

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**



**EVALUACIÓN DE INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO
(CO₂) INDUSTRIAL EN ACUÍFEROS SALINOS PARA
CONTROL AMBIENTAL. CAMPO GUARIO, ÁREA MAYOR
ANACO**

**REALIZADO POR:
YAMILETH JOSEFINA RODRÍGUEZ ACOSTA**

**Trabajo Especial De Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar
Al Título De:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Maturín, Noviembre 2006

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**



**EVALUACIÓN DE INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO
(CO₂) INDUSTRIAL EN ACUÍFEROS SALINOS PARA
CONTROL AMBIENTAL. CAMPO GUARIO, ÁREA MAYOR
ANACO**

REALIZADO POR:

**YAMILETH JOSEFINA RODRÍGUEZ ACOSTA
C.I. 15.279.441**

REVISADO POR:

**Dr. Fernando Pino
Asesor Académico**

**Ing. Pedro Tineo
Co-Asesor Académico**

**Ing. Humberto Uzcátegui
Asesor Industrial**

Maturín, Noviembre 2006

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**



**EVALUACIÓN DE INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO
(CO₂) INDUSTRIAL EN ACUÍFEROS SALINOS PARA
CONTROL AMBIENTAL. CAMPO GUARIO, ÁREA MAYOR
ANACO**

REALIZADO POR:

**YAMILETH JOSEFINA RODRÍGUEZ ACOSTA
C.I. 15.279.441**

APROBADO POR:

**Ing. Hortensia Calzadilla
Jurado Principal**

**Ing. Noris Bello
Jurado principal**

**Dr. Fernando Pino
Asesor Académico**

**Ing. Pedro Tineo
Co-Asesor Académico**

Maturín, Noviembre 2006

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 44 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso por brindarme la oportunidad de estar viva, proporcionándome salud, fortaleza y sabiduría para lograr alcanzar una de las metas anheladas, por ser mi guardián en este camino tan difícil que es la vida, siendo mi único confidente en los momentos de éxitos y fracasos. Gracias Señor.

A mis padres Yaritza y Miguel los seres más especiales que la vida me ha regalado, que con sus enseñanzas, consejos y buenos ejemplos me inculcaron principios y valores morales, ético y de responsabilidad que todo ser humano debe poseer, haciendo de mi una persona con un gran sentido de humildad y útil a la sociedad; por sus esfuerzos y sacrificios para poder culminar esta carrera profesional y por la confianza depositada en mi; soy la persona más privilegiada por ser su hija, ustedes son mi fuente de inspiración en todas las cosas a emprender. Que Dios me los bendiga. ¡Los Amo!

A mi Tía Mirna mi segunda madre, por su cariño y apoyo incondicional a lo largo de mi etapa estudiantil, por estar siempre pendiente cuando las cosas no estaban saliendo bien y permitirme desarrollar una infancia feliz con bonitos recuerdos.

A mi abuelo Ramón por su espíritu de lucha y constancia, dejando en mí un buen aprendizaje de que las cosas realizadas con amor siempre darán buenos frutos.

A mis hermanos Luis, Miguel y Marianny por compartir tantos momentos de alegría, felicidad, rabia, aguantar todos mis arranques y siempre estar allí apoyándome, espero que esta meta alcanzada le sirva de ejemplo para cumplir todos

sus sueños, no le pongan límites. Los quiero muchísimo, que Dios me los cuide y proteja.

*A mi amiga **Mayerlín Gutiérrez** por la ayuda para realizar mis pasantías en PDVSA.*

AGRADECIMIENTO

A Dios por estar siempre allí y permitirme culminar con satisfacción esta meta soñada, que con fé y amor todo es posible.

A mis padres por su amor, dedicación, apoyo, por cuidarme y estar siempre conmigo, sin ustedes no hubiese sido la persona que hoy soy.

A toda mi familia especialmente a mis tías Mirna, Reina, Meri y Lalila; mis tíos Oswaldo, Enrique, Alexis, Ramón y Sigifredo y a mis primas Adriana y Cecilia, gracias por su cariño y apoyo brindado en todo momento.

A la gran casa de estudio, la universidad de Oriente Núcleo Monagas, por abrirme las puertas para iniciar mi carrera universitaria y consumir mi más grande sueño; a todos los profesores quienes día a día transmitieron todos sus conocimientos en pro de mi formación profesional.

A mis amigos y compañeros de clases especialmente a Luisana, María, Mayerlin, Mayerlin Andreina, Aracelis y Audimar por los momentos de alegría, tristeza, stress compartidos a lo largo de nuestra carrera universitaria, por las palabras de animo y sobre toda las cosas por estar presente en situaciones de mi vida no tan agradables, saben que ocupan un lugar muy especial en mi corazón, espero que la amistad entre nosotras perdure por siempre.

A mi amigo Humberto J Uzcátegui por la amistad sincera hacia mi persona y por su ayuda en los inicios de las pasantías, estando siempre a la orden para cualquier cosa que necesitaba. Muchas gracias.

A mi asesor industrial Ing Humberto Uzcátegui por la ayuda, guía y consejos en la realización de este proyecto.

A mis asesores académicos Dr Fernando Pino e Ing Pedro Tineo por la disponibilidad de asesorarme de manera desinteresada y los conocimientos y experiencia impartidos para finalizar con éxito este trabajo de grado. Muy agradecida con ustedes.

A los geólogos Justo Hernández, Rafael Puerta y Hugo Pérez por suministrar todos sus conocimientos y facilitarme las herramientas indispensables para el cumplimiento de los objetivos propuesto y por la amistad que surgió entre nosotros.

Al ingeniero de yacimiento Richard Domínguez por su orientación y ser el eje fundamental para llevar a cabo esta tarea, sin usted no hubiese sido posible la culminación de este proyecto. Mil gracias.

Al departamento de Perforación de PDVSA GAS ANACO en especial a los ingenieros: Héctor Rodríguez, Edgar Guzmán, Eduardo Cabello, Víctor Campo, Niurka Sarti, Luis Lucero, Francisco Carrera, Frank Martínez, Maximiliano Medina, Giovanni Morantes, Juan Carlos Mejias, Hermides Vicierra y Jhonles Morales quienes aportaron toda su colaboración y ayuda en la realización del proyecto y por hacerme sentir parte del equipo de trabajo.

A todo el departamento de tratamiento químico especialmente a la ingeniera Betitza González por la calidad humana y profesional que la caracteriza y por estar pendiente durante el desarrollo de mis pasantías y a la ingeniera Elizabeth Fuente de la empresa LIPESA por prestar la colaboración para efectuar los análisis de aguas.

Al Ingeniero Gustavo Ordóñez por preocuparse y dedicar una parte de su tiempo a la revisión del proyecto y saber como marchaban las cosas. Le estaré agradecida.

A mis compañeros de tesis: Eduardo Querecuto, Gorky Malave, Pedro Guzmán, Luis Avile, Juan Carlos, Ronald, Eduardo, Fabián, Aldrin Totesout, Yuli, Dariana García, Zorandri Lugo y Clarihec Rodríguez, por todos los momentos agradables que compartimos, por hacer que mi estadía fuera más amena y ofrecerme la oportunidad de conocer nuevas amistades, siempre los recordaré.

A todas aquellas personas que aportaron su granito de arena en la elaboración de este trabajo de grado.

*Muchas gracias
Yamileth J Rodríguez Acosta*

CONTENIDO

RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO	vii
CONTENIDO	x
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE GRÁFICOS	xv
LISTA DE TABLAS	xvi
RESUMEN.....	xvii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
1.2.1 Objetivo General	5
1.2.2 Objetivos Específicos.....	5
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
CAPÍTULO II	7
MARCO TEÓRICO	7
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	7
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO	9
2.2.1 Ubicación Geográfica Y Descripción Del Distrito Gas Anaco.....	9
2.2.2 Características Generales Del Área Mayor De Anaco (A.M.A).....	11
2.2.2.1 Ubicación Geográfica.....	11
2.2.2.2 Geología Estructural	11
2.2.2.3 Acumulaciones Del Área	12
2.3 BASES TEÓRICAS.....	12
2.3.1. Dióxido De Carbono	13
2.3.1.1 Origen Del Dióxido De Carbono	13
2.3.1.2 Propiedades Físicas Y Químicas Del Dióxido De Carbono	14
2.3.1.3 Fases Del CO ₂	14
2.3.2 Acuíferos	15
2.3.2.1 Clasificación De Los Acuíferos	16
2.3.3 Entrampamiento Geológico De CO ₂ Para Minimizar El Calentamiento Global.....	17
2.3.3.1 Procesos Para El Entrampamiento Del CO ₂	17
2.3.4 Carbonatos Y Bicarbonatos	27
2.3.4.1 Carbonatación	27
2.3.5 Petrofísica.....	28
2.3.5.1 Parámetros Petrofísicos Y/O Propiedades De Las Rocas	28
2.3.6 Características Físicas Y Químicas De Las Aguas	29
2.3.6.1 Dureza Del Agua.....	29

2.3.6.2 Contenido De Iones Sodio Na ⁺	31
2.3.6.3 Hierro Total	31
2.3.6.4 Alcalinidad Y Ph	31
2.3.6.5 Conductividad Eléctrica	33
2.3.6.6 Índice De Langelier	33
2.3.7 Solubilidad	34
2.3.7.1 Constante De Solubilidad (Kps).....	35
2.3.7.2 Efecto De La Temperatura Y La Presión En La Solubilidad De Sólidos Y Gases	35
2.3.7.3 Determinación De La Solubilidad De Un Gas En Agua.....	36
2.3.8 Análisis Nodal.....	36
2.3.8.1 Ubicación De Los Nodos En Los Pozos Inyectores.....	37
2.3.8.2 Pozos De Inyección De Gas	37
2.3.9 Aspectos Medioambientales.....	40
2.3.9.1 El CO ₂ Y El Clima	41
2.3.9.2 Efecto Invernadero	42
2.3.9.3 Relación Entre El Efecto Invernadero Y El Calentamiento Global	43
2.3.9.4 El Dióxido De Carbono Como Contaminante Atmosférico	45
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	46
CAPÍTULO III.....	49
MARCO METODOLÓGICO.....	49
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	49
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	49
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	50
3.3.1 Población.....	50
3.3.2 Muestra.....	50
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	51
3.4.1 Etapa I. Descripción De Las Tecnologías De Separación Del CO ₂	51
3.4.2 Etapa II. Selección De Pozos Inactivos Del Campo Guarío Candidatos A La Inyección De CO ₂	51
3.4.3 Etapa III. Caracterización Físico-Química De Las Aguas De Los Acuíferos	52
3.4.4 Etapa IV. Determinación De Los Parámetros Petrofísicos De Los Acuíferos	54
3.4.4.1 Cálculos de los parámetros petrofísicos.....	55
3.4.5 Etapa V. Determinación De Las Reacciones Químicas Entre El Fluido Del Acuífero, El CO ₂ Y Los Minerales De La Roca	60
3.4.6 Etapa VI. Estimación De La Tasa De Inyección De CO ₂	63
3.4.6.1 Diagramas Mecánicos Propuestos De Los Pozos Candidatos	64
3.4.6.2 Estimación De La Presión De Fractura.....	64
3.5. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS EMPLEADAS EN LA RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	65
3.5.1. Técnicas.....	65

3.5.2 Instrumentos.....	66
3.5.2.1 Centinela (Centro De Información Del Negocio Petrolero)	66
3.5.2.2 Hojas De Cálculos.....	67
3.5.2.3 Simde (Sistema Manejo De Documentos Electrónicos).....	67
3.5.2.4 Sigemap (Sistema De Generación De Mapas).....	68
3.5.2.5 Ensayos De Laboratorio.....	68
3.5.2.6 Simulador Pipesim 2003	69
CAPÍTULO IV	71
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	71
4.1 DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE SEPARACIÓN DEL CO ₂ ...	71
4.1.1 Adsorción	72
4.1.2 Absorción	73
4.1.2.1 Absorción Química	74
4.1.2.2 Absorción Física	79
4.1.3 Criogénica	82
4.1.4 Membranas.....	82
4.1.4.1 Ventajas Y Desventajas De Las Membranas	85
4.1.4.2 Descripción Del Proceso De Membranas	86
4.1.5 Condensación	87
4.2 SELECCIÓN DE LOS ACUÍFEROS SALINOS DE POZOS INACTIVOS DEL CAMPO GUARIO CANDIDATOS A LA INYECCIÓN DE CO ₂	88
4.2.1 Pozo G-29	97
4.2.2 Pozo G-35	98
4.3 CARACTERIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS FÍSICOQUÍMICOS DE LAS AGUAS DE LAS ARENAS DE LOS POZOS APTOS PARA LA INYECCIÓN A TRAVÉS DE PRUEBAS DE LABORATORIOS A LAS ARENAS DE AGUA DE POZOS ACTIVOS CERCANOS A LOS CANDIDATOS.....	100
4.4 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS	105
4.5 DETERMINACIÓN DE LAS REACCIONES EXISTENTES ENTRE EL FLUIDO DEL ACUÍFERO, EL CO ₂ Y LOS MINERALES DE LA ROCA	108
4.6 ESTIMACIÓN DE LA TASA DE INYECCIÓN DE CO ₂ CONSIDERANDO EL USO DEL PROGRAMA PIPESIM 2003	111
CAPÍTULO V.....	118
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	118
5.1 CONCLUSIONES	118
5.2 RECOMENDACIONES	119
BIBLIOGRAFÍA.....	121

APÉNDICES.....	124
APÉNDICE “A”.....	125
ENSAYOS PARA LA DETERMINACIÓN DE: ALCALINIDAD, DUREZA TOTAL Y CALCICA, pH, HIERRO TOTAL, CALCIO Y MAGNESIO EN EL AGUA.....	125
<i>2P – T</i>	128
APÉNDICE “B”.....	135
INFORMACIÓN DE POZOS VECINOS A LOS POZOS SELECCIONADOS PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA. ECUACIONES USADAS EN EL CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	135
APÉNDICE “C”.....	141
LEYENDA DE LOS ESTADOS DE LOS POZOS INACTIVOS COORDENADAS NORTE Y ESTE DE LA PLANTA DE EXTRACCIÓN DE SAN JOAQUÍN Y DE LOS POZOS VECINOS CON SUS RESPECTIVAS DISTANCIAS.....	141
APÉNDICE “D”.....	143
ESPEORES, PROFUNDIDADES E INTERPRETACIONES DE LAS ARENAS DE LOS POZOS DEL CAMPO GUARIO EMPLEADOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS.....	143
APÉNDICE “E”.....	152
UBICACIÓN DE LOS POZOS G-29 Y G-35 DE LAS ARENAS NAE1 Y NAC2 PERTENECIENTE A LOS YACIMIENTOS JM-38 Y G-09.....	152
APÉNDICE F.....	155
DIAGRAMAS MECÁNICOS PROPUESTO DE LOS POZOS G-29 Y G-35 DATOS BÁSICOS DE LOS POZOS G-29 Y G-35 UTILIZADOS EN EL SIMULADOR PIPESIM.....	155
Datos del pozo G-29 (Arena NAE1, Yac JM 38).....	158
APÉNDICE G.....	161
RESUMEN DEL PROYECTO “ESTUDIO DE RECUPERACIÓN Y TRANSPORTE DE CO₂ “.....	161

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO II	7
MARCO TEÓRICO	7
Figura N° 2.1. Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco.	10
Figura N° 2.2. Ubicación Geográfica del Área Mayor de Anaco.	11
Figura N° 2.3 Fases del CO ₂	15
Figura N° 2.4 Acuífero libre y acuífero confinado	16
Figura N° 2.5 Captura por post-combustión.	18
Figura N° 2.6 Captura por pre-combustión.....	21
Figura N° 2.7 Proceso de inyección de CO ₂	26
Figura N° 2.8 Relación de los carbonatos y bicarbonatos con respecto al pH.	32
Figura N° 2.9. Comportamiento de inyección de un Pozo Inyector de gas.	39
Figura N° 2.10 Incremento en la concentración de CO ₂ atmosférico.	41
Figura N° 2.11 Presentación de algunos gases del Efecto Invernadero.	43
CAPÍTULO IV	71
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	71
Figura N° 4.1 Tecnologías de Separación del CO ₂	72
Figura N° 4.2 Proceso de absorción química.	75
Figura N° 4.3 Membranas de separación de gases.....	83
Figura N° 4.4. Membranas de absorción de gases.	84
Figura N° 4.5. Proceso de membranas.	86
Figura N° 4.6 Ubicación de la Planta de Extracción de San Joaquín y la distancia a sus pozos vecinos.	92
Figura N° 4.7 Diagrama Actual del Pozo G-29.	98
Figura N° 4.8 Diagrama Actual del Pozo G-35.....	99
Figura N° 4.9 Resultados del Análisis Nodal Corrido al Pozo G-29.	113
Figura N° 4.10 Resultados del Análisis Nodal Corrido al Pozo G-35.	116

LISTA DE GRÁFICOS

CAPÍTULO IV	71
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	71
Gráfica N° 4.1 Principales parámetros fisicoquímicos de la arena NAC2.....	102
Gráfica N° 4.2 Principales parámetros fisicoquímicos de la arena NAE1.....	103

LISTA DE TABLAS

CAPÍTULO II	7
MARCO TEÓRICO	7
Tabla N° 2.1 Propiedades físicas y químicas del Dióxido de Carbono.....	14
Tabla N° 2.2 Rango de estimaciones para el potencial de almacenamiento global de CO ₂	25
Tabla N° 2.3. Tipos de agua en términos al grado de dureza.	30
Tabla N° 2.4 Composición química atmosférica.....	44
Tabla N° 2.5 Incrementos de distintos gases en la atmósfera.	45
CAPÍTULO IV	71
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	71
Tabla N° 4.1 Tabla comparativa de las diferentes aminas empleadas en la absorción Química.	78
Tabla N° 4.2 Pozos inactivos del Campo Guarío y su estado actual.....	89
Tabla N° 4.3 Pozos cercanos a la planta de extracción San Joaquín con su estado actual.	91
Tabla N° 4.4 Espesores, profundidades e interpretaciones de las arenas del pozo G-19.	93
Tabla N° 4.5 Espesores, profundidades e interpretaciones de las arenas del pozo G42.....	93
Tabla N° 4.6 Espesores, profundidades e interpretación de las arenas en el pozo G29.....	94
Tabla N° 4.7 Espesores, profundidades e interpretación de las arenas en el pozo G35.....	96
Tabla N° 4.8 Situación de descarte de los pozos.....	97
Tabla N° 4.9 Pozos Candidatos para la inyección de CO ₂	97
Tabla N° 4.10. Caracterización fisicoquímica de las aguas de pozos activos vecinos a los pozos inactivos seleccionados.	101
Tabla N° 4.11 Parámetros petrofísicos de los pozos seleccionados.	106
Tabla N° 4.12. Concentraciones de iones de CO ₃ ⁻² que debe ser superada para que ocurra la precipitación de carbonato de calcio, magnesio e hierro.	110
Tabla N° 4.13 Presión de fractura de las arenas de los pozos en estudio.....	111
Tabla N° 4.14 Sensibilidades en el sistema (Pozo G-29).....	114
Tabla N° 4.15 Sensibilidades en el sistema (Pozo G-35).....	116

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA



RESUMEN

**EVALUACIÓN DE INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)
INDUSTRIAL EN ACUÍFEROS SALINOS PARA CONTROL AMBIENTAL.
CAMPO GUARIO, ÁREA MAYOR ANACO**

Autor:

Yamileth Josefina Rodríguez Acosta

Asesores:

Industrial: Ing. Humberto Uzcátegui.

Académico: Dr. Fernando Pino.

Ing. Pedro Tineo.

Las emanaciones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera procedentes de los procesos de producción de los pozos del campo Guarío (500 a 600 ppm,v) y de las plantas de extracción a través del venteo y quemado de la mayor parte del gas natural, ha ocasionado serios problemas de contaminación ambiental tanto en el área industrial PDVSA GAS como en sus inmediaciones, por tal razón fue necesario evaluar la inyección de CO₂ en acuíferos salinos con el propósito de contribuir a la reducción de las emisiones de dicho gas al ambiente, para ello se realizó una selección de aquellos pozos del campo Guarío que cumplieran con las profundidades y espesores requeridos, así como su ubicación cercana a un yacimiento depletado, posteriormente se procedió a la evaluación petrofísica de los pozos, mediante correlaciones matemáticas para determinar las propiedades de las rocas, seguidamente se analizaron las características de las aguas de los acuíferos, basadas en ensayos de laboratorios efectuadas a pozos activos vecinos a estos, a fin de conocer las concentraciones de iones de calcio, hierro y magnesio imprescindible para establecer las interacciones químicas de los fluidos (agua y CO₂) con la roca, finalmente se estimó la tasa de inyección de CO₂ en los acuíferos por medio de un análisis nodal. Previo a esto, se hizo una descripción de las tecnologías de separación de CO₂ existentes en el mercado. Realizado el estudio, se tiene que los pozos seleccionados pertenecen a las arenas NAC2 y NAE1, constituida básicamente por aguas muy duras con ausencia de iones carbonatos en solución y tendencia incrustante; los mayores parámetros petrofísicos de permeabilidad y porosidad y tasa de inyección de CO₂ se reflejó en el pozo de la arena NAE1, adicionalmente, las reacciones químicas que se establecieron permitieron inferir sobre una posible formación y precipitación de los compuesto carbonatados en las formaciones.

INTRODUCCIÓN

Los altos niveles de dióxido de carbono (CO_2) liberado a la atmósfera son generados principalmente por la quema de combustibles fósiles tales como petróleo, carbón y gas natural provenientes de la producción petrolera, así como también, del uso indiscriminado de los sistemas agrícolas y transformaciones en la utilización de la tierra, entre ellas, la deforestación, aunado al desarrollo económico, provocando cambios ecológicos profundos, es decir, daños por la destrucción de ecosistemas como consecuencia del aumento progresivo de la temperatura de la Tierra, generando problemas sociales, económicos, ambientales, políticos, científicos, entre otros.

Entre las alternativas empleadas en la industria petrolera para mitigar el impacto ambiental se ha propuesto almacenar el CO_2 a largo plazo en formaciones geológicas como son los yacimientos de petróleo y gas agotados, las capas de carbón y específicamente en acuíferos salinos por representar el potencial de almacenamiento más ampliamente disponible (100 y más de 1000 gigatoneladas de carbono), en donde se originan una serie de reacciones químicas con los fluidos del acuífero y las rocas, que permiten el entrapamiento geológico ya sea mineral o por solubilidad con el agua de formación. La inyección de CO_2 en acuíferos salinos constituyen una técnica contrastada, con buenos resultados, por lo que es importante resaltar que las arenas depositoras deben cobrar una mayor relevancia, ya que allí se va a retener el fluido a inyectar, siendo necesaria la evaluación de una roca almacén con buena porosidad y permeabilidad que garantice su confinamiento de forma estable y segura.

El presente estudio fue evaluado en los acuíferos salinos del campo Guarío del Área Mayor de Anaco por poseer una producción de CO_2 de 500 a 600 ppm, v y ser uno de los campos más cercano a la planta de extracción de San Joaquín, mediante la

aplicación de softwares, carpetas de pozos, registros y simulaciones numéricas, para la selección de pozos prospectivos, la caracterización de las aguas para la determinación de las reacciones químicas, la obtención de las propiedades petrofísicas de las formaciones y la cuantificación del volumen de CO₂ que pueden recibir esos pozos.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Desde el inicio de la producción petrolera venezolana la acumulación de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera y su impacto se ha incrementado considerablemente en la medida que se consumen combustibles fósiles, se continua contaminando el mar con desechos y derrames de productos químicos y se destruyen bosques, siendo uno de los agentes causantes del denominado efecto invernadero, debido a que parte de la radiación solar es atrapada por este gas y retenido en la superficie terrestre. Datos demuestran que la concentración atmosférica medida ha aumentado de unos 260 ppm,v a más de 350 ppm,v en la actualidad (Akýn, 2005), representando sólo la mitad del dióxido de carbono que se estima se ha vertido a la atmósfera, generando la actual tendencia al calentamiento **del planeta con el consiguiente aumento de temperaturas que se ha vuelto alarmante, tanto así que para la década de 1990** la preocupación por los posibles efectos que sobre el clima pudiera originar la proliferación de contaminantes como consecuencia de las acciones del hombre, hizo que algunos gobiernos tomaran en consideración medidas para reducir las emisiones de dióxido de carbono.

Actualmente en el área industrial PDVSA-GAS Distrito Gas Anaco se han estado presentando problemas de contaminación ambiental generados por las operaciones de producción y endulzamiento del gas natural en los yacimientos, en las plantas de extracción y tratamientos, específicamente en los Criogénicos mediante el venteo y quemado de la mayor parte del gas asociado y en el Sistema de Transmisión de Gas del Área de Anaco, por no contar con una infraestructura que permita la

remoción de impurezas de este gas y un trato adecuado e importante para su disposición final, ocasionando el incumplimiento de las especificaciones ambientales, liberándose grandes volúmenes de gases ácidos como el CO_2 , que por su elevada fuente de emisión produce un oscurecimiento de la capa atmosférica, que permite la entrada de la radiación solar, pero no la salida del calor emitido, contribuyendo a la reducción de la capa de ozono.

Ante la situación planteada, la gerencia de Perforación de PDVSA Distrito Gas Anaco en conjunto con un equipo multidisciplinario, ha planteado la necesidad de disponer del CO_2 del gas rico procedentes de la producción de los pozos del campo Guarío (500 a 600 ppm,v de CO_2) existentes en la planta de extracción San Joaquín, para su utilización y evaluación como fluido de inyección en acuíferos salinos de pozos inactivos del Campo Guarío, perteneciente al Área Mayor de Anaco (A.M.A), de tal manera de almacenarlo en esas formaciones con el fin de aminorar o reducir las emisiones de dicho gas a la atmósfera. Para ello, se estudiaron en detalles las distintas tecnologías existentes de separación del CO_2 , así como también la revisión de las historias de los acuíferos, atendiendo a parámetros petrofísicos óptimos, estados mecánicos y la ubicación cercana con respecto a la planta de extracción de San Joaquín, de donde se obtendrá el CO_2 a ser inyectado. Se analizaron las aguas de las arenas de pozos vecinos activos a estos para inferir sobre el contenido de minerales de calcio, hierro y magnesio, necesarios para predecir las reacciones químicas entre el fluido del acuífero y los minerales de la roca. De igual forma se estimó la tasa de inyección de CO_2 a través de un análisis nodal, con la ayuda de programas de simulación.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Evaluar la inyección de CO₂ industrial en acuíferos salinos para control ambiental. Campo Guarío, Área Mayor Anaco.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Describir las tecnologías de separación del CO₂.
- Seleccionar los acuíferos salinos de pozos inactivos del Campo Guarío candidatos a la inyección de CO₂.
- Caracterizar los parámetros fisicoquímicos de las aguas de las arenas de los pozos aptos a la inyección a través de pruebas de laboratorio a arenas de agua de pozos activos cercanos a los candidatos.
- Determinar los parámetros petrofísicos de los pozos seleccionados.
- Determinar las reacciones químicas existentes entre el fluido del acuífero, el CO₂ y los minerales de la roca.
- Estimar la tasa de inyección de CO₂ considerando el uso del programa PIPESIM 2003.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Sin los gases como el dióxido de carbono (CO₂) que crean un efecto invernadero natural, la vida sobre este planeta, tal como la conocemos, no existiría, sin embargo, la utilización y quema de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) provenientes de las actividades humanas en la industria, en los procesos de

generación de energía, minería, entre otros, han sido las causas principales de las emisiones de grandes cantidades anuales de CO₂ a la atmósfera y la responsable del cambio climático, rebasando la capacidad de absorción de la tierra y por consiguiente el calentamiento global.

El incremento de este gas en el ambiente amenaza con provocar aumentos de temperaturas nunca antes vistas, extinción de plantas y animales, desaparición de glaciares, disminución de fuentes de aguas dulces, cambios en los cultivos, huracanes, inundaciones de zonas costeras, sequías y otros trastornos climáticos, unidos a una elevación del nivel del mar y un deshielo de los glaciares, pérdida de arrecifes de coral, hambruna, deslaves, tormentas, enfermedades y muerte, todo esto ha conllevado a establecer acuerdos comunes, responsabilidades y compromisos para la mitigación y adaptación de este fenómeno climático mediante sucesivas reuniones e iniciativas creándose lo que se conoce hoy como la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático cuyos resultados constituye el Protocolo de Kyoto que es un instrumento que obliga a los países industrializado que firmaron dicho acuerdo a reducir sus emisiones de 5,2 % de los niveles de 1990 al 2008-2012.

En Venezuela para el año 2003, se estimó que la liberación de este gas al ambiente era de 30 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales el 55,1% se libera en procesos de la industria petrolera, representando el 0,48% de emisiones a nivel mundial. Por las consideraciones anteriores, Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) y la gerencia de perforación del Distrito Gas Anaco, ofrece la alternativa de capturarlo y almacenarlo en acuíferos salinos a fin de reducir en gran medida su concentración y efecto a la atmósfera.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

La inyección de CO₂ en formaciones geológicas ha representado durante muchos años atrás una alternativa para el recobro de petróleo, por ser un agente miscible muy efectivo que reduce la viscosidad del crudo desplazándolo a los pozos productores, por otro lado para minimizar costos en impuestos por emisiones ambientales de este gas. Sin embargo, en el oriente del país esta técnica no se ha empleado, por lo que no existen estudios previos, razones por la cual la industria petrolera esta ejecutando proyectos a futuros como la inyección en acuíferos salinos, revaporización y recuperación secundaria de crudo.

Nguyen, (2003). La empresa Teikoku Oil pone en marcha el primer proyecto de captura y almacenamiento de CO₂ en Japón, en un acuífero de 1100 metros de profundidad situado en la base de Iwanohara en la ciudad de Nagaoka, con el fin de contribuir en parte a las reducciones de este gas a la atmósfera. Para este experimento se seleccionó el mejor sitio a través de la examinación de las condiciones geológicas y geográficas y se dispuso de una fuente cercana para la extracción de CO₂, además se tomaron muestras de núcleos y se emplearon tomografías sísmicas para simular en laboratorio el comportamiento de migración del gas en el fondo del pozo. Actualmente se están inyectando 20 toneladas de CO₂ diaria y se prevé en un futuro inyectar en total 10000 toneladas de CO₂.

Según Bennaceur, (2004). A principios de 1996 la empresa Statoil y sus socios logran por primera vez la captación y almacenamiento de CO₂ socios en el Campo Sleipner del Mar del Norte, situado a 250 km al oeste de Stavanger, Noruega. Statoil lo capta y lo separa empleando el solvente Monoetanolamina (MEA) y luego lo inyecta en un acuífero salino de la Formación Utsira, utilizando un solo pozo de inyección de gran desviación a una profundidad entre 800 y 1000 metros. El proyecto Sleipner ha inyectado 1 millón de toneladas métricas de CO₂ por año desde septiembre de 1996 a una presión de flujo de fondo de pozo supercrítica de aproximadamente 1523 lpca, que es inferior a la presión de fracturamiento de la Formación Utsira. Este proyecto lo realiza Statoil con la finalidad de disminuir los gastos en concepto de impuesto al carbono marino en Noruega, representando el primer proyecto de captación y almacenamiento a escala industrial y constituye la base para el éxito de los proyectos futuros.

Según Bennaceur (2004). En su investigación realizó un experimento piloto en la salmuera de la Formación Frío situado a 50 km al noreste de Houston, en el Campo South Liberty, que corresponde a un intervalo de areniscas deltaicas y de llanura costera estratigráficamente del Oligoceno y descansa sobre el flanco sudeste de un domo salino. La zona de inyección se ubica entre 1,539 y 1,548 m de profundidad. Esta diseñado para probar las técnicas de modelado, monitoreo y verificación del almacenamiento del CO₂, el proyecto apunta a reducir el costo, riesgo y tiempo necesarios para implementar un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂. Más concretamente, el proyecto tiene varios objetivos específicos: demostrar que el CO₂ puede ser inyectado y almacenado en forma segura, determinar la distribución del CO₂ en el subsuelo mediante la utilización de diversas técnicas de monitoreo, validar los modelos y adquirir el nivel de experiencia adecuado para proceder con la inyección en gran escala.

Akyn, (2005). Otra aplicación de esta investigación se efectuó en acuíferos salinos al este de Turquía. La capacidad de secuestro potencial de CO₂ de la formación del acuífero Midyat de carbonato de calcio situado al sureste de Turquía, fue evaluada usando un experimento monitoreado de tomografía computarizada (CT). Los cambios de porosidad junto con los tapones de núcleo perforados de la formación del acuífero y los cambios correspondientes de permeabilidad fueron reportados para diferentes tasas de inyección de CO₂, presiones, temperaturas y las diferentes concentraciones de sal.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.2.1 Ubicación Geográfica y Descripción del Distrito Gas Anaco

El Distrito Gas Anaco se encuentra geográficamente localizado en la parte central del Estado Anzoátegui específicamente en la Cuenca Oriental de Venezuela, abarcando parte de los Estados Guarico y Monagas con un área aproximada de 13400 Km²; siendo uno de los distritos operacionales a lo largo del territorio nacional. Posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos, medianos y condensados, así como también, las mayores reservas de gas natural del país (Ver figura N° 2.1). Es considerado el Centro Gasífero por contener reservas probadas de gas superiores a los 15600 MMMPCN, representando el 40%. Además cuenta con una infraestructura atendida que consta de 509 pozos, 19 estaciones de válvulas, 62 estaciones de producción, 13 plantas compresoras, 3000 km de tuberías, 10 sistemas de protección catódica y 2000 km de líneas de flujo.

Este distrito se encuentra conformado por dos extensas áreas de explotación:

- Unidad de Explotación de Yacimientos Área Mayor de Anaco (U.E.Y A.M.A.), ubicado en la parte norte de la zona central del Estado Anzoátegui con un área de 3160 km², integrada por los Campos de producción Santa Rosa, el Roble, San Roque, Aragua, el Toco, Santa Ana, San Joaquín y Guarío.
- Unidad de Explotación de Yacimientos Área Mayor de Oficina (U.E.Y A.M.O.), situado en la parte sur de la zona central del Estado Anzoátegui con un área de 10240 km², integrada por los Campos de producción Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay.

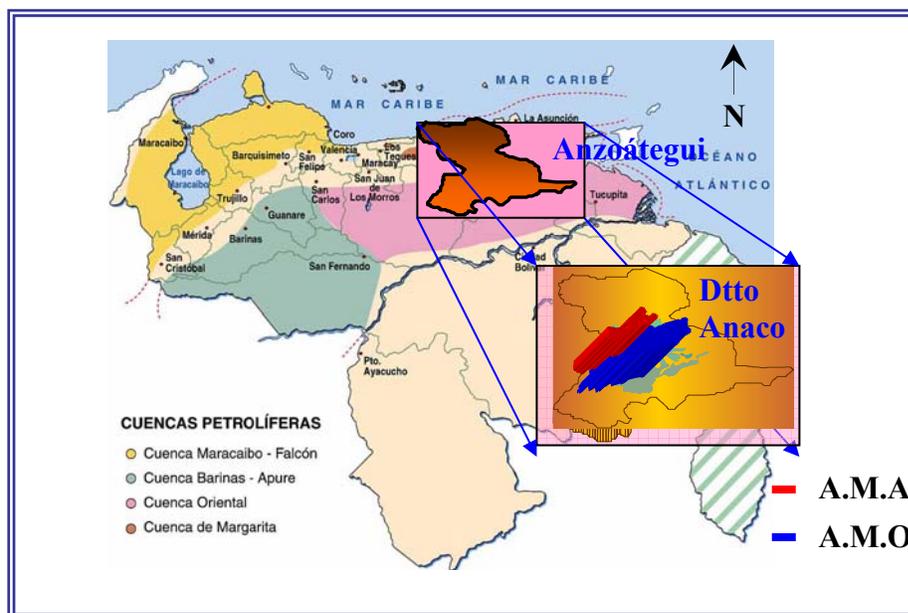


Figura N° 2.1. Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco.

Fuente: Base de datos PDVSA.

2.2.2 Características Generales del Área Mayor de Anaco (A.M.A)

2.2.2.1 Ubicación Geográfica

Se encuentra situada en los municipios Freites y Aguasay, a 70 km de la ciudad de Anaco y a 50 km de la ciudad de Cantaura al norte de la falla inversa del corrimiento de Anaco, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región y las cuales han dado origen a los Campos de Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, el Toco, el Roble, entre otros (figura N° 2.2). Constituye el más grande e importante centro de producción de gas natural en Venezuela, debido a las mayores acumulaciones de hidrocarburos que posee.

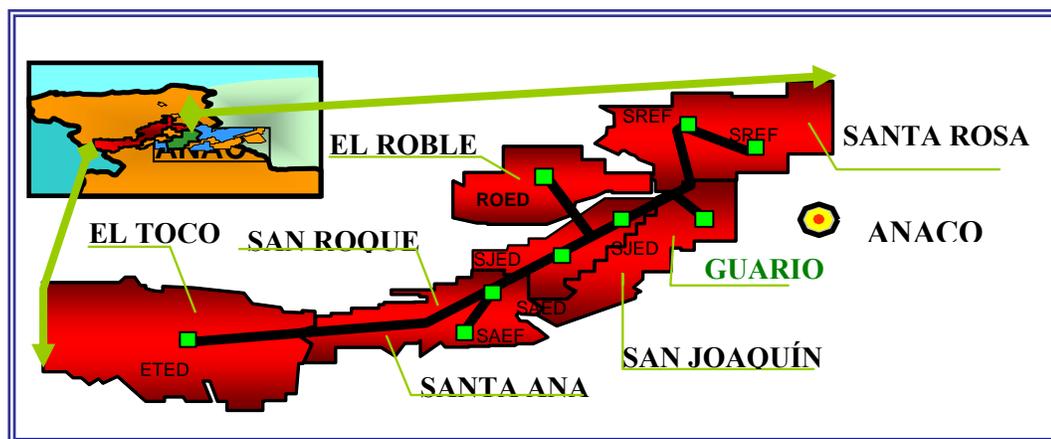


Figura N° 2.2. Ubicación Geográfica del Área Mayor de Anaco.

Fuente: Base de datos PDVSA.

2.2.2.2 Geología Estructural

La estructura del Área Mayor de Anaco se considera influenciada por la tectónica cordillerana del norte de Venezuela oriental, cuyo origen se atribuye a la

colisión de la Placa del Caribe con la Placa del Continente Suramericano. Producto de esta tectónica se genera el corrimiento de Anaco, unas series de pliegues anticlinales y domos, así como también un conjunto de fallas normales, inversas y transcurrentes. El corrimiento de Anaco es una falla de tipo inverso, de gran magnitud que se encuentra en la parte central del Estado Anzoátegui delimitando el Área Mayor de Oficina y el Norte de Anzoátegui, se extiende por 85 km en dirección N 40°E desde el Campo el Toco en el sur hasta el este del Campo la Ceiba en el norte.

2.2.2.3 Acumulaciones del Área

En el Área Mayor de Anaco prevalecen los yacimientos de condensado asociado con petróleo, livianos con componentes parafinoso y gas seco, caracterizado por trampas típicamente controladas. Estos poseen una profundidad promedio de 7000 pies, tanto el espesor de arena neta petrolífera (ANP) como el de arena neta de condensado (ANC) promedia los 18 pies cada una, la gravedad promedio del petróleo es de 39°API y la del condensado es de 51°API (González, 1980). Sus intervalos productores son la Formación San Juan (Cretácico); Formación Merecure con 540 metros de espesor (Oligoceno) y la Formación Oficina, con 279 metros a 2591 metros de espesor promedio (Mioceno). Tanto en el Área Mayor de Oficina como en la de Anaco se han realizado proyectos de recuperación secundaria (gas y/o agua), inyección de vapor y aire, así como reciclamiento de gas.

2.3 BASES TEÓRICAS

La captura y el almacenamiento de CO₂ ha sido motivo de estudio por parte de países como Estados Unidos, Canadá y Noruega como una manera de reducir las emisiones de gases que generan el efecto invernadero. La inyección de CO₂ en

acuíferos salinos constituye una forma de captación y entrapamiento de tipo geológico que contribuye a la mitigación de estas emisiones.

2.3.1. Dióxido de Carbono

Es un gas incoloro e inodoro y con un ligero sabor ácido, cuya molécula consiste en un átomo de carbono unido a dos átomos de oxígeno, siendo su fórmula química CO_2 . Se encuentra en la atmósfera en cantidades variables, aunque normalmente es de 3 a 4 partes por 10000 en una proporción de 0,033 % y es 1,5 veces aproximadamente más densa que el aire. No es combustible ni aporta a la combustión. A pesar de no ser un gas de alto peligro en toxicidad y permanencia en la atmósfera, su concentración es 1000 veces superior a la de cualquier otro producto de origen industrial.

2.3.1.1 Origen del Dióxido de Carbono

Se genera al oxidarse el carbón o cualquier compuesto que lo forme, y es producto de la acción antropogénica: quema de combustibles fósiles y materia orgánica en general; respiración, incendios forestales naturales, quema de biomasa, manufacturas de cemento, absorción por las aguas oceánicas, organismos marinos y terrestres, especialmente bosques y fitoplancton. En yacimientos petrolíferos está presente en reservorios de caliza y se pueden obtener mayores cantidades de CO_2 por la descomposición térmica del carbonato impuro (González J, 1980). La mayor producción se origina cuando las temperaturas alcanzan los 150°C . La distribución no uniforme del CO_2 en reservorios es causada por una variedad de factores, alta solubilidad en fluidos de formación y posibles reacciones.

2.3.1.2 Propiedades Físicas y Químicas del Dióxido de Carbono

Tabla N° 2.1 Propiedades físicas y químicas del Dióxido de Carbono.

PROPIEDAD	VALORES
Símbolo Químico	CO ₂
Peso Molecular	44,01
Temperatura	-78,5 °C
Calor Latente de Vaporización	571,3 kJ /kg
Fase Gaseosa	Gravedad Específica: 1,539 a 21° C Calor Específico: 0,85 kJ /kg °C Densidad: 19,769 Kg/m ³
Fase Líquida	Presión < 415,8 kPa Gravedad Específica: 1,18
Punto Triple	Temperatura: -56,6°C Presión: 517 KPa abs
Punto Crítico	Presión: 7,382 KPa abs Temperatura: 31,1°C Densidad: 468 Kg/m ³
Concentración en el aire	370,3 * 10 ⁷ ppm, v
Estabilidad	Alta
Constante de solubilidad de Henry	289,15 mol/kg * bar
Solubilidad en agua	0,9 vol/vol a 20°C

Fuente: Universal Industrial Gases, (2004).

2.3.1.3 Fases del CO₂

El diagrama de fase (P-T) del CO₂ describe la relación entre la temperatura y la presión en la fase del CO₂ resultante. En el se puede observar que el gas se encuentra en los tres estados de la materia: sólido, líquido y gaseoso, además puede coexistir en dos fases por existir líneas de equilibrio sólido-vapor, sólido-líquido y líquido-vapor, además de un punto triple sólido-líquido-vapor (Bennaceur, 2004), como se puede ver en la figura N° 2.3.

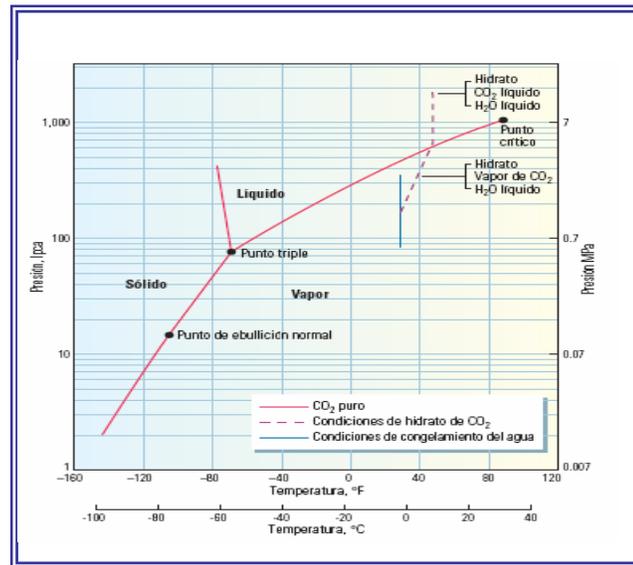


Figura N° 2 .3 Fases del CO₂.

Fuente: Bennaceur, K, Captación y almacenamiento de CO₂, (2004).

El CO₂ no puede transformarse en líquido a presión atmosférica (14,7 lpca), ya que sublima, es decir, pasa directamente de sólido a gas, sin pasar por líquido. El punto triple (a $-56,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 76,3 lpca) se encuentra por encima de 14,7 lpca de presión. La temperatura crítica del gas es 31°C y la presión es de 1084,6 lpca, de modo que por encima de esta temperatura es imposible licuarlo.

2.3.2 Acuíferos

Capas permeables de roca capaz de almacenar, filtrar y liberar agua. La capa de roca (o estrato) contiene muchos poros que, cuando se conectan, forman una red que permite el movimiento del agua a través de la roca. (Martín, 1967). En los acuíferos hay que distinguir, normalmente, una zona de recarga: por donde entra agua al acuífero y otra zona de descarga: por donde sale el agua del acuífero, pudiendo localizarse estas zonas en superficie o en otros acuíferos subterráneos.

2.3.2.1 Clasificación de los Acuíferos

Los acuíferos se clasifican, según la estructura geológica y el grado de confinamiento de las aguas que contienen en:

Libres: son aquellos acuíferos en que el agua subterránea presenta una superficie libre, sujeta a la presión atmosférica, como límite superior de la zona de saturación. Esta superficie libre se conoce como superficie freática y el nivel a que ella se eleva, respecto a otro de referencia, nivel freático.

Confinados: llamados también artesianos son formaciones geológicas permeables, completamente saturadas de agua, confinadas entre dos capas o estratos impermeables o prácticamente impermeables (una inferior y otra superior). En estos acuíferos, el agua está sometida, en general, a una presión mayor que la atmosférica y al perforar un pozo en ellos, el agua se eleva por encima de la parte superior (techo) del acuífero, hasta un nivel que se denomina nivel piezométrico. En la figura N° 2.4, se puede ilustrar un acuífero libre y confinado.

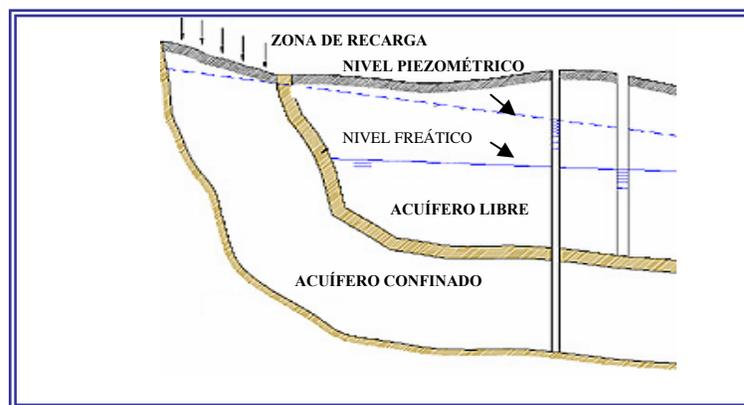


Figura N° 2.4 Acuífero libre y acuífero confinado

Fuente: Martín, Desarrollo de aguas subterráneas, (1967).

Semiconfinados: son acuíferos que reciben apreciables cantidades de agua por filtración, lentamente durante largos periodos de tiempo por una de las capas de confinación, por otro lado están completamente saturados sometidos a presión que están limitados en su parte superior por una capa semipermeable (acuitardo) y en su parte inferior por una capa impermeable o también por otro acuitardo.

Semilibres: representan una situación intermedia entre un acuífero libre y uno semiconfinado. En este caso, la capa confinante superior es un estrato semipermeable o acuitardo, de características tales que la componente horizontal del flujo no puede ignorarse.

2.3.3 Entrampamiento Geológico de CO₂ para Minimizar el Calentamiento Global

La quema de combustibles fósiles produce la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera. La captación y almacenamiento de dióxido de carbono en el subsuelo es quizás una de las soluciones a corto plazo más prometedoras en lo que respecta a la estabilización y reducción de la concentración de dióxido de carbono atmosférico. Aunque potencialmente costosa, la tecnología hoy está disponible y ha sido ampliamente utilizada en la industria del petróleo y del gas.

2.3.3.1 Procesos para el Entrampamiento del CO₂

El entrampamiento del CO₂ contempla cinco procesos que se describen a continuación:

a) Captura

La captura es el primer paso para secuestrar el CO_2 de la corriente de gases de combustión en la generación de energía. Esto significa disponer del CO_2 de forma aislada para poder posteriormente transportarlo y confinarlo. Dependiendo de la parte del proceso en la que se produzca dicha captura se habla de captura en post-combustión y captura en pre-combustión.

Captura en post-combustión: consiste en la captura del CO_2 de los productos de la combustión en plantas generadoras o industria. En este proceso, se aísla el CO_2 directamente de la corriente de gases una vez que se ha producido la combustión.

El CO_2 procedente de post-combustión puede ser capturado por diferentes tecnologías como adsorción, absorción por aminas y físicas, separación con membranas, criogénicas y condensación. (Ver figura 2.5).

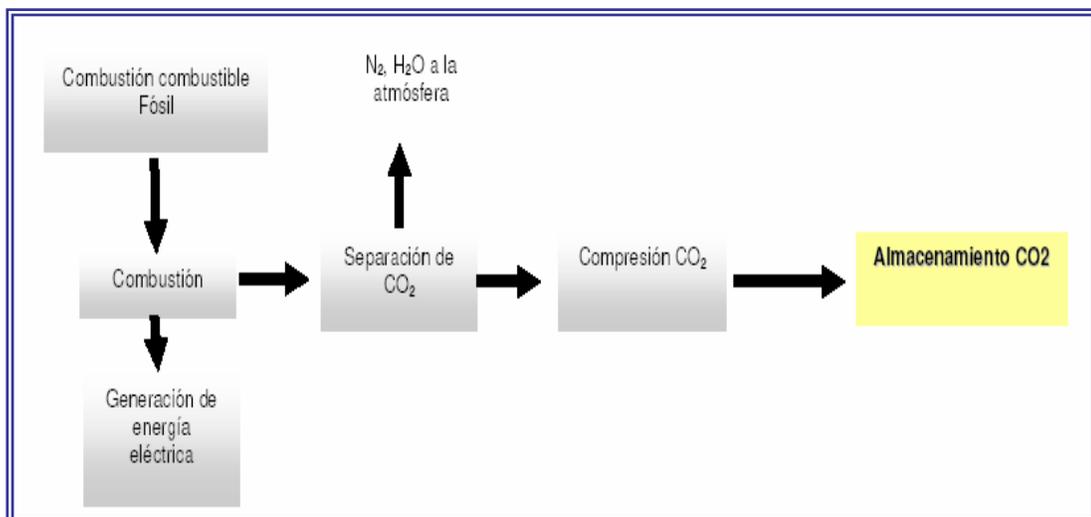


Figura N° 2.5 Captura por post-combustión.

Fuente: CO₂ Capture Technologies and Opportunities in Canada, (2003).

Ventajas

- Aplicable a las tecnologías actuales de generación de energía.
- Absorción con aminas (Ej: monoetanolamina-MEA).
- Experiencia > 60 años.
- No hay riesgo.
- Actualmente en uso, recuperación de CO₂ para bebidas carbonatadas.

Desventajas

- Alto costo y energía.
- Equipos muy grandes.

A continuación se definen las técnicas de separación de CO₂

Adsorción: separación de líquidos, de gases o de materia suspendida en un medio por adherencia a la superficie o a los poros de un sólido.

Adsorción: separación de líquidos, de gases, de coloides o de materia suspendida en un medio por adherencia a la superficie o a los poros de un sólido.

Absorción: el CO₂ es removido de los gases usando solventes. La absorción puede ser química o física.

Membrana: delgada barrera que permite a algunos sólidos o líquidos pasar a través de ella, y causa problemas a otros. Esta es de piel semipermeable lo cual el

paso a través de ella está determinado por el tamaño o la especial naturaleza de las partículas. Las membranas de separación pueden ser cerámicas o poliméricas.

Criogénico: cuando la corriente de gases presenta una concentración elevada de CO₂, de más del 90%, es razonable aislar el CO₂ a través de su condensación a partir de la sucesiva compresión y enfriamiento del gas.

La ventaja es la eliminación del paso posterior a la captura, necesario con otros métodos, que implique la preparación del gas para el transporte.

Captura en pre-combustión: en pre-combustión se pretende aumentar la concentración del CO₂ en los gases, actualmente del orden del 4% al 14% en tecnologías de carbón y gas natural, para mejorar el proceso de captura, a través de la Gasificación Integrada de Ciclo Combinado (GICC), el combustible es convertido en monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂). A continuación, el CO es convertido en CO₂ mediante la reacción de desplazamiento con vapor de agua resultando una corriente rica tanto en CO₂ (25-40%) como en H₂. Teniendo en cuenta que aquí la presión total está entre 2,5-5MPa, la presión parcial de CO₂ es más elevada que en el proceso de post combustión, haciendo que sea más fácil la separación. (Figura N° 2.6).

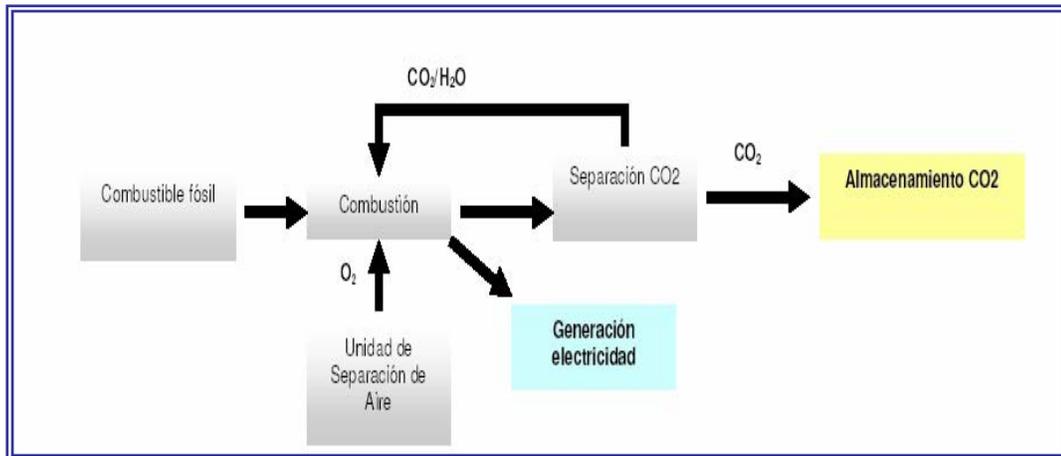


Figura N° 2.6 Captura por pre-combustión.

Fuente: CO_2 Capture Technologies and Opportunities in Canada, (2003).

Ventajas

- Concentraciones altas de CO_2 en la recuperación.
- No es necesario un solvente muy potente.
- Alta presión.
- Equipo más compacto.

Desventajas

- Es necesario un proceso de gasificación.
- Se necesitan cambios importantes para adaptar la planta.
- Requiere un gasto más grande en infraestructura.

La separación del CO₂ proveniente de las corrientes de emisión sigue siendo la parte más costosa del proceso y pueden tener lugar antes o después de la combustión. Actualmente, la tecnología más utilizada se basa en la absorción química mediante el empleo de solvente de monoetanolamina (MEA) para captarlo del gas de chimenea. El gas de chimenea se hace burbujear a través del solvente en una columna de absorción empacada, donde éste último absorbe preferentemente el CO₂. El solvente es calentado al atravesar una unidad de destilación, separándolo y produciendo un gas concentrado que es 99% CO₂.

La absorción química es un proceso de costo elevado, por lo que se están investigando otros métodos para separar el CO₂ del solvente, incluyendo el empleo de membranas microporosas que contienen fibras poliméricas huecas en conjunción con sistemas de aminas (Bennaceur, 2004).

b) Compresión y deshidratación del CO₂

Una vez removido el gas de la corriente rica en CO₂ que se encuentra saturada en agua, es necesario comprimirla hasta las condiciones requeridas para su envío a los pozos a una presión estimada de 1200 lpca.

Esta compresión requiere de una etapa de deshidratación para conseguir la remoción del contenido de agua hasta valores muy bajos de 0,001% para evitar la formación de ácido carbónico que es un ácido débil que se disocia rápidamente en bicarbonatos (HCO₃⁻) y carbonatos (CO₃⁻²) que causan corrosión en tuberías y equipos.

c) Transporte

Es uno de los pasos importantes para el secuestro del CO₂. Es evidente que debe encontrarse un tipo de transporte económico, viable y seguro y que seguramente dependerá de la fuente a la cual se consiga el CO₂ y de la naturaleza del sumidero hacia el que se transporte. El dióxido de carbono se convierte al estado líquido supercrítico (es más denso, ocupa menos volumen y tiene propiedades de disolución especiales) para poder transportarlo y almacenarlo con mayor facilidad y seguridad. Existen diversos medios susceptibles de transportar CO₂, en cierto modo, similares a los utilizados para el transporte de fluidos tales como la conducción en tubería, barcos, entre otros (Ákyn, 2005).

d) Inyección

En la inyección de CO₂ incluye varios factores como seleccionar previamente el sitio a donde se va a inyectar, que va a depender de las características petrofísicas de la formación y de la capacidad de almacenamiento, por lo cual se recomienda que dichos pozos no estén tan distanciado del sistema de compresión, de igual forma limita las profundidades mínimas del acuífero a 800 m, como medida de seguridad para que el gas de inyección no migre a la superficie.

El dióxido de carbono puede existir en cuatro fases distintas dependiendo de la temperatura y la presión: vapor o gas, líquido, sólido y supercrítico. En la inyección, el CO₂ se maneja en su fase supercrítica, que es estable por encima de su punto crítico correspondiente a: 1087 lpca y 88°F.

En términos generales, la fase supercrítica se comporta como un líquido con respecto a la densidad y como un gas con respecto a la viscosidad, sin embargo, esta

es una condición ideal, por lo que también es factible inyectarlo en fase gaseosa como se han realizado en otros países como Estados Unidos y Canadá.

e) Almacenamiento

Existen diversas maneras de almacenar CO₂ tales como el mejoramiento de los sumideros naturales en los ecosistemas terrestres, en los océanos, a través de la reforestación de terrenos, la fertilización del océano con hierro y en formaciones geológicas, siendo este último la alternativa que plantea mínimo riesgo en cuanto a impacto ambiental se refiere. El almacenamiento de dióxido de carbono en formaciones geológicas se basa en su incorporación como fluido en las rocas de la formación. Concretamente hay tres tipos de formaciones geológicas en estudio:

Los acuíferos profundos (normalmente salinos): en este tipo de formación geológica se puede almacenar de 90 a más de 1000 gigatoneladas de carbono (GtC). El almacenamiento en acuíferos salinos presenta las siguientes características:

- Desplazamiento de acuífero de formación porosa por inyección de gas.
- Roca almacén con buena porosidad y permeabilidad.
- Necesarios pozos de operación, de control de acuífero para evitar fugas.
- Volumen entre 100000-500000 m³.
- No representa problemas operacionales adicionales.

Los campos petrolíferos y de gas agotado: se puede almacenar de 130 a 500 GtC. Tiene la ventaja de poseer una amplia experiencia industrial desde hace varios años, en cuanto a la inyección de CO₂ en estas formaciones. Este tipo de formaciones poseen las siguientes características:

- Menor costo de inversión.
- Existen un gran número en el mundo (aproximadamente 500).
- Técnica más antigua.
- No requiere investigación previa.

Capas de carbón: el dióxido de carbono se utiliza para expulsar el metano de las capas carboníferas. Por cada molécula de metano recuperada se absorben dos moléculas de dióxido de carbono.

Es importante destacar que el almacenamiento en los océanos representa el mayor potencial para el almacenamiento de carbono, pero se considera que conlleva un mayor nivel de riesgo ambiental. A continuación se muestra la tabla N° 2.2, en donde se refleja la capacidad de almacenamiento de las formaciones geológicas.

Tabla N° 2.2 Rango de estimaciones para el potencial de almacenamiento global de CO₂.

Opción de almacenamiento	Rango de valores Gt (C)
Océanos	1400 - 2x10 ⁷
Acuíferos	87 - 2700
Pozos de gas agotados	140 - 310
Pozos de petróleo agotados	40 - 190

Fuente: Nguyen, SPE 81199, (2003)

Dado que muchas plantas generadoras y otras grandes fuentes de emisiones antropogénicas se localizan cerca de formaciones geológicas que resultan apropiadas para el almacenamiento de CO₂, es posible explorar opciones de separación de CO₂

en las fuentes, su inyección y almacenamiento en dichas formaciones. Las mayores capacidades se estiman en los acuíferos profundos y en los antiguos reservorios de gas natural por tener mayor capacidad de almacenamiento y permanencia con respecto a otras formaciones.

El CO₂ puede ser secuestrado en acuíferos salinos mediante tres mecanismos:

- Entrampamiento de solubilidad a través de la disolución en el agua de formación.
- Entrampamiento mineral a través de reacciones geoquímicas con los fluidos del acuífero y las rocas.
- Entrampamiento hidrodinámico como un gas de fase libre en los espacios porosos en fase disuelta de CO₂ en el agua de formación y en el CO₂ convertido en matriz de la roca. El siguiente dibujo muestra el proceso de inyección de CO₂.

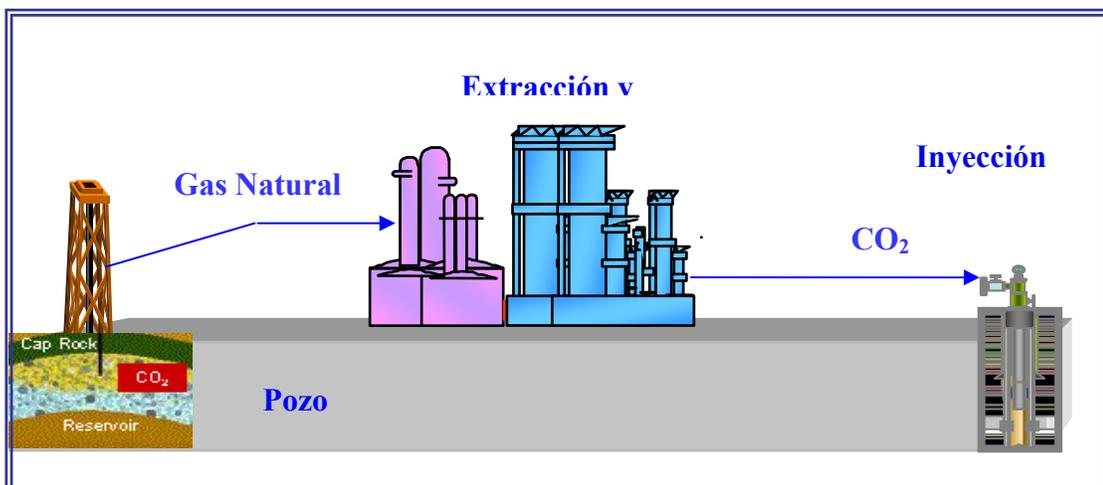


Figura N° 2.7 Proceso de inyección de CO₂.

Fuente: Propia.

2.3.4 Carbonatos y Bicarbonatos

La mayoría de los carbonatos se encuentran en la naturaleza formando parte de rocas y minerales. A partir de las disoluciones de CO_2 en agua se pueden aislar los carbonatos (Na_2CO_3) o bien los bicarbonatos. Son sustancias que contienen los aniones discretos. El ión carbonato se forma en disolución por reacción de una base con una disolución de CO_2 , mientras que el bicarbonato se forma por adición de CO_2 a una disolución de carbonato. La disolución del dióxido de carbono en agua, con formación de ácido carbónico tiene un efecto directo sobre la solubilidad y mantenimiento en disolución del bicarbonato cálcico. El dióxido de carbono se hidrata, dando lugar al ácido carbónico quien, a su vez, se disocia dando lugar a la formación de iones bicarbonato. La suma del dióxido de carbono disuelto (CO_2) mas el ácido carbónico no disociado (H_2CO_3) se denomina ácido carbónico libre. La presencia de ácido carbónico no disociado en agua, mantiene los bicarbonatos en disolución y evita su precipitación.

Las aguas ricas en sales de calcio Ca y magnesio Mg (aguas duras) normalmente lo contienen como bicarbonatos. En lo que a solubilidad se refiere, la mayoría de los carbonatos son insolubles en agua. Los carbonatos insolubles en agua como el CaCO_3 se disuelven en presencia de CO_2 por formación de bicarbonato soluble, por lo tanto cuanto mayor sea el contenido en CO_2 del agua mayor será su poder erosivo sobre las piedras calizas.

2.3.4.1 Carbonatación

Es la reacción que permite obtener ácido carbónico o carbonatos, siendo el principal responsable el dióxido de carbono cuando es ligeramente soluble en agua. La cantidad de gas que se disuelve en un volumen dado de agua aumenta al aumentar la presión parcial del gas. El 1% del gas que se disuelve reacciona con el agua y

forma ácido carbónico, un ácido débil que es inestable y no se puede aislar. Esta reacción de carbonatación del agua es la responsable de que las aguas carbonatadas posean un sabor ligeramente ácido. Del ácido carbónico derivan dos tipos de sales, los bicarbonatos y los carbonatos.

El proceso de carbonatación es el resultado de la insolubilidad de los carbonatos tales como el carbonato de calcio (CaCO_3), carbonato de magnesio (MgCO_3) y los carbonatos de hierro (FeCO_3) en contraste con la solubilidad de los bicarbonatos. Algunos carbonatos insolubles, como el carbonato de calcio, se disuelven en agua que contenga dióxido de carbono disuelto, y se forman bicarbonatos solubles.

2.3.5 Petrofísica

Es la especialidad que caracteriza las propiedades físicas de las rocas mediante el uso e interpretación del entorno biológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de rocas y sus fluidos e historias de producción (Schlumberger, 1975).

2.3.5.1 Parámetros Petro físicos y/o Propiedades de las Rocas

Los principales parámetros fijos necesarios para la evaluación de un yacimiento mediante un análisis petrofísico son: porosidad, permeabilidad y saturación de agua.

Porosidad: denotado con el símbolo (\emptyset), se refiere a la medida del espacio intersticial (espacio existente entre grano y grano). Se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Entendiéndose por volumen poroso, al volumen total menos el volumen de los granos o sólidos contenidos en dicha roca. La porosidad es un término adimensional y se puede expresar en fracción o porcentaje

Permeabilidad: es la medida de la facilidad con que los fluidos se desplazan a través de una formación. La unidad de permeabilidad es el “Darcy”, siendo una unidad bastante grande. Por ello se emplea la milésima parte, o sea, el milidarcy (md). El símbolo de la permeabilidad es “K”. Para que sea permeable, la roca debe tener poros interconectados o fracturas (porosidad efectiva), por lo tanto, hay una relación de tipo general entre porosidad y permeabilidad.

La saturación de agua: la saturación de agua (S_w) se define como la fracción del espacio poroso ocupada por agua. Existen varios modelos de saturación de agua entre ellas se tiene el modelo de Archie y el modelo de Simandoux.

2.3.6 Características Físicas y Químicas de las Aguas

Para conocer las características físicoquímica de las aguas es fundamental realizarles análisis ya sea en laboratorios o en situ, a continuación se definen algunas de ellas:

2.3.6.1 Dureza del Agua

La dureza de las aguas es producida sobre todo por las sales de calcio y magnesio y en menor proporción por el hierro, el aluminio y otros metales. La dureza puede ser reducida por el método de cal – soda, en el cual el hidróxido de calcio ($\text{Ca}(\text{OH})_2$), cal viva o apagada reacciona con la dureza temporal bicarbonática, produciendo precipitados de calcio o magnesio.

Estos precipitados son removidos por decantación y filtración. La dureza de la mayor parte de las aguas es generalmente cálcica. Es importante destacar que para una dureza dada un agua puede producir o no producir precipitaciones e incrustaciones, ya que dependen también de su alcalinidad, pH y temperatura, es

decir si conocemos la dureza de un agua y no conocemos los otros factores, no podrá predecirse si el agua formará incrustaciones.

Las aguas se clasifican en función del grado de dureza, como se ilustra en la tabla 2.3.

Tabla N° 2.3. Tipos de agua en términos al grado de dureza.

Tipo de Agua	Grado de dureza (expresada como CaCO₃)
Suaves	0 -75 mg/ L
Poco duras	76-150 mg/ L
Duras	151-300 mg/ L
Muy duras	Más de 300 mg/L

Fuente: Martín, Desarrollo de aguas subterráneas (1967).

Las aguas duras están presentes en formaciones subterráneas características de acuíferos salinos y son aquellas que tienen muchos minerales como el calcio y el magnesio. Las aguas duras suelen proceder de fuentes subterráneas en las que el agua ha tenido que atravesar diferentes capas de minerales. La disolución y arrastre de estos minerales es lo que le proporciona la dureza.

Existen dos tipos de dureza del agua:

Dureza temporal del agua o de Carbonatos: es la asociada a la presencia de bicarbonato de calcio y magnesio. Por ebullición se elimina CO₂ hacia la obtención de carbonato que precipita.

Dureza permanente del agua o de no carbonatos: asociada a las sales solubles de calcio y magnesio (cloruros y sulfatos) que no se alteran por ebullición del agua. Los carbonatos pueden precipitar cuando la concentración de [ácido carbónico](#) disminuye, con lo que la dureza temporal disminuye, si el ácido carbónico aumenta puede aumentar la solubilidad de fuentes de carbonatos, como piedras calizas, con lo que la dureza temporal aumenta.

2.3.6.2 Contenido de Iones Sodio Na⁺

Las aguas de formación generalmente contienen concentraciones de ión sodio significativas. En un análisis de agua de rutina, el sodio no se determina directamente sino por diferencia. Se realizan determinaciones analíticas del calcio (Ca⁺²), magnesio (Mg⁺²), cloruros (Cl⁻) y bicarbonatos (HCO₃⁻). En el método de cálculo, los valores de esos iones son convertidos a mili equivalentes por litro

2.3.6.3 Hierro Total

El ión hierro se puede presentar como ión ferroso, Fe⁺⁺ o en la forma más oxidada de ión férrico Fe⁺³. Se determina analíticamente por calorímetro y espectrofotometría de absorción atómica, dando hierro total que incluye las formas solubles, coloidal y en suspensión fina.

2.3.6.4 Alcalinidad y Ph

La alcalinidad de un agua es debida al contenido de sales del ácido carbónico (bicarbonatos, carbonatos) e hidróxidos y es una medida o indicación de los componentes básicos del agua. En el rango de pH entre 4,4 y 8,2 existe un balance entre el CO₂ en exceso y los iones bicarbonato, arriba de un pH de 8,4, el CO₂ deja de existir en cantidades medibles, y el ión carbonato empieza a aparecer. El bicarbonato

es el componente que más contribuye a la alcalinidad. La alcalinidad da un índice de la resistencia del agua a bajar su pH cuando se le añade ácido. No deben confundirse los términos alcalinidad y basicidad, es decir, alcalinidad y pH, el pH es una medida de la intensidad y la alcalinidad es una indicación o medida de la capacidad de aceptar protones H^+ , para alcanzar un estado determinado. Se tiene que los iones de carbonatos y bicarbonatos van a estar en función del pH, expresándose en la figura N° 2.8.

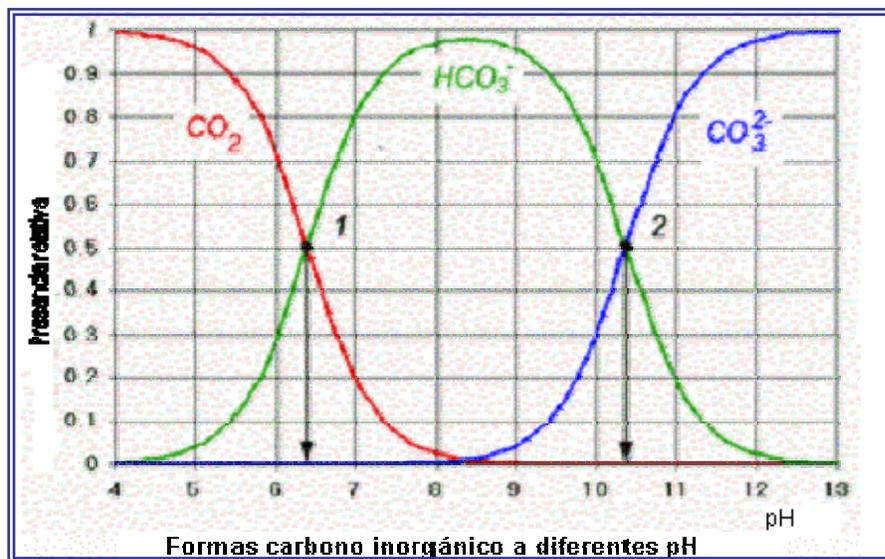


Figura N° 2.8 Relación de los carbonatos y bicarbonatos con respecto al pH.

Fuente: Lindsay, Chemical Equilibria In Soil, (1979).

En la figura N° 2.8, se representan los valores de los carbonatos y bicarbonatos en relación al pH, donde se puede observar que los bicarbonatos se encuentran en la zona comprendida entre pH 4,3 y pH 12,6. Por debajo del pH 4,3, sólo existirá ácido carbónico libre. Cuando no existe ácido carbónico, es decir a partir del pH 8,3, empezarán a aparecer los carbonatos. A pH = 6,3, existe un 50 % tanto de H_2CO_3 como de HCO_3^- . A pH = 10,33 existirá un 50 % de CO_3H^- y de CO_3^{2-} . La importancia

de la alcalinidad es significativa en los fenómenos de coagulación y ablandamiento, así como en la prevención de la corrosión.

2.3.6.5 Conductividad Eléctrica

Conductividad es la medida de la capacidad que tiene un material para conducir la corriente eléctrica. Las soluciones nutritivas contienen partículas iónicas que llevan cargas y por lo tanto poseen esta habilidad. Cuanto mayor es la cantidad de estos iones disueltos en el agua la conductividad de la solución resultante es mayor. Por lo tanto la medición de la conductividad eléctrica de una solución nutritiva tiene una relación directa con la cantidad de materiales sólidos disociados que hay disueltos en ella.

2.3.6.6 Índice de Langelier

Se basa en la diferencia entre el pH del agua determinado directamente por el análisis y el pH de equilibrio o de saturación, con la finalidad de predecir el comportamiento corrosivo o incrustante del agua y así deducir si los compuestos formado una vez que se inyecte el CO₂ precipiten o no, jugando un papel fundamental el pH, ya que de ella depende la alcalinidad que se puedan originar en la muestras consideradas. La ecuación que define al índice de Langelier es la siguiente:

$$IS: pH - pH_S$$

En la que el pH_S es el índice de saturación, determinado a partir de la ecuación que viene a continuación:

$$pH_S: pCa + pAlk + C$$

Donde:

pCa : es un factor logarítmico de la dureza de calcio, expresado en ppm, v de $CaCO_3$.

$pAlk$: es el factor logarítmico de la alcalinidad total, expresado en ppm, v de $CaCO_3$.

C : es el factor logarítmico de los sólidos totales en ppm, v a la temperatura del agua.

Todos estos datos se calculan cuando se conocen los valores de la dureza de calcio, alcalinidad y sólidos totales. Langelier consideró que este índice es sólo una relación cualitativa de la agresividad del agua y que su valor no ayuda para juzgar sobre su actividad real.

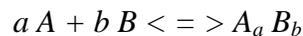
Cuando I_s es cero, es decir, cuando pH es igual al pH_s , no hay formación de incrustación y el ataque corrosivo se disminuye al mínimo. Cuando I_s es positiva, es decir, cuando pH es menor que el pH_s , hay formación de incrustación. Cuando I_s es negativa, es decir, cuando pH es mayor que el pH_s , ocurrirá corrosión del metal descubierto.

2.3.7 Solubilidad

La solubilidad es la medida o magnitud que indica la cantidad máxima de soluto que puede disolverse en una cantidad determinada de solvente a una temperatura dada. Se expresa en muchas unidades, siendo la más común g/L (gramos /litros).

2.3.7.1 Constante de Solubilidad (Kps)

Denotada por Kps, es la constante de equilibrio que se aplica a la disolución de un compuesto poco soluble. Cuanto menor sea el producto de solubilidad menor solubilidad tendrá la sustancia. El equilibrio de solubilidad que existe en una solución saturada, se puede ver en la siguiente reacción:



Siendo la ecuación de la constante de solubilidad la siguiente:

$$K_{ps} = [A]^a [B]^b$$

El producto de solubilidad tiene un valor numérico que depende de la temperatura, y su importancia es equivalente a cualquier otra constante de equilibrio. La aparición de precipitados en una disolución, introduce peculiaridades propias en el tratamiento matemático del equilibrio. Al producirse la precipitación, los balances de masas de las especies implicadas en la misma, dejan de cumplirse pues parte de la masa que antes había en la disolución a pasado al precipitado.

2.3.7.2 Efecto de la Temperatura y la Presión en la Solubilidad de Sólidos y Gases

La solubilidad de las sustancias sólidas disueltas en agua aumenta con la temperatura y por ende con la presión, sin embargo minerales constituido por calcio y magnesio disminuye con aumento con temperatura denominándose solubilidad invertida debido a que no ocurre el proceso normal de solubilidad. En cambio, la solubilidad de un gas en agua aumenta con la presión del gas sobre el disolvente, si la

presión disminuye, la solubilidad disminuye también. Se dice que la solubilidad de los gases es directamente proporcional a la presión. En relación con la temperatura, los gases disueltos en líquidos se comportan de forma inversa a como lo hacen los sólidos. La solubilidad de un gas en agua decrece a medida que aumenta la temperatura; esto significa que la solubilidad y la temperatura son inversamente proporcionales.

2.3.7.3 Determinación de la Solubilidad de un Gas en Agua

La ley de Henry expresa que: “La solubilidad de un gas es directamente proporcional a la presión del gas sobre la superficie del líquido a temperatura constante”. Esta ley relaciona la presión parcial de un gas con su fracción molar en la fase líquida, y declara así cuánto del gas se disuelve. La ley de Henry es descrita como sigue:

$$P = H * x$$

En la que P es la presión parcial de un gas, H es una constante que es diferente para cada gas y x es la fracción molar del gas en la fase líquida. Algunos gases tienen una manera específica de actuar cuando se disuelven. El dióxido de carbono, el ácido sulfúrico y varios agentes volátiles, como el cloruro de hidrógeno, se disuelven y se combinan.

2.3.8 Análisis Nodal

El objetivo del análisis nodal de un sistema de producción o inyección de fluidos, es combinar los distintos componentes de un pozo de gas, petróleo o agua (revestidores, tubería de inyección/producción, cabezal del pozo, reductores, líneas de

flujo y estaciones entre otros), con el propósito de controlar la tasa de flujo y optimizar los elementos del sistema (Cied, 1997).

En particular, se combina la capacidad del pozo para producir o inyectar fluidos con la capacidad del sistema de tubería para manejarlos, obteniendo una solución en un punto denominado nodo, el cual puede estar ubicado bien sea en el pozo, a nivel de las perforaciones, en el cabezal o en las instalaciones de superficie.

2.3.8.1 Ubicación de los Nodos en los Pozos Inyectores

Para aplicar la técnica de análisis nodal, es necesario seleccionar puntos de división o nodos en el pozo con la finalidad de dividir el sistema en esos puntos. Las ubicaciones más comunes usadas para colocar esos nodos son en el fondo del pozo que se emplea para evaluar la caída de presión en la cara de la arena, al obtener la presión de fondo fluyente (pwf); en el cabezal del pozo, con el fin de determinar la tasa de inyección de fluidos y en el yacimiento permite igualmente calcular la tasa de inyección, así como también la presión de yacimiento.

2.3.8.2 Pozos de Inyección de Gas

Para aplicar el análisis nodal a los pozos de inyección de gas, se procede a emplear el siguiente procedimiento:

- 1) Calcule presión de fondo fluyente (pwf) a partir de la ecuación de Darcy o de la ecuación de presión apropiada.
- 2) Determine el p requerido para las tasas de inyección asumidas y súmelo luego a “ p_r ” para encontrar el valor de pwf, el cuál es mucho más grande que “ p_r ”.
- 3) Asuma otras tasas y determine los correspondientes valores de pwf.

Para generar la curva de IPR, se procede de la siguiente manera:

Se calcula la tasa de inyección a través de la siguiente ecuación:

$$q_{iny} = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_w h (\Delta P)}{\mu_w \beta_w (\ln(r_e / r_w) - 3/4 + S)}$$

Donde:

q_{iny} = Tasa de inyección. (PCND)

k_w = permeabilidad efectiva del agua. (md)

h = espesor de la arena (pies)

ΔP = ($P_{wfs} - P_r$); diferencia de presión entre la completación y la presión promedio del reservorio (Lpca).

q_w = Tasa de flujo de agua (BAPD)

r_e = radio de drenaje (pies)

r_w = radio del pozo (pies)

S = daño total. (Adim)

μ_w = viscosidad del agua a la presión promedio. (($P_r + P_{ws}$)/2) (cP)

β_w = factor volumétrico del agua promedio. (BY/BN)

Esta ecuación es similar a la ecuación de DARCY para el flujo alrededor del pozo excepto que ΔP debe ser sumado a la presión promedio del yacimiento. Entonces, el índice de productividad en un pozo de inyección puede ser calculado por:

$$q_{iny} = J_{iny} \Delta P$$

Esta es una relación lineal para flujo de gas en una sola fase. Se asume los valores de ΔP y se calculan las tasas correspondientes, luego se grafica q Vs. ($P_r + \Delta P$) obteniéndose una gráfica como la que se muestra en la figura N° 2.9.

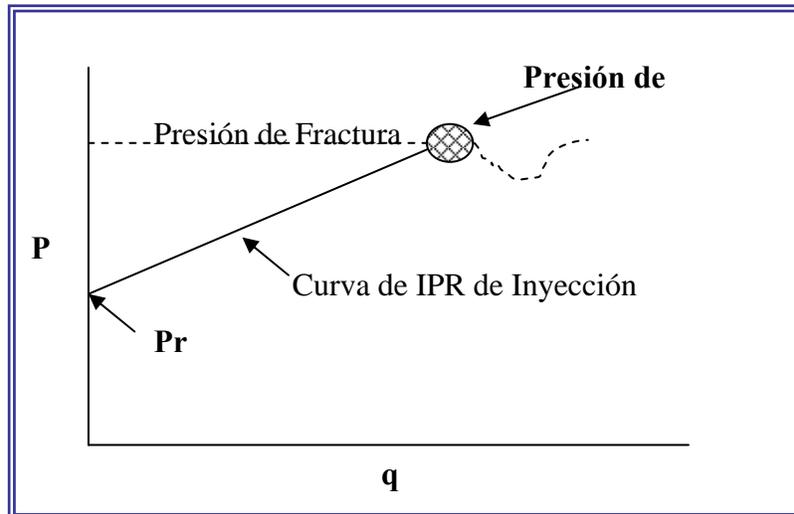


Figura N° 2.9. Comportamiento de inyección de un Pozo Inyector de gas.

Fuente: Gómez, Análisis Nodal, (1990).

Antes de inyectar cualquier fluido ya sea líquido o gas, es necesario conocer la presión de fractura de las formaciones receptoras, la presión de fractura es la cantidad de presión necesaria para deformar permanentemente (fallar o separar) la estructura rocosa de la formación. La presión de fractura puede ser expresada como un gradiente (lpca/pie), un fluido con densidad equivalente (lpg) o por la presión total calculada de la formación (lpca). Los gradientes de fractura normalmente aumentan con la profundidad debido al incremento de la presión de sobrecarga. Formaciones profundas, altamente compactadas requieren presiones de fractura muy altas para superar la presión de formación existente y la resistencia estructural de la roca. Las presiones de fractura a una profundidad dada pueden tener gran variación en función de la geología regional y no debe excederse en un punto como se observa en la figura anterior.

Si el gradiente de fractura para un pozo en particular no es conocido, puede ser estimado ya que pocas veces se excede de un gradiente de 0,8 lpca/pie y tiende a estar

en el orden de 0,7 lpca/pie. Es decir, la presión de fractura para un pozo normal puede ser estimada por la siguiente operación

Presión de fractura: gradiente de fractura por profundidad del pozo.

2.3.9 Aspectos Medioambientales

De todos es conocida la problemática actual del dióxido de carbono. Los países industrializados son responsables del aumento de la concentración de este gas que se ha acumulado en la atmósfera desde la Revolución Industrial a mediados del siglo XVIII. El aumento de la emisión de dióxido de carbono proviene de dos tipos de acciones: La quema de combustibles fósiles (en un 80%) tales como el carbón, el petróleo y el gas natural y la deforestación, que deriva en una menor regeneración del CO₂ en oxígeno. Todas estas actividades han contribuido al denominado efecto invernadero acentuado. Este fenómeno natural ha permitido la vida en las formas que conocemos; sin él la temperatura de la Tierra sería en promedio entre 15° C a 20 °C menor, pero el factor humano ha alterado este equilibrio con un resultado perjudicial para los ecosistemas. También otros gases entre ellos el metano (CH₄) y el óxido de nitrógeno (N₂O) (mas conocido como óxido nitroso) contribuyen al aumento global de la temperatura. Sin embargo, la aportación de estos gases al efecto invernadero, sobre la base de los conocimientos actuales, es menos relevante que la del dióxido de carbono. En las últimas décadas, sin tener en cuenta las variaciones estacionales, el incremento anual de la concentración de CO₂ en el aire ha sido por término medio de 1,5 ppm, v (partes por millón), es decir, un 0,5 % por año (Figura N° 2.10).

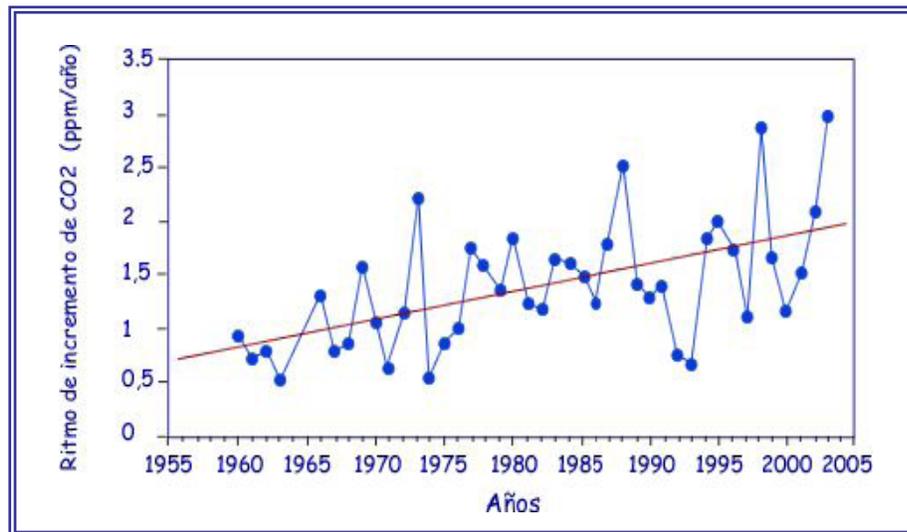


Figura 2.10 Incremento en la concentración de CO₂ atmosférico.

Fuente: Bennaceur, K, Captación y almacenamiento de CO₂, (2004).

2.3.9.1 El CO₂ y el Clima

Desde fines del siglo XIX la temperatura de la superficie de la Tierra ha aumentado en 0,6°C, que de acuerdo con el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), representa el índice de calentamiento más grande de los últimos 1000 años, según valores obtenidos de datos de núcleos de hielo y de cortes anulares de las cortezas de los árboles.

Si bien la temperatura de la superficie terrestre ha fluctuado a lo largo del tiempo geológico, el examen de los núcleos de hielo indica que el calentamiento más reciente se está produciendo junto con un incremento de los gases de efecto invernadero (GHGs, por sus siglas en inglés), que incluyen CO₂, CH₄, óxido nitroso (NO), los cloro-fluoro-carbonos (CFCs), y el ozono troposférico (O₃), aumentando drásticamente durante el siglo XX.

Si bien el CO₂ tiene un potencial de calentamiento global relativamente pequeño comparado con otros GHGs, el volumen absoluto de CO₂ emitido a la atmósfera como subproducto de la quema de combustibles fósiles, lo convierte en el mayor contribuidor. Globalmente, más de 21000 millones de toneladas métricas de CO₂ fueron emitidas a la atmósfera en el año 2001, como resultado de la quema de petróleo, carbón y madera.

Algunas estimaciones ubican las emisiones totales de CO₂ provenientes del petróleo, el gas y el carbón en más de 35000 millones de toneladas métricas para el año 2025. Se prevé que la concentración de CO₂ aumentará del nivel actual de 374 partes por millón (ppm, v) a entre 550 y 1,000 ppm, v para el año 2100, lo que se traducirá en un aumento de la temperatura de 2 a 4.5 °C.

2.3.9.2 Efecto Invernadero

Es el mecanismo aislante por el cual la atmósfera mantiene la superficie de la tierra a una temperatura sustancialmente mayor a la que tendría en ausencia de atmósfera. Los gases de efecto invernadero absorben gran parte de la radiación (infrarroja) ascendente que emite la Tierra, impidiendo que la energía pase directamente de la superficie terrestre al espacio, con lo cual se experimenta un calentamiento y es el que ha mantenido una temperatura media del planeta apta para la vida, como puede verse en la figura N° 2.11.

No obstante, un aumento de las concentraciones normales de estos gases en la atmósfera generadas por el hombre produce un aumento de la opacidad infrarroja de la atmósfera, y por lo tanto, una radiación efectiva en el espacio desde una altitud mayor a una temperatura más baja.

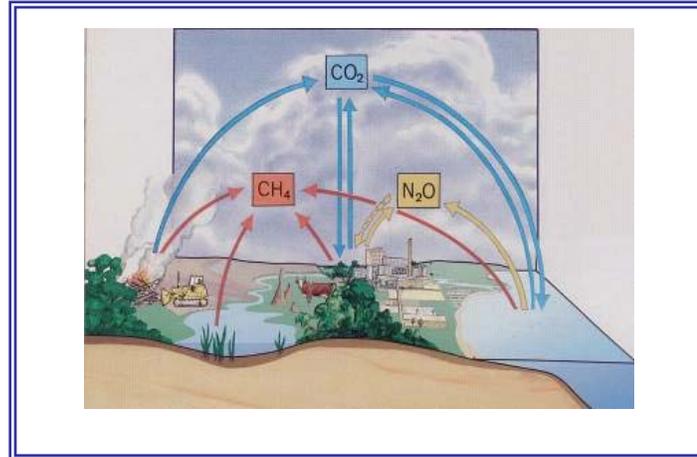


Figura N° 2.11 Presentación de algunos gases del Efecto Invernadero.

Fuente: Calentamiento Global, (2005).

A su vez, otros procesos como: las corrientes de aire, la evaporación, la formación de nubes y las lluvias transportan dicha energía a altas esferas de la atmósfera y contribuyen a la liberación de energía hacia el espacio. Sin embargo, son considerados también un gas del efecto invernadero, aunque de distinta manera a los anteriormente citados, ya que debido a la evaporación (evaporación: cambio del estado líquido a vapor) de los mares, lagos y vegetación, se condensa (condensación: proceso en el cual el vapor pasa a líquido) para formar las nubes reflejando y devolviendo parte de la energía entrante del sol.

2.3.9.3 Relación entre el Efecto Invernadero y el Calentamiento Global

La envoltura gaseosa de la Tierra funciona como techo protector de las radiaciones procedentes del Sol, cuerpos celestes y como base de la vida terrestre (como fuente de oxígeno para el reino animal y de anhídrido carbónico para el reino vegetal). La atmósfera regula la temperatura terrestre, evita que existan contrastes grandes entre dos períodos (por ejemplo: entre el día y la noche), como suele suceder

con los astros que carecen de cobertura atmosférica (por ejemplo: la Luna). Como se mencionó anteriormente, la variedad en las actividades humanas son causantes de la emisión de gases del efecto invernadero en la atmósfera, especialmente el CO₂, N₂O e hidrocarburos, clorofluorados, etc (ver tabla N° 2.4).

Tabla N° 2.4 Composición química atmosférica

NOMBRE	SÍMBOLO QUÍMICO Y PORCENTAJE PRESENTE EN LA ATMÓSFERA
Nitrógeno	N ₂ 78,08 %
Oxígeno	O ₂ 20,95 %
Argón	Ar 0,95 %
Dióxido de carbono	CO ₂ 0,03 %
Neón	Ne 0,0018 %
Helio	He 0,0005 %
Criptón	Kr 0,0001 %
Hidrógeno	H ₂ 0,00006%
Ozono	O ₃ 0,00008%

Fuente: Secuestro Geológico como mecanismo para atenuar el cambio del clima, (2005).

Las emisiones de estos gases pueden clasificarse como originados por la producción y la utilización de energía, las actividades industriales no productoras de energía, los sistemas de agricultura y los cambios en la utilización de la tierra, entre ellas la deforestación. Sin embargo, los estudios realizados han demostrado que hasta 1990 los gases se han incrementado, como se puede observar la tabla N° 2.5.

Por esta razón, es muy importante comprender que el Efecto Invernadero se caracteriza por el calentamiento de las capas inferiores de la atmósfera, debido a que la radiación solar que penetra en la atmósfera sufre absorción y reflexión (49%), mientras la superficie terrestre absorbe un 51%. Por otra parte, la radiación terrestre es absorbida por la atmósfera en una proporción también importante.

Tabla N° 2.5 Incrementos de distintos gases en la atmósfera.

Símbolo	Incremento
CO ₂	56%
CH ₄	15%
CFC	24%
N ₂ O	5%

Fuente: Secuestro Geológico como mecanismo para Atenuar cambio del clima, (2005).

2.3.9.4 El Dióxido de Carbono como Contaminante Atmosférico

También conocido como anhídrido carbónico, es el más importante de los gases de invernadero por su mayor proporción en la atmósfera y su contribución al forzamiento radiactivo es del 50%, siendo la causa más importante del efecto invernadero, debido a las actividades humanas. La aportación antrópica se debe a dos procesos esenciales:

- a. El uso de combustibles fósiles y la producción de cemento:** ambos procesos han experimentado un crecimiento desde 1860 próximo al 4% anual, con interrupciones importantes, debidos a los dos conflictos bélicos mundiales y

descensos notables en el periodo comprendido entre 1973 y 1979 relacionados con la crisis del petróleo.

b.Los cambios en los usos de la tierra: es la segunda causa de la contribución antrópica al CO₂. La emisión total a la atmósfera entre 1875 y 1985, se ha estimado en torno a 115 gigatoneladas de dióxido de carbono, debido a la deforestación, la quema asociada al cambio de uso de las tierras, la descomposición de la biomasa in situ (raíces, árboles talados, ramas), la oxidación de los productos de la madera retirados de su entorno (papel, maderas, residuos) y la oxidación del carbono en el suelo.

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Acuitardo: es una formación geológica (por lo general es una capa de material como la arcilla) la cual crea una barrera al flujo del agua subterránea debajo de la superficie de la tierra.

Aminas: sustancia derivada del amoníaco por sustitución de uno o varios átomos de hidrógeno por radicales alifáticos o aromáticos.

Antropogénica: usualmente se utiliza en el contexto de las emisiones (gases, partículas, compuestos químicos y otros), que son producidas como resultado de las actividades humanas.

Carbonatos: son las sales o éter del ácido carbónico producto de la disolución de CO₂ con H₂O. Compuesto químico que contiene los elementos carbono (C) y oxígeno (O) en forma del grupo CO₃.

Combustión: reacción química entre una sustancia oxidante (comburente) y otra reductora (combustible) con desprendimiento de calor y eventualmente de luz y llama.

Deforestación: destrucción a gran escala del bosque por la acción humana, generalmente para la utilización de la tierra para otros usos.

Disolución: son soluciones formadas por dos componentes soluto y solvente en la cual el sólido (soluto) se disuelve en un líquido (solvente).

Emisión: liberación directa o indirecta a la atmósfera, al agua o al suelo de sustancias, vibraciones, calor o ruido a partir de fuentes puntuales o difusas de la instalación.

Emisión: liberación directa o indirecta a la atmósfera, al agua o al suelo de sustancias, vibraciones, calor o ruido a partir de fuentes puntuales o difusas de la instalación.

Hidrodinámica: es el estudio de las leyes que rigen el movimiento de los líquidos y de la resistencia que oponen a los cuerpos que se mueven en ellos.

Matriz: patrón de granos de una roca o formación.

Iones: átomos o grupos de átomos que han perdido o adquirido uno o más electrones (negativos) y por tanto poseen una o más cargas elementales positivas o negativas.

Monoetanolamina (MEA): es una amina primaria y forma parte de los solventes químicos empleados en procesos no selectivos de remoción de CO₂ y H₂S.

Presión parcial de un gas: es la presión que el gas ejercería si estuviera presente él sólo en el recipiente a la misma temperatura que está en la mezcla.

Radiación infrarroja: radiación emitida por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes. Es conocida también como radiación terrestre o de onda larga. La radiación infrarroja tiene una gama de longitudes de onda que es más larga que la longitud de onda del color rojo en la parte visible del espectro.

Radiación solar: radiación emitida por el Sol. También se denomina radiación de onda corta. La radiación solar tiene una gama específica de longitudes de onda (espectro) determinado por la temperatura del Sol.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación desarrollada es de tipo exploratoria. Exploratoria porque el problema planteado no se ha abordado antes, es decir, se han efectuado estudios similares, pero en formaciones geológicas completamente diferentes y en otros países. En tal sentido, como lo expresa Hernández, Fernández y Baptista (2000) “Los estudios exploratorios se efectúan, normalmente, cuando el objetivo es examinar un tema o problema de investigación poco estudiado...” (p. 25).

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

De acuerdo al esquema establecido para la ejecución del proyecto, la investigación correspondió a un diseño de campo-documental. De campo, ya que los datos fueron recabados directamente de situaciones reales, en este caso de los pozos y yacimientos, sin manipularlos para posteriormente ser interpretados, analizados y así inferir o dar una explicación de sus reacciones o comportamiento con respecto a la captura y almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos. Como lo indica Arias (2004), “...Consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna...” (p. 28).

Documental porque según Arias (2004) “Es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas

audiovisuales o electrónicas” (p.25). Para el estudio, se recolectó inicialmente información concerniente al proceso de inyección de CO₂ mediante la revisión de manuales, folletos y documentos así como de fuentes primarias como condiciones mecánicas de los pozos, datos de las arenas y yacimientos basados en la reinterpretación de datos secundarios provenientes de trabajos previos.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.3.1 Población

La población es definida por Hurtado (2000) como “Conjunto de elementos, seres, eventos, concordantes entre sí en cuanto a una serie de características, de los cuales se desea obtener alguna información” (p.152). Para esta investigación, la población que se requirió estuvo constituida por todos los acuíferos salinos de pozos inactivos o cerrados pertenecientes al Campo Guarío de la formación Oficina del Área Mayor de Anaco, por ser este campo el área específica en estudio, con un total de 25 pozos que pueden ser empleados como inyectores de CO₂.

3.3.2 Muestra

La muestra según Hurtado (2000) se define como “una porción de la población que se toma para realizar el estudio, la cual se considera representativa (de la población)” (p.154). La muestra para este estudio fue seleccionada tomando en cuenta los siguientes criterios: que estén cercano a la planta de extracción de San Joaquín, cerrados por estado “EH” (cerrado por el Ministerio de Energía y Petróleo) o “ED” (encontrado inactivos) con disponibilidad inmediata, que posean un rango de salinidad (6000 ppm -12000 ppm de NaCl), arenas de agua o acuíferos con espesores mayores a los 24 pies, profundidad mayor a 2625 pies y que se localicen adyacente a

un yacimiento de baja presión o depletados y por ende a un contacto agua-petróleo, de los cuales se eligieron 2 pozos en total.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para el desarrollo de la investigación, fue necesario establecer la siguiente metodología para la obtención y el cumplimiento de los objetivos planteados:

3.4.1 Etapa I. Descripción de las Tecnologías de Separación del CO₂

Se describió las diferentes tecnologías existentes para separar y capturar el CO₂ del gas proveniente de la producción de los pozos en las plantas de endulzamiento, con el fin de conocer la más óptima y rentable desde el punto de vista cualitativo. La descripción de estas tecnologías se basó en investigaciones bibliográficas y búsqueda de información en internet.

3.4.2 Etapa II. Selección de Pozos Inactivos del Campo Guarío Candidatos a la Inyección de CO₂

Para cumplir esta etapa, se procedió a lo siguiente:

- 1) Se seleccionaron todos los pozos inactivos del Campo Guarío, mediante la revisión del sumario mensual de producción por pozo reflejada en la base de datos del programa Centinela paralelamente con el potencial del Campo, en la que se verificó su estado actual.
- 2) De los pozos inactivos del Campo, se escogieron aquellos pozos cercanos a la planta de extracción de San Joaquín de donde provendrá el CO₂ a inyectar,

haciendo uso del mapa de superficie y base correspondiente al Campo, suministrado por el personal que maneja el programa Sigemap; posteriormente de estos pozos, se identificaron los que presentaban estados EH y ED en cada una de las arenas perforadas, es decir, inactivos o cerrados por ordenes del Ministerio de Energía y Petróleo.

- 3) Luego se revisó en sala de mapas, los mapas isopacos estructurales de las arenas (yacimientos) perteneciente a la formación oficina para evaluar y anotar los espesores y profundidades de las arenas en un intervalo comprendido desde las arenas Morenos (MO) hasta las arenas Naranjas (NAF4), por el hecho de que en arenas más profundas el contenido de minerales de calcio y magnesio, así como sus concentraciones disminuye, observándose a través del programa Simde en análisis previos realizados a estas arenas, para así elegir acuíferos salinos, con espesores óptimos mayores a 24 pies, vecinos a un contacto agua-petróleo ubicados en un yacimiento de presión declinada, profundidad mayor a 2625 pies que es la profundidad mínima requerida para el almacenamiento del CO₂, según la experiencia de ingenieros de yacimientos que participan en el proyecto del Campo Sleipner en Noruega (Bennaceur, 2004).
- 4) Aunado a esto, se hizo una revisión más a fondo de la información de los pozos existentes en las carpetas tales como diagramas mecánicos, características de las arenas perforadas, datos de inicio de perforaciones etc. De esta forma, se obtuvo un total de dos pozos, los cuales cumplieron con todos los criterios de selección mencionados anteriormente.

3.4.3 Etapa III. Caracterización Físico-Química de las Aguas de los Acuíferos

Con el propósito de caracterizar los parámetros fisicoquímicos de las aguas de los pozos seleccionados, se efectuaron los contactos necesarios con el departamento

de operaciones para la recolección de muestras de aguas de pozos activos vecinos a estos pozos en la misma arena y yacimiento, debido a que no fue posible tomar muestras de pozos inactivos. Dicha recolección se llevó a cabo por intermedio de los operadores de las estaciones de flujo, quienes facilitaron el proceso dirigiéndose a los cabezales de los pozos, para de esta manera obtener las muestras lo más representativas posibles, corroborando previamente si las válvulas de los mismos no presentaban problemas, esto con la idea de optimizar tiempo. Los pozos activos seleccionados para el muestreo fueron JM-28, JM-52, JM-32, G-13, G-09 y JM-223, de los cuales se les pudo obtener muestras de aguas a los pozos JM-52, JM-32, JM-223 y G-09, en los demás pozos no fue posible, ya que al momento de tomar las muestras fluía gas seco o condensado con contenido parafinoso, sin presencia de agua.

Una vez obtenida las muestras de aguas, se realizó el análisis en dos etapas: primero se evaluó inmediatamente en sitio con técnicos especialistas perteneciente a la empresa LIPESA, los parámetros de alcalinidad, dureza total, dureza calcica, pH, hierro, calcio y magnesio, donde se empleó toda la instrumentación adecuada atendiendo a las normas aplicadas para cada caso, tales como medidor digital de pH, vaso precipitado, buretas, cilindros graduados, kit portátil para medir el hierro, entre otros, validándose estos datos con los del laboratorio en San tome. Los procedimientos de los ensayos realizados en sitio se encuentran en el apéndice A.

Segundo, las muestras restantes se enviaron al Centro de Análisis ubicado en PDVSA San Tomé, para ser analizada con el propósito de obtener información físico-química de ellas como: cloruros, conductividad, sodio, índice de saturación y sólidos disueltos, debido a que no se requiere una preservación tan estricta de la muestra, para poder inferir en el contenido de ellos, necesarios para que ocurra la reacción química entre estos minerales, el CO₂ y el fluido del acuífero.

3.4.4 Etapa IV. Determinación de los Parámetros Petrofísicos de los Acuíferos

Esta etapa comprende la búsqueda de registros eléctricos (resistividad, Rayos Gamma, potencial espontáneo, microlog, densidad neutrón, entre otros) presente en las carpetas de los pozos seleccionados ubicados en el programa Simde o en archivos de pozos, para obtener datos de las arenas de interés y estudiar las propiedades petrofísicas de los mismos, realizando los cálculos necesarios a través de ecuaciones, considerando el uso de hojas de cálculo en Microsoft Excel, a fin de adquirir parámetros importantes tales como espesor de arena neta, volumen de arcilla, saturación de agua, porosidad y permeabilidad; información necesaria para el modelado de los pozos en el simulador y la estimación de la tasa o caudal de CO₂ a inyectar en las formaciones prospectivas.

Inicialmente se realizó una revisión de los registros de los pozos G-29 y G-35, esta consistió en el reconocimiento de la información asentada en el cabezal, en las escalas y en las curvas, por lo que se pudo constatar que ambos pozos son muy viejos por poseer registros microlog y poca información en relación a otros registros actuales, comprobándose en las historias de los pozos, donde aparece reflejada el inicio de las perforaciones, seguidamente se localizó el registro gráfico de cada uno de ellos, donde aparece reseñada las arenas correlacionadas en sus respectivas formaciones y profundidades dadas a una escala 1:500, para localizar las arenas de aguas interpretadas en NAE1 y NAC2, contando con la ayuda y apoyo de geólogos especialistas, que proporcionaron todos sus conocimientos; una vez encontradas estas arenas, estos datos se ubicaron en el registro microlog de cada uno de ellos, en la cual se observó que tanto para el pozo G-29 como para el pozo G-35 no había corridas de registros a las profundidades de las arenas de interés, procediéndose a encontrar a través del mapa Base de San Joaquín pozos vecinos a los pozos seleccionados para verificar cuales registros contenían, (Ver Apéndice B (figura N° B.1 y B.2; tabla N°

B.1 y B2)) y así extraer todos los datos presente en los cabezales y cuerpo de los registros tales como: temperatura de fondo y superficie; temperatura y profundidad de las arena de aguas, temperatura de la formación, profundidad final del pozo, resistividad de la lutita, SP del intervalo de interés, resistividad del intervalo, Gr máximo, Gr mínimo, Gr leído, etc, para realizar de esta manera la evaluación petrofísica y emplear las ecuaciones correspondiente dependiendo del tipo de registro a utilizar, para cargarlas en la tabla de Excel.

3.4.4.1 Cálculos de los Parámetros Petrofísicos

Volumen de Arcilla (Vsh)

La determinación del volumen de arcilla es importante debido a que afecta el cálculo

de las saturaciones de los fluidos, permeabilidad y la porosidad efectiva. Se puede calcular de distintas formas, según el registro a partir del cual se desea definir este parámetro. Los dos registros más empleados suelen ser los de Gamma Ray (GR) y el Potencial Espontáneo (SP).

En los pozos que poseían curvas de rayos gamma se utilizó la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{(GR_{leído} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})}$$

Donde:

V_{sh} = volumen de arcilla. [Adim]

$GR_{leído}$ = gamma Ray leído. [Adim]

GR_{rmax} = gamma Ray máximo. [Adim]

GR_{rmin} =gamma Ray mínimo. [Adim]

Los datos anteriores se calcularon aplicando los siguientes pasos:

- Se establece la línea base de arcilla ($GR_{\text{máximo}}$).
- Se establece la línea base de arena ($GR_{\text{mínimo}}$).
- Se determina el valor $GR_{\text{leído}}$.

En los pozos donde no se contó con registro de rayos gamma, se utilizó la curva de SP, siendo su ecuación la siguiente:

$$Vsh_{SP} = 1 - \frac{SP_{LOG}}{SP_{MAX}}$$

Donde:

Vsh_{SP} = volumen de arcillosidad. [Adim]

SP_{LOG} = lectura de la curva del SP en la zona a evaluar. [Adim]

$SP_{Máx}$ =lectura de la curva del SP de una arena relativamente limpia en el intervalo geológico. [Adim]

Porosidad (ϕ)

➤ **Cálculo de la porosidad usando registros Microlog**

Mediante los registros microlog se puede obtener información de porosidad, aunque estos no son tan confiables como los registros de densidad neutrón. Para utilizar los valores que aportan estos registros viejos deben usarse una serie de

ecuaciones y utilizarse ciertos ábacos para normalizar la información obtenida, como gradiente geotérmico (GG), temperatura de formación (Tfm), corrección de la resistividad del lodo (Rm), resistividad del revoque (Rmc) y resistividad del filtrado del lodo (Rmf) a la temperatura de la formación de interés, así como también corrección de las curvas micronormal (R_2) y microinversa (R_{1X1}) por diámetro del hoyo empleando el ábaco “Microlog Interpretation Chart” (Schlumberger) para obtener la resistividad de la zona avada (R_{XO}) (ver apéndice B). Luego de la corrección, se obtiene el valor de porosidad. Sin embargo para este estudio no se hizo correcciones del diámetro del hoyo ni de ningún otro factor, por poseer un diámetro acorde al tipo de registro que se emplea. La ecuación para la determinación de la porosidad es:

$$\phi_{micro\ log} = (0,614) * \frac{(Rm_{TemFormación})^{0.61}}{(R_2)^{0.75}}$$

Donde:

$\phi_{Microlog}$ = porosidad. [Adim]

$Rm_{(TemFormación)}$ = resistividad del lodo a la temperatura de la formación. [ohm]

R_2 = lectura de la curva Micronormal en el intervalo a evaluar. [ohm]

➤ Cálculo de la porosidad usando registros Densidad-Neutrón

Para determinar la porosidad efectiva de las arenas arcillosas, se realizó previamente la corrección por arcillosidad de las porosidades de densidad-neutrón, mediante las siguientes ecuaciones:

$$\phi_{DC} = \phi_D - \phi_{Dsh} * V_{sh}$$

$$\phi_{NC} = \phi_N - \phi_{Nsh} * V_{sh}$$

Donde:

ϕ_{DC} = porosidad corregida densidad. [Adim]

ϕ_{NC} = porosidad corregida neutrón. [Adim]

V_{sh} = volumen de arcillosidad. [Adim]

ϕ_{Nsh} = porosidad de las arcillas medidas por el registro de neutrón. [Adim]

ϕ_{Dsh} = porosidad de las arcillas por el registro de densidad. [Adim]

Después que se obtuvo las porosidades corregidas por arcillas, se calculó la porosidad efectiva, que se define como el espacio total de espacios vacíos interconectados a través de los cuales puede haber potencial de movilización de fluidos, mediante la ecuación que se muestra a continuación:

$$\phi_{effect} = \sqrt{\frac{\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2}{2}}$$

Donde:

ϕ_{effect} = porosidad efectiva. [Adim]

ϕ_{DC}^2 = porosidad neutrón corregida por arcillosidad. [Adim]

ϕ_{NC}^2 = porosidad densidad corregida por arcillosidad. [Adim]

Saturación de Agua (Sw)

Esta estimación de fluido se realiza apoyándose en los valores de volumen de arcilla, resistividad, porosidad entre otras propiedades de la formación. La saturación de agua obtenida a partir de los registros, es calculada como el porcentaje de agua contenido en el espacio poroso de un volumen de roca. La determinación de la saturación de agua (Sw) se realizó empleando el modelo de Simandoux, por ser este el más apropiado para arenas con cierta arcillosidad y el más aplicado en la evaluación petrofísica de los yacimientos en el Oriente Venezolano. Viene expresado por:

$$S_w = \left[\left(\frac{a * R_w}{\phi^2 * R_t} \right) + \left(\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi^2 * R_{sh}} \right)^2 \right]^{1.8} - \left[\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi^2 * R_{sh}} \right]$$

Donde:

R_w = Resistividad del agua de Formación. [ohm]

R_t = Resistividad verdadera de la formación. [ohm]

R_{sh} = Resistividad de las arcillas. [ohm]

V_{sh} = Volumen de la arcilla. [ohm]

Permeabilidad (k)

Existen distintos métodos para la permeabilidad de formación: análisis de núcleos, registros especiales y utilización de correlaciones empíricas. Para determinar

la permeabilidad se utilizó la ecuación de Timur para ambos tipos de registros (Microlog y Registros de Densidad-Neutrón), como se muestra a continuación:

$$K = \frac{(\phi_{Efect} * 100)^{4.4}}{(s_{Wirr} * 100)^2} * 0,136$$

Donde:

K= permeabilidad (md).

ϕ_{Efect} = porosidad efectiva. [Adim]

s_{Wirr} = saturación de agua irreducible. [Adim]

La saturación de agua irreducible que se define como la porción de agua que permanece inmóvil en el yacimiento, impregnada en los poros de la roca, proveniente de los resultados de análisis de permeabilidades relativas en los núcleos de las arenas, en donde se determina las resistividades de las formaciones y la saturaciones de agua de ellas. Para el presente estudio este parámetro fue suministrado por el departamento de ingeniería de yacimiento perteneciente a PDVSA Gas Anaco, con un valor promedio de 0,12 en ambas arenas.

3.4.5 Etapa V. Determinación de las Reacciones Químicas entre el Fluido del Acuífero, el CO₂ y los Minerales de la Roca

Se determinaron las posibles reacciones químicas que pueden ocurrir entre el fluido del acuífero, el CO₂ y los minerales de la roca, considerando los resultados de las pruebas de laboratorio efectuadas a las aguas de los pozos cercanos a los pozos candidatos y las formulas químicas correspondiente para el caso, asimismo predecir si

habrá precipitación o no de los compuestos que se originen producto de dichas reacciones, necesarias para el secuestro geológico del dióxido de carbono. Para ello se tomaron las concentraciones de calcio, magnesio e hierro y se investigaron las constantes del producto de solubilidad teórico del carbonato de calcio, carbonato de magnesio y carbonato de hierro, siendo los siguientes:

$$K_{psCaCO_3} = [Ca^{+2}] * [CO_3^{-2}] = 4,8 \times 10^{-9}$$

$$K_{psMgCO_3} = [Mg^{+2}] * [CO_3^{-2}] = 4 \times 10^{-5}$$

$$K_{psFeCO_3} = [Fe^{+2}] * [CO_3^{-2}] = 2,11 \times 10^{-11}$$

Los análisis realizadas a las aguas de las arenas infirieron que no hay presencia de iones carbonatos (CO_3^{-2}) en solución, por lo que fue necesario determinar que cantidad de iones CO_3^{-2} se requiere para que se lleve a cabo la precipitación del carbonato de calcio, magnesio e hierro, partiendo de la constante de solubilidad de cada uno de ellos y del contenido de los mismos en las aguas, tomando en cuenta la teoría que expresa que si el producto iónico de los elementos involucrados es mayor que la constante de producto de solubilidad de los compuestos formados habrá precipitado, en caso contrario no existirá formación de precipitado.

De acuerdo a lo anterior, el contenido de calcio, magnesio e hierro en unidades de ppm (mg/L) fueron convertidas a unidades de mol/L, dividiendo la cantidad del elemento químico en g/L entre el peso molecular del mismo (peso molecular del calcio: 40; magnesio: 24; hierro: 56) expresado en g/mol, resultando lo que se conoce con el nombre de molaridad que se define como la cantidad de sustancia de soluto, expresada en moles, contenida en un cierto volumen de disolución, expresado en litros, es decir: $M = n / V$.

Para que suceda la precipitación de los carbonatos por ejemplo carbonato de calcio, se debe cumplir lo siguiente:

$$Kps_{CaCO_3} \text{ Calculado} > Kps_{CaCO_3} \text{ Teórico}$$

La concentración de iones de carbonatos, se calcula como sigue:

$$[CO_3^{-2}] = \frac{Kps_{CaCO_3}}{Ca^{+2}}$$

Donde:

$[CO_3^{-2}]$ = concentración de iones de CO_3^{-2} en mol/L.

$[Ca^{+2}]$ = concentración de calcio presente en las aguas en mol/L.

Kps_{CaCO_3} = constante del producto de solubilidad.

La cantidad de iones de CO_3^{-2} necesaria para que ocurra la precipitación deberá ser mayor a la calculada por la ecuación antes escrita. Lo mismo ocurrirá para el Carbonato de Magnesio e Hierro respectivamente.

Muestra de cálculo

Obtención de la molaridad de los iones de calcio y carbonatos (pozo JM 223)

$$a) Ca^{+2} = \frac{147 \text{ mg de } Ca^{+2}}{L \text{ desolución}} \times \frac{g \text{ de } Ca^{+2}}{1 \times 10^3 \text{ mg } Ca} \times \frac{1 \text{ mol de } Ca^{+2}}{40 \text{ gr de } Ca^{+2}} = 3,68 \times 10^{-3} \text{ mol/L de } Ca^{+2}.$$

$$b) \text{CO}_3^{-2} = \frac{Kps_{CaCO_3}}{(Ca^{+2})} = \frac{4,9 \times 10^{-9}}{3,68 \times 10^{-3} \text{ mol/l de Ca}} = 1,30 \times 10^{-6} \text{ mol/L de CO}_3^{-2}.$$

La precipitación se alcanzará cuando la concentración de los iones de CO_3^{-2} sea mayor a los $1,30 \times 10^{-6} \text{ mol/L}$.

3.4.6 Etapa VI. Estimación de la Tasa de Inyección de CO_2

La estimación se efectuó empleando el programa de simulación “PIPESIM 2003”, en él se cargaron los datos de las arenas, basado en evaluaciones petrofísicas mediante los registros estudiados, como espesor de arena neta y permeabilidades; datos de yacimientos tales como presiones y temperaturas del yacimiento más cercano por no contarse con pruebas de inyectividad y presiones estáticas de los pozos en estudio; datos del fluido y el diseño mecánico de los pozos candidatos, en los cuales se pudo observar la profundidad, los intervalos perforados y los diámetros de las tuberías presentes, de igual forma, se utilizaron las correlaciones de flujo que más se ajustaron a las características particulares de cada modelo. Con los datos recopilados se realizó una apreciación de la tasa de inyección de CO_2 requerida por los pozos seleccionados mediante un análisis nodal, que consistió en modelar el flujo de fluido en este caso CO_2 desde que sale de una fuente de inyección ubicada en la planta de extracción de San Joaquín hasta su destino que son las arenas de los pozos de interés, en donde se corrió cada uno de los modelos, en la que será inyectado a la presión del sistema de transmisión de gas de Anaco que es de 1214,7 lpca, adicional a esto, se hicieron sensibilidades, es decir, variaciones de parámetros, como presiones de inyección en el rango de 914,7 lpca hasta 1214,7 lpca y daños de formación entre 0; 5 y 10, clave en el proceso de inyección.

Para poder obtener toda la información para la simulación, fue necesario tomar en cuenta lo siguiente:

3.4.6.1 Diagramas Mecánicos Propuestos de los Pozos Candidatos

Para la inyección de CO₂ se realizaron diagramas mecánicos propuestos de los pozos a partir de los diagramas actuales que presentaban, debido a que las arenas en estudio no han sido perforadas, además se trata de pozos viejos con tuberías de producción que actualmente ya no son usadas. Se propone una tubería de diámetro nominal 2 7/8" que es la comúnmente usada para la inyección. Por otro lado las tuberías requeridas deben ser fabricadas de acero inoxidable o acero al carbono, para evitar la corrosión por CO₂. Los diagramas propuestos de estos pozos se muestran en el apéndice F.

3.4.6.2 Estimación de la Presión de Fractura

Para el presente estudio también fue necesario conocer la presión de fractura de las formaciones depositoras de CO₂. Como no se conoce el gradiente de fractura, se procedió a estimarla. Se recomienda multiplicar la profundidad a la cual se encuentra la formación por un gradiente que normalmente se ubica entre 0,7 y 0,8 lpc/pie (Gómez, 1990). Para este estudio se tomó un gradiente de 0,8 lpc/pie, por ser este gradiente empleado en las arenas de la formación Oficina por los especialistas en geomecánica de la zona. La presión de fractura se determinó con las profundidades de los pozos multiplicados por dicho gradiente.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS EMPLEADAS EN LA RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

3.5.1 Técnicas

Para la obtención de los datos y el logro de los objetivos planteados en la investigación, donde se evaluó el proceso de inyección de CO₂ en acuíferos salinos de pozos inactivos del Campo Guario, se aplicaron las siguientes técnicas que a continuación se describen:

Búsqueda y recopilación documental: con el fin de obtener los fundamentos teóricos, antecedentes, datos, procedimientos e información técnica referente a la separación y almacenamiento de CO₂, se revisaron libros de diferentes autores, manuales, papers, la red interna de PDVSA y páginas de Internet, que sirvieron para la comprensión y análisis de los datos.

Consulta a Personal Experimentado: consistió en realizar entrevistas a personas expertas en el tema que laboran en las sedes de PDVSA, Criogénicos, Centro de Análisis San Tome y la empresa de servicios LIPESA, con el propósito de obtener información confiable y necesaria para la realización de este trabajo de investigación.

Obtención y procesamiento de datos: se recopiló información de las carpetas de pozos donde se encuentra las historias, registros, diagramas mecánicos y de completación de los pozos; el sumario mensual de producción, mapas de superficie y estructurales, la red interna de PDVSA para consulta de los paquetes corporativo de la empresa como Centinela, Simde (Sistema de Manejo de Documentos Electrónicos) y Sigemap, así como también, de la visita a los pozos muestreado. Posteriormente, se

procesaron los datos en el simulador PIPESIM, hojas de cálculo de Excel, páginas de word, power point y ensayos de laboratorio.

3.5.2 Instrumentos

3.5.2.1 Centinela (Centro de Información del Negocio Petrolero)

Es un sistema de información operacional oficial de PDVSA para soportar los procesos de extracción, control y contabilidad de crudo, agua, y gas, el cual suministra información referente a los pozos, como presiones, pruebas de producción, cambio de reductores, entre otros. Tiene como objetivo principal asistir al personal de las Unidades de Explotación de los Grupos de Yacimientos y Producción, en el control de la producción de pozos, facilitando la toma de decisiones necesarias para cumplir con los objetivos de producción.

Este paquete esta constituido por 11 módulos: gas, pozo (pruebas de producción), óleo, vapor, centinela, agua, declina, tabla, guía usuario, tutorial, entre los que destacan en importancia los siguientes: pozo, donde se manejan los datos de los pozos, el estado y las actividades que se realizan sobre ellos; Óleo, donde se contabiliza la producción manejada a partir de las Estaciones Principales y en general todos los datos de los sistemas de recolección y distribución de fluidos (sistemas de transporte de crudo hasta los terminales de embarque, sistemas de diluyente, etc.). En el caso del presente trabajo, el modulo usado correspondió al de POZO, por ser este el que posee el sumario de producción, en donde se especifica los pozos completados en sus respectivas arenas y el estado actual de cada uno de ellos.

3.5.2.2 Hojas de Cálculos

Forma parte del programa Microsoft Excel que es una de las herramientas de Microsoft Office, en donde se pueden construir hojas de cálculos complejas a partir de un proceso de introducción de simples ecuaciones matemáticas en un orden cronológico matemático, facilitando el procesamiento de datos complejos. Durante el desarrollo del proyecto se hizo uso de las hojas de cálculos, las mismas son necesarias para la realización de los cálculos requeridos para la determinación de los parámetros petrofísicos de los pozos en estudio usando las ecuaciones correspondientes.

3.5.2.3 Simde (Sistema Manejo de Documentos Electrónicos)

Es una aplicación perteneciente a PDVSA que contiene las carpetas de los pozos con reportes de las completaciones actuales y las pruebas que se le hayan realizado a los diferentes pozos, vía web. Tiene como finalidad automatizar mediante la tecnología de imágenes, las consultas y actualizaciones de los diferentes documentos presentes en las carpetas, logrando la disponibilidad de los mismos para todos sus usuarios, garantizando la integridad y la confiabilidad de la información contenida en estos documentos y ofreciendo mecanismos de acceso eficientes, rápidos y sencillos. Es importante señalar que en esta aplicación se tiene acceso a todos los campos del país y por ende a todos los pozos perforados en el territorio nacional, suministrando diferentes datos de importancia como: análisis, pruebas, correspondencias oficiales, diagramas, planos y registros, información de presión y temperatura de los pozos, información geológica, propuestas y reportes operacionales, entre otros.

3.5.2.4 Sigemap (Sistema de Generación de Mapas)

Es un sistema computarizado para la generación, actualización, validación y disponibilidad de una base de datos de mapas automatizados ya sea estructurales, bases o de superficie. Consta de un ambiente de inicio de datos donde se revisa, prepara y carga la data del cuadrángulo a incorporar en el sistema. La información geológica y el posicionamiento de los pozos son procesados bajo el sistema SIGEO y los datos adicionales como el límite de roca, los contactos condensado - petróleo original, agua-petróleo original, los límites arbitrarios, etc. Pueden ser capturados de manera puntual y ser digitalizados directamente de los mapas existentes. Este sistema se desarrolla bajo la plataforma micro-station, basado en la automatización de rutinas que facilitan al usuario la manipulación de los mapas oficiales.

3.5.2.5 Ensayos de Laboratorio

Son análisis físico químico que se efectúan a las aguas de los acuíferos de pozos activos, cercanos a los pozos seleccionados algunas en el sitio donde se toma la muestra y otras en los laboratorios. Las propiedades determinadas son:

- a) Alcalinidad parcial y total en aguas naturales, industriales y residuales. Mediante el método de valoración con indicador (Método A de la Norma COVENIN 2780-91).
- b) Concentración de cloruros presentes en aguas naturales, industriales y residuales.

Mediante la valoración con Nitrato de Plata (Método B de la Norma COVENIN 3141-95).

- c) Conductividad eléctrica en aguas naturales, industriales y residuales de acuerdo al manual de operación del conductímetro Metrohm, modelo E-587.
- d) Dureza Total, Cálcica y Magnésica en aguas naturales, industriales y residuales. (Método B de la Norma COVENIN 2771-91).
- e) pH por medición potenciométrica en aguas naturales, industriales y residuales.

3.5.2.6 Simulador Pipesim 2003

Es un simulador que permite la Optimización de Sistemas de Producción desarrollado por la empresa “Baker Jardine Petroleum Engineering & Software” y adquirido posteriormente por la empresa Schlumberger. Se considera que es un modelaje conceptual y detallado de producción e inyección de gas. Los usuarios pueden definir un gran rango de tipos de completación de pozos incluyendo yacimientos de múltiples capas. Este módulo simula el flujo desde el yacimiento a través de la tubería de producción. Para un análisis eficiente, hay una serie de operaciones disponibles para ser utilizados. Ejemplo: análisis nodal, diseño de levantamiento artificial pos gas, diseño de la tubería de completación, etc.

Este simulador contiene los siguientes módulos: pipeline & facilities (modela el flujo detallado desde el cabezal del pozo hasta su destino); Well Performance Analysis (estudia sistemas de producción e inyección); Network Analysis (permite combinar modelos y construir redes complejas de tubería y pozos en un simulador de red); Production Optimization (GOAL) (optimiza sistemas de Levantamiento artificial por gas ó Bombeo electrosumergible); Field Planning (FPT) (planificador de producción); Multi-lateral (HoSim) (permite generar modelos complejo de pozos horizontales y multilaterales).

De los módulos descrito anteriormente, se utilizaron el Pipeline & Facilities y Well Performance Análisis enfocados desde el punto de vista de inyección de gas al yacimiento, definiéndose brevemente cada uno de ellos.

Pipeline & Facilities: este módulo permite modelar el flujo detallado desde el cabezal del pozo hasta su destino final. Un entendimiento detallado del sistema hidráulico es crítico para muchos diseños de tuberías de flujo y problemas de flujo en sistemas multifásicos complejos. Si es requerido, los pozos pueden ser armados dentro del mismo sistema o modelo para simular el flujo desde el yacimiento. Este módulo modela líneas de flujos verticales y horizontales y los procesa a través de equipos hasta el punto final. Los objetos detallados en las líneas de flujos de este módulo permite a los usuarios introducir la topología del terreno y una data detallada de transferencia de calor con cubiertas aislantes, y los usuarios pueden incluir equipos como: bombas, compresores, intercambiadores de calor y separadores.

Para estudios detallados de tuberías este módulo predice las características de taponamiento, formación de hidratos y muchos otras variables críticas.

Well Performance Análisis: este módulo es fundamental para los ingenieros de petróleo en el diseño y optimización de sistemas de producción e inyección. Esta diseñado para completar el flujo de trabajo de los ingenieros dando un análisis eficiente y rápido de flujo multifásico desde el yacimiento hasta su destino final. Este módulo incluye modelos de completaciones detalladas (múltiples zonas), perfiles de tuberías, chokes en el cabezal y puede ser extendido hasta las tuberías de superficie.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En este capítulo se realizaron las discusiones de los resultados obtenidos durante la investigación en orden cronológico a los objetivos específicos planteados.

4.1 DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE SEPARACIÓN DEL CO₂

Las impurezas como el dióxido de carbono siempre han formado parte del gas natural, provenientes de la producción de los yacimientos del Área Mayor de Anaco, con una concentración molar de CO₂, que se encuentra en el orden del 8 a 10 % v/v, que al no ser tratado y removido totalmente en las plantas de procesamiento es venteadado junto al gas natural a la atmósfera o vendido al mercado interno para uso industrial, lo que representa un problema de orden económico y ambiental, debido a que le resta valor comercial al gas de venta al disminuir su poder calorífico y por otro lado incumpliendo con las regulaciones ambientales vigentes, dando lugar al estudio de distintas tecnologías para la recuperación del CO₂ por parte de las compañías de servicios y de plantas de extracción específicamente la de San Joaquín, de tal manera que el CO₂ pueda ser inyectado en los acuíferos no potables y en otras formaciones geológicas tales como los yacimientos de petróleo y gas.

La remoción del dióxido de carbono (CO₂) del gas natural, procedente de los pozos y de los procesos de post-combustión y pre-combustión, se obtiene mediante la aplicación de solventes físicos, químicos y fuerzas e interacciones moleculares de este compuesto con agentes externos, donde entra en juego los parámetros de presión y temperatura.

En la actualidad, existen diversas tecnologías de separación de CO₂, las cuales se muestran esquemáticamente en la figura N° 4.1 y serán descritas a continuación.

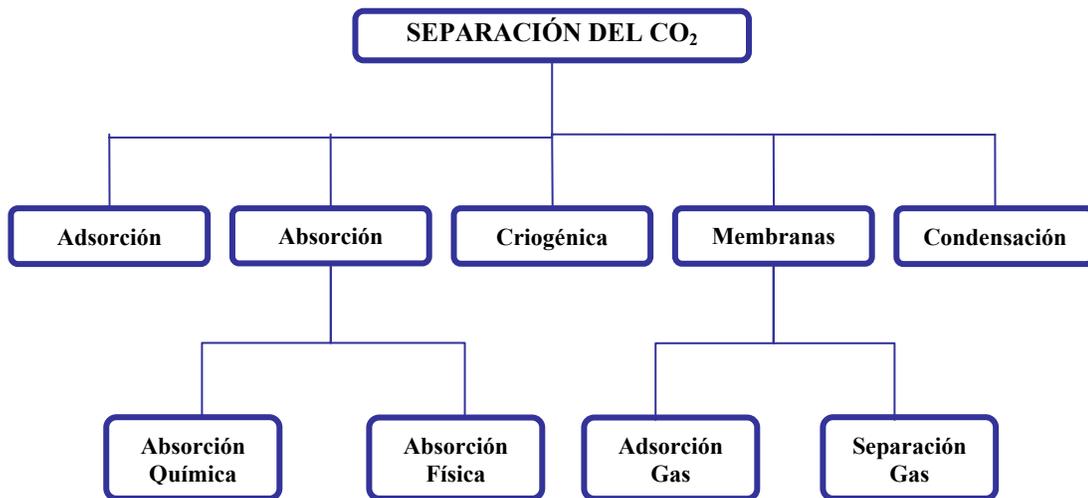


Figura N° 4.1 Tecnologías de Separación del CO₂.

Fuente: propia

4.1.1 Adsorción

Es el proceso mediante el cual las moléculas de CO₂ se separan y se adhieren a la superficie de un material sólido llamado adsorbente, que son materiales porosos de gran superficie interna en el que se hace pasar el aire, influyendo ciertos factores tales como la temperatura, presiones parciales, fuerzas en la superficie y el tamaño de poro del adsorbente. Consiste en un ciclo repetitivo, cuyas dos etapas básicas son la adsorción y regeneración; en la etapa de adsorción, el gas es alimentado sobre el lecho de sólidos (adsorbente) que adsorbe el CO₂ y deja pasar el resto de gases, cuando el lecho llega a su capacidad máxima de adsorción de CO₂, la alimentación es enviada a otro lecho limpio, mientras se procede a la regeneración del primero, extrayéndole el CO₂ que ha sido adsorbido previamente.

La regeneración del adsorbente se fundamenta en tres parámetros importante:

Psa (adsorción con variación de presión): el adsorbente es regenerado mediante reducción de presión.

Tsa (adsorción con variación de temperatura): el adsorbente es regenerado mediante el aumento de temperatura.

Esa (adsorción mediante corriente eléctrica): la regeneración tiene lugar al hacer pasar una corriente de bajo voltaje por el adsorbente.

Los adsorbentes más utilizados en esta técnica son: alúmina activada, sílice, zeolitas (aluminosilicatos) y el carbón activado que se presenta en forma de lechos empaquetados de partículas esféricas.

4.1.2 Absorción

Es un proceso de separación que involucra la transferencia de una sustancia inmersa en la fase gaseosa a una fase líquida a través de la interfase, es decir, el CO_2 derivado del gas natural entra en contacto con un solvente, ya sea físico o químico, de manera de que este se solubilice en él, logrando la captación del dióxido de carbono, en donde la capacidad de absorción del solvente va a estar en función de la presión parcial del gas, que viene determinada por la ley de Henry, válida en el equilibrio químico. La tecnología de absorción se divide de acuerdo al tipo de solvente a emplear en:

4.1.2.1 Absorción Química

En este tipo de absorción, el CO_2 reacciona con solventes químicos (aminas) para formar un compuesto de enlace intermedio débil, que luego se rompe por la aplicación de calor, regenerando los solventes originales para nuevamente usarlo y producir más corriente de dióxido de carbono. Este proceso está limitado por la estequiometría de la reacción.

El mecanismo de absorción se ilustra más claramente en la figura N° 4.2, donde ocurre lo siguiente: el gas natural entra a un depurador para remover líquidos y sólidos presentes en ella, una vez que el gas natural sale del depurador libre de líquidos y sólidos ingresa al fondo de una torre de contacto, en donde está presente una solución de aminas pobre en contenido de CO_2 que fluye desde el tope hasta el fondo de la columna, allí el CO_2 existente en el gas reacciona químicamente con la solución acuosa de amina pobre (amina con bajo contenido de CO_2). El gas endulzado que es aquel que posee menos contenido de CO_2 , abandona la torre por el tope de la misma y pasa por un depurador para ser despojado de cualquier resto de solución presente en la corriente y luego ser expulsado directamente al exterior.

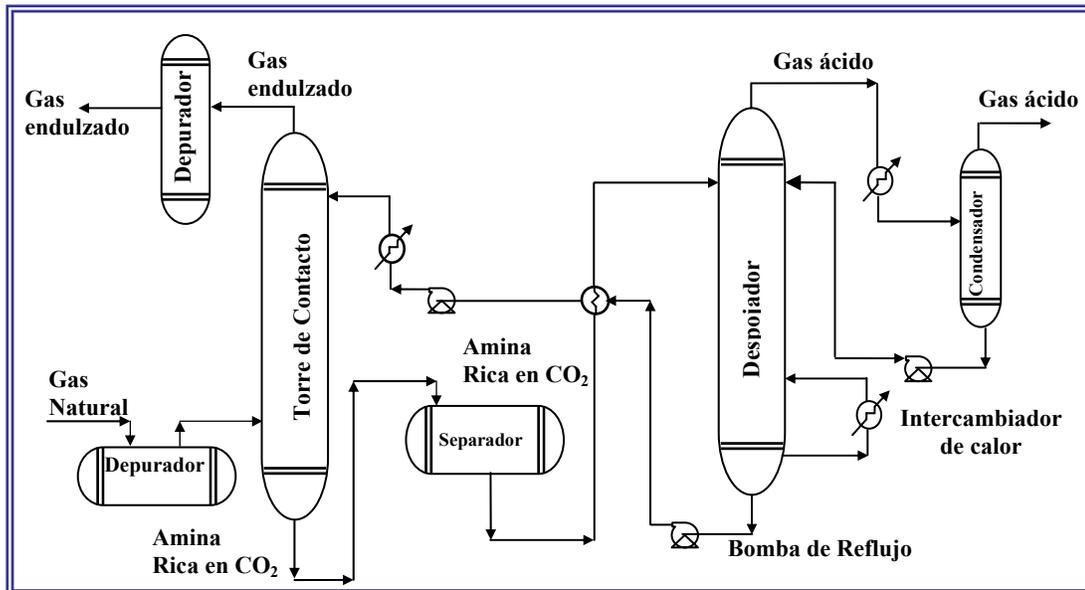


Figura N° 4.2 Proceso de absorción química.

Fuente: Donnelly (1990), the Use of MDEA and Mixtures of Amines for Bulk CO₂ Removal.

La corriente de amina rica (amina con alto contenido en CO₂) sale de la torre de contacto por el fondo y fluye a un tambor de separación o separador para eliminar los hidrocarburos absorbidos en la corriente, inmediatamente es calentada por el intercambio de calor de esta corriente con la de aminas libre de gases ácidos. Después de ser calentada, pasa hacia el tope de una columna despojadora para desplazarse al fondo con la finalidad de sustraer el CO₂ presente y salir por el fondo del despojador. Después de intercambiar calor con la corriente que contiene CO₂ es reinyectada a la torre de contacto para continuar el ciclo. El gas ácido despojado de la amina sale por el tope de la torre y pasa a un condensador para ser enfriado y recobrar el agua presente en la corriente.

La mayoría de los solventes químicos son orgánicos y basados en aminas, entre los cuales se tienen: monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), metildietanolamina (MDEA) y diglicolamina (DGA). La trietanolamina (TEA) ha

sido desplazada, debida principalmente a su baja capacidad de absorción (por su elevado peso molecular) y su baja reactividad (como amina terciaria). A continuación se describe a manera de resumen, cada uno de los solventes mencionados anteriormente:

Monoetanolamina (MEA)

Es el solvente preferido para el tratamiento de corrientes de gas que contienen bajas concentraciones de H_2S y CO_2 , esto es especialmente cierto cuando el gas tiene que ser tratado a baja presión (1,4 Mpa) y se exige una eliminación máxima de los gases ácidos, utilizándose fracciones del solvente que varían entre 10 y 20 %. Debido a problemas de corrosión, la carga de gas es limitada a valores de 0,3 a 0,35 moles de gas ácido por mol de amina, trayendo como consecuencia la restringida actividad de esta amina.

Dietanolamina (DEA)

Comúnmente se usa en porcentajes que varían entre 25 y 35%. La carga de gas es limitada a valores de 0,3 a 0,35 moles de gas ácido por cada mol de amina, cuando se emplean equipos de acero al carbono. Su baja presión de vapor permite que sea factible en operaciones a baja presión, sin embargo, su mal comportamiento a altas concentraciones de CO_2 , lo hace aconsejable para la recuperación explícita de este gas ácido (da lugar a un gran número de reacciones irreversibles con este gas, dando como resultado productos corrosivos). Tiene un costo de producción más competitivo que los solventes MEA, pero una disminución en la capacidad de absorción y sus posibles problemas de corrosión cuando se tiene CO_2 , lo convierten en una opción no recomendable.

Metildietanolamina (MDEA)

Es una amina que se emplea normalmente en un rango del 20 al 50% en peso, la carga de gas llega a valores tan elevados entre 0,7 a 0,8 moles de gas ácido por mol de amina, por la poca corrosión que se genera allí. La MDEA tiene bastantes ventajas frente a las aminas primarias y secundarias tales como: baja presión de vapor, bajos calores de reacción con los gases ácidos, alta resistencia a la degradación, escasos problemas de corrosión, y sobretodo, selectividad en la absorción de H₂S en presencia de CO₂, que lo hace ventajoso con respecto a las demás aminas.

Diglicolamina (DGA)

Este solvente es similar en muchos aspectos a la monoetanolamina, excepto que su baja presión de vapor permite su uso en altas concentraciones (50 a un 70% en peso), dando como resultado un bajo radio de circulación (se necesita menos cantidad de corriente para absorber el gas ácido) y una disminución en el consumo de vapor cuando lo comparamos con las soluciones típicas de monoetanolamina. Presenta una tendencia a reaccionar con CO₂ sobre el H₂S. Además de usarse cada una de estas aminas por separado, también se aplican mezclas de aminas constituida por solventes MDEA con DEA o MEA para mejorar la capacidad de absorción de CO₂ mediante la MDEA.

En la tabla N° 4.1, se muestran los distintos tipos de aminas con sus respectivas ventajas y desventajas.

Tabla N° 4.1 Tabla comparativa de las diferentes aminas empleadas en la absorción Química.

Solvente	MEA	DEA	DGA	MDEA
Ventajas	<p>Remoción eficiente usando se endulza gas natural con concentraciones muy bajas de ácidos</p> <p>Permite trabajar a baja presión.</p> <p>Permite operar a bajas Temperaturas.</p> <p>Bajo peso molecular.</p>	<p>Esta permite mayor carga de gas y recirculación menor.</p> <p>Menores perdidas del solvente.</p>	<p>Permite altas concentraciones, gracias a baja de presión de vapor que se traduce en menor recirculación.</p>	<p>No es corrosiva.</p> <p>Permita la remoción selectiva de H₂S así como la remoción de forma conjunta.</p> <p>Reduce la tasa de circulación y consumo energético.</p>
Desventajas	<p>Alta presión de vapor.</p> <p>Gran afinidad a COS y CS₂, difícil de regenerar lo que resulta en pérdidas grandes del solvente.</p> <p>Altamente corrosiva.</p>	<p>Gran afinidad a COS y CS₂, difícil de regenerar lo que resulta en pérdidas grandes del solvente.</p> <p>Corrosiva.</p>	<p>Alta presión de vapor.</p> <p>Grandes pérdidas del solvente.</p> <p>Gran afinidad a COS y CS₂, difícil de regenerar.</p> <p>Corrosiva.</p>	<p>Costosa.</p>

Para la selección del tipo de amina adecuada en el proceso son fundamentales las condiciones de operación tales como la presión, los rangos de temperaturas de operación, la composición del gas a tratar y finalmente la pureza del gas deseado. En muchos casos los requerimientos finales del proceso pueden ser conseguidos por más de una solución técnicamente viable, por lo que se requiere una posterior evaluación económica.

4.1.2.2 Absorción Física

Esta basado en el mismo proceso de absorción química con la diferencia de que se aplican solventes físicos para la recuperación de CO₂ a altas presiones de vapor, en la que el CO₂ es separado del resto de gases en la regeneración, por medio de una reducción de presión o temperatura en el sistema, requiriendo de bajo consumo de energía. La mayoría de ellos son orgánicos con elevados punto de ebullición. Los solventes físicos en general, son escogidos cuando:

- a) Se desea la remoción del gas ácido sin segregación por componentes y la del H₂S de forma selectiva.
- b) La presión parcial del gas ácido en la alimentación es mayor a 50 lpca.
- c) La concentración de hidrocarburos pesados en la alimentación es baja.

Los procesos comerciales típicos de absorción física más comunes son: selexol, rectisol, purisol y fluor solvent que se definen a continuación:

Proceso selexol: este proceso utiliza el dimetiléter o polietilenglicol como solvente. Es ideal para remover H₂S (1% mol) o para una remoción conjunta de CO₂ y H₂S a condiciones de temperatura de – 104,00 °F y presión de 2 a 3 Mpa; además

de estos gases, es posible también la absorción de COS y mercaptanos. Es licenciado por la compañía Unión Carbide (EEUU).

Proceso Rectisol: fue desarrollado por las compañías alemanas Lurgi y Linde, emplea un solvente orgánico (generalmente metanol) a temperaturas comprendidas en el rango de -30°F a 100°F . Por otro lado, puede purificar el gas hasta concentraciones de azufre de 0,1 ppm, v y concentraciones bastante bajas en CO_2 . El CO_2 y los compuestos de azufre son removidos en fracciones diferentes. La mayor ventaja de este proceso sobre los otros es el uso de solvente barato, estable y de fácil obtención, además de ser un proceso bastante flexible y de poco consumo en insumos.

Proceso Purisol: este proceso remueve gases ácidos del gas natural, fuel gas y gas de síntesis por absorción física con n-metil-2-pirrolidona (NMP). El NMP es el solvente mas selectivo en el mercado, es barato, estable, no es corrosivo, se puede conseguir fácilmente y posee un amplio rango de aplicaciones industriales. Fue desarrollado y licenciado por la empresa alemana Lurgi. Se usa para los siguientes casos típicos:

- a) Remoción de CO_2 de altos hasta contenidos residuales.
- b) Remoción conjunta de componentes ácidos o remoción hasta una pureza moderada de las corrientes por regeneración flash.
- c) Remoción selectiva de H_2S .

Proceso Fluor Solvent: esta patentado por la compañía norteamericana Fluor y emplea carbonato de propileno anhídrido. El proceso involucra varias separaciones del solvente rico a valores decrecientes de presión, reciclando el gas que resulta de la

separación, que se lleva a cabo en la etapa de mayor presión. En modificaciones posteriores del proceso se logran reducciones en la pérdida de hidrocarburos.

Ventajas y desventajas más importantes de los solventes físicos

Ventajas

- a) Se logran composiciones muy bajas de CO₂ y H₂S.
- b) Es posible la remoción de compuestos como mercaptanos y COS.
- c) El gas tratado es producido con contenido de agua reducido.
- d) Los solventes son bastantes estables.
- e) No son compuestos tóxicos.
- f) Muchos de los solventes tienen una gran solubilidad con agua.

Desventajas

- a) Poca experiencia comercial en cuanto a tratamiento de gas natural.
- b) Generalmente los solventes usados poseen afinidad por hidrocarburos pesados, trayendo como consecuencia su presencia en la corriente de gas ácido y por ende su pérdida, sin embargo, la solubilidad de ciertos solventes con agua puede ser usada para recobrar estos compuestos.
- c) La utilización de solventes con alta presión de vapor como es el caso del proceso rectisol, requiere la operación con temperaturas criogénicas.
- d) Los solventes son caros y la pérdida a través del proceso debe ser evitada.

- e) Tienden a formar espuma, pero este fenómeno puede ser controlado al diseñar equipos provistos con eliminadores de niebla.
- f) La alta presión de vapor de ciertos solventes, hace necesario operar a bajas temperaturas o métodos especiales para prevenir la pérdida del mismo.

4.1.3 Criogénica

Esta tecnología es empleada comercialmente en la obtención de dióxido de carbono proveniente de corrientes de gases que ya tienen una concentración elevada de CO₂ de más del 50%, como es el caso de la combustión con oxígeno o aire enriquecido. El CO₂ es separado a bajas temperaturas mediante condensación a partir de la sucesiva compresión y enfriamiento del gas o empleando solventes como hidrocarbon C₄. No es utilizado en la recuperación de CO₂ procedentes de gases de la combustión de carbón o gas natural, debido a que es económicamente inviable.

La ventaja que tiene es la producción directa de CO₂ líquido a altas presiones, el cual es indispensable para el transporte económico. Una de las desventajas que presenta es la formación de hidratos de CO₂ a partir de la solidificación del agua cuando se expone a temperaturas criogénicas.

4.1.4 Membranas

Son barreras delgadas semipermeables, donde diferentes gases, vapores o líquidos se desplazan de forma selectiva a través de estas a diferentes velocidades.

Actualmente las únicas membranas económicamente viables usadas para el endulzamiento del gas son basadas en cerámicas o polímeros tales como: acetato de

celulosa, poliamidas, poliimididas, polisulfonas, policarbonatos y poliéterimididas, siendo el acetato de celulosa el más difundido y probado.

De acuerdo al proceso que se lleva a cabo para aislar el CO₂ de los gases de alimentación, se pueden encontrar dos tipos de membranas:

Membranas de separación de gases

Las membranas de separación de gases dependen de las diferencias, tanto físicas como químicas, entre la interacción de los gases y el material de la membrana. Esto causa que algunos componentes del gas pasen a través de la membrana más rápido que los otros a cierta presión establecida, permeando en el lado de menor presión. La separación de los gases va a estar en función de la solubilidad o la difusión de las moléculas de gas en la membrana (diferencias en la presión parcial de un lado a otro de la membrana), como se puede ver en la figura N° 4.3.

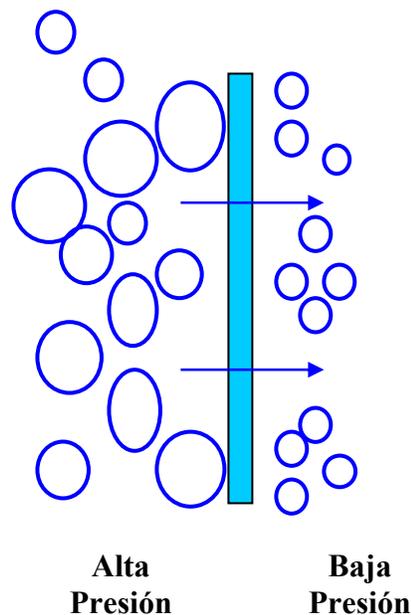


Figura N° 4.3 Membranas de separación de gases.

Fuente: Murlidahr (2003), CO₂ Capture Technologies and Opportunities in Canada.

Membranas de absorción de gases

Son membranas sólidas con micro poros que se utilizan como forma de contacto entre la corriente de gas y la de líquido. El CO_2 difunde a través de la membrana y es eliminado selectivamente por el líquido absorbente al otro lado de la membrana (ver figura N° 4.4). En este caso, la membrana simplemente proporciona el área de contacto, sin mezclar el gas de alimentación y el flujo líquido.

Al contrario de las membranas de separación de gas, aquí es el líquido absorbente (no la membrana) el que da al proceso su selectividad.

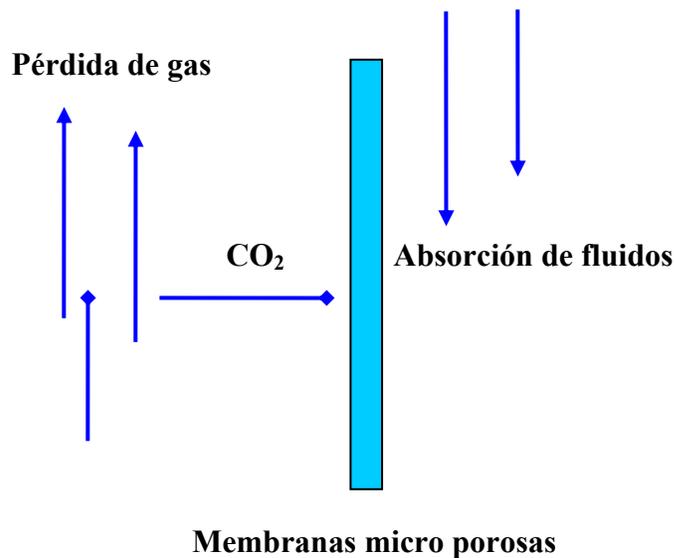


Figura N° 4.4. Membranas de absorción de gases.

Fuente: Murlidahr (2003), CO_2 Capture Technologies and Opportunities in Canada.

4.1.4.1 Ventajas y Desventajas de las Membranas

Ventajas

- ✓ Son sistemas simples, no poseen gran cantidad de equipos asociados ni partes móviles.
- ✓ Por el hecho de ser sistemas simples, el arranque y la operación de la planta son sencillos.
- ✓ Gran cantidad de área efectiva es empacada en un volumen pequeño, es por ello que una planta de purificación de gas natural con membranas requiere de menos espacio que aquellas que usan procesos más convencionales.
- ✓ Menores costos de inversión que las plantas de aminas.
- ✓ Deshidrata hasta cumplir con especificaciones de gas a ventas (7 lb agua /MMSCF de gas).

Desventajas

- ✓ Las membranas son costosas, es por ello que se deben proteger en arranques y operaciones.
- ✓ No es el proceso a elegir cuando se tienen concentraciones bajas de gases “rápidos” (CO₂, H₂S).
- ✓ La presencia de agua en el gas ácido a tratar puede dañar las membranas.
- ✓ Dependiendo de las condiciones de operación, existe pérdidas de hidrocarburos que van desde 2% al 10% de la corriente del gas.

- ✓ La elevada degradación que presentan motivada por las condiciones que deben soportar del gas de combustión, principalmente temperatura y suciedad.
- ✓ Los solventes son caros y la pérdida a través del proceso debe ser evitada.

4.1.4.2 Descripción del Proceso de Membranas

El esquema más simple corresponde al de una etapa de flujo (figura N° 4.5). La corriente de gas entra a través del sistema de membranas, desplazándose a través del arreglo de membranas explicado en el punto anterior; el CO_2 , H_2S y otros compuestos altamente permeables viajan hasta llegar al tubo central donde gracias a orificios dispuestos a lo largo del mismo se produce la entrada de estos compuestos compactos a su interior. El gas es entonces separado en una corriente rica en CO_2 y otra rica en hidrocarburos. Cuando el contenido de CO_2 en la corriente de entrada es importante, una parte significativa de los hidrocarburos permean la membrana y se pierden.

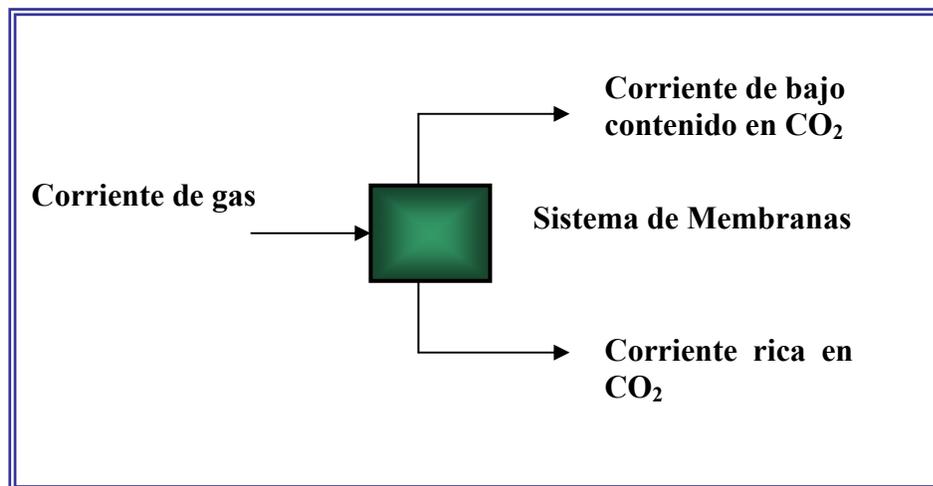


Figura N° 4.5. Proceso de membranas.

Fuente: Murlidahr (2003), *CO₂ Capture Technologies and Opportunities in Canada*.

4.1.5 Condensación

Es una técnica que se basa en la purificación de gases, la cual tiene como interés primario la eliminación de compuestos volátiles orgánicos procedentes de los gases de combustión. El proceso consiste en enfriar la corriente de gas a una temperatura tal que el componente orgánico tenga una baja presión de vapor para así colectar el condensado.

Una vez descritas las tecnologías de separación del CO₂, se hace una comparación breve de ellas, como se expresa a continuación:

La adsorción no es una técnica recomendable para capturar CO₂, principalmente porque la capacidad de los sólidos para adsorber el gas y selectividad son ambas relativamente bajas.

La absorción física no es económicamente competitiva cuando la presión parcial es alta, ya que como se explicó con anterioridad, es directamente proporcional a la presión parcial del gas a absorber, mientras la absorción en solución alcalina está favorecida con presiones parciales bajas. Ambas están justificadas teniendo en cuenta un tamaño de planta considerable. La eliminación de CO₂ de una corriente de gas es más efectiva cuando el contenido en CO₂ está entre los 400 ppm, v y un 1,5% en volumen.

Las membranas son aplicables cuando la presión parcial de dióxido de carbono es elevada (altas concentraciones) y cuando los volúmenes a tratar son relativamente pequeños.

La tecnología criogénica, como antes explicábamos, es utilizada sólo para muy altas concentraciones de CO₂, ya que es una técnica económicamente inviable para el resto de condiciones.

Por último, la condensación está principalmente destinada a la recuperación de compuestos volátiles orgánicos, por lo que fuera de este ámbito su aplicación es inviable.

Las diferentes tecnologías antes descritas deduce que la tecnología más aceptable y conveniente es la de absorción químicas con aminas, por las siguientes razones: se logran las especificaciones en concentraciones de CO₂ y H₂S, poseen una experiencia comercial probada, además de que los licenciantes del proceso y proveedores de reactivos se encuentran en el país, menores problemas ambientales y no existe pérdida de hidrocarburos pesados de arrastre por parte del solvente, siendo el solvente seleccionado la Metildietanolamina (MDEA) por poseer la reposición anual más baja, ya que no se degrada; a las condiciones del proceso, esta amina es eficiente en cuanto a la remoción del CO₂; menor tendencia corrosiva, conllevando a menor inversión de capital por mayor uso de equipos de acero al carbono; menor consumo de energía, inversión de capital más baja y optimización del tamaño de los equipos.

4.2 SELECCIÓN DE LOS ACUÍFEROS SALINOS DE POZOS INACTIVOS DEL CAMPO GUARIO CANDIDATOS A LA INYECCIÓN DE CO₂

Para la selección de los acuíferos salinos candidatos a la inyección de CO₂, inicialmente se escogieron todos los pozos inactivos del Campo Guarío perteneciente a la formación Oficina, por ser esta formación la elegida para el desarrollo del trabajo de grado, caracterizada por arenas con salinidades mayores a los 6500 ppm, aguas

con mayor contenido de minerales y poseer zonas con excelentes propiedades petrofísicas, resultando un total de veinticinco (25) pozos, que se muestran en la tabla N° 4.2, de una población general de noventa y ocho (98) pozos de todo el campo, con sus respectivos estados actuales. En la tabla C.1 (apéndice C) se indica la leyenda de los estados de los pozos.

Tabla N° 4.2 Pozos inactivos del Campo Guarío y su estado actual.

POZO	ARENA	YACIMIENTO	ESTADO
G-14	NAE1 VEE3 COA	JM 38C G 14 JM 13	EH AG AG
G-15	NAL2 NAL1	JM 34 JM 34	EH EH
G-16	NAK3 NAL2 NAL1	G 16 JM 34 JM 34	EI EE ES
G-19	NAK3 NAL2 NAL1	G 16 JM 34 JM 34	EH EH EH
G-23	NAF3	JM 35	EH
G-28	NAF3	JM 35	EH
G-29	NAF4	G 2	ED
G-32	NAF4	G 2	EX
G-33	NAF4	G 2	EH
G-34	NAF4	G 2	EH
G-35	NAF4	G 2	EH
G-37	NAF4	G 2	EX
G-40	NAF4	G 2	EH
G-42	NAF4	G 2	EH
G-46	NAF3	JM 35	EX
G-48	NAF3	JM 35	EH

Tabla N° 4.2: (Cont).

POZO	ARENA	YACIMIENTO	ESTADO
G-49	VEG VEH1	GUA 8 RG 5	EL EZ
G-52	VEG	GUA 8	EL
G-53	VEG VEI	GUA 8 G-53	EL EH
G-54	VEG	GUA 8	EI
G-56	VEG	GUA 8	EI
G-58	NAF3 VEF4	G 58 GUA 58	EW EW
G-201	COA	GUA 1	EH
G-203	AMC1 COA COB3	G 203 GUA 201 G 203	EH EH EH
G 301	COG	G 301	EI

Fuente: elaboración propia basada en el programa Centinela (2005).

De los pozos inactivos del Campo Guarío reflejados en la tabla N° 4.2, se eligieron aquellos pozos que cumplían con el primer criterio de escogencia, que es estar cercano a la planta de extracción de San Joaquín, seleccionándose la cantidad de catorce (14) pozos, que representa el 64 % del total de la población de pozos, como se muestra en la tabla N° 4.3.

Tabla N° 4.3 Pozos cercanos a la planta de extracción San Joaquín con su estado actual.

POZO	ARENA	YACIMIENTO	ESTADO
G-15	NAL2	JM 34	EH
	NAL1	JM 34	EH
G-19	NAK3	G 16	EH
	NAL2	JM 34	EH
	NAL1	JM 34	EH
G-23	NAF3	JM 35	EH
G-28	NAF3	JM 35	EH
G-29	NAF4	G 2	ED
G-32	NAF4	G 2	EX
G-33	NAF4	G 2	EH
G-34	NAF4	G 2	EH
G-35	NAF4	G 2	EH

POZO	ARENA	YACIMIENTO	ESTADO
G-37	NAF4	G 2	EX
G-42	NAF4	G 2	EH
G-23	NAF3	JM 35	EH
G-28	NAF3	JM 35	EH
G-29	NAF4	G 2	ED

Fuente: elaboración propia basada en el programa Centinela (2005).

Estos pozos se pueden visualizar claramente en la figura N° 4.6, donde se muestra la distancia de cada uno de ellos con respecto a la planta. Las coordenadas Norte y Este de los pozos y sus distancias se encuentran en la tabla C.2 del apéndice C.

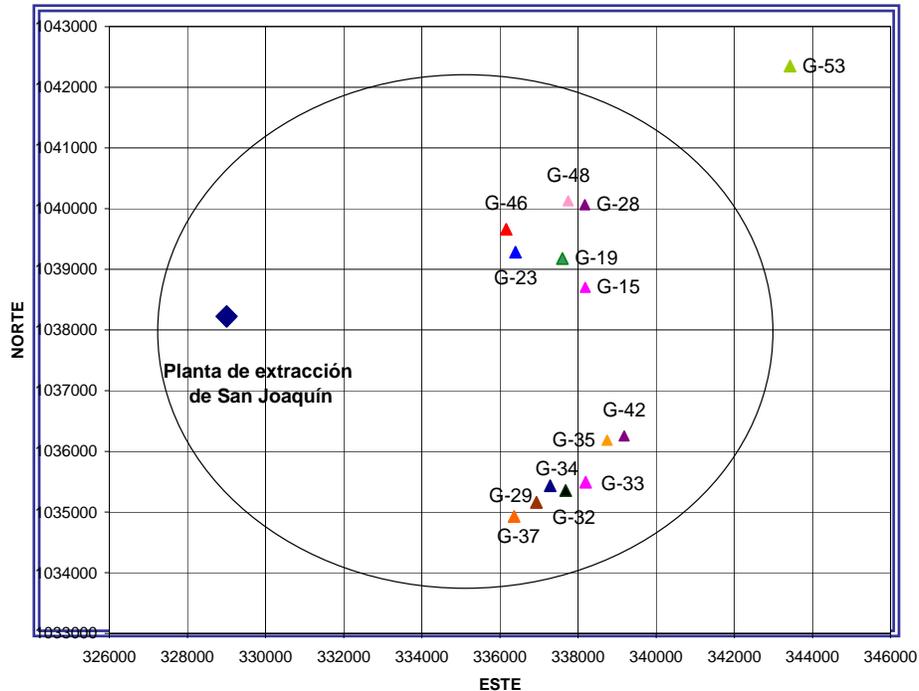


Figura N°4.6 Ubicación de la Planta de Extracción de San Joaquín y la distancia a sus pozos vecinos.

Fuente: elaboración propia

Como se puede observar en la tabla N° 4.3, de los 14 pozos vecinos a la planta, 13 presentaron estados EH y ED, cumpliendo cabalmente con uno de los criterios de selección, a excepción del pozo G-53 que fue descartado por encontrarse bastante distanciado del resto de los pozos de acuerdo al gráfico de la figura N° 4.6 y exhibir en una de sus arenas estado EL que no fue tomado en cuenta para el estudio.

Los 13 pozos seleccionados fueron estudiados mediante mapas estructurales isopacos, así como también, la visualización de los restantes criterios propuesto. Con base a lo antes expuesto, se generó una serie de análisis que permitieron el descarte de la mayoría de los pozos y la selección de aquellos que estaban dentro de los parámetros de criticidad, esto se puede ver con más detalle a continuación:

Los pozos G-15, G-23 y G-28 fueron descartados por no cumplir con ninguno de los criterios de selección mencionados, según las tabla D.1, D.2 y D.3 del apéndice D.

El pozo G-19 exhibe en la arena MOK interpretada como agua un espesor de 30 pies a una profundidad de 2737 pies, mientras que el pozo G-42 muestra en la arena MOJ (arena de agua) espesor y profundidad de 38 y 3427 pies respectivamente (ver tablas N° 4.4 y 4.5). A pesar de que ambos pozos cumplen con todas las características necesarias para ser candidatos, no se consideraron para el proyecto por limitantes de trabajo, es decir, no se encontraban disponibles en el Archivo Central de las Carpetas de Pozos al momento de la investigación.

Tabla N° 4.4 Espesores, profundidades e interpretaciones de las arenas del pozo G-19.

ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOJ	23	2642	Agua
MOK	30	2737	Agua
MOM	–	–	–
MOQ	6	3014	Agua
MOH	20	3244	Agua
MOI	–	–	–
MOJ	38	3427	Agua
MOK	5	3517	Agua
MOM	5	3571	Agua
MOQ	0	3694	No ploteada
MOR	0	3737	No ploteada
MOU	13	3872	Agua
NAB	3	4002	Agua
NAC1	0	4057	No ploteada
NAC2	9	4095	Agua
NAC3	0	4130	No ploteada
NAC4	0	4160	No ploteada
NAD	0	4215	No ploteada
NAE1	3	4285	Agua
NAE2	9	4325	Agua
NAF1	0	4446	No ploteada
NAF2	5	4473	Agua
NAF3	0	4510	No ploteada

Fuente: elaboración propia basada en mapas de las arenas (2005).

Tabla N° 4.5 Espesores, profundidades e interpretaciones de las arenas del pozo

G42

Tabla N° 4.5:(Cont).

ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
NAF4	12	4524	Condensado

Fuente: elaboración propia basado en mapas de las arenas (2005).

El pozo G-29 presenta buenos espesores y profundidades en las arenas NAC3, NAE1 y NAF4, no obstante, la única que cumplió con todos los criterios de selección fue la arena NAE1, interpretada como agua con espesor de 56 pies y profundidad de 3561 pies, como se ilustra en la tabla N° 4.6.

Tabla N° 4.6 Espesores, profundidades e interpretación de las arenas en el pozo G29

ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOK	12	2720	Agua
MOM	8	2785	Agua
MOQ	0	2914	No ploteada
MOR	3	2964	Agua
MOU	8	3116	Agua

ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOR	0	3053	Agua
MOU	12	3199	Agua
NAB	-	-	-
NAC1	0	3452	No ploteada
NAC2	6	3482	Agua
NAC3	0	3498	No ploteada
NAC4	6	3532	Agua
NAD	0	3602	No ploteada
NAE1	6	3682	Agua
NAE2	11	3723	Agua
NAF1	0	3839	No ploteada
NAF2	0	3877	No ploteada
NAF3	15	3914	Condensado
NAF4	0	4024	No ploteada

NAB	3	3227	Agua
NAC1	6	3300	Agua
NAC2	18	3343	Agua
NAC3	32	3377	Agua
NAC4	3	3425	Agua
NAD	0	3481	No ploteada
NAE1	56	3561	Agua
NAE2	10	3642	Agua
NAF1	0	3761	No ploteada
NAF2	16	3799	Gas
NAF3	0	3846	No ploteada
NAF4	29	3865	Condensado

Fuente: elaboración propia basado en mapas de las arenas (2005).

Los pozos G-32, G-33 y G-34 presentaron excelentes espesores y profundidades en varias arenas específicamente en las arenas NAE1 y NAC3 con interpretaciones de agua, pero fueron descartadas porque no contaban con la información necesaria para realizar el estudio, tales como diagramas mecánicos de pozos, reporte de perforación, arenas producidas, entre otros datos. (Ver tablas N° D4, D5 y D6, apéndice D)

El pozo G-35 en base a la revisión de los mapas estructurales y la historia del mismo presente en las carpetas, se pudo constatar que es apto para la inyección en la arena NAC2, interpretada como agua, con espesor de 24 pies y profundidad de 3556 pies como se observa en la tabla N° 4.7.

Tabla N° 4.7 Espesores, profundidades e interpretación de las arenas en el pozo G35.

ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOF	23	2771	Agua
MOH	15	2695	Agua
MOJ	5	2886	Agua
MOK	15	2944	Agua
MOM	0	3018	No ploteada
MOQ	0	3151	No ploteada
MOR	0	3201	No ploteada
MOU	10	3331	Agua
NAB	2	3447	Agua
NAC1	0	3524	No ploteada
NAC2	24	3556	Agua
NAC3	12	3607	Agua
NAC4	4	3638	Agua
NAD	0	3702	No ploteada
NAE1	0	3752	No ploteada
NAE2	10	3781	Agua
NAF1	0	3904	No ploteada
NAF2	0	3943	No ploteada
NAF3	0	3985	Agua
NAF4	22	4003	No ploteada

Fuente: elaboración propia basado en mapas de las arenas (2005).

Los demás pozos se excluyeron por no encontrarse adyacente a un contacto agua - petróleo en las arenas situadas a nivel de las morenos, adicional a esto, se comprobó que uno de los pozos fue abandonado durante el transcurso de la tesis y los otros pozos tenían poca información histórica. Estos pozos se aprecian en la tabla N° 4.8 y sus espesores, profundidades e interpretación en las tablas D.7, D.8 y D.9 (apéndice D)

Tabla N° 4.8 Situación de descarte de los pozos.

Pozos	Situación de descarte
G-37	Abandonado
G-46	Con escasa información histórica
G-48	Con escasa información histórica

De acuerdo a los razonamientos que se realizaron, solo dos pozos son prospectivos para ser empleados como pozos inyectores de CO₂, estos son el pozo G-29 en la arena NAE1 cercano al yacimiento JM 38 y el pozo G-35 en la arena NAC2 próximo al yacimiento G-09 (Ver apéndice E, figura E.1 y E.2), que se refleja en la tabla N° 4.9.

Tabla N° 4.9 Pozos Candidatos para la inyección de CO₂.

Pozos	Arena	Yacimiento
G-29	NAE1	JM 38
G-35	NAC2	G 09

A continuación se describirán de forma resumida cada uno de los pozos seleccionados:

4.2.1 Pozo G-29

Este pozo se perforó el 01 de diciembre de 1948 y se completó originalmente el 06 de enero de 1949, sin presentar problemas operacionales. Esta completado en la arena NAF4 perteneciente al yacimiento G-02 caracterizada por ser una zona de condensado con hidrocarburo original en sitio de 404 barriles diarios con 44,8 ° API,

además posee como candidato para la inyección de CO₂ a la arena NAE1 del yacimiento JM 38 interpretada como agua. En los actuales momentos presenta estado ED desde el 01 de Noviembre del 2004. El estado actual del pozo se ubica en la figura N° 4.7.

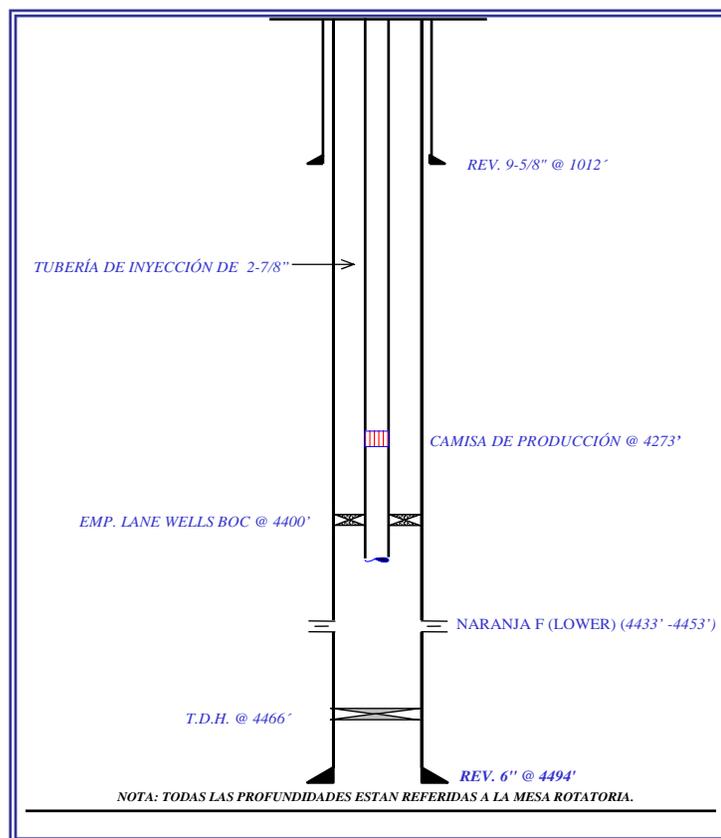


Figura N° 4.7 Diagrama Actual del Pozo G-29.

Fuente: Archivos de PDVSA.

4.2.2 Pozo G-35

Este pozo inició sus operaciones de perforación hace 55 años el 22 de junio de 1951 y fue completado el 20 de julio del mismo año. Presentó una zona productora de condensado en la arena NAF4 del yacimiento G-02 con una producción inicial de 544

barriles diarios de 44,7 °API, con una relación gas – petróleo de 740 pies cúbicos por barril. Tiene como único prospecto a la arena NAC2 del yacimiento G-09 para recibir el CO₂ a inyectar, definida como una zona virgen sin explotar. Actualmente se encuentra en estado EH, desde el 29 de julio del 1951. En la figura N° 4.8, se ilustra el estado actual del pozo.

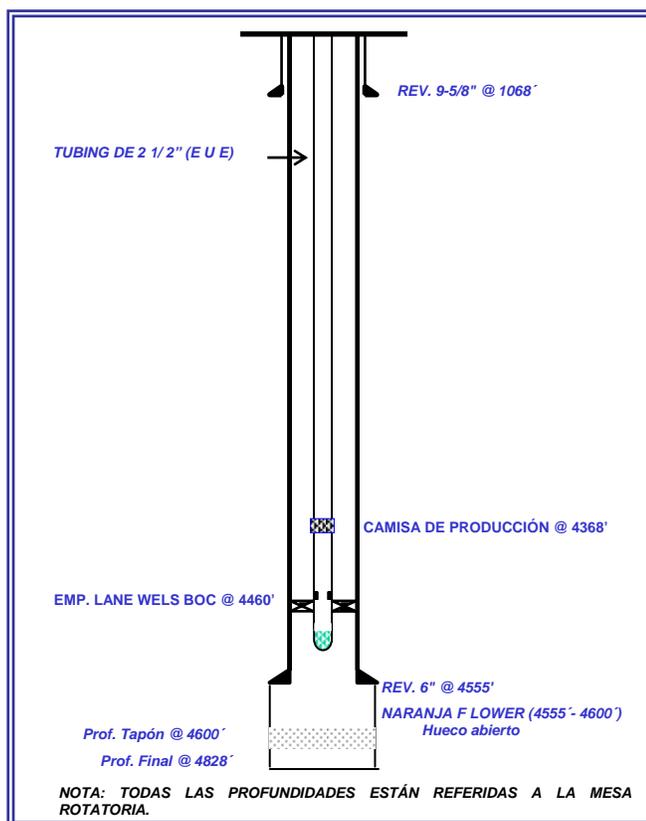


Figura N° 4.8 Diagrama Actual del Pozo G-35.

Fuente: Archivos de PDVSA.

4.3 CARACTERIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS FISICOQUÍMICOS DE LAS AGUAS DE LAS ARENAS DE LOS POZOS APTOS PARA LA INYECCIÓN A TRAVÉS DE PRUEBAS DE LABORATORIOS A LAS ARENAS DE AGUA DE POZOS ACTIVOS CERCANOS A LOS CANDIDATOS

La caracterización de los parámetros fisicoquímicos de las aguas de los pozos activos vecinos a los pozos prospectivos que serán utilizados como receptores de CO₂, se fundamentó en ensayos de laboratorios, con la finalidad de adquirir conocimientos de la composición y propiedades que poseen dichas aguas, indispensable para determinar su naturaleza (corrosiva o incrustante) y así evaluar posteriormente las posibles reacciones químicas que puedan suceder en la formación. Los pozos muestreados sirvieron de referencia para inferir sobre los valores físico-químicos que exhiben las aguas de los pozos en estudio, así se tiene para el pozo G-29 los pozos JM-32 y JM-52 activos en la arena NAE1 yacimiento JM-38, mientras que para el pozo G-35 los pozos JM-223 y G-09 activos en la arena NAC2 yacimiento G-09.

A continuación se presentan los resultados de los análisis fisicoquímicos realizadas a las muestras de aguas captadas en cada una de las arenas de los pozos activos ya mencionados, con sus respectivas unidades de medidas, en las que se analizaron los parámetros más relevantes como contenido de calcio (Ca⁺⁺), magnesio (Mg⁺⁺), hierro (Fe⁺⁺), dureza total, alcalinidad (HCO₃⁻ y CO₃⁻²), pH e índice de saturación.

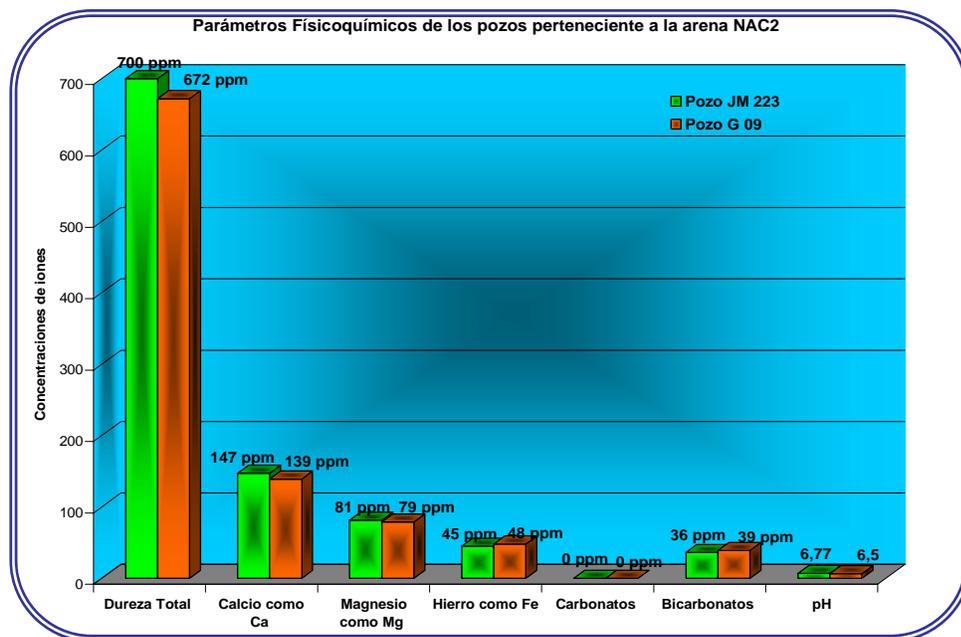
Tabla N° 4.10. Caracterización fisicoquímica de las aguas de pozos activos vecinos a los pozos inactivos seleccionados.

Parámetros Fisicoquímicos	Arena NAC2 (Yac G 09)		Arena NAE1 (Yac JM 38)	
	Pozo JM 223	Pozo G 09	Pozo JM 52	Pozo JM 32
Sodio (Na) (ppm)	1630	1602	1740	1825
Calcio como Ca (ppm)	147	139	110	95
Magnesio como Mg (ppm)	81	79	75	72
Hierro como Fe (ppm)	45	48	46	40
Carbonatos (CO_3^{2-}) (ppm)	0	0	0	0
Bicarbonatos (HCO_3^-) (ppm)	36	39	45	42
Dureza Calcica (ppm de CaCO_3)	368	348	275	238
Dureza magnesica (ppm de CaCO_3)	332	324	305	295
Dureza Total (ppm de CaCO_3)	700	672	580	533
Alcalinidad parcial	0	0	0	0
Alcalinidad Total	36	39	45	42
Cloruros (ppm)	5650	5920	6450	6846
Sólidos disueltos (ppm)	7589	7827	8466	8920
Conductividad (Microhmios/cm)	6250	6002	6846	6780
pH	6.77	6,5	7,5	7,2
Índice de saturación	1.25	1.19	1.21	1.39

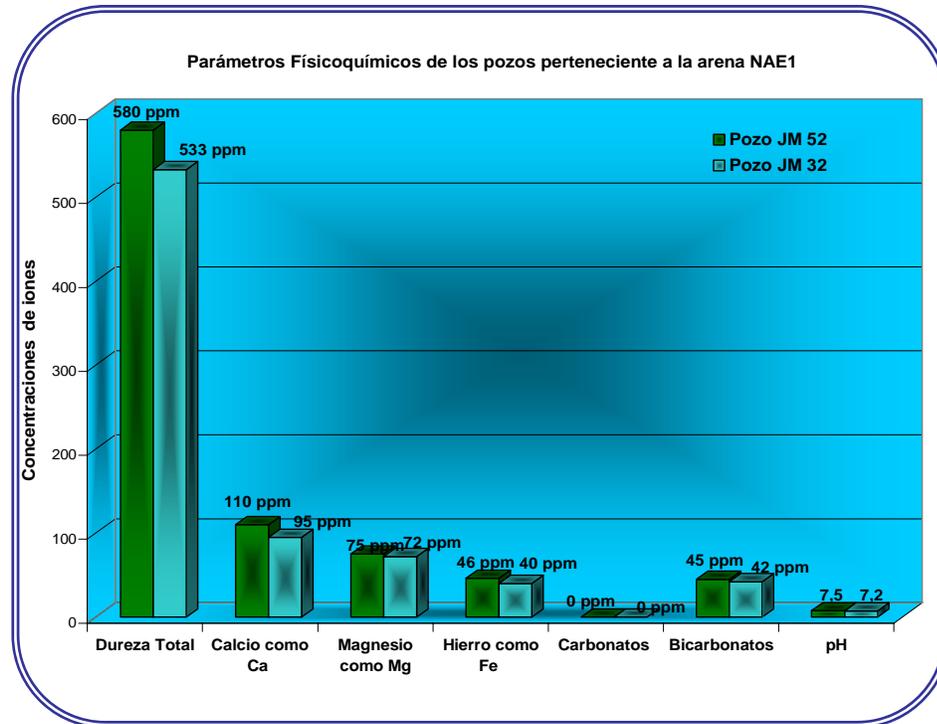
Tal como se refleja en la tabla N° 4.10, las aguas analizadas a nivel de las arenas NAC2 y NAE1 de los pozos de interés, presentan concentraciones de iones de calcio, hierro y magnesio considerables, comparándose con análisis que se han realizados anteriormente a las aguas de las arenas, reportando cantidades superiores de calcio en relación a los demás minerales (magnesio e hierro), por ser este el más abundante en las aguas. De igual forma, se denota claramente que en la arena NAC2 dichos parámetros son mayores con respecto a la arena NAE1. Este comportamiento

se debe básicamente al efecto de solubilidad invertida, en las que los iones de calcio y magnesio así como la solubilidad de sus sales en las aguas disminuyen a medida que aumenta la temperatura, la cual tiene relación con la profundidad, debido a que la temperatura se incrementará cuando la profundidad aumente, si se toma en cuenta que la NAE1 se encuentra más profunda e infrayacente a la NAC2, comportándose de manera diferente a la mayoría del resto de los minerales existentes.

Las durezas totales de las aguas en las arenas estudiadas son mayores a los 300 mg/L, lo cual es indicativo de aguas muy duras, causadas por las altas concentraciones de iones de calcio y magnesio disueltas en ellas, haciéndola propicia para la generación de precipitados por ser la responsable de la formación de incrustaciones.



Gráfica N° 4.1 Principales parámetros físicoquímicos de la arena NAC2.



Gráfica N° 4.2 Principales parámetros físicoquímicos de la arena NAE1.

En cuanto a los índices de saturación calculados mediante el método de Langelier a temperatura ambiente de 80° F, como un medio para predecir la tendencia de las aguas a ser corrosivas y/o incrustantes (tabla N° 4.10), se puede decir, que las aguas se caracterizan por presentar una tendencia incrustantes y por lo tanto a formar precipitados, resultando beneficioso, porque esta incrustación formará un sello para que el CO₂ que se encuentre en solución con el agua quede confinado en los pozos.

En lo que se refiere a la alcalinidad presente en las aguas en las formas de alcalinidad parcial (fenolftaleína) y total impartida por la existencia de carbonatos (CO₃⁻²) y bicarbonatos (HCO₃⁻) en ellas, se puede observar que la alcalinidad parcial arrojó un valor de 0 (cero) ppm en cada uno de los pozos de las arenas respectivas,

indicando que no hay iones carbonatos en solución solamente iones bicarbonatos, por lo que se está en presencia de un sistema no carbonatado; en relación a la alcalinidad total, esta presentó valores de 36 y 39 ppm en la arena NAC2 y valores de 42 y 45 ppm en la arena NAE1, siendo estos mismos valores los correspondientes a las cantidades de iones bicarbonatos en el agua, debido a las relaciones de alcalinidades en las que se muestra que en caso de no haber alcalinidad a la fenolftaleína, la alcalinidad total corresponderá a la alcalinidad netamente bicarbonática, mostrando una variación mínima entre arena y una mayor proporción en la arena NAE1 (ver gráficos N° 4.1 y 4.2).

Los valores de pH representados en los gráficos N° 4.1 y 4.2, arrojaron valores promedios de 6,64 y 7,74 en las arenas NAC2 y NAE1, las cuales infieren que las aguas poseen cierta condición de acidez o alcalinidad en función de la menor o mayor cantidad de iones hidrógeno. Es relevante expresar que de acuerdo al valor de pH, las alcalinidades en las aguas asociadas a la cantidad de carbonatos y bicarbonatos se verán afectada, esto se explica por el hecho de que si se tiene una muestra de agua con un pH menor a 8,3 se tendrá iones bicarbonatos exclusivamente, en cambio si el pH es mayor a 8,3 comenzará a aparecer los iones de carbonatos, lo anterior corrobora los resultados de las alcalinidades que están acorde con los pH resultante de los análisis de las aguas en estudio.

Resulta importante señalar que las propiedades del agua se verán afectadas cuando este presente el CO_2 , ya que conllevará a un aumento en las concentraciones de sus iones, así como también, alcalinidad, dureza total y sólidos totales disueltos, de igual forma habrá inicialmente una disminución del pH como consecuencia de la formación de ácido carbónico, sin embargo, el pH volverá a incrementarse cuando el ácido carbónico comience a disociarse en los iones carbonatos y bicarbonatos.

Es de acotar que los resultados suministrados por la empresa que efectuó el tratamiento químico son más confiables, debido a que son realizados en sitio, mientras que los proporcionado por el laboratorio a pesar de ser analizados con aparatos precisos tienen el inconveniente de que las muestras deben ser muy preservadas según los parámetros que se quieren medir (pH, alcalinidad, dureza total y calcica, hierro total, entre otros), para que así los resultados sean representativos y faciliten una idea cercana a lo que se tiene en la arena en estudio.

4.4 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

La evaluación petrofísica realizadas a los pozos seleccionados permitió conocer las características de las rocas y constatar los fluidos presentes en la formación, en este caso, arenas de aguas subterráneas, por medio de la interpretación de las curvas mediante las herramientas disponibles (registros gráficos, eléctricos, microlog y densidad neutrón); es importante destacar, que se debe tener conocimiento de estas propiedades, puesto que es indispensable para la definición de las arenas de los pozos y concluir si las formaciones reúnen las condiciones adecuadas para ser perforadas y luego ser utilizadas como pozos de inyección.

Para el análisis petrofísico de la arena NAE1 perteneciente al pozo G-29 se consideró la información del pozo G-47 que contó con registro microlog a esa profundidad, que es un registro característico de pozos muy viejos. En lo que respecta a la arena NAC2 del pozo G-35, se contó con el pozo G-87 que data del año 2001 y dispone del registro densidad neutrón compensado para la estimación de la petrofísica, siendo uno de los registros más confiable por ser modelos más recientes

que determinan con mayor exactitud valores de porosidad (ϕ) y saturación de agua (S_w).

A continuación se muestra la Tabla 4.11, donde se reflejan los parámetros petrofísicos más importante de los pozos prospectos obtenidos de la correlación de los pozos vecinos mencionados anteriormente, lo cual es valido por el hecho de que son las mismas arenas estudiadas, sin embargo, estos no son los valores reales sino un estimado de lo que puedan presentar las arenas.

Tabla N° 4.11 Parámetros petrofísicos de los pozos seleccionados.

Pozos	Tope (pies)	Base (pies)	AN (pies)	Rt (ohm)	Vsh (fracción)	ϕ (fracción)	S_w (fracción)	K (md)
G-29	4126	4182	56	4	0.12	0.20	1	501
G-35	4113	4137	24	4	0.16	0.18	1	315

En la tabla N° 4.11, se puede apreciar que las resistividades obtenidas de las aguas presentes en las formaciones estudiadas están en el orden de 4 ohm, resultando un valor lógico, ya que se ajustan a las características de aguas de formación que muestran resistividades bajas, por la presencia de sales disueltas ionizadas en solución tales como cloruros y sodio, haciendo que el fluido sea más conductivo, los cuales concuerdan con los valores de resistividades de las arenas de agua de la formación Oficina que arrojan valores de 4 a 6 ohm.

Por otro lado las arenas presentan un bajo contenido de arcillas entre 0,12 y 0,16 en comparación con los valores establecidos para arenas arcillosas que se ubica en el orden del 0,20, el cual es un parámetro de importancia en la evaluación petrofísica, porque la presencia de arcillas en la roca yacimiento ejerce influencias muy relevante en la interpretación de todos los dispositivos del perfilaje. Estas causan

una reducción en la resistividad de las arenas, por ser conductoras de la electricidad y generalmente originan un aumento en las lecturas de los perfiles de porosidad, que traen como consecuencia, que a la hora de emplear los métodos convencionales, como la ecuación de Archie, se sobreestime la saturación de agua.

Es importante mencionar que el volumen de arcilla calculado a partir de los registros rayos gamma y ρ_{sp} siempre es mayor que el volumen de arcilla real de la formación por lo que es denominado índice de arcillosidad.

En referencia a los parámetros de saturación de agua, las arenas de los pozos de interés están saturadas de 100% de agua, corroborando una vez más que estos pozos son aptos para aplicar el proyecto de inyección de CO_2 , por ser acuíferos salinos.

En lo que respecta a los valores de porosidad y permeabilidad estimados para ambos pozos en las distintas arenas (ver tabla N° 4.11), estos cumplen con los rangos establecidos en la formación Oficina a nivel de las arenas Naranjas, que poseen porosidades entre 0,17 y 0,21 y permeabilidades entre 125 y 600 md respectivamente. Es importante hacer notar, que dichas propiedades petrofísicas determinan de una manera u otra la capacidad de almacenamiento que tenga la arena para recibir el fluido que se va a inyectar, por lo tanto se verá influenciada por la cantidad de pozos disponibles para la inyección. A mayor porosidad y permeabilidad, mayor será la capacidad de acumulación de la arena o viceversa. En base a lo anterior y de acuerdo a los resultados obtenidos, el pozo G-29 presenta mayores valores de porosidad y permeabilidad en comparación con el pozo G-35, lo que indica que tiene probabilidad de depositar más volumen de CO_2 en esa arena.

El modelo empleado para el cálculo de la permeabilidad fue la ecuación de Timur que toma en cuenta los valores de saturación de agua irreducible ($S_{irr} = 0,12$) del campo Guarío estimados por el Departamento de Subsuelo y Reservas de PDVSA

GAS, Distrito Anaco y la porosidad, derivadas de las formulas correspondientes a los registro Microlog y densidad Neutron.

4.5 DETERMINACIÓN DE LAS REACCIONES EXISTENTES ENTRE EL FLUIDO DEL ACUÍFERO, EL CO₂ Y LOS MINERALES DE LA ROCA

La determinación de las reacciones químicas del CO₂ con el agua de formación y los minerales contenidos en las rocas, se basó en los resultados de las pruebas de laboratorios realizadas a las aguas de pozos vecinos a los pozos seleccionados, en la que se evaluó y se obtuvo parámetros físico-químicos necesarios para establecer dichas reacciones y posteriormente predecir la precipitación de los carbonatos formados, tales como carbonato de calcio, hierro y magnesio. Cabe destacar, que en base a estudios previos de geologías y análisis de agua efectuadas a las arenas por el departamento de yacimiento y tratamiento químico de PDVSA Gas Anaco, se esta en presencia de areniscas constituidas por una matriz de partículas calcáreas y aguas con concentraciones de iones de calcio (Ca⁺²), hierro (Fe⁺²) y magnesio (Mg⁺²), sin presencia de iones carbonatos.

El dióxido de carbono (CO₂) una vez que se inyecta en los acuíferos salinos en estudio se disuelve en agua (H₂O) para formar ácido carbónico (H₂CO₃) (1), el cual se disocia nuevamente dando lugar a los iones bicarbonatos (HCO₃⁻) (2), carbonatos (CO₃⁻²) (3) y a los iones hidrógeno (H⁺); los iones bicarbonatos o carbonatos resultante de la disociación del ácido carbónico reacciona con los iones de calcio, hierro y magnesio presente tanto en las aguas en forma de bicarbonatos o sales y en la matriz de la roca, trayendo como consecuencia, la formación de carbonatos de calcio (CaCO₃) (4), hierro (FeCO₃) (5) y magnesio (MgCO₃) (6) respectivamente. Las siguientes reacciones químicas son las que establece el CO₂ con el fluido y los minerales existentes en las arenas consideradas.



De acuerdo a las reacciones expresadas anteriormente, es evidente que en los acuíferos se presenten procesos de carbonatación en este caso, de calcita (CaCO_3), siderita (FeCO_3) y magnesita (MgCO_3) por la aparición de iones carbonatos (CO_3^-) aportado por el CO_2 inyectado en la disolución, la cual resulta favorable, por el hecho de que pueda haber precipitados de los mismos en las aguas, siempre y cuando el producto iónico de las concentraciones de los compuestos mencionados sea mayor que sus constante de producto de solubilidad, de tal manera de que se genere una capa protectora que sirva de sello para almacenar el gas, conduciendo a reducir la permeabilidad y la porosidad efectiva, a través de la deposición de los sólidos en los poros de la roca, influyendo las fuerzas atractivas entre las partículas y las superficies de los poros, sin embargo, esto trae como consecuencia, la depositación de incrustaciones en las tuberías o líneas de conducción, originando posibles taponamientos, que se pueden solventar, debido a que en los pozos del distrito Anaco se realizan cada cinco años trabajos de rehabilitación y estimulación con ácido a los pozos que tengan estos problemas. Es de resaltar que los bicarbonatos formados permanecerán solubles en el agua por el contenido de ácido carbónico no disociado llamado también, ácido carbónico equilibrante, evitando que estos precipiten.

En función de las reacciones químicas establecidas y tomando en cuenta que inicialmente no existen iones carbonatos en las aguas de las arenas en donde se inyectará el gas, se calculó la cantidad de iones de CO_3^{-2} , como se muestra en la tabla N° 4.12.

Tabla 4.12. Concentraciones de iones de CO_3^{-2} que debe ser superada para que ocurra la precipitación de carbonato de calcio, magnesio e hierro.

POZO	CaCO_3		MgCO_3		FeCO_3	
	Ca^{+2} (mol/L)	CO_3^{-2} (mol/L)	Mg^{+2} (mol/L)	CO_3^{-2} (mol/L)	Fe^{+2} (mol/L)	CO_3^{-2} (mol/L)
JM-223	$3,68 \times 10^{-3}$	$1,30 \times 10^{-6}$	$3,38 \times 10^{-3}$	$1,18 \times 10^{-2}$	$8,03 \times 10^{-4}$	$2,62 \times 10^{-8}$
G-09	$3,48 \times 10^{-3}$	$1,39 \times 10^{-6}$	$3,29 \times 10^{-3}$	$1,22 \times 10^{-2}$	$8,57 \times 10^{-4}$	$2,46 \times 10^{-8}$
JM-52	$2,75 \times 10^{-3}$	$1,75 \times 10^{-6}$	$3,12 \times 10^{-3}$	$1,28 \times 10^{-2}$	$8,21 \times 10^{-4}$	$2,51 \times 10^{-8}$
JM-32	$2,38 \times 10^{-3}$	$2,02 \times 10^{-6}$	$3,00 \times 10^{-3}$	$1,33 \times 10^{-2}$	$7,14 \times 10^{-4}$	$2,95 \times 10^{-8}$

Cuando los iones carbonatos sean mayores a los calculados en la tabla N° 4.13, se iniciará la precipitación de los compuestos procedentes de las reacciones químicas causadas por los fluidos implicados y la roca, precipitando primero aquel que sea menos soluble, es decir, el que posea menor producto de solubilidad como es el carbonato de hierro, seguido de carbonato de calcio y por último carbonato de magnesio, no obstante, para tener certeza de la existencia o no de precipitado en los pozos, es recomendable realizar ensayos de laboratorio con tapones de núcleos de las arenas, en la que se inyecta cierta cantidad de CO_2 con el propósito de observar y evaluar los cambios de porosidad y permeabilidad. Las reacciones de carbonatación y la subsiguiente precipitación en los sistemas fluidos ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$) – roca, son relativamente lentas y se incrementarán a medida que transcurra el tiempo de inyección, llevando a cabo la secuestro del CO_2 a corto plazo.

4.6 ESTIMACIÓN DE LA TASA DE INYECCIÓN DE CO₂ CONSIDERANDO EL USO DEL PROGRAMA PIPESIM 2003

La tasa de flujo de dióxido de carbono (CO₂) que se requiere inyectar en cada una de las arenas de los pozos candidatos, se estimó a través de un sistema de análisis nodal a nivel de yacimiento, mediante la utilización del programa de simulación PIPESIM 2003. Este análisis se corrió empleando las correlaciones que se adaptaban a las condiciones del estudio, como son la ecuación de Moody para flujo monofásico y la de Estado Seudo Estable derivada de la ley de Darcy para el flujo desde el yacimiento hasta el pozo o viceversa, una vez cargado los datos del yacimiento tales como permeabilidad, espesor de arena neta, presiones y temperaturas, además de la tuberías presentes.

Es importante enfatizar que antes de proceder con la inyección en estas formaciones, es necesario conocer hasta que presión es posible inyectar el gas (CO₂) sin presurizar las arenas depositoras (Ver tabla N° 4.13) mediante un gradiente de fractura, como se explicó en el capítulo anterior.

Tabla N° 4.13 Presión de fractura de las arenas de los pozos en estudio.

Pozo	Arena / Yacimiento	Presión de fractura (Lpca)
G-29	NAE1/ JM 38	3595,2
G-35	NAC2 / G-09	3862,4

Las presiones de fracturas de los pozos mostradas en la tabla N° 4.14, permitió conocer cual puede ser la presión de inyección, sin embargo, va a depender de las condiciones de presión y temperatura de la fuente de donde procederá el CO₂.

Por otra parte, el volumen de dióxido de carbono disponible para la inyección se evaluó por medio del proyecto denominado “Estudio de Recuperación y Transporte de CO₂” que se pondrá en marcha por la planta de extracción de San Joaquín para el año 2007, en la que se indica que el gas natural posee una concentración de CO₂ del 10 % molar, cuya producción de los centros operativos es de 2400 millones de pies cúbicos de gas diario (MMPCGD), de los cuales se tiene mediante el endulzamiento de ese gas por aminas un aproximado de 200 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) de CO₂. Esta es la cantidad de CO₂ que se dispone para la inyección, ya sea para la recuperación mejorada de crudo o para el almacenamiento geológico en acuíferos salinos. Información más específica de este proyecto se encuentra en el apéndice G.

La realización del análisis nodal en ambos pozos se basó en las gráficas de presión de fondo fluyente versus caudal de CO₂, en las que se graficaron las curvas de ofertas, que representan las presiones de inyección a la cual el CO₂ fluirá del pozo hacia el yacimiento y las curvas de demanda que constituye los distintos daños de la formación. La intersección de estas dos curvas mostró la tasa de inyección óptima posible para cada uno de los pozos en el eje de las abscisas, obteniéndose de esta manera la solución del sistema, como se puede visualizar en las figuras N° 4.9 y N°.4.10.

A continuación se muestran los resultados del análisis nodal de los pozos G-29 y G-35, mientras que la información complementaria para la realización del mismo, se encuentran en el apéndice F.

Pozo G-29

Este pozo tiene como prospecto a la arena NAE1 ubicada en el yacimiento JM 38 (ver figura F.1, apéndice F) para ser completada con tubería de inyección de 2 7/8

pulgada, constituida por acero de 13% cromo y línea de flujo de 4 pulgadas, según el diagrama de completación propuesto. La presión de yacimiento de este pozo en la arena NAE1 es de 671 lpca se evaluó mediante pruebas RFT efectuados al pozo JM 226 de fecha 22 de noviembre de 2004.

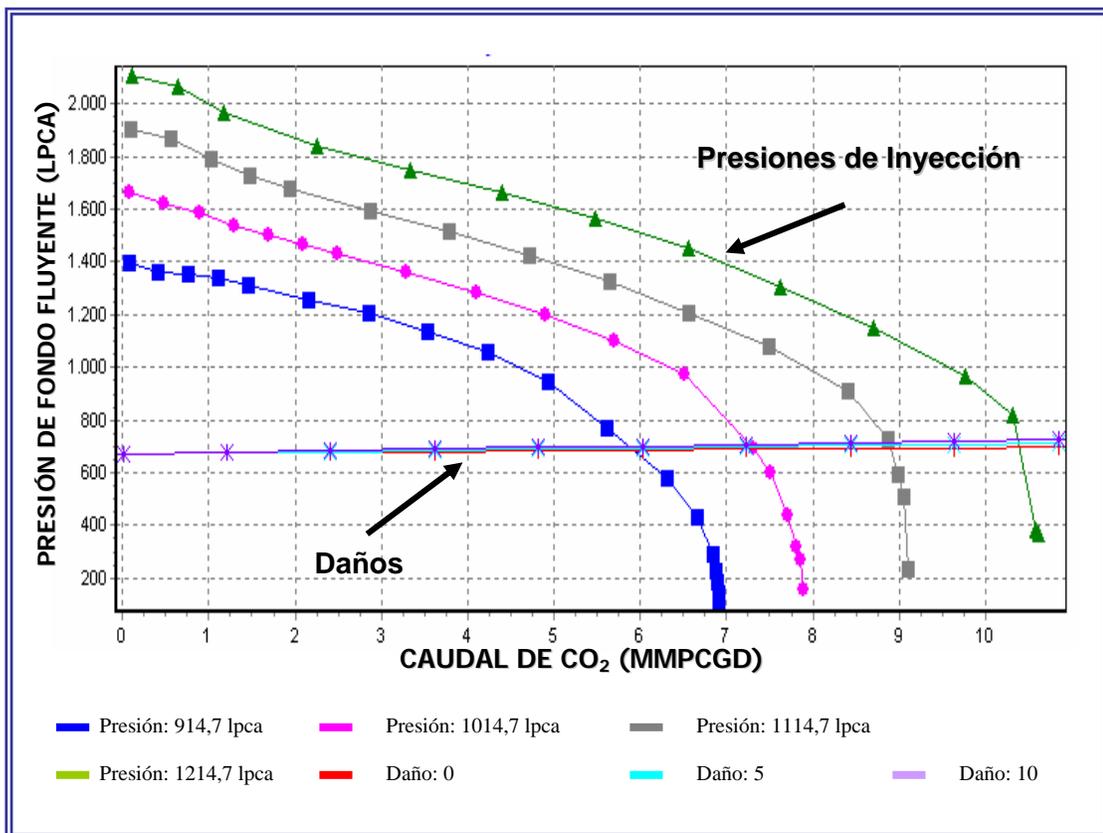


Figura N° 4.9 Resultados del Análisis Nodal Corrido al Pozo G-29

Tabla N° 4.14 Sensibilidades en el sistema (Pozo G-29)

Daños (Adim)	S=0		S=5		S=10	
	Pwf (LPCA)	Q (MMPCGD)	Pwf (LPCA)	Q (MMPCGD)	Pwf (LPCA)	Q (MMPCGD)
914,7	680,80	5,90	687,90	5,88	702,11	5,83
1014,7	687,56	7,32	697,49	7,30	706,56	7,27
1114,7	687,90	8,90	702,11	8,89	716,32	8,88
1214,7	695,01	10,39	709,22	10,38	723,42	10,37

De acuerdo a la figura N° 4.9 arrojada por el simulador para este pozo, se puede señalar que a la presión de inyección de 1214,7 lpca obtenida del sistema de transmisión de gas de Anaco indicada con la curva de color verde, se estima una tasa de inyección óptima de CO₂ de 10,39 MMPCGD, considerando el mínimo daño posible a la formación, en este caso, a la condición de daño igual a 0 (cero) representado por la curva de color rojo, la cual se puede verificar en la tabla N° 4.15, en donde se expresa toda la información referente a las tasas de inyección y presiones de fondo fluyente que se manejan a las distintas presiones de inyección y daño.

Por otra parte, es de acotar que las curvas de daños (Ver figura N° 4.9) no muestran una separación apreciable entre ellas, presentando una tendencia de las curvas casi lineal, lo que significa que el daño que se origine como producto del proceso de inyección a este pozo es relativamente pequeña, es decir, las restricciones al flujo en la cara de la arena no van a estar tan influenciada por la tasa de CO₂ que para un momento determinado se este inyectando; pero a medida que transcurrirá el tiempo de inyección el daño se incrementarán y la presiones de fondo fluyente también aumentarán, siendo proporcionales entre sí, por el hecho de que necesitará más energía para poder transportar el CO₂ hacia el yacimiento; este daño puede ser ocasionado por la interacciones química de los minerales, las sales disueltas y el fluido del yacimiento con los fluidos introducidos a la formación durante las operaciones de inyección, por la posterior precipitación de carbonatos e inicialmente

por los procesos de perforación, completación y cañoneo de las arenas como resultado de la invasión del filtrado y sólidos del lodo.

En relación a la presión de inyección en función de las sensibilidades realizadas al sistema (ver tabla N° 4.15), se puede observar que a mayor valor de este parámetro mayor cantidad de CO₂ se desplaza a la arena y entra en solución con el agua, aumentando de esta forma la tasa de inyección del fluido.

Pozo G-35

Posee a la arena NAC2 del yacimiento G-09 para ser completada con las mismas características de las tuberías del pozo previamente simulado, por presentar el mismo diámetro del revestidor, con una presión de yacimiento en la arena respectiva de 871 lpca obtenidas de registros RFT del pozo JM 226 realizadas el 22 de noviembre del 2004. Se estima en base a la figura N° 4.10 arrojados por el simulador, una tasa óptima de inyección de 9,43 MMPCD a la presión del sistema de transmisión del gas de Anaco (1214,7 lpca) (intersección de la curva verde con la curva roja).

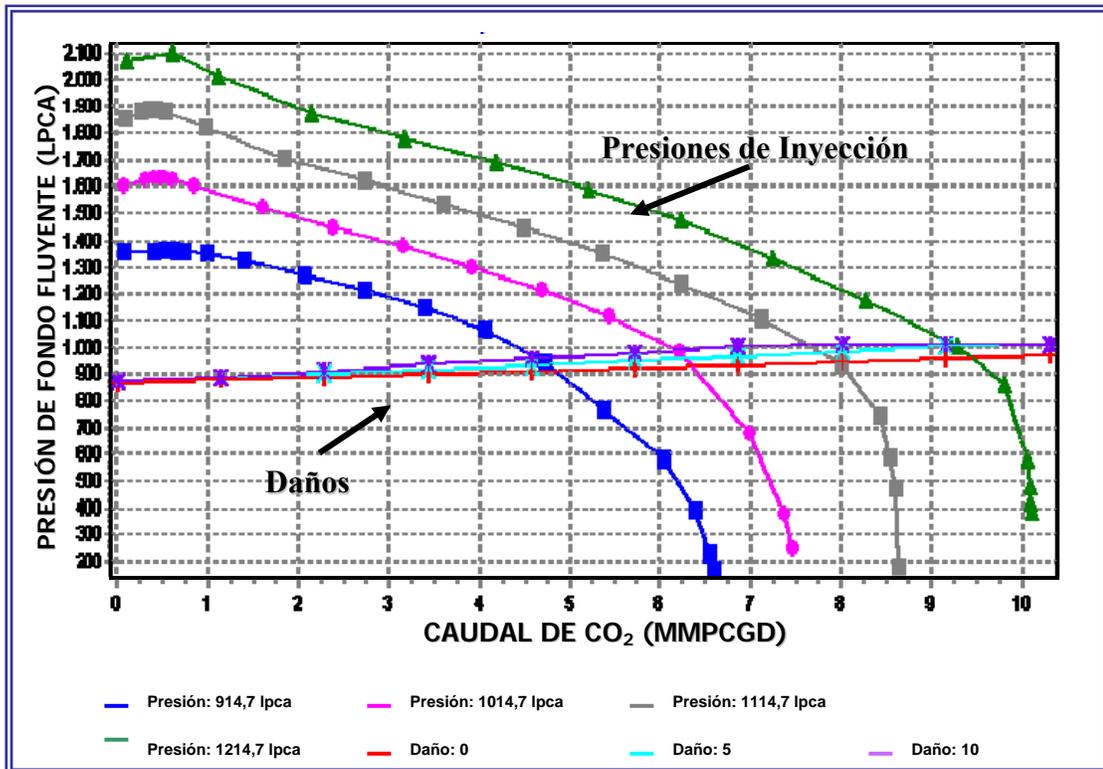


Figura N° 4.10 Resultados del Análisis Nodal Corrido al Pozo G-35

Tabla N° 4.15 Sensibilidades en el sistema (Pozo G-35)

Daños (Adim)	S=0		S=5		S=10	
	Pwf (LPCA)	Q (MMPCGD)	Pwf (LPCA)	Q (MMPCGD)	Pwf (LPCA)	Q (MMPCGD)
914,7	911,93	4,84	933,85	4,76	956,56	4,65
1014,7	926,56	6,36	953,24	6,26	993,27	6,14
1114,7	942,62	7,97	979,92	7,78	1006,61	7,64
1214,7	953,24	9,43	999,94	9,22	1013,28	9,18

En base a la estimación que se hizo de la tasa de inyección a este pozo (figura N° 4.10), se ve claramente que el caudal de CO₂ es mucho menor en comparación al otro pozo, a pesar de contar con un yacimiento de mayor energía, esto se puede deber

al daño apreciable que puede existir en la formación, que se observa por la separación significativa de las curvas de daño en la grafica de la figura N° 4.10, resultante del análisis nodal, como consecuencia del posible taponamiento parcial que se presente en la región cercana al pozo ocasionado por la precipitación de los carbonatos generados y por otras causas antes expuesta, reduciendo la permeabilidad de la formación y mostrando un descenso de la tasa de inyección por las fuertes restricciones encontrada en la vecindad inmediata al hoyo; en cuanto al comportamiento de la presión de inyección resulta lógico, debido a que aumenta a medida que se inyecta el fluido, lo cual incrementa la presión de fondo de fluyente que es la presión con que recibe la arena y por ende el caudal de inyección, por lo que se recomienda emplear presiones mayores a las empleadas en este proyecto, siempre que se disponga de una fuente de inyección que funcione a las presiones que se establezcan.

Las tasas de inyección en los pozos G-29 y G-35, representa la cantidad de CO₂ que se inyectará diariamente a una determinada presión en las arenas de dicho pozos, si la inyección se extiende a un año se tendrán tasas de 3,79 millardos de pies cúbicos anuales (MMMPCA) de CO₂ para el pozo G-29 y 3,44 MMMPCA de CO₂ para el pozo G-35, si se suman los dos caudales de CO₂, esto equivale a 7,23 millardos de pies cúbicos (MMMPC) de CO₂, cantidad considerable que se evitaría enviar a la atmósfera, minimizando en gran parte las emanaciones de dicho gas y contribuyendo una vez más a las soluciones de este fenómeno como es el creciente calentamiento global que se aproxima la cual repercutirá en la vida animal, vegetal y humana trayendo graves problemas de índole social y económico.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Los resultados obtenidos en el presente trabajo permiten aseverar que la tecnología más óptima y factible para separar el CO₂ del gas natural es la de absorción química con aminas, mediante el empleo del solvente Metildietanolamina (MDEA).
- Los pozos candidatos para la inyección y posterior almacenamiento del CO₂ son los pozos G-29 en la arena NAE1 yacimiento JM 38 y el pozo G-35 en la arena NAC2 yacimiento G-09, pertenecientes al campo Guarío.
- La correlación de permeabilidades de los pozos vecinos infieren que el pozo G-29 presenta valores de permeabilidad de 501 md seguido del pozo G-35 con permeabilidad de 315 md.
- Los valores de permeabilidad de los pozos prospectivos, permiten estimar que la mayor capacidad de almacenamiento de CO₂ a presenta el pozo G-29.
- Las reacciones químicas que pueden originarse como consecuencia del CO₂ soluble en las aguas de las arenas, sugiere la formación de carbonatos en este caso de calcio, hierro y magnesio.
- Las aguas de los pozos analizados se caracterizan por no contener iones carbonatos, debido a que se está en presencia de areniscas y no calizas.
- Las presiones de fracturas de los pozos G-29 y G-35 son de 3595,2 lpca y 3862,4 lpca, siendo mayores a la presión de inyección establecida.

- Las tasas de inyección de CO₂ estimadas para los pozos G-29 y G-35 son de 10,39 MMPCD y 9,43 MMPCD respectivamente.
- La cantidad de Volumen de CO₂ que se evitaría enviar a la atmósfera producto de los estudios de inyección en los pozos es de 7,23 millardos de pies cúbicos (MMMPC) de CO₂, contribuyendo este proyecto a la problemática ambiental a causa del creciente calentamiento global que se avecina.

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas de restauración de presiones a los pozos inyectoros de CO₂ con la finalidad de conocer con exactitud las permeabilidades de las arenas y si existe algún daño por el fluido inyectado.
- Extender este estudio a pozos de petróleo y gas depletado para obtener una máxima recuperación de los fluidos contenidos en la formación.
- Llevar un control de los pozos a fin de observar las variaciones en las propiedades de las rocas, una vez que se procede a la inyección del fluido.
- Efectuar un monitoreo constante del pH, mediante análisis de agua para obtener conocimiento de la presencia de iones carbonatos.
- Llevar a cabo análisis de agua en sitio, mediante el uso de kit portátiles, para que los resultados referente a los parámetros fisicoquímicos sean lo más confiable posible.
- Realizar ensayos de laboratorios con tapones de núcleo de las formaciones candidatas para el almacenamiento de CO₂ y el fluido del acuífero, a fin de observar si efectivamente hay precipitado o no de algún compuesto formado.

- Efectuar estudios de geomecánicas en las arenas de los pozos a ser receptores del dióxido de carbono (CO_2) mediante la utilización de registros de imágenes, con el propósito de estimar con veracidad las presiones de fracturas de las formaciones.
- Realizar pruebas de retorno de permeabilidad, así como también, estudios de geología a las arenas de interés, para determinar y verificar el comportamiento del fluido inyectado (CO_2) en el yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

- AKÝN, S. (2005) “Experimental and Numerical Investigation of Carbon Sequestration in Deep Saline Aquifers” paper SPE 94697.
- ARIAS, F. (2004). El proyecto de investigación. Introducción a la metodología científica (4ª ed.). Editorial Epistame, Caracas-Venezuela, pp.25-28.
- BARBERI, E. (1998). “El Pozo Ilustrado”. Programa de Educación Petrolera, Fonciad, Caracas, pp.186 -187.
- BENNACEUR, K. (2004). Captación y almacenamiento de CO₂: Una solución al alcance de la mano. Oilfield Review Winter [Revista en Línea], 16 (1). Consultada el 20 de Julio de 2005 en: http://www.slb.com/content/services/resources/oilfieldreview/spanish/04/spn_win04.asp?.
- Calentamiento Global. (2005). [Página web en línea]. Disponible en: www.Network.com.
- CIED. (1997). Optimización del sistema del sistema de producción (Análisis nodal)
- Centro Internacional de educación y desarrollo filial de Venezuela, segunda edición, pp 63-62.
- Composición y reacciones químicas. (2005). [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.uc.cl/quimica/agua>.
- DONNELLY, S. (1990). The Use of MDEA and Mixtures of Amines for Bulk CO₂ Removal. Proceedings of the Sixty-Ninth GPA Annual Convention. Tulsa, Gas Processors Association, pp 135-139.

- Equilibrio carbónico. (2004). [Página web en línea]. Disponible en: <http://pymes.wanadoo.es/afta/afta55.htm>
- GÓMEZ, V. (1990) ANÁLISIS NODAL .UNIVERSIDAD DEL ZULIA, INPELUZ, PP 478-524.
- GONZÁLEZ DE JUANA. (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Tomos I y II. Caracas. Ediciones Foninves, pp 56.
- HERNÁNDEZ, S., FERNÁNDEZ C & BAPTISTA L (2002). Metodología de la investigación. Editorial Mc Graw-Hill. Tercera Edición. pp.25.
- HURTADO, J. (2000) Metodología de la Investigación Holística. Sygal, Caracas, pp 152 -154.
- LINDSAY, W. (1979). Chemical Equilibria In Soil, a Wiley- Interscience publications, United States America, pp 79-85.
- MARTÍN, E. (1967). Desarrollo de aguas subterráneas. Informe de la facultad de ingeniería (Escuela de Geología, Minas y Metalurgia), Universidad central de Venezuela, Venezuela. 650pp.
- MURLIDHR, G. (2003). CO₂ Capture Technologies and Opportunities in Canada. 1st Canadian CC&S, Technology Roadmap Workshop. Alberta, Canada. pp 78.
- NGUYEN, D. (2003). “Carbon Dioxide Sequestration: Technical and Economic Reviews” paper SPE 81199.
- SCHLUMBERGER (1975). “Interpretación de perfiles volumen I - fundamentos”, Limited, New York USA. pp 65-69.
- Secuestro Geológico como mecanismo para atenuar el Cambio del clima. (2005). [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.beg.utexas.edu>.

- Universal Industrial Gases. (2004). [Página web en línea]. Disponible en:
www.uigi.com/carbondioxide.html

APÉNDICES

APÉNDICE “A”

**ENSAYOS PARA LA DETERMINACIÓN DE: ALCALINIDAD,
DUREZA TOTAL Y CALCICA, pH, HIERRO TOTAL, CALCIO Y
MAGNESIO EN EL AGUA.**

A.1 Alcalinidad

El método empleado para la determinación de este parámetro se hizo a través de valoraciones con indicador. Los equipos y reactivos empleados así como el procedimiento fueron lo siguiente:

Equipos

- Medidor de pH.
- Goteros.
- Buretas graduadas de vidrio borosilicato.
- Vaso de precipitado ó erlemeyer de 250 ml.
- Cilindro Graduado.

Reactivos

- Agua desionizada o destilada.
- Ácido Sulfúrico (H_2SO_4) 0,02 N.
- Solución indicadora de Fenolftaleína.
- Solución indicadora de Anaranjado de Metilo.

Procedimiento

- Enrasar la bureta previamente limpia y curada, con solución de Ácido Sulfúrico 0,02 N.
- Determinar el pH de la muestra a valorar.

- Diluir la muestra en relaciones adecuadas con agua destilada si se considera necesario, dependiendo de las alcalinidades que normalmente presenta el agua que se va a valorar.
- Transferir al vaso de precipitado o erlemeyer el volumen de muestra que se desea titular (normalmente 50 ó 25 ml de muestra).
- Agregar 4 gotas de fenolftaleína; si la muestra desarrolla un color rosado, proceder con el paso siguiente. En caso contrario la alcalinidad fenolftaleínica (P) = 0; y continuar con la determinación de la alcalinidad total (T).
- Titular con ácido sulfúrico hasta que el color rosado desaparezca. La muestra debe ser agitada mientras dure la titulación. Anotar los mililitros gastados de H₂SO₄.
- Mantener el nivel de H₂SO₄ donde quedó, al finalizar la titulación previa, al igual que si P = 0.
- Agregar 4 gotas de Anaranjado de Metilo, si la muestra desarrolla un color azul proceder con el paso siguiente. Si la muestra desarrolla un color rosado o salmón T = 0.
- Titular con H₂SO₄, hasta que la solución cambie de color azul a incoloro. La muestra debe ser agitada mientras dure la titulación.

La alcalinidad se determinó utilizando la siguiente formula:

$$\text{Alcalinidad, mgCaCO}_3 / L = \frac{AxNx50000}{v}$$

Donde:

A = volumen del ácido normalizado, ml.

N = normalidad del ácido utilizado. [Adim]

v = volumen de muestra, ml.

Sí la muestra inicial es diluida, multiplicar el valor obtenido por la relación de dilución empleada.

Para obtener el tipo de alcalinidad ya sea parcial o total, es decir, la presencia de bicarbonatos y carbonatos, se evaluaron las relaciones de alcalinidades que se encuentran en la tabla A.1.

Tabla A.1. Relaciones de Alcalinidades.

Resultado de la Valoración	Alcalinidad Hidróxido como CaCO₃	Alcalinidad Carbonato como CaCO₃	Concentración Bicarbonato como CaCO₃
P = 0	0	0	T
P < ½ T	0	2P	T - 2P
P = ½ T	0	2P	0
P > ½ T	2P - T	2 (T - P)	0
P = T	T	0	0

Fuente: Martín, Desarrollo de aguas subterráneas, (1967)

A.2 Dureza total

Se determinó por titulación con ácido etilendiaminotetracético (EDTA).

Equipos

- Enrasar la bureta previamente limpia y curada, con solución de Ácido Sulfúrico 0,02 N.
- Medidor de pH.
- Goteros.
- Buretas graduadas de vidrio borosilicato.
- Vaso de precipitado ó erlemeyer de 250 ml.
- Cilindro Graduado.

Reactivos

- Agua desionizada o destilada.
- Solución Buffer.
- Agentes formadores de complejo: sal de Mg
- Indicadores: Negro de Eriocromo T ó Camalguita.
- Solución valorada de EDTA 0,01 M (0,02 N).

Procedimiento

- Enrasar la bureta previamente limpia y curada con EDTA
- Diluir la muestra de agua, si es necesario, dependiendo de la dureza que normalmente presenta el agua que se analiza.
- Agregar unas gotas de indicador
- Agregar 1 ó 2 ml de solución buffer (generalmente 1 ml será suficiente para mantener un pH de 10.0 ± 0.1). la ausencia de un cambio de color pronunciado en el punto final de la titulación generalmente significa que en ese momento se debe agregar un inhibidor (Mg-CDTA) ó que el indicador está deteriorado. En el punto

final la solución normalmente es azul, se recomienda trabajar con luz solar o con lámpara fluorescente; debido a que la luz incandescente ordinaria tiende a producir un tinte rojizo en el agua del punto final.

La dureza total (EDTA) se expresa como miligramos de CaCO_3/l y se calculó mediante la siguiente expresión:

$$\text{Dureza(EDTA), mgCaCO}_3/\text{l} = \frac{AxBx1000}{ml\text{demuestra}}$$

Donde:

A = volumen de solución valorada EDTA para titular la muestra; ml

B = mg CaCO_3 de EDTA equivalente a 1,00 ml de solución valorada de EDTA, es decir B = 50 x normalidad del EDTA utilizado para la titulación.

Sí la muestra inicial es diluida, multiplicar el valor obtenido por la relación de dilución empleada.

A.3 Dureza calcica

Se determinó por titulación con ácido etilendiaminotetracético (EDTA), al igual que en la determinación de la dureza total, básicamente la diferencia se presenta en la utilización de un agente buffer que hace al pH lo suficientemente alto para que el magnesio se precipite como hidróxido de magnesio y el indicador cambie únicamente con el calcio.

Equipos

- Medidor de pH.

- Goteros.
- Buretas graduadas de vidrio borosilicato.
- Vaso de precipitado ó erlemeyer de 250 ml.
- Cilindro Graduado.

Reactivos

- Agua desionizada o destilada.
- Indicador Murexide.
- Solución valorada de EDTA 0,01 M (0,02 N).
- Solución de hidróxido de sodio (NaOH) 1 N y 4N.

Procedimiento

- Enrasar la bureta previamente limpia y curada con EDTA
- Diluir la muestra de agua, si es necesario, dependiendo de la dureza que normalmente presenta el agua que se analiza.
- Añadir 2 ml de NaOH 1 N o un volumen suficiente para producir un pH 12 a 13, verificar pH.
- Añadir 0,1 a 0,2 g de indicador murexide.
- Titular inmediatamente con la solución EDTA 0,02 N, agitando constantemente hasta obtener un cambio de color de rosado a violeta.

La dureza cálcica (EDTA) se expresa como miligramos de CaCO_3/l y se calculó mediante la siguiente expresión:

$$Dureza(EDTA), mgCaCO_3/l = \frac{AxBx1000}{ml_{demuestra}}$$

Donde:

A = volumen de solución valorada EDTA para titular la muestra; ml

B = mg CaCO₃ de EDTA equivalente a 1,00 ml de solución valorada de EDTA, es decir B = 50 x normalidad del EDTA utilizado para la titulación. Sí la muestra inicial es diluida, multiplicar el valor obtenido por la relación de dilución empleada.

A.4 pH

Con esta propiedad se logró conocer la tendencia a la acidez o alcalinidad que presenta el agua de formación, a través de un equipo digital (Ver figura A.1). Se determinó utilizando el siguiente procedimiento:

- Agitar la muestra.
- Agregar la muestra en un vaso de precipitados de 100 ml.
- Lavar el electrodo con agua destilada y secarlo con papel suave.
- Introducir el electrodo en el vaso de precipitados que contiene la muestra, tomar lectura hasta que la misma se haga constante en la pantalla.
- Leer el valor de pH en la escala del equipo.



Figura A.1. Instrumento digital para medir el pH.

A.5 Hierro total

La determinación del hierro en las muestras de aguas se realizó mediante la utilización de un Kit práctico (Ver figura A.2) para facilitar la medición en sitio, donde se comparó la ampolla que contiene la muestra de agua con ampollas patrón, la ampolla que sea similar a la de la muestra se dirá que ésta contiene los ppm de hierro total que tiene la patrón. Para ello, se tomó 2 ml de la muestra de agua y se le agregó 1 ml de ácido con la finalidad de mantener en suspensión todo el hierro en el agua, luego se dispuso de una ampolla sin utilizar y se introdujo su capilar en la muestra, seguidamente se colocó el capilar de la ampolla en agua destilada y se procedió a romperla de manera tal que se llenara la ampolla con la muestra y el agua destilada hasta dejar que se estabilizara, por último se comparó esta ampolla con las ampollas patrones y se determinó el contenido de hierro total presente en el agua multiplicando por 1,5 al valor de la ampolla patrón seleccionada.



Figura A.2. Kit práctico para la determinación de hierro total en sitio.

A.6 Calcio Ca^{+2}

La cantidad de iones calcio existente en el agua, se obtuvo mediante la siguiente ecuación:

$$Ca^{+2}(ppm) = \frac{20}{50} \times (Dureza_{calcica})$$

A.7 Magnesio Mg^{+2}

Para la obtención de la concentración de iones magnesio en las aguas, se emplea la siguiente ecuación:

$$Mg^{+2}(ppm) = 0,606 \times \left(\frac{Dureza_{Total}}{2,5} - Ca^{+2} \right)$$

APÉNDICE “B”

**INFORMACIÓN DE POZOS VECINOS A LOS POZOS
SELECCIONADOS PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA.
ECUACIONES USADAS EN EL CÁLCULO DE LAS
PROPIEDADES PETROFÍSICAS.**

B.1 Pozos vecinos a los pozos seleccionados para la revisión de la petrofísica

Tabla B.1 Pozos vecinos al Pozo G-29 revisados para constatar si poseen registros para la petrofísica

Pozos	Norte	Este	Distancia
G 0029	1035432,519	337286,3091	-
G 002	1035674,733	337535,1333	347
G 0011	1035836,365	337313,1629	405
G 0032	1035357,126	337683,2954	404
G 0034	1035158,646	336934,3145	446
G 0036	1035064,843	336594,8288	783
G 0039	1035042,361	337292,1369	390
G 0047	1035093,356	337924,5151	723
JM 0030	1035750,209	337008,7893	422
JM 0043	1035498,584	337007,0363	287
JM 0056	1035287,507	336815,6772	492
JM 0181	1035788,772	337161,5339	377

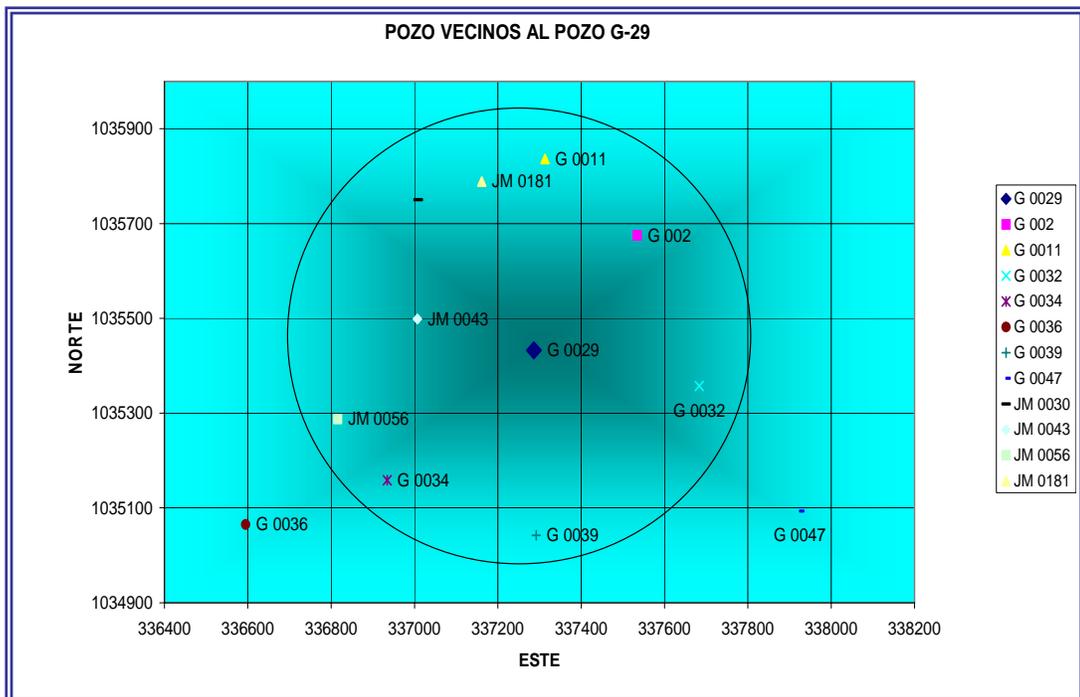


Figura N° B.1 Distancia de los pozos vecinos al pozo G-29

Tabla B.2 Pozos vecinos al Pozo G-35 revisados para constatar si poseen registros para la petrofísica

Pozos	Norte	Este	Distancia
G 0035	1036182,439	338745,4062	-
G 0004	1036591,278	338736,3487	409
G 0009	1036344,761	337902,8405	858
G 0013	1037206,06	338669,0599	1026
G 0014	1036022,131	338149,5084	617
G 0027	1036681,575	338399,0803	608
G 0033	1035491,844	338190,1924	886
G 0038	1036905,95	339409,9829	982
G 0040	1035575,169	338772,4199	608
G 0042	1036255,3	339180,5675	441
G 0067	1036689,406	338515,1032	557
G 0068	1036894,296	338507,832	750
G 0081	1037424,509	339186,426	1318
G 0085	1036962,734	338499,8475	818
G 0087	1036385,297	337976,0544	796

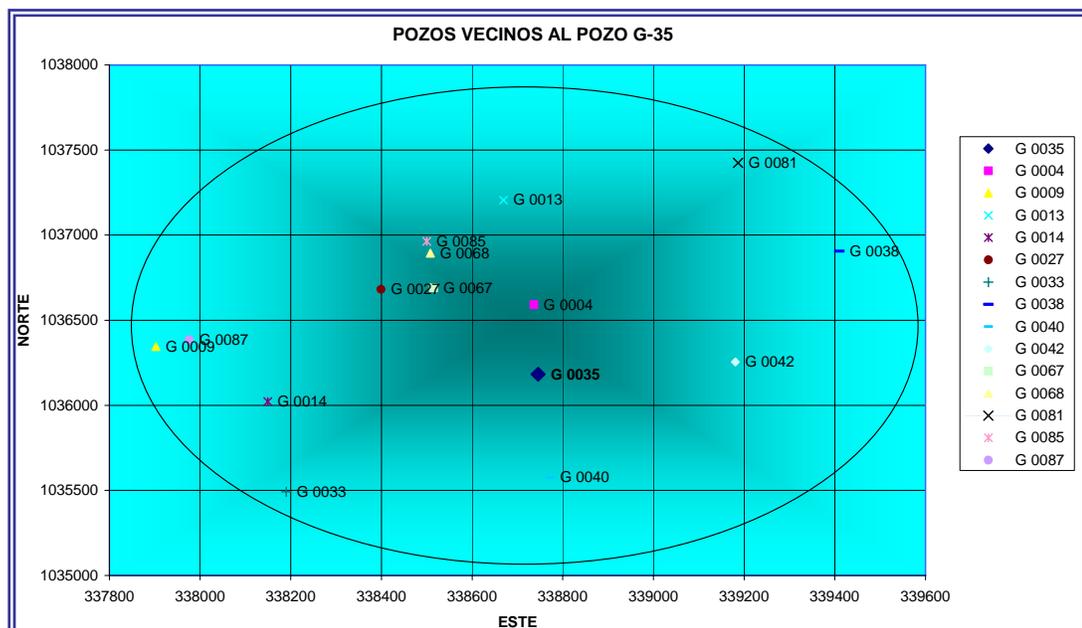


Figura N° B.2 Distancia de los pozos vecinos al pozo G-35

B.2 Ecuaciones usadas en el cálculo de las propiedades petrofísicas

B.1.1 Modelos matemáticos para curvas Microlog:

- Gradiente geotérmico (GG)

$$GG = \frac{T_f - T_s}{Pf} * 100 \left(\frac{^{\circ}F}{por_cada_100'} \right) \quad B.1$$

Donde:

T_f = temperatura de fondo ($^{\circ}F$).

T_s = temperatura de superficie ($^{\circ}F$).

$Prof. arena$ = profundidad de la arena (pie).

- Temperatura de formación (T_{fm})

$$T_{fm} = T_s + \left(\frac{GG * Prof.arena}{100} \right) (^{\circ}F) \quad B.2$$

Cuando se conoce la resistividad y el peso específico del lodo (R_m) y el peso del lodo, el cual se obtiene del cabezal del registro, se puede calcular la resistividad del filtrado del lodo y de la costra de barro mediante las siguientes ecuaciones y tablas:

Tabla B.3 Determinación de K_m por medio del peso del lodo (Schlumberger, 1985)

PESO DEL LODO		K m
L b / g a l	K g / m 3	
10	1 2 0 0	0 , 8 4 7
11	1 3 2 0	0 , 7 0 8
12	1 4 4 0	0 , 5 8 4
13	1 5 6 0	0 , 4 8 8
14	1 6 8 0	0 , 4 1 2
16	1 9 2 0	0 , 3 8 0
18	2 1 6 0	0 , 3 5 0

$$R_{mf} = K_m(R_m)^{1.07} \quad \text{B.3}$$

$$R_{mc} = 0,69(R_{mf}) \left(\frac{R_m}{R_{mf}} \right)^{2.65} \quad \text{B.4}$$

➤ Corrección de la resistividad del filtrado a la temperatura de formación

$$R_{mf} @ T_{fm} = R_{mf} * \frac{T_s + 6,77}{T_{fm} + 6,77} \quad \text{B.5}$$

Donde:

R_{mf} = resistividad del filtrado (ohm-m).

➤ Corrección de la resistividad del revoque a la temperatura de formación

$$R_{mc} @ T_{fm} = R_{mc} * \frac{T_s + 6,77}{T_{fm} + 6,77} \quad \text{B.6}$$

Donde:

R_{mc} = resistividad del revoque (ohm-m)

➤ Corrección de la resistividad del lodo a la temperatura de formación

$$R_m @ T_{fm} = R_m * \frac{T_s + 6,77}{T_{fm} + 6,77} \quad \text{B.7}$$

Donde:

R_m = resistividad del lodo (ohm-m)

Corrección de las curvas microneal ($R_{2''}$) y microinversa ($R_{1 \times 1}$) por diámetro del hoyo según el ábaco de la Schlumberger (figura B.3) para obtener la resistividad de la zona lavada (R_{xo}):

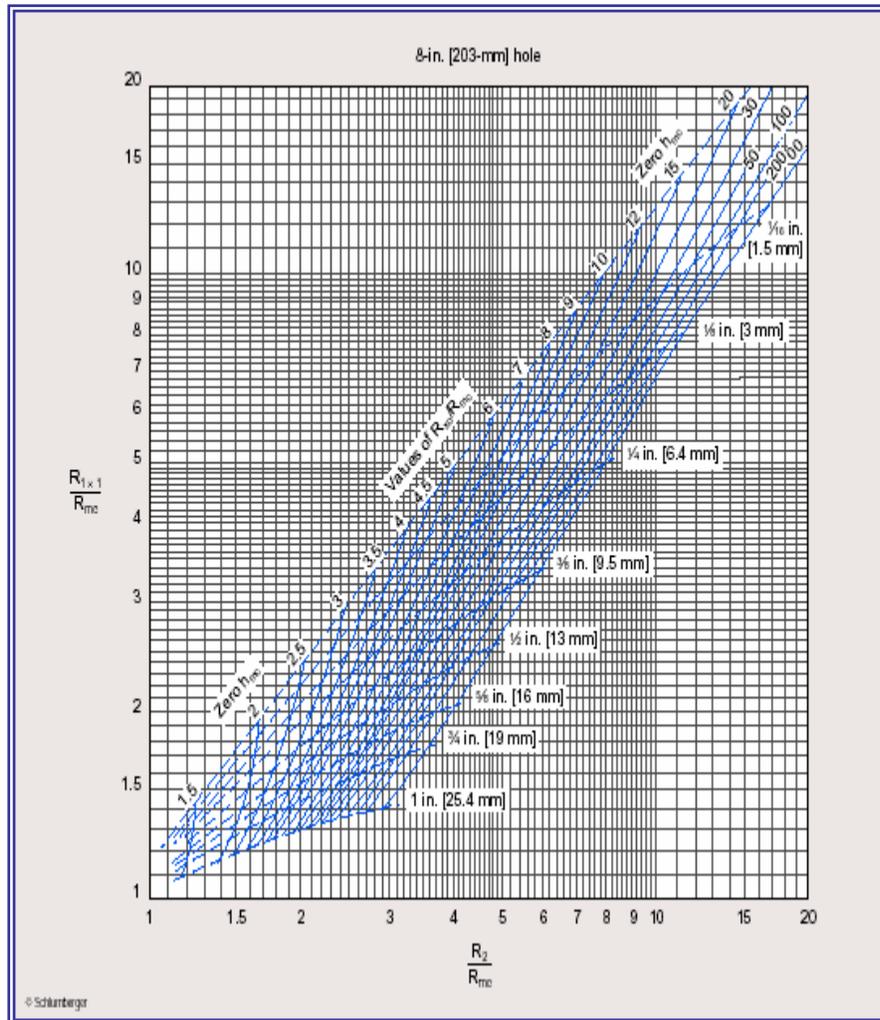


Figura B.3 Determinación de R_{xo}/R_{mc} mediante el Microlog (Schlumberger, 1985)

APÉNDICE “C”

**LEYENDA DE LOS ESTADOS DE LOS POZOS INACTIVOS
COORDENADAS NORTE Y ESTE DE LA PLANTA DE
EXTRACCIÓN DE SAN JOAQUÍN Y DE LOS POZOS VECINOS
CON SUS RESPECTIVAS DISTANCIAS**

Tabla C.1 Leyenda de los estados de los pozos inactivos.

Estados	Significados
EH	Cerrado por orden del Ministerio de Energía y Petróleo.
AG	Abandonado por alta relación gas – petróleo.
EI	Esperando instalación de superficie.
EE	Cerrado por razones económicas. No están en capacidad de producir o ser reparados en la actualidad.
ES	Esperando reparación de superficie. Pueden ser restituidos a estados activos mediante la reparación o reemplazos de equipos mayores de superficie (líneas de flujo balancín, etc.)
EX	Cerrado por investigación a causa de cese de producción
EL	Esperando instalación de subsuelo. Requieren para producir instalación de equipo de levantamiento de subsuelo, sea bombeo o levantamiento por gas.
EZ	Cerrada aislada selectivamente por manga (sleeve) u otro equipo apropiado.
EW	Cerrado por alta relación agua –petróleo. Producción anormal de agua.

Tabla C.2 Coordenadas Norte y Este de la planta de extracción de San Joaquín y de los pozos vecinos con sus respectivas distancias.

	Norte	Este	Distancia (metros)
Planta de extracción de San Joaquín	1038225	329000	-
G-15	1038704,603	338183,0548	9196
G-19	1039176,576	337597,8731	8650
G-23	1039283,941	336396,4291	7472
G-28	1040063,783	338170,2041	9353
G-29	1035432,519	337286,3091	8744
G-32	1035357,126	337683,2954	9145
G-33	1035491,844	338190,1924	9588
G-34	1035158,646	336934,3145	8506
G-35	1036182,439	338745,4062	9957
G-37	1034926,967	336360,3862	8066
G-42	1036255,3	339180,5675	10369
G-46	1039660	336158,2118	7301
G-48	1040128,366	337746,0281	8951
G-53	1042351,45	343427,2365	15006

APÉNDICE “D”

**ESPEORES, PROFUNDIDADES E INTERPRETACIONES DE
LAS ARENAS DE LOS POZOS DEL CAMPO GUARIO
EMPLEADOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS
CANDIDATOS.**

Tabla D.1 Espesores, profundidades e interpretaciones de las arenas del pozo G-15

ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOK	10	2642	Agua
MOM	8	2734	Agua
MOQ	5	2864	Agua
MOR	0	2911	Agua
MOU	4	3044	Agua
NAB	2	3552	No ploteada
NAC1	0	3275	No ploteada
NAC2	0	3306	No ploteada
NAC3	0	3324	No ploteada
NAC4	7	3359	Agua
NAD	0	3427	Agua
NAE1	7	3503	Agua
NAE2	8	3548	Agua
NAF1	0	3662	No ploteada
NAF2	0	3700	No ploteada
NAF3	5	3737	Condensado
NAF4	4	3754	Condensado

Tabla D.2 Espesores, profundidades e interpretaciones de las arenas del pozo G-23.

ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOH	4	2878	Agua
MOI	0	2957	No ploteada
MOJ	2	3052	Agua
MOK	15	3154	Agua
MOM	7	3241	Agua
MOQ	2	3381	Agua
MOR	0	3433	Agua
MOU	6	3544	Agua
NAB	0	3733	Agua
NAC1	0	3832	No ploteada
NAC2	0	3877	No ploteada
NAC3	0	3898	No ploteada
NAC4	0	3936	No ploteada
NAD	0	3999	No ploteada
NAE1	3	4093	Agua
NAE2	7	4136	Agua
NAF1	0	4249	No ploteada
NAF2	0	4292	No ploteada
NAF3	18	4331	Condensado
NAF4	0	4359	No ploteada

Tabla D.3 Espesores, profundidades e interpretación de las arenas en el pozo G-28.

ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOF	3	2629	Agua
MOH	15	2975	Agua
MOI	37	3039	Agua
MOJ	12	3162	Agua
MOK	12	3275	Agua
MOM	6	3325	Agua
MOQ	0	3486	No ploteada
MOR	0	3546	No ploteada
MOU	20	3675	Agua
NAB	0	3847	No ploteada
NAC1	0	3936	No ploteada
NAC2	0	3984	No ploteada
NAC3	0	3998	No ploteada
NAC4	7	4050	Agua
NAD	0	4106	No ploteada
NAE1	3	4188	Agua
NAE2	12	4227	Agua
NAF1	0	4353	No ploteada
NAF2	0	4388	No ploteada
NAF3	38	4425	Condensado
NAF4	0	4478	No ploteada

Tabla D.4 Espesores, profundidades e interpretaciones de las arenas del pozo G-32.

ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOH	12	2754	Agua
MOI	0	0	No ploteada
MOJ	24	2895	Agua
MOK	8	2982	Agua
MOM	7	3036	Agua
MOQ	–	–	–
MOR	0	3239	No ploteada
MOU	8	3340	Agua
NAB	0	3497	No ploteada
NAC1	0	3571	No ploteada
NAC2	0	0	No ploteada
NAC3	16	3642	Agua
NAC4	4	3680	Agua
NAD	0	3742	No ploteada
NAE1	66	3812	Agua
NAE2	13	3910	Agua
ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
NAF1	3	4052	Agua
NAF2	5	4092	Agua
NAF3	0	4122	No ploteada
NAF4	36	4150	Condensado

Tabla D.5 Espesores, profundidades e interpretaciones de las arenas del pozo G-33.

ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOJ	32	2948	Agua
MOK	10	3046	Agua
MOM	10	3116	Agua
MOQ	5	3251	Agua
MOR	0	3296	Agua
MOU	10	3413	Agua
NAB	2	3546	Agua
NAC1	0	3644	No ploteada
NAC2	6	3668	Agua
NAC3	–	3694	Agua
NAC4	0	3721	No ploteada
NAD	0	3767	No ploteada
NAE1	68	3836	Agua
NAE2	15	3911	Agua
NAF1	5	4041	Agua
NAF2	0	4076	No ploteada
NAF3	0	4111	No ploteada
NAF4	33	4130	Condensado

Tabla D.6 Espesores, profundidades e interpretaciones de las arenas del pozo G-34.

ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOJ	18	3043	Agua
MOK	10	3131	Agua
MOM	6	3213	Agua
MOQ	10	3350	Agua
MOR	0	3409	No ploteada
MOU	6	3534	Agua
NAB	4	3690	Agua
NAC1	0	3773	No ploteada
NAC2	10	3813	Agua
NAC3	38	3854	Agua
NAC4	0	3917	No ploteada
ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
NAD	0	3975	No ploteada
NAE1	5	4078	Agua
NAE2	12	4110	Agua
NAF1	0	4268	No ploteada
NAF2	0	4308	No ploteada
NAF3	0	4351	No ploteada
NAF4	26	4368	Condensado

Tabla D.7 Espesores, profundidades e interpretaciones de las arenas del pozo G-37

ARENA	ESPESOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOH	6	2926	Agua
MOJ	10	3091	Agua
MOK	36	3165	Agua
MOM	60	3243	Agua
MOQ	0	3436	No ploteada
MOR	0	3476	No ploteada
MOU	8	3624	Agua
NAB	3	3762	Agua
NAC1	0	3850	No ploteada
NAC2	18	3883	Agua
NAC3	14	3915	Agua
NAC4	0	3963	No ploteada
NAD	0	4037	No ploteada
NAE1	7	4117	Agua
NAE2	12	4169	Agua
NAF1	0	4301	No ploteada
NAF2	0	4340	No ploteada
NAF3	0	4376	No ploteada
NAF4	26	4395	Condensado

Tabla D.8 Espesores, profundidades e interpretaciones de las arenas del pozo G-46

ARENA	ESPELOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOF	15	2716	Agua
MOH	40	3063	Agua
MOI	0	3143	No ploteada
MOJ	26	3236	Agua
MOK	28	3337	Agua
ARENA	ESPELOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOM	10	3431	Agua
MOQ	10	3576	Agua
MOR	0	3628	No ploteada
MOU	10	3786	Agua
NAB	13	3926	Agua
NAC1	0	4032	No ploteada
NAC2	0	4078	No ploteada
NAC3	0	4093	No ploteada
NAC4	0	4136	No ploteada
NAD	0	4205	No ploteada
NAE1	4	4296	Agua
NAE2	6	4339	Agua
NAF1	3	4458	Agua
NAF2	0	4496	No ploteada
NAF3	18	4536	Condensado
NAF4	0	4564	No ploteada

Tabla D.9 Espesores, profundidades e interpretaciones de las arenas del pozo G-48

ARENA	ESPEJOR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	INTERPRETACIÓN
MOF	20	2768	Agua
MOH	26	3088	Agua
MOI	53	3167	Agua
MOJ	21	3282	Agua
MOK	15	3389	Agua
MOM	7	3476	Agua
MOQ	–	–	–
MOR	10	3650	Agua
MOU	15	3784	Agua
NAB	3	3948	Agua
NAC1	0	4046	No ploteada
NAC2	0	4090	No ploteada
NAC3	0	4105	No ploteada
NAC4	3	4148	Agua
NAD	0	4216	No ploteada
NAE1	3	4293	Agua
NAE2	–	–	–
NAF1	3	4456	Agua
NAF2	–	–	–
NAF3	21	4534	Condensado
NAF4	–	–	No ploteada

APÉNDICE “E”

**UBICACIÓN DE LOS POZOS G-29 Y G-35 DE LAS ARENAS
NAE1 Y NAC2 PERTENECIENTE A LOS YACIMIENTOS JM-38
Y G-09**

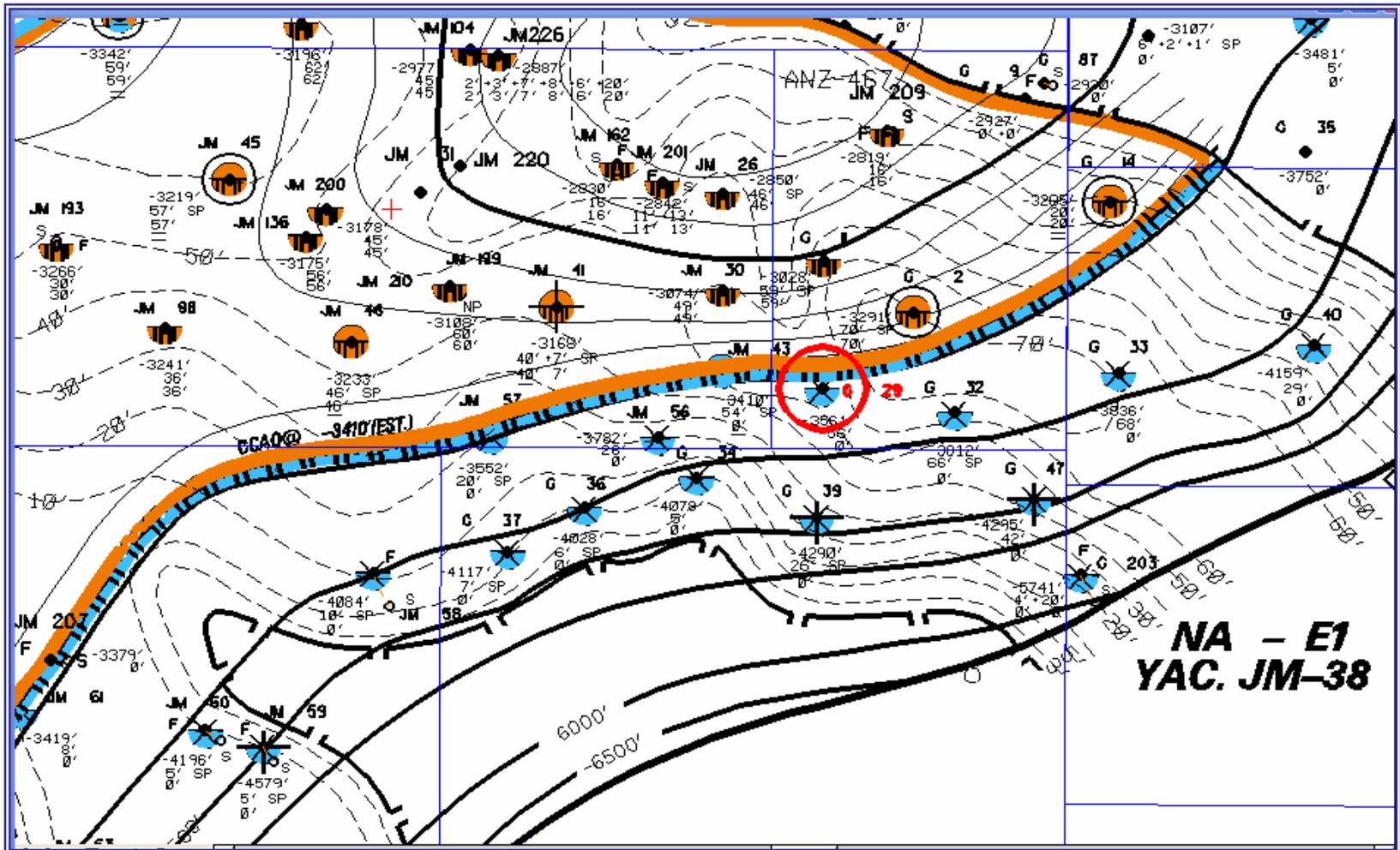


Figura E.1 Ubicación en mapas del pozo G-29.

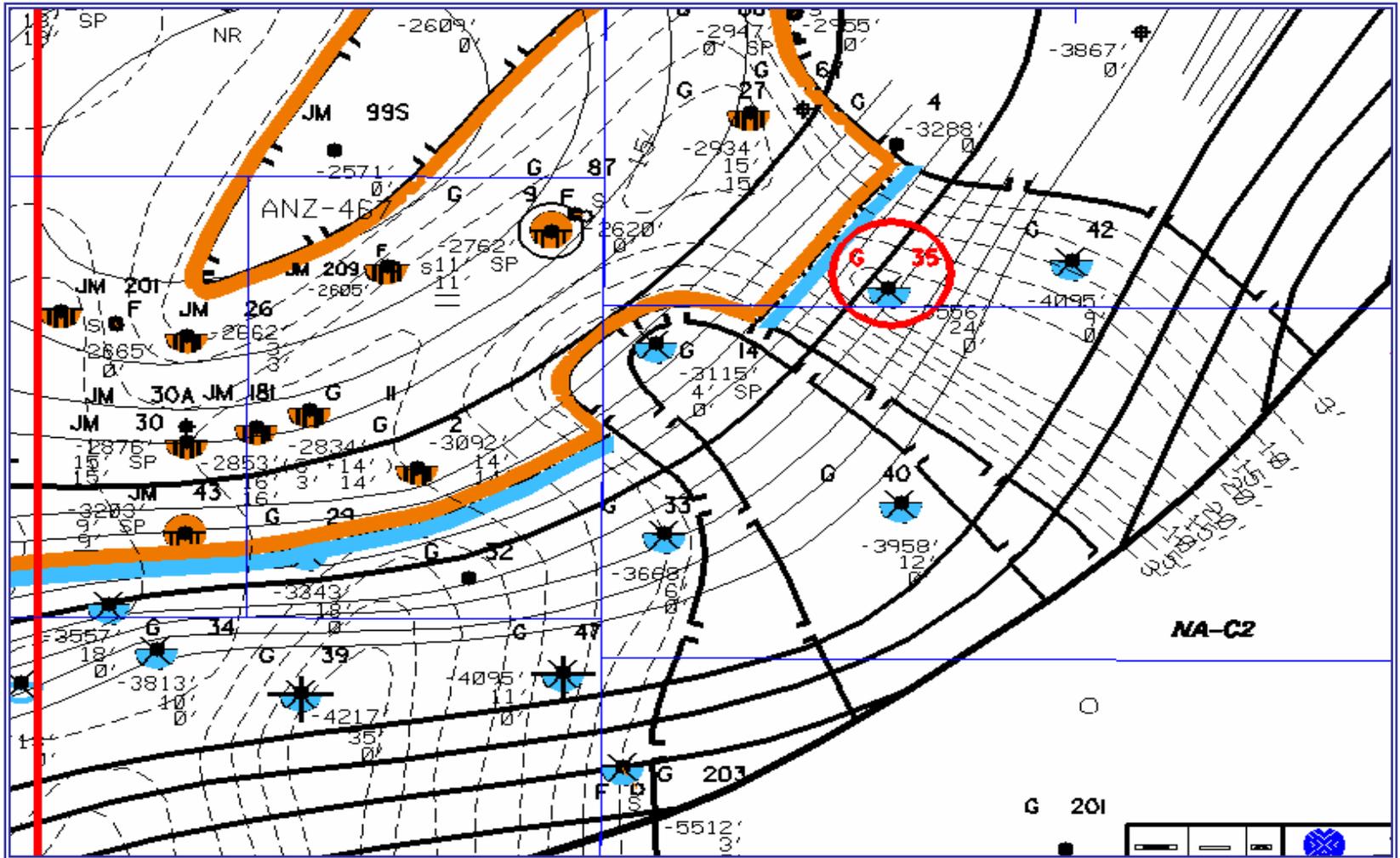


Figura E.2 Ubicación en mapas del pozo G-35.

APÉNDICE F

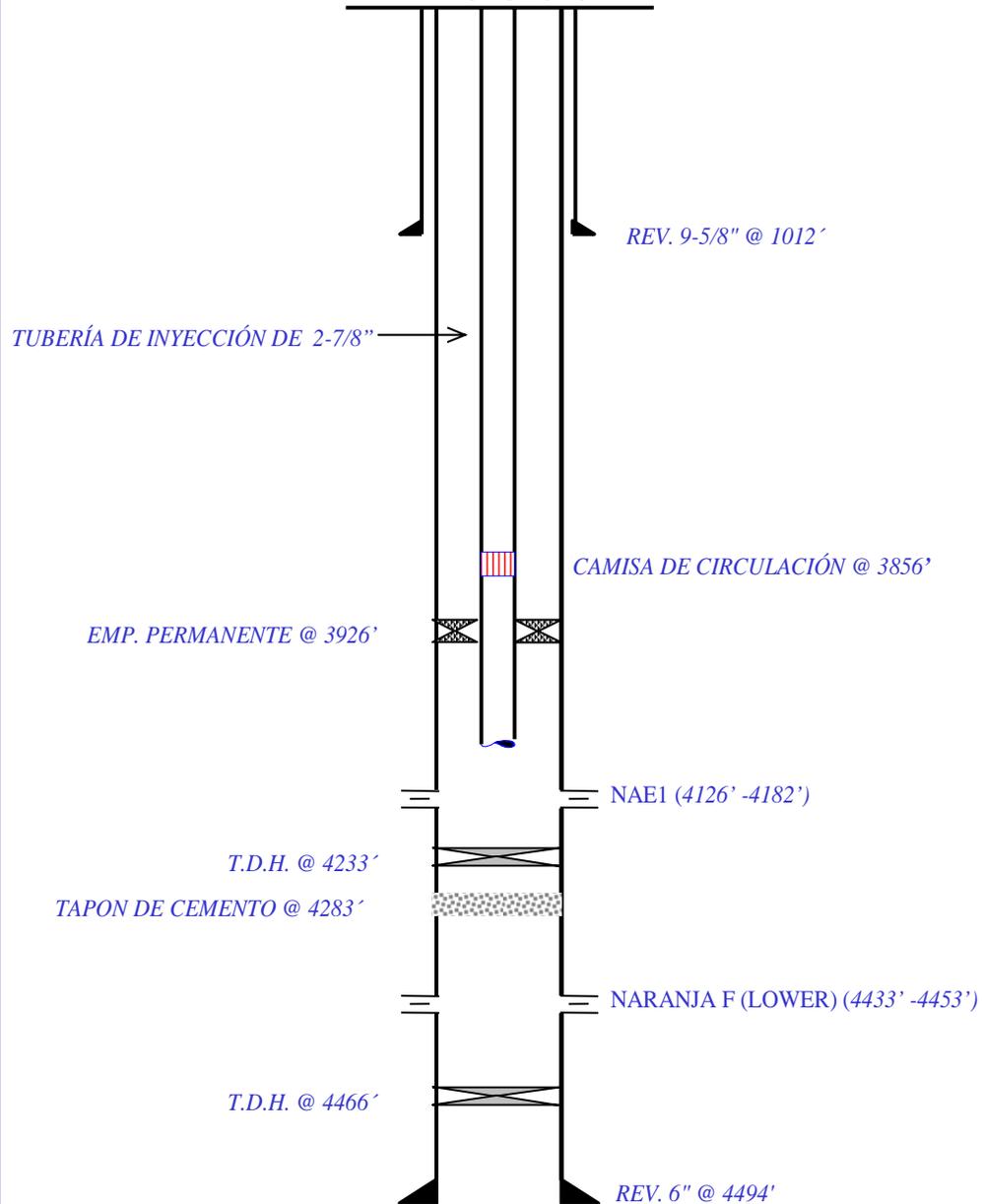
**DIAGRAMAS MECÁNICOS PROPUESTO DE LOS POZOS G-29
Y G-35 DATOS BÁSICOS DE LOS POZOS G-29 Y G-35
UTILIZADOS EN EL SIMULADOR PIPESIM**



PDVSA
GAS

**CAMPO: GUARIO
POZO: G - 29
AREA MAYOR ANACO**

PROPUESTO



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

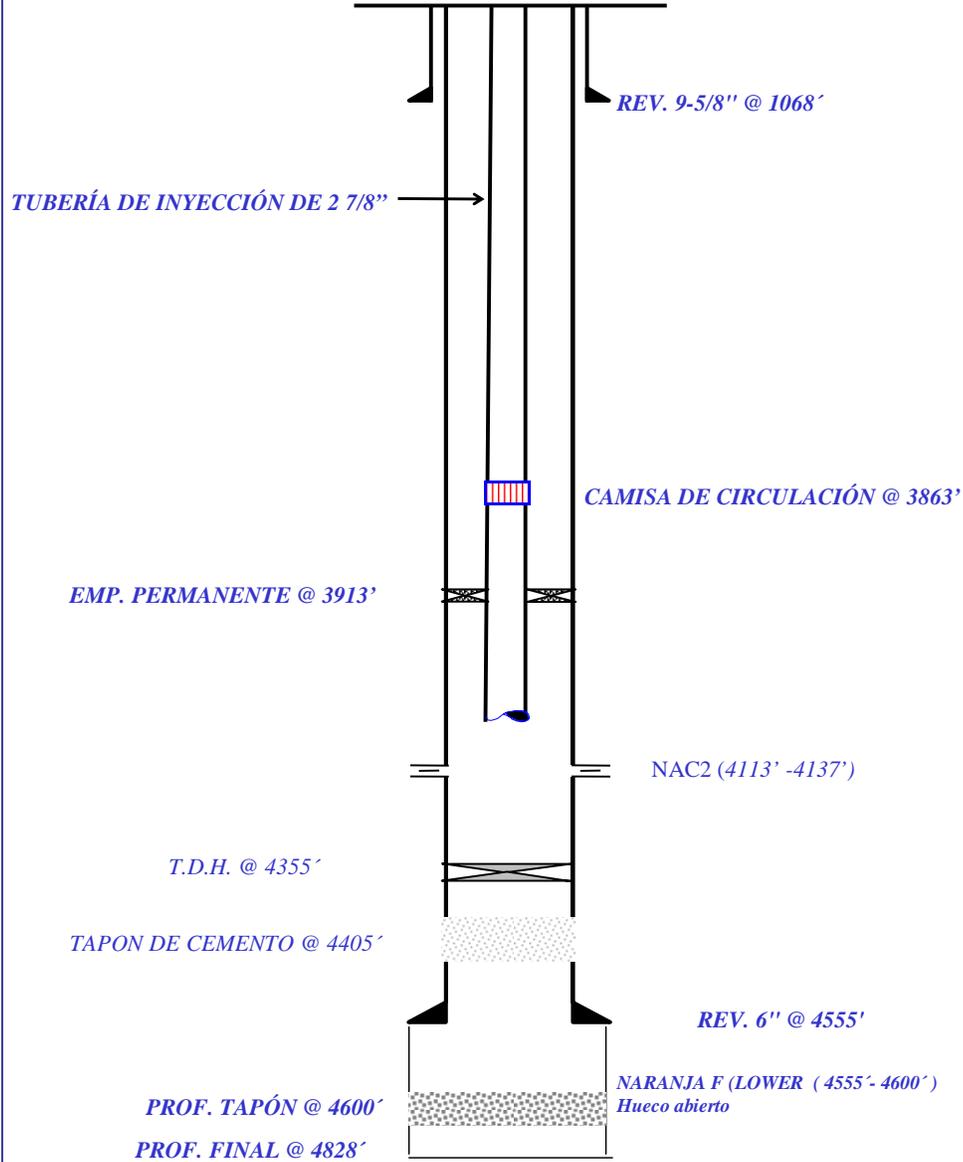
Figura F.1 Diagrama mecánico propuesto del pozo G-29.



PDVSA
GAS

CAMPO: GUARIO
POZO: G-35
ÁREA MAYOR ANACO

PROPUESTO



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

Figura F.2 Diagrama mecánico propuesto del pozo G-35.

Tabla N° F.1 Datos de la fuente de inyección para ambos pozos.

Datos de la fuente de Inyección	
Presión (lpca)	1214,7
Temperatura (° F)	120

Datos del pozo G-29 (Arena NAE1, Yac JM 38)

Tabla N° F.2 Datos del Yacimiento.

Datos del yacimiento	
Propiedades	Arena NAE1
Pws (Lpca)	671
Tws (° F)	163
Tope (pies)	4126
Base (pies)	4182
Ø (%)	20
K (md)	501
Espesor Neto (pies)	56
Diámetro del hoyo (pulg)	8,625
Radio de drenaje (pies)	1500
Daño	0-10

Tablas N° F.3 Datos de las tuberías.

Revestidor	
Diámetro Externo (pulg)	6
Diámetro Interno (pulg)	5,424
Peso (lb/pie)	18
Espesor de pared (pies)	0,288
Tubería de inyección (tubería de 2 7/8)	
Diámetro Externo (pulg)	2,875
Diámetro Interno (pulg)	2,441
Espesor de pared(pies)	0,217
Rugosidad (pulg)	0,001
Línea de flujo (4 pulg)	
Diámetro Externo (pulg)	4,500
Diámetro Interno (pulg)	3,826
Espesor de pared (pulg)	0,337
Rugosidad (pulg)	0,001
Longitud (km)	8,2

Datos del pozo G-35 (Arena NAC2, Yac G 09)

Tabla N° F.4 Datos del Yacimiento

Datos del yacimiento	
Propiedades	Arena NAC2
Pws (Lpca)	871
Tws (° F)	161
Tope (pies)	4113
Base (pies)	4137
Ø (%)	18
K (md)	315
Espesor Neto (pies)	24
Diámetro del hoyo (pulg)	8,625
Radio de drenaje (pies)	1500
Daño	0-10

Tablas N° F.5 Datos de las tuberías del pozo

Revestidor	
Diámetro Externo (pulg)	6
Diámetro Interno (pulg)	5,352
Peso(lb/pie)	20
Espesor de pared (pies)	0,324
Tubería de inyección (tubería de 2 7/8)	
Diámetro Externo (pulg)	2,875
Diámetro Interno (pulg)	2,441
Espesor de pared(pies)	0,217
Rugosidad (pulg)	0.001
Línea de flujo (4 pulg)	
Diámetro Externo (pulg)	4,500
Diámetro Interno (pulg)	3,826
Espesor de pared (pulg)	0,337
Rugosidad (pulg)	0,001
Longitud (km)	9,97

APÉNDICE G

RESUMEN DEL PROYECTO “ESTUDIO DE RECUPERACIÓN Y TRANSPORTE DE CO₂ “



RESUMEN DEL PROYECTO “ESTUDIO DE RECUPERACIÓN Y TRANSPORTE DE CO₂”

INTRODUCCIÓN

Como parte de la visualización de la GERENCIA DE ESTUDIOS Y ASESORIAS de PDVSA GAS en el documento No. P-02-046-00-C-L, se recomendó la recuperación de CO_2 a partir del gas rico disponible en Anaco para su utilización en el Norte de Monagas como fluido de inyección para recuperación secundaria de crudo (EOR por sus siglas Enhanced Oil Recovery). El CO_2 usado para CO_2 -EOR requiere del proceso mostrado en la Figura 1.1.

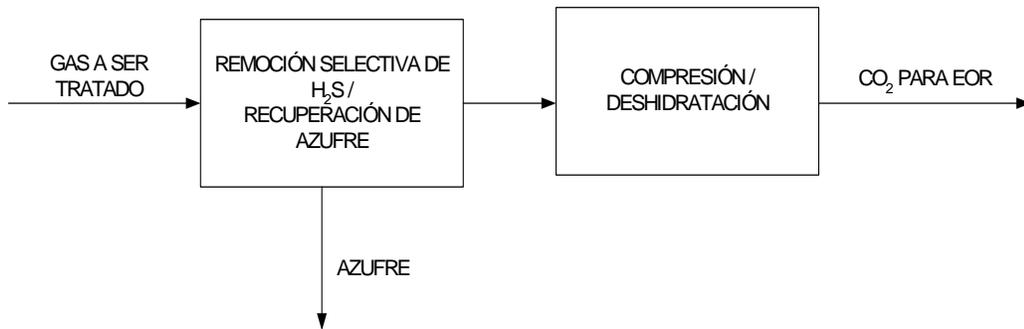


Figura 1.1 Esquema de recuperación de CO_2

La remoción selectiva de H_2S se realiza a partir del tratamiento del gas de cola del proceso de endulzamiento con aminas. El contenido de azufre en esta corriente permite una producción de azufre estimada en el orden de 3 ton/día para cuando se endulzan 2400 MMSCFD de gas y se tiene un gas de cola de 200 MMSCFD, lo que sugiere que para esa capacidad se puede comparar tecnologías que son recomendadas en esos rangos de producción, tales como las tecnologías Redox.

En el proceso Redox, el gas es lavado con una solución que contiene un catalizador apropiado. En la primera etapa, la solución absorbe el H_2S , que posteriormente reacciona con la forma oxidada del catalizador para generar azufre elemental y transformar el catalizador a su forma reducida.

Una vez removido el azufre de la corriente rica en CO_2 , es necesario comprimirlo hasta las condiciones requeridas para su envío a los pozos de MUSCAR (1200 psig). Esta compresión requiere de una etapa de deshidratación para conseguir la remoción

del contenido de agua hasta valores por debajo de 0,001%, para evitar la formación de ácido carbónico que cause corrosión en tuberías y equipos.

Para cada proceso, se seleccionará una tecnología que logre el acondicionamiento de la corriente de CO₂ removiendo impurezas como H₂S y H₂O hasta las especificaciones requeridas para su inyección, además de su compresión para ser transportado a aproximadamente 160 km de donde será recuperado.

Otros aspectos a considerar en la selección de la tecnología son los siguientes:

- Calidad del azufre producido.
- Experiencia comercial del proceso.
- Disposición y manejo de los subproductos del proceso (subproductos de reacciones, químicos consumidos, etc.).
- Costos de solventes y catalizadores.

OBJETIVO

Evaluar las diferentes alternativas para el tratamiento de una corriente rica de CO₂ proveniente del gas de cola de un proceso de aminas, la cual posee alto contenido de sulfuro de hidrógeno (H₂S), mediante el análisis de las diferentes ventajas y desventajas que presentan cada uno de los diferentes procesos comerciales. Además, se debe evaluar las alternativas de compresión y transporte del CO₂ recuperado, con la finalidad de ser utilizado como fuente de gas para la recuperación secundaria de crudo (EOR por sus siglas Enhanced Oil Recovery) en los pozos productores de las áreas del norte de Monagas.

ALCANCE

Este documento reflejará los resultados del estudio para el tratamiento de una corriente rica en CO₂ proveniente del gas de cola de la planta de endulzamiento con

aminas, gas que proviene a su vez del Sistema de Transmisión de Gas de 1200 psig. Este tratamiento se divide en dos tipos de procesamiento:

- Remoción de H₂S mediante su transformación a azufre:

Debido a la toxicidad del H₂S, es necesaria su remoción hasta que se tenga un contenido por debajo de 10 ppm, ya que la corriente rica en CO₂ será transportada a una presión de 1200 psig mediante una tubería de aproximadamente a 160 km que pasa cerca de poblados. De esta manera se eliminan los riesgos de envenenamiento, en el caso eventual de una fuga masiva.

- Compresión y deshidratación del CO₂

A partir de la tecnología de remoción de H₂S al gas de cola del proceso de endulzamiento de la planta con aminas, se obtiene una corriente rica en CO₂. Esta corriente se encuentra saturada en agua y a una presión de 4 psig. Para su transporte es necesario comprimirla hasta las condiciones requeridas para su envío a los pozos de Muscar (1200 psig). Esta compresión podría requerir de una etapa de deshidratación para conseguir la remoción del contenido de agua hasta valores muy bajos (0,001%) para evitar la formación de ácido carbónico que cause corrosión en tuberías y equipos.

Se realizará un análisis de las tecnologías existentes en el mercado para la producción de azufre a partir de una corriente de gas, de forma tal que se tenga una corriente de CO₂ con una mínima cantidad de H₂S para ser usada en EOR en un área que estaría aproximadamente a 160 km de distancia del centro de compresión, y con ello evitar riesgos de envenenamiento con H₂S en caso de fuga masiva. Este análisis incluye los resultados de contactos a los proveedores de estos procesos de forma tal que se pueda obtener una visión más amplia de sus características.

Se desarrollarán los siguientes aspectos considerando ambos tipos de procesamiento:

- Análisis comparativos de las diversas alternativas tecnológicas considerando las especificaciones requeridas de la corriente.
- El resultado de una matriz de alternativas donde se seleccionarán y se propondrán las opciones técnicamente viables para lograr los requerimientos previstos.

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

El gas natural del Sistema de Transmisión de Gas de 1200 psig del área de Anaco tiene una concentración de CO₂ que se encuentra en el orden del 10% molar. Considerando que el volumen de gas natural que será producido por los campos de producción de los centros operativos es de 2400 MMSCFD, se tiene que para un endulzamiento de ese gas, se puede obtener como gas de cola de procesos de endulzamiento por aminas un aproximado de 200 MMSCFD de CO₂.

Actualmente existe un déficit de 260 MMSCFD de gas en el gas de inyección a pozos en el Centro de Compresión Pigap II, en el área del Norte de Monagas, porque se están recibiendo 940 MMSCFD de gas en donde se requieren de 1200 MMSCFD. En la Figura 4.1, se puede observar la distribución del gas a partir de su recepción en la Tanquilla N° 2 de la Estación de Válvulas de la Planta Extracción Santa Bárbara.

Se propone el uso de CO₂ del recuperado de Área de Implantación del Proyecto 1135, pero éste tendrá un contenido aproximado de 320 ppm de H₂S, para que se haga necesario un tratamiento previo. Existe la disponibilidad operacional de una tubería de 26 pulgadas y que recorre aproximadamente 160 km, desde San Joaquín hasta la Tanquilla N° 2 de la Estación de Válvulas Santa Bárbara, la cual surte de gas al Complejo Muscar y al Centro de Compresión Pigap II (Edo. Monagas). Se prevé el uso de dicha tubería para el transporte del CO₂, de forma que la Estación de Válvulas sirva de suministro de CO₂ para ser mezclado con el gas de succión de Pigap II, pero que también exista la facilidad de envío de CO₂ hacia el Complejo Muscar (que a su vez surte a Pigap I) hacia la Estación de Compresión IGF.

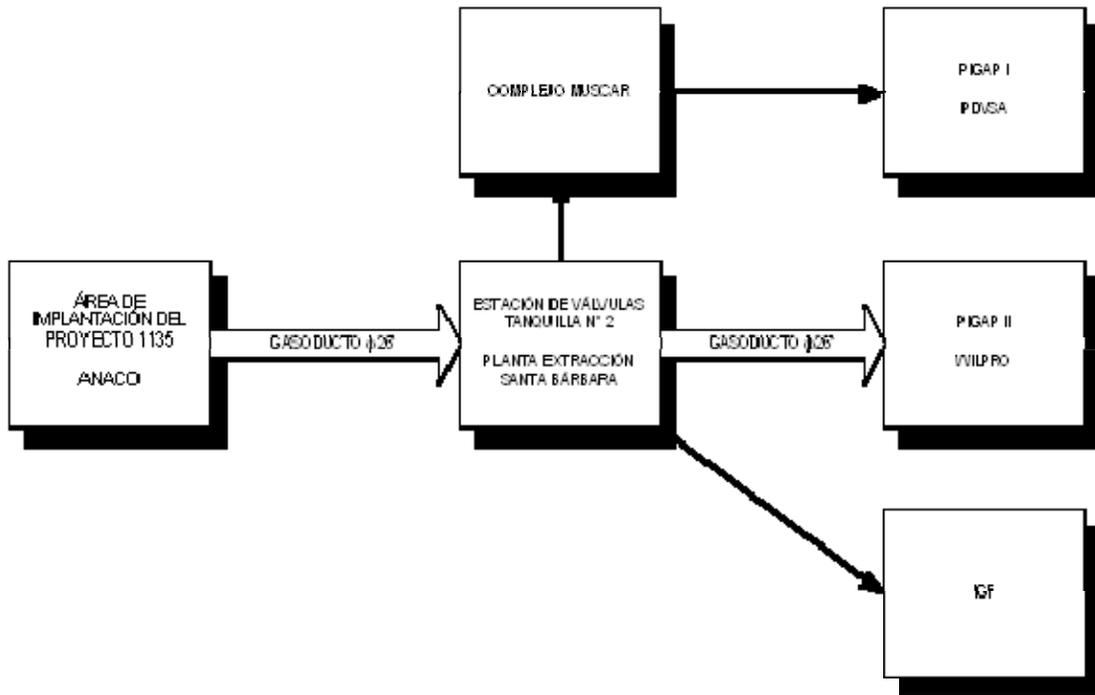


Figura 1.2 Esquema de distribución del CO₂