

**EVALUACION DE LA PRESENCIA DE SOLIDOS EN EL SISTEMA DE
TRANSPORTE DE GAS NATURAL BALLENA – BARRANCABERMEJA**

**JORGE LUIS ANGARITA RUBIO
JAIME GALVIS GOMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA, SANTANDER**

2006

**EVALUACION DE LA PRESENCIA DE SOLIDOS EN EL SISTEMA DE
TRANSPORTE DE GAS NATURAL BALLENA – BARRANCABERMEJA**

**JORGE LUIS ANGARITA RUBIO
JAIME GALVIS GOMEZ**

**Trabajo de Grado para optar el
titulo de Ingeniero de Petróleos**

Director

M.Sc. Nicolás Santos Santos.

Codirector

Ing. Oscar Arenas Mantilla

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA, SANTANDER**

2006

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bucaramanga, Agosto 14 de 2006

DEDICATORIA

A Dios mi Señor, Creador del Universo

*A mis padres José y Esperanza
Por enseñarme a insistir, persistir y resistir.*

A Maritza Bel por su compañía y comprensión.

*A mis hijas Diana, Andrea, Alejandra y Angélica
Las cuatro mejores razones de amar.*

*A mis hermanos Rocío y Carlos
Compañeros y amigos incondicionales*

*A mis amigos y compañeros
Por tantas historias y anécdotas vividas*

Jorge Luis

DEDICATORIA

*Al Señor JESUCRISTO en quien están todos los tesoros de la
sabiduría y el conocimiento.*

*A mi madre quien con su esfuerzo y dedicación fue el motor de
este logro.*

*A mis hermanos Jhon, Carlos, Lizhet, Karen, quien con su alegría
y ternura me alentaron en los momentos difíciles.*

A Olga Lucía por su comprensión y apoyo.

A Fernando Caballero García, amigo y hermano.

*Al Ingeniero José Aristides Andrade, por su valioso aporte y
concejo.*

A mis compañeros y amigos.

Jaime

AGRADECIMIENTOS

Los autores manifiestan sus agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander.

Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Grupo de Modelamiento de procesos Hidrocarburos.

Al Ingeniero Nicolás Santos Santos, director del proyecto.

Al Ingeniero Oscar Arenas Mantilla, co-director del proyecto.

Amigos y compañeros.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. CONCEPTOS GENERALES	3
1.1. CALIDAD DEL GAS NATURAL	4
1.1.1. Calidad del gas natural en Argentina.	6
1.1.2. Calidad del gas natural en Brasil.	7
1.1.3. Calidad del gas natural en México.	8
1.1.4. Calidad del gas natural en la Unión Europea.	9
1.1.5. Calidad del gas natural en Estados Unidos	10
1.1.6 Calidad del gas en Perú. 11	
1.2. GAS NATURAL GUAJIRA	14
1.3. GASODUCTO BALLENA-BARRANCABERMEJA	17
1.3.1. Perfil topográfico.	20
1.3.2. Presión de operación del gasoducto.	20
1.3.3. Temperatura en el gasoducto.	23
2. TÉCNICAS DE CARACTERIZACIÓN DE PARTICULAS SÓLIDAS	26
2.1. TÉCNICAS Y APLICACIONES DEL ESTUDIO DE LOS SEDIMENTOS TERRÍGENOS DE GRANO FINO	26
2.1.1 Petrografía y análisis modal de areniscas. .29	
2.1.2 ... Métodos geoquímicos e isotópicos de análisis de procedencia de sedimentos terrígenos.	32
2.2. MICROSCOPIA ELECTRÓNICA DE BARRIDO CON DETECTOR DE RAYOS X DE ENERGÍA DISPERSA (SEM-EDX)	33
2.3. DIFRACCIÓN DE RAYOS X	36
3. DETERMINACIÓN CONCEPTUAL DE LOS EFECTOS CAUSADOS POR LA PRESENCIA DE SÓLIDOS EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	40
3.1. EFECTOS OPERACIONALES	41
3.1.1. Producción de arena.	42
3.2. LOS EFECTOS EN LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE	52
3.2.1. Métodos de control.....	53
3.2.2. Métodos no invasivos para el control de sólidos.....	54
3.2.2.1. Monitor de partículas sólidas.....	54
3.3. LOS EFECTOS CAUSADOS EN TUBERÍA	60
3.3.1 Métodos de control.	62
3.3.2 Tubería con revestimiento interno.	64
4. ASPECTOS METODOLÓGICOS	68
4.1. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	68
4.1.1 Definición de los puntos de muestreo.	68
4.1.2 Muestreo.	68

4.1.3	Distribución de muestras entre laboratorios.....	69
4.1.4	Análisis fisicoquímico de las aguas.	69
4.1.5	Granulometría..	69
4.1.6	Descripción física de las fracciones.....	70
4.1.7	Análisis de microscopia electrónica de barrido equipada con detector de rayos x de dispersión de energía (SEM-EDX).....	70
4.1.8	Análisis petrológico.....	70
4.1.9	Análisis DRX de fracciones sólidas.	70
4.1.10	Análisis cuantitativo de los elementos más representativos.	70
4.1.11	Corrosión agresividad del agua.	70
4.2.	METODOLOGÍA PROPUESTA.....	71
4.2.1	Definición de los puntos de muestreo.	71
4.2.2	Muestreo.	72
4.2.3	Distribución de muestras entre laboratorios.	72
4.2.4	Análisis fisicoquímico de las aguas.	72
4.2.5	Granulometría.	73
4.2.6	Análisis de microscopia electrónica de barrido equipada con detector de rayos x de dispersión de energía (SEM-EDX).	73
4.2.7	Análisis petrológico.	73
4.2.8	Análisis DRX de fracciones sólidas.....	74
4.2.9	Análisis cuantitativo de los elementos más representativos.....	74
4.2.10	Corrosión agresividad del agua.	74
5.	RESULTADOS.....	76
5.1	LABORATORIO DE AGUAS Y SUELOS.....	76
5.1.1	Granulometría.	76
5.2	LABORATORIO DE PETROLOGIA.....	77
5.3	LABORATORIO DE MICROSCOPIA ELECTRONICA (SEM - EDX).....	77
5.4	LABORATORIO DE DIFRACCIÓN DE RAYOS X (DRX).....	77
6.	CONCLUSIONES.....	79
7.	RECOMENDACIONES.....	81
	BIBLIOGRAFIA.....	82

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Calidad del gas natural en Argentina.	6
Tabla 2. Calidad del gas en Brasil.	7
Tabla 3. Calidad del gas en México.	8
Tabla 4. Calidad del gas en la Unión Europea.	9
Tabla 5. Calidad del gas en Estados Unidos.	10
Tabla 6. Calidad del gas en Perú.	11
Tabla 7. Calidad del gas en Colombia.	12
Tabla 8. Matriz de comparación de las especificaciones de contenido de sólidos.	13
Tabla 9. Calidad del gas Guajira.	17
Tabla 10. Presiones efectivas registradas en el gasoducto.	20
Tabla 11. Matriz de comparación de tecnologías.	39
Tabla 12. Métodos de control utilizados en la industria.	48
Tabla 13. Velocidad de partícula vs. Cantidad de arena.	59
Tabla 14. Tipo de fluido y tamaño de partícula.	59

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. Diagrama de fases del gas natural.	15
FIGURA 2. Trazado del gasoducto Ballena–Barrancabermeja.	18
FIGURA 3. Perfil Topográfico del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja.	21
FIGURA 4. Variación de la Presión VS. Perfil Topográfico.	22
FIGURA 5. Variación de la Temperatura VS. Perfil Topográfico del Gasoducto.	24
FIGURA 6. Microscopio electrónico.	35
FIGURA 7. Presenta el difractor de rayos X para polvo Siemens D500.	38
FIGURA 8. Tubing afectado por arena.	41
FIGURA 9. Tubería con desgaste por abrasión.	43
FIGURA 10. Métodos de control de arena sin filtros.	47
FIGURA 11. Filtros para los compresores.	54
FIGURA 12. Monitor de partículas.	57
FIGURA 13. Tubería erosionada por los solidos.	62
FIGURA 14. Tubería con revestimiento interno.	65
FIGURA 15 Metodología conceptual para el muestreo y caracterización de solidos presentes en sistemas de transporte de gas natural.	75

INTRODUCCIÓN

Cada día es más evidente la escasez y alto costo de los combustibles líquidos, por lo cual el hombre ha buscado nuevas alternativas que suplan la vasta demanda energética en el mundo, procurando minimizar los efectos ambientales. El gas natural aparece como principal protagonista debido a sus características ambientales, económicas, de combustión, abundancia y seguridad.

Aprovechando las grandes reservas de gas natural en nuestro país, se promueve por parte del Gobierno Nacional el Plan de Masificación del Gas, como fuente alterna de energía para la industria, el transporte (GNC) y el servicio domiciliario.

Desde el comienzo del programa de masificación de consumo de gas natural en 1993, como fuente de energía para uso industrial, doméstica y recientemente vehicular, se ha desarrollado un programa de construcción de gasoductos con el objetivo de transportar gas natural desde los campos de producción hasta los centros de comercialización y distribución.

Para lograr un eficiente sistema de transporte a nivel nacional, la Comisión Nacional Reguladora de Energía y Gas CREG creó el Reglamento Único de Transporte RUT. En el cual entre otros aspectos técnicos de diseño, construcción y operación se determinan los parámetros de calidad del gas natural a transportar, para de esta manera evitar conflictos entre productores y distribuidores por posibles fallas o desgaste de los equipos componentes del sistema de transporte.

Debido a la complejidad de los yacimientos de gas existentes en el país, se observa que en algunos de los sistemas de transporte de gas natural, se presentan diversos problemas de tipo operacional debido a la presencia de

sólidos, los cuales ocasionan fallas y desgaste prematuro en los diferentes componentes del sistema.

Con el propósito de establecer el origen o procedencia de los sólidos encontrados en el gasoducto BALLENA-BARRANCABERMEJA, específicamente en los filtros de las unidades compresoras y en las trampas de marranos, se propone el desarrollo del presente proyecto.

1. CONCEPTOS GENERALES

La explotación y comercialización de yacimientos de gas natural se ha incrementado debido a la importancia que este recurso energético de origen natural ha tenido por ser un combustible hidrocarburo limpio, de gran potencial energético apto para uso industrial y doméstico. Para regular el comercio de grandes volúmenes de gas, se ha establecido como patrón de medición el pie cúbico a condiciones estándares (temperatura 60 °F y presión 14.7 psi).

El valor comercial del gas natural es determinado por su potencial energético o poder calorífico, el cual es medido en unidades térmicas británicas (Btu). Una Btu representa la cantidad de energía que se requiere para elevar a un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua a condiciones atmosféricas normales. Un pie cúbico de gas natural despiden en promedio 1000 Btu, aunque el intervalo de valores se sitúa entre 500 y 1.500 Btu.

El potencial de energía del gas natural depende de su composición, cuanto mayor sea la cantidad de componentes no combustibles que contenga, menor será el poder calorífico. Además, la masa volumétrica de los diferentes gases combustibles influye sobre el potencial energético del gas natural. Cuanto mayor sea la masa, mayor será la cantidad de átomos de carbono para el gas considerado y por consiguiente, mayor será su valor en Btu.

A medida que el gas natural avanza a cada etapa de producción, tratamiento, transporte, distribución y comercialización, se realizan diversos análisis sobre el poder calorífico del producto. Mediante el análisis cromatográfico se pueden realizar estudios fraccionales de las corrientes de gas natural, ya que al separar el gas natural en sus diferentes componentes identificables y determinar sus concentraciones se establece el poder calorífico bruto en Btu por pie cúbico (Btu / ft³).

La composición del gas natural varía según la zona geográfica, la formación o el yacimiento del que es producido. En función de sus componentes pesados, el gas es considerado como rico (cinco o seis galones o más de hidrocarburos extraíbles por pie cúbico) o pobre (menos de un galón de hidrocarburo extraíble por pie cúbico).

1.1 CALIDAD DEL GAS NATURAL

Normalmente, el gas natural al ser producido en cabeza de pozo no se puede transportar, ni tiene valor comercial, es necesario hacer primero una transformación inicial, con la cual se eliminan impurezas (Humedad y partículas sólidas), componentes contaminantes (ácidos, óxidos, compuestos libres e inertes) y separarle ciertos componentes hidrocarburos cuyo valor es más elevado como producto separado que como componente del gas natural.

El gas natural comercializable se compone casi exclusivamente de metano y etano.

Los diferentes operadores de redes de gasoductos establecen que el productor de gas natural puede acceder a cualquier sistema de transporte siempre y cuando cumpla con la norma de calidad del gas natural vigente cada país, con la cual se establece el tratamiento del gas producido para cumplir ciertas especificaciones mínimas que garantizan la operación rentable, segura y eficiente de los gasoductos y las partes que lo conforman incluidas las estaciones de entrega.

Como ya se mencionó anteriormente, existe a nivel mundial gran diversidad de yacimientos de gas natural con diferentes condiciones iniciales de producción, es por esta razón que cada región autónoma ha establecido mediante reglamentos internos ajustados a la legislación local, los parámetros de calidad del gas natural a transportar y comercializar en su correspondiente área de influencia.

A continuación se ilustran algunas reglamentaciones vigentes de calidad del gas natural para cada país o región.

1.1.1 Calidad del gas natural en Argentina. ENARGAS establece la reglamentación de las especificaciones de calidad del gas natural.¹

Tabla 1. Calidad del gas natural en Argentina.

CARACTERISTICA	ESPECIFICACION	UNIDADES
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2 – 2.5	% molar
Agua (H ₂ O)	65	mg / m ³
Total de Inertes (N ₂ + CO ₂)	4 – 4.5	% molar
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	3	mg / m ³
Hidrocarburos condensables (HC)	- 4 °C a 5.500	K Pa abs.
Partículas sólidas	22,5	kg / MMm ³
	tamaño 0.5	µm
Poder Calórico superior	Mín. 8.850; Máx. 10.200	k cal / m ³
Temperatura	50	°C

Fuente: Energas.

¹ Norma Argentina Para transporte de Gas. A6854.

1.1.2 Calidad del gas natural en Brasil. La Agencia Nacional del Petróleo establece las especificaciones de calidad del gas natural a ser producido y comercializado en el país.²

Tabla 2. Calidad del gas en Brasil.

CARACTERISTICA	UND	LIMITES			METODO	
		Norte	Nordeste	Sur, sudeste, Centro-Oeste	ASTM	ISO
Poder calorífico sup.	kJ / m^3	36.600 a 41.200	38.100 a 41.600		D 3588	6976
	$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$	10.7 a 11.44	10.58 a 12.78			
Etano máx.	% Vol.	12.0	10.0			
Propano máx.	% Vol.	3.0				
Butano + máx.	% Vol.	1.5				
Hidrógeno máx.	% Vol.	Libre				
Inertes ($\text{N}_2 + \text{CO}_2$)	% Vol.	18.0	5.0	4.0		
Nitrógeno máx.	% Vol.	-	2.0			
(H_2S) gas, máx.	mg / m^3	10.0	15.0	10.0		
Material sólido	Libre de impurezas y cualquier material sólido que altere el funcionamiento de los equipos y la tubería.					

Fuente: Petrobrás.

² Reglamento Técnico ANP nº 3/2001 para transporte de Gas natural en Brasil.

1.1.3 Calidad del gas natural en México. La Comisión Reguladora de Energía determinó las siguientes especificaciones de calidad del gas natural a ser producido o comercializado en la República.³

Tabla 3. Calidad del gas en México.

CARACTERÍSTICA	MÉTODO	UND	ESPECIFICACIÓN	
			MÍNIMO	MÁXIMO
Poder calorífico en base seca	ASTM D-1826	MJ / m ³	35.42	---
Acido sulfhídrico (H ₂ S)	ASTM D-4468	mg / m ³	---	6.1
		ppm		4.4
Azufre total (S)	ASTM D-4468	mg / m ³	---	258
		ppm		200
Humedad (H ₂ O)	ASTM D-1142 Higrómetro	mg / m ³	---	112
Inertes (N ₂ ⁺ CO ₂)	ASTM D-1945	% Vol.	---	3
Contenido de licuables a partir del propano	ASTM D-1945	L / m ³	---	0.059
Temperatura	---	K	---	323
Oxígeno (O ₂)	ASTM D-1945	% Vol.	---	0.5
Material sólido	Libre de polvos, gomas y de cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en la tubería			

Fuente: Gas Natural Mejicano.

³ NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural.

1.1.4 Calidad del gas natural en la Unión Europea. Dentro del VI Foro de Madrid sobre la industria del gas en Europa, el GTE (Gas Transmission Europe), planteo como propuesta estandarizar las especificaciones del gas en Europa.⁴

Tabla 4. Calidad del gas en la Unión Europea.

CARACTERISTICA	ESPECIFICACION	UNIDADES
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2 – 3	% molar
Agua (H ₂ O) punto rocío	8	°C
	69	barg
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	3	mg / m ³
Hidrocarburos condensables (HC) punto rocío	-2	°C
	[0 - 69]	barg
Partículas sólidas	No contendrán componentes en niveles excesivos que puedan interferir con la integridad u operación del Sistema de Transporte y los equipos de los operadores.	
Temperatura	69	°C

Fuente: Gas Quality Public UK.

En la norma de calidad de gas natural establecida para los países miembros de la Unión Europea que formen parte del sistema de transporte de gas natural, en cuanto al contenido de sólidos establece que la cantidad de estos no debe interferir con la norma local vigente para cada estado.

⁴ Gas Quality Public Nov. 2003. UK.

1.1.5 Calidad del gas natural en Estados Unidos (Texas). La Compañía de energía y gas de Texas, establece los parámetros de calidad del gas natural, a ser producido y comercializado en los diferentes estados de la Unión en donde opera.

Tabla 5. Calidad del gas en Estados unidos.

CARACTERISTICA	ESPECIFICACION	UNIDADES
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2	% Vol.
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	0.25	g / ft ³
Azufre entero	5	g / ft ³
Agua (H ₂ O) punto rocío	40	°F
Contenido máximo de agua	7	Lb / MM ft ³
Partículas sólidas	Libre de componentes en niveles excesivos que puedan interferir con la integridad u operación del Sistema de Transporte y los equipos de los operadores.	
Mercaptanos	1	g / ft ³
Temperatura	40 - 120	°F
Otras consideraciones	Para mejor calidad y comercialidad de estar libre de agua, arena, bacterias, otros fluidos, sólidos y gases.	

Fuente: Internet.

1.1.6 Calidad del gas en Perú. Para el proyecto CAMISEA, se especificaron las siguientes características de calidad del gas natural a ser transportado por este sistema.⁵

Tabla 6. Calidad del gas en Perú.

CARACTERISTICA	ESPECIFICACION	UNIDADES
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2	% Vol.
Agua (H ₂ O) punto rocío	8	°C
	100	Bar.
Total de Inertes (N ₂ + CO ₂)	4	%Vol.
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	3	mg / m ³
Hidrocarburos condensables (HC) punto rocío	-10	°C
	100	bar
Poder Calorífico	48443	kJ / kg
Partículas sólidas (menores 10µm)	3	ppm
Temperatura	16	°C

Fuente: Pluspetrol Perú Corporación S.A.

⁵ Pluspetrol Perú Corporación S.A.

1.1.7 Calidad del gas natural en Colombia. La comisión reguladora de energía y gas (CREG), establece en el reglamento único de transporte (RUT) las especificaciones de calidad del gas natural.⁶

Tabla 7. Calidad del gas en Colombia.

CARACTERISTICA	ESPECIFICACION	
	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42.8 MJ / m ³	1,150 BTU / ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	35.4 MJ / m ³	950 BTU / ft ³
Contenido líquido	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 , máx.	2% Vol	2% Vol
Contenido de N ₂ , máx.	3% Vol	3% Vol
Contenido de inertes máx.	5% Vol	5% Vol
Contenido de oxígeno máx.	0.1% Vol	0.1% Vol
Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6.0 lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	4.5 °C	40 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Fuente: Comisión reguladora de energía y gas (CREG).

⁶ Reglamento Único de Transporte de Gas Natural por Redes (RUT) 2004.

En la tabla N° 8 se hace una comparación de las diferentes especificaciones del contenido de partículas sólidas que establece la calidad de gas natural aplicable a cada país o región. Se observa que en algunas reglamentaciones se impone la total ausencia de partículas sólidas en la composición del gas natural y en otras existe un condicionamiento de tamaño y concentración máxima de las partículas sólidas presentes en el flujo de gas natural.

Tabla 8.Matriz de comparación de las especificaciones de contenido de sólidos.

País o Región	Referencia al contenido de partículas sólidas
Argentina	Máximo contenido de partículas sólidas 22.5 kg / MMm ³ , tamaño 0.5 µm. preferiblemente libre de arenas, polvos, gomas; aceites, glicoles y otras impurezas.
Brasil	Libre de impurezas y cualquier material sólido que altere el funcionamiento de los equipos y la tubería.
México	Libre de polvos, gomas y de cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en la tubería.
Unión Europea	No contendrán componentes (arenas, polvos, gomas; aceites, glicoles y otras impurezas) en niveles excesivos que puedan interferir con la integridad u operación del Sistema de Transporte y los equipos de los operadores.
Estados Unidos	Libre de componentes (agua, arena, bacterias, otros fluidos, sólidos y gases) en niveles excesivos que puedan interferir con la integridad u operación del Sistema de Transporte y los equipos de los operadores.
Perú	Partículas sólidas menores 10µm 3 ppm.
Colombia	Contenido máximo de polvos y material en suspensión 1.6 mg/m ³ . O (0.7 g / Mpc).

1.2 GAS NATURAL GUAJIRA.⁷

El yacimiento del que proviene el gas que se transporta a través del gasoducto en estudio, la formación Ballena está conformada por areniscas, ricas en feldespatos (MAISi_3O_8 , M: Na, K), con granos de cuarzo angulares a subangulares, con tamaños comprendidos entre arena media a gruesa (500 - 1000 μm), que cambia a arena media a fina (500 - 100 μm). El basamento está compuesto por una arenisca rica en clorita $(\text{Mg, Fe})_2(\text{Si, Al})_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2(\text{Mg, Fe})_3(\text{OH})_8(\text{Fe, Mg})\text{Al}_4\text{O}_2(\text{SiO}_4)_2(\text{OH})_4$, con la presencia de algunos minerales pesados como monacita (Ce, La, Y, Th) PO_4 , granate $(\text{A}_3\text{B}_3(\text{SiO}_4)_3$. A: Ca, Mg, Fe. B: Al, Fe^{+3} , Cr^{+3}), rutilo (TiO_2), apatito $(\text{Ca}_5(\text{PO}_4)_3(\text{Cl, F, OH})$, ilmenita (FeTiO_3), pirita (FeS_2), titanita $(\text{SiO}_4)\text{CaTi O}$ y geikielita (MgTiO_3).⁸

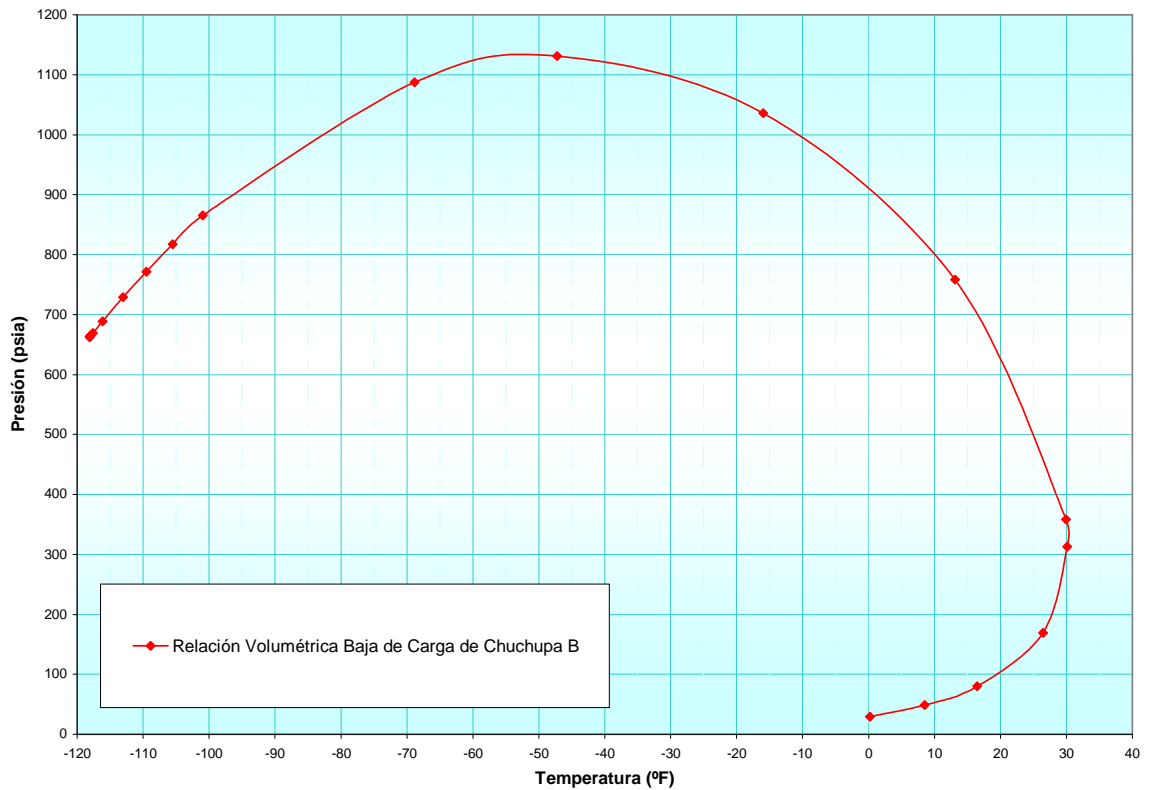
El conocimiento de la mineralogía del yacimiento, resulta útil para el seguimiento de estos minerales en la caracterización de los sólidos a estudiar como causantes del problema, si llegasen a estar presentes.

El gas de la Guajira proviene de un yacimiento de origen térmico. Llega a la superficie a una presión de 1239.7 psia y a una temperatura de 84 °F (29 °C). En el diagrama de fases de la Figura 1, se observa que estas condiciones de presión y temperatura a las cuales se encuentra el gas en superficie, están por fuera de la envolvente donde coexisten las dos fases, por lo tanto el gas natural que se transporta por el gasoducto está clasificado como un gas seco.

⁷ <http://www.ecogas.com.co/>

⁸ZARITH PACHON CONTRERAS, Caracterización de Sólidos encontrados en un gasoducto colombiano. que afectan la producción, transporte y uso del gas natural. tesis de grado Universidad Industrial de Santander, 1999.

FIGURA 1. Diagrama de fases del gas natural.



FUENTE: GRUPO DE MODELAMIENTO DE PROCESOS HIDROCARDUROS.

Mediante análisis cromatográfico de muestras de gas tomadas en cabeza de pozo, se ha determinado que la composición del gas es 97.8% molar de metano, 0.017% molar de las fracciones comprendidas entre etano y nonano y 0.04% molar de dióxido de carbono. No se ha detectado por esta técnica la presencia de ácido sulfhídrico y de oxígeno.

El gas transportado por el gasoducto Ballena-Barrancabermeja, contiene bajas concentraciones de gases ácidos y de hidrocarburos pesados, por lo que el procesamiento se reduce sólo a la eliminación de agua y filtración de los sólidos provenientes del yacimiento. Una parte del agua que acompaña el gas desde el yacimiento es retirada en los separadores ubicados en las facilidades de

producción, de los que el gas natural sale con un contenido de agua entre (30 y 40) lb. / MMpca, de acuerdo al punto de rocío medido en cabeza de pozo.

Sin embargo para efectos de transporte se debe remover el agua las partículas sólidas presentes para cumplir las condiciones estipuladas en el reglamento de transporte, de esta forma prevenir la formación de hidratos y la corrosión por efectos de abrasión de los sólidos.

Teniendo en cuenta las condiciones de presión y temperatura del gasoducto en estudio el valor se ha fijado en 7 lb. / MMpca. para el agua y de 0.7 gr./Mpc en referencia al contenido de sólidos. Para tal propósito el gas es sometido a un proceso de remoción de sólidos mediante etapas de filtración y trampas de arena en cabeza de pozo facilidades de superficie, luego es sometido a un proceso de deshidratación.

La calidad del gas natural transportado a través del gasoducto esta determinada por las características especificadas en la tabla N° 9.

Tabla 9. Calidad del gas Guajira.

Calidad del Gas Guajira	
PARÁMETRO	ESPECIFICACION
Peso Molecular	16.3298
Gravedad específica, a 14.65 psia	0.5647
Poder calorífico Bruto real, a 14.65 psia y 60°F, BTU/PC	999.4
Poder calorífico Neto real, a 14.65 psia y 60°F, BTU/PC	899.6
Densidad, lbm / ft ³	0.043116
Factor de Compresibilidad	0.998049

Fuente: ECOGAS

1.3 GASODUCTO BALLENA-BARRANCABERMEJA⁹

El gasoducto Ballena-Barrancabermeja transporta el gas natural producido en los campos Chuchupa y Ballena, localizados en la costa norte colombiana, específicamente en el departamento de la Guajira. Es operado por la compañía CENTRAGAS mediante contrato BOMT firmado con ECOGAS.

El trazado del sistema de transporte de gas o gasoducto Ballena-Barrancabermeja, se puede observar en la figura 2.

⁹ Empresa Colombiana de Gas. ECOGAS

FIGURA 2. Trazado del gasoducto Ballena–Barrancabermeja.



Fuente Ecogas.

El gasoducto Ballena – Barrancabermeja tiene una extensión de 579 Km. Construido con tubería de acero al carbono de 18 pulgadas de diámetro, con un espesor de 0.344" y calidad API 5LX-60. Entre otras especificaciones técnicas y operacionales el gasoducto cuenta con:

- ❖ Tres estaciones compresoras:
 - Hato Nuevo ubicada en el kilómetro 80.
 - Casacará ubicada en el kilómetro 237.
 - Norean ubicada en el kilómetro 412.
- ❖ Sistema de telecomunicaciones a lo largo del trazado.
- ❖ Estaciones de lanzamiento y recepción de raspadores.
- ❖ Válvulas de corte o seccionamiento, entre otras.
- ❖ Estación Terminal en Barrancabermeja.

Las condiciones de operación del gasoducto varían en cuanto a presión, entre los 1.200 psig a 300 psig y para temperatura entre 70 °F (21 °C) y 105 °F (40,5 °C).

La capacidad nominal de transporte del gasoducto Ballena-Barrancabermeja es del orden de 108 Mpc / d, a condiciones de presión de 1,200 psig en la Estación Ballena y 300 psig en la estación Terminal Barrancabermeja, utilizando sólo la presión de los campos de producción de Chuchupa (costa - afuera). Esta capacidad se incrementó mediante la instalación de las estaciones compresoras.

1.3.1 Perfil topográfico. El perfil topográfico del trazado del gasoducto Ballena-Barrancabermeja se observa en la figura N° 3, esta enmarcado desde los 0 m a nivel del mar en Ballena (Guajira), hasta los 100 m sobre en nivel del mar en Barrancabermeja (Santander), alcanzando altura máxima de 260 m sobre el nivel del mar en kilómetro 100 al cruzar las estribaciones de la Sierra Nevada de Santa Marta.

1.3.2 Presión de operación del gasoducto. La variación de presión que se registra a lo largo del trazado del gasoducto Ballena-Barrancabermeja, esta determinada tanto por factores externos al gasoducto, topografía del terreno que cruza como por efectos de operación del gasoducto, estaciones compresoras. En la figura N° 4 se observa la variación de la presión dependiendo tanto del perfil topográfico como de la localización de las estaciones compresoras.

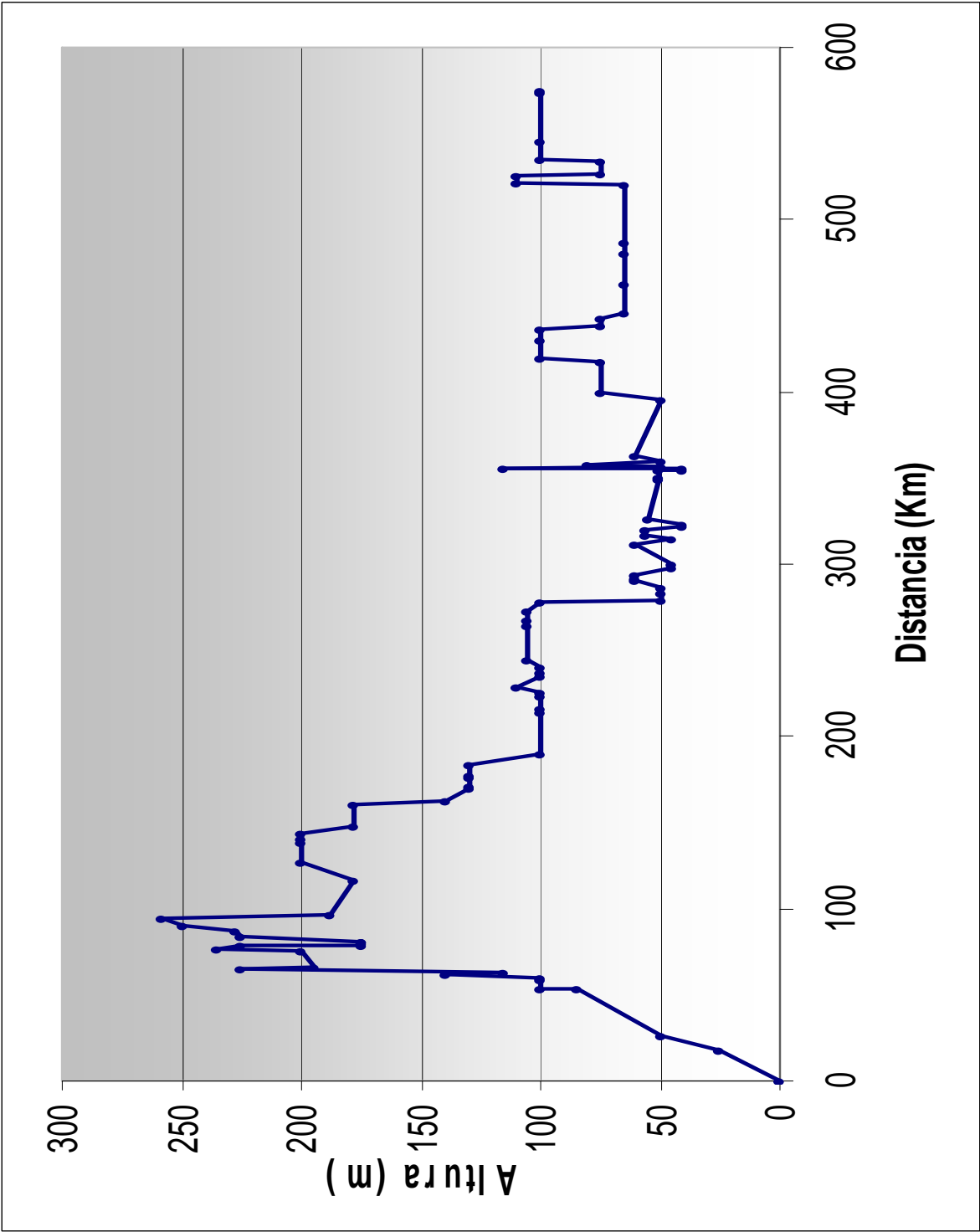
En la tabla N° 10 se observan los diferentes rangos de presiones efectivas de succión (S) y descarga (D) del gasoducto Ballena – Barrancabermeja en las diferentes estaciones compresoras.

Tabla 10. Presiones efectivas registradas en el gasoducto.

PUNTO DE CONTROL	PRESIONES CRITICAS (Psig)	
	Mínima	Máxima
Ballena	1100	1170
Hato Nuevo S / D	900 / 1100	1000 / 1170
Casacará S / D	700 / 1100	850 / 1170
Norean S / D	610 / 1100	850 / 1170
Barrancabermeja S	650	950

Fuente Ecogas

FIGURA 3. Perfil Topográfico del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja.



Fuente Ecogas.

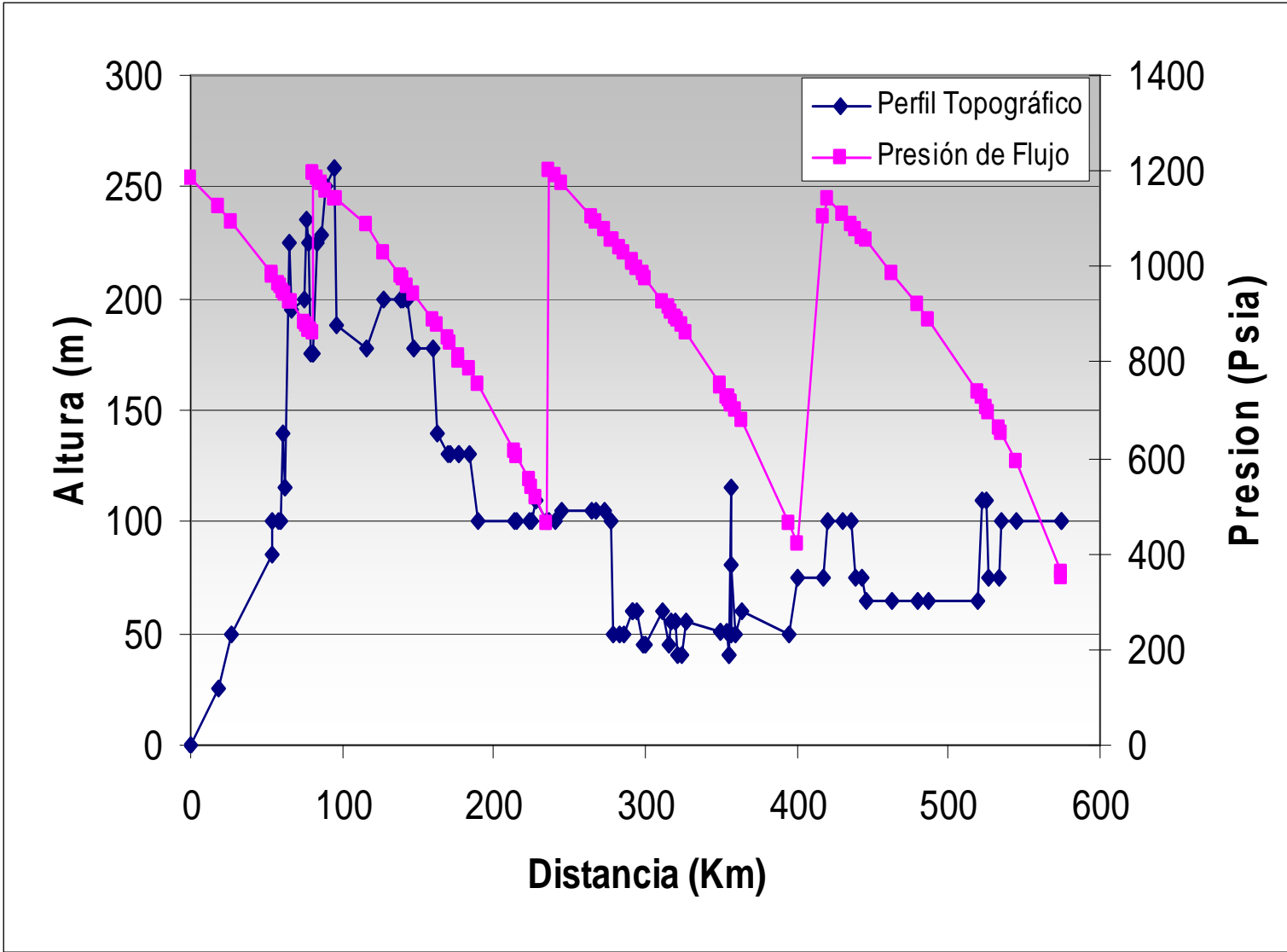


FIGURA 4. Variación de la Presión VS. Perfil Topográfico.

Fuente Ecogas.

1.3.3 Temperatura en el gasoducto. La variación de la temperatura a lo largo del trazado del gasoducto Ballena-Barrancabermeja, está determinada dependiendo tanto de las condiciones climáticas debido al perfil topográfico del terreno que cruza como por los efectos de operación de las estaciones compresoras ubicadas en el gasoducto. En la figura N° 5, se observan los cambios de temperatura en el gasoducto dependiendo de los factores anteriormente mencionados.

Fuente: Ecogas

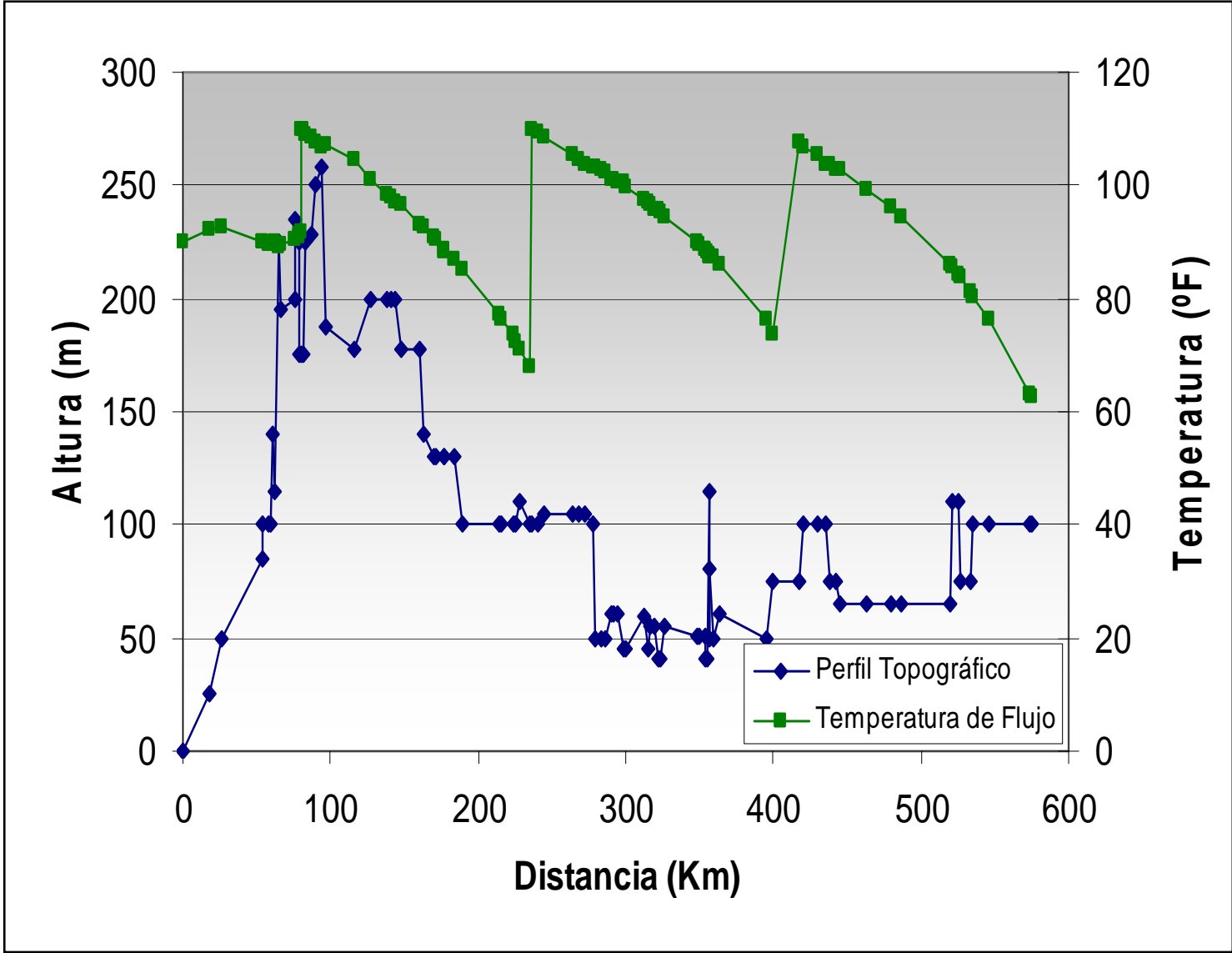


FIGURA 5. Variación de la Temperatura VS. Perfil Topográfico del Gasoducto.

En la actualidad, el gasoducto Ballena-Barrancabermeja, presenta problemas operacionales debido a la constante presencia de partículas sólidas, las cuales se presentan a lo largo del trazado del gasoducto interfiriendo el funcionamiento adecuado de los componentes del sistema, especialmente, en las estaciones compresoras se presentan efectos críticos por la acción de los sólidos .

Históricamente, se tiene referencia de la presencia de partículas sólidas en dicho gasoducto lo que ha generado conflictos entre el operador del gasoducto y el productor del gas natural. En el año 1999 se adelantó un estudio de caracterización con el objetivo de determinar el origen de los sólidos encontrados en el sistema, de dicho estudio se llegó a la conclusión que los sólidos encontrados en el gasoducto provienen de tres fuentes:

- Sólidos provenientes del yacimiento.
- Sólidos provenientes de la etapa de construcción (material foráneo)
- Sólidos producto de corrosión interna de la tubería.

El efecto de mayor relevancia por la presencia de sólidos se presenta en las estaciones compresoras, comprometiendo la capacidad de operación ya que se genera desgaste prematuro por abrasión en la superficie del cilindro del compresor y obstrucción en los filtros ubicados a la entrada del sistema de compresión. Además la tubería y los accesorios del gasoducto presentan remoción de la capa anti-corrosión y desgaste por abrasión.

2. TÉCNICAS DE CARACTERIZACIÓN DE PARTICULAS SÓLIDAS.

Mediante el desarrollo de diversas tecnologías de muestreo y caracterización de sólidos, algunas de ellas encaminadas al análisis de desechos sólidos en los botaderos de residuos domésticos e industriales, otras con el objetivo de determinar las fuentes contaminantes de cuerpos de agua y del aire y otras de aplicación geológica y de la industria de hidrocarburos. La ciencia de los materiales ha desarrollado técnicas de análisis cristalográfico encaminadas al estudio composicional y estructural de los nuevos materiales y aleaciones. De igual forma, en la geología y ciencias de la tierra, se aplican diferentes técnicas de análisis de material particulado obtenido en los procesos de prospección, perforación y producción de yacimientos de minerales y de hidrocarburos.

2.1 TÉCNICAS Y APLICACIONES DEL ESTUDIO DE LOS SEDIMENTOS TERRÍGENOS DE GRANO FINO.¹⁰

El estudio detallado de la composición química y mineralógica de los sedimentos terrígenos y de sus rasgos texturales, así como el análisis estadístico de sus diversos componentes, se lleva a cabo actualmente a través de nuevas técnicas petrográficas y geoquímicas. Esto hace de la petrografía y la geoquímica las herramientas más importantes en el análisis de procedencia de sedimentos.

¹⁰ JOSÉ LUÍS SÁNCHEZ ZAVALA .Técnicas y aplicaciones del estudio de los sedimentos terrígenos de grano fino: procedencia y tectónica. Departamento de geología regional, instituto de geología, UNAM, ELENA CENTENO GARCÍA Departamento de geoquímica, instituto de geología, UNAM.

Particularmente las arenas y gravas, al originarse como partículas sólidas, pueden conservar la composición y textura de la roca de la que derivan y reflejan el carácter original de la fuente. Esta técnica es importante porque permite reconstruir la naturaleza geológica y el ambiente tectónico de la región origen de los fragmentos de roca. Además, las características texturales, tales como el tamaño y forma de los granos; la composición mineralógica y química de los sedimentos aportan información sobre el ciclo sedimentario, el clima, el tipo de ambiente de depósito y las características tectónicas de la cuenca donde ocurre el depósito.

Si se considera que el análisis de procedencia de sedimentos es un método relativamente nuevo y que ha demostrado ser muy útil para establecer modelos de evolución tectónica y paleogeográfica de cuencas cratónicas y terrenos tectónico-estratigráficos y que permite además proponer límites a los modelos propuestos con base en otro tipo de evidencias, por ejemplo paleomagnetismo o provincialismo faunístico.

La Petrología y la Petrografía Sedimentaria clásica en un principio se enfocaban al estudio de la composición y textura de los sedimentos, sin olvidar sus relaciones temporales, ya que su depósito en estratos permite el registro de los diferentes sucesos que contribuyeron en su formación (Estratigrafía). Posteriormente, la Petrografía fue utilizada como herramienta en la reconstrucción de los procesos dinámicos, considerando para su modelado, que el tipo de roca preexistente (sedimentaria, ígnea o metamórfica) y su grado de resistencia al intemperismo condicionan la relación de procesos químicos y mecánicos que la afectan, los cuales, junto con el transporte y las condiciones ambientales del área de aporte (localización con respecto a la cuenca de depósito, clima y relieve) y de depósito,

determinan la geometría, tamaño, distribución y composición de los sedimentos (Sedimentología).

En las últimas tres décadas, se han modificado los conceptos geológicos, particularmente con el advenimiento de la tectónica de placas, y se han propuesto una serie de criterios para relacionar la composición de las areniscas al contexto tectónico de las cuencas de depósito y de las áreas de aporte. Es decir, a partir del tipo de partículas se infiere la fuente o procedencia de los sedimentos, y con base en el análisis estadístico de numerosas cuencas actuales, varios autores han propuesto una relación directa entre la composición del sedimento y el ambiente tectónico en que se forma.

La composición de las rocas sedimentarias terrígenas depende principalmente de cuatro factores: la fuente o procedencia del sedimento, el transporte, el ambiente de depósito y la diagénesis. Por lo general, el análisis de las rocas sedimentarias tiene como objetivo el entender uno o varios de estos factores. En apariencia, el factor más sencillo de interpretar es el de la diagénesis, ya que representa el último proceso que afecta la composición y textura de la roca. En cambio, la reconstrucción de la procedencia es el factor más complejo, debido al efecto de la sobreposición de los otros tres factores.

El desarrollo alcanzado en el estudio de procedencia de sedimentos en la última década, junto con el trabajo sistemático de campo y el análisis integral de cuencas sedimentarias, han aportado elementos más sólidos para entender la evolución tectónica de terrenos tectono-estratigráficos, además establecer las relaciones entre masas continentales (fuente de aporte) y zonas de depósito (cuencas) separadas actualmente por varios cientos o miles de kilómetros y ha hecho posible

proponer y modificar modelos paleogeográficos y paleotectónicos a escala continental.

A continuación se expone en forma breve en que consiste el estudio de procedencia de sedimentos, su metodología y cuales pueden ser sus aportaciones en la determinación de ambientes tectónicos.

2.1.1 Petrografía y análisis modal de areniscas.¹¹¹²¹³ Las arenas son los sedimentos detríticos más utilizados en estudios de procedencia, ya que se originan como partículas sólidas que se desprenden de la roca pero a la vez son lo suficientemente pequeñas como para observar una muestra considerable de granos en una sola lámina delgada. En cambio, para estudiar la composición de los fragmentos del tamaño de gravas, se requiere de un mayor volumen de sedimento colectado y un número mucho mayor de observaciones. La ventaja de las areniscas es que conservan la composición y textura original cuando están formadas por fragmentos líticos, a pesar del transporte y de los procesos diagenéticos estos están casi inalterados, además de que guardan información sobre la roca de la cual se derivaron. Las características texturales (tamaño y forma de

¹¹ BANGS, C. AND BASU, A. 1994, Provenance analysis of muddy sandstone: Journal of Sedimentary Research, v. A64, p. 2-7.

¹²: BHATIA, M.R., Plate tectonics and geochemical composition of sandstone Journal of Geology, v. 91, p. 611-627, 1983.

¹³Plate tectonics and sandstone compositions: Dickinson, W.R., and Suczek, C.A., American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 63, p. 2164-2182, 1979.

grano, entre otras) permiten determinar la madurez del sedimento original. Entendiendo como madurez el grado de abrasión y/o de transporte, que se refleja en una mayor esfericidad en los sedimentos conforme son acarreados mayores distancias.

Es importante tomar en consideración que el grado de madurez puede alterar la interpretación de la composición total de la roca, ya que los fragmentos menos resistentes se desintegran antes del depósito o se transforman, originando un incremento aparente en el porcentaje de los granos más resistentes (por ejemplo: cuarzo). El porcentaje relativo de granos minerales y líticos (que son aquellas partículas mayores a 0.0625 mm de diámetro), con respecto al porcentaje de matriz y/o cementante, también aporta información sobre la composición y origen de las areniscas. Los sedimentos con alto porcentaje de matriz no permiten una buena determinación de la naturaleza de la roca fuente, ya que contienen pocos granos lo suficientemente grandes para identificar su composición por medio de la petrografía. Por estas razones, las areniscas inmaduras a medianamente maduras, con poco porcentaje de matriz, poco reemplazamiento o alteración post-depósito y de granos de tamaño medio son ideales para estudios de procedencia ya que su composición va a depender principalmente de la naturaleza de la fuente, y del ambiente tectónico de origen y de depósito. Cabe mencionar que recientemente se han propuesto técnicas petrográficas para las fracciones finas de las areniscas o en rocas de grano más fino lutitas.

Los análisis petrográficos cualitativos y cuantitativos son fundamentales para la determinación de la procedencia. El análisis cualitativo consiste en una observación cuidadosa y detallada de la textura y de la determinación de la composición de sus fragmentos tanto monominerales como poliminerales y si se conocen los límites de la cuenca, la comparación petrográfica directa de las

muestras de las rocas circundantes y los fragmentos líticos colectados en el área de depósito permite definir con precisión la procedencia de los sedimentos.

El método petrográfico más utilizado para determinar cuantitativamente la composición de los granos de arena, es el conteo de estos en el microscopio, utilizando una la platina graduada que permite el movimiento de la lámina delgada a un cierto intervalo de distancia, formando una red de puntos en un sistema de coordenadas (x-y). En esta técnica se registra por cada punto la composición del grano localizado en el centro de la retícula. Dependiendo de los objetivos del conteo de partículas es la metodología empleada y sus restricciones, por ejemplo se puede considerar solo un tamaño de grano, solo contar las partículas o también la matriz y cementante, o bien granos de una sola composición. El análisis cuantitativo incluye el cálculo estadístico del número de granos de una cierta composición, o bien del porcentaje de área que estos ocupan en comparación con el área total de la lámina delgada.

En la última década se han utilizado también nuevas técnicas analíticas, por ejemplo la catodoluminiscencia y los analizadores de imágenes con el fin de obtener mayor información sobre la composición y origen de los fragmentos de roca y minerales que se analizan.

Otro factor importante en el análisis modal de areniscas y la interpretación de su procedencia es el número de muestras estudiadas y la forma y localización del muestreo.

La clasificación de los tipos de granos y el número de categorías a contar en el microscopio varían ampliamente. Por lo regular depende de los objetivos particulares que se persiguen y de la “calidad” de la roca. La mayoría de los autores siguen una división general de tres categorías: fragmentos monominerales, policristalinos y líticos. La clasificación de los diferentes tipos de fragmentos más utilizada es: cuarzo (Q), diferenciando entre cuarzo monocristalino (Qm) y policristalino (Qp) o calcedonia ©; feldespato (F), diferenciando plagioclasa (Pg) y feldespato potásico (FK), y fragmentos líticos (L), que comprenden líticos de rocas ígneas (Li), sedimentarias (Ls) y metamórficas (Lm).

El tamaño de sedimento considerado en el análisis tiene que ser mayor a 0.0625 mm. Qt = cuarzo total, Qm = cuarzo monocristalino, Qp = cuarzo policristalino, F = feldespato total, K = feldespato potásico, P = plagioclasa, Lt = fragmentos líticos totales, Lv = fragmentos líticos volcánicos y Ls = fragmentos líticos sedimentarios.

2.1.2 Métodos geoquímicos e isotópicos de análisis de procedencia de sedimentos terrígenos.¹¹ La aplicación de la geoquímica en la caracterización de los procesos geológicos ha tenido un gran desarrollo en los últimos años. Para el caso de los estudios de procedencia de sedimentos terrígenos, estas técnicas han complementado enormemente la información obtenida por medio de la petrografía.

En las últimas dos décadas se han llevado a cabo numerosos estudios sobre la composición química de las rocas detríticas (elementos mayores, trazas, tierras raras y últimamente de isótopos) y de los cambios que ocurren a lo largo del ciclo

sedimentario, con el objetivo de entender la relación que existe entre la composición de la roca que dio origen al sedimento y la de la roca que resulta de la geoquímica de dicho sedimento. Las rocas sedimentarias que favorecen este tipo de análisis son las terrígenas de grano fino (lutitas y areniscas finas), ya que el reducido tamaño de grano permite contar con una muestra homogénea de tamaño pequeño, aunque también se han realizado estudios geoquímicos de clastos individuales en conglomerados.

Uno de los objetivos iniciales del análisis Geoquímico de sedimentos fue la creación de nuevas clasificaciones del sedimento con base en las concentraciones de los elementos mayores y trazas, así como en las variaciones de la química del sedimento en relación a su grado de madurez y a la diagénesis. En cambio, otras investigaciones se han enfocado en la probable relación entre la composición geoquímica de la roca, su procedencia y el ambiente tectónico en el cual se origina.

2.2 MICROSCOPIA ELECTRÓNICA DE BARRIDO CON DETECTOR DE RAYOS X DE ENERGÍA DISPERSA (SEM-EDX).⁸

Durante los últimos cincuenta años la técnica de microscopía electrónica de barrido se ha convertido en un importante aporte tecnológico para la ciencia de investigación básica y aplicada, su principal herramienta es el microscopio electrónico de barrido equipado con detector de rayos X, el cual permite la observación y caracterización de materiales orgánicos e inorgánicos heterogéneos con una resolución cercana a los 4 μm .

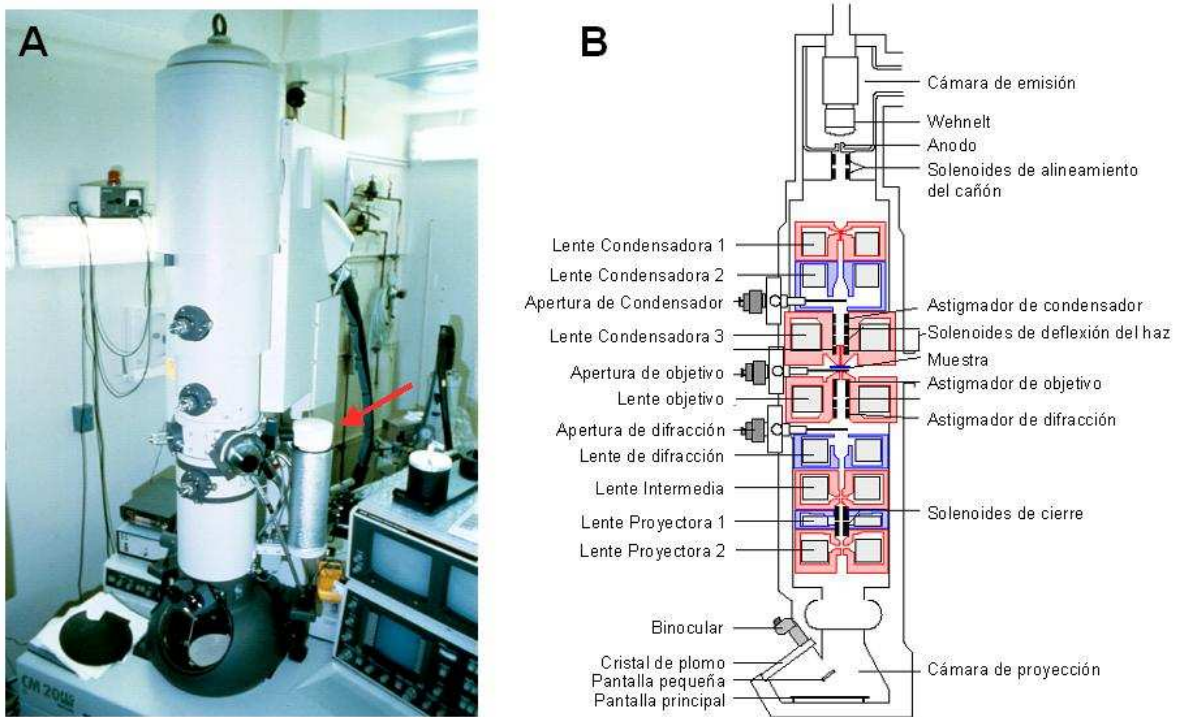
El área o el microvolumen que va a ser analizado es irradiado con un fino haz de electrones primario, el cual hace un barrido superficial de la partícula sólida. Cuando el haz interactúa con la muestra se crea un volumen de excitación dentro de ella desde la superficie hasta unos cuantos micrómetros de profundidad, este volumen depende de la densidad del material y de la energía del haz primario, en el cual los electrones son dispersados.

Las interacciones de esta dispersión pueden dividirse en dos tipos: inelásticas y elásticas. En las interacciones inelásticas, los procesos más importantes a considerar son la producción de electrones secundarios y la producción de rayos X característicos. En éstas los electrones incidentes pierden gran parte de su energía al transferirla al sólido, lo que permite la salida de electrones propios de la muestra llamados electrones secundarios y la producción de rayos X característicos emitidos por los átomos de la muestra. En las interacciones elásticas los electrones incidentes retienen prácticamente toda su energía, solamente la componente de dirección del vector velocidad de los electrones es afectada como resultado de sus colisiones con los núcleos de los átomos, por los cuales son dispersados, constituyendo los llamados electrones retrodispersados de alta energía. Estas señales son usadas para examinar características de la muestra como composición química elemental, topografía, morfología, cristalografía, etc.

De estas señales los electrones secundarios y los electrones retro dispersados son las utilizadas para fabricar las imágenes. Esta corriente electrónica se recoge y amplifica con detectores especializados en cada una de las señales. Con estas señales se obtiene información morfológica de la muestra, mediante imágenes de apariencia tridimensional de donde se pueden identificar las diferencias en composición de la muestra por las variaciones en los contrastes observados en la imagen.

En cuanto a la resolución, el límite para un microscopio óptico está determinado por la longitud de onda con la que se ilumina el objeto. Al disponer de radiación con una longitud de onda mucho menor y de lentes que la focalicen, se consiguen límites de resolución mas pequeños.

FIGURA 6.Microscopio electrónico.



Fuente Internet.

La detección de los rayos X característicos de cada componente de la partícula, generados por la interacción del haz de electrones con la muestra constituye la parte analítica de la microscopía electrónica, ya que la energía y abundancia de esos rayos depende de la composición química de la muestra. El uso de este fenómeno para analizar la composición elemental de micro-volúmenes, generalmente de unos cientos de micrómetros cúbicos, es lo que se conoce como microanálisis. En general este método es el mas sencillo y a veces el único para

analizar muestras microscópicas, es sensible a bajas concentraciones, típicamente menores al 1% .

Una vez recolectados y clasificados, todos los datos pueden ser manipulados rápida y fácilmente en un computador, en el que los resultados son presentados en un espectro de intensidad en función de la energía de los rayos X. El computador contiene en su memoria la librería con todos los valores de las energías de las líneas características de los diferentes elementos, con los que se hace la identificación sobre el espectro.

2.3 DIFRACCIÓN DE RAYOS X. ⁸

Cuando la radiación X incide sobre la materia, se originan una serie de fenómenos entre los que se cuenta la radiación dispersa coherente, también llamada dispersión de Bragg, constituida por aquella fracción de la radiación primaria que el material vuelve a emitir sin variación de su longitud de onda. La difracción de rayos X es un tipo particular de este tipo de dispersión.

Para la realización de la difracción de rayos X, se requiere del empleo de radiaciones monocromáticas, lo que se hace por medio de filtros. Estos son de un material que presenta una absorción selectiva de esta radiación en función de su número atómico, permitiendo el paso a través del filtro sólo de una fuerte proporción del componente monocromático más intenso.

De los diferentes métodos experimentales de difracción, el de mayor interés es el método de polvo policristalino. El cual exige que la muestra esté constituida por un número muy elevado de pequeños fragmentos o partículas cristalinas

individuales, idealmente desorientadas al azar unas respecto a otras. El registro de los datos de difracción o difractograma en muestras policristalinas se realiza con un difractómetro de polvo. Cada compuesto cristalino presenta un difractograma o patrón de difracción característico.

Existen diferentes tipos de detectores, entre los cuales se encuentra el de centelleo, que recibe los fotones de radiación provenientes de la muestra que producen una señal eléctrica análoga, que es convertida a digital a través de microprocesadores, lo que permite el tratamiento y almacenamiento de la información en computador.

Un sistema de control automático permite la comunicación entre el operador y el equipo DRX. Por medio de éste se dan las condiciones de trabajo, se capturan los datos y se procesa la información, mediante software especializado.

Este método proporciona una relación simple entre la intensidad y la concentración, minimiza los errores instrumentales y de preparación de la muestra porque las relaciones de intensidades son tomadas sobre el mismo difractograma, facilitando la cuantificación rápida y confiable de los componentes de la muestra.

FIGURA 7.Presenta el difractómetro de rayos X para polvo Siemens D500.



Fuente: Internet.

Tabla 11. Matriz de comparación de tecnologías.

	Determina composición	Determina Tamaño de partícula	Determina Origen o procedencia	Confiabilidad	Aplicable a Industria de hidrocarburos	Aplicable al Objetivo del proyecto	Disponible En el país	Costo Por análisis De muestra
Sedimentología	Medio	Medio	Bueno	Medio	Medio	Bueno	Alta	Medio
Petrografía	Alta	Medio	Alta	Alta	Medio	Bueno	Medio	Alta
Geoquímica	Alta	Bueno	Alta	Alta	Medio	Bueno	Medio	Alto
Granulometría	No	Medio	No	Medio	Medio	Medio	Alta	Bueno
Tecnología moderna	Bueno	Alta	Bueno	Alta	Alta	Alta	Medio	Medio
Microscopía electrónica SEM - EDX	Alta	Bueno	Alta	Alta	Alta	Alta	Medio	Alta
Difracción de rayos X	Alta	Bueno	Alta	Alta	Alta	Alta	Medio	Medio

3. DETERMINACIÓN CONCEPTUAL DE LOS EFECTOS CAUSADOS POR LA PRESENCIA DE SÓLIDOS EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL.

En el estudio de los efectos causados en un gasoducto, por la presencia de sólidos se deben considerar los diferentes componentes del sistema que pueden ser afectados por la acción de los mismos.

Entre los componentes del sistema de transporte de gas natural se encuentran la tubería de producción, los equipos de facilidades de superficie, las plantas de deshidratación de gas natural, tubería, válvulas, medidores de flujo y demás accesorios.

Las estaciones compresoras, son consideradas componentes críticos del sistema de transporte por su alta sensibilidad a los efectos de las partículas sólidas presentes en el flujo de gas natural transportado, el mantenimiento y operación de estas plantas compresoras implica grandes inversiones de dinero y tiempo fuera de operación, además de una grave falla en el abastecimiento del gas natural que es considerado hoy día una de las fuentes de energía mas utilizada por los colombianos.

En el gasoducto BALLENA–BARRANCABERMEJA, se han presentado problemas operacionales debido a la presencia de solidos que son transportados por el gas natural, ocasionando daños en los equipos de las estaciones compresoras.

Los principales efectos causados en el sistema pueden dividirse en tres grupos:

- Efectos operacionales.
- Los efectos causados en la tubería.
- Los efectos en las facilidades de superficie.

3.1. EFECTOS OPERACIONALES.

Esta clase de efectos causados por los sólidos presentes en los sistemas de transporte gas natural, son de gran importancia ya que pueden ir desde el taponamiento de la línea de producción, hasta la pérdida total del pozo afectado por esta clase de problema.

El principal efecto operacional producido por las partículas sólidas y de mayor enfoque en este estudio es la producción de arena.

FIGURA 8. Tubing afectado por arena.



Fuente. Corrosión in Oil and Gas well. 2002.

3.1.1. Producción de arena.¹⁴ La producción de arena constituye un problema serio en la mayoría de los yacimientos productores de gas en el mundo y puede afectar drásticamente los volúmenes de producción, dañar los equipos de producción tanto en fondo del pozo como en superficie, aumentando el riesgo de fallas catastróficas; e implica para los productores costo de decenas de miles de millones de dólares por año.

Las fallas producidas a escala de grano de arena durante la explotación de gas, pueden provocar problemas de estabilidad de pozos, colapso de la tubería de revestimiento, reducción de la producción y en casos extremos, la pérdida de pozos.

Los granos de arena sueltos que son movilizados ante ciertos niveles de caída de presión, velocidades y viscosidades de fluido, una vez producidas en el interior del pozo, pueden provocar estragos aguas abajo.

Los granos de arena generados en condiciones de flujo rápido o en grandes cantidades, pueden erosionar los tubulares y convertirse en obstrucciones fijas o móviles de las líneas de producción.

La capacidad de erosión de la arena producida depende de varios factores, incluyendo el volumen de arena producida, la velocidad de las partículas de arena y el ángulo de impacto.

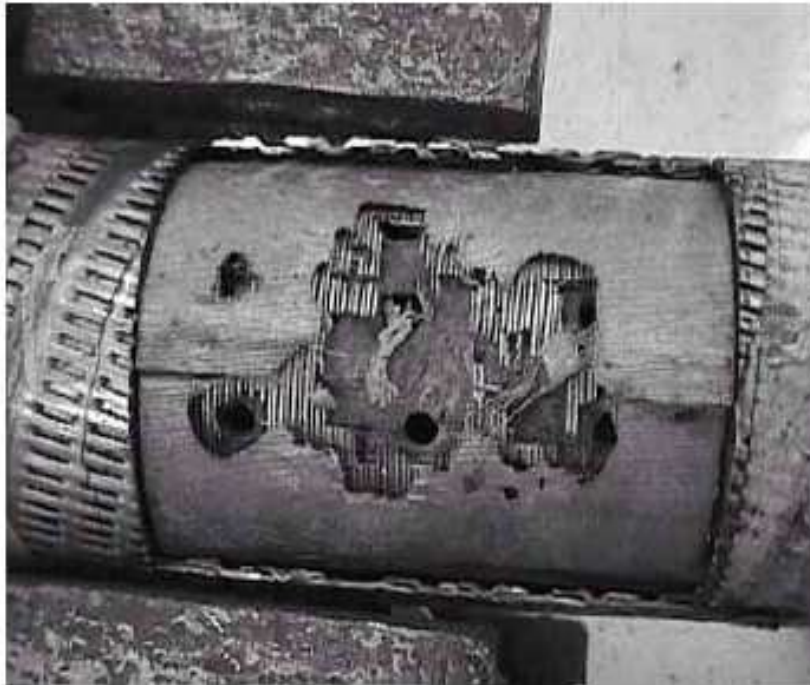
¹⁴ Métodos de control de la producción de arena sin cedazos. OILFIEL REVIEW VERANO 2003.

Las acumulaciones de arena pueden obturar la producción en cualquier parte de la línea de flujo, reduciendo los ingresos asociados con la producción y costando significativas cantidades de tiempo y dinero en lo que respecta al tratamiento.

Las operaciones de remediación en los pozos y campos submarinos son particularmente costosas.

La arena producida que llega a las instalaciones de producción debe separarse de los fluidos producidos y eliminarse. Si bien el costo exacto es difícil de cuantificar, los especialistas consideran que la arena producida le cuesta a la industria decenas de miles de millones de dólares por año.

FIGURA 9.Tubería con desgaste por abrasión.



Fuente: Corrosión in Oil and Gas well.2002.

3.1.2. Naturaleza de la producción de arena.¹⁴ Conocer el por qué los yacimientos producen arena constituye el primer paso crucial hacia el manejo de la producción de arena. La instalación de equipos de completamiento de pozo puede ser una parte importante de la solución, pero solo el lograr tener un conocimiento más exhaustivo del caso permite generar una solución más completa y de acción más prolongada.

La resistencia de una roca bajo condiciones de fondo de pozo depende de diversos factores. Los más importantes son la cohesión, el ángulo de fricción interna, los esfuerzos principales máximos mínimos y la presión de poro.

El grado de cementación de la roca también influye significativamente en la cohesión. Las rocas sedimentarias consolidadas bien cementadas tienden a ser más resistentes, mientras que las rocas no consolidadas, pobremente cementadas, son más débiles.

Muchos episodios en la historia de una roca yacimiento pueden modificar su resistencia, conduciendo finalmente al inicio de la producción de arena.

Cuando se perfora, completa y estimula un yacimiento se aplican esfuerzos adicionales sobre la matriz de roca. Además, la resistencia de la roca puede reducirse por episodios de producción, tales como los tratamientos de estimulación con ácido, la compactación del yacimiento o los aumentos de la saturación de agua.

En rocas débiles o no consolidadas, la resistencia de la roca generalmente disminuye al aumentar la saturación de agua, registrándose mayor reducción de la resistencia luego de producirse aumentos leves de la saturación de agua a partir de un estado seco.

No todos los granos de arena desagregados son movilizados por los fluidos producidos. El grado de movilización de los granos de arena depende de factores tales como la viscosidad del fluido y la velocidad de flujo, en formas complejas relativamente poco conocidas.

3.1.3. Métodos de control de arena en el pozo.¹⁵ Existen varias maneras de evitar o minimizar la producción de arena. En yacimientos no consolidados muy débiles, la producción de arena en gran escala puede ser inevitable, de manera que resultan prácticos los métodos de fondo de pozo para excluir la producción de arena o consolidar la formación cerca del pozo.

Las técnicas de exclusión de arena incluyen empaques de grava en pozos entubados, empaques con agua a alto régimen de inyección, tecnologías de fracturamiento y empaque, empaques de grava en pozos sin revestimiento y mallas (filtros) independientes, tales como las tuberías de revestimiento cortas ranuradas y los filtros expansibles.

Las técnicas de consolidación implican inyección de resinas para estabilizar la roca, conservando al mismo tiempo suficiente permeabilidad original intacta como para permitir la producción de fluidos de yacimiento.

En muchos yacimientos moderadamente débiles, los métodos de completamiento sin filtros proporcionan una solución óptima.

¹⁵ Método Combinado de Estimulación y Control De la Arena. OILFIELD REVIEW OTOÑO 2002.

Las técnicas tales como los disparos orientados, el fracturamiento hidráulico sin filtros y los tratamientos de consolidación, han reducido la producción de arena, a veces de manera asombrosa.

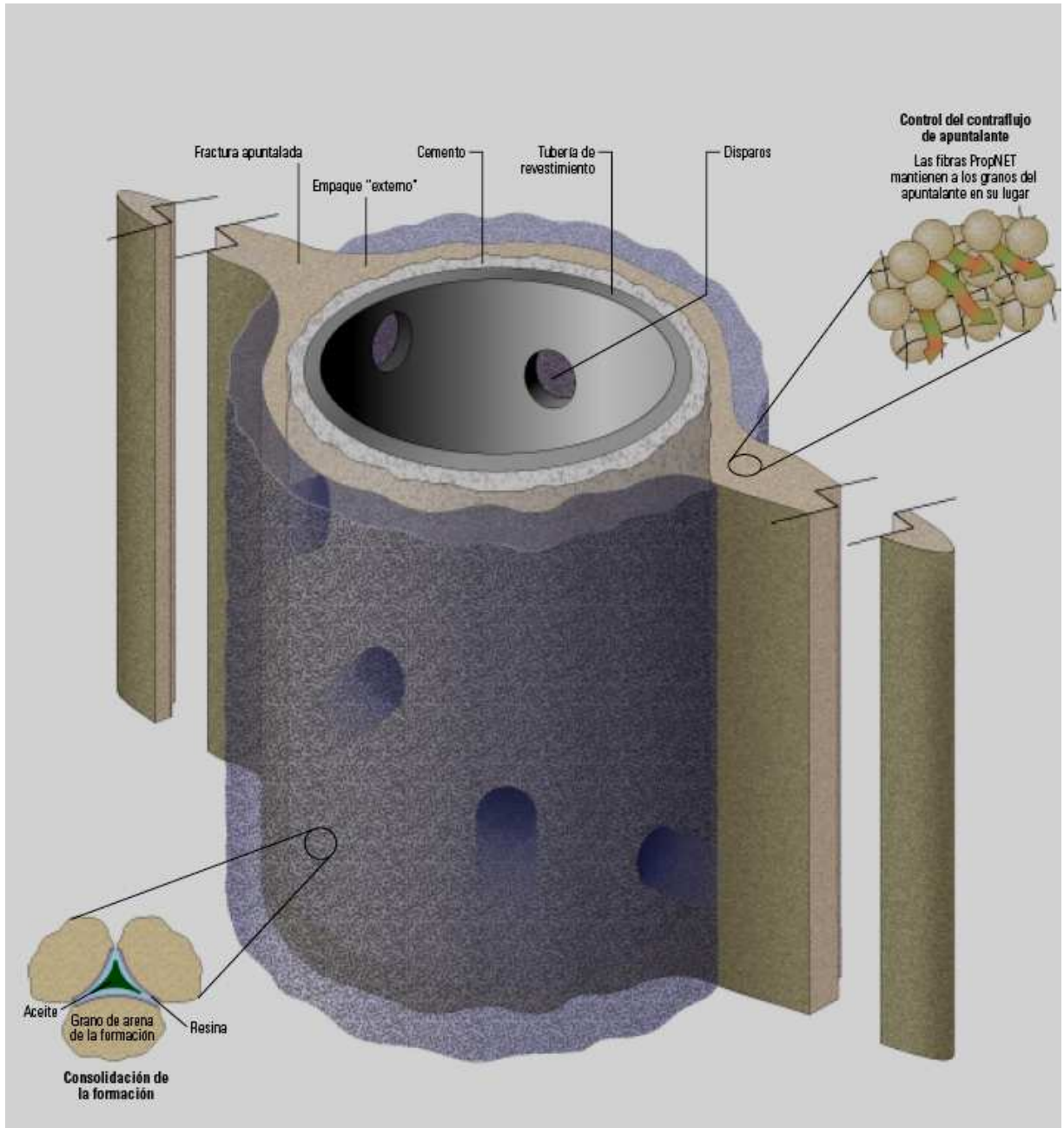
También existen formas de manejar la producción de arena en la superficie mediante la utilización de separadores de arena adecuados y mediante la cuidadosa vigilancia rutinaria de la erosión y la acumulación. En esos casos, la economía de la limpieza y eliminación de la arena debe tenerse en cuenta para la elección definitiva de las técnicas de manejo de la producción de arena.

En este orden de ideas los métodos mas utilizados en la industria para el control de la producción de arena son:

1. Los métodos convencionales con filtros :
 - ✓ El empaquetamiento con grava.
 - ✓ El fracturamiento hidráulico.

2. Los métodos de control de arena sin mallas (filtros).
 - ✓ Disparos Orientados.
 - ✓ Arenamiento Inducido (fracturamiento).
 - ✓ Consolidación química.
 - ✓ Cementación de Intervalos.
 - ✓ Tratamientos con Tubería flexible.
 - ✓ Control del contra flujo.

FIGURA 10. Métodos de control de arena sin filtros.



Fuente: *OILFIEL REVIEW VERANO 2003.*

Junto con los métodos de manejo de la producción de arena (exclusión, sin filtros y en la superficie) hacer producir el pozo a un régimen óptimo puede resultar esencial para el control de la producción de arena.

Tabla 12. Métodos de control utilizados en la industria.

Manejo de la arena producida	Métodos de de control sin filtros	Métodos convencionales de exclusión de Arena.
<p>Operaciones de Disparos optimas.</p> <p>Diseño de levantamiento Artificial.</p> <p>Desarenador de Fondo de pozo</p>	<p>Operaciones de disparos optimas.</p> <p>Estimulación por Fracturamiento</p> <p>Control de contra flujo</p> <p>Consolidación de la formación.</p> <p>Tecnología de Cementacion.</p> <p>Tratamientos selectivos Con Tubería Flexible.</p>	<p>Operaciones de disparos optimas.</p> <p>Emplazamiento Correcto de la Grava.</p> <p>Empaque de Grava Con pozo entubado.</p> <p>Empaque de Grava Con agujero abierto.</p> <p>Fracturamiento y empaque.</p> <p>Filtros expandibles.</p>

3.1.4. Caso de implementación de tecnologías de caracterización de partículas sólidas para determinar el método de control indicado.¹⁴ El éxito del manejo de la producción de arena requiere un enfoque integrado para la resolución de problemas y la utilización adecuada de la tecnología más moderna.

En un estudio realizado por BP en 1994, se caracterizó totalmente la distribución granulométrica del yacimiento para seleccionar los tamaños óptimos de la grava y del filtro. Este estudio incluyó un análisis por tamizado, por láser y por microscopio electrónico de barrido (SEM, por sus siglas en inglés) de los núcleos laterales de un yacimiento para evaluar en este estudio.

La compañía desarrolló un modelo integrado que utilizó esos tres métodos para la determinación del tamaño de las partículas.

El modelo de distribución granulométrica fue utilizado luego para crear un empaque de núcleo artificial con el fin de verificar la retención de la arena y definir los requisitos tanto de la grava como del filtro a ser utilizados en el completamiento.

Los yacimientos oscilan en cuanto a porosidad entre el 20 y el 30%, tienen permeabilidades que fluctúan entre 500 y 2,000 mD y producen petróleo de 26°API.

Las características del yacimiento, tales como heterogeneidad y productividad variable, contribuyen al carácter variable de las estimaciones de reservas.

Aún con un correcto posicionamiento del pozo, la presencia de lutitas inestables y la producción de arena pueden afectar severamente el pozo y la economía del campo en esta área. Una de las principales preocupaciones para la compañía era

que un tramo de lutitas inestables de 162 m (530 pies) situado entre dos yacimientos de areniscas.

Estas lutitas podían derrumbarse dentro del pozo durante las operaciones de empaque de grava, causando posiblemente arenamiento o daño a la permeabilidad del empaque de grava.

Una primera prueba de incremento de la presión reveló no sólo un factor de daño mecánico nulo, comparado con un factor de daño mecánico promedio de +4.8 en 28 pozos, sino también un índice de productividad más elevado.

Durante la prueba de producción inicial, el pozo de prueba mostró un régimen de 20,500 B/D (3,260 m³/d) con un estrangulador totalmente abierto. Esto se atribuyó al mejoramiento del control de la producción de arena y a la reducción del daño asociado con las operaciones de perforación y terminación.

La producción de arena puede ser inexorable, produciendo efectos dañinos sobre los regímenes de producción y los equipos.

La detección temprana, a través de la vigilancia rutinaria, permite identificar problemas e instar a la intervención antes de que los problemas se vuelvan severos.

Cuando es necesaria la intervención, las prácticas globales de manejo de la producción de arena ayudan a determinar las mejores medidas a tomar.

Cuando los datos adecuados (datos de producción, de pruebas de pozos, de núcleos y de registros) se combinan con información sobre la producción de arena y la historia del pozo, se puede evaluar la necesidad y el valor de las medidas de remediación y de mejoramiento de la producción.

Esto permite a los ingenieros evaluar cada zona por separado, haciendo más selectivos los tratamientos correctivos

Las técnicas de intervención de pozos varían en lo que respecta a tipo y costo. Un operador puede elegir un método de terminación sin filtros que no requiere equipo de perforación, tal como las técnicas de agregado de disparos, nuevos disparos o fracturamiento hidráulico.

En ciertos casos, se pueden instalar filtros de ventilación sin equipo de perforación. Pueden necesitarse operaciones de gran envergadura que requieren equipo de perforación, como el empaque de grava o la instalación de filtros expansibles, para lograr el mejor resultado, pero estas operaciones suman costos.

Cuando la rentabilidad del pozo justifica la ejecución de re-diseño de completamiento, muchos métodos de exclusión de arena y prevención de la producción de arena se convierten nuevamente en opciones viables.

Sofisticados diseños de herramientas de filtros y empaque de grava han mejorado notablemente el proceso de exclusión de arena, sumando vida productiva a los pozos y reservas a los activos.

Un nuevo sistema de exclusión de arena, denominado filtros expansibles, representa un cambio fundamental en lo que respecta a metodología.

Si bien los resultados de los completamientos con filtros expansibles han sido mixtos, la tecnología sigue evolucionando rápidamente y, hasta ahora, su aplicabilidad se ha centrado fundamentalmente en pozos horizontales que producen de yacimientos de areniscas bien seleccionadas.

Los avances tecnológicos registrados en todas las facetas del manejo de la producción de arena, predicción, prevención, vigilancia rutinaria y remediación reflejan la escala del problema y la importancia de las soluciones.

Las herramientas de modelado que predicen cuándo fallarán las areniscas prospectivas ayudan a las compañías de E&P. a encarar los problemas en el fondo el pozo, previniendo la falla de la arenisca mediante la utilización de métodos de terminación sin filtros o impidiendo la migración de la arena hacia la corriente de flujo.

Mejorar las técnicas de vigilancia rutinaria de la producción de arena y aprender a explotar mejor los datos de vigilancia rutinaria en modelos y simuladores puede constituir un enfoque más práctico.

Como sucede con otros desafíos que plantean los campos petroleros, el abordaje de los asuntos relacionados con la producción de arena requerirá la colaboración de especialistas, el desarrollo de procesos eficaces y efectivos, y la utilización correcta de las tecnologías.

La producción de hidrocarburos de yacimientos débiles es un asunto delicado porque las incógnitas superan a las certezas, pero la balanza se está inclinando a favor de la obtención de mayor producción con menos arena.

3.2 LOS EFECTOS EN LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE.

En lo referente a las facilidades de superficie, los efectos más significativos se producen en los filtros, válvulas y principalmente en los compresores instalados a lo largo de toda la línea de transporte, los cuales pueden sufrir daños considerables como consecuencia de su operación cuando hay presencia de partículas sólidas.

En el desarrollo de los anteriores puntos de este estudio, ya se han mencionado, los efectos ocasionados en tubería y en como controlarlos.

En las facilidades de superficie los efectos más relevantes se encuentran en los filtros, y los compresores los cuales pueden presentar daños cuantiosos y con respecto a la operación del gasoducto. El tipo de daño esta relacionado con las rayaduras en los pistones y cilindros de los compresores debido a la presencia de solidos, lo que obliga a parar el equipo y someterlo a mantenimiento y reparación con costos elevados y con mayor frecuencia que en otras partes del mundo.

3.2.1 Métodos de control en facilidades de superficie¹⁶

3.2.1.1 Filtros. Para controlar la presencia de solidos en estos equipos se colocar filtros de malla con el fin de atrapar la mayor cantidad de partículas sólidas provenientes de la corriente de gas.

¹⁶ Catalogo de los filtros para gas. CompAir c.o.

FIGURA 11. Filtros para los compresores.



Fuente: Catalogo de filtros. AirComp. c.o.

3.2.2. Métodos no invasivos para el control de solidos en facilidades de superficie.

3.2.2.1. Monitor de partículas sólidas.¹⁷ Con el propósito de conocer y cuantificar las partículas sólidas presentes en el sistema de gas natural, se han desarrollado herramientas tecnológicas para el control de la producción de arena el pozo.

¹⁷ Monitor de erosión y corrosión DSP de CLAMPON^{MR}.

Cuando se produce arena normalmente ocurre en baches; en grandes o pequeñas cantidades. Sin embargo, el período de tiempo de los baches puede variar por el comportamiento individual de pozo a pozo.

La producción de arena entre otros factores puede dañar el yacimiento, causar erosión, corrosión, en los equipos de superficie; esto se agrava si la velocidad de los fluidos producidos es alta como en el caso del gas.

Los factores mencionados son las razones básicas para medir la producción de arena. Usando un monitoreo eficiente con un alto grado de confiabilidad y sensibilidad los sensores son capaces de no solamente evitar corrosión-erosión o evitar dañar el yacimiento, sino también incrementar la producción de petróleo y gas.

Para este fin se utilizan sensores acústicos que permiten esta cuantificación.

El sensor acústico preferentemente se instala después de un codo de 90°. Cuando el flujo pasa por el codo, las partículas (como arena) podrán forzar tangencialmente y golpear el diámetro interior o pared de la tubería generando un pulso ultrasónico. La señal ultrasónica se transmite a través de la pared de la tubería y es recogida por el sensor acústico mismo.

3.2.2.2 Principio de operación: El principio de funcionamiento del instrumento se basa en la transmisión de señales ultrasónicas que se propagan a través del material tubular por medio de sensores de agarradera. Las señales son recibidas por un sensor y el sistema las analiza comparándolas con las señales transmitidas.

La velocidad de la señal ultrasónica transmitida está afectada por cambios en el espesor de la pared del tubo. Estos cambios son causados por factores tales

como corrosión, erosión, picaduras, etc., y éstos son los que mide el monitor (CEM)

El Monitor de Erosión y Corrosión consiste en un sensor maestro que procesa y controla todas las señales.

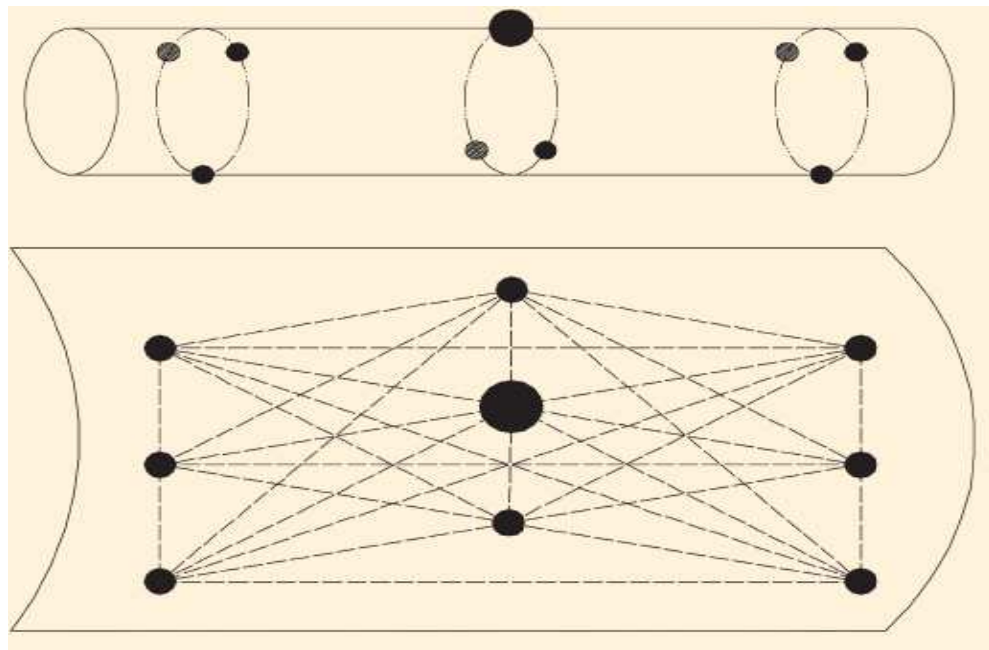
El sensor maestro se comunica con hasta seis sensores subordinados (más pequeños) amarrados a la sección de tubo seleccionada. Todos los sensores transmiten y reciben señales ultrasónicas que son controladas y procesadas por el sensor maestro.

Esto crea un modelo de información para la sección medida. Cuando las señales fueron procesadas el usuario puede extraer la información en tiempo real. El modelo de señal se exhibe en la figura 14.

Las pruebas han mostrado que el Monitor de Erosión y Corrosión es físicamente robusto y capaz de soportar cambios de la temperatura del tubo. El sistema es capaz de realizar mediciones sobre tuberías con diámetros de entre 2 y 30" para detectar cambios de 1/100 del espesor de pared a una resolución de 0.02 mm (0.00078").

El sensor detecta la energía de las partículas de arena cuando chocan en el interior de la pared de la tubería registra la producción de arena en tiempo real y transmite las señales al PC. La computadora ClampOn recoge básicamente las señales en formato ASCII y los resultados de las mediciones son presentados en unidades de campo por el usuario en un Programa de Windows. El sensor inteligente ClampOn procesa todos los datos en el sensor mismo (tecnología patentada) para tener una óptima relación señal a ruido.

FIGURA 12. Monitor de partículas.



Fuente: Catalogo CLAMPON^{MR}.

La ventana del informe da al usuario información cuantitativa de cuanto arena se produjo en g/s, minutos u horas. Más allá, el usuario tiene posibilidades de diferentes tendencias de la exhibición, máximo y mínimo de producción de arena en un período de tiempo. Se pueden guardar datos señalados hasta un año.

Se pueden transcribir los resultados a Microsoft Excel y se puede imprimir fácilmente fuera del software por el usuario cuando lo requiera.

3.2.2.3. Ventajas del equipo de monitoreo de partículas

- Fácil movimiento de una línea del flujo a otra.
- El sensor no es “afectado” por el régimen de flujo
- Los Sensores son extremadamente sensibles y robustos
- El procesamiento inteligente mejora la relación señal/ arena
- El sensor detecta partículas hasta 9 micrones en líquidos
- Comunicación de dos lados (software interactivo)
- Rango operativo de temperatura normal es de -40° C a 225° C
- Instalado sin perforar, soldar, o caída de presión
- Instalación rápida y económica y fácil desmontaje
- Poco mantenimiento, por no tener partes movibles.
- Ninguna pérdida de producción durante instalación
- Menos horas- hombre necesarias para su instalación
- Optimización de la producción
- Comunicación digital entre el campo y la computadora (Opción 4-20mA)
- Tiempo corto de entrega de datos, software basado en Windows™

3.2.2.4 Sensibilidad del equipo: La sensibilidad del sistema DSP de ClampOn depende de la velocidad del flujo. La cantidad mínima típica que se puede trazar es de 0.5 m/seg., la cantidad de arena que se puede medir a diferentes rangos de velocidad se refleja en la tabla 13.

Tabla 13. Velocidad de partícula vs. Cantidad de arena.

Velocidad (m/seg.)	Cantidad de arena (gr. /seg.)
2	0.083
5	0.031
10	0.011
15	0.005
20	0.001

Fuente: Catalogo CLAMPON^{MR.}

El rango de tamaño de las partículas dependiendo del tipo de fluido es:

Tabla 14. Tipo de fluido y tamaño de partícula.

Tipo de fluido	Tamaño de partícula μm
Gas	15 a 1500
Petróleo / gas	25 a 1500

Fuente: Catalogo CLAMPON^{MR.}

El rango principal es de 100 a 125 μm .

3.3 LOS EFECTOS CAUSADOS EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE.

La Corrosión por erosión se presenta cuando la velocidad del gas supera la velocidad crítica, que se define como el punto en el cual la velocidad del fluido remueve inhibidores filmicos y deja desprotegida la tubería de los efectos corrosivos.

En lo referente a los efectos del arrastre de solidos por tubería, la corrosión y la abrasión son los efectos mas relevantes para este estudio.

A nivel mundial, la corrosión y abrasión interior de la tubería acero utilizada en la industria de los hidrocarburos, representa un problema difícil y costoso de resolver, ocasionando fugas y cuantiosos daños a instalaciones y al medio ambiente.

Los efectos causados por las partículas sólidas en el sistema de transporte de gas natural, son desastrosos y en muchos casos pueden parar las operaciones de transporte del gas y colapsar las líneas de conducción del gas.

El desgaste de la tubería de transporte debido a la presencia de solidos es inevitable, y tiene dos causas principales:

- La abrasión mecánica debido al choque continuo de partículas sólidas con la pared del tubo.
- La corrosión electroquímica debido a la diferencia de potencial entre la tubería y algunos componentes del gas transportado.

La abrasión mecánica de las tuberías, tiene su origen en la formación de esfuerzos por fricciones locales altas en la pared del tubo, causado por el

incesante impacto sobre esta de las partículas que con alta energía cinética chocan erosionando la superficie.

Las variables que influyen en la abrasividad del flujo de partículas sólidas en la corriente del gas natural son:

- Tamaño y forma de las partículas.
- Dureza
- Densidad.
- Velocidades.
- Características mecánicas y geométricas de las líneas.

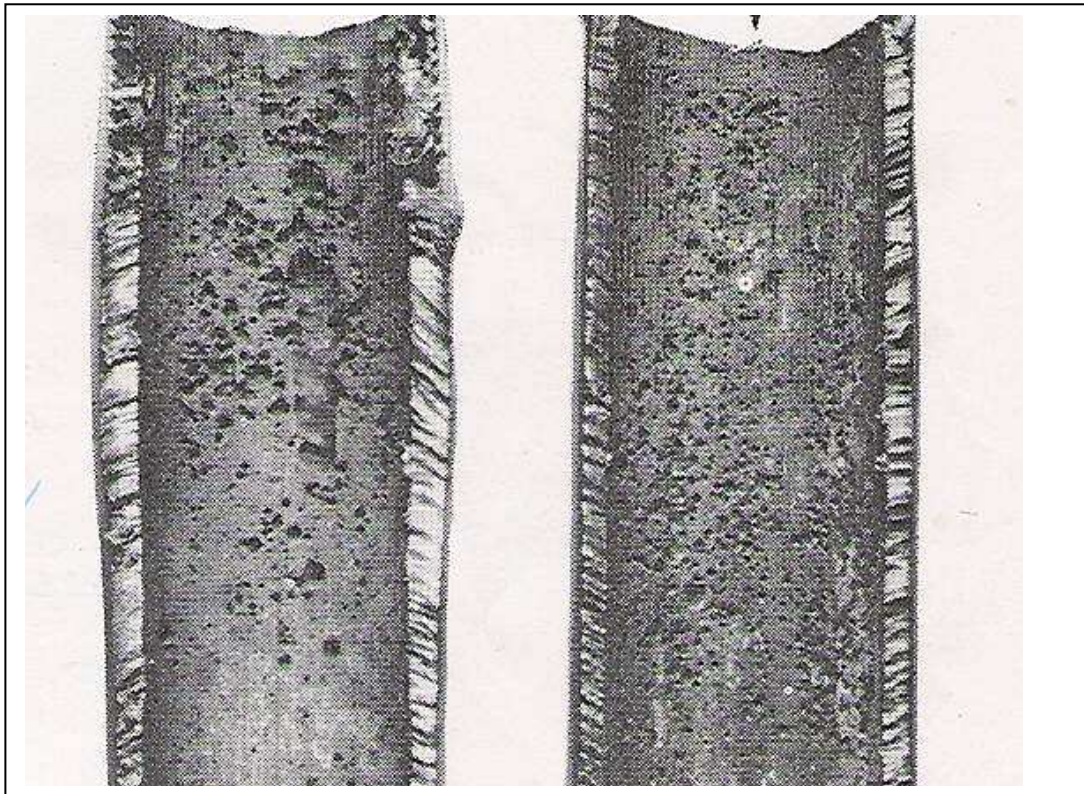
De todas estas variables, las que requieren de mayor control en un sistema dado son: la velocidad media de la mezcla y los cambios bruscos en la dirección del flujo.

La corrosión por erosión, generalmente tiene la apariencia de picaduras poco profundas de fondo terso y el ataque puede presentar también una distribución direccional debido al camino seguido por el agente agresivo, en el caso particular, las partículas sólidas que son arrastradas por la corriente del gas, cuando se mueve sobre la superficie del metal.¹⁸

La compañía ECOGAS, ha expresado que las velocidades de flujo a las cuales son operados los gasoductos colombianos, no alcanzan valores de velocidad crítica, por lo cual el fenómeno de desgaste por abrasión de la tubería de transporte no se presenta en la red nacional de gasoductos.

¹⁸ Transporte Hidráulico de Solidos. PDF .INTERNET

FIGURA 13. Tubería erosionada por los solidos.



Fuente: Corrosión in oil and gas well. 2002.

3.3.1 Métodos de control de partículas sólidas en el sistema de transporte.

Para controlar los efectos que las partículas sólidas causan sobre la tubería de transporte del gas natural se utilizan métodos muy conocidos en la industria del gas como son los sistemas de filtración y el uso de tubería de recubrimiento interno.

3.3.1.1 Sistemas de filtración. Los filtros se usan para proteger los equipos y la tubería de polvos o solidos que provienen de los procesos de oxidación del hierro y de las arenas que provienen de los campos de producción, lo que hace necesario remover estas partículas sin grandes pérdidas de presión.

El elemento filtrante esta constituido de una tela de fieltro, de poliéster o de fibra de vidrio en forma de cartucho, alrededor de un soporte metálico.

Algunos fabricantes garantizan que estos cartuchos remueven el 100% de las partículas mayores de 3 micrones y el 99.5 % de las partículas de 3 micrones.

3.3.1.2 Criterios para la selección de filtros. La eficiencia de remoción de partículas sólidas se ve disminuida cuando la tasa de flujo es baja.

- La formación de una capa de material sólido sobre la superficie del elemento filtrante incrementa la eficiencia de la recolección de polvo pero también incrementa la presión.
- La capacidad del filtro depende de la presión de operación y de la caída de presión permisible.
- El filtro de gas debe disponer de tapas especiales de apertura rápida para poder cambiar el elemento filtrante.
- El filtro debe disponer de una sección para la recolección de condensados presentes en el gas.
- El filtro debe tener los siguientes accesorios :
 1. Venteo o válvula de seguridad.
 2. Indicador de presión diferencial.
 3. Drenaje de acuerdo a la capacidad.
 4. Otros elementos que sean necesarios para su operación.

3.3.1.3 Tipos de filtros para gas natural. Entre los filtros que generalmente se encuentran en el mercado tenemos:

- Filtro vertical.
- Filtro horizontal.
- Filtro acumulador de líquido independiente.

3.3.2 Tubería con revestimiento interno.¹⁹ El sistema de encamisado interno de polietileno de alta densidad ofrece una solución eficaz, económica y permanente al problema de la corrosión y abrasión interior.

Este novedoso sistema utiliza una camisa de polietileno de alta densidad la cual es químicamente inerte a la mayoría de productos corrosivos que se manejan en la industria petrolera.

El sistema se instala in-situ a ductos de aceros nuevos o existentes lo cual elimina excavaciones, problemas de afectaciones y daños al derecho de vía.

El sistema ofrece una barrera lisa, hermética y permanente entre el acero y el medio corrosivo o abrasivo. Adicionalmente, el sistema garantiza una protección anticorrosiva confiable y permanente a través de puntos de monitoreo con los cuales se certifica, en todo momento, la integridad del encamisado y la protección que este le da al acero.

¹⁹UNITED PIPELINE SYSTEMS, INC. Procedimiento técnico del sistema de encamisado tite-liner para la protección anticorrosiva y antiabrasiva de ductos de acero para el transporte de productos petroleros y mineros.

FIGURA 14. Tubería con revestimiento interno.



Fuente: UNITED PIPELINE SYSTEMS, INC.

3.2.2.1 Operación. Durante la operación del ducto, se deben observar ciertos parámetros operativos para asegurar la larga vida de la instalación.

Aunque el sistema ofrece una protección anticorrosiva confiable y permanente, las especificaciones operativas que se presentan a continuación deberán observarse al pie de la letra para garantizar un desempeño correcto del sistema y evitar problemas en la integridad del encamisado:

A. Temperatura de operación:

- ✓ El sistema debe operar a las temperaturas para las que fue diseñado (dependiendo el material del encamisado).

- ✓ Polietileno de alta densidad: 65°C cuando se trata de crudo, gas o productos refinados y 80°C al tratarse de agua (salada o de proceso).

B. Limpieza:

Para la limpieza de la tubería, se pueden correr marranos de limpieza a base de copas de hule o poliuretano o diablos tipo polypig.

C. Válvulas de monitoreo:

Es importante notar que en el caso de ductos manejando gas, se observara una ligera permeación de gas a través de las válvulas de monitoreo lo cual es perfectamente normal.

Esto ocurre dado que el polietileno de alta densidad, por sus características físicas, es ligeramente permeable al gas. Por lo tanto, se recomienda que las válvulas de monitoreo permanezcan abiertas durante la operación del ducto.

E. Paros y arranques de la línea:

Durante paros y arranques del ducto se recomienda que la presión se incremente o reduzca lentamente para no dañar el encamisado o causar un colapso por vacío.

F. Reparación de daños:

El sistema ha sido instalado en más de 6,000 kilómetros de ductos alrededor del mundo y cuenta con un historial de más de una década de instalaciones que prueban su eficacia como el mejor sistema de protección anticorrosiva interior para ductos.

Cuando el sistema opera dentro de los parámetros para el que fue diseñado no debe de presentar ningún problema o falla a lo largo de su vida de servicio.

En el remoto caso que llegara a ocurrir algún daño exterior o interior al ducto, el encamisado puede ser reparado o reemplazado de manera rápida y con un mínimo de afectaciones (dependiendo de las condiciones de la falla).

4. ASPECTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACION DE PARTICULAS SOLIDAS PRESENTES EN GASODUCTOS.

El estudio de los sólidos presentes en el gasoducto BALLENA-BARRANCABERMEJA, se basará en una metodología experimental establecida en el proyecto “Caracterización de los sólidos encontrados en un gasoducto colombiano, que afecta la producción, transporte y uso del gas natural” realizado por ZARITH PACHON CONTRERAS en el año 1999.

4.1 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Esta metodología fue propuesta para el estudio y caracterización de los sólidos encontrados en sistemas de transporte de gas natural y se puede aplicar mediante la validación de sus etapas en cualquier gasoducto que presente este tipo de fenómeno.

4.1.1 Definición de los puntos de muestreo. Los puntos de muestreo establecidos son todas aquellas zonas donde se tiene acceso a sólidos como separadores, trampas y filtros.

4.1.2 Muestreo. Se establecieron grupos de personal capacitado en dicha labor para desplazarse a cada punto de muestreo y hacer la respectiva recolección de la muestra.

4.1.3 Distribución de muestras entre laboratorios. Las muestras recolectadas de agua y sólidos fueron enviadas a laboratorios especializados en el análisis de este tipo de materiales.

4.1.4 Análisis fisicoquímico de las aguas. La determinación de los parámetros de las muestras de agua, se basó en el procedimiento indicado por el INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO API para el análisis de agua de formación.

Dichos parámetros corresponden a:

- pH.
- Resistividad.
- Concentración en ppm de H₂.
- Concentración en ppm de O₂ disuelto.
- Concentración de Iones bicarbonato y carbonato (HCO y CO)

En el laboratorio se determinaron las concentraciones de los cationes (sodio, potasio, calcio, magnesio, hierro y bario) y otros aniones (cloruro y sulfato).

4.1.5 Granulometría. La granulometría fue realizada para conocer los rangos de tamaños de partícula que conforman los sólidos recogidos en las estaciones y trampas. Para este propósito utilizaron tamices de malla. Posteriormente se determinó el peso de cada fracción de muestra por tamaño de malla.

4.1.6 Descripción física de las fracciones. A cada una de las muestras de partículas sólidas separadas por tamizado se le hizo una descripción física como paso previo al análisis instrumental.

4.1.7 Análisis de microscopía electrónica de barrido equipada con detector de rayos x de dispersión de energía (SEM-EDX). Este análisis permite establecer la composición elemental de cada muestra, lo cual ayuda en la determinación de la fuente de emisión del material objeto de estudio.

4.1.8 Análisis petrológico. El análisis se realizó con un microscopio óptico de transmisión, en el cual el geólogo clasifica los minerales presentes, con base en sus propiedades ópticas.

4.1.9 Análisis DRX de fracciones sólidas. El análisis de difracción de rayos X, proporciona información sobre las fases cristalinas presentes en los sólidos.

4.1.10 Análisis cuantitativo de los elementos más representativos. Del análisis elemental obtenido por SEM-EDX, se seleccionaron los elementos más representativos, ya sea por su abundancia o porque representan algún compuesto de particular importancia, con el fin de cuantificarlo mediante espectrofotometría de absorción atómica.

4.1.11 Corrosión agresividad del agua. Teniendo en cuenta que la corrosión constituye una de las posibles fuentes de los sólidos, se procedió a realizar pruebas electroquímicas mediante la aplicación de corriente directa, con un equipo computarizado, para calcular las velocidades de corrosión del acero al carbono expuesto al agua tomada en los separadores.

4.2 METODOLOGÍA PROPUESTA

Teniendo en cuenta la existencia de la anterior metodología desarrollada en un gasoducto colombiano, nos permitimos proponer la siguiente metodología para el muestreo y caracterización de los sólidos presentes en el gasoducto BALLENA-BARRANCABERMEJA.

4.2.1 Definición de los puntos de muestreo. Considerando el diagrama de facilidades de superficie en las plataformas CHUCHUPA A y CHUCHUPA B (costa afuera) y en el campo BALLENA (continental), al igual que el trazado del gasoducto BALLENA–BARRANCABERMEJA, se establecerán como puntos de muestreo todas aquellas zonas donde se tenga acceso al material sólido tales como trampas de arena, separadores, estaciones compresoras, estaciones de envío y recepción de raspadores (marranos) y filtros. Además es necesario tomar una muestra de agua en la planta deshidratadora para su correspondiente análisis físico-químico.

De esta manera los puntos definidos pueden ser los siguientes:

- Trampas de arena: localizadas en las facilidades de superficie.
- Separadores: ubicados en las facilidades de producción
- Planta deshidratadora
- Estaciones o trampas de recepción de raspadores (marrano): los cuales arrastran los sólidos encontrados en un tramo específico.
- Filtros: ubicados antes de cada planta compresora y en la planta deshidratadora.

4.2.2 Muestreo. Debido a la extensión y complejidad de los sistemas de producción y transporte del gas Guajira, se recomienda constituir grupos de personal capacitado y acreditado para desplazarse a cada punto y hacer la respectiva toma de la muestra.

Se recomienda recolectar muestra y contra-muestra de sólidos y de agua en cada punto de muestreo establecido.

4.2.3 Distribución de muestras entre laboratorios. El procedimiento recomendado para el análisis correspondiente a cada muestra y contra-muestra, consiste en enviar el material recolectado directamente a los laboratorios de Aguas y Suelos, Microscopía Electrónica (SEM), Difracción de Rayos X y Petrología de un laboratorio especializado y certificado en el manejo y análisis de este tipo de material sólido recolectado, para este caso de estudio se recomienda contratar los servicios del INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO ICP con sede en PIEDECUESTA SANTANDER, ya que este centro de investigación es reconocido a nivel internacional por contar con la suficiente tecnología y personal especializados en el análisis de los procesos relacionados a la industria de hidrocarburos.

4.2.4 Análisis fisicoquímico de las aguas. El INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO API recomienda el análisis de los siguientes parámetros comúnmente encontrados en el agua de formación

- Acidez o alcalinidad del agua (ph).
- Resistividad del agua.
- Concentración de Hidrógeno H₂.

- Concentración de Oxígeno O₂ disuelto.
- Concentración de Iones bicarbonato y carbonato.

Estos parámetros se determinan al momento de tomar la respectiva muestra de agua.

En el laboratorio se determinaran las concentraciones de los cationes y otros aniones.

4.2.5 Granulometría. El procedimiento recomendado para el análisis granulométrico de las muestras de material sólido consiste en la utilización de mallas de diferente tamaño. Determinando el peso total de la muestra y el peso de cada fracción de muestra separada por la acción de tamizado.

4.2.6 Análisis de microscopia electrónica de barrido equipada con detector de rayos x de dispersión de energía (SEM-EDX). Mediante la aplicación de esta técnica de análisis de partículas sólidas se puede establecer la composición elemental de cada muestra analizada, con lo cual se puede determinar el origen o procedencia del material analizado, al comparar los resultados obtenidos con el estudio mineralógico del yacimiento productor del gas natural.

4.2.7 Análisis petrológico. El análisis recomendado para las muestras seleccionadas consiste en la preparación de estas en forma de secciones delgadas, luego son estudiadas con un microscopio óptico de transmisión, con el cual clasifica los minerales presentes.

4.2.8 Análisis DRX de fracciones sólidas. Como complemento del análisis SEM EDX de las fracciones sólidas se recomienda el análisis de difracción de rayos X, con el cual se obtiene información de las fases cristalinas presentes en las partículas sólidas.

4.2.9 Análisis cuantitativo de los elementos más representativos. Con el fin de establecer la cantidad de los elementos más representativos obtenidos por la aplicación del análisis SEM-EDX, se recomienda cuantificarlos por espectrofotometría de absorción atómica.

4.2.10 Corrosión agresividad del agua. Se recomienda el análisis de agresividad del agua muestreada puesto que por su composición podría producir corrosión interna de la tubería constituyendo una posible fuente de generación de los sólidos de tipo óxidos de hierro.

Mediante el análisis de la velocidad de corrosión se puede establecer el desgaste interno de la tubería en MPY.

$$MPY = \frac{534 * W}{D * A * T}$$

Donde:

W es el peso en gramos de acero al carbono perdidos.

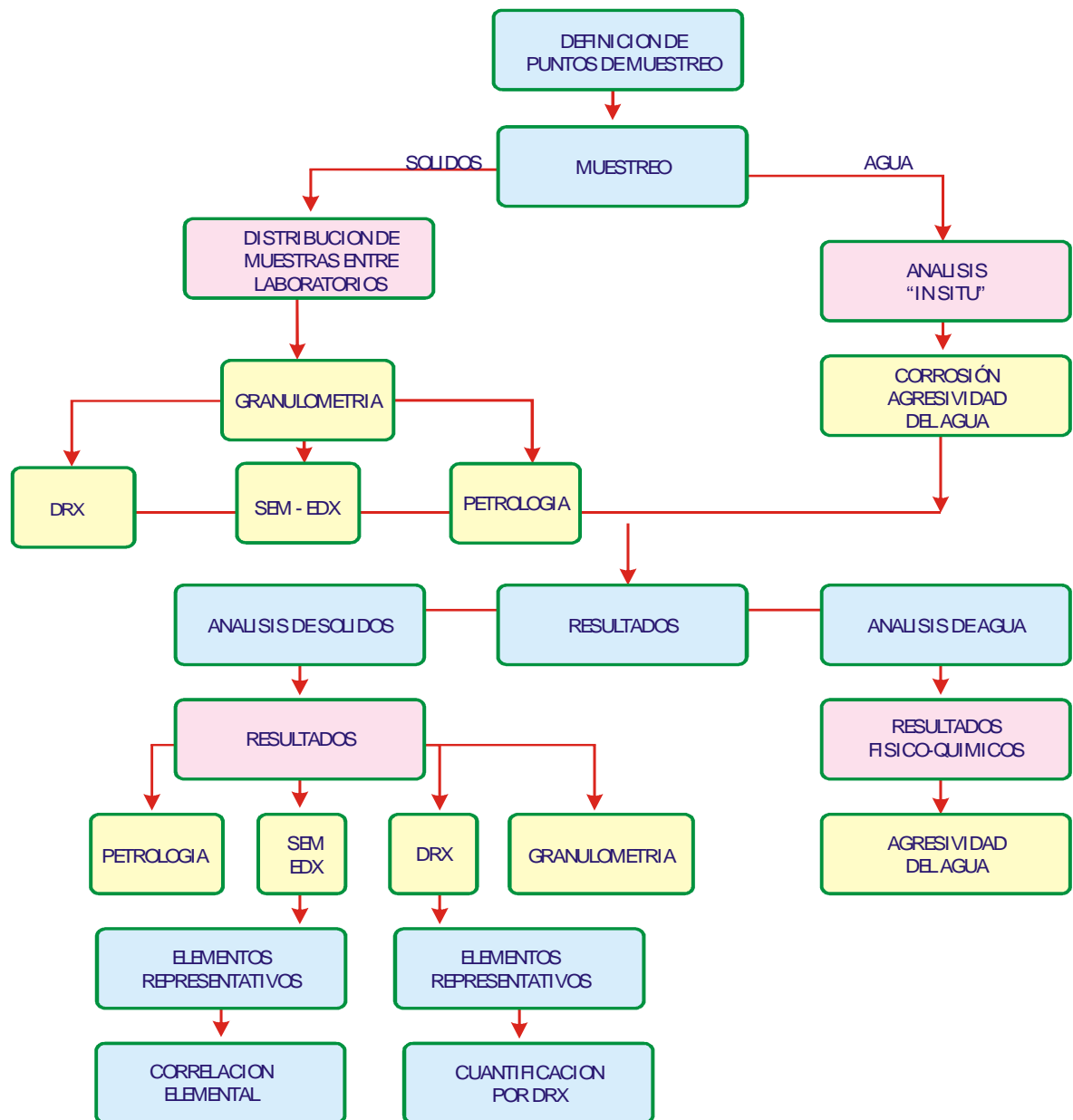
D es la densidad en gr. /CC.

A es el área afectada en in²

T es el tiempo de exposición en hrs.

En la figura 15 se presenta el esquema o diagrama de flujo de la metodología propuesta para la caracterización de las partículas sólidas encontradas en el gasoducto.

Figura N° 15. Metodología conceptual para el muestreo y caracterización de sólidos presentes en sistemas de transporte de gas natural



5. RESULTADOS

Teniendo en cuenta que el presente proyecto de grado se planteó como evaluación de la presencia de sólidos en el sistema de transporte de gas natural BALLENA-BARRANCABERMEJA, para lo cual es necesario proponer una metodología de muestreo y caracterización del material sólido encontrado en el gasoducto, la cual se desarrolló validando una metodología expuesta en un trabajo anterior ajustando la al sistema de transporte de gas natural seleccionado.

El desarrollo de la etapa experimental, no se pudo llevar a cabo debido al alto costo económico que este tipo de estudios conlleva. Por tal razón se presenta a continuación una estimación conceptual de los posibles resultados que se podrían obtener de las diferentes pruebas de laboratorio.

5.1 LABORATORIO DE AGUAS Y SUELOS

De los resultados del análisis físico-químico de las muestras de agua se establece su acidez o alcalinidad, la concentración de hidrógeno, oxígeno, cationes y aniones, con lo cual se determina el grado de agresividad al promover la corrosión.

De estos resultados se podría establecer como posible fuente de generación de partículas sólidas el fenómeno de corrosión interna de la tubería y los accesorios que componen el gasoducto.

5.1.1 Granulometría. Este estudio permite clasificar el material sólido de acuerdo al tamaño de las partículas con lo cual se determina la tendencia en su distribución mediante la descripción de las fracciones sólidas, además permite seleccionar a que tipo de análisis posterior serán sometidas las fracciones sólidas.

5.2 LABORATORIO DE PETROLOGIA

Mediante el análisis de las muestras con la técnica de secciones delgadas de las muestras de sólidos, se puede identificar los minerales presentes en la muestra observada al microscopio y compararlos con los datos de litología de la formación productora de gas natural.

5.3 LABORATORIO DE MICROSCOPIA ELECTRONICA (SEM - EDX)

La implementación del microscopio electrónico de barrido equipado con detector de rayos X permite determinar la composición elemental de las partículas analizadas, de esta manera se puede determinar la posible presencia de cuarzo, feldespatos, calcio y demás minerales u óxidos metálicos presentes en las muestras.

5.4 LABORATORIO DE DIFRACCIÓN DE RAYOS X (DRX)

Permite comprobar y cuantificar los minerales observados en el análisis petrológico y SEM-EDX, se puede determinar la cantidad de cada elemento identificado por el uso de las anteriores técnicas de análisis.

Al interpretar los resultados obtenido en los laboratorios de petrología, microscopía electrónica y difracción de rayos X, se puede establecer otra u otras posibles fuentes de generación de sólidos presentes en el flujo de gas natural transportado en el gasoducto.

Los sólidos encontrados en el gasoducto se podrían clasificar dependiendo de su origen en:

- Sólidos productos de corrosión
- Sólidos provenientes del yacimiento
- Sólidos o material foráneo proveniente de operaciones de construcción de ramales y de mantenimiento del gasoducto.

6. CONCLUSIONES

1. La comercialización de gas natural a nivel mundial se incrementado notablemente en las ultimas dos décadas, debido a que se ha multiplicado su consumo como combustible hidrocarburo no contaminante y de bajo costo.
2. El valor comercial del gas natural depende fundamentalmente de su poder calorífico, el cual es afectado por la presencia de elementos o compuestos no hidrocarburos en el gas natural.
3. Debido al incremento de explotación de yacimientos gasíferos, se han desarrollado normas de transporte de gas natural por ductos con el fin de regular el uso de los gasoductos por los diferentes productores de gas natural a nivel nacional e internacional.
4. Entre la reglamentación de transporte de gas natural analizada para este proyecto se encontró que en algunos países se permite con restricción de tamaño y concentración la presencia de sólidos en el flujo de gas natural a través del gasoducto.
5. También se observa que para sistemas de integración de líneas de transporte de gas natural a nivel continental o multinacional, se restringe por completo la presencia de partículas sólidas en el flujo de gas natural transportado.
6. Debido al tamaño milimétrico y microscópico de las partículas sólidas encontradas en los sistemas de transporte de gas natural se hace necesario el uso de tecnologías modernas de análisis de composición para determinar el origen o procedencia de estas partículas.

7. Para lograr un buen análisis de los sólidos encontrados en gasoductos se debe conocer los puntos exactos donde se puede tener acceso a este tipo de material particulado.
8. Es posible determinar de antemano la posible procedencia de las partículas sólidas encontradas en gasoductos, ya que solo hay tres fuentes posibles de procedencia: yacimiento por producción de arena, etapa de construcción por escoria de la soldadura, contaminación y suciedad en la tubería durante el transporte y tendido, y por corrosión interna de la tubería debido a la presencia de agua en exceso y/o ácidos presentes en el flujo de gas natural.
9. Los métodos tradicionales para el control de arena siguen siendo métodos confiables para este fin.
10. Los métodos de control de arena sin filtros reducen hasta en un 90% los problemas de producción de arena.
11. Para un control óptimo de las partículas sólidas en las facilidades de superficie y en la cabeza de los pozos, la tecnología de ultrasonido utilizada en el monitor de partículas ofrece una opción adecuada y accesequible para la cuantificación y posterior control de estas.

7. RECOMENDACIONES

- Desarrollar programas de monitoreo del cumplimiento de la norma de calidad del gas natural transportado por la red nacional de gasoductos.
- Establecer programas de mantenimiento del gasoducto con el objetivo de evitar el avance de corrosión interna de la tubería ya sea provocada por los componentes del gas natural o por abrasión de los sólidos.
- En cuanto a la implementación de tecnologías para caracterización de partículas sólidas, se debe tener en cuenta ante todo la disponibilidad de recursos económicos suficientes para hacer la adecuada implementación de tecnologías modernas con el fin de obtener resultados confiables.
- La integración de las diferentes técnicas de análisis de partículas sólidas presentes en gasoductos garantiza la confiabilidad de los resultados obtenidos.
- Este tipo de análisis de pruebas especializadas debe ser desarrollado por personal experto y con la suficiente experiencia, ya que de los reportes obtenidos se pueden derivar decisiones de gran impacto económico para los implicados en el control de sólidos.
- Se debe optar por la adquisición de sistemas de detección de sólidos en cabeza de pozo puesto que estos sistemas ofrecen datos confiables para el control de los sólidos en superficie.

BIBLIOGRAFIA

1. Analysis of individual environmental particles using modern methods of electron microscopy and X-ray microanalysis, A. Laskin, J.P. Cowin, M.J. Ledema, William R. Wiley Environmental Molecular Sciences Laboratory, Pacific Northwest National Laboratory, Available online 7 October 2005.
2. Boletín Informativo Clampon DSP Sistema.
3. Caracterización de Sólidos encontrados en un gasoducto colombiano. que afectan la producción, transporte y uso del gas natural. Zarith Pachon Contreras, tesis de grado Universidad Industrial de Santander, 1999.
4. Catalogo de los filtros para gas. CompAir c.o.
5. Catalogo Micrometrics Instrument Corporation, the science and technology of small particles. USA, WWW. micrometrics.com
6. Desgaste en recubrimientos duros en el transporte neumático de hierro de reducción directa. CIENCIA UANL / VOL. VII, No. 2, ABRIL-JUNIO 2004

7. Diplomado de Transporte y Distribución de Gas. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Junio, 2000.
8. Effect of particle concentration on erosion rate of mild steel bends in a pneumatic conveyor T. Deng, A.R. Chaudhry, M Patel, I. Hutchings and M.S.A. Bradley.
9. Gas Quality Public Nov 2003. UK.
10. Geochemical classifications of terrigenous sands and shale from core or log data: Herron, M.M., J. Sed. Petrol., v. 58, p. 820-82, 1988.
11. <http://www.ecogas.com.co/>
12. Integrated Approach to Sand Control Delivers Zero Sand SPE 81034
13. Los minerales de arcilla y la difracción de rayos X. Benavides C.C. Instituto Colombiano del Petróleo.

14. Método Combinado de Estimulación y Control De la Arena. OILFIEL REVIEW OTOÑO 2002.
15. Métodos de control de la producción de arena sin filtros. OILFIEL REVIEW VERANO 2003.
16. Métodos de difracción de rayos X. Bermúdez Polonio J. Madrid.
17. Monitor de erosión y corrosión DSP de CLAMPON^{MR}.
18. Norma Argentina Para transporte de gas. A6854.
19. NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural.
20. Observación de Cambio de rocas: Modelo Mecánico del Subsuelo. OILFIELD REVIEW OTOÑO 2003.
21. Plate tectonics and geochemical composition of sandstone: Bhatia, M.R., Journal of Geology, v. 91, p. 611-627, 1983.

22. Plate tectonics and sandstone compositions: Dickinson, W.R., and Suczek, C.A., American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 63, p. 2164-2182, 1979.

23. Pluspetrol Perú Corporación S.A.

24. Procedimiento técnico del sistema de encamisado tite-liner para la protección anticorrosiva y antiabrasiva de ductos de acero para el transporte de productos petroleros y mineros. UNITED PIPELINE SYSTEMS, INC.

25. Provenance analysis of muddy sandstone: Bangs, C. and Basu, A., 1994, Journal of Sedimentary Research, v. A64, p. 2-7.

26. Recent Advances in Granular Based Sand Control Design Operations and their Performance Evaluation. Juan J. Tovar, and Craig McKenzie Webster, Innovative Engineering Systems. SPE 97956.

27. Reglamento Técnico ANP N° 3/2001 para transporte de gas natural Brasil.

28. Reglamento Único de Transporte de Gas Natural por Redes (RUT) 2002.

29. Solving Sanding Problems using a Sand Production Management System. Case Histories Craig McK. and Juan Tovar D, SPE 56948.

30. Técnicas y aplicaciones del estudio de los sedimentos terrígenos de grano fino: procedencia y tectónica. José Luis Sánchez Zavala departamento de geología regional, instituto de geología, UNAM, Elena Centeno García departamento de geoquímica, instituto de geología, UNAM.