

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD PARA LA INYECCIÓN DEL GAS
PRODUCIDO EN CAMPO ESCUELA COLORADO**

**OSCAR FABIÁN CARPIO PATIÑO
ORLANDO MIGUEL OSPINO OSPINO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD PARA LA INYECCIÓN DEL GAS
PRODUCIDO EN CAMPO ESCUELA COLORADO**

**OSCAR FABIÁN CARPIO PATIÑO
ORLANDO MIGUEL OSPINO OSPINO**

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

MSc. EMILIANO ARIZA LEÓN

Ingeniero de Petróleos

Co-director

Ing Luis Jesus Almeida Tellez

Ingeniero de Civil

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISICO-QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2012

DEDICATORIA

*Este triunfo es dedicado a:
A DIOS por ser mi amigo fiel, en el que me refugie en momentos
en los cuales no encontraba respuestas y que siempre estuvo
conmigo para así cumplir esta meta.*

*A mis padres Luis Orlando y Martha Rosa por ser mi motor, mi
apoyo, mis consejeros porque gracias a la confianza, el amor y
los valores que han sembrado en mí soy quien soy en estos
momentos. LOS AMO.*

*A mis hermanos Mauricio y Luíma los cuales se sienten
orgullosos de mi logro y a toda mi familia en general la cual
siempre a confiado e mí y me ha apoyado en este proceso.*

*A mis amigos que son el espejo en donde yo miro mi alma.
En general a todos mis amigos de la Universidad los cuales
estuvieron conmigo en este largo camino.*

*A mis maestros y a todas esas personas que abrieron mis ojos al
conocimiento profesional y de la vida misma.*

ORLANDO MIGUEL OSPINO OSPINO

DEDICATORIA

Gracias a Dios por darme la oportunidad y fortaleza por permitirme culminar esta etapa de mi vida y terminar con gran éxito mi carrera.

A mis padres Amparo y Enoc que me brindaron todo lo necesario para mi proceso de aprendizaje y su gran formación ética y moral.

A mi hermano Jhefferson por brindarme todo su apoyo de forma incondicional.

A mi abuelita María del Carmen por su cariño y afecto brindado a lo largo de mi vida.

A mis tíos Fersain y Alix en representación a toda mi familia por estar presente en gran parte de este proceso y su total apoyo que fue condicional.

A todos mis amigos de la universidad que de los cuales me llevo de cada uno una enseñanza y muchas experiencias.

A mis maestros que sin duda fueron los formadores y guías para la culminación de esta etapa.

Y en general a todas esas personas que en algún momento estuvieron presentes en esta etapa y que con sus personalidades y enseñanzas me ayudaron a formarme como persona.

OSCAR FABIAN CARPIO PATIÑO

AGRADECIMIENTOS

Expresamos un especial agradecimiento al docente Emiliano Ariza León por su colaboración en la dirección del proyecto.

Al Ing. Luis Jesus Almeida Tellez, Ingeniero Civil, Co-Director del Proyecto, Especialista en Ingeniería del Gas 2004, por todas sus enseñanzas y por su invaluable colaboración.

A Campo Escuela Colorado por facilitarnos el acceso a información requerida del campo y la compañía W.E.I LTD, en especial a todo el equipo de Operaciones, por la oportunidad que nos brindaron en la realización de este proyecto, así como por su muy buena disposición en todo momento en pro de nuestra formación profesional.

Al Ingeniero Oscar Vanegas Angarita por el asesoramiento ofrecido con respecto a toda la parte económica del proyecto para la creación del presupuesto.

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos por formarnos profesionalmente y darnos la oportunidad de cumplir nuestras metas.

CONTENIDO

INTRODUCCION.....	23
1. INYECCIÓN DE GAS.....	24
1.1 TIPOS DE INYECCIÓN.....	25
1.1.1 Inyección interna de gas o dispersa.....	25
1.1.2 Inyección externa de gas.....	26
1.2 FACTORES IMPORTANTES EN EL DISEÑO DE OPERACIONES DE INYECCIÓN.....	27
1.2.1 Tiempo para el inicio de la inyección de gas.....	27
1.2.2 Parámetros importantes para la inyección de gas en un yacimiento.....	27
2. INYECCIÓN DE GAS EN UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO.....	29
2.1 NORMATIVIDAD GENERAL.....	29
2.1.1 Marco Legal.....	29
2.1.2 Normatividad Técnica.....	31
2.2 UBICACIÓN DE LOS POZOS DE INYECCIÓN ¹	33
2.2.1 Inyección en la capa de gas.....	33
2.2.2 Inyección en la zona de petróleo.....	33
2.3 COMPLETAMIENTO DE LOS POZOS DE INYECCIÓN ¹	33
2.4 INSTALACIONES DE SUPERFICIE, COMPRESIÓN Y TRATAMIENTO ¹	34
2.4.1 Métodos de tratamiento.....	35
2.5 INSTALACION DE COMPRESORES.....	35
2.5.1 Descripción del proceso de compresión.....	41
2.5.2 Sistemas para la operación controlada de un compresor recíprocante.....	42
2.5.3 Procedimiento para especificar un compresor recíprocante.....	42
2.6 FLUJO DE FLUIDOS POR TUBERÍA.....	52
2.6.1 Número de Reynolds.....	52
2.6.2 Regímenes de Flujo.....	52
2.6.3 Ecuación de Darcy.....	53
2.6.4 Factor de fricción de Moody.....	53
2.6.5 Flujo de Gas.....	56

2.6.6	Ecuación de Weymouth	58
2.6.7	Ecuación de Panhandle	59
2.6.8	Ecuación de Spitzglass.....	61
2.6.9	Aplicación de las Ecuaciones de Flujo de Gas	61
2.6.10	Ecuación AGA.....	63
2.6.11	Criterios para el Tamaño de la Línea.....	64
2.7	CONDICIONES DE LA LINEA DE GAS	66
2.7.1	Etapas del proceso de construcción.	67
2.8	CONDICIONES DEL GAS	69
3.	FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE LA INYECCION DE GAS AL YACIMIENTO DEL CAMPO COLORADO	71
3.1	DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	71
3.1.1	Localización.....	71
3.1.2	Características de las formaciones.....	73
3.1.3	Estructura Geológica.	74
3.1.4	Historia del desarrollo y explotación.	75
3.1.5	Estado actual del Campo Escuela Colorado.	76
3.1.6	Producción de Gas Campo Escuela Colorado.....	77
3.2	PROBLEMAS E IMPACTOS	79
3.2.1	Problemas de Orden Legal.	79
3.2.2	Problema Ambiental y Social	79
3.2.3	Estudio de Impacto Ambiental.	79
3.3	ANALISIS DE LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE GAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO	81
3.4	SELECCIÓN DE EL SITIO ESTRATÉGICO (POZOS Y LOCACIÓN) PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO DE INYECCIÓN.	83
3.4.1	Estado mecánico y completamiento colorado 13.	90
3.4.2	Locación.	95
3.5	ESCENARIOS DE PRODUCCION DE GAS	97
3.5.1	Escenario 1	97
3.5.2	Escenario 2.....	98
3.5.3	Escenario 3.....	99

3.5.4	Escenario 4	101
3.6	PLANTEAMIENTO DEL DISEÑO DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN	102
3.6.1	Selección de la presión de descarga para el proceso de compresión..	103
3.6.2	Diseño de las condiciones y especificaciones del proceso de compresión..	104
3.6.3	Selección del diámetro de tubería para el proceso de compresión.....	111
4.	ANÁLISIS PRESUPUESTAL	119
4.1	COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL	119
4.1.1	Terrenos.....	119
4.1.2	Obras Físicas.....	119
4.1.3	Infraestructura y software.....	119
4.1.4	Costo inversiones iniciales	121
4.2	COSTO DE TUBERÍA Y CONSTRUCCIÓN.....	122
4.3	ESPECIFICACIONES Y COSTO DE COMPRESORES.....	123
4.4	ANALISIS DE RESULTADOS	126
	CONCLUSIONES.....	128
	RECOMENDACIONES.....	129
	BIBLIOGRAFIA	130
	ANEXOS	134

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Criterios de screening para la inyección de gas.....	28
Tabla 2.	Comparación de las normas api 11p y 618 para compresores.....	39
Tabla 3.	Valores estimados de eficiencia isentrópica de compresores.....	45
Tabla 4.	Porcentaje de incremento de potencia para unidades de alta velocidad.....	50
Tabla 5.	Rugosidades de tubería.....	56
Tabla 6.	Las especificaciones de Calidad del Gas Natural.....	70
Tabla 7.	Distribución de los pozos de Campo Escuela Colorado por bloques.....	75
Tabla 8.	Liquidación gas que llega a la estación.....	78
Tabla 9.	Porosidad y espesor promedio Formación Mugrosa.....	82
Tabla 10.	Resumen de algunas de las propiedades del Campo Escuela Colorado.....	82
Tabla 11.	Pozos candidatos.....	85
Tabla 12.	Datos generales Colorado 13.....	90
Tabla 13.	Topes y base de la formación Mugrosa para Colorado 13.....	90
Tabla 14.	Registros tomados a Colorado 13.....	91
Tabla 15.	Estado mecánico Colorado 13.....	91
Tabla 16.	Intervalos productores de pozos activos cercanos a Colorado 13....	95

Tabla 17.	Pronostico de producción por la empresa WEI Limited.....	97
Tabla 18.	Datos de producción y GOR mensual del Campo Escuela Colorado con los distintos escenarios de producción.....	101
Tabla 19.	Escenarios de producción de gas.....	102
Tabla 20.	Cantidad de gas a Inyectar.....	103
Tabla 21.	Estimativos de la presión de formación y de fractura para la zona de interés al año 2007.....	103
Tabla 22.	Composición del gas a inyectar.....	105
Tabla 23.	Relación de compresión por etapa.....	106
Tabla 24.	Condiciones de entrada y salida para cada etapa.....	106
Tabla 25.	Propiedades básicas por etapa para la estimación del BHP.....	107
Tabla 26.	Estimación del BHP para cada escenario de producción.....	107
Tabla 27.	Propiedades de cada etapa de compresión (Escenario 1).....	110
Tabla 28.	Propiedades de cada etapa de compresión (Escenario 2).....	110
Tabla 29.	Propiedades de cada etapa de compresión (Escenario 3).....	110
Tabla 30.	Propiedades de cada etapa de compresión (Escenario 4).....	111
Tabla 31.	Propiedades básicas del gas antes de la compresión.....	114
Tabla 32.	Diámetros tubería primer tramo (Escenario 1).....	114
Tabla 33.	Diámetros tubería primer tramo (Escenario 2).....	115
Tabla 34.	Diámetros tubería primer tramo (Escenario 3).....	115
Tabla 35.	Diámetros tubería primer tramo (Escenario 4).....	115

Tabla 36.	Propiedades básicas del gas después de la compresión.....	116
Tabla 37.	Diámetros tubería segundo tramo (Escenario 1).....	116
Tabla 38.	Diámetros tubería segundo tramo (Escenario 2).....	117
Tabla 39.	Diámetros tubería segundo tramo (Escenario 3).....	117
Tabla 40.	Diámetros tubería segundo tramo (Escenario 4).....	117
Tabla 41.	Costo Obra Físicas.....	119
Tabla 42.	Costo Software.....	120
Tabla 43.	Costo Subestación eléctrica.....	120
Tabla 44.	Costo del diseño del proceso.....	121
Tabla 45.	Costos trámites y permisos.....	121
Tabla 46.	Inversiones Iniciales.....	122
Tabla 47.	Costo Tubería.....	123
Tabla 48.	Especificaciones de los compresores.....	123
Tabla 49.	Costo Compresores.....	124
Tabla 50.	Presupuesto Escenario 1.....	124
Tabla 51.	Presupuesto Escenario 2.....	124
Tabla 52.	Presupuesto Escenario 3.....	125
Tabla 53.	Presupuesto Escenario 4.....	125
Tabla 54.	Resumen del presupuesto total para cada escenario.....	125

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Compresor reciprocante (desplazamiento positivo).....	36
Figura 2.	Compresor centrífugo (dinámico).....	37
Figura 3.	Tipos de compresores.....	37
Figura 4.	Rangos de operación de compresores comerciales.....	38
Figura 5.	Diagrama de flujo de proceso de un compresor de gas de tres etapas.....	42
Figura 6.	Relación aproximada de la capacidad calórica de gases hidrocarburos.....	46
Figura 7.	Curva de Compresión.....	48
Figura 8.	Factor de corrección por baja presión de admisión.....	50
Figura 9.	Factor de corrección por gravedad específica.....	51
Figura 10.	Potencia de compresión.....	52
Figura 11.	Diagrama de Moody para el factor de fricción.....	56
Figura 12.	Factor de fricción vs Diámetro de tubería para tres correlaciones....	63
Figura 13.	Caída de presión aceptable para líneas cortas.....	66
Figura 14.	Ubicación Campo Escuela Colorado.....	73
Figura 15.	Columna estratigráfica Cuenca del Magdalena Medio.....	74
Figura 16.	Distribución de bloques y pozos en el Campo Escuela Colorado.....	75

Figura 17.	Medidas del gas que llega a la estación (kpcd).....	79
Figura 18.	Diagrama “Metodología de selección de pozos”.....	85
Figura 19.	Mapa estructural del Campo Escuela Colorado al tope de la Formación Mugrosa.....	88
Figura 20.	Correlación estructural S-N de registros SPN y resistivo.....	90
Figura 21.	Ubicación de los tiros en el registro.....	93
Figura 22.	Correlación entre los topes de los topes de la Formación Mugrosa en el Campo Colorado entre los pozos C22, C19, C23 y C77.....	95
Figura 23.	Localización.....	97
Figura 24.	Producción de crudo vs Tiempo.....	100
Figura 25.	Producción de gas vs Tiempo.....	101
Figura 26.	GOR vs Tiempo.....	101
Figura 27.	Sistema de compresión.....	110
Figura 28.	Diagrama “Metodología de selección del diámetro de tubería”.....	114
Figura 29.	Resumen del presupuesto total para cada escenario.....	127

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A.	Trazado de la línea de tubería en la topografía de Campo Escuela Colorado.....	135
ANEXO B.	Cromatografía del Gas de Campo Escuela Colorado.....	139
ANEXO C.	Datos técnicos para tuberías de acero al carbón y aleaciones.....	143

NOMENCLATURA

NTC	= Norma Técnica Colombiana
ASME	= Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
Q_g	= Caudal de Gas, MMscfd
S	= Gravedad específica del gas a condiciones estándar (aire = 1)
d	= Diámetro interno de tubería, in.
μ	= Viscosidad, cp
L	= Longitud de tubería, ft
D	= Diámetro de tubería, ft
f	= Factor de proporcionalidad
P	= Presión, psi
ρ	= Densidad, lb/ft ³
V	= Velocidad, ft/sec
w	= Caudal de gas, lb/seg
g	= Aceleración de la gravedad, ft/seg ²
A	= Área de la sección transversal de la tubería, ft ²
YI	= Volumen específico de gas en condiciones de entrada, ft ³ /lb
f	= Factor de fricción
P1	= Presión de entrada, psia
P2	= Presión de salida, psia
S	= Gravedad específica del gas a condiciones estándar
Z	= Factor de compresibilidad para el gas
T	= Temperatura, ° R
T1	= Temperatura del gas en la entrada, °R
Q'g	= Caudal de gas, scfd
Lm	= Longitud de tubería, millas
Δh_w	= Perdida de presión, pulgadas de agua

(S.G.)	= Gravedad específica del gas (aire = 1)
Ve	= Velocidad de erosión, Ft/seg
C	= Erosión a flujo constante
V	= Velocidad del gas, ft /s
Pout	= Presión de Salida (psia)
Pin	= Presión de Entrada (Psia)
N	= Número de etapas
Tout	=Temperatura de Salida (°R)
Tin	=Temperatura de Entrada (°R)
Eisen	=Eficiencia Isotrópica
m	=Flujo másico de vapor (lbm/hr)
$h_{2(isentrópico)}$	=Entalpía a las condiciones de descarga isentrópica (Btu/lbm)
h_1	=Entalpía a las condiciones de succión (Btu/lbm)
$m\Delta h_{isent}$	= Trabajo Teórico
Ps	= Presión estándar (14,7 Psia)
Ts	= Temperatura a condiciones estándar (520°R)
Tin	=Temperatura entrada del gas (°R)
Z_{avg}	= Factor de compresibilidad promedio de la succión y la descarga
MMSCFd	= Flujo gas por día @ condiciones estándar
F1	= Factor de corrección por baja presión de entrada
F2	= Factor de corrección para gravedad específica
F3	= Porcentaje de incremento de la potencia para compresores de alta velocidad
K	= Relación de Calores Específicos
S1	= Entropía 1
S2	= Entropía 2

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD PARA LA INYECCIÓN DEL GAS PRODUCIDO EN CAMPO ESCUELA COLORADO*

AUTORES: OSCAR FABIÁN CARPIO PATIÑO
ORLANDO MIGUEL OSPINO OSPINO**

PALABRAS CLAVES: Inyección de Gas, Almacenamiento de Gas, Factibilidad, Campo Colorado

DESCRIPCIÓN

En el siguiente trabajo de grado se hace una evaluación de la factibilidad para la inyección del gas producido en Campo Escuela con el fin de que este no sea quemado, ya que incurriría a daños ambientales y acarrearía sanciones legales y económicas para el Campo.

Para llevar a cabo esta evaluación, inicialmente se hace la respectiva revisión de los datos de interés como: el número de pozos, el estado mecánico de los mismos, algunos aspectos geológicos de las formaciones del campo Colorado, mapas estructurales, costo de tuberías, trabajos anexos al proyecto, historial de producción, y por ultimo composición de los fluidos del campo.

Se establece cual o cuales son los potenciales sitios en donde se puede implementar la inyección. Se escogerá el pozo con la mejor ubicación y que no se encuentre actualmente en producción y posteriormente se generaran diversos escenarios de producción tanto de crudo como de gas, para poder abarcar varias posibilidades debido a los trabajos de mantenimiento y perforaciones de nuevos pozos, o en el caso contrario que se presente una disminución en la producción.

Posteriormente se entrara hacer el diseño de la tubería y las condiciones óptimas de presión para inyectar el gas en los diferentes escenarios, para esto será necesaria la implementación del simulador ASPEN HYSYS® V7.1 de Aspentech

Como resultado de este proceso se obtienen los cuatro diseños, uno para cada escenario y así se define la factibilidad de la implementación para cada diseño propuesto mediante una evaluación de costos de inversión. Con todo esto se obtiene el mejor escenario para realizar la inversión.

*Proyecto de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Emiliano Ariza León.

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY EVALUATION FOR GAS INJECTION PRODUCED IN CAMPO ESCUELA COLORADO.

AUTHORS: OSCAR FABIÁN CARPIO PATIÑO
ORLANDO MIGUEL OSPINO OSPINO**

KEY WORDS: Gas Injection Gas Storage, Feasibility, Colorado field.

DESCRIPCIÓN

The following degree work provides an assessment of the feasibility for the injection of gas produced in Campo Escuela Colorado in order that this wouldn't be burned because it could lead to legal penalties and environmental damage to the surrounding towns.

To carry out this evaluation is initially reviewing the relevant data of interest: the number of wells, the mechanical state of the same, some geological formations from Campo Escuela Colorado, structural maps, cost of pipes, Annexes to the project work, history of oil and gas production and composition of the fluids of the field.

Which is established or which are potential places where you can implement gas injection. It will choose the oil well with the best location and is not currently in production; then generate scenarios of oil and gas production, these scenarios vary from workover, further drilling or decreased overall production field.

Subsequently perform the pipeline design, optimum conditions of pressure to inject the gas and the design of the compression system, all based on each of the different stages of production of gas, it will be necessary for the implementation of the simulator Aspen HYSYS ® V7.1 of AspenTech.

As a result of this process four designs are obtained, one for each production stage. To determine the feasibility of each of the designs will be a study of investment costs, after this choose the best design for the project implementation.

*Thesis

**Physicochemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Director: Msc. Emiliano Ariza León.

INTRODUCCIÓN

Al analizar la situación energética mundial se puede observar la importancia que tienen los hidrocarburos gaseosos y que la quema en estos trae graves consecuencias legales a cualquier empresa que ponga en práctica este procedimiento. Entes reguladores como el MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE y el MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA pueden llegar a tomar la decisión de clausura del campo por el incumplimiento de las leyes y normatividad vigente.

Debido a lo mencionado anteriormente, la presente investigación está enfocada a analizar la problemática del gas de producción del Campo Escuela Colorado, ya que este gas es de alta calidad, pero al no tener facilidades de superficie para tratarlo esta siendo quemado, generando incumplimiento a las condiciones ambientales adecuadas; produciendo sobre-costos por sanciones legales en contra del campo abriendo la posibilidad de que sea cerrado.

El objetivo principal de esta investigación es realizar una evaluación de la factibilidad para la inyección del gas producido en Campo Escuela Colorado; para esto inicialmente se realizó una revisión bibliográfica sobre aspectos generales en proyectos de inyección de gas; seguido a estos se llevó a cabo una revisión de los aspectos geológicos y petrofísicos que influyen en un proyecto de inyección de gas, lo cual es la base para la selección del piloto de inyección; a partir de esto se generan diversos escenarios de producción de gas que darán paso a la realización de un análisis técnico y un presupuesto para cada escenario.

1. INYECCIÓN DE GAS³²

La inyección de gas en yacimientos petrolíferos ha sido una técnica empleada aproximadamente desde finales del siglo XIX con un propósito específico que sería la recuperación secundaria. La idea de usar gas con el fin de mejorar la productividad de los pozos de petróleo fue propuesta por James D. Dinsmoor en 1864, quien más tarde, en 1891, al inyectar gas proveniente de una arena en otra, logró doblar la producción de petróleo; posteriormente, en 1895, combinó la represurización de gas con el uso de bombas de vacío en los pozos de petróleo. Se considera que ésta fue la primera vez que se utilizó un compresor en operaciones de inyección de gas.

Uno de los objetivos de la inyección de gas es complementar la energía del yacimiento y/o mantener la presión del mismo; ambos dan lugar a un incremento del recobro de petróleo, mejorando los ciclos de producción y la conservación del gas. *“Para una operación exitosa de inyección de gas casi que se conservan los mismos criterios físicos que para la inyección de otro tipo de fluido”.*

Las ventajas del mantenimiento de la presión incluyen la conservación del gas, la provisión de energía para producir petróleo por flujo natural; la previsión del avance de agua y, lo que tiene más importancia, la obtención de una mayor recuperación final del petróleo en el yacimiento.

Por otro lado, cuando los organismos estatales no permiten el desperdicio del gas, se recomiendan conservarlo para futuros mercados, y mientras se vende, se opta por inyectarlo en el yacimiento para almacenarlo.

1.1 TIPOS DE INYECCIÓN³²

Las operaciones de inyección de gas se clasifican en dos tipos distintos:

1.1.1 Inyección interna de gas o dispersa. Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial y donde no existe tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado; en este tipo inyección se usan algunos arreglos geométricos de pozos inyectoros con el propósito de distribuir de manera uniforme el gas inyectado a través de las zonas productivas del yacimiento.

La inyección de gas interna tiene ventajas como:

- El gas inyectado puede orientarse hacia las zonas de interés.
- La cantidad de gas que se inyecta puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección del gas.

Desventajas:

- La eficiencia del recobro se mejora poco por la posición estructural del yacimiento o drenaje por gravedad.
- La eficiencia de barrido areal está por debajo de la que se logra por inyección de gas externa.
- Los canales formados por la alta velocidad de flujo disminuyen la eficiencia del recobro, lo que no ocurre con la inyección de gas externa.
- Los costos de operación aumentan de acuerdo a la cantidad de pozos que se requieran.

1.1.2 Inyección externa de gas. La inyección externa se lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación debida a las fuerzas de gravedad; se refieren a inyección de capa de gas, en este caso se usan pozos inyectoros en la parte superior de la estructura del yacimiento.

Características de la inyección externa de gas:

- Se usa en yacimientos de alto relieve estructural para permitir que la capa de gas desplace el petróleo.
- Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales. Los pozos de inyección se ubican de manera que se logre una buena distribución areal del gas inyectado, con el fin de obtener mayores beneficios del drenaje por gravedad.
- La cantidad de pozos requeridos para un determinado yacimiento depende de la inyectabilidad y de los puntos de inyección que sean requeridos.

Ventajas:

- Se logra mayor eficiencia de barrido areal en este tipo de inyección.
- Se obtienen mayores beneficios del drenaje por gravedad.
- Se presenta mayor eficiencia de barrido vertical.

Desventajas:

- Requiere de una buena permeabilidad vertical del yacimiento.
- Se debe tener controlada la producción de gas libre de la zona de petróleo.
- Tanto las intercalaciones de lutitas como las barreras resultan inconvenientes para la inyección de gas externa.

1.2 FACTORES IMPORTANTES EN EL DISEÑO DE OPERACIONES DE INYECCIÓN

El éxito de un proyecto de inyección de gas depende de la eficiencia con que el gas inyectado desplaza al petróleo y de la fracción del yacimiento que se barre por el gas inyectado.

1.2.1 Tiempo para el inicio de la inyección de gas. Los principales factores de éxito de los procesos para incrementar la productividad de un campo consisten en:

- La selección adecuada del tipo y volumen de fluidos que deben inyectarse al yacimiento.
- La optimización de los puntos de inyección.
- La identificación del momento oportuno para iniciar los programas de recuperación.

Este tiempo se relaciona con un proceso apropiado para el yacimiento de interés. Por esta razón, los programas de recuperación deben iniciarse temprano en el ciclo de vida del yacimiento, de lo contrario no se lograrán niveles óptimos de recuperación, aún si se llegara a aplicar la tecnología más moderna.

Entre los problemas que enfrentan los proyectos de inyección de gas con relación al diseño y ejecución se encuentran las restricciones de carácter financiero y los obstáculos de naturaleza organizativa, regulatoria y administrativa que limitan dichos proyectos.

1.2.2 Parámetros importantes para la inyección de gas en un yacimiento.

Existen parámetros en los proyectos de inyección que permanecen fijos y de los que no se puede llevar un control, tales como:

- Las propiedades de los fluidos yacimiento.
- El tipo de empuje.
- La geometría del yacimiento.
- Estructura Geológica.

- Las propiedades de la roca.

Resulta importante tener en cuenta que puede variarse parámetros como:

- Presión de inyección.
- Patrón.
- Tasa de inyección.

En la tabla 1 muestra los criterios de screening para la inyección de gas:

Tabla 1. Criterios de screening para la inyección de gas

CRITERIOS DE SCREENING PARA LA INYECCIÓN DE GAS					
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO					
Saturación de Aceite(%)	Litología	Espesor Neto(Ft)	Permeabilidad promedio (mD)	Profundidad (Ft)	Temperatura (°F)
>35	NC	NC	NC	> 1800	NC
PROPIEDADES DEL ACEITE					
Viscosidad del aceite en yac(Cp)		Gravedad API (°API)		Composición	
< 600		> 12		NC	

Fuente. Arnold, KEN y STEWART, MAURICE. Surface Production Operation. Design of Gas-Handling Systems and Facilities Volume 1,2ndE. Houston, TX. United States of America, 1999.

2. INYECCIÓN DE GAS EN UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO

2.1 NORMATIVIDAD GENERAL

2.1.1 Marco Legal^{11, 12}. Son de injerencia en el presente estudio las Normas de rango Constitucional, leyes orgánicas y dispositivos con rango de ley que establecen las políticas generales de cuidado y protección del medio ambiente en el país, tales como:

- Constitución Política de Colombia 1991, Artículo 2º inciso 22º.
- Ley N° 99 de 1993. Ley del Medio Ambiente,
- Ley 142 de 1994 Ley de Servicios Públicos

A continuación se relacionan algunas normas, resoluciones, acuerdos, decretos y leyes que regulan la Industria del manejo, explotación, producción y transporte del gas en la República de Colombia

- **Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009 del MME (Ministerio de Minas y Energía)**, *Por la cual prohíbe la quema, desperdicio o emisión de gas en la atmósfera en los campos productores en Colombia.*
- **Resolución 071 del 1999 (junio 03)**, *Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT.*
- **Resolución 054 del 2007 (junio 21)**, *Por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de transporte, definida en la Resolución CREG 071 de 1999.*

- **Decreto 1514 del 03 de Mayo de 2010**, *Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 2687 de 2008, modificado por el Decreto 4670 de 2008, del Ministerio de Minas y Energía.*
- **Ley 1274 de 2009 (enero 5)**, *Diario Oficial No. 47.223 de 5 de enero de 2009, Por la cual se establece el procedimiento de avalúo para las servidumbres petroleras.*

ARTÍCULO 1o. *SERVIDUMBRES EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS.* La industria de los hidrocarburos está declarada de utilidad pública en sus ramos de exploración, producción, transporte, refinación y distribución. Los predios deberán soportar todas las servidumbres legales que sean necesarias para realizar las actividades de exploración, producción y transporte de los hidrocarburos, salvo las excepciones establecidas por la ley.

Se entenderá que la servidumbre de ocupación de terrenos comprenderá el derecho a construir la infraestructura necesaria en campo e instalar todas las obras y servicios propios para beneficio del recurso de los hidrocarburos y del ejercicio de las demás servidumbres que se requieran.

- **RESOLUCIÓN No.057 (30 JUN. 1996)**, *“Por la cual se establece el procedimiento de comercialización de gas natural en Colombia”.*
- **Notas de Vigencia:- Modificada por la Resolución 7 de 2009**, publicada en el Diario Oficial No. 47.274 de 25 de febrero de 2009, *“Por la cual se dictan disposiciones para la compra de gas combustible con destino a usuarios regulados por parte de los concesionarios de las Áreas de Servicio Exclusivo”.*

- **Modificada por la Resolución 70 de 2006**, publicada en el Diario Oficial No. 46.418 de 11 de octubre de 2006, *"Por la cual se derogan algunas disposiciones de la Resolución CREG 023 de 2000 y se dictan otras disposiciones para la contratación de suministro de gas natural"*.
- **Modificada por la Resolución 23 de 2000**, publicada en el Diario Oficial No. 43.993, del 04 de mayo de 2000, *"Por la cual se establecen los Precios Máximos Regulados para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones para la comercialización de gas natural en el país"*.
- Para la interpretación de esta Resolución se debe tener en cuenta lo dispuesto por la Resolución CREG-092 de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43.835 del 30 de diciembre de 1999.
- Para la interpretación de esta Resolución se debe tener en cuenta lo dispuesto en el artículo 1o. de la Resolución 2 de 1999.
- **Modificada por la Resolución 71 de 1998**, publicada en el Diario Oficial No. 43.340 de julio 15 de 1998, *"Por la cual se dictan normas referentes a la participación de las empresas en el subsector de gas natural"*.
- **Modificada por la Resolución 93 de 1997**, publicada en el Diario Oficial No. 43.055 de 05 de junio de 1997, *"Por la cual se dictan disposiciones en materia de transporte de gas natural"*.
- **Modificada por la Resolución 92 de 1997**, publicada en el Diario Oficial No. 43.055 de 05 de junio de 1997, *"Por la cual se dictan disposiciones en materia de definición y utilización de redes para el transporte de gas natural por tubería"*.

2.1.2 Normatividad Técnica^{23,3,8}. Son documentos que contienen especificaciones técnicas basadas en los resultados de la experiencia y del desarrollo tecnológico.

A continuación se relacionan algunas normas técnicas las cuales regulan la industria, de la construcción y diseño de gasoductos.

- **NTC 3728 del 18 de Diciembre de 2001.***En la cual se establecen los requisitos que deben cumplir las líneas de transporte y las redes de distribución de gases combustibles, en cuanto al diseño, materiales, construcción, verificación y pruebas, condiciones de operación y exigencias relativas al mantenimiento y control de la corrosión.*
- **NTC 3838 del 24 de Diciembre de 2007.***En la cual se establecen las presiones de operación permisibles en los sistemas que se utilicen para el transporte, distribución y suministro de gases combustibles, en aplicaciones de uso residencial, comercial e industrial bajo condiciones normales de servicio, de acuerdo con las características particulares de construcción y funcionamiento de tales sistemas, para salvaguarda de la seguridad en el uso y manejo de estos combustibles.*
- **ASME-B318 Edición de 1999.***La cual cubre el diseño, fabricación, inspección y pruebas de instalaciones de ductos usados para el transporte de gas. Este Código también abarca los aspectos de seguridad de la operación y mantenimiento de dichas instalaciones.*
- **API 1104 del 07 de Noviembre de 2005.***La presenta especificaciones en la soldadura de tuberías para gasoductos y Facilidades Relacionadas.*
- **API 5CT del 01 de Julio de 2011.***Presenta especificaciones en los Tubos para Gasoductos/Oleoductos/Acueductos, Revestimiento y Producción de Pozos Petroleros tubería de línea, revestimiento y producción.*

2.2 UBICACIÓN DE LOS POZOS DE INYECCIÓN²⁷

En general, para el aumento de recuperación que puede proporcionar la inyección de gas, no necesariamente se requiere la perforación de nuevos pozos para este propósito, se pueden utilizar parte de los pozos productores activos o inactivos.

2.2.1 Inyección en la capa de gas. Todos los pozos de inyección nuevos o productores convertidos en pozos de inyección, se concentran en la parte superior de la estructura geológica. Los pozos productores pueden requerir de abandono frente a las zonas productoras y de la realización de nuevas perforaciones en la capa de gas.

2.2.2 Inyección en la zona de petróleo. En este caso, la densidad pozos en el campo tiene amplia variación, pero siempre hay menos de un pozo de inyección por pozo productor.

En los primeros proyectos de inyección de gas llega se intentó por mantener un patrón regular, pero en la actualidad se selecciona con frecuencia un modelo de siete puntos invertido. El modelo consta de un pozo inyector y seis productores. Sin embargo, lograr este modelo se dificulta, debido a la ubicación de los pozos perforados durante la fase de producción primaria.

2.3 COMPLETAMIENTO DE LOS POZOS DE INYECCIÓN²⁷

En el caso de la conversión de pozos de producción existentes, se saca primero el antiguo completamiento del pozo y se limpia el intervalo del yacimiento con lavado químico o raspándolo. Se debe comprobar las condiciones del casing y reparar en caso de alguna fuga.

El tipo de inyección influye sobre el intervalo de completamiento. En el caso de inyección en la capa de gas, se bloquea el intervalo productor de petróleo y el casing se perfora al nivel de la capa de gas. En la inyección en la zona de petróleo

se necesita cambiar el intervalo de completamiento, a menos que determinadas zonas tengan que ser eliminadas debido a su alta permeabilidad a los gases porque se generan canales preferenciales para el gas. Si el pozo está revestido, se puede utilizar cemento o envasadores para limitar la zona de inyección. Si el pozo no está revestido, se necesita un revestimiento de cemento en el lugar donde se requiera perforar.

La inyección se puede llevar a cabo a través del casing o por dentro del tubing anclado con un empaque justo encima del yacimiento. Cabe señalar que los valores de las presiones en cabeza de pozo durante la inyección de gas están por encima de lo que están durante la producción de petróleo y se necesita cambiar cabezales de pozo a una mayor serie.

2.4 INSTALACIONES DE SUPERFICIE, COMPRESIÓN Y TRATAMIENTO²⁷

El gas de los separadores, de los campos cercanos o los gases de combustión pueden contener las siguientes impurezas:

- Sulfuro de hidrógeno.
- Dióxido de carbono.
- Oxígeno.
- Vapor de agua.
- H₂S, CO₂ y O₂.

Estas impurezas pueden provocar la corrosión de las tuberías de superficie y del equipo de sondeo. Además de los efectos sobre las instalaciones, se forman precipitados que pueden ocasionar daño de formación.

La presencia de vapor de agua a ciertas condiciones de temperatura y presión causan la formación de hidratos que bloquean la tubería.

2.4.1 Métodos de tratamiento

❖ **Desulfuración.** El gas pasa a través de columnas de absorción donde entra en contacto con una solución química, la cual luego puede ser regenerada.

Reactivos utilizados:

- Solución de carbonato de sodio (regeneración por corriente de aire).
- Sulfito de sodio (regeneración de calefacción).
- Aminas (regeneración de calefacción).

❖ **Deshidratación.** Se utilizan diversas sustancias que atraen moléculas de agua a través de absorción o adsorción entre las cuales están los sólidos como gel de sílice, aluminio activado, sulfato de calcio, la anhidrita, fluorita, y líquidos como glicoles. No existe método económico para la extracción de oxígeno del gas. Todas las posibles precauciones se deben tomar para evitar la introducción accidental de oxígeno en la tubería de superficie.

❖ **Filtración.** La inyección de gas debe estar libre de partículas sólidas o líquidas. Por tanto, se deben instalar filtros en el sistema con el fin de eliminar todas las partículas. El medio poroso exige e impone un alto nivel de filtración. Los filtros se encuentran en el centro de tratamiento y en cada pozo de inyección.

2.5 INSTALACION DE COMPRESORES¹⁶

En la mayoría de los casos el gas disponible se debe comprimir para ser inyectado en la formación.

Un compresor es una máquina que está construida para aumentar la presión y desplazar cierto tipo de fluidos llamados compresibles, tal como lo son los gases y los vapores. Esto se realiza a través de un intercambio de energía entre la máquina y el fluido en el cual el trabajo ejercido por el compresor es transferido a la sustancia que pasa por él para ser convertido en energía de flujo, aumentando su presión y energía cinética impulsándola a fluir.

Al igual que las bombas, los compresores también desplazan fluidos, pero a diferencia de las primeras que son máquinas hidráulicas, éstos son máquinas térmicas, ya que su fluido de trabajo es compresible, sufre un cambio apreciable de densidad y, generalmente, también de temperatura; a diferencia de los ventiladores y los sopladores, los cuales impulsan fluidos compresibles, pero no aumentan su presión, densidad o temperatura de manera considerable.

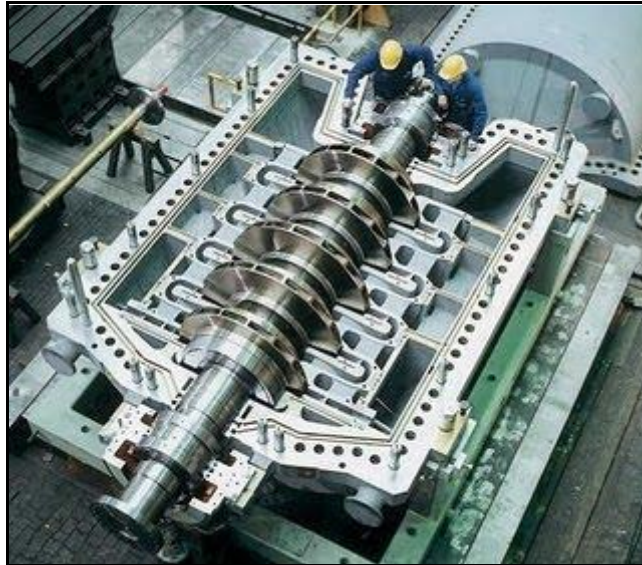
Dependiendo de la aplicación, los compresores se pueden clasificar como compresores de desplazamiento positivo (Figura 1), dinámico (Figura 2) o térmico; y de allí se desprenden una clasificación para cada tipo de compresor (Figura 3).

Figura 1. Compresor recíproco (desplazamiento positivo)



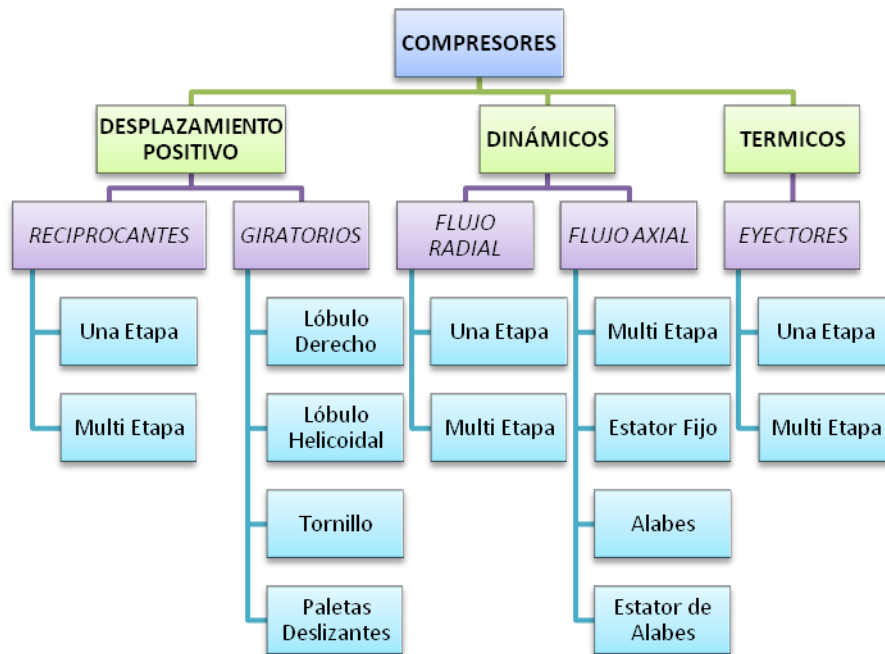
Fuente.VIARURAL. [En línea]. Lista de Álbumes < bit.ly/XoRLva>

Figura 2. Compresor centrífugo (dinámico)



Fuente. ebloggers4t.wordpress.com. [En línea]. < <http://bit.ly/RMJJsJs> >.

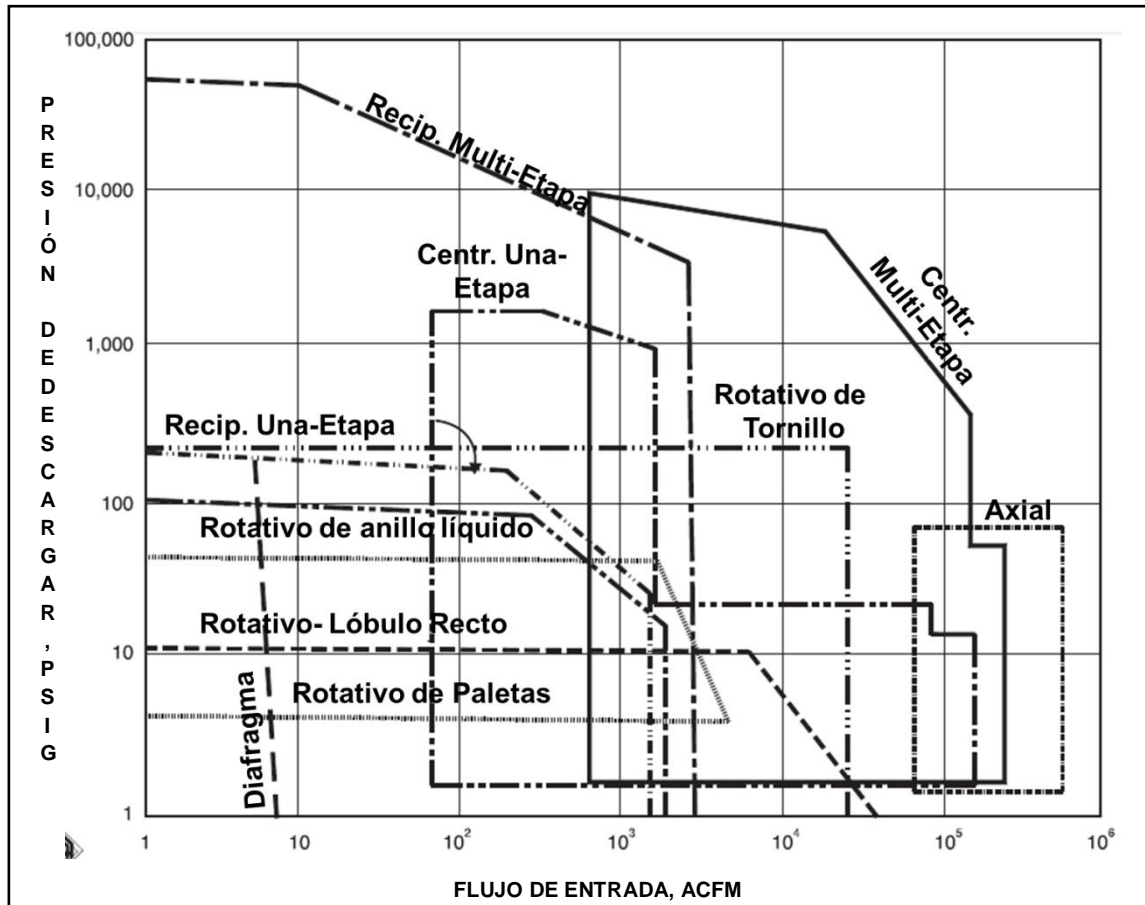
Figura 3. Tipos de Compresores



Fuente. Autores.

La figura 4 muestra los rangos de operación de estos compresores comerciales.

Figura 4. Rangos de operación de compresores comerciales



Fuente. GPSA, Engineering Data Book 12th Edition.

Las ventajas de un compresor centrífugo sobre un compresor recíprocante son:

- Bajo costo en la instalación inicial cuando las condiciones de presión y volumen son favorables
- Bajo costo de mantenimiento
- Menos costos de operación
- Buena capacidad volumétrica por unidad de área
- Puede trabajar a altas velocidades con poco costo en el mantenimiento

Las ventajas de un compresor reciprocante sobre un compresor centrífugo son:

- Altos rangos en capacidad y presión
- Alta eficiencia de compresión y un bajo costo de poder
- Capacidad de entrega de altas presiones
- Capacidad para manejar bajos volúmenes
- No es sensible a los cambios en la composición y densidad del gas

Las normas que rigen el diseño de los compresores reciprocantes manejados en la industria son:

- API Standard 618 “Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services”.5th Edition 01-Dic-2007.
- API Specification 11P “Specification for Packaged Reciprocating Compressors for Oil & Gas Production Services”. 01-Aug-2002.

La tabla 2 muestra una comparación para estas normas teniendo en cuenta los parámetros relevantes en estas.

Tabla 2. Comparación de las normas api 11p y 618 para compresores

COMPARACIÓN DE LAS NORMAS API 11P Y 618 PARA COMPRESORES		
PARAMETROS	API 618	API 11P
Potencia (horse power)	1.500 – 34.000	35 – 2200
Velocidad (RPM)	300 – 700	900 – 1.800
Tamaño y peso	Alto	Bajo
Eficiencia	Alta	Moderada
Tiempo de vida operativa	Alta	Baja
Costos de mantenimiento	Bajo	Alto
Costos de adquisición	Alto	Bajo
Costo de instalación	Alto	Bajo

Fuente. GPSA, Engineering Data Book 12th Edition.

Para un proyecto de inyección de gas, la potencia del compresor requerido se calcula a partir de las previsiones de la presión del gas y el caudal.

Desde el comienzo de la inyección del gas hasta su fin, la presión de inyección debe ser cada vez más elevada debido a que la distancia recorrida por el gas en el medio poroso aumenta al igual que las pérdidas de presión. La tasa de inyección de gas se debe aumentar después de la ruptura.

La potencia del compresor instalado para la inyección de gas varía mucho, desde cientos de kilovatios a decenas de miles de kilovatios. Incluso en los casos en que un compresor satisfaga las necesidades de potencia, se prefiere instalar varios pequeños compresores con el fin de proporcionar flexibilidad y respaldo en caso de avería mecánica. Con frecuencia, se utilizan compresores alternativos impulsados por motores de gas.

La compresión del gas no es ni isotérmica ni adiabática.

La relación del radio de compresión no puede ser mayor a 4. Si se requiere que la presión del gas crezca hasta la presión de inyección, se usan varias etapas de compresión en serie.

Los motores de gas que impulsan los compresores pueden consumir entre 0,27 y 0,46 m³/Kwh según datos teóricos.

Se utilizan refrigeradores de aire o enfriadores de agua. Las instalaciones en superficie se componen de:

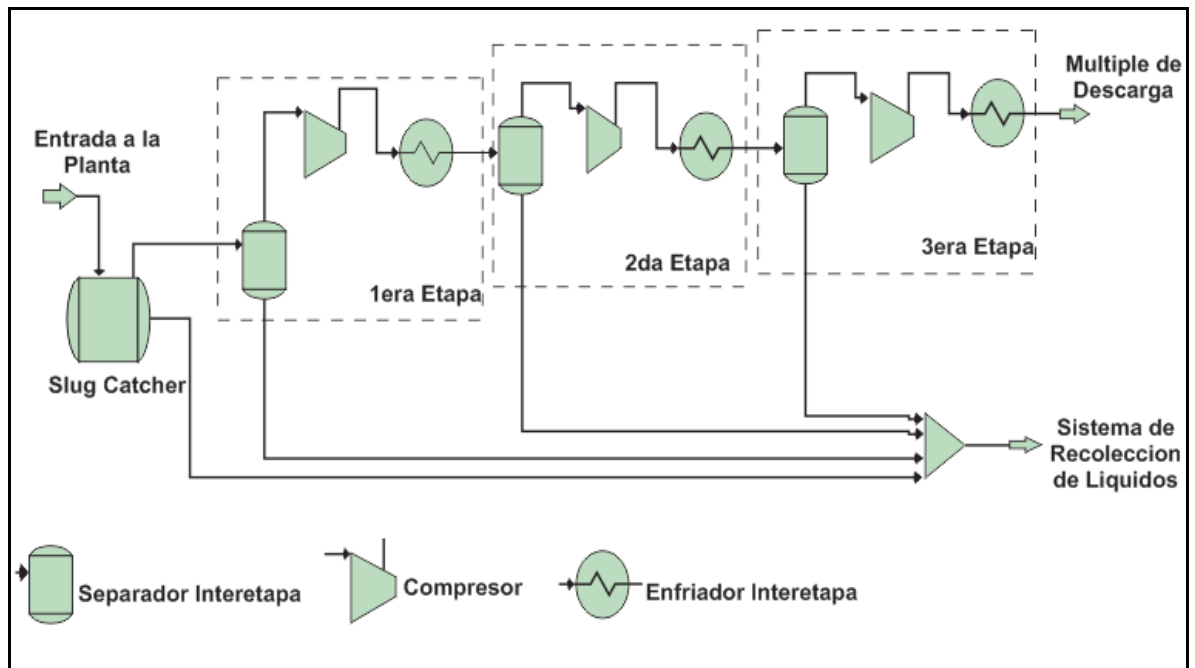
- Columnas de tratamiento, si las impurezas o vapor de agua se remueven del gas.
- Las columnas de tratamiento están instaladas en pares, pero su uso debe ser en forma alternada y bajo regeneración.
- Los compresores.
- Los refrigeradores.

El gas se distribuye a los pozos de inyección a través de una red de tuberías provistas de medidores de presión, medidores de flujo y válvulas.

2.5.1 Descripción del proceso de compresión. El proceso de compresión en múltiples etapas se realiza con el objeto de comprimir el gas en procesos separados; debido a que alcanzar la presión de descarga requerida en una sola etapa, ocasionaría un alto trabajo de compresión y altas temperaturas de descarga que conllevaría a la falla de los materiales del compresor. Los equipos de proceso principales que conforman cada etapa son: un separador, el cilindro de compresión y un enfriador. El primer equipo de proceso es el separador, donde se elimina el líquido de la corriente. Luego, el gas pasa al cilindro de la primera etapa, donde alcanza una presión de descarga máxima limitada por la temperatura máxima permisible de descarga (275 - 300 °F). Sucesivamente, al salir el gas del cilindro pasa a un enfriador que disminuye su temperatura hasta aproximadamente la temperatura de entrada de la etapa (120 – 130 °F), como el enfriamiento produce condensación de los componentes más pesados del gas, el primer equipo de la siguiente etapa de compresión es un separador para eliminar todo el condensado producto del enfriamiento y evitar la entrada de líquido al compresor.

En esta secuencia, el gas pasa por cada etapa hasta alcanzar la presión requerida. En la figura 5, se muestra el diagrama de flujo del proceso de un compresor de tres etapas.

Figura 5. Diagrama de Flujo de Proceso de un Compresor de Gas de Tres Etapas



Fuente. GPSA, Engineering Data Book 12th Edition.

2.5.2 Sistemas para la operación controlada de un compresor recíprocante.

Todo equipo de compresión debe estar dotado de sistemas que permitan:

- Mantenerlo en operación en caso de cambios en las condiciones de operación.
- Paradas seguras por mantenimiento o paradas generales de la planta.
- Activar sistemas de seguridad, en caso de condiciones inseguras. Estos sistemas son:
 - a. Sistema de Recirculación.
 - b. Válvula Flare.
 - c. Válvula reguladora de la presión de succión.
 - d. Válvulas Blowdown.

2.5.3 Procedimiento para especificar un compresor recíprocante.

Considerando que el volumen de gas a manejar, la presión de succión y descarga, la temperatura de entrada y la composición del gas son conocidas, el

procedimiento para especificar un compresor recíprocante consiste en: establecer el tipo de compresor recíprocante, el número de etapas y la potencia requerida.

- **Número de Etapas de Compresión:** El proceso de compresión genera incremento de la temperatura del fluido; debido a esto, la presión máxima que puede alcanzarse en una etapa compresión está limitada por la temperatura de descarga máxima permisible; ésta temperatura debe mantenerse en un rango entre 275 – 300 °F. Por lo tanto, el número de etapas de compresión debe ser la cantidad de etapas que garanticen temperaturas de descarga en el rango indicado, en cada una de las etapas de compresión del compresor. Una primera aproximación puede hacer se con la ecuación (1) variando el número de etapas hasta obtener una relación de compresión R entre 2,5 y 4.

$$R = \left(\frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{1/n}$$

Ecuación 1.

La relación de compresión es similar por etapa, a menos que por diseño del proceso se requieran diferentes valores. Para dos etapas de compresión, el radio por etapas es igual a la raíz cuadrada de la relación de compresión (Ecuación 1); para tres etapas la raíz cúbica; no obstante, en caso de altas presiones la relación de compresión debe disminuir a medida que la etapa se incrementa para reducir las cargas en las barras del compresor. Adicionalmente; para establecer la relación de compresión por etapa, se deben considerar aspectos económicos, ya que una alta relación de compresión ocasiona una baja eficiencia volumétrica y se requiere cilindros de mayor tamaño para producir la misma capacidad.

Es beneficioso aumentar el número de etapas para disminuir temperatura; a pesar, de que se requiere un separador, un cilindro, un enfriador, más tuberías y sistemas de control adicionales; ya que operar a menores temperaturas de descarga aumenta la durabilidad de sellos, anillos y

lubricante de los compresores reciprocantes. Para calcular la temperatura de descarga de la etapa se utiliza la ecuación-2.

$$T_{out} = T_{in} \left(1 + \frac{R^{\frac{k-1}{k}} - 1}{Eisen} \right)$$

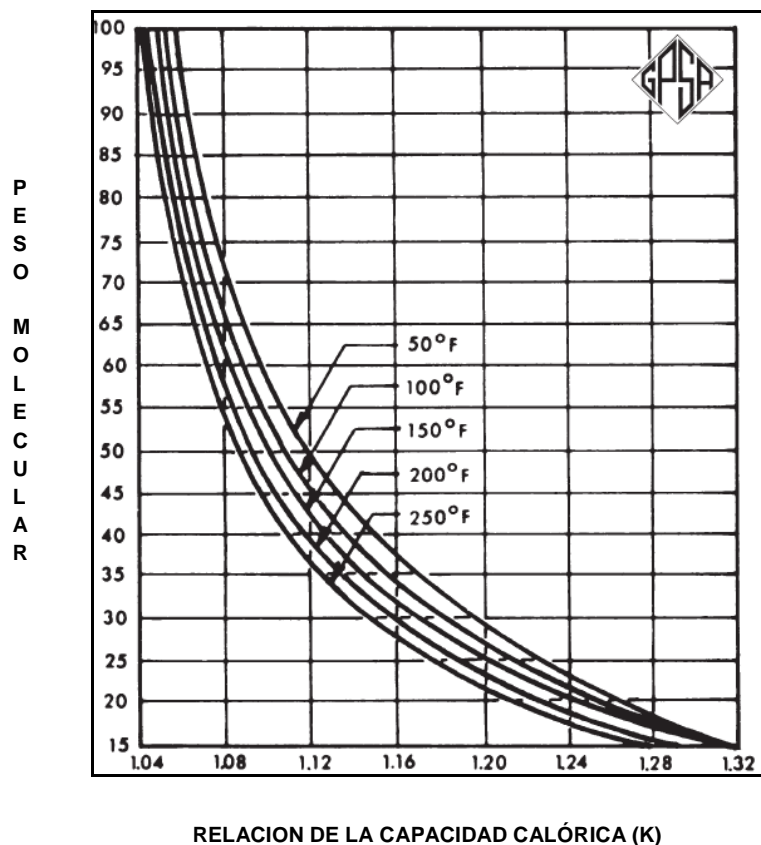
Ecuación 2.

Donde el valor de K y Eisen son obtenidos de la figura 6 y tabla 3 respectivamente.

Cabe recordar que las ecuaciones presentadas con anterioridad están relacionadas con las presiones en la brida del cilindro. Sería necesario agregar las caídas de presión para la succión inicial, las inter etapas y la descarga final para explicar las pulsaciones del recipiente, enfriador y pérdidas en la tubería. Se acostumbra emplear un 1% de presión de la línea para cada elemento en el sistema. Por ejemplo, para la presión de succión inicial, suponga una pérdida del 1% para tomar en cuenta para un recipiente de succión.⁹

Para un sistema entre etapas estrechamente acopladas a los cilindros, utilice un 1% para el recipiente de descarga de la primera etapa, 1% para el inter enfriador y 1% para el recipiente de succión de la segunda etapa, para un total de 3%. Si el inter enfriador se encuentra montado en forma remota, utilice un 1% adicional para la tubería, para obtener un total de 4%. Para la descarga final utilice un 1% para el recipiente, 1% para el post enfriador (si se emplea) y 1% para la tubería si el post enfriador se encuentra montado en forma remota.⁹

Figura 6. Relación aproximada de la capacidad calórica de gases hidrocarburos



Fuente. GPSA, Engineering Data Book 12th Edition.

Tabla 3. Valores estimados de eficiencia isotrópica de compresores

TIPO DE COMPRESOR	EFICIENCIA (E)
Centrifugo	0,65 - 0,75
Reciprocante Alta Velocidad	0,65 - 0,75
Reciprocante Baja Velocidad	0,75 - 0,85

Fuente. CAMPBELL, Jhon M. Technical assistance service for the design, operation, and maintenance of gas plant. Oklahoma, BP Exploration Company (Columbia) Ltd. 2003.

En caso que se utilicen múltiples etapas; la presión de succión de la siguiente etapa, puede estimarse de la siguiente forma:

- a. Obtener la relación por etapa con la ecuación 1. La relación de compresión (R) está comprendida entre 2 y 4; el número de etapas (n) se puede variar hasta estar dentro el rango de R o hasta verificar que todas las temperaturas de descarga sean inferiores a 260 °F.
 - b. Multiplicar la relación de compresión por la presión absoluta de succión, para obtenerla presión de descarga del cilindro.
 - c. La presión de succión de la siguiente etapa, se puede considerar 3 a 5 Psi menor que la presión de descarga de la etapa anterior debido a las pérdidas en los equipos inter etapas.
 - d. La temperatura de salida del enfriador de la etapa se puede considerar 120 - 130°F.
- Potencia requerida para la compresión: La potencia de compresión, se define como la cantidad de energía teórica necesaria para comprimir un gas a unas condiciones específicas de succión y descarga; esta energía es independiente del tipo de compresor, pero la cantidad de energía real si depende de la eficiencia del tipo compresor. La ecuación básica de termodinámica para el cálculo de trabajo es la siguiente:

$$W_{teorico} = \int_{P_1}^{P_2} V dp$$

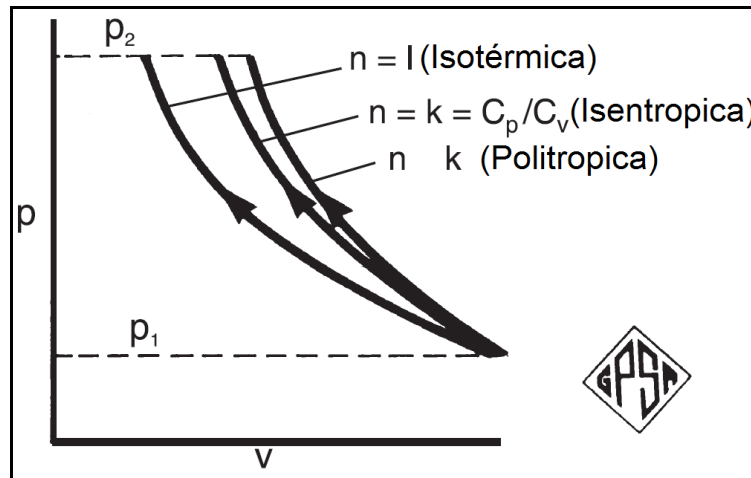
Ecuación 3.

El trabajo de compresión, es proporcional al área bajo la curva P-V presión-volumen (figura-7), el proceso de compresión se rige por la ecuación $PV^n = \text{constante}$, el exponente n varía dependiendo de los siguientes procesos (Figura-7):

1. Isotérmico: para este caso el trabajo calculado es menor y no hay cambio de temperatura; $n=1$.

2. Isentrópico ($S_1=S_2$): Proceso en el cual no hay calor adicionado o removido del sistema y la entropía permanece constante, $n=k$ $PV^k=$ constante. El trabajo calculado en este proceso es intermedio (figura-7).
3. Politrópico: Proceso en el cual los cambios en las propiedades del gas durante la compresión permanecen constante y se rigen por la siguiente ecuación: $n>k$ $PV^n=$ constante. La mayoría de los equipos tienden a operar en un proceso politrópico, donde el trabajo calculado es mayor que en los demás procesos.

Figura 7.Curva de Compresión



Fuente. GPSA, Engineering Data Book 12th Edition.

Para estimar el trabajo de compresión, la mayoría de programas computacionales utilizan la diferencia de entalpías del gas en el proceso de compresión, estas se obtienen a través de ecuaciones de estado y constituye una de las mejores opciones para evaluar el trabajo de compresión:

$$Potencia = m(h_2^* - h_1)$$

Ecuación 4.

Sin embargo, a pesar de que la mayoría de los fabricantes de compresores utilizan el proceso de compresión politrópico para estimar la potencia, una buena estimación se puede obtener considerando el proceso de compresión isentrópico (adiabático reversible), calculando la potencia en función del cambio de entalpía y luego se ajusta de acuerdo al tipo de compresor para obtener la potencia real con la ecuación-5. Este método es utilizado por los simuladores computacionales.

$$Potencia_{REAL} = \frac{m(\Delta h_{isent}^*)}{E} \quad \text{Ecuación 5.}$$

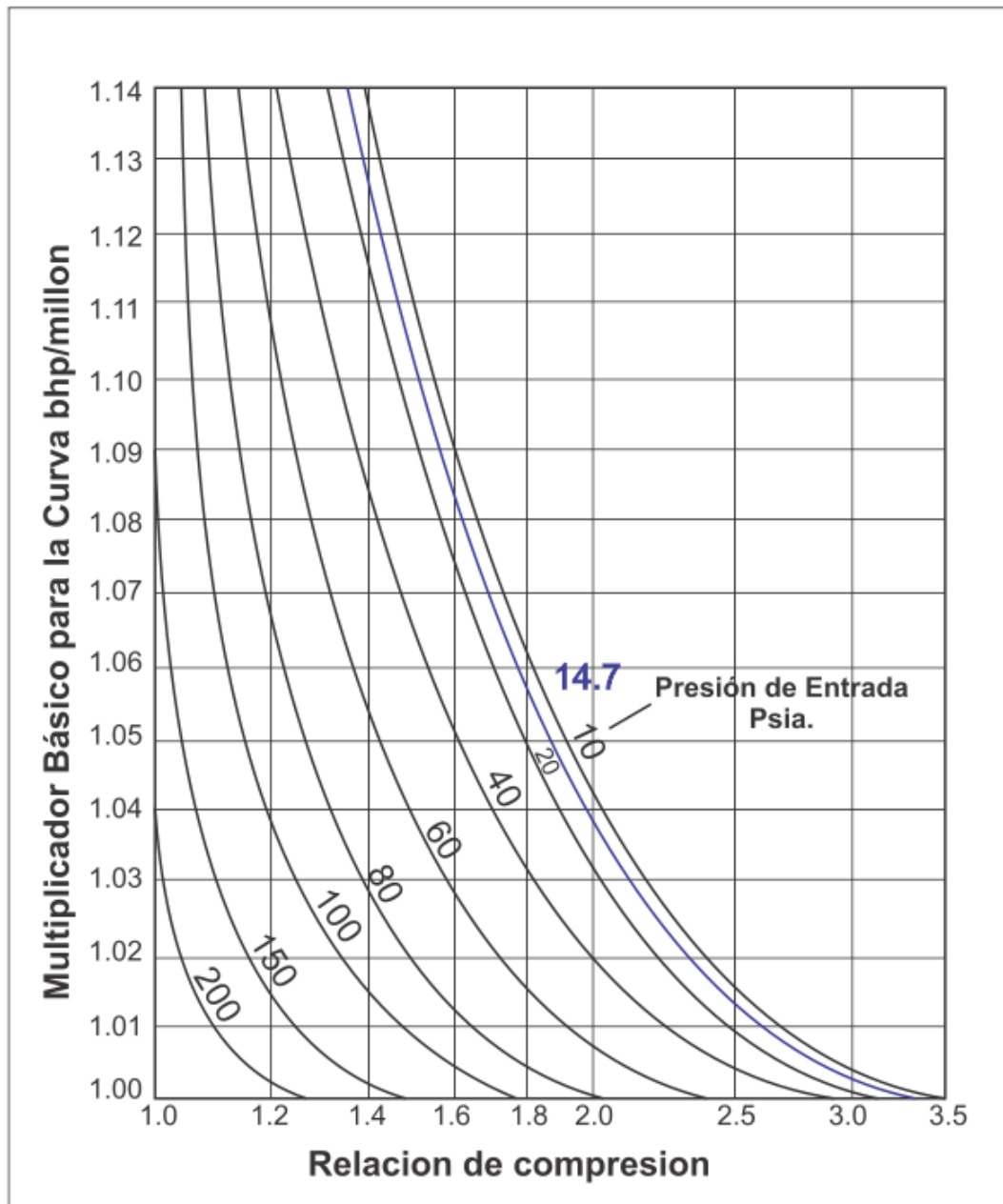
Métodos Gráficos.

Otro método para obtener la potencia es el recomendado en el GPSA Databook con la Ecuación 6 y la Figura 10, la potencia requerida se puede obtener de forma simple incluyendo la eficiencia mecánica y termodinámica. El buen uso de estas gráficas, provee una potencia razonable que puede ser comparada con la calculada por los fabricantes de compresores. Esta curva es para compresores de baja velocidad (300 – 450 RPM), para compresores de alta velocidad > 1000 RPM se debe ajustar la potencia con el factor F3.

$$BHP = \frac{BHP}{MMCFd} \left(\frac{P_s}{14,4} \right) \left(\frac{T_{in}}{T_s} \right) (Z_{ag}) (MMSCFd) (F1 * F2 * F3) \quad \text{Ecuación 6.}$$

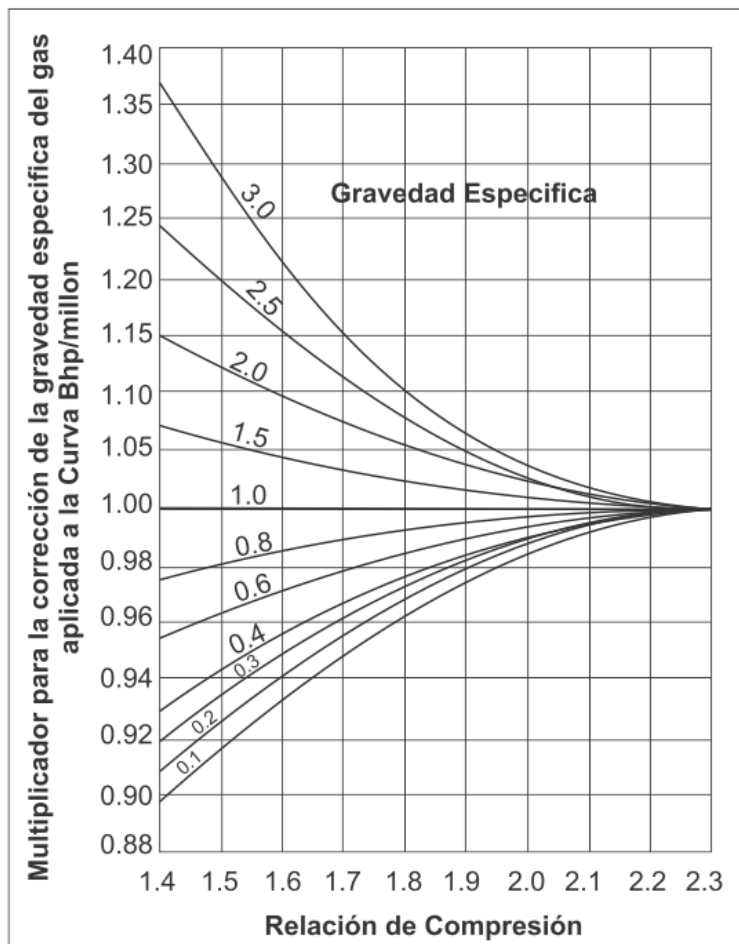
Donde los factores F1, F2 y F3 son sacados de la figura 8, figura 9 y tabla 4 respectivamente.

Figura 8. Factor de corrección por baja presión de admisión



Fuente. GPSA, Engineering Data Book 12th Edition.

Figura 9. Factor de corrección por gravedad específica



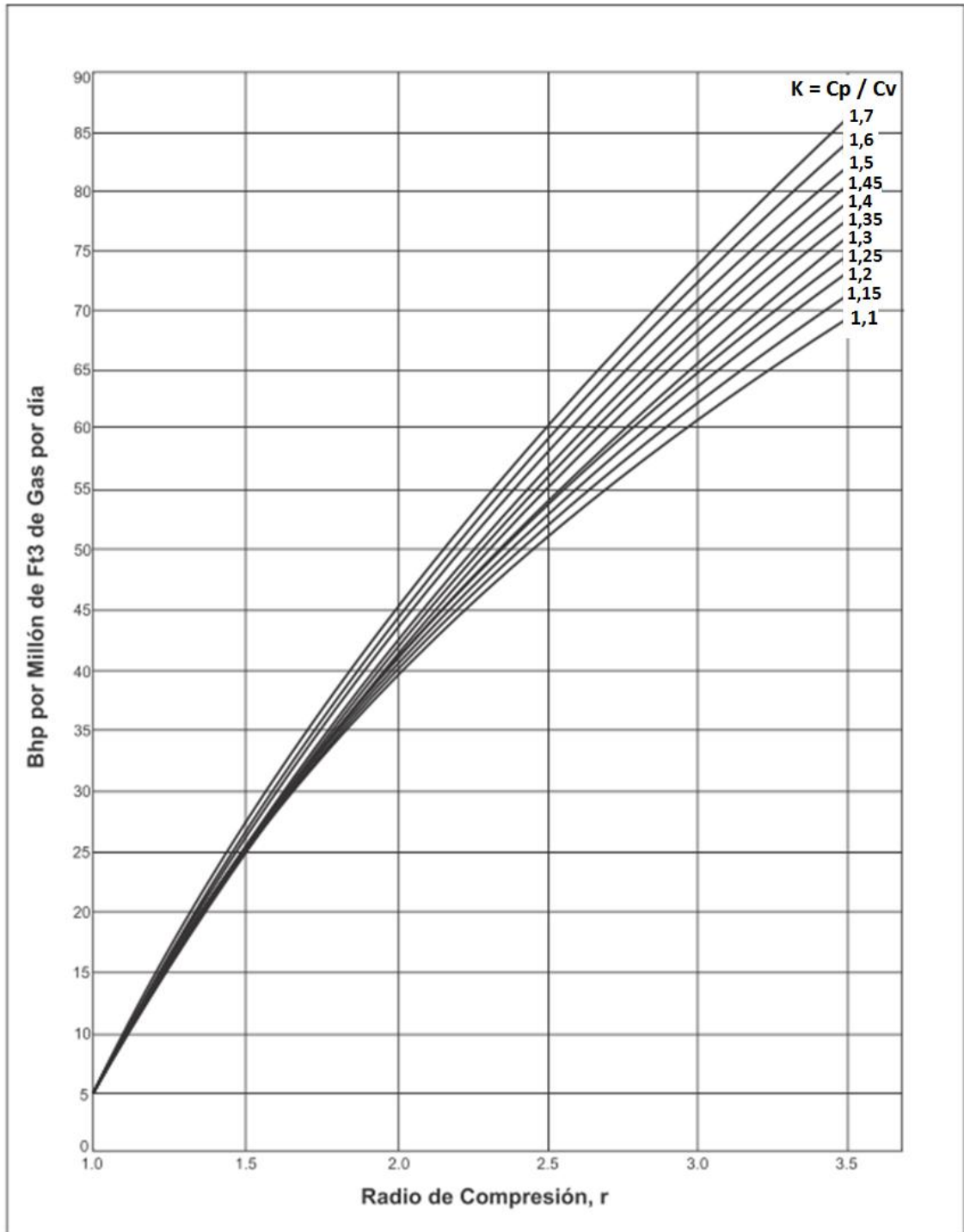
Fuente. GPSA, Engineering Data Book 12th Edition.

Tabla 4. Porcentaje de Incremento de Potencia para Unidades de Alta Velocidad

GRAVEDAD ESPECÍFICA	PORCENTAJE DE INCREMENTO DE POTENCIA
0,5 - 0,8	4
0,9	5
1	6
1,1	8
1,5 y sistemas de refrigeración con propano	10

Fuente. GPSA, Engineering Data Book 12th Edition.

Figura 10. Potencia de compresión



Fuente. GPSA, Engineering Data Book 12th Edition.

2.6 FLUJO DE FLUIDOS POR TUBERÍA⁵

El diseño de la tubería en las instalaciones de inyección implica la selección de un diámetro de la tubería y un espesor de pared que sea capaz de transportar el fluido desde una pieza de equipo a otro proceso, dentro de la caída de presión permisible y las restricciones impuestas por el valor de la presión del proceso.

Este dimensionamiento de tuberías es una técnica muy familiar para la mayoría de los ingenieros, donde se establecen y asumen ciertos límites y criterios durante los cálculos para garantizar un dimensionamiento adecuado que cubra los requerimientos de servicio y al mismo tiempo sea económica.

A continuación se presentara los principios básicos para la determinación de las caídas de presión en la tubería y luego se examinan las ecuaciones de flujo para el flujo de gas.

2.6.1 Número de Reynolds. El número de Reynolds es un parámetro adimensional que relaciona la relación de las fuerzas inerciales a las fuerzas viscosas. Se puede expresar por la ecuación general (Ecuación 7):

$$\text{Re} = 20,100 \frac{Q_g S}{d \mu} \quad \text{Ecuación 7.}$$

2.6.2 Regímenes de Flujo. Los regímenes de flujo describen la naturaleza del flujo de fluidos. Hay dos regímenes de flujo básicos para el flujo de un fluido de una sola fase: flujo laminar y turbulento. El flujo laminar se caracteriza por poca mezcla del fluido que fluye y un perfil de velocidad parabólico. El flujo turbulento implica la mezcla completa del líquido y un perfil de velocidad más uniforme. El flujo laminar se ha demostrado mediante experimentos que puede existir con $\text{Re} < 2.000$ y un flujo turbulento en con $\text{Re} > 4.000$. Números de Reynolds entre 2.000

y 4.000 se encuentran en una zona de transición, y por lo tanto el flujo puede ser laminar o turbulento.

2.6.3 Ecuación de Darcy. El flujo de fluidos está siempre acompañado por fricción. La fricción resulta de las pérdidas en la energía debido al trabajo realizado. Una ecuación general usada para definir la caída de presión debido a la fricción en el caso de flujo monofásico es la denominada Ecuación de Darcy & Weisbach (frecuentemente llamada Ecuación de Darcy). Esta ecuación en términos de presión en libras por pulgada cuadrada, puede ser expresada de la siguiente manera (Ecuación 8):

$$\Delta P = \frac{\rho f L V^2}{144 D 2g} \quad \text{ó} \quad \Delta P = 0,0013 \frac{\rho f L V^2}{D} \quad \text{Ecuación 8.}$$

2.6.4 Factor de fricción de Moody. El factor de proporcionalidad en las ecuaciones anteriores se llama el factor de fricción de Moody, y se determina a partir del diagrama de resistencia de Moody que se muestra en las Figuras 11 y 12. El factor de fricción a veces se expresa en términos del factor de fricción de Fanning, que es una cuarta parte del factor de fricción de Moody. En algunos casos el factor de fricción de Moody se utiliza, en otros, el factor de fricción de Fanning se utiliza. Se debe tener cuidado para evitar el uso accidental del factor de fricción mal.

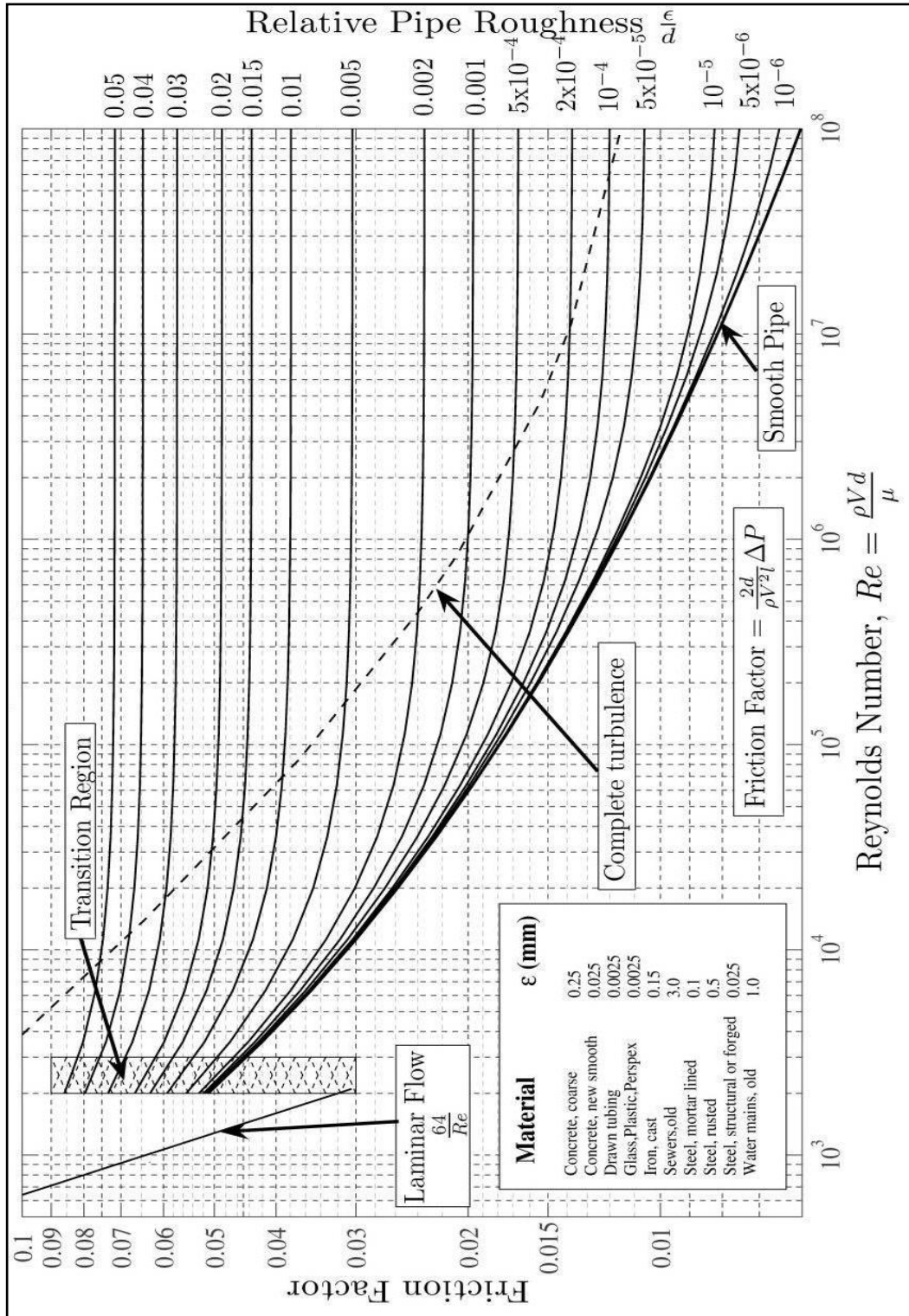
En general, el factor de fricción es una función del número de Reynolds, Re , y la rugosidad relativa de la tubería, ϵ/D . Para el flujo laminar, f es una función sólo del número de Reynolds (Ecuación 9):

$$f = \frac{64}{Re} \quad \text{Ecuación 9.}$$

Para un flujo turbulento, f es una función de la rugosidad de la tubería y el número de Reynolds. A valores altos de Re , f es una función sólo de ϵ/D . La tabla 5

muestra la rugosidad relativa de varios tipos de tubería nueva, liza. Estos valores deben ser incrementados por un factor de 2-4 para permitir el tiempo y el uso.

Figura 11. Diagrama de Moody para el factor de fricción



Fuente. GPSA, Engineering Data Book 12th Edition.

Tabla 5. Rugosidades de tubería

RUGOSIDAD DE LA TUBERÍA		
TIPO DE TUBERÍA	RUGOSIDAD E (ft)	RUGOSIDAD E (in)
Concreto sin forro	0,001-0,01	0,012-0,12
Hierro Cortado - sin estucar ni recubrir	0,00085	0,01
Hierro Galvanizado	0,0005	0,006
Acero de Carbono	0,00015	0,0018
Fibra de Vidrio Epoxy	0,000025	0,0003
Tubería Estirada	0,000005	0,00006

Fuente. Modificado de, Arnold, KEN y STEWART, MAURICE. Surface Production Operation. Design of Gas-Handling Systems and Facilities Volume 1,2ndE. Houston, TX. United States of America, 1999.

2.6.5 Flujo de Gas. La ecuación de Darcy asume la densidad constante en la sección de entrada y salida del tubo. Si bien esta suposición es válida para los líquidos, no es correcto que los gases que fluyen tuberías, donde la densidad es una función fuerte de presión y temperatura. A medida que el gas fluye a través del tubo se expande debido a la caída de la presión y por lo tanto tiende a disminuir la densidad. Al mismo tiempo, si el calor no se agrega al sistema, el gas se enfría, provocando que el gas tienda a aumentar la densidad. En las válvulas de control, cuando el cambio de presión es casi instantáneo, y por lo tanto no se añade calor al sistema, la expansión se puede considerar adiabática.

En ocasiones, cuando la temperatura del gas es significativamente diferente de la del ambiente, la suposición de isotérmico (temperatura constante) de flujo no es válida. En estos casos una mayor precisión se puede obtener mediante la ruptura de la línea en segmentos cortos que se corresponden con sólo pequeños cambios de temperatura.

La ecuación general isotérmico para la expansión de gas (Ecuación 10) puede ser dada por:

$$W^2 = \left[\frac{144gA^2}{\bar{V}_1 \left(\frac{fL}{D} + 2 \log_e \frac{P_1}{P_2} \right)} \right] \left[\frac{(P_1)^2 - (P_2)^2}{P_1} \right] \quad \text{Ecuación 10.}$$

Esta ecuación asume que:

- No hay compresores o expansores y no hay cambios de elevación.
- El gas fluye bajo condiciones de estado estacionario, es decir, no hay cambios de aceleración.
- El factor de fricción de Moody, f , es constante como una función de la longitud. Hay algún cambio debido a un cambio en el número de Reynolds, pero esto es insignificante.

Para propósitos prácticos de tuberías,

$$2 \log_e \frac{P_1}{P_2} \square \frac{fL}{D} \text{ Puede ser ignorado}$$

Con esta suposición y sustituyendo en la ecuación 10 y unidades de campo, se tiene que:

$$Q_g = 0,199 \left[\frac{d^5 (P_1^2 - P_2^2)}{ZT_1 fLS} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 11.}$$

El factor Z va a cambiar ligeramente desde el punto 1 al punto 2. Por lo general se supone que es constante y es hallado para un "promedio" de la presión de:

$$\frac{2}{3} \left[P_1 + P_2 - \frac{P_1 P_2}{P_1 + P_2} \right]$$

Ecuación 12.

Si el cambio de presión es menor que 10% de la presión de entrada, podemos hacer la suposición:

$$P_1^2 - P_2^2 \cong 2P(P_1 - P_2)$$

Sustituyendo en la ecuación (11) se tiene:

$$\Delta P = 12.6 \left[\frac{SQ_g^2 Z T_1 f L}{d^5 P_1} \right]$$

Ecuación 13.

Varias ecuaciones empíricas de flujo de gas se han desarrollado. Estas ecuaciones son parecidas a la ecuación de flujo general, pero hacer ciertas suposiciones a fin de evitar la solución para el factor de fricción de Moody. Las tres ecuaciones de gas más comunes de flujo se describen más adelante.

2.6.6 Ecuación de Weymouth. Esta ecuación se basa en mediciones de aire comprimido en tuberías que van desde 0,8 cm a 11,8 cm en el intervalo del diagrama de Moody donde las curvas de ϵ / D son horizontales (es decir, alto número de Reynolds). En este rango el factor de fricción de Moody es independiente del número de Reynolds y depende de la rugosidad relativa. Para una determinada rugosidad absoluta, ϵ , el factor de fricción es simplemente una función del diámetro. Para tubería de acero de los datos para Weymouth indican que:

$$f = \frac{0.032}{d^{1/3}}$$

Ecuación 14.

Sustituyendo la ec. 14 en la ec. 11 tenemos la ecuación de Weymouth:

$$Q_g = 1.11d^{2.67} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{LSZT_1} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 15.}$$

Suponiendo una temperatura de 520 ° R, una compresibilidad de 1,0 y un peso específico de 0,6 la ecuación Weymouth también se puede escribir así:

$$Q'_g = 865d^{2.67} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{L_m} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 16.}$$

Es importante tener en cuenta los supuestos utilizados en la obtención de esta ecuación y cuando son apropiados de utilizar. Longitudes cortas de tubo con caídas de presión muy altas es probable que sean en el flujo turbulento y por lo tanto las suposiciones de Weymouth son apropiadas. La experiencia indica que la ecuación de Weymouth es adecuada para la mayoría de las tuberías en las facilidades de producción. Sin embargo, el factor de fricción utilizado por Weymouth es generalmente demasiado bajo para grandes diámetros o líneas de baja velocidad, donde es más bien el régimen de flujo caracterizado por la porción inclinada del diagrama de Moody.

2.6.7 Ecuación de Panhandle. Esta ecuación se pretende reflejar el flujo de gas a través de tubos lisos y es una aproximación razonable del comportamiento del flujo parcialmente turbulento. El factor de fricción puede ser representado por una línea recta de pendiente constante negativa en la región moderada del número de Reynolds del diagrama de Moody. Una línea recta en el diagrama de Moody se expresaría:

$$\text{Log } f = n \text{Log } \text{Re} + \text{Log } C865 \quad \text{ó} \quad f = \frac{C}{\text{Re}^n} \quad \text{Ecuación 17.}$$

La ecuación Panhandle A se aplica a los números de Reynolds entre el rango de 5×10^6 a 11×10^6 y se asume $n = 0,146$. La ecuación Panhandle B supone un mayor flujo turbulento completamente desarrollado (mayor número de Reynolds) y asume una pendiente menor de $n = 0,039$.

Usando esta suposición, y suponiendo una viscosidad constante para el gas, la ecuación Panhandle A, puede escrita:

$$Q_g = 0.020E \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{S^{0.853} Z T_1 L_m} \right]^{0.059} d^{2.62} \quad \text{Ecuación 18.}$$

Panhandle B, puede escrita:

$$Q_g = 0.028E \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{S^{0.961} Z T_1 L_m} \right]^{0.51} d^{2.53} \quad \text{Ecuación 19.}$$

Donde E = factor de eficiencia

= 1,0 para la nueva tubería

= 0,95 para buenas condiciones de funcionamiento

= 0,92 para condiciones normales de operación

= 0,85 para las condiciones de funcionamiento desfavorables

En la práctica, las ecuaciones Panhandle se utilizan comúnmente para grandes diámetros, tuberías largas donde el número de Reynolds está en la porción recta del diagrama de Moody. Se puede observar que ni las ecuaciones de Weymouth ni las de Panhandle representan una suposición "conservadora". Si se utiliza la fórmula de Weymouth, y el número de Reynolds del flujo es moderado, el número del factor de fricción es en realidad mayor del que supone (la sección de línea inclinada es mayor que la sección horizontal de la curva de Moody), y la caída de presión real será mayor que el calculado. Si se utiliza la ecuación de Panhandle B y el flujo en realidad tiene un alto número de Reynolds, el factor de fricción es en

realidad mayor del que se supone (la ecuación asume que el factor de fricción sigue disminuyendo con mayor número de Reynolds más allá de la sección horizontal de la gráfica), y la caída de presión real será mayor que el calculado.

2.6.8 Ecuación de Spitzglass. Esta ecuación se utiliza para las líneas de presión casi atmosférica. Se deriva directamente de la ecuación general, haciendo los siguientes supuestos:

$$1. f = \left(1 + \frac{3.6}{d} + 0.03d\right) \left(\frac{1}{100}\right)$$

Ecuación 20.

$$2. T = 520 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$3. P_1 = 15 \text{ psi}$$

$$4. Z = 1.0$$

$$5. \Delta P < 10\% \text{ de } P_1$$

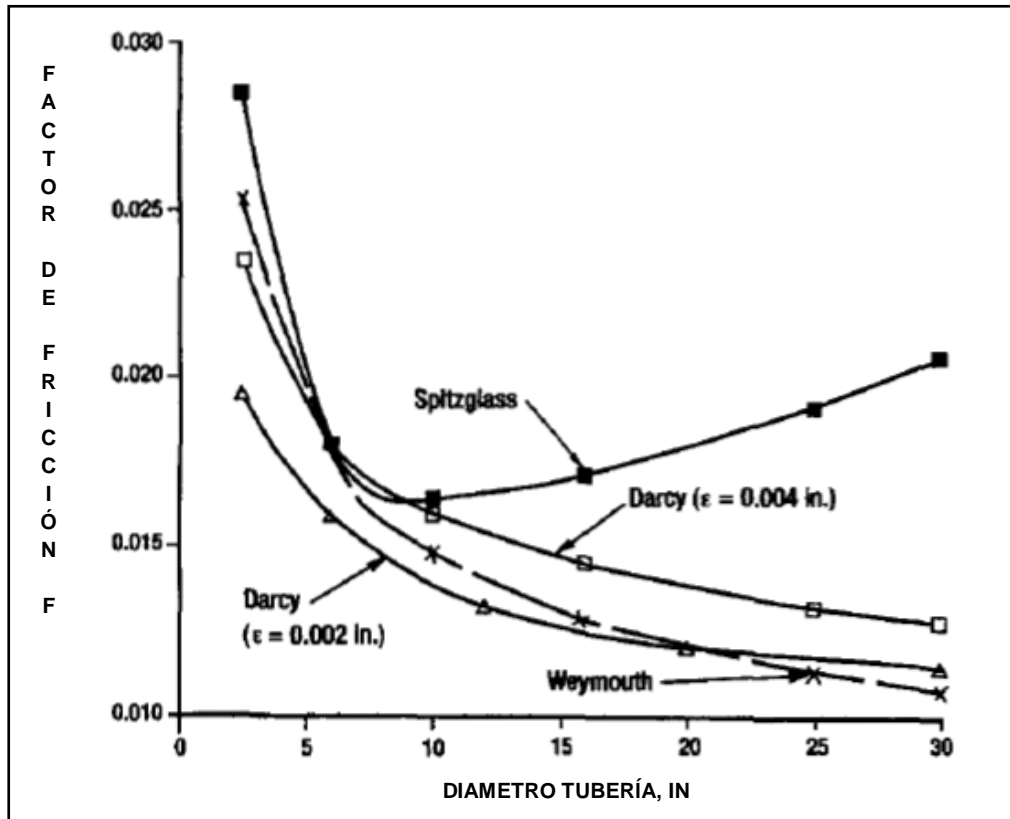
Con estos supuestos y expresando la caída de presión en términos de pulgadas de agua, la ecuación Spitzglass (Ecuación 21) se puede escribir:

$$Q_g = 0.09 \left[\frac{\Delta h_w d^5}{SL \left(1 + \frac{3.6}{d} + 0.03d\right)} \right]^{1/2}$$

Ecuación 21.

2.6.9 Aplicación de las Ecuaciones de Flujo de Gas. Las ecuaciones de Weymouth y Spitzglass, ambas asumen que el factor de fricción es simplemente una función del diámetro del tubo. En la figura 12 se compara la fricción, factores calculados a partir de estas ecuaciones con el factor indicado por la línea horizontal del diagrama de Moody por dos rugosidades absolutas diferentes.

Figura 12.Factor de fricción vs Diámetro de tubería para tres correlaciones



Fuente .Arnold, KEN y STEWART, MAURICE. Surface Production Operation. Design of Gas-Handling Systems and Facilities Volume 1,2ndE. Houston, TX. United States of América, 1999.

En la gama de tubos de pequeño diámetro (3-6 in) todas las curvas tienden a producir resultados idénticos. Para tubería de gran diámetro (10 pulgadas y más grandes) la ecuación de Spitzglass se convierte en demasiado conservadora. La curva va en la dirección equivocada, por lo tanto la forma de la ecuación debe estar mal. La ecuación de Weymouth tiende a convertirse bajo-conservadora con tubo de más de 20 pulgadas. Su pendiente es mayor que la ecuación de flujo general con $e = 0,002$ pulgadas. Esto es simplemente una consecuencia de la forma en la que el Spitzglass y las ecuaciones de Weymouth representan el diagrama de Moody.

2.6.10 Ecuación AGA. Flujo totalmente turbulento: para este caso se incluye la siguiente modificación al factor de transmisibilidad, esta ecuación ha sido la más ampliamente usada por los diseñadores para el dimensionamiento de gasoductos.

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = 4 \log_{10} \left[3.7 \frac{d}{E} \right] \quad \text{Ecuación 22.}$$

$$Q_g = 38.77 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) E \left[4 \log_{10} \left(\frac{3.7D}{E} \right) \right] \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{SL_m T_{avg} Z_{avg}} \right]^{1/2} d^{2.5} \quad \text{Ecuación 23.}$$

Flujo parcialmente turbulento: para ella se hace necesario realizar iteración en el cálculo del factor de transmisibilidad el cuál será remplazado en la ecuación general de flujo.

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = 4 \log_{10} \frac{\text{Re}}{\sqrt{\frac{1}{f}}} - 0,6 \quad \text{Ecuación 24.}$$

Las ecuaciones de flujo de gases empíricos utilizan diferentes coeficientes y exponentes para tener en cuenta la eficiencia y el factor de fricción.

Estas ecuaciones representan la condición de flujo sobre la cual se obtuvieron, pero puede no ser precisa bajo diferentes condiciones. Desafortunadamente, estas ecuaciones son utilizadas a menudo como si fueran de aplicación universal. Las siguientes pautas se recomiendan en el uso de las ecuaciones de flujo de gas:

- La ecuación de flujo de gas en general se recomienda para uso más general. Si no es conveniente utilizar el procedimiento iterativo de la ecuación general y como no se sabe si las ecuaciones de Weymouth o Panhandle son aplicables entonces se calcula los resultados utilizando ambas ecuaciones (Weymouth y

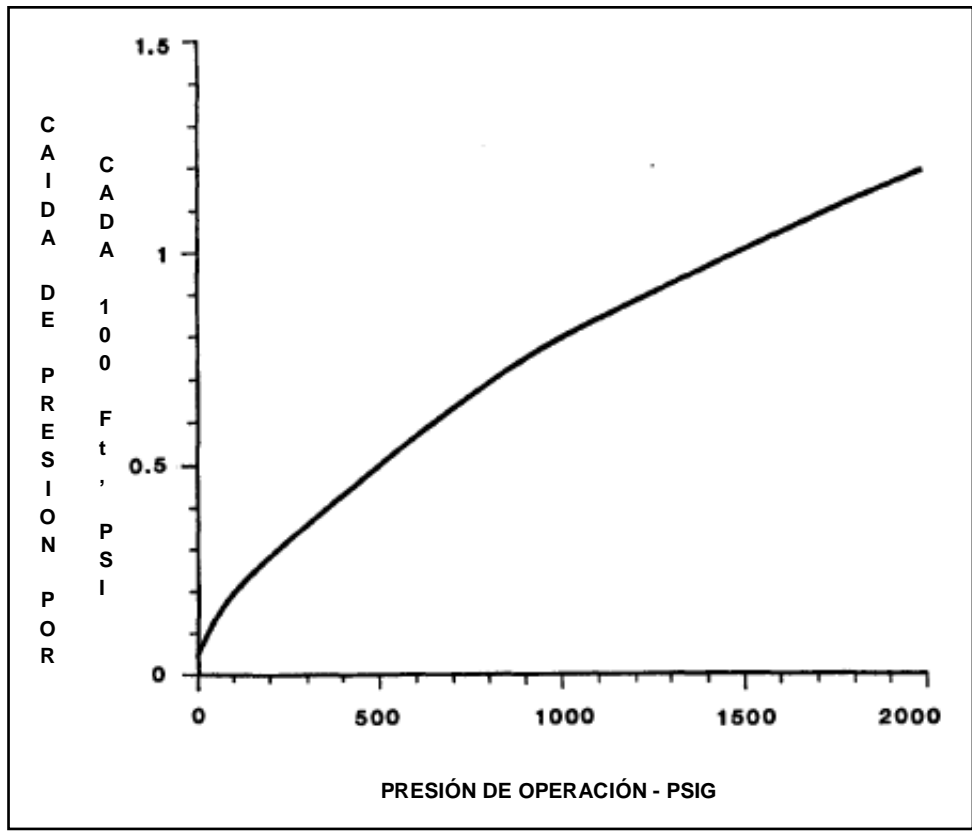
el Panhandle) y el usar el resultado de la ecuación con caída de presión más alta calculada.

- Utilice la ecuación de Weymouth sólo para diámetro pequeño, tuberías cortas dentro de las facilidades de producción donde se espera que el número de Reynolds sea alto.
- Use las ecuaciones de Panhandle sólo para grandes diámetros, y largos tramos de tuberías donde se espera que el número de Reynolds sea moderado.
- Use la ecuación de Spitzglass de líneas de baja presión con menos de 12 pulgadas de diámetro.
- Al utilizar las ecuaciones de flujo de gas de tubería vieja, intentar obtener el factor de eficiencia adecuado a través de pruebas de campo. La acumulación de escala, la corrosión, líquidos, parafina, etc., puede tener un gran efecto sobre la eficiencia del flujo de gas.

2.6.11 Criterios para el Tamaño de la Línea. Como ocurre con las líneas de líquido, se debe asegurar que hay suficiente presión disponible para mover el gas a través de la tubería. Normalmente, este es un problema en cualquier sistema grande de recolección de gas donde hay una tasa instantánea de flujo muy grande. La mayoría de las otras líneas son tan cortas que están dimensionadas donde los criterios de velocidad, caída de presión no es un problema.

Para algunas líneas, la pérdida de presión debido a la fricción debe ser recuperada por recompresión del gas. Cuando este es el caso, es posible lograr un equilibrio económico entre el costo de un tubo más grande para minimizar la caída de presión frente al coste de compresión adicional. Figura 13 es una curva aproximada que se intenta lograr este equilibrio. En la mayoría de los casos, la Figura 13 tiene poca importancia ya que la mayor parte de la pérdida de presión es debida a un dispositivo de control de presión, y el tamaño y la presión de funcionamiento del compresor no es que estrechamente controlada.

Figura 13.Caída de presión aceptable para líneas cortas



Fuente. Arnold, KEN y STEWART, MAURICE. Surface Production Operation. Desing of Gas-Handling Systems and Facilities Volume 1,2ndE. Houston, TX. United States of América, 1999.

La figura 12 puede ser utilizada para hallar directamente un diámetro de tubería, al reordenar la ecuación de caída de presión en una tubería de gas con $\Delta P/P_1 < 10\%$ para el diámetro. Esto viene dado por:

$$d^5 = \frac{1,260TfQ_g^2}{P(\Delta P/100ft)} \tag{Ecuación 25.}$$

$(\Delta P/100ft)$ = caída de presión deseada por cada 100 pies de la figura 13.

En las tuberías de gas debe mantenerse entre una velocidad máxima y mínima. Se recomienda que una velocidad mínima sea de 10-15ft/seg con el fin de minimizar la condensación de pesados en los puntos bajos. Típicamente, las

velocidades del gas se mantiene normalmente por debajo de 60-80ft/seg a fin de minimizar el efecto del ruido y la corrosión.

Aunque el criterio de erosión fue derivada para el flujo de dos fases, se debe comprobar que en el límite cuando el flujo de líquido se aproxima a cero este criterio se siguen cumpliendo. La velocidad de erosión debido a pequeñas cantidades de líquido en el gas se puede calcular de la siguiente manera (Ecuación 26):

$$V_e = 0.6 \left[\frac{T}{SP} \right]^{1/2}$$

Ecuación 26.

Para la mayoría de los casos donde las presiones son menores de 1.000 o 2.000 psi, la velocidad de erosión será mayor que 60 ft/seg y por lo tanto los criterios de erosión no gobiernan. A altas presiones, puede es necesario comprobar la velocidad de erosión antes de dimensionar las líneas a una velocidad máxima de 60 ft/seg. En sistemas con CO₂ presente en cantidades tan bajas como 1 a 2%, la velocidad debe limitarse a menos de 50 ft/seg. La experiencia de campo ha indicado que es difícil inhibir la corrosión de CO₂ a altas velocidades.

Velocidad real del gas, expresada en unidades de campo, se puede determinar por:

$$V = 60 \frac{Q_g TZ}{d^2 P}$$

Ecuación 27.

2.7 CONDICIONES DE LA LINEA DE GAS⁷

Normas particulares como la NTC 3728 obligan a que los gasoductos enterrados estén protegidos de la corrosión. Generalmente se reviste con pintura y polietileno hasta un espesor de 2-3 mm, suelen estar dotados de un sistema de protección catódica, utilizando ánodos de sacrificio y haciendo que no se produzca corrosión.

El impacto ambiental que producen los gasoductos, se centra en la fase de construcción. Una vez terminada dicha fase, queda, únicamente, comprobar la efectividad de las medidas correctivas que se haya debido tomar en función de los cambios realizados: repoblaciones, reforestaciones, protección de márgenes, etc.

2.7.1 Etapas del proceso de construcción. Durante el proceso de construcción de un gasoducto se requiere el desarrollo de ciertas etapas las cuales van desde la gestión empresarial hasta el proceso de construcción y terminación del sistema de transporte. A continuación se describen las etapas desarrolladas en el proceso de construcción.

- **Construcción de accesos.** Para poder acceder a las zonas trazadas para la construcción del gasoducto se hace necesario construir carretables desde carreteras principales. Durante este proceso y siempre que sea necesario se realiza remoción de cobertura vegetal, la cual debe ser almacenada para evitar su deterioro con el fin de cumplir con lo pactado en los planes del proyecto, evitando así multas que en algunos casos constituyen los mayores desbalances económicos, y a su vez retrasos por cierre de obras por incumplimiento que traduces a incremento de gastos, y muchas veces en clausuras de obra definitivas.
- **Geotecnia preliminar.** Luego de la construcción de las vías de acceso es necesario asegurar el espacio donde se va a empezar a almacenar los equipos e insumos necesarios para la construcción del gasoducto y donde se va a movilizar toda la maquinaria y personal de obra, este proceso es importante debido a que a partir de la calidad de los estudios y de la planeación y ejecución de esta etapa se va a garantizar que los sitios de obra y las locaciones sean aptas para la movilización y operación sobre las mismas.

- **Movilización de Maquinaria y Equipos.** Una vez se da la construcción de los accesos se procede a la movilización de la maquinaria que ha sido dispuesta o contratada para la construcción del sistema de transporte de gas, es necesario para este proceso la previa gestión de permisos de movilización y la disponibilidad de la maquinaria para trasladarse hasta el sitio de operación, en este punto la logística es pieza clave del proceso ya que de esta depende que no se produzcan retrasos en obra, o evitando movilización de maquinaria que no puede entrar en operación por retrasos en construcción o adecuación de accesos, lo cual se traduce en tiempos no productivos y aumento de costos.
- **Apertura del derecho de vía.** El derecho de vía es el corredor longitudinal en el cual se va a realizar la construcción del gasoducto, este debe tener espacio para la operación de la maquinaria, almacenamiento de cobertura vegetal, almacenamiento de tubería y equipos, espacio para movilización de vehículos de menor tamaño, y espacio para realizar el proceso de doblado y soldadura de la tubería. Según la normativa el ancho mínimo del derecho de vía es de 20 metros, este ancho varía y está sujeto al diámetro del gasoducto que se va a construir. Para la realización del derecho de vía se necesita la consecución de permisos de paso dado que la mayoría de predios o zonas por donde pasan los gasoductos son de propiedad privada.
- **Doblado y Tendido de Tubería.** El doblado de la tubería es necesario por los distintos cambios de nivel del suelo, la distancia mínima entre puntos de doblado debe ser del diámetro de la tubería y en un ángulo máximo de un grado y medio ($1,5^\circ$), además no se aceptará presencia de arrugas en la tubería.
- **Zanjado.** Se debe asegurar que el fondo de esta no presente rocas filosas o de bordes punzantes que puedan causar abolladuras a la tubería para

garantizar esto se utiliza arena suelta en el fondo o en caso de ser necesario sacos de arena. La norma establece que la tubería una vez puesta en la zanja debe estar a una profundidad no menor a un metro (1 m), con excepción cuando el terreno es rocoso y de difícil zanjado, dónde la profundidad mínima del tubo puede ser de sesenta centímetros (60 cm).

- **Tapado y Re-Conformación del Derecho de Vía.** Consiste en el relleno de la zanja una vez instalada la tubería, se debe realizar teniendo en cuenta que en la parte superior de la tubería no puede haber presencia de rocas que puedan afectar su integridad, estableciendo el contacto de la tubería con arena suelta que prevenga las abolladuras. El relleno se realiza por capas con el fin de compactar el material alrededor de la tubería y generar firmeza al terreno.
- **Geotecnia Final.** En esta fase se desarrollan todas las obras encaminadas a garantizar la integridad del terreno, son las obras definitivas y deben asegurar que en los distintos escenarios que se puedan presentar no se produzca una exposición de la tubería con los problemas operacionales a los que se podría traducir. Para manejo de escorrentía y el control de erosión se hace necesario la construcción de cortacorrientes que evacuan las aguas a canales laterales evitando así que se produzca una sobresaturación del terreno y posterior deslizamiento.

2.8 CONDICIONES DEL GAS

El gas para el proceso de inyección se debe proporcionar en un estado seco con el fin de que este tenga un poco tendencia a causar corrosión interna en la tubería; por esta razón no se considera necesario la inyección de productos químicos, sin embargo, para controlar las tasas de corrosión a largo plazo o efectos adversos

que repercutan en la calidad del gas, se hace necesario una serie de pequeños puntos de monitoreo de corrosión.

Las especificaciones de Calidad del Gas Natural (tabla 6), son las indicadas en la Resolución CREG 071 de 1999 y demás normas que la modifiquen, adicionen, aclaren o sustituyan, en especial la Resolución CREG 054 de 2007.

Tabla 6. Las especificaciones de Calidad del Gas Natural

ESPECIFICACIONES	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)(Nota 1)	42,8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)(Nota 1)	35,4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0,25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1,0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,1%	0,1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7,2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1,6 mg/m ³	0,7 grano/1000 pc

Fuente. Resolución 054 del 2007 (junio 21).

3. FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE LA INYECCION DE GAS AL YACIMIENTO DEL CAMPO COLORADO

Antes de aplicar el conocimiento adquirido acerca del proceso de inyección de gas producido en Campo Escuela Colorado, se hace necesario conocer las características del mismo. A continuación se muestra una descripción de Campo Escuela Colorado.

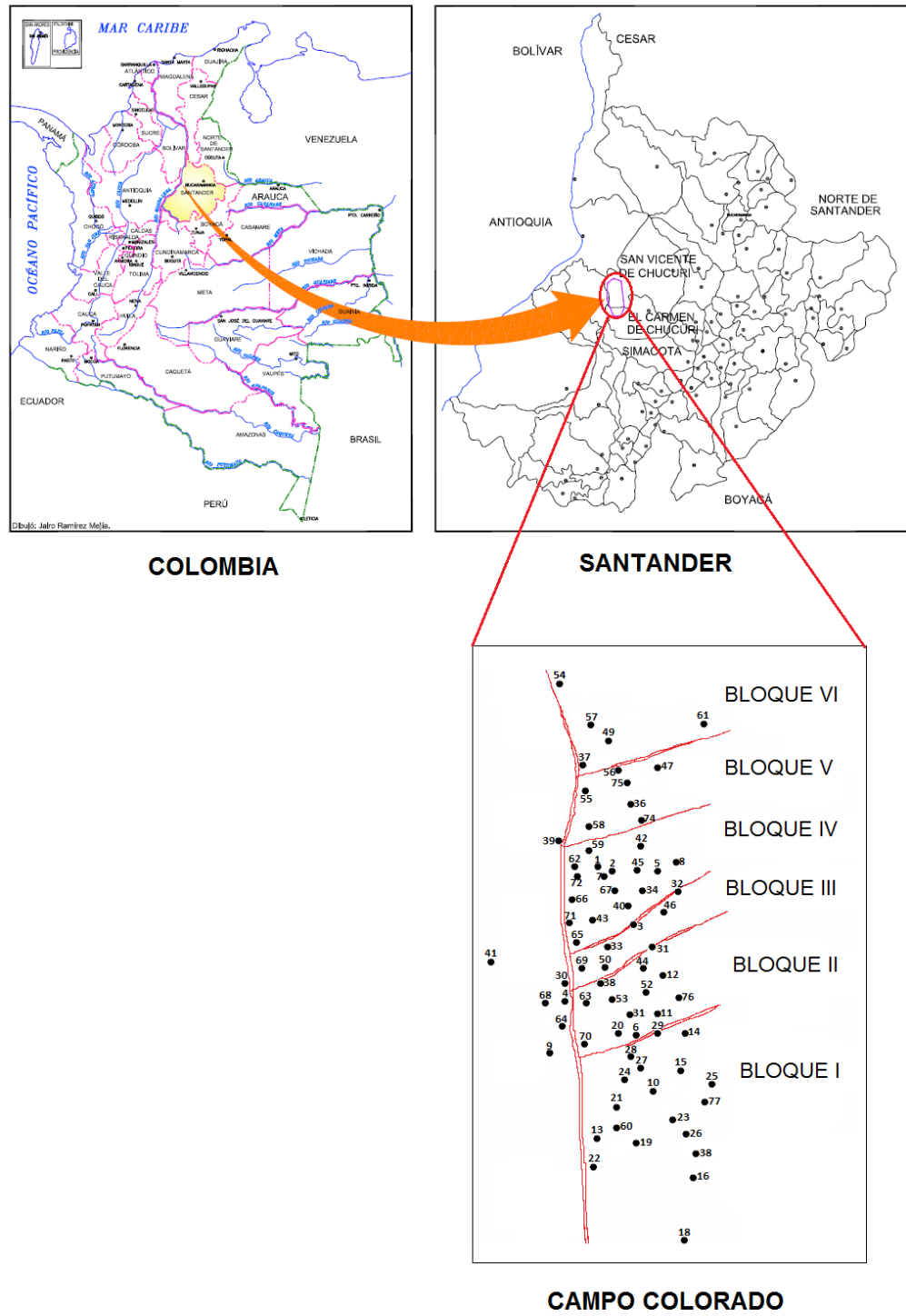
3.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

En esta sección se muestra la localización, las características de las formaciones, la historia de desarrollo y explotación y el estado actual del campo.

3.1.1 Localización. El Campo Escuela Colorado es un terreno de 60 km² está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en la provincial estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira-Infantas; entre las coordenadas X= (1.036.000–1.040.500) Este y Y= (1.238.000–1.247.500) Norte tomando como referencia Bogotá. La Figura 14 muestra de manera gráfica la ubicación del campo.

En la vereda Los Colorados se encuentran asentadas 175 personas, quienes conforman las familias que habitan en 38 viviendas.

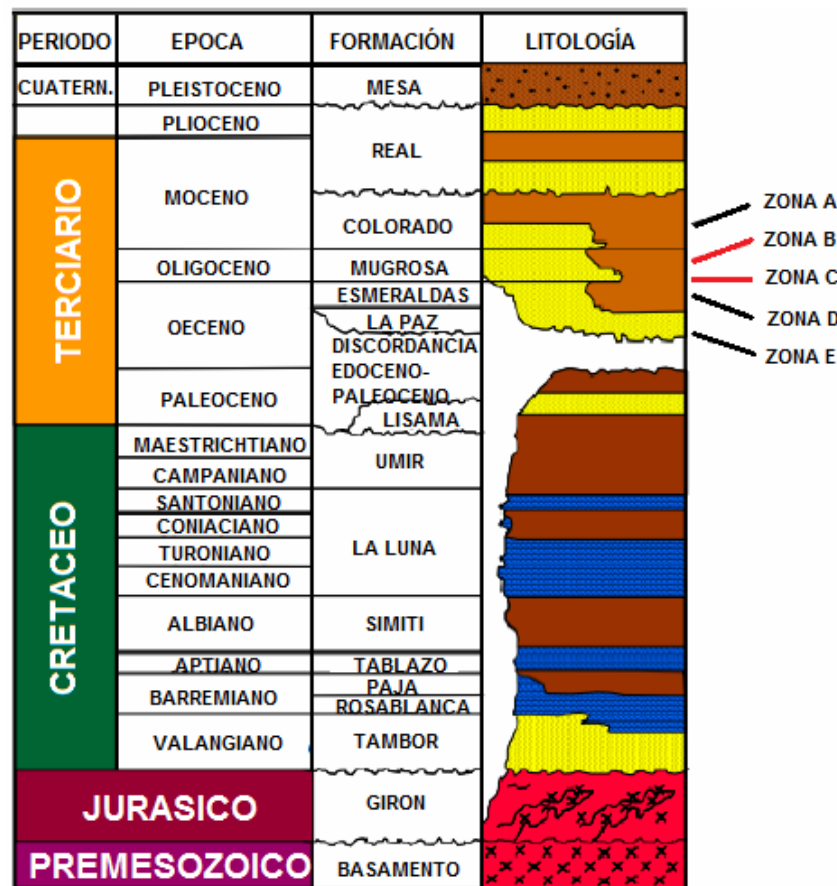
Figura 14. Ubicación Campo Escuela Colorado



Fuente. Modificado. Imágenes proporcionadas por Campo Escuela Colorado.

3.1.2 Características de las formaciones. Las formaciones productoras de petróleo son principalmente la formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, la cual tiene un espesor que varía aproximadamente de 1800 a 4500 pies. La columna estratigráfica generalizada de la cuenca se observa en la Figura 15. La trampa está conformada por un anticlinal asimétrico elongado cuyo flanco buza al oriente, en dirección Norte-Sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el Este y dividido en siete bloques por fallas satélite de dirección SW-NE.

Figura 15. Columna estratigráfica Cuenca del Magdalena Medio

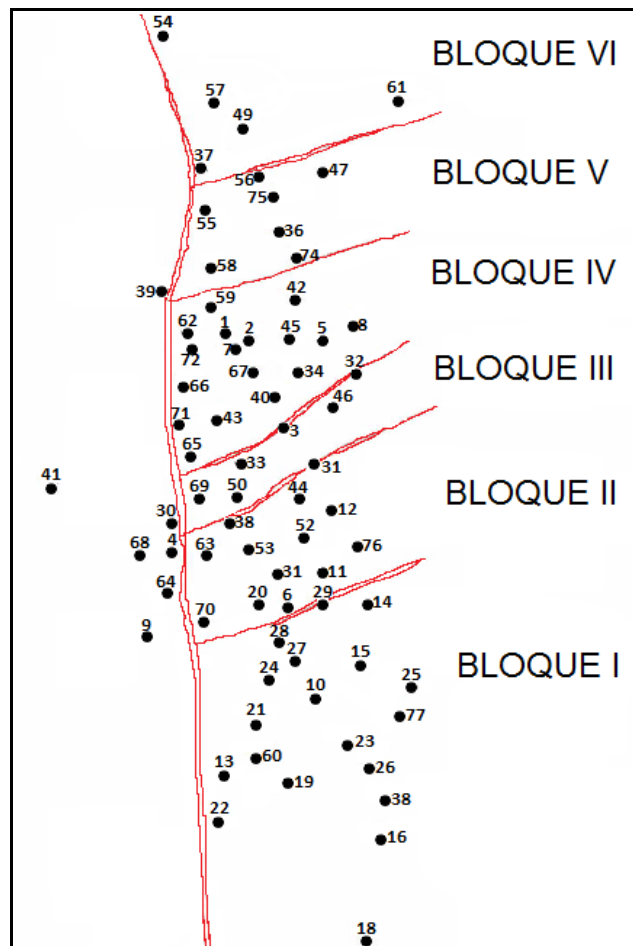


Fuente. Modificado. Diagnóstico y Estrategias de recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. Informe Campo Colorado 2003. ECOPEL. S.A.

Las areniscas de la formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Escuela Colorado, las cuales son: zona B1, zona B2, zona C1 y zona C2.

3.1.3 Estructura Geológica. El campo corresponde al anticlinal Colorado que es asimétrico de hasta 80° en su flanco Oeste y hasta 25° en su flanco Este. El anticlinal presenta un gran número de fallas de tipo inverso y de tipo normal que divide el campo en seis (6) bloques, por lo que corresponde a un modelo compartimentalizado. (Ver Figura. 16).

Figura 16. Distribución de bloques y pozos en el Campo Escuela Colorado



Fuente. Presentación Geológica y Yacimientos UIS. Campo Colorado 2007. Modificado.

En la tabla 7 se observa la distribución de los pozos a lo largo del yacimiento encada uno de los bloques, además los pozos que se perforaron y se encontraron secos.

Tabla 7.Distribución de los pozos de Campo Escuela Colorado por bloques

BLOQUE	POZOS
I	10, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 38, 60, 77
II	4, 6, 9, 11, 12, 20, 31, 35, 44, 51, 52, 53, 63, 64, 68, 70, 76
III	3, 30, 32, 33, 46, 50, 69
IV	1, 2, ,5, 7, 8, 34, 40, 42, 43, 45, 59, 62, 65, 66, 67, 71, 72
V	36, 39, 47, 55, 56, 58, 74, 75
VI	37, 48, 49, 54, 57, 61,
secos*	1, 4, 5, 6, 8,17, 29, 32, 41, 42, 43, 44, 46, 61, 68, 71, 72, 77

Fuente. Autores del proyecto.* Tomado de: Utria L. y Correa, K.: “Informe sobre aplicabilidad de Greenzyme para estimulación del Campo Colorado”. División de Geología y Yacimientos. Campo Escuela Colorado. UIS. 2008.

3.1.4 Historia del desarrollo y explotación. La exploración del Campo Escuela Colorado fue realizada entre 1923 y 1932 por la compañía Tropical Oil Company TROCO, perforando 7 pozos. En 1945 empezaron a perforar 8 pozos con los que se oficializó el inicio de producción con una tasa de 300 BOPD. Entre 1953 y 1964 fue la empresa colombiana Ecopetrol quien desarrolló completamente el campo perforando 60 pozos adicionales, para completar un total de 75 pozos perforados a lo largo de todo el campo. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas. A partir de 1966 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989. Desde entonces su producción se ha mantenido en un promedio de 20 BOPD.

De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde solamente un pozo ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

La producción inicial de los pozos oscila entre 70 a 100 BOPD declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de tiempo de 3-6 años. La mayoría de los pozos han sido clasificados como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Históricamente se realizaron campañas de workover intentando recuperar la producción del área, pero la continua declinación de los pozos por la precipitación de parafinas repercutía rápidamente sobre la pérdida de los trabajos realizados.

A lo largo de la vida del campo se han utilizado dos sistemas de levantamiento artificial: bombeo mecánico y plunger lift. Este último fue retirado debido a pérdidas de eficiencia y daños ocasionados por la precipitación de parafinas. De acuerdo a esto, es aconsejable realizar análisis de ingeniería con métodos alternativos de levantamiento artificial que puedan disminuir los costos de recuperación de los pozos inactivos.

3.1.5 Estado actual del Campo Escuela Colorado. El aceite original estimado de acuerdo al último reporte es de 59 MMBIs y las reservas primarias producidas son de 8,6 MMBIs con un factor de recobro actual de 14,7%. En la actualidad, el campo tiene 17 pozos abandonados, 24 inactivos y 36 pozos activos con una producción promedio de 424 BOPD y 400 KPCD según el reporte producción del Campo Escuela Colorado.

Durante los últimos años ha presentado un incremento notable en su producción debido a las operaciones de varilleo y reactivación de pozos, lo

cual se ha observado claramente en los reportes e informes de producción que se muestran mensualmente en el Campo Escuela Colorado. Se espera que continúe el aumento de producción de crudo en un futuro cercano de una forma más acelerada, llegando a los 1406 BOPD en el 2013. Esta proyección es producto de los trabajos que están siendo realizados por medio de trabajos de varilleo y las fases adicionales de reactivación del campo que aún no han iniciado, como son los trabajos de *Workover* y el Programa de Perforación *Infill* que consiste en la localización de pozos inter espaciados colocados estratégicamente para permitir un completo drenaje de la zona que lleva a su vez a un aumento del recobro del crudo. Estas dos últimas fases se desean implementar después de un estudio del yacimiento con sísmica 3D para un mayor conocimiento del yacimiento lo cual ayudará a tomar las decisiones acertadas.

El Campo Escuela Colorado se clasifica como campo maduro, debido a que presenta los siguientes factores:

- Su producción se encuentra en la etapa estabilizada de su curva de declinación y es excesivamente baja comparada con su tasa inicial.
- Baja energía del yacimiento, debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante (Gas en Solución).
- Bajo índice de productividad en todos los pozos del campo.

Actualmente se está iniciando un proyecto para la generación de energía eléctrica del gas natural producido pero este no es una solución total a este problema puesto que no se le realizaría un tratamiento adecuado al gas.

3.1.6 Producción de Gas Campo Escuela Colorado. El Campo Escuela Colorado produce actualmente un promedio de 400 KPCD de Gas y se proyecta un incremento del 200% gracias a las nuevas perforaciones y a la construcción de las líneas de gas faltantes que recogen el gas en cabeza de pozo y lo conducen hasta la estación para su tratamiento. La Tabla 8 y la figura 17 ilustran la

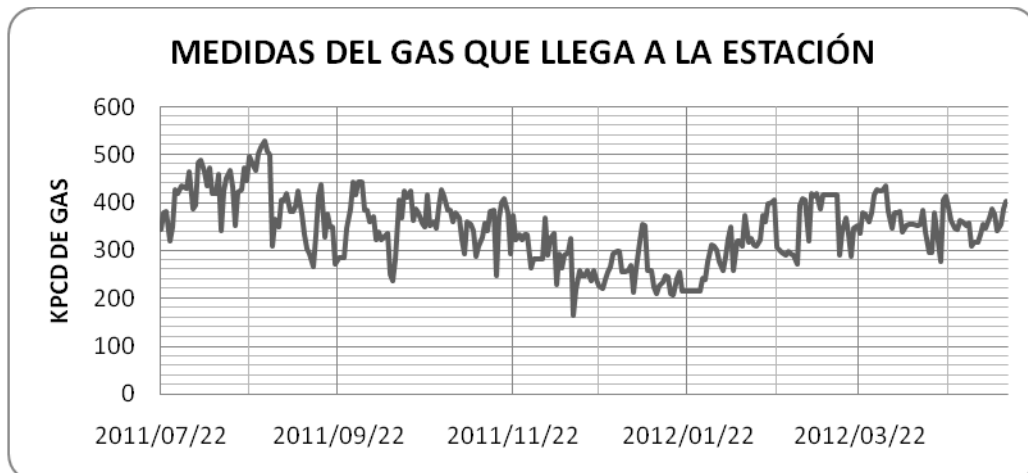
producción de los últimos 13 meses contados a partir de la producción del mes de Julio de 2011.

Tabla 8. Liquidación gas que llega a la estación

LIQUIDACIÓN GAS QUE LLEGA A LA ESTACIÓN	KPCD
PROMEDIO JUL23-FECHA(kpcd)	344,79
PROMEDIO AGOSTO(kpcd)	445,40
PROMEDIO SEPTIEMBRE(kpcd)	364,46
PROMEDIO OCTUBRE (kpcd)	363,74
PROMEDIO NOVIEMBRE (kpcd)	337,36
PROMEDIO DICIEMBRE (kpcd)	268,73
PROMEDIO ENERO 2012 (kpcd)	250,08
PROMEDIO FEBRERO 2012 (kpcd)	325,25
PROMEDIO MARZO 2012 (kpcd)	385,75
PROMEDIO ABRIL 2012 (kpcd)	354,94
PROMEDIO MAYO 2012 (kpcd)	348,712
PROMEDIO JUNIO 2012 (kpcd)	261,786
PROMEDIO JULIO 2012 (kpcd)	213,073

Fuente. Datos suministrados por el grupo colaborador de registros y estadísticas del Campo Escuela Colorado año 2012.

Figura 17. Medidas del gas que llega a la estación (kpcd)



Fuente. Datos suministrados por el grupo colaborador de registros y estadísticas del Campo Escuela Colorado año 2012.

3.2 PROBLEMAS E IMPACTOS

3.2.1 Problemas de Orden Legal. La explotación de petrolero en el Campo Escuela Colorado no cumple a cabalidad con las normas legales establecidas en Colombia, en materia de manejo y explotación del Gas, contraviniendo lo dispuesto en las resoluciones y decretos que tratan las Normas, ejemplo: **(Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009 del MME**, por la cual prohíbe la quema, desperdicio o emisión de gas en la atmósfera en los campos productores en Colombia), entre otras.

3.2.2 Problema Ambiental y Social. El no realizar el tratamiento y manejo adecuado para el aprovechamiento del gas, está llevando a los operadores del Campo Escuela Colorado (U.I.S) a quemar, desperdiciar y ventear el Gas directamente a la atmósfera, conllevando al deterioro del ambiente y a no disfrutar de un aire puro por los habitantes y residentes aledaños a las instalaciones petroleras, que podrían desencadenar manifestaciones, huelgas, y paros de la actividad petrolera por no atender éste grave problema, conllevando a pérdidas económicas y financieras de los socios de ésta empresa.

Por esta razón se plantea el presente proyecto de inyección de este gas como una posible solución a este problema.

3.2.3 Estudio de Impacto Ambiental. Actualmente se tiene una Licencia Ambiental para el desarrollo de las actividades de explotación de crudo y gas del campo. Las actividades del sector minero – energético, como la exploración, explotación, transporte de hidrocarburos y transformación de carbón y otros minerales, la generación, transmisión, distribución de electricidad y otras fuentes de energía, así como los diferentes usos de la energía, producen impactos ambientales que se deben prevenir y manejar de manera más amigable con el

medio ambiente para contribuir al mantenimiento de los procesos ecológicos que aseguran la sostenibilidad del patrimonio natural.

A nivel del sector energético se cuenta con Convenios de Producción más limpia para los subsectores de hidrocarburos, energía eléctrica y carbón, con la participación de entidades signatarias del sector y de varias entidades de apoyo, entre ellas Corporaciones Autónomas Regionales e Institutos y Centros de Investigación del Sector. Dentro del marco de concertación establecido, la UPME (Unidad de planeación minero energética) y el Ministerio del Medio Ambiente suscribieron el 12 de abril de 1999 un Convenio especial de cooperación técnica y administrativa para la armonización y optimización de la gestión ambiental entre el sector Minero Energético y las autoridades ambientales. En este convenio se establecen las áreas prioritarias del programa de trabajo para el desarrollo de los proyectos específicos. Las áreas prioritarias del plan de trabajo son las siguientes:

- Planificación estratégica ambiental de la expansión del sector minero – energético.
- Ordenamiento ambiental territorial del sector minero energético.
- Adopción de la estrategia de producción más limpia en el sector minero energético e impulso a los proyectos piloto en tecnologías y patrones más limpios.
- Identificación de costos de gestión ambiental en el sector minero – energético.
- Optimización y promoción de instrumentos de gestión ambiental.
- Optimización de los procedimientos administrativos de evaluación y seguimiento de proyectos minero – energéticos.
- Análisis y desarrollo de proyectos mineros energéticos y forestales en el marco de la Convención de Cambio Climático.
- Aspectos de gestión social y participación ciudadana y comunitaria para el desarrollo minero – energético.

En la ejecución del proyecto se realizarán diferentes obras, las cuales pueden incluir movimientos, instalación y puesta en marcha de equipos, que puedan llegar a producir impactos en el medio ambiente.

De manera predictiva se podría decir que las obras civiles ocasionarían un impacto en el medio ambiente donde se hará la construcción; también se podría identificar un impacto en el suelo y subsuelo del emplazamiento del proyecto, el cual se podría afectar por el aceite residual de los equipos en funcionamiento.

3.3 ANALISIS DE LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE GAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, baja energía y arenas delgadas (< 20 pies), haciendo que la producción de los pozos sea baja también; aparte de esto las acumulaciones principales son de aceite liviano y gas de 36 a 42° API, siendo el empuje por gas en solución el mecanismo de producción predominante lo cual beneficiaría el proceso de inyección externa (en la capa de gas) puesto que por ser este el mecanismo de empuje se estaría formando una capa de gas al interior de yacimiento que actuaría como un colchón.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Escuela Colorado con una porosidad promedio de 12.9% para la Zona B1, 13.5 % para la Zona B2, 15.7 % para la Zona C1 y 19.6 % para la Zona C2; con un espesor promedio de arena petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente; estas zonas se encuentran a una profundidad promedio entre 1800 y 3500 pies. Como se ven reflejado en la tabla 9.

Tabla 9. Porosidad y espesor promedio Formación Mugrosa

ZONAS	POROSIDAD PROMEDIO [%]	ESPESOR PROMEDIO [Ft]
B1	12,9	21,8
B2	13,5	23,2
C1	15,7	24,9
C2	19,6	42,3

Fuente. RODRÍGUEZ A. y TORRES E. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2007. 250 p.

A continuación se presenta la Tabla 10 resumen de algunas de las propiedades de Campo Escuela Colorado en la que se verán resaltadas las que más influirían en el proceso de inyección según el screening presentado por Taber, SPE, F.D. Martin, SPE, and R.S. Seright, SPE. “EOR Screening Criteria Revisited Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects” (Tabla 1); el cual nos indica que los factores más importante que influyen en el proceso de inyección de gases para que exista inmiscibilidad son: gravedad API del crudo > 12, viscosidad del aceite < 600 cp, saturación de aceite del > 35% y profundidad zona productora >18.000 ft.

Tabla 10. Resumen de algunas de las propiedades del Campo Escuela Colorado.

ZONA	B1	B2	C1	C2
Sw (fracción)	0,304	0,322	0,292	0,324
Net Pay (ft)	24,549	36,826	21,432	35,903
So (fracción)	0,696	0,678	0,708	0,676
Profundidad Promedia (ft)	1.700	2.100	3.300	3.700
API @ 60 °F	41,2		39,7	
Viscosidad Promedio (cp)	2			

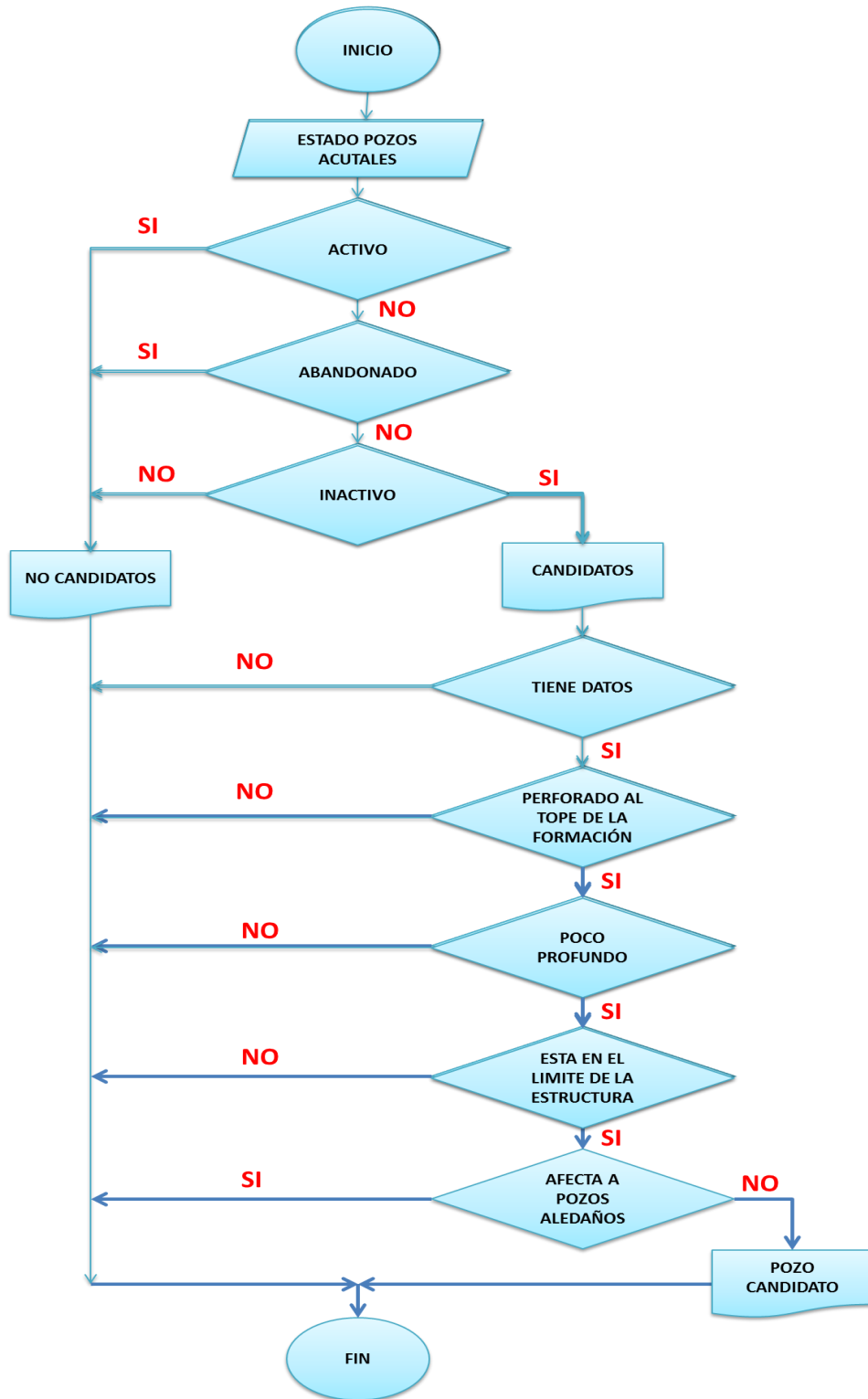
Fuente. Campo Escuela Colorado. Convenio UIS-ECOPETROL S.A. 2007

A raíz de lo anterior se puede observar que el Campo Escuela Colorado se encuentra en unas óptimas condiciones para recibir un proceso de inyección de gases.

3.4 SELECCIÓN DE EL SITIO ESTRATÉGICO (POZOS Y LOCACIÓN) PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO DE INYECCIÓN.

En el proceso de selección del mejor sitio para la implementar el piloto de inyección de gas en el Campo Escuela Colorado, se debe realizar un estudio integral, en donde se tengan en cuenta importantes factores geológicos y mecánico de los pozos, interpretación de registros, interpretación sísmica y de mapas estructurales, así mismo, datos de producción del campo; con respecto a lo anterior empleara la metodología representada en la figura 18 para la selección del pozo candidato.

Figura 18. Diagrama “Metodología de selección de pozos”



Fuente. Autores.

Al generar la integración de los datos de producción y estados mecánicos de los pozos se observa que actualmente el campo tiene 17 pozos abandonados, 24 inactivos y 36 activos; de los cuales se excluyen los activos y los abandonados puesto que no se poder perjudicar la producción ni intervenir los que no se pueden; a partir de esto se contara solamente con los inactivos (COL 07, COL 09, COL 10, COL 13, COL 18, COL 19, COL 22, COL 26, COL 28, COL 30, COL 43, COL 50, COL 53, COL 54, COL 57, COL 60, COL 61, COL 62, COL 63, COL 64, COL 65, COL 66, COL 68, COL 72).

De los 24 inactivos se excluyen los pozos COL 07, COL 09, COL 10, COL 18, COL 19, COL 22, COL 26, COL 30, COL 43, COL 54, COOL 66 y COL 68 por no contar con los respectivos registros ni con la suficiente información para realizar el estudio, quedando como potenciales candidatos los restantes 12 pozos representados en la tabla 11 con el respectivo intervalo en el que fueron perforados; cabe destacar que todos estos pozos se encuentran perforados a la altura de la formación mugrosa convirtiéndose esta en nuestra formación de interés.

Tabla 11.Pozos candidatos

POZO	ARENA	BLOQUE	ESTADO	INTERVALO PERFORADO	MUGROSA B	MUGROSA C
COL-07		IV	INACTIVO			
COL-09	C	Margen de la falla principal	INACTIVO			
COL-10	C	I	INACTIVO			
COL-13	B	I	INACTIVO	1.705-2.680	1.705-2.680	
COL-18	B	I	INACTIVO			
COL-19	CB	I	INACTIVO			
COL-22	B	I	INACTIVO			
COL-26	C	I	INACTIVO			
COL-28	C	I	INACTIVO	1.835-4.640	1.835-3.758	3.758-4.640
COL-30	B	Margen de la falla principal	INACTIVO			

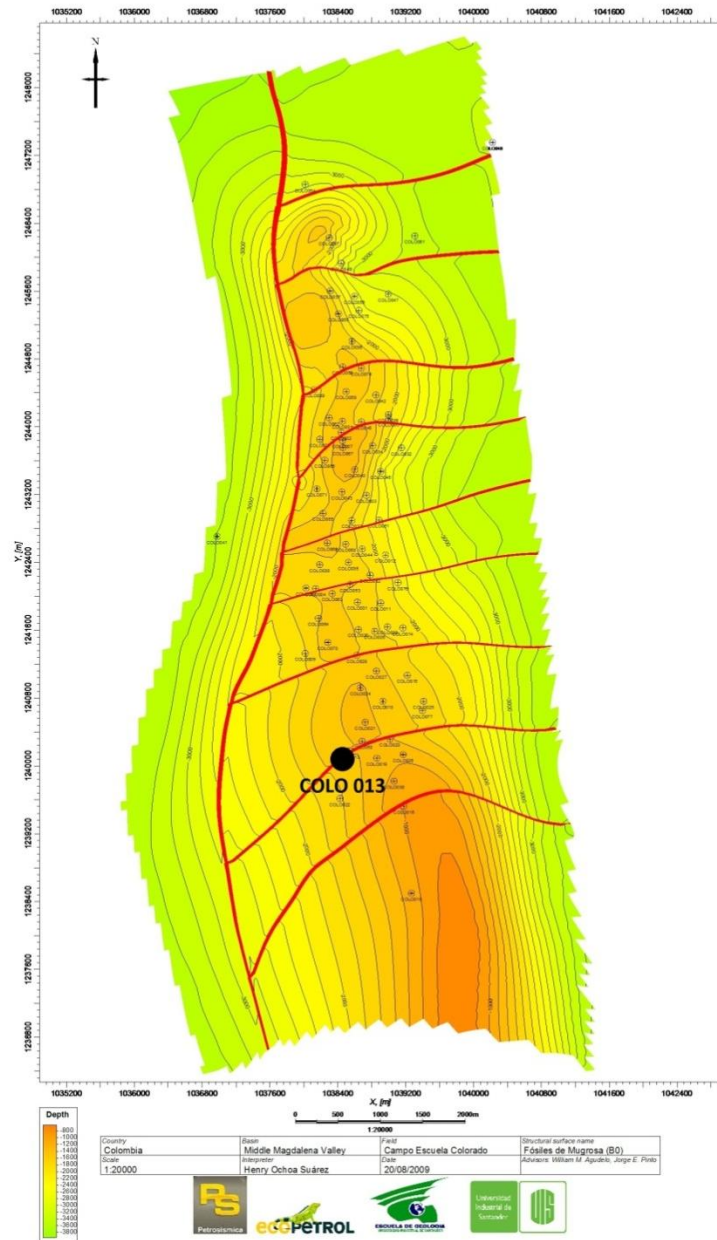
COL-43	C	IV	INACTIVO			
COL-50	C	III	INACTIVO	1.898-4.612	1.898-3.689	3.689-4.612
COL-53	C	II	INACTIVO	1.833-4.512	1.833-3.673	3.673-4.512
COL-54	C	VI	INACTIVO			
COL-57	C	VI	INACTIVO	3.293-5.943	3.293-5.055	5.055-5.943
COL-60	C	I	INACTIVO	1.745-4.500	1.745-3.585	3.585-4.500
COL-61	C	VI	INACTIVO	3.625-6.365	3.625-5.462	5.462-6.365
COL-62	CB	IV	INACTIVO	1.790-4.633	1.790-3.728	3.728-4.633
COL-63	B	II	INACTIVO	1.818-3.600	1.818-3.600	
COL-64	B	Margen de la falla principal	ESPERANDO VARILLO	1.818-3.650	1.818-3.650	1.705-2.680
COL-65	B	IV	INACTIVO	1.923-3.280	1.923-3.280	
COL-66	B	IV	INACTIVO			
COL-68	B	Margen de la falla principal	INACTIVO			
COL-72	B	IV	INACTIVO	1.955-4.450	1.955-3.738	3.738-4.450

Fuente. Datos suministrados por Campo Escuela Colorado. 2012

A partir de esto se busca realizar la selección de los pozos que se encuentren perforados lo más cercano al tope de la formación, cercanos a los límites de la estructura, y que no afecten la producción de pozos aledaños; de acuerdo al trabajo realizado por Henry Ochoa en su tesis de pregrado “Análisis Estructural del Campo Colorado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, Colombia”(Escuela de Geología, Universidad Industrial de Santander, 2010) en el cual genera un mapa estructural del Campo Escuela Colorado al tope de la formación mugrosa (Figura 19), se excluyen los pozos COL 28, COL 50, COL 53, COL 57, COL 61, COL 63, COL 64, COL 65 y COL 72 por encontrarse perforados a altas profundidades lo cual no favorecerían al proceso de inyección este análisis esto también se encuentra apoyado con los registros de los respectivos pozos.

Figura 19. Mapa estructural del Campo Escuela Colorado al tope de la Formación Mugrosa

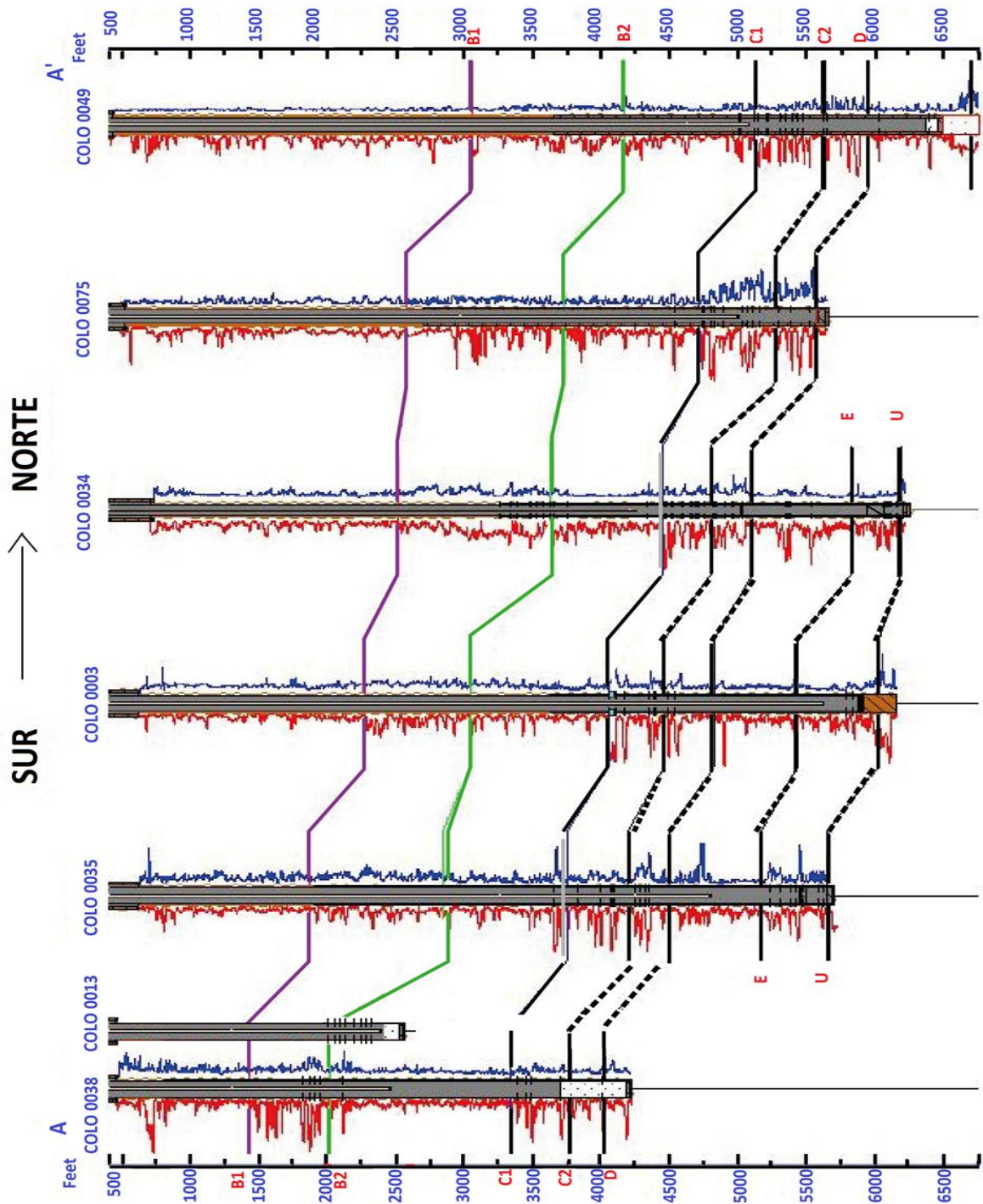
MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA FORMACIÓN MUGROSA (B0)



Fuente. OCHOA H. Análisis Estructural del Campo Colorado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, Colombia [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2010. 141 p.

Quedarían restando los pozos COL 13 y COL 60 que con la ayuda de sus registros y una correlación estructural S-N de registros SPN y resistivo realizados por Jorge Torres y William Rangel en su tesis de pregrado “Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del campo Colorado” (Figura 20) en la cual se puede observar que tan al tope de la formación mugrosa B se encuentran perforados dichos pozos; partiendo de esto se observó que COL 13 se encuentra perforado mas al tope de la formación y es menos profundo que COL 62 y COL 60(Ver tabla 11); por esta razón seria el pozo potencial al cual se le realizará la inyección de gas ya que se encuentra en las condiciones deseadas (tope de la formación, limites de la estructura y poco profundo).

Figura 20. Correlación estructural S-N de registros SPN y resistivo



Fuente. Datos tomados de: TORRES, Jorge y RANGEL, William. Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del campo Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008.

3.4.1 Estado mecánico y completamiento colorado 13.

A continuación en la tabla 12 relaciona los gatos generales del pozo colorado 13.

Tabla 12. Datos generales Colorado 13

Localización:	N 1'240.183,13 E 1'038.536,88
Elevación terreno:	430 pies
Elevación rotaria:	437,88 pies
Profundidad total:	2.701 pies
Acumulado de Petróleo:	2.572 Bls
Acumulado de Gas:	9.666 MPC
Acumulado de Agua:	11.246 Bls
Estado del pozo:	Cerrado por HWP (22/Sep/1.954)

Fuente. Datos suministrados por Campo Escuela Colorado. 2012

El tope y la base de la formación mugrosa en el pozo colorado 13 de presenta en la tabla 13 a continuación.

Tabla 13. Topes y base de la formación Mugrosa para Colorado 13

FORMACION	TOPE (ft)	BASE (ft)
Mugrosa B	1.705	2.680

Fuente. Datos suministrados por Campo Escuela Colorado. 2012

La perforación se inició el 18/Mar/1.954 y el completamiento el 18/Mar/1.954. Se bajó con broca de 17" hasta 520'. Se bajó revestimiento de 13 3/8" (15 juntas de 48 lbs/pie, H-40), sentándolo a 461', se cementó el revestimiento de 13 3/8" con 500 sacos de cemento Nare. Se continuó perforando con broca de 8 5/8" hasta la profundidad final de 2701' (alcanzada el 9 de abril de 1954). Se bajaron 86 juntas de revestimiento de 6 5/8" de 20 lbs/pie, J-55, sentándolas a 2694', se cementó el revestimiento de 6 5/8" con 420 sacos de cemento Nare, se le tomaron 3 registros

a diversos intervalos (ver tabla 14) y aparte de esto se realizaron cañoneos a 8 intervalos diferentes (ver tabla 15).

Tabla 14. Registros tomados a Colorado 13

TIPO DE REGISTRO	INTERVALOS	ESCALAS
ELÉCTRICO	2.702'-460'	1:240-1:1200
MICROLOG	2.529'-460'	0,21
BUZAMIENTO	2.620'-885'	

Fuente. Datos suministrados por Campo Escuela Colorado. 2012

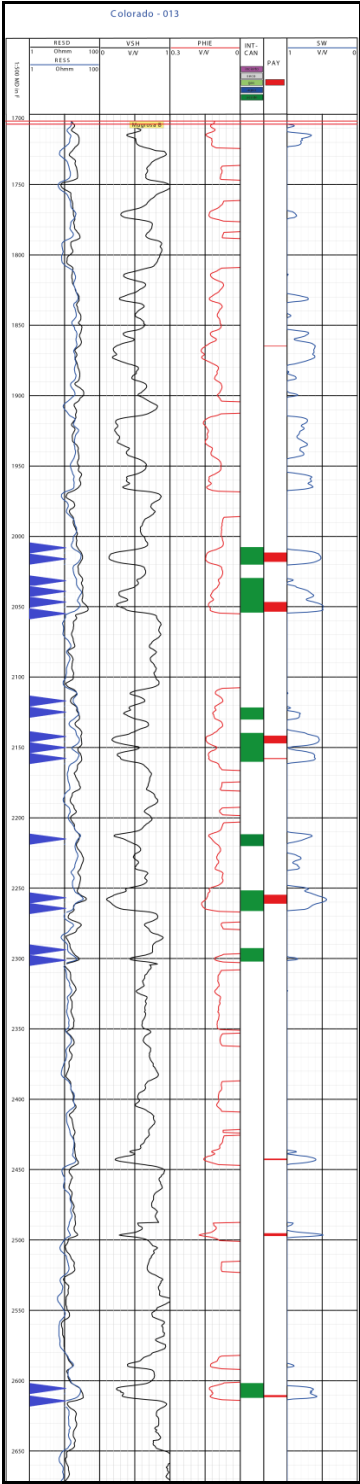
Tabla 15. Estado Mecánico Colorado 13

CORRIDA	INTERVALO (FT)	FORMACIÓN	SIZE	SPF
1	2.020'-2.008'	Mugrosa B	12'	1 TPP
2	2.054'-2.030'	Mugrosa B	24'	1 Tiro por 2 Pie
3	2.130'-2.122'	Mugrosa B	8'	1 TPP
4	2.160'-2.140'	Mugrosa B	20'	1 TPP
5	2.220'-2.212'	Mugrosa B	8'	1 TPP
6	2.266'-2.252'	Mugrosa B	14'	1 TPP
7	2.302'-2.293'	Mugrosa B	9'	1 TPP
8	2.612'-2.602'	Mugrosa B	10'	1 TPP

Fuente. Datos suministrados por Campo Escuela Colorado. 2012

A continuación se muestra la ubicación de los tiros en el registro del pozo (figura 21).

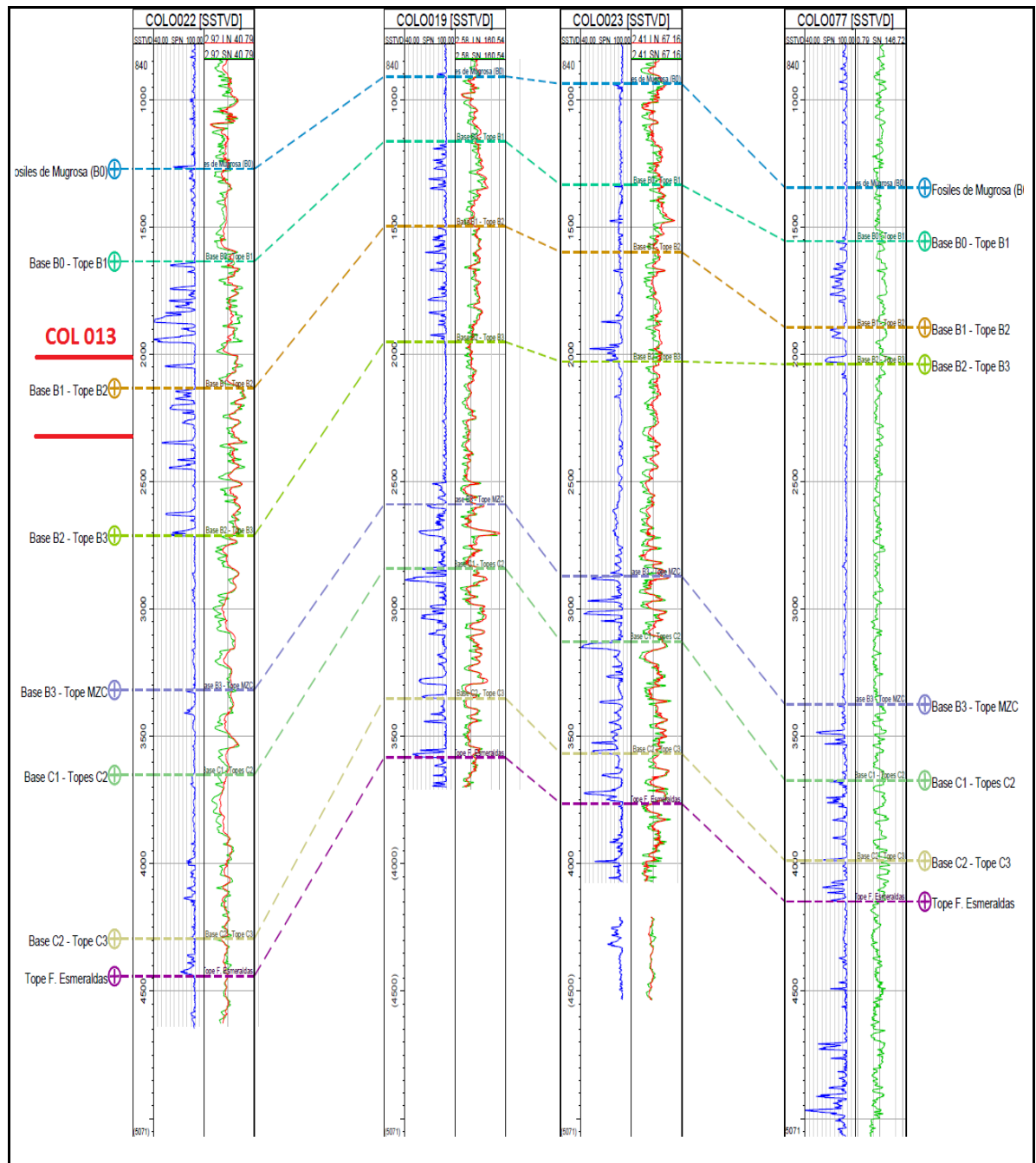
Figura 21.Ubicación de los tiros en el registro



Fuente. Datos suministrados por Campo Escuela Colorado. Modificado 2012

Partiendo de esto, con los registros de algunos de los pozos cercanos (Figura 22) y con los intervalos productores de los pozos activos cercanos a Col 13 (Tabla 16) se puede observar que este gas estaría siendo inyectado en la parte superior de la formación y que al ser inyectado no va a tener ninguna interferencia de manera directa a la producción de estos pozos puesto que ellos se encuentran a una profundidad mucho mayor a la que se está inyectando el gas.

Figura 22. Correlación entre los topes de los topes de la Formación Mugrosa en el Campo Escuela Colorado entre los pozos C22, C19, C23 y C77



Fuente. GARCÍA, JERSON y FONSECA, CRISPÍN. Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la Formación Mugrosa en el Campo Escuela – Colorado [Trabajo de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2009. 128 p.

Tabla 16. Intervalos productores de los pozos activos cercanos a Colorado 13

POZO	INTERVALO PRODUCTOR (Ft)
19	3.012 – 3.464
23	3.629 – 3.634
24	3.708 – 3.765
27	3.826 – 4.120
38	3.705 – 3.384

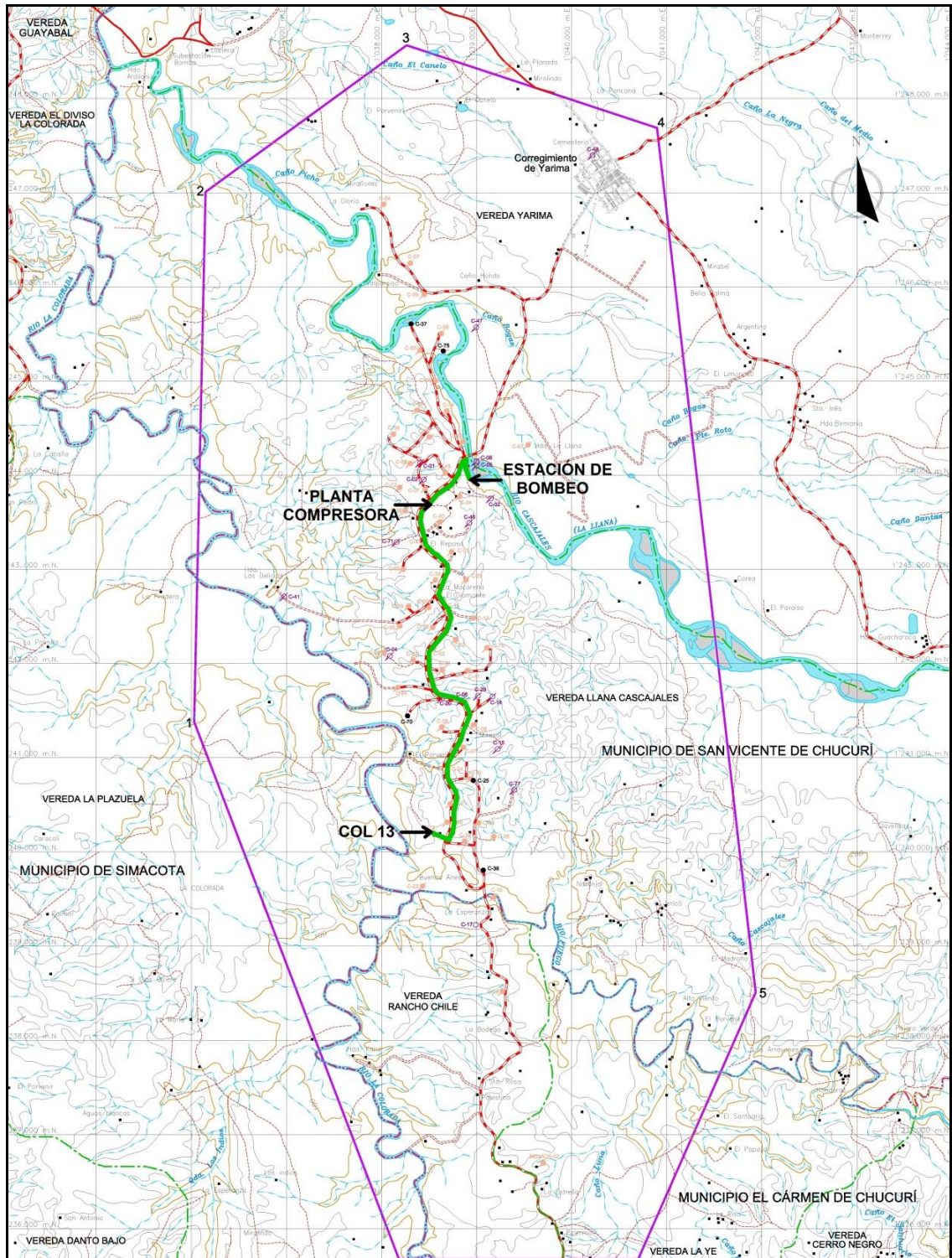
Fuente. Datos suministrados por Campo Escuela Colorado. 2012

Antes de realizar la inyección se debería revisar la integridad del casing con el fin de saber si esta en condiciones optimas para recibir el gas de inyección, en caso contrario se deberá realizar un trabajo de workover; posterior a esto se aislara la zona de 2008 a 2302 ft ya que va a ser la zona de interés.

Seguido a esto se llevara acabo la inyección puede llevarse a cabo a través del casing.

3.4.2 Locación. La figura 23 presenta la ubicación del pozo colorado 13 con respecto a la estación de bombeo (en donde se encuentra la tea en la cual se está quemando el gas a inyectar) y la planta compresora, el pozo se encuentra a una distancia medida aproximada de 740.6mts hasta la estación de bombeo (datos calculados por el software AUTOCAD 2012. ANEXO A); la línea verde representaría el recorrido que realizaría el gas después de haber pasado por la planta compresora y el pozo inyector.

Figura 23. Localización



Fuente. Mapa topográfico suministrado por el campo escuela colorado. 2011

3.5 ESCENARIOS DE PRODUCCION DE GAS

Para hacer un análisis completo tanto del diseño y costo de tuberías como de los equipos y accesorios a utilizar, se debe tener en cuenta la capacidad de fluido con la que se va a trabajar y por ende hacer el respectivo diseño, para abarcar todo tipo de posibilidades de tal manera que el diseño, de las tuberías y de los equipos no sea sobredimensionado o en el caso contrario de que sea subestimado.

Se pretende evaluar cuatro (4) escenarios de producción de crudo, relacionados directamente con la producción de gas. Se realiza este estudio puesto a que se tiene pensado aumentar la producción de crudo del campo para el año 2013, aunque esto está sujeto a decisiones administrativas tanto de ECOPETROL como del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA.

3.5.1 Escenario 1. Un primer caso es la proyección que se tiene para el Campo Escuela Colorado echa por la empresa WEI Limited, empresa que trabaja como Aliada tecnológica del Campo Escuela Colorado. Se espera con este estudio llevar al campo a una producción de 1.500 barriles por día Para el año 2013. Por esto, no hay que dejar de lado estas proyecciones que la empresa WEI Limited tiene proyectadas para el Campo Escuela Colorado, ya que se espera. A continuación en la Tabla 17 se muestra esta proyección.

Tabla 17. Pronostico de producción por la empresa WEI Limited

MES	OIL (BOPD)	GAS (KPCD)	WATER (BWPD)
Enero (2012)	382,97	500,6	97,13
Febrero (2012)	439,88	678,17	114,32
Marzo (2012)	476,64	795,19	127,06
Abril (2012)	501,54	876,6	137,06
Mayo (2012)	625,22	1.254,24	175,17
Junio (2012)	752,83	1.643,63	216,03
Julio (2012)	813,67	1.832,62	239,16
Agosto (2012)	922,45	2.165,37	277,78
Septiembre (2012)	1.073,41	2.624,62	330,82

Octubre (2012)	1.174,80	2.935,05	370,53
Noviembre (2012)	1.310,91	3.349,60	422,94
Escenario 1	1.543,21	4.052,66	509,35

Fuente. Datos suministrados por el Campo Escuela Colorado.

3.5.2 Escenario 2. El segundo escenario será el “optimista”, siendo este, una proyección realizada por los autores utilizando La relación Gas/Aceite (GOR) y teniendo en cuenta que 1543 BPD es la proyección que se tiene de Crudo para el siguiente año.

Esta proyección de crudo esperada se debe a que se pretende perforar tres nuevos pozos y un total de 35 trabajos de Workover realizados tanto como a pozos activos y pozos en producción, dejando un total de 45 pozos en producción, a lo que se pronostica que la producción de crudo ascenderá a 1543 BPD.

Se utilizan los datos de la historia reciente de producción de gas y crudo del Campo Escuela Colorado para generar un comportamiento de la relación Gas/Aceite (GOR). El GOR en los últimos dos años se ha venido comportando de una forma moderadamente estable como se muestra en la Figura 26, por esta razón se promedia con el fin de tener un dato de GOR generalizado para todo el campo, siendo este un dato propio y distintivo del crudo que allí se produce. Con la relación Gas/Aceite (GOR) obtenida y el valor de 1543 BPD que representa la producción de aceite esperada para el 2013, se halla la cantidad de gas a producir para esa proyección. Los valores estimados para este escenario son los siguientes (los cuales se referencian en la Tabla 18:

- Producción de gas: 1.323.659,23 scf/D
- Producción de crudo: 1.543 BPD
- Relación Gas/Aceite (GOR): 895,825 scf/STB

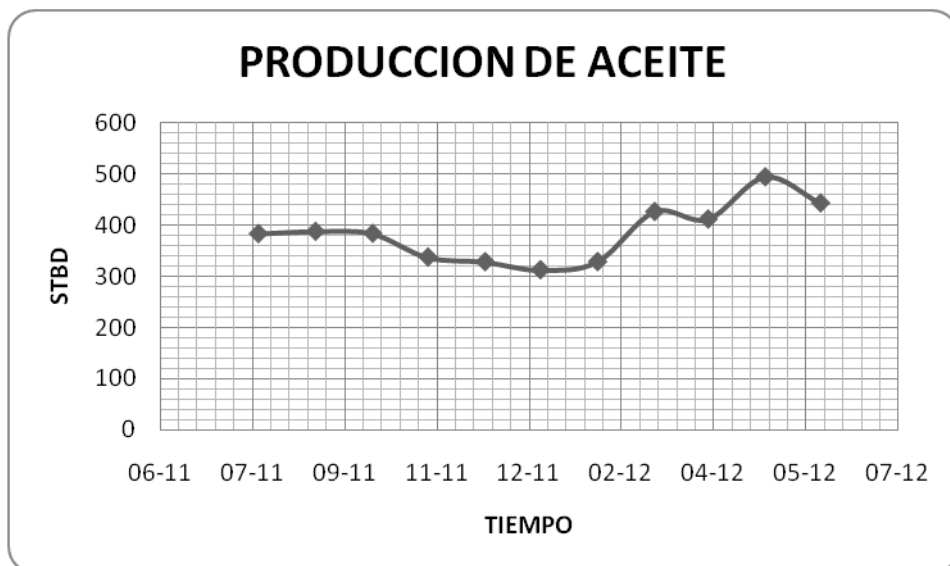
3.5.3 Escenario 3: El tercer caso es un escenario en el cual la producción de gas no difiere de la que se tiene actualmente del campo asumiendo que dichos trabajos de workover y perforación no se realicen puesto a que en este momento apenas está en etapa de estudio; decisión que se debe tomar en manos de la empresa operadora, que en este caso es Ecopetrol.

Por lo dicho anteriormente, se opta utilizar la historia de producción de aceite/gas para promediarla, obteniendo los siguientes datos referenciados en la tabla 18, los cuales no difiere de la tendencia actual que se tiene de la producción.

- Producción de gas: 355.994,13 scf/D
- Producción de crudo: 391,08 BPD
- Relación Gas/Aceite (GOR): 875,315 scf/STB

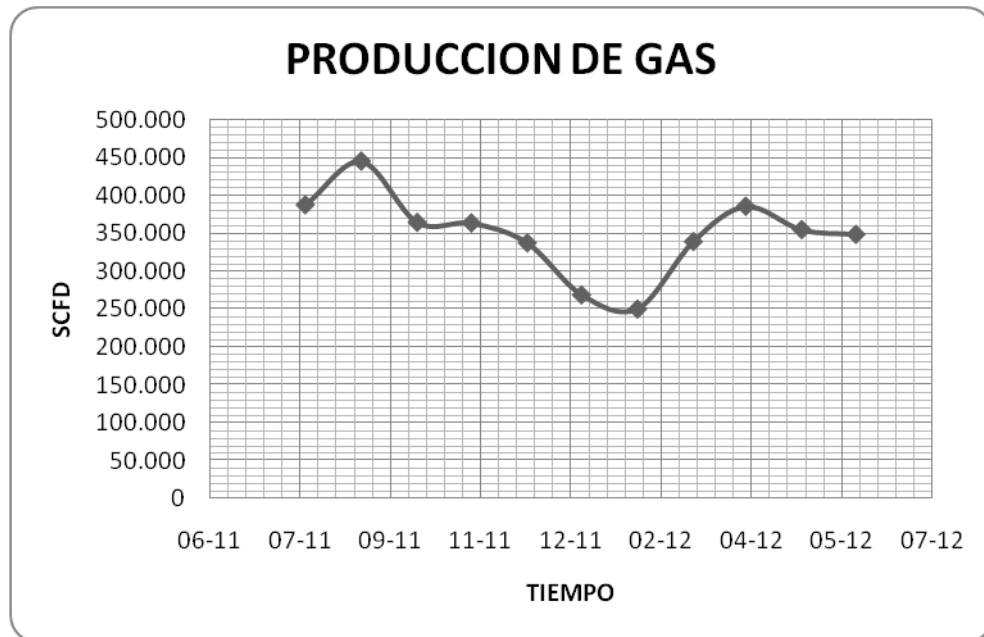
Las siguientes son las gráficas donde se muestra la historia de producción y el comportamiento actual de crudo (figura 24), gas (figura 25) y la Relación Gas/aceite (GOR) (figura 26).

Figura 24. Producción de crudo vs Tiempo



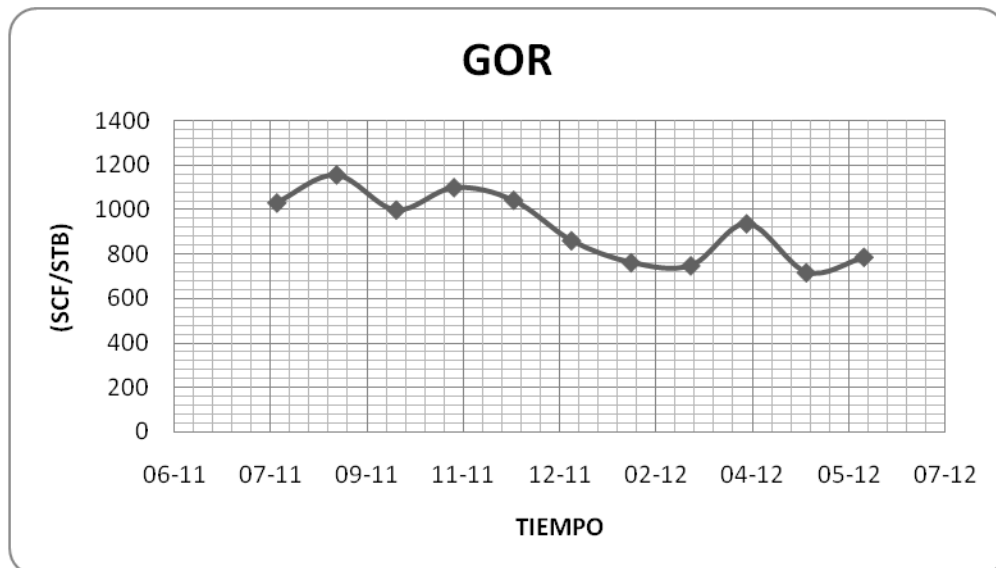
Fuente. Grafica generada por los Autores gracias a los datos históricos de liquidación de crudo del Campo Escuela Colorado.

Figura 25. Producción de gas vs Tiempo



Fuente. Grafica generada por los Autores gracias a los datos históricos de liquidación de Gas del Campo Escuela Colorado.

Figura 26. GOR vs Tiempo



Fuente. Generada por los Autores.

3.5.4 Escenario 4. El cuarto caso es el pesimista, y donde la producción de aceite/gas no es la esperada por cuestiones que se presenten problemas operacionales tales como: arenamiento, precipitación de parafinas, mantenimiento de equipos, cerrar pozos para mantenimiento de las bombas, etc. Para esto se utilizarán los datos de producción de gas y se observarán valores donde se tengan producción baja de fluidos (Gas). Para este análisis se optó por tomar el pico más bajo en la gráfica de producción de gas y con ese valor hacer el respectivo análisis del diseño. Siendo estos los valores a tener en cuenta y que están referenciados en la Tabla 18:

- Producción de gas: 250.065,16 scf/D
- Producción de crudo: 328,08BPD
- Relación Gas/Aceite (GOR): 762,19 scf/STB

La tabla 18 muestra la utilización del GOR el valor respectivo de producción de gas y crudo.

Tabla 18. Datos de producción y GOR mensual del Campo Escuela Colorado con los distintos escenarios de producción.

MES (AÑO)	PROD. GAS (SCFD)	PROD. OIL (STBM)	PROD. OIL (STBD)	GOR (SCF/STB)
Julio (2011)	387.706,66	11.880,17	383,23	1.011,67
Agosto (2011)	445.401,93	12.014,20	387,55	1.149,26
Septiembre (2011)	364.456,00	11.507,72	383,59	950,11
Octubre (2011)	363.739,67	10.447,62	337,02	1.079,28
Noviembre (2011)	337.363,00	9.839,19	327,97	1.028,63
Diciembre (2011)	268.725,16	9.677,04	312,16	860,85
Enero (2012)	250.065,16	10.170,62	328,08	762,19
Febrero (2012)	319.251,72	12.367,17	426,45	748,61
Marzo (2012)	385.752,58	12.767,53	411,85	936,62
Abril (2012)	354.935,66	14.837,38	494,57	717,65
Mayo (2012)	348.712,25	13.741,35	443,26	786,68
Junio (2012)	261.786,33	12.790,00	426,33	614,04
Julio (2012)	253.072,58	12.660,97	422,03	501,26
Escenario 1 (2013)	4.052.660,00	470.679,05	1.543,21	2.626,12
Escenario 2 (2013)	1.323.659,23	46.296,300	1.543,210	895,825

Escenario 3 (2013)	355.994,13	11.900,074	391,088	875,315
Escenario 4 (2013)	250.065,16	10.170,62	328,08	762,19

Fuente. Datos históricos de liquidación de crudo y gas del Campo Escuela Colorado.

En la tabla 18 el valor de la Relación Gas/Aceite (GOR) es de 895,82 scf/STB (valor obtenido del promedio que se venía dando en los últimos dos años,) para lo cual la producción de gas con una producción de 1.543 bbls/D es de 1.323.659,23 scf/D.

3.6 PLANTEAMIENTO DEL DISEÑO DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN

En este aparte se propone un diseño del sistema de compresión para el proceso de inyección de gas en Campo Escuela Colorado en el pozo que fue seleccionado como potencial candidato para recibir esta inyección de gas. Este será un diseño preliminar que determinará parámetros técnicos para cada escenario de producción de gas.

Se realizó un diseño teórico y se utilizó el simulador ASPEN HYSYS® V7.1 de Aspentech con licencia académica con el fin de cotejar ambos resultados y así escoger el mejor diseño para cada escenario (tabla19).

Tabla 19. Escenarios de producción de gas.

ESCENARIOS	MMSCFD	SCFD	m ³ /min	lbm/h
1	4,05	4.052.660	79,65	8.888,30
2	1,39	1.386.736,18	27,25	3.041,39
3	0,36	355.994,13	7,00	780,77
4	0,25	250.065,16	4,91	548,44

Fuente. Autores.

Como toda esa producción de gas debe pasar por una planta de recuperación de líquidos, la misma cantidad de gas que entra en la planta no va a ser la misma que

sale puesto que un porcentaje de este gas se va a perder en condensados; este porcentaje de pérdida depende de varios factores como el GPM del gas, tipo de planta de recuperación u otros, pero es aproximadamente del 12%; este porcentaje fue corroborado al estudio realizado por Lida Jerez, y Yeison Peña en tu tesis de pregrado “Alternativas de acondicionamiento del gas natural de Campo Escuela Colorado-CEC como gas de venta”.(Escuela de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2012), en donde emplean métodos de recuperación de líquidos para llevar a el gas producido en Campo Escuela Colorado a condiciones de venta. A partir de esto se realizo el estimativo del gas que va a pasar por el proceso de compresión para ser inyectado y es el presentado en la tabla 20.

Tabla 20. Cantidad de gas a Inyectar.

ESCENARIOS	MMSCFD	SCFD	m ³ /min	lbm/h
1	3,57	3.566.340,8	70,09	7821,70
2	1,22	1.220.327,84	23,98	2676,42
3	0,31	313.274,836	6,16	687,07
4	0,22	220.057,341	4,32	482,63

Fuente. Autores.

3.6.1 Selección de la presión de descarga para el proceso de compresión.

De acuerdo al estudio realizado por Andrés González, y Mario Gómez en tu tesis de pregrado “Revaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el campo colorado”.(Escuela de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2011), en la cual realizan un estimativo de la presión de yacimiento actual para las arenas B y C a partir de pruebas de nivel realizadas en el año 2007 y generalizar el porcentaje de depleción para todos los bloques; con este estudio se logro tomar un estimativo de la presión de formación y presión de fractura para nuestra zona de interés (2008 – 2302 ft), tabla 21.

Tabla 21. Estimativos de la presión de formación y de fractura para la zona de interés al año 2007

Profundidad (Ft)	2008	2302
P formación (Psi)	718,26	723,74
P fractura (Psi)	1.211,78	1.282,9

Fuente. Andrés González, y Mario Gómez en tu tesis de pregrado “Revaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el campo colorado”. (Escuela de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2011).

Con este estimativo ya se puede saber cuál debe ser el rango en el cual debería operar el proceso de compresión con el fin de que el gas logre penetrar la formación sin llegar a fracturarla; cabe recordar que estos estimativos son al año 2007.

3.6.2 Diseño de las condiciones y especificaciones del proceso de compresión. Para la realización de los diseños se recurrió nuevamente al estudio realizado por Lida Jerez, y Yeison Peña en tu tesis de pregrado “Alternativas de acondicionamiento del gas natural de Campo Escuela Colorado-CEC como gas de venta”.(Escuela de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2012); de este estudio se obtuvo la composición del gas a inyectar (Tabla 22) ya que este gas va a estar en unas condiciones optimas (las decretadas por el RUT) puesto que va a estar libre de LGN (Líquidos del Gas Natural) y se partió de la cromatografía del gas (ANEXO B) que en estos momentos está siendo quemado; esta composición va a ser la base para los cálculos del diseño.

Tabla 22. Composición del gas a inyectar

COMPOSICIÓN GAS	
COMPONENTE	FRACCIÓN
Nitrógeno	0,0520
CO2	0,0043
Metano	0,6470
Etano	0,1363
Propano	0,0996
i-Butano	0,0201
n-Butano	0,0297
i-Pentano	0,0062
n-Pentano	0,0043
n-Hexano	0,0006

Fuente. Lida Jerez, y Yeison Peña en tu tesis de pregrado “Alternativas de acondicionamiento del gas natural de Campo Escuela Colorado-CEC como gas de venta”.(Escuela de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2012).

A continuación en esta sección se muestra el diseño del sistema de compresión con los datos recopilados anteriormente. Se decidió realizar el diseño de forma teórica acompañada de una simulación hecha en ASPEN HYSYS® V7.1 de Aspentech.

En este orden de ideas se procede a realizar el diseño del sistema de compresión a continuación:

❖ **DISEÑO TEORICO**

Para la realización de este diseño se tuvo que recurrir a la ayuda de las ecuaciones 1, 2, 6 y de las figuras 8, 9 y 10; los resultados de la implementación de estas ecuaciones y figuras son los reflejados en las Tablas 23, 24, 25 y 26.

- **Número de etapas requeridas.** Se calcula R (relación de compresión) variando el número de etapas hasta entrar en un rango entre 2 y 4 como se

muestra en la tabla 23 cuyos datos fueron obtenidos mediante la Ecuación 1.

Tabla 23. Relación de compresión por etapa

P ENTRADA (PSI)	P SALIDA (PSI)	ETAPAS	R ESTIMADO
60	1.000	1	16,66
60	1.000	2	4,08
60	1.000	3	2,55

Fuente. Autores.

La configuración de la 3ra etapa está dentro del rango de R, se debe calcular la temperatura de descarga de las etapas, para que garantice temperaturas entre 275 – 300 °F; se debe establecer la presión de descarga de cada etapa de compresión y calcular la temperatura.

Nota. La relación de compresión calculada no considera las pérdidas de presión por etapa de compresión de compresión que están en el orden de 3 – 5 Psi.

- **Configuración de las etapas.** Se calculan las propiedades básicas tanto para la entrada como la salida de cada etapa con la ayuda de las referencias bibliográficas y la ecuación 1. Los resultados se reflejan en la Tabla 24.

Tabla 24. Condiciones de entrada y salida para cada etapa

	P ENTRADA (PSI)	P SALIDA (PSI)	R AJUSTADA	T ENTRADA (°F)	T SALIDA (R)	T SALIDA (°F)	K
Etapa 1	59,40	157,86	2,66	90	713,88	253,88	1,26
Etapa 2	152,86	398,27	2,61	120	748,96	288,96	1,26
Etapa 3	393,27	1010	2,57	120	746,16	286,16	1,26

Fuente. Autores.

Se puede observar en la tabla 24 que la temperatura de descarga es inferior a 300 °F, por lo tanto, la configuración de tres etapas de compresión es correcta.

- **Potencia requerida**

Las propiedades básicas para el diseño de los compresores se muestran a continuación en la tabla 25 y en la tabla 26 se muestra la estimación del BHP para cada escenario de producción de gas, los cuales fueron calculados con la ayuda de la ecuación 6 y las figuras 8, 9, 10.

Tabla 25. Propiedades básicas por etapa para la estimación del BHP

PROPIEDADES BASICAS POR ETAPA			
	1ra Etapa	2da Etapa	3ra Etapa
Bhp/MMCFD	57	56	51,5
Ps (psi)	14,7		
Ts (°R)	520		
Tin (°R)	550	580	
Zavg	0,99	0,97	0,94
F1	1		
F2	1		
F3	1,04		

Fuente. Autores.

Tabla 26. Estimación del BHP para cada escenario de producción

ESCENARIOS	MMSCFd	Bhp (HP) 1ra Etapa	Bhp (HP) 2da Etapa	Bhp (HP) 3ra Etapa	BHP(total)
1	3,57	225,37	230,41	204,25	660,02
2	1,22	77,12	78,84	69,89	225,85
3	0,31	19,80	20,24	17,94	57,98
4	0,22	13,91	14,22	12,60	40,73

Fuente. Autores.

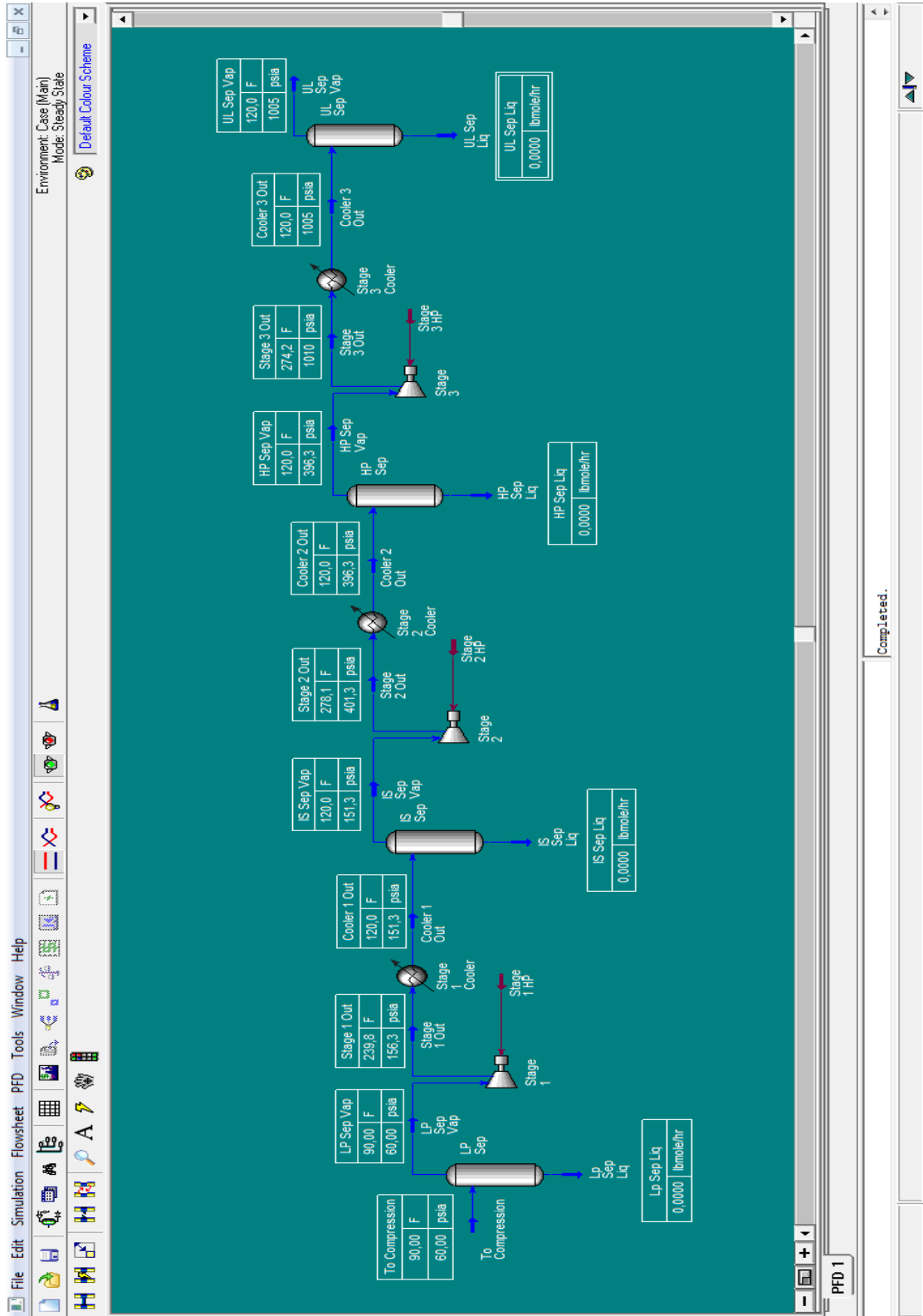
❖ **SIMULADOR ASPEN HYSYS® DE ASPENTECH**

Luego de realizado el diseño de manera teórica, se opto por realizar un diseño del sistema de compresión con la ayuda del simulador ASPEN HYSYS® V7.1 de Aspentech ya que esté es un simulador especializado en este tipo de procesos, debido a que en el diseño elaborado con anterioridad se podría caer en errores al momento de leer las diversas graficas.

En este simulador se incluyeron los datos básicos para el diseño como son las presiones de succión y descarga para cada etapa, composición del gas a inyectar y caudal para cada escenario.

A partir de la inclusión de estos parámetros, el simulador realiza una representación de como seria el sistema de compresión (figura 27) para el proceso de inyección; este sistema seria el mismo para cada escenario de producción de gas con la diferencia que cambiaria la configuración de los compresores.

Figura 27. Sistema de compresión



Fuente. Autores. Imagen capturada ASPEN HYSYS® V7.1

A continuación se muestran la configuración arrojada por el simulador para cada etapa compresión de los diversos escenarios de producción (Tablas 27, 28, 29, 30).

Tabla 27. Propiedades de cada etapa de compresión (Escenario 1)

ESCENARIO 1			
	Stage 1	Stage 2	Stage 3
Compressor Speed (rpm)	724,59	294,22	108,07
Power (hp)	235,92	242,17	229,64
Capacity (act feed vol flow) ACFM	634,05	258,84	96,60
Duty (Btu/hr)	600.277,14	6161.96,55	584.297,18
Power Total (hp)	707,73		

Fuente. Autores. Datos obtenidos de ASPEN HYSYS® V7.1

Tabla 28. Propiedades de cada etapa de compresión (Escenario 2)

ESCENARIO2			
	Stage 1	Stage 2	Stage 3
Compressor Speed (rpm)	247,94	100,68	36,98
Power (hp)	80,73	82,87	78,58
Capacity (act feed vol flow) ACFM	216,96	88,57	33,06
Duty (Btu/hr)	205.402,12	210.849,40	199.934,11
Power Total (hp)	242,17		

Fuente. Autores. Datos obtenidos de ASPEN HYSYS® V7.1

Tabla 29. Propiedades de cada etapa de compresión (Escenario 3)

ESCENARIO 3			
	Stage 1	Stage 2	Stage 3
Compressor Speed (rpm)	63,65	25,84	9,49
Power (hp)	20,72	21,27	20,17
Capacity (act feed vol flow) ACFM	55,70	22,74	8,49
Duty (Btu/hr)	52.729,25	54.127,64	51.325,55
Power Total (hp)	62,17		

Fuente. Autores. Datos obtenidos de ASPEN HYSYS® V7.1

Tabla 30. Propiedades de cada etapa de compresión (Escenario 4)

ESCENARIO 4			
	Stage 1	Stage 2	Stage 3
Compressor Speed (rpm)	44,71	18,15	6,67
Power (hp)	14,56	14,94	14,17
Capacity (act feed vol flow) ACFM	39,12	15,97	5,96
Duty (Btu/hr)	37.039,49	38.021,78	36.053,46
Power Total (hp)	43,67		

Fuente. Autores. Datos obtenidos de ASPEN HYSYS® V7.1

Al realizar el cotejo de los resultados de ambos diseños (el realizado teóricamente y el realizado por el simulador), se observa que los resultados no difieren mucho pero por deberse a un diseño realizado en un simulador especializado en este tipo de procesos y por qué el otro diseño puede contener diversos errores, resulta más fiable escoger los resultados obtenidos por el simulador.

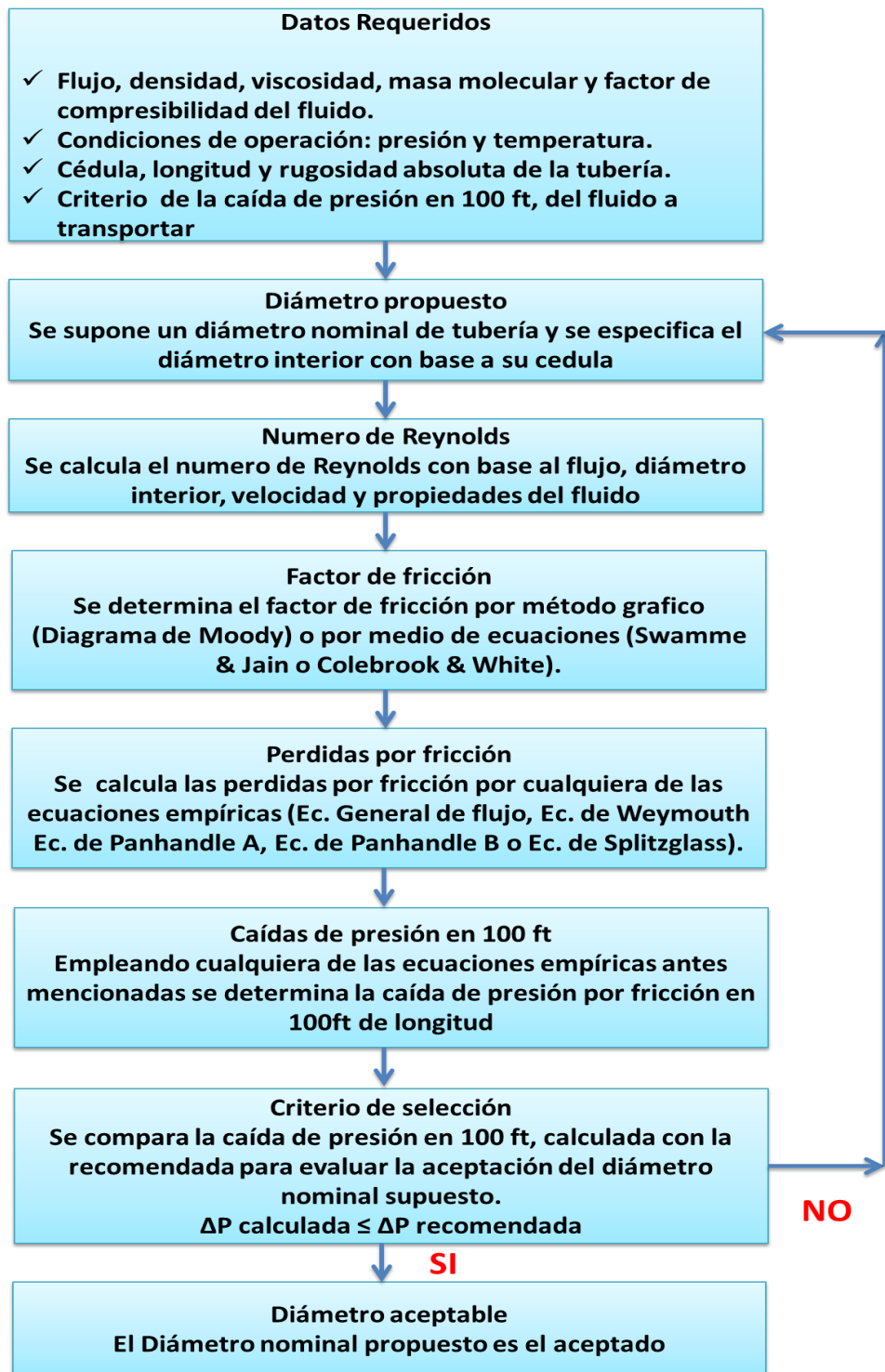
3.6.3 Selección del diámetro de tubería para el proceso de compresión. Para esta selección se empleó el diagrama representado en la figura 28 el cual tiene en cuenta el criterio de dimensionamiento con base a la caída de presión en 100 ft de longitud de tubería considerando como límite máximo recomendado una caída de presión en 100 ft, de longitud de tubería de 2 psi (2 psi/100 ft) como criterio de seguridad.

Como van a existir dos tramos de tubería (antes y después de la compresión) y las propiedades del gas van a cambiar para cada tramo; se realizaron los cálculos del dimensionamiento para cada escenario tanto antes como después de la compresión teniendo en cuenta las características de la tubería (ANEXO C).

Partiendo de esto, se hicieron los cálculos pertinentes para la realización del diseño de la tubería del primer y segundo tramo para cada escenario de producción de gas. Los cálculos del diseño para ambos tramos se realizaron con

la ayuda de las Ecuaciones 7, 13 y la Figura 12. Los resultados del primer tramo se ven reflejados en las Tablas 32, 33, 34 y 35; y los del segundo tramo en las Tablas 37, 38, 39 y 40.

Figura 28. Diagrama “Metodología de selección del diámetro de tubería”.



Fuente. Autores.

PRIMER TRAMO

El tipo de tubería utilizada para este tramo es una tubería cuyo Schedule es de 40 puesto que el proceso es a baja presión.

A continuación en la tabla 31 se muestra las propiedades básicas del gas para la realización del diseño en el primer tramo.

Tabla 31. Propiedades básicas del gas antes de la compresión

Viscosidad	0,01	Cp
Ti	550	R
P1	33	Psia
W	3041,39	lbm/h
E	7,00E-06	Ft
Sg	0,69	
Z	0,99	

Fuente. Autores.

Tabla 32. Diámetros tubería primer tramo (Escenario 1)

ESCENARIO 1				
Diámetro Nominal 4 in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>F</i>	<i>DP</i>
4,026	1,11E+06	2,09E-05	1,20E-02	2,06
Diámetro Nominal 6 in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>F</i>	<i>DP</i>
6,065	7,36E+05	1,38E-05	1,24E-02	0,27
Diámetro Nominal 8 in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>F</i>	<i>DP</i>
7,981	5,59E+05	1,05E-05	1,29E-02	0,07

Fuente. Autores.

Tabla 33. Diámetros tubería primer tramo (Escenario 2)

ESCENARIO 2				
Diámetro Nominal 2 ½ in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>F</i>	<i>DP</i>
2,469	6,19E+05	3,40E-05	1,33E-02	3,08
Diámetro Nominal 3 in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>F</i>	<i>DP</i>
3,068	4,98E+05	2,74E-05	1,37E-02	1,07
Diámetro Nominal 4 in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
4,026	3,79E+05	2,09E-05	1,40E-02	0,28

Fuente. Autores.

Tabla 34. Diámetros tubería primer tramo (Escenario 3)

ESCENARIO 3				
Diámetro Nominal 1 ½ in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
1,610	2,44E+05	5,22E-05	1,58E-02	2,05
Diámetro Nominal in 2				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
2,067	1,90E+05	4,06E-05	1,64E-02	0,61
Diámetro Nominal 2 ½ in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
2,469	1,59E+05	3,40E-05	1,70E-02	0,26

Fuente. Autores.

Tabla 35. Diámetros tubería primer tramo (Escenario 4)

ESCENARIO 4				
Diámetro Nominal 1 in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
1,049	2,63E+05	8,01E-05	1,65E-02	8,98
Diámetro Nominal 1 ½ in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
1,610	1,71E+05	5,22E-05	1,68E-02	1,07
Diámetro Nominal in 2				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
2,067	1,33E+05	4,06E-05	1,69E-02	0,31

Fuente. Autores.

SEGUNDO TRAMO

El tipo de tubería utilizada para este tramo es una tubería cuyo Schedule es de 80 puesto que el proceso es a alta presión.

A continuación en la tabla 36 se muestra las propiedades básicas del gas para la realización del diseño en el segundo tramo.

Tabla 36. Propiedades básicas del gas después de la compresión

Viscosidad	0,01	Cp
Ti	752,23	R
P1	1.010	Psia
W	0	lbm/h
E	7,00E-06	ft
Sg	0,688	
Z	0,85	

Fuente. Autores.

Tabla 37. Diámetros tubería segundo tramo (Escenario 1)

ESCENARIO 1				
Diámetro Nominal 2 in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
1,939	2,30E+06	4,33E-05	1,14E-02	2,91
Diámetro Nominal 2 ½ in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
2,323	1,92E+06	3,6E-05	1,15E-02	1,19
Diámetro Nominal 3 in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
2,900	1,54E+06	2,90E-05	1,17E-02	0,40

Fuente. Autores.

Tabla 38. Diámetros tubería segundo tramo (Escenario 2)

ESCENARIO 2				
Diámetro Nominal 1 in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
0,957	1,60E+06	8,78E-05	1,29E-02	13,15
Diámetro Nominal 1 ½ in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
1,500	1,02E+06	5,60E-05	1,28E-02	1,38
Diámetro Nominal in 2				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
1,939	7,88E+05	4,33E-05	1,27E-02	0,38

Fuente. Autores.

Tabla 39. Diámetros tubería segundo tramo (Escenario 3)

ESCENARIO 3				
Diámetro Nominal ¾ in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
0,742	5,28E+05	1,13E-04	1,44E-02	3,45
Diámetro Nominal 1 in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
0,957	4,10E+05	8,78E-05	1,48E-02	0,99
Diámetro Nominal 1 ½ in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
1,500	2,61E+05	5,60E-05	1,53E-02	0,11

Fuente. Autores.

Tabla 40. Diámetros tubería segundo tramo (Escenario 4)

ESCENARIO 4				
Diámetro Nominal ½ in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
0,546	5,04E+05	1,54E-04	1,49E-02	8,17
Diámetro Nominal ¾ in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
0,742	3,71E+05	1,13E-04	1,51E-02	1,79
Diámetro Nominal 1 in				
<i>di (in)</i>	<i>Re</i>	<i>Rug. Relativa</i>	<i>f</i>	<i>DP</i>
0,957	2,88E+05	8,78E-05	1,53E-02	0,51

Fuente. Autores.

Realizados estos cálculos y mostrado los resultados, los diámetros mínimos a escoger para cada escenario son los que se encuentran resaltados; a partir de estos diámetros se puede escoger uno mayor puesto que a medida que este aumente la caída de presión va a disminuir.

4. ANÁLISIS PRESUPUESTAL

4.1 COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL

4.1.1 Terrenos. El proyecto no contempla la adquisición de nuevos terrenos, debido a que la empresa ya cuenta con el espacio y terreno determinados para la ejecución del proyecto.

4.1.2 Obras Físicas. A continuación en la Tabla 41 se detallan las cantidades de obra civiles estimadas, basadas en datos de proyectos similares en la industria.

Tabla 41. Costo Obra Físicas

OBRAS FÍSICAS		
CONCEPTO	US	COP
Retiros y demoliciones	\$1.363	\$ 2.500.000
Obras Civiles (Bases, cárcamos, Diques, pisos)	\$ 27.259	\$ 50.000.000
Instalaciones Eléctricas sistema de compresión	\$ 8.723	\$16.000.000
Montaje sistema de compresión	\$ 13.630	\$25.000.000
TOTAL	\$ 115.851	\$212.500.000

Fuente. Empresas Contratistas Ecopetrol. Sector Magdalena Medio. Tasa de cambio 1834 COP-US (2-09-12).

4.1.3 Infraestructura y software. Está conformada por los desembolsos necesarios para la construcción de la infraestructura física, técnica y logística.

En la Tabla 42 se relaciona el costo del software con el cual se da un manejo y monitoreo remoto al compresor

Tabla 42. Costo Software

SOFTWARE		
CONCEPTO	US	COP
Software para manejo del compresor	\$ 8.178	\$ 15.000.000
Computador	\$ 1.908	\$ 3.500.000
Total Inversión	\$ 8.178	\$ 18.500.000

Fuente. Empresas Contratistas Ecopetrol. Sector Magdalena Medio. Tasa de cambio 1834 COP-US (2-09-12).

La Tabla 43 relaciona el costo de la subestación eléctrica que dará la energía al compresor y los equipos necesarios para realizar la inyección de gas.

Tabla 43. Costo Subestación eléctrica

SUBESTACION ELECTRICA		
CONCEPTO	US	COP
Obras Físicas.	\$ 10.904	\$ 20.000.000
Equipos Menores	\$ 32.711	\$ 60.000.000
TOTAL	\$ 43.615	\$ 80.000.000

Fuente. Empresas Contratistas Ecopetrol. Sector Magdalena Medio. Tasa de cambio 1834 COP-US (2-09-12).

En la tabla 44 se da lo que representa el costo de la realización del diseño del sistemas de compresión y de las tuberías y lo que costaría un diseño más técnico y de detalle.

Tabla 44. Costo del diseño del proceso

DISEÑOS DEFINITIVOS		
CONCEPTO	US	COP
Ingeniería Básica y conceptual	\$2.181	\$ 4.000.000
Diseños técnicos	\$ 2.453	\$ 4.500.000
Asesorías y Consultas	\$ 1.090	\$ 2.000.000
Diseño definitivo de detalles	\$ 4.089	\$ 7.500.000
TOTAL	\$ 9.813	\$ 18.000.000

Fuente. Empresas Contratistas Ecopetrol. Sector Magdalena Medio. Tasa de cambio 1834 COP-US (2-09-12).

La Tabla 45 nos presenta el costo de los trámites y permisos que se deberán gestionar para que el proyecto marche sin contratiempos.

Tabla 45. Costos trámites y permisos

TRAMITES Y PERMISOS		
CONCEPTO	US	COP
Permisos Ministerios	\$ 2.453	\$ 4.500.000
Planeación y C.A.S	\$ 218	\$ 400.000
Revisión al alcance de la licencia ambiental	\$ 1.090	\$ 2.000.000
Solic. Visita funcionarios de la C.R.E.G y Socios estratégicos	\$2.726	\$ 5.000.000
Visita concepto (ente certificador)	\$ 1.363	\$ 2.500.000
Visita y calibración de equipos	\$ 1.908	\$ 3.500.000
Envío documentación de referencia	\$ 872	\$ 1.600.000
Certificación	\$ 545	\$ 1.000.000
Constitución de pólizas de Seguros	\$ 16.355	\$ 30.000.000
Contratación interventoría	\$ 13.630	\$ 25.000.000
Licitación y selección contratista	\$1.908	\$ 3.500.000
Implement. de manuales (oper, mtto)	\$2.181	\$ 4.000.000
TOTAL	\$45.250	\$ 83.000.000

Fuente. Empresas Contratistas Ecopetrol. Sector Magdalena Medio. Tasa de cambio 1834 COP-US (2-09-12).

4.1.4 Costo inversiones iniciales

La tabla 46 presenta las inversiones iniciales de cargo fijo las cuales no se ven

afectadas por el escenario de producción de gas analizado en cuestión.

Tabla 46. Inversiones Iniciales

INVERSIONES INICIALES		
CONCEPTO	US	COP
Equipos de comunicación y computación	\$ 1.908	\$ 3.500.000
Intangibles	\$ 8.178	\$ 15.000.000
Retiros y demoliciones	\$ 1.363	\$ 2.500.000
Obras Civiles (Bases, cárcamos, Diques, pisos)	\$ 27.259	\$ 50.000.000
Instalaciones Eléctricas sistema de compresión	\$ 8.723	\$ 16.000.000
Montaje sistema de compresión	\$ 13.630	\$ 25.000.000
Subestación Eléctrica	\$ 43.615	\$ 80.000.000
Líneas de Eléctricas y de instrumentación	\$ 64.877	\$ 119.000.000
Acondicionamiento del pozo COL-13 de productor a inyector	\$ 200.000	\$ 366.850.000
Diseños definitivos	\$ 9.813	\$ 18.000.000
Tramites y permisos	\$ 45.250	\$ 83.000.000
Otros	\$ 3.816	\$ 7.000.000
TOTAL	\$ 428.431	\$ 785.850.000

Fuente. Empresas Contratistas Ecopetrol. Sector Magdalena Medio. Tasa de cambio 1834 COP-US (2-09-12).

4.2 COSTO DE TUBERÍA Y CONSTRUCCIÓN

En la Tabla 47 se presenta el costo de la tubería de inyección, el cual está dado por kg y es de un costo de 20.000 COP/Kg, el cual por medio del ANEXO C se obtiene el costo de la tubería por metro y posteriormente el valor total en pesos de la misma.

Tabla 47. Costo Tubería

COSTO DE LA TUBERÍA							
	Escenario	Diam (in)	Schedule	Peso (Kg/Mt)	Costo tub. y const. xKG (COP)	Costo Mt de tubería	Costo tubería (COP)
1er Tramo	1	6	40	28,23	20.000	564.600	418.142.760
	2	3	40	11,28	20.000	225.600	167.079.360
	3	2	40	5,435	20.000	108.700	80.503.220
	4	1 ½	40	4,084	20.000	81.680	60.492.208
2do tramo	1	2 ½	80	11,41	20.000	228.200	981.946.882
	2	1 ½	80	5,41	20.000	108.200	465.585.682
	3	1	80	3,24	20.000	64.800	278.835.048
	4	¾	80	2,2	20.000	44.000	189.332.440

Fuente. Empresas Contratistas Ecopetrol. Sector Magdalena Medio. Tasa de cambio 1834 COP-US (2-09-12).

4.3 ESPECIFICACIONES Y COSTO DE COMPRESORES

En la presentada a continuación (Tabla 48) están las diferentes marcas con sus respectivos modelos de compresores para cada escenario de producción de gas. Estos datos fueron tomados de catálogos descargados de las páginas de cada una de las marcas.

Tabla 48. Especificaciones de los compresores

COMPRESORES						
	Escenario	Diam (in)	Schedule	AJAX	ARIEL	DRESSER-RAND
2do Tramo	1	2 ½	80	DPC-2804	JCR/4	4.5A VIP4
	2	1 ½	80	DPC-2803	JGA/4	
	3	1	80			
	4	¾	80			

Fuente. Autores.

A continuación en la tabla 49 se presenta un estimativo del costo que tiene cada uno de los compresores de las diferentes marcas que hay en el mercado.

Tabla 49. Costo Compresores

MARCA	MODELO	COSTO (US)
AJAX	DPC-2804	\$ 1.000.000
	DPC-2803	\$ 900.000
ARIEL	JCR/4	\$ 1.000.000
	JGA/4	\$ 975.000
DRESSER-RAND	4.5A VIP4	\$ 950.000

Fuente. Empresas Solicitadas.

Las tablas 50, 51, 52 y 53 presentan el presupuesto para cada uno de los diferentes escenarios de producción. Posterior a esto se presenta la Tabla 54 y la Figura 29 como un resumen del presupuesto para cada escenario.

Tabla 50. Presupuesto Escenario 1

ESCENARIO 1		
	US	COP
Costo tubería 1er Tramo	\$ 227.964	\$ 418.142.760
Costo tubería 2do Tramo	\$ 535.340	\$ 981.946.882
Inversiones iniciales totales	\$ 428.431	\$ 785.850.000
Costo compresor	\$ 1.000.000	\$ 1.834.250.000
TOTAL	\$ 2.191.735	\$ 4.020.189.642

Fuente. Autores. Tasa de cambio 1834 COP-US (2-09-12).

Tabla 51. Presupuesto Escenario 2

ESCENARIO 2		
	US	COP
Costo tubería 1er Tramo	\$ 91.089	\$ 167.079.360
Costo Tubería 2do Tramo	\$ 253.829	\$ 465.585.682
Inversiones iniciales totales	\$ 428.431	\$ 785.850.000
Costo compresor	\$ 900.000	\$ 1.650.825.000
TOTAL	\$ 1.673.349	\$ 3.069.340.042

Fuente. Autores. Tasa de cambio 1834 COP-US (2-09-12).

Tabla 52. Presupuesto Escenario 3

ESCENARIO 3		
	US	COP
Costo tubería 1er Tramo	\$ 43.889	\$ 80.503.220
Costo tubería 2do Tramo	\$ 152.016	\$ 278.835.048
Inversiones iniciales totales	\$ 428.431	\$ 785.850.000
Costo compresor	\$ 900.000	\$ 1.650.825.000
TOTAL	\$ 1.524.336	\$ 2.796.013.268

Fuente. Autores. Tasa de cambio 1834 COP-US (2-09-12).

Tabla 53. Presupuesto Escenario 4

ESCENARIO 4		
	US	COP
Costo tubería 1er Tramo	\$ 32.979	\$ 60.492.208
Costo tubería 2do Tramo	\$ 03.221	\$ 189.332.440
Inversiones iniciales totales	\$ 428.431	\$ 785.850.000
Costo compresor	\$ 900.000	\$ 1.650.825.000
TOTAL	\$ 1.464.631	\$ 2.686.499.648

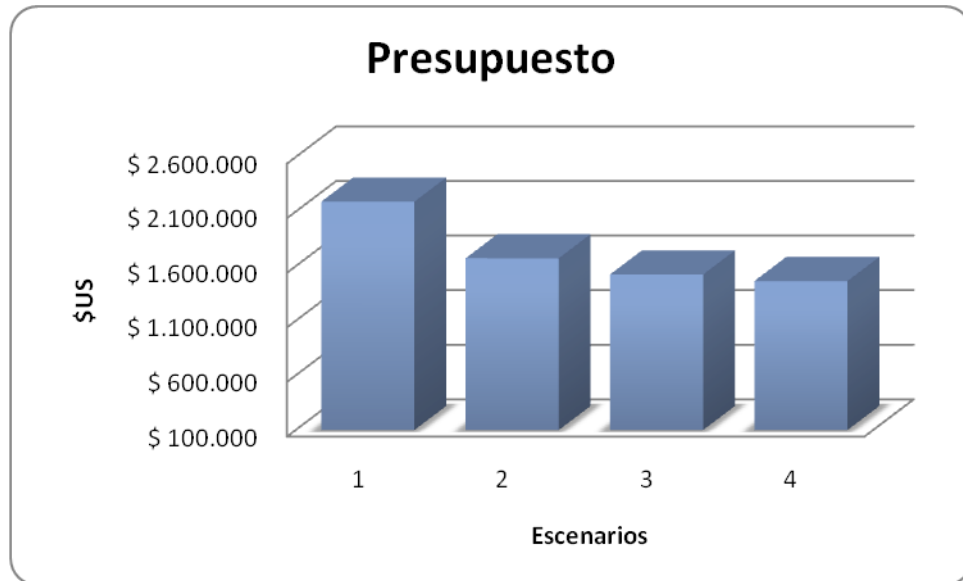
Fuente. Autores. Tasa de cambio 1834 COP-US (2-09-12).

Tabla 54. Resumen del presupuesto total para cada escenario

Escenario	US	COP
1	\$ 2.191.735	\$ 4.020.189.642
2	\$ 1.673.349	\$ 3.069.340.042
3	\$ 1.524.336	\$ 2.796.013.268
4	\$ 1.464.631	\$ 2.686.499.648

Fuente. Autores. Tasa de cambio 1834 COP-US (2-09-12).

Figura 29. Resumen del presupuesto total para cada escenario.



Fuente. Autores.

4.4 ANALISIS DE RESULTADOS

En la figura 29 se resalta el estimativo del presupuesto necesario para la implementación del proyecto de inyección del gas producido en Campo Escuela Colorado en función de los diferentes escenarios de producción que se generaron en el capítulo anterior; en esta figura (29) fácilmente se aprecia que la diferencia en el presupuesto a utilizar para cada escenario no es muy amplia entre los mismos, por lo que nos lleva a concluir que resulta incoherente implementar el proyecto si se presentaran escenarios en un futuro tales como el 3 (actual) o 4 (pesimista) teniendo en cuenta que son proyecciones que probablemente no nos traerían buenos resultados, recalcando también que el costo de implementación se asemeja al de los escenarios 1 y 2 que por el contrario si nos podrían arrojar

mejores resultados; pero se excluiría el escenario 1 por ser una proyección sobrevalorada teniendo en cuenta la producción actual del campo.

Sin dejar a un lado el hecho de que en la industria del petróleo se tiende a ir detrás de aquellos proyectos que nos den mejores beneficios a un menor costo de inversión

CONCLUSIONES

- Se pudo observar que el incumplimiento de las normas y leyes vigentes con respecto a la disposición del gas conlleva a que las operaciones en los campos se vean seriamente amenazadas por culpa de sanciones legales que contra él recaerían.
- De acuerdo a la información geológica y datos petrofísicos recopilados del Campo Escuela Colorado, se considera que es posible la implementación del proyecto de inyección del gas de producción para este campo con el fin de no incurrir en la quema del gas y evitar las sanciones legales y daños ambientales que esto implicaría.
- Conforme al estudio realizado y teniendo en cuenta la actividad actual de los pozos, ubicación y profundidad de los mismos se pudo definir que el pozo COL-13 es el más indicado para la implementación del proyecto; como también se definió que el trazado de la línea de tubería iría al margen de la carretera existente y que la ubicación del nuevo sistema de compresión estaría ubicado en la locación de la antigua planta compresora.
- Con el análisis realizado del presupuesto se considerará factible la implementación del proyecto de inyección de gas en Campo Escuela Colorado para el escenario 2; siendo este un estimativo de gas asequible teniendo en cuenta posibles operaciones de reacondicionamiento de pozos.

RECOMENDACIONES

- Cuantificar la producción actual de gas de Campo Escuela Colorado mediante modelos analíticos y/o instrumentación adecuada con el fin de tener un estimativo confiable de la producción.
- Hacer un estudio a nivel de la formación mugrosa B para el pozo Colorado 13 y apreciar la interacción que hay entre el gas y los fluidos del yacimiento y realizar un cálculo estimativo de la producción de crudo y gas antes de comenzado el proyecto de inyección para saber qué tan eficiente sería el proceso en términos de recuperación de hidrocarburos mediante un simulador.
- Realizar una ingeniería de detalle de todo el sistema de reinyección (facilidades de superficie) partiendo desde el sistema de recolección hasta el punto de inyección.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ¹ A.J GILES. Arun Field High-Pressure Gas Reinjection Facilities. SPE 12377. 1985.
- ² A.N.M ZAIN y S. SUDIRMAN, PETRONAS, AND *R, VALDEZ, P.H. DOE, F. RAY, AND C.F. CHAI, SHELL INTL. E&P INC. Gas Injection Feasibility Study of the Baram Delta Fields, Malaysia. SPE 97613. 2005.
- ³ API. Instituto Americano del Petróleo. (En Línea). <http://www.api.org> (Citado en 23 de Septiembre de 2012).
- ⁴ ARIEL. World Standard in Gas Compression. (En Línea). <http://www.arielcorp.com>. (Citado en 23 de Septiembre de 2012).
- ⁵ Arnold, KEN y STEWART, MAURICE. Surface Production Operation. Design of Gas-Handling Systems and Facilities Volume 1,2ndE. Houston, TX. United States of America, 1999.
- ⁶ Arnold, KEN y STEWART, MAURICE. Surface Production Operation. Design of Gas-Handling Systems and Facilities Volume 2,2ndE.Houston, TX. United States of America. Volume, 1999.
- ⁷ ASIGNATURA. GESTION INTEGRAL EN LA INDUSTRIA DE LOS HIGROCARBUROS. Etapas de un desarrollo petrolero [diapositivas]. Escuela Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2011. 16 diapositivas.
- ⁸ ASME. Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos. (En Línea). <http://www.asme.org> (Citado en 23 de Septiembre de 2012).
- ⁹ BLOCH, Heinz P. Guía práctica para la tecnología de los compresores. México: McGraw-Hill, 1997. p. 179-207.

- ¹⁰ CAMERON. Raising Performance. Together™. (En Línea). <http://www.c-a-m.com>. (Citado en 23 de Septiembre de 2012).
- ¹¹ COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS (CREG). (En Línea). <http://www.creg.gov.co>. (Citado en 12 de Agosto de 2012).
- ¹² CONSTITUCIÓN POLITICA COLOMBIA. 1991.
- ¹³ Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado [Tesis de Maestría]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2008.
- ¹⁴ Diagnóstico y Estrategias de recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. Informe Campo Colorado 2003. ECOPETROL. S.A
- ¹⁵ DRESSER-RAND. Bringing energy and the environment into harm. (En Línea). <http://www.dresser-rand.com>. (Citado en 23 de Septiembre de 2012).
- ¹⁶ ENGINEERING DATA BOOK, “Gas Processors Suppliers Association” GPSA, 12th ed. 2004.
- ¹⁷ Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2007. 250 p.
- ¹⁸ GARCÍA, JERSON y FONSECA, CRISPÍN. Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la Formación Mugrosa en el Campo Escuela – Colorado [Trabajo de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2009. 128 p.
- ¹⁹ GONZALEZ, ANDRÉS y GÓMEZ, MARIO. Reevaluación de las Presiones de Formación y Fractura a Partir de Registro en el Campo Colorado [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2011. 167 p.

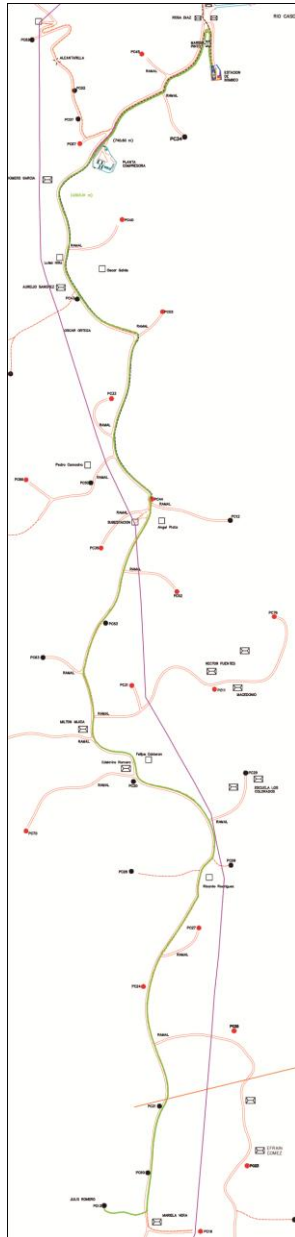
- ²⁰ GONZÁLEZ, Andrés y GÓMEZ, Mario. Revaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el campo colorado. Tesis de grado. UIS. 2011.
- ²¹ HERRERA, JORGE y PATIÑO, JUAN. Análisis Integrado de Fluidos para el Campo Colorado [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2009. 140 p.
- ²² HISHAM SAADAWI; ABU DHABI. Facilities Engineering for a Full Scale Gas Injection Project. SPE 29846. 1995.
- ²³ ICONTEC. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (En Línea). <http://www.icontec.org.co> (Citado en 23 de Septiembre de 2012).
- ²⁴ Informe “información técnica Campo Escuela Colorado”. Ing. César Augusto Pineda. Proyecto Campo Escuela Colorado. UIS.
- ²⁵ J.J. TABER; F.D. MARTIN Y R.S. SERIGHT. EOR Screening Criteria Revisited Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. SPE 35385. 1997.
- ²⁶ J.J. TABER; F.D. MARTIN Y R.S. SERIGHT. EOR Screening Criteria Revisited Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. SPE 39234. 1997.
- ²⁷ LATIL, Marcel. “Gas injection in an oil reservoir (immiscible displacement)”, en Enhanced Oil Recovery. Paris: Instituto Francés del Petróleo, 1980, pp. 83-97.
- ²⁸ LATIL, Marcel. “Gas recycling in gas-condensate reservoirs”, en Enhanced Oil Recovery. Paris: Instituto Francés de Petróleo, 1980, pp. 123-132.
- ²⁹ Mapa estructural del Campo Colorado al tope de la formación Mugrosa. De Sur a Norte Bloques I al VII. Tomado de Informe de ECOPETROL - ICP, 2003).
- ³⁰ OCHOA, HENRY. Análisis Estructural del Campo Colorado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, Colombia [Tesis de grado]. Bucaramanga:

Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2010. 141 p.

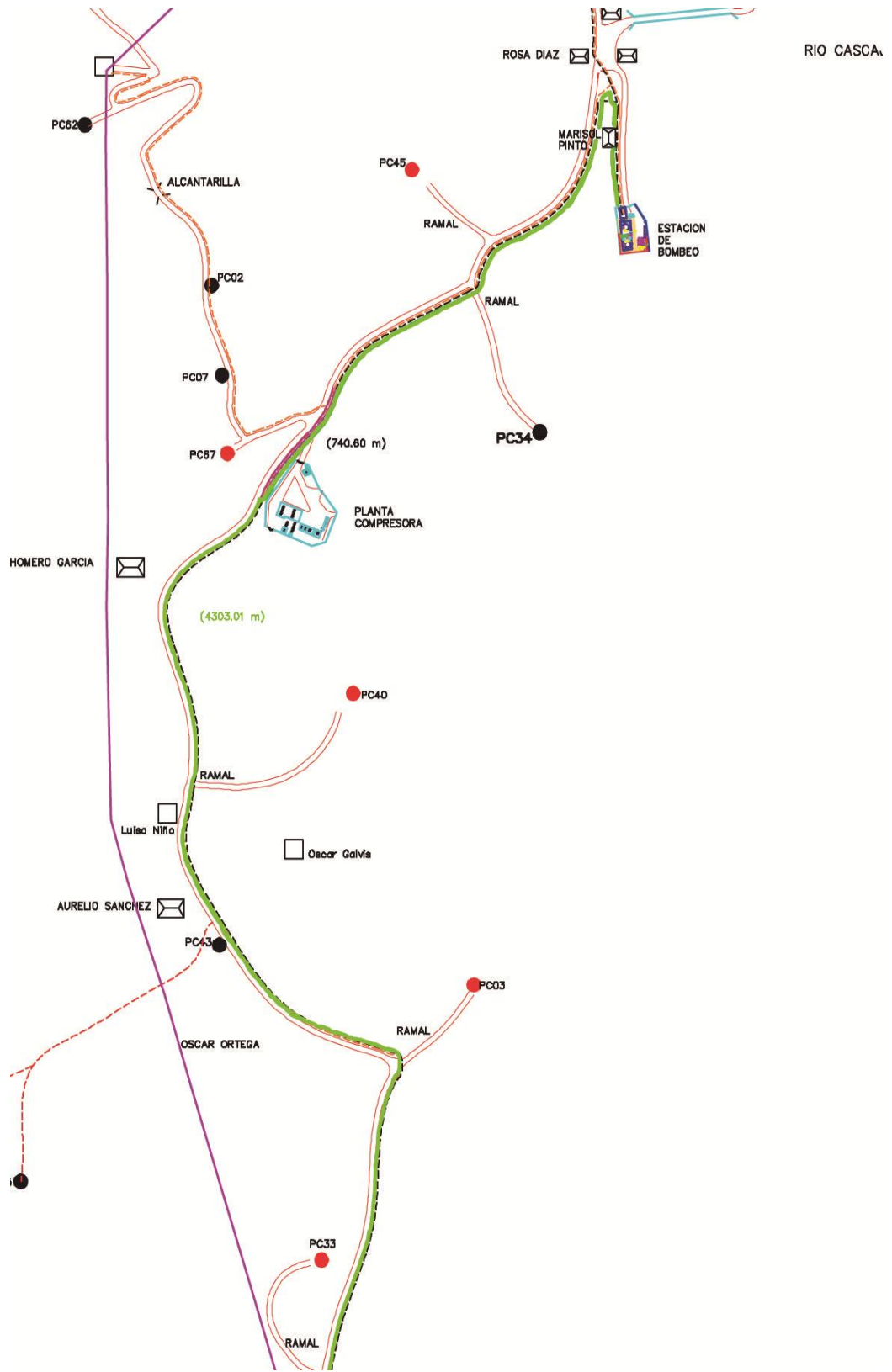
- ³¹ PARIS DE FERRER, Magdalena. “Factores que controlan la recuperación por inyección de agua y gas”, en Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. Maracaibo: Edo. Zulia, 2007, pp. 19-26.
- ³² PARIS DE FERRER, Magdalena. “Inyección de gas”, en Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. Maracaibo: Edo. Zulia, 2007, pp. 15-18.
- ³³ Presentación Geológica y Yacimientos UIS. Campo Colorado 2007
- ³⁴ TORRES, Jorge y RANGEL, William. Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del campo Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008.
- ³⁵ Utria L. y Correa, K.: “Informe sobre aplicabilidad de Greenzyme para estimulación del campo Colorado”. División de Geología y Yacimientos. Campo Escuela Colorado. UIS. 2008.
- ³⁶ VEMACERO. Tuberías y Perfiles de Acero. (En Línea). <http://www.vemacero.com/Tablas/A53MP.pdf>. (Citado en 23 de Septiembre de 2012).

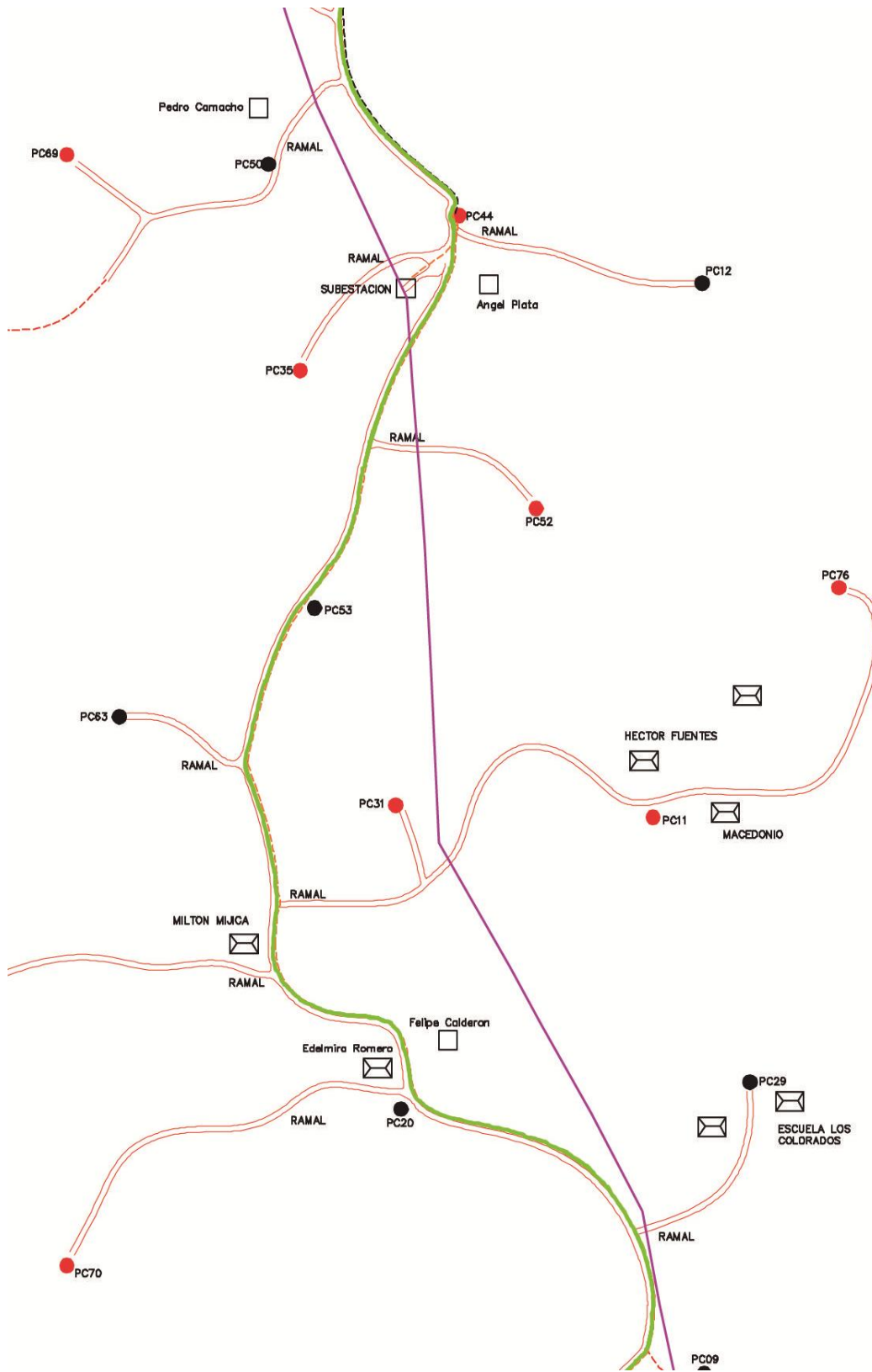
ANEXOS

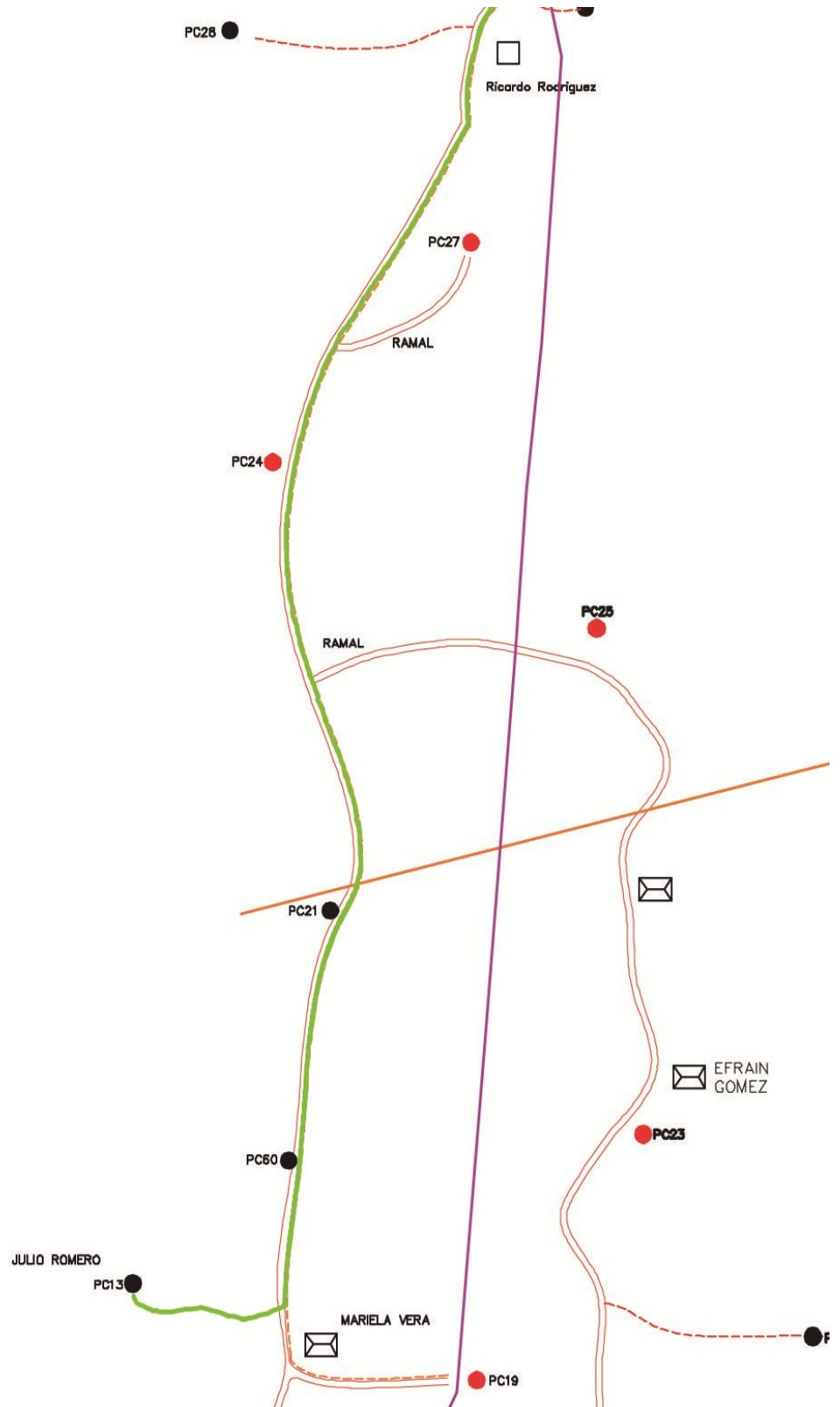
ANEXO A. Trazado de la línea de tubería en la topografía de Campo Escuela Colorado. AUTOCAD.




A continuación se presentará esta misma imagen de una forma segmentada con el fin que de aprecie en detalle.







ANEXO B. Cromatografía del Gas de Campo Escuela Colorado.

	ANÁLISIS DE MUESTRA DE GAS NATURAL C12+		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE CROMATOGRAFIA		
	UST-UST-F-002	Elaborado 31/10/2011	Versión 3



1. INFORMACIÓN GENERAL	
Consecutivo informe –UST y/o /SCCPL/submission	10000048 ID0112 T67 12 0023-1 Submission 100117899
Responsable de Laboratorio	MARIBEL CASTAÑEDA R.
Fecha de Recepción muestras	29/02/2012
Fecha/rango de fechas de Ejecución de análisis	Febrero 29 a Marzo 2 de 2012
Fecha generación del Informe	Marzo 2 de 2012

2. INFORMACIÓN DEL CLIENTE	
Cliente	<input type="radio"/> Interno ICP <input checked="" type="radio"/> Distrito ECP <input type="radio"/> Tercero
Nombre del Proyecto/Servicio	UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
Nombre del Contacto	Ing. Carlos Julio Monsalve M.
Dirección	Carrera. 27 Calle 9 Bucaramanga
Teléfono	6 342247 / 3208013073
Correo Electrónico	camposcuela1@uis.edu.co


3. CERTIFICACION Y ACREDITACION

El Instituto Colombiano del Petróleo ICP-Ecopetrol S.A., se encuentra certificado por el ICONTEC conforme a las normas NTC-ISO 9001:2008 y NTC-GP 1000:2009, mediante los Certificados SC 5410-1 y GP-044-1 del 5 de Julio de 2011, donde se renueva la certificación que aplica entre otras, a las actividades desarrolladas en los laboratorios de ensayo.

Laboratorio Cromatografía acreditado por ONAC con acreditación código 09-LAB-003 del 16 de Febrero de 2010.

Cualquier desviación de los procedimientos estándares será descrita en el informe anexo.

Los datos aquí reportados corresponden únicamente a la(s) muestra(s) analizada(s) y no pueden ser reproducidos en forma parcial. En caso de queja o reclamo favor dirigirse en comunicación escrita a quien firma el informe y establecer comunicación con nuestro Contact Center Corporativo a la línea gratuita 01 8000 918418 o Ext. 45000 o Email: quejasysoluciones@ecopetrol.com.co / atencion.clientes.icp@ecopetrol.com.co

	ANALISIS DE MUESTRA DE GAS NATURAL C12+		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE CROMATOGRAFIA		
	UST-UST-F-002	Elaborado 31/10/2011	Versión 3

4. INFORMACION EXPERIMENTAL Y/O METODOLOGIA EMPLEADA

4.1 ANALISIS DE LABORATORIO

Los análisis se realizaron siguiendo las especificaciones de los Procedimientos Técnicos del Laboratorio de Cromatografía, basados en las normas descritas en la Tabla N°1.

Tabla N° 1. Normas Técnicas Usadas

NOMBRE DEL ANÁLISIS	PROCEDIMIENTO TECNICO
ANALISIS DE GAS NATURAL C12+	NORMA GPA 2286-95

4.2 TRATAMIENTO DE LA MUESTRA

Las muestras de gas se recibieron en recipiente metálico y fueron tomadas por personal del área de muestreo del I.C.P en el sitio definido por el cliente. Para su análisis, se siguió el método estándar GPA 2286 para cuantificar los componentes presentes hasta C12+ y algunos inertes como dióxido de carbono, nitrógeno y oxígeno, además se calcularon las propiedades fisicoquímicas a 60°F y 14.65 psia.

4.3 EQUIPOS USADOS

- Cromatógrafo Agilent 6890 con detector FID-TCD. Software Natural Gas Expert V2

5. RESULTADOS

La Tabla No. 2 muestra el reporte del análisis composicional de las muestras de Gas Natural.



ANALISIS DE MUESTRA DE GAS NATURAL C12+


**SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO
LABORATORIO DE CROMATOGRAFIA**

UST-UST-F-002

Elaborado
31/10/2011

Versión 3

ANALISIS DE GAS NATURAL C12+ NORMA GPA 2286				
SUBMISSION	100117899			
SAMPLE ID	200722580	200722581	200722582	
MATERIAL TYPE	GAS NATURAL	GAS NATURAL	GAS NATURAL	
FECHA DE MUESTREO	28/02/2012 10:15	28/02/2012 10:50	28/02/2012 09:30	
IDENTIFIC. MUESTRA	GAS NATURAL ANULAR POZO COLORADO 36	GAS NATURAL ANULAR POZO COLORADO 45	GAS NATURAL SCRUBBER SALIDA A TEA	
DESCRIPCION MUESTRA	MTREO COLORADOS 36 Y 45 (US-ECF)	MTREO COLORADOS 36 Y 45 (US-ECF)	MTREO COLORADOS 36 Y 45 (US-ECF)	
FRACION MUESTRA	25	25	6	
SITIO DE MUESTREO	YARIMA	YARIMA	YARIMA	
TEMPERATURA MUESTRA	AMB	AMB	AMB	
MUESTRA TOMADA POR	JUAN CARLOS ORTIZ	JUAN CARLOS ORTIZ	JUAN CARLOS ORTIZ	
COMPONENTE	UNIDAD	200722580	200722581	200722582
Oxigeno	% Molar	0.2277	0.9312	1.1343
Nitrogeno	% Molar	0.8076	2.5581	3.2016
Dioxido de Carbono	% Molar	0.0898	0.1689	0.1809
Metano	% Molar	75.4838	62.5123	71.3043
Etano	% Molar	9.6101	12.9251	9.2495
Propano	% Molar	6.5198	9.0561	6.422
i-Butano	% Molar	1.4662	1.9067	1.54
n-Butano	% Molar	2.4653	3.3909	2.8778
Neo-Pentano	% Molar	0.0355	0.0523	0.0445
i-Pentano	% Molar	0.7784	1.2069	1.0006
n-Pentano	% Molar	0.741	1.2487	1.007
2,2-Dimetilbutano	% Molar	0.0177	0.0334	0.0252
Ciclohexano+ 2,3-Dimetilbut	% Molar	0.0615	0.131	0.091
Isohexano	% Molar	0.2212	0.4564	0.3154
3-Metilpentano	% Molar	0.1143	0.2495	0.1636
n-Hexano	% Molar	0.2608	0.603	0.3643
2,2-Dimetilpentano	% Molar	0.0061	0.0139	0.0079
Meticiclohexano	% Molar	0.09	0.2288	0.1262
Isoheptano	% Molar	0.0551	0.1375	0.0633
Benceno	% Molar	0.0399	0.1142	0.0591
3,3-Dimetilpentano	% Molar	0.0045	0.0124	0.006
Ciclohexano	% Molar	0.0729	0.2024	0.0973
2,3-Dimetilpentano	% Molar	0.0175	0.0452	0.0208
3-Metilhexano	% Molar	0.0622	0.1601	0.0712
1,3-Dimethylcyclopentano	% Molar	0.0147	0.0397	0.0174
3-Etilpentano	% Molar	0.015	0.04	0.0173
IsoOctano	% Molar	0.0228	0.0611	0.0264
n-Heptano	% Molar	0.1156	0.2918	0.1141
Meticiclohexano	% Molar	0.1215	0.3136	0.1194
1,1,3-Trimeticiclohexano	% Molar	0.0064	0.0142	0.0055
Etilciclohexano + 2,5 Dimeti	% Molar	0.014	0.0318	0.0124
1,2c,3-Trimeticiclohexano	% Molar	0.0078	0.0174	0.0066
Tolueno	% Molar	0.0537	0.1416	0.0486
2-Metilheptano	% Molar	0.0391	0.0835	0.0281
1,1,3 metilciclohexano	% Molar	0.0614	0.1322	0.0444
1,2-Dimeticiclohexano	% Molar	0.0101	0.022	0.0076
n-Octano	% Molar	0.0503	0.0924	0.0301
1-1,3-Dimeticiclohexano	% Molar	0.016	0.0343	0.0121
1c,4-Dimeticiclohexano	% Molar	0.0094	0.0213	0.0081
Parafinas C9	% Molar	0.0228	0.0411	0.0154
2,3Dimetilheptano	% Molar	0.003	0.0049	0.0019
o-Xileno	% Molar	0.0109	0.0201	0.0071
Etilciclohexano	% Molar	0.0129	0.0233	0.0062
1,1,3-Trimeticiclohexano	% Molar	0.0151	0.0262	0.0091
Etilbenceno	% Molar	0.0108	0.0188	0.0065
m,p-Xileno	% Molar	0.0467	0.0825	0.0281
3-Metiloctano	% Molar	0.0068	0.0139	0.0052
n-Nonano	% Molar	0.0214	0.038	0.0158
Metileno	% Molar	0.0274	0.0411	0.0201
Decano	% Molar	0.0077	0.0057	0.0063
Undecano	% Molar	0.0031	0.002	0.0031
Dodecano	% Molar	0.0004	0.0005	0.0009
Tridecano+	% Molar	0.0004	0.0003	0.0005
PROPIEDADES FISICOQUIMICAS A 60F Y 14.65 PSIA				
IGHV Poder Calorifico Superior Volum. Id	BTU/PC	1374.32	1563.18	1369.59
RGHV Poder Calorifico Superior Volum. Re	BTU/PC	1380.92	1573.89	1376.36
INHV Poder Calorifico Neto Volum. Ideal	BTU/PC	1249.81	1427.02	1246.36
RNHV Poder Calorifico Neto Volum. Real	BTU/PC	1255.81	1436.79	1252.51
Densidad Ideal	lbm/pc3	0.082	0.0879	0.0891
Densidad Real	lbm/pc3	0.0824	0.0885	0.0896
Gravedad Especifica [14.73 psia] Ideal	N/A *	0.8053	0.9575	0.8402
GHV Volumen Estimado de Liquidos	prn			
100% de licuefaccion del Propano	Gal/1000 PC	4.345	6.748	4.748
Factor de Compresibilidad	N/A *	0.9952	0.9932	0.9951
Peso Molecular	N/A *	31.2296	33.4556	33.935
Indice de Wobbe	N/A *	1531.4668	1597.5176	1494.1809

	ANÁLISIS DE MUESTRA DE GAS NATURAL C12+		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE CROMATOGRAFIA		
	UST-UST-F-002	Elaborado 31/10/2011	Versión 3

El resultado del análisis composicional presenta al metano como componente principal y los demás compuestos son hidrocarburos entre C₂ y C₁₂₊, adicionalmente, inorgánicos CO₂, O₂ y N₂.

Como propiedades fisicoquímicas calculadas se reportan para cada una de las muestras analizadas: el peso molecular, GPM, BTU Bruto, BTU Neto, gravedad específica, densidad y factor de compresibilidad.

Las constantes para los cálculos fueron tomadas de la norma G.P.A.2145 del 2003 (P=14.696 psia y T=60 °F) a condiciones ideales. Los parámetros volumétricos fueron calculados a P=14.65 psia y T=60 °F.

AUTORIZADO POR
<p>Maribel Castañeda Rodas Líder Laboratorio de Cromatografía <i>Matricula Profesional 68254142587STD</i> ECOPETROL S.A.</p>

ANEXO C. Datos técnicos para tuberías de acero al carbón y aleaciones.



TUBERIA DE ACERO AL CARBONO
API 5L / ASTM A53 / A106

www.vemacero.com

Diámetro Nominal NPS		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	mm.	(in.)	(mm.)	Weight Class	Schedule	lb/pie	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm2	psi	Kg/cm2
1/2	15	0.840	21.3	0.109	2.77	STD	40	0.85	1.27	700	49	700	49
				0.147	3.73		80	1.09	1.62	850	60	850	60
3/4	20	1.050	26.7	0.113	2.87	STD	40	1.13	1.69	700	49	700	49
				0.154	3.91	XS	80	1.47	2.20	850	60	850	60
1	25	1.315	33.4	0.133	3.38	STD	40	1.68	2.50	700	49	700	49
				0.179	4.55	XS	80	2.17	3.24	850	60	850	60
1-1/4	32	1.660	42.2	0.140	3.56	STD	40	2.27	3.39	1200	84	1300	91
				0.191	4.85	XS	80	3.00	4.47	1800	127	1900	134
1-1/2	40	1.900	48.3	0.145	3.68	STD	40	2.72	4.05	1200	84	1300	91
				0.200	5.08	XS	80	3.63	5.41	1800	127	1900	134
2	50	2.375	60.3	0.154	3.91	STD	40	3.65	5.44	2300	162	2500	176
				0.218	5.54	XS	80	5.02	7.48	2500	176	2500	176
2-1/2	65	2.875	73	0.203	5.16	STD	40	5.79	8.63	2500	176	2500	176
				0.276	7.01	XS	80	7.66	11.41	2500	176	2500	176
				0.375	9.52		160			2500	176	2500	176
				0.552	14.02	XXS	-			2500	176	2500	176
3	80	3.500	88,9	0.125	3.18		-	4.51	6.72	1290	91	1500	105
				0.156	3.96		-	5.57	8.29	1600	112	1870	131
				0.188	4.78		-	6.65	9.92	1930	136	2260	159
				0.216	5.49	STD	40	7.58	11.29	2220	156	2500	176
				0.250	6.35		-	8.68	12.93	2500	176	2500	176
				0.281	7.14		-	9.66	14.40	2500	176	2500	176
				0.300	7.62	XS	80	10.25	15.27	2500	176	2500	176
4	100	4.500	114,3	0.125	3.18		-	5.84	8.71	1000	70	1170	82
				0.156	3.96		-	7.24	10.78	1250	88	1460	103
				0.188	4.78		-	8.66	12.91	1500	105	1750	123
				0.219	5.56		-	10.01	14.91	1750	123	2040	143
				0.237	6.02	STD	40	10.79	16.07	1900	134	2210	155
				0.250	6.35		-	11.35	16.90	2000	141	2330	164
				0.281	7.14		-	12.66	18.87	2250	158	2620	184
				0.312	7.92		-	13.98	20.78	2500	176	2800	197
				0.337	8.56	XS	80	14.98	22.32	2700	190	2800	197
				0.438	11.13		120	19.00	28.32	2800	197	2800	197
				0.531	13.49		160	22.51	33.54	2800	197	2800	197
0.674	17.12	XXS	-	27.54	41.03	2800	197	2800	197				
5	125	5.563	141,3	0.188	4.78		-	10.79	16.09	1220	86	1420	100
				0.219	5.56		-	12.50	18.61	1420	100	1650	116
				0.258	6.55	STD	40	14.62	21.77	1670	117	1950	137
				0.281	7.14		-	15.85	23.62	1820	128	2120	149
				0.312	7.92		-	17.50	26.05	2020	142	2360	166
				0.344	8.74		-	19.17	28.57	2230	157	2600	183
				0.375	9.52	XS	80	20.78	30.94	2430	171	2800	197
6	150	6.625	168,3	0.188	4.78		-	12.92	19.27	1020	72	1190	84
				0.219	5.56		-	14.98	22.31	1190	84	1390	98
				0.250	6.35		-	17.02	25.36	1360	96	1580	111
				0.280	7.11	STD	40	18.97	28.26	1520	107	1780	125
				0.312	7.92		-	21.04	31.32	1700	120	1980	139
				0.344	8.74		-	23.08	34.39	1870	131	2180	153
				0.375	9.52		-	25.02	37.28	2040	143	2380	167
				0.432	10.97	XS	80	28.57	42.56	2350	165	2740	193
				0.562	14.27		120	36.39	54.20	2800	197	2800	197
				0.719	18.26		160	45.35	67.56	2800	197	2800	197
				0.864	21.95	XXS	-	53.16	79.22	2800	197	2800	197



TUBERIA DE ACERO AL CARBONO
API 5L / ASTM A53 / A106

www.vemacero.com

Diámetro Nominal		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
NPS	DN	(in.)	mm.	Pulgadas	Milímetros	Weight Class	Schedule	lb/pie	kg/m	Grado A		Grado B	
Pulgadas in.	Milímetros mm.									psi	Kg/cm2	psi	Kg/cm2
8	200	8.625	219,1	0.188	4.78	-	-	16.94	25.26	780	55	920	65
				0.203	5.16	-	-	18.26	27.22	850	60	1000	70
				0.219	5.56	-	-	19.66	29.28	910	64	1070	75
				0.250	6.35	-	20	22.36	33.31	1040	73	1220	86
				0.277	7.04	-	30	24.70	36.81	1160	82	1350	95
				0.312	7.92	-	-	27.70	41.24	1300	91	1520	107
				0.322	8.18	STD	40	28.55	42.55	1340	94	1570	110
				0.344	8.74	-	-	30.42	45.34	1440	101	1680	118
				0.375	9.52	-	-	33.04	49.20	1570	110	1830	129
				0.406	10.31	-	60	35.64	53.08	1700	120	2000	141
				0.438	11.13	-	-	38.30	57.08	1830	129	2130	150
				0.500	12.70	XS	80	43.39	64.64	2090	147	2430	171
				0.594	15.09	-	100	50.95	75.92	2500	176	2800	197
				0.719	18.26	-	120	60.71	90.44	2800	197	2800	197
				0.812	20.62	-	140	67.76	100.92	2800	197	2800	197
				0.875	22.22	XXS	-	72.42	107.88	2800	197	2800	197
0.906	23.01	-	160	74.69	111.27	2800	197	2800	197				
10	250	10.750	273,0	0.188	4.78	-	-	21.21	31.62	630	44	730	51
				0.203	5.16	-	-	22.87	34.08	680	48	800	56
				0.219	5.56	-	-	24.63	36.67	730	51	860	60
				0.250	6.35	-	20	28.04	41.75	840	59	980	69
				0.279	7.09	-	-	31.20	46.49	930	65	1090	77
				0.307	7.80	-	30	34.24	51.01	1030	72	1200	84
				0.344	8.74	-	-	38.23	56.96	1150	81	1340	94
				0.365	9.27	STD	40	40.48	60.29	1220	86	1430	101
				0.438	11.13	-	-	48.19	71.87	1470	103	1710	120
				0.500	12.70	XS	60	54.71	81.52	1670	117	1950	137
				0.594	15.09	-	80	64.43	95.97	1990	140	2320	163
				0.719	18.26	-	100	77.03	114.70	2410	169	2800	197
				0.844	21.44	-	120	89.29	133.00	2800	197	2800	197
				1.000	25.40	XXS	140	104.13	155.09	2800	197	2800	197
				1.125	28.57	-	160	115.65	172.21	2800	197	2800	197
				12	300	12.750	323,8	0.203	5.16	-	-	27.20	40.55
0.219	5.56	-	-					29.31	43.63	620	44	720	51
0.250	6.35	-	20					33.38	49.71	710	50	820	58
0.281	7.14	-	-					37.42	55.75	790	56	930	65
0.312	7.92	-	-					41.45	61.69	880	62	1030	72
0.330	8.38	-	30					43.77	65.18	930	65	1090	77
0.344	8.74	-	-					45.58	67.90	970	68	1130	79
0.375	9.52	STD	-					49.52	73.78	1060	75	1240	87
0.406	10.31	-	40					53.52	79.70	1150	81	1340	94
0.438	11.13	-	-					57.59	85.82	1240	87	1440	101
0.500	12.70	XS	-					65.42	97.43	1410	99	1650	116
0.562	14.27	-	60					73.15	108.92	1590	112	1850	130
0.688	17.28	-	80					88.63	132.04	1940	136	2270	160
0.844	21.44	-	100					107.32	159.86	2390	168	2780	195
1.000	25.40	XXS	120					125.49	186.91	2800	197	2800	197
1.125	28.57	-	140					139.68	208.00	2800	197	2800	197
1.312	33.32	-	160	160.27	238.68	2800	197	2800	197				



**TUBERIA DE ACERO AL CARBONO
API 5L / ASTM A53 / A106**

www.vemacero.com

Diámetro Nominal NPS DN		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	mm.	Pulgadas (in.)	Milímetros (mm.)	Weight Class	Schedule	lb/pie	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm2	psi	Kg/cm2
14	350	14.000	355,6	0.250	6.35	-	10	36.71	54.69	640	45	750	53
				0.281	7.14	-	-	41.17	61.35	720	51	840	59
				0.312	7.92	-	20	45.61	67.90	800	56	940	66
				0.344	8.74	-	-	50.17	74.76	880	62	1030	72
				0.375	9.52	STD	30	54.57	81.25	960	67	1120	79
				0.438	11.13	-	40	63.44	94.55	1130	79	1310	92
				0.469	11.91	-	-	67.78	100.94	1210	85	1410	99
				0.500	12.70	XS	-	72.09	107.39	1290	91	1500	105
16	400	16.000	406,4	0.250	6.35	-	10	42.05	62.64	560	39	660	46
				0.281	7.14	-	-	47.17	70.30	630	44	740	52
				0.312	7.92	-	20	52.27	77.83	700	49	820	58
				0.344	8.74	-	-	57.52	85.71	770	54	900	63
				0.375	9.52	STD	30	62.58	93.17	840	59	980	69
				0.438	11.13	-	-	72.80	108.49	990	70	1150	81
				0.469	11.91	-	-	77.79	115.86	1060	75	1230	86
				0.500	12.70	XS	40	82.77	123.30	1120	79	1310	92
18	450	18.000	457,2	0.250	6.35	-	10	47.39	70.60	500	35	580	41
				0.281	7.14	-	-	53.18	79.24	560	39	660	46
				0.312	7.92	-	20	58.94	87.75	620	44	730	51
				0.344	8.74	-	-	64.87	96.66	690	49	800	56
				0.375	9.52	STD	-	70.59	105.10	750	53	880	62
				0.406	10.31	-	-	76.29	113.62	810	57	950	67
				0.438	11.13	-	30	82.15	122.43	880	62	1020	72
				0.469	11.91	-	-	87.81	130.78	940	66	1090	77
0.500	12.70	XS	-	93.45	139.20	1000	70	1170	82				
20	500	20.000	508,0	0.250	6.35	-	10	52.73	78.55	450	32	520	37
				0.281	7.14	-	-	59.18	88.19	510	36	590	41
				0.312	7.92	-	-	65.60	97.67	560	39	660	46
				0.344	8.74	-	-	72.21	107.60	620	44	720	51
				0.375	9.52	STD	20	78.60	117.02	680	48	790	56
				0.406	10.31	-	-	84.96	126.53	730	51	850	60
				0.438	11.13	-	-	91.51	136.37	790	56	920	65
				0.469	11.91	-	-	97.83	145.70	850	60	950	67
0.500	12.70	XS	30	104.13	155.12	900	63	1050	74				
24	600	24.000	609,6	0.250	6.35	-	10	63.41	94.46	380	27	440	31
				0.281	7.14	-	-	71.18	106.08	420	30	490	34
				0.312	7.92	-	-	78.93	117.51	470	33	550	39
				0.344	8.74	-	-	86.91	129.50	520	37	600	42
				0.375	9.52	STD	20	94.62	140.88	560	39	660	46
				0.406	10.31	-	-	102.31	152.37	610	43	710	50
				0.438	11.13	-	-	110.22	164.26	660	46	770	54
				0.469	11.91	-	-	117.86	175.54	700	49	820	58
				0.500	12.70	XS	-	125.49	186.94	750	53	880	62
0.562	14.27	-	30	140.68	209.50	840	59	980	69				

Tolerancias dimensionales:

±0.0031 in. (0.0762 mm) para espesores de pared de hasta 0.375 in. (9.52 mm).