

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICA EN PROYECTOS DE  
INYECCIÓN DE AGUA CON SARTAS SELECTIVAS, APLICADO A LA FASE  
PILOTO EN CAMPO TIBÚ (ECOPETROL).**



**ANDRES MAURICIO MORENO CRUZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICA EN PROYECTOS DE  
INYECCIÓN DE AGUA CON SARTAS SELECTIVAS, APLICADO A LA FASE  
PILOTO EN CAMPO TIBÚ (ECOPETROL).**

**ANDRES MAURICIO MORENO CRUZ**

**Trabajo de grado modalidad práctica empresarial presentada como requisito  
para optar al título de:**

**Ingeniero de Petróleos**

**Director Ecopetrol:**

**ING. JAVIER HERNANDO VARGAS FLOREZ**

**Co-Director UIS:**

**M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**



## AGRADECIMIENTOS

Expreso mi sincero y total agradecimiento a todas aquellas personas que me acompañaron y brindaron su apoyo en la realización de este proyecto.

Agradezco especialmente a:

Al ingeniero Javier Vargas Flórez por su apoyo y orientación durante el desarrollo de toda la práctica.

Al ingeniero Samuel Fernando Muñoz por sus aportes y recomendaciones para la realización del presente trabajo.

Al ingeniero Luis Eduardo García por creer en mí, por brindarme su colaboración, compromiso y enseñanzas que aportaron a mi crecimiento profesional.

Al Ingeniero José Luis Jiménez por su incondicional colaboración y excelentes enseñanzas profesionales.

Al ingeniero Pastor Mendoza por los conocimientos transmitidos e innumerables ayudas brindadas

A todo el departamento de Ingeniería y confiabilidad por brindarme su apoyo y permitirme hacer parte de este grandioso equipo.

A compañeros y amigos que siempre estuvieron a mi lado y colaboraron en mi formación profesional y personal.

A mi familia, por ser mi mayor motivación y soporte en de cada proyecto de vida realizado.



## DEDICATORIA

*A Dios por permitirme culminar de la mejor manera esta grandiosa etapa de mi vida, por darme la sabiduría necesaria y fortaleza para superar todos los obstáculos y alcanzar este maravilloso triunfo.*

*A mis padres, por el infinito amor, paciencia, comprensión y ayuda que siempre me han brindado. Por la excelente formación en valores morales y éticos que me han permitido alcanzar todas mis metas sin perder nunca el sentido y rumbo del camino correcto. Gracias papí, gracias mamá.*

*A mis hermanos Fabián Leonardo y Liceth Natalia, por su compañía y colaboración en todas las etapas vividas.*

*A mi padrino Libardo Cruz, por creer en mis capacidades, por las innumerables lecciones de vida transmitidas, y por su apoyo y cariño incondicional en momentos difíciles.*

*A Laurita por su entrañable compañía, comprensión y amor.*

*A mis demás amigos y familiares con los que compartí momentos inolvidables.*

**Gracias,**

**Mauricio Moreno**



## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>14</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>16</b>
<b>1. GENERALIDADES CAMPO TIBÚ</b>	<b>17</b>
1.1 <i>Producción del campo:</i>	20
1.2 <i>Inyección De Agua:</i>	22
<b>2. INYECCIÓN DE AGUA</b>	<b>25</b>
2.1. <i>Tipos De Inyección</i>	26
2.1.1. <i>Inyección periférica o externa</i>	26
2.1.2. <i>Inyección en arreglos o dispersa</i>	27
<b>3. EFICIENCIA DE BARRIDO</b>	<b>28</b>
3.1. <i>Eficiencia De Barrido Areal, <math>E_A</math></i>	28
3.2. <i>Eficiencia de barrido Vertical, <math>E_V</math></i>	29
3.3. <i>Eficiencia de Barrido Volumétrico, <math>E_v</math></i>	30
<b>4. INYECCION SELECTIVA</b>	<b>31</b>
4.1. <i>Herramientas Utilizadas en la Inyección selectiva.</i>	33
4.1.1. <i>Empaques</i>	34
4.1.1.1. <i>Empaque Recuperable Hidráulico “PCS-5” (Texproil)</i>	34
4.1.1.2. <i>Empaque Hidráulico TANDEM “C-3” (Texproil)</i>	37
4.1.2. <i>Mandriles</i>	40
4.1.2.1. <i>Mandriles con bolsillo de 1 ½ ID (serie M)</i>	40
4.1.3. <i>Válvulas reguladoras de Flujo (VRF)</i>	42
4.1.3.1. <i>Válvula reguladora Tipo W-15</i>	43
4.1.4. <i>Conector On / OFF Tool</i>	45



4.1.5. Niples Selectivos modelo "F"	47
<b>5. CORRIDA DE ENSAMBLE DE FONDO (BHA) DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA</b>	<b>48</b>
5.1. <i>Work-Over, Instalación Sartas Selectivas</i>	50
<b>6. RESULTADOS CAMPO CASABE</b>	<b>60</b>
<b>7. PILOTO DE INYECCION SELECTIVA EN CAMPO TIBÚ</b>	<b>62</b>
<b>8. SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN CON SARTAS SELECTIVAS</b>	<b>64</b>
8.1. <i>Pruebas de Inyectividad</i>	65
8.1.1. <i>Procedimiento</i>	65
8.2. <i>Calibración de las Válvulas Reguladoras de Flujo</i>	68
8.3. <i>Pruebas de Trazadores</i>	70
8.3.1. <i>Principio</i>	70
8.3.2. <i>Sonda del Trazador</i>	71
8.3.3. <i>Esquema operativo</i>	72
8.4. <i>Diagrama De Seguimiento Y Evaluación</i>	74
<b>9. DIFICULTADES Y LECCIONES APRENDIDAS</b>	<b>75</b>
9.1. <i>Problemas De diseño</i>	75
9.2. <i>Dificultades Operacionales</i>	76
9.3. <i>Problemas en la Evaluación Y Seguimiento de la inyección.</i>	77
<b>10. EVALUACION ECONOMICA Y VIABILIDAD DE EXPANSIÓN</b>	<b>78</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>80</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>82</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>83</b>



## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. UBICACIÓN CAMPO TIBÚ.....	18
FIGURA 2. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA, CUENCA CATATUMBO.....	20
FIGURA 3. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN FORMACIÓN BARCO .....	21
FIGURA 4. DISTRIBUCIÓN DE LA INYECCIÓN EN EL CAMPO. ....	22
FIGURA 5. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN / INYECCIÓN ESTACIÓN M-14.....	23
FIGURA 6. COMPORTAMIENTO PRODUCCIÓN / INYECCIÓN ESTACIÓN M-24.....	24
FIGURA 7. COMPORTAMIENTO PRODUCCIÓN / INYECCIÓN ESTACIÓN K-27 .....	24
FIGURA 8. ESQUEMA DE DESPLAZAMIENTO DE PETRÓLEO POR AGUA .....	26
FIGURA 9. ESQUEMA DE INYECCIÓN PERIFÉRICA O EXTERNA .....	27
FIGURA 10. ESQUEMA DE INYECCIÓN EN ARREGLOS O DISPERSA.....	28
FIGURA 11. ÁREA HORIZONTAL BARRIDA A DIFERENTES TIEMPOS PARA UN ARREGLO DE 5 PUNTOS. ....	29
FIGURA 12. EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL (MAGDALENA PARIS).....	30
FIGURA 13. DIAGRAMA INYECCIÓN SELECTIVA .....	32
FIGURA 14. EMPAQUE RECUPERABLE HIDRÁULICO "PCS-1" (TEXPROIL) .....	36
FIGURA 15. EMPAQUE RECUPERABLE HIDRÁULICO TANDEM "C-3" (TEXPROIL).....	38
FIGURA 16. PKR TANDEM "C-3" (IZQUIERDA) Y PKR "PCS-1" (DERECHA) .....	39
FIGURA 17. CONFIGURACIÓN DE MANDRIL TIPO M-BOLSILLO 1 ½ ID.....	41
FIGURA 18. MANDRIL DE INYECCIÓN TIPO M ORIFICIO 1-1/2 .....	41
FIGURA 19. ORIFICIO DE SALIDA DEL MANDRIL.....	41
FIGURA 20. PRINCIPIO REGULADOR DE CAUDAL. ....	42
FIGURA 21. DIFERENCIAL MÍNIMO PARA FUNCIONAR.....	43
FIGURA 22. VÁLVULA REGULADORA DE FLUJO W15RLI. ....	44
FIGURA 23. CONECTOR ON/OFF TOOL. ....	46
FIGURA 24. NIPLESILLA MODELO F CON STANDING BOLD INCRUSTADA. ....	47
FIGURA 25. RESULTADOS DE PRODUCCIÓN CAMPO CASABE .....	61
FIGURA 26. INYECCIÓN SELECTIVA.....	63
FIGURA 27. UBICACIÓN PILOTO DE INYECCIÓN SELECTIVA.....	64
FIGURA 28. PRUEBAS DE INYECTIVIDAD POZO T-015 CON UNIDAD SLICK LINE.....	66
FIGURA 29. CALIBRACIÓN DE VÁLVULAS REGULADORAS DE FLUJO.....	69
FIGURA 30. REGISTRO TRAZADOR RADIOACTIVO.....	73
FIGURA 31. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EVALUACIÓN DE SARTAS SELECTIVAS.....	74



## LISTA DE TABLAS

TABLA 1. CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS CAMPO-TIBÚ .....	19
TABLA 2. CUMPLIMIENTO Y PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN.....	20
TABLA 3. POZOS INYECTORES CAMPO TIBÚ .....	23
TABLA 4. CUMPLIMIENTO Y PRONOSTICO DE INYECCIÓN .....	25
TABLA 5. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PKR “PCS-5” (TEXPROIL).....	36
TABLA 6. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PKR TANDEM “C-3” (TEXPROIL).....	39
TABLA 7. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS VRF. ....	44
TABLA 8. PARTES DE LA VÁLVULA REGULADORA. ....	45
TABLA 9 REPORTE DE LA PRUEBA DE INYECTIVIDAD PARA POZO TIBU-15. ....	67
TABLA 10. CAUDALES RECOMENDADOS POZO TIBÚ-15. ....	67
TABLA 11. RELACIÓN CAUDAL - ORIFICIO VRF W15RLI. ....	68
TABLA 12. RESULTADO TRAZADOR RADIOACTIVO POZO TIBÚ-15. ....	73
TABLA 13. PROBLEMA Y SOLUCIONES EN LA ETAPA DE DISEÑO. ....	75
TABLA 14. PROBLEMÁTICA Vs SOLUCIÓN EN LAS OPERACIONES. ....	76
TABLA 15. PROBLEMÁTICAS Y SOLUCIONES EN LA ETAPA DE EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO. .....	77
TABLA 16. COSTOS PRINCIPALES PILOTO SARTAS SELECTIVA.....	78
TABLA 17. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN.....	79



## LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. SEGUIMIENTO A LA INYECCIÓN .....	83
ANEXO 2. FORMATO DE INVENTARIO DE VALVULAS .....	84
ANEXO 3. SEGUIMIENTO PRESIONES Y CAUDALES DE INYECCION POZO TIBU-15 .....	85
ANEXO 4. SEGUIMIENTO PRESIONES Y CAUDALES DE INYECCION POZO TIBU-17 .....	86
ANEXO 5. ESTADO MECANICO FINAL POZO TIBU-15 .....	87
ANEXO 6. ESTADO MECANICO FINAL POZO TIBU-17 .....	88
ANEXO 7. ESTADO MECANICO FINAL POZO TIBU-93 .....	89
ANEXO 8. ESTADO MECANICO FINAL POZO TIBU-121 .....	90



## RESUMEN

### TITULO

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICA EN PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA CON SARTAS SELECTIVAS, APLICADO A LA FASE PILOTO EN CAMPO TIBÚ (ECOPETROL)\*

### AUTOR

Andrés Mauricio Moreno Cruz\*\*

### PALABRAS CLAVE

Sartas selectivas, eficiencia de barrido, inyección selectiva, válvulas reguladoras de flujo, proyecto piloto, campo Tibú.

### DESCRIPCION

La inyección de agua es el principal y más conocido método de recuperación secundaria, y hasta la fecha el que más ha contribuido en la recuperación extra de petróleo, no obstante en muchos casos el recobro final alcanzado por este tipo de sistemas es de un 35 a 50%, quedando en los yacimientos grandes reservas de petróleo no recuperadas. Las condiciones que dan explicación a las bajas tasas de recobro están relacionadas con aspectos que el sistema de inyección convencional no contempla, canalización de aguas en estratos de mayor permeabilidad, inyectividad propia de cada zona de interés, y algunos otros parámetros que son imposibles de controlar con un completamiento de inyección convencional.

La inyección de agua con sartas selectivas es un mecanismo que intenta mejorar todos estos inconvenientes de la inyección convencional, optimizando la eficiencia vertical de barrido, y por ende el factor último de recobro del modelo en que sea implementado. El siguiente trabajo brinda la información necesaria para la correcta instalación y seguimiento de este mecanismo de inyección, ilustrado mediante la evaluación técnica del proyecto Piloto de inyección selectiva en campo Tibú – Ecopetrol. La información está dividida en etapas según el paso cronológico, iniciando por un proceso de evaluación del yacimiento, siguiendo con la selección de pozos candidatos y diseño de la sartas selectivas, a continuación el proceso para trabajos de reacondicionamiento (Work Over), para llegar finalmente a la etapa de seguimiento y evaluación de resultados de todo el proceso.

Junto al estudio técnico, también se presenta la descripción de todas las herramientas utilizadas para este tipo de inyección, con especial énfasis en empaques, mandriles y válvulas reguladoras de flujo.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Javier Hernando Vargas Flórez. Co-Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro



## ABSTRACT

### TITLE

TECHNICAL EVALUATION METHODOLOGY FOR PROJECTS OF SELECTIVE WATERFLOOD, APPLIED TO PILOT FIELD TIBÚ (ECOPETROL)

### AUTHOR

Andrés Mauricio Moreno Cruz\*\*

### KEYWORDS

Selective String, Sweep Efficiency, Selective waterflood, Water injection Regulators, Pilot project, Tibú field.

### DESCRIPTION

Water injection is the main and best known method of secondary recovery, and so far the largest contributor to the extra oil recovery, however in many cases, the final recovery achieved by this type of system is 35 to 50%, leaving large deposits of oil unrecovered in the reservoir. The conditions that give explanation for the low recovery rates are related to aspects that the conventional injection system does not take into account, preferential injection into strata of higher permeability. injectivity specific to each area of interest, and some other parameters that are impossible to control with a conventional injection string.

Waterflood with selective strings is a mechanism that tries to improve all these drawbacks of the conventional injection, optimizing the vertical sweep efficiency, so the ultimate recovery factor of the model to be implemented. The following paper provides the information needed for proper installation and monitoring of the injection mechanism, show by the technical evaluation of the selective injection pilot project in the field Tibú - Ecopetrol. The information is divided into stages according to the chronological way, starting with a site assessment process, following the selection of candidate wells and selective design of the strings, then the process of Work Over, finally arriving the stage of monitoring and evaluation of results of the process.

Beside the technical study, also presented a description of all tools used for this type of injection, with special emphasis on packaging, mandrels and water injection regulators.

---

\* Work of degree

\*\* Faculty of Physical-Chemistry Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Eng. Javier Hernando Vargas Flórez. Co-Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro



## INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el continuo auge por encontrar nuevas reservas energéticas acompañado de la necesidad de mantener una producción estable a pesar de la inevitable declinación de los campos, obliga a todas las empresas y compañías relacionadas a esta industria a evolucionar y mejorar con nuevas tecnologías sus procesos y herramientas.

No son en vano las enormes inversiones que se hacen a diario en proyectos de investigación y desarrollo a nuevas tecnologías que permitan superar los continuos retos de este sector energético, muchas tecnologías las cuales fallan en su proceso de evolución por no tener un soporte adecuado o por no brindar los resultados esperados, mas sin embargo los pocos proyectos que consiguen ser exitosos respaldan y permiten que todos estos esfuerzos sean validos.

La manera en que se prueban y validan estas tecnologías también es punto clave en el éxito de las mismas, luego del proceso de diseño, se requiere una etapa de evaluación a pequeña escala, o también llamada prueba piloto, donde el principal objetivo es demostrar que el diseño funciona bajo las condiciones especificas de prueba, también permite identificar los problemas potenciales antes de su implantación a escalas mayores. La importancia de estas pruebas radica en que son la llave a grades proyectos donde se invierten importantes sumas de dinero, la errónea interpretación de resultados durante la prueba piloto puede significar el desarrollo de proyectos sin bases solidas y por tanto la perdida de grandes capitales.

La inyección de agua como cualquier método de recobro mejorado también ha sufrido muchas variantes en la búsqueda de su optimización, aunque es uno de los métodos más antiguo también es el de mejores resultados, haciendo que los esfuerzos para optimizar estos procesos aun sean totalmente validos. La idea de realizar una inyección con sartas selectivas nace de la necesidad de superar algunos problemas como la canalización de agua en las diferentes arenas de



inyección, las bajas tasas de inyectividad, teniendo como consecuencia baja eficiencia en el barrido vertical, producción excesiva de agua, producciones bajas de crudo y factores de recobro menores a los previstos. Aspectos que se mejoran en gran medida con la implementación de una inyección selectiva.

El proyecto piloto de inyección de agua con Sartas Selectivas en campo Tibú, es un esfuerzo por probar nuevas metodologías que permitan mejorar la producción en el campo mediante la optimización de la inyección de agua, basados en estudios de yacimientos realizados por Ecopetrol, y guiados por las lecciones aprendidas en campos como la Cira Infantas y Campo Casabe donde ya ha sido implementado este tipo de inyección, Ecopetrol espera obtener para campo Tibú resultados satisfactorias similares a los campos anteriores, en donde la inyección selectiva a demostrado ser la solución a los problemas de canalización y producción excesiva de agua.

La instalación de las sartas de inyección selectiva fue realizada en 6 pozos inyectoros escogidos por el área de yacimientos, analizando factores como propiedades y tipo de las arenas, patrón de ubicación de los pozos, y condiciones de producción de los pozos afectados por dicha inyección, buscando la manera más efectiva de demostrar la realidad del proceso.

En el presente documento usted podrá encontrar información relacionada a la implementación de sartas selectivas en un campo, bases teóricas, descripción de procesos, explicación de operaciones, descripción de herramientas, análisis de las pruebas y seguimiento de la inyección, y por ultimo un breve esquema de evaluación económica y rentabilidad del proyecto.



## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Ejecutar el seguimiento y posterior evaluación del proyecto piloto de sartas selectivas en campo Tibú mediante la creación de un modelo de evaluación técnica.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Describir los resultados obtenidos en el manejo previo de sartas de inyección selectiva en los campos colombianos.
- Realizar la descripción detallada de las herramientas utilizadas en el proceso de instalación de las sartas selectivas.
- Plasmar de forma detallada los procedimientos necesarios para la correcta instalación de las sartas selectivas.
- Recopilar los principales problemas e inconvenientes presentados durante la instalación y puesta en funcionamiento de los pozos con sistema de inyección selectiva.
- Presentar un esquema de posibles soluciones para los inconvenientes presentados durante el proyecto de inyección.
- Describir las pruebas utilizadas para la evaluación y seguimiento de la inyección, y analizar los resultados obtenidos de las mismas.
- Realizar un análisis de producción que determine las condiciones necesarias para que la implementación en todo el campo sea económicamente viable.



## 1. GENERALIDADES CAMPO TIBÚ

El campo Tibú está ubicado 120 kms al Norte de la Ciudad de Cúcuta, fue Concesión hasta 1976. La fecha de descubrimiento fue 1941, las dimensiones del campo son: 30 x 10 km ~ 300 km<sup>2</sup>, siendo el pozo descubridor el Tibú-01 en el Anticlinal Tibú. La máxima producción alcanzada fue de 23.000 bbl/d (1945), e inició inyección de agua en 1960. El retorno de la concesión al Estado Colombiano (ECP) se produjo en 1976. Inició contrato Colaboración Empresarial en el 2007 – hasta el límite económico. Pozos Existentes: 510, de los cuales hay 128 Productores, 26 Inyectores, 9 Abastecedores, 167 Abandonados y 180 Inactivos. Como yacimientos principales se tienen:

El Terciario: formación Barco, 4500 ft. Arenisca de grano fino a medió y arcillolita gris interestratificada. Porosidad: 15 %, K = 100 md, API= 32, Rs = 450 scf/stb

Cretácico: Grupo Uribante (Aguardiente, Mercedes, Tibú), 9000 ft. Arenisca glauconítica con intercalaciones de caliza, caliza cristalina fosilífera densa, porosidad: 6-8 %, K = fracturas, API = 42-52, Rs = 7000 scf/st.

Los yacimientos secundarios son del Terciario y corresponden a: Formación Carbonera, Formación Los Cuervos y Formación Catatumbo.

El mecanismo de producción inicial del yacimiento fue el empuje por gas en solución, razón por la cual fue necesario recurrir muy pronto a métodos de levantamiento artificial para la recuperación primaria de sus reservas. La presión inicial del yacimiento fue de 2210 psi y antes de la inyección de agua había descendido en algunas partes del yacimiento hasta 500 psi. La recuperación de presión, aunque no ha sido uniforme, ha logrado mantenerse en 2000 psi en promedio.

La producción de la Formación Barco inicia en octubre de 1945 en las Áreas A, B, C y D con 4323 BOPD, de los cuales el 90% provenía del Área A con 10 de los 14 pozos activos del campo.



En julio de 1951 la producción primaria alcanzó un máximo de 21700 BOPD a través de 114 pozos activos. En 1955 se inició un piloto de inyección de agua en el Área C, conformado dos patrones de siete puntos en la formación Barco en el anticlinal Tibú. En agosto de 1956 inicia la producción del Área E con 131 BOPD. Posteriormente el proceso de inundación con agua se extendió al resto del Área C en 1959, al Área B en 1960, al Área A en 1961, al Área E en 1968 (finaliza en mayo de 1972) y finalmente al Área D en el año de 1969. El OOIP de la Formación Barco del Campo Tibú está estimado en 1044.84 MMBO, la producción de petróleo acumulada es de 206.44 MMBO. La recuperación por inyección de agua ha permitido el recobro de 63.13 MMBO, con un factor de recobro secundario de 6.04%. Sin embargo, por la complejidad geológica y por la tecnología empleada tan sólo se ha logrado un factor de recobro total de 19.76% cuando los estándares mundiales oscilan entre 38% y 54% para este tipo de sistemas.

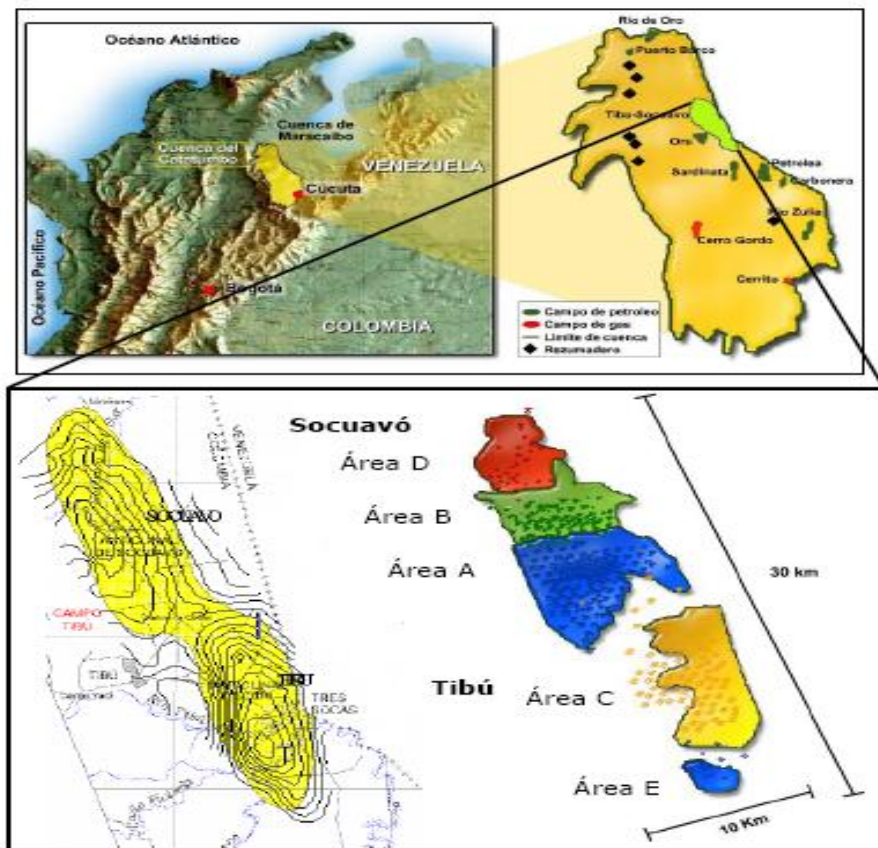


Figura 1. Ubicación Campo Tibú



Fecha de descubrimiento: 1941

Dimensiones: 30 x 10 km ~ 300 km<sup>2</sup>

Pozo descubridor: Tibú-01 en Anticlinal Tibú

Máxima Producción alcanzada: 23.000 bbl/d (1963)

Inicio de inyección: 1955

Retorno de la concesión al Estado Colombiano (ECP):1976

Contrato Colaboración Empresarial: 2007 –Límite Económico

La producción actual del campo es de 1864BOPD, 13684 BWPD, 88%BSW y 24567BWIPD. El 84% de la producción actual de petróleo corresponde a la Formación Barco. La producción acumulada es de 247.37MSTB de petróleo.

Característica	Terciario	Cretácico
Porosidad Promedio	15%	4 - 8%
Permeabilidad Promedio	100 md	Fracturas
Sw Promedio	30%	40 - 50%
Profundidad Promedio	4500 pies	8990 pies
Espesor Total Promedio	70 pies	120 pies
Contacto Agua Petróleo Original	4553 pies	9216 pies
Hidrocarburo	Parafínico	Parafínico
Gravedad API	32	42 - 52
Viscosidad Petróleo	1.5 - 4.1 cp	0.5 cp
Rs	450 scf/stb	7000 scf/stb
Bo	1.2 rb/stb	1.9 rb/stb
Mecanismo de Producción	Gas en Solución	Gas en Solución /capa de gas
Presión Original	2150 psig	4250 psig
Presión Burbuja	1150 psig	4250 psig
Recuperación Secundaria	Inyección Agua	-

**Tabla 1. Características de los yacimientos Campo-Tibú**

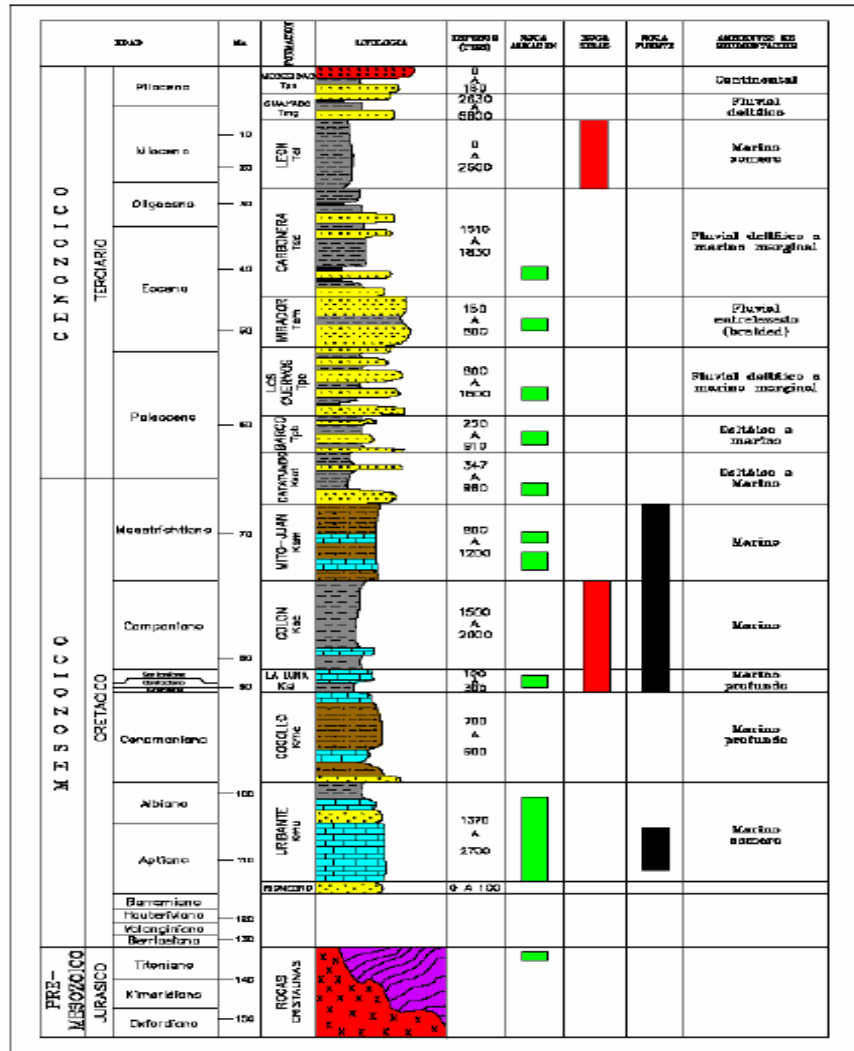


Figura 2. Columna estratigráfica, Cuenca Catatumbo

### 1.1 Producción del campo:

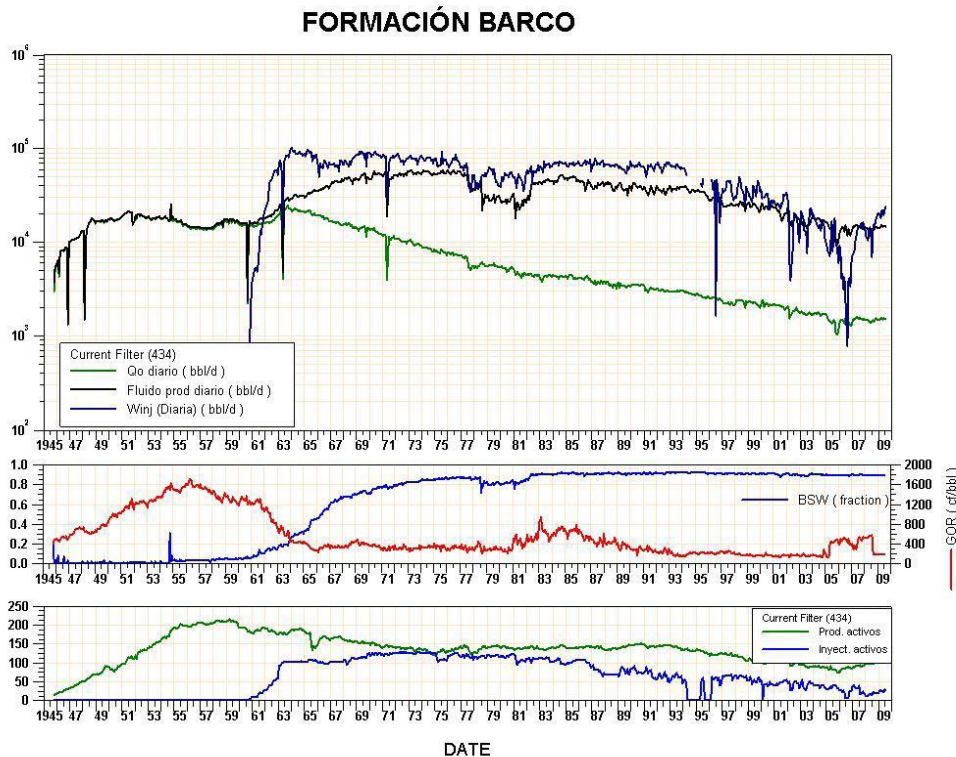
La producción promedio durante el segundo semestre del año fue de 1776 BOPD, estando 312 BOPD por debajo del P-50 y 151 BOPD por debajo del Pronóstico Operativo estimado para este periodo.

CAMPO	Promedio Enero - Diciembre 2010				
	REAL	P-50	POP	EJECUCION P-50	
				BPPD	%
TIBU	1811	1959	1896	-148	92.4%

Tabla 2. Cumplimiento y pronóstico de Producción



Para el sostenimiento de la producción se realizaron servicios de reacondicionamiento de pozos los cuales comprenden cambios de bomba, pruebas de tubería, cambio de varillas, cambios de diseño, chequeo y limpieza de fondo. Con la campaña de workover iniciada inicialmente durante el convenio de cooperación empresarial se presentó diferida en la producción por el préstamo del equipo de reacondicionamiento (Rig 21) al socio, utilizo para el programa de abandono de pozos del campo. En el mes de noviembre se presenta atentado terrorista que limita el acceso de materiales y equipos al campo, atrasando la campaña de perforación y el proyecto de instalación de sartas selectivas. Lo anterior junto con el invierno presentado causan demoras en arreglos de vías que conducen a los pozos que requieren servicio, lo que aumento la diferida y por lo tanto no permitió alcanzar el pronóstico establecido.



**Figura 3. Comportamiento de Producción Formación Barco**



## 1.2 Inyección De Agua:

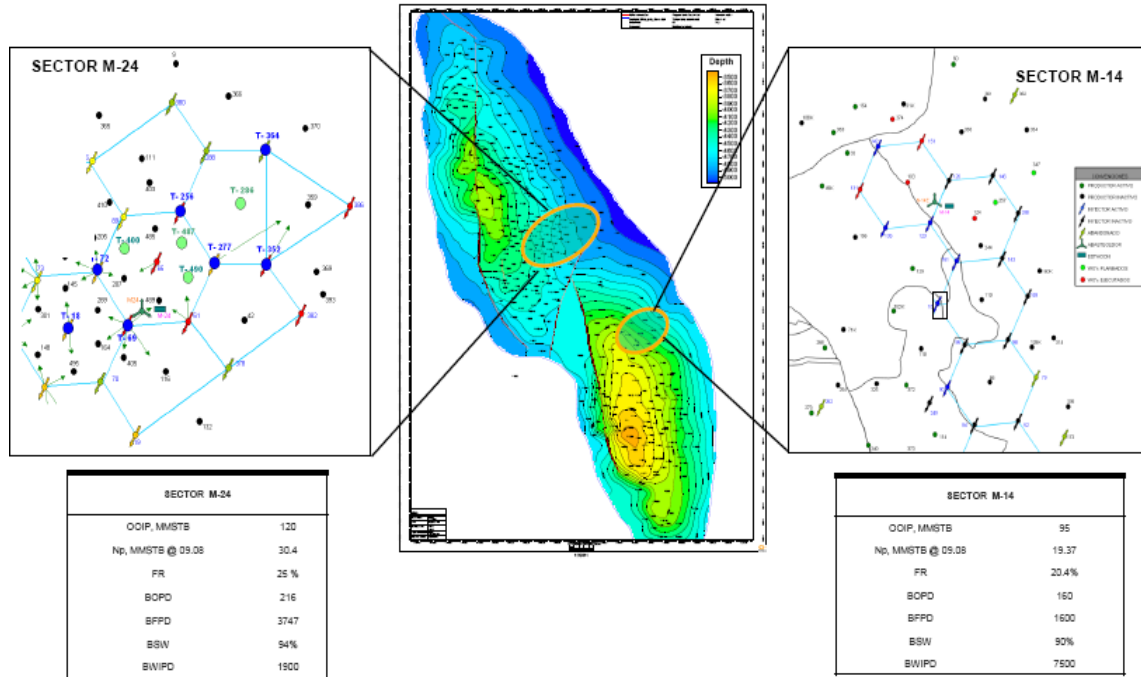


Figura 4. Distribución de la inyección en el campo.

Actualmente se inyecta agua en 4 estaciones del campo: K-32 (Área B), K-27, M-14 (Área A) y M-14 (Área C) con 29 pozos activos (tabla 2), aunque se ha observado un aumento en los niveles en la mayoría de los pozos productores afectados el aumento en producción no ha sido tan alto como lo esperado (ver figuras 4, 5, y 6). Lo anterior por presentarse zonas con inyección preferencial y zonas poco barridas, por lo que es necesario analizar opciones para obtener un mejor barrido y una mayor eficiencia de desplazamiento del crudo hacia los pozos productores. Una nueva tecnología patentada por la compañía canadiense WAVEFRONT llamada POWERWAVE aplicada con éxito en Canadá y actualmente en México se convierte en una opción viable y económica para mejorar la producción y aumentar la vida de los pozos productores de un campo petrolero.



M-14	M-24	K-27	K-32
T-106	T-018	T-096	T-085
T-161	T-069	T-017	T-102
T-090	T-072	T-073	T-113
T-123	T-061	T-062	T-134
T-135	T-382	T-093	
T-142	T-065	T-121	
T-151	T-277	T-015	
T-131	T-035	T-037	
	T-256	T-174	
	T-352	T-077	
	T-364		

T-XXX	Activo
T-XXX	Inactivo
T-XXX	No toma

Tabla 3. Pozos inyectoros Campo Tibú

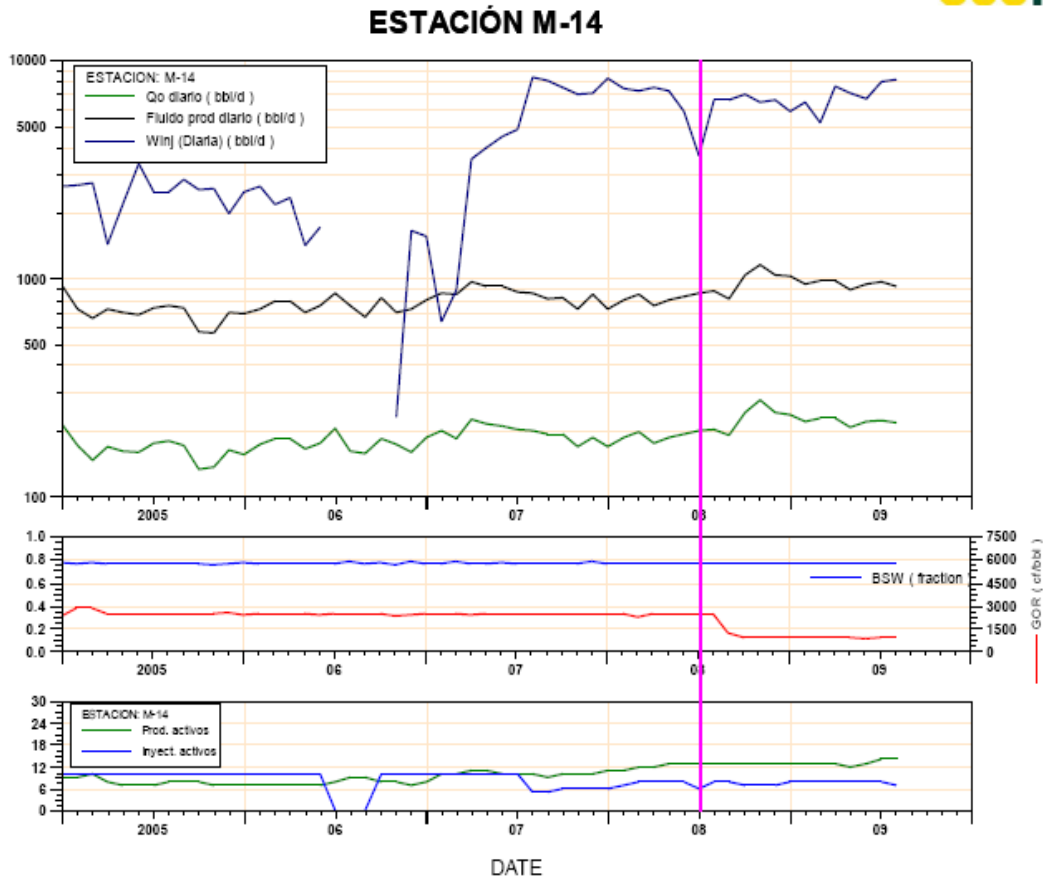


Figura 5. Comportamiento de la Producción / inyección Estación M-14

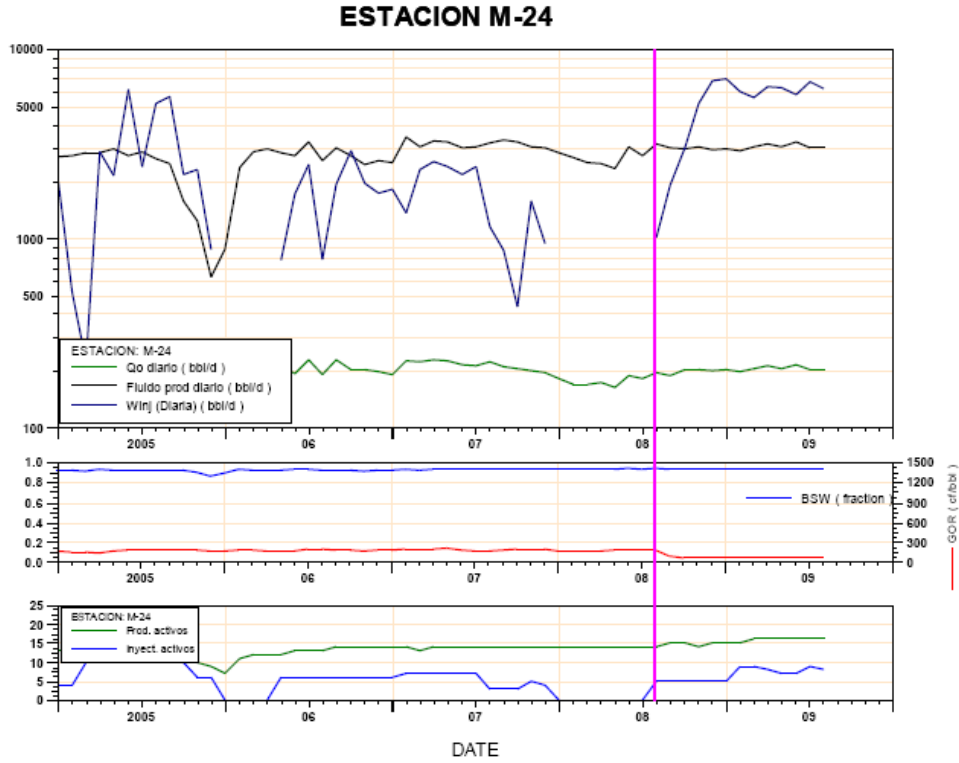


Figura 6. Comportamiento Producción / Inyección estación M-24

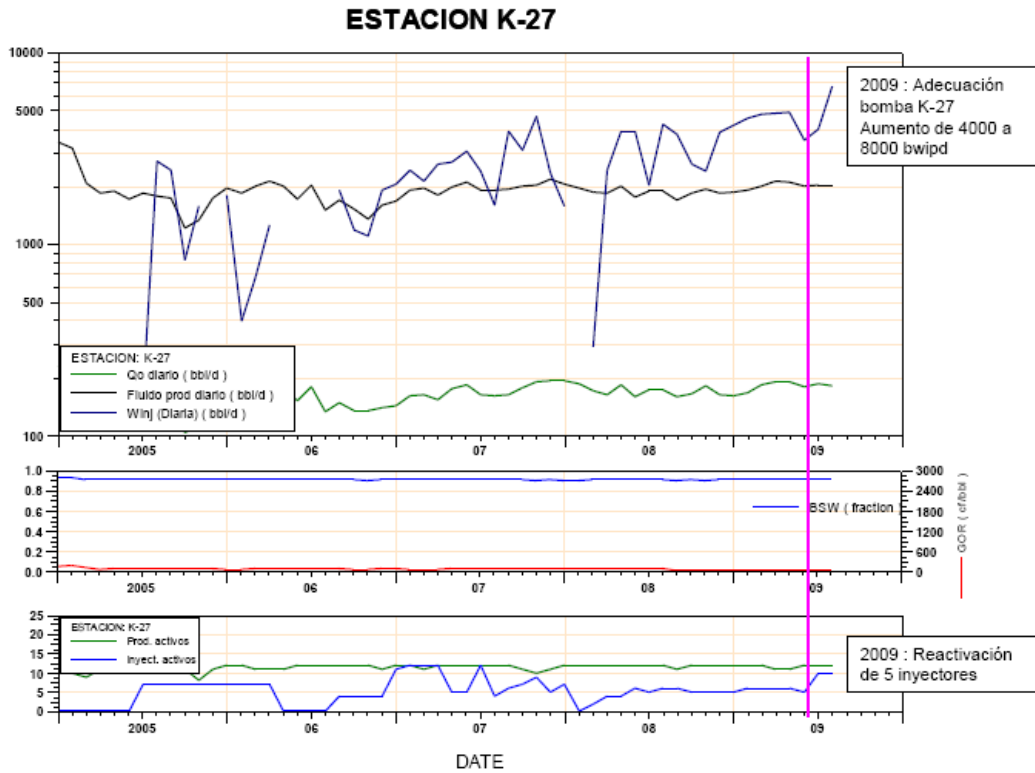


Figura 7. Comportamiento Producción / inyección Estación K-27



La inyección promedio del campo es de 22.105 BWPD, para un cumplimiento de 80% con respecto a la proyección estimada para el año, la cual fue de 27.604 BWPD.

CAMPO	Enero-Diciembre 2010		EJECUCION POP 2010	
	REAL	POP	BPPD	%
TIBU	22105	27604	-5499	80%

Tabla 4. Cumplimiento y Pronostico de inyección

## 2. INYECCIÓN DE AGUA

Hoy en día, la inyección de agua es el principal y más conocido de los métodos EOR (Enhanced Oil Recovery), y hasta la fecha el proceso que más ha contribuido al recobro de petróleo. No obstante se considera que, después de una invasión con agua, todavía queda en el yacimiento más del 50% de petróleo original in situ.

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismos de recuperación de petróleo, generalmente se han complementado mediante la inyección de agua como procesos de secundarios de recobro con el fin de aumentar la energía y, en consecuencia, aumentar el recobro. Posteriormente se han utilizado otros procesos mejorados de recuperación de petróleo, pero su aplicación ha estado limitada por la rentabilidad que se requiere para su explotación comercial. Por estas razones, la inyección de agua continúa siendo uno de los métodos convencionales más utilizados para obtener un recobro extra de petróleo de los yacimientos.

Los orígenes de la inyección de agua se remontan al año 1890, descubierta por casualidad, cuando operarios de algunos campos notaron que la entrada de aguas poco profundas o de acuíferos a las arenas productoras incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos.

El primer patrón de flujo, denominado una invasión circular, consistió en inyectar agua en un solo pozo; a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos



productores que rodeaban eran invadidos con agua, estos se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente más amplio. En 1921, la invasión circular se cambio por un arreglo en línea, en el cual filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectores. Para 1928, el patrón de línea se remplazo por un arreglo de 5 pozos. Después de 1940, la práctica de inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección- producción. En la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose el proceso que más ha contribuido al recobro del petróleo extra. Hoy en día, más de la mitad de la producción de petróleo mundial de petróleo se debe a la inyección de agua.

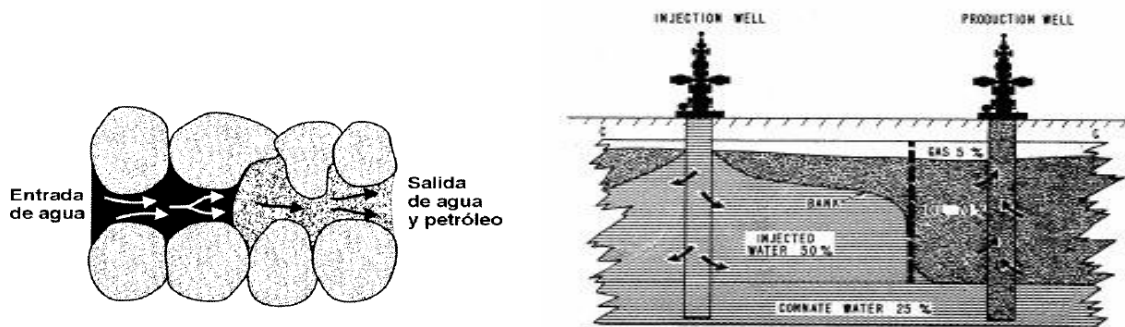


Figura 8. Esquema de desplazamiento de petróleo por agua

## 2.1. Tipos De Inyección

De acuerdo con la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes:

### 2.1.1. Inyección periférica o externa

Consiste en inyectar el agua afuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua petróleo. Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua, los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.

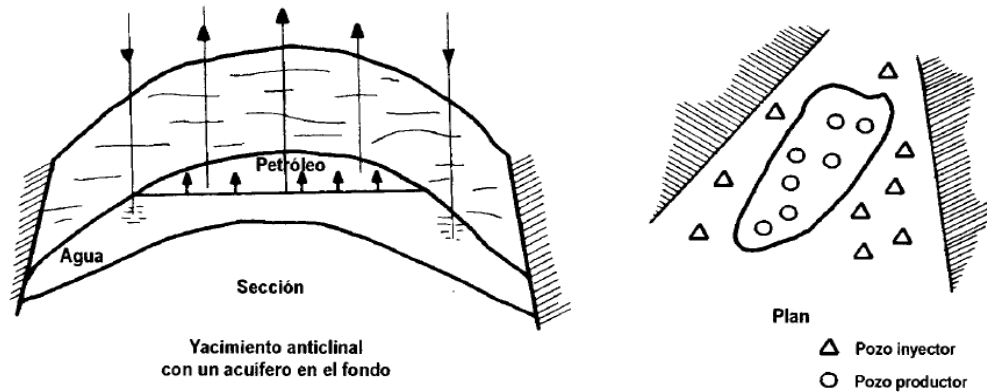


Figura 9. Esquema de inyección periférica o externa

### 2.1.2. *Inyección en arreglos o dispersa*

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo/gas) del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores. La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de los pozos existentes. Se emplea, particularmente, en yacimientos con pozo buzamiento y una gran extensión areal. A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectoros, o se perforan interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recobro.

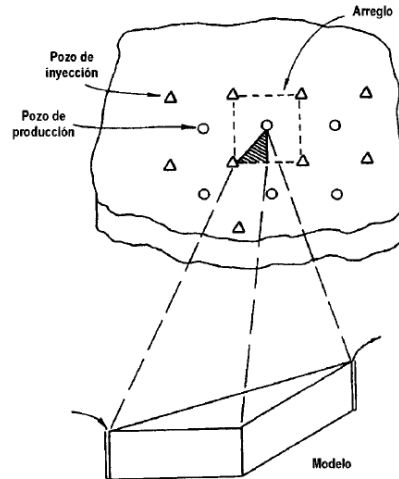


Figura 10. Esquema de Inyección en arreglos o dispersa.

### 3. EFICIENCIA DE BARRIDO

En general, el barrido de una invasión se define como la fracción del volumen total en el patrón de invasión que es barrido o contactado por el fluido inyectado a un determinado tiempo. Si el barrido es horizontal, esta fracción se define como eficiencia de barrido areal  $E_A$ , y si es vertical, como eficiencia de barrido vertical,  $E_v$ , y siempre se interpretara como la eficiencia a la ruptura, a menos que se indique lo contrario.

#### 3.1. Eficiencia De Barrido Areal, $E_A$

La eficiencia de barrido areal  $E_A$ , se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria. Es decir:

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}}$$

La eficiencia de barrido areal se relaciona con factores que se dan en la naturaleza y, por lo tanto, son incontrolables; entre ellos: las propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad, conductividad, otros) y las propiedades del sistema roca-fluido (ángulos de contacto, permeabilidades relativas, presiones



capilares, otros), las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos.

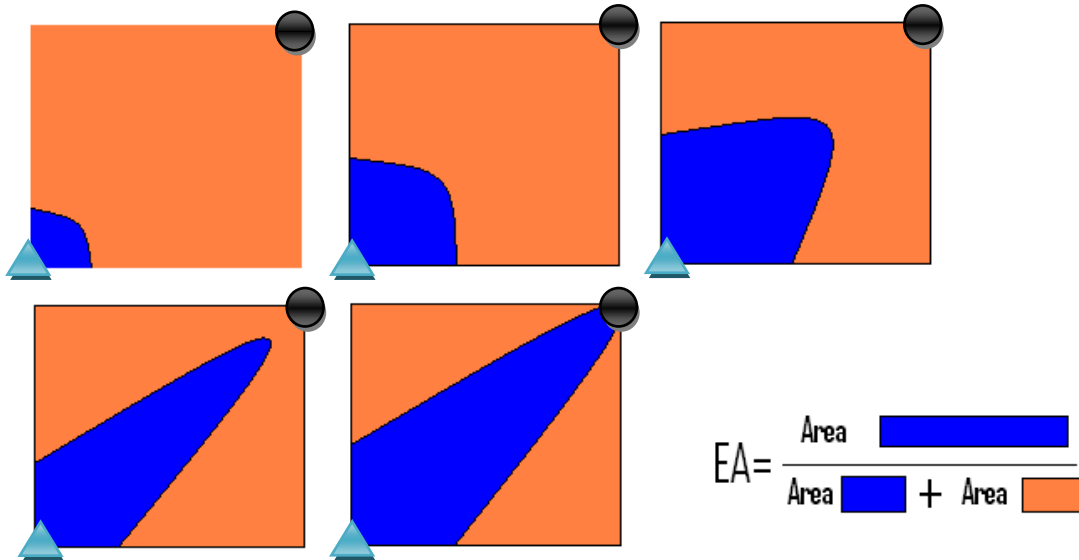


Figura 11. Área horizontal barrida a diferentes tiempos para un arreglo de 5 puntos.

### 3.2. Eficiencia de barrido Vertical, $E_v$

Debido, Principalmente, a la heterogeneidad del yacimiento, solo una fracción del área vertical del yacimiento es contactada por el fluido desplazante. Esta fracción, referida al área vertical total del yacimiento, se denomina eficiencia de barrido vertical.

$$E_v = \frac{\text{Área vertical invadida}}{\text{Área vertical total invadible}}$$

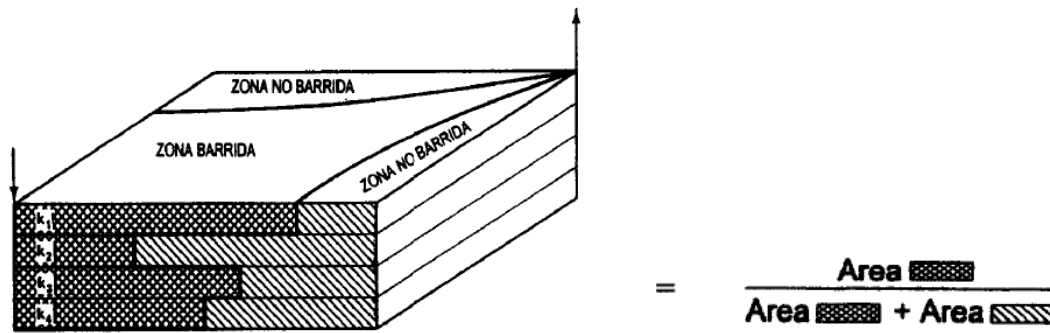


Figura 12. Eficiencia de barrido Vertical (Magdalena Paris).

La eficiencia de barrido vertical se denomina eficiencia de conformación o intrusión fraccional.

Entre los factores que afectan la eficiencia de barrido vertical se tiene:

- a. **Heterogeneidad del yacimiento:** para estudiar el efecto de la heterogeneidad del yacimiento sobre la eficiencia del barrido vertical, se utiliza el parámetro estadístico  $V$  definido por Dyktra y Parson.
- b. **Razón de Movilidad:** Al aumentar la razón de movilidad disminuye la eficiencia de barrido vertical.
- c. **Volumen de Fluido Inyectado:** la eficiencia de barrido vertical aumenta con el volumen de fluidos inyectados y, por lo tanto, con el tiempo.

### 3.3. Eficiencia de Barrido Volumétrico, $E_v$

Se define como la fracción del volumen total del yacimiento (o del arreglo) que es invadida o entra en contacto con el fluido desplazante, es decir, el cociente entre el volumen invadido y el volumen total del yacimiento. Esta eficiencia se calcula a partir de la cobertura con la cual ocurre la invasión vertical (debido fundamentalmente a la estratificación) y de la cobertura areal (debido básicamente al arreglo y espaciamiento de los pozos). Así, se tienen entonces:



$$E_V = \frac{\text{Volumen invadido}}{\text{Volumen total invadible}}$$

La eficiencia del barrido volumétrico también se expresa como:

$$E_V = E_A * E_v$$

#### 4. INYECCION SELECTIVA

##### *Introducción*

En algunos campos donde se tiene inyección de agua como método de recuperación secundaria se ha presentado inyección preferencial en diferentes intervalos. Lo anterior se presenta de forma natural por las características petrofísicas tan heterogéneas de la formación. Además la composición de la sarta de inyección solo cuenta con un empaque y no contempla la inyección selectiva en función de las propiedades de la roca.

Se ha encontrado que la inyección selectiva permite un barrido de crudo completamente uniforme, permitiendo incrementar el recobro de reservas en los pozos productores del modelo. La instalación de inyección selectiva permitirá aprovechar la longitud total de intervalos perforados.

Es importante tener la certeza que la correlación con los productores es favorable para mejorar el soporte de presión, que el pozo presenta estado mecánico favorable a la instalación de sarta selectiva. Normalmente el completamiento de un pozo con sarta selectiva ahorra la perforación de un pozo inyector de reemplazo. Este método de recobro secundario ha permitido aumentar la producción sustancialmente.

La eficiencia en el diseño de un sistema de inyección de agua requiere de la implementación de nuevas tecnologías y herramientas que permitan mejorar el



barrido de petróleo hacia los diferentes pozos productores, buscando el logro de una mayor producción. En zonas donde la estratificación y diferencia de permeabilidades crea una canalización del agua de inyección y no permite que exista un barrido vertical uniforme, es necesario la implementación de este sistema de inyección selectiva, en donde el principal objetivo es aislar cada zona y proveer a cada una por separado la tasa de inyección óptima, permitiendo así que las zonas menos invadidas también sean contactadas y desplazadas por el agua de inyección.

Existen un tipo de sartas especiales, compuestas de determinado número de mandriles y válvulas que permiten realizar inyección a diferentes caudales en las diferentes zonas sometidas a inyección, permitiendo ajustar en dichas zonas caudales que están en el rango desde 60 a 5,550 bwpd obteniéndose mejores eficiencia vertical de barrido (Figura 13).

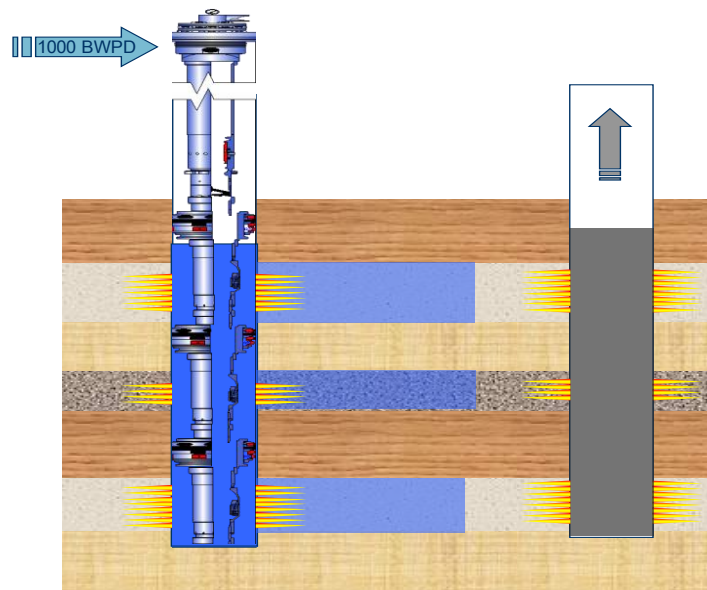


Figura 13. Diagrama Inyección Selectiva

El sistema está diseñado para regular volúmenes exactos de inyección de agua con una mínima caída de presión. Este proceso permite que los fluidos sean inyectados en múltiples zonas a través de una sola sarta de inyección. El fluido es



inyectado a través de cada regulador de inyección hacia el casing y luego a la formación mediante los perforados, el sistema de empaques no permite que exista comunicación entre las diferentes zonas de inyección.

Estos resultados se logran con la plena identificación estratigráfica para cada pozo de inyección, teniendo claro antes de cualquier intervención las profundidades de las arena de interés, intervalos cañoneados y puntos de separación hidráulica entre las zonas de inyección. Sin embargo el éxito de estas operaciones está ligado casi en su totalidad a la efectividad de las herramientas utilizadas, tanto de empaques, como válvulas reguladoras de flujo, es por esta razón, que se debe prestar total atención a la empresa contratada para estos servicios y a la calidad de cada instrumento que ofrecen. Para cada intervención es necesaria la presencia del operario y/o experto encargado de la herramienta por parte de la contratista, garantizando así que todos los procesos se realicen de forma correcta.

#### ***4.1. Herramientas Utilizadas en la Inyección selectiva.***

En la inyección selectiva, es indispensable contar con las herramientas correctas que garanticen la máxima eficiencia en cada proceso, existen en el mercado gran variedad de prototipos creados por diferentes empresas que se ajustan a las necesidades especiales de cada cliente, el conocimiento de cada una de estas herramientas y la correcta elección puede ser la clave para el éxito de un proyecto de inyección selectiva, empresas como Schlumberger, Halliburton, Completion Service, entre otras, ofrecen diferentes opciones tanto en precios como en propiedades y garantías de las herramientas para este tipo de trabajos. En general para el proceso de instalación de estos completamientos se requiere de la utilización de empaques especiales (hidráulicos o mecánicos), de mandriles para inyección, y válvulas reguladoras de flujo, entre otras herramientas que son explicadas en detalle a continuación.



#### **4.1.1. Empaques**

Los empaques utilizados para este tipo de operaciones pueden ser de sentamiento hidráulico o mecánico; los hidráulicos que son los generalmente utilizados en este tipo inyección vienen de dos tipos, con cuñas o sin ellas, cada uno de los cuales es empleado en diferentes situaciones.

##### **4.1.1.1. Empaque Recuperable Hidráulico “PCS-5” (Texproil)**

El Packer Recuperable Texproil Modelo “PCS-5” es un packer de fijación hidráulica, diseñado tanto para pozos inyectoros como para pozos productores. En caso de ser usado en inyección selectiva se lo puede combinar con los Tándem mecánicos modelos “T-1”, “T-2” o Tandem Hidráulico modelo “C-3” o “C-5”. La particularidad de este packer es el librado con maniobras de giro mínimas, ideal para pozos con instalaciones selectivas donde el número de empaquetadores es elevado o aquellos pozos con cierto grado de desviación.

El Packer Recuperable Modelo “PCS-5” es una herramienta de operación sencilla tanto en la fijación como en la recuperación. Una vez fijo en posición puede quedar con tensión, neutro o con peso, por su sistema de traba y tipo de mordaza. Su posición y empaquetamiento no se ve afectado por los cambios de presión y/o temperatura. Posee ciertas ventajas con respecto a su predecesor el packer “PCS-1” como por ejemplo mayor resistencia en piezas específicas como en las mordazas bidireccionales y el la ranura Jota, lo que le da mayor robustez y una notable sencillez en el fijado y librado de la herramienta. Tiene menores diámetros exteriores, y como particularidad se ha desarrollado un sistema de bloqueo de accionamiento que impide que la herramienta se fije si no es únicamente por presión.



## **Características**

- Tres elementos empaquetadores con durezas acorde a las condiciones de pozo.
- La fijación y empaquetamiento se logra generando presión en el interior del tubing mediante algún dispositivo que permita mantener cierta presión durante este proceso.
- Sistema de bloqueo de accionamiento accidental
- En pozos productores donde es necesario recuperar la tubería sin mover el packer puede adicionarse a la instalación un conector on-off Modelo “NF-L” (Desconexión Izquierda).
- Fácil sistema de librado por rotación con giro mínimo.
- Sistema de bloqueo post-librado, el cual permite correr la herramienta totalmente ecualizada hacia arriba o hacia abajo indistintamente, después de haber sido desempaquetada.
- Bajo costo de mantenimiento y reparación.

## **Operación de Fijado**

Considerar previamente las condiciones del pozo y determinar el sistema de fijación, profundizar la herramienta hasta la zona indicada, aplicar la presión necesaria para el corte de pines de seguridad y posterior empaquetamiento de la herramienta.

Para obtener un perfecto empaquetamiento del Packer Recuperable Modelo “PCS-5” se debe lograr una presión que se encuentre entre las 2600psi a 3000psi depende de la cantidad de pines que se hayan seleccionado para la operación de fijación. Tener en cuenta el diferencial hidrostático que posiblemente exista al momento de aplicar la presión antes mencionada, esta se verá disminuida por la diferencia de niveles de fluido entre el interior y el exterior del tubing. La herramienta puede quedar en posición neutra, con peso o con tensión según se desee.



## Operación de Librado

Para el librado de la herramienta llevar el peso del tubing sobre la herramienta a punto neutro a la profundidad del packer, aplicar peso, entre 1000 y 1500 lbs, girar a la derecha 1/4" de vuelta a nivel del empaquetador, esperar ecuivalización de presiones y luego levantar suavemente.



Figura 14. Empaque recuperable Hidráulico "PCS-1" (Texproil)

Casing	Nro. de conj.	Peso Casing lbs/ft	Dimensiones		Máxima Presión de Trabajo		Máxima Tensión sobre el Mandril		Conexión (Box- Pin)
			I.D. In (mm)	LONG In (mm)	Arriba (psi)	Abajo (psi)	Trabajo (lbs)	Fluencia (lbs)	
5 1/2"	015502380390	13-14	2 (50,8)	58.5 (1486)	8000	6000	67000	135000	2 3/8" EUE
	015502380357	14-17							
	015502380391	20-23							
5 1/2" P.A.*	015502780415	13-14	2.37 (60,3)	60.2 (1530)	8000	6000	185000	255000	2 7/8" EUE
	015502780416	14-17							
	015502780436	20-23							
7"	017002780417	17-20	2.44 (62)	63 (1602)	8500	6500	207000	276000	3 1/2" EUE
	017002780418	20-23							
	017002780419	23-29							
	017002780420	32-35							
	017003500421	17-20	3 (76.2)	62.99 (1600)					
	017003500422	20-23							
	017003500423	23-29							
017003500424	32-35								

Tabla 5. Especificaciones Técnicas PKR "PCS-5" (Texproil)



#### **4.1.1.2. *Empaque Hidráulico TANDEM “C-3” (Texproil)***

El Tándem Recuperable Texproil Modelo “C-3” es un empaquetador de fijación hidráulica, diseñado para instalaciones selectivas tanto para pozos inyectoros como productores. También el Tándem “C-3” puede ser usado como empaquetador superior en instalaciones simples combinado con el modelo “PCS-1” ó “HR” como packer inferior. En caso de ser usado en instalaciones selectivas se lo puede combinar con otros Tándem Hidráulico modelo “C-3” ó, “CS-1”. La particularidad de este Tándem es el librado con maniobras de giro mínimas, ideal para pozos con instalaciones selectivas donde el número de empaquetadores es elevado o donde las maniobras de rotación sean un inconveniente.

El Tándem Modelo “C-3” es una herramienta de operación sencilla tanto en la fijación como en la recuperación. Una vez fijo en posición puede quedar con tensión, peso ó neutro. Por su sistema de traba su empaquetamiento no se ve afectado por los cambios de presión y/o temperatura.

#### **Características**

- Tres elementos empaquetadores con durezas acorde a las condiciones de pozo.
- La fijación y empaquetamiento se logra generando presión en el interior del tubing mediante algún dispositivo que permita mantener cierta presión durante este proceso.
- El “C-3”, puede ser bajado en Tándem con otros “C-3” en pozos con inyección y/o producción selectiva.
- Fácil sistema de librado por rotación con giro mínimo.
- Sistema de bloqueo post-librado, el cual permite correr la herramienta totalmente ecualizada sin ningún problema hacia arriba o hacia abajo después de haber sido desempaquetada.
- Económico dentro de los tándem de su categoría.



### ***Operación de Fijado***

Considerar previamente las condiciones del pozo para determinar el sistema de fijación a utilizar.

Una opción de instalación sería, bajar un packer “PCS-1” ó “HR” por debajo de un tandem C-3 seleccionando previamente la calibración adecuada con el fin de fijar el Tándem “C- 3” de manera selectiva o conjunta con el packer. Profundizar la herramienta hasta la zona indicada, aplicar la presión necesaria para el corte de pines de seguridad y posterior empaquetamiento de la herramienta. Para obtener un perfecto empaquetamiento del Tándem Modelo “C-3” se debe lograr una presión que se encuentre entre las 2600psi a 3000psi. Tener en cuenta el diferencial hidrostático que posiblemente exista al momento de aplicar la presión antes mencionada, esta se verá disminuida por la diferencia de niveles de fluido entre el interior y el exterior del tubing. La herramienta puede quedar en posición neutra, con peso o con tensión según se desee.

### ***Operación de Librado***

Para el librado de la herramienta llevar el peso del tubing sobre la herramienta a punto neutro a la profundidad del packer, aplicar entre 1000 y 1500 lbs de peso y girar a la derecha 1/4” vuelta a nivel del empaquetador, esperar ecualización de presiones y luego levantar suavemente.



**Figura 15. Empaque recuperable Hidráulico TANDEM “C-3” (Texproil)**



Figura 16. PKR TANDEM “C-3” (Izquierda) y PKR “PCS-1” (Derecha)

Casing	Nro. de conjunto	Peso Casing lbs/ft	Dimensiones		Máxima Presión de Trabajo		Máxima Tensión sobre el Mandril		Conexión (Box- Pin)
			I.D. In (mm)	LONG In (mm)	Arriba (psi)	Abajo (psi)	Trabajo (lbs)	Fluencia (lbs)	
5 ½"	015502380235	13-14	2 (50,8)	42,9 (1089)	8000	6000	67000	120000	2 3/8" EUE
	015502380356	14-17							
	015502380183	15.5-17							
	015502380236	20-23							
5 ½" P.A.*	015502780253	13-14	2.37 (60.3)	42,9 (1089)	8000	6000	171000	206000	2 7/8" EUE
	015502780409	14-17							
	015502780184	15.5-17							
	015502780252	20-23							
6 5/8"	016582780248	20-24 *	2.44 (62)	49.3 (1252)	8000	6000	171000	206000	2 7/8" EUE
	016582780304	24-32							
7"	017002780237	17-20	2.44 (62)	49.3 (1252)	8000	6000	195000	261000	3 ½" EUE
	017002780185	20-23							
	017002780227	23-29							
	017002780238	32-35							
7 5/8"	017003500258	17-20	3 (76.2)	54.34 (1380)	8500	6500	207000	276000	3 ½" EUE
	017003500259	23-26							
	017003500280	26-29							
	017003500281	32-35							
9 5/8"	017583500112	20-24	3 (76.2)	59.055 (1500)	8000	6000	195000	261000	3 ½" EUE
	017583500463	26.4-29.7							
	017583500464	33.7-39							
9 5/8"	019583500468	29.3-36	3 (76.2)	64.96 (1650)	8000	5000	205000	267000	3 ½" EUE
	019583500470	40-47							
	019583500471	47-53.5							

Tabla 6. Especificaciones Técnicas PKR TANDEM “C-3” (Texproil)



#### **4.1.2. Mandriles**

Estos instrumentos sirven de receptáculo para las válvulas reguladoras de flujo a la profundidad necesaria, existes de tres de mandriles: convencional, concéntrico y de bolsillo, algunos utilizados también para sistemas de levantamiento con gas lift. Para la inyección de agua se recomienda utilizar mandriles de bolsillo dada su facilidad para sentar y retirar las válvulas con una herramienta Kick-over. A continuación se describen los mandriles para inyección selectiva:

Todos los mandriles con bolsillos laterales están hechos de tubos ovalizados sin costura de acero AISI 4130, a menos que se especifique lo contrario. Cada mandril después que haya sido usado con una válvula ciega es hidráulicamente probado en su interior para que esté de acuerdo con las rigurosas especificaciones API 11V1 y lleva el monograma API.

Los mandriles fabricados se les verifica periódicamente la presión externa de acuerdo a la especificación API 11V1.

Se pueden proveer mandriles con tratamiento térmico para pozos con corrosión con H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub>.

##### **4.1.2.1. Mandriles con bolsillo de 1 ½ ID (serie M)**

###### **Tipo MW**

Este mandril de orificio sin restricciones está diseñado para ser usado en flujo de agua. Es similar al KW pero el bolsillo de 1 ½" tiene una camisa interna de carbono tungsteno en lugar de ser templado.

###### **Tipo MKW**

El MKW es un mandril con un bolsillo de 1 ½" soldado en un mandril tipo K con orificio reducido. Generalmente es solicitado por quienes necesiten operar un regulador de caudal de 1 ½" de diámetro en un casing de 5 ½" y una tubería de 2



1/2". La salida lateral del bolsillo de 1 1/2" está templado para soportar mejor la erosión del agua.



Figura 17. Configuración de Mandril Tipo M-Bolsillo 1 1/2 ID

**Nota:** Estos mandriles deben usarse con una herramienta kick-over del tipo L con un máximo OD (retraído) de 1,850" o del tipo K con brazos flexibles.



Figura 18. Mandril de Inyección tipo M Orificio 1-1/2



Figura 19. Orificio de salida del Mandril.



### 4.1.3. Válvulas reguladoras de Flujo (VRF)

El regulador de caudal se basa en la antigua patente de Watermann de los años 50, cuyos principios básicos aún son utilizados por todos los fabricantes de reguladores. El principio se basa en el uso de 2 orificios en el regulador, uno de dimensiones fijas y otro cuyas dimensiones varían con la posición de un tubo de flujo que actúa contra un resorte.

El caudal de agua por el orificio fijo origina una caída de presión y la correspondiente fuerza con tendencia a mover el orificio aguas abajo. Un resorte en la válvula trata de resistir este movimiento pero siendo vencido, reduce el área de la salida del asiento secundario (el orificio regulable), que a su vez reduce el caudal que puede pasar. Por ende, el caudal de agua que pasa por el regulador permanece constante según el tamaño del orificio fijo y la tensión del resorte, independientemente de las variaciones de presiones en P1 y P2, como lo muestra el siguiente gráfico:

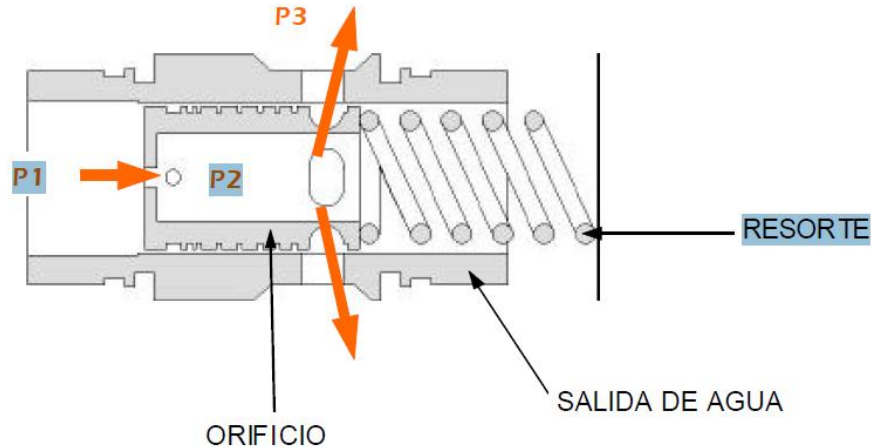


Figura 20. Principio regulador de caudal.

El caudal de agua por el orificio fijo origina una caída de presión y la correspondiente fuerza con tendencia a mover el orificio aguas abajo. Un resorte en la válvula trata de resistir este movimiento pero siendo vencido, reduce el área de la salida del asiento secundario (el orificio regulable), que a su vez reduce el caudal que puede pasar. Por ende, el caudal de agua que pasa por el regulador



permanece constante según el tamaño del orificio fijo y la tensión del resorte, independientemente de las variaciones de presiones en P1 y P2, como lo muestra el siguiente gráfico:

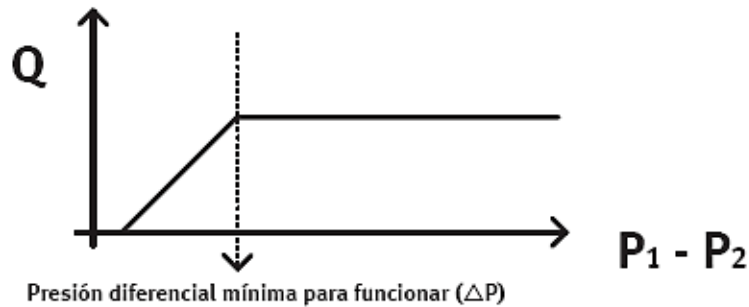


Figura 21. Diferencial mínimo para Funcionar.

Se notará en la figura de arriba que el regulador solamente empieza a regular el caudal después de alcanzar una presión diferencial ( $\Delta P$ ) mínima de P1 - P2. Estas diferencias mínimas varían según el diámetro exterior del regulador y la tensión del resorte.

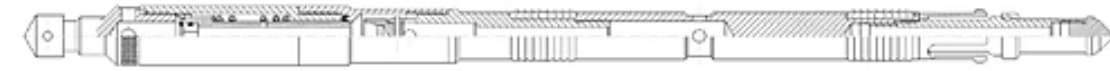
#### 4.1.3.1. *Válvula reguladora Tipo W-15*

La válvula reguladora **W-15** ha sido desarrollada para su utilización en instalaciones de inyección de agua (Recuperación Secundaria). Este tipo de válvulas permite el control automático de caudal de fluido inyectado en cada pozo.

La válvula W-20 mantendrá un caudal constante predeterminado y ajeno a cualquier cambio de presión en el sistema o el reservorio.

#### **Características y beneficios:**

- Control efectivo del caudal de inyección
- Caudal constante no importa las variaciones de presión.
- Diseño modular y simple permite una operación de armado y Desarme en el campo.
- Sistema de control de caudal mediante orificios fijos intercambiables.
- Permite regular altos caudales de inyección.



PETROL  
 BODEGA DE PROYECTOS  
 CODIGO COMPLETION SERVICES  
 DESCRIPCION:  
 VALVULA REGULADORA DE  
 CAUDAL BOT 1 1/2" TIPO W15 RL1  
 O/C No 5209469 FECHA 08/02/2011  
 CANTIDAD 31 UNID EA LOC \_\_\_\_\_  
 SOLICITADO POR \_\_\_\_\_

Figura 22. Válvula reguladora de Flujo W15RLI.

### Especificaciones de la Válvula

Tamaño nominal	2.000 in./ 50.8mm
Diámetro exterior	2.362 in./ 60.00mm
Largo total del cuerpo	10.157 in./ 260mm
Conecciones std.	2" API LP -11 1/2 TPI
Material del cuerpo	AISI 316
Rango de caudal	138 / 3145 BPD – 22 / 500 m <sup>3</sup> /day
Rango de caudal recomendado	157 / 2522BWPD-25 / 460 M3/day
Diámetros de orificios recomendados	0.137 in. to .492 in./ 3.50 to 12.50 mm

Tabla 7. Especificaciones técnicas VRF.



Item	Descripción	Cant.	Parte N°
1**	Seguro de filtro	1	021-100185-00
2**	Filtro	1	021-100186-00
3	Tuerca de pistón	1	111-100897-00
4**	Seguer	1	021-100648-00
5**	O`ring	1	021-100702-00
6**	Orificio	1	110-100906-00
7	Pistón	1	110-100883-00
8	Resorte	1	110-100882-00
9**	Subconjunto vástago	1	110-100818-00
10	Cuerpo de Válvula	1	110-101607-00
11**	Reten	1	021-105624-00
12**	Tapa Reten	1	110-105623-00
13**	Seguer	1	021-105623-00
14**	Subconjunto asiento	1	110-100766-00
15**	Pasador de asiento	1	110-100116-00
16	Porta asiento	1	110-100765-00



Tabla 8. Partes de la Válvula reguladora.

#### 4.1.4. Conector On / OFF Tool

El Conector On-Off es una herramienta de fácil operación y gran aplicación en los pozos con requerimientos especiales. Permite acoplar y desacoplar tubings manteniendo un sello confiable entre el interior y el exterior del mismo. El mecanismo de acople es de entrada automática. El Conector On-Off es una



herramienta de pasaje interior pleno, perfectamente compatible con los packers Modelos “TX-1, PCS-1, PCS-5 y HR” y con el Ancla de Tubing Modelo “CT-1”.

Es de diseño robusto y compacto. Es capaz de trabajar con tensión o peso y su resistencia total supera los valores de resistencia del tubing “N-80”. Se provee con perfil interior para alojar tapones de tipo F, N, S, R u otros a requerimiento del cliente.

El conjunto de empaquetaduras V-Packing es capaz de soportar presiones del orden de los 10.000 PSI.

- A requerimiento puede ser provisto con revestimiento interior en pintura epoxi.
- A pedido puede ser suministrado en acero niquelado o acero inoxidable.
- El desacople puede ser provisto para giro a la derecha si así se requiere



Figura 23. Conector On/Off Tool.



#### 4.1.5. Niples Selectivos modelo “F”

Los Niples Selectivos Modelo F pueden ser utilizados como Niple Selectivo o como un Niple No-Go para efectuar operaciones de control de wireline.

Los Niples Selectivos son compatibles con todos los equipos de control diseñados para ser usados con Tapones modelo F de los principales fabricantes.

Son fabricados en acero SAE 4140 y pueden ser niquelados, según requerimientos del cliente. Las conexiones están realizadas bajo normas API y están disponibles en todas las medidas.



Figura 24. Niplesilla Modelo F con Standing Bold incrustada.



## **5. CORRIDA DE ENSAMBLE DE FONDO (BHA) DE SARTA DE INYECCIÓN SELECTIVA**

A continuación se presenta un procedimiento de instalación el cual es una guía básica para la corrida del ensamble de fondo (BHA) de Inyección Selectiva, los detalles de la operación serán dirigidos por el especialista de completamiento, y el operador de slickline; de acuerdo a las condiciones del pozo, la compatibilidad del equipo y otras condiciones que sean encontradas en la locación.

Se deben tener en cuenta los siguientes controles para esta actividad:

- Se debe tener cuidado con la presencia de gases, por esto antes de comenzar las operaciones en el pozo, se debe verificar que este haya sido descargado, tanto por el tubing, como por el anular.
- Puesto que esta es una operación en equipo, debe existir total coordinación entre los participantes, ya que el descuido de uno de ellos puede comprometer la integridad física de los demás.
- Antes de comenzar la operación es necesario realizar el mantenimiento correspondiente al elevador, la llave hidráulica y la mesa de cuñas. También se debe haber probado el preventor, acumulador (presión adecuada y conectado correctamente al preventor) y las conexiones de superficie.
- Se debe realizar una reunión de seguridad antes de iniciar la operación de corrida de los ensamblajes de completamiento con el personal de la empresa de servicios responsable del completamiento, la cuadrilla del equipo y todas las partes involucradas, para explicar los cuidados que se deben tener con el equipo y los riesgos del trabajo durante la corrida.



- Revisar y divulgar la evaluación de riesgos correspondiente a la actividad y verificar el cumplimiento de los controles establecidos. Esta revisión y divulgación debe realizarse antes de iniciar la corrida del ensamblaje de fondo.
- En la mesa de trabajo debe haber solamente los elementos necesarios para la corrida del completamiento. En el desarrollo de esta actividad no deben haber trabajos simultáneos debajo de la mesa.
- Colocar grasa solamente en los pines y solo lo necesario. Proteger la boca del pozo para no dejar caer elementos extraños.





- El ensamble de los empaques y las herramientas de flow control deben llegar al pozo debidamente ensamblados, conejados y probados. Además el equipo de slickline, debe tener todas las herramientas requeridas para el asentamiento de las herramientas de slickline para probar la tubería.
- El casing debe ser calibrado como mínimo 1/8 de pulgada por encima del diámetro externo (OD) máximo de los empaques a bajar, previo a la corrida del ensamblaje.
- Tener en locación pupjoints de 2 7/8" EUE de diferentes longitudes 2', 4', 6', 10' suficientes para el espaciamiento requerido.
- Bajar los mandriles con los dummyvalves debidamente probados a 4500 psi. Se deben probar en pozo los mandriles individuales con bomba hidráulica manual o banco de pruebas – Test Tool
- Se puede presentar que los hábitos inadecuados de procedimiento al ejecutar la tarea, generen derrames de aceite en el plano del pozo, contribuyendo a la contaminación del suelo, cuerpos de agua y vegetación de los alrededores del pozo. Para contrarrestar esto se debe rodear con una barrera de tierra, arena o de tela absorbente, para que el fluido pueda ser recogido con la bomba, con el venturi, con el camión de vacío, o con cualquier otro método. Si es necesario se deben realizar cunetas para canalizar el fluido y evitar que salga de la localización.

### **5.1. Work-Over, Instalación Sartas Selectivas**

#### 1. Registrar toda la información del pozo:

- Tamaño, peso, grado, material de las herramientas de los ensamblajes.



- Composición química y densidad del fluido de completamiento.
- Máximo ángulo de desviación, profundidad total medida.
- Profundidad a la cual se requiere sentar los empaques, la profundidad total de la tubería que se va a meter en el pozo.
- Profundidad total e intervalo perforados.

2. Completar el checklist del equipo de completamiento:

- Compatibilidad en las conexiones.
- Revisión de máximo OD en las herramientas.
- La tubería debe ser calibrada con un diámetro interno (ID) mayor al máximo diámetro de la herramienta a correr dentro de la tubería.
- Tipo de material de las herramientas.
- Números de parte de los ensamblajes de fondo.
- Presiones de trabajo de las herramientas.
- Cantidad de pines de asentamiento colocados en los empaques.
- Todo el espaciamiento del BHA debe ser correlacionado con los registros del Pozo y aprobado por el representante de ECOPETROL S.A.

3. Realizar reunión de seguridad pre operacional con el personal del taladro y empresa de servicios que suministre el completamiento antes de armar la sarta de inyección selectiva.





4. Revisar y divulgar la evaluación de riesgos correspondiente a la actividad y verificar el cumplimiento de los controles establecidos. Esta revisión y divulgación debe realizarse antes de iniciar la corrida del ensamblaje de fondo.
5. Medir toda la tubería y pupjoints requeridos para el BHA.



6. Realizar y verificar el espaciado con las medidas reales antes de iniciar el armado del BHA. Se requiere tener un gráfico sobre registro original de la ubicación de los empaques antes de iniciar a correr la sarta de inyección selectiva con medidas reales de los elementos del BHA y tubería.





Este diseño debe ser avalado por el personal de la empresa OPERADORA en el pozo /o aprobado por los ingenieros de completamiento y workover vía email. En caso que en la notificación de unir zonas se realice al iniciar la operación en el pozo debe realizarse control de cambio respectivo y solicitar la aprobación a los ingenieros de workover.

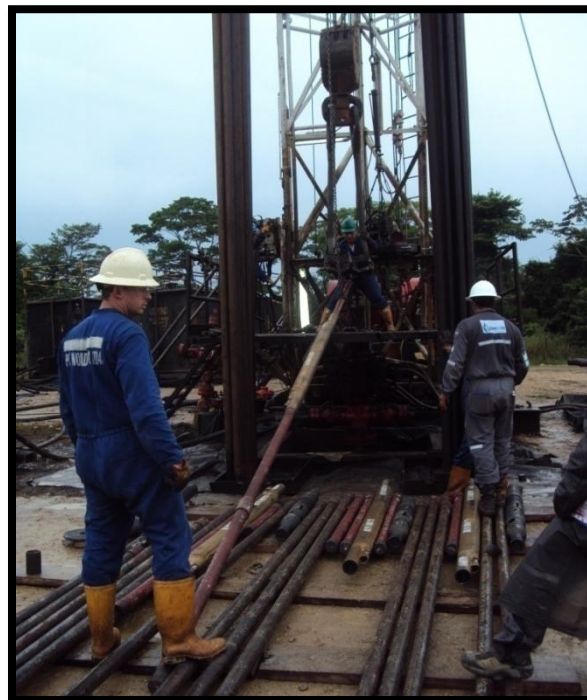
7. Armar el BHA de la sarta de inyección selectiva según diseño propuesto y aprobado bajo las siguientes recomendaciones:

- Pueden presentarse accidentes por no aplicar la técnica adecuada durante la manipulación de la llave hidráulica para tubería, ya que esta no es cerrada como la llave tipo Foster, hay posibilidad de desmembración de los dedos o manos del operador y/o ayudantes debido a la aprehensión de dichas partes del cuerpo en las mordazas de la llave. Para evitar se debe tener en cuenta:
  - Utilizar torquímetro para bajar todo el BHA y sarta de tubería.
  - Evitar la manipulación de las mordazas de la llave, mientras la bomba se encuentra engranada.





- Durante la operación puede presentarse la ruptura de las mangueras de la llave hidráulica, ocasionando derrames de aceite hidráulico en la localización. Si se presenta esta situación, primero se debe apagar el equipo y luego cerrar la válvula de suministro de aceite.
- Amarrar y levantar las herramientas a la mesa de trabajo según las recomendaciones del especialista en campo.
- No calibrar los mandriles en pozo debido a que el calibrador puede dañar la cabeza de pesca de los dummies y dañar el sello del mismo.
- No colocar herramientas sobre la planchada levantar las herramientas en los burros que están ubicados cerca a la mesa de trabajo, si es necesario pasarlos hacerlo con ayuda mecánica.
- Realizar las conexiones de las herramientas y la tubería en la mesa de trabajo, esta tarea se facilita si se tiene mouse hole. En el caso que no se tenga la facilidad del mouse hole se deberá instalar pup joint de manejo.





- Es necesario retirar algunos cuellos de tubería debido que el mandril es caja x caja, para ello es necesario una muy buena cuña con bastante agarre y retirar el cuello e inmediatamente conectar el mandril.
- Llenar BHA con agua limpia, por secciones según como requiera el supervisor de la compañía de servicios encargada del BHA y antes de conectar la sliding sleeve.
- Tomar pesos de la tubería subiendo y bajando durante la corrida para detectar pegas en la sarta.
- Debido a errores de procedimiento y otras causas, puede presentarse la pérdida de la tubería en el pozo. Para evitar esto, asegúrese de utilizar las cuñas y elevadores adecuados según los diámetros de la tubería con la que se va a trabajar, prestar especial atención al realizar el cambio de elevador y cuñas cuando se pasa de trabajar con tubería de un diámetro a otro.

8. Calibrar con slickline el BHA, con calibrador de OD de 2,28 in.





9. Conectar slidingsleeve 2,31" X 2-7/8" EU abierta y con el blankingplug 2,31" instalado. Conectar primera junta de tubing 2-7/8" EU. Conectar líneas y probar con 4,000 psi durante 5 minutos. Desconectar líneas.
  
10. Tomar pesos subiendo y bajando del BHA.
  
11. Bajar tubería necesaria para dejar el completamiento en posición con velocidad de corrida de 90 pies/min. Realizar las pruebas de tubería necesarias de acuerdo a la profundidad del pozo con 2.000 psi con la bomba del equipo de workover. (La cantidad de pruebas están sujetas a cambio según la profundidad de la tubería). Si se sospecha o se tienen antecedentes de disparo en el pozo, se debe tener cuidado con el nivel de líquido. se debe ir llenando el pozo con fluido, cada 20 o 30 tubos para mantener el nivel.  
  
Durante las operaciones puede presentarse el disparo incontrolado del pozo, provocando la emanación en superficie, sin control, de los fluidos del pozo (gas, agua y/o aceite), contaminación de la locación, zonas aledañas y espejos de agua circundantes. En este caso se deben seguir los procedimientos para prevenir y controlar reventón de pozo.
  
12. Realizar el espaciamiento, ensamblar el tubing hanger (sin los o-ring inferiores) y pupjoint de manejo, conectar las líneas de la unidad de wellservices (bomba triplex) y realizar la última prueba de tubería con 4.000 psi por 10 minutos.
  
13. Armar la unidad de slickline. Bajar a pescar en dos corridas, en la primera se baja el calibrador y se pesca prong 2,31"X y en la segunda se pesca el lockmandrel 2,31" X que conforman el blankingplug 2,31" X ubicado en la slidingsleeve 2,31" X. Desarmar unidad de slickline.



14. Armar unidad de wireline, Realizar el registro GR-CCL 1-11/16" para correlacionar profundidades de la sarta de inyección selectiva. Desarmar unidad.



15. Verificar en el registro GR-CCL corrido la cantidad de herramientas y tubería instaladas en el BHA. Además, correlacionar la profundidad encontrada en el registro con la profundidad determinada para los empaques en el diseño, y determina el adecuado espaciamiento de la sarta (asegurar que las gomas de



los empaques no queden en frente de perforados). La aprobación del diseño final se realiza en pozo por el jefe de pozo.

16. Mientras se revisa el registro de correlación, circular el pozo con fluido anticorrosivo a través de la camisa de circulación.

17. Correr shiftingtool B para cerrar la sliding sleeve 2,31" X. Retirar unidad de slickline.



18. Conectar la línea de presión, de la unidad de wellservice.





19. Levantar la sarta, colocar los o-ring al tubing hanger, tomar peso subiendo y bajando y medir las pulgadas necesarias para dejar con peso el último empaque según lo recomendado por el especialista de completamiento.

20. A continuación se menciona el procedimiento operativo para el asentamiento de los empaques recomendado por el especialista de completamiento:

- Incrementar la presión a 1000 psi durante 5 min.
- Incrementar la presión a 2000 psi durante 5 min.
- Incrementar la presión a 2500 psi durante 5 min.
- Incrementar la presión a 3600 psi durante 10 min



21. Despresurizar líneas y colocar peso al empaque superior según la recomendación del personal de completions, apretar prisioneros del tubing hanger.

22. Instalar líneas por anular y presurizar hasta 600 psi y probar integridad del empaque superior

23. Retirar BOP e instalar cabezal de inyección.



24. Desinstalar el equipo de workover. Mover el equipo y conectar el cabezal de inyección.

Para realizar cualquier cambio en el procedimiento de corrida de la sarta de inyección selectiva debe estar de acuerdo el representante de ECOPETROL S.A. y de la empresa de servicios

## **6. RESULTADOS CAMPO CASABE**

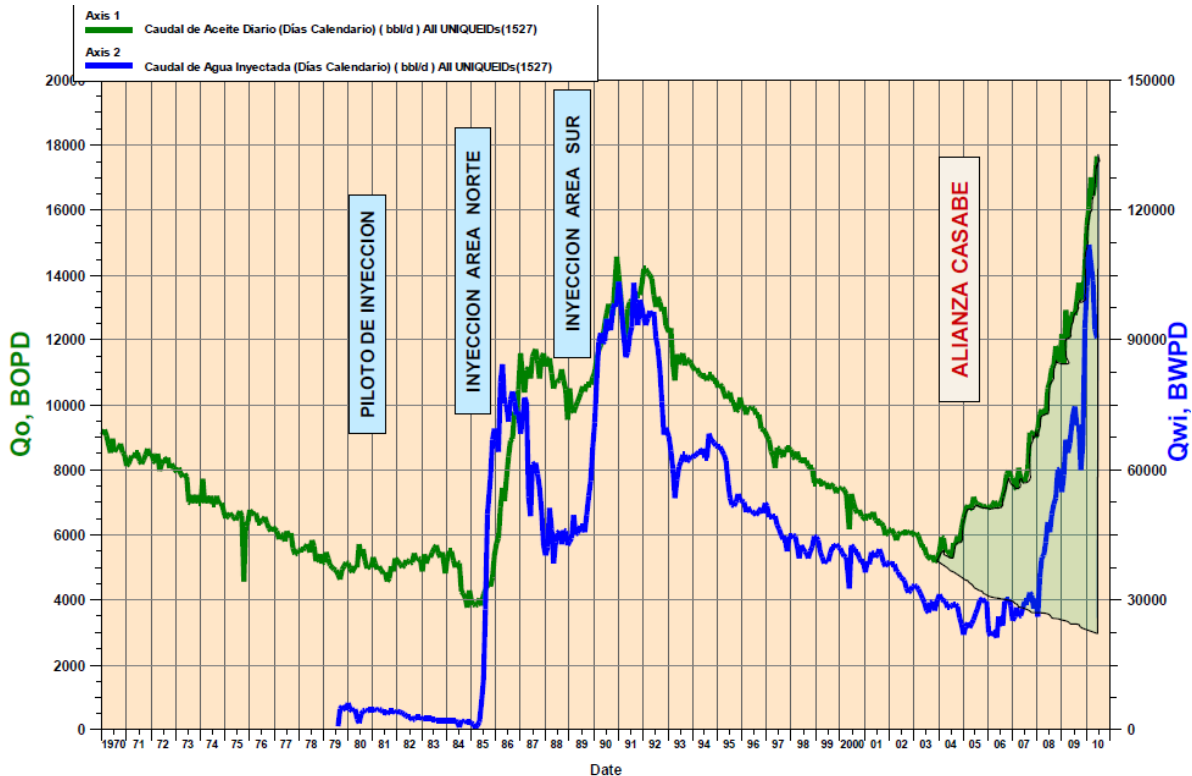
Desde el año 2006 está siendo implementado en el Campo Casabe el completamiento de inyección selectiva a través de reguladores de flujo en fondo en pozos existentes con sartas convencionales y en todos los pozos inyectores nuevos. El equipo de fondo consta básicamente de tubería de inyección, empaques hidráulicos sentados entre grupos de arenas, mandriles ubicados en medio de los empaques hidráulicos y válvulas reguladoras de flujo sentadas dentro de los mandriles.

El objetivo es incrementar la eficiencia de barrido vertical debido a que el campo presenta características particulares como alta heterogeneidad en las propiedades



petrofísicas de las arenas productoras, baja continuidad lateral de las mismas, presencia de arcillas hinchables y alta complejidad estructural del yacimiento.

A través de la implementación de este tipo de completamiento (tan solo se tienen referenciada su aplicación en el mundo en 3 campos incluido Casabe) se ha logrado incrementar la inyección promedio por pozo existente de 120 bwpd a 500 bwpd, se ha obtenido una inyección promedio en pozos nuevos de 800 bwpd para un total de incremento de inyección del campo a la fecha de 25000 bwpd a 80000 bwpd. A lo que ha llevado a un incremento en la producción de 9000 BOPD a un promedio de 13000 BOPD.



**Figura 25. Resultados de Producción Campo Casabe**

El éxito de las nuevas tecnologías aplicadas a cualquier campo sometido a un proceso de recobro secundario depende en gran medida del entendimiento del flujo de información, su consolidación e interpretación. Debido al crecimiento alcanzado se ha requerido la creación e implementación de nuevos flujos de



trabajo y procesos integrados para lograr maximizar el recobro, mejorando el tiempo de respuesta a los cambios en las condiciones de operación.

## **7. PILOTO DE INYECCION SELECTIVA EN CAMPO TIBÚ**

En campo Tibú, se ha utilizado el método de inyección de agua para mejorar la recuperación de petróleo. No obstante, una combinación de litología sensible, complejidad estructural y canalización de agua hizo que el equipamiento de inyección convencional no cumpliera con la eficiencia de inyección de agua necesaria. Las nuevas técnicas introducidas en materia de análisis geológico, inyección de agua, perforación, y optimización de la producción están restituyendo este campo y los diferentes campos maduros del país, que alguna vez fueron prolíficos en su pasado glorioso.

Actualmente el campo Tibú es un campo que presentó etapas de desarrollo en recobro primario y secundario, por lo que ahora se plantea un escenario de recobro secundario en una condición mejorada del campo. Por este motivo se plantea en el plan de desarrollo un modelo de extracción mejorado y un incremento de las productividades de los pozos por medio de trabajos de fracturamiento. Adicional se plantea la introducción de sartas selectivas con el fin de aumentar la eficiencia vertical de la inyección y por lo tanto el factor ultimo de recobro.

La sarta selectiva garantiza una mejor eficiencia vertical de los pozos a partir del aumento de la inyectividad de los pozos con sarta selectiva en el campo y el control de la inyección discreteado por capas de los estratos productores. Se pretende que el diferencial de presión dentro del pozo desde la cara del pozo tenga valores por encima de 3700 psi y no de 1000 psia como se está actualmente desarrollando.

La inyección de agua inicio en los años 60s y actualmente arenas de buenas propiedades petrofísicas ya tienen un alto barrido y han acumulado hasta máximo

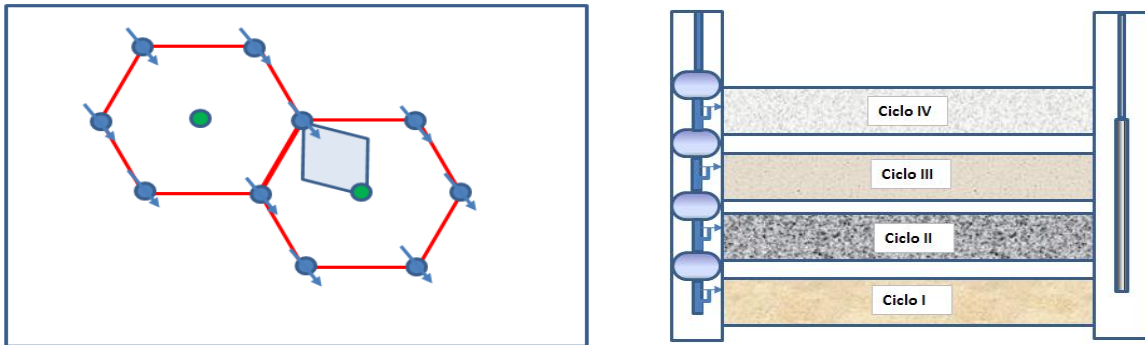


2 volúmenes porosos. En cambio hay arena que no están drenadas, no han sido contactadas y que se han inyectado menos de 0.5 volúmenes porosos.

Arenas con irrupción temprana, perjudican el perfil del pozo, debido que las arenas con irrupción consumen menos presión y la disponibilidad de energía es menor.

Los beneficios que se esperan con la inyección de agua selectiva son inundar con inyección de agua las regiones no contactadas en el desarrollo anterior del recobro secundario en el campo, aumentar el factor de recobro y las reservas del campo por sub-ciclo y acelerar la respuesta de la inyección y mejorar el número capilar de la inyección de agua.

La estrategia será realizar un piloto en campo con 3 o 4 sartas instaladas en los pozos. Estas sartas se instalarían por un tiempo no inferior a un año y efectuando las pruebas de seguimiento tanto en los pozos productores como en los inyectores, para establecer la eficiencia del proceso así como la curva de aprendizaje de la tecnología. La tecnología busca contactar una mayor cantidad de crudo por pozo y mejorar el perfil de producción mejorando la capacidad real de producción dentro del patrón de inyección-producción.



**Figura 26. Inyección Selectiva**

El piloto de inyección selectiva estaría ubicado en la Estación K-27 del Área A (Figura 115) y comprendería la instalación de sartas en 6 pozos inyectores activos T-113, T-121, T-17, T-15, T-62 y T-93 y estaría influenciando alrededor de 9 pozos



productores existentes y 6 pozos productores nuevos a perforar en el Plan Inicial del proyecto.

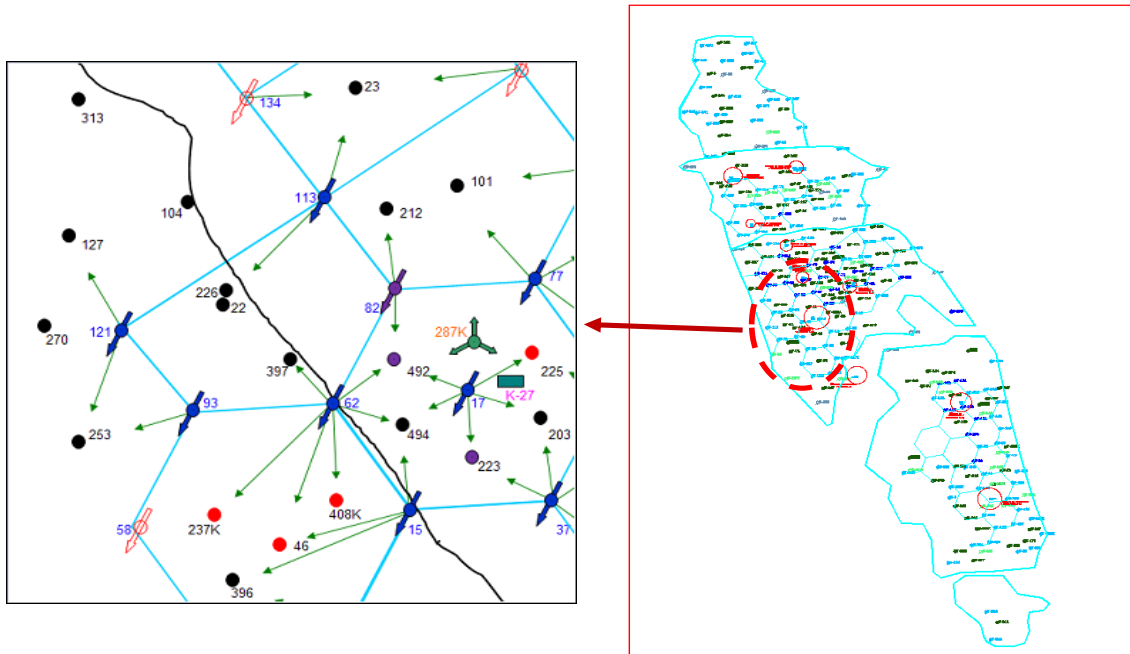


Figura 27. Ubicación Piloto de Inyección Selectiva

Se estima el inicio del proyecto en Febrero de 2011, con un tiempo de duración estimado de 6 a 12 meses. Una vez se tengan resultados en producción del piloto se realizaría la planeación de un proyecto extensivo a todo el campo y se tendrá una oportunidad de incremento de reservas por aumento de la eficiencia vertical de la inyección de agua correspondiente del 5 al 10% de reservas adicionales.

## 8. SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN CON SARTAS SELECTIVAS

Posterior a la instalación de las sartas selectivas es necesario iniciar las pruebas de inyektividad y continuar con una campaña de de evaluación con trazadores, con los cuales de acuerdo a sus resultados llevara a la toma de decisiones si es el caso, en el ajuste de las diferentes sartas selectivas instaladas.



## **8.1. Pruebas de Inyectividad**

Una vez el trabajo Work-Over finaliza la sarta de inyección queda sellada en todos los mandriles por vallas ciegas llamadas DummyValves, estos impiden que exista comunicación entre la formación y la sarta de inyección, es necesario antes de iniciar con la inyección efectuar una prueba de inyectividad que permita a los ingenieros conocer los datos de capacidad de inyección y así calibrar los reguladores de flujo para cada intervalo empaquetado, esta prueba se realiza con una unidad Slick Line.

### **8.1.1. Procedimiento**

La idea es sacar el Dummy ciego con Slick line e inyectar a una arena por el mandril sin válvula por media hora y dar el dato de inyección de agua que recibe el intervalo y así comprobar cuál es la inyectividad por arena lo ideal es tener un caudal sobrante para inyectar a la máxima tasa así haya que chocar algunos pozos.

1. Se comprueba que el pozo inyector tenga caudal cero antes de iniciar la prueba y sacar el primer Dummy.
2. Se baja el equipo de slick line con el Kick Off y se saca el primer Dummy.
3. Se abre el primer mandril (el más cercano a Superficie) y se pone a inyectar el primer intervalo. Empezar por un caudal inicial bajo (100bwpd) y posteriormente ir aumentando cada 5 min, se toman los valores de presión en cabeza con la línea del pozo hasta tener el pozo en Full Open. Para este procedimiento debe chocarse un pozo vecino que pueda aportar el agua adicional para la prueba o tener capacidad en exceso de producción de agua. Graficar la curva de presión en cabeza Vs Caudal. Durante los viajes de debe cerrar el pozo.
4. Reportar la presencia de sólidos.
5. Se baja el dummy del primer mandril y se saca el segundo dummy. Seguir el mismo procedimiento anterior.



6. Se baja e instala nuevamente Dummy del segundo mandril y se saca el tercer mandril. Seguir el mismo procedimiento de acuerdo a los mandriles instalados.
7. El siguiente día se bajan las válvulas calibradas según interpretación de las pruebas, en general a un caudal de 30%-50%-80% del caudal máximo si este es superior @1000 bwpd. Bajar una válvula de 300 bwpd si el pozo tomo como máximo este caudal o 500 bwpd, entre 500-1000 bwpd utilizar el mismo caudal. Las válvulas deben tomar en conjunto unos 2200-3800 bwpd por pozo.



**Figura 28. Pruebas de injectividad pozo T-015 con Unidad Slick Line**



El reporte entregado de la prueba de inyektividad es evaluado y los caudales recomendados para cada intervalo son dados, para dar inicio así a la instalación de las válvulas reguladas e inyección en cada pozo.

ZONA	CAUDAL (BWPD)	PRESION (PSI)	TIEMPO	COMENTARIOS	
28-Abr-11	INTERVALO 1	380	0	5 Min.	
		700	500	5 Min.	
		1270	300	5 Min.	CUANDO SE SUBIO EL CAUDAL A 1270 B/DIA, LA PRESION EN CABEZA SUBIO HASTA 1000 PSI PERO DESPUES SE ESTABILIZO A 300 PSI.
		1850	1800	5 Min.	CUANDO SE SUBIO EL CAUDAL A 1850 B/DIA, LA PRESION EN CABEZA SUBIO HASTA 500 PSI, LUEGO SE BAJO A 100 PSI POSTERIORMENTE SE ESTABILIZO EN 1800 PSI.
		2380	2000	5 Min.	CUANDO SE ABRIO A 2380 B/DIA, LA PRESION EN CABEZA SUBIO A 1900 PSI Y LUEGO SE ESTABILIZO EN 2000 PSI.
	FULL OPEN (3020)	2200	5 Min.		
30-Abr-11	INTERVALO 2	180	0	5 Min.	
		496	0	5 Min.	
		1210	350	5 Min.	A LOS 3 MINUTOS LA PRESION EN CABEZA EMPIEZA A SUBIR Y SE ESTABILIZA EN 350 PSI
		1790	500	5 Min.	
		2200	600	5 Min.	
		FULL OPEN (5080)	1000	5 Min.	LA PRESION EN CABEZA SUBE MUY LENTAMENTE Y SE ESTABILIZA EN 1000 PSI
	INTERVALO 3	426	0	5 Min.	
		920	0	5 Min.	
		1340	0	5 Min.	
		1820	0	5 Min.	
2165		100	5 Min.		
	FULL OPEN (5840)	800	5 Min.	LA PRESION EN CABEZA SUBE MUY LENTAMENTE, PERO SE ESTABILIZA EN 800 PSI	
04-May-11	INTERVALO 4	228	0	5 Min.	
		486	0	5 Min.	
		980	0	5 Min.	
		1630	0	5 Min.	
		1960	950	5 Min.	
	FULL OPEN (5170)	1300	5 Min.	CUANDO SE DEJA FULL OPEN LA PRESION EN CABEZA SUBE HASTA 1700 PSI, PERO LUEGO SE ESTABILIZA Y QUEDA EN 1300 PSI.	

**Tabla 9 Reporte de la prueba de inyektividad para Pozo Tibu-15.**

De acuerdo a los resultados obtenidos en la prueba de inyektividad para este pozo en particular se decidió dejar los siguientes caudales de inyección para cada intervalo:

ZONA	INTERVALO	CICLO	H NETO	CAUDAL RECOMENDADO
INTERVALO 1	4625-4650	I.30	18	1000
INTERVALO 2	4455-4610	II.20 / II.10	67	1000
INTERVALO 3	4340-4435	III.20	29	1500
INTERVALO 4	4205-4320	IV / III.30	19,3	500
			CAUDAL TOTAL	4000

**Tabla 10. Caudales recomendados Pozo Tibú-15.**



## 8.2. Calibración de las Válvulas Reguladoras de Flujo

El proceso de calibración de las válvulas es relativamente sencillo, se cuenta con dos series de resortes, uno para caudales altos (resorte Amarillo) y uno para caudales bajos (resorte Rojo), también se tienen una variedad de arandelas para calibrar el orificio de salida, la combinación de diferentes resortes y orificios permite la calibración del caudal necesario en cada válvula. La tabla 11 señala las diferentes combinaciones y los caudales que podemos obtener de cada una de ellas.

Relacion Caudal - Orificio  
Valvula Reguladora de flujo W15RLI

Diametro	Resorte Caudal Bajo		Resorte Caudal Alto	
	M3/day	BWPD	M3/day	BWPD
2	9	57	22	138
2.25	14	88	28	176
2.5	18	113	34	214
2.75	21	132	37	233
3	24	151	41	258
3.25	27	170	45	283
3.5	30	189	49	308
3.75	34	214	56	352
4	39	245	67	421
4.25	46	289	74	465
4.5	50	315	87	547
4.75	54	340	102	642
5	65	409	120	755
5.25	73	459	149	937
5.5	77	484	160	1006
5.75	81	509	172	1082
6	98	616	186	1170
6.25	108	679	194	1220
6.5	112	704	206	1296
6.75	116	730	218	1371
7	120	755	225	1415
7.25	122	767	232	1459
7.5	125	786	239	1503
7.75	133	837	244	1535
8	142	893	249	1566
8.25	148	931	283	1780
8.5	149	937	287	1805
8.75	151	950	292	1837
9	169	1063	305	1918

Tabla 11. Relación Caudal - Orificio VRF W15RLI.





Cada válvula tiene su código único de identificación, luego de ser calibradas, a cada código se asocia el color de resorte, tamaño de orificio y pozo en que es instalado con el fin de realizar el correcto seguimiento de todas las válvulas en el campo. También es recomendable marcar cada válvula en su superficie en algún punto visible el caudal calibrado.

### **8.3. Pruebas de Trazadores**

Los registros de inyección con material radiactivo permiten determinar con un alto grado de exactitud el perfil de inyección para cada uno de los intervalos evaluados en casing, así como también permite determinar el caudal de inyección en zonas aisladas por empaques y cuya inyección se hace a través de elementos de control de flujo (pocket mandrel, reguladores, chokes etc.) instalados en el tubing.

El perfil de Trazador Radiactivo es una herramienta útil, de fácil compresión, permite una evaluación precisa de lo que ocurre en cada zona inyectora, permite discernir con su interpretación fenómenos tales como zonas de pérdida, cemento canalizado, rotura de cañerías, perforados obstruidos, pérdida de packer, lo que es prácticamente imposible diagnosticar con mediciones ejecutadas desde superficie.

#### **8.3.1. Principio**

El principio en el que se basa esta herramienta es muy simple y consiste en medir el tiempo que transcurre durante la translación del fluido desde un punto de medición hasta el siguiente punto.

La distancia entre estos puntos de medición, que llamaremos detectores uno y dos conocida, y la llamaremos espaciamento entre detectores.

El otro parámetro conocido necesario para la evaluación es el diámetro interno de la tubería, lo que junto con el espaciamento entre detectores y el diámetro externo



de la sonda permite precisar un volumen determinado moviéndose a una velocidad calculada a merced del tiempo empleado para hacerlo.

Es decir que para áreas conocidas moviéndose a una determinada velocidad es posible calcular el caudal de la siguiente manera:

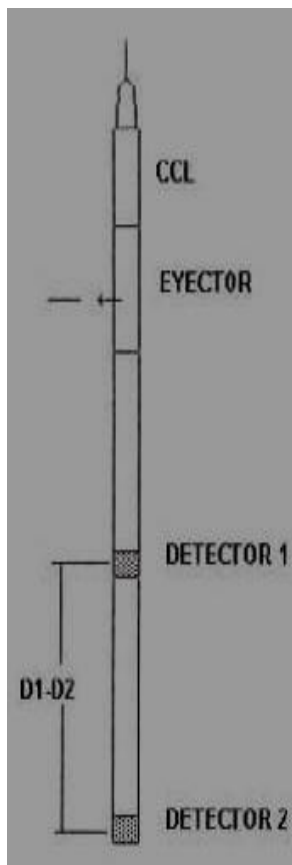
$$Q = A * V_m$$

**Q = Caudal**

**A = Área**

**V<sub>m</sub> = Velocidad media**

### **8.3.2. Sonda del Trazador**



La sonda consiste (de arriba hacia abajo) en:

- Un detector de cuplas (CCL)
- Un eyector de Fluido Radiactivo (E)
- Un detector de Rayos Gamma de pulsos Positivos (D1)
- Un detector de Rayos Gamma de Pulsos negativos (D2)

El detector de cuplas es una herramienta electromagnética standard similar a la empleada en otro tipo de perfiles.

El eyector consiste en un motor eléctrico de mando remoto que impulsa un embolo, cuando se activa desde superficie eyecta una cantidad predeterminada de fluido, lo que se puede ajustar a voluntad desde la unidad.

Los detectores de rayos gamma son similares entre sí,



diferenciando únicamente en que uno envía pulsos positivos y el otro negativos a fin de poder diferenciar la lectura de uno y otro en superficie. Esto es particularmente útil para la determinación de pérdidas de packers ó retorno de fluido por entre columna.

### **8.3.3. Esquema operativo**

La operación se desarrolla de este modo:

1. Se ejecuta un perfil de cuellos con el CCL, para corregir la profundidad y determinar con precisión las características de la instalación del pozo.
2. Se determina en base al punto 1 las profundidades donde se desea realizar las mediciones (niveles). Esas mediciones pueden hacerse con la sonda detenida o en movimiento.
3. Se pone en marcha el registro en escala de tiempo o métrica 1/50 con marcas de tiempo cada un segundo. En este registro se grafica la respuesta en función del tiempo del tiempo de los detectores D1 y D2, cuya distancia entre ellos es conocida y determinada por los datos preliminares del caudal total inyectado en boca de pozo.
4. Se inyecta una cantidad de liquido radiactivo (Iodo 131) el que ingresa a la corriente de inyección y es arrastrado alcanzando rápidamente su velocidad. Esta nube radioactiva es detectada a su paso frente al detector D1 el que dispara en superficie un reloj contador digital (RCD), al ser detectada la nube radioactiva por el detector D2 el RCD es detenido indicando el tiempo empleado por la nube para recorrer la distancia entre detectores. Simultáneamente la curva D1, D2, T (marca de tiempo) son graficadas en superficie

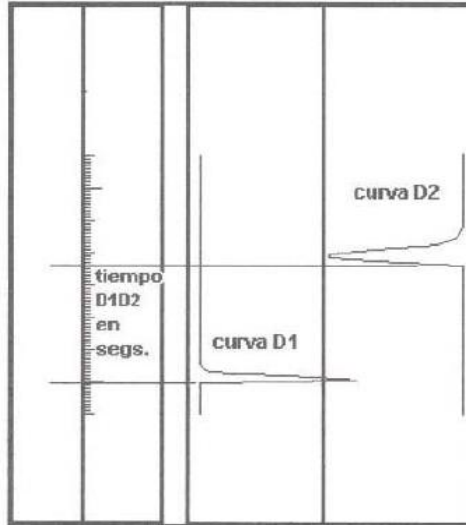


Figura 30. Registro trazador radioactivo.

- El tiempo de transición entre detectores de cada medición es ingresado individualmente en el programa de interpretación de la computadora, en la que previamente se ha cargado toda la información referida al pozo, la geometría de su instalación, sus características, la profundidad de los perforados, etc.

Conocer la variable Tiempo permitirá determinar la velocidad y esto a su vez el caudal.

Tope Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	Profundidad disparo (ft)	Tiempo inicial (Seg)	Tiempo final (Seg)	Tiempo (seg)	Q <sub>CRUCE</sub> (BWPD)	Delta Q <sub>CRUCE</sub> (BWPD)	% Q <sub>CRUCE</sub>	Presión (psi)	BWPD/Ft
CALCULO EN TUBERIA			2940	10,6	11,95	1,35	1263			0	
4302	4320	18	4300	10,3	21,3	11	1263	133	10,5	0	7,4
4340	4345	5	4330	10	22,3	12,3	1130	27	2,1	0	5,4
4365	4300	15	4360	10,4	23	12,6	1103	17	1,3	0	1,1
4400	4435	35	4395	9,7	22,5	12,8	1066	512	40,5	0	14,6
4455	4610	155	4450	10,2	34,4	24,2	574	391	31,0	0	2,5
4625	4650	25	4624	10	86	76	183	183	14,5	0	7,3
CALCULO EN HUECO ABIERTO			ARENADO								

Tabla 12. Resultado Trazador Radioactivo Pozo Tibú-15.



#### 8.4. Diagrama De Seguimiento Y Evaluación

Para un buen análisis del desempeño de la inyección selectiva se requiere de un adecuado y continuo programa de toma de trazadores, con los cuales de acuerdo a sus resultados llevara a la toma de decisiones si es el caso, en el ajuste de las diferentes sartas selectivas instaladas. También el continuo seguimiento a parámetros de producción, tasas de inyección, niveles en pozos asociados a la inyección, y eficiencia de las válvulas, estas tablas de seguimiento las encontraras en los **anexos**.

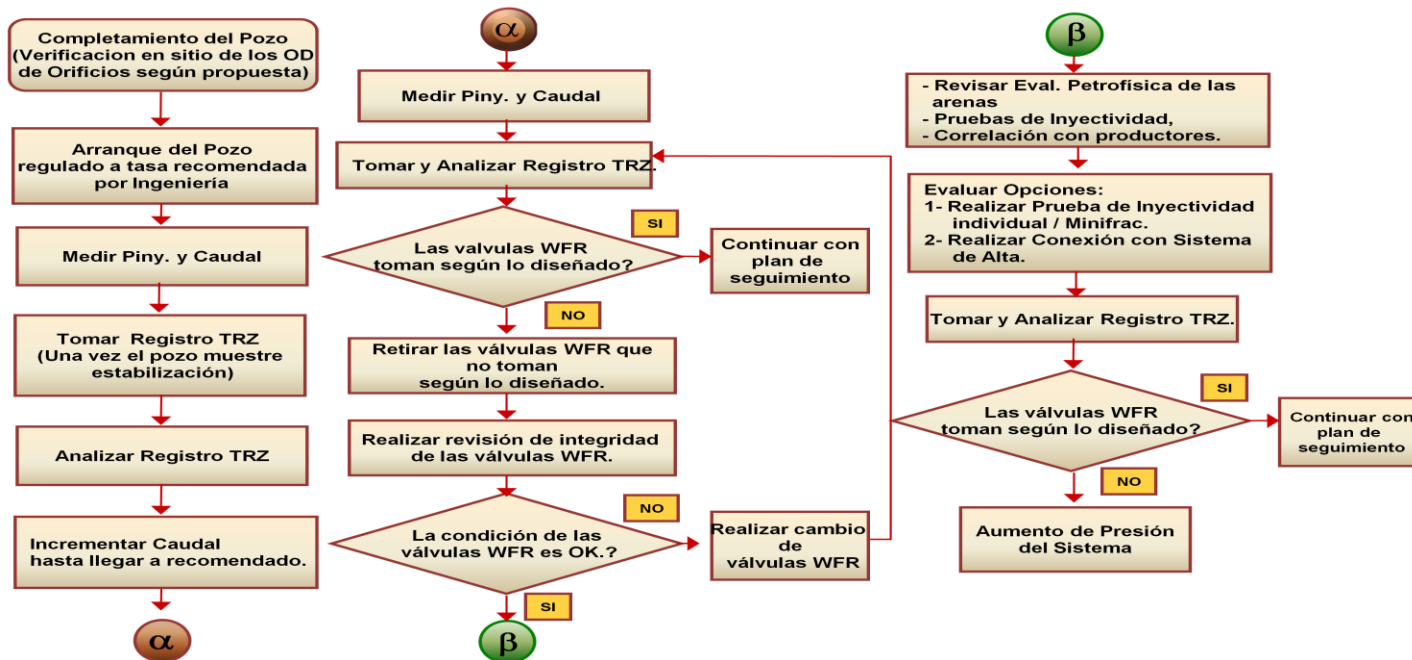


Figura 31. Diagrama de flujo para evaluación de sartas selectivas.



## 9. DIFICULTADES Y LECCIONES APRENDIDAS

Teniendo en cuenta que los procesos relacionados con sartas selectivas son relativamente nuevos, es común encontrar en ellos falencias o problemáticas que requieren de una solución con el fin de mejorar la eficiencia de la operación, los principales problemas son encatrados en las etapas de Diseño o planeamiento, de Operación, y en el seguimiento de la inyección. Es necesario recopilar un listado de las problemáticas con sus posibles soluciones y hacerlo parte de las lecciones aprendidas hacia futuras intervenciones, de esta forma mejorar continuamente cada uno de los procesos.

### 9.1. Problemas De diseño

<b>Problemática</b>	<b>Solución</b>
<b>Dificultad en la determinación del cero flujo durante la corrida de los registros de inyección.</b>	Debido a esto, se ubica un tubo por debajo del empaque más profundo y antes del tapón para medir correctamente el cero flujo con la herramienta de inyección.
<b>Inconsistencia en las lecturas de caudal de inyección en cada mandril.</b>	Se considero, la ubicación de un tubo por encima de cada mandril para posicionar la herramienta, manteniendo el área de flujo constante y registrar adecuadamente el caudal de inyección para cada grupo.
<b>Taponamiento en válvulas con orificios de diámetro menor de 2.25 mm.</b>	Se decidió utilizar solo orificios mayores o iguales a 2.25 mm para un caudal mínimo de 90 bwpd.
<b>Dificultad en el posicionamiento de los empaques y presencia de flujo en las pruebas de inyección.</b>	Se determino 20 pies como mínima separación para la ubicación de los empaques.
<b>Problemas de canalización o baja admisión de inyección.</b>	Se definió utilizar una relación de inyección de 10 bbl/pie para todas las arenas.

Tabla 13. Problema y Soluciones en la etapa de Diseño.



## 9.2. Dificultades Operacionales

<b>Problemática</b>	<b>Solución</b>
<b>Dificultad en la bajada de los completamientos debido a Colapsos que imposibilitan el paso de los empaques PCS-1</b>	Se determino para estos casos utilizar empaques inflables con un OD mucho menor a los empaques PCS-1 y Tandem.
<b>Colapsos en la tubería de inyección detectados una vez bajado el completamiento.</b>	Se decidió realizar el apriete de la tubería de forma computarizada.
<b>Dificultad en la pesca del tapón de prueba de tubería.</b>	Se implemento entonces, el uso de un Test Plug (Tapon prong y Lock Mandel integrados) lo cual permite ahorrar una carrera de slick line y contar con una válvula igualadora de presión que facilita la pesca de la herramienta.
<b>Tubería J-55 doblada</b>	De acuerdo con ciertos diseños corridos, se sugiere utilizar tubería N-80 para el BHA en lugar de tubería J-55
<b>Pérdidas de tiempo en la armada de BHA debido a elementos faltantes por lo general Pup Joint para calibrar profundidades.</b>	Se decidió llevar Pup Joint sobrantes para suplir cualquier cambio de último momento en el armado del BHA.
<b>Pérdida de tiempo por falta de bomba con la capacidad de generar presión para el sentamiento de los empaques.</b>	Se recomienda comprar bomba de mayor capacidad que suministre las libras de presión necesarias para el sentamiento de los empaques.
<b>Pérdida de información; reportes de las operaciones, y estados mecánicos confiables.</b>	Se implemento la herramienta Open Wells para el cargue de toda la información de los trabajos realizados en el campo. También para la realización y guarde de los Estados Mecánicos Finales ( <b>Ver Anexos</b> ).

Tabla 14. Problemática Vs Solución en las Operaciones.



### 9.3. Problemas en la Evaluación Y Seguimiento de la inyección.

Problemática	Solución
<b>Problemas en la medición de altos caudales en pozos con sartas selectivas.</b>	Se ajusto la herramienta de trazadores con un espaciador entre eyector y detector, mejorando así, la confiabilidad de los datos.
<b>Erosión en el asiento de las válvulas (acero 4140) aumentando el caudal establecido.</b>	Se modifico la metalurgia de las y se implemento asientos con acero 440C y carburo de tungsteno para evitar la corrosión.
<b>Difícil retiro de los dummies después de bajada la sarta de inyección debido a la presión diferencial, generando pérdidas de Tiempo.</b>	Se acondicionaron dichos accesorios para igualar las presiones entre el anular u la tubería y así no tener inconvenientes durante el proceso de sacada.
<b>Los reguladores de flujo presentaban caudales de agua por encima de su diseño debido a que los orificios no se mantenían en su posición.</b>	Se rediseño el asiento del orificio fijo, maquinando lateralmente una ranura más profunda sobre el sujetador el orificio fijo, para que asentara firmemente.
<b>A pesar de tener valores adecuados de caudal de inyección por grupo, en ciertos pozos productores se presentaba aumento del corte de agua y sedimentos.</b>	Se cambio la metodología de toma de perfiles con el fin de evaluar las arenas abiertas de forma individual en cada uno de los grupos de inyección selectiva.
<b>Debido a la posición del mandril con respecto a los diferentes intervalos cañoneados, el trazador no podía evaluar todos los intervalos.</b>	Se recomendó ubicar el mandril por debajo de los intervalos cañoneados con el fin de registrar el ascenso de la gota radioactiva,
<b>Frecuentes Intervenciones con el equipo de varilleo para retirar las válvulas reguladoras de flujo que se encontraban atascadas.</b>	Se implemento en la unidad Slick Line la utilización de cable trenzado o "braided line" que permite manejar tensiones superiores a 1200 psi durante las operaciones de pesca.

Tabla 15. Problemáticas y soluciones en la etapa de evaluación y seguimiento.



## 10. EVALUACION ECONOMICA Y VIABILIDAD DE EXPANSIÓN

Uno de los objetivos del piloto es comprobar que la implementación de este sistema de inyección es económicamente rentable, también, que se justifica la expansión del sistema a un mayor porcentaje de los pozos inyectoros. Aunque el tiempo de instalación hasta el momento es relativamente corto y los resultados de la inyección no se han visto aun, si podemos realizar una estimación del tiempo de retorno de inversión basándonos en los estimados de producción adicional e incremento del factor de recobro.

Esta estimación es realizada de manera muy general y refleja solamente un caso hipotético, las condiciones reales de operación pueden cambiar totalmente este concepto.

La descripción de los principales costos relacionados a la Operación son:

ITEM	Catidad	Unidad	Valor Unit US\$	Total US\$	COMENTARIOS
INSTALACION SARTA SELECTIVA*	1	EA	343.000,00	343.000,00	AFE para pozo con 5 zonas
	2	EA	296.000,00	592.000,00	AFE para pozo con 3 zonas
	3	EA	314.000,00	942.000,00	AFE para pozo con 4 zonas
VALVULAS REGULADORAS	8	EA	2.200,00	17.600,00	
TOMA DE NIVELES EN POZOS PRODUCTORES	240	EA	27,00	6.480,00	Monitoreo del piloto
PRUEBAS DE PRODUCCION Y BSW	288	EA	15,00	4.320,00	Monitoreo del piloto
TRAZADORES	30	EA	2.703,00	81.090,00	Monitoreo del piloto
OPERADOR UNIDAD SLICKLINE*	6	Mes	1.515,00	9.090,00	
<b>TOTAL US</b>				<b>1.995.580,00</b>	

\*Incluye compra, instalación y trabajo de WO en el pozo.

**Tabla 16. Costos Principales Piloto Sartas selectiva.**



En cuanto a los pronósticos de producción incremental debida a este piloto tenemos:

<b>Producción Actual del Campo</b>	<b>1900</b>	<b>BOPD</b>
<b>Producción esperada Con Piloto de inyección Estabilizado</b>	2100	BOPD
<b>Diferencial</b>	200	BOPD
<b>Ganancias por Día</b>	\$ 8.000,00	USD/Día
<b>Días en Recuperar Inversión</b>	<b>250</b>	<b>Días</b>
	<b>8,333333333</b>	<b>Meses</b>

\*Precio del barril= 45 US\$/Bbl

**Tabla 17. Pronósticos de Producción**

Teniendo en cuenta que el tiempo de estabilización de la inyección es de alrededor de un mes y que la producción utilizada en los cálculos es la máxima esperada producto del piloto, podemos concluir que necesitaríamos alrededor de 9 a 10 meses para que el piloto de inyección pague asimismo su inversión. Tiempo óptimo para un retorno de capital, de ser implementado el proceso de inyección selectiva en todo el campo muy posiblemente se tendrán ganancias después de año y medio de producción teniendo en cuenta que la inversión sería mucho mayor y la relación “reservas adicionales / inversión” sería un poco menor a la del piloto. Viéndolo de este modo la viabilidad del proyecto sería correcta y se obtendrían buenas ganancias después del año de inversión.



## CONCLUSIONES

- ❖ La implementación de sartas selectivas permite que yacimientos con condiciones de estratificación, variación de permeabilidades y problemas de canalización, mejoren en gran medida su capacidad de inyección, su producción y factor ultimo de recobro.
- ❖ Mediante la inyección selectiva será posible realizar un barrido totalmente uniforme en la formación debido a que todas las zonas son contactadas por el caudal y presión necesaria para hacer el desplazamiento de hidrocarburo.
- ❖ Punto clave en el éxito de un proyecto de inyección selectiva son las características y confiabilidad en las herramientas utilizadas; sellos de los empaques, funcionamiento de las válvulas, propiedades de los mandriles, entre otros, son pieza clave en el éxito y/o fracaso de estos proyectos.
- ❖ Un buen análisis del desempeño de la inyección selectiva requiere de un adecuado y continuo programa de toma de trazadores, pruebas de inyektividad, y seguimiento a parámetros como: tasas de inyección, cortes de agua, presiones de inyección y calidad del agua de inyección, el análisis de estos resultados llevara a la toma de decisiones si es el caso, el ajuste de las diferentes sartas selectivas instaladas.



## RECOMENDACIONES

- ✓ Dada la viabilidad de desarrollar un estudio posterior se recomienda analizar más a fondo el comportamiento de variables como permeabilidad, fuerzas viscosas, distribución de fluidos y razones de movilidad para cada zona de inyección en el yacimiento, integrando cálculos que describan detalladamente el proceso de inyección.
- ✓ Es necesario realizar un análisis económico minucioso que permita establecer los resultados de rentabilidad generados por el piloto de inyección en campo Tibú.
- ✓ Realizar un análisis en la variación de la producción en el campo Tibu con el fin de encontrar las posibles rutas de canalización de las aguas de inyección.
- ✓ Se sugiere el desarrollo de nuevas aplicaciones o software que permitan la simulación computarizada de estos procesos de inyección selectiva.



## BIBLIOGRAFÍA

- AMAYA, Perez Raul Fernando, Fracturamiento hidráulico rigless en pozos inyectoros con sartas de inyección selectiva: Diciembre de 2009.
- ECOPETROL, Información Campo Tibú – Estudios ICP 2004-2009.
- ECOPETROL-SCHLUMBERGER, Presentaciones 2008-2009, Alianza casabe
- ECOPETROL, Base de datos OFM, 2011
- EZEQUIEL MASSAGLIA, SPE, DARÍO BALDASSA, SPE, CARLOS PONCE, BERNABÉ ZALAZAR – PAN AMERICAN ENERGY LLC, “Selective Waterflood Completions” SPE-99997
- “Integración de los Procesos de Seguimiento del Yacimiento y Producción para la Optimización del Recobro Secundario en el Campo Casabe”. R. Amaya (Ecopetrol), G. Núñez (Schlumberger), J. Hernández (Schlumberger), D. Olarte (Schlumberger). ACPIPET, 2009.
- MAGDALENA PARIS DE FERRER, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. (Segunda Edición).
- PASTOR MENDOZA-ECOPETROL, Well planing pozos sartas selectivas, 2011.
- TEXPROIL, Catalogo de producción y servicios de completamiento. Edición 2009.
- “Water Management’s role in revitalizing the matura casabe field”, E&P, July 2009
- WEATHERFORD, presentación “Waterflood Injection Systems, Controlled flow for improved production” .2010



## ANEXOS

### ANEXO 1. SEGUIMIENTO A LA INYECCIÓN

Pozo	Tibu-015
Area	A
Arenas	IV.40, IV.20, IV.10, III.30, III.20, II.20, II.10, I.30
Inicio Iny	
CORD	X, 1147734.651 - Y, 1454144.808

ESTACION	K-27 ; J-25
----------	-------------

GCO  
CAMPO TIBU  
SEGUIMIENTO INYECCION SARTAS SELECTIVAS

# Valvula	Ciclo	Intervalos			PERFORADOS A			Empaque @	Tope del mandril	Qwi teorico total X valvula	1 Diseño	Trazador 1		Trazador 2				
		Topo	Base	H	Topo	Base	H				11-Jun-11	dd/mm/aa		dd/mm/aa				
		Orificio [mm]	Q max [BWPD]	Qinj [BWPD]	Diferencia (BBLD)	Qinj [BWPD]	Diferencia (BBLD)											
4	IV.40	4205	4214	9	4200	4210	10	4116,08	4285	500	5,75	509		-509		509		
		4205	4214	9	4245	4265	20											
	IV.20	4249	4269	20	4249	4269	20											
		4278	4290	12	4278	4290	12											
	IV.10	4278	4290	12	4282	4290	8											
					4300	4317	17											
					4302	4320	18											
3	III.30	4302	4320	18	4302	4320	18	4327,85	4434	1500	7,5	1503		-1503		1503		
					4333	4346	13											
	III.20	4340	4345	5	4340	4345	5											
					4364	4378	14											
	III.20	4365	4380	15	4365	4380	15											
					4400	4435	35											
III.30	4400	4435	35	4408	4416	8												
				4416	4430	14												
2	II.20	4455	4505	50	4455	4505	50	4449,1	4549	1000	5,5	1006		-1006		1006		
	II.10	4505	4610	105	4505	4610	105											
1	I.30	4625	4650	25	4625	4650	25	4620	4630	1000	5,5	1006		-1006		1006		
				294				398				4000		4024		-4024		4024
											24							

Presion Trazador (psi)				
Caudal Trazador [BWPD]				
Fondo (FT)	4650			



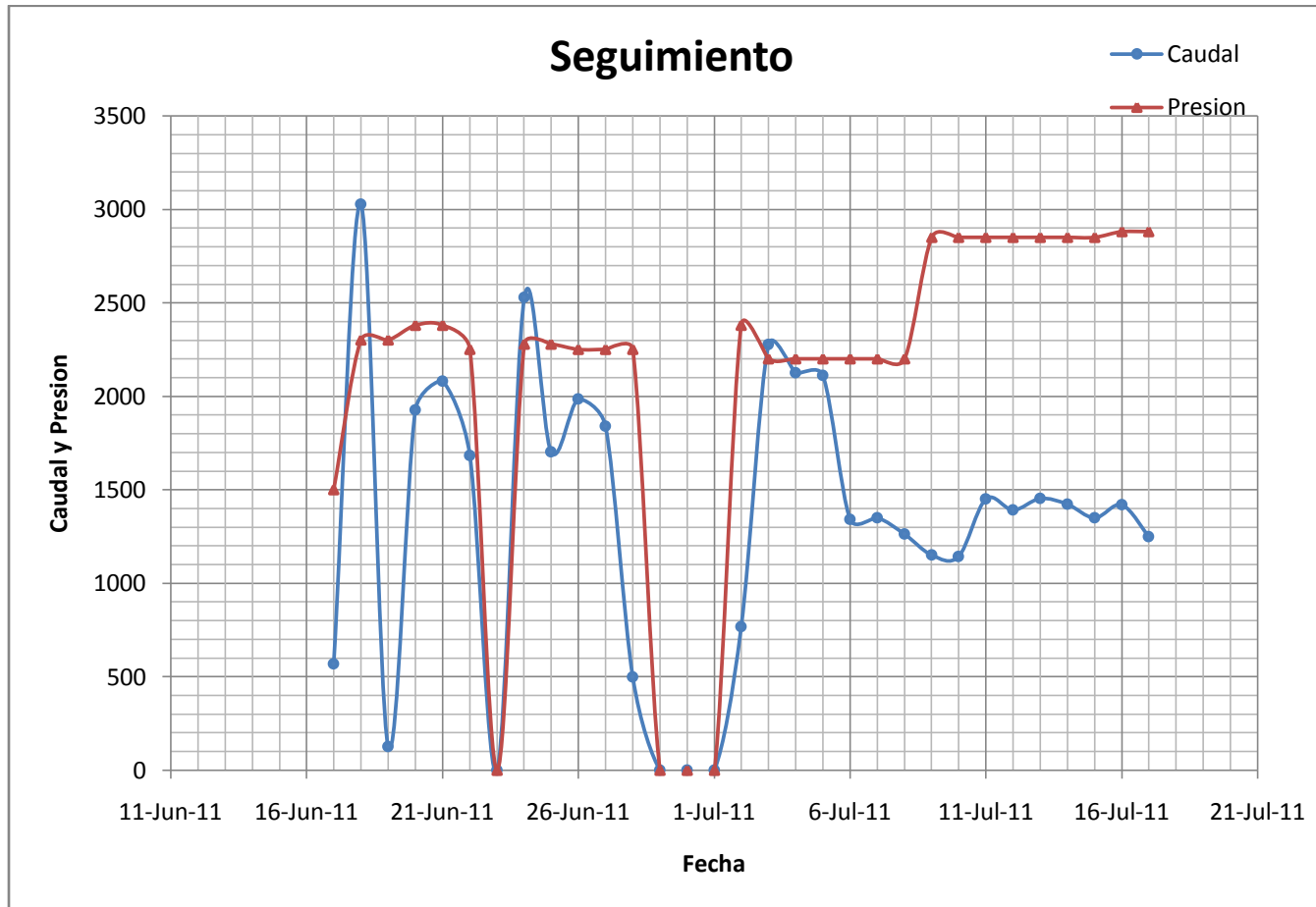
## ANEXO 2. FORMATO DE INVENTARIO DE VALVULAS

GCO - PILOTO SARTAS SELECTIVAS  
FORMATO INVENTARIO DE VALVULAS

POZO	# VALVULA	Dummy		VRF					VRF				
		18-Mar-11		11-Jun-11					DD-MM-AA				
		BODY	LATCH	BODY	LATCH	ORIFICIO	CAUDAL [BWIPD]	RESORTE	BODY	LATCH	ORIFICIO	CAUDAL [BWIPD]	RESORTE
TIBU-15	1	30887	30918	30669	30592	5,5	1006	ALTO-AMRLL					
	2	30868	30906	30699	30633	5,5	1006	ALTO-AMRLL					
	3	30860	30924	30039	29972	7,5	1503	ALTO-AMRLL					
	4	30863	30896	30045	29991	5,75	509	BAJO-ROJO					
TIBU-17	Dummy		VRF					VRF					
	25-Mar-11		12-Jun-11					DD-MM-AA					
	1	30871		30679	30637	5,5	1006	ALTO-AMRLL					
	2	30883		30022	29989	6,5	704	BAJO-ROJO					
3	30877		30689	30583	5,75	509	BAJO-ROJO						
4	30875		30032	29958	6	616	BAJO-ROJO						
TIBU-62	Dummy		VRF					VRF					
	dd/mm/aa		dd-mm-aa					DD-MM-AA					
	1												
2													
3													
TIBU-93	Dummy		VRF					VRF					
	dd/mm/aa		dd-mm-aa					DD-MM-AA					
	1												
	2												
	3												
4													
5													
TIBU-121	Dummy		VRF					VRF					
	dd/mm/aa		dd-mm-aa					DD-MM-AA					
	1												
2													
3													
TIBU-113	Dummy		VRF					VRF					
	dd/mm/aa		dd-mm-aa					DD-MM-AA					
	1												
	2												
3													
4													

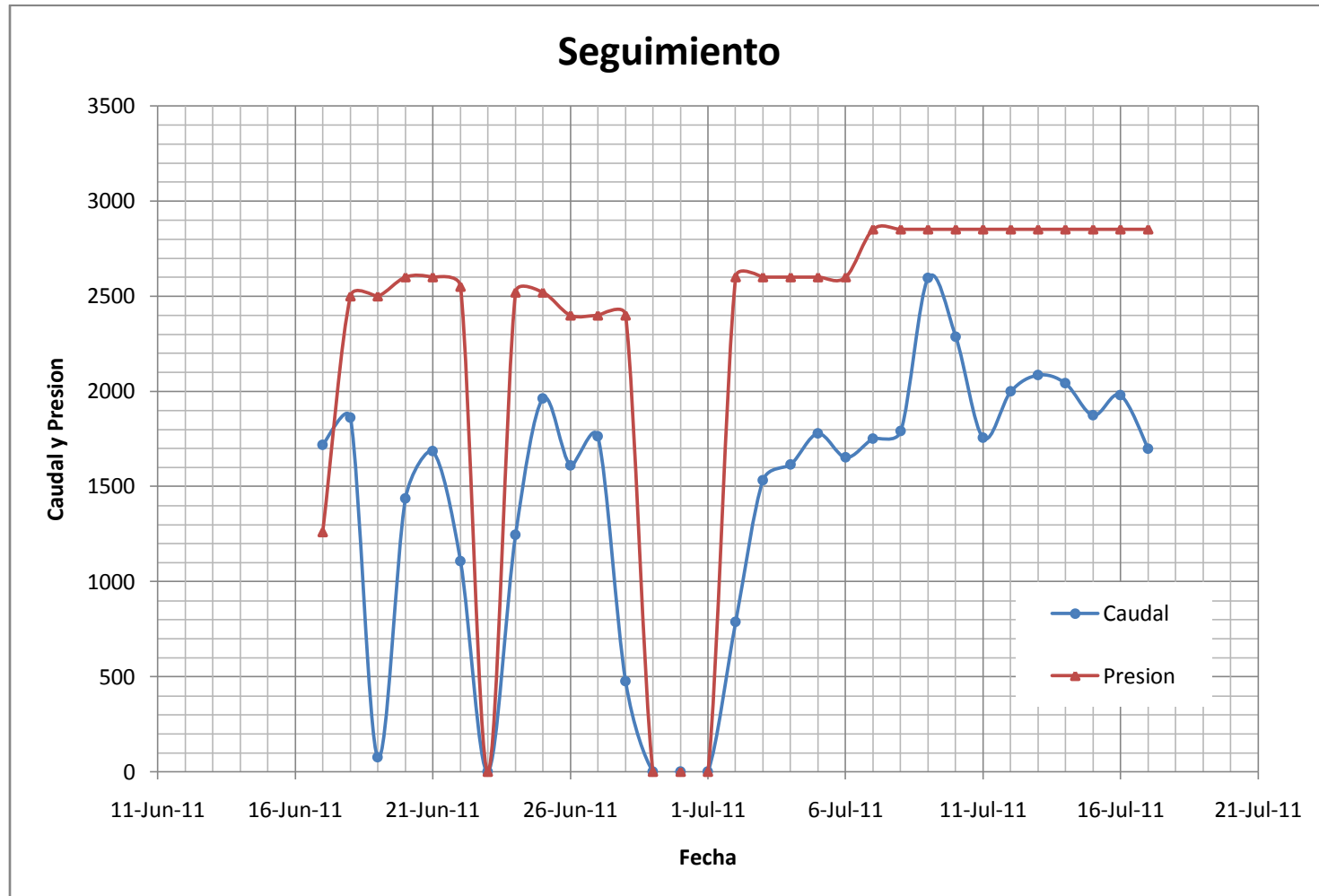


### ANEXO 3. SEGUIMIENTO PRESIONES Y CAUDALES DE INYECCION POZO TIBU-15





#### ANEXO 4. SEGUIMIENTO PRESIONES Y CAUDALES DE INYECCION POZO TIBU-17





## ANEXO 5. ESTADO MECANICO FINAL POZO TIBU-15

<b>ECOPETROL S.A. Superintendencia de Operaciones Tibú</b> Campo : <b>TIBU</b>			
<b>Información General</b>			
Pozo: <b>TIBU 15</b>	Perforado: <b>7/26/1944</b>	Última Intervención: <b>4/13/2011</b>	
Northing: <b>163,142.20m</b>	Ground Level: <b>164.0ft</b>	Elevation: <b>175.0ft</b>	
Easting: <b>142,088.97m</b>			

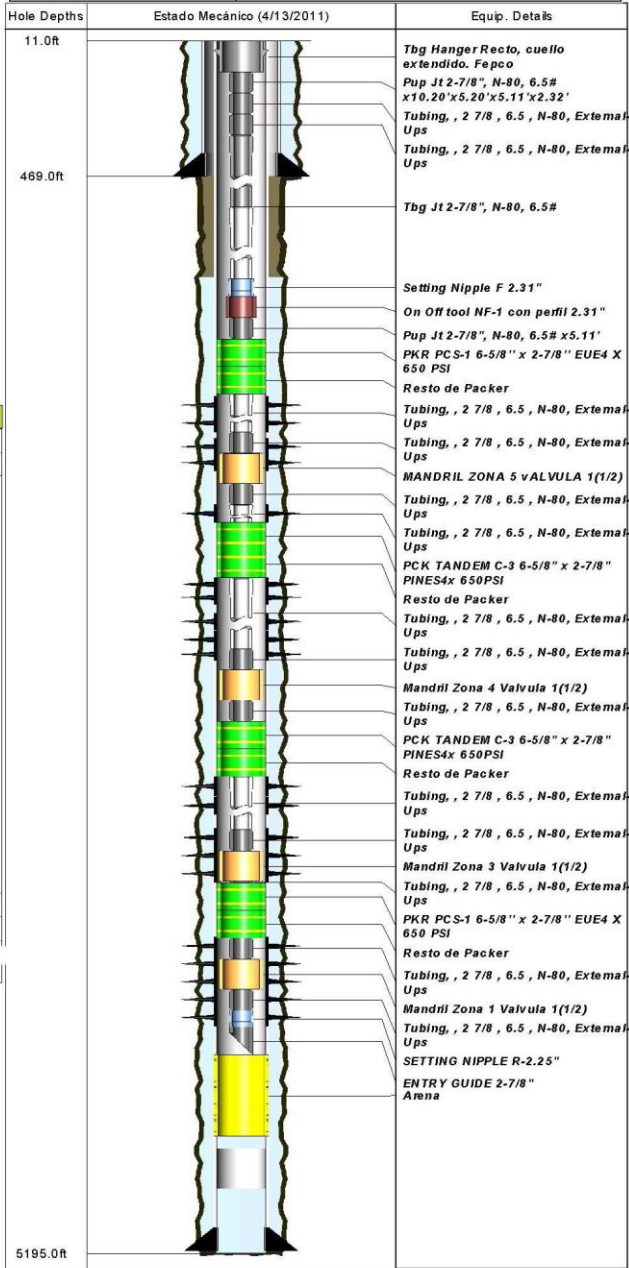
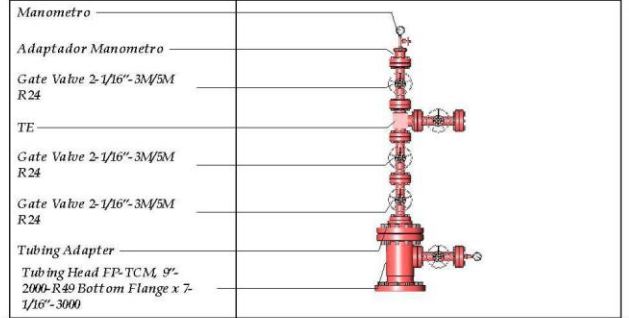
<b>Revestimientos</b>					
SURFACE CASING					
Item Description	Peso (ppf)	Grado	OD (in)	Top Set (ft)	M D Base (ft)
Casing, Casing, 9 5/8", Casing Shoe, Casing Shoe	38.00	J-55	9.625 9.625	11.0 462.0	462.0 464.0
PROD CSG					
Item Description	Peso (ppf)	Grado	OD (in)	Top Set (ft)	M D Base (ft)
Casing, Casing, 6 5/8", Casing Shoe, Casing Shoe	24.00	J-55	6.625 6.625	11.0 5,179.0	5,179.0 5,181.0

<b>Intervalos Cañoneados</b>				
INTERVALOS CAÑONEADOS				
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	(shot)(ft)	Interval Type
3/21/2011	4,200.0	4,210.0	4.00	PERFORATED
8/17/1944	4,205.0	4,214.0	4.00	PERFORATED
3/21/2011	4,245.0	4,265.0	4.00	PERFORATED
8/17/1944	4,249.0	4,269.0	4.00	PERFORATED
8/17/1944	4,278.0	4,290.0	4.00	PERFORATED
3/21/2011	4,282.0	4,290.0	4.00	PERFORATED
3/21/2011	4,300.0	4,317.0	4.00	PERFORATED
8/17/1944	4,302.0	4,320.0	4.00	PERFORATED
3/21/2011	4,333.0	4,346.0	4.00	PERFORATED
8/17/1944	4,340.0	4,345.0	4.00	PERFORATED
3/21/2011	4,364.0	4,378.0	4.00	PERFORATED
8/17/1944	4,369.0	4,380.0	4.00	PERFORATED
8/17/1944	4,400.0	4,435.0	4.00	PERFORATED
3/21/2011	4,408.0	4,416.0	4.00	PERFORATED
3/21/2011	4,416.0	4,430.0	4.00	PERFORATED
8/17/1944	4,455.0	4,505.0	4.00	PERFORATED
3/21/2011	4,462.0	4,472.0	4.00	PERFORATED
3/21/2011	4,474.0	4,478.0	4.00	PERFORATED
8/17/1944	4,505.0	4,610.0	4.00	PERFORATED
8/17/1944	4,625.0	4,650.0	4.00	PERFORATED

<b>Equipos Wellbore</b>						
INJECTION STRING						
Item Description	Joints	Top (ft)	Base (ft)	Length (ft)	OD (in)	Weight (ppf)
Tbg Hanger Recto, cuello extendido, Fepco	1	11.0	11.6	0.62	6.625	
Pup Jt 2-7/8", N-80, 6.5# x10.20"x5.20"x	1	11.6	21.9	10.30	2.875	
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	2	21.9	32.2	10.31	2.875	6.50
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	1	32.2	34.6	2.32	2.875	6.50
Tbg Jt 2-7/8", N-80, 6.5#	134	34.6	4,107.3	4,072.76	2.875	
Setting Nipple F 2.31"	1	4,107.3	4,108.2	0.89	3.094	
On Off tool NF-1 con perfil 2.31"	1	4,108.2	4,110.0	1.82	3.690	
Pup Jt 2-7/8", N-80, 6.5# x5.11"	1	4,110.0	4,115.1	5.11	2.875	
PKR PCS-1 6-5/8" x 2-7/8" EUE4 X 650 PSI	1	4,115.1	4,117.1	1.99	5.940	
Resto de Packer	1	4,117.1	4,120.4	3.28	5.940	
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	6	4,120.4	4,274.8	154.43	2.875	6.50
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	1	4,274.8	4,295.1	20.25	2.875	6.50
MANDRIL ZONA 5 vALVULA 1(1/2)	1	4,295.1	4,293.7	8.61	5.250	
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	1	4,293.7	4,296.1	2.40	2.875	6.50
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	1	4,296.1	4,327.1	31.01	2.875	6.50
PKR TANDEM C-3 6-5/8" x 2-7/8" PINES4x 6	1	4,327.1	4,329.9	1.79	5.940	
Resto de Packer	1	4,329.9	4,331.2	2.35	5.940	
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	3	4,331.2	4,424.4	93.13	2.875	6.50
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	2	4,424.4	4,434.6	10.21	2.875	6.50
Mandril Zona 4 Valvula 1(1/2)	1	4,434.6	4,443.2	8.61	5.250	
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	1	4,443.2	4,448.4	5.20	2.875	6.50
PKR TANDEM C-3 6-5/8" x 2-7/8" PINES4x 6	1	4,448.4	4,460.1	1.75	5.940	
Resto de Packer	1	4,460.1	4,452.5	2.34	5.940	
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	3	4,452.5	4,644.1	91.61	2.875	6.50
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	1	4,644.1	4,649.2	5.16	2.875	6.50
Mandril Zona 3 Valvula 1(1/2)	1	4,649.2	4,657.9	8.61	5.250	
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	2	4,657.9	4,619.8	61.96	2.875	6.50
PKR PCS-1 6-5/8" x 2-7/8" EUE4 X 650 PSI	1	4,619.8	4,621.8	2.00	5.940	
Resto de Packer	1	4,621.8	4,625.1	3.28	5.940	
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	1	4,625.1	4,630.2	5.14	2.875	6.50
Mandril Zona 1 Valvula 1(1/2)	1	4,630.2	4,638.8	8.60	5.250	
Tubing , 2 7/8 , 6.5 , N-80, External-U	2	4,638.8	4,649.2	10.33	2.875	6.50
SETTING NIPPLE R-2.25"	1	4,649.2	4,650.0	0.88	2.875	
ENTRY GUIDE 2-7/8"	1	4,650.0	4,650.6	0.60	2.875	
SAND						
Item Description	Joints	Top (ft)	Base (ft)	Length (ft)	OD (in)	Fecha
Deposición de arena		4,654.0	4,669.0	15.00	6.625	28/02/2011

<b>Well Head</b>		
Component	Name	Press Rating (psf)
Tubing Head Spool	Tubing Head FP-TCM, 9"-2000-R49	2,000.0
Tubing Adapter	Tubing Adapter	3,000.0
Gate	Gate Valve 2-1/16"-3M/5M R24	3,000.0
Gate	Gate Valve 2-1/16"-3M/5M R24	3,000.0
Side Tee	TE	3,000.0
Gate	Gate Valve 2-1/16"-3M/5M R24	3,000.0
Cap	Adaptador Manometro	3,000.0
Threaded	Manometro	3,000.0

<b>Información Último Evento</b>			
Evento:	<b>WORKOVER</b>	Evento Código:	<b>WRK</b>
Fecha Creación:	<b>3/15/2011</b>	Última Modificación:	<b>3/15/2011</b>





## ANEXO 6. ESTADO MECANICO FINAL POZO TIBU-17

<b>ECOPETROL</b>	<b>ECOPETROL S.A. Superintendencia de Operaciones Tibú</b>	
Campo : <b>TIBU</b>		
<b>Información General</b>		
Pozo: <b>TIBU 17</b>	Perforado: <b>9/21/1944</b>	Última Intervención: <b>4/2/2011</b>
Northing: <b>0.00m</b>	Ground Level: <b>161.0ft</b>	Elevation: <b>170.0ft</b>
Easting: <b>0.00m</b>		

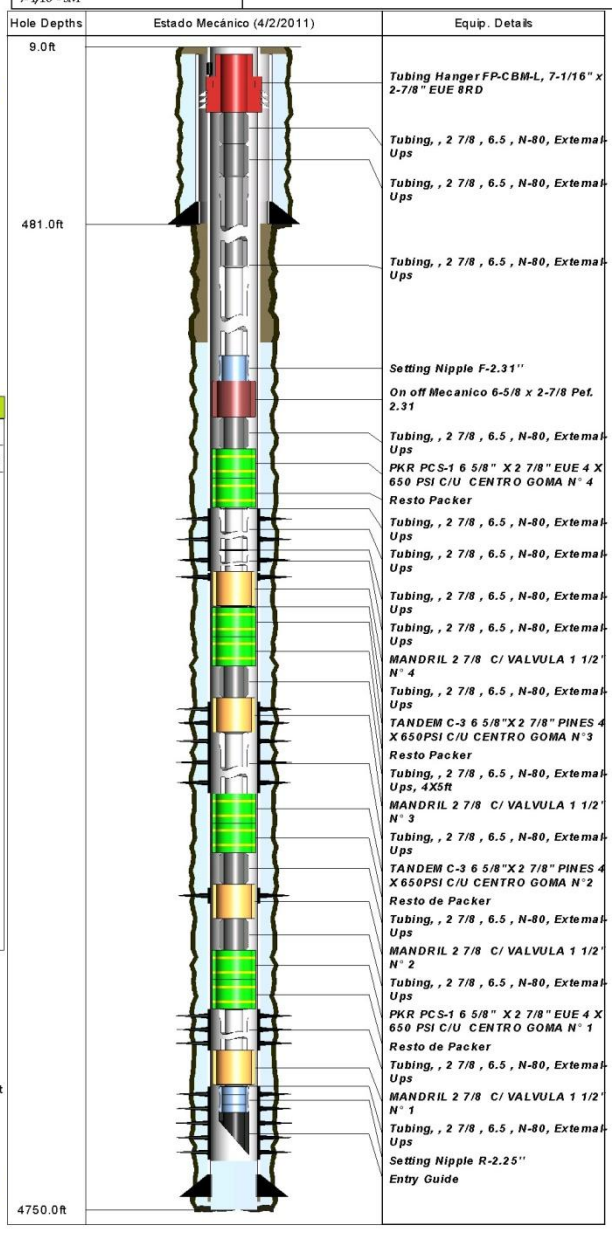
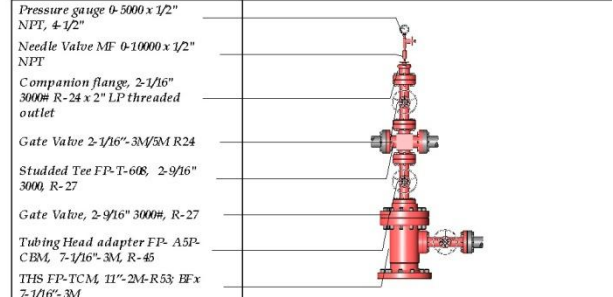
<b>Revestimientos</b>					
SURFACE CASING					
Item Description	Peso (ppf)	Grado	OD (in)	Top Set (ft)	MD Base (ft)
Casing Hanger Casing, Casing, 9 5/8", Casing Shoe	36.00	J-65	9.625 9.625 9.625	11.0 13.0 461.0	13.0 461.0 463.0
PROD CSG					
Item Description	Peso (ppf)	Grado	OD (in)	Top Set (ft)	MD Base (ft)
Casing, Casing, 6 5/8", Casing shoe	24.00	J-55	6.625 6.625	9.0 4,690.0	4,690.0 4,692.0

<b>Intervalos Cañoneados</b>					
INTERVALOS CAÑONEADOS					
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	(shot/ft)	Interval Type	
3/30/2011	4,240.0	4,260.0	4.00	PERFORATED	
3/30/2011	4,260.0	4,280.0	4.00	PERFORATED	
3/30/2011	4,274.0	4,274.0	4.00	PERFORATED	
3/30/2011	4,278.0	4,280.0	4.00	PERFORATED	
3/30/2011	4,328.0	4,328.0	4.00	PERFORATED	
3/30/2011	4,340.0	4,342.0	4.00	PERFORATED	
9/22/1944	4,408.0	4,408.0	4.00	PERFORATED	
3/30/2011	4,412.0	4,416.0	4.00	REPERFORATED	
3/30/2011	4,420.0	4,422.0	4.00	PERFORATED	
3/30/2011	4,424.0	4,428.0	4.00	REPERFORATED	
9/22/1944	4,428.0	4,438.0	4.00	PERFORATED	
3/30/2011	4,440.0	4,444.0	4.00	REPERFORATED	
9/22/1944	4,442.0	4,455.0	4.00	PERFORATED	
3/30/2011	4,490.0	4,494.0	4.00	PERFORATED	
3/30/2011	4,516.0	4,524.0	4.00	REPERFORATED	
9/22/1944	4,520.0	4,550.0	4.00	PERFORATED	
3/30/2011	4,524.0	4,544.0	4.00	REPERFORATED	
9/22/1944	4,550.0	4,580.0	4.00	PERFORATED	
3/30/2011	4,556.0	4,572.0	4.00	REPERFORATED	
9/22/1944	4,640.0	4,670.0	4.00	PERFORATED	

<b>Equipos Wellbore</b>					
INJECTION STRING					
Item Description	Joints	Top (ft)	Base (ft)	Length (ft)	OD (in)/Weight (ppf)
Tubing Hanger FP-CBM-L, 7-1/16" x 2-7/8"	1	11.0	11.9	0.90	7.060
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	1	11.9	22.0	10.10	3.750
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	1	22.0	25.2	3.16	3.750
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	137	25.2	4,203.94	178.75	3.750
Setting Nipple F-2.31"	1	4,203.9	4,204.8	0.89	3.830
On off Mecanico 6-5/8 x 2-7/8 Pef. 2.31	1	4,204.8	4,206.6	1.83	5.500
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	1	4,206.6	4,211.8	5.14	3.750
PKR PCS-1 6 5/8" X 2 7/8" EUE 4 X 650 P	1	4,211.8	4,213.7	1.96	5.550
Resto Packer	1	4,213.7	4,217.0	3.29	5.550
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	1	4,217.0	4,248.1	31.05	3.750
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	1	4,248.1	4,278.7	30.59	3.750
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	1	4,278.7	4,309.3	30.62	3.750
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	1	4,309.3	4,339.6	30.27	3.750
MANDRIL 2 7/8 C/ VALVULA 1 1/2" N° 4	1	4,339.6	4,348.4	8.81	5.250
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	1	4,348.4	4,379.1	30.71	3.750
ANDEM C-3 6 5/8" X 2 7/8" PINES 4 X 650P	1	4,379.1	4,380.8	1.75	5.550
Resto Packer	1	4,380.8	4,383.2	2.35	5.550
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	4	4,383.2	4,403.8	20.64	3.750
MANDRIL 2 7/8 C/ VALVULA 1 1/2" N° 3	1	4,403.8	4,412.6	8.79	5.250
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	1	4,412.6	4,474.7	62.05	3.750
ANDEM C-3 6 5/8" X 2 7/8" PINES 4 X 650P	1	4,474.7	4,478.4	1.78	5.550
Resto de Packer	1	4,478.4	4,478.8	0.40	5.550
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	2	4,478.8	4,489.1	10.29	3.750
MANDRIL 2 7/8 C/ VALVULA 1 1/2" N° 2	1	4,489.1	4,497.9	8.80	5.250
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	1	4,497.9	4,508.1	10.23	3.750
PKR PCS-1 6 5/8" X 2 7/8" EUE 4 X 650 P	1	4,508.1	4,510.1	1.98	5.550
Resto de Packer	1	4,510.1	4,513.4	3.28	5.550
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	2	4,513.4	4,574.9	61.55	3.750
MANDRIL 2 7/8 C/ VALVULA 1 1/2" N° 1	1	4,574.9	4,583.7	8.81	5.250
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External Ups	1	4,583.7	4,645.8	62.04	3.750
Setting Nipple R-2.25"	1	4,645.8	4,646.6	0.88	3.830
Entry Guide	1	4,646.6	4,647.1	0.50	3.830

<b>Well Head</b>					
Component	Name				
Tubing Head Spool	THS FP-TCM, 11"-2M-R53; BFx 7-1/16"-3M				
Tubing Adapter	Tubing Head adapter FP-A5P-CBM, 7-1/16"-3M, R-45				
Gate	Gate Valve, 2-9/16" 3000#, R-27				
Cross	Studded Tee FP-T-608, 2-9/16" 3000, R-27				
Gate	Gate Valve 2-1/16"-3M/5M R24				
Cap	Companion flange, 2-1/16" 3000# R-24 x 2" LP threaded outlet				
Needle	Needle Valve MF 0-10000 x 1/2" NPT				
Threaded	Pressure gauge 0-5000 x 1/2" NPT, 4-1/2"				

<b>Información Último Evento</b>			
Evento:	<b>WORKOVER</b>	Evento Código:	<b>WRK</b>
Fecha Creación:	<b>3/28/2011</b>	Última Modificación:	<b>4/3/2011</b>





## ANEXO 7. ESTADO MECANICO FINAL POZO TIBU-93

<b>ECOPETROL S.A. Superintendencia de Operaciones Tibú</b> Campo : TIBU		Hole Depths	Cement Depths	Estado Mecánico (6/24/2011)	Equip. Details	
<b>Información General</b>		10.0ft	10.0ft (TOC)		Hanger	
Pozo: TIBU 93    Perforado: 10/22/1948    Última Intervención: 6/22/2011 Northing: 0.00m    Ground Level: 157.0ft    Elevation: 167.0ft Easting: 0.00m		250.0ft	249.9ft		Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External-Ups	
<b>Revestimientos</b>						
<b>SURFACE CASING</b>						
Item Description	Peso (ppf)	Grado	OD (in)		Top Set (ft)	MD Base (ft)
Casing 9 5/8, 36, J-55, CASING SHOE	36.00	J-55	9.625		6,247.0	249.0
<b>CASING DAMAGE</b>						
Item Description	Peso (ppf)	Grado	OD (in)		Top Set (ft)	MD Base (ft)
COLAPSO DE CSG ID (5.086')			6.000		4,256.0	4,295.0
<b>PROD CSG</b>						
Item Description	Peso (ppf)	Grado	OD (in)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	
Casing 6 5/8, 24, K-55, CASING SHOE	24.00	K-55	6.625	10.0	4,517.0	
<b>SLOTTED LINER</b>						
Item Description	Peso (ppf)	Grado	OD (in)	Top Set (ft)	MD Base (ft)	
LINER HANGER LINER RAMURADO, 5, 15,	15.00	J-55	5.796	4,504.0	4,505.5	
			5.000	4,505.5	4,606.0	
<b>Intervalos Cañoneados</b>						
<b>INTERVALOS CAÑONEADOS</b>						
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	(shot/ft)	Interval Type		
4/21/2011	4,085.0	4,086.0	4.00	PERFORATED		
4/21/2011	4,141.0	4,151.0	4.00	PERFORATED		
4/21/2011	4,215.0	4,235.0	4.00	PERFORATED		
10/24/1948	4,215.0	4,235.0	4.00	PERFORATED		
10/24/1948	4,255.0	4,300.0	4.00	PERFORATED		
4/21/2011	4,330.0	4,344.0	4.00	PERFORATED		
10/24/1948	4,330.0	4,404.0	4.00	PERFORATED		
4/21/2011	4,344.0	4,364.0	4.00	PERFORATED		
4/21/2011	4,364.0	4,384.0	4.00	PERFORATED		
4/21/2011	4,384.0	4,404.0	4.00	PERFORATED		
4/20/2011	4,418.0	4,424.0	4.00	PERFORATED		
10/24/1948	4,418.0	4,444.0	4.00	PERFORATED		
4/20/2011	4,424.0	4,444.0	4.00	PERFORATED		
4/20/2011	4,452.0	4,462.0	4.00	PERFORATED		
10/24/1948	4,452.0	4,482.0	4.00	PERFORATED		
<b>Equipos Wellbore</b>						
<b>INJECTION STRING</b>						
Item Description	Joints	Top (ft)	Base (ft)	Length (ft)	OD (in)/Weight (ppf)	
Hanger	1	10.0	10.6	0.62	7.060	
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External-U	131	10.6	4,059.8	4,049.17	2.975	
SETTIN NIPPLE F-2.31X 2-7/8	1	4,059.8	4,060.7	0.89	3.094	
ON-OFF MECANICO 6-5/8 X 2-7/8" X4PINES-	1	4,060.7	4,062.5	1.80	5.500	
Tubing, PUP JOINT X 3', 2 7/8, 6.5, N	1	4,062.5	4,065.6	3.12	2.875	
PKR PCS-1 6-5/8 X 2-7/8 EUE PINES 4X 650	1	4,065.6	4,067.6	1.96	5.940	
RESTO DE PKR	1	4,067.6	4,070.9	3.32	5.940	
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External-U	1	4,070.9	4,100.0	29.17	2.875	
MANDRIL 2-7/8 VALVULA 1-1/2 N°5	1	4,100.0	4,108.9	8.84	5.250	
Pup Joint 1x3ft 1x5ft, 2 7/8, 6.5, N-8	2	4,108.9	4,116.8	7.89	2.875	
PKR C-3 6-5/8 X 2-7/8 EUE PINES 4X 650PS	1	4,116.8	4,118.5	1.75	5.940	
RESTO DE PKR	1	4,118.5	4,120.9	2.38	5.940	
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External-U	1	4,120.9	4,151.7	30.76	2.875	
MANDRIL 2-7/8 VALVULA 1-1/2 N°4	1	4,151.7	4,180.5	8.83	5.250	
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External-U	1	4,180.5	4,191.5	31.04	2.875	
PKR C-3 6-5/8 X 2-7/8 EUE PINES 4X 650PS	1	4,191.5	4,193.3	1.74	5.940	
RESTO DE PKR	1	4,193.3	4,195.7	2.38	5.940	
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External-U	1	4,195.7	4,226.6	30.86	2.875	
MANDRIL 2-7/8 VALVULA 1-1/2 N°3	1	4,226.6	4,235.5	8.83	5.250	
Pup Joint 1X4FT 1X2FT, 2 7/8, 6.5, N-80	2	4,235.5	4,241.5	6.07	2.875	
PKR PCS-1 6-5/8 X 2-7/8 EUE PINES 4X 650	1	4,241.5	4,243.5	1.96	5.940	
RESTO DE PACKER	1	4,243.5	4,246.8	3.30	5.940	
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External-U	1	4,246.8	4,278.1	31.31	2.875	
X-OVER 2-7/8 TO 2-3/8 (BOX-PIN)	1	4,278.1	4,278.9	0.80	2.875	
MANDRIL 2-3/8 VALVULA 1-1/2 N°2	1	4,278.9	4,287.9	8.98	4.690	
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-U	1	4,287.9	4,317.6	29.77	2.375	
X-OVER 2-3/8 TO 2-7/8 (BOX-PIN)	1	4,317.6	4,318.2	0.57	2.375	
PKR INFLABLE 4.25OD 2-7/8 EUE BOX	1	4,318.2	4,324.3	6.07	4.250	
RESTO DE PKR	1	4,324.3	4,328.6	4.30	4.250	
X-OVER 2-7/8 TO 2-3/8 (PIN-BOX)	1	4,328.6	4,329.0	0.46	2.875	
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	2	4,329.0	4,390.8	61.79	2.375	
MANDRIL 2-3/8 VALVULA 1-1/2 N°1	1	4,390.8	4,399.8	8.95	4.690	
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-U	1	4,399.8	4,431.1	31.36	2.375	
SETTING NIPPLE R-1.81"	1	4,431.1	4,432.1	0.92	2.375	
WIRE LINE ENTRY GUIDE 2-3/8	1	4,432.1	4,432.5	0.48	2.375	
<b>SAND</b>						
Item Description	Joints	Top (ft)	Base (ft)	Length (ft)	OD (in)/Weight (ppf)	
SAND FILL @4465 (Abr-11)	1	4,465.0	4,606.0	141.00	4.800	
<b>Información Último Evento</b>						
Eventos:	WORKOVER	Evento Código:	WRK	Evento No:	4	
Fecha Creación:	6/22/2011	Última Modificación:	6/22/2011			



## ANEXO 8. ESTADO MECANICO FINAL POZO TIBU-121

ECOPETROL S.A. Superintendencia de Operaciones Tibú Campo : Tibú	
<b>Información General</b>	
Pozo: <b>TIBU 121</b>	Perforado: <b>7/2/1949</b>
Ultima Intervención: <b>5/16/2011</b>	Elevación: <b>204.0ft</b>
Northing: 0.00m Easting: 0.00m	Ground Level: <b>194.0ft</b>
<b>Revestimientos</b>	
SURFACE CASING	
Item Description	Peso (ppf)    Grado    OD (in)    Top Set (ft)    MD Base (ft)
Casing, Casing, 9 5/8, CASING SHOE	36.00    J-55    9.625    10.0    214.0
PROD CSG	
Item Description	Peso (ppf)    Grado    OD (in)    Top Set (ft)    MD Base (ft)
Casing, Casing, 6 1/2, CASING SHOE	15.50    J-55    5.500    10.0    4,506.0
SLOTTED LINER	
Item Description	Peso (ppf)    Grado    OD (in)    Top Set (ft)    MD Base (ft)
LINER HANGER SLOTTED LINER, 4 1/2", 1	11.00    J-55    4.500    4,483.0    4,485.0
<b>Intervalos Cañoneados</b>	
INTERVALOS CAÑONEADOS	
Date	Top MD (ft)    Bottom MD (ft)    (shot/ft)    Interval Type
7/5/1949	4,199.0    4,200.0    4.00    PERFORATED
7/5/1949	4,217.0    4,218.0    4.00    PERFORATED
7/5/1949	4,236.0    4,245.0    4.00    PERFORATED
7/5/1949	4,251.0    4,252.0    4.00    PERFORATED
7/5/1949	4,270.0    4,283.0    4.00    PERFORATED
7/5/1949	4,287.0    4,288.0    4.00    PERFORATED
7/5/1949	4,313.0    4,356.0    4.00    PERFORATED
7/5/1949	4,365.0    4,375.0    4.00    PERFORATED
7/5/1949	4,385.0    4,420.0    4.00    PERFORATED
7/5/1949	4,430.0    4,440.0    4.00    PERFORATED
<b>Equipos Wellbore</b>	
INJECTION STRING	
Item Description	Joints    Top (ft)    Base (ft)    Length (ft)    OD (Weight (ppf))
Hanger	1    10.0    10.9    0.90    7.060
PUP JOINT 2 7/8 N-80 6.5# 1 x 5 ft + 1 x 6 Ft	2    10.9    22.3    11.39    2.875
Tubing, 2 7/8, 6.5, N-80, External-Ups	132    22.3    4,043.24    4,020.92    2.875
OFF MECANICO 5 1/2" x 2 7/8" C/ PERFIL 2.31	1    4,043.2    4,045.0    1.82    4.500
X-OVER 2 7/8" EUE x 2 3/8" EUE	1    4,045.0    4,045.6    0.56    2.380
Pup Joint, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,045.6    4,050.6    5.00    2.375
PCS-5 1/2" x 2 3/8" EUE (14-17)# 4 X 650 PSI	1    4,050.6    4,052.4    1.80    3.900
RESTO DE PACKER	1    4,052.4    4,055.0    2.62    3.900
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,055.0    4,086.0    30.94    2.375
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,086.0    4,117.0    31.02    2.375
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,117.0    4,147.7    30.75    2.375
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,147.7    4,178.5    30.75    2.375
MANDRIL 2 3/8 C/ VALVULA 1 1/2" N° 3	1    4,178.5    4,187.5    9.04    3.750
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,187.5    4,218.8    31.28    2.375
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,218.8    4,249.3    30.48    2.375
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,249.3    4,280.0    30.68    2.375
Pup Joint(3x5' 1x3'), 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	3    4,280.0    4,298.0    18.02    2.375
PCS-5 1/2" x 2 3/8" EUE (14-17)# 4 X 650 PSI	1    4,298.0    4,299.6    1.64    3.900
RESTO DE PACKER	1    4,299.6    4,301.4    1.76    3.900
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,301.4    4,332.1    30.72    2.375
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,332.1    4,362.8    30.69    2.375
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,362.8    4,394.0    31.18    2.375
MANDRIL 2 3/8 C/ VALVULA 1 1/2" N° 2	1    4,394.0    4,403.0    9.00    3.750
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,403.0    4,433.9    30.93    2.375
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,433.9    4,464.8    30.87    2.375
PCS-5 1/2" x 2 3/8" EUE (14-17)# 4 X 650 PSI	1    4,464.8    4,466.6    1.80    3.900
RESTO DE PACKER	1    4,466.6    4,469.2    2.62    3.900
Pup Joint, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	2    4,469.2    4,475.3    6.07    2.375
MANDRIL 2 3/8 C/ VALVULA 1 1/2" N° 1	1    4,475.3    4,484.2    8.99    3.750
Tubing, 2 3/8, 4.7, N-80, External-Ups	1    4,484.2    4,514.5    30.25    2.375
SETTING NIPPLE R-1.812"	1    4,514.5    4,515.4    0.94    2.380
ENTRY GUIDE 2 3/8"	1    4,515.4    4,515.9    0.50    2.500
Well Head	
Item Description	Joints    Top (ft)    Base (ft)    Length (ft)    OD (Weight (ppf))
Sand Fill (sucio) con tubería @4590	4,590.0    4,600.0    10.00    8.825
Component Name	
Tubing Head Spool	THS FP-TCM, 11"-2000-R53 8F x 7-1/16"-3000 R45
Tubing Adapter	TH adapter FP-A5P-CBM, 7-1/16"-3M, R-45 bfx 2-9/16" 5M R27
Gate	Gate Valve, 2-9/16" 3000#, R-27
Side Tee	Studded Tee FP-T-608, 2-9/16" 3000, R-27 run x 2-1/16" 3000
Gate	Gate Valve, 2-1/16"-3M/5M R24 Flanged Ends
Cap	ADAPTADOR MANOMETRO
Threaded	Companion flange, 2-1/16" 3000# R-24 x 2" LP threaded outlet
<b>Información Último Evento</b>	
Evento: Fecha Creación:	WORKOVER    Evento Código: 4/21/2011    Última Modificación: WRK    Evento No: 5/16/2011

