENERALES	17
2.6.1.	TIPOS DE AGUA PRODUCIDA	17
2.6.2.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS	18
2.6.3.	POZOS HORIZONTALES	24
2.6.4.	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	25
2.6.5.	PRINCIPIO DE LA ECUACIÓN DE BERNOULLI.....	28
2.6.6.	PÉRDIDAS DE PRESIÓN	30
2.6.7.	RESERVORIOS HOMOGÉNEOS Y HETEROGÉNEOS	31
2.6.8.	EFEECTO PUNTA-TALÓN.....	33
CAPÍTULO III		34
3.	DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO (ICD's)	34
3.1.	OBJETIVO DEL DISPOSITIVO DE CONTROL DE FLUJO	35
3.2.	FUNCIÓN DE LOS ICD's	35
3.3.	TIPOS DE ICD's.....	37
3.3.1.	ICD TIPO DE ORIFICIO	38
3.3.2.	ICD TIPO NOZZLE	39
3.3.3.	IDC TIPO TUBO CAPILAR.....	39
3.3.4.	TIPO CANAL HELICOIDAL.....	40

3.4.	EQUIFLOW AUTONOMOUS INFLOW CONTROL DEVICE.....	41
3.4.1.	PARTICULARIDADES DE LA VÁLVULA AICD.....	42
3.4.2.	CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO	43
3.5.	DESCRIPCIÓN DE SOFTWARE ESPECIALIZADOS DE SIMULACIÓN PARA DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO.	46
3.5.1.	COMPLETACIÓN CON DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO	46
3.5.2.	QUIKLOOK SOFTWARE DE SIMULACIÓN	48
3.5.3.	NETOOL SOFTWARE DE SIMULACIÓN	49
3.5.4.	MONITOR Z-SIGHT	50
	CAPÍTULO IV.....	55
4.	ANÁLISIS TÉCNICO	55
4.1.	POZO X-41H	55
4.1.1.	DISEÑO DE COMPLETACIÓN CREADO POR SOFTWARE DE SIMULACIÓN	57
4.1.2.	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN (PRUEBA DE POZO)	59
4.1.3.	POTENCIAL DEL POZO	61
4.1.4.	ANÁLISIS DE RENDIMIENTO	62
4.2.	POZO X-7H	63
4.2.1.	DISEÑO DE COMPLETACIÓN CREADO POR SOFTWARE DE SIMULACIÓN	64
4.2.2.	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN (PRUEBA DE POZO)	65
4.2.3.	ANÁLISIS DE RENDIMIENTO	67
4.3.	POZO X-8H	68
4.3.1.	DISEÑO DE COMPLETACIÓN CREADO POR SOFTWARE DE SIMULACIÓN	70

4.3.2.	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN (PRUEBA DE POZO)	72
4.3.3.	POTENCIAL DEL POZO	73
4.3.4.	ANÁLISIS DE RENDIMIENTO	75
4.4.	ESTUDIO DE RESULTADOS	76
CAPÍTULO V.....		80
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO	80
5.1.	MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO	81
5.1.1.	FLUJO NETO DE CAJA.....	81
5.1.2.	VAN (VALOR ACTUAL NETO).....	82
5.1.3.	TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	83
5.2.	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO X-41H.....	84
5.2.1.	INVERSIÓN DEL PROYECTO.....	84
5.2.2.	INGRESOS DEL PROYECTO	85
5.2.3.	HOJA DE CÁLCULO	86
5.3.	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO X-7H.....	87
5.3.1.	INVERSIÓN DEL PROYECTO.....	87
5.3.2.	INGRESOS DEL PROYECTO	88
5.3.3.	HOJA DE CÁLCULO	88
5.4.	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO X-8H.....	90
5.4.1.	INVERSIÓN DEL PROYECTO.....	90
5.4.2.	INGRESOS DEL PROYECTO	91
5.4.3.	HOJA DE CÁLCULO	91
CAPÍTULO VI		
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		94
6.1.	CONCLUSIONES.....	94

6.2. RECOMENDACIONES..... 96

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
TABLA 2.1 PARÁMETROS DE LAS ZONAS DE PRODUCCIÓN PRINCIPALES EN EL BLOQUE TARAPOA.....	7
TABLA 2.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO MARIANN	10
TABLA 2.3 DISTRIBUCIÓN DE POZOS EN EL CAMPO MARIANN.....	11
TABLA 2.4 POTENCIAL POR ARENAS EN MARIANN	11
TABLA 2.5 PRODUCCIÓN 2012 Y 2013.....	12
TABLA 4.1 TOPES EN LAS ARENAS.....	57
TABLA 4.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL POZO X-41H	59
TABLA 4.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO X-41H.....	60
TABLA 4.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL POZO X-7H	66
TABLA 4.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO X-7H.....	66
TABLA 4.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL POZO X-8H	72
TABLA 4.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO X-8H.....	73
TABLA 4.8 ESTIMACIÓN DE PRODUCCIONES PARA POZOS CON ICD Y AICD	79
TABLA 5.1 COSTO DE PRODUCCIÓN DE UN BARRIL DE PETRÓLEO..	81
TABLA 5.2 CRITERIO DE ACEPTACIÓN VAN.....	82
TABLA 5.3 CRITERIO DE ACEPTACIÓN TIR.....	83

TABLA 5.4 COSTOS DE PERFORACIÓN DEL POZO X-41H	84
TABLA 5.5 COMPLETACIÓN POZO X-41H.....	85
TABLA 5.6 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO X-41H	85
TABLA 5.7 CÁLCULO DEL FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO X-41H	86
TABLA 5.8 RESULTADOS POZO X-41H	86
TABLA 5.9 COSTOS DE PERFORACIÓN DEL POZO X-7H	87
TABLA 5.10 COMPLETACIÓN POZO X-7H.....	87
TABLA 5.11 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO X-7H	88
TABLA 5.12 CÁLCULO DEL FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO X-7H	89
TABLA 5.13 RESULTADOS POZO X-7H	89
TABLA 5.14 COSTOS DE PERFORACIÓN DEL POZO X-8H	90
TABLA 5.15 COMPLETACIÓN POZO X-8H.....	90
TABLA 5.16 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO X-8H	91
TABLA 5.17 CÁLCULO DEL FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO X-8H	92
TABLA 5.18 RESULTADOS POZO X-8H	92
TABLA 5.19 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS ESTUDIADOS	93

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
GRÁFICO 2.1 UBICACIÓN CAMPO MARIANN	6
GRÁFICO 2.2 CARACTERÍSTICAS DE ASAMBLEA VERTICAL DE ROCA ALMACENADORA-ROCA SELLO DE LA FORMACIÓN CRETÁCICA NAPO EN EL ÁREA DE ESTUDIO.....	9
GRÁFICO 2.3 DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN DIARIA Y CORTE DE AGUA DE POZO INDIVIDUAL	13
GRÁFICO 2.4 ESTADÍSTICAS DEL CIERRE DE POZO EN 2013	14
GRÁFICO 2.5 COMUNICACIÓN A TRAVÉS DE UNA BARRERA.....	15
GRÁFICO 2.6 CONIFICACIÓN Y CÚSPIDE	15
GRÁFICO 2.7 FINGERING.....	16
GRÁFICO 2.8 AVANCE DEL AGUA BUENA Y MALA VS. TIEMPO.....	18
GRÁFICO 2.9 LEY DE DARCY	19
GRÁFICO 2.10 CURVA TÍPICA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA SISTEMA GAS-ACEITE	20
GRÁFICO 2.11 CURVA TÍPICA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA SISTEMA AGUA-ACEITE.....	21
GRÁFICO 2.12 TIPOS DE MOVILIDAD	22
GRÁFICO 2.13 SATURACIÓN DE AGUA EN UN POZO EN PRODUCCIÓN	25
GRÁFICO 2.14 PRINCIPIO DE LA ECUACIÓN DE BERNOULLI.....	28
GRÁFICO 2.15 RESERVORIO HOMOGÉNEO CON TUBERÍA RANURADA	32
GRÁFICO 2.16 RESERVORIO HETEROGÉNEO CON TUBERÍA RANURADA.....	33
GRÁFICO 2.17 EFECTO “PUNTA-TALÓN”	33
GRÁFICO 3.1 EJEMPLO DE SISTEMA ICD Y PERFIL DE FLUJO HOMOGÉNEO QUE SE DESEA CONSEGUIR	34
GRÁFICO 3.2 TERMINACIÓN CON DISPOSITIVOS ICD.	36

GRÁFICO 3.3 ICD TIPO ORIFICIO	38
GRÁFICO 3.4 NOZZLE AJUSTABLE	39
GRÁFICO 3.5 PARTES DEL ICD TIPO CAPILAR.....	40
GRÁFICO 3.6 ICD TIPO HELICOIDAL.....	41
GRÁFICO 3.7 EQUIFLOW AICD	42
GRÁFICO 3.8 DISPOSITIVO AICD	43
GRÁFICO 3.9 MODELO (AICD) SIMPLIFICADO	44
GRÁFICO 3.10 INFLUJO DE AGUA MUY REDUCIDO Y LA PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO ESTIMULADA CON LA INSTALACIÓN DE AICD	45
GRÁFICO 3.11 FLUENCIA DE FLUIDOS CON COMPLETACIÓN ICD	45
GRÁFICO 3.12 IRRUPCIÓN DE AGUA EN RESERVORIOS HETEROGÉNEOS CON ICD	47
GRÁFICO 3.13 IRRUPCIÓN DE AGUA EN RESERVORIOS HOMOGÉNEOS CON ICD	47
GRÁFICO 3.14 VISTA EN 3 DIMENSIONES DE LA DISTRIBUCIÓN DE AGUA EN UN RESERVORIO.....	49
GRÁFICO 3.15 VSD INSTALADO EN X-41H.....	51
GRÁFICO 3.16 PARTE SUPERIOR DE LA PANTALLA DEL ESTADO DEL POZO.....	51
GRÁFICO 3.17 PANTALLA WELL STATUS.....	53
GRÁFICO 3.18 PANTALLA PRINCIPAL Y PARÁMETROS	54
GRÁFICO 4.1 CABEZAL DEL POZO X-41H	56
GRÁFICO 4.2 MAPA ESTRUCTURAL X-41H NAPO “U” INFERIOR.....	56
GRÁFICO 4.3 PERFIL DE PRODUCCIÓN DE AGUA CON DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO Y LINER	58
GRÁFICO 4.4 IPR ACTUAL VS IPR DISEÑADO	61
GRÁFICO 4.5 PRODUCCIÓN DEL POZO X-41H.....	62
GRÁFICO 4.6 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL X-41H HASTA JULIO 2014.....	63
GRÁFICO 4.7 CABEZAL DEL POZO X-7H	63
GRÁFICO 4.8 MAPA ESTRUCTURAL X-7H NAPO “M1”	64

GRÁFICO 4.9 PERFIL DE PERMEABILIDADES Y MODELO DETERMINANDO LA CANTIDAD DE VÁLVULAS ICD'S	65
GRÁFICO 4.10 PRODUCCIÓN DEL POZO X-7H	67
GRÁFICO 4.11 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL X-7H HASTA JULIO 2014.....	68
GRÁFICO 4.12 CABEZAL DEL POZO X-8H	69
GRÁFICO 4.13 MAPA ESTRUCTURAL X-8H NAPO "M1"	69
GRÁFICO 4.14 VISTA 3D DEL POZO HORIZONTAL X-8H	70
GRÁFICO 4.15 PERFIL DE PRODUCCIÓN DE AGUA CON DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO Y CONVENCIONAL	71
GRÁFICO 4.16 CURVA IPR CON LA APLICACIÓN DE AICD EN EL POZO X-8H	74
GRÁFICO 4.17 PRODUCCIÓN DEL POZO X-8H	75
GRÁFICO 4.18 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL X-8H HASTA JULIO 2014.....	76
GRÁFICO 4.19 PRODUCCIÓN DE POZOS QUE UTILIZAN ICD'S EN EL CAMPO MARIANN	77
GRÁFICO 4.20 PRODUCCIÓN DE POZOS CON ICD EN EL CAMPO MARIANN	77
GRÁFICO 4.21 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA EN LOS 3 POZOS ESTUDIADOS	78
GRÁFICO 4.22 PRODUCCIÓN ANUAL DEL CAMPO MARIANN 2012-2014	79
GRÁFICO 5.1 PRECIO DEL PETRÓLEO EN LOS ÚLTIMOS MESES	80

ÍNDICE DE ECUACIONES

	PÁGINA
EC. 2.1.....	18
EC. 2.2.....	22
EC. 2.3.....	22
EC. 2.4.....	23
EC. 2.5.....	24
EC. 2.6.....	26
EC. 2.7.....	26
EC. 2.8.....	26
EC. 2.9.....	26
EC. 2.10.....	27
EC. 2.11.....	27
EC. 2.12.....	29
EC. 2.13.....	30
EC. 2.14.....	30
EC. 5.1.....	82
EC. 5.2.....	83

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO 1	
INFORMACIÓN DE DATOS Y GRÁFICOS QUE SE OBTIENE DEL PROGRAMA Z-SIGHT PARA MONITOREO.....	102
ANEXO 2	
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN INICIAL Y ACTUAL DEL POZO X- 41H.....	103
ANEXO 3	
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN INICIAL Y ACTUAL DEL POZO X-7H	105
ANEXO 4	
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN INICIAL Y ACTUAL DEL POZO X-8H	107

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente en el Ecuador, muchas compañías operadoras y prestadoras de servicio aplican sus trabajos y programas de investigación en la elaboración y utilización de los recursos tecnológicos apropiados para el control de la producción de agua de formación y mejorar la producción petrolífera. Invención

Las nuevas tecnologías innovadoras utilizadas para la producción de fluidos (petróleo, agua y gas), también ayudan con el control de producción de agua de formación lo que puede significar una reducción de los costos en el tratamiento de la misma, un aumento en la producción de hidrocarburos y un incremento en la vida productiva del pozo.

En el Oriente Ecuatoriano los principales problemas en pozos horizontales con alto corte de agua pueden dar lugar al inicio de la conificación, lo que provoca un barrido desigual de la zona de petróleo, produciendo una reducción de producción de petróleo en los pozos productores.

Si este tipo de problemas no se los trata de una manera eficaz y temprana la cantidad de corte de agua que contiene el hidrocarburo aumentará, ya que la producción de agua de formación aumenta a medida que avanza el tiempo de explotación.

La industria del petróleo ha implementado completaciones inteligentes con un sistema de control de flujo conocido como ICD (Inflow Control Device) para equilibrar el perfil de la producción.

El dispositivo de control de influjo (ICD) aumenta la restricción de flujo como el agua o gas, permitiendo que otras zonas de petróleo fluyan eficazmente; dándonos un resultado óptimo para el pozo.

Con la aplicación de esta tecnología que controla la producción de fluidos no deseables se minimiza la posibilidad de que existan problemas como: la disminución de la producción de petróleo, problemas en las operaciones, el acortamiento de la vida útil del pozo, el incremento de los costos operacionales, y sobre todo problemas ambientales.

En este proyecto de titulación, se dará a conocer las ventajas de la aplicación de la tecnología ICD en pozos horizontales del campo Mariann, al conocer sus resultados.

Partiremos con información indispensable para el análisis del yacimiento como el comportamiento del reservorio, propiedades petrofísicas, historiales de producción, entre otros que es información indispensable para la implementación de la tecnología y saber si cumplió con el objetivo de reducir el volumen de agua de formación en superficie.

1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Cuando se extrae fluidos de un yacimiento (petróleo, agua y gas), tarde o temprano el agua que proviene de un acuífero o de pozos inyectoros cercanos y es producida junto con el petróleo, y llega a ser el fluido más abundante en el campo, afectando la vida operacional del mismo.

Pero el objetivo principal no es producir agua, ya que reduce el recobro de petróleo y además causa daños en los equipos que se utilizan para la producción de petróleo, como corrosión, deposición de escala y conllevan a la reducción de la vida productiva de los mismos; incrementando los costos de producción.

Conociendo que el valor comercial de un campo de hidrocarburo está basado en la producción de petróleo esto quiere decir que entre mayor cantidad de agua produzca su valor será menor y lo que aumentará serán los costos de operación para poder separar el agua presente y en otros casos el cierre es una de las opciones que tendrá a futuro.

El control de la producción de agua de formación constituye un importante desafío ya que el objetivo es reducir el corte de agua e incrementar la vida útil del pozo donde se utilizan diversas técnicas. La clave para encontrar una solución satisfactoria consiste en definir el origen del agua y evaluar su contribución en la producción de petróleo.

Cada tipo de problema referente al control de agua de formación tiene distintas soluciones que varían desde las simples soluciones mecánicas, químicas y de cementación, que son relativamente de bajo costo, hasta las más complejas y costosas soluciones de completación.

Hoy en día además de las soluciones tradicionales, existen métodos nuevos, innovadores y convenientes desde el punto de vista económico para los problemas de control de producción de agua.

Y sabemos que la adecuada selección de un tratamiento o tecnología para el control de agua conduce al aumento de la vida del pozo y las operaciones de producción serán económicamente más rentables colaborando conjuntamente con el cuidado del medio ambiente.

1.2. JUSTIFICACIÓN

La razón principal por la cual la industria petrolera no ha logrado un método adecuado para controlar el agua de formación ha sido su falta de conocimiento de los diferentes problemas, llevando a la aplicación de soluciones inapropiadas, sin saber que los problemas pueden ser oportunidades para probar nuevas tecnologías.

Aun cuando el uso de los procesos de control de agua puede no resultar en un incremento de la producción, consiguen frecuentemente mejorar la rentabilidad operacional y como resultado generar beneficios

El uso de la tecnología ICD ha tenido muy buenos resultados en el Ecuador, motivo por el cual su uso ha sido indispensable en la completación de pozos horizontales.

En comparación con las terminaciones convencionales de pozos horizontales, la instalación de dispositivos ICD han demostrado que se logra un mejor desempeño de los pozos, un retraso en la potencial irrupción temprana de agua, el control de la producción de arena y una eficaz restricción de las fases altamente movibles.

Haciendo que las operaciones que cuentan con esta implementación mejoren sus producciones de petróleo y reduzcan los costos de operaciones en tratamientos de agua que se hace en superficie.

Por lo que este trabajo servirá como guía en pozos que pueden ser candidatos para la aplicación de la tecnología ICD (Inflow Control Device) y brindar una solución para controlar el aumento de producción de agua que se encuentra asociada al petróleo, dando como resultado una eficiente rentabilidad.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis técnico- económico, de la aplicación de ICD's (Dispositivos de Control de Flujo) mediante el estudio de datos suministrados en pozos horizontales del Campo Mariann en el Bloque Tarapoa.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Obtener información de la producción actual de los pozos X-41H, X-7H Y X-8H que se les instalo los dispositivos de control de flujo, para conocer su desempeño.
- Conocer la manera de monitoreo que tienen los pozos seleccionados, con las que se puede conocer la presión y producción que tienen los pozos en un momento determinado.
- Describir la configuración de la tecnología ICD (Inflow Control Device) y conocer el beneficio de su utilidad.
- Efectuar un análisis económico que conlleva la aplicación de la tecnología ICD para el control de la producción de agua de formación en pozos horizontales.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. RESEÑA HISTÓRICA Y UBICACIÓN DEL CAMPO MARIANN

El Campo Mariann es considerado como el campo más antiguo del Bloque Tarapoa ubicado en la provincia de Sucumbios, ya que fue descubierto en el año de 1971 por la Corporación Cayman conjuntamente con City Investing Company.

Las que en el 2002 transfieren los derechos y obligaciones a EnCana Ecuador Ltd., haciendo de la compañía Andes Petroleum la única operadora del Bloque Tarapoa el 28 febrero del 2006.

Y se encuentra limitado al Norte por los Campos Cuyabeno y Sansahuari, al Sur por el Bloque 15, al este por la Reserva Cuyabeno y al Oeste por los Campos Fanny y Dorine, ubicado en el sector Sur-Este del Bloque Tarapoa.

En el gráfico 2.1 podemos observar su ubicación.

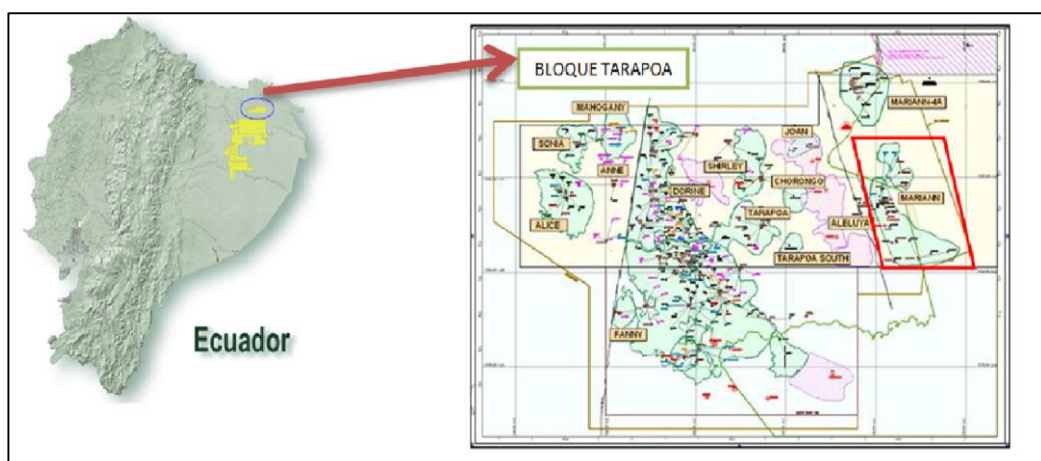


Gráfico 2.1 Ubicación campo Mariann
Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

Fue puesto en producción en Marzo de 1978, a partir del primer pozo perforado denominado Mariann-01.

El pozo Mariann-01 produjo desde “U” inferior en el intervalo 7,726 a 7,760 ft., con una producción de petróleo de 1,621 BBLs al día con el corte de agua de 0.1 % en 1971 anunciando el descubrimiento del yacimiento “U” Inferior en Mariann.

En la actualidad producen aproximadamente un promedio de 34,000 barriles de petróleo por día con una producción de agua promedio de 500,000 barriles por día con un corte de agua promedio del 94%.

2.2. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE FORMACIONES PRODUCTORAS

El Boque Tarapoa se encuentra en la parte oriental de la cuenca, donde se localiza la formación Napo, que es la más importante y mayor aportadora de hidrocarburos pertenecientes al período Cretácico.

Las principales zonas de producción del Bloque Tarapoa en la Cuenca Oriente son las areniscas “T” inferior, “U” inferior y M1, que se las puede observar en el gráfico 2.2, y sus características principales en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Parámetros Petrofísicos de las Zonas de Producción Principales en el Bloque Tarapoa

Capa	Rango de Distribución de Porosidad	Porosidad Promedia	Distribución de Permeabilidad	Permeabilidad Promedia
	(%)	(%)	($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	($10^{-3} \mu\text{m}^2$)
M1	20-32	25	1000-8000	4000
U	16-26	22	200-2000	1400
T	16-22	19	10-1000	400

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

2.2.1. ARENISCA “T” INFERIOR

Posee areniscas cuarzosas de grano medio a grueso de forma sub-angular a sub-redondeado. Su cemento es ligeramente calcáreo y debido al espesor y la falta de inter-estratificación con depósitos finos de planicie.

Este reservorio posee un espesor de 30 a 100 ft. Y la conectividad de este reservorio es buena, con un crudo relativamente liviano cuya densidad API es de 29°.

2.2.2. ARENISCA “U” INFERIOR

Está formada por areniscas cuarzosas claras de grano medio a grueso sub-redondeados. El espesor oscila en 50-100 ft, la calidad de este reservorio es de buena a excelente en la parte inferior y de pobre a mala en la parte superior.

2.2.3. ARENISCA M-1

Esta unidad consiste de areniscas de grano medio a grueso y se lo determina como el reservorio de menor importancia en esta zona ya que esta unidad es muy delgada o ausente en ciertos pozos del Campo Mariann, el espesor es alrededor de 10-60 ft.

El petróleo presente en este reservorio tiene un promedio de 18° API, siendo el de menor calidad de todos los reservorios del Campo Mariann y la salinidad promedio del agua de formación presente es de 39.350 ppm de cloruro de sodio.

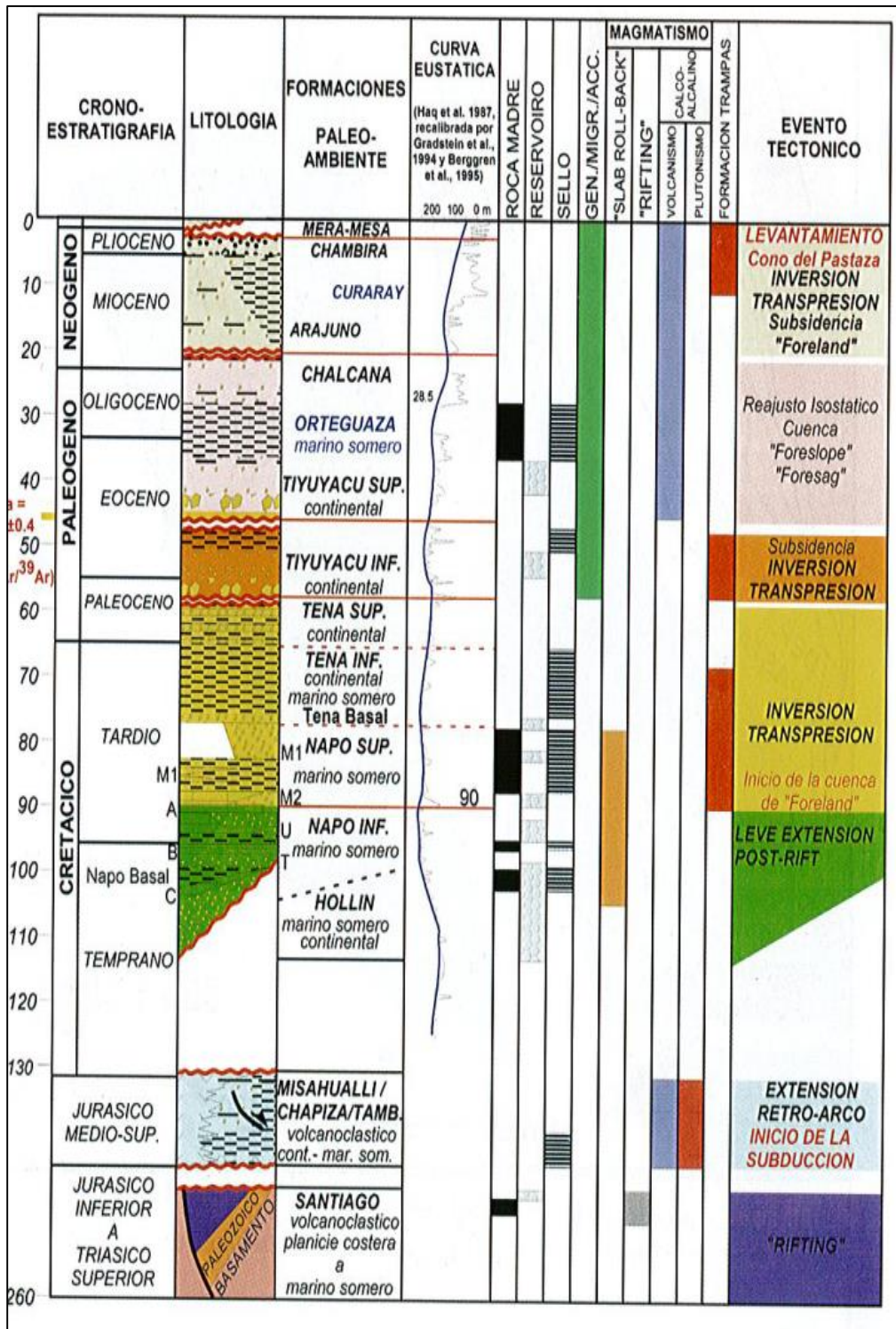


Gráfico 2.2 Características de asamblea Vertical de Roca almacenadora-Roca Sello de la Formación Cretácica Napo en el Área de Estudio

Fuente: (BABY P., 2010)

2.3. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO

El crudo es de tipo pesado y viscosidad media, y la reserva se trata de un sistema de temperatura de 105 °C y presión normal.

Las propiedades del crudo producido del campo principal son relativamente buenas, con la gravedad del crudo extraído de las capas M1 y U del Grupo Napo encontrándose entre 17.8 y 21.0°API. Y el crudo mejor se produce en la capa de arenisca inferior “T”. Otros datos de los parámetros se los puede observar en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Propiedades Petrofísicas y de los fluidos del Campo Mariann

CAMPO	RESERVORIO	VALORES PROMEDIOS								
		Ø	°API	μ _o	Bo	S _{wi}	K	Tr	Salinidad	Pr
		(%)		(cP)	(bbl/STB)	(%)	(mD)	(°F)	(ppm)	(psi)
MARIANN	U	18	21.0	7.84	1.19	26	550	210	13000	3100
	T	19	30.0	1.93	1.26	31	400	215	9000	3200
	M1	22	19.0	13.47	1.147	29	2400	200	9000	2200

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

2.4. DESARROLLO DEL CAMPO

Aparte de los nuevos campos descubiertos desde 2012, todos los campos viejos han entrado en la etapa de corte de agua especialmente alta, indicando un alto porcentaje de recuperación; y debido a la historia de producción y el envejecimiento de los equipos, se observa una tasa de declinación de producción considerable.

Los mecanismos de empuje natural que presenta el Campo Mariann son: Acuífero de Fondo y Acuífero Lateral.

Los métodos de levantamiento artificial que tiene actualmente el campo son el bombeo electro sumergible (16 pozos), siendo este el de mayor aplicación, y el otro método es el bombeo hidráulico (11 pozos).

En la tabla 2.3 se puede observar la distribución que tienen los pozos en el campo, donde se observa que en su mayoría son pozos que actualmente están activos.

El campo Mariann tiene un POES de 52,819 M bbls El BLPD es 19,016 bbls, BOPD es 3,100 bbls.

Tabla 2.3 Distribución de pozos en el campo Mariann

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD	CAMPO MARIANN	Pozos Perforados	<i>Pozos Produciendo</i>	<i>Pozos Cerrados</i>	<i>Pozos inyectores</i>	<i>Pozos Abandonados</i>
		45	27	15	2	1

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

Tomando en cuenta que la zona de mayor producción en este campo es “U” Inferior, como se observa en la tabla 2.4, ya que esta arena aporta con casi el 50% de la producción del campo Mariann.

Tabla 2.4 Potencial por arenas en Mariann

ARENA	POZOS	POTENCIAL POR ARENAS							POZOS PRODUCCION
		BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	GAS mpcd	GOR pcd/bbl	° API	
U SUP	7	1125	520	605	53,8	145	278,8	24,1	5
U INF	20	2760	1777	982	35,6	351	197,5	19,7	12
U M	2	125	63	62	49,7	16	254,0	19,9	1
T INF	4	292	118	174	59,5	38	322,0	28,7	2
M1	2	213	53	160	75,0	27	509,4	22,1	2
T SUP	10	1175	933	241	20,5	154	165,1	33,2	5
TOTAL	45	5689	3464	2224	39,1	731	211,0	24,3	27

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

La tabla 2.5 muestra la producción del Campo Mariann del año 2012 y 2013 en la que se observa claramente que la producción de petróleo es muy baja en comparación a la producción de agua.

Razón por la que es necesario plantear un estudio investigativo para optimizar la producción de petróleo y controlar la producción de agua y de alguna manera para minimizar gastos de tratamientos de agua.

El corte de agua es del 83.7%, y la tasa de tratamiento de agua es 17,404 bbls/d.

Tabla 2.5 Producción 2012 y 2013

		ENERO - OCTUBRE 2012					ENERO - DICIEMBRE 2013		
CAMPO	YACIMIENTO	PRODUCCION			CAMPO	YACIMIENTO	PRODUCCION		
		PETROLEO bbls	AGUA bbls	GAS mpcd			PETROLEO bbls	AGUA bbls	GAS mpcd
MARIANN	M-1	533 39.26	36 3855.04	6863	MARIANN	M-1	3 4 018.11	467 494.29	4 314.00
	U SUPEROR	1060 12.76	7 23490.5	13765		U SUPEROR	198 152.71	1 746 562.24	25 408.00
	U MEDIA	501 12.24	6 4390.64	6426		U MEDIA	45 886.19	31 089.69	5 899.00
	U INFEROR	506 198.64	30 41973.77	64923		U INFEROR	457 558.16	2 914 443.96	58 979.00
	T	26 66.34	10 7794.05	331		T	0.00	0.00	0.00
	T INFEROR	28 168.2	36 9435.96	3570		T INFEROR	12 4 603.24	73 063.53	17 433.00
	T SUPEROR	656 32.39	3 2404.45	8454		T SUPEROR	36 7 539.03	121 004.76	48 519.00
	SUBTOTAL	812.129,83	4.703.344,41	104.332		SUBTOTAL	1.227.756,44	5.353.658,47	160.552,00

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

2.5. PROBLEMAS DE AGUA PRESENTES EN EL CAMPO MARIANN

La producción de agua mala se puede determinar que se origina de diferentes problemas principales los mismos que varían entre los más fáciles por resolver hasta los más complicados.

Por lo que es importante analizar cuáles son las causas de los problemas que tienen los pozos a estudiar. Desde la puesta en producción en 1978, el bloque ha sido desarrollado con la energía natural y las inundaciones de agua. Y ahora se han adoptado muchos tipos de medidas para aumentar la producción de petróleo y para controlar el corte de agua.

Y el desarrollo del bloque ha estado en una fase de alto corte de agua hasta finales del 2013 tuvo un valor de 93,2% y alto porcentaje de recuperación, el corte de agua aumentó muy rápido y es muy difícil de estabilizar la producción de petróleo.

El desarrollo de los campos petrolíferos se enfrenta a muchos desafíos. En el gráfico 2.3 se observa la distribución de producción diaria y corte de agua de pozo individual.

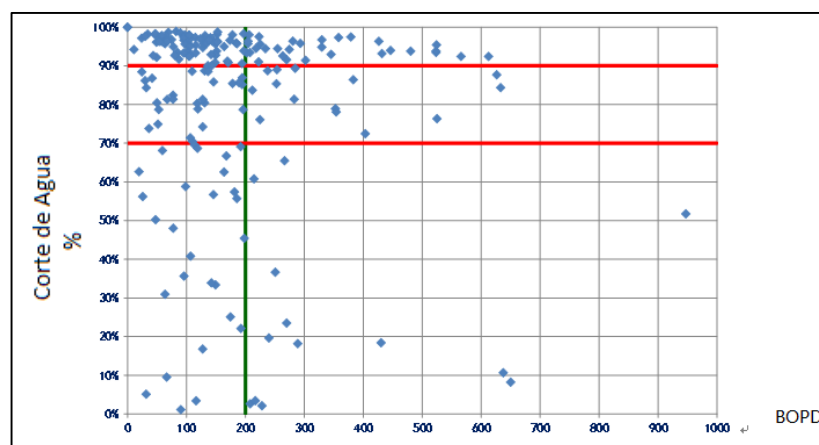


Gráfico 2.3 Distribución de Producción Diaria y Corte de Agua de Pozo Individual

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

El campo tiene una historia de producción de 37 años, los equipos eran viejos. Con el fin de garantizar la producción estable de petróleo, una gran cantidad de operaciones de mantenimiento tienen que ser llevadas a cabo.

En 2013, la pérdida de la producción de petróleo alcanzó a 537 Mbbl debido al cierre de los pozos, incluyendo 197 Mbbl de workover (que representan el 37%), 107 Mbbl de agua de control (que representan el 20%), como observamos en el gráfico 2.4

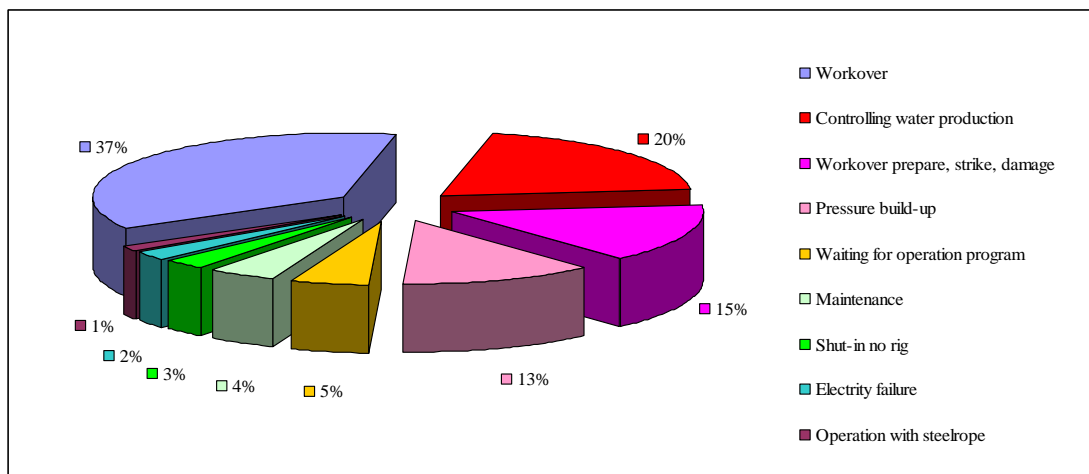


Gráfico 2.4 Estadísticas del cierre de pozo en 2013

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

El control de la producción de agua de formación comienza con identificar el origen del problema, lo cual requiere de una investigación de todos los aspectos característicos del pozo y del yacimiento.

Entre los principales problemas que existen en el campo Mariann tenemos:

2.5.1. INTERRUPCIÓN DE LA BARRERA

Ocurre cuando las barreras naturales tales como capas de lutita, facilitan la distribución de las diferentes zonas de fluidos, pero el problema está en que algunas veces estas lutitas se pueden levantar y fracturar las proximidades del pozo provocando la invasión de fluidos no deseados (generalmente

agua) a través de pequeñas grietas que se forman, como se observa en el gráfico 2.5.

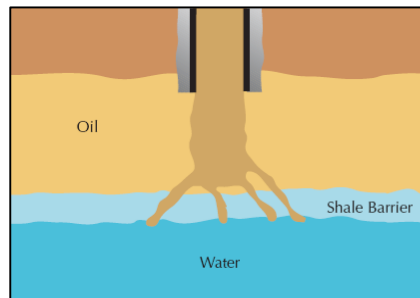


Gráfico 2.5 Comunicación a través de una barrera

Fuente: (BAILEY, 2000)

Como resultado de la producción, la presión diferencial a través de estas lutitas permite al fluido migrar a través del pozo. A menudo, esta falta está asociada con estimulaciones tentativas. Las fracturas se pueden romper a través de la capa de lutita o los ácidos pueden disolver los canales.

2.5.2. CONIFICACIÓN

Los pozos horizontales en el Campo Mariann tienden a la presencia de una cúspide o cresta, esto ocurre cuando existe un contacto agua-petróleo cerca de los disparos cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada.

La caída de presión en los espacios perforados genera migración de los fluidos más móviles. Cuando se empieza a producir agua (punto de quiebre), el corte de agua incrementa e invade los espacios perforados.

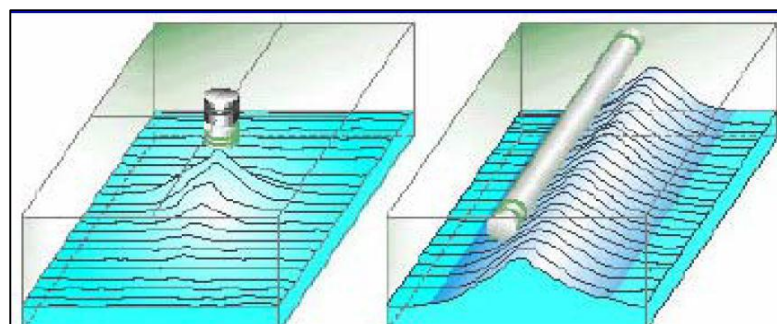


Gráfico 2.6 Conificación y cúspide

Fuente: (BAILEY, 2000)

La conificación de agua y gas es un problema que afecta todas las etapas de la vida de los campos petroleros. La aparición del cono de agua o gas puede reducir significativamente la producción de petróleo.

2.5.3. DIGITACIÓN (FINGERING)

Son franjas discretas e desplazamiento de aguas que se pueden mover a través del reservorio o campo en un ambiente de flujo de agua, especialmente cuando existe alta relación agua- petróleo.

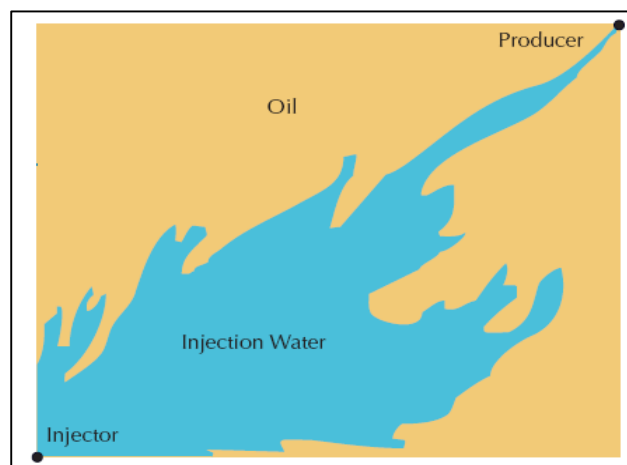


Gráfico 2.7 Fingering

Fuente: (BAILEY, 2000)

Cuando existen altas relaciones de viscosidad agua-petróleo, pueden ocurrir inestabilidades en la interface agua- petróleo porque la conducción de los fluidos tiene alta permeabilidad. En algunos casos las gravedades de petróleo pueden variar sustancialmente de un lugar a otro incluso en la misma parte del campo. En Mariann la gravedad específica es de 23,3 °API (Agosto 2014).

2.6. CONSIDERACIONES GENERALES

Para la aplicación de tecnologías para el control de agua en pozos horizontales se debe conocer conceptos importantes, como son:

2.6.1. TIPOS DE AGUA PRODUCIDA

Agua de barrido

Es el agua que proviene de un pozo inyector de agua, o de un acuífero activo y contribuye al barrido del petróleo, el manejo de este tipo de agua es fundamental, porque contribuye en la recuperación y producción de las reservas.

Agua buena

Es el agua producida conjuntamente con el petróleo dentro del pozo a una tasa inferior al límite económico, sabemos que es inevitable el flujo de agua buena pero su producción tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación.

El agua buena al ser inyectada necesita ser producida junto con el petróleo, pero la separación en el fondo puede ser una solución, en cambio el agua mala nos provoca una disminución de presión y no ayuda en nada a la producción de petróleo.

Agua mala

Es el agua en exceso producida dentro del pozo, se define como el fluido producido sin petróleo. Muchas veces la producción de petróleo no compensa el costo asociado con el tratamiento de esta agua. Nos enfocaremos en este tipo de agua.

El avance del agua buena y mala la podemos observar en el gráfico 2.8.

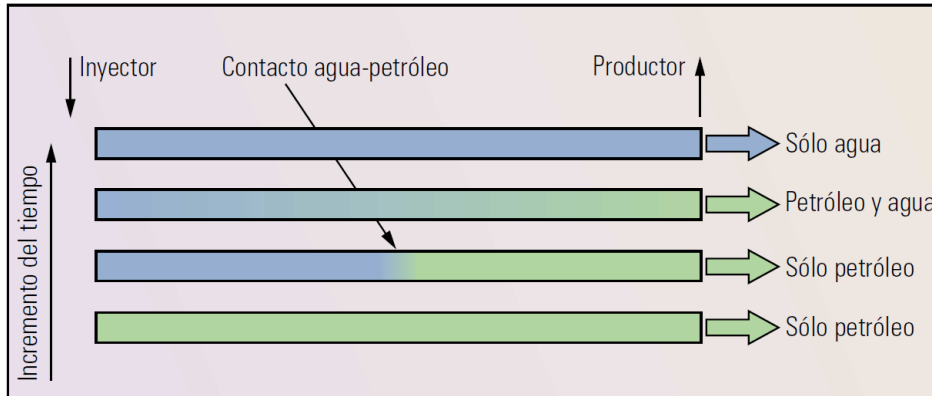


Gráfico 2.8 Avance del agua buena y mala Vs. tiempo

Fuente: (BAILEY, 2000)

2.6.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS

2.6.2.1. PERMEABILIDAD

Depende principalmente de la porosidad de la roca ya que es la capacidad de la misma para permitir el flujo de los fluidos a través del espacio poroso efectivo.

El Ing. Hidráulico Henry Darcy realizó un estudio en 1856 en donde se observó que:

$$k = \frac{q \times \mu \times L}{A \times \Delta P} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

$k = \text{permeabilidad (Darcy)}$

$q = \text{caudal de fluido } \frac{\text{bls}}{\text{dia}}$

$\mu = \text{viscosidad (cP)}$

$L = \text{longitud (ft)}$

$A = \text{Área (ft}^2\text{)}$

$\Delta P = \text{diferencial de presión (psi)}$

Estableciendo que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad.

Darcy.- Una roca tiene la permeabilidad de un Darcy cuando un fluido con una viscosidad de un centipoise avanza a una velocidad de un centímetro por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro, como se observa en el gráfico 2.9

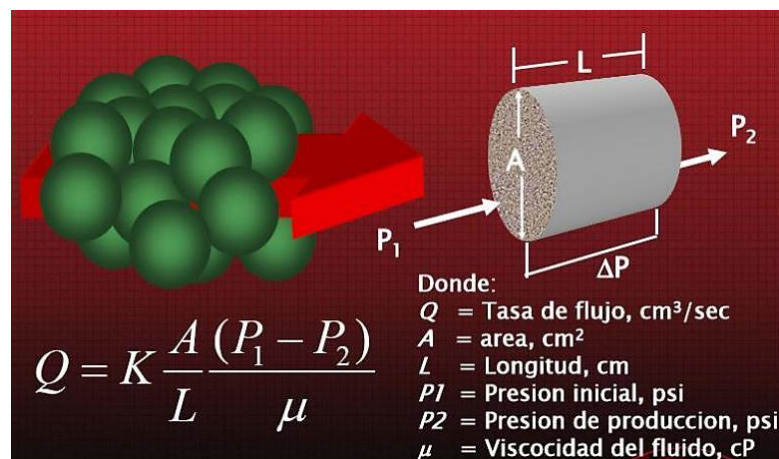


Gráfico 2.9 Ley de Darcy

Fuente: (Guerrero & Mandujano, 2014)

Permeabilidad absoluta

Se refiere cuando el fluido satura al 100% la roca ya sea petróleo, agua o gas.

Permeabilidad efectiva

Es cuando la roca se encuentra saturada de dos o más fluidos.

Permeabilidad Relativa

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0.

Las curvas de permeabilidades relativas de la fase no mojante tiene forma de "S". La curva de permeabilidad relativa de la fase mojante es cóncava. Para sistemas agua-aceite el agua es mojante (normalmente) en sistemas petróleo-gas, el petróleo es la fase mojante.

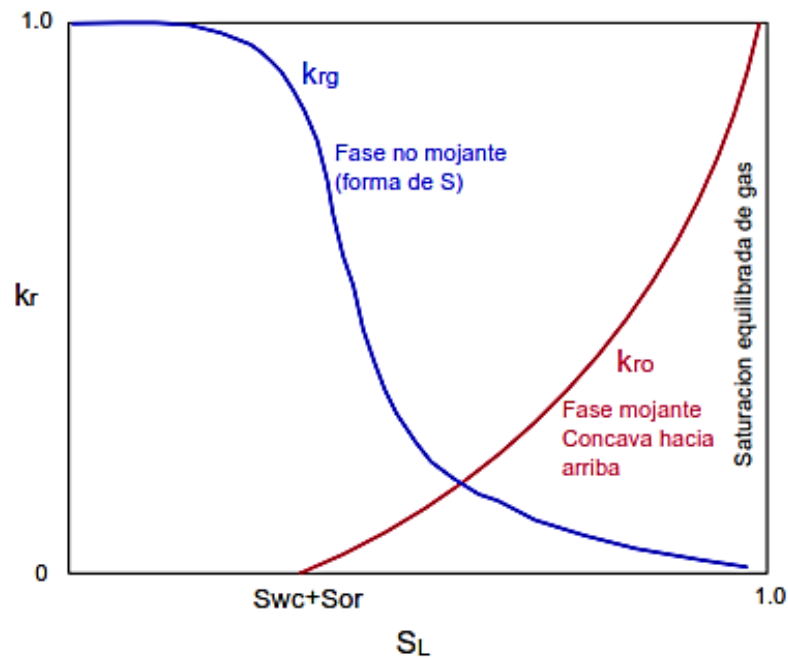


Gráfico 2.10 Curva típica de permeabilidades relativas para sistema gas-aceite

Fuente: (ESCOBAR, 2007)

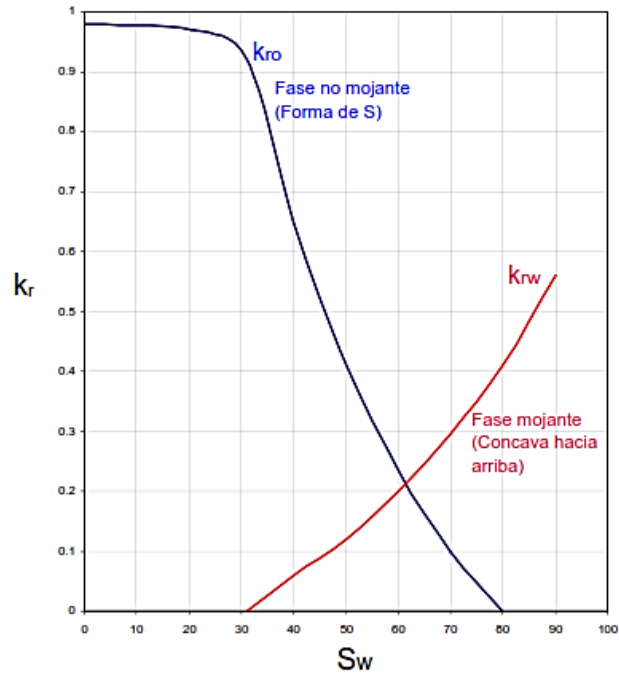


Gráfico 2.11 Curva típica de permeabilidades relativas para sistema agua-aceite

Fuente: (ESCOBAR, 2007)

2.6.2.2. HUMECTABILIDAD O MOJABILIDAD

Es la propiedad de los fluidos inmiscibles de adherirse fácilmente a la superficie de un sólido. Un ejemplo claro es cuando una gota de un fluido mojante logra dispersarse por la superficie sólida, en cambio un fluido no mojante se limitará a formar gotas.

Cuando la preferencia es del agua por adherirse a la roca se conoce como hidrófila. Y la preferencia de petróleo por adherirse a la roca se la conoce como oleofíla.

El ángulo de contacto es una medida indirecta de mojabilidad. Si $\theta < 90^\circ$ se dice que el sistema es mojado por agua y si $\theta > 90^\circ$ hace referencia a un sistema mojado por aceite como se nota claramente en el gráfico 2.12.

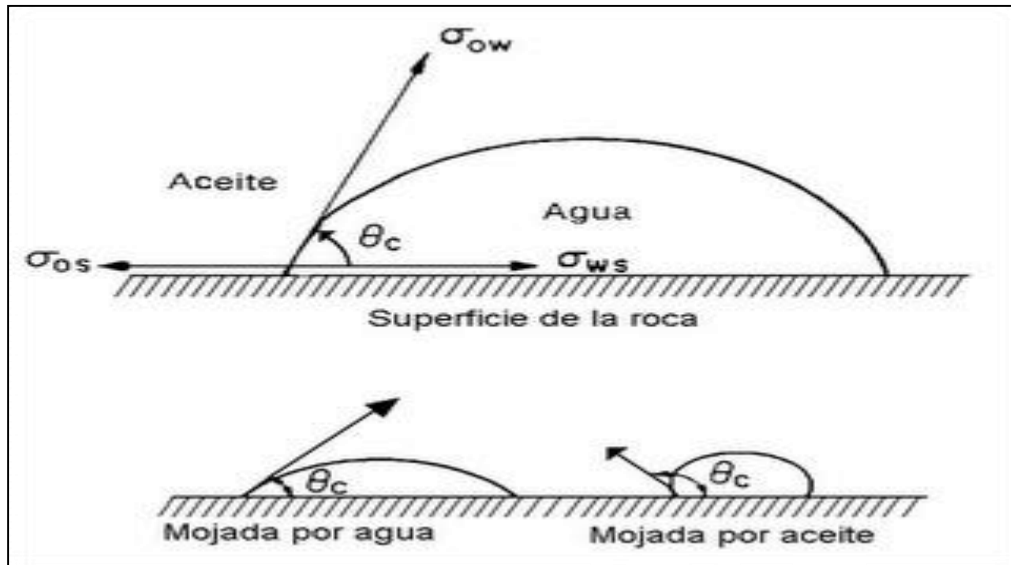


Gráfico 2.12 Tipos de Movilidad

Fuente: (PÉREZ, 2007)

2.6.2.3. MOVILIDAD

Es la capacidad de un fluido para desplazarse con mayor o menor facilidad, dependiente de las propiedades del medio poroso y del fluido. Se la calcula mediante la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad que tiene el mismo:

$$M_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w} \qquad M_o = \frac{k_{ro}}{\mu_o} \qquad \text{Ec. 2.2}$$

La ecuación se define como: $\lambda = \frac{k_{rw}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_w}$ Ec. 2.3

Fuente: (ESCOBAR, 2007)

Donde:

$\lambda = \text{movilidad}$

$k_o = \text{permeabilidad del petróleo}$

$\mu_w = \text{viscosidad del agua}$

Cuando: $M > 1$ el agua se mueve más rápido que el petróleo

$M < 1$ el petróleo se mueve más fácil que el agua

En la cuenca ecuatoriana los crudos son medianos a viscosos, lo que hace que la movilidad del agua sea considerablemente mayor a la movilidad del crudo, en consecuencia cuando un pozo es puesto en producción según pase el tiempo la producción de agua aumentara y la de petróleo ira disminuyendo.

2.6.2.4. RELACIÓN AGUA/PETRÓLEO (RAP) O WATER/OIL RATIO (WOR)

El RAP se obtiene al dividir la tasa de producción de agua respecto a la tasa de producción de petróleo y oscila entre 0 (100% petróleo) e infinito (100% agua).

$$RAP = \frac{q_{\text{agua}}}{q_{\text{petróleo}}} \quad \text{Ec. 2.4}$$

Fuente: (ESCOBAR, 2007)

Donde:

$q_w = \text{tasa de producción de agua}$

$q_o = \text{tasa de producción de petróleo}$

2.6.2.5. CORTE DE AGUA

Es la relación entre la tasa de producción de agua dividido para la tasa de producción de fluidos, y se expresa en porcentaje o fracción.

$$Corte\ de\ agua = \frac{q_{agua}}{q_{agua} + q_{petróleo}} \quad \text{Ec. 2.5}$$

Fuente: (ESCOBAR, 2007)

Donde:

q_{agua} = tasa de producción de agua

$q_{petróleo}$ = tasa de producción de petróleo

2.6.3. POZOS HORIZONTALES

Los pozos horizontales son superiores a los pozos convencionales en cuanto a producción y recuperación; sin embargo, están expuestos a problemas de temprana conificación de agua hacia el talón del pozo.

Debido a la variación de la permeabilidad y la proximidad de trampas de agua, el agua puede irrumpir por cualquier parte del pozo (no sólo en el talón). Las completaciones convencionales no manejan eficientemente la heterogeneidad que tiene el pozo o los cambios de permeabilidad encontrados a lo largo de la formación.

En pozos verticales normalmente se utilizan tapones de cemento, empaaduras y tratamientos químicos para tratar de controlar el flujo de agua; pero en secciones largas perforadas en sentido horizontal a través de un solo yacimiento se plantea otro tipo de reto.

En el gráfico 2.13 se muestra un esquema de la entrada de agua en pozos horizontales.

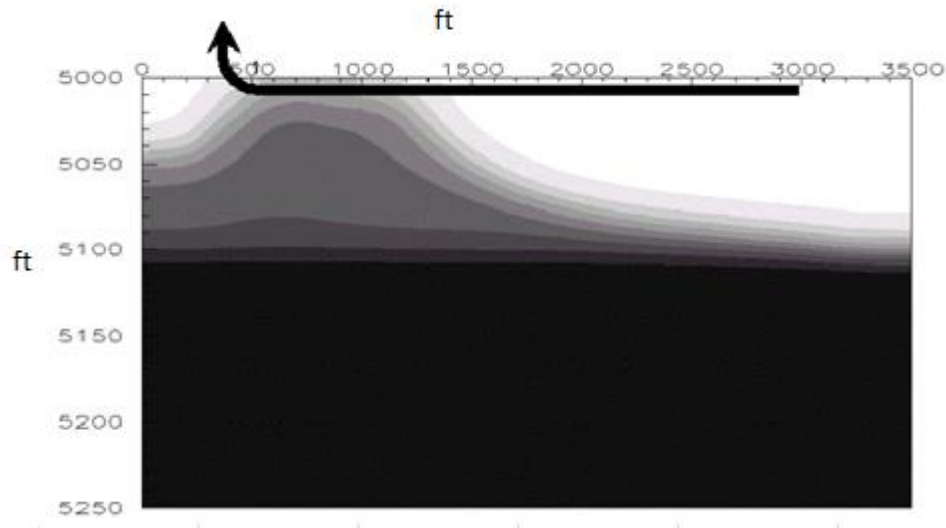


Gráfico 2.13 Saturación de agua en un pozo en producción

Fuente: (Guerrero & Mandujano, 2014)

En pozos horizontales, se encuentran diferentes problemas en la producción, como las pérdidas de presión alrededor de la sección del talón, como consecuencia de la caída de presión del flujo de fluidos ya que no es uniforme a lo largo del pozo y causa mayores tasas de producción en el talón.

2.6.4. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir. El comportamiento de afluencia de un pozo horizontal se caracteriza por la combinación de un flujo radial y lineal, que se extiende a lo largo de los límites del yacimiento.

La presión de producción en el fondo del pozo, P_{wf} , se conoce como FBHP (flowing bottom hole pressure) y la diferencia entre ésta y la presión estática del pozo P_s se conoce como drawdown.

Este se representa en la siguiente ecuación.

$$\text{Drawdown} = \Delta P = P_S - P_{wf} \quad \text{Ec. 2.6}$$

La relación entre la tasa de producción de un pozo y el drawdown para esta tasa en particular se denomina índice de productividad IP que se simboliza con la letra J.

$$J = \frac{Q}{P_S - P_{wf}} \left[\frac{BL/\text{día}}{PSI} \right] \quad \text{Ec. 2.7}$$

A menos que se especifique otra cosa, el IP se basa en la producción neta de fluidos (agua, aceite).

2.6.4.1. Índice De Productividad De Pozos Horizontales

Las investigaciones se esfuerzan por desarrollar ecuaciones matemáticas para evaluar el desempeño de los pozos horizontales, Geiger (1984) desarrolló una de las correlaciones más aceptadas para evaluar el índice de productividad de pozos de petróleo de una sola fase, o producción de petróleo antes de la producción de agua en un reservorio isotrópico, Geiger (1984) propuso el índice de productividad en un pozo vertical y uno horizontal, y realizó una comparación:

$$IP_H = 0.0145 * \frac{kL}{\mu} \left\{ \frac{1}{(L/h) \ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - (L/2r_{eH})^2}}{L/(2r_{eH})} \right) + \ln \left(\frac{h}{2\pi * r_{wH}} \right)} \right\} \quad \text{Ec. 2.8}$$

$$IP_V = \frac{2\pi kh}{\mu} \left(\frac{1}{\ln \frac{r_{eV}}{r_{wV}}} \right) \quad \text{Ec. 2.9}$$

Donde:

r_{eH} y r_{eV} = son los respectivos radios de drenaje de los pozos horizontal y vertical

r_{wH} y r_{wV} = son los respectivos radios de pozo de los pozos horizontal y vertical

L = es la longitud del pozo horizontal y h es el espesor del reservorio).

$$\frac{IP_H}{IP_V} = \frac{\ln\left(\frac{r_{eV}}{r_{wV}}\right)}{\ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \frac{L^2}{2r_{eH}}}}{\frac{L}{2r_{eH}}}\right) + \frac{h}{L} \ln\left(\frac{h}{2\pi r_{wH}}\right)} \quad \text{Ec. 2.10}$$

Esta última ecuación ha sido ampliamente aceptada por los ingenieros de reservorios en evaluaciones de pozos horizontales y en la apreciación de la necesidad o carencia de estos en el plan de desarrollo de sus campos.

Con la utilización de ICD se determina el índice de productividad a la cara de la arena es:

$$IP_{cara\ de\ la\ arena} = \frac{Q}{P_D} = \frac{Q}{P_R - (CPF_{filtro} - \Delta P_{capilar})} \quad \text{Ec. 2.11}$$

Donde:

Q = Caudal de Petróleo, Bl/día

P_D = Caída de presión total desde el reservorio hasta el tubing, psi

P_R = Presión de reservorio, psi

CPF_{filtro} = Caída de presión entre el filtro y la base del tubo antes de entrar en los capilares, psi

$\Delta P_{capilar}$ = Caída de presión a través de los capilares.

La caída de presión se le denomina a la diferencia entre la presión estática (P_e), que es tomada después de un período de cierre del pozo lo suficientemente largo para obtener un equilibrio en la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente (P_{wf}) que se la toma cuando el pozo haya producido una rata estabilizada por un tiempo determinado.

La representación gráfica de la relación existente entre la tasa de crudo y la presión de fondo fluyente es conocida como “Inflow Performance Relationship” (IPR).

2.6.5. PRINCIPIO DE LA ECUACIÓN DE BERNOULLI

Con el uso de los dispositivos de control de flujo es necesario conocer el principio físico y la ecuación matemática, la que nos explicara como el fluido fluye a través de un capilar. La ecuación de Bernoulli relaciona la presión, elevación y velocidad de un fluido incomprensible en un flujo estacionario.

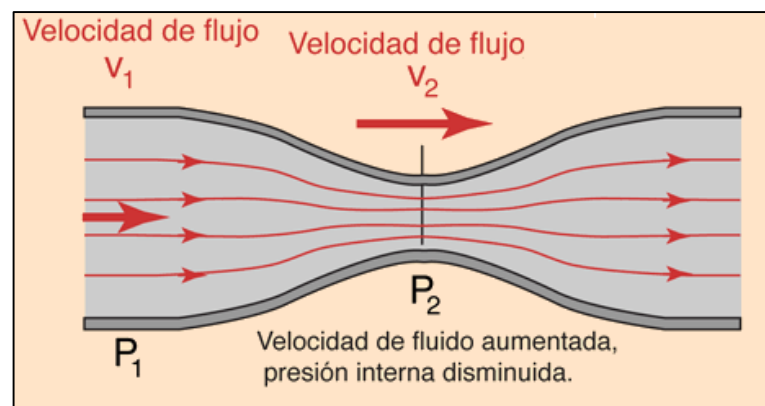


Gráfico 2.14 Principio de la Ecuación de Bernoulli

Fuente: (PÉREZ, 2007)

Cuando el fluido fluye por un tubo y entra en una zona más estrechas, gana velocidad porque la presión que lo empuja de atrás hacia delante es mayor que la presión que desde el frente se opone al movimiento.

$$\text{Presión Estática } (P_s) + \text{Presión Dinámica } \left(\frac{\rho V^2}{2}\right) = \text{Presión Total } (P_T)$$

$$\left(P_s + \frac{\rho V^2}{2}\right)_1 = \left(P_s + \frac{\rho V^2}{2}\right)_2 \quad \text{Ec. 2.12}$$

Donde:

ρ = densidad

V= velocidad

La energía de un fluido en cualquier momento consta de los siguientes componentes:

- Cinemático: es la energía producida por la velocidad que posee el fluido.
- Potencial gravitacional: es la energía debido a la altitud que tenga un fluido.
- Energía de flujo: es la energía que un fluido contiene debido a su presión.

Para llegar a la Ecuación de Bernoulli se deben hacer ciertas suposiciones:

- ✓ El fluido se mueve en un régimen estacionario, o sea, la velocidad del flujo no varía con el tiempo en un punto establecido.
- ✓ Se desprecia la viscosidad del fluido (que es una fuerza de rozamiento interna).
- ✓ Se considera que el líquido está bajo la acción del campo gravitatorio únicamente.

2.6.6. PÉRDIDAS DE PRESIÓN

En los pozos horizontales las grandes caídas de presión a través de la sección horizontal ocurren principalmente en yacimientos con altas permeabilidades. En estos casos, las tasas de flujo no están restringidas por la productividad del pozo, sino por las limitaciones de caídas de presión en las tuberías de producción.

(Chaperon, 1986), fue el primero en considerar los efectos de la pérdida de presión debido a la fricción a lo largo del pozo. Para él la caída de presión en el pozo, (ΔP en psi) puede ser obtenida mediante un arreglo a la ley de Poiseuille para tasa de flujo total a través de un capilar (CRAFT & HAWKINS, 1965):

$$\Delta P = \frac{QB_o\mu_oL}{1.30(10)^{10}\pi r_o^4} \quad \text{Ec. 2.13}$$

Esta ecuación no toma en cuenta los aspectos de entrada de fluidos y la rugosidad de las perforaciones o de la formación.

En general se considera que la pérdida de presión por fricción no puede ser apropiadamente representada por las correlaciones convencionales para pérdidas de presión por fricción en tuberías, y que la pérdida de presión por fricción en pozos horizontales puede ser completamente influyente en la productividad de un pozo horizontal, es por esto que todos los cálculos se encaminan a establecer el valor de (h_{fs}), pérdida por fricción de superficie, este está dado por la expresión:

$$h_{fs} = f \frac{L V^{-2}}{D 2g_c} \quad \text{Ec. 2.14}$$

Dónde:

L = Longitud de la Tubería.

f = Factor de Fricción.

D = Diámetro interno de la Tubería. v = Velocidad Media.

g_c = Factor de proporcionalidad

En la práctica, algo de caída de presión del pozo horizontal al final de la sección productora es esencial para mantener flujo de fluido en el pozo. Consecuentemente, el final de la sección (talón) estará a una presión más baja.

Sin embargo, en el ámbito de Ingeniería la pregunta debe orientarse al estudio de cuál es la caída de presión esperada en un pozo horizontal y como está con respecto a la caída de presión entre la presión estática del yacimiento (ΔP) y la presión de fondo fluyente, ($P_r - P_{wf}$).

2.6.7. RESERVORIOS HOMOGÉNEOS Y HETEROGÉNEOS

Si un reservorio tiene las mismas características y propiedades a lo largo de toda su extensión se considera como homogéneo, se da cuando la acumulación de sedimentos está bajo un mismo ambiente.

Durante el tiempo de formación del reservorio, los ambientes de sedimentación pueden cambiar, y al producirse en diferentes ambientes se considera que este reservorio es heterogéneo.

Para reservorios homogéneos, la experiencia ha demostrado que la mayor caída de presión se presenta en el talón del pozo, como se puede observar en el gráfico 2.15.

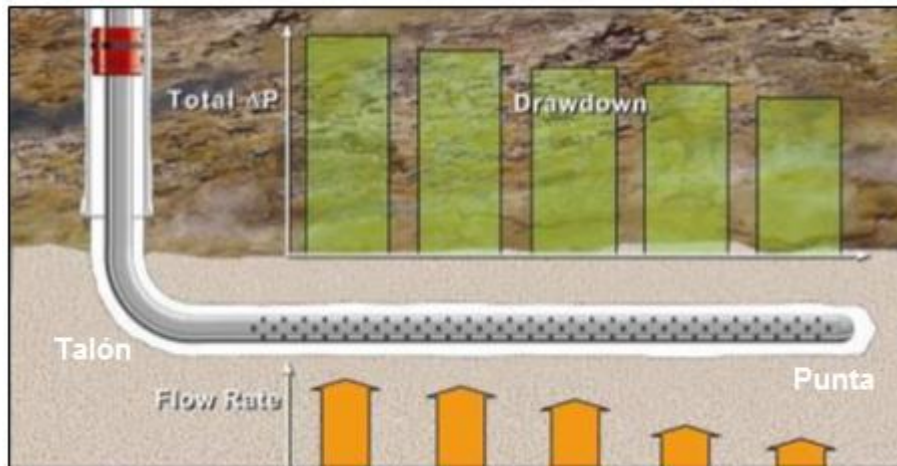


Gráfico 2.15 Reservorio Homogéneo con tubería ranurada

Fuente: (Halliburton, ADVANCED COMPLETIONS, 2009)

Para reservorios heterogéneos o estratificados, la experiencia ha demostrado que la mayor caída de presión se presenta en aquellas secciones que poseen las mejores características petrofísicas (permeabilidad y porosidad), es decir los mayores ΔP pueden estar en el talón, en la mitad, en el final o en varias zonas del pozo según el estudio petrofísico indique.

Las formaciones homogéneas son muy pocas en el mundo y en el Ecuador son nulas.

En cambio en reservorios heterogéneos, se tiene diferentes permeabilidades, es decir una zona más permeable que otra; por lo tanto por la zona más permeable se va a meter el fluido si se usa una tubería ranurada o malla (SAS). El mayor aporte de fluidos será por la zona más permeable y por allí irrumpirá el agua, como se puede observar en el gráfico 2.16

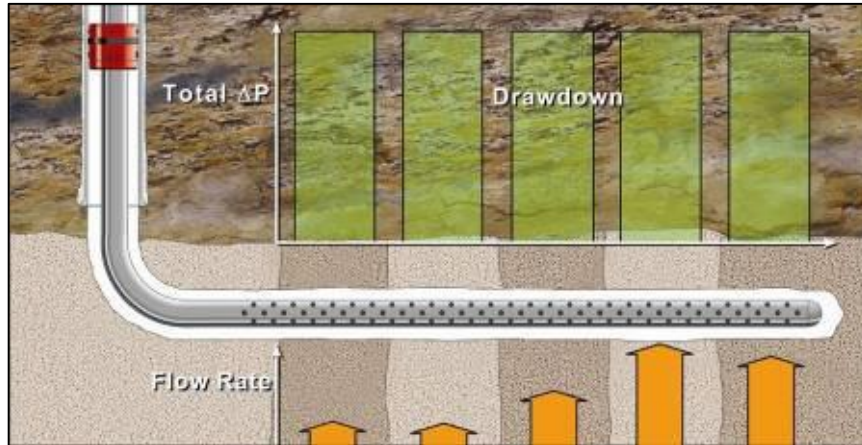


Gráfico 2.16 Reservorio Heterogéneo con tubería ranurada

Fuente: (Halliburton, ADVANCED COMPLETIONS, 2009)

2.6.8. EFECTO PUNTA-TALÓN

Este efecto se refiere cuando el flujo radial desde el reservorio es mayor en la parte del “talón” de la parte horizontal comparado con el flujo en la “punta” del mismo pozo. Ver gráfico 2.17.

Con el paso del tiempo y antes de que el petróleo proveniente de las secciones cercanas a la punta llegue al pozo, la cantidad de agua o gas serán arrastrados hacia el talon, produciendo un fin anticipado de vida del pozo.

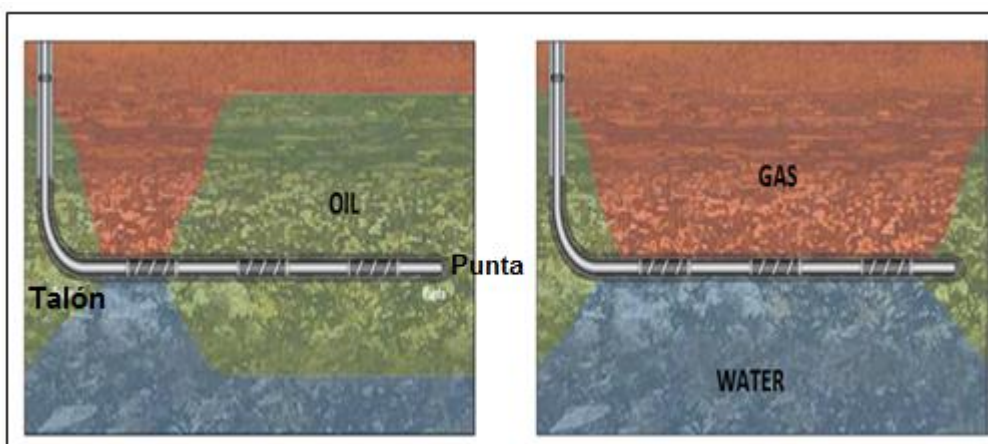


Gráfico 2.17 Efecto “punta-talón”

Fuente: (Ellis T. E., 2010)

CAPÍTULO III

3. DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO (ICD's)

Se han aplicado exitosamente nuevas tecnologías de perforación y productividad de pozos, que han permitido en cierta manera mejorar la producción en el campo. Las estrategias comprendieron la sustitución de pozos direccionales por horizontales con terminación selectiva ICD's (dispositivos de control de flujo).

Estos dispositivos buscan homogenizar el flujo a lo largo del pozo horizontal, tratando de lograr caídas uniformes de presión, que eventualmente reduzcan la producción de agua. Como se observa en el gráfico 3.1

En las formaciones homogéneas, se producen caídas de presión según los fluidos fluyen desde la profundidad total hacia el talón del pozo.

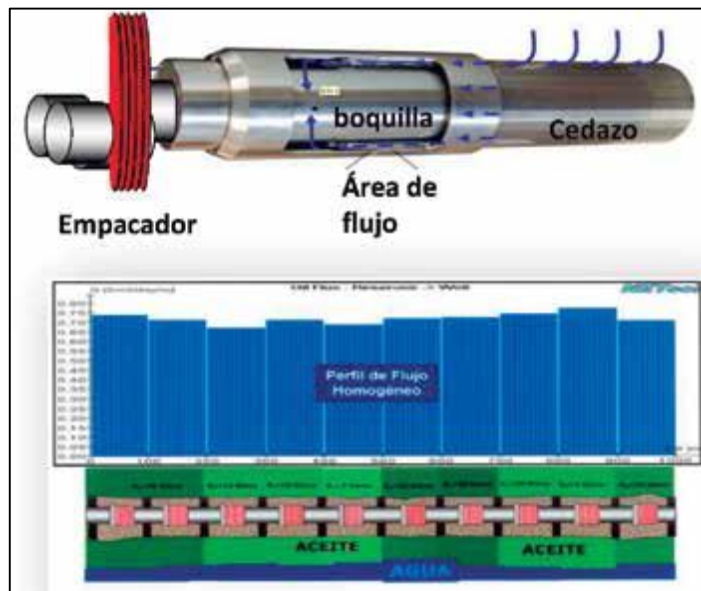


Gráfico 3.1 Ejemplo de sistema ICD y perfil de flujo homogéneo que se desea conseguir

Fuente: (Guerrero & Mandujano, 2014)

Debido al efecto punta-talón y existe un diferencial de presión que produce un influjo irregular a lo largo del trayecto del pozo generando conificación de agua o acumulación de gas en el talón.

Por lo que es una tecnología muy utilizada a partir de los buenos resultados que ha tenido en los diferentes campos los cuales se desarrollaron a mediados de 1990.

3.1. OBJETIVO DEL DISPOSITIVO DE CONTROL DE FLUJO

El principal objetivo de los ICD's es distribuir uniformemente el flujo a lo largo de las secciones horizontales, controlar la producción de agua y prolongar la vida del pozo.

Con la tecnología ICD se debe cementar el pozo en vez de poner liner ranurado (SAS), con ello si la mayor cantidad de fluido ingresa por el talón es ahí donde se restringe el flujo por esa zona para que el caudal ingrese de una forma homogénea. Ya que estos dispositivos consiste en canales de flujo que varían su número, longitud y superficie transversal basándose en requerimientos de producción y del reservorio.

Es indispensable saber que existen dos componentes claves para el desarrollo de una solución tecnológica mecánica con ICD eficaz:

- La selección apropiada de la ICD.
- La colocación correcta de los ICD seleccionados.

3.2. FUNCIÓN DE LOS ICD's

Estos dispositivos logran crear una producción uniforme a lo largo de la sección horizontal del pozo y eliminar

el flujo anular, para lograr el flujo uniforme la clave es acoplar un dispositivo de control de flujo en la base de la tubería y al final de cada malla, lo cual permite que el flujo ingrese de manera uniforme en la sección horizontal y de esta manera el agua se empujará hacia el pozo de forma homogénea.

El dispositivo de control de flujo (ICD) tiene canales que restringen el flujo de fluido en la sección del filtro, siendo un sistema de completación que optimizara la producción de petróleo retrasando el avance de agua.

El fluido desde el reservorio fluye a través del filtro y luego entra a la malla del mismo, para pasar por las boquillas.

La configuración de la boquilla de los dispositivos ICD se puede efectuar de antemano o, alternativamente, se puede realizar en la locación. La malla de acero del filtro optimiza el control de la producción de arena.

La terminación con dispositivos ICD como se observa en el gráfico 3.2, ha mostrado un mejor desempeño que el de una terminación convencional.

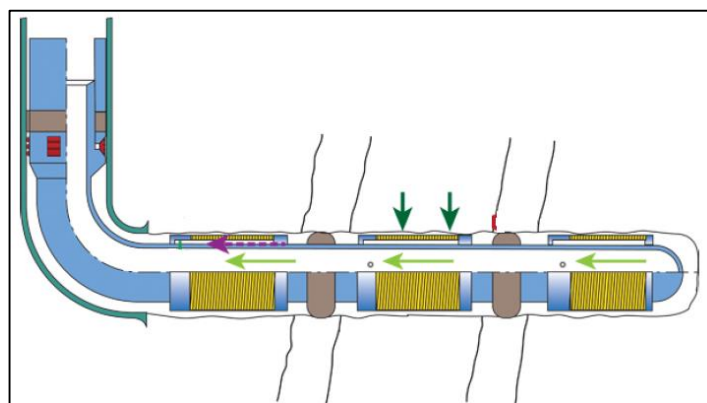


Gráfico 3.2 Terminación con dispositivos ICD.

Fuente: (PETROLEUM, 2010)

Los dispositivos de control de flujo logran perfeccionar el trabajo de la completación:

1. Asegurando tasas iguales entrando a través de cada malla.
2. Existen simuladores adecuados.
3. El flujo en el espacio anular es reducido a cero, mejorando el desempeño del sistema de control de arena.
4. Balanceando el perfil de flujo, provee una optimización del drenaje de los pozos horizontales, retrasando la producción de agua y gas provenientes de los conos.

El fluido que llega desde las formaciones fluye a través de las múltiples capas de las mallas, que están montadas en una camisa interna y a lo largo del espacio anular. Luego ingresa a la tubería de producción, a través de una restricción, en el caso de los ICD's con boquillas y orificios.

O a través de un trayecto tortuoso en el caso de los dispositivos tipo helicoidal o tubular.

3.3. TIPOS DE ICD's

Estos dispositivos utilizan muchas configuraciones de flujo continuo que incluyen boquillas, tubos y canales helicoidales de tipo laberinto, diseñados para balancear el perfil de influjo del pozo y minimizar el flujo anular para evitar caídas de presión adicionales.

Hay muchos tipos de sistemas de ICD que se pueden utilizar para el control de agua y gas; diferenciándose de la manera en la que se produce la caída de presión.

Sin embargo, en todos los casos, la colocación adecuada del sistema es de suma importancia para el control eficaz de las aguas no deseadas. Desafortunadamente, no existían métodos para determinar la colocación correcta.

Actualmente, los diseños de ICD's más utilizados son:

- Tipo Orificio
- Tipo Nozzle
- Tipo Tubo Capilar
- Tipo Canal helicoidal

3.3.1. ICD TIPO DE ORIFICIO

Este tipo de ICD usa los orificios que son parte de una camisa instalada dentro de la cámara del ICD alrededor de la tubería, obligando al líquido a ir de un área más grande hasta los puertos de pequeño diámetro creando una resistencia al flujo.

El funcionamiento empieza cuando el fluido ingresa desde el pozo al espacio entre la malla y el tubo base, luego el fluido debe pasar por los tubos y por último el fluido ingresa hacia la tubería de producción a través un orificio.

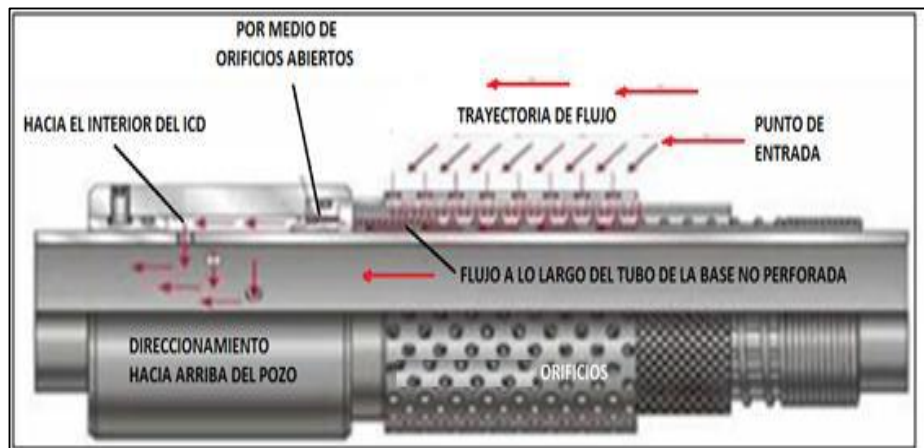


Gráfico 3.3 ICD tipo orificio

Fuente: (Guerrero & Mandujano, 2014)

3.3.2. ICD TIPO NOZZLE

Este tipo de ICD posee un diámetro externo centralizado y el diámetro externo centralizado del acoplamiento provee un aislamiento mínimo al ICD del casing, permitiendo al fluido producir a través de todas las boquillas, como se observa en el gráfico 3.4. La desventaja con éste diseño es que no permite la filtración de los fluidos y las partículas de la formación erosionarán y tapan las boquillas. Entre los diseños de ICD es la que ofrece menor área de influjo.

La desventaja con éste diseño es que no permite la filtración de los fluidos y las partículas de la formación erosionarán y tapan las boquillas. Esta herramienta se caracteriza por usar un nozzle de 0,20 plg de grosor.

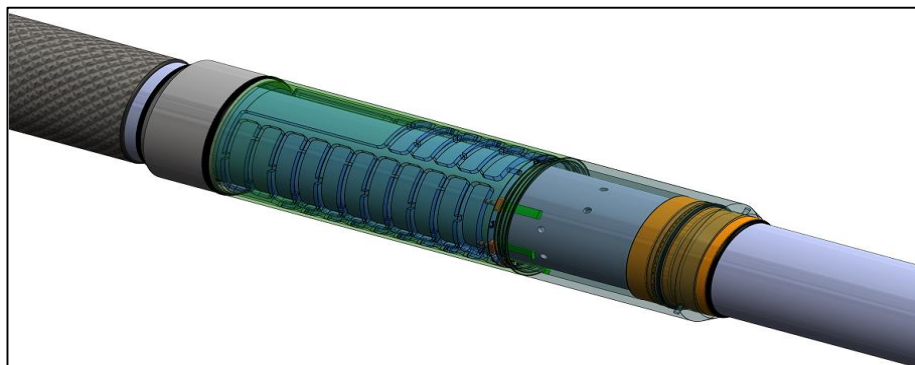


Gráfico 3.4 Nozzle ajustable

Fuente: (Halliburton, ADVANCED COMPLETIONS, 2009)

3.3.3. IDC TIPO TUBO CAPILAR

Consiste en una cámara anular sobre una tubería estándar acanalada. Cuando es utilizado un filtro, el fluido del reservorio es producido desde la formación a través del filtro de arena a la cámara de flujo. La caída de presión requerida es creada por un juego de capilares.

Después de fluir a través de los capilares el flujo procede dentro de la tubería a través de un juego de entradas. La longitud y diámetro interior del capilar está diseñado para producir la presión diferencial necesitada para la eficiencia óptima de la completación. Las partes que lo conforman se las puede observar en el gráfico 3.5.

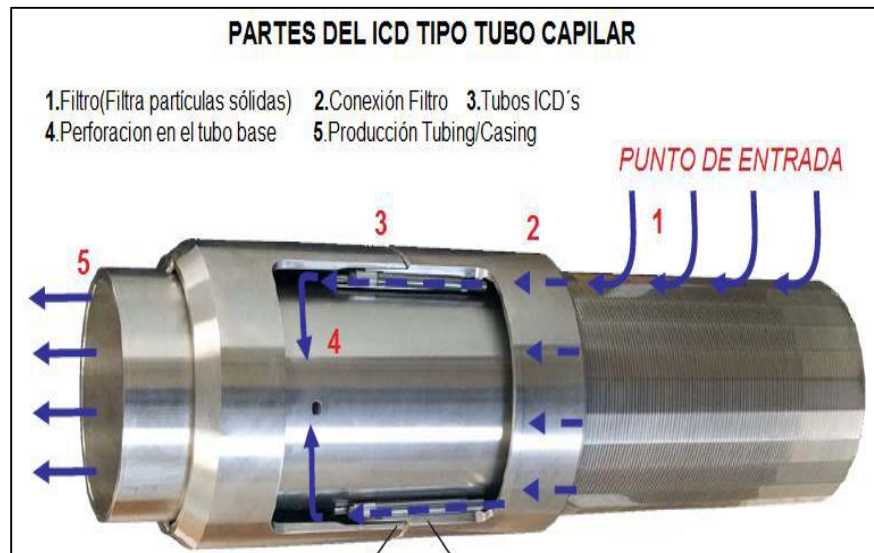


Gráfico 3.5 Partes del ICD tipo capilar

Fuente: (Halliburton, Next generation ICD increases recoverable reserves and extends well production, 2014)

3.3.4. TIPO CANAL HELICOIDAL

Este tipo de ICD usa un tubo helicoidal el mismo que genera la restricción de presión con el objetivo de controlar el influjo en el pozo, creando una trayectoria más larga y tortuosa por la que pasa el fluido antes de ser producido creando una caída o distribución de presión a lo largo de toda la longitud del pozo originando numerosas ocasiones un cambio en la dirección transversal del petróleo a través del dispositivo.

A comparación del ICD tipo nozzle y tipo orificio, es que provoca una mayor caída de presión y reduce el desgaste o taponamiento de las entradas del ICD.

Su estructura interna se la puede observar en el gráfico 3.6

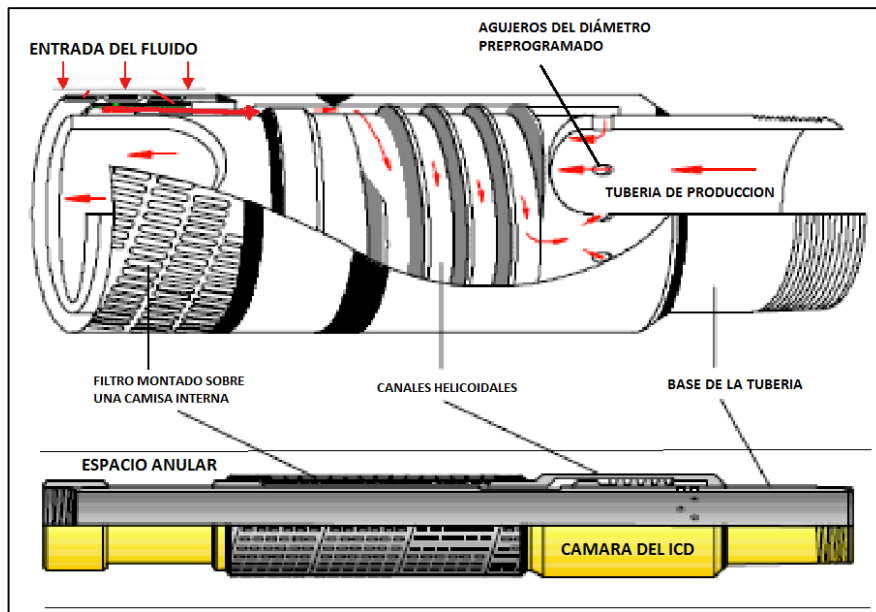


Gráfico 3.6 ICD Tipo Helicoidal

Fuente: (Erkal, 2010)

3.4. EQUIFLOW AUTONOMOUS INFLOW CONTROL DEVICE

Esta nueva generación de ICD's es una válvula de estado sólido que permite el flujo de fluidos deseables, como petróleo, y restringe el flujo de fluidos indeseables como el agua. Las aplicaciones típicas incluyen pozos que experimentan el efecto "punta-talón", avance de agua / gas, diferencias de permeabilidad, y los retos de agua o gas que se ocupan los yacimientos de pozos horizontales.

La AICD realiza dos funciones principales mediante:

- El selector de viscosidad que identifica el fluido y
- El restrictor de flujo que restringe el flujo cuando este no es deseado.

3.4.1. PARTICULARIDADES DE LA VÁLVULA AICD

Un diseño de esta válvula la podemos observar en el gráfico 3.9

- La trayectoria de flujo se da por un inserto de carburo de tungsteno.
- El inserto está montado en un soporte de 316L (aceros inoxidables resistentes a la ruptura y corrosión compuestos principalmente por molibdeno, cromo y níquel).
- El flujo entra por las inserciones de las dos esquinas.
- El flujo sale del inserto por el lado posterior a través de una boquilla
- La boquilla se ajusta bajo presión en el soporte para crear un sello hermético presurizado. es muy sensible a la viscosidad del fluido. Favores el ingreso de agua.

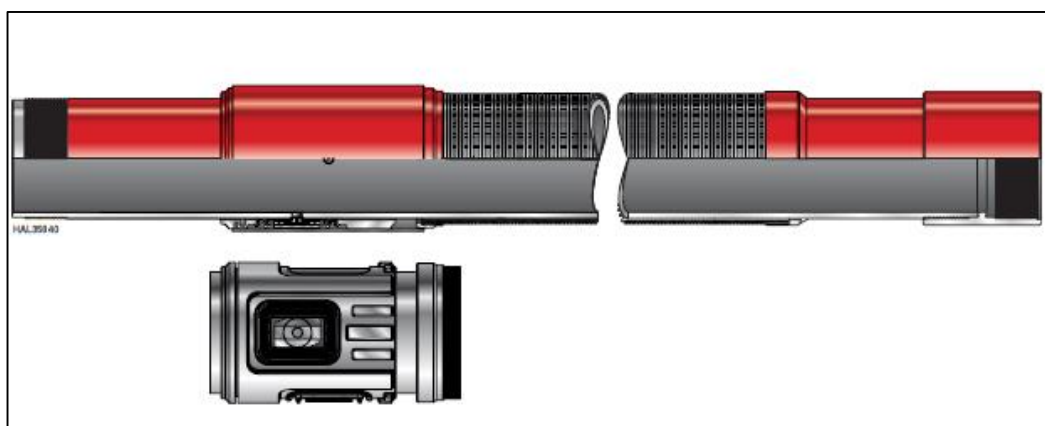


Gráfico 3.7 Equipflow AICD

Fuente: (Halliburton, Next generation ICD increases recoverable reserves and extends well production, 2014)

Entre las principales ventajas del AICD es, que no tiene partes móviles, no requiere orientación de fondo de pozo y utiliza las propiedades dinámicas de fluido para dirigir el flujo. Esto da como resultado una solución simple, fiable y rentable a las limitaciones mencionadas de la ICD.

Y entre otras podemos recalcar que:

- Retrasar el flujo de fluidos no deseados, tales como agua y gas en el pozo horizontal.
- Aumenta la fiabilidad a través del diseño la sencillez.
- Reduce al mínimo la producción de líquido no deseado.
- Existe un balance de la producción a través del intervalo.
- Ayuda a incrementar las reservas recuperables y extender la producción del pozo.
- Reduce el costo y el riesgo de manipulación de fluidos no deseados en la superficie.
- Funciona de manera autónoma.
- No contiene partes móviles, la electrónica, o conexiones a la superficie.
- No requiere intervención.

3.4.2. CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO

Una vez que la irrupción de agua/gas se produce, la AICD limita significativamente la producción no deseada, haciendo que el fluido con mayor viscosidad tome el camino corto y directo dentro del dispositivo y así aumentando la producción del fluido más viscoso (petróleo). Como se observa en el gráfico 3.10.

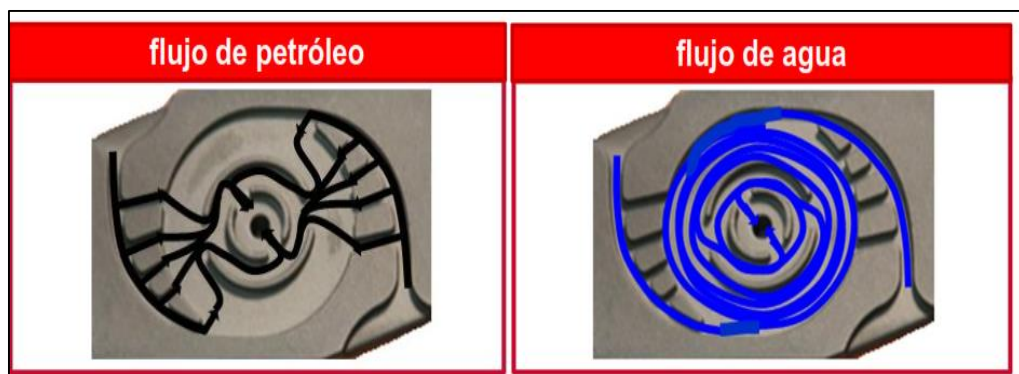


Gráfico 3.8 Dispositivo AICD

Fuente: (Halliburton, Next generation ICD increases recoverable reserves and extends well production, 2014)

La densidad y la velocidad de flujo se utilizan para describir las fuerzas de inercia, mientras que la viscosidad y la velocidad de flujo se utilizan para describir las fuerzas viscosas. Los AICD operan mediante el uso de un equilibrio entre las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas en el fluido. Al ajustar la geometría de flujo pueden ser muy sensibles a las propiedades de los fluidos.

La elección de la vía se determina por el equilibrio de las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas. Cuando las fuerzas de inercia son dominantes, el flujo tiende a mantener la dirección original y se ira por la vía recta.

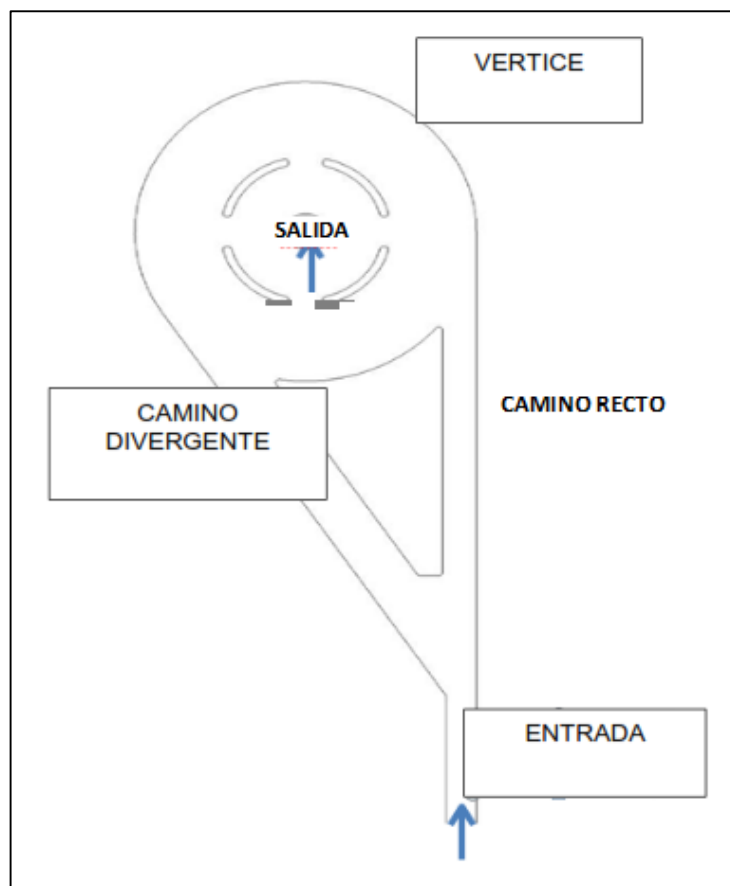


Gráfico 3.9 Modelo (AICD) simplificado

Fuente: (SPE, 2010)

Se puede observar la diferencia en caída de presión en formaciones con tecnología ICD y AICD en el gráfico 3.10 y 3.11.

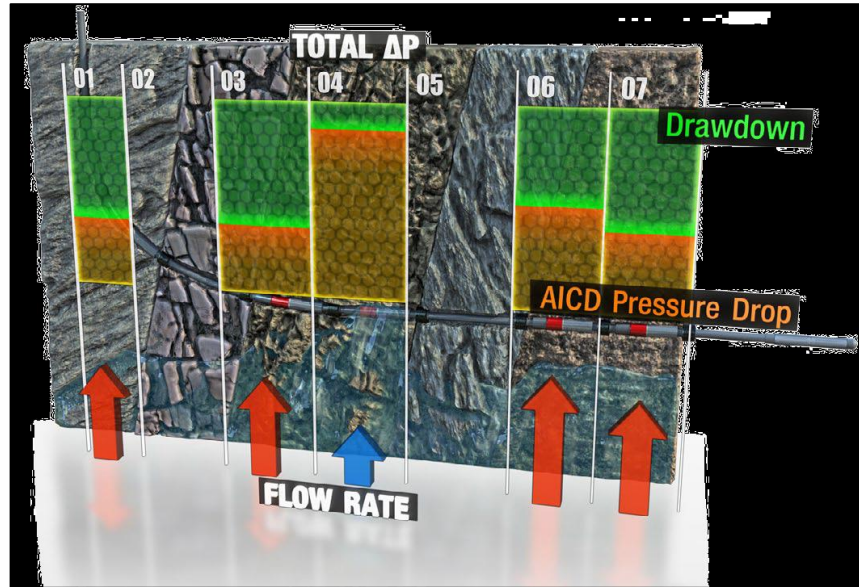


Gráfico 3.10 Influjos de agua muy reducidos y la producción total de petróleo estimulada con la instalación de AICD

Fuente: (Halliburton, Improve Completion Performance and Efficiency, 2012)

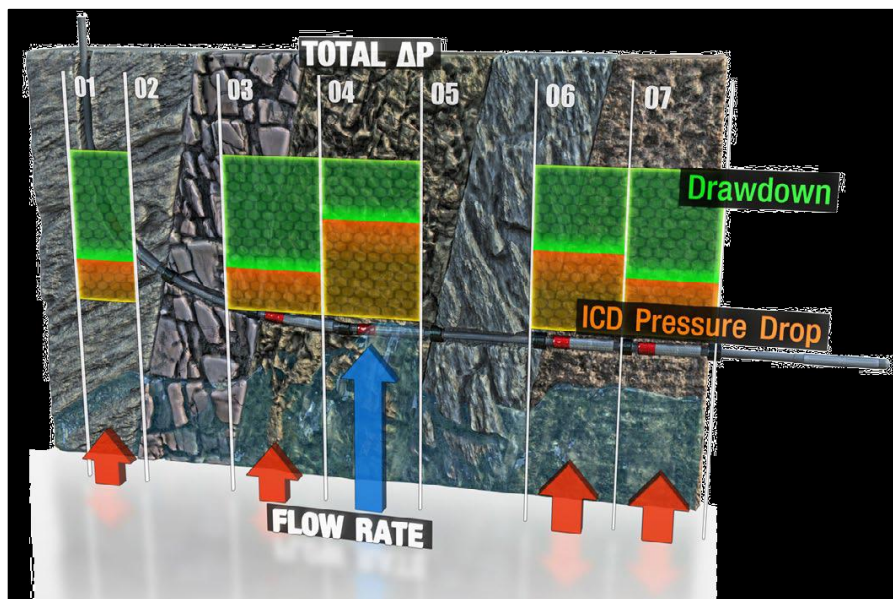


Gráfico 3.11 Fluencia de fluidos con completación ICD

Fuente: (Halliburton, Improve Completion Performance and Efficiency, 2012)

3.5. DESCRIPCIÓN DE SOFTWARE ESPECIALIZADOS DE SIMULACIÓN PARA DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO.

La simulación es un elemento básico y primordial para la implementación de ICD, por lo que existe un software de análisis NETool y el software de análisis nodal Quiklook para cuantificar las ventajas y para permitir el estudio a largo plazo de una completación con ICD.

El Quiklook analiza los datos que se generen a largo plazo de una completación en este caso de ICD's generando gráficos complementarios e interactivos.

El NETool permitirá modelar cualquier geometría del pozo, simular diferentes tipos de completaciones y analizar sus resultados.

3.5.1. COMPLETACIÓN CON DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO

Los pozos completados con ICD's son diseñados para crear una mayor restricción en la zona del talón distribuyéndose a lo largo de la sección horizontal para asegurar un flujo homogéneo en la sección.

En el gráfico 3.12 muestra una completación con ICD en un pozo horizontal heterogéneo. El pozo es segmentado con empacaduras de acuerdo a las permeabilidades. Los ICD frente a las zonas más permeables son diseñados para restringir el flujo en esta zona.

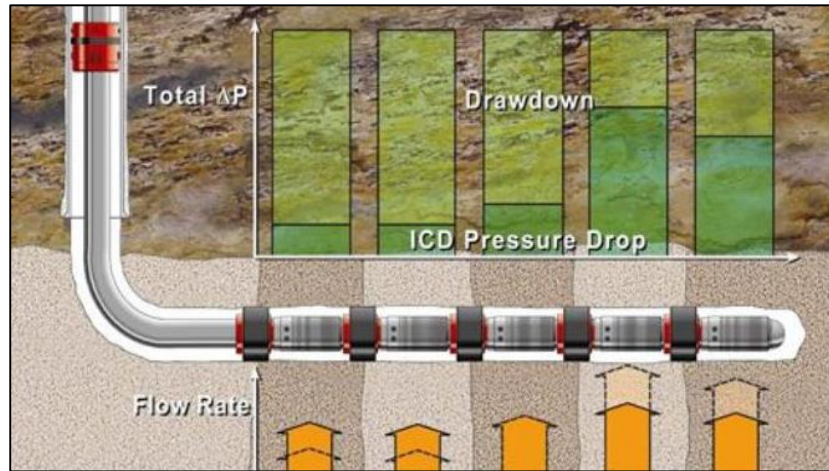


Gráfico 3.12 Irrupción de agua en reservorios heterogéneos con ICD

Fuente: Halliburton

En yacimientos homogéneos no hay rangos de contraste en permeabilidad. Sin embargo se produce el efecto talón-punta, esto es, existe un mayor diferencial de presión pozo-yacimiento en la sección del talón. Los fluidos son favorablemente producidos por esta sección y si existe agua lateral o de fondo también irrumpirá por esta sección.

En yacimientos homogéneos se utiliza la tecnología ICD para evitar el efecto talón - punta como se muestra en el gráfico 3.13.

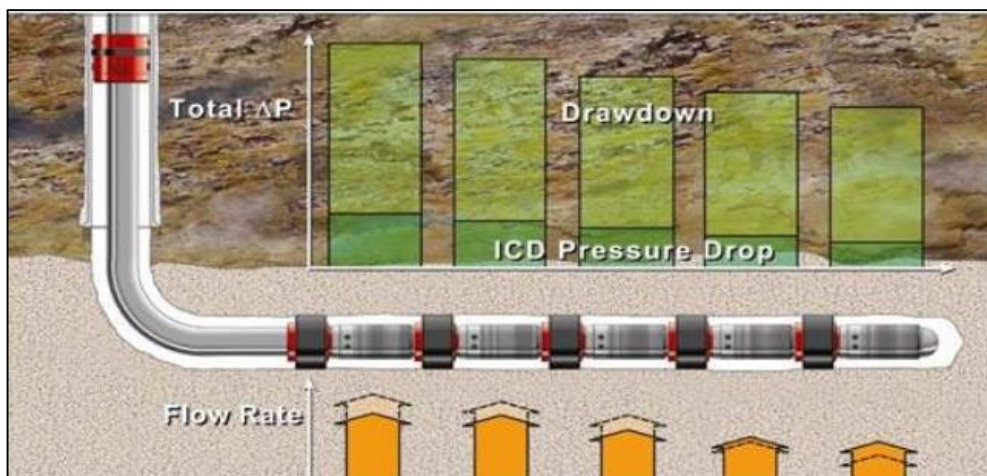


Gráfico 3.13 Irrupción de agua en reservorios homogéneos con ICD

Fuente: (Halliburton, ADVANCED COMPLETIONS, 2009)

Esta estrategia combate los fenómenos de conificación de agua o formación de crestas de gas a través de las zonas más permeables, detiene el flujo anular entre los compartimientos y permite el aislamiento de las zonas potencialmente con agua.

Para el diseño de una completación ICD/AICD, se realiza en dos etapas:

- Pre-evaluación.- Se realiza durante la etapa previa a la perforación del pozo o durante la perforación del mismo, y
- El diseño final.- Se realiza con los datos reales del pozo recién perforado.

En los dos casos la herramienta recomendada para el diseño óptimo de una completación es el NETool.

3.5.2. QUIKLOOK SOFTWARE DE SIMULACIÓN

Este software es una herramienta de simulación que se utiliza para estudiar los efectos a largo plazo (análisis transitorio) de una completación con AICD - ICD's en el reservorio.

QuikLook es excepcionalmente versátil y fácil de ejecutar, con una potente capacidad de visualización de los resultados, con datos importados de otros simuladores si es necesario.

El gráfico 3.14 muestra un ejemplo de QuickLook donde se observa la distribución de agua en el reservorio desde un pozo inyector a un pozo productor a través de una zona de alta permeabilidad en la parte superior del reservorio.

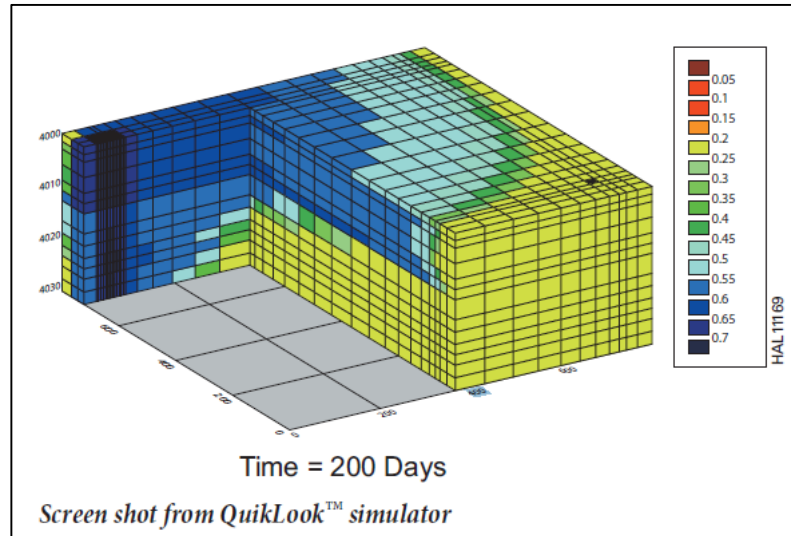


Gráfico 3.14 Vista en 3 dimensiones de la distribución de agua en un reservorio

Fuente: (Halliburton, ADVANCED COMPLETIONS, 2009)

Con QuikLook se tiene un manejo de fluidos de reservorio ya que se puede incorporar datos complejos del pozo, chequear la consistencia de datos, producir diagramas suplementarios, pantallas gráficas interactivas, e iniciar y monitorear las corridas de simulación y analizar resultados.

3.5.3. NETOOL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

Es una herramienta muy utilizada por los equipos de planeamiento, completación y optimización de producción. Puede modelar cualquier geometría del pozo, simular diferentes tipos de completaciones y analizar sus resultados, de ahí, que es usado para seleccionar una combinación correcta de las válvulas del ICD.

Para cada segmento y cada trayectoria de flujo el NETool™ permite seleccionar el tipo de completación según sea el caso, evaluando las diferentes completaciones en los pozos horizontales permitiendo restringir la producción en zonas con alta saturación de agua.

El flujo de las cercanías del pozo es representado por un número especificado de nodos que pueden ser conectados de maneras diferentes

para simular que el flujo atraviesa el espacio anular, a través de cualquier equipo de completación tal como ICD o a través de la tubería de producción.

Para ubicar una completación, serán necesarios los datos de la trayectoria de los pozos, y las condiciones del reservorio como la presión y la permeabilidad.

Los efectos de usar una completación con ICD pueden ser estimados introduciendo parámetros básicos del pozo en el software NETool y corriendo diferentes diseños de completación con variaciones de parámetros de flujo tales como corte del agua, permeabilidad, modelos de daño, etc.

El software NETool permite la corrida de numerosos escenarios muy rápidamente para comparar resultados y optimizar la completación.

3.5.4. MONITOR Z-SIGHT

Esta herramienta es de gran ayuda ya que tiene la función de proporcionar los datos del pozo como son presiones, temperaturas, los caudales que se están produciendo en un momento exacto, ya que muestra datos constantemente.

Mediante el cual también se le puede establecer un valor máximo y mínimo de un parámetro determinado y cumplirá la función de una alarma de seguridad. ZSight calculará automáticamente el ajuste de la alarma más adecuado en función de las condiciones de operación actuales.

Los puntos de ajuste de alarma se ajustan automáticamente a los cambios en las propiedades del fluido o condiciones también. Todos los puntos de ajuste también se pueden ajustar manualmente si es necesario.

Alarmas automáticas se puede configurar para:

- ✓ Pump Intake Pressure
- ✓ Pump Discharge Pressure

- ✓ Pump Delta P Performance
- ✓ Maximum and Minimum Pump Head
- ✓ Maximum and Minimum Pump flow rate
- ✓ Free Gas at the Pump Intake
- ✓ Motor oil or winding temperatures
- ✓ Pump Horsepower

La información que brinda Z-sight se la tiene en el instrumento colocado en el pozo llamado VSD como se observa en el gráfico 3.15 y desde cualquier equipo que trabaje con Windows 2000 o XP que tenga una conexión de área local, siendo los mismos valores reales.

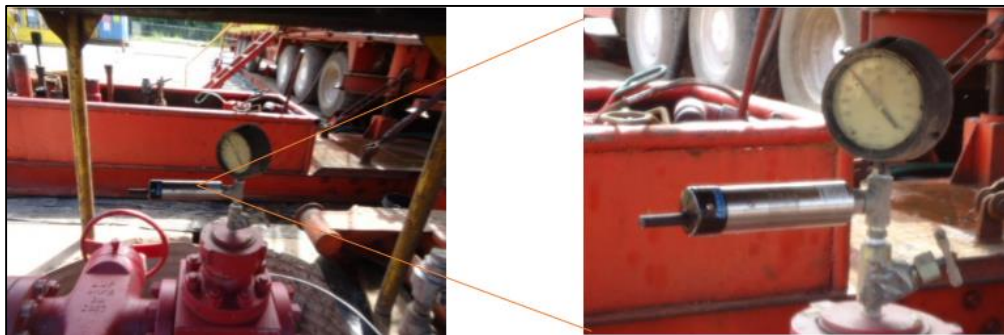


Gráfico 3.15 VSD instalado en X-41H

En la cabina de control podemos observar los datos que nos proporciona VSD mediante el software Z-sight que en la parte superior de la pantalla de estado del pozo se encontraran ventanas de información y parámetros como se observa en el gráfico 3.16.

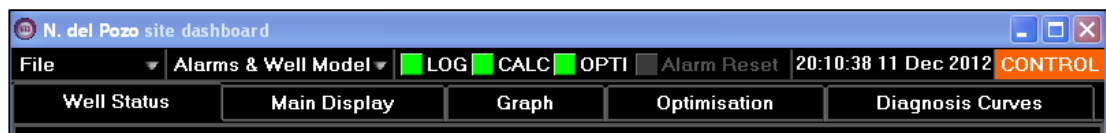


Gráfico 3.16 Parte superior de la pantalla del estado del pozo

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

La primera pantalla que se puede visualizar en el Z-SIGHT es “WELL STATUS” o pantalla de estado del pozo, en la cual se puede visualizar los siguientes datos calculados y transmitidos del sensor de fondo como se ve en la figura 3.17.

En la pantalla de estado del pozo o pantalla principal se encuentra información de básica de cómo se encuentra operando el pozo en la actualidad a tiempo real. En esta pantalla se muestra los siguientes parámetros:

- Flujo Total (Flow): flujo total de producción expresado en barriles de fluido por día.
- Corte de Agua (Water Cut): porcentaje de agua en el flujo total.
- Frecuencia (Frequency): velocidad en hertzios de la bomba BES.
- Presión de Cabeza (WHP): presión medida en la tubería, en el cabezal del pozo.
- Presión de Descarga (Press Discharge): presión medida a la descarga de la bomba.
- Presión de Entrada (Press Intake): presión medida en la entrada de la bomba.
- Temperatura del Motor (Motor Temp): temperatura medida en el motor de la bomba.
- BES Presión de Fondo Fluyente (BHFP): presión calculada en frente de las perforaciones, cuando el pozo se encuentra fluyendo a la caída de presión generada por la bomba.

La información acerca de los parámetros del pozo y los gráficos elaborados automáticamente que nos brinda el sistema Z-sight se lo puede observar en el ANEXO 1.

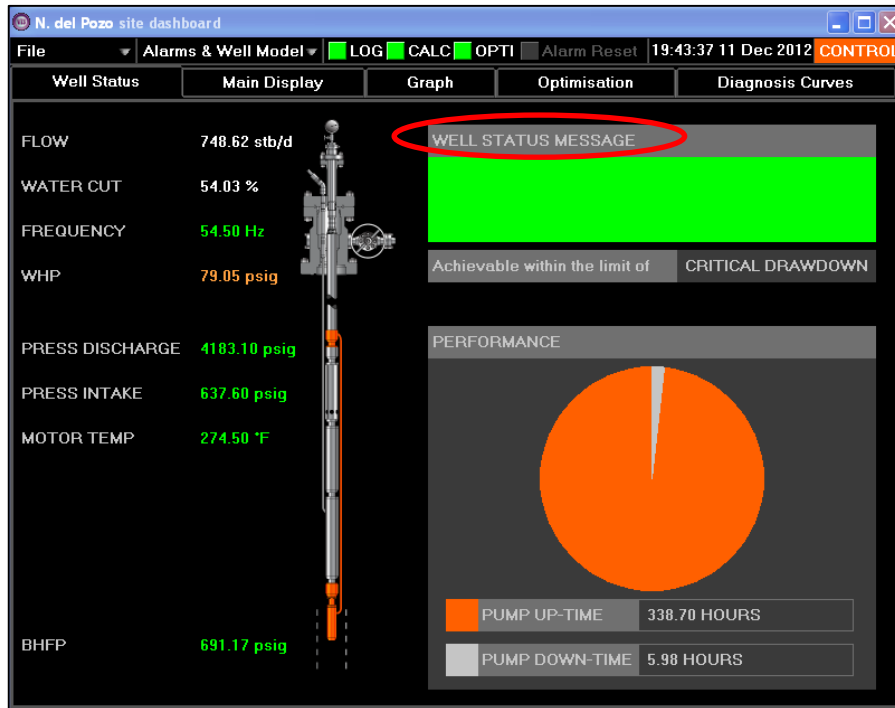


Gráfico 3.17 Pantalla Well Status

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

El mensaje del estado del pozo (WELL STATUS MESSAGE), mostrado en la figura 3.17 indica el mensaje automático del estado del pozo, después de la simulación automática de este, y el parámetro por la cual la producción del pozo está limitada. Este mensaje utiliza código de colores para indicar el estado:

- ✓ Verde: Optimizado
- ✓ Azul: Optimización disponible
- ✓ Naranja: Alarma existente
- ✓ Amarillo: Problema relacionado al reservorio
- ✓ Púrpura: Problema relacionado a la BES
- ✓ Rojo: Parado

En la pantalla principal, mostrada en la figura 3.18, el Z-Sight muestra todas las señales medidas, y parámetros calculados, en valores, diales con alarmas, y en curvas de tendencias con respecto al tiempo.

Para graficar cada uno de los parámetros se selecciona el check list y automáticamente el Z-SIGHT muestra el gráfico del parámetro seleccionado respecto al tiempo, permitiendo la visualización de todo el historial (figura 3.18).

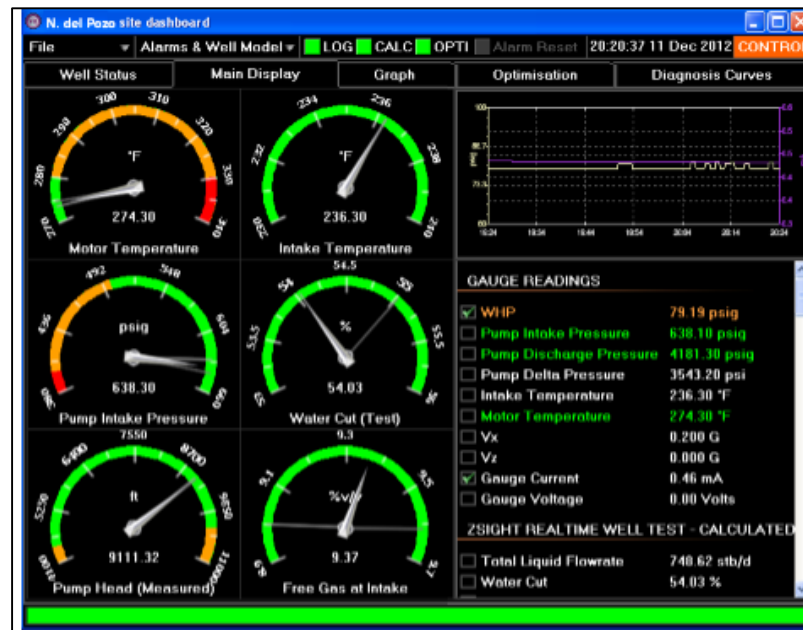


Gráfico 3.18 Pantalla principal y parámetros

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

El Z-SIGHT permite controlar el VSD a través del Z-SIGHT, sin necesidad de manipular el VSD directamente. Permite variar la frecuencia y encender o apagar el VSD en la locación del pozo o remotamente. Para realizar este control del VSD es necesario un código de control.

De igual manera el Z-SIGHT permite descargar toda la data calculada y la obtenida del VSD y sensor de fondo, ya sea en la locación o remotamente. El archivo puede abrirse con Excel.

Para realizar el monitoreo remoto del pozo utilizando la herramienta Z-SIGHT se necesita la conexión a internet desde cualquier parte del mundo.

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS TÉCNICO

El Campo Petrolífero Mariann es uno de los campos petrolíferos principales en el Bloque Tarapoa. Consiste en 5 zonas, que incluyen M1, U Superior, U Inferior, T Superior y T Inferior. En los que 27 pozos están produciendo principalmente de U Inferior y M1.

La alta producción de agua tiene un impacto desfavorable en el desarrollo del Campo Mariann, en su principal reservorio Napo. No es un problema sencillo de solucionar, por lo que Andes Petroleum en el 2013 decidió buscar tecnologías desarrolladas específicamente para disminuir el corte de agua de 83.8% que tiene este campo.

Así que decidió realizar una prueba piloto para retrasar la producción de agua en los pozos horizontales que estaban en plan de perforación y aplicar la tecnología ICD / AICD's.

Las tecnologías analizadas y aplicadas fueron:

- **EquiFlow AICD (Autonomous - Vortex):** 2 equipos
- **ICD (Passive - Adjustable Nozzles in series):** 1 Equipo

4.1. POZO X-41H

El pozo X- 41H (Gráfico 4.1) fue perforado del 12 de marzo al 18 de abril del 2014, como un pozo de desarrollo con el yacimiento Napo "U" Inferior como objetivo principal. La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 10 964 ft MD / 7 735 ft TVD (vertical verdadera) y se trata de un pozo horizontal.



Gráfico 4.1 Cabezal del Pozo X-41H

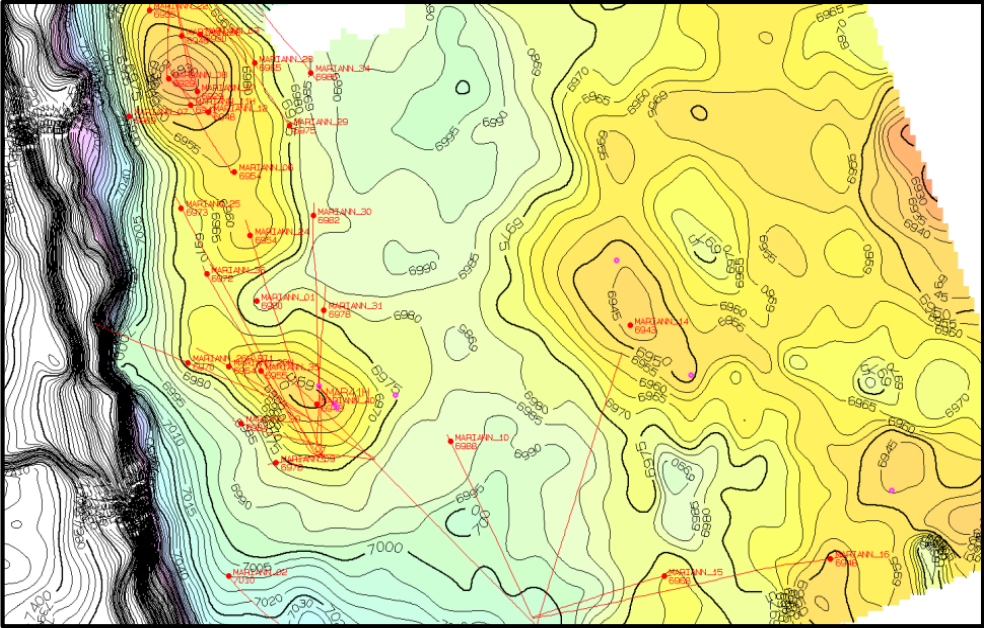


Gráfico 4.2 Mapa estructural X-41H Napo "U" Inferior

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

En la tabla 4.1 se observan las profundidades

Tabla 4.1 Topes en las arenas

	Pozo	Topes (ft)
X-4IH	"U" Inferior	-6975
	"T" Superior	-7157
	"T" Inferior	-7213

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

Las coordenadas del Pozo UTM de Fondo son las siguientes:

- 9 982 553 metros. Norte
- 362 582 metros. Este

4.1.1. DISEÑO DE COMPLETACIÓN CREADO POR SOFTWARE DE SIMULACIÓN

Pre diseño: Para la fase de pre diseño se utilizó el software NETool cargando la tabla con propiedades exportada del Software Eclipse de Schlumberger del Campo Mariann de la arena productora —Napo. Para la simulación se utilizó la trayectoria planeada y las propiedades del reservorio de las celdas interceptadas por el pozo.

Para el diseño final: se utilizó el mismo modelo creado en NETool pero utilizando ahora el survey final del pozo y el perfil de permeabilidad calculado a partir de los registros Logging While Drilling (LWD) tomados en el pozo. Es decir valores reales.

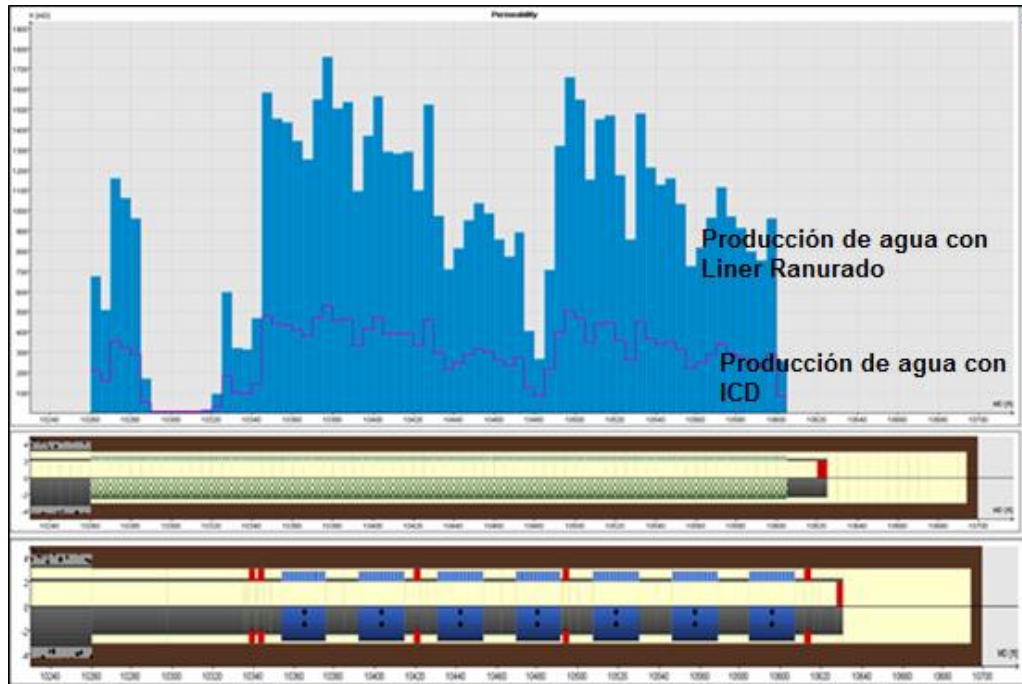


Gráfico 4.3 Perfil de producción de agua con dispositivos de control de flujo y liner

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

En el gráfico 4,3 se muestra el perfil de permeabilidad del X-41H cargado en NETool para segmentar el pozo en función de las heterogeneidades mostradas por el registro, en el que observamos la notoria diferencia en producción de agua con el simulador si se utiliza dispositivos de control de flujo o liner ranurado.

La completación actual del pozo X-41H se la realizó del 18 al 20 de Mayo del 2014

De acuerdo al diseño y programa del gráfico 4.3,y la completación de fondo del pozo horizontal consta de:

- Longitud de la zona horizontal: 434 ft
- Número de ICD's de 4 ½ pulgadas: 7
- Número de Swellpackers: 5

Podemos observar el esquema mecánico propuesto en el ANEXO 2.

4.1.2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN (PRUEBA DE POZO)

El pozo X-41H entró en evaluación de producción mediante un sistema de bombeo ESP. El pozo fue completado en el yacimiento Napo "U" Inferior en el intervalo 10 359 – 10 589 (ft) obteniendo datos de propiedades petrofísicas como se ve en la tabla 4.2 y logrando resultados de producción como se ve en la tabla 4.3.

Tabla 4.2 Propiedades petrofísicas del pozo X-41H

Propiedades petrofísicas promedio del pozo X-41H Arena Napo "U" Inferior					
Pozo	Espesor de pago (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Sw (%)	API (°)
X-41H	35	21.7	780	12	19.0

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

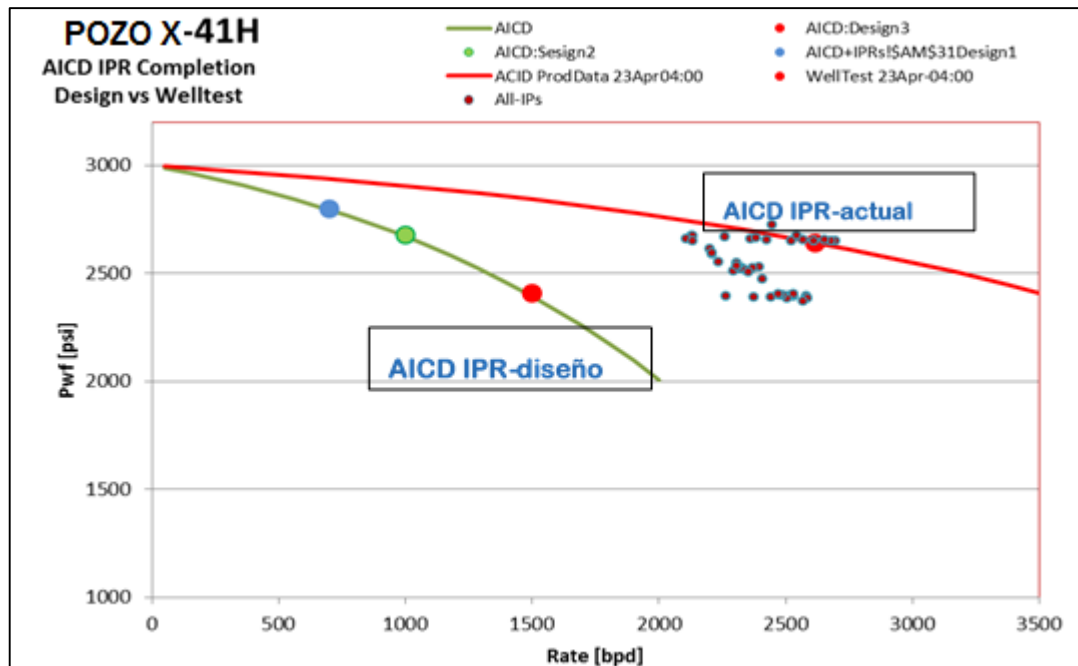
Tabla 4.3 Historial de producción del pozo X-41H

POZO	FECHA	BPPD	BFPD	BAPD	%BSW	API
X-41H	2014-abr-20	452,88	2.448,00	1.995,12	81,50	19,6
X-41H	2014-abr-21	2.229,42	2.545,00	315,58	12,40	19,6
X-41H	2014-abr-22	2.646,74	2.698,00	51,26	1,90	19,9
X-41H	2014-abr-23	2.656,58	2.678,00	21,42	0,80	20,0
X-41H	2014-abr-24	2.623,14	2.655,00	31,86	1,20	20,0
X-41H	2014-abr-25	2.529,38	2.613,00	83,62	3,20	20,0
X-41H	2014-abr-26	2.406,46	2.571,00	164,54	6,40	20,0
X-41H	2014-abr-27	2.237,15	2.525,00	287,85	11,40	20,0
X-41H	2014-abr-28	2.031,31	2.424,00	392,69	16,20	20,0
X-41H	2014-abr-29	1.938,38	2.361,00	422,62	17,90	20,0
X-41H	2014-abr-30	1.904,82	2.384,00	479,18	20,10	20,1
X-41H	2014-may-01	1.703,29	2.259,00	555,71	24,60	19,9
X-41H	2014-may-02	1.515,14	2.128,00	612,86	28,80	19,9
X-41H	2014-may-03	1.441,23	2.132,00	690,77	32,40	19,9
X-41H	2014-may-04	1.420,12	2.107,00	686,88	32,60	19,9
X-41H	2014-may-05	1.377,08	2.135,00	757,92	35,50	19,9
X-41H	2014-may-06	1.336,01	2.201,00	864,99	39,30	19,9
X-41H	2014-may-07	1.256,35	2.208,00	951,65	43,10	19,9
X-41H	2014-may-08	1.187,31	2.211,00	1.023,69	46,30	19,9
X-41H	2014-may-09	1.230,87	2.305,00	1.074,13	46,60	19,9
X-41H	2014-may-10	1.145,29	2.396,00	1.250,71	52,20	19,9
X-41H	2014-may-11	1.119,11	2.371,00	1.251,89	52,80	19,9
X-41H	2014-may-12	1.092,77	2.330,00	1.237,23	53,10	19,9
X-41H	2014-may-13	1.003,35	2.296,00	1.292,65	56,30	19,9
X-41H	2014-may-15	1.018,34	2.341,00	1.322,66	56,50	20,0
X-41H	2014-may-16	985,91	2.353,00	1.367,09	58,10	20,0
X-41H	2014-may-17	976,70	2.235,00	1.258,30	56,30	20,0
X-41H	2014-may-18	978,05	2.409,00	1.430,95	59,40	20,0
X-41H	2014-may-19	855,53	2.306,00	1.450,47	62,90	20,0
X-41H	2014-may-25	806,70	2.266,00	1.459,30	64,40	20,0
X-41H	2014-jun-01	705,45	2.441,00	1.735,55	71,10	20,0
X-41H	2014-jun-02	683,26	2.512,00	1.828,74	72,80	20,0
X-41H	2014-jun-03	688,16	2.530,00	1.841,84	72,80	20,0
X-41H	2014-jun-04	722,96	2.582,00	1.859,04	72,00	20,0
X-41H	2014-jun-08	741,47	2.522,00	1.780,53	70,60	20,0
X-41H	2014-jun-15	718,91	2.586,00	1.867,09	72,20	20,0
X-41H	2014-jul-02	521,59	2.532,00	2.010,41	79,40	20,0
X-41H	2014-jul-07	443,56	2.506,00	2.062,44	82,30	20,0
X-41H	2014-jul-22	420,07	2.471,00	2.050,93	83,00	20,0

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

4.1.3. POTENCIAL DEL POZO

Para calcular el máximo potencial del pozo se utilizó 3 escenas diferentes, modificando presiones de fondo. La curva Inflow Performance Relationship (IPR) generada por esta simulación mostrada en la gráfica 4.4 y al compararla con la actual se determinó que la producción del pozo es más alta que la expectativa que se tenía al inicio.



WellTest	Oil rate	Water rate	WCUT	Q total	BHP
Oil+Wat	637	63	9.0	700	2799
WellTest1	[STB/d]	[STB/d]	[%]	[RB/d]	[PSI]
WellTest	Oil rate	Water rate	WCUT	Q total	BHP
Oil+Wat	910	90	9.0	1000	2678
WellTest2	[STB/d]	[STB/d]	[%]	[RB/d]	[PSI]
WellTest	Oil rate	Water rate	WCUT	Q total	BHP
Oil+Wat	1365	135	9.0	1500	2407
WellTest3	[STB/d]	[STB/d]	[%]	[RB/d]	[PSI]

Gráfico 4.4 IPR actual Vs IPR diseñado

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

4.1.4. ANÁLISIS DE RENDIMIENTO

El gráfico 4.5 nos muestra la producción de cada fluido, además del corte de agua, durante el período de producción estudiado del pozo X-41H (desde el 20 de abril 2014 hasta el 22 de julio, 2014). Señalando que el pozo sigue en producción hasta la fecha.

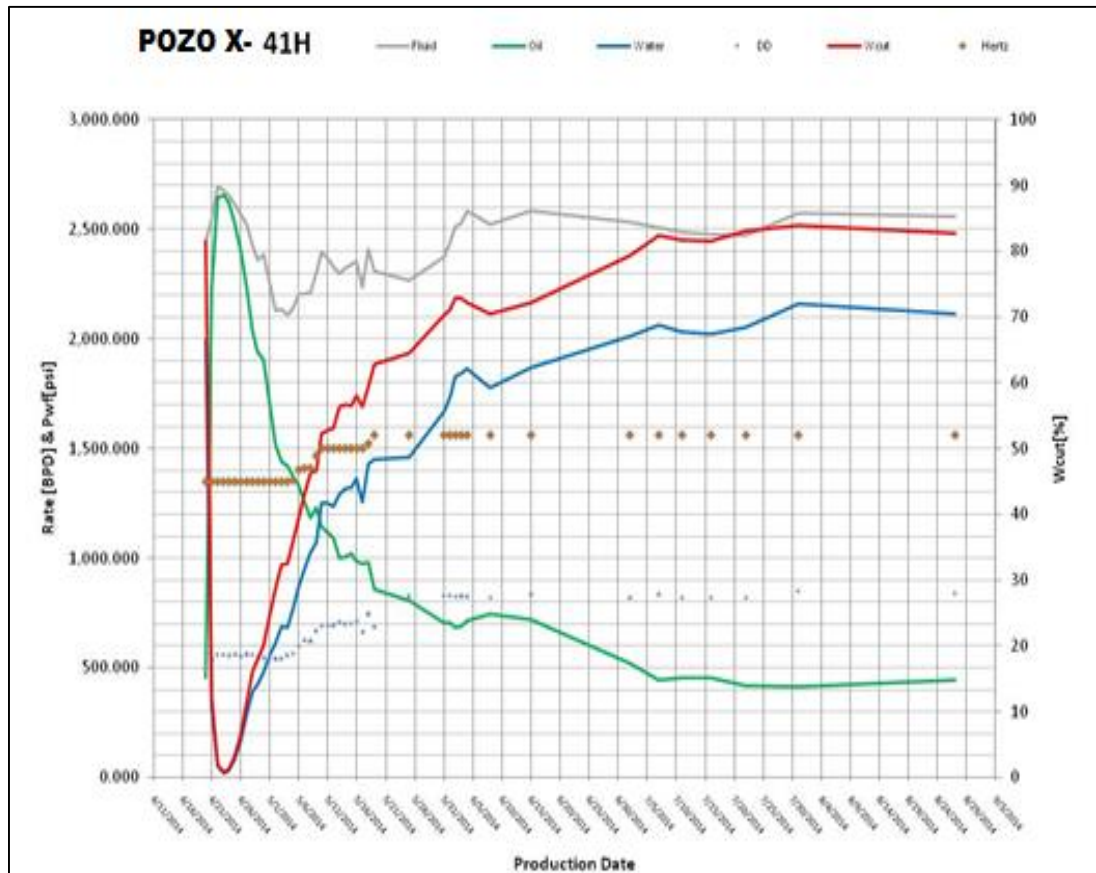


Gráfico 4.5 Producción del pozo X-41H

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

En el gráfico 4.6 se compara el acumulado de cada uno de los fluidos que produce el pozo X-41H, donde observamos que la producción de petróleo hasta la fecha del análisis es mayor a la producción del agua.

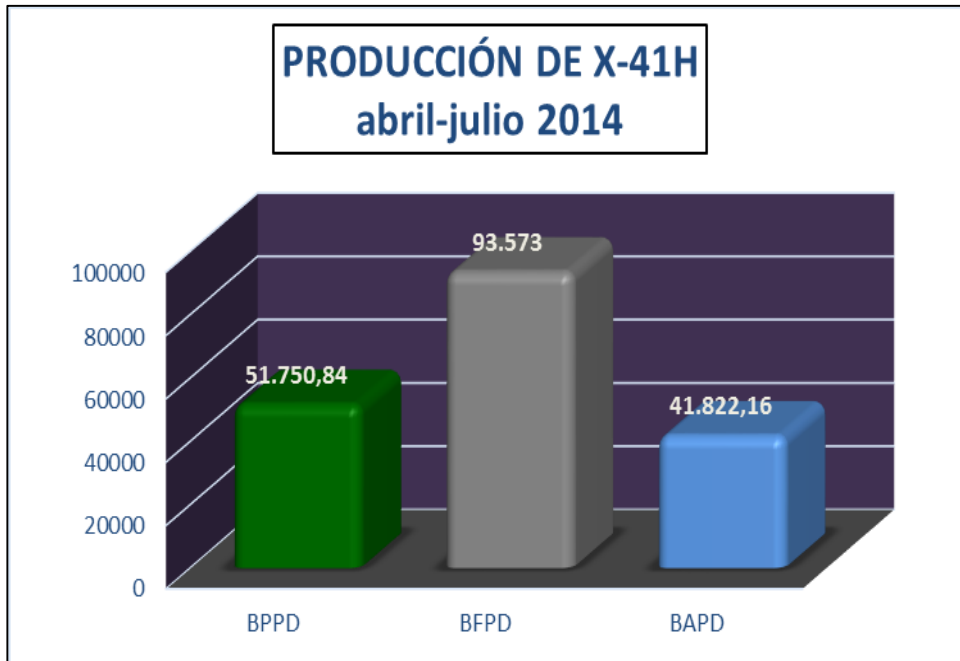


Gráfico 4.6 Producción acumulada del X-41H hasta julio 2014

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

4.2. POZO X-7H

El pozo X-7H (Gráfico 4.7) fue perforado del 17 de marzo al 23 de abril del 2014, como un pozo de desarrollo con el yacimiento Napo “M1” como objetivo principal. La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 10 341 ft MD / 7 887 ft TVD (vertical verdadera) y se trata de un pozo horizontal.



Gráfico 4.7 Cabezal del Pozo X-7H

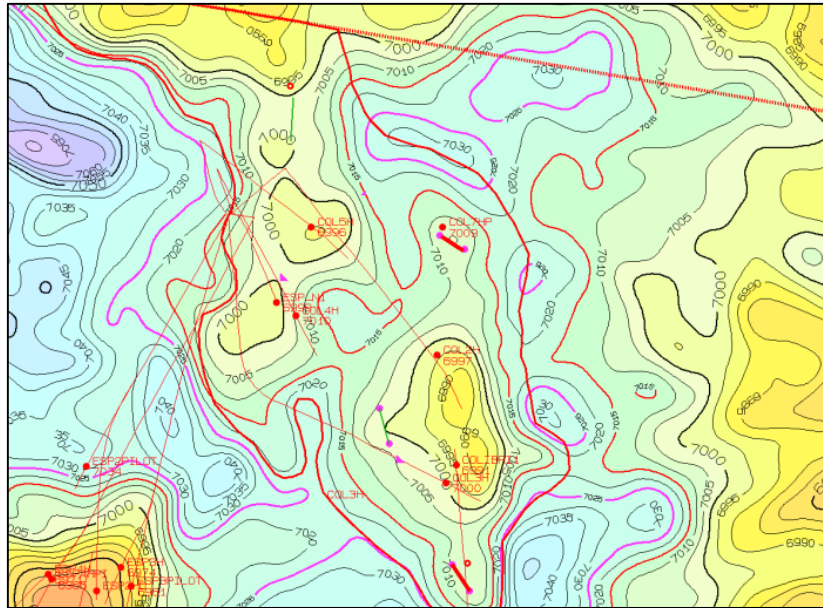


Gráfico 4.8 Mapa estructural X-7H Napo “M1”

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

Las coordenadas del Pozo UTM de Fondo son las siguientes:

- 9 988 925 metros. Norte
- 345 458 metros. Este

4.2.1. DISEÑO DE COMPLETACIÓN CREADO POR SOFTWARE DE SIMULACIÓN

En el gráfico 4.9 se muestra el perfil de permeabilidad del X-7H cargado en NETool para segmentar el pozo por la evidente diferencia de permeabilidades se determina que es una zona heterogénea debido al registro que se observa.

De acuerdo al diseño y programa del gráfico 4.9 y la completación de fondo del pozo horizontal consta de:

- Longitud de la zona horizontal: 481 ft
- Número de AICD´s de 4 ½ pulgadas: 10
- Número de Swellpackers: 4

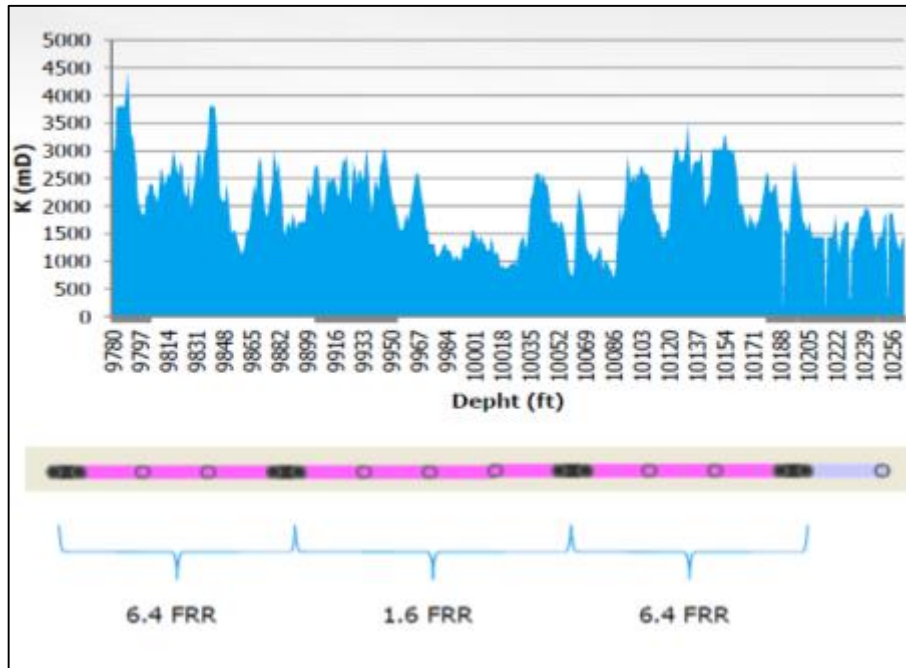


Gráfico 4.9 Perfil de permeabilidades y modelo determinando la cantidad de válvulas ICD's

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

Podemos observar el esquema mecánico propuesto en el ANEXO 3.

4.2.2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN (PRUEBA DE POZO)

El pozo X-7H entró en evaluación de producción mediante un sistema de bombeo ESP desde el 22 de abril. El pozo fue completado en el yacimiento Napo "M1" en el intervalo 9 792 – 10 341 (ft) obteniendo datos de propiedades petrofísicas como se ve en la tabla 4.4.

En la que se puede observar este campo tiene un crudo de 20.5 grados API, con el que podemos determinar que en el pozo X-7H existe un crudo pesado.

Y logrando resultados de producción como se ve en la tabla 4.5.

Tabla 4.4 Propiedades petrofísicas del pozo X-7H

POZO	X- 7H
Arena Productora	M- 1
API	20.5
Pb (psi)	478
Bo @ Pb	1,114
Temperatura (°F)	180
Viscosidad (cp)	34,3

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

Tabla 4.5 Historial de producción del pozo X-7H

POZO	FECHA	BPPD	BFPD	BAPD	%BSW	API
X-7H(M1)	2014-abr-21	0.00	672.00	672.00	100.00	0.0
X-7H(M1)	2014-abr-22	259.09	751.00	491.91	65.50	15.1
X-7H(M1)	2014-abr-23	542.01	771.00	228.99	29.70	15.1
X-7H(M1)	2014-abr-24	576.27	674.00	97.73	14.50	15.1
X-7H(M1)	2014-abr-25	532.45	575.00	42.55	7.40	14.4
X-7H(M1)	2014-abr-26	536.07	593.00	56.93	9.60	14.4
X-7H(M1)	2014-abr-27	538.08	570.00	31.92	5.60	13.1
X-7H(M1)	2014-abr-30	232.79	243.00	10.21	4.20	13.1
X-7H(M1)	2014-may-01	372.27	389.00	16.73	4.30	13.1
X-7H(M1)	2014-may-02	394.70	412.00	17.30	4.20	13.1
X-7H(M1)	2014-may-03	478.53	514.00	35.47	6.90	13.1
X-7H(M1)	2014-may-04	497.55	531.00	33.45	6.30	13.1
X-7H(M1)	2014-may-05	521.73	561.00	39.27	7.00	13.1
X-7H(M1)	2014-may-06	510.23	551.00	40.77	7.40	13.1
X-7H(M1)	2014-may-07	504.69	554.00	49.31	8.90	13.1
X-7H(M1)	2014-may-08	498.29	558.00	59.71	10.70	13.1
X-7H(M1)	2014-may-11	468.17	529.00	60.83	11.50	13.1
X-7H(M1)	2014-may-12	462.88	526.00	63.12	12.00	13.1
X-7H(M1)	2014-may-25	544.19	617.00	72.81	11.80	13.1
X-7H(M1)	2014-jun-06	596.60	760.00	163.40	21.50	13.0
X-7H(M1)	2014-jun-12	552.10	864.00	311.90	36.10	13.1
X-7H(M1)	2014-jun-22	435.02	912.00	476.98	52.30	13.1
X-7H(M1)	2014-jun-24	332.32	992.00	659.68	66.50	13.1
X-7H(M1)	2014-jun-27	353.98	1.063.00	709.02	66.70	13.1
X-7H(M1)	2014-jul-07	329.54	1.084.00	754.46	69.60	13.1

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

4.2.3. ANÁLISIS DE RENDIMIENTO

El gráfico 4.10 nos muestra la producción de cada fluido, durante el período de producción estudiado del pozo X-7H (desde el 21 de abril 2014 hasta el 7 de julio, 2014). Señalando que el pozo sigue en producción hasta la fecha.

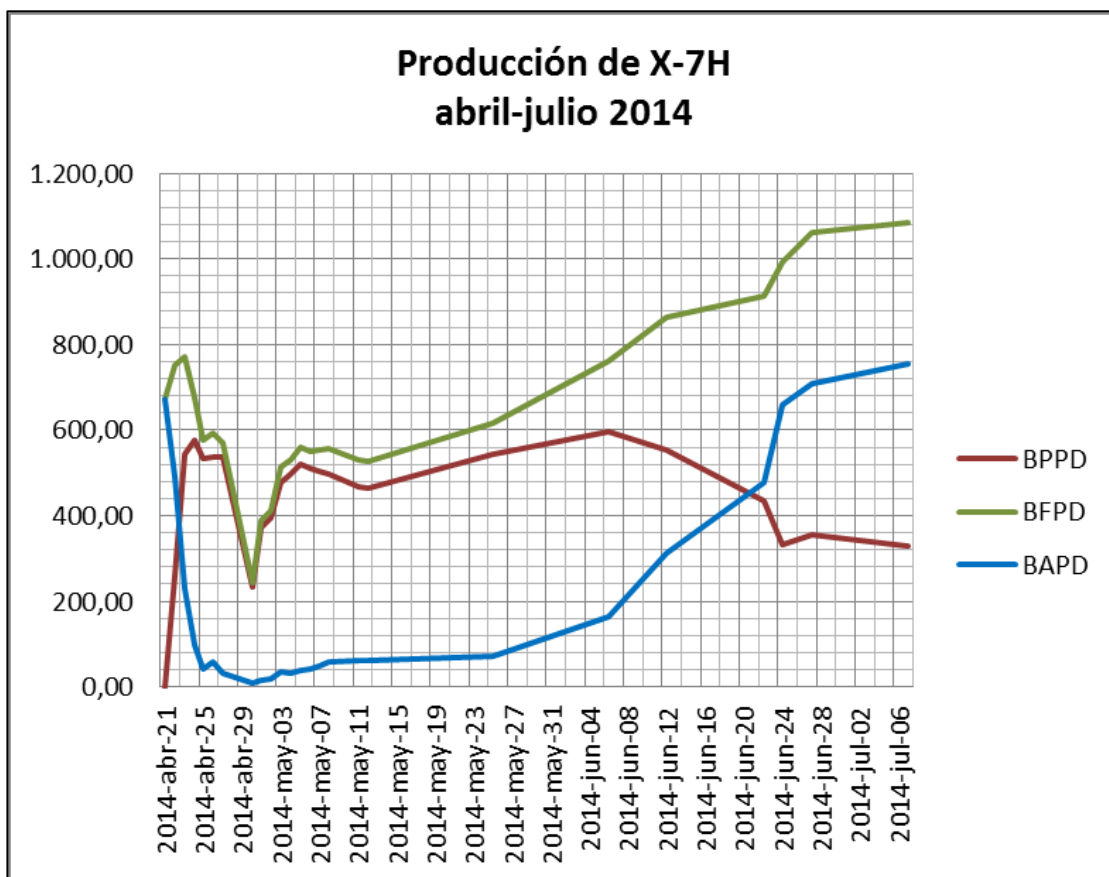


Gráfico 4.10 Producción del pozo X-7H

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

En el gráfico 4.11 se compara el acumulado de cada uno de los fluidos que produce el pozo X-7H, donde observamos que la producción de petróleo hasta la fecha del análisis es mayor a la producción del agua.

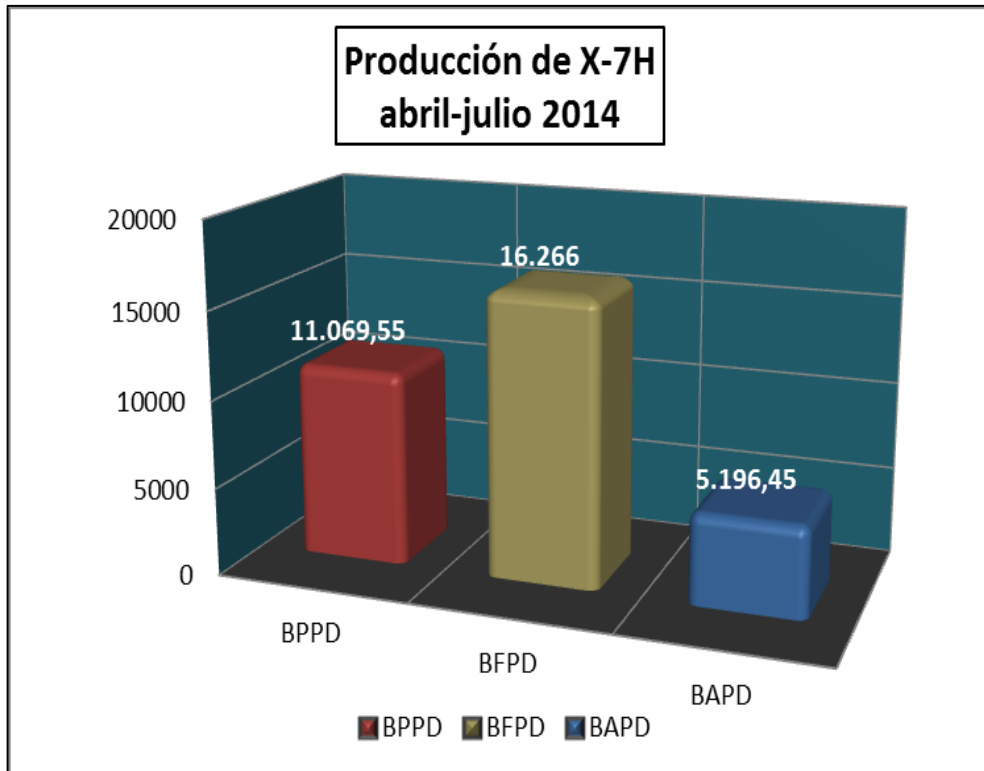


Gráfico 4.11 Producción acumulada del X-7H hasta julio 2014

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

4.3. POZO X-8H

El pozo X- 8H (Gráfico 4.12) fue perforado del 18 de abril al 24 de mayo del 2014, como un pozo de desarrollo con el yacimiento Napo “M1” como objetivo principal. La profundidad total (TD) alcanzada en este pozo es 11,468' MD / 7,869' TVD (vertical verdadera).



Gráfico 4.12 Cabezal del pozo X-8H

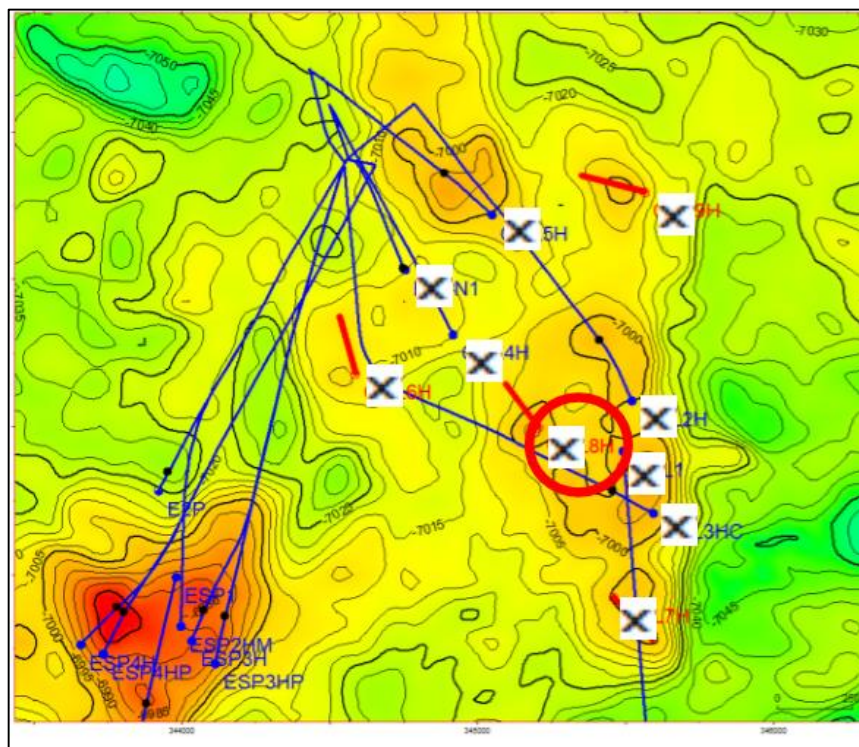


Gráfico 4.13 Mapa estructural X-8H Napo "M1"

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

Las coordenadas del Pozo UTM de Fondo son las siguientes:

- 9 989 500 metros. Norte
- 345 205 metros. Este

Y se trata de un pozo horizontal como se observa en el gráfico 4.14

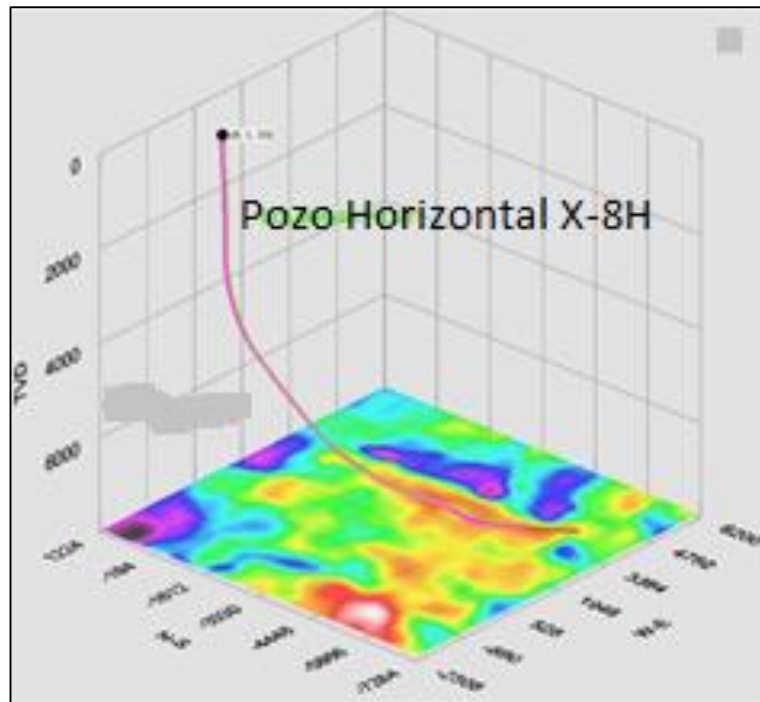


Gráfico 4.14 Vista 3D del pozo horizontal X-8H

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

4.3.1. DISEÑO DE COMPLETACIÓN CREADO POR SOFTWARE DE SIMULACIÓN

En el gráfico 4.15 se muestra el perfil de permeabilidad del X-8H cargado en NETool para segmentar el pozo en función de las heterogeneidades mostradas por el registro.

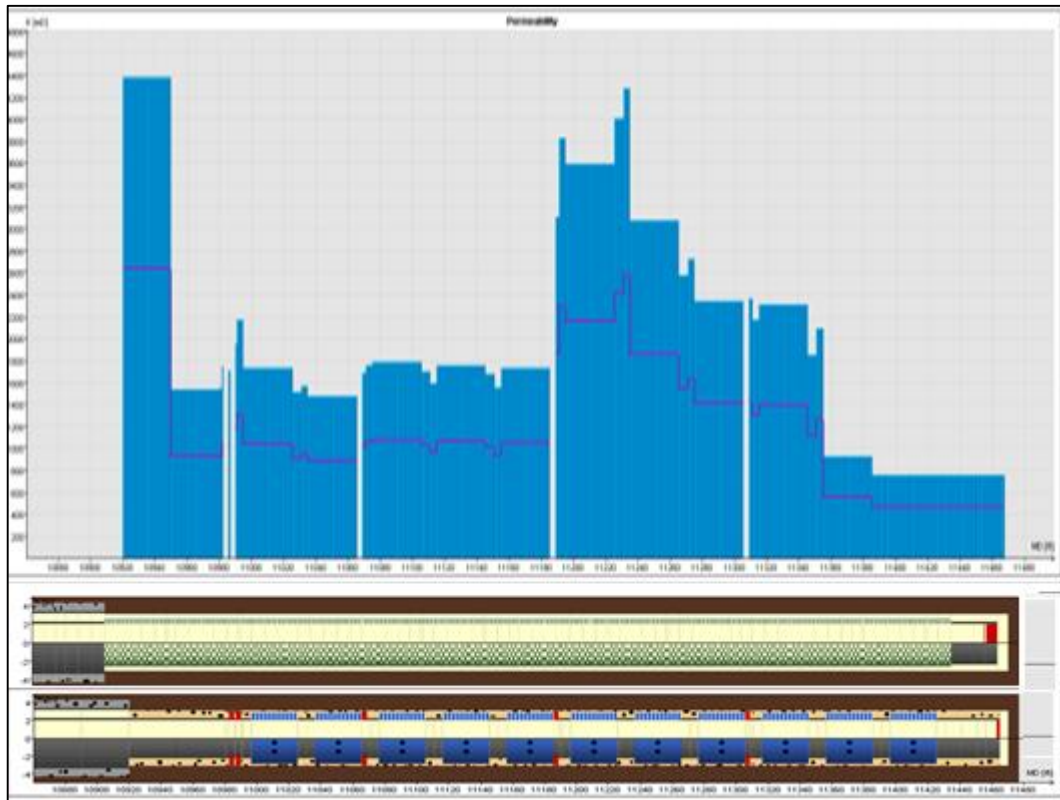


Gráfico 4.15 Perfil de producción de agua con dispositivos de control de flujo y convencional

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

La completación actual del pozo X-8H se la realizó los primeros días de junio del 2014

De acuerdo al diseño y programa del gráfico 4.15, y la completación de fondo del pozo horizontal consta de:

- Longitud de la zona horizontal: 488 ft
- Número de AICD´s de 4 ½ pulgadas: 11
- Número de Swellpackers: 5

Podemos observar el esquema mecánico propuesto en el ANEXO 4.

4.3.2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN (PRUEBA DE POZO)

El pozo X-8H entró en evaluación de producción mediante un sistema de bombeo ESP. El pozo fue completado en el yacimiento Napo "M1" en el intervalo 10 891 – 11 468 (ft) obteniendo datos de propiedades petrofísicas como se ve en la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Propiedades petrofísicas del pozo X-8H

POZO	X- 8H
Arena Productora	M- 1
API	17.5
Pb (psi)	478
Bo @ Pb	1,13
Temperatura (°F)	180
Viscosidad (cp)	25,6

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

Como se puede observar este campo tiene un crudo de 17.5 grados API, con el que podemos determinar que en el pozo X-8H existe un crudo pesado.

Y se obtuvo un historial de producción como se ve en la tabla 4.7.

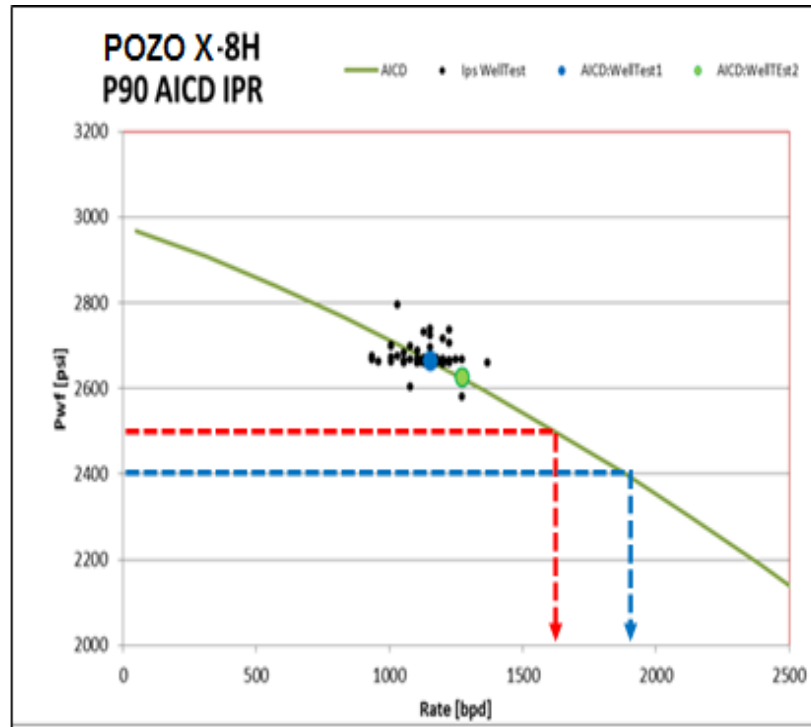
Tabla 4.7 Historial de producción del pozo X-8H

POZO	FECHA	BPPD	BFPD	BAPD	%BSW	API
X-8H(M1)	2014-may-26	23,86	1.193,00	1.169,14	98,00	10,0
X-8H(M1)	2014-may-27	626,18	1.089,00	462,82	42,50	19,8
X-8H(M1)	2014-may-28	790,74	1.146,00	355,26	31,00	19,8
X-8H(M1)	2014-may-29	867,54	1.143,00	275,46	24,10	19,8
X-8H(M1)	2014-may-30	926,67	1.185,00	258,33	21,80	19,8
X-8H(M1)	2014-may-31	904,04	1.162,00	257,96	22,20	19,8
X-8H(M1)	2014-jun-01	900,92	1.158,00	257,08	22,20	19,7
X-8H(M1)	2014-jun-02	904,80	1.160,00	255,20	22,00	19,7
X-8H(M1)	2014-jun-03	901,30	1.157,00	255,70	22,10	19,7
X-8H(M1)	2014-jun-04	899,37	1.156,00	256,63	22,20	19,7
X-8H(M1)	2014-jun-06	888,15	1.146,00	257,85	22,50	19,7
X-8H(M1)	2014-jun-07	882,43	1.152,00	269,57	23,40	19,7
X-8H(M1)	2014-jun-09	880,87	1.156,00	275,13	23,80	19,7
X-8H(M1)	2014-jun-10	873,58	1.154,00	280,42	24,30	19,7
X-8H(M1)	2014-jun-14	867,07	1.129,00	261,93	23,20	19,8
X-8H(M1)	2014-jun-16	866,70	1.151,00	284,30	24,70	19,8
X-8H(M1)	2014-jun-24	892,06	1.199,00	306,94	25,60	19,8
X-8H(M1)	2014-jul-02	899,96	1.208,00	308,04	25,50	19,8

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

4.3.3. POTENCIAL DEL POZO

Para calcular el máximo potencial del pozo primero se realizó una curva Inflow Performance Relationship (IPR) utilizando 2 escenas diferentes. La primera se la realizó con datos reales para la prueba de pozo y la segunda se planteó una simulación con un pronóstico de producción si la frecuencia va en aumento como se ve en el gráfico 4.16.



Actual Well tests	[STB/d]	[STB/d]	[%]	[RB/d]	[PSI]	[PSI]	[BPD/PSI]
1-Junio-2014 @17:00	Oil rate	Water rate	WCUT	Q total	BHP	DD	IP
NETool==>>	907	245	21.3	1152	2664	315	3.7
WellTest1	907	245	21.3	1152	2656	323	3.6

25-Julio-2014 @ 06:00	Oil rate	Water rate	WCUT	Q total	BHP	DD	IP
NETool==>>	925	347	27.3	1272	2627	352	3.6
WellTest2	925	347	27.3	1272	2666.8	312	4.1

Production forecast if the frequency is increase

Forecast 1	Oil rate	Water rate	WCUT	Q total	BHP	DD	IP
@Pwf = 2500 psi	1209	415	25.5	1624	2500	479	3.4
	[STB/d]	[STB/d]	[%]	[RB/d]	[PSI]	[PSI]	[BPD/PSI]
Forecast 2	Oil rate	Water rate	WCUT	Q total	BHP	DD	IP
@Pwf = 2400 psi	1420	452	24.5	1881	2400	579	3.2
	[STB/d]	[STB/d]	[%]	[RB/d]	[PSI]	[PSI]	[BPD/PSI]

Gráfico 4.16 Curva IPR con la aplicación de AICD en el pozo X-8H

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

Para poder obtener los resultados de la segunda escena, es decir si las presiones de fondo están en 2 500 psi y 2 400 psi obtendremos los resultados de producción como se ve en la gráfica 4.16

4.3.4. ANÁLISIS DE RENDIMIENTO

El gráfico 4.17 nos muestra la producción de cada fluido, durante el período de producción estudiado del pozo X-8H (desde el 26 de mayo 2014 hasta el 02 de julio, 2014). Señalando que el pozo sigue en producción hasta la fecha.

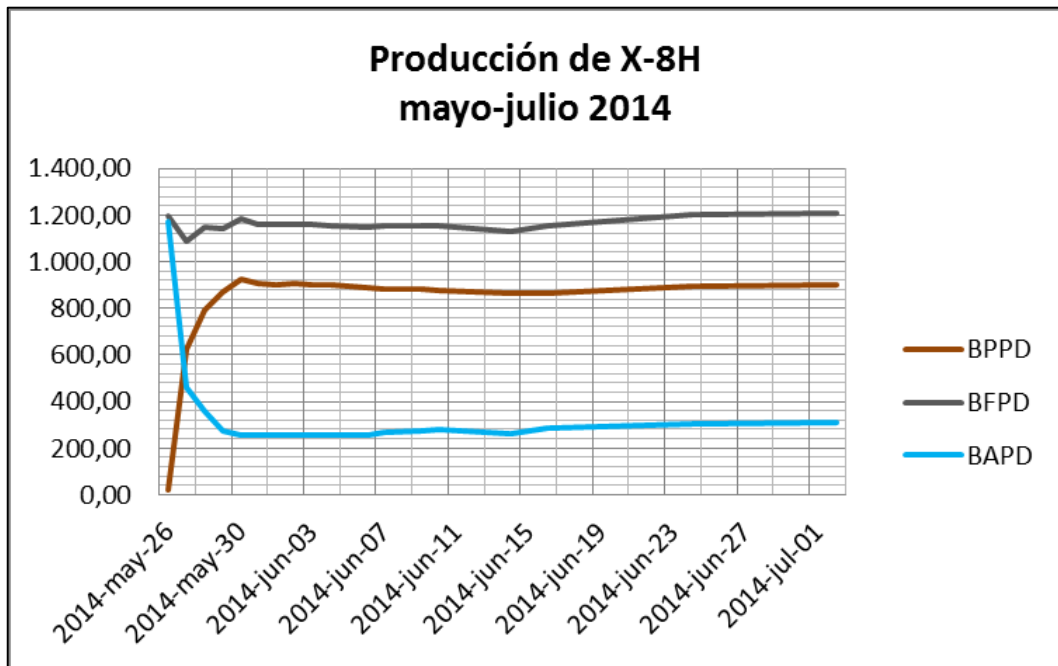


Gráfico 4.17 Producción del pozo X-8H

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

En el gráfico 4.18 se compara el acumulado de cada uno de los fluidos que produce el pozo X-8H, donde observamos que la producción de petróleo hasta la fecha del análisis es mayor a la producción del agua.

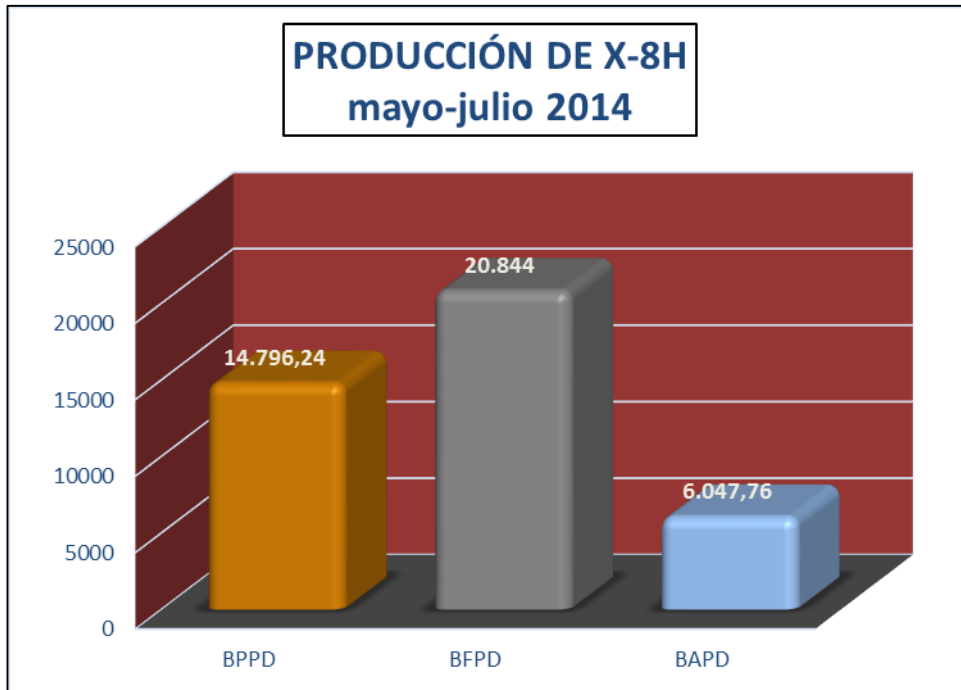


Gráfico 4.18 Producción acumulada del X-8H hasta julio 2014

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

4.4. ESTUDIO DE RESULTADOS

En el año 2014, en el Campo Petrolífero Mariann se dieron los mejores resultados de todos los pozos nuevos en el Bloque Tarapoa. Por los que la aplicación de dispositivos de control de flujo es una parte fundamental para el incremento de producción de crudo y control de agua. En el gráfico 4.19 observamos un resumen de la producción en los pozos de estudio, en el que se observa la diferencia de producción que existe en cada pozo estudiado.

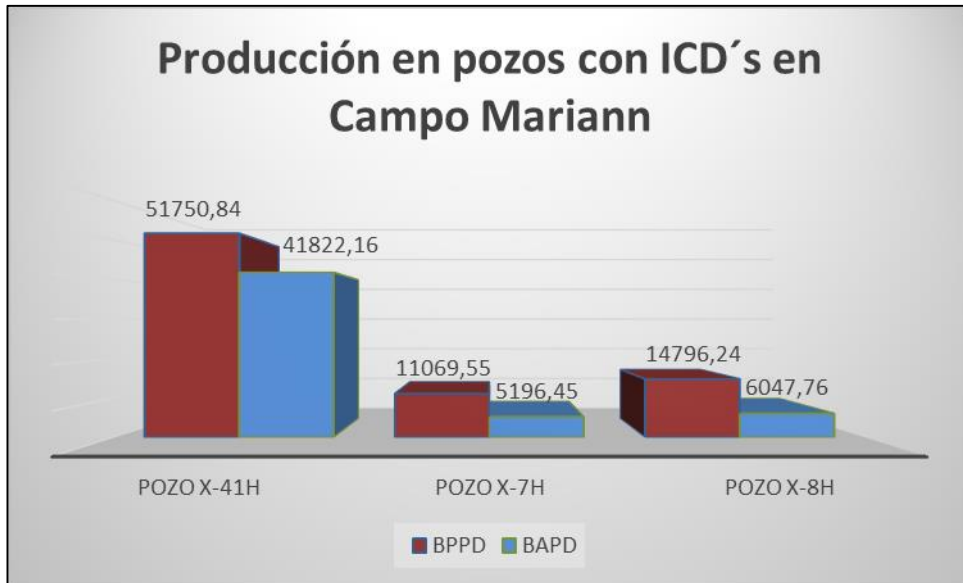


Gráfico 4.19 Producción de pozos que utilizan ICD's en el Campo Mariann

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

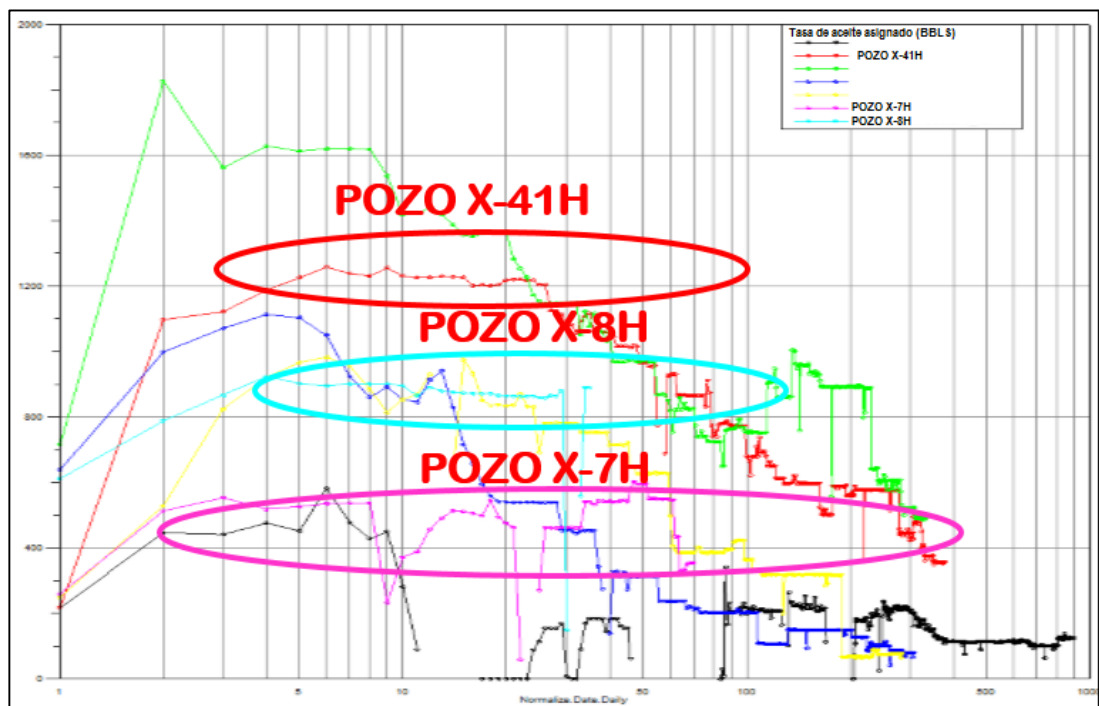


Gráfico 4.20 Producción de pozos con ICD en el Campo MARIANN

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

Los pozos productores de M1 y “U” Inferior contribuyeron más de 2,100 BOPD en total hasta agosto 2014. En la gráfica 4.21 se puede observar la producción de petróleo y el corte de agua, estimando un tiempo a futuro de 12 meses con un valor de producción igual al que ha mantenido hasta agosto 2014.

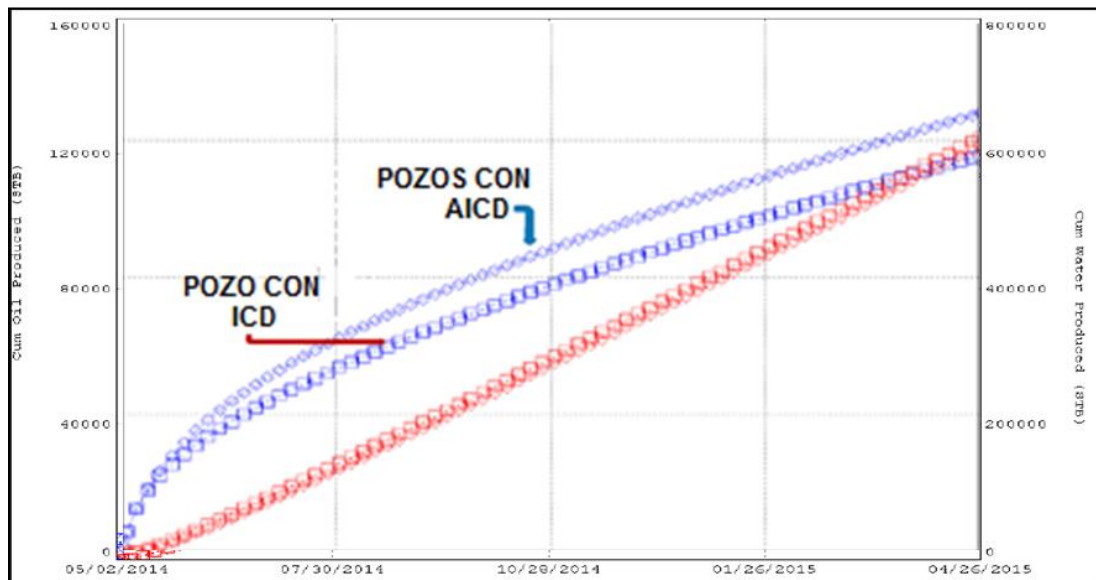


Gráfico 4.21 Producción de petróleo y agua en los 3 pozos estudiados

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

En la misma gráfica se plantea el estudio de los tres pozos con dispositivos de control de flujo donde la línea azul representa a la producción de petróleo y línea roja a la producción de agua.

Y en la tabla 4.8 se observan los resultados estimados hasta 3 años de producción para los dos casos, y la diferencia de producción que existe entre estas tecnologías.

Tabla 4.8 Estimación de producciones para pozos con ICD y AICD

	Cum. Oil Produced 1 year Bls	Cum. Oil Produced 2 Years Bls	Cum. Oil Produced 3 years Bls	Cum. Water Produced 1 year Bls	Cum. Water Produced 2 years Bls	Cum. Water Produced 3 years Bls
AICD	130,488	191,296	242,358	623,056	1'268,150	1'935.260
ICD's	115,671	175,364	224,652	606,571	1'287,440	1'917.450
Difference	14,817	15,932	17,706	16,485	19,290	17,810

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

La aplicación de los dispositivos de control de flujo (ICD) ha sido beneficiosa para que exista un incremento en la producción de crudo del Campo Mariann, en la tabla 4.9 se observa la producción anual desde el 2012 hasta el 2014.



Gráfico 4.22 Producción anual del campo Mariann 2012-2014

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

El estudio económico que se realiza a los diferentes proyectos de la industria hidrocarburífera es muy importante, ya que nos da a conocer si la manera en la que se está optimizando los diferentes procedimientos de producción de hidrocarburo, son beneficiosos para la compañía a comparación de las inversiones que se realizan.

Por lo que es muy importante analizar la situación económica. El objetivo de realizar este análisis económico es demostrar que este es un proyecto factible y que la utilización de la tecnología de ICD's es beneficiosa en el aspecto técnico y económico.

Para el desarrollo de este proyecto se tomó en cuenta un precio promedio de \$95 de un barril de petróleo, correspondiente a los cambios en su valor como se observa en la gráfica 5.1

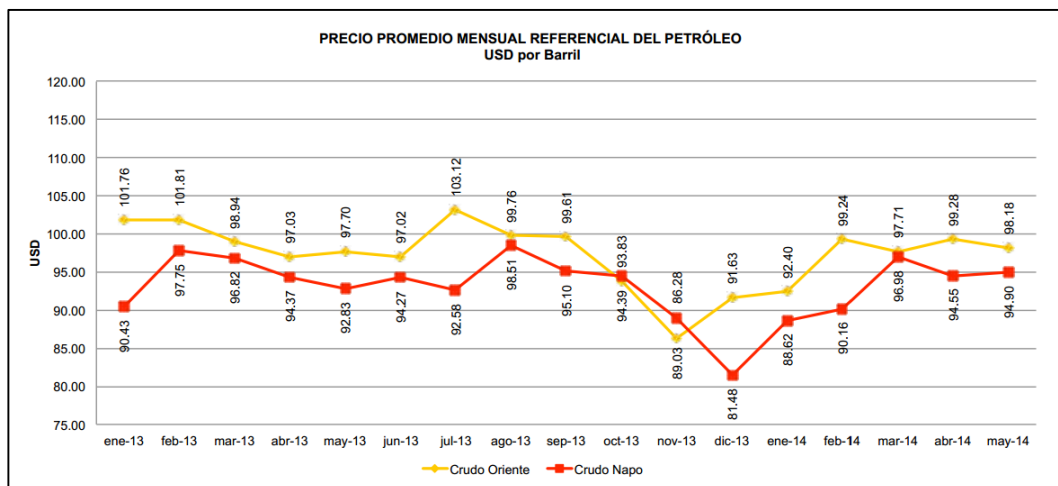


Gráfico 5.1 Precio del petróleo en los últimos meses

Fuente: (ECUADOR, 2014)

Para realizar el cálculo del Flujo Neto de Caja del TIR y el VAN se fijó una tasa de actualización del 12% que es la utilizada para el cálculo del VAN (Valor Actual Neto), también un costo de producción del barril de petróleo como se detalla en la tabla 5.1 datos con los que trabaja la operadora para realizar los análisis financieros.

Tabla 5.1 Costo de producción de un barril de petróleo

	COSTO PARA PRODUCIR UN BARRIL DE PETROLEO (\$/bbl)	\$ 6,63
	COSTO DE OPERACION DEL SOTE (\$/bbl)	\$ 0,23
	COSTO DE COMERCIALIZACION (\$/bbl)	\$ 0,05
Ley 10-20	CONTRIBUCION POR CADA BL PRODUCIDO (\$/bbl)	\$ 1,00
Ley 40	CONTRIBUCION POR CADA BL TRANSPORTADO (\$/bbl)	\$ 0,05
	Costo de producción de un barril de petróleo	\$ 7,96

Fuente: (ECUADOR, 2014)

5.1. MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Los indicadores económicos más utilizados y factibles para la evaluación de proyectos debido a que toman en cuenta el valor del dinero en el tiempo son:

- Flujo Neto de Caja (FNC)
- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es importante primero conocer los conceptos de cada uno de estos términos para un entendimiento más claro los resultados numéricos.

5.1.1. FLUJO NETO DE CAJA

El flujo de caja es la relación entre los ingresos y egresos en un periodo de tiempo (mensual o anual), este valor pueden distinguirse tres etapas:

1. Se da al inicio de los trabajos (días, meses o años) donde todavía no es posible recuperar la inversión y el valor del flujo neto es negativo.
2. Cuando el de flujo de caja toma el valor de cero, es decir que la inversión se recuperó.
3. Es la etapa cuando existe ganancias para la compañía, es decir el flujo neto de caja toma valores positivos.

Lo que nos permite evaluar una inversión y es fundamental para obtener el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

5.1.2. VAN (VALOR ACTUAL NETO)

Se entiende por VAN a la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los egresos que la misma ocasiona.

Tabla 5.2 Criterio de aceptación VAN

VAN > 0	Proyecto Factible, el proyecto producirá ganancias
VAN = 0	Proyecto indiferente, no produce ni pérdidas ni ganancias
VAN < 0	Proyecto no Factible, producirá pérdidas

El VAN se lo calcula de la siguiente manera:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+r)^k} - I_0 \quad \text{Ec. 5.1}$$

Donde:

FNC= Flujo Neto de Caja

Io= Desembolso inicial de la inversión

k= número de meses

r= tasa de actualización

n= tiempo de vida del proyecto

5.1.3. TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)

El TIR es una característica propia del proyecto ya que es un criterio de rentabilidad, a diferencia de VAN que es un ingreso monetario.

La tasa interna de retorno de una inversión, es la tasa de actualización que iguala el flujo de fondos con la inversión inicial. En otras palabras, la TIR es la tasa de interés por la cual el VAN es igual a cero, lo cual indicaría el nivel mínimo de rentabilidad.

El TIR ayuda a medir en términos relativos la rentabilidad de una inversión, ya que a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Tabla 5.3 Criterio de aceptación TIR

TIR >	Proyecto Factible
TIR =	Proyecto indiferente
TIR <	Proyecto no Factible

Para ello se emplea la siguiente ecuación

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1 + TIR)^k} - I_o = 0 \quad \text{Ec. 5.2}$$

Donde

FNC= Flujo Neto de Caja

Io= Inversión

k = período de análisis

r = tasa de actualización

n = tiempo de vida del proyecto

5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO X-41H

5.2.1. INVERSIÓN DEL PROYECTO

Como inversiones del proyecto se toman en cuenta los costos de perforación y completación, a continuación en la tabla 5.4 se muestran los costos reales de perforación, y en la tabla 5.5 los de completación.

Tabla 5.4 Costos de perforación del pozo X-41H

COSTO DE PERFORACIÓN POZO X-41H	
DESCRIPCIÓN	COSTO REAL (USD)
SERVICIOS TÉCNICO	\$ 4,087,377.49
RENTAS DE EQUIPOS DE PERFORACION	\$ 17,983.16
MATERIALES	\$ 1,348,012.11
COMBUSTIBLES	\$ 69,872.20
PERMISOS	\$ 25,000.00
SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL	\$ 26,100.00
SERVICIO DE CAMION VACUM	\$ 2,900.00
SERVICIO DE ING EN GEOLOGIA	\$ 7,500.00
SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS	\$ 2,300.00
MATERIALES GENERALES DE LA OPERACIÓN	\$ 26,100.00
TOTAL	\$ 5,613,144.96

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

Tabla 5.5 Completación pozo X-41H

COSTOS COMPLETACIÓN POZO X-41H				
COMPAÑÍA	SERVICIO	MATERIAL	GASTOS	INVERSION (USD)
TRIBOILGAS - 05	TRABAJO DE LA TORRE (20 DIAS)			160,000
TRIBOILGAS - 05	MOVILIZACION			8,000
BAKER/SAN ANTONIO/HALLIB.	CONTROL DE POZO	QUIMICOS		48,001
BAKER / SERTECPET	BHA DE LIMPIEZA + ACONDICIO.			49,000
BAKER/SLB / WTF /HALLIB.	DISPAROS CON TCP			110,000
BAKER/SLB / WTF /HALLIB.	REGISTRO CONTROL CEMENTO			40,000
WTF / SLB / HALLIB / SLB	REGISTROS ESPECIALES (VSP)			100,000
E&P / ADRIALPETRO /SOLIPET	SPOOLER			5,000
PETROTECH	SLICK LINE. VACUUM			4,000
ADRIALPETRO/E&P/B&S	QC/PROTECTORES/MID JOINTS			50,400
SCHLUMBERGER/BAKER/G.E.		EQUIPO BES FONDO/SUPERFICIE		400,000
SERTECPET/SOLIPET/WTF	EVALUACION, BUP			40,000
ORN		TUBERIA 3 1/2" + BHA DE FONDO		100,000
	CONTINGENCIAS (+/-15 %)			167,160
			TOTAL \$	1,281,561

COMPLETACIÓN POZO X-41H	
Completación	\$ 1,281,561
Herramienta ICD	\$ 599,300
TOTAL	\$ 1,880,861

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

5.2.2. INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos económicos son el resultado de la producción de petróleo tomando en cuenta el precio del petróleo.

Los datos de producción anual estimada se observa en la tabla 5.5.

Tabla 5.6 Pronóstico de producción anual del pozo X-41H

	Producción X-41H (bls)
2014	136173
2015	135541
2016	105665
2017	82573
2018	64174
TOTAL	524126

Fuente: (SHE, 2013-2014)

5.2.3. HOJA DE CÁLCULO

Primero se calcula los flujos netos de caja como se observa en la tabla 5.7, y así poder calcular el VAN y el TIR que se encuentran en la tabla 5.8

Tabla 5.7 Cálculo del flujo neto de caja del pozo X-41H

X-41H	Inversión (USD)	Producción (BL)	INGRESOS (USD)	Costo para producir un barril (USD)	EGRESOS (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)
0	-7494005,96					-7494005,96
2014		136173	12936435	7,96	1083937,08	11852497,92
2015		135541	12876395		1078906,36	11797488,64
2016		105665	10038175		841093,40	9197081,60
2017		82573	7844435		657281,08	7187153,92
2018		64174	6096530		510825,04	5585704,96

Tabla 5.8 Resultados pozo X-41H

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data tables:

X-41H	Inversión	Producción	INGRESOS	Costo para producir un	EGRESOS	FLUJO NETO DE CAJA
0	-7494005,96					-7494005,96
2014		136173	12364435	7,96	1083337,08	11852497,92
2015		135541	12876395		1078906,36	11797488,64
2016		105665	10038175		841093,40	9197081,60
2017		82573	7844435		657281,08	7187153,92
2018		64174	6096530		510825,04	5585704,96

COSTO PARA PRODUCIR UN BARRIL DE PETROLEO (\$/bb)	\$ 6,63
COSTO DE OPERACION DEL SOTE (\$/bb)	\$ 0,23
COSTO DE COMERCIALIZACION (\$/bb)	\$ 0,05
Ley 10-20 CONTRIBUCION POR CADA BL PRODUCIDO (\$/bb)	\$ 1,00
Ley 40 CONTRIBUCION POR CADA BL TRANSPORTADO (\$/bb)	\$ 0,05
Costo de	\$ 7,96

TIR	149%
VAN	=VNA(12,G37:G4)

Summary text: **VAN > 0, es un proyecto**

TIR	149%	
VAN	(\$ 500.616,53)	VAN > 0, es un proyecto FACTIBLE.

5.3. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO X-7H

5.3.1. INVERSIÓN DEL PROYECTO

Como inversiones del proyecto se toman en cuenta los costos de perforación y completación, a continuación en la tabla 5.9 se muestran los costos reales de perforación, y en la tabla 5.10 los de completación.

Tabla 5.9 Costos de perforación del pozo X-7H

COSTO DE PERFORACIÓN POZO X-7H	
DESCRIPCION	COSTO REAL (USD)
SERVICIOS TÉCNICO	\$ 4,351,164.41
RENTAS DE EQUIPOS DE PERFORACION	\$ 63,537.67
MATERIALES	\$ 615,434.18
COMBUSTIBLES	\$ 42,485.02
PERMISOS	\$ 25,000.00
SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL	\$ 26,100.00
SERVICIO DE CAMION VACUM	\$ 2,900.00
SERVICIO DE ING EN GEOLOGIA	\$ 7,500.00
SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y	\$ 2,300.00
MATERIALES GENERALES DE LA OPERACIÓN	\$ 26,100.00
TOTAL	\$ 5,162,521.28

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

Tabla 5.10 Completación pozo X-7H

COSTOS COMPLETACIÓN POZO X-7H				
COMPAÑÍA	SERVICIO	MATERIAL	GASTOS	INVERSIÓN (USD)
NABORS-794	Tarifa diaria (8 días)	-		238,551
SH-ARCH	Notificación Programa	-		3,500
HALLIBURTON	Gerenciamiento	-		10,000
PETROAMAZONAS	-	Cabezal + Accesorios		32,000
BAKER/SLB / WTF /HALLIB.	REGISTRO CONTROL CEMENTO			40,000
WTF / SLB / HALLIB / SLB	REGISTROS ESPECIALES (VSP)			250,000
E&P / ADRIALPETRO /SOLPET	SPOOLER			8,000
SCHLUMBERGER/BAKER/G.E		EQUIPO BES		406,000
PETROAMAZONAS	-	Tubería de producción		140,000
PETROAMAZONAS	-	Fluido de control		17,000
HALLIBURTON/MISWACO/SERTECPET	Renta Herramientas	BHA limpieza		32,000
WEATHERFORD	Renta Herramientas	Llaves bajada de tbq		25,000
BANEYBO	Transporte y vacuum	-		5,500
OCAÑA	Renta de equipo pesado	-		12,400
PETROAMAZONAS	Alimentación y alojamiento	-		9,660
SUMMAPET	Unidad de slickline	-		2,000
MISSION PETROLEUM	Instalación de cabezal	-		4,501
		TOTAL \$.		1,236,112

COMPLETACIÓN POZO X-7H	
Completación con AICD	\$ 1.236.112
Tecnología AICD	\$ 553.851
TOTAL	\$ 1.789.963

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

5.3.2. INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos económicos son el resultado de la producción de petróleo tomando en cuenta el precio del petróleo.

Los datos de producción anual estimada se observa en la tabla 5.11

Tabla 5.11 Pronóstico de producción anual del pozo X-7H

AÑO	Producción X-7H (bls)
2014	91680
2015	89464
2016	48516
2017	24862
2018	15162
TOTAL	269684

Fuente: (SHE, 2013-2014)

5.3.3. HOJA DE CÁLCULO

Primero se calcula los flujos netos de caja como se observa en la tabla 5.12, y así poder calcular el VAN y el TIR que se encuentran en la tabla 5.13

Tabla 5.12 Cálculo del flujo neto de caja del pozo X-7H

X-7H	Inversión (USD)	Producción (BL)	INGRESOS (USD)	Costo para producir un barril (USD)	EGRESOS (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)
0	-6952484,28					-6952484,28
2014		91680	\$ 8.709.600	7,96	\$ 729.772,80	7979827,20
2015		89464	\$ 8.499.080		\$ 712.133,44	7786946,56
2016		48516	\$ 4.609.020		\$ 386.187,36	4222832,64
2017		24862	\$ 2.361.890		\$ 197.901,52	2163988,48
2018		15162	\$ 1.440.390		\$ 120.689,52	1319700,48

Tabla 5.13 Resultados pozo X-7H

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data tables:

año	Producción X-7H	INGRESOS
2014	91680	\$ 8.709.600
2015	89464	\$ 8.499.080
2016	48516	\$ 4.609.020
2017	24862	\$ 2.361.890
2018	15162	\$ 1.440.390
total	269684	\$ 25.619.380

X-7H	Inversión	Producción	INGRESOS	Costo para producir un barril	EGRESOS	FLUJO NETO DE CAJA
0	-6952484,28					-6952484,28
2014		91680	\$ 8.709.600	7,96	\$ 729.772,80	7979827,20
2015		89464	\$ 8.499.080		\$ 712.133,44	7786946,56
2016		48516	\$ 4.609.020		\$ 386.187,36	4222832,64
2017		24862	\$ 2.361.890		\$ 197.901,52	2163988,48
2018		15162	\$ 1.440.390		\$ 120.689,52	1319700,48

TIR	94%
VAN	=VNA(12,P37:P42) VAN > 0, es un proyecto FACTIBLE.

TIR	94%	
VAN	(\$ 483,890.26)	VAN > 0, es un proyecto FACTIBLE.

5.4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO X-8H

5.4.1. INVERSIÓN DEL PROYECTO

Como inversiones del proyecto se toman en cuenta los costos de perforación y completación, a continuación en la tabla 5.14 se muestran los costos reales de perforación, y en la tabla 5.15 los de completación.

Tabla 5.14 Costos de perforación del pozo X-8H

COSTO DE PERFORACIÓN POZO X-8H	
DESCRIPCION	COSTO REAL (USD)
SERVICIOS TÉCNICO	\$ 3,812,466.08
RENTAS DE EQUIPOS DE PERFORACION	\$ 17,983.16
MATERIALES	\$ 1,348,012.11
COMBUSTIBLES	\$ 69,872.20
PERMISOS	\$ 25,000.00
SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL	\$ 26,100.00
SERVICIO DE CAMION VACUM	\$ 2,900.00
SERVICIO DE ING EN GEOLOGIA	\$ 7,500.00
SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS	\$ 2,300.00
MATERIALES GENERALES DE LA OPERACIÓN	\$ 26,100.00
TOTAL	\$ 5,338,233.55

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

Tabla 5.15 Completación pozo X-8H

COSTOS COMPLETACIÓN POZO X-8H				
COMPañÍA	SERVICIO	MATERIAL	GASTOS	INVERSION (USD)
CPV-16	TRABAJO DE LA TORRE (7 DIAS)			255,880
CPV-16	COMBUSTIBLES/TRANSPORTE			20000
BAKER HUGHES	SERVICIOS INTEGRADOS			10000
BAKER HUGHES/MI SWACO		QUIMICOS		30000
BAKER	UNIDAD DE FILTRACION			15000
BAKER / SERTECPET	BHA DE LIMPIEZA			10000
BAKER	DISPAROS ONE TRIP			120000
BAKER/HALLIBURTON/SLB	REGISTRO DE CEMENTO			34000
ADRIALPETRO/B&S/E&P	Q.C./PROTECTORES/MID JOINTS			50000
BAKER / SLB		QUIPO BES Y DE SUPERFIC		400000
HILONG		BERIA DE 3/2"+ BHA DE FON		130000
	CONTINGENCIAS 15 %			161,232.00
		TOTAL US \$.		1,236,112.00

COMPLETACIÓN POZO X-8H	
Completación con AICD	\$ 1.236.112
Tecnología AICD	\$ 553.851
TOTAL	\$ 1.789.963

Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

5.4.2. INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos económicos son el resultado de la producción de petróleo tomando en cuenta el precio del petróleo.

Los datos de producción anual estimada se observa en la tabla 5.16

Tabla 5.16 Pronóstico de producción anual del pozo X-8H

AÑO	Producción X-8H (bls)
2014	79420
2015	47320
2016	36588
2017	27625
2018	20111
TOTAL	211064

Fuente: (SHE, 2013-2014)

5.4.3. HOJA DE CÁLCULO

Primero se calcula los flujos netos de caja como se observa en la tabla 5.17, y así poder calcular el VAN y el TIR que se encuentran en la tabla 5.18

Tabla 5.17 Cálculo del flujo neto de caja del pozo X-8H

X-8H	Inversión (USD)	Producción (BL)	INGRESOS (USD)	Costo para producir un barril (USD)	EGRESOS (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)
0	-7128196,55					-7128196,55
2014		79420	\$ 7.544.900	7,96	\$ 632.183,20	6912716,80
2015		47320	\$ 4.495.400		\$ 376.667,20	4118732,80
2016		36588	\$ 3.475.860		\$ 291.240,48	3184619,52
2017		27625	\$ 2.624.375		\$ 219.895,00	2404480,00
2018		20111	\$ 1.910.545		\$ 160.083,56	1750461,44

Tabla 5.18 Resultados pozo X-8H

FINANCIERO TESIS (Recuperado) - Excel

ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA Nitro Pro 9

Portapapeles Fuente Alineación Número Estilos

SUMA : X ✓ f =VNA(12%,Y37:Y42)

AÑO	Producción X-8H	INGRESOS
2014	79420	\$ 7.544.900,00
2015	47320	\$ 4.495.400,00
2016	36588	\$ 3.475.860,00
2017	27625	\$ 2.624.375,00
2018	20111	\$ 1.910.545,00
total	21064	\$ 20.051.080,00

EGRESOS	FLUJO NETO DE CAJA	X-8H	Inversión	Producción	INGRESOS	Costo del barril	EGRESOS	FLUJO NETO DE CAJA
	-6952484,28	0	-7128196,55					-7128196,55
\$ 729.772,80	7979827,20	2014		79420	\$ 7.544.900	7,96	\$ 632.183,20	6912716,80
\$ 712.133,44	7786946,56	2015		47320	\$ 4.495.400		\$ 376.667,20	4118732,80
\$ 386.187,36	4222832,64	2016		36588	\$ 3.475.860		\$ 291.240,48	3184619,52
\$ 197.901,52	2163988,48	2017		27625	\$ 2.624.375		\$ 219.895,00	2404480,00
\$ 120.689,52	1319700,48	2018		20111	\$ 1.910.545		\$ 160.083,56	1750461,44

TIR	62%
VAN	=VNA(12%,Y37:Y42) VAN > 0, es un proyecto FACTIBLE.

MODIFICAR REFERENCIAS CIRCULARES: H31

TIR	62%	
VAN	(\$ 505,426.11)	VAN > 0, es un proyecto FACTIBLE.

Los resultados del análisis económico de los pozos se resumen en la tabla 5.19.

Tabla 5.19 Comparación de Resultados del Análisis Económico de los pozos estudiados

POZO	TECNOLOGÍA	INVERSIÓN	VAN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (días)
X-41H	ICD	\$ 7,494,006	(\$ 500,616.53)	149%	231
X-7H	AICD	\$ 6,952,484	(\$ 483,890.26)	94%	318
X-8H	AICD	\$ 7,128,197	(\$ 505,426.11)	62%	376

Como resumen del análisis podemos decir que el análisis económico para el pozo X-41H, muestra que la inversión realizada (7 494 006 USD) es rentable, ya que el VAN (500 616 USD) es mayor que 0 USD, el TIR (149%) es mayor que la tasa de actualización (12%), y la inversión se recuperará en 231 días.

Para el pozo X-7H, muestra que la inversión realizada (6 952 484 USD) es rentable, ya que el VAN (483 890 USD) es mayor que 0 USD, el TIR (94%) es mayor que la tasa de actualización (12%), y la inversión se recuperará en 318 días.

Y para el pozo X-8H, muestra que la inversión realizada (7 128 197 USD) es rentable, ya que el VAN (505 426 USD) es mayor que 0 USD, el TIR (62%) es mayor que la tasa de actualización (12%), y la inversión se recuperará en 376 días.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Hasta el fin del año 2013, en el Campo Mariann hubo una producción de 1 228 Mbbl de petróleo. La aplicación de los dispositivos de control de flujo (ICD) ha sido beneficiosa para que exista un incremento en la producción de crudo del Campo Mariann, ya que a finales del 2014 se obtuvo una producción de 1 596 Mbbl.

- Una manera muy factible para monitorear y conocer parámetros del pozo es el sistema Z-SIGHT, ya que con la ayuda del dispositivo VSD se puede monitorear el pozo desde cualquier computadora que maneje este sistema, brindando una ayuda muy útil ya que puede cumplir también la función de alarma al establecer valores máximos y mínimos permitidos.

- El Dispositivo de Control de Flujo (ICD) se emplea para completar pozos horizontales, especialmente en reservorios heterogéneos donde la producción de fluidos se da en forma desigual, de igual manera reservorios que tengan un alto corte de agua y un acuífero de fondo activo. Esta es a sido la manera más eficiente de completar pozos horizontales, en el campo Mariann.

- Los dispositivos de control de flujo es una nueva tecnología de completación que optimizará la producción retrasando el avance del agua y asegurando un flujo uniforme a lo largo del pozo horizontal, con ello incrementará la vida productiva del pozo.

- El nuevo avance de los ICD son los AICD los que tienen la ventaja de restringir automáticamente el flujo en pozos horizontales, basados en las propiedades del fluido que fluyen a través de este. Comprende tres componentes que funcionan juntos: el selector de viscosidad el cual determina que fluido está viajando a través del dispositivo, el intercambiador de flujo el cual dirige el fluido seleccionado bajo uno de los dos caminos del dispositivo y finalmente el restrictor de flujo el cual restringe el paso de fluidos indeseados.

- La ventaja fundamental de las AICDs es que para que se produzca agua se requiere una mayor caída de presión que al producir petróleo, mientras que con las ICDs para que se produzca agua se requiere una menor caída de presión. Por ello con las AICDs se controla de mejor forma el avance excesivo y temprano de agua.

- Se puede concluir que completar pozos horizontales del campo Mariann del reservorio "M1" y "U" Inferior con el Dispositivo de Control de Flujo (ICD) y (AICD) (completación actual) producirá un incremento en la recuperación final de petróleo y se reducirá significativamente la producción de agua con esto disminuirá los gastos operativos.

6.2. RECOMENDACIONES

- Para un diseño óptimo y eficiente de una completación con ICD's y AICD, se debe tener datos de fluidos de yacimiento, geología y en lo posible contar con el modelo dinámico del yacimiento para usarlos en el software de diseño (NETool), así se tendrá un pre-diseño de la completación cercano al que se bajará como completación definitiva, y que nos proporcione el mayor índice de productividad.
- Es estrictamente necesario colocar la completación hasta alcanzar los puntos de profundidad estudiados ya que los ICD's fueron preparados para permeabilidades específicas y de no estar en su correcta profundidad de la zona productora no trabajarán con eficiencia, teniendo un bajo rendimiento y una producción pobre del pozo.
- La tecnología de control de flujo, lograría un ampliado beneficio si se lo adopta conjuntamente con algún método de recuperación mejorada por ejemplo en pozos SAGD (Segregación gravitacional asistida por vapor), para una distribución uniforme de vapor a lo largo de la sección horizontal.
- Para realizar un análisis económico verídico es importante obtener gastos reales, que son importantes para estimar ganancias y conocer el tiempo de recuperación de la inversión.

BIBLIOGRAFÍA

1. AndesPetroleum. (2014). *Evaluación y Propuesta de Pozos de Reacondicionamiento*. Quito.
2. ARCH, D. d. (2013-2014). *Informe de Operaciones Tarapoa*.
3. BABY P., R. M. (s.f.). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*, Quito, Ecuador. Quito, Ecuador.
4. BAILEY, B. (2000). Oil Field Spring. *WATER CONTROL, SCHLUMBERGER*.
5. BENJAMÍN, S. Y. (1995). *“MECÁNICA DE FLUIDOS”*, Octava Edición. Nueva York – Estados Unidos: McGraw-Hill.
6. Comercio, E. (1970).
7. CRAFT, B., & HAWKINS, M. (1965). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos petrolíferos*. MADRID, ESPAÑA.
8. Craig. (1972). *The reservoir engineering aspects of waterflooding*. SPE. Dallas.
9. CROTTI, M. (2004). *MOVIMIENTO DE LOS FLUIDOS*. BUENOS AIRES, ARGENTINA.
10. Chaperon. (1986).
11. ECUADOR, B. C. (2014). Quito.
12. Ellis, T. E. (2010). Dispositivos de control de flujo: Perfeccionamiento de los estándares. 36.
13. Ellis, T. E. (2010). Dispositivos de control de flujo: Perfeccionamiento de los estándares.
14. Erkal, A. (2010). Dispositivos de control de flujo. *Schlumberger*.

15. ESCOBAR, F. (2007). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva: UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA.
16. Exhibition, S. O. (2014). *Fluidic Diode Autonomous ICD* . Obtenido de SPE 170993: http://www.halliburton.com/en-US_tech-papers_public/abstracts/SPE_170993.page
17. Francisco Porturas (Halliburton, B. (29 de Octubre de 2013). *Well Completion Experiences With Autonomous Inflow Control Devices in Latin America*. Obtenido de OTC-24268: http://www.halliburton.com/en-US_tech-papers_public/abstracts/OTC-24268.page
18. Guerrero, R., & Mandujano, H. (2014). Estrategias de incremento de la producción de aceite en el complejo Antonio J. Bermúdez: próximo reto después de. En A. d. A.C., *Ingeniería Petrolera* (págs. 222-231). México.
19. Halliburton. (2009). *ADVANCED COMPLETIONS*. Obtenido de Simulation Software for EquiFlow® ICD Completions: http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Data_Sheets/web/H/H07010.pdf
20. Halliburton. (2012). *Improve Completion Performance and Efficiency*. Obtenido de EquiFlow® Autonomous Inflow Control Device: http://www.halliburton.com/en-US/ps/completions/sand-control/screens/inflow-control/equiflow-autonomous-inflow-control-device.page?nav=en-US_solutions_public
21. Halliburton. (2014). *Next generation ICD increases recoverable reserves and extends well production*. Obtenido de EquiFlow® Autonomous Inflow Control Device: http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Data_Sheets/web/H/H08364.pdf

22. Páez , L., & R, H. (s.f.). Apunte de Mecánica de Rocas. *Universidad Autónoma de Chihuahua. Facultad de Ingeniería, Minas y Metalurgia.*
23. PÉREZ, R. (2007). *Estudio de factibilidad para la aplicación del dispositivo de control de flujo en pozos horizontales de la arenisca M-1 del Campo operado por Repsol YPF.* (U. Central, Intérprete) QUITO, ECUADOR.
24. PETROLEUM. (2010). Dispositivos ICD instalados en Ecuador. *Portal petrolero*, 1.
25. PIRSON, J. (1965). “INGENIERÍA DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS”. Barcelona – España: Omega, S.A.
26. SHE. (2013-2014). *Base de datos del Departamento de Producción.*
27. SPE. (s.f.). *First Applications of Inflow Control Device (ICD) in Open Hole Horizontal Wells in Block 15.* ECUADOR.

NOMENCLATURA O GLOSARIO

° API	American Petroleum Institute
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Basic sediments and wáter
ft	Pies (unidad de medida)
K	Permeabilidad
mD	Milidarcys
POES	Petróleo original en sitio
Pr	Presión de reservorio
Sw	Saturación de agua

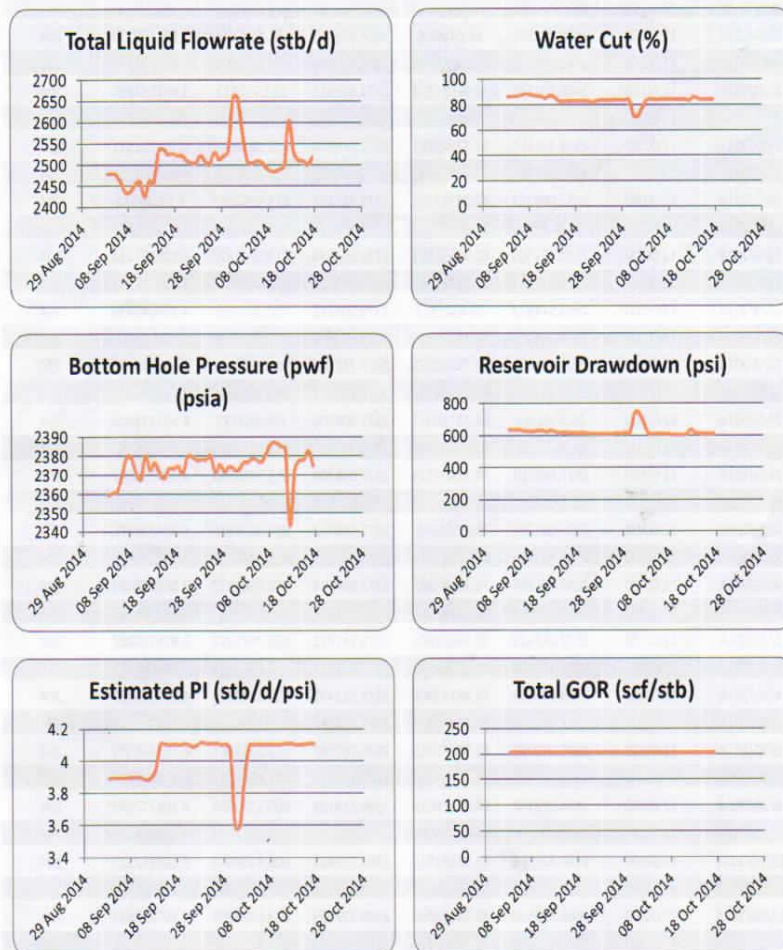
ANEXOS

ANEXO 1
Información de gráficos que se obtiene del programa Z-sight para monitoreo

PRODUCTION REPORT

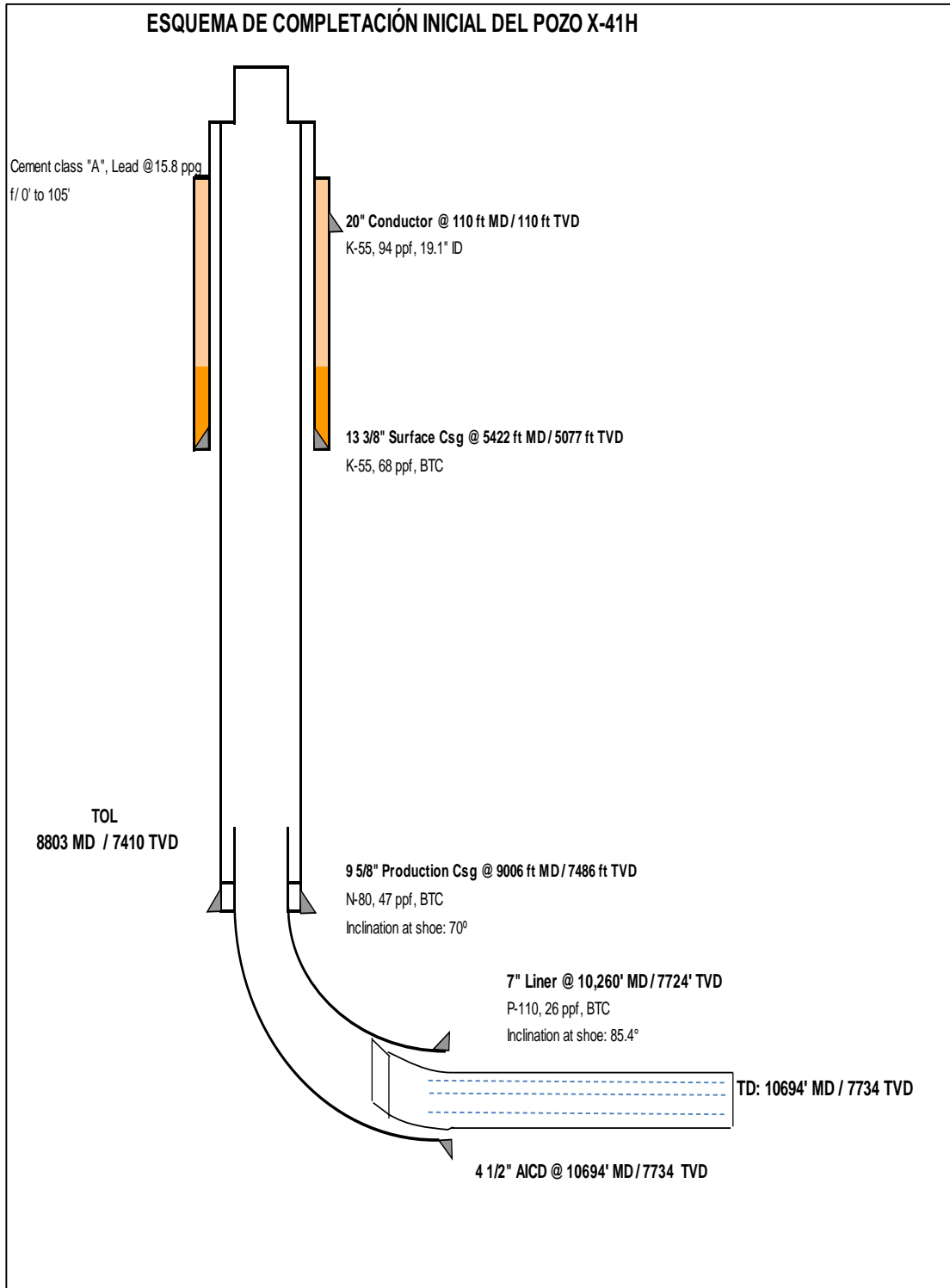
CLIENT: Andespetro	DATE: 18/10/2014 22:12
WELL NAME: Mariann 41	ENGINEER: juancarlos.merino@andespetro.cc
FROM DATE: 31/08/2014	
TO DATE: 17/10/2014	

KEY PARAMETERS TREND



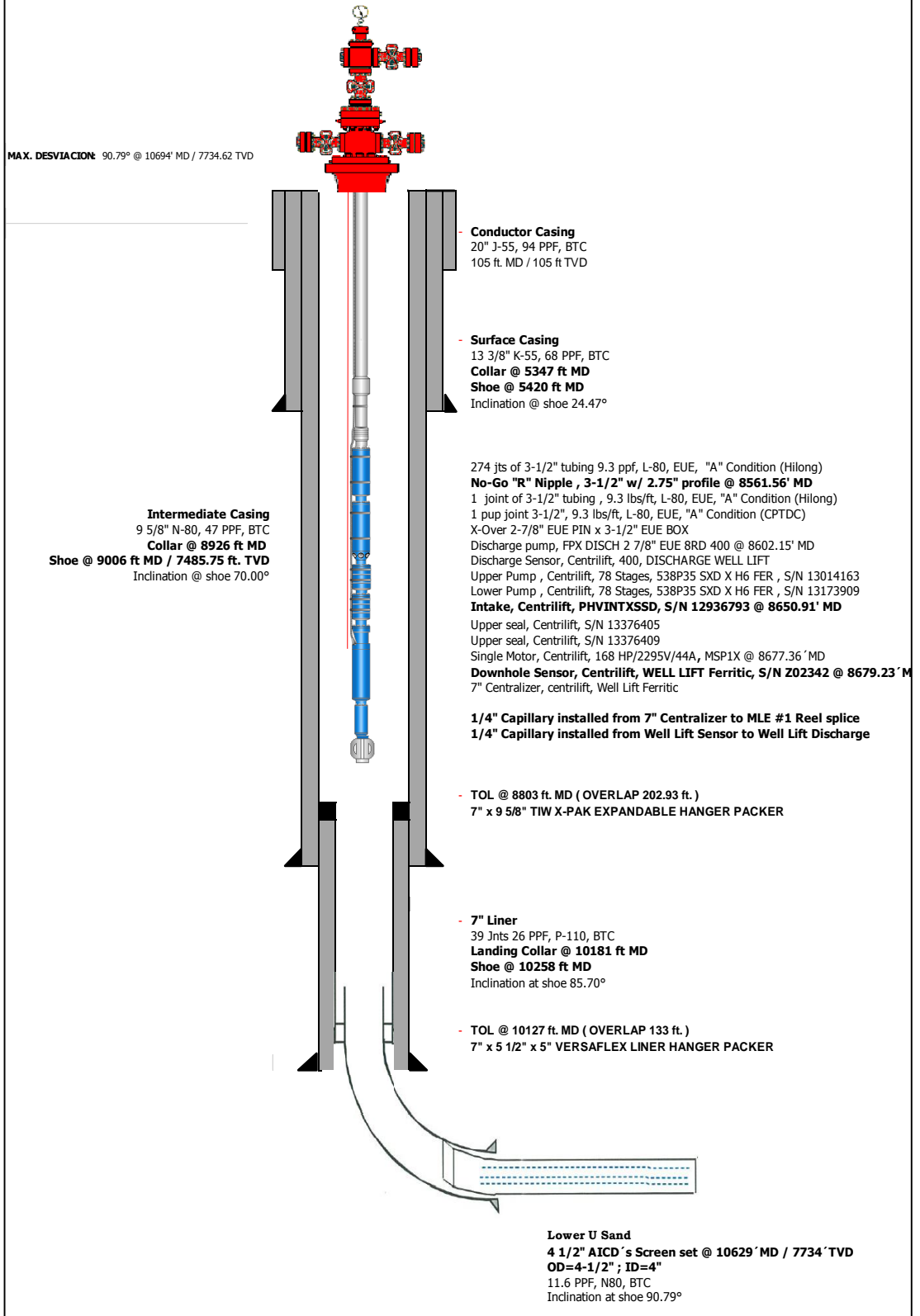
Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

ANEXO 2
Diagrama de completación inicial y actual del pozo X-41H



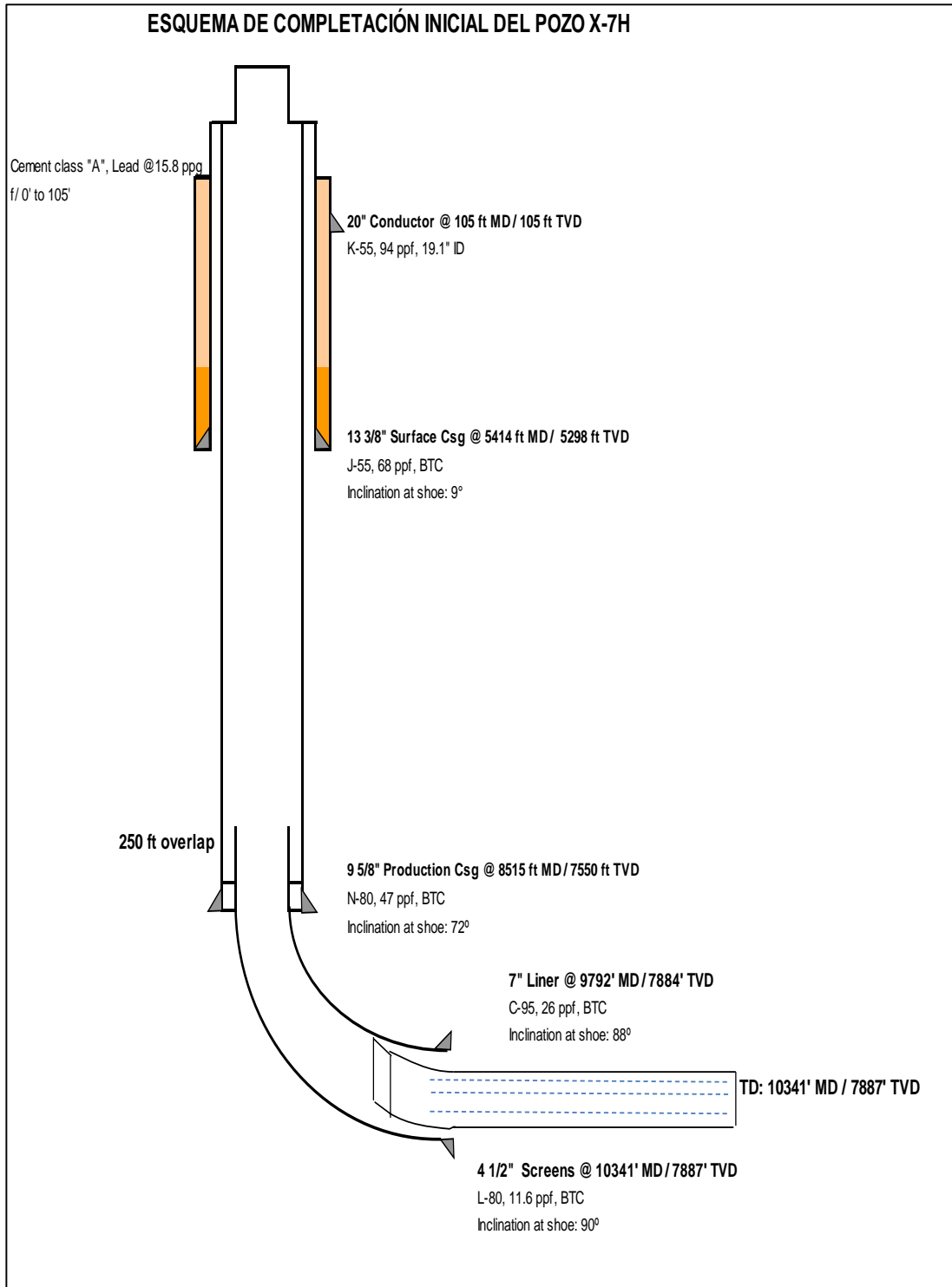
Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

ESQUEMA MECÁNICO DEL POZO X-41H



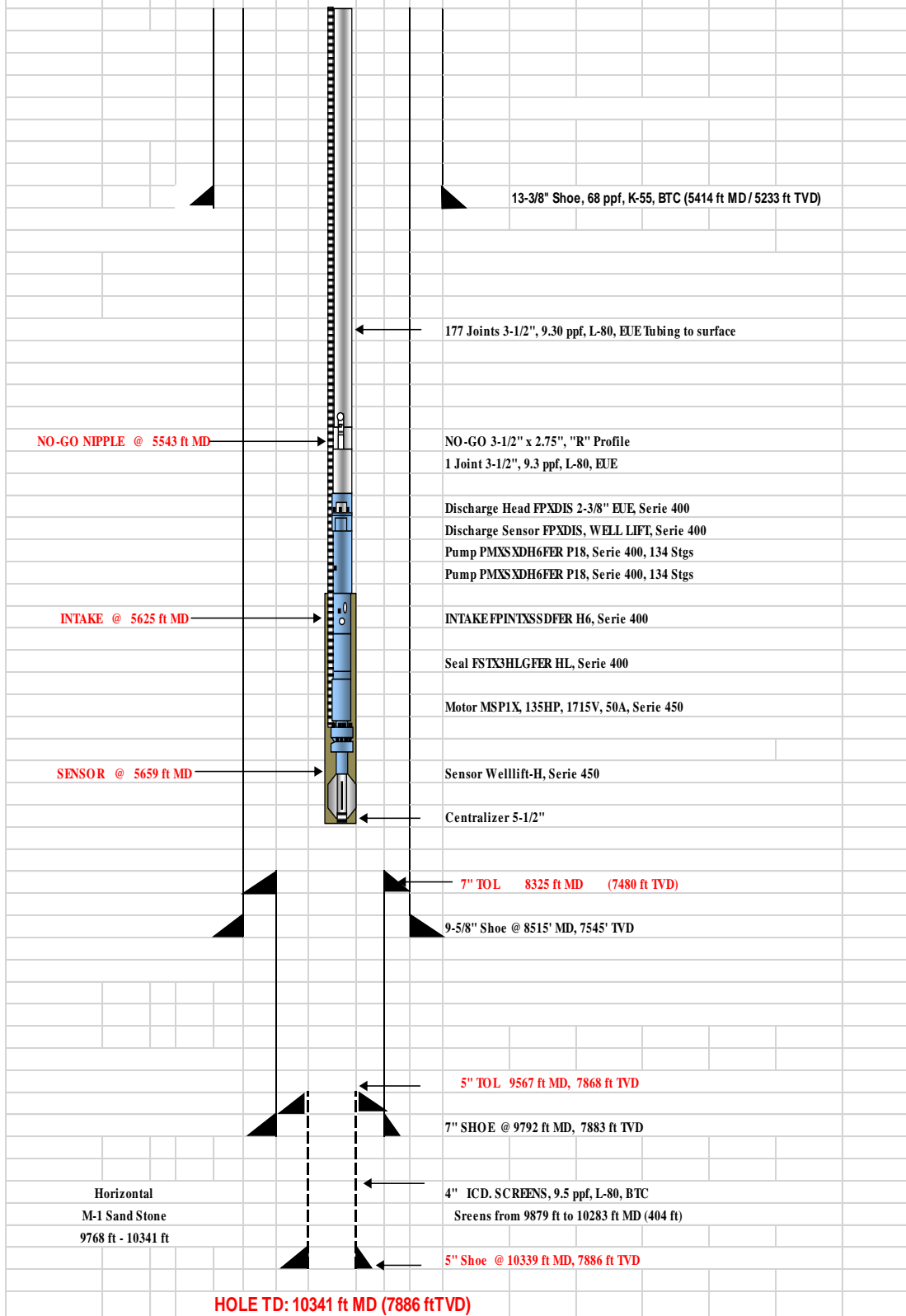
Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

ANEXO 3
Diagrama de completación inicial y actual del pozo X-7H



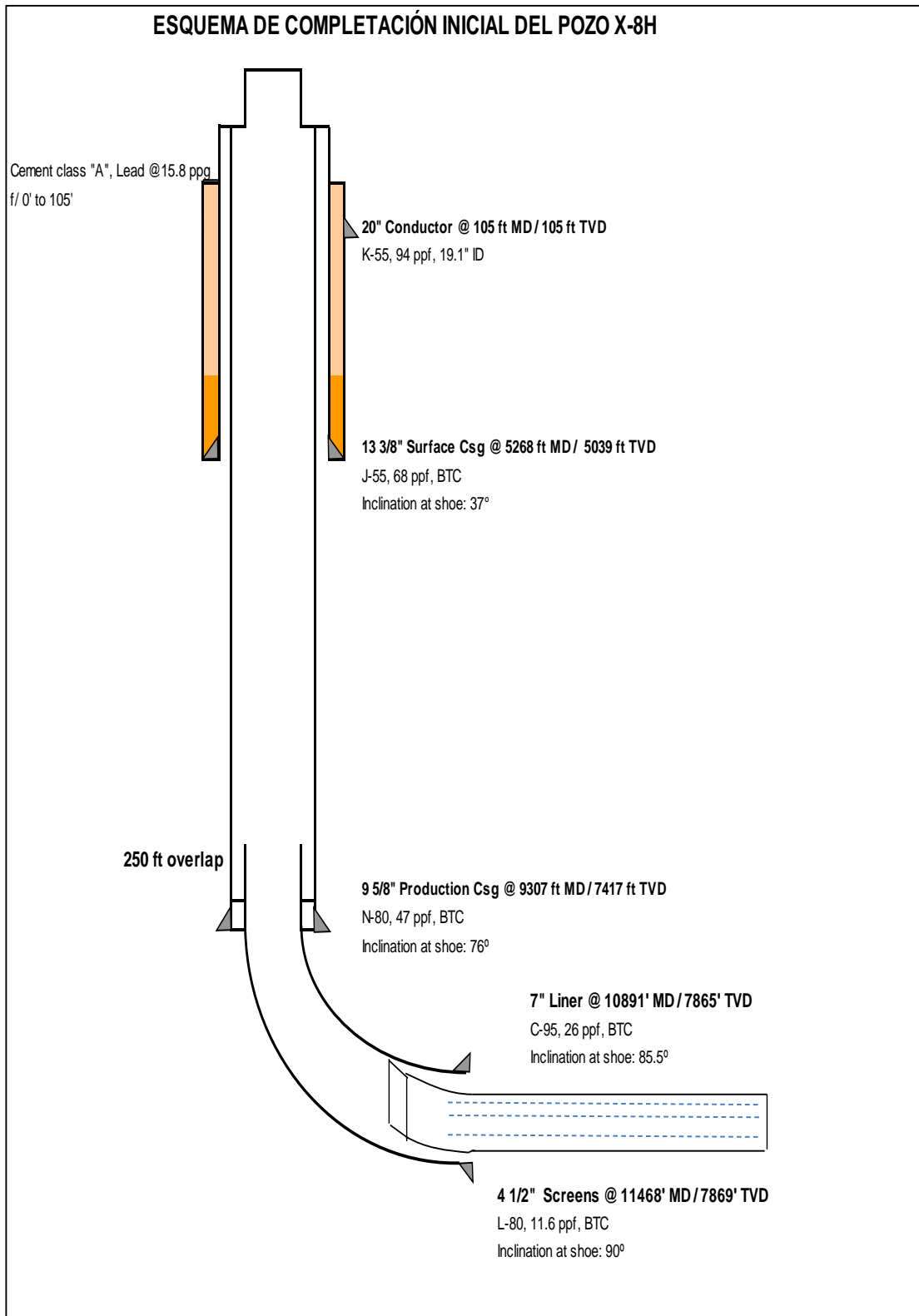
Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

ESQUEMA MECÁNICO DEL POZO X-7H



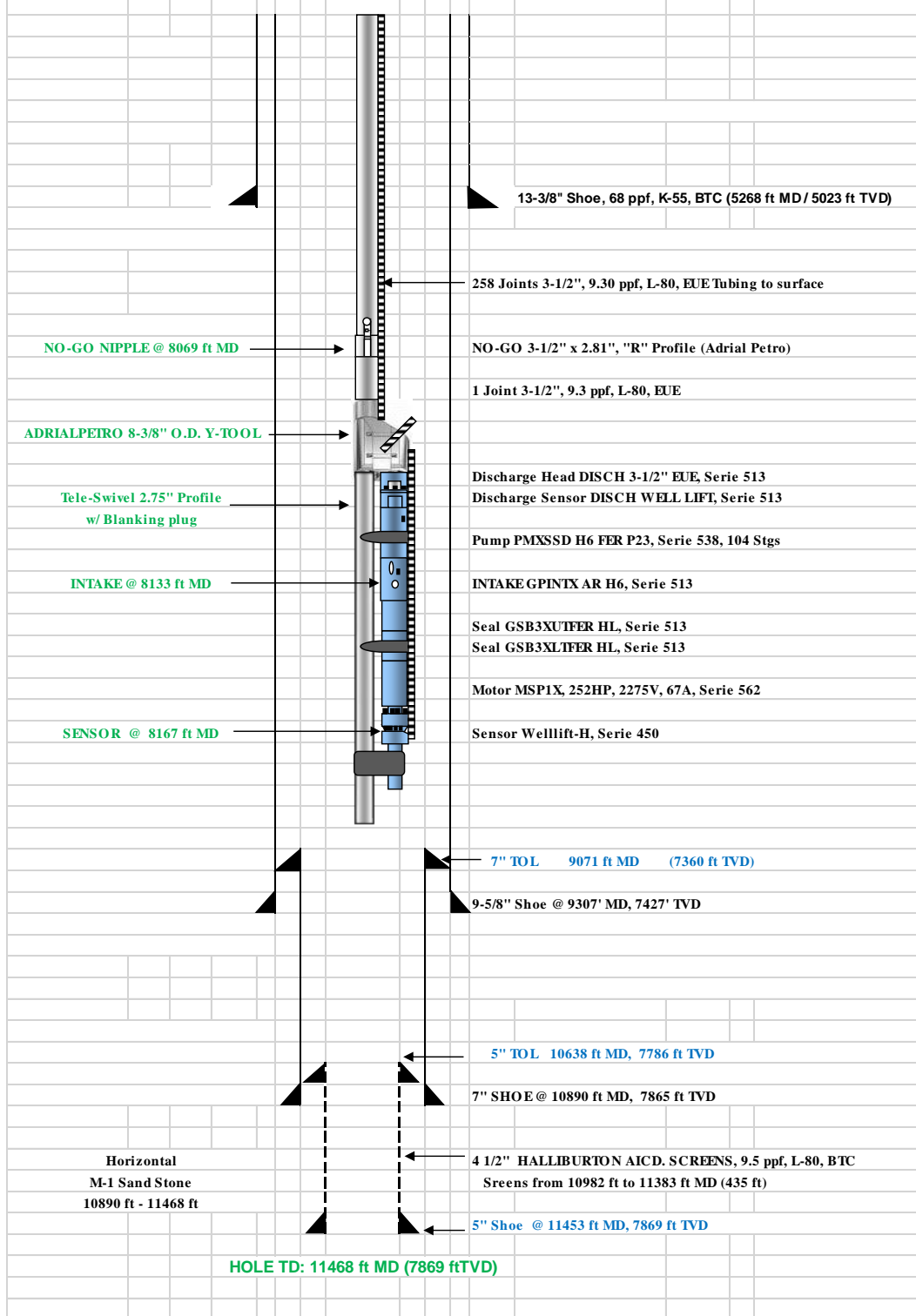
Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

ANEXO 4
Diagrama de completación inicial y actual del pozo X-8H



Fuente: (AndesPetroleum, 2014)

ESQUEMA MECÁNICO DEL POZO X-8H



Fuente: (AndesPetroleum, 2014)