

**VIABILIDAD TÉCNICO – FINANCIERA PARA EL USO DE LAS  
COMPLETACIONES INTELIGENTES EN CAMPO ESCUELA COLORADO.**

**LUIS GABRIEL DIAZ VILLAFañE  
DIEGO MAURICIO RANGEL JIMENEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA, SANTANDER**

**2015**

**VIABILIDAD TÉCNICO – FINANCIERA PARA EL USO DE LAS  
COMPLETACIONES INTELIGENTES EN CAMPO ESCUELA COLORADO.**

**LUIS GABRIEL DIAZ VILLAFañE**

**DIEGO MAURICIO RANGEL JIMENEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:  
HERNEY DELGADO MARTÍNEZ  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA, SANTANDER**

**2015**

## DEDICATORIA

*A Dios por ser el pilar fundamental de éste proceso y permitirme alcanzar todos los objetivos que me propuse durante el mismo.*

*A mis padres, Henry e Inés que de una u otra forma me apoyaron y me ayudaron a seguir adelante, por ser el motor de mi vida, gracias por estar siempre ahí.*

*A mis hermanos Lilibiana, Lorena y Henry, quienes siempre le dan paz, alegría y esperanza a mi vida.*

*A mis amigos: Yelkin y Nelson por sus consejos y su apoyo en los buenos y en los malos momentos.*

*A la Sra. Marina y el Sr. Carlos por ser tan especiales conmigo y brindarme el calor de hogar estando lejos de casa.*

*A mis compañeros: Brayan, Juan Camilo y Gibran con los cuales tuve la oportunidad de compartir y estudiar durante la carrera.*

*A Ketty L. por su apoyo incondicional, por sus consejos, por todo su tiempo, por su comprensión y en especial por la gran ayuda espiritual brindada.*

*A todas esas personas que Dios me permitió conocer a lo largo de este proyecto.*

***Luis Gabriel Díaz Villafañe***

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	18
1. COMPLETAMIENTO DE POZOS.....	20
1.1 GENERALIDADES .....	20
1.2 TIPOS DE COMPLETAMIENTOS .....	20
1.2.1 Completamientos simples convencionales .....	21
1.2.2 Completaciones simples selectivos .....	22
1.2.3 Completaciones dobles convencionales .....	23
1.2.4 Completaciones dobles selectivos .....	24
2. CAMPO ESCUELA COLORADO.....	25
2.1 GENERALIDADES .....	25
2.2 Localización .....	25
2.3 Formaciones productoras. ....	26
2.4 Propiedades del yacimiento. ....	28
2.5 Historia de producción. ....	31
3. COMPLETAMIENTO INTELIGENTE .....	33
3.1 GENERALIDADES. ....	33
3.2 VENTAJAS DEL COMPLETAMIENTO INTELIGENTE. ....	34
3.3 DESVENTAJAS DEL COMPLETAMIENTO INTELIGENTE. ....	36
3.4 HERRAMIENTAS PRINCIPALES DE LAS COMPLETACIONES INTELIGENTES. ....	36
3.4.1 Empacaduras de producción .....	38
3.4.2 Beneficios de las empacaduras de producción.....	39
3.4.3 Reguladores de flujo (camisas deslizables) .....	40
3.5 HERRAMIENTAS COMPLEMENTARIAS.....	42
3.5.1 Líneas de controles, protectores y abrazaderas. ....	42
3.5.2 Protector de líneas de control .....	43
3.5.3 Empaque plano.....	44
3.5.4 Sub-junta sin abrazadera .....	45

3.5.5 Funcionamiento del sub conector de junta.....	46
3.5.6 Conexiones .....	46
3.5.7 Herramienta de desconexión hidráulica .....	47
3.5.8 Funcionamiento de la herramienta de desconexión hidráulica del completamiento inteligente. ....	48
3.5.9 Líneas de control de sub-corte.....	49
3.5.10 Funcionamiento del CLCS .....	50
3.5.11 Suministro a través del ensamble de la junta sello .....	51
3.5.12 Sistema de cable, empaques expandible.....	52
3.6 SISTEMA DE CONTROL DE FONDO DE POZO.....	53
3.6.1 Módulo de control incremental pulso-accu.....	54
3.6.2 Funcionamiento del módulo pulso-accu.....	55
3.6.3 Válvula de control de intervalo (ICV).....	55
3.6.4 Módulo de posicionamiento incremental pulso-accu.....	56
3.6.5 Scrams.....	56
3.6.6 Funcionamiento del sistema Scrams .....	59
3.6.7 Componentes del Scrams.....	59
3.6.8 Sistema de monitoreo permanente .....	60
3.6.9 Válvulas de control de intervalo .....	63
3.7 HERRAMIENTAS DE SUPERFICIE .....	65
3.7.1 Sistema de seguimiento y control de superficie .....	65
3.7.2 Sistema hidráulico de superficie .....	67
3.7.3 Módulo de control de pozo.....	69
3.8 COMPONENTES ADICIONALES.....	72
3.8.1 Bombeo mecánico .....	73
3.8.2 Motor.....	73
3.8.3 Sarta de varilla de succión .....	73
3.8.4 Bomba subsuperficiales de bombeo .....	74
3.8.5 Bombas de tubería de producción. ....	74
3.8.6 Bombas de inserción. ....	75

3.8.7 Bomba de tubería de revestimiento. ....	75
3.8.8 Cabezal de completamiento inteligente .....	75
4. INTRODUCCIÓN AL ANALISIS NODAL .....	83
4.1 Flujo Multifásico en tuberías .....	85
4.1.1 Índice de productividad (IP). .....	85
4.1.2 Concepto IPR.....	87
4.1.3 Método de Vogel.....	88
4.1.4 Método de Vogel compuesto. ....	89
5. CRITERIO DE SELECCIÓN DE POZO .....	91
5.1 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE LAS ARENAS PRODUCTORAS .....	91
5.1.1 Recopilación de información. ....	91
5.1.2 Selección del pozo. ....	92
5.1.3 Análisis de pozos para instalar un completamiento inteligente .....	93
5.1.4 Proceso de elección de candidatos a pozos para completamiento inteligente .....	93
5.1.5 Información requerida .....	93
5.2 CONDUCTIVIDAD DEL POZO (KH).....	97
5.2.1 Análisis de la prueba de restauración de presión (PBU).....	98
5.3 CÁLCULOS PARA EL DISEÑO DEL BOMBEO MECANICO .....	101
5.3.1 Principio físico.....	101
5.3.2 Carrera efectiva del pistón .....	101
5.3.3 Método API Modificado .....	102
5.3.4 Modelamiento matemático .....	102
5.3.5 Diseño del bombeo mecánico.....	105
5.3.6 Seleccionar el tipo de bomba.....	124
5.4.1 Selección del empaque de producción permanente. ....	126
5.4.2 Selección de la camisa deslizante (SLIDING SLEEVE) “HCM-A” .....	127
5.4.3. Procedimiento operacional de corrida del completamiento inteligente. ....	131
6. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO .....	134
6.1 INVERSIÓN INICIAL.....	134

6.2 FLUJO NETO DE EFECTIVO.....	135
6.3 REGALÍAS.....	136
6.4 INDICADORES FINANCIEROS.....	137
6.4.1 Valor Presente Neto (VPN).....	137
6.4.2 Tasa Interna De Retorno (TIR). ....	138
6.4.3 Tiempo de Recuperación de la Inversión (Payback).....	139
6.5 METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO.....	141
6.6 EVALUACIÓN FINANCIERA.....	142
6.6.1 Ingresos. ....	142
6.6.2 Egresos.....	142
6.6.3 Indicadores Financieros.....	144
6.6.4 Análisis financiero aplicando el bombeo mecánico (Arena B).....	145
6.6.5 Indicadores financieros Bombeo Mecánico.....	146
6.6.6 Conclusión. ....	147
7. CONCLUSIONES .....	148
8. RECOMENDACIONES.....	150
BIBLIOGRAFÍA.....	151
ANEXOS.....	154

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Completamiento simple convencional .....	21
Figura 2. Completaciones simples selectivos .....	22
Figura 3. Completaciones dobles convencionales .....	23
Figura 4. Completaciones dobles selectivos .....	24
Figura 5. Localización Campo Colorado. ....	26
Figura 6. Columna Estratigráfica de Valle Medio del Magdalena.....	27
Figura 7. Distribución de los pozos del Campo Colorado .....	30
Figura 8. Facilidades de superficie del Campo Colorado.....	32
Figura 9. Beneficios derivados de las completaciones inteligentes .....	34
Figura 10. Componentes principales de las completaciones inteligentes .....	37
Figura 11. Empacadura de producción (Packer).....	38
Figura 12. Regulador de flujo.....	41
Figura 13. Protector de línea de control .....	43
Figura 14. Empaque plano.....	44
Figura 15. Sub conector de junta .....	46
Figura 16. Ensamble del CLCS.....	49
Figura 17. Ensamble de la columna sello .....	51
Figura 18. Sistema de cable, empaques expandibles.....	52
Figura 19. Módulo de control pulso-accu .....	54
Figura 20. Sistema Scrams.....	57
Figura 21. Sensor ROC .....	61
Figura 22. Medidor de flujo Venturi .....	62
Figura 23. Válvula MC-ICV .....	63
Figura 24. Infraestructura digital .....	67
Figura 25. Cabina del sistema hidráulico de superficie .....	68
Figura 26. Módulo de control de pozo.....	70
Figura 27. Salida del sistema XPIO 2000 .....	71
Figura 28. Cabezal propuesto para completación inteligente .....	76
Figura 29. Sistema de producción .....	84

Figura 30. Representación gráfica del índice de productividad .....	86
Figura 31. Inflow performance relationship .....	88
Figura 32. IPR para flujo bifásico .....	89
Figura 33. Dimensiones de la unidad de bombeo .....	120
Figura 34. Dimensiones geometría API .....	121
Figura 35. Datos estructurales .....	122
Figura 36. Datos del contrapeso .....	123
Figura 37. Configuración de las bombas de profundidad.....	125
Figura 38. Dimensiones de casing y empaques .....	126
Figura 39. Regulador de producción inteligente familia N° H81375.....	128
Figura 40. Camisa deslizable modelo HCM-A familia N° H81134 .....	128
Figura 41. Ambientes de trabajo del sensor ROC.....	129
Figura 42. Configuraciones de sensores ROC.....	129
Figura 43. Válvula de control de intervalos (ICV).....	130
Figura 44. Especificaciones válvula de control de intervalos .....	130
Figura 45. Diseño propuesto para el pozo seleccionado (Colorado 55) .....	133

## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Gráfica MDH.....	98
Gráfica 2. Gráfico derivada LOG-LOG .....	99
Gráfica 3. Selección de carrera y unidad de bombeo .....	106
Gráfica 4. Relación adimensional ( $F1/Skr$ ) para calcular carga máxima en la barra pulida .....	110
Gráfica 5. $F2/Skr$ , Carga mínima en la varilla pulida .....	111
Gráfica 6. Relación adimensional ( $2T/S^2kr$ ) para calcular torque máximo en la caja de engranajes.....	113
Gráfica 7. Valor de ajuste ( $Ta$ ) para corregir torque máximo (para $Wrf/Skr \neq 0.3$ ) .....	114
Gráfica 8. Relación adimensional ( $F3/Skr$ ) para calcular la potencia del motor ...	116
Gráfica 9. Relación adimensional ( $Sp/S$ ) para calcular la carrera efectiva del pistón .....	118
Gráfica 10. Representación gráfica de la Tasa Interna de Retorno .....	138
Gráfica 11. Representación gráfica del Payback simple .....	140
Gráfica 12. Flujo de caja mensual.....	144
Gráfica 13. Flujo de caja mensual Bombeo Mecánico .....	146

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estado actual de los pozos en Campo Colorado .....	27
Tabla 2. Propiedades de las zonas B y C – Formación Mugrosa .....	28
Tabla 3. Características de las arenas B y C .....	92
Tabla 4. Características de los casing de producción instalados en los pozos de estudio. ....	94
Tabla 5. Características de los pozos en estudio.....	95
Tabla 6. Presiones en las arenas en los pozos de estudio .....	95
Tabla 7. Temperaturas de las arenas en los pozos de estudio.....	96
Tabla 8. Propiedades del pozo seleccionado .....	96
Tabla 9. Propiedades de las arenas .....	97
Tabla 10. Datos de diseño del bombeo mecánico .....	105
Tabla 11. Datos para diseño de unidades API tamaño 80 con 48 plg de carrera	105
Tabla 12. Tipos de bombas mecánicas de profundidad.....	124
Tabla 13. Regalías por producción de hidrocarburos en Colombia .....	136
Tabla 14. Ingresos netos pozo Colorado 55. ....	142
Tabla 15. Capex Sistema Bombeo Electrosumergible.....	143
Tabla 16. Opex Sistema Bombeo Electrosumergible.....	143
Tabla 17. Indicadores financieros para el pozo Colorado 55. ....	144
Tabla 18. Ingresos netos pozo Colorado 55 (Arena B) .....	145
Tabla 19. Capex Sistema Bombeo Mecánico .....	145
Tabla 20. Opex Sistema Bombeo Mecánico .....	146
Tabla 21. Indicadores Financieros Bombeo Mecánico .....	146

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Precios de equipos y servicios .....	155
Anexo B. Tablas de producción de pozos Col 03 - Col 55.....	156
Anexo C. Tablas de producción de pozos Col 59 - Col 40.....	157
Anexo D. Tablas de Producción de pozos Col 75 - Col 67 .....	158
Anexo E. Tabla de producción del pozo Col 56 .....	159

## RESUMEN

**TITULO:** VIABILIDAD TÉCNICO – FINANCIERA PARA EL USO DE LAS COMPLETACIONES INTELIGENTES EN CAMPO ESCUELA COLORADO\*

**AUTORES:** DÍAZ VILLAFañE, LUIS GABRIEL  
RANGEL JIMÉNEZ, DIEGO MAURICIO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Completaciones Inteligentes, Producción, Campo Colorado, Completamiento.

### DESCRIPCIÓN:

Con la finalidad de lograr un aumento en la producción de un yacimiento de petróleo y mantener un desarrollo equilibrado, es de vital importancia tener un estudio detallado del comportamiento del pozo, con el fin de modelar y/u optimizar procesos tales como cálculo de reservas, estrategias de producción, diseño de las facilidades de superficie, entre otros. La producción de crudo a través de varias arenas en un mismo pozo presenta una serie de limitaciones entre ellas el control de la presión, temperatura y el flujo en cada una de estas zonas, es por ello que se genera la oportunidad de llevar a cabo el uso de una nueva tecnología, la de los completamientos inteligentes que nos permite el análisis y el seguimiento de cada una de las zonas de forma conjunta y lo más importante de forma independiente.

El principal objetivo de esta investigación, es escoger el o los pozos aptos para la implementación del completamiento inteligente en el Campo Escuela Colorado, a partir de unos parámetros operacionales y analizar qué tan factible sería implementar esta nueva tecnología. Después de haber seleccionado el pozo candidato, se procedió a realizar el diseño del sistema para determinar su viabilidad técnica; así como también se realizó un análisis financiero con todos los indicadores principales para evaluar cualquier proyecto tales como: Valor presente neto, tasa interna de retorno, relación costo-beneficio y tiempo de repago. Y, a su vez, lo comparamos con la implementación del bombeo mecánico.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Herney Delgado Martínez

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL FEASIBILITY - FINANCIAL TO USE INTELLIGENT COMPLETIONS COLORADO SCHOOL FIELD\*

**AUTHORS:** DÍAZ VILLAFANE, LUIS GABRIEL  
RANGEL JIMÉNEZ, DIEGO MAURICIO\*\*

**KEYWORDS:** Intelligent Completions, Production, Colorado Field, Completion.

### DESCRIPTION:

In order to achieve an increase in the production of an oil field and maintain a balanced development, it is vital to have a detailed study of the behavior of the well, in order to model and / or optimize processes such as calculating reserves production strategies, design of surface facilities, among others. Crude oil production through various sands in the same well has a number of limitations including the control of pressure, temperature and flow in each of these areas, which is why is generated the opportunity to carry out use of new technology, smart completions which allows us the analysis and monitoring of each of the areas together and most importantly independently.

The main objective of this research is to choose the wells suitable for the implementation of intelligent completion in Field School Colorado, starting from some operational parameters and analyze how feasible it would be to implement this new technology. After getting our candidate wells, we proceeded to perform the design of the system to find out its technical feasibility; also we performed a financial analysis with all the key project indicators such as net present value, IRR, cost-benefit and payback time. And, in turn, compared with the implementation of mechanical pumping.

---

\* Degree Project

\*\* Physicochemical Engineering's Faculty. Petroleum Engineering School. Director: PE. Herney Delgado Martínez

## INTRODUCCIÓN

Por varias décadas, la industria petrolera se ha beneficiado considerablemente con la tecnología convencional de las completaciones que consiste en cementar el revestimiento en el hueco, instalar la tubería de producción, los empacadores y el resto del equipo de producción y luego cañonear las zonas de interés para permitir el flujo desde el yacimiento hacia el cabezal del pozo. El objetivo primordial del completamiento de un pozo es obtener la producción óptima de los hidrocarburos al menor costo posibles. Para que esto ocurra, debe realizarse un análisis nodal que permita determinar que arreglos de producción deben utilizarse para producir el pozo adecuado a las características del yacimiento. La elección y el adecuado diseño de los esquemas de completamiento de los pozos perforados, constituyen parte decisiva dentro del desempeño operativo, productivo y desarrollo de un campo. La eficiencia y la seguridad del vínculo establecido entre el yacimiento y la superficie dependen de la correcta y estratégica disposición de todos los accesorios que lo conforman.

Con todo lo expuesto anteriormente y la relevancia que tiene realizar un buen completamiento con la finalidad de mantener un constante monitoreo del sistema se hace necesario la implementación de una nueva tecnología, la tecnología de las completaciones inteligentes que se sustenta en el uso de las válvulas de control de flujo que permiten un control independiente de cada intervalo, permite acelerar la producción mediante la producción conjunta de múltiples arenas del yacimiento, brinda un monitoreo continuo y permanente del comportamiento del yacimiento, pudiendo así ejercer un manejo proactivo del flujo de fluido en el yacimiento y así optimizar la producción en todo momento sin necesidad de intervención física.

En este trabajo de investigación se presentan los fundamentos teóricos asociados a las completaciones convencionales y las completaciones inteligentes, lo cual en total abarca seis capítulos a través de los cuales se podrá conocer más afondo de las características y propiedades de las completaciones inteligentes y compararlas en funcionamiento con las completaciones convencionales; aparte de esto se explicará en detalle la metodología empleada para llevar a cabo la selección del pozo candidato en el cual se basa este estudio y su posterior análisis para determinar la viabilidad tanto técnica como financiera de la implementación de ésta nueva tecnología. Finalmente, en el último capítulo se lleva a cabo el análisis de resultados y se concluirá si es o no rentable la aplicación de la nueva tecnología en Campo Escuela Colorado.

# 1. COMPLETAMIENTO DE POZOS

## 1.1 GENERALIDADES

El completamiento de un pozo es un proceso operativo que se inicia después de la cementación del revestimiento y se hace con el fin de dejar el pozo en producción. El objetivo primordial del completamiento de un pozo es obtener la producción óptima de los hidrocarburos al menor costo posible. Para que esto ocurra, debe realizarse un análisis nodal que permita determinar que arreglos de producción deben utilizarse para producir el pozo adecuado a las características del yacimiento. La elección y el adecuado diseño de los esquemas de completamiento de los pozos perforados, constituyen parte decisiva dentro del desempeño operativo, productivo y desarrollo de un campo. La eficiencia y la seguridad del vínculo establecido entre el yacimiento y la superficie dependen de la correcta y estratégica disposición de todos los accesorios que lo conforman.

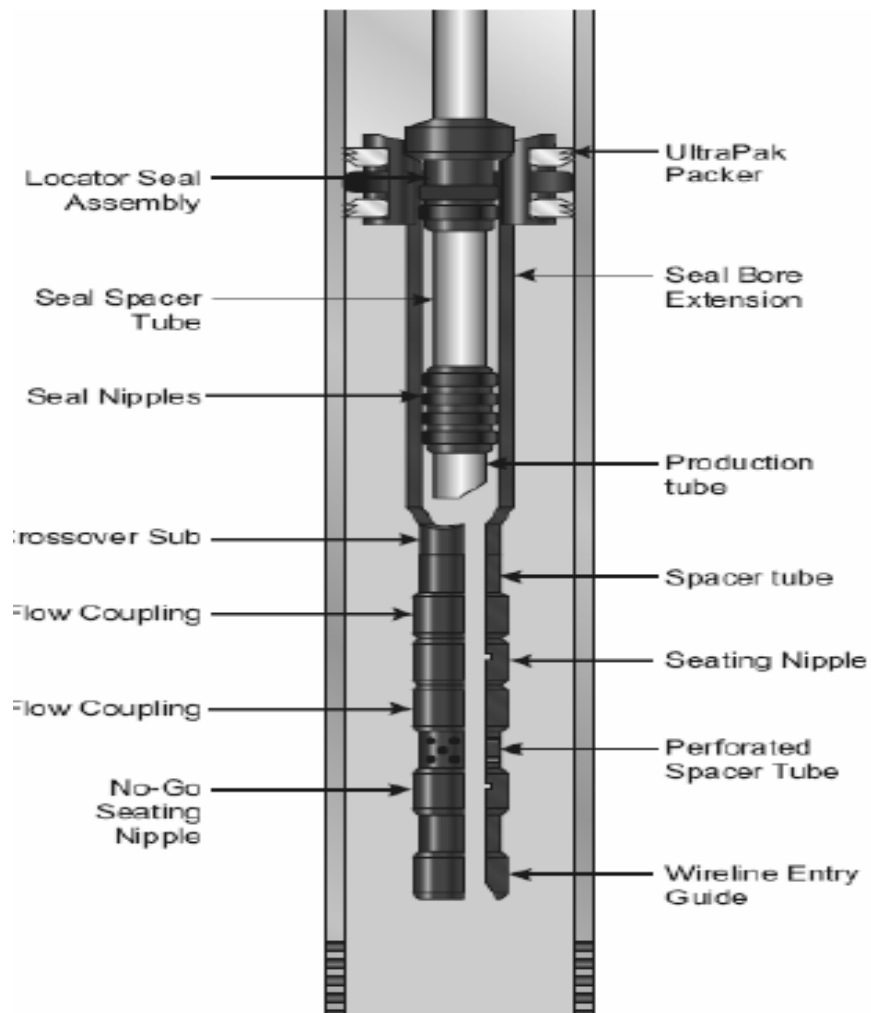
## 1.2 TIPOS DE COMPLETAMIENTOS

Los arreglos o tipos de completamientos pueden clasificarse dependiendo de las condiciones del yacimiento y a la configuración mecánica del hueco.

- Completación de pozos fluyentes
- Completación simples convencionales o selectivos
- Completación dobles convencionales o selectivos

**1.2.1 Completamientos simples convencionales.** Este tipo de completaciones es una técnica de producción mediante la cual las diferentes zonas productivas producen simultáneamente por una misma tubería de producción. Se aplica donde existe una o varias zonas de un mismo yacimiento y en donde todos los intervalos productores se cañonean antes de correr el equipo de completación.

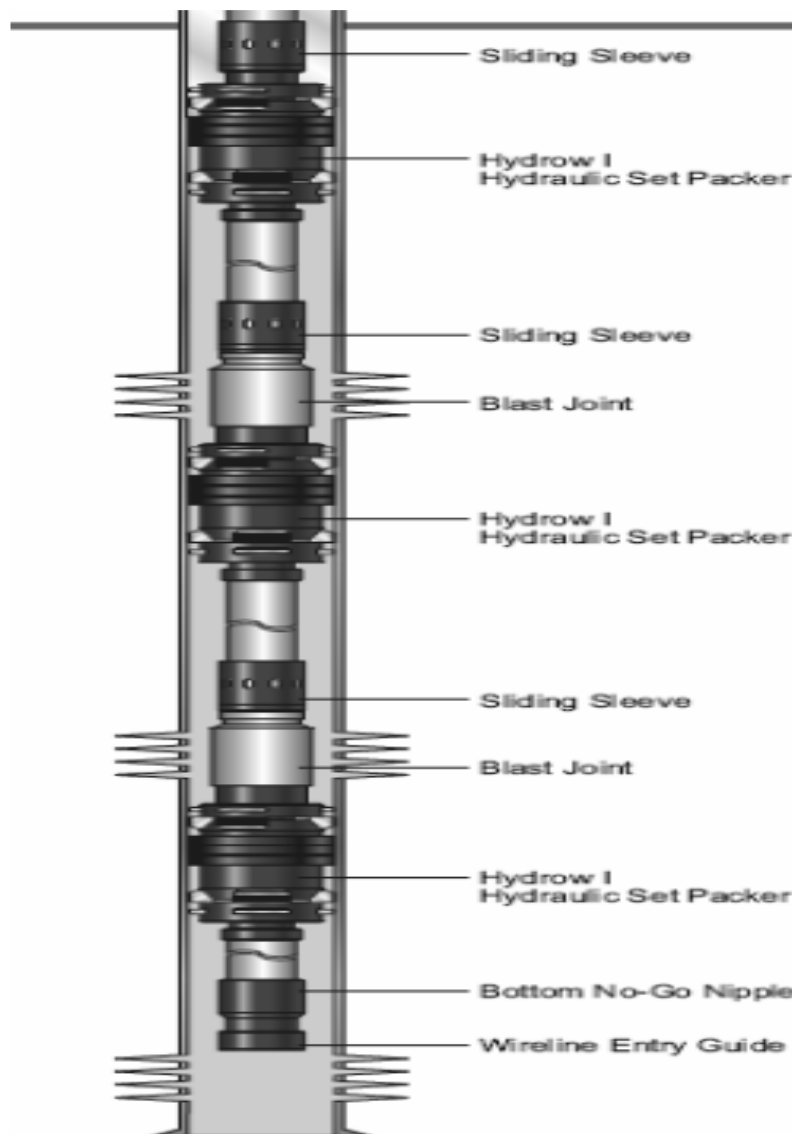
**Figura 1. Completamiento simple convencional**



**Fuente:** BAKER HUGHES. Intelligent completions.

**1.2.2 Completaciones simples selectivos.** Este tipo de completación es una técnica de producción mediante la cual las diferentes zonas productivas lo hacen en forma selectivas por una misma tubería de producción. Además de producir selectivamente diferentes zonas productivas, este tipo de completación ofrece la ventaja de aislar zonas productoras de gas y agua.

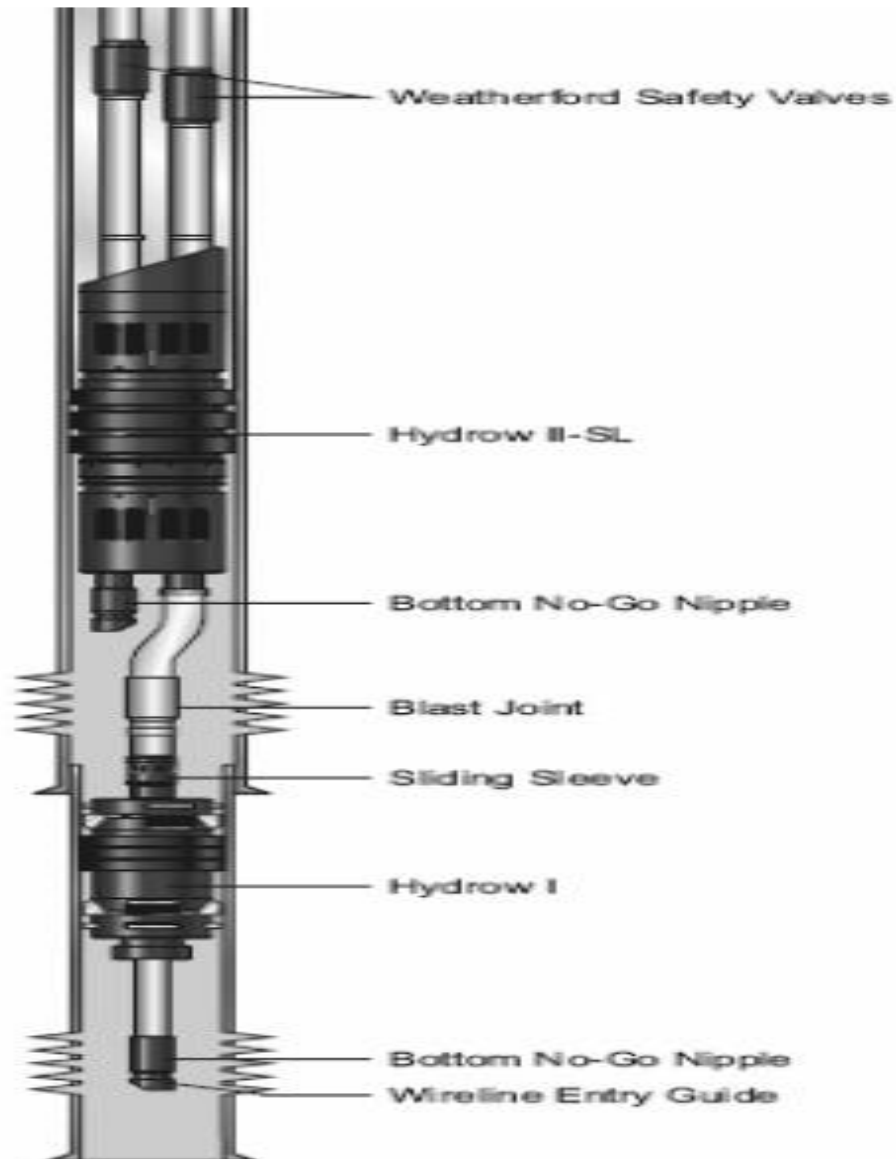
**Figura 2. Completaciones simples selectivos**



**Fuente:** BAKER HUGHES. Intelligent completions.

**1.2.3 Completaciones dobles convencionales.** Mediante este diseño es posible producir cualquier zona en forma selectiva o conjunta a través de la tubería de producción. Esto se lleva a cabo a través de una camisa deslizante que hace que la zona superior pueda ser producida por la tubería de producción junto a la zona inferior.

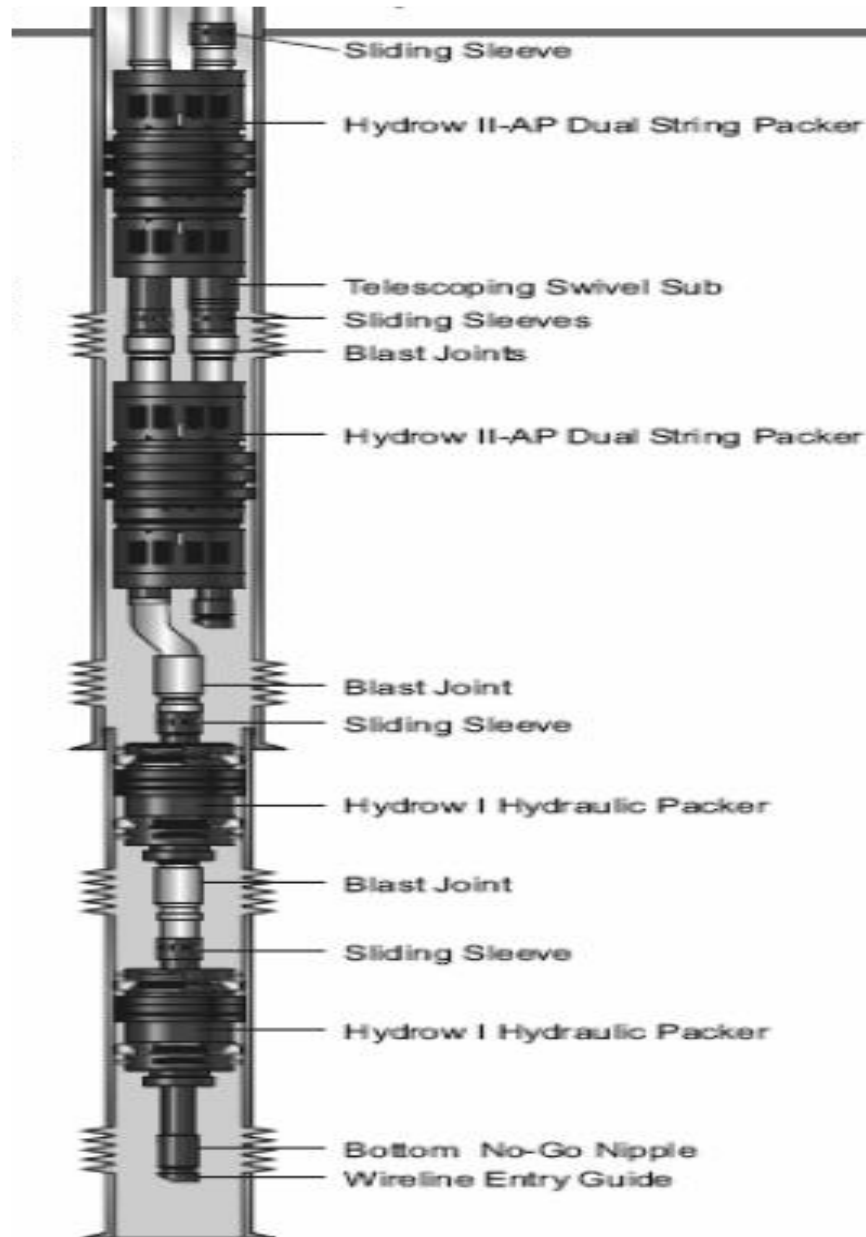
**Figura 3. Completaciones dobles convencionales**



**Fuente:** BAKER HUGHES. Intelligent completions.

**1.2.4 Completaciones dobles selectivos.** Mediante este diseño se puede producir varias zonas simultáneamente y por separado a través del uso de tuberías de producción paralelas y empacadores dobles.

**Figura 4. Completaciones dobles selectivos**



**Fuente:** BAKER HUGHES. Intelligent completions.

## **2. CAMPO ESCUELA COLORADO**

### **2.1 GENERALIDADES<sup>1</sup>**

El Campo Escuela Colorado es una unidad académica administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de los hidrocarburos, y fue creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial suscrito entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y ECOPETROL.

En el año 2009 la Universidad Industrial de Santander junto con ECOPETROL, emprendieron una búsqueda de un socio tecnológico con el fin de operar el campo y aumentar la producción, realizando nuevas perforaciones, reactivando pozos, aplicando nuevas tecnologías, desarrollo de capacitaciones, entre otros.

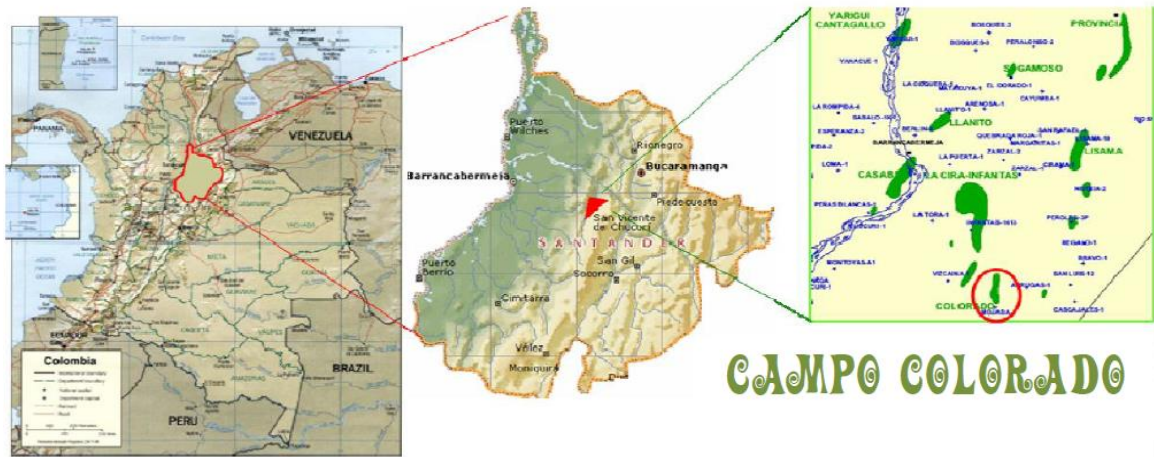
### **2.2 Localización**

El campo Colorado está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en los alrededores del municipio de San Vicente de Chucurí (Santander), al sureste del municipio es Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira-Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 – 1'040.500 Este y Y= 1'238.000 – 1'247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua Concesión de Mares.

---

<sup>1</sup> Informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategia de recobro. ECOPETROL S.A, El centro – Barrancabermeja. Diciembre, 2003.

**Figura 5. Localización Campo Colorado.**



**Fuente:** Banco de imágenes del Campo Escuela Colorado.

En la Figura 5 se indica la ubicación geográfica del Campo Colorado en un mapa del departamento de Santander, el triángulo rojo hace referencia al sector del municipio de San Vicente de Chucurí en donde se encuentra el Campo y la figura verde inscrita en el círculo rojo es el Campo Colorado.

### **2.3 Formaciones productoras.**

El Campo Colorado tiene 76 pozos perforados de los cuales solamente 57 han reportado algún tipo de producción. Durante la vida del campo la producción de los pozos ha sido muy pobre, el pozo colorado 38 es la excepción con una producción acumulada de más de medio millón de barriles. Las producciones oscilan entre 2 a 70 BOPD al presente.

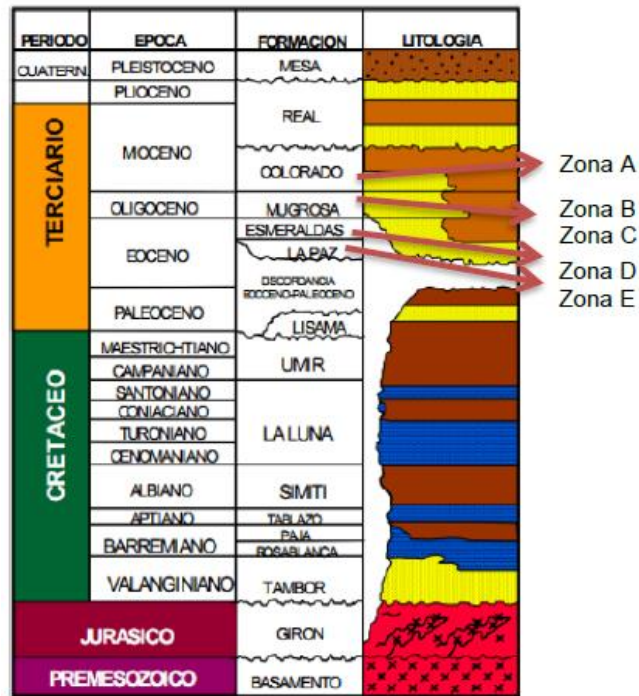
Actualmente, el Campo Colorado cuenta con la siguiente distribución:

**Tabla 1. Estado actual de los pozos en Campo Colorado**

Estado del Pozo	Cantidad
Activos	33
Inactivos	26
Abandonados	17
Total	76

El petróleo se extrae principalmente de las formaciones Mugrosa (Zonas B y C), Esmeraldas (E) y la Paz (D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizada por intercalaciones de depósitos, areniscas y lodolitas continentales (Figura 6).

**Figura 6. Columna Estratigráfica de Valle Medio del Magdalena.**



**Fuente:** Banco de imágenes del Campo Escuela Colorado

La formación Mugrosa es la principal formación productora del Campo Colorado y se divide en las zonas B y C, éstas a su vez se dividen en subzonas B1, B2, C1, y C2; tiene un espesor que varía aproximadamente desde 1.800 a 4.500 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de tipo meándrico.

## 2.4 Propiedades del yacimiento.

En el Campo Colorado se han realizado una serie de estudios básicos, donde se han determinado las características del yacimiento. A continuación se muestra una tabla con las propiedades estimadas de cada una de las zonas de la formación Mugrosa (Tabla 2).

**Tabla 2. Propiedades de las zonas B y C – Formación Mugrosa**

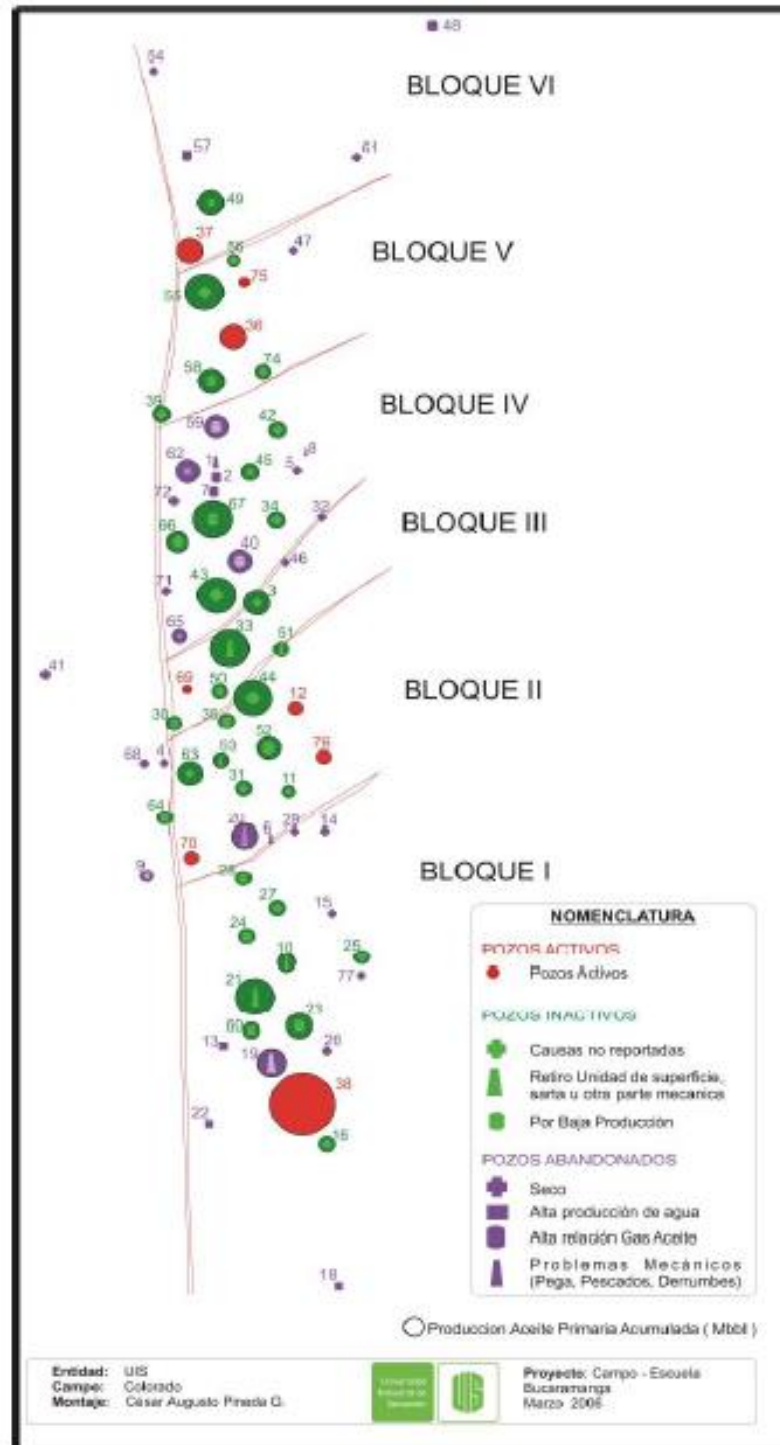
FORMACIÓN MUGROSA			
PARÁMETROS	ZONA B	ZONA C	Unidad
Tipo de fluido	Black Oil		-
Área	4225		Acres
Espesor de arena neta	116	114	ft.
Profundidad promedio	2000	3500	ft.
Presión estática	900	3000	psi
Temperatura de yacimiento	114	174	°F
API promedio	41.2	39.7	API
Presión de burbuja	648	2078	psi
Viscosidad @ Pb	1.64	0.462	cP
Bo @ Pb	1.091	1.401	RB/STB
Rs @ Pb	140	648	SCT/STB
Porosidad	13.2	17.6	%

**Fuente:** Informe Campo Escuela Colorado.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad 36 a 42 °API, el mecanismo de producción predominante es el empuje por gas en solución.

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, comprendido por un sistema de fallas en el bloque colgante de la falla Colorado, de los cuales se distinguen 5 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia la relajación del sistema de esfuerzos compresivos, por tal motivo el campo se divide en 6 bloques (Figura 7).

Figura 7. Distribución de los pozos del Campo Colorado



Fuente: Informe "Información técnica Campo Escuela Colorado". Ing. Cesar Augusto Pineda. Proyecto Campo Escuela Colorado – UIS.

## 2.5 Historia de producción<sup>2</sup>.

La etapa de exploración fue realizada por la compañía Tropical Oil Company – TROCO perforando los primeros 7 pozos entre los años 1923 a 1932 y 8 pozos entre los años 1945 a 1946. ECOPETROL desarrolló completamente el campo mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de la estructura.

El campo Colorado inició su producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1996, caracterizándose este período por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos en los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas.

A partir de 1966 y hasta el año de 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se inició un marcado aumento en la declinación del campo, pasando de 962 BOPD en junio de 1976 a 47 BOPD en junio de 1989. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. De los 75 pozos perforados, solamente reportan 56 pozos con algún tipo de producción, siendo muy pobre las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde un solo pozo ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

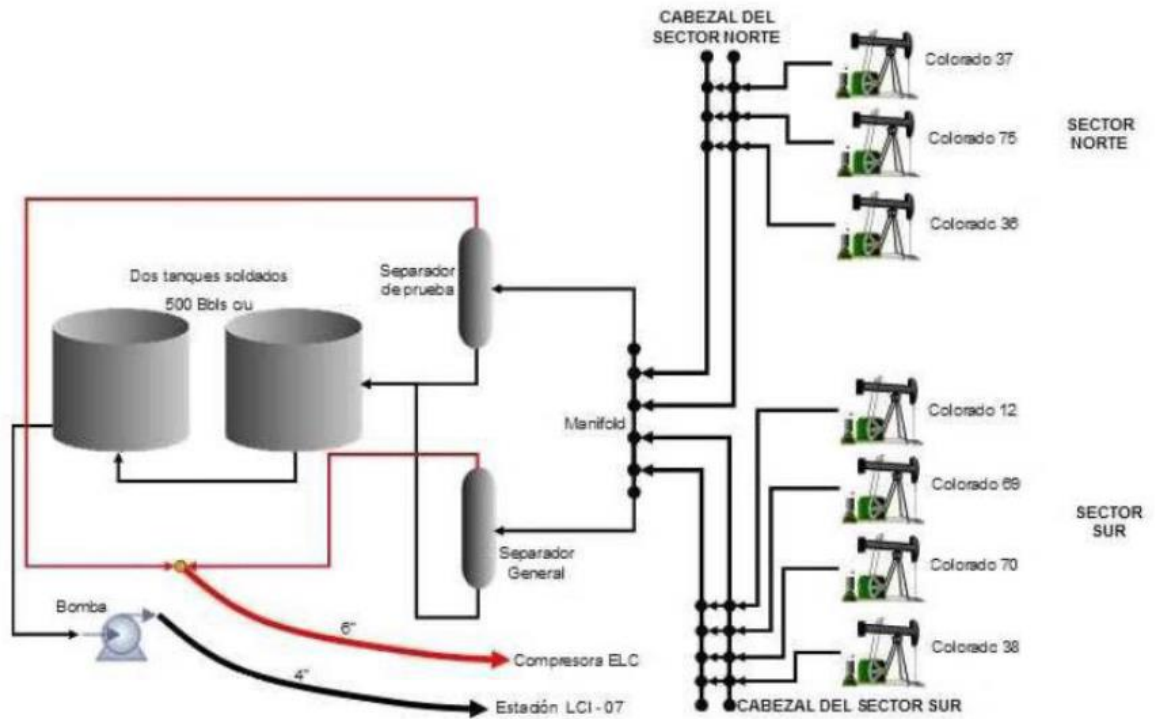
En la actualidad el sistema de producción de los pozos del campo Colorado es por levantamiento artificial por bombeo mecánico, por lo tanto se cuenta con una infraestructura como la estación de recolección del crudo que llega de los pozos activos, la bodega en donde se encuentran tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo tipo “R”, es decir, tipo de varilla y unidades de bombeo para la extracción de crudo.

---

<sup>2</sup> Informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategia de recobro. ECOPETROL S.A, El centro – Barrancabermeja. Diciembre, 2003.

Las facilidades del Campo Colorado cuentan con dos tanques cada uno con una capacidad de almacenamiento de 500 barriles y con dos separadores uno de prueba y el otro general, como lo ilustra la figura 8.

**Figura 8. Facilidades de superficie del Campo Colorado.**



**Fuente:** Coordinación de producción, Proyecto Campo Escuela Colorado – UIS. Diciembre de 2003.

### **3. COMPLETAMIENTO INTELIGENTE**

#### **3.1 GENERALIDADES.**

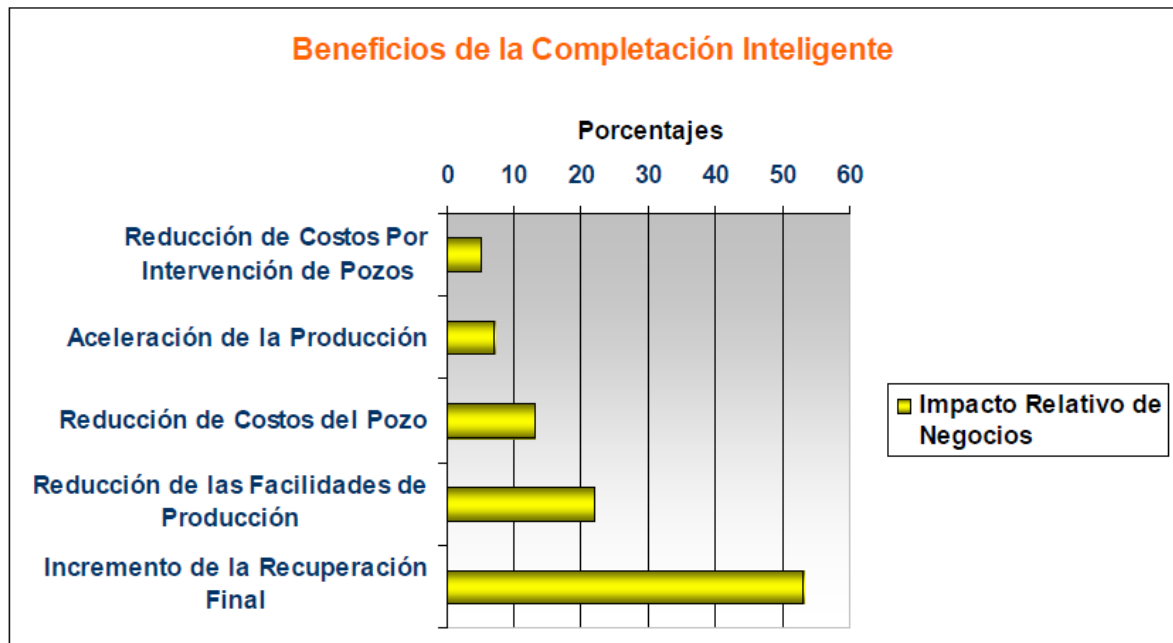
El funcionamiento de un yacimiento resulta bastante difícil de comprender, pero controlarlo constituye un desafío aún mayor. Hoy en día, la tecnología que permite el control remoto del flujo hace posible el máximo aprovechamiento de todo lo que se conoce sobre el yacimiento y el aumento de la eficacia de la producción.

Los completamientos inteligentes consisten en lograr una integración segura y confiable entre el aislamiento zonal, el control del flujo, el levantamiento artificial, el monitoreo permanente y el control de la producción de arena. Una completación inteligente se define como aquella que cuenta con la capacidad de monitorear y controlar por lo menos una zona de un yacimiento. En el corazón de la tecnología de pozos inteligentes se encuentran las válvulas de fondo de pozo accionadas desde la superficie, que se utilizan para regular el flujo proveniente de zonas individuales o tramos laterales, y los sensores de temperatura y presión de fondo de pozo, instalados en forma permanente.

Debido a estas nuevas tecnologías, actualmente el monitoreo incluye mucho más que datos de presión y temperatura. Se han incluido medidores de flujo multifásico, sensores sísmicos y electrodos instalados en el fondo del pozo en forma permanente, para generar imágenes de las formaciones a cierta distancia de la pared del pozo. Todos estos sensores están conectados a centros de control que facilitan la emisión de respuestas casi instantáneas a las condiciones cambiantes del pozo.

El valor legítimo está encaminado con un flujo de caja acelerado y el incremento del factor de recobro final (Figura 9).<sup>3</sup>

**Figura 9. Beneficios derivados de las completaciones inteligentes**



**Fuente:** Incremento de la producción de petróleo en el campo Libertador mediante la implementación de las completaciones inteligentes. Proyecto de grado, 2007. Quito, Ecuador.

### 3.2 VENTAJAS DEL COMPLETAMIENTO INTELIGENTE.

Las ventajas de las completaciones inteligentes se centran en la flexibilidad de la gerencia de producción, entre estas tenemos:

- La producción y corte de agua de la zona inferior se mide con un medidor de flujo de fondo y la zona superior se calcula por diferencia en superficie.

<sup>3</sup> Incremento de la producción de petróleo en el campo libertador mediante la implementación de completaciones inteligentes, proyecto de grado, 2007. Quito, Ecuador.

- Más bajos costos en la infraestructura de superficie.
- Si las BES falla, se realiza un workover normal sin necesidad de sacar la completación (BES independiente de la IWS).
- Se puede tener flujo entremezclado.
- Reducción de trabajos de rehabilitación.
- Un mejor conocimiento conlleva a aumentar lo recuperable.
- Durante la realización de un workover, se cierran las dos camisas, y se interviene el pozo sin necesidad de dañar las zonas.
- Se controla la producción de agua en cada zona mediante los chokes, y si se usa BES con el uso de variadores de frecuencia también se puede controlar dicha producción de agua.
- Permite circular fluidos limpios de completación con el árbol instalado antes de asentar las empaaduras.
- Se minimiza costos de workover por la facilidad de manipulación de los equipos en superficie, se puede realizar Build Up, sin necesidad de perder producción ya que se cuenta con sensores de fondo que permiten esta operación.
- Hace posible utilizar válvulas de seguridad montadas en tubería.

- Las empacaduras pueden ser probadas independientemente después de ser instaladas.
- Los reguladores de flujo (hidráulicos o eléctricos) permiten la producción conjunta.
- Los sensores de P, T y Q (presión, temperatura y tasa de producción) mantienen un registro permanente en tiempo real de las condiciones de flujo de cada uno de los intervalos productores.
- La válvula de seguridad puede ser retirada y reinstalada en el pozo sin necesidad de recuperar la sección inferior de la completación, evitando así una reparación mayor que pudiera generar daño a las formaciones productoras.

### **3.3 DESVENTAJAS DEL COMPLETAMIENTO INTELIGENTE.**

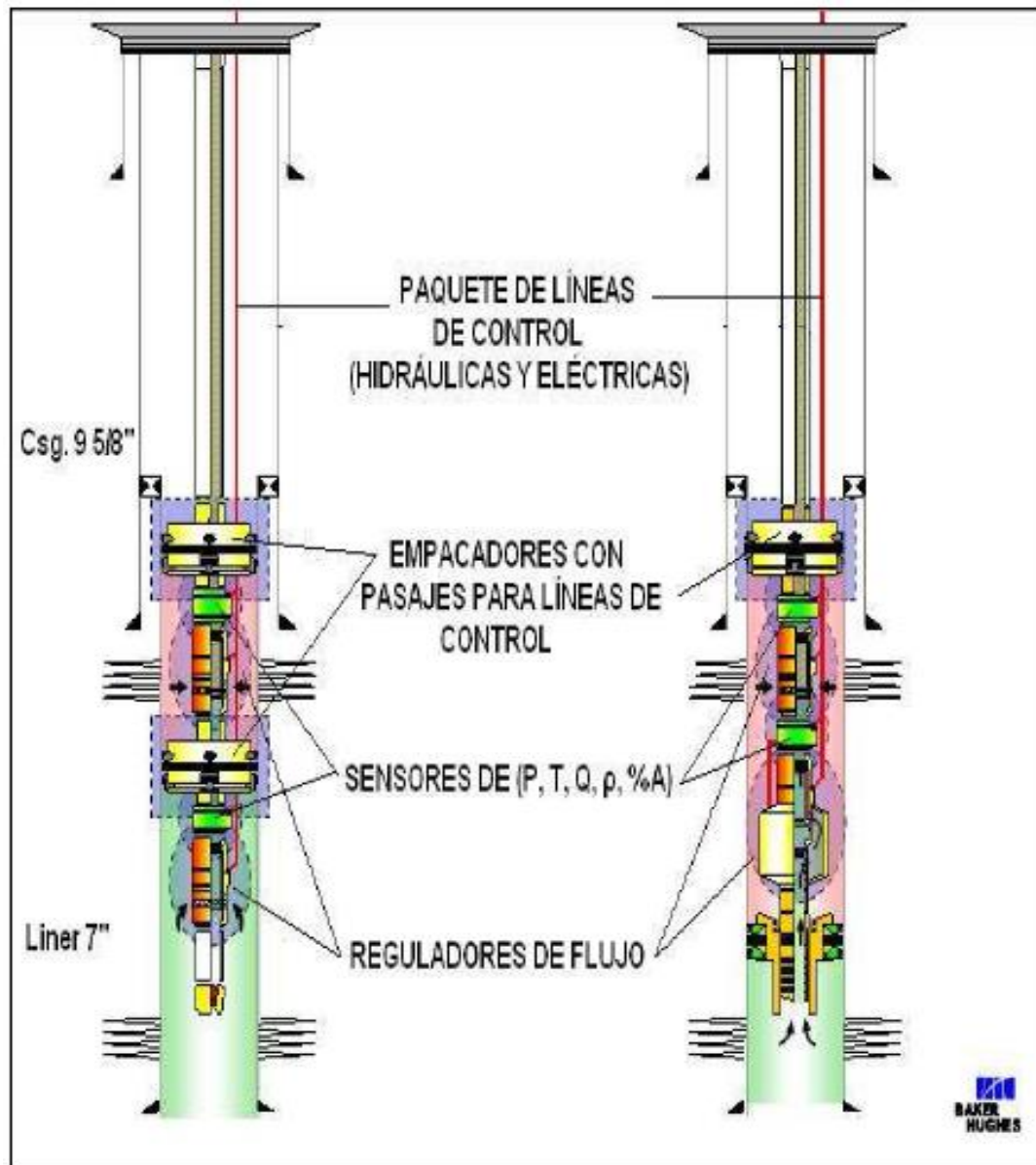
Dentro de las desventajas más representativas de usar una completación inteligente ante una completación tradicional se tiene la incertidumbre de no conocer los valores de las nuevas arenas que se quieran añadir.

### **3.4 HERRAMIENTAS PRINCIPALES DE LAS COMPLETACIONES INTELIGENTES.**

En una completación inteligente se utilizan equipos y herramientas muy parecidos a los que se usan en una completación sencilla o doble. La figura 10 ilustra los principales componentes de una completación inteligente típica: la adquisición de datos en tiempo real es posible con el sensor de fondo de pozo que mide presión, temperatura, rata de flujo, densidad o el corte de agua. Este dispositivo puede incluir un medidor electrónico convencional, instrumentación con fibra óptica o una

combinación de ambas alternativas para el rango de control de flujo en tiempo real desde un regulador de flujo de control remoto hidráulico, electro-hidráulico o netamente eléctrico. Estos dispositivos pueden ser controlados en superficie por válvulas simples de apertura y cierre o multi-posicionales.

**Figura 10. Componentes principales de las completaciones inteligentes**



**Fuente:** BAKER HUGHES TOOLS. Intelligent completions.

Empacadores de producción especializados, con pasajes de líneas de control para la facilidad de alimentación a través de ellos y para las líneas de control desde la superficie hasta los sensores de fondo y dispositivos de control de flujo.

Líneas de control electrónicas e hidráulicas enlazadas al monitoreo de datos en superficie y paneles de control de flujo. La protección de fondo de estas líneas es provista por medio del uso de un sistema de abrazaderas y empalmes especializados.

**3.4.1 Empacaduras de producción.** Las empacaduras de producción (Figura 11) son generalmente clasificadas como de tipo permanente y/o recuperable.

**Figura 11. Empacadura de producción (Packer)**



**Fuente:** BAKER HUGHES TOOLS

Las empacaduras tienen varios propósitos entre los cuales se pueden mencionar la protección de la tubería de revestimiento de las presiones del pozo, como de estimulación y de fluidos corrosivos; también aísla de fugas a la tubería de revestimiento, aísla los disparos cementados a presión forzada, o intervalos de producción múltiple, cancelan o disminuyen los cabeceos o los suaveos de los fluidos, ayuda a la instalación de equipos de levantamiento artificial y mantiene los fluidos de matado o de tratamiento en el espacio anular.

Para hacer una buena selección de un empacador se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- Diámetros de la tubería de revestimiento o hueco abierto en caso del tipo inflable.
- Grado y peso de la tubería de revestimiento.
- Temperatura a la que estará sometido.
- Presión de trabajo.
- Tensión y compresión.
- Diseño de operación.

En este caso específico se utiliza el packer recuperable SC-2P que puede ser corrido y asentado con las mismas herramientas usadas con otros modelos de packers.

#### **3.4.2 Beneficios de las empacaduras de producción.**

- Puede ser asentado con wireline o herramientas hidráulicas de asentamiento.
- Puede ser equipado con una variedad de guías para fondo del pozo. Las guías deben ser ordenadamente separadas.
- Packer debe acomodarse fácilmente a las expansiones y contracciones del tubing.

- El mecanismo de asentamiento de los packers no es afectado por el peso de la tubería o por la presión diferencial que existe en el pozo.

Se deben considerar los costos de este accesorio, así como los mecanismos de sello y empacamiento mecánico, la resistencia a los fluidos y presiones, su capacidad de recuperación o no, sus características para las operaciones de pesca, si hay posibilidad de efectuar operaciones con cable a través de él. Y por último deben considerarse los cambios de la temperatura y la presión.

**3.4.3 Reguladores de flujo (camisas deslizables).** Las camisas deslizables (Figura 12) son de alto rendimiento, y permiten la comunicación entre la tubería de producción y la de revestimiento para circulación, seleccionar zonas productoras o aislarlas.

**Figura 12. Regulador de flujo**



**Fuente:** BAKER HUGHES TOOLS

**3.4.3.1 Beneficios de las camisas deslizables.** En completaciones de pozos de gas y petróleo, las camisas deslizables proveen un medio de comunicación entre la tubería de producción (tubing) y el espacio anular para la circulación de fluidos o seleccionar la zona productora o de inyección.

Los reguladores de flujo proporcionan una solución para el control de circulación inteligente y son diseñadas para el control de producción selecto sin la necesidad de intervenir el pozo. Son controladas desde la superficie por dos líneas de control hidráulico que operan una recámara hidráulica como las válvulas de seguridad estándares de la industria.

Entre las ventajas de estos reguladores de flujo se encuentran:

- Elimina la intervención del pozo ya que son operadas desde la superficie por medio de control de líneas hidráulicas.
- Reduce los costos ya que evitan que la producción decaiga con su manipulación.
- Reduce todos los riesgos asociados con la intervención de pozos.
- Reduce los efectos de almacenamiento del pozo durante las pruebas salvando la producción durante el tiempo improductivo.
- Aíslan las zonas productivas y la producción conjunta usando varios reguladores de flujo.
- Los diseños simples o encapsulados son cómodamente usados dentro de diferentes diámetros de tuberías de protección.
- Pueden ser actuadas repetidamente bajo condiciones severas.
- Son resistentes a la erosión.

### **3.5 HERRAMIENTAS COMPLEMENTARIAS**

#### **3.5.1 Líneas de controles, protectores y abrazaderas.**

##### **3.5.1.1 Beneficios**

- Las abrazaderas o “clamps” garantizan que todas las fuerzas de tracción y compresión sean absorbidas por ella misma y no por la línea de control.
- Protectores para reducir el riesgo de daño a la línea de control y al empaque plano.

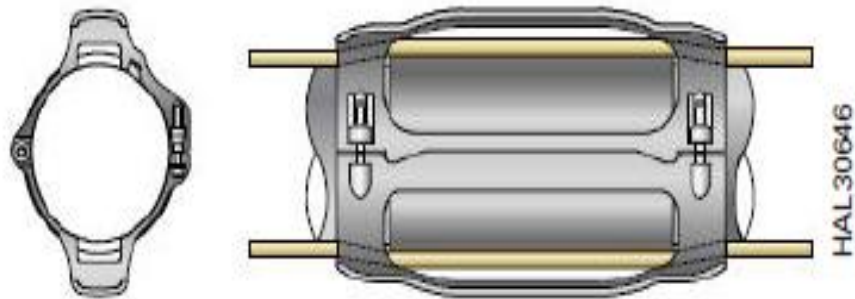
##### **3.5.1.2 Características**

- Protectores sin abrazaderas se instalan fácilmente en el campo.
- Asegura el empaque plano sin abrazaderas a la sarta del completamiento por cierre del empaque plano sin abrazaderas.
- El protector cuenta con una característica todo de metal, acoplamiento cruzado diseño que impide el movimiento lateral en el pozo.

- Los protectores están disponibles en una gama de tamaños y materiales.

### 3.5.2 Protector de líneas de control

**Figura 13. Protector de línea de control**



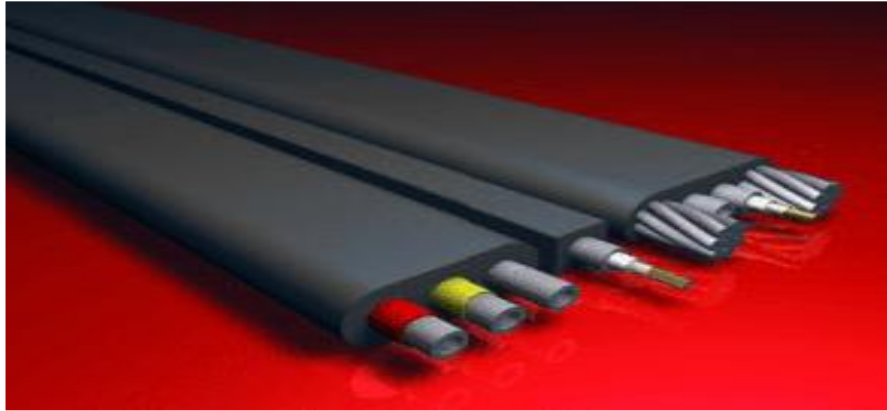
**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, flow control.

Las líneas de control y empaques planos se pueden dañar debido a la abrasión o aplastamiento de la pared interna entre el tubing y el casing. El daño a las líneas de control y empaque planos puede causar pérdidas hidráulicas o eléctricas en la comunicación de los equipos en el fondo del pozo.

Las líneas de control y los empaques planos son más vulnerables a los daños cuando se desvía el exterior alterado de la sarta del completamiento. El Diseño personalizado está disponible para las líneas de derivación del control del equipo con alteraciones grandes en el exterior, tales controles de superficie son las válvulas de seguridad del subsuelo (SCSSVs) y de inyección química.

### 3.5.3 Empaque plano

**Figura 14. Empaque plano**



**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, flow control.

El empaque plano es el vínculo físico entre el control de la superficie y los sistemas de equipos de fondo de pozo en el completamiento inteligente, compuesto por líneas de control hidráulico y / o electrónicos, los empaques planos están disponibles en una variedad de diferentes configuraciones para así adaptarse a la aplicación y al medio ambiente. Las especificaciones y los materiales se seleccionan basándose en la temperatura / presión y los fluidos del pozo.

#### 3.5.3.1 Beneficios

- Aumento de la protección y la capacidad de carga de las líneas de control debido a las líneas de encapsulación y abundantes líneas.
- Todas las líneas de control son probadas y certificadas para incluir UTS, límite de elasticidad, la elongación, NDT y pruebas de presión hidráulica.

#### 3.5.3.2 Características

- Configuraciones individuales o múltiples empaques planos están disponibles para facilitar la instalación de la línea de control y recuperación.
- Opciones de la línea de control hidráulico y wireline.

- Un rango de materiales específico está disponible para adaptarse al medio ambiente del fondo de pozo.

**3.5.4 Sub-junta sin abrazadera.** La sub-junta sin abrazadera son métodos fiables y probados en el campo juntando dos extremos de los empaques planos. La sub junta sin abrazadera también ayuda a proteger a los empaques planos de la tubería de producción. La junta del sub-conector se utiliza para los completamientos inteligentes, donde se abren los empaques planos, incluyendo pozos con inyección de productos químicos, la fibra óptica y que es controlada desde superficie con líneas de control en válvulas sub-superficie (SCSSV).

#### **3.5.4.1 Beneficios**

- Juntas de líneas múltiples dentro de una junta del sub-conector, dependiendo del tamaño.
- Libremente pasa al menos un control descubierto wireline
- Fácil montaje en el campo.

#### **3.5.4.2 Características**

- Totalmente compatible con accesorios estándares FMJ metal – metal con sellos.
- Conectores FMJ montados en la sub- junta son plenamente comprobables, utilizando un kit de prueba de conectores estándar FMJ.
- Todas las conexiones de la juntas se establecen dentro de un cuerpo de sub-protección.

### 3.5.5 Funcionamiento del sub conector de junta

**Figura 15. Sub conector de junta**



**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, flow control.

El sub conector de junta incorpora una pinza de dos piezas sólidas con un perfil de llave que se ubica en una ranura mecanizada en el completamiento inteligente el crossover tiene un diseño personalizado. Esta disposición asegura que no hay deslizamiento vertical o giratorio de la abrazadera que se produce durante la instalación o la recuperación de la sarta de producción. El cruce se hace directamente a la sarta de producción.

**3.5.6 Conexiones.** Los conectores FMJ se utilizan para hacer la conexión de la junta y retenerlo dentro del cuerpo de la abrazadera para proteger la junta de daños en los empaques planos y líneas de control. Mediante el uso de las FMJ Conectores de metal a metal, las conexiones pueden ser completadas y probadas a presión para asegurar la integridad. El dispositivo también incluye una disposición para pasar por una línea de al menos 1/4-pulg adicional a la línea de control para el funcionamiento de una válvula de inyección de productos químicos o la válvula de subsuelo controlada en superficie. El sub conector de junta está disponible en una gama de tamaños para adaptarse a diferentes especificaciones y aplicaciones en la tubería de producción.

**3.5.7 Herramienta de desconexión hidráulica.** La herramienta de desconexión hidráulica facilita la eliminación del completamiento de la parte inferior y del completamiento de la parte superior sin ninguna intrusión destructiva o mecánica, dejando los elementos inferiores del completamiento inteligente como empaques y el ICVS en su lugar.

De un diseño compacto, la herramienta de desconexión hidráulica permite una re conexión y el aislamiento de la tubería y cables umbilicales hidráulicos para el completamiento más bajo.

**Las aplicaciones típicas incluyen:**

- Aplicación de bombas.
- Reemplazo de la válvula de seguridad.
- Tapón en aguas profundas y de abandono.
- Dos viajes de completamiento.

**3.5.7.1 Beneficios**

- Minimizar los riesgos y los costos asociados con workover, tirar de la sarta superior, dejando el completamiento inferior imperturbable.
- No existe un mecanismo de orientación o alineación especial requerida – el diseño concéntrico permite la instalación recta.
- Restablece la integridad hidráulica, durabilidad de alto rendimiento mantiene los sellos aislados entre las líneas de control hidráulicas y la tubería de producción y el anular.
- Verificar la integridad de la línea de control durante workover – funda de protección que permite la prueba de baja presión.
- Evitar la contaminación de la línea de control mientras se desconectan válvulas de retención que impiden la entrada al pozo en el sistema hidráulico.

### **3.5.7.2 Características**

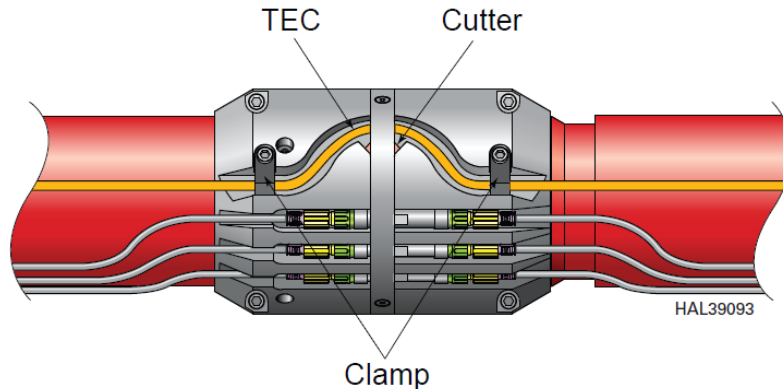
- Compacto, diseño concéntrico.
- Tecnología probada de sellado único.
- Funda protectora sobre el conjunto de sello.

**3.5.8 Funcionamiento de la herramienta de desconexión hidráulica del completamiento inteligente.** La herramienta de desconexión hidráulica cuenta con seis canales de línea de control hidráulico que proporcionan la comunicación en un completamiento inteligente. Todos los seis canales son independientes entre sí, utilizando canales de sellado concéntricos que eliminan la necesidad de la orientación particular.

Mientras se corre el montaje superior, una funda protectora cubre los sellos, previene daños y proporciona un medio para verificar la integridad de la línea de control hidráulica.

### 3.5.9 Líneas de control de sub-corte

**Figura 16. Ensamble del CLCS**



**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, flow control.

El control de línea de sub-corte (CLCS) incorpora métodos fiables y probados en el campo para la eliminación efectiva de la sarta de producción y líneas de control en situaciones de contingencia. Los CLCS ayudan a asegurar las recuperaciones más complejas adecuadas de los completamientos superiores, asegura un limpiado de la tubería de producción para las operaciones de pescas posteriores.

El CLCS se usa en sistemas de completamientos inteligentes donde se utiliza las líneas hidráulicas y líneas eléctricas en empaques planos, y donde es necesario retirar el completamiento superior más complejo.

#### 3.5.9.1 Beneficios

- Juntas múltiples de líneas hidráulicas con una junta simple de Sub Conector.
- Fácil montaje en el campo
- Libre desviación de una línea eléctrica descubierta.
- Minimiza las operaciones de workover.

### **3.5.9.2 Características**

- Totalmente compatible con los accesorios de FMJ Conectores estándar de sello metal a metal.
- Conectores FMJ montados en el sub juntas son plenamente comprobables, utilizando un kit de prueba de Conector estándar FMJ.
- Todas las conexiones de las juntas se establecen dentro del conjunto para la sub protección.
- Desconecta fácilmente los conectores hidráulicos FMJ.
- Cortar fácilmente las líneas eléctricas para lograr la supresión de un completamiento superior más complejo.
- Perfil Integral para la localización de las herramientas de corte.

**3.5.10 Funcionamiento del CLCS.** Los CLCS ofrece la posibilidad de cortar químicamente o físicamente la sarta de tubería por encima del empaque de la tubería de producción. Una larga zona de corte de la base y un perfil de alineación, ayuda a asegurar que la herramienta de intervención haga efectivo el corte en la zona de destino adecuada.

Las líneas hidráulicas son exitosamente desconectadas para extraer la sarta de la tubería de producción, y superar las calificaciones de los accesorios FMJ. Además, las líneas eléctricas se cortan durante el movimiento de tracción de la sarta.

### 3.5.11 Suministro a través del ensamble de la junta sello

**Figura 17. Ensamble de la columna sello**



**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, flow control.

El ensamblaje de la junta sello aísla zonas individuales en el completamiento inteligente en aplicaciones donde no es posible o deseable usar empaques para el aislamiento. El ensamblaje de la junta sello permite la derivación de líneas de control para comunicarse con el equipo instalado más bajo de la sarta del completamiento.

Las aplicaciones típicas en el ensamblaje de la junta sello son empaques de grava o protector expandible de arena (ESS) en completamiento, en el ensamble de la columna sello se perfora un orificio para proporcionar aislamiento entre los diferentes intervalos del yacimiento en el completamiento en la cara de la formación. Esta capacidad se basa en el uso de una junta robusta, unidades de anillos de cierre dispuestos a lo largo de la longitud de la junta.

#### 3.5.11.1 Beneficios

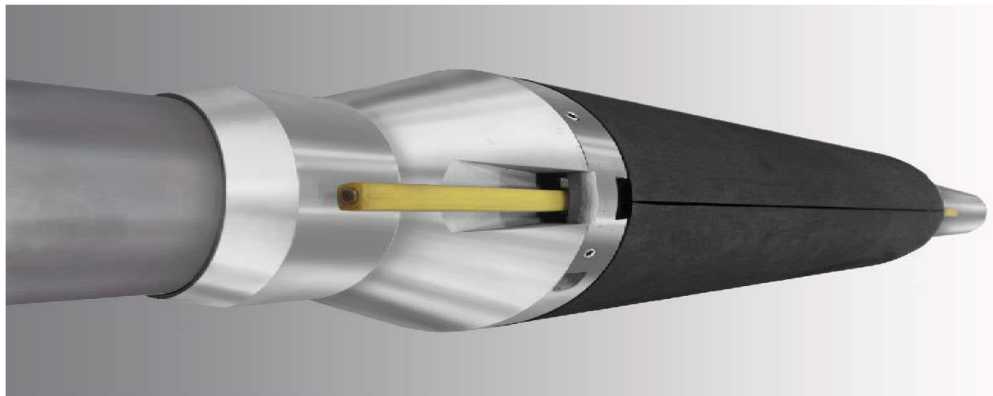
- Instalación arriba de la válvula de control de intervalo (ICVS) y sensores de fondo permanentes (PDGs).
- Aislar los intervalos del yacimiento sin el requerimiento de un empaque.
- Eliminar la necesidad del sistema de ajustar/soltar

### 3.5.11.2 Características

- Diseño sencillo y eficaz.
- Múltiples conjuntos de cierres unidos.
- Desvíos para un máximo de seis líneas de control.
- Probada en campo fiabilidad y durabilidad.

### 3.5.12 Sistema de cable, empaques expandible

**Figura 18. Sistema de cable, empaques expandibles**



**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, flow control.

El sistema de cables es un tipo de empaque expandible con un empalme a través del cable de suministro, cuando se activa en el aceite, el agua o una combinación de ambos, el empaque expandible del sistema de cables se cierra en el anular del pozo revestido que proporciona una barrera con una presión estable.

A diferencia de los empaques convencionales a través del suministro, los empaques expandibles del sistema de cables permite múltiples líneas de control, empaques planos o incluso tubería de producción que pasa a través del elemento sin el uso del corte, empalmes y pruebas de las líneas.

### **3.5.12.1 Beneficios**

- La integridad del revestimiento se mantiene.
- Cierre perfecto para la geometría del pozo irregular.
- Ayuda a reducir el riesgo en las operaciones.
- Aísla las zonas productoras con mayor eficiencia.
- Ayuda a reducir los costos de los pozos y de tiempo en el equipo.
- Característica del cable aumenta la fiabilidad del sistema mediante la eliminación de la junta del cable.
- Ahorra en promedio entre 6-8 horas por empaque en el tiempo de instalación en comparación con sistemas de junta.

### **3.5.12.2 Características**

- Fabricado en cualquier yacimiento petrolífero tubular.
- Adecuado para pozos abiertos y revestidos.
- Construcción robusta.
- Sin partes móviles.

## **3.6 SISTEMA DE CONTROL DE FONDO DE POZO.**

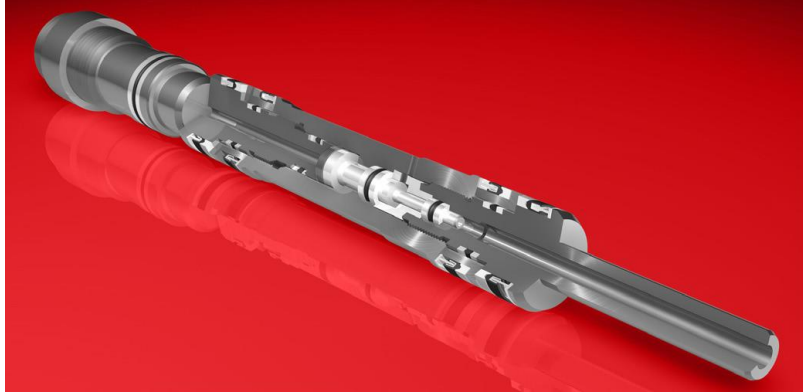
Los sensores de fondo proporcionan información de la temperatura y presión, que son datos de vital importancia ya que la correcta interpretación de estos parámetros indica la posibilidad del cambio de tamaño de las bombas, la cercanía de un reacondicionamiento, el sobrecalentamiento del motor entre otros. No requieren de sistemas especiales ya que las señales son enviadas a superficie a través de los cables de energía.

El monitoreo permanente con sensores provee datos de producción de la cara de la formación del pozo, en tiempo real sin la necesidad de intervención del pozo.

Esta información es la base de conocimiento para el manejo del yacimiento.

### 3.6.1 Módulo de control incremental pulso-accu

**Figura 19. Módulo de control pulso-accu**



**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, flow control.

El módulo de control es un sistema de componentes del completamiento inteligente, es un módulo de control complementario que permite a los operadores controlar los tipos de fluidos producidos o inyectados mediante la apertura de una válvula de control de forma incremental en intervalos con múltiples posiciones (ICV). El módulo de control pulso-accu trabaja conjuntamente con cualquier hidráulica digital, o sistema de control de fondo de pozos hidráulicos directos, y cualquiera de las válvulas en varias posiciones ya sea HVC-ICV o HS-ICV. El ajuste del flujo en ambos iCVS múltiples posiciones pueden ser personalizado para satisfacer específicamente una amplia gama de aplicaciones, tales como la inyección de gas, mezclado de producción o de inyección de agua.

#### **3.6.1.1 Beneficio**

- Gestión avanzada del yacimiento a través de la capacidad incremental directa del control de flujo.

#### **3.6.1.2 Características**

- Sistema de control hidráulico, incremental.
- Se puede configurar para cerrar o abrir la ICV desde cualquier posición, en su ciclo de presión.
- El suministro de hasta 11 posiciones discretas apropiadas con ICV

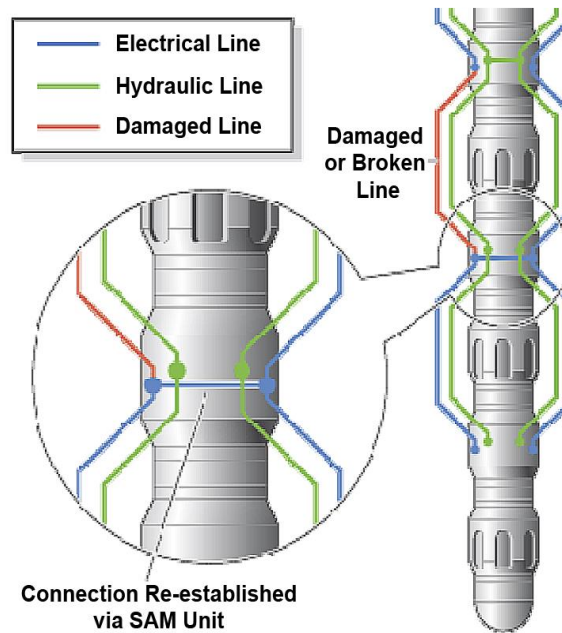
**3.6.2 Funcionamiento del módulo pulso-accu.** El módulo de control pulso-accu proporciona un movimiento incremental de un ajuste adecuado fijo de ICV por agotar una cantidad predeterminada de fluido de control desde el pistón de control ICV. La capacidad para recargar y agotar la misma cantidad de líquido repetidamente permite recortar el flujo de la ICV al mover con precisión a través de hasta 11 posiciones predeterminadas.

**3.6.3 Válvula de control de intervalo (ICV).** La ICV es una válvula de control operado por control remoto utilizado para controlar el flujo dentro o fuera de un intervalo aislado del yacimiento. Las Líneas de control hidráulico se instalan en la superficie y se alimentan directamente en el pistón de accionamiento de la ICV. En aplicaciones donde se requiere sólo un control de apertura / cierre, la HV-ICV se utiliza. Para mayor resolución del control de flujo, la HVC-ICV puede ser utilizada en conjunción con el módulo de posicionamiento incremental hidráulico pulso-accu.

**3.6.4 Módulo de posicionamiento incremental pulso-accu.** El discreto posicionamiento incremental de la HVC – ICV se puede lograr utilizando la propiedad del módulo pulso-accu, que permite que la válvula se pueda utilizar como un choke. El módulo pulso-accu proporciona información precisa y repetible, el posicionamiento incremental de la ICV puede ser completamente cerrada o completamente abierta, o viceversa. El módulo pulso-accu permite hasta 11 posiciones discretas.

**3.6.5 Scrams.** Scrams (Surface Controlled Reservoir Analysis and Management System) es un sistema de control y adquisición de datos completamente integrado que permite a los operadores controlar de forma remota el pozo y obtener datos de presión/temperatura en tiempo real para cada intervalo del yacimiento. La retroalimentación de datos y la capacidad de control de flujo preciso permiten al operador optimizar el desempeño del yacimiento y mejorar la gestión de los yacimientos.

**Figura 20. Sistema Scrams**



**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, flow control.

### **3.6.5.1 Beneficio**

- Optimiza el desempeño del yacimiento mediante el control de múltiples zonas sin intervención.
- Mejorar la gestión del yacimiento a través de la adquisición de datos en tiempo real.
- Controlar de forma remota el pozo
- Obtener datos presión / temperatura en tiempo real para cada intervalo del yacimiento
- Control de múltiples intervalos de sólo uno de los dos empaque planos electro-hidráulico a través de la funcionalidad multi-caída

### **3.6.5.2 Características**

- Se puede utilizar para controlar las válvulas de control de flujo hidráulico infinitamente variables
- Puede ser utilizado para las aplicaciones terrestres, marítimas o submarinas
- Capacidades de interfaz con múltiples proveedores de control submarino
- Posicionamiento infinitamente variable de la válvula de control
- Estimación del flujo desviado para la metodología fundamental

**3.6.6 Funcionamiento del sistema Scrams.** El enlace del equipo de control situado fuera del pozo a las herramientas de fondo de pozo incluye redundantes líneas de control hidráulico y eléctrico encerradas en un empaque plano. La línea de control hidráulico proporciona la potencia hidráulica a un módulo de accionamiento del sensor (SAM <sup>TM</sup>), que utiliza válvulas de solenoide, a continuación, distribuye esta fuerza hidráulica a cada lado del pistón de la ICV. El wire-line permite la transmisión de energía eléctrica y señales de comunicación desde el pozo controlado a todas las herramientas de fondo de pozo por medio de un sistema de telemetría de múltiples-caídas. Para mejorar aún más la capacidad de supervivencia del sistema de fondo de pozo, la red eléctrica e hidráulica redundante está segmentada utilizando el protocolo de comunicaciones SegNet <sup>TM</sup>.

### **3.6.7 Componentes del Scrams**

**3.6.7.1 Válvula de control de intervalo infinitamente variable (IV-ICV).** Cada IV-ICV está acoplado a una herramienta de SAM en un completamiento Scrams, y se utiliza para controlar el flujo dentro o fuera del intervalo del yacimiento. La herramienta SAM manipula el choke IV-ICV usando un sensor de posición que está acoplado magnéticamente al actuador IV-ICV. Este proceso permite que el posicionamiento incremental del choke de las posiciones cerrada y totalmente abierta, lo que permite alta resolución de control de flujo en el fondo del pozo.

**3.6.7.2 Herramienta del módulo de activación del sensor (SAM).** La herramienta SAM proporciona la funcionalidad de control y adquisición de datos para el sistema de Scrams. Contiene el excedente electrónico, cada uno conectado por separado e individual al empaque plano, un distribuidor hidráulico para distribuir la energía hidráulica, y sensores para la medición de la presión / temperatura. La herramienta de SAM es el componente activo de la infraestructura SegNet. Las válvulas solenoides y conmutadores eléctricos incorporados en la herramienta SAM permiten el aislamiento de cualquiera de las secciones potencialmente defectuosas de la red que conectan la siguiente herramienta en el completamiento.

**3.6.7.3 Comunicador SegNet.** Si una falla, ya sea eléctrica o hidráulica, se desarrolla en cualquier tramo de la red entre la superficie y las herramientas de fondo, el protocolo de comunicaciones SegNet proporciona la habilidad de eludir el fracaso, reteniendo así la funcionalidad completa del sistema de completamiento inteligente.

### **3.6.8 Sistema de monitoreo permanente**

**3.6.8.1 Sensores de fondo permanentes (ROC).** Los sensores de fondo permanentes ROC ayudan a incrementar la productividad durante la vida del pozo o el yacimiento al proveer confiablemente las condiciones de fondo, permanente y en tiempo real. El cristal de cuarzo resonante de los sensores ROC cumple con los estándares de la industria y ha demostrado su confiabilidad en el campo, el cual puede ser utilizado para aplicaciones de una o múltiples zonas. En aplicaciones de múltiples zonas, existen diferentes arreglos para ensambles duales, triples y cuádruples donde se requiera colgar diferentes sensores en la misma línea eléctrica. Los pozos dinámicos han instalado más de 750 sensores permanentes ROC a nivel mundial, en sistemas simples de monitoreo o integrados a un completamiento inteligente.

**Figura 21. Sensor ROC**



**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, flow control.

### **3.6.8.2 Aplicaciones**

- Monitoreo de la vida de pozos productores
- Monitoreo de la vida del yacimiento
- Optimización de sistemas de completamiento inteligente
- Optimización del bombeo neumático

### **3.6.8.3 Beneficios**

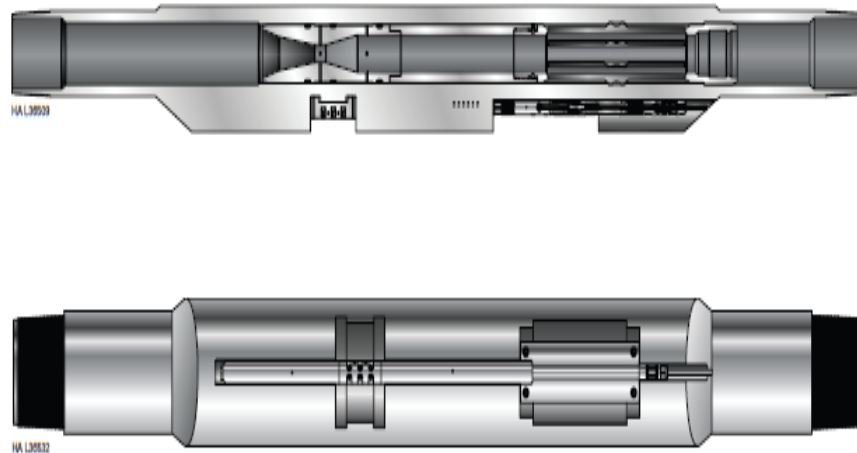
- Obtención de datos continuos de presión y temperatura sin intervenir el pozo
- Mejorar la administración del yacimiento
- Incrementa la confiabilidad de pruebas del pozo gracias a los datos de calidad proporcionados por tecnología de punta

### **3.6.8.4 Características**

- Sensor de presión/temperatura preciso
- Diseñado para ambientes severos, hasta 25,000 psi
- Arreglos de sellos duales metal-metal en el sensor y en el completamiento (conexión) del cable
- Diseño de diámetro externo reducido (0.75", 1.125")
- Capacidad de conectar múltiples sensores en un mismo cable eléctrico TEC

### 3.6.9 Medidor de flujo Venturi

Figura 22. Medidor de flujo Venturi



**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, flow control.

El medidor de flujo es un diseño de Venturi que puede manejar una variedad de tasas de producción y las propiedades del fluido y está diseñado específicamente para satisfacer los requisitos del pozo. La utilización de un medidor de flujo reduce el riesgo operacional y el costo asociado con la corrida del registro de producción y la vida tardía del pozo. El dispositivo Venturi consiste de una entrada convergente cónica conectada a una restricción cilíndrica llamada ("throat") y una sección cónica divergente, lo que permite la caída de presión que debe recuperarse. El medidor de flujo emplea dos ROC™ de cuarzo de alta precisión calibre permanente de fondo de pozo (PDG) sensores para medir la presión absoluta en la entrada del Venturi y la throat. Cuando se produce flujo a través del Venturi, hay una caída de presión entre la entrada y las secciones de throat. La caída de presión calculada se puede convertir entonces a tasa de flujo de masa.

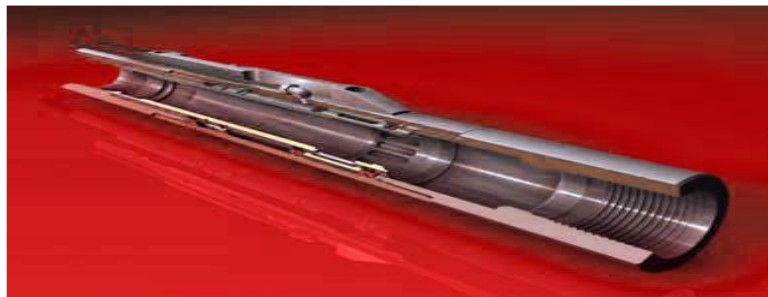
### 3.6.9.1 Beneficio

- Precisa Medición del flujo del pozo.
- Reduce la intervención de pozos futuros para los requisitos de registro de la producción.
- Alta fiabilidad, con partes móviles y la tecnología probada de calibre permanente.
- Sección Venturi Wireline recuperable permite el reemplazo del Venturi debido a los cambios significativos en las tasas de flujo sin workover.
- Diseño de Venturi permite una amplia ventana de caudal de flujo.
- Pérdida de presión mínima sobre todo el sistema

### 3.6.9 Válvulas de control de intervalo

#### 3.6.10.1 Válvulas de control de intervalo serie MC

**Figura 23. Válvula MC-ICV**



**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, flow control.

Válvulas de control de intervalo MC (MC-ICV) son válvulas de varias posiciones que proporcionan control de flujo incremental sobre las zonas de yacimientos individuales, lo que permite la optimización de la arquitectura de los yacimientos de fondo de pozo y la maximización de la recuperación. La MC-ICVS ofrece una solución rentable que permite a los operadores disfrutar de los beneficios de la tecnología de completamiento inteligente mientras trabaja con activos moderados

o marginales. La MC-ICVS está disponible en una gama de tamaños y configuraciones de rosca, y puede ser acoplada ya sea con un sistema de control automático o manual para acomodar los requisitos operativos específicos.

#### **3.6.10.2 Beneficios**

- Controlar de forma rentable intervalos del yacimiento de forma remota sin la intervención del pozo.
- Aplicar las capacidades tecnológicas del completamiento inteligente en activos moderados o marginales

#### **3.6.10.3 Características**

- Diseño simple y rentable.
- Funcionalidad de varias posiciones con carburo de tungsteno de corte de flujo.
- Accionamiento manual.

**3.6.10.4 Funcionamiento de la MC-ICV.** Los sistemas de control de superficie de los completamientos inteligentes proporcionan un control preciso sobre el incremento del choke de ajuste MC-ICV. Estos sistemas se pueden adaptar para satisfacer las necesidades específicas del operador. El MC-ICV está equipado con un ajuste de flujo de carburo de tungsteno para el control de la erosión de las condiciones de fondo de pozos agresivos. Está disponible en una gama de tamaños y puede ser acoplado ya sea con un sistema de control automático o manual para acomodar los requisitos operativos específicos.

## **3.7 HERRAMIENTAS DE SUPERFICIE**

### **3.7.1 Sistema de seguimiento y control de superficie**

**3.7.1.1 Infraestructura digital.** Los sistemas de completamientos inteligente con infraestructura digital ofrece a los operadores la capacidad de:

- Monitorear y controlar sensores de fondo permanentes (PDGS).
- Controlar de forma remota y configurar las válvulas de control de intervalo de fondo de pozo (ICVS).
- Conectarse a sistemas de control distribuido y otros sistemas de terceros para el monitoreo y el control.
- Interfaz con los controladores de campo proporcionados por una variedad de proveedores.

### **3.7.1.2 Características y beneficios**

- Los sistemas integrados, automatizados o manuales hidráulicos superficiales proporcionan una gama de capacidades para una gama de aplicaciones.
- Sistemas alimentados de forma autónoma suministran energía cuando no hay energía disponible en la infraestructura.
- Calcular los caudales de flujo de fondo de pozo zonales.
- Adquirir, interpretar y modelar los datos de fondo de pozo.

### **3.7.1.3 Portafolio de la infraestructura digital**

**3.7.1.4 Master completamiento inteligente.** Una aplicación de supervisión que proporciona un punto central de control y monitoreo para el completamiento inteligente y sistemas de monitoreo permanente.

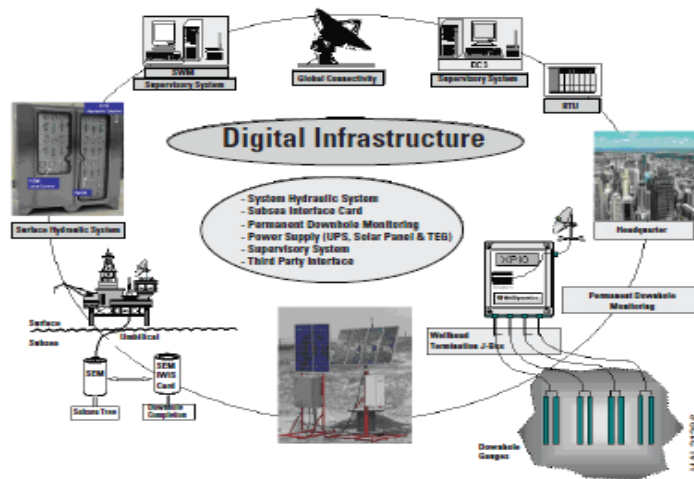
**3.7.1.5 XPIO 2000.** Una unidad de adquisición de datos y control que permite a los operadores monitorear y controlar sensores de fondo y la instrumentación en parte superior.

**3.7.1.6 Superficie sistema hidráulico.** Diseñado para suministrar fluido hidráulico a presión al fondo del pozo del sistema de completamiento inteligente y proporcionar un control automático y manual del fondo de pozo en los ICVS.

**3.7.1.7 Sistemas de energía remota.** Diseñado para apoyar los sistemas de control y adquisición de datos en las áreas donde la energía convencional y en algunos casos donde las comunicaciones no están disponibles son poco fiables o de costo prohibitivo.

**3.7.1.8 Aplicaciones de software.** Para proporcionar la asignación de flujo zonal del fondo de pozo; Posicionamiento en superficie para el posicionamiento gradual de válvulas de control de intervalo del fondo de pozo sin la necesidad de que el módulo de control Accu-Pulse™; y FloStream™ para calcular el flujo a través de un sistema de Venturi desde el fondo del pozo.

**Figura 24. Infraestructura digital**



**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, digital infraestructura.

**3.7.2 Sistema hidráulico de superficie.** Los sistemas hidráulicos de superficie de completamientos inteligentes suministran una presión hidráulica al fluido en el fondo de pozo ubicado en las válvulas de control de intervalo (ICV) en el pozo, también recupera datos de la presión y temperatura de los sensores de fondo permanente (PDGS). Una unidad autónoma, en el sistema hidráulico de la superficie (SHS) se compone de una unidad electro-hidráulica capaz de suministrar fluido a presión de hasta 10.000 psi al equipo de completamiento inteligente. Está alojado en una única caja de acero inoxidable que incluye un módulo de suministro hidráulico principal y hasta seis módulos de control y con capacidad de expansión.

### 3.7.2.1 Beneficios

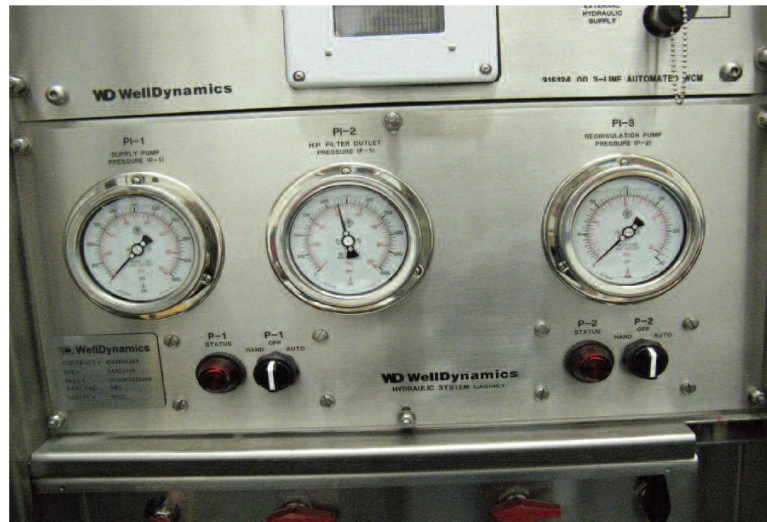
- Suministro presurizado del fluido hidráulico a las válvulas de control de intervalo del fondo de pozo.
- Recuperar los datos de presión y temperatura del PDGS.

### 3.7.2.2 Características

- Una variedad de configuraciones físicas para el tipo de pozo, el número de zonas y completamientos detallados.
- Los módulos que permiten el control remoto y monitoreo por la aplicación de supervisión Master del completamiento inteligente.

### 3.7.2.3 Características de cabina del sistema hidráulico de superficie

**Figura 25. Cabina del sistema hidráulico de superficie**



**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, digital infrastructure.

El módulo de suministro hidráulico proporciona al fluido de control la medida requerida para la presión y la limpieza. La selección del material para algunos de los componentes del módulo de suministro hidráulico puede cambiar de acuerdo con el tipo de presión y control de fluido utilizado. El módulo de suministro hidráulico contiene los tanques necesarios para almacenar el fluido de control del filtro. Para obtener un rendimiento óptimo de los equipos de fondo, todos los diseños de módulos de suministro hidráulico cuentan con una capacidad de

recirculación para la gestión de la limpieza del fluido de control. Aunque el producto estándar contiene dos tanques y dos bombas, algunas variaciones incluyendo un tanque y una bomba están disponibles, dependiendo de la cantidad de pozos y la filosofía operativa.

El módulo de suministro hidráulico proporciona todas las conexiones eléctricas / hidráulicas para la conexión a los módulos de control del pozo. Los controles hidráulicos del módulo de suministro gestiona el funcionamiento del sistema de forma manual (switches) o automáticamente (transmisores de presión y PLC). En los sistemas automatizados, la unidad de control hidráulico (HCU) acoge el PLC y sus accesorios.

**3.7.3 Módulo de control de pozo.** Un módulo de control de pozo proporciona un medio de la aplicación de secuencias de presión para las líneas de control hidráulico y por lo tanto una forma de manipular las herramientas de fondo de pozo. La Presurización y apertura de las líneas de control se logran por el suministro / cierre / apertura manual o automático de las válvulas de control direccional (DCVS).

**Figura 26. Módulo de control de pozo**

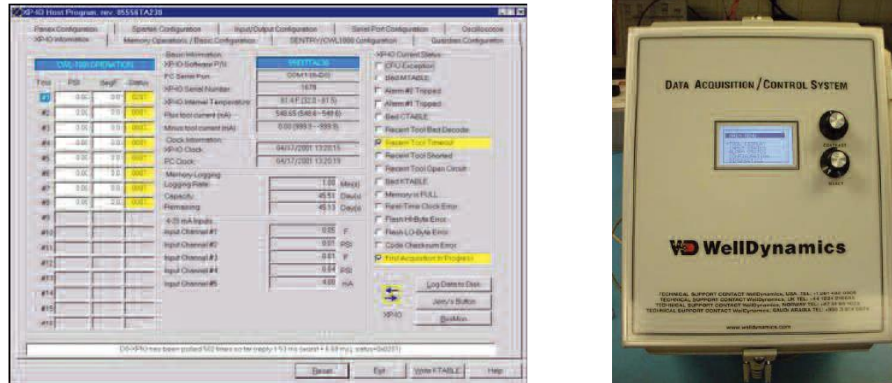


**Fuente:** HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions, digital infrastructure.

Diseñado tanto para un rendimiento fiable en el entorno de destino y para una instalación rápida de futura expansión, también los módulos de control son módulos intercambiables que se pueden combinar dentro de la misma caja para aplicaciones de múltiples pozos, proporcionando así una base flexible para una futura expansión. En los sistemas automatizados, cada módulo de control de pozo es controlado por una unidad de control el cual puede ser equipado con un medidor de fondo de pozo permanente. El módulo tarjeta de interfaz opcional (PDGIC) permite la comunicación con los medidores de fondo de pozo en el pozo.

### 3.7.4 Adquisición de datos y control del sistema XPIO 2000

Figura 27. Salida del sistema XPIO 2000



Fuente: HALLIBURTON, completions tools. Intelligent completions. Digital infrastructure.

El Sistema de adquisición de datos y control XPIO 2000, permite a los operadores monitorear y controlar sensores de fondo e instrumentación en la parte superior. La adquisición de datos a una velocidad de 0,5 por segundo del medidor, el sistema XPIO 2000 está disponible en una gama de capacidades, desde 1-well/4-gauges a 4-wells/8-gauges. Una variante más grande dentro de la gama XPIO 2000 es la UACU +, la cual extiende la capacidad hasta 20-wells/40-gauges para una sola unidad. La UACU + está equipada con un medidor de tarjeta de interfaz de módulo permanente (PDGIC) en el fondo de pozo para cada canal.

#### 3.7.3.1 Beneficios

- Sensores de fondo permanente de control de terminación inteligente, incluyendo la familia ROC™, SmartLog™ y los instrumentos de superficie.
- Almacenar y mostrar datos de sensores de fondo permanente y sensores de superficie.
- Interfaz con sistemas externos, incluyendo las computadoras de terceros y sistemas de control distribuidos.

### **3.7.3.2 Características**

- Hasta cuatro canales de comunicaciones de medidores de fondo de pozo permanentes (hasta 20 para UACU +).
- Cinco canales de entradas analógicas 4-20mA (12-bit).
- Cuatro canales de salidas analógicas 4-20mA (16-bit).
- 4Mb de memoria interna flash, más 2 GB de memoria Compact Flash.
- Soporte para el protocolo Modbus RTU a través de RS-485 o RS-232, o a través del puerto TCP / IP.
- Soporte de comunicaciones de módem a través del puerto RS-232.
- Programas de comunicaciones que permiten la configuración completa de la unidad.

## **3.8 COMPONENTES ADICIONALES**

Cabe recalcar que con los componentes principales mencionados anteriormente ya se puede diseñar un sistema de completación inteligente adaptando cualquier sistema de levantamiento artificial conocido, pero este proyecto se basa en el estudio de implementación exclusivamente de bombeo electrosumergible que es el sistema que en la actualidad es el más usado por las compañías operadoras, el cual también puede ser aplicado en el campo de donde se seleccionará el pozo candidato que en este caso sería Campo Colorado. Entre los componentes adicionales de este sistema tenemos.

**3.8.1 Bombeo mecánico.** Las unidades de bombeo mecánico son operadas por un motor primario, el cual proporciona movimiento a las bandas de la polea del reductor de engranajes y este a su vez, a un conjunto de bielas y manivelas las cuales proporcionan un movimiento reciprocante al balancín de la unidad. El movimiento reciprocante hace que la unidad extraiga la sarta de varilla que tiene el pozo de acuerdo con la longitud de la carrera que tiene la unidad, además de operar la bomba de inserción que se encuentra en el fondo del pozo.

**3.8.2 Motor.** La función del motor principal es proporcionar a la instalación energía mecánica que eventualmente será transmitida a la bomba y usada para elevar el fluido. El motor principal seleccionado para una unidad dada debe por supuesto tener suficiente potencia para elevar el fluido al ritmo deseado desde el nivel de trabajo de fluido en el pozo. El motor principal puede ser una máquina de combustión interna (gas natural o diesel) o puede ser un motor eléctrico.

La selección del tipo de motor principal depende de los recursos locales, del suministro y costos de combustibles (diesel, gas natural) o energía eléctrica, de la capacidad para el mantenimiento y de la existencia de personal experimentado.

**3.8.3 Sarta de varilla de succión.** La función de la sarta de varilla de succión es transmitir el movimiento de bombeo superficial y la potencia a la bomba subsuperficial. También incluye si es necesario, la sarta de tubería de producción dentro de la que se operan las varillas de succión, la cual conduce hasta la superficie los fluidos bombeados.

Las varillas de succión disponibles en el mercado son de cinco diferentes diámetros estándar. Su diseño consiste esencialmente en determinar la sarta más ligera, y por lo tanto, la más económica, que pueda utilizarse sin exceder el esfuerzo de trabajo de las propias varillas. El máximo esfuerzo de trabajo para las varillas depende de su composición química y propiedades mecánicas, además de la naturaleza del fluido bombeado, es decir, si este es o no corrosivo. Como regla

general, es deseable mantener el esfuerzo de las varillas por debajo de los 3000 Lbs/pulg<sup>2</sup>, sin embargo, la experiencia en diferentes áreas productoras puede indicar límites menores.

**3.8.4 Bomba subsuperficiales de bombeo.** Sus funciones son: admitir el fluido de la formación al interior de la tubería de producción y principalmente elevar el fluido admitido hasta la superficie.

Las bombas subsuperficiales movidas por varillas se dividen en tres tipos:

- ✓ Bombas de tubería de producción.
- ✓ Bombas de inserción.
- ✓ Bombas de tubería de revestimiento.

**3.8.5 Bombas de tubería de producción.** Las bombas de tubería de producción, por ser de un diámetro mayor pueden manejar volúmenes más grandes de líquidos que las bombas de inserción, sin embargo, la carga de fluido sobre a unidad de bombeo no debe ser mayor. La desventaja de estas bomba es que el barril forma parte de la misma tubería de producción, para efectuar algunas reparación o reposición de las partes es necesario extraer la tubería de producción completa; lo que significa una operación más complicada, y por consiguiente, más costosa.

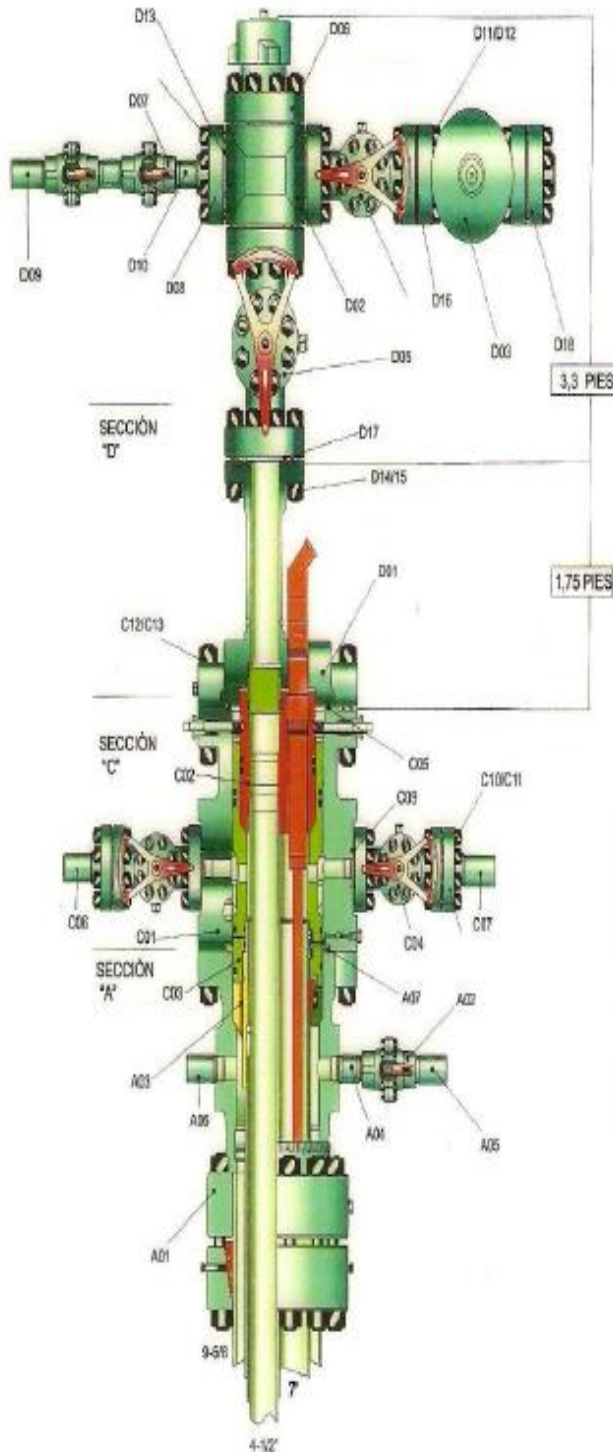
Un factor importante que debe tomarse en cuenta es el alargamiento de las varillas por la carga de fluido, lo que se traduce en una disminución en la carrera efectiva del embolo, siendo más critica a medida que aumenta la profundidad del pozo.

**3.8.6 Bombas de inserción.** Se denomina bomba de inserción por que el conjunto total de la bomba (barril, émbolo y válvula estacionaria) que va conectado en el extremo inferior de la sarta de varilla se inserta en un niple de asiento (zapata-candado) instalado en la tubería de producción. Esto representa una ventaja sobre las bombas de tubería de producción, ya que para hacer una reparación sustitución de la bomba no es necesario extraer la tubería de producción. La bomba de inserción se desancla y se extrae con la sarta de varilla. Este tipo de bomba es el que más se utiliza en la actualidad.

**3.8.7 Bomba de tubería de revestimiento.** Este tipo de bomba es solo una versión más grande de las bombas de inserción.

**3.8.8 Cabezal de completamiento inteligente.** Los cabezales permiten la instalación de los colgadores de protectores y tubería y provistos con la preparación adecuada para la mayoría de los conectores eléctricos y capilares disponibles en el mercado. En la figura 30 se presenta un cabezal inteligente.

Figura 28. Cabezal propuesto para completación inteligente



ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD
	SECCIÓN "A" Y "C" COMPUESTA	
A01	CONJUNTO CABEZA INFERIOR TIPO MC-22-BRIDA SUPERIOR DE 13-5/8" 3M-CONEXIÓN INFERIOR CON SLIP LOCK DE 13-3/8" CON DOS SALIDAS LATERALES DE 2" LP-PSL1, PR1, PU, CLASE DD.	1
A02	VALVULA ESFERICA M3: TIPO TRUNNION; PASO TOTAL FABRICADA SEGÚN NORMAS API 6A; DIAMETRO 2-1/16"; 3000 PSO WP; EXTREMOS ROSCADOS 2" LP, MATERIAL CLASE BB, PSL1, PR1, TEMP.U.	1
A03	COLGADOR DE CAÑERÍA MANDRELL PARA BRIDA DE 13-5/8" Y CASING DE 9-5/8" CON ROSCA INFERIOR BUTTRESS X 9.875" 2TPI LH STUB ACME, CONSTRUIDA SEGÚN NORMA API 6A, PSL1, PR1, TEMP.U, CLASE DD	1
A04	NIPLE DOBLE MACHO ROSCA DE 2" API-LPX 8" LONGITUD PSL1, PR1,PU,CLASE DD	1
A05	NIPLE REDUCCION ROSCA MACHO DE 2" API-LP A ROSCA HEMBRA DE 1/2" NPT X 6" DE LONGITUD. PSL1,PR1,PU,CLASE DD.	1
A06	TAPON MACHO ROSCA 2" API-LP, PSL1,PR1,PU,CLASE DD	1
A07	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API 6A R-57	1
C01	CONJUNTO CARRETEL COMPACTO CCS2 DE 13-5/8" 3000 PSI X 13-5/8" 3000 PSI, CON DOS SALIDAS LATERALES ESPARRAGADAS DE 2-1/16" 3000 PSI, CONSTRUIDO SEGÚN NORMA API 6A, PSL1, PR1, PU, CLASE DD.	1
C02	COLGADOR DE TUBING PARA BRIDA DE 11" X 4-1/2" EUE 8RD, CON PREPARACION INTERIOR PARA BPV MODELO "H" DE 4" Y CONECTOR ELECTRICO MODELO BIW DE 5KV, 100 AMP. PSL1, PR1, PU, CLASE DD	1
C03	CONJUNTO EMPAQUETADOR PARA COLGADOR DE CASING DE 13-5/8" X 9-5/8". INCLUYE TAZON FALSO. CONSTRUIDOS SEGÚN NORMAS API 8A, PSL1, PR1, PU, CLASE DD	1
C04	VALVULA ESCLUSA MODELO "T", OPERACIÓN A VOLANTE DOBLE, BRIDA DE 2-1/6", PRESION DE TRABAJO 3000/5000 PSI. PSL1, PR1, PU, CLASE DD	2
C05	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API 6A R-57	1
C06	TAPON MACHO ROSCA 2" API-LP, PSL1,PR1,PU,CLASE DD	1
C07	NIPLE REDUCCION ROSCA MACHO DE 2" API-LP A ROSCA HEMBRA DE 1/2" NPT X 6" DE LONGITUD. PSL1, PR1, PU, CLASE DD.	1
C08	BRIDA COMPAÑERA DE 2-1/16" 3000/5000 PSI WP, PREPARADA PARA ANILLO R-24; CON ROSCA HEMBRA DE 2" LP. PSL1, PR1, PU, CLASE DD.	2
C09	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API 6A R-24	4
C10	ESPARRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMAS ASTM.A. 193. B7; ROSCA UNC. CADMIADOS DE DIAMETRO 7/8" X 6".	16
C11	TUERCAS HEXAGONALES DE ACERO, SEGÚN NORMAS ASTM.A.194 2H. ROSCA UNC. CADMIADAS DE DIAMETRO 7/8"	32
C12	ESPARRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMAS ASTM.A.193.B7; ROSCA UNC. CADMIADOS DE DIAMETRO 1-3/8" X 10-1/4".	20
C13	TUERCAS HEXAGONALES DE ACERO SEGÚN NORMAS ASTM.A.194 2H. ROSCA UNC. CADMIADAS DE DIAMETRO 1-3/8". CON TRATAMIENTO SUPERFICIAL ANTICORROSION.	40
	SECCION "D"	
D01	BRIDA ADAPTADORA CONEXIÓN INFERIOR DE 13-5/8" 3000 CONEXIÓN SUPERIOR DE 4-1/2" 3000 PSI. PREPARADO PARA CONECTOR ELECTRICO MOEDOLE BIW DE 5KV, 100 AMP. PSL1, PR1, PU, CLASE DD	1
D02	CRUZ DOBLE ESPARRAGADA, PASADA VERTICAL DE 4-1/16" 3000 PSI X 2-1/18" 3000 PSI, PSL1, PR1, PU, CLASE DD.	1
D03	VALVULA ESCLUSA MODELO "S", PASAJE DE 3-1/8" 3000 PSI, PASO TOTAL OPERADA POR UN ACTUADOR NEUMATICO DE SIMPLRE EFECTO, MODELO N13-175. PSL1, PR1, PU, CLASE DD.	1
D04	VALVULA ESCLUSA MODELO "T", OPERACIÓN A VOLANTE DOBLE BRIDA DE 3-1/8", PRESION DE TRABAJO 3000 PSI, PSL1, PR1, PU, CLASE DD	1
D05	VALVULA ESCLUSA MODELO "T", OPERACIÓN A VOLANTE DOBLE BRIDA DE 4-1/2", PRESION DE TRABAJO 3000 PSI, PSL1, PR1, PU, CLASE DD	1
D06	TAPA ARBOL CONEXIÓN INFERIOR A BRIDA ABIERTA DE 4-1/16" 3000 PSI WP, CON ROSCA DE IZAJE DE 4-1/2" EU. CONEXIÓN SUPERIOR A ROSCA HEMBRA DE 1/2" NPT, PSL1, PR1, PU, CLASE DD.	1
D07	VALVULA ESFERICA M3; TIPO TRUNNION; PASO TOTAL, FABRICADA SEGÚN LAS NORMAS API 6A; DIAMETRO 2-1/16"; 3000 PSO WP; EXTREMOS ROSCADOS 2"LP, MATERIAL CLASE BB, PSL1, PR1, TEMP.U.	2
D08	BRIDA COMPAÑERA DE 2-1/16" 3000/5000 PSI WP, PREPARADA PARA ANILLO R-24; CON ROSCA HEMBRA DE 2" LP. PSL1, PR1, PU, CLASE DD.	1
D09	TAPON MACHO ROSCA 2" API LP, PSL1, PR1, PU, CLASE DD	1
D10	NIPLE DOBLE MACHO ROSCA 2" API-LP X 8" LONGITUD. PSL1, PR1, PU, CLASE DD	1
D11	ESPARRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMAS ASTM.A. 193.B7; ROSCA UNC. CADMIADOS DE DIAMETRO 7/8" X 6"	16
D12	TUERCAS HEXAGONALES DE ACERO, SEGÚN NORMAS ASTM.A.194 2H. ROSCA UNC. CADMIADAS DE DIAMETRO 7/8".	32
D13	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API 6A R-24	1
D14	ESPARRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMAS ASTM.A.193.B7; ROSCA UNC. CADMIADOS DE DIAMETRO 1/8" X 7"	8
D15	TUERCAS HEXAGONALES DE ACERO, SEGÚN NORMAS ASTM.A.194 2H. ROSCA UNC. CADMIADAS DE DIAMETRO 1-1/8".	16
D16	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API 6A R-37	3
D17	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API 6A R-37	3
D18	BRIDA WELDING NECK API 6A; 3-1/8" 3000 PSI WP; PARA SOLDAR CAÑO DE 3" SCH. 160.PSL1, PR1, PU, CLASE DD.	1

### 3.8.8.1. Procedimiento general de instalación del cabezal inteligente

#### 1. Instalación Conector de Mordazas Slip-Lock 13-3/8"

- a) Inspeccionar al conector verificando que todas las piezas se encuentren limpias, libres de rebabas y sin daños.
- b) Cortar y aboquillar el casing en forma perpendicular al eje.
- c) Engrasar moderadamente del diámetro exterior del casing.
- d) Orientar el cabezal con las salidas laterales en la posición deseada y bajarlo hasta que haga tope sobre el casing. Para comprimir los sellos puede ser necesario aplicar una carga de aproximadamente 1000 kg.
- e) Retirar los 4 tornillos del portamordaza. Esto permitirá que las mordazas caigan sobre el casing.
- f) Ajustar las tuercas en forma alternada hasta alcanzar el torque indicado.
- g) Traccionar la cabeza con el aparejo del equipo para verificar que las mordazas hayan mordido efectivamente al casing.
- h) Retirar el tapón de 1/2" e instalar una bomba de alta presión.
- i) Presurizar hasta alcanzar la presión indicada por el supervisor de perforación. No superar el 80% de la presión de colapso del casing. Monitorear presión durante 10 minutos.
- j) Reinstalar el tapón de 1/2".
- k) Luego de la prueba hidráulica se recomienda chequear que el torque de las tuercas se mantenga según lo especificado en la tabla de torque. Se recomienda también hacer este chequeo si se realiza la prueba de BOP con tapón tipo copa (sello contra el casing). Para esta prueba no sobrepasar el 70% de la presión interna de fluencia del casing.

## 2. Prueba de BOP 13-5/8”.

- a) Asegurarse de que todos los pernos de retención y de alineamiento del cabezal estén retirados hasta que liberen totalmente el pasaje.
- b) Verificar que los sellos del tapón de prueba combinado estén sin daños. Ante cualquier daño reemplazarlos.
- c) Conectar el tapón a la tubería de perforación en la rosca marcada con “TOP”. La tubería de perforación puede ser suspendida debajo del tapón sin necesidad de tener que sacar toda la sarta para probar.
- d) Bajar el tapón a través del BOP hasta que asiente sobre el hombro del cabezal.
- e) Presurizar encima del tapón para probar el BOP. Máximo 3000 psi.
- f) Aliviar presión y retirar el tapón de prueba.

## 3. Instalación del colgador de casing 9-5/8” Mandrell.

- a) Bajar el casing de 9-5/8” hasta la profundidad deseada.
- b) Asegurarse que el colgador de casing tenga las roscas en buenas condiciones y el cuello de sello limpio y sin daños. El colgador tiene en su parte inferior una marca de referencia, asegurarse que esté limpia y pintada de amarillo o blanco.
- c) Asegurarse que la herramienta de instalación tenga las roscas en buenas condiciones y los sellos limpios y sin daños. Engrasar moderadamente la rosca y los sellos.
- d) Enroscar el colgador en el último tramo de casing. Al torquear no dañar el cuello superior del colgador.
- e) Enroscar un tramo de maniobra 9-5/8”, en la rosca superior de la herramienta de instalación.
- f) Enroscar la herramienta de instalación sobre la rosca izquierda del colgador de casing hasta hacer tope. No aplicar torque.

- g) Retirar tapón de 1/8" de la herramienta de instalación y probar los sellos. Máximo 5000 psi. Colocar tapón de 1/8".
- h) Asegurarse que todos los pernos de retención y de alineamiento del cabezal estén retirados hasta que liberen totalmente el pasaje.
- i) Bajar lentamente el colgador de casing hasta que asiente en el cabezal.
- j) Soltar todo el peso de la cañería.
- k) Cementar el casing según se requiera.
- l) Retirar la herramienta de instalación girando 7,5 vueltas a la derecha. Para facilitar esta operación se recomienda centrar lo mejor posible el tramo de maniobra.

#### 4. Lavado.

- a) Drenar fluidos por la salida lateral inferior y mantener las válvulas abiertas.
- b) Enroscar un tramo de maniobra 4-1/2" a la herramienta de lavado. Asegurarse que todos los pernos de retención y de alineamiento del cabezal estén retirados hasta que liberen totalmente el pasaje.
- c) Bajar la herramienta de lavado hasta que asiente sobre el colgador de casing y luego levantarla de 350 a 400 mm.
- d) Lavar durante 5 minutos. Circular agua, presión máxima de 50 psi.
- e) Bajar la herramienta de lavado hasta que asiente sobre el colgador de casing.
- f) Lavar sobre el cuello del colgador durante 10 minutos. Circular agua, presión máxima 50 psi.
- g) Retirar la herramienta de lavado.

## 5. Instalación Empaquetador 9-5/8”.

- a) Verificar que los sellos del empaquetador estén sin daños. Ante cualquier daño reemplazarlos.
- b) Asegurarse que todos los pernos de retención y de alineamiento del cabezal estén retirados hasta que liberen totalmente el pasaje.
- c) Lubricar la rosca y enroscar un tramo de maniobra 4-1/2” a la herramienta de instalación.
- d) Lubricar la rosca del empaquetador y enroscar la herramienta de instalación, 4 vueltas aproximadamente, en la rosca izquierda del empaquetador.
- e) Bajar el empaquetador través del BOP hasta que asiente sobre el colgador de casing con su ranura guía orientada con el perno de alineamiento del empaquetador o levemente desfasada a la derecha, debido a que luego solamente puede ser girado a la izquierda.
- f) Una vez que esté asentado el empaquetador sobre el colgador de casing se debe proceder a alinearlos. Para esto ajustar el perno de alineamiento del empaquetador hasta donde sea posible.
- g) Ajustar alternadamente los 6 pernos de retención del empaquetador.
- h) Probar los sellos superiores e inferiores del empaquetador a través de los agujeros de prueba del carretel. Máximo 3000 psi.
- i) Rotar la herramienta de instalación 4 vueltas a derecha para liberarla del empaquetador.
- j) El perno de alineamiento posee una arandela que funciona como sello adicional que, una vez instalado el empaquetador, debe ser activado aflojando totalmente a tope el perno y ajustando.

## 6. Instalación del colgador de tubing y brida adaptadora

- a) Verificar que todos los sellos del colgador estén sin daños. Ante cualquier daño reemplazarlo.
- b) Asegurarse de que todos los pernos de retención y el de alineamiento del colgador de tubing estén retirados hasta que liberen totalmente el pasaje.
- c) Lubricar las roscas del colgador y enroscarlo al tubing. La llave para enroscar debe colocarse en la zona inferior del colgador.
- d) Instalar en el colgador el cable de potencia y conector eléctrico de la bomba electrosumergible de acuerdo a las instrucciones dadas por el fabricante.
- e) Enhebrar el conector de la línea de control. Pasar la línea de control a través del colgador de tubing. Instalar los conectores pasantes superior e inferior en el colgador y ajustarlos.
- f) Verificar que el colgador y el alojamiento en el empaquetador estén limpios y no tengan partículas adheridas. Engrasar el colgador y los sellos con una grasa apropiada.
- g) Bajar el colgador a través del BOP lo más centrado posible hasta que asiente sobre el hombro del empaquetador.
- h) Hacer una marca en el tubing que coincida con la mesa rotatoria.
- i) Levantar el colgador aproximadamente 500mm (20”).
- j) Enroscar el perno de alineamiento del colgador de tubing hasta que la arandela haga tope en el carretel.
- k) Bajar lentamente el colgador lo más centrado posible hasta que el indicador de peso del equipo registre disminución de peso.
- l) Si la marca realizada al tubing se encuentre por encima de la mesa rotatoria, girar la sarta lentamente hasta que el peso vuelva al indicador, esto indica que la ranura guía del colgador coincide con el perno de alineamiento del carretel.
- m) Bajar lentamente el colgador hasta que la marca hecha en el tubing coincida con la mesa rotatoria, luego soltar todo el peso.

- n) Ajustar alternadamente a 180° los pernos de retención del colgador hasta que hagan tope con el colgador de tubing y ajustar fuertemente.
- o) Verificar que los aros de la boquilla estén bien colocados en su posición y que todos los sellos en las dos boquillas del colgador estén en buen estado.
- p) Colocar el anillo de junta y bajar la brida adaptadora lo más derecho posible y luego la brida giratoria.
- q) Colocar los espárragos y las tuercas. Ajustar las tuercas aplicando el torque especificado para la medida del espárrago que corresponda.
- r) Retirar el tapón para test en la brida adaptadora y conectar una bomba manual. Aplicar presión hidráulica para probar la hermeticidad de los sellos del colgador y el anillo de junta, máximo 3000 psi.
- s) El perno de alineamiento posee una arandela que funciona como sello adicional que, una vez instalado el colgador, debe ser activado aflojando totalmente a tope el perno y ajustando.

#### 4. INTRODUCCIÓN AL ANALISIS NODAL<sup>4</sup>

El análisis nodal es una técnica que permite analizar el efecto de cada componente de un sistema de producción facilitando, entre otras cosas, la optimización de la producción.

Para cada combinación de componentes, el análisis nodal permite conocer el comportamiento del sistema, lo cual ayuda a determinar el esquema óptimo a utilizar.

En el contexto de un análisis nodal, el sistema de producción es el conjunto de componentes existentes desde el yacimiento hasta el separador, y a través de los cuales viajan los fluidos de producción durante la explotación del yacimiento. Teóricamente hablando, el análisis permite llevar el estudio hasta el patio de tanques, pero a efectos de la optimización de producción se fija al separador como el punto más aguas abajo del sistema.

El transporte de estos fluidos (petróleo-gas-agua) requiere un suministro de energía, para poder vencer las pérdidas que se generan durante el traslado desde el yacimiento hasta el separador. Estas pérdidas de energía están asociadas a la fricción, al peso de la columna y a ciertos efectos de aceleración. Debe recordarse además, que en el yacimiento el flujo ocurre a través de un medio poroso.

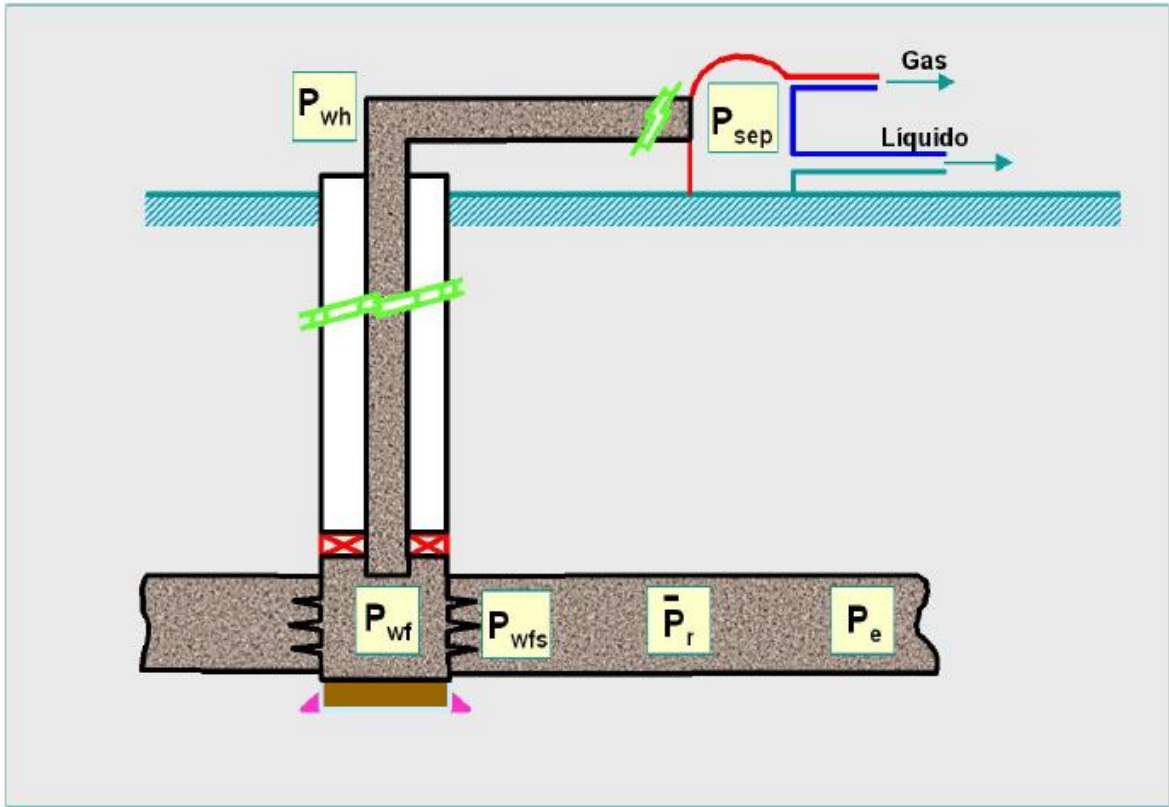
El yacimiento posee una enorme cantidad de energía que se manifiesta en forma de presión, la cual generalmente es suficiente para mantener al pozo fluyendo de manera natural por mucho tiempo. A medida que esta energía declina, se hace necesario utilizar métodos de levantamiento artificial y/o recuperación secundaria.

En un sistema de producción la presión va disminuyendo desde el yacimiento hacia el separador.

---

<sup>4</sup> Curso de Levantamiento Artificial. Caracas: INTEVEP, 2006.

Figura 29. Sistema de producción



Fuente: Schlumberger. Well Performance Manual. 2006

Esta caída de presión total es la sumatoria del  $\Delta P$  en cada componente. Para rangos de tiempo razonablemente cortos, la caída de presión total en el sistema de producción es constante. Esto se debe a que tanto la presión estática del yacimiento como la presión de separación son esencialmente constantes en un momento dado la vida del pozo.

$$\Delta P_{TOTAL} = \bar{P}_R - P_{sep} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \dots + \Delta P_n$$

Generalmente las pérdidas de presión encontradas están asociadas a:

- Flujo en el yacimiento
- Flujo a través de las perforaciones
- Flujo a lo largo del tubing
- Flujo a través del estrangulador (si existe)

- Flujo a lo largo de la línea de flujo

El hecho de que el  $\Delta P$  total sea esencialmente constante, a pesar de que cada componente tenga un  $\Delta P$  variable determina que si existen un componente con un  $\Delta P$  muy alto, el resto de los componentes tendrán un “ $\Delta P$  disponible” bajo, por lo que el caudal a través del sistema de producción será bajo. Este fenómeno origina lo que comúnmente se denomina “cuello de botella”, con un efecto negativo sobre el comportamiento del sistema.

#### 4.1 Flujo Multifásico en tuberías

El estudio de flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de flujo en la superficie. Entre las correlaciones para el flujo multifásico que cubre amplio rango de tasa de producción y todos los tamaños típicos de tuberías se encuentran, para el flujo horizontal: Beegs & Brill, Ducklery colaboradores, Eaton y colaboradores, etc. Y para flujo vertical: Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Orkiszewski, Beegs & Brill, Ansari, etc.

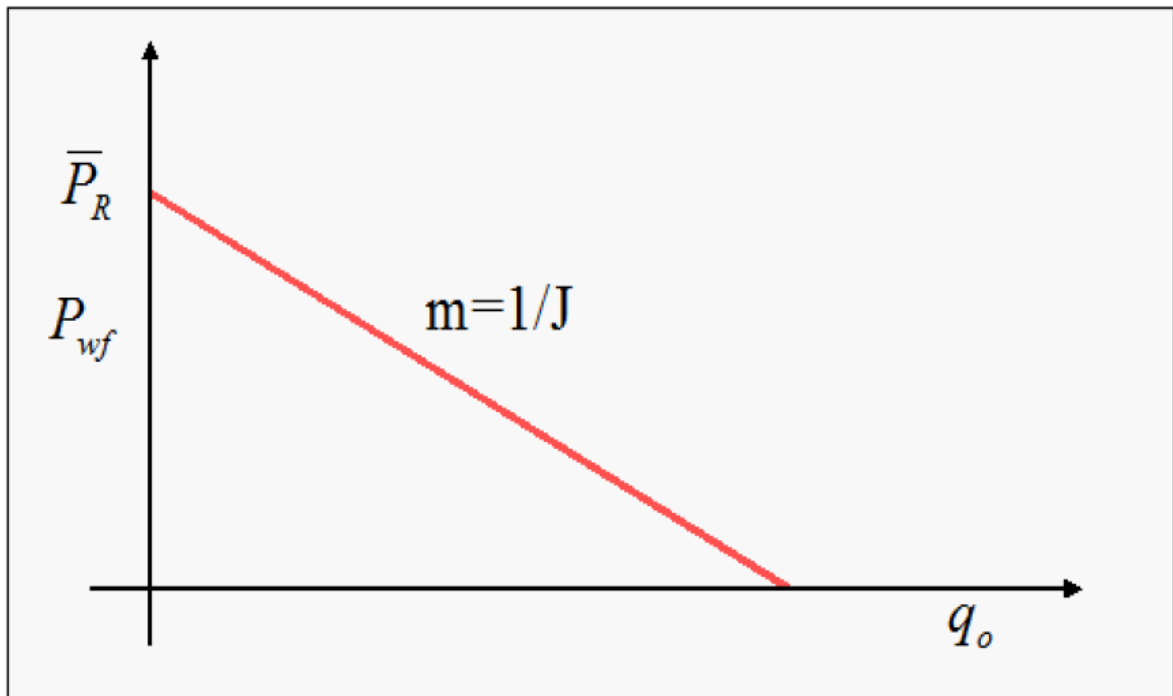
**4.1.1 Índice de productividad (IP).** El índice de productividad es un parámetro muy importante en la descripción del comportamiento de afluencia, y ampliamente utilizado en la industria petrolera mundial. Está definido por la siguiente expresión:

$$J = IP = \frac{q_0}{P_R - P_{wf}} \quad (1)$$

Es decir, el índice de productividad es el cociente entre la tasa de producción y el diferencial de presión que ocurre en la arena productora. Si se utilizan valores

promedio para la función de presión (por los motivos anteriormente citados), y se construye una gráfica de Presión versus Caudal se obtendrá un comportamiento lineal como el que se muestra a continuación.

**Figura 30. Representación gráfica del índice de productividad**



**Fuente:** HIRSCHFELDT. Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis nodal. 2009.

Como puede observarse en la gráfica anterior, bajo estas condiciones el índice de productividad es constante, y representa el inverso de la pendiente de la recta anterior.

**4.1.2 Concepto IPR.** Históricamente el primer intento para construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo o IPR (Inflow Performance Relationship), resultó de la suposición de que el IPR era una línea recta. Este se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. Gilbert, en 1954 fue el primero en proponer esta relación. Gilbert realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dio cuenta que esto solo se cumplía cuando la  $P_{wf}$  se encontraba por encima del punto de burbuja o presión de saturación, mientras que para la mayoría de los pozos, los cuales su  $P_{wf}$  estaba por debajo del punto de burbuja, la IPR graficada formaba una curva debido a que la fase gaseosa presente en el aceite tenía un efecto en la producción.

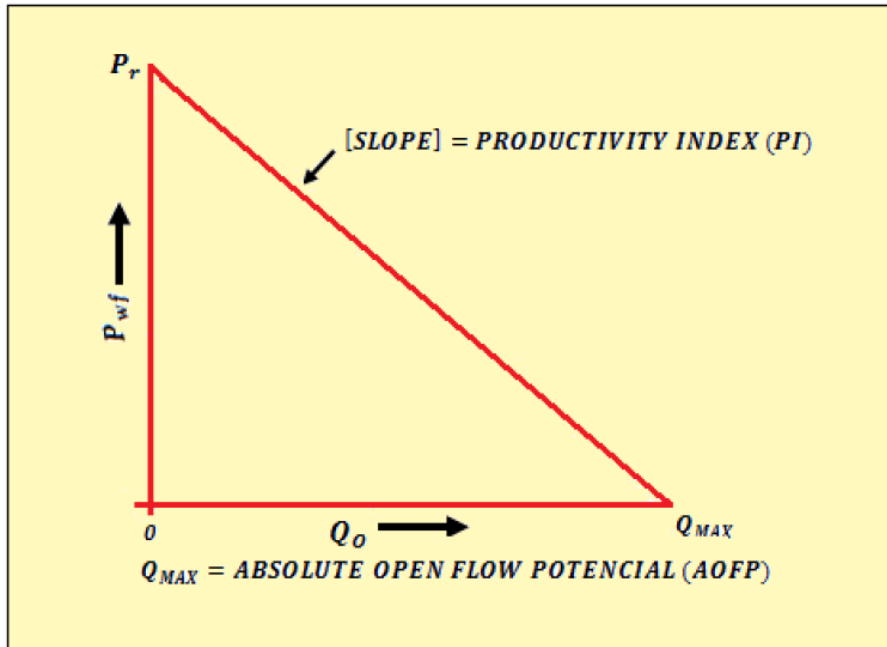
Para un yacimiento con empuje asociado a un acuífero activo, el IP permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja, debido a que no existe gas liberado en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas de aceite y del agua. El IPR se define en el rango de presión desde la presión promedio del yacimiento y la presión atmosférica<sup>5</sup>.

El caudal correspondiente a la presión atmosférica, como la presión dinámica de fondo, se define a flujo potencial completamente abierto al pozo ( $Q_{max}$ ), mientras que el caudal a la presión promedio del yacimiento en fondo, es siempre cero. Una relación de performance de injlujo típica IPR es la presentada en la siguiente figura:

---

<sup>5</sup> HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal. 2009.

**Figura 31. Inflow performance relationship**



**Fuente:** HIRSCHFELDT, Marcelo. Conceptos de Well Performance. 2008.

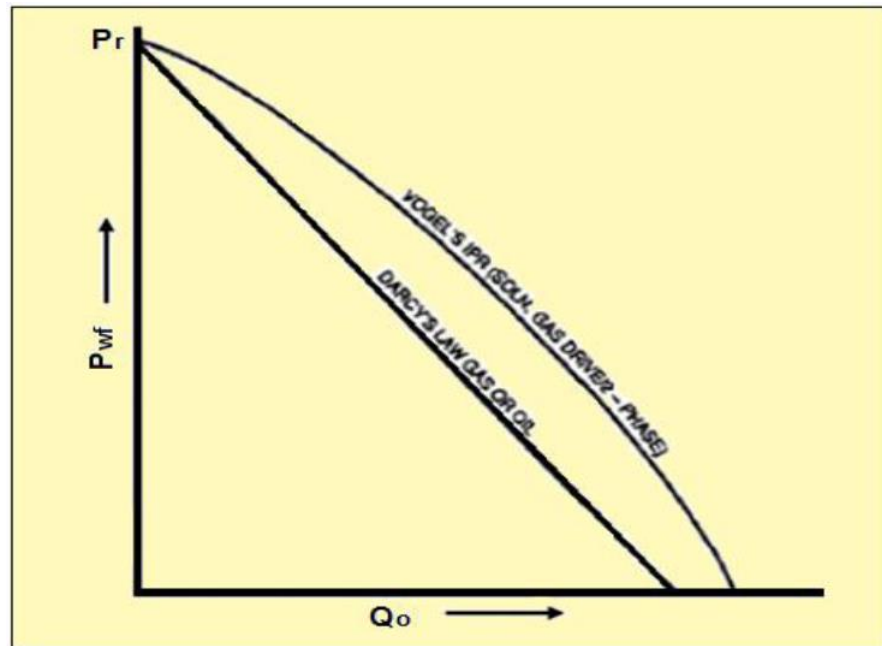
**4.1.3 Método de Vogel.** En el caso del flujo bifásico, donde la presión promedio del yacimiento está por debajo de la presión del punto de burbuja, es recomendado el IPR de Vogel. Esta ecuación es:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2)$$

La curva del IPR puede ser generada cualquiera sea, el caudal máximo ( $Q_{max}$ ), como así también la presión promedio del yacimiento ( $P_{estática}$ ) y el caudal ( $Q_o$ ) a la correspondiente presión dinámica.

Para cualquier caso, se necesita realizar un ensayo de recuperado de presión (Build Up) para conocer  $P_R$  y también se debe realizar un ensayo de flujo por orificio calibrado, para conocer el caudal entregado por la formación.

**Figura 32. IPR para flujo bifásico**



**Fuente:** HIRSCHFELDT, Marcelo. Conceptos de Well Performance. 2008.

**4.1.4 Método de Vogel compuesto.** El IPR compuesto es una combinación de índices de productividad. Se basa en la ley de Darcy cuando las presiones del yacimiento están por encima de la presión del punto de burbuja, y cuando la presión está por debajo de esta, se utiliza el IPR de Vogel. Este IPR se utiliza particularmente cuando la presión del yacimiento  $P_R$  está por encima de la presión de burbuja y la presión dinámica de fondo  $P_{wf}$  está por debajo.

Por lo tanto,

✓ Para  $P_{wf} \geq P_b$

$$q_o = PI(P_r - P_{wf}) \quad (7)$$

✓ Y para  $P_{wf}$

$$q_o = \left( q_b + \left( \frac{PI \times P_b}{1,8} \right) \right) \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (3)$$

Hay que considerar que el IPR calculado por la ecuación de Vogel es independiente del factor skin y por lo tanto este es aplicado únicamente a pozos que no tienen daño. Standing extendió las curvas de IPR de Vogel para poderlas aplicar a pozos con daños o estimulados.

## 5. CRITERIO DE SELECCIÓN DE POZO

Con el fin de seleccionar de manera adecuada los pozos cuyas condiciones permitan la implementación del sistema de completamiento inteligente y poder realizar el estudio de viabilidad técnica y financiera, se creó una metodología para escoger de manera óptima los pozos a los cuales se le aplicará lo anteriormente expuesto. Dicha metodología se explica a continuación.

### 5.1 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

**5.1.1 Recopilación de información.** En primer lugar se buscará información de los pozos en campo Colorado, recopilando características de cada uno, presiones, caudales, sistemas de levantamientos utilizados. Una vez obtenida la información anteriormente expuesta. Se organizará la información con el fin de determinar los parámetros bases de selección de los pozos.

Para realizar la selección de las arenas con mayores potenciales de producción de hidrocarburos, fue necesario hacer una serie comparaciones entre ellas (arenas A, B, C, D y E) teniendo en cuenta el parámetro mencionado anteriormente. La formación Mugrosa es la que más produce, por tal motivo la selección de las arenas se hará en esa zona.

Una vez realizada las analogías entre las diferentes arenas que producen en campo Escuela Colorado, se llegó a la conclusión que las arenas B y C son las que más cumplen con el criterio de selección, es decir, las que mayor producción Tienen. En la siguiente tabla se muestra las propiedades de las arenas B y C de la formación Mugrosa

**Tabla 3. Características de las arenas B y C**

FORMACIÓN MUGROSA			
PARÁMETROS	ZONA B	ZONA C	Unidad
Tipo de fluido	Black Oil		-
Área	4225		Acres
Espesor de arena neta	116	114	ft.
Profundidad promedia	2000	3500	ft.
Presión estática	900	3000	psi
Temperatura de yacimiento	114	174	°F
API promedio	41.2	39.7	API
Presión de burbuja	648	2078	psi
Viscosidad @ Pb	1.64	0.462	cP
Bo @ Pb	1.091	1.401	RB/STB
Rs @ Pb	140	648	SCT/STB
Porosidad	13.2	17.6	%

**Fuente:** Informe Campo Escuela Colorado.

Mediante la selección de las arenas con las que se va a trabajar se procede a realizar la selección del pozo para la aplicación de la tecnología de completamiento inteligente.

**5.1.2 Selección del pozo.** Después de recopilada la información de los pozos, se seleccionará los pozos cuyas características permitan la adecuada implementación del completamiento inteligente. El parámetro fundamental para la selección del pozo es que éste tenga más de una arena productora.

**5.1.3 Análisis de pozos para instalar un completamiento inteligente.** Para poder concluir si un pozo es apto o no para instalar un completamiento inteligente se realiza un procedimiento que permite realizar un análisis eficaz del pozo y de las zonas de con alto potencial de hidrocarburo, para esperar un funcionamiento óptimo de los mismos, luego seleccionado el pozo se analizarán las características propias del pozo y sus zonas.

**5.1.4 Proceso de elección de candidatos a pozos para completamiento inteligente.** Para la selección de un pozo candidato se planteará un objetivo, sus problemas y limitaciones, se define el proceso ideal de explotación, se diseña una arquitectura de completamiento previa y se hacen los respectivos cambios a la tubería de producción para saber si se aumenta la producción o aumenta el factor de recobro, una vez alcanzado el objetivo, se procede a evaluar el proyecto desde el punto de vista de rentabilidad para comprobar si esta es mayor o igual a la deseada, si no lo es entonces se debería considerar otra alternativa de tecnología, pero de ser positiva se procede a ejecutar el proyecto de completamiento inteligente.

**5.1.5 Información requerida.** Una vez que un pozo es seleccionado, se debe contar con cierta cantidad de información para obtener características del pozo y sus zonas productoras, y realizar el análisis conveniente para la instalación de un completamiento inteligente.

Entre los datos que se necesitan y que son básicos para la realización de un diseño de completamiento inteligente están los datos generales que contienen el tipo de pozos, configuración del pozo, ubicación del pozo, si es vertical o desviado, que tipo de levantamiento artificial posee, detalles de la tubería de producción (tamaño, peso, grado), detalles de la tubería de revestimiento (tamaño, peso,

grado), tipo del completamiento del yacimiento. En la siguiente tabla se muestra las características de los pozos en estudio.

**Tabla 4. Características de los casing de producción instalados en los pozos de estudio.**

POZO	OD (in)	ID (in)	PESO (lbm/Ft)	GRADO	TIPO DE ROSCA
COL - 03	6 5/8	5,921	24	J - 55	JTS
COL - 55	5 1/2	4,950	15,5	J - 55	JTS
COL - 59	5 1/2	4,950	15,5	J - 55	JTS
COL - 40	6 5/8	5,921	24	J - 55	JTS
COL - 75	5 1/2	4,950	15,5	J - 55	JTS
COL - 67	5 1/2	4,950	15,5	J - 55	JTS
COL - 56	5 1/2	4,950	15,5	J - 55	JTS

Entre otros datos que se utilizan para el análisis nodal están los del yacimiento, que a su vez se subdividen en propiedades de los fluidos como la gravedad API, relación gas petróleo, gravedad específica del gas, presiones, corte de agua, gravedad específica del agua.

Luego están las propiedades del pozo como la profundidad de referencia, tope y base de las zonas productoras, tope y base de las perforaciones, espesores netos de las zonas productoras, permeabilidad, porosidad, radio de drenaje, diámetro del hueco, profundidad total, presión y temperatura del yacimiento, presión y temperatura de superficie. En la tabla 5 se ilustra las propiedades generales de los pozos en estudio.

**Tabla 5. Características de los pozos en estudio**

POZO	ARENA	Q <sub>o</sub> (BOPD)	PETROLEO			AGUA		GAS
			API	μ <sub>o</sub> (CP)	Boi (Bbl/d)	Salinidad	Grav. Especif	Grav. Especif
COL - 03	C	6,93	39,7	0,462	1,401	-	1	1,14
COL - 55	B - C	41,6	41,2 - 39,7	1,64 - 0,462	1,091 - 1,401	-	1	0,7
COL - 59	B - C	33,5	41,2 - 39,7	1,64 - 0,462	1,091 - 1,401	-	1	0,87
COL - 40	B - C	28,7	41,2 - 39,7	1,64 - 0,462	1,091 - 1,401	-	1	0,68
COL - 75	C	5,83	39,7	0,462	1,401	-	1	0,73
COL - 67	B - C	23,2	41,2 - 39,7	1,64 - 0,462	1,091 - 1,401	-	1	0,72
COL - 56	B	5,92	41,2	1,64	1,091	-	1	0,66

También se requiere información de las pruebas de presión (PBU) como la presión de fondo fluyendo, la relación gas-petróleo, la presión de cabeza, caudal de producción, la relación gas-liquido, corte de agua, el daño y el índice de productividad. Por último están los datos de las condiciones de operación que realmente produce el pozo como el caudal producido, la relación gas – petróleo producido, el corte producido, y las presiones de cabeza, y de fondo fluyendo.

**Tabla 6. Presiones en las arenas en los pozos de estudio**

POZO	ARENA	Pr (PSI)	Pb (PSI)	Pwf (PSI)
COL - 03	C	1200	2078	376
COL - 55	B – C	1200	648 - 2078	433,6
COL - 59	B – C	1200	648 - 2078	352
COL - 40	B – C	1200	648 - 2078	40,7
COL - 75	C	1200	648	190,6
COL - 67	B – C	1200	648 - 2078	707,3
COL - 56	B	1200	648	286,2

**Tabla 7. Temperaturas de las arenas en los pozos de estudio**

POZO	ARENA	T (F)
COL - 03	C	174
COL - 55	B - C	114 - 174
COL - 59	B - C	114 - 174
COL - 40	B - C	114 - 174
COL - 75	C	174
COL - 67	B - C	114 - 174
COL - 56	B	114

Una vez realizado el estudio de cada uno de los pozos y analizar cuál de ellos era el que mejor se acoplaba a las condiciones deseadas tales como tener más de una arena productora y ser el de mayor producción diaria, se tomó la decisión de elegir el siguiente:

**Tabla 8. Propiedades del pozo seleccionado**

POZO COL - 55		
ARENA	B - C	
API	41,2 - 39,7	
Qo	41,6	BOPD
$\mu_o$	1,64 - 0,462	CP
Bo	1,091 - 1,401	BBL/D
GEw	1	
GEg	0,7	
Pr	1200	PSI
Pb	648 - 2078	PSI
Pwf	433,6	PSI
Temperatura	114 - 174	°F

Mientras que el conocimiento de las reservas de hidrocarburos es importante, también es necesario saber, ¿cuánto, y a qué costo?, el recurso puede ser

comprado en el mercado. Esta es una primera tarea de los ingenieros de yacimiento, en conjunto con los ingenieros de producción, para analizar y diseñar la estrategia más efectiva para predecir el comportamiento de producción del reservorio con el tiempo.

## 5.2 CONDUCTIVIDAD DEL POZO (KH).

La conductividad (KH) gobierna que tan rápido los fluidos pueden fluir al pozo. Por lo cual es un parámetro a tener en cuenta para diseñar el espaciamiento y el número de pozos. A continuación se presenta la tabla con todas las propiedades de las arenas, también se realizó pruebas de presión PBU para determinar Cd (coeficiente de almacenamiento), pendiente (m), permeabilidad (K) y conductividad (KH).

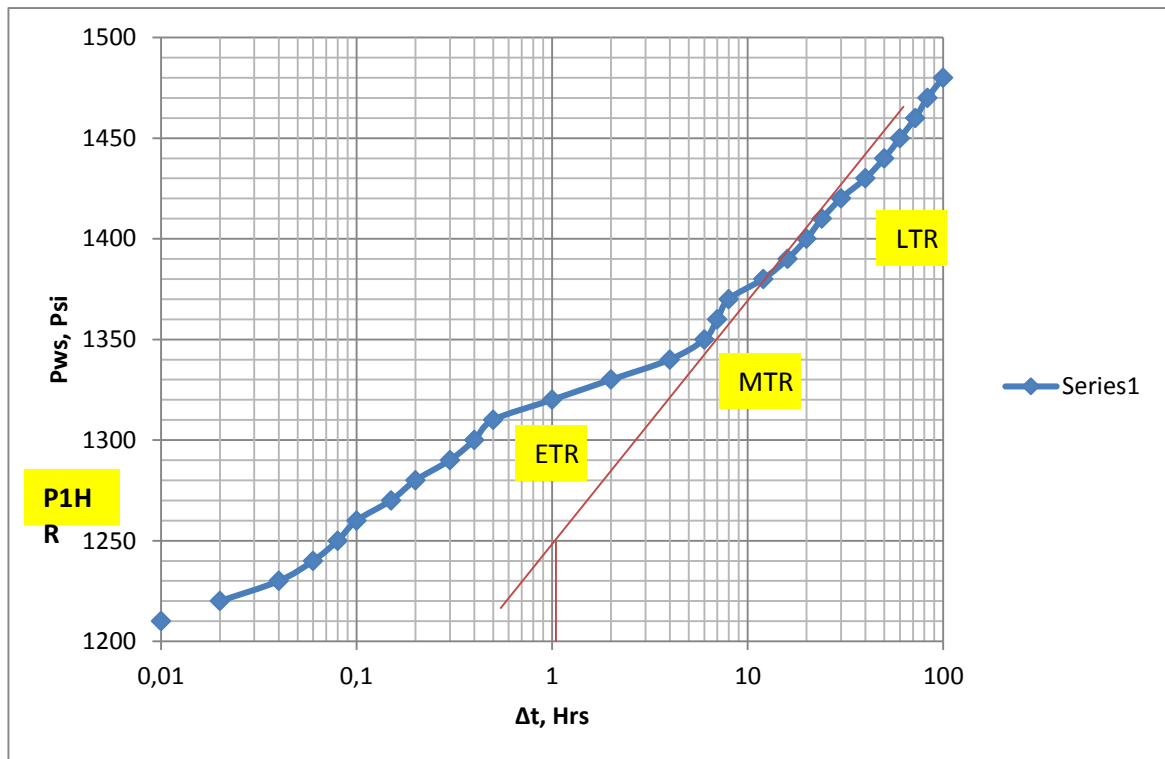
**Tabla 9. Propiedades de las arenas**

PROPIEDAD	ZONA B	ZONA C	Unidades
Espesor neto, h	50	57	ft
porosidad, $\phi$	15,7	14,5	%
viscosidad, $\mu$	1,64	0,462	cP
factor volumétrico, Bo	1,091	1,401	Bbl/STB
Saturación de agua, Swi	0,4	0,4	%
°API Promedio	41,2	39,7	°API
Densidad del aceite, $\rho_o$	51,1	51,55	Lb/ft <sup>3</sup>
Gravedad específica gas, $\gamma_g$	0,958	0,937	%
Presión de burbuja, Pb	648	2078	Psi
Relación gas-aceite, GOR	140	648	Pc/Bbl
Compresibilidad total, Ct	1,7*(10 <sup>-5</sup> )	1,5*(10 <sup>-5</sup> )	PSI <sup>-1</sup>
Temperatura prom. yac, T	114	174	°F
Aceite original	20,062	37,336	MMBbl
Área	643	1083	acres
Profundidad Promedio	1800	3500	ft
radio del pozo, rw	0,45		ft
radio de drenaje, re	2985,9	3875,1	ft
Área	28009080	47175480	ft

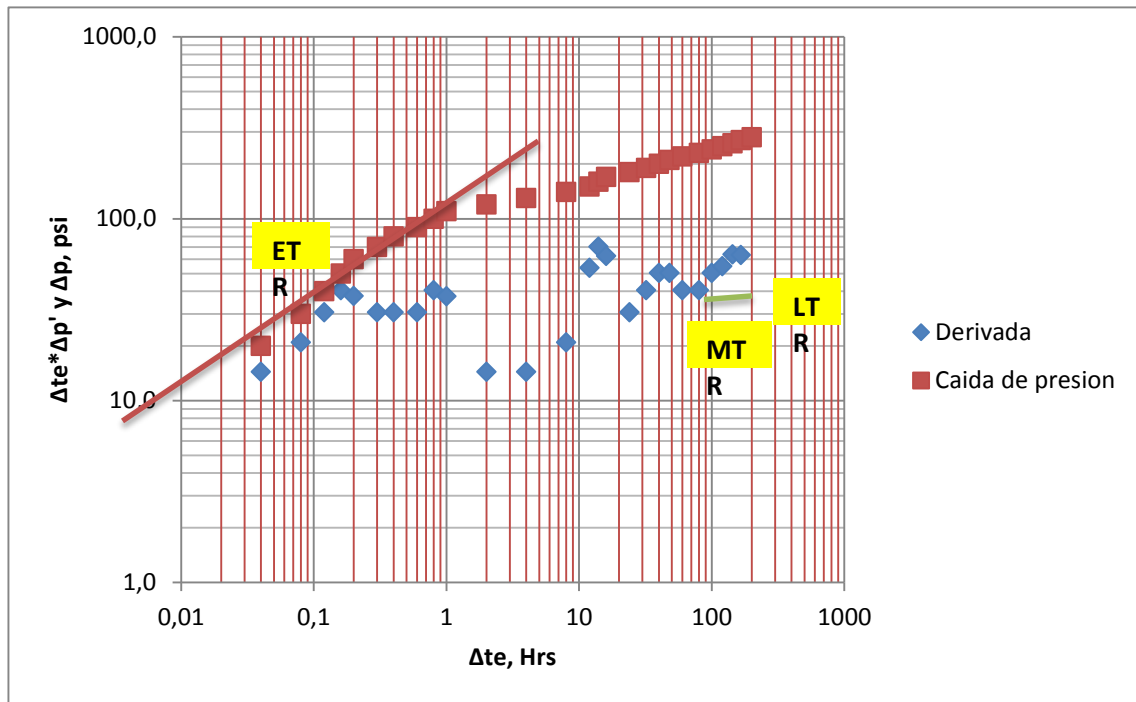
**5.2.1 Análisis de la prueba de restauración de presión (PBU).** El análisis de la prueba de restauración de presión se basa ampliamente en un procedimiento gráfico sugerido por horner, el cual para desarrollar su método se basó en la suposición de una prueba ideal, donde el yacimiento actúa como infinito, homogéneo e isotrópico que contiene un fluido en una sola fase, ligeramente compresible y con propiedades constantes, cualquier daño o estimulación se considera concentrado en la cara del pozo y al instante del cierre el flujo dentro del pozo cesa totalmente.

Los resultados obtenidos Con la prueba de ascenso de presión (PBU) y las gráficas se muestran a continuación la duración de la prueba PBU duro 100 horas.

**Gráfica 1. Gráfica MDH**



**Gráfica 2. Gráfico derivada LOG-LOG**



De la gráfica de horner calculamos la pendiente ( $m$ ) que describe una línea recta para todos los tiempos en una prueba de restauración de presión (PBU) ideal.

$$m = -162.6 \frac{qB\mu}{kh} \quad (4)$$

$$mb = 109.32 \text{ psi/ciclo}$$

$$mc = 105.89 \text{ psi/ciclo}$$

El análisis de la región de tiempo medio, MTR, es útil para calcular la permeabilidad promedio,  $K_j$ , a partir de los datos obtenidos en una prueba de ascenso, la cual es válida únicamente si se alcanza el estado pseudos-estable durante el periodo de producción a partir de la siguiente ecuación.

$$Kj = \frac{141.2qB\mu\left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}\right)}{h(P-P_{wf})} \quad (5)$$

$$K_{jb} = 1.067 \text{ md}$$

$$K_{jc} = 0.651 \text{ md}$$

Calculados estos valores obtenemos KH:

$$KH = 162.6 \frac{qB\mu}{m} \quad (6)$$

$$KH = 53.38 \text{ md. ft}$$

$$KH = 37.10 \text{ md. ft}$$

Con estos resultados sabremos cuanto es el aporte de cada formación el KH de la formación B es de 53.38 md.ft es la formación que más aporta con 20.8 Bbls y la formación C con un KH de 37.10 aporta 13.2 Bbls para un total de 34 Bbl/d y un potencial de 41.6 Bbls/d que es el aporte del pozo.

Un punto a tener en cuenta es que las producciones de las arenas B y C no se pueden tomar como una sola, pero en este caso se realiza una excepción debido a que el bombeo mecánico trabaja en conjunto con el completamiento inteligente y este último tiene la capacidad de regular los flujos de las arenas.

## 5.3 CÁLCULOS PARA EL DISEÑO DEL BOMBEO MECANICO

### 5.3.1 Principio físico.

#### Principio de flotación de Arquímedes

El principio de flotación de Arquímedes es una consecuencia de las leyes de la mecánica de fluidos. Cuando un cuerpo está total o parcialmente sumergido en un fluido (líquido o gas) en reposo, el fluido ejerce una presión hidrostática proporcional a la profundidad de cada punto que está en contacto con el fluido, las presiones ejercidas sobre las caras laterales se neutralizan mutuamente, en cambio, la presión es mayor en las partes sumergidas a mayor profundidad que la presión aplicada sobre la cara superior del cuerpo. La resultante de todas las fuerzas es una fuerza de flotación, esta fuerza actúa verticalmente hacia arriba y es llamada el empuje sobre el cuerpo sumergido.

*“todo cuerpo total o parcialmente sumergido en un fluido recibe un empuje vertical ascendente con una fuerza de flotación que es igual al peso del fluido desalojado por dicho cuerpo”*

**5.3.2 Carrera efectiva del pistón.** El volumen de petróleo manejado durante cada stroke del pistón de la bomba no depende de la longitud de la carrera del vástago pulido si no del movimiento relativo del pistón en el working barrel. Las carreras del pistón y del vástago pulido difieren debido a que las varillas y el tubing se estiran, por el sobreviaje del pistón debido a la aceleración. La carga del fluido es transmitida alternadamente puesto que la válvula estacionaria y la viajera se abren y cierran durante el ciclo de bombeo originando deformaciones en las varillas y tubing. En la carrera descendente la válvula estacionaria está cerrada y la viajera abierta. En la carrera ascendente la válvula viajera se cierra y la estacionaria se abre.

**5.3.3 Método API Modificado.** Este método fue desarrollado por un grupo de productores y fabricantes para entender más acerca del complejo comportamiento de los sistemas de bombeo mecánico. La API publicó el resultado de este estudio como “recommended practice 11L”. Desde su aparición, la API RP-11L se ha convertido en el método de diseño más popular, sin embargo, el método tiene muchas limitaciones debido a las suposiciones realizadas cuando fue desarrollada.

### 5.3.4 Modelamiento matemático

**5.3.4.1 Ecuación balance de fuerzas de la sarta.** Este método requiere el uso de computadoras para resolver el modelo de la ecuación de onda para una sarta de varilla. Este método no tiene las limitaciones del API RP 11L, sin embargo, debido a su complejidad no goza de tanta popularidad como la API RP 11L.

Usando la segunda ley de Newton:

$$F_x - F_{x+x} + W - F_d = m \frac{\partial \mu^2}{\partial t^2} \quad (7)$$

$W$  = el peso sumergido del elemento.

$F_x$  = fuerza de tensión que representa el halado del elemento hacia arriba.

$F_x + D_x$  = fuerza de tensión que representa el empuje del elemento.

$F_d$  = fuerza de amortiguamiento opuesto al movimiento del elemento, la cual resulta del efecto del fluido y de fricción.

**5.3.4.2 Ecuación de onda, Gibbs.** Sabiendo que la sarta de varillas está sometida a una deformación elástica, aplicamos la ley de Hooke:

$$S = E \frac{\partial \mu}{\partial x} \quad (8)$$

Dónde:

$E$  = modelo de Young del material de la varilla.

$\frac{\partial \mu}{\partial x}$  = esfuerzo de la varilla.

Usando la ecuación anterior definido para el esfuerzo en la varilla y sustituyendo en la ecuación y obtenemos:

$$F_x = S_x A \quad (9)$$

$$F_{x+\Delta x} = S_{x+\Delta x} A \quad (10)$$

Dónde:

$S_x$  y  $S_{x+\Delta x}$  = esfuerzo en la cabilla en las secciones  $x$  y  $\Delta x$

$A$  = área de la sección transversal de la varilla.

$$(S_{x+\Delta x} - S_x)A - F_d = m \frac{\partial^2 \mu}{\partial t^2} \quad (11)$$

Ecuación de onda de Gibbs:

$$EA \frac{\partial^2 \mu(x,y)}{\partial t^2} + \rho A g - B \frac{\partial \mu(x,t)}{\partial t} = -\rho A \frac{\partial^2 \mu}{\partial t^2} \quad (12)$$

Dónde:

$E$  = modelo de Young de la varilla.

$A$  = área de la sección transversal de la varilla.

$$\frac{\partial \mu}{\partial x} = \text{esfuerzo de la varilla.}$$

P = densidad del material de la varilla.

Pap = Densidad aparente.

G = constante gravitacional.

B b/Δx = donde b es el coeficiente de disipación viscosa.

$$\frac{\partial^2 \mu}{\partial t^2} = \text{aceleracion del elemento en la direcion axial.}$$

### 5.3.5 Diseño del bombeo mecánico

**Tabla 10. Datos de diseño del bombeo mecánico**

Qo	41,6	Bbl/d
Pwf	433,6	Psi
Profundidad del pozo	5789	Ft
Asentamiento de la bomba	3000	Ft
Gravedad Especifica	0,82	Lb/Ft <sup>3</sup>
API	41	
Rp	0,54	
SPF	2	
Nivel del fluido	2563,6	Ft
Velocidad bombeo	18	SPM
Varilla	3/4	Pulgadas
Longitud de carrera	48	Pulgadas
Diámetro pistón	1 1/2	Pulgadas
Diámetro tubing	2 7/8	Pulgadas

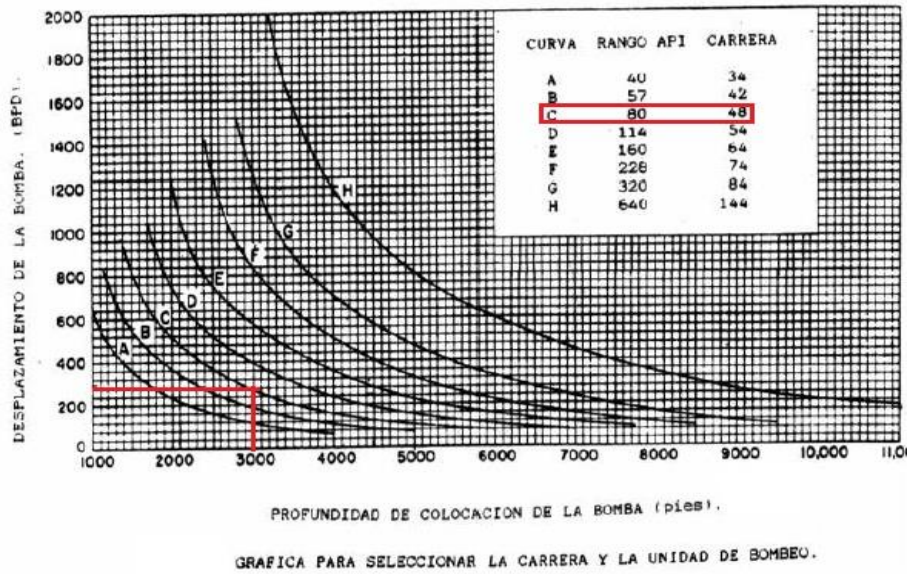
Con la siguiente tabla elegimos la profundidad de asentamiento de la bomba, diámetro del pistón, diámetro de la varilla y velocidad de la bomba.

**Tabla 11. Datos para diseño de unidades API tamaño 80 con 48 plg de carrera**

DATOS PARA DISEÑO DE UNIDADES API TAMAÑO 80 CON 48 plg DE CARRERA				
PROF. BOMBA pie	DIA. DEL ÉMBOLO plg	DIA. DE LA TUB. plg	DIA. DE LAS VAR. plg	VELOCIDAD DE BOMBEO spm
1400-1550	2 ¾	3	1/8	24 – 19
1550-1700	2 ½	3	1/8	24 – 19
1700-2200	2 ¾	2 ½	¾	24 – 19
2200-2600	2	2 ½	¾	24 – 19
2600-3000	1 ¾	2 ½	¾	23 – 18
3000-4100	1 ½	2	5/8 – ¾	23 – 18
4100-5000	1 ¾	2	5/8 – ¾	21 – 17
5000-6000	1	2	5/8 – ¾	19 – 17

**Fuente:** Manual de selección de unidad bombeo mecánico.

### Gráfica 3. Selección de carrera y unidad de bombeo



Fuente: Manual de selección de unidad bombeo mecánico

Peso de las varillas en el aire ( $W_r$ ): para un peso de la varilla en el aire igual a 1.63 Lbs/ft tabulado en tablas, para calcular el peso total de la sarta ( $w$ ).

$$W = \text{Longitud de la sarta} * \text{peso por unidad de longitud} \quad (13)$$

$$W = 3000ft * 1.63 \text{ Lbs/ft}$$

$$W = 4890 \text{ Lbs}$$

Peso de las varillas en el fluido: se calcula el peso de la varilla en flotación, como la sarta está sumergida en un fluido con gravedad específica 0.82, su peso será menor debido a la flotabilidad.

$$W_{rf} = W * (1 - 0.128 * \gamma) \quad (14)$$

Dónde:

$W_{rf}$  = peso total varilla en flotación, Lbs

$W$  = peso total varilla en el aire, Lbs

$G$  = gravedad específica del fluido, adimensional

$$W_{rf} = 4890 \text{ Lbs} * (1 - 0.128 * 0.82)$$

$$W = 4376 \text{ Lbs}$$

Carga del fluido sobre las varillas: se calculó la carga diferencial del fluido sobre el área total del pistón.

Dónde:

$F_o$  = carga del fluido sobre la bomba.

$G$  = gravedad específica del fluido.

$H$  = profundidad de levantamiento.

$D$  = Diámetro del pistón.

$$F_o = 0.34 * \gamma * D^2 * H \quad (15)$$

$$F_o = 0.34 * 0.82 * (1.5)^2 * 3000$$

$$F_o = 1882 \text{ Lbs}$$

Calculo del estiramiento de la varilla adimensional, (Fo/SKr): se calculó el estiramiento de la varilla real producido por la carga de fluido, expresado en fracción de la carrera de la varilla pulida.

La constante elástica de la sarta de varillas (Er)

$$Er = 0,883 * 10^{-6} \frac{\text{Pulg}}{\text{Lbsft}} \quad (16)$$

Estiramiento total de la sarta de varillas

$$\frac{1}{Kr} = Er * L \quad (17)$$

$$\frac{1}{Kr} = 0.883 * 10^{-6} * 3000$$

$$\frac{1}{Kr} = 0.002649 \frac{\text{Pulg}}{\text{Lbs}}$$

A 3000 ft la varilla se estiraran  $2.649 * 10^{-3}$  pulgs por cada libra aplicada sobre ellas. Ahora podemos calcular la relación adimensional de estiramiento.

$$\frac{Fo}{SKr} = \frac{1882 * 0.002649}{48}$$

$$\frac{Fo}{SKr} = 0.1038$$

Esto quiere decir, que a los 3000 ft la varilla se estirara alrededor del 10.38 % de la carrera de superficie, cuando levanta 1882 Lbs de carga de fluido.

La carrera del pistón (SP) será:

$$SP = \text{longitud de carrera} - \text{estiramiento} \quad (18)$$

$$SP = 48 - 10.38 = 37.61 \text{ Pulgs}$$

La relación de velocidad de bombeo adimensional ( $N/No'$ ). Este factor es el coeficiente entre la velocidad de bombeo y la frecuencia natural de las varillas.

$$\frac{N}{No'} = \frac{N * L}{245000 * Fc} \quad (19)$$

Despejando  $No'$ :

$$No' = \frac{245000 * Fc}{L}$$

$$No' = \frac{245000 * 1}{3000}$$

$$No' = 81.66 \text{ cpm}$$

La sarta utilizada vibrara naturalmente (si no existe fricción) a razón de 81.66 ciclos/min.

Igualmente la velocidad de bombeo adimensional, para la sarta  $\frac{3}{4}$ ", será:

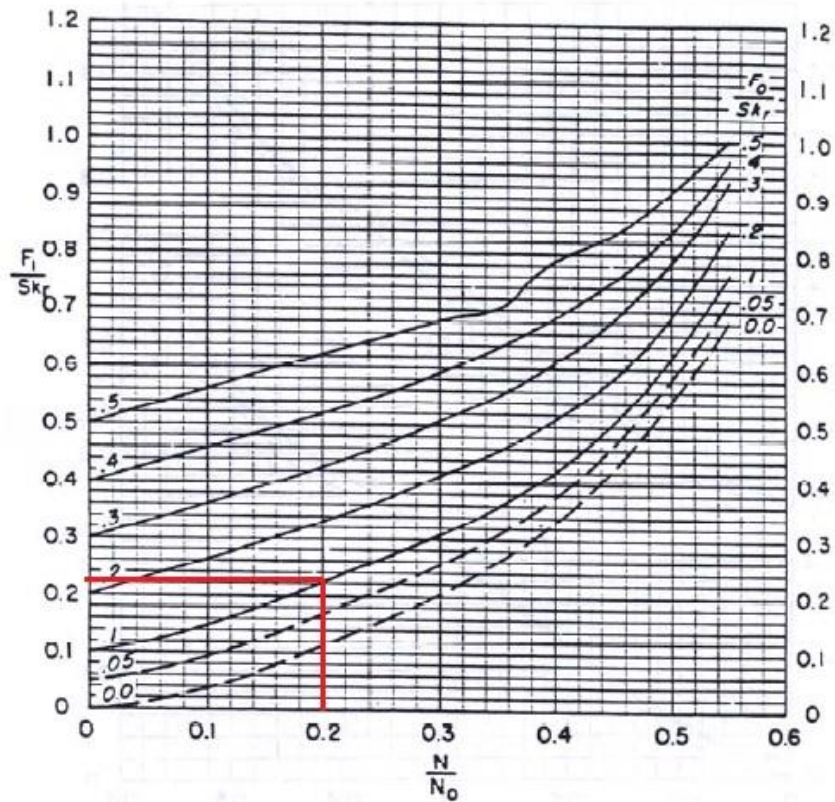
$$\frac{N}{No} = \frac{18 * 3000}{245000 * 1}$$

$$\frac{N}{No'} = 0.2204$$

La relación de bombeo ( $N/No$ ) significa que la velocidad de 18 gpm es el 22.04 5 de la frecuencia natural da la sarta ( $\frac{3}{4}$ ") de 81 cpm.

En la siguiente grafica nos permite obtener una relación adimensional ( $F1/SKr$ ), se utiliza para calcular la carga máxima en la varilla pulida.

**Gráfica 4. Relación adimensional (F1/SKr) para calcular carga máxima en la barra pulida**



**Fuente:** Manual de selección de unidad bombeo mecánico

De esta grafica obtenemos la relación  $\frac{F1}{SKr} = 0.22$ . Entonces:

$$F1 = 0.22 * SKr \quad (20)$$

$$F1 = 0.22 * \left(\frac{48}{0.002649}\right)$$

$$F1 = 3986 \text{ Lbs}$$

Calculado F1 y la relación (F1/SKr) se obtiene la carga máxima en la varilla pulida (PPRL).

$$PPRL = Wrf + F1 \quad (21)$$

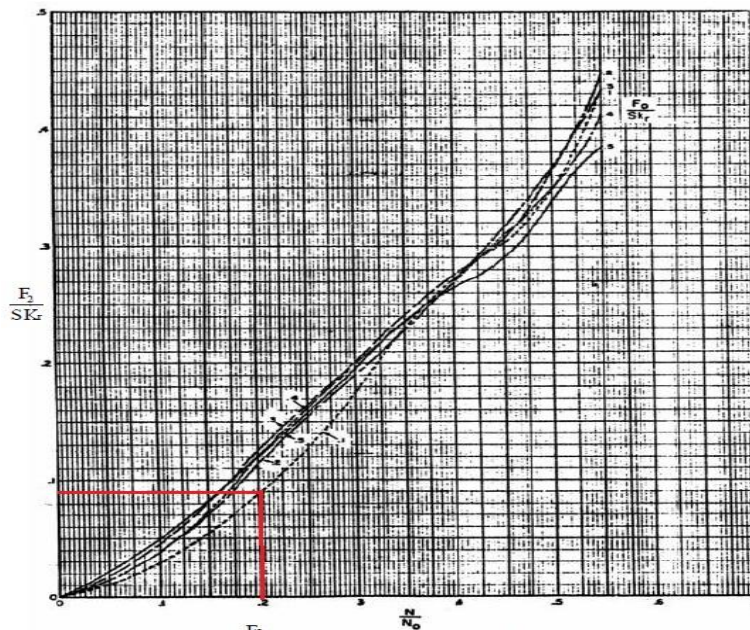
$$PPRL = 4376 + 3986$$

$$PPRL = 8362 \text{ Lbs}$$

Esto significa que la máxima carga sobre la estructura o viga de la unidad será 8362 Lbs, y esto determinara las especificaciones de carga de la unidad de bombeo.

De la siguiente grafica se obtiene la relación adimensional ( $F2/SKr$ ), utilizando los mismos factores ( $N/No'$ )=0.2204 y ( $Fo/SKr$ )=0.1038, y así calcular la carga mínima en la varilla pulida.

**Gráfica 5.  $F2/SKr$ , Carga mínima en la varilla pulida**



**Fuente:** Manual de selección de unidad bombeo mecánico

De la gráfica obtenemos la relación adimensional  $\frac{F2}{SKr} = 0.09$ , utilizando los mismos factores ya calculados  $\frac{N}{No'} = 0.2204$  y  $\frac{Fo}{SKr} = 0.1038$

$$F2 = 0.09 * (SKr)$$

$$F2 = 0.09 * \left(\frac{48}{0.002649}\right)$$

$$F2 = 1630 \text{ Lbs}$$

Con los datos calculados hallamos la carga mínima en la varilla pulida:

$$MPRL = Wrf - F2 \quad (22)$$

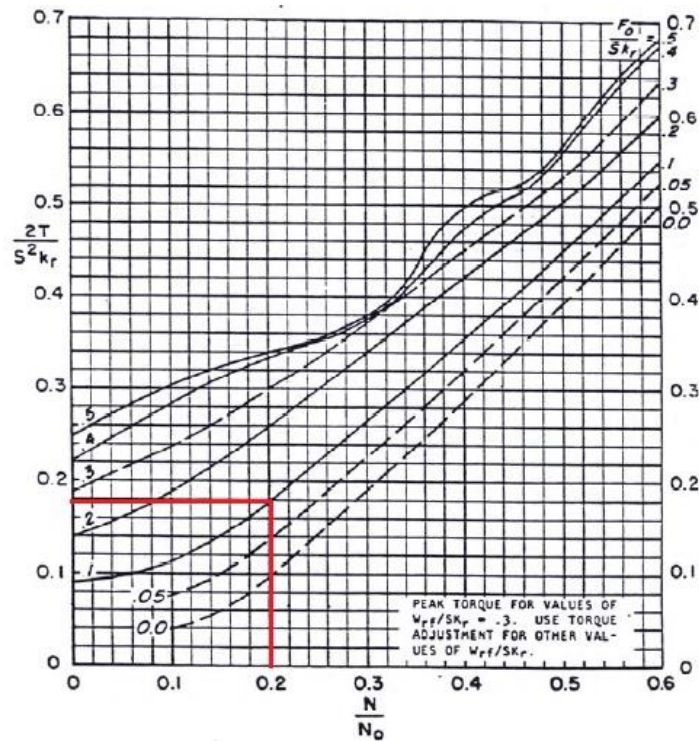
$$MPRL = 4376 - 1630$$

$$MPRL = 2745 \text{ Lbs}$$

El rango entre las cargas máximas y mínimas en la varilla pulida, gobiernan los límites de esfuerzos impuestos sobre la sarta de varilla, y son factores claves en la fatiga y vida útil de la misma.

Para la selección de la unidad de bombeo un parámetro importante es el torque máximo en la caja de engranaje. Para calcular la relación adimensional del torque  $(2T/S^2Kr)$ , usamos los valores ya utilizados anteriormente, también adimensionales, velocidades y estiramiento de la varilla.

**Gráfica 6. Relación adimensional ( $2T/S^2kr$ ) para calcular torque máximo en la caja de engranajes**



**Fuente:** Manual de selección de unidad bombeo mecánico

De la gráfica obtenemos la relación adimensional  $\frac{2T}{S^2Kr} = 0.18$ , utilizando los mismos factores ya calculados  $\frac{N}{N_0} = 0.2204$  y  $\frac{F_0}{SKr} = 0.1038$ , entonces:

$$T = \frac{0.18 \cdot S^2 \cdot Kr}{2} \quad (23)$$

$$T = \frac{0.18 \cdot (48)^2}{2 \cdot 0.002649}$$

$$T = 78278.6 \text{ Lbs} - \text{Pulg} = 78.2786 \text{ MLbs} - \text{Pulgs}$$

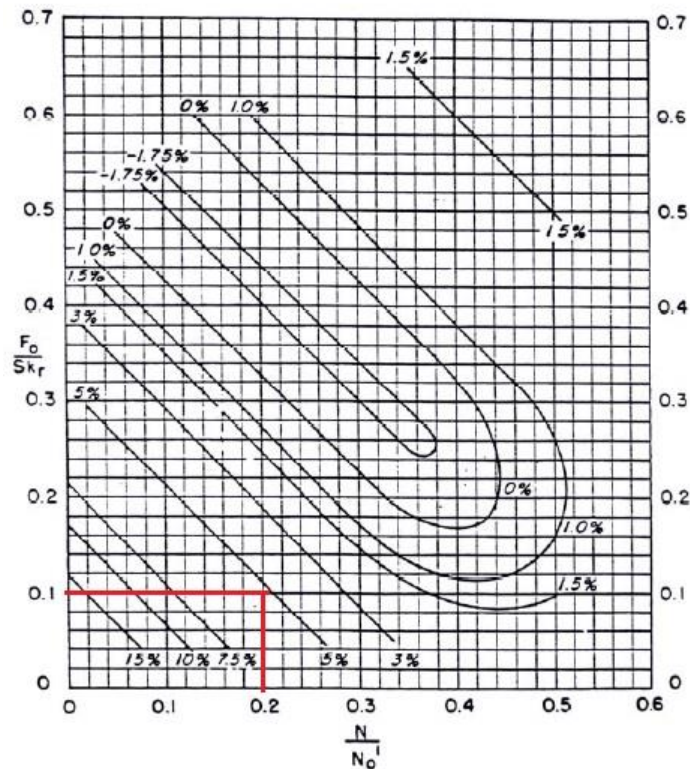
Si el valor adimensional  $(Wrf/SKr)=0.3$ , si el fluido del pozo bajo análisis es diferente, es necesario hacer una corrección al torque calculado.

$$\frac{Wrf}{SKr} = \frac{4376 * 0.002649}{48}$$

$$\frac{Wrf}{SKr} = 0.2415$$

Como  $(Wrf/SKr)$  es diferente de 0.3, utilizamos la siguiente gráfica para realizar la corrección respectiva al torque ya calculado.

**Gráfica 7. Valor de ajuste ( $T_a$ ) para corregir torque máximo (para  $Wrf/Skr \neq 0.3$ )**



**Fuente:** Manual de selección de unidad bombeo mecánico

Utilizando los factores adimensionales  $(N/No')=0.2204$  y 32% por cada valor de 0.1 en  $(WRF/SKr)$ , por encima de 0.3, calculamos el ajuste  $(Ta)$  al torque calculado.

$$Ta = 1 + 0.032 * \left(\frac{0.2415-0.3}{0.1}\right) \quad (24)$$

$$Ta = 0.98128$$

El torque maximo corregido (PT) sera:

$$PT = Ta * T \quad (25)$$

$$PT = 0.98128 * 78.2786 * 10^3$$

$$PT = 76813.22 \text{ Lbs} - \text{pulg} = 76.813 \text{ MLbs} - \text{pulg}$$

Esto significa que la caja de engranaje con capacidad de 76 MLbs-pulg estaría sobrecargado bajo estas condiciones, por lo que se selecciona una de 80 MLbs-pulg que no lo estaría.

La cantidad de peso necesario para el contrabalance de la unidad de bombeo mecánico, tambien debe ser considerado en el diseño. El método API, utiliza la siguiente ecuacion para determinar el contrabaance efectivo (CBE).

$$CBE = 1.06 * (Wrf + 0.5Fo) \quad (26)$$

$$CBE = 1.06 * (4376 + 0.5 * 1882)$$

$$CBE = 5636 \text{ Lbs}$$

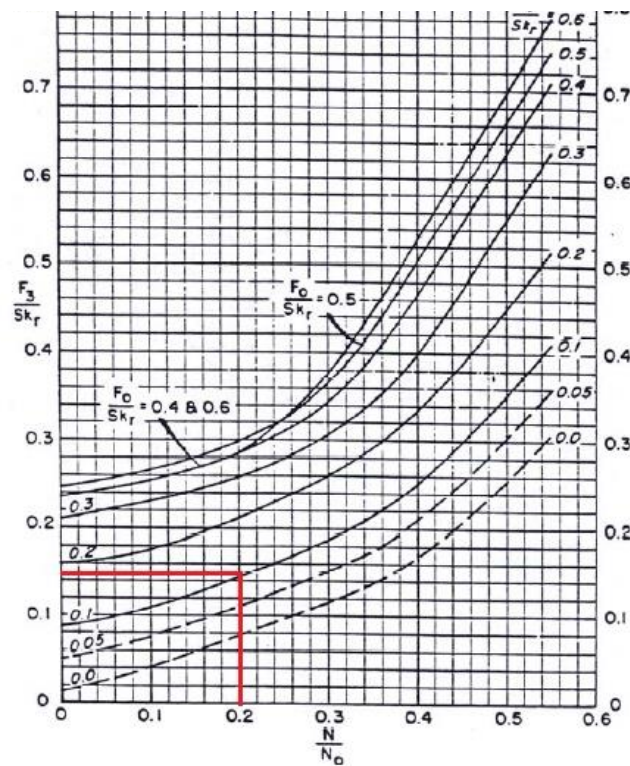
Los 5636 Lbs de contrabalance efectivo en la varilla pulida debe balancear la unidad, de tal manera que, el torque maximo en la carrera ascendente sea igual al de la carrera descendente.

Se calcula la potencia requerida para mover la carga en la varilla pulida (PRHP) se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$PRHP = \left( \frac{F_3}{SK_r} \right) * S^2 K_r * N * 2.53 * 10^{-6} \quad (27)$$

La relación adimensional ( $F_3/SK_r$ ) se obtiene de la grafica, utilizando los valores adimensionales  $(N/N_0)=0.2204$  y de estiramiento de la varilla  $(F_0/SK_r)=0.1038$ .

**Gráfica 8. Relación adimensional ( $F_3/SK_r$ ) para calcular la potencia del motor**



**Fuente:** Manual de selección de unidad bombeo mecánico

De la grafica se obtiene  $(F3/SKr)= 0.141$ , entonces:

$$PRHP = \frac{0.141 * 48^2 * 18 * 2.53 * 10^{-6}}{0.002649}$$

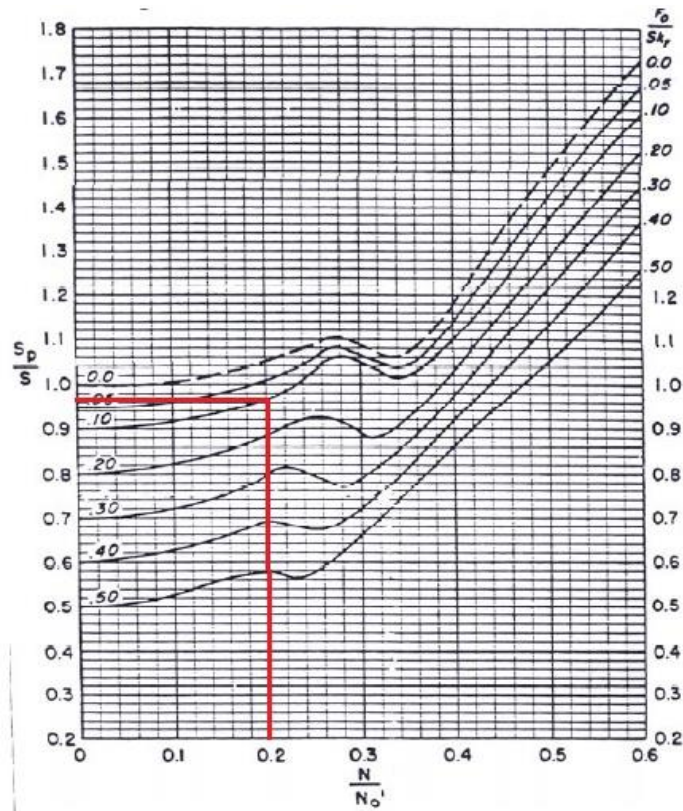
$$PRHP = 5.5848$$

Esto indica que la potencia necesaria para mover las cargas del pozo, soportadas por la varilla pulida, es de 5.5848 HP, el motor debe tener una capacidad o potencia mayor de 5.5848 HP, debido a las cargas ciclicas del motor, perdidas mecanicas en la caja de engranajes y estructura de la unidad de bombeo. Probablemente, un motor con una potencia doble a la calculada sera el adecuado.

$$PRHP = 2 * 5.5848 = 11.17 \text{ HP}$$

La carrera del piston de la bomba de subsuelo, gobierna la tasa de produccion, conjuntamente con la velocidad de bombeo, tamaño de la bomba y la capacidad misma de produccion del pozo. La relacion adimensional de longitud de carrera  $(SP/S)$ , se obtiene de la siguiente grafica con los valores adimensionales  $(N/No)=0.2204$  y estiramiento de cabillas  $(Fo/SKr)=0.1030$ .

**Gráfica 9. Relación adimensional ( $S_p/S$ ) para calcular la carrera efectiva del pistón**



**Fuente:** Manual de selección de unidad bombeo mecánico

El valor obtenido de la grafica ( $S_p/S$ )= 0.96, significa que la carrera efectiva del piston en el fondo ( $S_p$ )= 0.96% mayor que la superficie ( $S$ ). es decir:

$$S_p = S * 0.96 \quad (28)$$

$$S_p = 48 * 0.96$$

$$S_p = 48.08 \text{ pulgs}$$

Como la tubería de producción esta anclada, el estiramiento de esta no tiene efecto sobre la carrera efectiva del pistón.

El desplazamiento de la bomba es calculado, utilizando la siguiente ecuación.

$$P = 0.1166 * SP * N * D^2 \quad (29)$$

$$P = 0.1166 * 48.08 * 18 * (1.5)^2$$

$$P = 227.048 \text{ Bbls/d}$$


El valor calculado es la capacidad que tiene la bomba de levantar 227.048 Bbl/d, pero no quiere decir que esta sea la producción real del pozo.

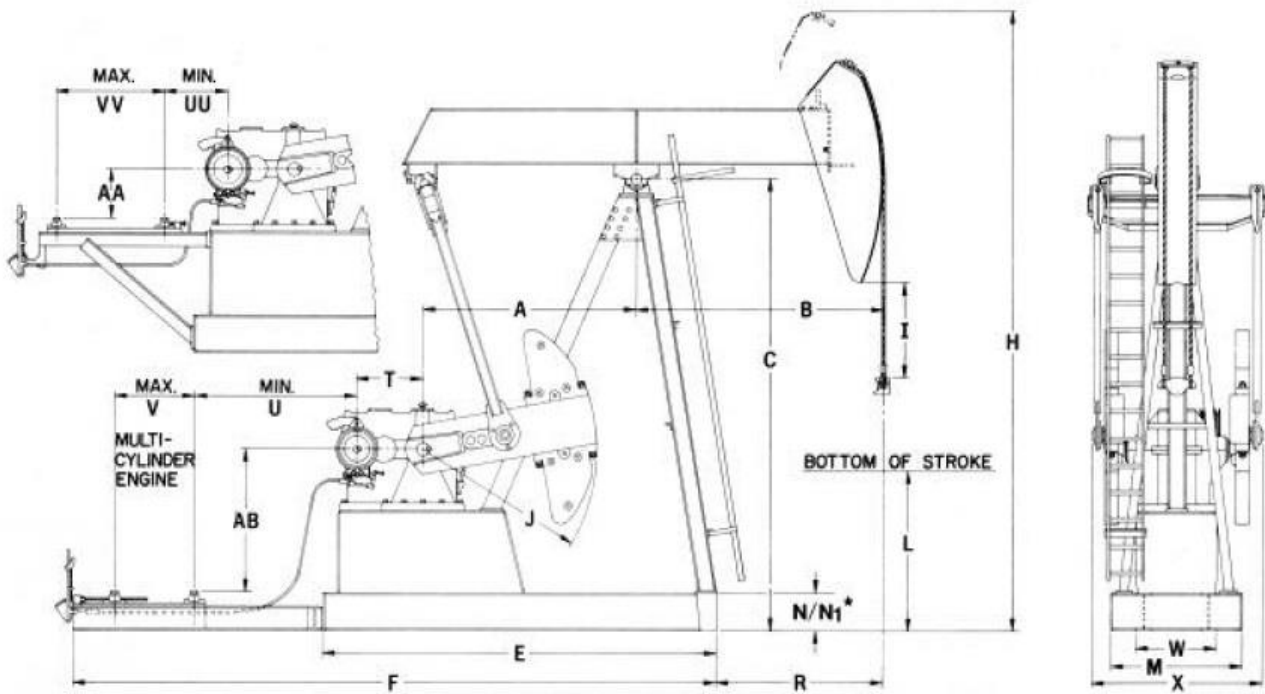
De acuerdo a los resultados de la torsión y la carga máxima en la varilla pulida se selecciona la unidad utilizando el catálogo de lufkin.

Cálculo de las características de operación para la selección de la unidad.

1. PPRL=8362 Lbs
2. MPRL=2745 Lbs
3. PT=76.81 Lbs
4. PRHP=11.17 HP
5. CBE=5636 Lbs

Figura 33. Dimensiones de la unidad de bombeo

	<h2 style="margin: 0;">CONVENTIONAL CRANK BALANCED PUMPING UNITS</h2>	450 Gears Road, Suite 550 Houston, Texas 77067 Phone: 281/875-6500 Fax: 281/875-4236 www.lufkin.com
---	---	---




**Dimensional Data (Inches)**

Unit Size*	A	B	C	E	F	H	I	J	L	M	N	N <sub>1</sub>	R	T	U	V	W	X	AA	AB	UU	VV
C-1824D-305-240	120.00	228.00	340.00	263.50	396.50	545.00	25.50	110.00	64.00	80.25	-	24.50	161.00	58.88	92.38	52.00	50.00	112.50	51.69	90.88	24.13	57.00
C-1824D-365-216	120.00	235.00	286.00	263.50	396.50	483.00	19.56	110.00	40.50	80.25	-	24.50	168.00	58.88	92.38	52.00	50.00	112.50	51.69	90.88	24.13	57.00
C-1824D-365-192	120.00	210.00	286.00	263.50	396.50	464.00	18.81	110.00	63.88	80.25	-	24.50	143.00	58.88	92.38	52.00	50.00	112.50	51.69	90.88	24.13	57.00
C-80D-119-64	64.00	84.00	116.00	119.88	213.88	191.50	13.25	50.00	40.38	47.00	-	10.13	63.13	24.00	49.00	50.00	25.00	67.25	22.63	35.13	13.50	30.25
C-80D-133-54	64.00	72.00	116.00	119.88	213.88	183.00	13.50	50.00	49.88	47.00	-	10.13	51.13	24.00	49.00	50.00	25.00	67.25	22.63	35.13	13.50	30.25
C-80D-119-54	64.00	72.00	116.00	119.88	213.88	183.00	13.50	50.00	49.88	47.00	-	10.13	51.13	24.00	49.00	50.00	25.00	67.25	22.63	35.13	13.50	30.25
C-80D-133-48	64.00	64.00	116.00	119.88	213.88	177.00	14.63	50.00	54.88	47.00	-	10.13	43.13	24.00	49.00	50.00	25.00	67.25	22.63	35.13	13.50	30.25
C-80D-109-48	56.00	64.00	105.00	111.88	200.38	166.25	14.63	46.00	44.00	40.75	-	10.13	43.13	24.00	45.50	50.00	25.00	65.25	18.63	31.13	13.50	30.25

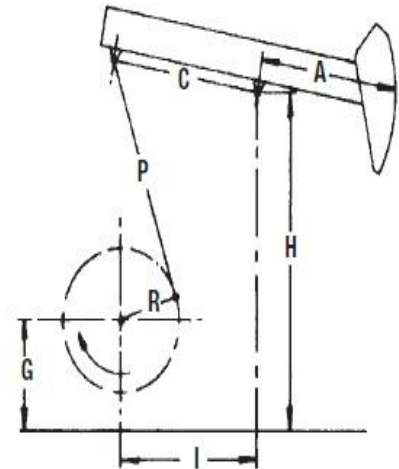
Fuente: Catálogo LUFKIN. Conventional crank balanced pumping units

**UNIDAD SELECCIONADA: C – 80D – 133 - 48**

Figura 34. Dimensiones geometría API

	<h2>CONVENTIONAL CRANK BALANCED PUMPING UNITS</h2>	450 Gears Road, Suite 550 Houston, Texas 77067 Phone: 281/875-6500 Fax: 281/875-4236 www.lufkin.com
---	--	---

*The first "enclosed, geared" pumping unit was built by Lufkin for Humble Oil in 1923. Since then, over 250,000 Lufkin units have been manufactured.*




**API Geometry Dimensions (Inches)**

Unit Size	A	C	I	P	H	G	R1, R2, R3, R4	S.U.*	T.F. @ 90°/Stroke Length
C-1824D-305-240	228	120.03	120	226.75	340.00	111.00	60, 53, 46, 39	-2740	111.78/240
C-1280D-305-240	228	120.03	120	226.80	340.00	111.00	60, 53, 46, 39	-2855	111.78/240
C-912D-305-240	228	120.03	120	226.75	340.00	111.00	60, 53, 46, 39	-2740	111.78/240
C-80D-133-48	64	64.00	64	74.50	126.13	51.13	24, 20, 16	440	23.51/48
C-80D-109-48	64	56.05	56	65.63	115.13	47.13	21, 16, 11	320	23.30/48
C-57D-109-48	64	56.05	56	65.63	115.13	47.13	21, 16, 11	320	23.30/48
C-57D-95-48	64	56.05	56	65.63	115.13	47.13	21, 16, 11	320	23.30/48

Fuente: Catálogo LUFKIN. Conventional crank balanced pumping units

Figura 35. Datos estructurales


450 Gears Road, Suite 550 Houston, Texas 77067 Phone: 281/875-6500 Fax: 281/875-4236 www.lufkin.com	<h2 style="margin: 0;">CONVENTIONAL CRANK BALANCED PUMPING UNITS</h2>	
---	---	---

### Structural Data

Unit Size	Polished Rod Capacity (lbs.)	Stroke Lengths (inches)	Walking Beam	Wireline Hanger (inches)	Cranks	Crank Pin Bearing	Equalizer Bearing	Center Bearing
C-320D-246-74	24,600	74, 64, 54	W24 x 104	1-1/8 x 9 CTRS.	7478CA	3SF	2RB	2TGC
C-228D-200-74	20,000	74, 64, 54	W24 x 94	1 x 9 CTRS.	7478CA	3SF	2RB	2TGC
C-160D-200-74	20,000	74, 64, 54	W24 x 94	1 x 9 CTRS.	7478CA	3SF	2RB	2TGC
C-228D-173-74	17,300	74, 62, 51	W24 x 84	1 x 9 CTRS.	6468CA	3SF	2RB	2TGC
C-160D-173-74	17,300	74, 62, 51	W24 x 84	1 x 9 CTRS.	6468CA	3SF	2RB	2TGC
C-160D-143-74	14,300	74, 62, 51	W24 x 84	1 x 9 CTRS.	6468CA	4SF	3RA	4TG
C-114D-143-74	14,300	74, 62, 51	W24 x 84	1 x 9 CTRS.	6468CA	4SF	3RA	4TG
C-160D-173-64	17,300	64, 54, 44	W24 x 84	1 x 9 CTRS.	6468CA	4SF	3RA	4TG
C-114D-173-64	17,300	64, 54, 44	W24 x 84	1 x 9 CTRS.	6468CA	4SF	3RA	4TG
C-160D-143-64	14,300	64, 52, 40	W18 x 71	1 x 9 CTRS.	5456CA	4SF	3RA	4TG
C-114D-143-64	14,300	64, 52, 40	W18 x 71	1 x 9 CTRS.	5456CA	4SF	3RA	4TG
C-80D-119-64	11,900	64, 53, 42	W18 x 60	1 x 9 CTRS.	4850BA	5SA	4RA	4TG
C-114D-173-54	17,300	54, 44, 34	W18 x 71	1 x 9 CTRS.	5456CA	4SF	3RA	4TG
C-114D-133-54	13,300	54, 45, 36	W18 x 60	7/8 x 9 CTRS.	4850BA	5SA	4RA	4TG
C-80D-133-54	13,300	54, 45, 36	W18 x 60	7/8 x 9 CTRS.	4850BA	5SA	4RA	4TG
C-80D-119-54	11,900	54, 45, 36	W18 x 60	7/8 x 9 CTRS.	4850BA	5SA	4RA	4TG
C-57D-76-54	7,600	54, 41, 28	W16 x 36	3/4 x 9 CTRS.	4246BA	5SA	5R	5C
C-80D-133-48	13,300	48, 40, 32	W16 x 57	7/8 x 9 CTRS.	4850BA	5SA	4RA	4TG
C-80D-109-48	10,900	48, 37, 25	W16 x 45	7/8 x 9 CTRS.	4246BA	5SA	5R	5C
C-57D-109-48	10,900	48, 37, 25	W16 x 45	7/8 x 9 CTRS.	4246BA	5SA	5R	5C
C-57D-95-48	9,500	48, 37, 25	W16 x 45	7/8 x 9 CTRS.	4246BA	5SA	5R	5C

Fuente: Catálogo LUFKIN. Conventional crank balanced pumping units

Figura 36. Datos del contrapeso

	<h2>CONVENTIONAL CRANK BALANCED PUMPING UNITS</h2>	450 Gears Road, Suite 550 Houston, Texas 77067 Phone: 281/875-6500 Fax: 281/875-4236 www.lufkin.com
--	--	---

**Counterbalance Data** (shown in lbs., effective at polished rod with weights at maximum position, including structural unbalance.)

Unit Size	C-1824D-305-240 C-912D-305-240	C1824D-365-216	C-1824D-365-192	C-1280D-305-240	C-1280D-427-192	C-1280D-365-192 C-912D-365-192 C-912D-305-192	C-912D-365-168 C-912D-305-168 C-640D-365-168 C-640D-305-168 C-456D-305-168
Maximum Stroke	240"	216"	192"	240"	192"	192"	168"
Structural Unbalance	-2,740 lbs.	-2,030 lbs.	-1,985 lbs.	-2,855 lbs.	-1,149 lbs.	-1800 lbs.	-1,500 lbs.
Cranks	120110CA	106110CA	106110CA	120110CA	106110CA	106110CA	94110CA
C'Bal., Cranks Only	1,470	2,615	3,215	1,356	4,060	3,400	4,360
4 No. OOROL Counterweights	15,035	17,585	19,970	14,920	20,829	20,155	-
4 No. OOSL Aux. Weights	19,040	22,000	24,915	18,925	25,716	25,100	-
8 No. OOSL Aux. Weights	23,040	26,415	29,860	22,925	30,724	30,045	-

Unit Size	C-80D-119-54	C-57D-76-54	C-80D-133-48	C-80D-109-48 C-57D-109-48 C-57D-95-48	C-57D-89-42 C-57D-76-42
Maximum Stroke	54"	54"	48"	48"	42"
Structural Unbalance	+ 300 lbs.	0 lbs.	+ 440 lbs.	+ 320 lbs.	+ 150 lbs.
Cranks	4850BA	4246BA	4850BA	4246BA	3644BA
C'Bal., Cranks Only	2,845	1,650	3,270	2,175	1,675
4 No. 5ARO Counterweights	7,470	5,760	8,475	6,800	-
4 No. 5A Aux. Weights	9,360	7,440	10,595	8,690	-
4 No. 5CRO Counterweights	6,320	4,750	7,175	5,665	5,300
4 No. 5CS Aux. Weights	8,040	6,285	9,115	7,395	7,165
4 No. 6RO Counterweights	5,595	4,120	6,365	4,955	4,700
4 No. 6 Aux. Weights	6,635	5,050	7,535	6,005	5,840
8 No. 6 Aux. Weights	7,675	5,985	8,705	7,055	6,985*
4 No. 7RO Counterweights	4,645	3,275	5,295	4,005	3,670
4 No. 7 Aux. Weights	5,460	4,005	6,210	4,830	4,570
8 No. 7 Aux. Weights	6,270	4,740	7,125	5,655	5,475*

Fuente: Catálogo LUFKIN. Conventional crank balanced pumping units

**5.3.6 Seleccionar el tipo de bomba.** Los distintos tipos de bombas mecánicas de profundidad se identifican según la norma API - 11AX de la siguiente forma:

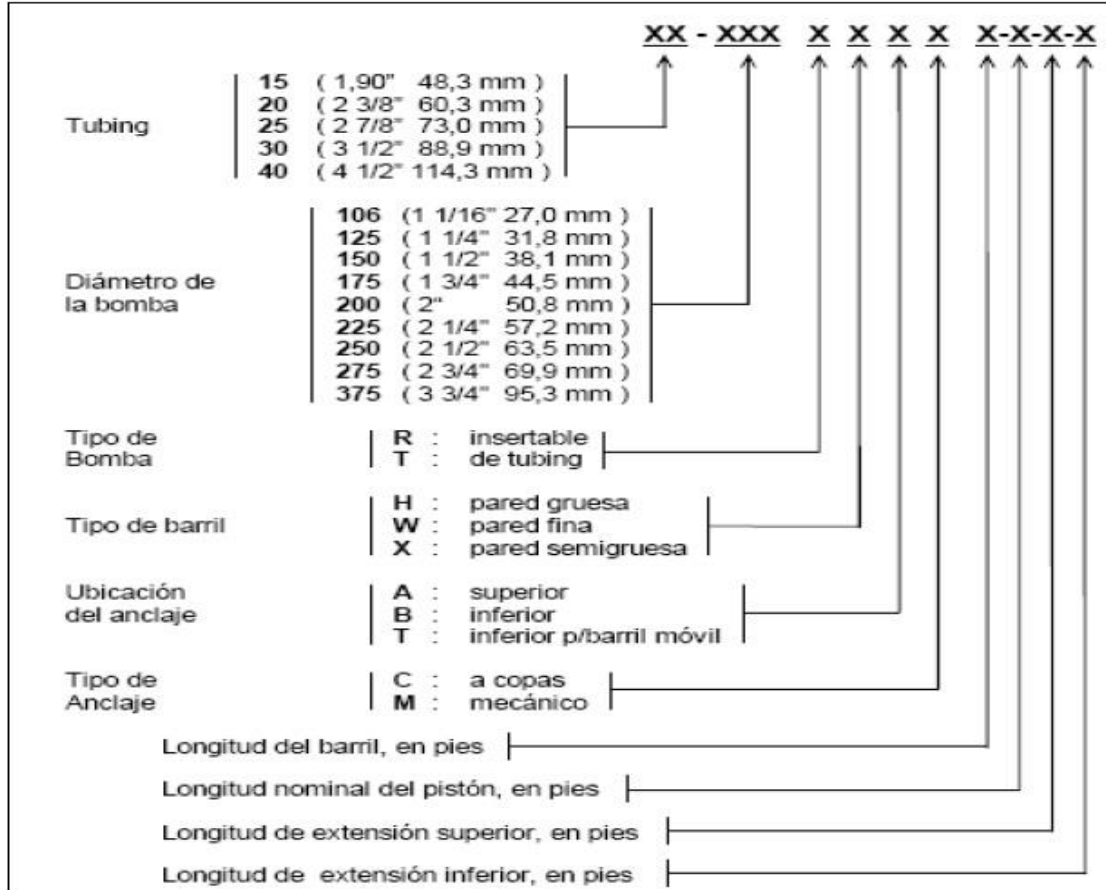
**Tabla 12. Tipos de bombas mecánicas de profundidad**

TIPO DE BOMBA		Con pistón de metal liso	
		Barril pared gruesa	Barril pared fina
INSERTABLE	Barril estacionario, anclaje inferior	RHB	RWA
	Barril móvil, anclaje inferior	RHB	RWB
	Barril móvil, anclaje inferior	RHBT	RWT
DE TUBING		TH	—

La designación de la bomba incluye diámetro nominal del tubing, diámetro básico de la bomba, tipo de bomba incluyendo tipo de barril y ubicación y tipo de anclaje, longitud del barril, longitud del pistón, longitud de cada una de las extensiones cuando corresponda.

Su configuración y el significado se indican en la siguiente figura:

**Figura 37. Configuración de las bombas de profundidad**



**Fuente:** Tomada de BOLLAND, manual de partes: bombas mecánicas de profundidad. Buenos aires argentina, 200. Capítulo 1

La bomba seleccionada para este diseño será 25 – 150 – RXAC – 24 – 6 – 2 – 2,  
o una forma más abreviada será 25 – 150 – RXAC – 24 – 6 – 4.

## 5.4 VARIABLES DE DISEÑO COMPLETAMIENTO INTELIGENTE.

La implementación de los completamientos inteligentes conlleva a un análisis de los aspectos detallados como porosidad ( $\phi$ ), saturación de agua inicial ( $S_{wi}$ ), permeabilidad (md), Presión de yacimiento ( $P_{yac}$ ), viscosidad ( $\mu_o$ ), tipos de completamientos y factores económicos.

**5.4.1 Selección del empaque de producción permanente.** El empaque está basado en el principio de que el flujo puede continuar a través del interior de la tubería. Para nuestro diseño se selecciona el empaque del catálogo de Baker Hughes con las especificaciones del estado mecánico del pozo como el casing.

**Figura 38. Dimensiones de casing y empaques**

FA-1™ and FAB-1™ Retainer Production Packer, Product Family Nos. H41307 and H41309

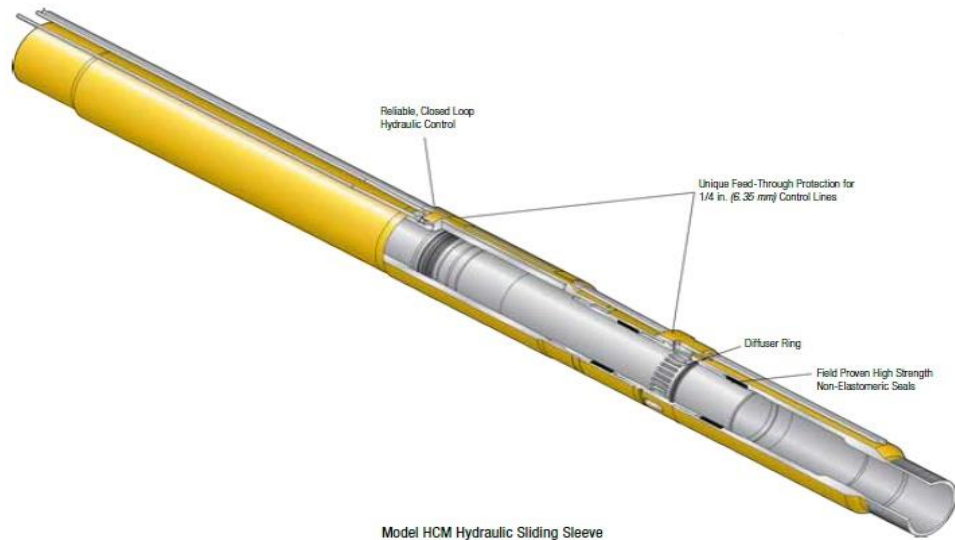
Casing			Packer ■			Packer Sealing Bore									
OD		Weight * lb/ft	Size	Max OD		Upper				Lower ⊕					
in.	mm			in.	mm	Seal Bore		Seal Assembly Size ▼	Min Bore Thru Seals ◊		Seal Bore ◆		Accessory Size ▼	Min Bore Thru Seals ◊	
						in.	mm		in.	mm	in.	mm		in.	mm
5	127.0	15-20.8	32FA30	3.968	100.7	3.000	76.2	20FA/SA30	2.390	60.7	2.500	63.5	20-25	1.865	47.3
		32.3-35.3	32FA30	3.968	100.7	3.000	76.2	20FA/SA30	2.390	60.7	2.500	63.5	20-25	1.865	47.3
5-1/2	139.7	14-17	45FA36	4.562	115.8	3.625	92.0	40FA/SA36 or 60DA36 or 41FA/SA36 or 61DA36	3.000	76.2	3.000	76.2	42/62-30 or 40/60	2.375 or 1.970	60.3 or 50.0
		13-14	47FA36	4.750	120.6				2.875	73.0					
6-5/8	168.2	20-24	83FA47	5.687	144.4	4.750	120.6	82FA47 or 81FA47	4.000	101.6	4.000	101.6	80-40	2.985	75.8
		17	85FA47	5.875	149.2				3.875	98.4					
7	177.8	32-38	83FA47	5.687	144.4	4.750	120.6	82FA47 or 81FA47	4.000	101.6	4.000	101.6	80-40	2.985	75.8
		26-32	85FA47	5.875	149.2				3.875	98.4					
		20-23	87FA47	6.000	152.4										
		17-20	89FA52	6.250	158.7	5.250	133.3	80FA/SA52	4.462	113.3	4.400	111.7	80-44	3.484	88.4
7-5/8	193.6	33.7-42.8	89FA52	6.250	158.7	5.250	133.3	80FA/SA52	4.462	113.3	4.400	111.7	80-44	3.484	88.4
		24-33.7	91FA52	6.500	165.1										
7-3/4	196.9	45.1-48.6	89FA52	6.250	158.7	5.250	133.3	80FA/SA52	4.462	113.3	4.400	111.7	80-44	3.484	88.4
9-5/8	244.4	36-47	194FA75	8.438	214.3	7.500	190.5	190FA75	6.031	153.1	6.000	152.4	190-60	4.875	123.8
10-3/4	273.0	60.7-79.2	212FA75	9.000	228.6	7.500	190.5	190FA75	6.031	153.1	6.000	152.4	190-60	4.875	123.8
13-3/8	339.7	68-85	240FA1025	11.975	301.6	10.250	260.3	190FA1025	-	-	8.625	219.0	Seals Not Available	-	-

Fuente: CATALOGO BAKER HUGHES HERRAMIENTAS DE COMPLETAMIENTO.

**5.4.2 Selección de la camisa deslizante (SLIDING SLEEVE) “HCM-A”.** Camisa de choque ajustable controlada hidráulicamente desde superficie, diseñada para un control selectivo sin la necesidad de intervención. La zona productora superior produce por esta camisa hidráulica, los fluidos producidos de las zonas se mezclan y salen a la superficie como un solo fluido por el medio de la bomba. Combina características de la camisa “HCM” y toda la tecnología eléctrica de incharge IPR (regulación de producción inteligente) y la camisa tipo “J” (J-sleeve) para abrir o cerrar confiablemente en catorce movimientos. Para ajustar los choques de una posición a la siguiente la “HCM-A” tiene ciclos de total apertura y cierre total, estas posiciones de choque estándar pueden ser reconfiguradas para proporcionar una secuencia de choque. La “HCM-A” requiere dos líneas de control por válvula, múltiples válvulas pueden ser configuradas para compartir una línea de cierre común para reducir el número total de líneas.

A continuación la selección se realizó por catálogo de Baker Hughes la camisa deslizante modelo HCM-A familia N° H81134 y regulador de producción inteligente familia N° H81375.

**Figura 40. Camisa deslizable modelo HCM-A familia N° H81134**



**Fuente:** Catálogo BACKER HUGHES HERRAMIENTA COMPLETAMIENTO

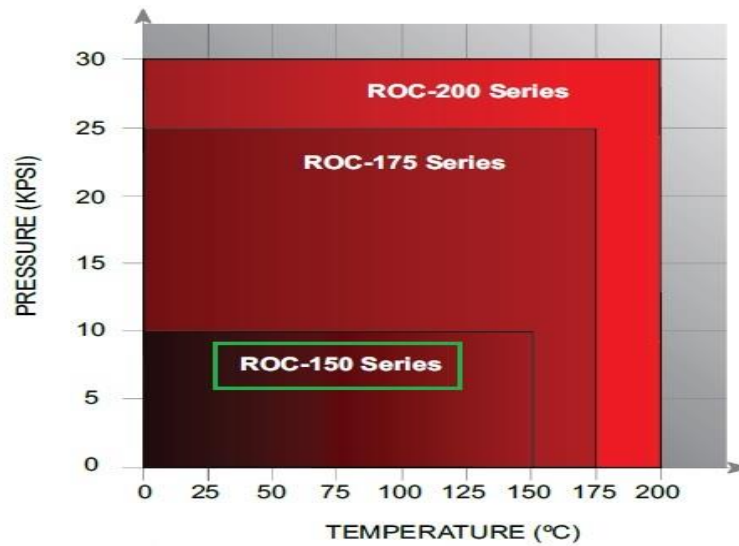
**Figura 39. Regulador de producción inteligente familia N° H81375**



**Fuente:** Catálogo BAKER HUGHES HERRAMIENTA DE COMPLETAMIENTO.

Para la selección de los sensores de fondo de pozo se tuvo en cuenta las presiones y temperaturas del pozo a continuación la elección de la herramienta se tomó del catálogo de Halliburton.

**Figura 41. Ambientes de trabajo del sensor ROC**



Fuente: CATALOGO HALLIBURTON HERRAMIENTA COMPLETAMIENTO

**Figura 42. Configuraciones de sensores ROC**

Sensores ROC™						
Configuraciones	ROC-150	ROC-175			ROC-200	
	10k	16k	20k	25k	20k	25k
Sensor Sencillo Presión / Temperatura						
	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sensor Sencillo Presión / Temperatura + Pasante						
	✓	✓	✓	✓		
Sensor Dual Presión / Temperatura						
	✓	✓	✓	✓		
Sensor Dual Presión / Temperatura + Pasante						
	✓	✓	✓	✓		
Sensor Dual Presión / Temperatura Totalmente Redundante						
	✓	✓	✓	✓		
Sensor Dual Presión / Temperatura Totalmente Redundante + Pasante						
	✓	✓	✓	✓		

Fuente: CATALOGO HALLIBURTON HERRAMIENTA COMPLETAMIENTO

La selección de las válvulas de control de intervalos (ICV) se tuvo en cuenta las especificaciones del catálogo de Halliburton, se seleccionó ICV serie HV.

**Figura 43. Válvula de control de intervalos (ICV)**



Fuente: CATALOGO HALLIBURTON HERRAMIENTA COMPLETAMIENTO

**Figura 44. Especificaciones válvula de control de intervalos**

Specifications								
Interval Control Valve	MC Series		IV Series		HV Series			
Size (in)	2 7/8	3 1/2	3 1/2	5 1/2	2 7/8	3 1/2	4 1/2	5 1/2
On/Off Version	No	No	-	-	Available	Available	Available	Available
Choking Version	Available	Available	Available	Available	Available	Available	Available	Available
Max. OD Available (in)	4.660	5.468	5.995	8.275	4.660	5.850	7.125	8.274
Min. ID Available (in)	2.250	2.750	2.750	4.562	2.315 2.318	2.750	3.750	4.560
Min. Internal Flow Area (sq. in.)	3.98	5.94	5.94	16.34	4.20	5.94	11.04	16.38
Hydraulic Chamber Displacement (cubic inches)	11.22	11.87	15.25	43.18	10.69	12.45	16.68	26.42
Piston Area (sq. in.)	1.870	2.558	4.365	8.500	1.783	2.075	2.780	4.404
Total Stroke (in.)	6.00	6.00	-	-	6.00	6.00	6.00	6.00
Max Working Pressure Available (psi)	5,000	5,000	7,500	7,500	7,500	7,500- 10,000	7,500- 10,000	7,500
Maximum Temperature Rating Available deg° F / deg° C	275/135	275/135	275/135	275/135	275/135	275/135	275/135	275/135 325/163
Maximum Hydraulic Chamber rating (psi)	5,000	5,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Max Differential Unloading Pressure (psi)	1,000	1,000	5,000	4,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Shroud	Available	No	Available	No	Available	Available	Available	No
Shroud OD Available (in.)	5.500	NA	7.413	NA	5.800	6.640, 7.063, 7.070, 8.030	7.925, 8.500, 8.515, 8.535	NA
Flow Area, ID of Shroud-HVC OD (sq. in.)	3.800	NA	4.965	NA	5.030	6.450, 7.980, 7.980, 8.170	9.580, 11.840, 9.480, 9.480	NA
Deflector	No	No	No	No	No	No	Available	Available
Deflector OD Available (in.)	NA	NA	NA	NA	NA	NA	8.315	9.330, 9.335, 9.375
Flow Area, OD of HVC - ID of Deflector (sq. in.)	NA	NA	NA	NA	NA	NA	5.60	13.06

Fuente: CATALOGO HALLIBURTON HERRAMIENTA COMPLETAMIENTO

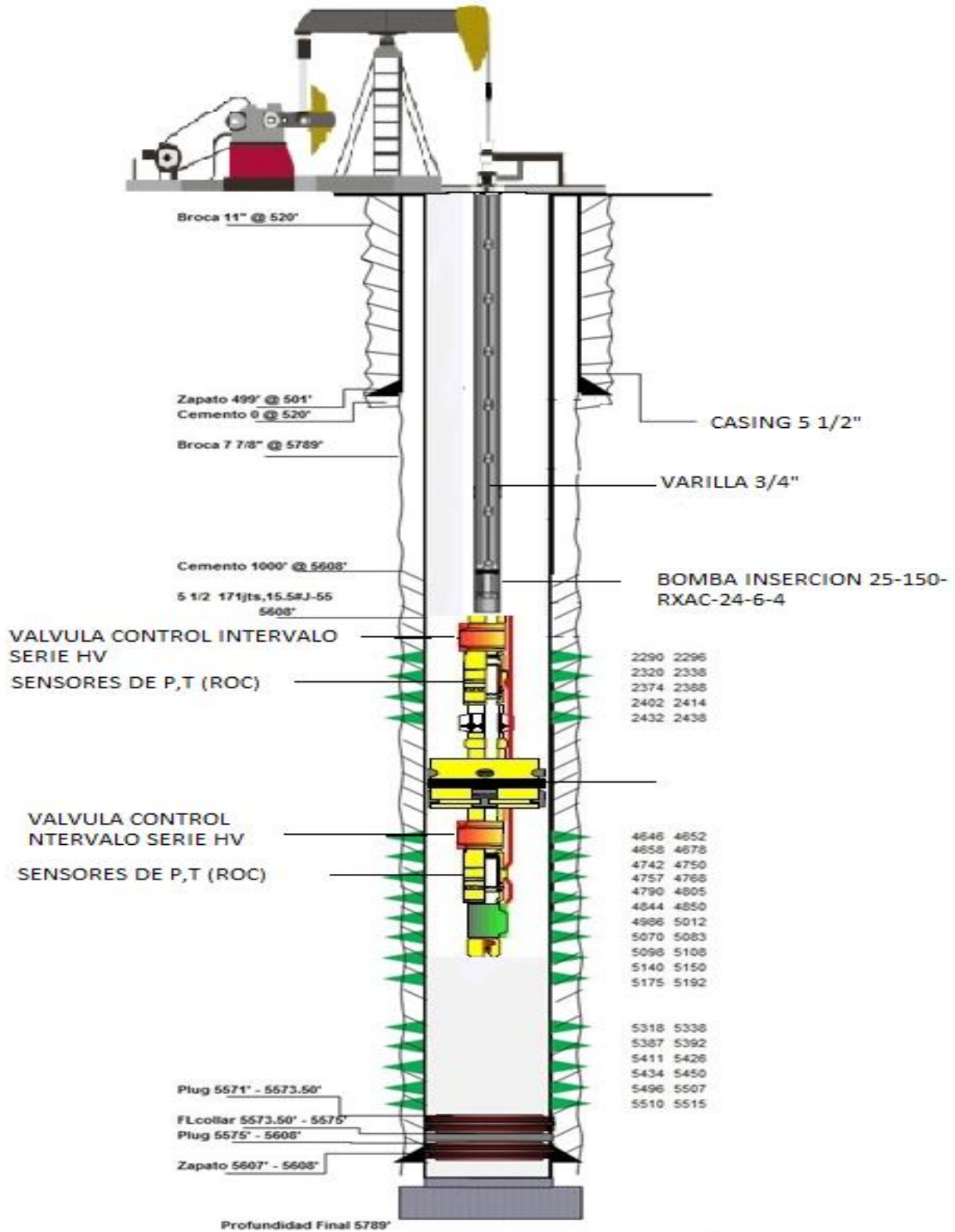
### **5.4.3. Procedimiento operacional de corrida del completamiento inteligente.**

Este es un procedimiento normal para la corrida de un completamiento inteligente, los datos de volumen de agua filtrada (ppg), profundidades y presiones de asentamientos varían de acuerdo al tipo de pozo:

1. Antes de hacer la corrida del completamiento se hace una reunión pre operacional.
2. Mover y armar la torre de reacondicionamiento al pozo a instalarse el completamiento inteligente.
3. circulando en reversa el pozo para extraer el crudo y remplazarlo con salmuera.
4. Preparar de 800 Bbls a 900 Bbls de agua filtrada densificada con KCL de 8.6 ppg a 8.7 ppg, tratada con surfactantes (2 gal/100Bbls). Controlar el pozo en la estación.
5. Instalar BPV y retirar cabezal de producción. Instalar BOP y probar funcionamiento.
6. Instalar tapon de prueba, y probar la BOP arietes ciegos y tubería de 33/2000 psi y anular de 300/1500 psi.
7. Realizar prueba de funcionamiento del acumulador.
8. Armar el on-off tool pin conector en DP 2 7/8" y bajar midiendo y conejeando para recuperar completamiento de fondo.
9. Armando broca scraper y DP de 2 7/8" hasta topar el fondo. Circular 60 Bbls de píldora viscosa por reversa. Sacar tuberías en paradas.
10. Armar los siguientes ensambles y accesorios complementarios del completamiento inteligente, de acuerdo al tally que se adjunta:
11. Con unidad de cable eléctrico, armar, bajar y asentar Retrievable packer.
12. Ensamblaje de sellos para acoplamiento con el packer.
13. Instalación de Blas joint \*4.5 Bew Van 12.6.

14. Equipos de instrumentación que incluyen: mandril y carrier con sensores para medición de presión y temperatura de fondo de cada arena.
15. Medidor de flujo de fondo de 2 7/8" (density de nueva generación con protección de cuarzo para altas temperaturas) para medición de la producción de la arena inferior.
16. Ensamblar camisa de choque ajustable "SHCM-A" DE 2 7/8" abierto, dentro de la camisa de 3" (shroud), que controla la producción de la arena inferior.
17. Ensamblar camisa de choque ajustable "HCM-A" DE 2 7/8" abierto, que controla la producción de la arena superior.
18. Bajar completamiento inteligente con tubería de 2 7/8" new van, levantando los caballetes y chequeando integridad de capilares mediante panel de control.
19. Una vez que se aproxima el ensamble de sellos acoplar al packer, comprobar el ingreso aplicando un máximo de 12,000 Lbs.
20. Realizar espaciamento con pup joint de 2 7/8".
21. Bajar drill pipe de 2 7/8".
22. Bajar bomba de inserción 25-150-RXAC-24-6-4, con 100 varillas de 3/4" grado D.
23. Realizar ajuste de la bomba de acuerdo al procedimiento operacional.
24. Realizar pruebas a la bomba y válvulas.
25. Desarmar BOP.
26. Retirar subestructura.
27. Instalar cabezal, probar con presión
28. Se instalara UBM C-80D-133-48 y despojar fluido remanente con la acción de la bomba.
29. Dar por finalizada la operación.

Figura 45. Diseño propuesto para el pozo seleccionado (Colorado 55)



## **6. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO**

Para la realización de cualquier proyecto se hace necesario primero que todo hacer una inversión, con la intención de tener a disposición los recursos necesarios para poner en marcha dicho proyecto; no obstante, se espera que durante un lapso bastante considerable después de haber realizado la inversión, el proyecto retorne la cantidad de dinero suficiente para justificar la inversión inicial.

Previo a realizar la inversión inicial, siempre se tiende a realizar un análisis financiero del mismo con diversos criterios definidos por las ciencias económicas, cuyo objetivo principal es determinar la alternativa de inversión más adecuada con el fin de obtener la mayor rentabilidad. En este caso se evaluarán los siguientes criterios, y serán explicados detalladamente en secciones posteriores:

- Valor presente neto (VPN)
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Pay back
- Relación costo-beneficio

Además de eso se debe tener en cuenta los gastos generados por impuestos, que, en el caso de la legislación colombiana, los impuestos que se deben pagar en este tipo de proyectos son:

- Regalías

### **6.1 INVERSIÓN INICIAL**

La inversión inicial está definida como la suma de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Estos costos deben ser capitalizables en perspectiva. La inversión inicial se calcula totalizando todas las salidas y entradas que ocurran al momento que se está realizando el desembolso. Esta puede

calcularse bajo dos escenarios, el primero donde el desarrollo físico del proyecto no existe, y el segundo donde éste si existe, pero será modificado.

Para este proyecto en específico los gastos que se tendrán en cuenta para calcular la inversión inicial son:

- Costo por los nuevos activos a adquirir (Se suma)
- Gastos de instalación del activo (Se suma)
- Gasto de entrenamiento de personal (Se suma)
- Costos de promoción (Se suma)
- Costos de construcción (Se suma)
- Costos de desarrollo (Se suma)
- Ganancia neta por la venta del bien usado (Se resta)

## **6.2 FLUJO NETO DE EFECTIVO**

Es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto, se representa por medio de una gráfica donde el eje horizontal representa los períodos de tiempo (Semanas, meses, trimestres, etc.), y transversalmente se marcan líneas perpendiculares cuya altura indica los ingresos y egresos en el proyecto, tales como ingresos de dinero por la venta de crudo, gastos generados por la inversión, costos de operación y mantenimiento, impuestos y regalías. De esta forma, el flujo de caja se expresa de la siguiente manera:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos}$$

### 6.3 REGALÍAS

El estado colombiano es el propietario del subsuelo y de sus recursos naturales no renovables según el artículo 332 de la constitución política, y de acuerdo con esto, la explotación de un recurso natural no renovable supone una contraprestación económica a favor del estado, que se llama regalía. El dinero recaudado por medio de las regalías, cumplirá ciertas funciones económicas y para el desarrollo de la población de no solo los departamentos productores, sino los demás departamentos del país, los cuales también recibirán un porcentaje de estas; alguno usos de las regalías son: la promoción de la minería, la preservación del medio ambiente, la financiación de proyectos regionales de inversión.

Las compañías petroleras entregan al Estado entre el 8% y el 25 % del valor de la producción del petróleo crudo extraído directamente del pozo (en boca de pozo). Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados, las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semilivianos.

**Tabla 13. Regalías por producción de hidrocarburos en Colombia**

Producción diaria promedio	Porcentaje
Menor o igual a 5 KBPD	8%
Entre 5 KBPD y 125 KBPD	$X = 8 + (\text{KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)\%$
Entre 125 KBPD y 400 KBPD	20%
Entre 400 KBPD y 600 KBPD	$Y = 20 + (\text{KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)\%$
Mayor a 600 KBPD	25%

**Fuente:** Modificado de Congreso de la República de Colombia. Ley 756 de Regalías. Bogotá D.C. 2002.

## 6.4 INDICADORES FINANCIEROS

**6.4.1 Valor Presente Neto (VPN).** Este indicador es el método más popular para evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El valor presente neto permite determinar si una inversión cumple con su objetivo básico de maximizar la inversión. El valor presente neto permite determinar si dicha inversión puede incrementar o reducir el valor del proyecto, este cambio en el valor estimado puede ser positivo, negativo, o permanecer igual; si según la tasa de interés fijada el VPN es positivo, es conveniente aceptar el proyecto, si este es negativo, no es una buena opción llevar a cabo el proyecto porque estaría generando pérdidas, cuando el VPN es cero, existe una incertidumbre entre aceptar o no el proyecto.

El valor presente neto depende de las siguientes variables: La inversión inicial previa, las inversiones durante la operación, los flujos netos de efectivo, la tasa de interés y el tiempo de duración del proyecto.

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} \quad (30)$$

Dónde:

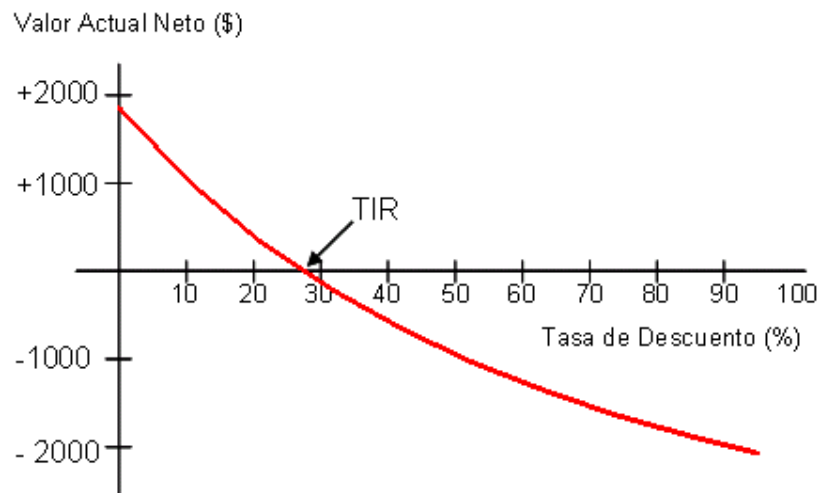
n= Período de tiempo

i= Tasa de inversión

**6.4.2 Tasa Interna De Retorno (TIR).** La tasa interna de retorno (TIR) es una tasa de rendimiento utilizada en el presupuesto del capital para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones. También se conoce como la tasa de flujo de efectivo descontado de retorno. El término “interna” se refiere al hecho de que su cálculo no incorpora factores externos (por ejemplo, la tasa de interés o la inflación). En otras palabras, la tasa interna de retorno es una tasa de interés para la cual el VPN es cero.

$$0 = -I.I + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1+i)^n} \quad (31)$$

**Gráfica 10. Representación gráfica de la Tasa Interna de Retorno**



**Fuente:** Página web. <http://www.encyclopediafinanciera.com/finanzas-corporativas/tasa-interna-de-retorno.htm>

**6.4.3 Tiempo de Recuperación de la Inversión (Payback).** El payback da una idea aproximada del tiempo que tardará la compañía en recuperar la inversión inicial para determinado proyecto a través del flujo de caja neto. Puede estar expresado en semanas, meses y años.

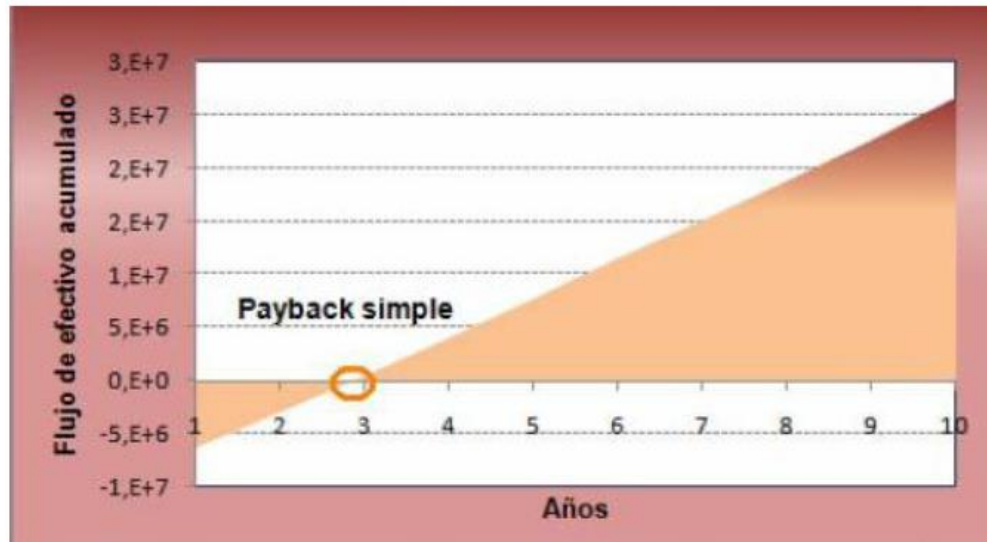
Es un método muy útil cuando se realizan inversiones en situaciones de elevada incertidumbre o no se tiene claro el tiempo en que se va a poder recuperar la inversión. Así, proporciona información sobre el tiempo mínimo necesario para recuperar la inversión.

**6.4.3.1 Payback simple.** En este método se considera los flujos de efectivo sin tener en cuenta el valor del dinero en el tiempo, es decir, se considera erróneamente que un dólar el día de hoy vale lo mismo que un dólar el día de mañana.

$$\textit{Payback Simple} = \frac{\textit{Inversión Inicial}}{\textit{Flujo de caja anual}} \quad (32)$$

Para que un proyecto sea aceptado, el payback simple debe ser menor a la vida económica del proyecto, esto asegurará que se recupere la inversión inicial antes de que se dé por terminado el mismo.

**Gráfica 11. Representación gráfica del Payback simple**



**Fuente:** AFANADOR, C., DELGADO, L. Viabilidad técnica y económica de la perforación under balance aplicada al Campo Escuela Colorado. 2008.

**6.4.5.2 Payback ajustado.** Es el tiempo requerido para recuperar el valor presente de la inversión inicial del proyecto, utilizando los flujos de efectivo y teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Se compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos con el valor presente de la inversión neta requerida, en otras palabras todos los flujos en ciertos períodos de tiempo se llevan a valor presente neto y se calcula el payback en un mismo tiempo.

De esta manera se obtienen resultados más precisos que utilizando el payback simple.

$$\text{Payback Ajustado} = \frac{VP \text{ inversión inicial}}{VP \text{ flujo de efectivo anual}} \quad (33)$$

## **6.5 METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO**

### **PASO 1: Estimar ingresos netos**

En este tipo de proyectos los ingresos se dan debido a la producción de hidrocarburos, sin embargo, los ingresos netos incluirán los gastos operativos asociados a la extracción de crudo (el lifting cost incluye todos los gastos operacionales necesarios para extraer un barril de petróleo) además de las regalías; por lo tanto los ingresos (mensuales) serán calculados de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Ingresos} = & \text{Producción diaria BPD} * 30 \text{ días} * \text{Precio del barril} * 100\% - \text{Regalías} \\ & - \text{Producción diaria BPD} * 30 \text{ días} * \text{Lifting cost} \end{aligned}$$

### **PASO 2: Estimar egresos**

Los egresos corresponden a las inversiones iniciales, cualquier otro trabajo no asociado con el lifting cost, por ejemplo: servicios de pulling y varilleo.

### **PASO 3. Calcular todos los indicadores financieros**

Finalmente, en esta etapa de deberá hacer un cálculo de cada uno de los indicadores financieros (Valor presente neto, tasa interna de recobro, pay back) para el proyecto.

## 6.6 EVALUACIÓN FINANCIERA

**6.6.1 Ingresos.** Los ingresos permanecen constantes cada mes, debido a que éstos sólo dependen de la producción de crudo y para efectos de este estudio se considera que la producción permanecerá constante a lo largo de los meses de evaluación del proyecto siendo ésta es 41,6 BOPD. Para calcular los ingresos netos se debe tener en cuenta el lifting cost el cual es de 15\$USD/Barril. Debido a que la producción es menor a 5.000 BPD las regalías serán del 20%. En las siguientes tablas se resumen los ingresos.

**Tabla 14. Ingresos netos pozo Colorado 55.**

<b>Período de Ganancia</b>	1	Meses
<b>Precio del barril</b>	60	\$USD/Barril
<b>Producción diaria</b>	41,6	BOPD
<b>Regalías</b>	20%	
<b>Lifting Cost</b>	15	\$USD/Barril
<b>Ingresos/Mes</b>	\$84.596	\$USD

**6.6.2 Egresos.** Los egresos corresponden a todos los gastos e inversiones realizadas a lo largo del proyecto, esto corresponde a 315.064\$USD.

Los precios más detallados de todos los equipos se podrán encontrar en el anexo A.

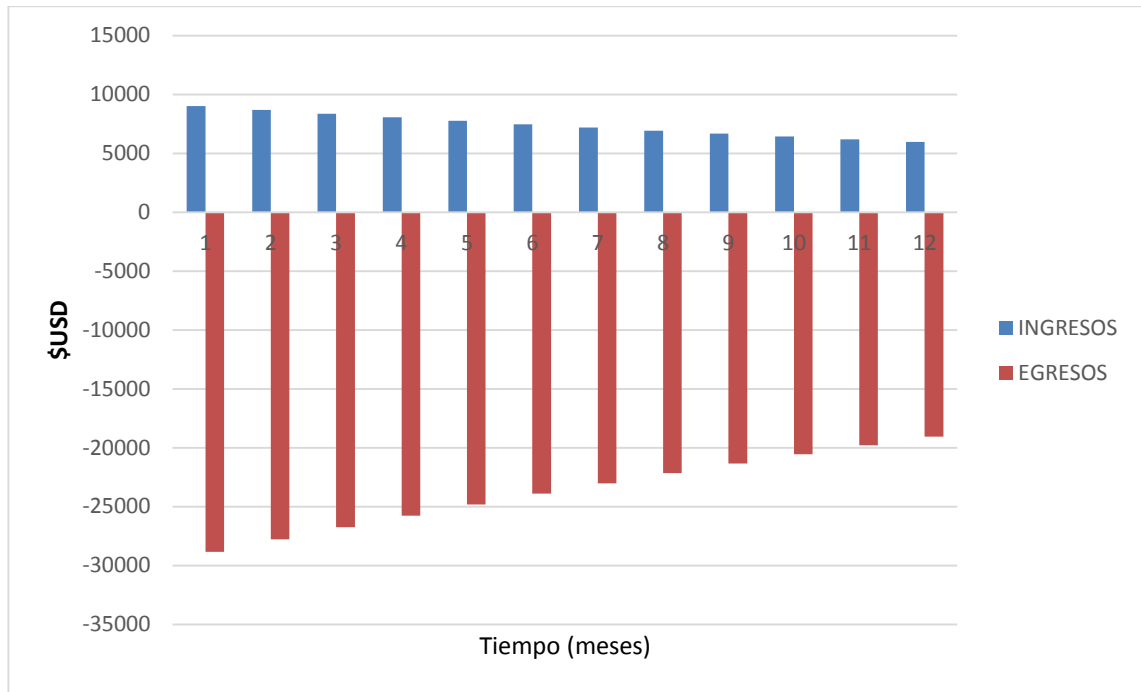
**Tabla 15. Capex Sistema Bombeo Electrosumergible**

CAPEX SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE		
COSTOS DEL SISTEMA	TUBERIA	60,000
	EQUIPO	702,364
COSTOS DE INSTALACION	OBRAS CIVILES	25,000
	WORKOVER	20,000
INVERSIONES		807,364

**Tabla 16. Opex Sistema Bombeo Electrosumergible**

OPEX SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	
LIFTING COST CRUDO	15
LIFTING COST GAS	0.2
LIFTING COST AGUA	0.6
WOR	0.038
PRECIO DE VENTA	60
REGALIAS	20%
GOR	550.23923

**Gráfica 12. Flujo de caja mensual**



**6.6.3 Indicadores Financieros.** Con la información anterior, y la teoría acerca de los indicadores que harán posible la evaluación económica del proyecto teniendo en cuenta que para la empresa el porcentaje mínimo de interés para hacer viable un proyecto es del 12%, con éste valor se calcula el VPN. A continuación se resumen los indicadores:

**Tabla 17. Indicadores financieros para el pozo Colorado 55.**

VPN	TIR	PAYBACK (Meses)	RCB
\$-1.149.773	-172,44%	16,79	0,940

RENTABILIDAD (\$USD)
-511,042

**6.6.4 Análisis financiero aplicando el bombeo mecánico (Arena B).** El análisis financiero utilizando el bombeo mecánico para producir una sola arena, se hace con la intención de comparar la rentabilidad que existe entre el completamiento electrosumergible y el bombeo mecánico. A continuación se encuentran todos los indicadores financieros.

**Tabla 18. Ingresos netos pozo Colorado 55 (Arena B)**

<b>Período de Ganancia</b>	1	Meses
<b>Precio del barril</b>	60	\$USD/Barril
<b>Producción diaria</b>	20.8	BOPD
<b>Regalías</b>	20%	
<b>Lifting Cost</b>	15	\$USD/Barril
<b>Ingresos/Mes</b>	\$28,838	\$USD

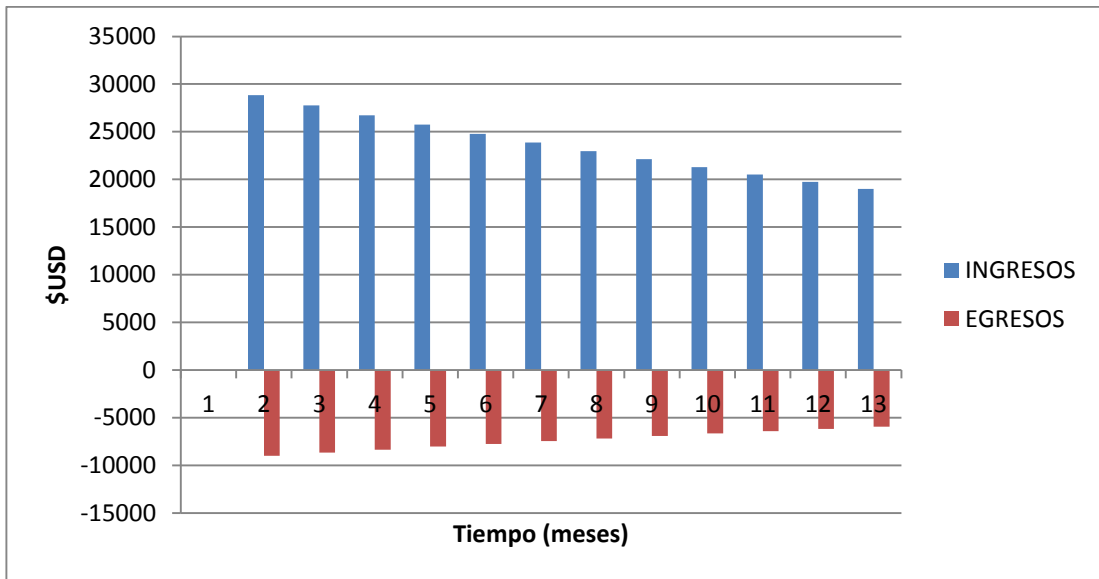
**Tabla 19. Capex Sistema Bombeo Mecánico**

CAPEX SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECANICO		
COSTOS DEL SISTEMA	TUBERIA	60,000
	EQUIPO	437,300
COSTOS DE INSTALACION	OBRAS CIVILES	25,000
	WORKOVER	20,000
INVERSIONES		542,300

**Tabla 20. Opex Sistema Bombeo Mecánico**

OPEX SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO	
LIFTING COST CRUDO	15
LIFTING COST GAS	0.2
LIFTING COST AGUA	0.6
WOR	0.038
PRECIO DE VENTA	60
REGALIAS	20%
GOR	550.23923

**Gráfica 13. Flujo de caja mensual Bombeo Mecánico**



**6.6.5 Indicadores financieros Bombeo Mecánico**

**Tabla 21. Indicadores Financieros Bombeo Mecánico**

VPN	TIR	PAYBACK (Meses)	RCB
\$4.074.951	10.43%	1.06	3,1719

RENTABILIDAD (\$USD)
5,059,322

**6.6.6 Conclusión.** La implementación de las completaciones inteligentes no es viable en este pozo, a pesar de la eficiencia de la herramienta y de las múltiples opciones de operación que ofrece hay que tener en cuenta que el costo de la implementación es bastante alto contrastado con la producción diaria del pozo en estudio, con lo cual queda más que claro que no es posible recuperar la inversión realizada, dejando como única alternativa el uso de las completaciones convencionales.

Por otra parte, mediante el uso del bombeo mecánico como sistema de levantamiento la producción es menor comparada con la electrosumergible, pero con una enorme diferencia en la parte financiera, es decir, es rentable. Esto es debido a que los costos de las herramientas para este sistema de levantamiento son menores.

## 7. CONCLUSIONES

- Una vez realizada la consulta bibliográfica de las completaciones inteligentes, fue posible determinar las diferentes características operativas del mismo, de igual manera establecer las diferencias entre el completamiento convencional y el completamiento inteligente, se concluyó que el sistema de completaciones inteligentes podría ser viable para instalar en campos Colombianos donde la producción de los mismos sea lo suficientemente alta para cubrir los costos de implementación.
- Se llevó a cabo una consulta bibliográfica de los posibles pozos en campo Escuela Colorado en los cuales se podría instalar la tecnología de completaciones inteligentes realizando las respectivas comparaciones entre los mismos para saber cual tenía el mayor potencial permitiéndonos elegir de esta forma el pozo Colorado 55 por ser el de mayor producción diaria de petróleo.
- Al finalizar la realización del diseño propuesto para el pozo seleccionado, se concluye que es técnicamente viable instalar este tipo de completamiento, sacando de esta forma, mayor provecho a las zonas productoras gracias a las ventajas ofrecidas por el completamiento inteligente como por ejemplo, la medición y control de flujo individual para cada arena productora.
- Las completaciones inteligentes minimizan costos de workover por la facilidad de manipulación de los equipos en superficie, se puede realizar Build Up, sin necesidad de perder producción ya que se cuenta con sensores de fondo P, T y Q (presión, temperatura y tasa de producción) que permiten esta operación. Esto representa una ventaja técnica muy importante sobre las completaciones convencionales.

- La viabilidad financiera para la implementación del completamiento inteligente no fue rentable, debido a los altos costos de inversión de las herramientas en comparación a los costos de implementación de un completamiento convencional. En los cálculos de los indicadores económicos como el VPN y el TIR se aprecia que los valores fueron negativos y no se alcanzó el Pay Back en el tiempo determinado. Por su parte, con la implementación del bombeo mecánico se obtuvo mayor rentabilidad a pesar de que la tasa de producción es menor, pero con la diferencia que el precio de las herramientas es menor, por lo cual es viable.

## 8. RECOMENDACIONES

- Considerar la posibilidad de extender el estudio de la viabilidad técnico-financiera de la implementación de completaciones inteligentes en otros campos colombianos, especialmente en campos donde se tengan pozos produciendo más de una arena con altos potenciales de producción.
- Realizar comparación de producción entre las completaciones inteligentes y las completaciones convencionales ya sea en un mismo campo o campos diferentes.
- Profundizar más en la parte del workover de las completaciones inteligentes y hacer un paralelo con las completaciones convencionales en cuanto a ventajas y desventajas.

## BIBLIOGRAFÍA

ANOZE, E. Alexandre, SPE, and MATTOS, Ricardo, SPE, Petrobras S.A. Production Optimization With Intelligent Wells. Buenos Aires, Argentina. 2007.

BROWNLEE, Fred. ERIKSEN, Remi. GOLDSMITH, Riley. WYLIE, Glenda. Improving Well Completions System Reliability using Intelligent Well Technology. Houston, Texas. 2001. OTC 13029.

BEVERIDGE, Kevin. ECK, Joseph. GOH, Gordon. IZETTI, Ronaldo, JADID, Maharon. SCAMPARINI, Gabriela. Terminaciones Inteligentes Modulares. Oilfield Review. Schlumberger. Otoño del 2011.

CHANCAY, Jorge. RUMIPAMBA, Luis. Incremento de la producción de petróleo en el campo Libertador mediante la implementación de completaciones inteligentes. Trabajo de Grado, Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador. 2007.

DIAZ, J. Camilo. Evaluación de la producción del Campo Colorado. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2013.

ECOPETROL S.A. Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Magdalena Medio, ICP. 2003.

Enciclopedia Financiera. [En línea]. Disponible en:  
<http://www.encyclopediainanciera.com/indicadores-financieros.htm>

G. Vachon and T. Bussear, Baker Oil Tools. Production Optimization in ESP COmpletions Using Basic Intelligent-Well Technology. Jakarta, Indonesia. 2005. SPE 93617.

Intelligent Completions. Flow Control. Completion Tools. Halliburton. 2013.

Intelligent Completions. Digital Infrastructure. Completion Tools. Halliburton. 2013.

LUNA, L. Olga. Análisis de la implementación del bombeo electrosumergible bajo aplicaciones duales en un campo colombiano de los Llanos Orientales: Visión Técnico-Financiera. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2012.

M. R. Konopczynski, SPE, Well Dynamics International Ltd. W. R. Moore, SPE, Shell International Exploration and Production, and J.J. Hailstone, BHPBilliton. ESPs and Intelligent Completions. San Antonio, Texas. 2002. SPE 77656.

MARTINEZ, Felix Angel. Evaluación de la factibilidad técnico-económica del uso de las completaciones inteligentes en los campos Zapatos Mata-R. Trabajo de Grado. Universidad del Oriente. Barcelona, Venezuela. 2011.

ROBINSON, Mike, Production Engineering Technologies Ltd. Intelligent Well Completions. Technology Today Series. Agosto del 2003.

STEPHEN, Dyer. EL-KHAZINDAR, Yasser. HUBER, Michael. RAW, Ian. REED, David. Terminaciones inteligentes: Manejo automatizado de pozos. Oilfield Review. Schlumberger. Primavera del 2008.

Well Completions and Productivity. Propuesta de completación. Schlumberger. Tomoporo, Septiembre del 2005.

W.R. Brock, E.O. Oleh, J.P. Linscott, and S. Agara, Mobil Producing Nigeria Unlimited. Application of Intelligent-Completion Technology in a Triple-Zone Gravel Packed. San Antonio, Texas. 2006. SPE 101021.

## **ANEXOS**



**Anexo B. Tablas de producción de pozos Col 03 - Col 55**

POZO	Col 03	FORMA 9SH		
		2010	2011	2012
MESES		CRUDO	CRUDO	CRUDO
Enero		0	1094,77	900,3111
Febrero		0	1081,52	1572,9233
Marzo		0	1270,94	1328,5498
Abril		0	1255,74	1177,4557
Mayo		0	1053,33	1017,1796
Junio		0	1073,96	847,7808
Julio		0	1103,47	856,0192
Agosto		0	1091,88	802,1633
Septiembre		40,19	980,47	681,8969
Octubre		1143,31	351,73	560,3174
Noviembre		1422,95	0	208,0377
Diciembre		974,95	805,13	0
<b>TOTALES</b>		<b>3581,4</b>	<b>11162,94</b>	<b>9952,6348</b>

POZO	Col 55	FORMA 9SH		
		2010	2011	2012
MESES		CRUDO	CRUDO	CRUDO
Enero		0	717,87	619,8007
Febrero		0	815,97	794,5793
Marzo		0	919,68	727,8009
Abril		0	1075,51	619,5667
Mayo		0	755,93	475,2153
Junio		0	1005,16	831,4669
Julio		0	1024,1	775,1894
Agosto		236,9	1370,72	731,1556
Septiembre		1353,22	1307,08	728,187
Octubre		1253,62	951,07	756,9197
Noviembre		1173,59	881,71	655,9435
Diciembre		944,26	836	589,0992
<b>TOTALES</b>		<b>4961,59</b>	<b>11660,8</b>	<b>8304,9242</b>

**Anexo C. Tablas de producción de pozos Col 59 - Col 40**

POZO	Col 59	FORMA 9SH		
		2010	2011	2012
MESES		CRUDO	CRUDO	CRUDO
Enero		0	994,56	463,9935
Febrero		0	1195,65	579,577
Marzo		0	1084,29	606,2101
Abril		0	963,4	559,2775
Mayo		0	902,64	619,9789
Junio		0	682,49	632,5872
Julio		0	625,54	553,0259
Agosto		0	594,78	509,6364
Septiembre		0	517,93	424,9506
Octubre		19,96	507,7	408,6436
Noviembre		756,43	458,75	395,312
Diciembre		1370,92	467,05	486,2036
<b>TOTALES</b>		<b>2147,31</b>	<b>8994,78</b>	<b>6239,3963</b>

POZO	Col 40	FORMA 9SH		
		2010	2011	2012
MESES		CRUDO	CRUDO	CRUDO
Enero		0	0	583,2014
Febrero		0	0	795,7594
Marzo		0	0	891,9539
Abril		0	0	481,4386
Mayo		0	0	697,4799
Junio		0	270,82	808,4827
Julio		0	1336,86	653,5596
Agosto		0	672,43	629,1071
Septiembre		0	1003,19	778,988
Octubre		0	901,87	595,2038
Noviembre		0	873,44	559,901
Diciembre		0	537,18	569,0347
<b>TOTALES</b>		<b>0</b>	<b>5595,79</b>	<b>8044,1101</b>

Anexo D. Tablas de Producción de pozos Col 75 - Col 67

POZO	Col 75	FORMA 9SH		
		2010	2011	2012
MESES		CRUDO	CRUDO	CRUDO
Enero		212	466,19	178,0005
Febrero		194	420,6	226,9691
Marzo		186,78	465,34	212,7511
Abril		146,14	450,26	174,9174
Mayo		155,65	465,59	237,9907
Junio		179,17	213,28	269,3959
Julio		75,82	222,78	258,5587
Agosto		161,72	207,71	243,5901
Septiembre		332,87	198,07	260,0516
Octubre		372,22	184,63	281,2825
Noviembre		407,13	182,1	168,8742
Diciembre		467,96	178,47	144,813
<b>TOTALES</b>		<b>2891,46</b>	<b>3655,02</b>	<b>2657,1948</b>

POZO	Col 67	FORMA 9SH		
		2010	2011	2012
MESES		CRUDO	CRUDO	CRUDO
Enero		0	747,85	2806,3008
Febrero		0	589,82	2680,216
Marzo		0	478,35	2285,2981
Abril		0	509,41	1993,6932
Mayo		0	651,82	2467,1376
Junio		0	1200,62	2213,9402
Julio		0	1488,52	2018,2373
Agosto		305,14	1387,87	1768,6387
Septiembre		1327,44	1323,43	1560,5687
Octubre		1108,58	2097,51	1514,0146
Noviembre		1048,76	2090,9	1455,3064
Diciembre		1154,31	1965,11	539,9238
<b>TOTALES</b>		<b>4944,23</b>	<b>14531,21</b>	<b>23303,275</b>

**Anexo E. Tabla de producción del pozo Col 56**

POZO	Col 56		FORMA 9SH	
	MESES	2010 CRUDO	2011 CRUDO	2012 CRUDO
Enero		0	586,49	178,0884
Febrero		0	925,28	227,1965
Marzo		0	1252,91	212,8818
Abril		0	1060,6	177,6598
Mayo		0	962,21	237,1607
Junio		0	487,41	266,5178
Julio		0	422,88	229,7298
Agosto		0	473,43	216,6077
Septiembre		963,82	451,45	236,9815
Octubre		1098,56	422,51	259,6454
Noviembre		1185,31	417,98	284,4048
Diciembre		569,36	316,17	255,532
<b>TOTALES</b>		<b>3817,05</b>	<b>7779,32</b>	<b>2782,4062</b>