

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“CARACTERIZACIÓN DE LAS ARCILLAS CEMENTANTES
EN LOS CAMPOS SANTA ANA-EL TOCO DEL DISTRITO GAS
ANACO”.**

Realizado por:

MARTA C. ALCALÁ

C.I: V-15.113.312

LUISA A. ROJAS A.

C.I: V-11.384.828

*Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito
Parcial para Optar al Título de INGENIERO DE PETRÓLEO.*

Barcelona, Marzo de 2011.

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“CARACTERIZACIÓN DE LAS ARCILLAS CEMENTANTES
EN LOS CAMPOS SANTA ANA-EL TOCO DEL DISTRITO GAS
ANACO”.**

ASESOR ACADÉMICO

Ing. Jhonles Morales

Barcelona, Marzo de 2011.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“CARACTERIZACIÓN DE LAS ARCILLAS CEMENTANTES
EN LOS CAMPOS SANTA ANA-EL TOCO DEL DISTRITO GAS
ANACO”.**

JURADO

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

APROBADO

ASESOR ACADÉMICO

Ing. Jhonles Morales

Ing. Aura Vilela

Jurado Principal

Ing. Roberto Salas

Jurado Principal

Barcelona, Marzo de 2011.

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado: “los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”.

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado:

Principalmente a **Jehová Dios**, el Todopoderoso, Creador del Cielo y la Tierra, por darme la oportunidad de vivir, y así poder cumplir con esta meta que un día me tracé. Por darme entendimiento, sabiduría y comprensión de los asuntos. Por todo su cuidado amoroso, su guía perfecta, su iluminación y sobre todo por infundirme las fuerzas necesarias en los momentos más difíciles. Es tal como lo dice su Palabra, la Biblia, en **Proverbios 2:6** “**Porque Jehová mismo da la sabiduría, procedentes de su boca hay conocimiento y discernimiento**”.

A mis queridos padres, **Luisa Beltrana Aguilera de Rojas** y **Marcelo Antonio Rojas**, por haberme apoyado de manera incondicional, por formarme como persona, por enseñarme a valorar las cosas tal y como son. Dedico este trabajo a mi **QUERIDO PADRE** por trabajar tan duro para darnos un futuro mejor. A mi **QUERIDA MADRE**, mujer sencilla, pero luchadora, trabajadora y valiente.

A mis queridos hermanos: **José Antonio, Lourdes Adriana, Javier Adrian y Jairo Alexander**, que durante todo este tiempo confiaron en mí, y en muchas ocasiones, hasta sin saberlo, me animaron y fortalecieron con encomio y pequeñas palabras. A mi hermano **José Antonio** por ayudarme cuando comencé con esta tarea tan grande, gracias hermanito.

A mi **Queridísimo** y **Amado** esposo, **Jimmy José Gómez Ramírez**, por consolarme, animarme, cuidarme, tenerme paciencia y apoyarme en todos los sentidos. Dedico este trabajo a él, porque una meta cumplida para **MI** es una meta cumplida para los **Dos**. Gracias **Mi AMOR**.

Luisa Andreína Rojas Aguilera.

DEDICATORIA

A **Dios Todopoderoso**, que siempre me ha acompañado por el sendero de la vida, por darme sabiduría, entendimiento y regalarme ese pedacito de vida que es mi niña **Sahory V. Vásquez A.**, juntos me dieron fuerza y perseverancia para alcanzar esta meta tan anhelada para mi vida.

A mi madre adorada **Teresa Alcalá Quijada**, a quien tanto respeto y de quien estoy enormemente agradecida por ofrecerme su apoyo incondicional.

A mi esposo **Humberto Vásquez**. Gracias por todo tu apoyo. Dios te de vida y salud. Te quiero mucho

A todos mis hermanos: **Loingrys Alcalá, Iris Alcalá, José Alcalá y David Alcalá**. Gracias por su apoyo y cariño. Dios los bendiga y los abrigue siempre con su manto. Los quiero mucho.

A mi gran hermana, amiga y comadre: **Yunilda Villegas S.** Que Dios te acompañe siempre.

A mis sobrinos: **Victor, Marian, David, Josmarlyn, Ernesto, Juan David** y muy en especial a mi “gorda” linda **Iriana** por su complicidad, por llenar mi vida de alegrías con sus inocencias y travesuras. Gracias.

Por último cabe resaltar la participación de amistades quienes constantemente y sin interés alguno contribuyeron en la culminación de mi carrera universitaria. Es por ello que, para mí es un verdadero placer utilizar este espacio para expresarle mis más sinceras bendiciones, rogando a Dios Todopoderoso que los llene de salud, vida y los

guíe por el camino del bien y la prosperidad. Gracias a: Francisco Gómez, Ana Martínez Amaya, Gina Mencaroni, Fanny Bastardo, Arelis, Estela Acuña, Iranidis Acosta, Carmelo Morales, Leo, Ventura Mago, Yesenia Troncoso, Yoynel Higuerey, Lulimar Andarcia, Luís Hernández, José Villanueva y en especial a mi compañera de tesis Luisa Rojas Aguilera.

Marta Celia Alcalá.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, por contribuir en nuestra formación como profesionales, en sus aulas vivimos momentos llenos de triunfos y enseñanzas que dejaron huellas inolvidables en nuestras vidas.

A nuestro Asesor Académico, Ing.: Jhonles Morales, gracias por su apoyo, por habernos ofrecido ese tema de proyecto. Sin su ayuda no se hubiese desarrollado exitosamente.

A todos nuestros profesores del Departamento de Petróleo y en especial a los docentes, Ing. Rafael Cubillán, Ing., Roberto Salas e Ing., Luis Rodríguez; por brindarnos numerosos conocimientos, experiencias laborales y personales que no sólo nos enriquecen como profesionales sino que nos hacen ser mejores seres humanos.

A todo el personal de la nucleoteca El Chaure, muy en especial al Geólogo Asdrubal Guerra, Eduardo Uván, a las personas del laboratorio de Difracción de Rayos X, Orlando Zorrilla y Pablo Quiroz. A la Ing., María Eugenia Spín. Muchas Gracias.

“Teniendo fe en Dios y confianza en las capacidades que ÉL nos da, podemos vencer cualquier desafío que debemos enfrentar en la vida”

Lisa Manley

Marta Alcalá y Luisa Rojas.

ÍNDICE DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	ix
ÍNDICE DE CONTENIDO	x
LISTA DE FIGURAS	xv
LISTA DE TABLAS	xviii
RESUMEN.....	xix
INTRODUCCIÓN	xxi
CAPÍTULO I.....	23
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	23
1.1 Ubicación geográfica de la cuenca oriental de Venezuela.....	23
1.2 Ubicación geográfica del distrito gas anaco.....	25
1.3 Ubicación del área mayor anaco.	26
1.3.1 Geología del área mayor anaco.	26
1.3.2 Estratigrafía del área mayor anaco.	27
1.4 Descripción del campo santa ana.	34
1.5 Descripción del campo el toco.	36
1.6 Planteamiento del problema.	37
1.7 Objetivos de la investigación.	39
1.7.1 Objetivo General:	39
1.7.2 Objetivos Específicos:	40
1.8 Justificación de la investigación.....	40
1.9 Alcance de la investigación.....	41
CAPÍTULO II	42
FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	42
2.1 Antecedentes.	42

2.2 Conceptos básicos.	44
2.2.1 Yacimiento.	44
2.2.2 Porosidad.	44
2.2.3 Permeabilidad.	45
2.2.4 Saturación de agua (Sw).	45
2.2.5 Lutita.	46
2.3 Resumen sobre las arcillas.	46
2.4 Origen de las arcillas.	49
2.5 Química de las arcillas.	50
2.6 Uso y ejemplo de las arcillas.	51
2.7 Descripción mineralógica de las arcillas.	52
2.7.1 Caolinita ($\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$):	52
2.7.2 MONTMORILLONITA ($\text{Na}_{0,33}\text{Al}_{1,6}\text{Mg}_{0,33}\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2$):	53
2.7.3 Ilita ($\text{K}_{1,8}(\text{Al}_{1,6}\text{Fe}_{0,2}\text{Mg}_{0,2})(\text{Si}_{3,4}\text{Al}_{0,6})\text{O}_{10}(\text{OH}_2)$):	55
2.7.4 Clorita ($(\text{MgFe})_5(\text{AlSi}_3)(\text{AlO}_{10})(\text{OH})_8$):	56
2.8 Principales estados de asociación de las partículas de arcilla.	57
2.8.1 Agregación:	57
2.8.2 Dispersión:	58
2.8.3 Floculación:	58
2.8.4 Defloculación:	59
2.8.5 Inhibición:	59
2.9 Estructura de los filosilicatos.	60
2.10 Propiedades físico-químicas de las arcillas.	62
2.10.1 Superficie específica.	63
2.10.2 Capacidad de intercambio catiónico.	63
2.10.3 Capacidad de absorción.	65
2.10.4 Hidratación e hinchamiento.	65
2.10.5 Plasticidad.	66
2.10.6 Tixotropía.	67

2.11 Índice de productividad.....	67
2.12 Descripción de núcleos.....	69
2.12.1 Requerimientos y técnicas en el análisis de núcleos.....	69
2.12.2 Manejo o tratamiento del núcleo.....	70
2.12.3 Preservación de núcleos.....	71
2.13. Completación de pozos.....	72
2.13.1 Fluidos de completación.....	72
2.13.2 Funciones de los fluidos de completación.....	72
2.13.3 Tipos de fluidos de completación.....	73
2.13.4 Propiedades de los fluidos de completación.....	77
2.14 Daño a la formación.....	80
2.14.1 Migración/taponamiento por partículas finas.....	83
2.14.2 Mecanismos de desprendimiento.....	84
2.14.3 Factores Electro-Químicos:.....	85
2.14.4 Factores Físicos:.....	86
2.14.5 Deposición de partículas.....	88
2.14.6 Prevención de los daños inducidos durante la perforación.....	89
2.14.7 Métodos cualitativos para diagnosticar la posibilidad de daño a la formación.....	90
2.15 Estimulación.....	91
2.15.1 Estimulación matricial.....	91
CAPÍTULO III.....	103
EQUIPO Y HERRAMIENTA UTILIZADOS.....	103
3.1 Determinación de la mineralogía de arcilla.....	103
3.1.1 Mineralogía total de la muestra (roca total):.....	103
3.1.2 Mineralogía de arcillas (fracción menor a 2 micras):.....	104
3.2 Equipo de difracción de rayos x.....	104
3.2.1 Procedimiento general.....	104

3.3 PROGRAMA OIL FIELD MANAGER (OFM), “Administrador de la Base de Datos de Campo”	105
CAPÍTULO IV	106
MARCO METODOLÓGICO	106
4.1 Revisión bibliográfica.	106
4.2 Tipo de investigación.	107
4.3 Población y muestra.	108
4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	111
4.5 Procedimiento metodológico.....	111
4.5.1 Identificar el tipo de arcilla presente en las arenas productoras de los campos santa ana y el toco.	111
4.5.2 Analizar la influencia de las arcillas en el índice de productividad.	112
4.5.3 Presentar mapas de tendencias de los tipos de arcilla presentes en las arenas productoras.	112
4.5.4 Estudiar el efecto de las arcillas en la aplicación eficiente de los fluidos de completación y estimulación en las arenas productoras.....	112
4.6 Metodología para la selección de núcleos.....	113
4.7 Metodología para la toma de muestras de núcleos.....	119
4.8 Procedimiento metodológico para la prueba de difracción de rayos X.....	126
4.8.1 Preparación de las muestras para análisis de mineralogía en la roca total y mineralogía de arcillas (fracción menor a 2 micras).	126
4.8.2 Proceso de separación de arcillas (fracción menor a 2 micras) del resto de los minerales no arcillosos.....	136
4.8.3 Proceso de concentración de arcillas.	136
CAPÍTULO V	139
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	139
5.1 Resultados de la mineralogía de roca total.....	140
5.1.1 Muestras pertenecientes al pozo AM-10.	140
5.1.2. Muestra perteneciente al pozo AG-31S.....	146

5.1.3. Muestra perteneciente al pozo AG-106S.....	150
5.2. Resultados de la mineralogía de arcillas (fracción menor a 2 micras).....	153
5.3 Influencia de las arcillas en el índice de productividad de las arenas productoras.....	160
5.3.1 Arenas pertenecientes a los pozos AG-31S Y AG-106S.....	161
5.3.2 Arena perteneciente al pozo AM-10.....	162
5.4 Mapas de tendencias de los tipos de arcilla presentes en las arenas productoras. 164	
5.5 Efecto de las arcillas en la aplicación eficiente de los fluidos de completación y estimulación en las arenas productoras.....	166
CAPÍTULO VI.....	172
CONCLUSIONES.....	172
CAPÍTULO VII.....	174
RECOMENDACIONES.....	174
BIBLIOGRAFÍA CITADA.....	176
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	179

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1: Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[2]	24
Fig. 2: Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco. ^[1]	25
Fig. 3: Ubicación Geográfica del Área Mayor de Anaco. ^[2]	27
Fig. 4: Ubicación Geográfica del Campo Santa Ana. ^[1]	35
Fig. 5: Ubicación Geográfica del Campo El Toco. ^[1]	37
Fig. 6: Mineral de Arcilla en su estado natural. ^[10]	49
Fig. 7: Partículas de Arcilla en estado de Agregación. ^[13]	57
Fig. 8: Partículas de Arcilla en estado de Dispersión. ^[13]	58
Fig. 9: Partículas de Arcilla en estado de Floculación. ^[13]	59
Fig. 10: Partículas de Arcilla en estado de Defloculación. ^[13]	59
Fig. 11: Núcleos en la mesa de despliegue.	120
Fig. 12: Núcleos en la mesa de despliegue.	121
Fig.13: Almacén de cajas contenedoras de los núcleos.	121
Fig. 14: Cajas contenedoras de núcleos con sus debidas identificaciones.	122
Fig. 15: Muestras del Pozo AM-10.	122
Fig. 16: Muestra de canal húmeda del Pozo AG-106S.	124
Fig. 17: Muestra de canal seca del Pozo AG-31S.	124
Fig. 18: Toma de muestras.	125
Fig. 19: Muestras de canal húmeda en la mesa de despliegue.	125
Fig. 20: Mortero de porcelana y tamiz.	127
Fig. 21: Triturando la muestra.	127
Fig. 22: Recipiente del pulverizador.	128
Fig. 23: Pulverizador de muestras.	128
Fig. 24: Tamizando la muestra.	129
Fig. 25: Espátula y portamuestras.	129
Fig. 26: Muestras preparadas para el equipo de Difracción de Rayos X.	130

Fig. 27: Equipo de Difracción de Rayos X.	131
Fig. 28: Diagrama computarizado donde se observa los minerales presentes en la muestra.	132
Fig. 29: Unidad de enfriamiento del equipo de Difracción de Rayos X.	132
Fig. 30: Muestras preparadas con acetato de sodio.	133
Fig. 31: Equipo para realizar el Baño de María.	134
Fig. 32: Muestras preparadas en la centrífuga.	134
Fig. 33: Vista general de la centrífuga.	135
Fig. 34: Equipo para aplicar el vacío.	137
Fig. 35: Equipo para el secado de las muestras.	138
Fig. 36: Difractograma del Pozo AM-10 a una profundidad de 8616'.	141
Fig. 37: Variación de los minerales de roca total en la arena MEJ1 a la profundidad de 8616' del Pozo AM-10.	143
Fig. 38: Variación de los minerales de roca total en la arena MEJ1 a la profundidad de 8618' del Pozo AM-10.	144
Fig. 39: Variación de los minerales de roca total en la arena MEJ1 a la profundidad de 8620' del Pozo AM-10.	145
Fig. 40: Variación de los minerales de roca total en la arena MEJ1 a la profundidad de 8622' del Pozo AM-10.	146
Fig. 41: Difractograma del Pozo AG-31S a una profundidad de 10100'.	148
Fig. 42: Variación de los minerales de roca total en la arena COK a la profundidad de 10.100' del Pozo AG-31S.	150
Fig. 43: Difractograma del Pozo AG-106S a una profundidad de 7.710'.	151
Fig. 44: Variación de los minerales de roca total en la arena MEA a la profundidad de 7710' del Pozo AG-106S.	153
Fig. 45: Variación de los minerales de arcilla en la arena MEJ1 a la profundidad de 8.616' del Pozo AM-10.	157
Fig. 46: Variación de los minerales de arcilla en la arena MEJ1 a la profundidad de 8.618' del Pozo AM-10.	158

Fig. 47: Variación de los minerales de arcilla en la arena MEJ1 a la profundidad de 8.620' del Pozo AM-10.....	158
Fig. 48: Variación de los minerales de arcilla en la arena MEJ1 a la profundidad de 8.622' del Pozo AM-10.....	158
Fig. 49: Variación de los minerales de arcilla en la arena MEA a la profundidad de 7.710' del Pozo AG-106S.	159
Fig. 50: Variación de los minerales de arcilla en la arena COK a la profundidad de 10.100' del Pozo AG-31S.	160

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Columna Estratigráfica Regional del Área Mayor de Anaco. ^[1]	30
Tabla 2: Minerales arcillosos y su estructura. ^[12]	54
Tabla 3: Población seleccionada para el estudio. Campo Santa Ana.....	109
Tabla 4: Población seleccionada para el estudio. Campo El Toco.	110
Tabla 5: Muestra seleccionada para el estudio. Campo Santa Ana.....	110
Tabla 6: Selección de pozos. Campo Santa Ana.....	114
Tabla 6: Selección de pozos. Campo Santa Ana. (Continuación).....	115
Tabla 6: Selección de pozos. Campo Santa Ana. (Continuación).....	116
Tabla 7: Selección de pozos. Campo El Toco.....	117
Tabla 8: Pozos y Arenas seleccionados.	118
Tabla 9: Muestras tomadas del Pozo AM-10.....	120
Tabla 10: Análisis mineralógico por Difractometría de Rayos X del Pozo AM-10 (Roca Total).	142
Tabla 11: Análisis mineralógico por Difractometría de Rayos X del Pozo AG-31S (Roca Total).	149
Tabla 12: Análisis mineralógico por Difractometría de Rayos X del Pozo AG-106S (Roca Total).	152
Tabla 13: Análisis mineralógico por Difractometría de Rayos X del Pozo AM-10 (Fracción menor a 2 micras).	154
Tabla 14: Análisis mineralógico por Difractometría de Rayos X del Pozo AG-31S (Fracción menor a 2 micras).	155
Tabla 15: Análisis mineralógico por Difractometría de Rayos X del Pozo AG-106S (Fracción menor a 2 micras).	155

RESUMEN

Ciertamente se tiene que, la armonía que debe existir entre los fluidos empleados en las operaciones de campo y las partículas presentes en la formación, debe ser lo más compatible posible para poder prevenir la aparición de daño por la interacción entre los fluidos y las partículas de la formación. Por eso es importante y necesario contar con estudios detallados sobre la composición mineralógica de las formaciones donde se estén practicando las operaciones.

Por tal razón, el presente trabajo fue realizado con la finalidad de caracterizar las arcillas cementadas presentes en las arenas productoras de los campos Santa Ana y El Toco. Para poder desarrollar la investigación, se hizo una búsqueda de los núcleos pertenecientes a 3 pozos en particular, como son: AM-10, AG-31S y AG-106S.

Usando la Técnica de Difracción de Rayos X, se pudo conocer la mineralogía de roca total presente en las arenas productoras, a saber: cuarzo, feldespato plagioclasa, yeso, ankerita y pirita. Además de esto, también se pudo conocer los tipos de minerales arcillosos tales como: caolinita, ilita y clorita. Gracias a estos resultados, se tiene un entendimiento más claro en cuanto a la composición mineralógica de las arenas involucradas en el estudio, lo cual permite saber cuanta influencia pueden tener los minerales hallados en el índice de productividad de las formaciones. Además de esto, se logra evitar situaciones que afecten de manera negativa la productividad de los pozos, como por ejemplo: taponamiento, migración de finos, producción de agua, hinchamiento de arcillas, entre otros.

Finalmente, teniendo un conocimiento previo sobre los minerales presentes, se hicieron recomendaciones entre las cuales se sugiere la aplicación de fluidos de agua

salada en las formaciones productoras del campo Santa Ana, teniendo en cuenta los minerales arcillosos existentes en dicho campo para poder minimizar de forma considerable los daños causados por la interacción roca-fluido.

INTRODUCCIÓN

Venezuela participa activamente en el Mercado Petrolero, fijando grandes funciones o áreas de trabajo dentro de sus organizaciones. Desde el punto de vista industrial la búsqueda de las necesidades inmediata como incremento de producción, perforando nuevas localizaciones, o la reparación de pozos cuyas producciones habían disminuido.

Desde el punto de vista social serían muy importantes los enormes beneficios que podrían obtenerse con la explotación intensiva y racional de éstos recursos que indudablemente contribuirían a la creación de nuevas fuentes de trabajo.

Las arcillas engloban a un grupo de minerales que están formados por partículas muy pequeñas cuyo tamaño es inferior a 4 micras, y se componen principalmente de silicatos de aluminio hidratados.

Conocer la mineralización de las arcillas es de sumo interés, ya que a la hora de realizar las operaciones de campo las arcillas forman una pieza muy importante debido a la facilidad con la cual reaccionan con los fluidos, causando problemas operacionales o posibles daño a la formación debido a la interacción roca/fluido y así mismo disminuyendo el índice de productividad.

Deben conocerse las composiciones de los fluidos que saturan al yacimiento, naturales o de invasión, pues éstos minerales de arcillas reaccionan de modo muy diferente con los fluidos y tratamientos usados en la perforación, completación y estimulación de pozos.

Para fines diversos como el caso de la completación y estimulación existen varios tipos de arcillas como: la Caolinita, Illita y Clorita que son incompatibles en aguas dulces (con pH mayor 4) las cuales se dispersan en cantidades variables dentro de éstos sistemas de fluidos, generando taponamiento, expansión, migración o hinchamiento de las partículas, trayendo como consecuencia obstrucción de la porosidad, reducción de la permeabilidad y baja producción.

La morfología de los minerales de arcillas puede afectar de manera diferente la eficiencia de la explotación y recuperación de un reservorio.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

1.1 Ubicación geográfica de la cuenca oriental de Venezuela.

La Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra situada en la zona centro-este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural, limitada al sur por el curso del río Orinoco desde la desembocadura del río Arauca hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado al borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento de Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao y al Norte por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la costa del Delta del Orinoco.^[1]

La Cuenca Oriental Venezolana se extiende por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte de Sucre para una superficie de unos 165.000 Km² con una longitud de unos 800 Km en sentido E-O y un ancho promedio de 200 Km en dirección aproximada N-S (**Figura 1**).^[1]

Está compuesta de dos subcuencas, que son la subcuenca de Guárico y la subcuenca de Maturín, separadas por el Arco de Urica. Las rocas madres del petróleo son mayormente de edad Cretácico Medio pero los principales yacimientos por migración de hidrocarburos por distancias entre 150 a 325 Km, se concentró en areniscas de edad Oligoceno, en trampas que en parte son cierres contra fallas normales o inversas, aunque algunas otras trampas menores son de carácter

estratigráficos, de cierres contra fallas transcurrentes y de anticlinales asociados a sobrecorrimientos. ^[1]

La subcuenca de Guárico comprende los Campos del estado Guárico y parte del Norte de Anzoátegui. El flanco del Norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas Cretácicas y Terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el Sur, la estructura es más sencilla, con evidencia de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas Jurásicas y Paleozoicas, y con un acuñaamiento de las secuencias Cretácicas y Terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinadas de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos. ^[1]

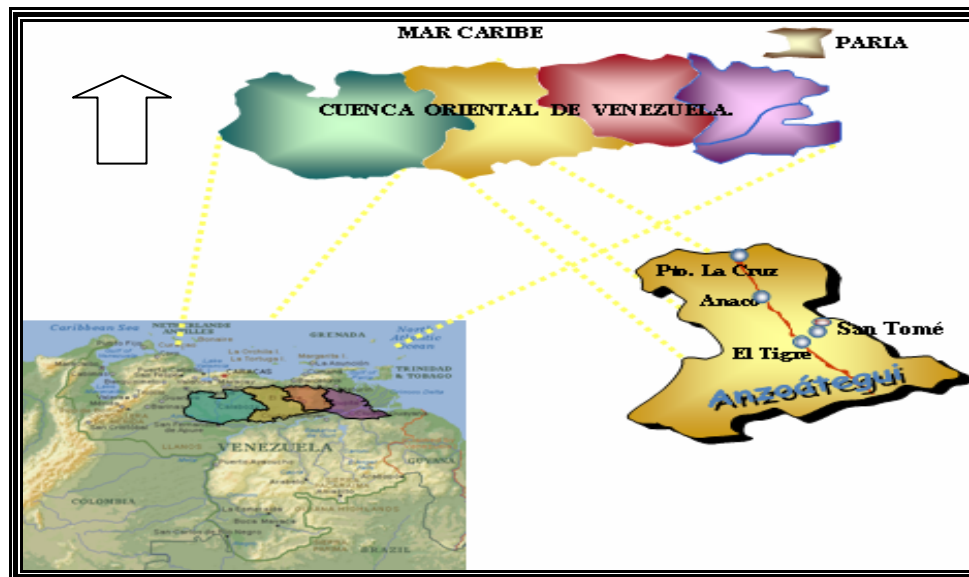


Fig. 1: Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[2]

La subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñaamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: el primero al Norte del Corrimiento de Pirital y el segundo al Sur. ^[1]

1.2 Ubicación geográfica del distrito gas anaco.

El Distrito Producción Gas Anaco se encuentra ubicado en el Estado Anzoátegui, (**Figura 2**) dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la subcuenca de Maturín. Está situado en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que determinan las estructuras de entrapamiento de hidrocarburos de la región. El Distrito de Producción Gas Anaco está conformado por dos áreas operacionales: el Área Mayor Oficina (A.M.O) y el Área Mayor Anaco (A.M.A); esta última se encuentra subdividida en dos áreas, A.M.A Este y A.M.A Oeste. ^[1]



Fig. 2: Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco. ^[1]

1.3 Ubicación del área mayor anaco.

El Área Mayor Anaco se encuentra ubicada en la zona centro del estado Anzoátegui, posee una extensión de 3.160 km², y está dividida en dos áreas operacionales como son: A.M.A Este y A.M.A Oeste. En A.M.A Este se encuentran los Campos: Quiamare, La Ceiba, Tacata, Cerro Pelado y Santa Rosa, mientras que en A.M.A Oeste se encuentran los Campos: Santa Ana, San Joaquín, El Roble, Guarío y El Toco (**Figura 3**).^[1]

1.3.1 Geología del área mayor anaco.

Se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín. Está situada en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E, 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 y San Roque. La historia estructural de esta área encierra tensión, compresión, levantamiento, plegamiento y erosión.^[1]

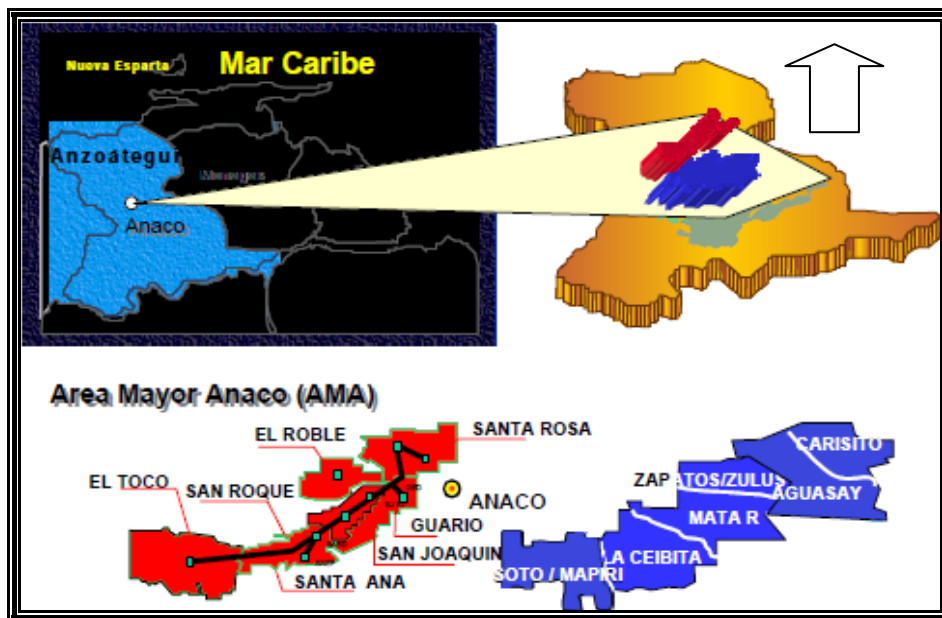


Fig. 3: Ubicación Geográfica del Área Mayor de Anaco.^[2]

1.3.2 Estratigrafía del área mayor anaco.

En los campos El Toco, Santa Ana y el suroeste de San Joaquín aflora la Formación Freites, igual que en una amplia faja al oeste de Santa Ana, que se extiende hacia el norte. En la cumbre de Santa Ana aparece la Formación Oficina, y en las tres culminaciones de San Joaquín.^[1]

En el subsuelo del Área Mayor Anaco se perfora una secuencia estratigráfica que comprende desde el Cretáceo hasta el Plioceno, con las Formaciones San Juan, Merecure, Oficina, Freites y Las Piedras. Los pozos más profundos han penetrado el Cretáceo; TM-6 del Toco encontrando la discordancia al tope del Cretáceo a 8.700' y la Formación Canoa a los 12.466'.^[1]

La secuencia sedimentaria del subsuelo en esta área se extiende desde el Mioceno, Plioceno y por último el más joven, el Pleistoceno, se caracteriza por

presentar una columna estratigráfica que se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prosperidad petrolífera depositada en el intervalo geológico comprendido entre el Cretáceo y el Mioceno Medio del Terciario. En ellas están presentes las Formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure y Oficina principalmente con remanentes localizados de Mesa y Freites. La Formación Oficina se caracteriza por cuerpos arenosos intercalados de arenas y lutitas. En esta área se identifican los mal llamados miembros: Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo, Colorado. La Formación Merecure está constituida principalmente por areniscas, delgadas limolitas y lutitas. La Formación San Juan, Vidoño y San Antonio de carácter eminentemente arenoso y facies carbonáticas.^[1]

La distribución de la columna estratigráfica regional del Área Mayor Anaco se puede observar en la **Tabla 1**.^[1]

- **Formación Mesa:** La acumulación del proceso sedimentario de la Cuenca Oriental está representada por la Formación Mesa, de ambiente continental. Se extiende desde los Llanos Orientales de Guárico, Anzoátegui y Monagas. Esta formación es considerada de edad Pleistoceno, debido a su posición discordante sobre la Formación Las Piedras del Plioceno. Está formada por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceo, alternando hacia la base con areniscas de grano grueso, guijarros, peñas y peñones.^[1]
- **Formación Las Piedras:** En las Áreas Mayor de Oficina y Monagas Central esta formación de ambiente continental se presenta transgresiva sobre las lutitas marinas de la Formación Freites. Hacia el Oeste y en el Norte de Monagas es transgresiva sobre las lutitas marinas de la Formación La Pica. Al Norte del corrimiento de Anaco y al Oeste de la falla de Urica esta formación al igual que Freites está totalmente ausente.^[1]

Esta formación es considerada de edad Mioceno, y está conformada predominantemente por arcillas, alternando hacia la base con areniscas grisáceas, verdosas de grano conglomerático y lignitos. ^[1]

- Formación Freites: De edad Mioceno Medio a Superior, esta formación se caracteriza por una gruesa sección de lutitas gris verdosas (marinas someras) intercaladas, especialmente en las secciones inferior y superior, con areniscas de granos finos, predominantemente glauconíticas. ^[1]
- Formación Oficina: Está presente en el subsuelo de todo el flanco Sur de los Estados Anzoátegui y Monagas. Su litología característica consiste de una alternancia monótona de arenas y lutitas parálidas con abundantes lignitos de muy poco espesor, pero de gran extensión lateral. Individualmente, las areniscas son lenticulares, pero los paquetes de areniscas se extienden a grandes distancias, facilitando la correlación a través de la Cuenca. ^[1]

El espesor de la Formación Oficina aumenta desde su acuñamiento en el borde Sur de la Cuenca hacia su eje; el área de Oficina tiene entre 600 y 1.400 metros de espesor y más de 2.000 metros en Anaco. ^[1]

El ambiente de sedimentación corresponde a un complejo fluvio-deltaico de grandes dimensiones, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. ^[1]

Desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos, la Formación Oficina es muy importante en la Cuenca Oriental de Venezuela. De hecho, son de Oficina las principales arenas que producen hidrocarburos desde la faja petrolífera del Orinoco hasta los campos próximos al eje de la Cuenca. ^[1]

En el Área Mayor Anaco la Formación Oficina ha sido subdividida en siete intervalos de uso práctico basados en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, etc., en orden estratigráfico desde el más antiguo al más joven se designan con los nombres de: ^[1]

Tabla 1: Columna Estratigráfica Regional del Área Mayor de Anaco. ^[1]

<i>EDAD</i>	<i>FORMACIÓN</i>	<i>DESCRIPCIÓN</i>	
PLEISTOCENO PLIOCENO	300' – 400'	Arcillas solubles, color rojizo, crema y grisáceo. Areniscas de grano grueso. Lignitos	MESA
			LAS PIEDRAS
MIOCENO MEDIO SUPERIOR	100' – 200'	Lutitas grises y verdosas (marinas someras)	FREITES
MIOCENO INFERIOR MEDIO	OFICINA 8000' – 10500'	Arenas y lutitas parálicas, lignitos, areniscas lenticulares. Ambiente fluviodeltaico.	BLANCO
			AZUL
			MORENO
			NARANJA
			VERDE
			AMARILLO
			COLORADO
OLIGOCENO	MERECURE 1200' – 1900'	Areniscas masivas y lutitas carbonáceas delgadas	ME-A/ME-T4,5
CRETÁCEO	VIDOÑO ±60'	Areniscas duras grises de grano fino a medio. Calizas y lutitas negras con areniscas duras grises chert.	VIDOÑO
	SAN JUAN ±1000'		SJ-A/SJ-N
	SAN ANTONIO ±2200'		SA-A/SA-X

- ✓ **Miembro Colorado:** Es el miembro inferior de la Formación Oficina donde predominan arenas hacia el tope, en alternancia con algunos lignitos y se hace más lutítico hacia la base. ^[1]

El Miembro Colorado está conformado por intercalaciones de lutitas y bloques de areniscas. Las lutitas son de color gris oscuro, gris medio, sublaminaar, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica, no calcárea. Las areniscas son blanquecinas, beige, cuarzo-cristalinas, de grano fino a medio, subangular a subredondeado, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, abundante cuarzo libre. También muestra lentes de carbón negro, moderadamente duro. ^[3]

- ✓ **Miembro Amarillo:** Predominan las lutitas gris oscuro y gris medio, en bloque, blanda a moderadamente dura, fisible, hidratable, soluble, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con intercalaciones de areniscas de grano fino a muy fino. Hacia la base del estrato existen abundantes lutitas gris claro y marrón claro, en bloque, en parte laminar, blanda a moderadamente dura, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica y ligeramente calcárea. ^[3]
- ✓ **Miembro Verde:** Está conformado en la parte superior por lutitas gris claro y gris verdosa, en bloque, moderadamente dura, fisible, hidratable, microcarbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de arenisca y limolita. Hacia la parte media e inferior del miembro, se reconoce lutitas marrón oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, fisible, ocasionalmente quebradiza, en parte limosa, hidratable y microcarbonosa, con intercalaciones que presentan mayor espesor de limolitas y areniscas de grano fino, con pobre porosidad visual e inclusiones de carbón. ^[3]

- ✓ **Miembro Naranja:** Está caracterizado en el tope por una secuencia monótona de lutitas gris claro y gris oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, en parte quebradiza, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa, no calcárea.^[3]

Luego continúa con lutitas gris oscuro y marrón oscuro, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, limosa, microcarbonosa, levemente calcárea, con intercalaciones de limolita y areniscas cuarzo-cristalina, consolidadas, de grano fino a medio y porosidad visual regular. Hacia la base de este miembro los espesores de areniscas y limolitas son mayores.^[3]

- ✓ **Miembro Moreno:** En el tope y la parte media del estrato, se encuentra conformado por arcillas de color gris claro y gris verdosa, plástica, soluble, blanda, limosa, con pequeñas intercalaciones de carbón, escasas intercalaciones de lutitas y areniscas cuarzo-cristalina, de grano fino a medio. La parte basal del estrato, está constituida por una lutita gris verdoso oscuro y gris verdoso claro, laminar, en parte en bloque, moderadamente dura a blanda, limosa, hidratable.^[3]
- ✓ **Miembro Azul:** Está formado por lutitas limosas, color gris oscuro, con areniscas arcillosas micáceas, de granos finos y de color gris claro. En esta secuencia se encuentran fósiles de aguas marinas y salobres.^[3]
- ✓ **Miembro Blanco:** Se encuentra encima del miembro azul, y está compuesto de arenas poco consolidadas, limos y arcillas plásticas. No hay yacimientos y por lo tanto se considera de poco interés económico.^[3]

- **Formación Merecure:** El ambiente de la Formación Merecure en el Área Mayor de Anaco y en el Área Mayor Oficina, es probablemente de aguas dulces a salobres, y corresponde al comienzo de la transgresión del Terciario medio que

continuará durante el Mioceno inferior y medio. Esta formación posee un espesor máximo de 1.900 pies aproximadamente, y se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, sucias, con estratificación cruzada; presenta intercalaciones, capas de lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente, esto nos indica que la deposición fue en un ambiente de gran actividad de origen continental y fluvial. ^[3]

La Formación Merecure se caracteriza por poseer una secuencia de arenas que van desde ME-A hasta ME-T4,5. Subyace a la Formación Oficina, marcando la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Oligoceno Medio y el Mioceno Inferior. Las secuencias de arenas ME-A a ME-M1 se caracteriza por presentar mayormente areniscas cuarzo-cristalinas, beige y marrón claro, de grano fino a muy fino, subredondeada a subangular, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, cuarzo libre y con algunas intercalaciones de lutitas. La secuencia estratigráfica comprendida entre ME-M2 y ME-S5 está constituida mayormente por areniscas beige y gris claro, de grano medio a fino, subangular a subredondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silíceo, microcarbonosa, cuarzo libre. Entre ME-S6 y ME-T1 las areniscas son gris oscuro y beige, grano fino a medio, subredondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silíceo, cuarzo libre y también carbón. En la base de la Formación Merecure, desde ME-T1 hasta ME-T4,5, la sección se caracteriza por areniscas marrón claro y beige, de grano fino a medio, subredondeado a redondeado, matriz arcillosa, cemento calcáreo, cuarzo libre, e intercalación de lutitas y carbón. ^[3]

● **Formación Vidoño:** De Edad Paleoceno, esta formación está representada en la Serranía del Interior de Anzoátegui y Monagas por una sedimentación marina de aguas relativamente profundas. Esta formación de carácter transgresiva es casi exclusivamente de lutita. En el subsuelo de Monagas, se caracteriza por una

secuencia lutítica oscura rica en glauconita, seguida de una caliza masiva en la base intercalada con areniscas y lutitas blandas sin laminación y delgadas.^[2]

- **Formación San Juan:** La formación San Juan tiene su localidad tipo en la Quebrada San Juan, tributaria del río Querecual. Unos 150 metros aguas arriba del paso Santa Anita. La formación es esencialmente un gran lente de arena fina en forma de cuña, gruesa hacia el Sur. Pero se adelgaza e interdigita hacia el norte con el desarrollo lutítico de la Formación Vidoño.^[1]
- **Formación San Antonio:** Esta sección se caracteriza litológicamente por la presencia de areniscas grises y lutitas oscuras con intercalaciones calcáreas perteneciendo a una edad cretácea.^[3]

1.4 Descripción del campo santa ana.

El Campo Santa Ana forma parte del Área Mayor de Anaco, en un grupo de campos localizados en un prominente alto estructural alineado en dirección Suroeste-Noreste, en la parte central del Estado Anzoátegui (**Figura 4**). Una serie de domos a lo largo de dicho alto estructural, se extienden en un estrecho cinturón por una distancia aproximada de 70 Km. Los campos desde El Toco hasta Santa Ana al sur, siguiendo hacia el Norte con San Joaquín, Guarío y Santa Rosa, están unificados por marcadas similitudes en estratigrafía, estructura y características productoras, y fueron descubiertos con la completación del primer pozo en el campo Santa Ana, el pozo AM-1X en 1936. Actualmente posee 203 pozos, 117 con denominación AM y 86 con denominación AG. Este campo en conjunto con el campo El Toco poseen 73 pozos activos, y cuenta con tres estaciones: Una estación de flujo (SAEF-1) y dos estaciones de descarga (SAED-2 / SAED-3).^[1]

El Campo Santa Ana se encuentra en la estructura del mismo nombre, la cual está representada por un anticlinal asimétrico, de rumbo N 65° E, subdividido en tres

(3) domos a nivel de yacimiento. El domo sur es el que representa mayor relieve estructural, a nivel de los estratos de la Formación Oficina, los otros dos domos se unen a nivel de la arena Merecure y se encuentran estructuralmente más bajos, por lo que la distribución de los fluidos es en su mayoría de petróleo y agua en los Domos Norte y Central, mientras que el Domo Sur por su mayor relieve estructural sería en su mayoría gas.^[1]

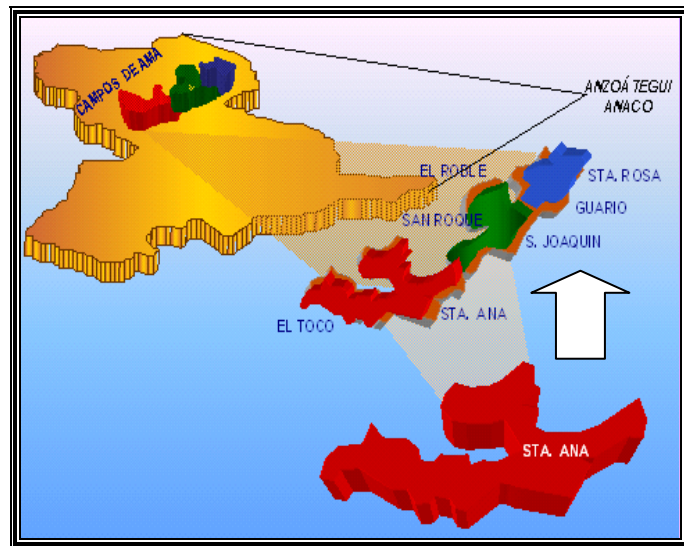


Fig. 4: Ubicación Geográfica del Campo Santa Ana.^[1]

El flanco más suave de esta estructura está al Noroeste y presenta un buzamiento de 3° a 12° al Norte. El flanco más inclinado está al Sureste y presenta buzamientos de 20° a 27° al Sur. Este flanco está además cortado por una falla de corrimiento de mayor buzamiento al noreste, confirmada por una sección repetida a nivel del miembro Colorado en algunos pozos, entre ellos el pozo Rincón 1 (210 pies) y Rincón 3 (590 pies). Esta falla de corrimiento es aproximadamente paralela al eje anticlinal.^[1]

1.5 Descripción del campo el toco.

El Campo El Toco, se encuentra ubicado en la parte Central-Oeste del Estado Anzoátegui aproximadamente a 50 Km de la población de Anaco, como se puede observar en la **Figura 5**.^[1]

La columna estratigráfica del campo está representada por el Grupo temblador de Edad Cretácea, el Grupo Merecure de Edad Oligoceno y Formación Oficina de Edad Mioceno Inferior, esta se divide en siete miembros, a saber: Colorado, Amarillo, Verde, Naranja, Moreno, Azul, Blanco y por último la Formación Freites de Edad Mioceno Superior.^[1]

Está constituido en casi su totalidad por yacimientos de gas condensado, y la mayoría de la producción de hidrocarburos proviene de las formaciones Oficina y Merecure. Las actividades de perforación se iniciaron en mayo de 1947 con la perforación del Pozo TM-1 ubicado en el flanco norte del domo el Toco alcanzando la profundidad de 7.950 pies y se completó en Febrero de 1948.^[1]

El descubrimiento de este campo fue hecho principalmente por reflexión sismográfica combinada con geología de superficie. La estructura del Campo El Toco al igual que el resto de los campos del Área Mayor Anaco (A.M.A) se han formado debido a grandes esfuerzos de tensión y compresión, levantamientos, plegamientos y procesos de erosión, las cuales generaron las trampas donde se desarrollan los campos petrolíferos del área.^[1]

Estructuralmente el Campo El Toco se presenta como un domo alargado en sentido Este-Oeste, el cual es cortado por dos fallas normales, una en la parte Este del domo de rumbo Norte-Sur y Buzamiento Nor-Oeste. La otra en el flanco Sur de rumbo Este-Oeste casi paralelo al eje del domo y buzamiento Norte. Las

acumulaciones de hidrocarburos provienen de las formaciones Merecure y Oficina. El crudo producido posee una gravedad API entre 30°-55°. La porosidad varía entre 8% - 25% y la permeabilidad está entre 5 md. y 800 md. Posee un total de 108 pozos. ^[1]

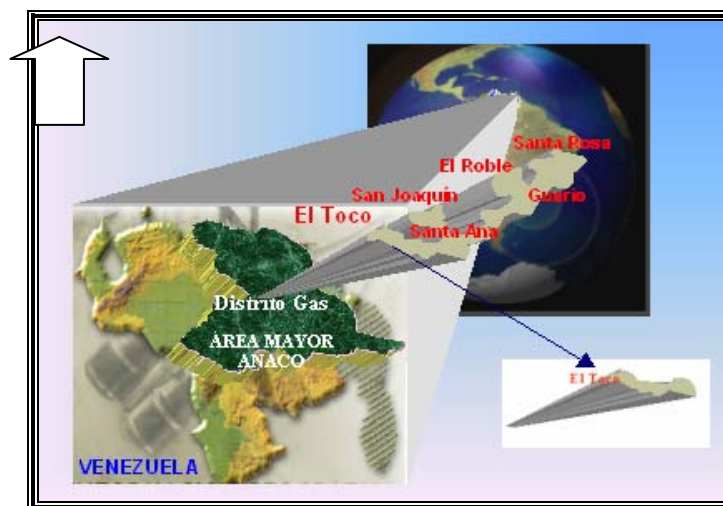


Fig. 5: Ubicación Geográfica del Campo El Toco. ^[1]

1.6 Planteamiento del problema.

Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PDVSA), es una empresa estatal venezolana que se dedica a la explotación, producción, refinación, mercadeo y transporte del petróleo venezolano. Fue creada por decreto gubernamental para ejercer tales actividades de la nacionalización de la industria petrolera, dando inicio a sus operaciones el 1 de Enero de 1976. Su sede principal está ubicada en Caracas y sus áreas operacionales más importantes se encuentran ubicadas en: Anaco, San Tomé, Puerto La Cruz, El Palito, Barinas y Punta de Mata.

El Distrito Producción Gas Anaco se encuentra ubicado en el Estado Anzoátegui, dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la subcuenca de Maturín. Está situado en el bloque levantado al Norte del Corrimiento

de Anaco, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que determinan las estructuras de atrapamiento de hidrocarburos de la región. El Distrito de Producción Gas Anaco está conformado por dos áreas operacionales: el Área Mayor Oficina (A.M.O) y el Área Mayor Anaco (A.M.A). El Área Mayor de Anaco se encuentra ubicada en la zona centro del Estado Anzoátegui, posee una extensión de 3.160 Km² y está dividida en dos áreas operacionales como son: A.M.A Este y A.M.A Oeste. En A.M.A Este se encuentran los campos: Quiamare, La Ceiba, Tacata, Cerro Pelado y Santa Rosa, mientras que en A.M.A Oeste se encuentran los campos: Santa Ana, San Joaquín, El Roble, Guarío y El Toco. Este estudio se realizó precisamente en esta última área operacional, A.M.A Oeste, específicamente en los campos Santa Ana y El Toco.

Conocer la mineralogía de la formación de interés es de vital importancia para prevenir daños por interacción roca/fluido, generado por incompatibilidad entre los fluidos empleados en las operaciones de campo y la matriz de la formación. Dicho daño se genera cuando los fluidos empleados para diversos fines como el caso de las completaciones, es incompatible con las partículas que se encuentran en la formación y esto desencadena una reacción entre ellos, lo que trae como consecuencia hinchamiento de la partícula, a la vez que se crea una obstrucción de la porosidad, reducción de la permeabilidad y por ende, baja producción. Además, esta reacción causa hinchamiento de la pared del hoyo y una inadecuada adherencia del cemento a la formación. Estos problemas de daño ocurren cuando las partículas de arcilla reaccionan ante los fluidos empleados en los trabajos realizados durante las perforaciones, completaciones y estimulaciones. En el transcurso de estos procesos pueden ocurrir: desestabilización de arcillas, taponamiento físico, migración de finos, cambio de mojabilidad, entre otros. Por esta razón, es muy importante conocer previamente las características mineralógicas de la zona involucrada.

El estudio a realizar tiene como objetivo caracterizar las arcillas cementadas de las arenas productoras pertenecientes a los campos Santa Ana y El Toco del Distrito Gas Anaco. Los resultados de esta investigación servirán para la prevención de problemas de daño por arcilla, que pueden ocurrir en dichos campos, disminuyendo la probabilidad de que existan problemas que dificulten las labores de campo.

Los objetivos planteados se lograrán realizando una descripción detallada de todas las características geológicas del Área Mayor de Anaco donde se localizan los campos Santa Ana y el Toco, así como seleccionando minuciosamente los distintos núcleos representativos de los campos que se encuentren disponibles en la Nucleoteca ubicada en El Chaure Puerto La Cruz. Usando pruebas de Difracción de Rayos X, se conocerán la mineralogía y el tipo de arcillas presentes en las arenas productoras. Además, se generarán mapas de tendencias para cada arena productora donde se observe la distribución de los distintos tipos de arcilla para posteriormente, hacer el análisis de los resultados obtenidos.

Todo lo anteriormente mencionado con el interés de proponer un fluido de completación y de estimulación de acuerdo al mineral de arcilla con mayor porcentaje en las arenas productoras, con el propósito fundamental de evitar a toda costa las reacciones que provoquen las arcillas y prevenir la mala aplicación de los fluidos empleados, disminuyendo en gran manera los daños de formación y problemas operacionales al momento de realizar perforaciones y/o estimulaciones.

1.7 Objetivos de la investigación.

1.7.1 Objetivo General:

Caracterizar las arcillas cementadas en los Campos Santa Ana-El Toco del Distrito Gas Anaco.

1.7.2 Objetivos Específicos:

- 1) Identificar el tipo de arcilla presente en las arenas productoras de los Campos Santa Ana-El Toco a través de la Difracción de Rayos X.
- 2) Analizar la influencia de las arcillas en el índice de productividad de las arenas productoras.
- 3) Presentar mapas de tendencias de los tipos de arcilla presentes en las arenas productoras.
- 4) Estudiar el efecto de las arcillas en la aplicación eficiente de los fluidos de completación y estimulación en las arenas productoras.

1.8 Justificación de la investigación.

Para realizar el presente trabajo de investigación, fue necesario analizar aspectos importantes que tienen una gran repercusión al momento de tratar con las arcillas. Por ejemplo, el problema de desestabilización que puede presentarse ante la presencia de diferentes tipos de arcillas, conociendo que estas son fuente potencial de daño a la formación lo que influye notablemente en el índice de productividad de la misma.

A la hora de planificar trabajos u operaciones de campo como: perforación, completación, producción y estimulación, es importante seleccionar los aditivos adecuados para tratar los fluidos presentes en la formación productora. El propósito de esta selección es disminuir de manera considerable las reacciones que pueden ocurrir entre los fluidos empleados en los diferentes trabajos de campo y los existentes en las formaciones, los cuales pueden generar taponamiento, hinchamiento o precipitación de compuestos indeseables.

Los costos adicionales constituyen una razón más para darle importancia a la selección minuciosa de los fluidos de completación y estimulación. Si se toma en cuenta desde el comienzo de las operaciones los minerales de arcillas presentes en la formación, esto puede reducir significativamente los costos de inversiones futuras, evitando malas operaciones de campo como por ejemplo un reacondicionamiento de pozo. Un mal diseño dará origen a costos altos, abandono a corto plazo y reservas no recuperadas.

1.9 Alcance de la investigación.

Este trabajo fue recomendado para hacer la caracterización de las arcillas cementadas de los campos Santa Ana y El Toco pertenecientes al Distrito Gas Anaco. Dicha caracterización se realizará utilizando la aplicación de la Prueba de Difracción de Rayos X a núcleos previamente seleccionados y representativos de los campos antes mencionados. Gracias a esta prueba se pueden generar mapas donde se muestran los diferentes minerales de arcillas, facilitando así la selección de los distintos tipos de fluidos a usar en las operaciones de pozo. Todos estos pasos se realizan para la prevención de un posible daño a la formación, debido a la interacción entre los fluidos de completación y estimulación con los fluidos presentes en las arenas productoras. El resultado final se traduce en operaciones de campo seguras y se mantiene en un rango aceptable y rentable el índice de productividad.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

2.1 Antecedentes.

Bermúdez Luyra (2008), presentó un estudio titulado “Caracterización de las Arcillas Cementantes de las Arenas Productoras Pertenecientes al campo Guarío del Distrito de Producción Gas Anaco”. Dicho estudio tuvo como propósito fundamental caracterizar las arcillas cementantes en las arenas productoras del campo Guarío. Tras la culminación del trabajo se hicieron recomendaciones entre las cuales se estudió la aplicabilidad de utilizar fluidos base agua en las formaciones productoras del campo Guarío cumpliendo con un diseño riguroso y tomando en cuenta los minerales de arcillas presentes en dichas formaciones, con la finalidad de minimizar los daños causados por la interacción roca/fluido que pudiesen ocurrir por un mal diseño del fluido durante las operaciones de campo, además de revisar nuevas tecnologías que permitan aumentar la productividad y la vida efectiva de los pozos de manera rentable.^[2]

Hernández Magdelis (2008), hizo una investigación cuyo objetivo fue caracterizar las arcillas cementantes de las arenas productoras pertenecientes del campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco. En la realización de su proyecto se tomó en estudio el campo Santa Rosa en el cual se estaban presentando problemas como desestabilización, hinchamiento y taponamiento en las arenas productoras de la formación Oficina. Se realizó análisis de núcleos en laboratorio aplicando técnicas de Difracción de Rayos X. Dicha técnica se aplicó para determinar el tipo de arcillas presentes en las mismas, para así evitar daños de formación y problemas operacionales al momento de realizar perforaciones, sobre todo al momento de

trabajar con acidificación. También se aplicó la herramienta OFM para crear mapas de tendencias y así se generó análisis de los resultados obtenidos.^[3]

Igualmente, **Sarti Pamela (2008)**, basó su estudio, “Caracterización de las Arcillas Cementantes Pertenecientes a las Arenas Productoras del campo San Joaquín

Distrito Anaco”, debido a la problemática presente. En dicho campo, los procesos de estimulación no habían arrojado los resultados esperados, no se había logrado restituir el flujo de fluido en el medio poroso y en muchos otros casos se había producido un daño aún mayor a la formación. Las discrepancias entre los resultados esperados y los reales eran de tal magnitud, que la Empresa PDVSA Gas Anaco, se vio en la necesidad de iniciar una serie de estudios para determinar la raíz del problema. Este trabajo tuvo como finalidad caracterizar las arcillas cementantes de las arenas productoras pertenecientes al campo San Joaquín Distrito Anaco. Para llevar a cabo este trabajo se contó con varias muestras de núcleos a las que se les practicó análisis de Difracción de Rayos X el cual permitió determinar los minerales en la sección roca total y las proporciones relativas de los minerales de arcilla en la sección menor a dos micras. Posteriormente a esto, con los resultados obtenidos fue posible generar mapas de tendencias donde se muestran la distribución de las arcillas a lo largo de las arenas estudiadas.^[4]

Boada Carmen y Machado María (2005), estudiaron acerca de un “Análisis mineralógico de la secuencia sedimentaria de las unidades productoras de la Formación Oficina y su influencia en la producción en los Campos Santa Ana, San Joaquín y Santa Rosa, Estado Anzoátegui”, tuvo como objetivo el análisis mineralógico de las secuencias sedimentarias de las unidades productoras de la Formación Oficina y su influencia en la producción de los Campos Santa Ana, San Joaquín y Santa Rosa, Estado Anzoátegui.^[5]

Urdaneta de C. (1997), realizó un estudio titulado “Caracterización de Las Arcillas. Herramienta Clave Para el Control de Calidad De Perfiles. Norte de Anzoátegui Distrito Anaco”, el cual tuvo como finalidad principal establecer una herramienta para el control de calidad de perfiles, que permitan evaluaciones preliminares de los campos ubicados principalmente en el Distrito Anaco, Norte del Estado Anzoátegui. De acuerdo a los ingenieros de yacimiento, una de estas causas podría ser el daño a la formación el cual puede presentarse en los yacimientos de muchas maneras tales como taponamiento físico, desestabilización de arcillas, migración de finos, cambio de mojabilidad, activación de surfactantes naturales, precipitación de silicato de sodio, formación de emulsiones viscosas, taponantes, adhesión y precipitados orgánicos e inorgánicos.^[6]

2.2 Conceptos básicos.

2.2.1 Yacimiento.

Acumulación de hidrocarburos en el interior de la tierra que se forma cuando las rocas en el subsuelo presentan condiciones adecuadas para quedar atrapados. Existen yacimientos de petróleo, gas, bitumen o combinación de ellos.^[2]

2.2.2 Porosidad.

Es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. Determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes, y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor. La porosidad de un material se define como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases.

Dicha propiedad determina la *capacidad de acumulación o de depósito de la arena* y generalmente se expresa como porcentaje, fracción o decimal.^[7]

● **POROSIDAD ABSOLUTA:** Es el porcentaje de espacio total con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros están interconectados entre sí o no. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun no tener conductividad a fluidos debido a la falta de intercomunicación de los poros.^[7]

● **POROSIDAD EFECTIVA:** Es el porcentaje de espacio poroso *intercomunicado* con respecto al volumen total de la roca. Por consiguiente, es una *indicación* de la conductividad a fluidos, aunque no una medida de ellos necesariamente.^[7]

2.2.3 Permeabilidad.

La permeabilidad de una roca de acumulación puede definirse como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros de la roca no están conectados, no existe permeabilidad; por consiguiente, es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva, aunque no necesariamente con la porosidad absoluta.^[7]

2.2.4 Saturación de agua (S_w).

La fracción del espacio poroso ocupado por el agua se denomina saturación de agua. La saturación de agua de una formación puede variar de un 100 % hasta un valor muy pequeño, sin embargo; muy rara vez es nula sin importar qué tan rica sea la roca del yacimiento de petróleo o gas, siempre habrá una pequeña cantidad de agua

capilar que el petróleo no puede desalojar; generalmente dicha saturación se conoce como saturación de agua irreductible o connata. ^[2]

2.2.5 Lutita.

Las lutitas son rocas sedimentarias compuestas de arcillas o de sedimentos de lodo que se han compactado a medida que ha ocurrido la deposición. A menudo estas lutitas están entremezcladas con otros depósitos sedimentarios tales como arenisca, piedra caliza, etc. Más del 50 por ciento de las rocas sedimentarias consiste en lutitas. Dado que los intentos de perforación están relacionados con cuencas sedimentarias, en una importante proporción de las perforaciones se encontrarán lutitas como componente principal. ^[8]

2.3 Resumen sobre las arcillas.

- Arcillas: Son silicatos de aluminio hidratado que desarrollan plasticidad cuando se mojan. Algunas arcillas, como las sódicas, se hidratan y se dispersan o hinchan considerablemente. Otras, como las cálcicas, se hidratan pero se dispersan ligeramente (**Figura 6**). ^[9]

Las arcillas nativas o de formación son ligeramente hidratables y cuando se incorporan al lodo contribuyen principalmente a la fracción inerte y muy poco a la fracción gelatinizante. El grado de dispersión o hinchamiento de las arcillas dependen del área de su superficie por unidad de peso. Sin embargo, la arcilla sódica tiene mayor capacidad de dispersión que la cálcica porque el ión sodio provee un ligamento más débil que el ión calcio, lo cual da lugar a una mayor facilidad de separación entre partículas y en consecuencia a una mayor área de absorción. Es obvio que a mayor hidratación mayor dispersión y por lo tanto mayor rendimiento. ^[9]

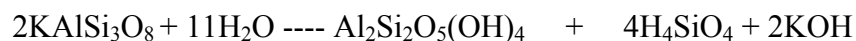
La presencia de sales, yeso, cemento y dureza en el agua, afectan el comportamiento de las arcillas, causando su floculación. En este caso se debe tratar el contaminante para deflocular. Si la floculación es causada por exceso de sólidos arcillosos se deben utilizar adelgazantes químicos (lignosulfonatos/lignitos) y recurrir a la dilución con agua cuando sea causada por las altas temperaturas.^[9]

- La Arcilla es el término que designa un mineral o una roca compuesta esencialmente por estos minerales. Los minerales arcillosos, son filosilicatos hidratados que se presentan en cristales muy pequeños (algunos en láminas hexagonales o a veces en fibras). Los minerales de arcilla poseen dos componentes estructurales básicos: uno es el tetraedro de Silicio - Oxígeno y el otro es el octaedro, en el cual un átomo de aluminio, magnesio y/o hierro es rodeado por seis aniones (2 ó 4 oxígenos y 4 ó 2 hidróxidos).^[10]

Desde el punto de vista edafológico, las arcillas tienden a formar soluciones coloidales, tienen plasticidad al combinarse con cierta cantidad de agua, capacidad de retener más o menos agua e intercambiar iones o moléculas, formación de agregados, etc.^[10]

El estado coloidal se refiere a un sistema de dos fases en el cual un material finamente dividido es dispersado rápidamente.^[10]

Es posible que se presenten varias reacciones dependiendo de la intensidad de la meteorización y la presencia de otros cationes como el Mg^{++} . En la alteración de la ortosa, parte del ácido silícico y el aluminio puede recombinarse y, en presencia de agua, formar arcilla:^[10]



ORTOCLASA

**ARCILLA
CAOLINITA**

**ÁCIDO
SILÍCICO**

La arcilla es el material sólido resultante de la reacción expuesta, mientras que el ácido silícico y el hidróxido de potasio están en solución y puede ser lavado, o parte del potasio puede ser absorbido por la arcilla y posteriormente ser liberado.^[10]

● El término arcilla se usa habitualmente con diferentes significados.

Desde el punto de vista mineralógico, engloba a un grupo de minerales (minerales de la arcilla), filosilicatos en su mayor parte, cuyas propiedades físico-químicas dependen de su estructura y de su tamaño de grano, muy fino (inferior a 2 micrones).^[11]

Desde el punto de vista petrológico la arcilla es una roca sedimentaria, en la mayor parte de los casos de origen detrítico, con características bien definidas. Para un sedimentólogo, arcilla es un término granulométrico, que abarca los sedimentos con un tamaño de grano inferior a 2 micrones.^[11]

Por tanto, el término arcilla no sólo tiene connotaciones mineralógicas, sino también de tamaño de partícula, en este sentido se consideran arcillas todas las fracciones con un tamaño de grano inferior a 2 micrones. Según esto todos los filosilicatos pueden considerarse verdaderas arcillas si se encuentran dentro de dicho rango de tamaños, incluso minerales no pertenecientes al grupo de los filosilicatos (cuarzo, feldespatos, etc.) pueden ser considerados partículas arcillosas cuando están incluidos en un sedimento arcilloso y sus tamaños no superan las 2 micras.^[11]

Las arcillas son constituyentes esenciales de gran parte de los suelos y sedimentos debido a que son, en su mayor parte, productos finales de la meteorización de los silicatos que, formados a mayores presiones y temperaturas, en el medio exógeno se hidrolizan. ^[11]



Fig. 6: Mineral de Arcilla en su estado natural. ^[10]

2.4 Origen de las arcillas.

Los minerales arcillosos pueden proceder de la alteración de la roca magmática o metamórfica, y después del transporte, dar arcillas detríticas (es el caso más frecuente). Pueden formarse en una cuenca de sedimentación en cuyo caso son minerales arcillosos antigénicos o neoformados. En otros casos pueden proceder de una reorganización mineralógica durante la diagénesis (minerales arcillosos

diagenéticos). Las arcillas detríticas son corrientemente denominadas arcillas primarias o heredadas, y las otras arcillas secundarias.^[10]

2.5 Química de las arcillas.

Las arcillas son materiales plásticos, de grano fino, que ocurren naturalmente en el suelo. Las partículas de arcilla son de naturaleza coloidal. En su estructura, en forma de plaquetas, se encuentran comúnmente átomos de silicio, de aluminio, de magnesio, de hidrogeno y de oxígeno. La diferente disposición de estos átomos en las moléculas y la presencia de pequeñas cantidades de sodio, calcio u otros cationes explican la amplia variedad de arcillas conocidas. Algunas arcillas, en particular las montmorillonitas, atraen y retienen moléculas de agua. Estas arcillas se llaman hidrofílica. Las arcillas que no atraen el agua se llaman hidrofóbicas.^[8]

Un entendimiento riguroso de las arcillas puede ser la herramienta más valiosa del ingeniero de fluidos. La arcilla puede ser añadida intencionalmente, o puede entrar en el fluido como contaminante importante mediante la dispersión de los sólidos de perforación. En cualquier caso, la arcilla se convierte en una parte activa del sistema. Por este motivo, es necesario entender la química básica de las arcillas para controlar correctamente los fluidos base agua. La química de las arcillas también es importante en lo que se refiere a las interacciones entre los fluidos base agua y las lutitas que afectan la estabilidad del pozo. Arcilla es un término amplio que se usa comúnmente para describir los sedimentos, suelos o rocas compuestos de partículas minerales y materia orgánica de granos extremadamente finos. Un buen ejemplo son las arcillas (a veces llamadas arcillas tipo “gumbo” [arcillas plásticas]) encontradas en los jardines o a lo largo de las riberas. Estas arcillas son frecuentemente blandas y plásticas cuando están mojadas, pero se vuelven duras cuando están secas. Esta propiedad física de “blanda cuando mojada, dura cuando seca” se puede relacionar con la presencia de ciertos minerales arcillosos.^[12]

Los minerales arcillosos como se nombró anteriormente, son minerales de silicato aluminico de granos finos que tienen micro estructuras bien definidas. En la clasificación mineralógica, los minerales arcillosos están clasificados como silicatos estratificados porque la estructura dominante se compone de capas formadas por capas de sílice y alúmina. Cada capa consta de una estructura laminar y delgada, llamada capa unitaria. La mayoría de los minerales arcillosos tienen una morfología laminar. Según las unidades repetidas de la estructura, los minerales arcillosos también se pueden clasificar de acuerdo a la relación de capas de sílice a capas de alúmina, tal como 1:1, 2:1 y 2:2, además de si estos minerales arcillosos son estratificados o en forma de aguja. Debido a sus pequeños tamaños de partículas, las arcillas y los minerales arcillosos son analizados con técnicas especiales tales como la Difracción de Rayos X y la Microscopia Electrónica.^[12]

2.6 Uso y ejemplo de las arcillas.

La arcilla tiene propiedades de la materia plásticas, lo que significa que al humedecerla puede ser modelada fácilmente. Al secarse se torna firme y cuándo se somete a altas temperaturas aparecen reacciones químicas que, entre otros cambios, causan que la arcilla se convierta en un material permanentemente rígido, denominado cerámica (loza, gres y porcelana), objetos de alfarería, de uso práctico y decorativo, objetos de uso cotidiano: platos, objetos de arte, sarcófagos, instrumentos musicales, cemento, papel y obtener sustancias de filtrado, en tiempos prehistóricos fabricaban las vasijas. También para construir: edificaciones, de tapial, adobe y como soporte de escritura.^[2]

En la industria de fluidos de perforación, ciertos minerales arcillosos tales como la Esmectita, uno de los principales componentes de la Bentonita, son usados para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de filtrado. Las arcillas de la formación se incorporan inevitablemente en el sistema de fluido de perforación

durante las operaciones de perforación y pueden causar varios problemas. Por lo tanto, los minerales arcillosos pueden ser beneficiosos o dañinos para el sistema de fluido. El término Bentonita se usa para describir la Montmorillonita sódica explotada comercialmente (la cual constituye una forma de Esmectita) que se usa como aditivo para el lodo de perforación (por ejemplo: M-I GEL o M-I GEL SUPREME™).^[2]

2.7 Descripción mineralógica de las arcillas.

Desde el punto de vista mineralógico, las arcillas son silicatos de aluminio de dos, tres y cuatro capas, y de acuerdo con esta definición se tiene la siguiente clasificación:

2.7.1 Caolinita ($\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$):

Arcilla de dos capas. Se usa en alfarería para fabricar ladrillos. Se encuentran en lutitas duras y en lutitas gomosas. No es deseable como arcilla para preparar lodos de perforación.^[9]

La caolinita es una arcilla no hinchable cuyas capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno, sin embargo puede fracturarse y migrar, por efecto de la concentración iónica del medio. Se reconoce fácilmente en microfotografías por su aspecto de láminas paralelas perfectamente colocadas unas sobre otras. La caolinita no contiene cationes entre capas ni tiene cargas superficiales porque no se produce casi ninguna sustitución en las hojas tetraédricas u octaédricas. Sin embargo, algunas pequeñas cargas pueden resultar de los enlaces rotos o las impurezas. Por lo tanto, la caolinita tiene una capacidad de intercambio catiónico relativamente baja (de 5 a 15 meq/100 g). La caolinita se encuentra comúnmente

como componente menor a moderado (5 a 20%) de las rocas sedimentarias tales como las lutitas y las areniscas. ^[12]

La **Tabla 2** contiene un resumen de los minerales arcillosos y presenta una comparación esquemática de las diferentes estructuras de las arcillas. ^[12]

2.7.2 MONTMORILLONITA ($\text{Na}_{0,33}\text{Al}_{1,6}\text{Mg}_{0,33}\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2$):

Arcilla de tres capas de alto rendimiento. Se usa en la preparación de lodos de perforación de base acuosa. Mineral que constituye la bentonita. ^[9]

Si se sustituye un átomo de aluminio (Al^{3+}) por un solo átomo de magnesio (Mg^{2+}) en la estructura reticular (disposición de los átomos), ésta tendrá un electrón excedente o una carga negativa. La carga negativa neta es compensada por la adsorción de cationes (iones positivos) en las superficies de la capa unitaria, tanto en las superficies interiores como en las superficies exteriores del apilamiento.

Tabla 2: Minerales arcillosos y su estructura. ^[12]

<i>GRUPO</i>	<i>ESTRUCTURA</i>	<i>CARGA</i>	<i>HINCHAMIENTO</i>
Caolinita	Capa 1:1	Nula	Ninguno
Talco	Capa 2:1	Nula	Ninguno
Esmeclita	Capa 2:1	0,3-0,6	Variable
Vermiculita	Capa 2:1	1,0-4,0	Variable
Ilita	Capa 2:1	1,3-2,0	Nulo
Mica	Capa 2:1	2,0	Ninguno
Clorita	Capa 2:2	Variable	Nulo
Sepiolita	Cadena 2:1	Nula	Nulo
Paligorskita	Cadena 2:1	Menor	Nulo

Los cationes que se adsorben en las superficies de las capas unitarias pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla se mide y se registra como capacidad de intercambio catiónico (CEC). El catión puede ser un ion de simple carga como el sodio (Na^+) o un ion de doble carga como el calcio (Ca^{2+}) o el magnesio (Mg^{2+}). De este modo, tenemos montmorillonita sódica, montmorillonita cálcica y/o montmorillonita magnésica. Aunque la bentonita de Wyoming esté generalmente definida como montmorillonita sódica, el calcio y el magnesio intercambiables pueden constituir de 35 a 67% de la capacidad total de intercambio. La propiedad más típica de las montmorillonitas es la capacidad de hinchamiento entre capas (hidratación) con el agua. ^[12]

Además de la sustitución del aluminio (Al^{3+}) por el magnesio (Mg^{2+}) en la red de montmorillonita, muchas otras sustituciones pueden ser realizadas. Por lo tanto, el nombre montmorillonita se usa frecuentemente como nombre de grupo que incluye

muchas estructuras minerales específicas. Sin embargo, en los últimos años, se ha aceptado cada vez más el nombre esmectita como nombre de grupo, reservando el término montmorillonita para los miembros predominantemente aluminosos del grupo. Este grupo de minerales incluye la montmorillonita y otros minerales específicos. ^[12]

La arcilla esmectita se reconoce en las microfotografías por su apariencia de hojuelas continuas, formando estructuras en forma de colmena. El agua de baja concentración salina y otras moléculas polares, incluyendo orgánicas, pueden expandir la esmectita, hasta separar completamente las capas. ^[12]

2.7.3 Ilita ($K_{1,8}(Al_{1,6}Fe_{0,2}Mg_{0,2})(Si_{3,4}Al_{0,6})O_{10}(OH)_2$):

Arcilla poco expandible de tres capas. Pertenece al grupo de minerales conocido como micas. Se encuentra en la mayoría de las lutitas duras y en algunas lutitas gomosas. No es deseable como arcilla para preparar lodos de perforación. ^[9]

Las ilitas tienen la misma estructura básica que las montmorillonitas, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas. En vez de la sustitución de Al^{3+} por Mg^{2+} como en la montmorillonita, la ilita tiene una sustitución de Si^{4+} por Al^{3+} , lo cual aún produce una carga negativa. Los cationes compensadores son principalmente el ion potasio (K^+). La carga negativa neta de la red que resulta de estas sustituciones, mediante los iones potasio compensadores, es generalmente mayor que la carga de la montmorillonita, pudiendo ser hasta una vez y media más grande que ésta. ^[12]

El espacio entre las capas unitarias es de 2,8 Å. El diámetro iónico de K^+ es de 2,66 Å. Esto permite que el K^+ encaje perfectamente entre las capas unitarias, formando un enlace que impide el hinchamiento en la presencia de agua. Como las capas unitarias no se hinchan ni se separan al ser expuestas al agua, los iones potasio

(K⁺) presentes entre las capas unitarias no están disponibles para el intercambio. Sólo los iones potasio que se encuentran en las superficies exteriores pueden ser cambiados por otros cationes. ^[12]

La Illita se reconoce en microfotografías por su forma de agujas o cabellos. Es muy propensa a quebrarse y migrar por el movimiento de fluidos. Entre los minerales arcillosos 2:1, la esmectita, illita, y capas mixtas de illita y esmectita son encontradas durante la perforación de formaciones de lutita, causando frecuentemente distintos problemas relacionados con la estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación. La naturaleza problemática de estos minerales arcillosos puede estar relacionada con los cationes débilmente enlazados entre las capas y las cargas débiles de las capas que producen el hinchamiento y la dispersión al entrar en contacto con el agua. A medida que la profundidad de entierro aumenta, la esmectita se convierte gradualmente en arcillas de capas mixtas de illita/esmectita, y finalmente en illita y mica. Como resultado, las formaciones de lutita se vuelven generalmente menos hinchables pero más dispersivas en agua, a medida que la profundidad aumenta. ^[12]

2.7.4 Clorita ((MgFe)₅(AlSi₃)(AlO₁₀)(OH)₈):

Arcilla de cuatro capas. Se encuentra en lutitas gomosas y duras. No es deseable como arcilla para preparar lodos de perforación. ^[9]

En estas arcillas, los cationes compensadores de carga entre las capas unitarias de tipo montmorillonita son reemplazados por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico, o brucita. Esta capa tiene una carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos Mg²⁺ por Al³⁺ en la capa de brucita. Las cloritas se encuentran frecuentemente en antiguos sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades, y normalmente no causan ningún problema importante a menos que estén presentes

en grandes cantidades. La capacidad de intercambio catiónico de la clorita varía de 10 a 20 meq/100 g, principalmente debido a los enlaces rotos. La distancia entre capas de clorita suele ser de aproximadamente 14 Å. La clorita también puede formar arcillas de capas mixtas con otros minerales arcillosos tales como la esmectita. La arcilla resultante de capas mixtas tendría las propiedades de ambos tipos de minerales arcillosos. Se reconoce en microfotografías porque sus láminas planas están dispuestas en forma de rosetas u hojas de repollo. Esta arcilla no es propensa a disgregarse y migrar ni a expandirse, pero, por su alto contenido de hierro, es muy problemática a la hora de inyectar ácido clorhídrico en la formación.^[12]

2.8 Principales estados de asociación de las partículas de arcilla.

2.8.1 Agregación:

Condición normal de la arcilla antes de ser hidratada. Antes de ser hidratada, la arcilla consta de un gran número de capas agrupadas. Al entrar en contacto con el agua, las capas se hidratan hasta que las fuerzas que las mantienen juntas se debilitan. Las partículas están agrupadas cara a cara y pueden ser separadas por agitación mecánica, por hidratación y por dispersión (**Figura 7**).^[9]



Fig. 7: Partículas de Arcilla en estado de Agregación.^[13]

2.8.2 Dispersión:

Separación de las partículas como consecuencia de la absorción o entrada de agua. Las caras cargadas de una forma negativa se atraen con los bordes de las caras positivas.^[9]

También puede decirse que la dispersión ocurre cuando la fuerza de atracción entre las partículas se debilita por entrada de agua, tendiendo a separarse individualmente. Es característica principal de este proceso el aumento de viscosidad del lodo debido al aumento en el número de partículas y al del área de superficie. **(Figura 8).**^[13]

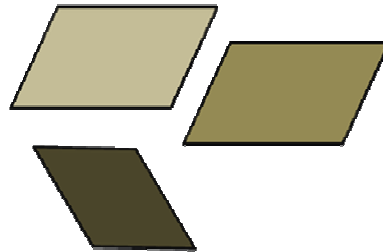


Fig. 8: Partículas de Arcilla en estado de Dispersión.^[13]

2.8.3 Floculación:

Originada por la atracción excesiva de cargas eléctricas. Las partículas se unen cara-arista y/o arista-arista. En el estado floculado se incrementa la asociación cara-borde entre las partículas y la consecuencia de este estado es una elevada viscosidad y un descontrol en la pérdida de agua, que por lo general es alta.^[9]

Las partículas coloidales se mantienen indefinidamente en suspensión debido a su tamaño extremadamente pequeño. Cuando están suspendidas en agua pura, no

pueden aglomerarse debido a la interferencia entre las capas dobles altamente difusas; al añadir un electrolito, estas capas son comprimidas y mientras más cantidad de electrolitos se añade, mayor será el acercamiento entre las partículas debido al predominio de las fuerzas atractivas, produciendo un aglomeramiento de las mismas **(Figura 9)**.^[13]



Fig. 9: Partículas de Arcilla en estado de Floculación.^[13]

2.8.4 Defloculación:

Separación de las partículas de arcilla por neutralización de las cargas eléctricas por los lignosulfonatos y lignitos. Las partículas pueden separarse individualmente o en grupos de dos o tres unidades por caras **(Figura 10)**.^[9]

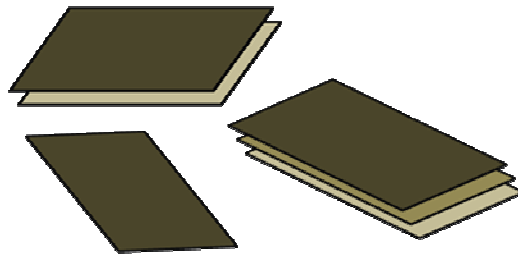


Fig. 10: Partículas de Arcilla en estado de Defloculación.^[13]

2.8.5 Inhibición:

Prevención de la dispersión.^[9]

2.9 Estructura de los filosilicatos.

Como veremos, las propiedades de las arcillas son consecuencia de sus características estructurales. Por ello es imprescindible conocer la estructura de los filosilicatos para poder comprender sus propiedades. ^[11]

Las arcillas, al igual que el resto de los filosilicatos, presentan una estructura basada en el apilamiento de planos de iones oxígeno e hidróxilos. Los grupos tetraédricos $(\text{SiO})_4^{4-}$ se unen compartiendo tres de sus cuatro oxígenos con otros vecinos formando capas, de extensión infinita y fórmula $(\text{Si}_2\text{O}_5)^{2-}$, que constituyen la unidad fundamental de los filosilicatos. En ellas los tetraedros se distribuyen formando hexágonos. El silicio tetraédrico puede estar, en parte, sustituido por Al^{3+} o Fe^{3+} . ^[11]

Estas capas tetraédricas se unen a otras octaédricas de tipo gibbsita o brucita. En ellas algunos Al^{3+} o Mg^{2+} , pueden estar sustituidos por Fe^{2+} o Fe^{3+} y más raramente por Li, Cr, Mn, Ni, Cu o Zn. El plano de unión entre ambas capas está formado por los oxígenos de los tetraedros que se encontraban sin compartir con otros tetraedros (oxígenos apicales), y por grupos $(\text{OH})^-$ de la capa brucítica o gibsítica, de forma que, en este plano, quede un $(\text{OH})^-$ en el centro de cada hexágono formado por 6 oxígenos apicales. El resto de los $(\text{OH})^-$ son reemplazados por los oxígenos de los tetraedros. ^[11]

Una unión similar puede ocurrir en la superficie opuesta de la capa octaédrica. Así, los filosilicatos pueden estar formados por dos capas: tetraédrica más octaédrica y se denominan bilaminares, 1:1, o T:O; o bien por tres capas: una octaédrica y dos tetraédricas, denominándose trilaminares, 2:1 o T:O:T. A la unidad formada por la unión de una capa octaédrica más una o dos tetraédricas se la denomina lámina. ^[11]

Si todos los huecos octaédricos están ocupados, la lámina se denomina trioctaédrica (Mg^{2+} dominante en la capa octaédrica). Si solo están ocupadas dos tercios de las posiciones octaédricas y el tercio restante está vacante, se denomina dioctaédrica (el Al^{3+} es el catión octaédrico dominante).^[11]

En algunos filosilicatos (esmeclitas, vermiculitas, micas...) las láminas no son eléctricamente neutras debido a las sustituciones de unos cationes por otros de distinta carga. El balance de carga se mantiene por la presencia, en el espacio interlaminar, o espacio existente entre dos láminas consecutivas, de cationes (como por ejemplo en el grupo de las micas), cationes hidratados (como en las vermiculitas y esmeclitas) o grupos hidróxilo coordinados octaédricamente, similares a las capas octaédricas, como sucede en las cloritas. A éstas últimas también se las denomina T:O:T:O o 2:1:1. La unidad formada por una lámina más la interlámina es la unidad estructural. Los cationes interlaminares más frecuentes son alcalinos (Na y K) o alcalinotérreos (Mg y Ca).^[11]

Las fuerzas que unen las diferentes unidades estructurales son más débiles que las existentes entre los iones de una misma lámina, por ese motivo los filosilicatos tienen una clara dirección de exfoliación, paralela a las láminas.^[11]

También pertenecen a este grupo de minerales la sepiolita y la paligorskita, a pesar de presentar diferencias estructurales con el resto de los filosilicatos. Estructuralmente están formadas por láminas discontinuas de tipo mica. A diferencia del resto de los filosilicatos, que son laminares, éstos tienen hábito fibroso, ya que la capa basal de oxígenos es continua, pero los oxígenos apicales sufren una inversión periódica cada 8 posiciones octaédricas (sepiolita) o cada 5 posiciones (paligorskita). Esta inversión da lugar a la interrupción de la capa octaédrica que es discontinua.^[11]

2.10 Propiedades físico-químicas de las arcillas.

Las importantes aplicaciones industriales de este grupo de minerales radican en sus propiedades físico-químicas. Dichas propiedades derivan, principalmente, de:

- Su extremadamente pequeño tamaño de partícula (inferior a 2 micrones).
- Su morfología laminar (filosilicatos).
- Las sustituciones isomórficas, que dan lugar a la aparición de carga en las láminas y a la presencia de cationes débilmente ligados en el espacio interlaminar.^[11]

Como consecuencia de estos factores, presentan, por una parte, un valor elevado del área superficial y, a la vez, la presencia de una gran cantidad de superficie activa, con enlaces no saturados. Por ello pueden interactuar con muy diversas sustancias, en especial compuestos polares, por lo que tienen comportamiento plástico en mezclas arcilla-agua con elevada proporción sólido/líquido y son capaces en algunos casos de hinchar, con el desarrollo de propiedades reológicas en suspensiones acuosas.^[11]

Por otra parte, la existencia de carga en las láminas se compensa, como ya se ha citado, con la entrada en el espacio interlaminar de cationes débilmente ligados y con estado variable de hidratación, que pueden ser intercambiados fácilmente mediante la puesta en contacto de la arcilla con una solución saturada en otros cationes, a esta propiedad se la conoce como capacidad de intercambio catiónico y es también la base de multitud de aplicaciones industriales.^[11]

2.10.1 Superficie específica.

La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (en el caso de que esta exista) de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en m^2/g .^[11]

Las arcillas poseen una elevada superficie específica, muy importante para ciertos usos industriales en los que la interacción sólido-fluido depende directamente de esta propiedad.^[11]

A continuación se muestran algunos ejemplos de superficies específicas de arcillas:

- Caolinita de elevada cristalinidad hasta $15 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Caolinita de baja cristalinidad hasta $50 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Halloisita hasta $60 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Illita hasta $50 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Montmorillonita $80\text{-}300 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Sepiolita $100\text{-}240 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Paligorskita $100\text{-}200 \text{ m}^2/\text{g}$.^[11]

2.10.2 Capacidad de intercambio catiónico.

Es una propiedad fundamental de las esmectitas. Son capaces de cambiar, fácilmente, los iones fijados en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras, por otros existentes en

las soluciones acuosas envolventes. La capacidad de intercambio catiónico (CEC) se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes:

- Sustituciones isomórficas dentro de la estructura.
- Enlaces insaturados en los bordes y superficies externas.
- Disociación de los grupos hidróxilos accesibles. ^[11]

El primer tipo es conocido como carga permanente y supone un 80 % de la carga neta de la partícula; además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio. Los dos últimos tipos de origen varían en función del pH y de la actividad iónica. Corresponden a bordes cristalinos, químicamente activos y representan el 20 % de la carga total de la lámina. ^[11]

A continuación se muestran algunos ejemplos de capacidad de intercambio catiónico (en meq/100 g):

- Caolinita: 3-5.
- Halloisita: 10-40.
- Illita: 10-50.
- Clorita: 10-50.
- Vermiculita: 100-200.
- Montmorillonita: 80-200.
- Sepiolita-paligorskita: 20-35. ^[11]

2.10.3 Capacidad de absorción.

Algunas arcillas encuentran su principal campo de aplicación en el sector de los absorbentes ya que pueden absorber agua u otras moléculas en el espacio interlaminar (esmectitas) o en los canales estructurales (sepiolita y paligorskita).^[11]

La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada: absorción (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad) y adsorción (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato).^[11]

La capacidad de adsorción se expresa en porcentaje de adsorbato con respecto a la masa y depende, para una misma arcilla, de la sustancia de que se trate. La absorción de agua de arcillas absorbentes es mayor del 100% con respecto al peso.^[11]

2.10.4 Hidratación e hinchamiento.

La hidratación y deshidratación del espacio interlaminar son propiedades características de las esmectitas, y cuya importancia es crucial en los diferentes usos industriales. Aunque hidratación y deshidratación ocurren con independencia del tipo de catión de cambio presente, el grado de hidratación sí está ligado a la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina.^[11]

La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas

aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar completamente unas láminas de otras. Cuando el catión interlaminar es el sodio, las esmectitas tienen una gran capacidad de hinchamiento, pudiendo llegar a producirse la completa disociación de cristales individuales de esmectita, teniendo como resultado un alto grado de dispersión y un máximo desarrollo de propiedades coloidales. Si por el contrario, tienen Ca o Mg como cationes de cambio su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida. ^[11]

2.10.5 Plasticidad.

Las arcillas son eminentemente plásticas. Esta propiedad se debe a que el agua forma una envuelta sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas. ^[11]

La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia, nuevamente, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de hinchamiento. ^[11]

Generalmente, esta plasticidad puede ser cuantificada mediante la determinación de los índices de Atterberg (Límite Líquido, Límite Plástico y Límite de Retracción). Estos límites marcan una separación arbitraria entre los cuatro estados o modos de comportamiento de un suelo sólido, semisólido, plástico y semilíquido o viscoso. ^[11]

La relación existente entre el límite líquido y el índice de plasticidad ofrece una gran información sobre la composición granulométrica, comportamiento, naturaleza y calidad de la arcilla. Existe una gran variación entre los límites de Atterberg de

diferentes minerales de la arcilla, e incluso para un mismo mineral arcilloso, en función del catión de cambio. En gran parte, esta variación se debe a la diferencia en el tamaño de partícula y al grado de perfección del cristal. En general, cuanto más pequeñas son las partículas y más imperfecta su estructura, más plástico es el material. ^[11]

2.10.6 Tixotropía.

La tixotropía se define como el fenómeno consistente en la pérdida de resistencia de un coloide, al amasarlo, y su posterior recuperación con el tiempo. Las arcillas tixotrópicas cuando son amasadas se convierten en un verdadero líquido. Si, a continuación, se las deja en reposo recuperan la cohesión, así como el comportamiento sólido. Para que una arcilla tixotrópica muestre este especial comportamiento deberá poseer un contenido en agua próximo a su límite líquido. Por el contrario, en torno a su límite plástico no existe posibilidad de comportamiento tixotrópico. ^[11]

2.11 Índice de productividad.

La relación entre la tasa de producción de un pozo y la caída de presión en la formación expresa el concepto de **Índice de Productividad, J** . El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida. Después de un período de cierre del pozo suficientemente largo para obtener equilibrio en la presión del yacimiento, empleando un medidor de presión de fondo se determina la presión estática p_e , y luego que el pozo haya producido a una rata estabilizada por un tiempo determinado se mide la presión fluyente en el fondo, p_w empleando el mismo medidor. La diferencia ($p_e - p_w$) se denomina presión diferencial o caída de presión ($p - p_w$). La rata de flujo se determina por medio de medidas en el tanque de almacenamiento o,

en algunos casos, de medidas de los separadores o con medidores de desplazamiento positivo. En algunos pozos el índice de productividad o IP permanecerá constante para una amplia variación en la tasa de flujo, en tal forma que ésta es directamente proporcional a la presión diferencial de fondo. En yacimientos de empuje por depleción los índices de productividad de los pozos decrecen a medida que la depleción procede, debido al aumento en la viscosidad del petróleo a medida que el gas es liberado de la solución y a la reducción en la permeabilidad de la roca del petróleo a medida que la saturación de petróleo disminuye. Ya que cada uno de estos factores puede cambiar poco o mucho durante el proceso de depleción, el índice de productividad puede disminuir a una fracción pequeña de su valor inicial. Además como la permeabilidad del petróleo disminuye, existe un aumento correspondiente en la permeabilidad del gas, resultando en altas razones gas-petróleo. La tasa máxima a la que un pozo puede producir depende del índice de productividad a las condiciones existentes en el yacimiento y la presión diferencial ($p_e - p_w$) disponible. Si la presión de producción de fondo se mantiene cerca de cero, manteniendo el nivel de fluido en el pozo muy bajo la presión diferencial disponible será la presión existente en el yacimiento y la tasa máxima de producción será $P_e \cdot J$. Las tasas de los pozos en algunos estados se limitan a determinadas producciones permisibles máximas que dependen de un número de factores, incluyendo espaciamientos en los pozos, profundidad y demanda actual de petróleo. En algunos estados también se controla por la razón gas-petróleo. En pozos que producen agua, el índice de productividad, basado en la producción de petróleo solamente, disminuirá a medida que el porcentaje de agua aumenta debido a la disminución en la permeabilidad del petróleo, aunque no ocurra una caída considerable en la presión del yacimiento. En el estudio de pozos (productores de agua) a veces es práctico referir en índice de productividad en base del flujo total, incluyendo agua y petróleo, ya que en algunos casos el porcentaje de agua alcanza el noventa y nueve por ciento o más. ^[12]

2.12 Descripción de núcleos.

La principal fuente de información básica en geología de yacimientos, exceptuando la información sísmica, es la que se obtienen de la perforación de pozos. El análisis de las muestras de canal o ripio obtenidas de las formaciones durante la perforación de pozos, así como los núcleos y los fluidos de perforación, indican parámetros y propiedades físicas de las rocas. Este análisis permite determinar los límites de las formaciones, sus respectivas profundidades, presencia de fósiles, edad, buzamientos y rumbos de las capas, localización de discordancias, presencia de fallas, contenido de fluidos, presiones y temperaturas de los fluidos, etc. ^[12]

Durante la perforación se pueden obtener muestras de canal o ripio, núcleos y muestras de pared, con las cuales se pueden establecer las siguientes características:

- Tipo de roca. Color de la roca, para consideraciones del ambiente en que esta se depositó.
- Permeabilidad, porosidad y tipo de porosidad.
- Tamaño de grano, angulosidad, selección, grado de laminación, carácter y estructura de los poros en rocas carbonatadas.
- Tipo de cemento.
- Procesos diagenéticos.
- Minerales accesorios en la roca y minerales pesados.
- Presencia de hidrocarburos y su composición.
- Saturaciones de fluidos y resistividad del agua de formación. ^[12]

2.12.1 Requerimientos y técnicas en el análisis de núcleos.

Para una mayor seguridad con respecto a la información recogida en un programa de análisis de núcleos es necesario tomar en cuenta:

- El núcleo debe representar una sección del pozo.
- Se debe tomar en cuenta si el fluido de perforación es base aceite o agua.
- Para la determinación del grado de estabilidad de la roca, se deben recolectar varios pies de núcleos del pozo.
- Los núcleos deben ser analizados minuciosamente para recolectar información básica y datos especiales.
- El núcleo debe ser preservado y almacenado para futuros análisis. ^[12]

2.12.2 Manejo o tratamiento del núcleo.

Después de remover el núcleo del porta-núcleos, lo cual se puede hacer horizontal o verticalmente, son necesarios los siguientes pasos:

- El núcleo es extraído en orden y con cuidado, para ser colocado en el piso y limpiarlo.
- Se pintan líneas o flechas en el núcleo en dirección longitudinal para distinguir la base y el techo. Por ejemplo, se utiliza una línea roja a la derecha y otra azul o verde a la izquierda, para orientarlos siempre en la misma posición.
- La longitud del núcleo es registrada y si es posible se marca cada pie en el núcleo.
- Una descripción inicial por pie (ft) puede ser realizada en el lugar de la perforación. ^[12]

Todos los núcleos de una sección deben ser transportados y analizados en el laboratorio y puestos en orden, tomando en cuenta su profundidad. El núcleo puede ser descrito utilizando un formato general y es recomendable realizar análisis o registros gamma sobre él, conocidos como Core-Gamma, para posteriores correcciones de profundidad y correlaciones con registros de otros pozos.^[12]

2.12.3 Preservación de núcleos.

Las técnicas utilizadas para la preservación de núcleos son las siguientes:

- Sumergir el núcleo en agua desoxigenada.
- Sumergir el núcleo en petróleo no oxidado o refinado, para tratar de remover los componentes polares.
- Empacar los núcleos en bolsas plásticas o de cierre seguro. Esto se recomienda para los primeros dos o tres días. También se pueden empacar en papel aluminio o papel parafinado por corto tiempo.
- Los núcleos deben ser colocados en cajas impermeables para evitar que se afecten o se contaminen.
- Se debe tomar en cuenta la humedad del ambiente para evitar alteraciones.
- Posteriormente en el laboratorio se cortan, preservan, muestrean y se preparan para efectuar mediciones, análisis y presentación de resultados.^[12]

Al relacionar las características petrofísicas de una roca y los registros eléctricos de un pozo, mediante el análisis de núcleos, es de vital importancia la correspondencia de profundidades entre el núcleo y los registros, para lo cual se recurre a un registro de curva de core-gamma, que consiste en tomar un registro

gamma directamente del núcleo y posteriormente comparar la curva de gamma- ray del pozo con la curva de gamma-ray del núcleo y así corregir la profundidad.^[12]

2.13. Completación de pozos.

La completación de un pozo es la parte esencial de su producción. El conocimiento de los tipos de completación y los aspectos relacionados con ella, contribuirán a disminuir los problemas operacionales que se presentan usualmente. Este proceso abarca desde la terminación de la perforación del pozo hasta que se instala a la producción. En la completación del pozo se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos: el revestimiento del hoyo, la disposición del equipo de producción y el número de zonas productoras.^[14]

2.13.1 Fluidos de completación.

Los fluidos de completación o reparación de pozo son aquellos que se bombean o se hacen circular dentro del hoyo en el momento de realizar operaciones de control de pozo, limpieza, taponamiento, cañoneo, evaluación y completación. Estos fluidos permiten mantener las condiciones apropiadas para colocar la completación de modo eficiente y segura, esto evita causar daño a la formación productora. La presión hidrostática generada por el fluido de completación en la zona objetivo del pozo, por lo general, debe ser menor que la presión esperada de la formación.^[14]

2.13.2 Funciones de los fluidos de completación.

Las funciones del fluido de completación son varias y todas son muy importantes. Cada una de ellas por sí y en combinación son necesarias para lograr resultados aceptables en los trabajos de rehabilitación. Entre estas funciones tenemos:

- Controlar las presiones del yacimiento.
- Eliminar del pozo todos los sólidos móviles (ripios, arena, etc.), suspenderlos y transportarlos hacia la superficie.
- Enfriar y lubricar la sarta de trabajo y las herramientas hoyo abajo.
- Reducir a un mínimo, tanto las pérdidas por fricción mecánica como por el fluido.
- Causar el menor daño a la formación.^[12]

2.13.3 Tipos de fluidos de completación.

Los fluidos de completación se clasifican: según su homogeneidad y según su componente principal.

● Fluidos de Completación según su Homogeneidad.

- ✓ **Fluidos con Sólidos en Suspensión:** Son aquellos que contienen una gran cantidad de sólidos para incrementar su peso, y su función es controlar las presiones de la formación o yacimiento. Son poco usados, ya que originan taponamiento de las perforaciones y reducción de la permeabilidad. Esto ocasiona una disminución en la productividad de los pozos.^[14]
- ✓ **Fluidos sin Sólidos en Suspensión:** Son aquellos fluidos cuyo principal componente es petróleo o soluciones de salmuera. Estos fluidos contienen una serie de aditivos para mejorar sus propiedades, tales como: inhibidores de arcillas, anticorrosivos y controladores de pérdidas de circulación. Son los más utilizados, ya que producen poco daño a la formación, y la productividad no se afecta tanto como cuando se usan fluidos con sólidos en suspensión.^[14]

- ✓ **Fluidos Espumosos:** Estos fluidos están constituidos por emulsiones estables de lodo, aireadas (aire o gas) con aditivos estabilizadores del lodo y agentes espumosos. Tienen aplicación cuando otras técnicas no son satisfactorias por razones económicas, mecánicas u otras. Con los fluidos espumosos se baja la presión hidrostática contra la formación, con lo cual se minimiza la invasión de sólidos y la pérdida de circulación. Este fluido es muy utilizado en completaciones a baja presión. ^[14]

● **Fluidos de Completación según su Componente Principal.**

- ✓ **Petróleo:** La disponibilidad del petróleo, en la mayoría de las localizaciones, ofrece una alternativa excelente en aquellos casos donde la densidad no representa un factor crítico. Con petróleo se pueden limpiar puentes de arena y realizar procesos de fracturamiento de una manera efectiva. El petróleo que se mantiene en los tanques de almacenaje está, por lo general, suficientemente desgastado como para minimizar el peligro de incendios. Sin embargo, es necesario tomar las precauciones debidas al momento de utilizarlo para eliminar las impurezas que pudieran tener. Además, el petróleo representa un fluido muy satisfactorio para dejarlo en el espacio anular, al finalizar la completación. ^[14]
- ✓ **Agua Salada:** Las soluciones de agua salada tienen muchas aplicaciones como fluido para completaciones y reparaciones de pozos. Sin embargo, cuando la formación contiene arcillas del tipo montmorillonita, el agua puede producir una expansión o hinchamiento en la arcilla, lo cual no es deseable. Las investigaciones en laboratorio han demostrado que si estas arcillas se contaminan con agua dulce, se reduce considerablemente la permeabilidad de las formaciones. ^[14]
- ✓ **El Agua Salada Producida en el Campo:** Este es el fluido de reparación más comúnmente usado. Esto se debe, fundamentalmente, a su bajo costo y a su

disponibilidad, a pesar de que contiene bastantes sólidos. Cuando sea necesario tener una presión superior a la de la formación, se puede usar una solución de agua salada de densidad apropiada. El agua salada a base de cloruro de sodio puede alcanzar densidades entre 8,3 y 10 libras por galón (lpg).^[14]

- ✓ **Cloruro de Sodio y Cloruro de Calcio:** La combinación de cloruro de sodio y cloruro de calcio se puede utilizar para obtener las densidades comprendidas entre 10.0 y 11.0 lpg. El cloruro de sodio se puede utilizar sin mezcla con otras sales, lo cual es una práctica muy común, ya que de esta manera se disminuye el costo total del fluido.^[14]
- ✓ **Cloruro de Calcio:** Para tener una densidad máxima de 11,7 lpg, se usa el cloruro de calcio. Normalmente, el cloruro de calcio se obtiene en concentraciones de 95 %. No obstante, si se produce una disminución de la temperatura, por debajo de la temperatura de saturación, correspondiente a una densidad dada del agua salada, el cloruro de calcio se precipita. Este problema se elimina al no exceder el límite de densidad para la temperatura mínima que pudiera presentarse.^[14]
- ✓ **Nitrato de Calcio, Cloruro de Zinc y Cloruro de Calcio:** Con una solución de cloruro de calcio y nitrato de calcio se puede incrementar la densidad hasta 14,3 lpg. De una manera similar, con una combinación de cloruro de calcio y cloruro de zinc, se pueden obtener densidades de hasta 17,0 lpg. Ambas sales son costosas y los inhibidores orgánicos disponibles no proveen efectividad por periodos largos de tiempo. Debido a su corrosividad, estas soluciones deben usarse con extremo cuidado. Los fluidos de reacondicionamiento, que contengan nitrato de calcio o cloruro de zinc, no deben emplearse como fluidos de empacaduras, y en todos los casos se deben circular completamente, hasta eliminar los residuos del hoyo antes de la terminación. El factor limitante de estas salmueras es su costo relativamente alto.^[14]

- ✓ **Lodo Convencional a Base de Agua:** El lodo no puede considerarse entre los fluidos de completación más deseable, debido a que las partículas de los sólidos pueden bloquear la formación taponar las perforaciones. El análisis económico y la disponibilidad son las razones que imponen su uso, como fluido de control, en lugar del agua salada. Esto ocurre, especialmente, cuando se requieren densidades mayores de 11 lpg. El lodo a base de agua también es indeseable como fluido de empacadura, debido a la tendencia de los sólidos de acumularse alrededor de la tubería, lo que puede resultar costoso cuando se requiera un trabajo de pesca. Otro de los problemas que ocasiona la utilización de un lodo pesado (14-15 lpg) es la imposibilidad de realizar los trabajos de guaya fina durante la completación de un pozo, ya que dichas herramientas flotan en el mismo. ^[14]
- ✓ **Lodo a Base de Petróleo o Emulsiones Inversas:** El filtrado de los lodos a base de petróleo o emulsiones inversas es petróleo. Por lo tanto, estos lodos son considerados, generalmente, menos dañinos que los lodos convencionales a base de agua. Además, evita problemas de hinchamiento de las arcillas que suelen ocurrir con la presencia de agua en el fondo. Los lodos a base de petróleo o emulsiones inversas pueden usarse como fluidos de empacaduras, porque, aunque permiten cierto asentamiento de sólidos, el mismo ocurre después de un largo periodo de tiempo. También su uso está limitado a pozos profundos con altas temperaturas de fondo que requieren fluidos densos. ^[14]
- ✓ **Fluidos a Base de Polímeros:** Existen en el mercado fluidos de completación del tipo polímero, tales como: “solubridge”, “solukleen”, “WL-100”, “Baravis”, “Barabuf”, “Baracard”, los cuales son considerados como fluidos limpios. Sin embargo, su uso ha sido muy limitado en Venezuela, principalmente por su alto costo. ^[14]

2.13.4 Propiedades de los fluidos de completación.

● Densidad.

La densidad se define como la relación existente entre la masa por unidad de volumen de una sustancia en particular. En los fluidos de trabajo esta relación viene dada en lbs/gal. ^[12]

Durante la perforación de un pozo, el control de densidad del fluido juega un papel importante. La prevención y control del influjo de fluidos desde la formación al pozo, permite que el proceso de perforación sea llevado a cabo de una forma segura. El peso o densidad del fluido debe ser suficiente para contener el o los fluidos de la formación, pero su valor no debe ser demasiado alto como para fracturar la formación y originar pérdidas de circulación. ^[12]

Altas densidades provocarán altas presiones hidrostáticas, las cuales tienen gran influencia en las tasas de penetración, que se verán reducidas a medida que la densidad es mayor. La mecha encontrará mayor oposición al penetrar las formaciones por efecto de presión en la cara posterior de la mecha de perforación. ^[12]

Otro problema que se podría generar por tener una densidad muy alta es la pega de la sarta de trabajo. La densidad también influye en la capacidad de levantar o remover los cortes hacia la superficie. ^[12]

Fluidos libres de sólidos son frecuentemente preferidos para trabajos de reparación y completación, debido a que mantienen sus propiedades estables durante largos períodos en condiciones del hoyo. Estos fluidos pesados, libres de sólidos son preparados por solución de varias sales, tales como cloruro de potasio, cloruro de

sodio, carbonato de potasio, entre otras. Para determinar la cantidad de material de peso que es necesario agregar a un lodo para aumentar su densidad, se utiliza la siguiente fórmula: ^[12]

$$W=350 \times GE \times (f-i) \times Vi / (8,33 \times GE - f)$$

(Ec. 1)

Donde:

W= Peso del material densificante necesario, lbs.

GE= Gravedad específica del material densificante.

f= Densidad final del fluido, lpg.

i= Densidad inicial del fluido, lpg.

Vi= volumen inicial del fluido, bls.

● Viscosidad Plástica.

Resistencia del fluido a fluir, causada principalmente por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase fluida. Es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el lodo. ^[13]

La concentración de los sólidos juega un papel de importancia en el control de la viscosidad plástica. Un cambio en el tamaño (reducción) de las partículas sólidas, un cambio en la forma de los mismos o una combinación de ambas, todo aumento en la superficie total expuesta de los sólidos se reflejará en el incremento de los valores de la viscosidad plástica. Existen tres formas de controlar la concentración de los sólidos perforados: dilución, sedimentación y control mecánico de los mismos. ^[13]

La unidad utilizada para su medición es el centipoise y se obtiene utilizando un Viscosímetro Rotacional tomando la lectura de 600 rpm y restándole la de 300 rpm. [13]

$$VP(\text{Cps}) = \text{Lectura } 600\text{rpm} - \text{Lectura } 300\text{rpm}$$

(Ec. 2)

● Punto Cedente.

Resistencia de un fluido a fluir, causada por las fuerzas de atracción entre las partículas, producto de la interacción de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida del lodo, la cantidad de sólidos y la concentración iónica de las sales contenidas en la fase fluida del lodo. [13]

Valores altos de punto cedente pueden tener varias causas: presencia de contaminantes como sal, cemento o anhidrita, pueden provocar la floculación de la arcilla. Un aumento en la concentración de sólidos aumenta el número de cargas de superficie y disminuye la distancia entre ellas. Para su tratamiento se pueden añadir sustancias químicas que anulen el efecto de las cargas eléctricas sobre las arcillas (fosfatos, taninos, lignosulfonatos). Todo aquello que produzca floculación en un lodo, determinara un incremento en el punto cedente. [13]

Al igual que la viscosidad plástica, se obtiene utilizando un Viscosímetro Rotacional y no es más que la lectura a 300 rpm menos el valor de viscosidad plástica. [13]

$$Pc = L300 - VP$$

(Ec. 3)

Donde:

L300 = Lectura a 300 RPM del viscosímetro de Fann.

VP= Viscosidad Plástica (cps).

● **Fuerza de Gel.**

Es una medida de interacción eléctrica entre las partículas presentes en un fluido en condiciones estáticas, y se expresa en Lbs/100 pie². Indican la capacidad de suspensión de sólidos de un fluido en estado estático (tixotropía).^[12]

● **pH.**

Es una medida de la alcalinidad en un lodo; el punto neutro es 7, por encima de este valor el fluido es más alcalino, y por debajo del mismo aumentará el carácter ácido.^[12]

● **Contenido de Sólidos.**

Es una medida de la proporción de sólidos presente en un fluido, en relación con el volumen total (sólido + líquido), normalmente se expresa en %, en mg/lts o en ppm. Los sólidos que no son solubles en agua o ácido se consideran indeseables, ya que su intrusión en la formación productora reduce considerablemente la permeabilidad original y, en algunos casos, puede ocasionar daños irreversibles.^[12]

2.14 Daño a la formación.

Mediante ciertas evaluaciones y correlaciones que normalmente se hacen con pozos vecinos que atraviesan la misma capa productiva, es posible determinar una producción esperada para un nuevo pozo con similares características. Hay situaciones, sin embargo, bastante comunes, en los que este nuevo pozo no produce como se esperaba.^[3]

La baja producción de una capa productiva puede tener que ver con un cambio litológico local ligado al ambiente geológico deposicional, que ha provocado, por

algún motivo geológico, una disminución de la porosidad y/o de la permeabilidad de la formación. Estas causas son, por lo tanto, causas naturales, y no pueden ser evitadas, minimizadas y algunas veces, tampoco predichas. La solución que se plantea para estos casos es aumentar el área abierta al sistema poroso para estimular la producción de la capa productiva, previo análisis económico, es decir una estimulación por fracturamiento hidráulica (Hydraulic Fracturing).^[3]

Cuando la roca reservorio ha sido dañada por causas artificiales se dice que existe un daño en la formación, o dicho de otro modo, que el pozo está dañado.^[3]

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad (k) y porosidad (f) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que en la bibliografía se la conoce como (skin), que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad. La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada, se denotan como $k(\text{skin})$ y $f(\text{skin})$ respectivamente.^[3]

El daño, como se mencionó anteriormente, es una causa artificial, que reduce la producción de una capa productiva, no es posible de evitar, por lo tanto debe ser minimizado. En un equilibrio físico y químico como es un reservorio, al perforarlo, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con otro artificial, que puede ser o no compatible con ese reservorio; de esta manera, está siendo alterado el sistema inicialmente en equilibrio. La prevención del daño apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan con el mínimo daño, o mínima contaminación posible, evitando así, que la producción se vea afectada. El daño puede estudiarse mediante el análisis de transientes de presión. Las principales y más comunes causas de la existencia de un daño de formación, y las respectivas consideraciones para minimizarlo son:^[3]

● **Perforación:** Es el principal motivo de daño en la formación, tiene que ver con la infiltración del lodo de perforación, de sólidos del corte y el revoque. Para

minimizarlo es conveniente atravesar las formaciones productivas en el menor tiempo posible, para evitar el prolongado contacto del lodo con la formación; que el lodo contenga la menor cantidad de sólidos posibles, tanto agregados como del corte; y que los fluidos de perforación no interaccionen ni química ni físicamente con la roca reservorio.^[3]

- **Entubación:** Es muy común, sobre todo en la zona de la cuenca austral de Argentina, que existan capas productivas muy por encima de la profundidad final del pozo, para que estas capas productivas no sean dañadas, es conveniente que una vez atravesadas las mismas, el pozo se entube antes de seguir perforando hasta la mencionada profundidad final. Cuando la distancia entre las capas productivas superiores e inferiores es muy prolongada, normalmente el pozo se termina colgando un liner o camisa de producción desde el piso de los niveles productivos superiores hasta el fondo del pozo, para abaratar los costos de terminación.^[3]
- **Cementación:** La buena cementación de los niveles productivos es más que importante a la hora de poner en producción un pozo. En primer lugar el cemento no debe infiltrarse en la formación, además, el revoque debe haber sido totalmente removido antes de iniciar la cementación, es decir, es necesario asegurar un buen lavado para lograr una buena adherencia entre el cemento y la tubería revestida, y entre el cemento y la formación, de modo que el nivel productivo quede absolutamente aislado antes de cañonear.^[3]
- **Cañoneo:** La cápsula del proyectil que se dispara para hacer los punzados debe ser de buena calidad y construcción, de lo contrario, quedaría un tapón provocado por el mismo proyectil que obstruiría el sistema poroso. La solución que se plantea para pozos en donde existe daño de formación es crear un sistema de canales tipo by-pass, es decir, un sistema canalizado alternativo (wormholes). El método a utilizar en este caso, es la estimulación por acidificación de la matriz (Matrix Acidizing), mediante la cual se inyecta en la formación un volumen

controlado de fluidos ácidos a una presión y un caudal por debajo del límite de fractura de la roca reservorio, de modo que la estimulación no se salga de control y afecte sólo a una parte del reservorio.^[3]

Existen en el mercado algunos ácidos como el HCl(aq) y el HF(aq) cuyo costo no es excesivo y son capaces de disolver algunos componentes de la roca, aumentando la porosidad y permeabilidad.^[3]

Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo. En primer lugar, aquellos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones roca/fluidos y fluido/fluido. Segundo, aquellos que alteran las propiedades interfaciales entre la roca y los fluidos, y las de la superficie de la roca. También, existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológico.^[3]

Los daños a la formación pueden ser causados por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que, estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, con lo cual se reduce la permeabilidad. La temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones fluido/roca.^[3]

2.14.1 Migración/taponamiento por partículas finas.

Los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo. Para que ocurra su migración, las partículas deben desprenderse de la superficie del

grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad del fluido es máxima. ^[3]

Las partículas finas se caracterizan por tener un tamaño promedio de grano que va desde el tamaño coloidal hasta 40 micrones. Las partículas coloidales son afectadas por la difusión Browniana y los efectos de la doble capa eléctrica. Las partículas mayores que el tamaño coloidal son afectadas por las fuerzas hidrodinámicas. Las principales partículas finas que se hallan en el medio poroso son las arcillas autigénicas (Caolinita, illita, esmectita y clorita), seguidas por cuarzo, sílice amorfo, feldespatos y carbonatos (calcita, dolomita y siderita). ^[3]

- **Caolinita.** $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$: No tiene agua interlamina. No se expande, pero se fractura y migra, por efecto de la concentración iónica del medio. Se reconoce fácilmente en microfotografías por su aspecto de láminas paralelas perfectamente colocadas unas sobre otras. ^[3]
- **Illita** $(\text{K}_{1,8}(\text{Al}_{1,6}\text{Fe}_{0,2}\text{Mg}_{0,2})(\text{Si}_{3,4}\text{Al}_{0,6})\text{O}_{10}(\text{OH})_2)$: La illita se reconoce en microfotografías por su forma de agujas o cabellos. Es muy propensa a quebrarse y migrar por el movimiento de fluidos. ^[3]
- **Clorita.** $((\text{MgFe})_5 (\text{AlSi}_3) (\text{AlO}_{10}) (\text{OH})_8)$: Se reconoce en microfotografías porque sus láminas planas están dispuestas en forma de rosetas u hojas de repollo. Esta arcilla no es propensa a disgregarse y migrar ni a expandirse, pero, por su alto contenido de hierro, es muy problemática a la hora de inyectar ácido clorhídrico en la formación. ^[3]

2.14.2 Mecanismos de desprendimiento.

Generalmente, la migración de partículas finas se produce en dos etapas, la primera es el desprendimiento de las partículas por sensibilidad a los fluidos y el segundo es el transporte de las partículas por el fluido. El efecto del desprendimiento de las partículas se produce por incompatibilidad entre los fluidos de origen externo y los de la formación, que tienden a reducir las fuerzas de adhesión entre las partículas y las paredes de los granos; y las fuerzas hidrodinámicas que desprenden la partícula de tamaño entre 2 y 40 micrones. Una vez desprendida la partícula, la transportan a través del medio poroso, hasta que es atrapada en el cuello de los poros, reduciendo la permeabilidad. ^[3]

2.14.3 Factores Electro-Químicos:

Los factores que influyen en el efecto químico de desprendimiento de las partículas finas son:

- **La fuerza iónica del medio:** A menor concentración de cationes en el fluido de invasión, mayor será la repulsión entre las superficies de las partículas y de los granos. ^[3]
- **El pH:** Está relacionado con el punto de carga cero, el cual se define como el valor del pH en el cual la carga neta de la partícula es cero. Si el pH del fluido de invasión es mayor que el pH correspondiente al punto de carga cero de la partícula, ésta se desprenderá de la superficie del grano. La Caolinita es la arcilla más sensible a los cambios de pH, ya que sus bordes están compuestos de capas expuestas de aluminio y silicio, los cuales, a pH bajo tienen carga neta negativa, estando su punto de carga cero en un intervalo de pH entre 3,5 y 4,6. ^[3]

El pH y la concentración iónica salina están relacionados íntimamente, ya que un ambiente salino adecuado puede contrarrestar el efecto del pH. ^[3]

El pH es un indicador de la acidez de una sustancia. Está determinado por el número de iones libres de hidrógeno (H^+) en una sustancia. La acidez es una de las propiedades más importantes del agua. El agua disuelve casi todos los iones. ^[3]

El pH sirve como un indicador que compara algunos de los iones más solubles en agua. El resultado de una medición de pH viene determinado por una consideración entre el número de protones (iones H^+) y el número de iones hidroxilo (OH^-). Cuando el número de protones iguala al número de iones hidroxilo, el agua es neutra. Tendrá entonces un pH alrededor de 7. ^[3]

El pH del agua puede variar entre 0 y 14. Cuando el pH de una sustancia es mayor de 7, es una sustancia básica. Cuando el pH de una sustancia está por debajo de 7, es una sustancia ácida. Cuanto más se aleje el pH por encima o por debajo de 7, más básica o ácida será la solución. ^[3]

El pH es un factor logarítmico; cuando una solución se vuelve diez veces más ácida, el pH disminuirá en una unidad. Cuando una solución se vuelve cien veces más ácida, el pH disminuirá en dos unidades. El término común para referirse al pH es la alcalinidad. ^[3]

● **Temperatura:** Un aumento en la temperatura acelera el daño causado por la migración de las partículas finas, debido a que la concentración crítica de la sal se alcanza más rápidamente. ^[3]

2.14.4 Factores Físicos:

El proceso físico de desprendimiento y transporte de las partículas finas ocurre cuando las partículas que están adheridas a la superficie de los granos son

movilizadas por fuerzas de arrastre del flujo del fluido en el medio, en donde las fuerzas hidrodinámicas tienen su mayor influencia, creciendo ésta con el tamaño de las partículas. Los factores que influyen en este proceso físico son: ^[3]

- **Tasa de Flujo:** Si la velocidad del flujo es baja, las partículas finas dispersas pueden ordenarse gradualmente para realizar su recorrido en la formación a través de los poros. En cambio, a velocidades altas, no existe una distribución adecuada de las partículas, lo que hace que interfieran unas con otras y se acumulen en los cuellos de los poros, produce taponamiento. ^[3]

Existe una velocidad, por encima de la cual la migración de partículas finas es masiva, y se llama "velocidad crítica de flujo". El cálculo de este valor es muy importante, ya que se utiliza para determinar la velocidad máxima de desplazamiento para prevenir el daño, a nivel de laboratorio, y a la vez, efectuar un escalamiento para los valores de inyección o producción a nivel del pozo. ^[3]

- **Viscosidad:** A medida que aumenta la viscosidad del fluido en el medio, aumentan las fuerzas de arrastre sobre las partículas, por lo que será más fácil desprender las partículas si el fluido es más viscoso. Esto es, su velocidad crítica será menor. ^[3]
- **Intercambio Catiónico:** Cuando un mineral se pone en contacto con una solución acuosa comienza un proceso de intercambio de cationes, donde cationes de la solución pasan al mineral y viceversa. Existe una región, llamada región difusa entre el mineral y la solución original en donde se localizan los cationes en viaje. La importancia de la región difusa es que a medida que sea menor, mayor será el grado de floculación. ^[3]
- **Mojabilidad de Superficie y Partículas:** En general, cualquier fluido al moverse en el medio poroso puede alcanzar una velocidad de arrastre suficiente

para desprender partículas de las paredes de los poros. Sin embargo, cuando las superficies y las partículas están mojadas por la fase inmóvil, a saturación residual (agua, en general), y la fase que fluye es la que no moja las superficies (petróleo), el caso normal es que no se alcance la velocidad crítica para que las partículas se desprendan. ^[3]

Cuando la saturación de la fase mojante aumenta y ésta se hace móvil, se alcanza con facilidad la velocidad crítica, y las partículas comienzan a desprenderse y migrar. Este fenómeno puede observarse en pozos que comienzan a producir con muy bajos porcentajes de agua. ^[3]

2.14.5 Deposición de partículas.

Una vez desprendida, las partículas finas tienen varias formas de depositarse, que dependen de su tamaño y de su morfología, como se describe a continuación:

- **Deposición Uniforme:** En donde todas las partículas tienen un tamaño similar lo que le da una buena estabilidad a obstrucción, pero también pueden depositarse en paredes de los poros, por lo cual el efecto de daño no se aprecia inmediatamente. ^[3]
- **Taponamiento por Diferencia de Tamaño:** Cuando la partícula es mayor que el cuello del poro. ^[3]
- **Formación de Puentes:** Por la aglomeración de partículas de diferentes tamaños, en las gargantas de los poros. ^[3]

2.14.6 Prevención de los daños inducidos durante la perforación.

La causa principal de la invasión de filtrados y sólidos del fluido de perforación hacia los yacimientos es la presión diferencial o sobre balance de la columna hidrostática del fluido en contra de la presión del yacimiento.^[3]

Dadas las consecuencias económicas que tiene el daño inducido durante la perforación, es recomendable tener una base de datos actualizada del yacimiento, que incluya registros de presión estática, para poder diseñar los fluidos de perforación a la mínima densidad compatible con los márgenes de seguridad. Si los yacimientos se hallan en un grado de agotamiento avanzado, es recomendable la perforación con fluidos de muy baja densidad, aireados o espuma.^[3]

Para minimizar la invasión del filtrado, así mismo se recomienda la utilización de fluidos que puedan construir un revoque impermeable rápidamente, y que este revoque pueda ser removido por la presión del yacimiento al fluir el pozo. Para esto existen fluidos saturados de sal, o con partículas inertes de tamaño controlado, capaces de formar este tipo de revoque.^[3]

Es necesaria la caracterización mineralógica de la roca del yacimiento, así como de los fluidos que la saturan, agua y petróleo, para prever las reacciones químicas que podrían ocurrir cuando el filtrado del fluido invada la formación. Así mismo, de disponer de núcleos de la formación, se recomienda realizar pruebas de flujo a través de los mismos, para hallar la reducción de la permeabilidad debida a la invasión del filtrado y sólidos del fluido.^[3]

Se sabe que gran parte de los fluidos de perforación cumplen con sus funciones en forma óptima a valores altos de pH. Esta alcalinidad, al filtrarse hacia el medio poroso podría activar los surfactantes naturales del crudo de la formación, formando

emulsiones en el medio poroso. Los polímeros de tipo xantano, HEC, CMC y CMHEC, pueden penetrar con el filtrado. Se encogen como un resorte por efecto de la presión para penetrar al medio poroso, y recuperan su volumen al hallar espacio suficiente en un poro, bloqueando al paso de fluidos. Este es un enfoque que no se ha observado con las poliacrilamidas.^[3]

2.14.7 Métodos cualitativos para diagnosticar la posibilidad de daño a la formación.

Si podemos identificar con anterioridad antes de que se realice el trabajo que induciría al daño de la formación se podría evitar la posibilidad de la baja productividad de un pozo. Existen varios métodos para evaluar cualitativamente la posibilidad de daño:^[3]

- Registro de resistividad de pozos anteriores.
- Revisión de la historia de perforación / terminación /reparación de pozos anteriores.
- Análisis de estimulaciones previas.
- Comparación con el comportamiento de los pozos vecinos.
- Análisis nodal.
- Pruebas de flujo a través de núcleos.
- Análisis de fragmentos o ripio cortados de la formación.

2.15 Estimulación.

Es un conjunto de tratamientos que tienen por objeto eliminar el daño a la formación y, según el caso, restaurar su capacidad natural de producción, o llevarla por encima de este valor. Si la inyección de tratamiento se realiza a tasas y presiones inferiores a las necesarias para vencer la resistencia mecánica de la roca, el tratamiento será matricial. Si se excede la resistencia mecánica de la roca, será un tratamiento de fracturamiento. Esta actividad si no se realiza adecuadamente puede salirse de control y afectar a gran parte del reservorio causando aun mayor daño al pozo que la que tenía inicialmente. ^[3]

2.15.1 Estimulación matricial.

Es todo tipo de fracturamiento inyectado a tasas y presiones inferiores a los necesarios para vencer la resistencia mecánica de la roca, para restaurar la capacidad natural de producción del pozo. Consiste en eliminar el daño a la permeabilidad en las cercanías del pozo. Se lleva a cabo inyectando fluidos en la formación, reactivos o no, en régimen de flujo radial, a presiones inferiores a la presión de fracturamiento de la formación. El fracturamiento ácido estimula el pozo mas allá de su capacidad natural de producción, mediante la eliminación del daño y de parte de la matriz de la roca. Los fluidos se inyectan a presiones por encima de la presión de fracturamiento de la formación, con el objeto de crear canales de alta permeabilidad por medio de la disolución química de parte de la matriz. En este caso, la permeabilidad creada es mayor que la original de la formación. ^[3]

● Reacciones con ácidos:

✓ Acido Clorhídrico.

El ácido comúnmente utilizado en las operaciones de campo es el ácido clorhídrico, el cual consiste en una solución de gas de Cloruro de Hidrogeno en agua. La concentración frecuentemente utilizada es del 15 %. En la terminología aceptada significa que 15 % en masa de cloruro de hidrogeno en gas es disuelta en agua. Varias concentraciones son empleadas, rangos desde aproximadamente 5 % hasta 35 %. El más alto número (aproximadamente) representa el máximo monto de cloruro de hidrogeno en gas que puede ser disuelto en agua. ^[3]

Reacción con Calcita:

La aplicación más común del ácido clorhídrico en operaciones de campo es para disolver caliza, la cual en forma cristalina es conocida como calcita, CaCO_3 . La reacción es la siguiente: ^[3]



Reacción con Dolomita:

El ácido clorhídrico también reacciona con otros materiales calcáreos comunes, como la Dolomita cuya fórmula química es $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, y su reacción química es: ^[3]



Reacción con Siderita:

Al este de Canadá, uno de los carbonatos más comunes es el carbonato ferroso, FeCO_3 , conocido como siderita. Este suele presentarse como clastos en gran número de formaciones incluyendo el Cardium. La reacción es la siguiente: ^[3]



Reacción con Fluidos de Perforación:

El componente de los fluidos de perforación con el cual usualmente se debe ser precavido (relativo a reacción con ácidos) es la arcilla (Bentonita) a partir de la cual se preparan los mismos. Cuando la bentonita seca se hidrata para preparar los fluidos de perforación, el agua se combina con la bentonita hasta causar que la misma se hinche. Algunos trabajos anteriores llegan a la teoría de que mediante el contacto de bentonita hidratada con ácido clorhídrico, se pudiera lograr que la bentonita desprendiera parte del agua asociada a ella. ^[3]

Si esto fuera cierto, las partículas del lodo pudieran ser dispersadas por un dispersante químico y luego pudieran ser removidas del pozo más fácilmente. En esto se basó la sugerencia de la aplicación del ácido clorhídrico como un fluido para limpieza de pozo. ^[3]

✓ Mezcla de Ácido Clorhídrico y Ácido Fluorhídrico:

Ya que el ácido clorhídrico no reacciona apreciablemente con los silicatos de arcilla, y el ácido fluorhídrico si lo hace en algún grado, la industria encontró una manera de aplicar este último. ^[3]

El ácido fluorhídrico es extremadamente corrosivo al tacto humano, y por tanto, peligroso su manejo. Una manera más segura de utilizarlo en el campo debería ser ideada. Esto fue logrado mediante una reacción de sal pulverizada de ácido fluorhídrico, como el sodio bifluórico y amonio bifluórico con ácido clorhídrico para producir una solución de ácido fluorhídrico en ácido clorhídrico. Algo de clorhídrico es obviamente consumido en esta reacción. El polvo proveniente del bifluórico no debe ser inhalado o respirado, por lo que se sugiere una mascarilla para el personal encargado de su manejo. ^[3]

Reacción con Calcita:

La reacción entre el ácido clorhídrico y la calcita progresa esencialmente como si el ácido Fluorhídrico no hubiese estado presente hasta que la concentración de ácido clorhídrico se debilita y la concentración del calcio en solución aumenta. En ese momento, el flúor se combina con el calcio para formar un precipitado insoluble de fluoruro de calcio. Por esta razón, la mezcla de ácidos fluorhídrico/clorhídrico no es recomendada en formaciones con alto contenido de calcio. ^[3]

Reacción con Dolomita:

Son sugeridas las mismas precauciones que para las formaciones con calcita. ^[3]

Reacción con Siderita:

Precauciones similares a las anteriores son sugeridas, pero por otras razones. Hidróxido de hierro insoluble pudiera formarse al aumentar el pH. En otras reacciones, las sales en solución pueden combinarse para formar un fluorsilicato insoluble. ^[3]

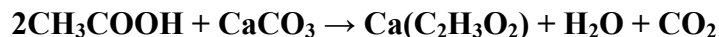
Reacción con Silicatos:

El ácido fluorhídrico/clorhídrico puede reaccionar con silicatos. La reacción con ciertas arcillas como la bentonita, esmectita, montmorillonita y otras, es mucho más rápida que con las areniscas. Otras arcillas pueden reaccionar muy lento, y la efectividad de dichos ácidos en remover algunas de estas arcillas por tanto entra en duda. Durante la reacción las areniscas que contienen arcillas y/o feldespato, tienen complejas reacciones, y estas, pueden tomar lugar y resultar en la precipitación de sílice coloidal y puede que también Fluoruro de aluminio. En presencia de sodio o potasio, Fluorsilicatos pueden también precipitar.^[3]

✓ **Ácido Acético:**

Para la acidificación de formaciones bajo altas condiciones de temperatura, cierto ácido orgánico ha sido utilizado por varios años. La tasa de reacción de ácido acético en carbonato de calcio es relativamente lenta en presencia de los productos reactivos, incluso a altas temperaturas, y la tasa de corrosión del ácido en condiciones tubulares es un tanto baja a más altas temperaturas aún. Estas son ventajas significantes.^[3]

Reacción con Calcita:^[3]



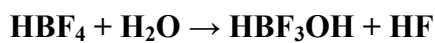
✓ **Ácido Fluorhídrico:**

Una importante contribución a la tecnología de la acidificación es el desarrollo de una técnica relativamente nueva tanto para la estimulación de arenas como para la

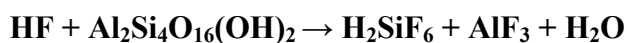
estabilización de fino en dichas formaciones. La técnica se basa en el uso de ácido fluobórico, HBF_4 .^[3]

En la arena, el ácido fluobórico hidroliza para formar ácido fluorhídrico. El HF luego reacciona con la arena o con los finos de arcilla relativamente rápido. Por tanto, el producto de la primera reacción es consumido. Así, la reacción de hidrólisis es estimulada para luego dar lugar a la generación de HF.^[3]

Esta secuencia de eventos permite la generación de HF en las profundidades de la formación. En contraste, el HF en el ácido HCl/HF se puede gastar relativamente rápido, y una estimulación profunda sería imposible mediante una simple HCl/HF. La reacción de hidrólisis es:^[3]



La reacción de cómo el ácido se gasta en las arcillas y finos en las arenas es la siguiente:^[3]



Existe indicativo de que el ácido fluorhídrico en la primera reacción hace contacto con fino tal como la caolinita, también forma borosilicatos. Trabajos realizados sugieren que el borosilicato tiene la habilidad de fusionar las placas de tal manera que logra prevenir su desintegración y migración. Este efecto de estabilización de arcillas es una ventaja significativa de este proceso. Además, se ha comprobado que este sistema también tiene la habilidad de estabilizar los finos de cuarzo.^[3]

Un tratamiento típico podría consistir en un preflujo de HCl, un moderado tratamiento con HF/HCl, un espaciador de NH_4Cl y luego HBF_4 . El pozo podría cerrarse por un tiempo prolongado, mayor a 96 horas, dependiendo de la temperatura. Más recientemente, la aplicación de la técnica ha sido modificada para que el tiempo de cierre no sea tan largo.^[3]

● **Otras reacciones importantes:**

✓ **Precipitación de Fluoruro de Calcio:**

Una de las reacciones más peligrosas que comúnmente ocurren es la precipitación de fluoruro de calcio de una solución, como resultado de una reacción entre el carbonato de calcio y el ácido fluorhídrico/clorhídrico. El calcio se combina con el flúor para producir fluoruro de calcio, un precipitado insoluble en agua. Por esa razón, la mezcla HF/HCl no debería ser utilizada en formaciones con carbonatos, y debería ser siempre precedida por un espaciador de ácido clorhídrico para disolver y separar cualquier mínima cantidad de calcio. Algunos operadores luego de utilizar el ácido clorhídrico usan amoníaco para así incrementar la certeza de la separación de los cationes previamente disueltos por el HCl.^[3]

✓ **Precipitación de Fluorsilicatos:**

En la reacción de la mezcla de HF/HCl con la arena, uno de los productos de la misma es el ácido fluosilicio. Este en cambio puede ser combinado con iones comúnmente encontrados en formaciones de agua, o asociado con productos ácidos reactivos, como el sodio o el potasio. Los productos de esta reacción podrían incluir fluorsilicatos de esos elementos mencionados. Todos estos son insolubles y pueden causar una considerable pérdida de productividad. Una similar serie de reacciones

pueden ocurrir como resultado de la reacción de la mezcla de HF/HCl en arcillas, las cuales son ricas en aluminio, y en las cuales el primer producto es el ácido fluoaluminico más que el ácido fluosilicio. Similarmente, el precipitado final es el aluminio férrico más que fluorsilicatos.^[3]

Es aconsejable incluir la mezcla de ácido en un sándwich de ácido clorhídrico antes y después de la mezcla. Algunos prefieren separar la mezcla de HCl/HF del fluido desplazante con un espaciador de cloruro de amonio, más que de HCl.^[3]

✓ **Precipitado de Hidróxido de Hierro:**

El hierro es quizás uno de los peores contaminantes en la acidificación, y casi siempre está presente. Fuentes de hierro incluyen impurezas de ácido clorhídrico provenientes de los tanques. El color amarillo, en el campo, usualmente está asociado con el ácido clorhídrico debido a las impurezas. HCl puro es claro e incoloro. La siderita, clorita, glauconita, pirita, todos estos contienen hierro. Para que el hierro sea dañino debe estar en su forma férrica. El hierro común no representa un mayor problema. En presencia de hierro y ácido clorhídrico, el hierro férrico se convierte en ferroso. Por tanto, siempre y cuando el férrico este en contacto con ácido clorhídrico en la tubería, hay buenas probabilidades de que sea convertido en ferroso.^[3]

✓ **Formación de Precipitados por Reacciones Químicas en el Medio Poroso:**

Entre los fluidos que se utilizan para la estimulación de pozos se encuentran los ácidos, los cuales, usados en forma adecuada no deben causar daños a la formación. La reacción entre los ácidos y los minerales provoca la disolución de éstos, por lo que se produce la precipitación de otras especies químicas al gastarse el ácido y aumentar

el pH. En contacto con ácidos, la mineralogía de muchas areniscas promueve la formación de precipitados potencialmente dañinos.^[3]

Las areniscas son rocas sedimentarias, cuyo componente mayoritario es el cuarzo, también contiene feldespatos (potásicos y sódicos), arcillas (caolinita, illita, clorita, montmorillonita), óxidos de hierro, siliceamorfa y carbonatos.^[3]

Si en la formación existen minerales que contengan hierro en su estado Fe^{3+} , la reacción del ácido clorhídrico disolverá este hierro, y lo mantendrá en suspensión hasta que el pH aumente a un valor mayor de 2,2. Bajo esta condición, precipitará en forma de hidróxido férrico, $Fe(OH)_3$, amorfo e irreversible. Esta precipitación se evita mediante el uso de acomplejantes de hierro.^[3]

● **Daños durante las operaciones de estimulación Química Matricial:**

La estimulación química matricial es un proceso mediante el cual se trata de restablecer la permeabilidad efectiva al petróleo o gas de una roca, eliminando el daño mediante la inyección de fluidos, reactivos o no, a tasas de inyección y presiones por debajo de los límites de fractura de la misma. Solamente el daño alrededor del pozo puede ser disminuido durante este proceso. Si la formación tiene baja permeabilidad natural, no habrá mejoras en la productividad por estimulación química.^[3]

● **Daños por Estimulación Química Matricial Ácida en Areniscas:**

La primera consideración que debe haberse hecho antes de diseñar una estimulación de este tipo es un diagnóstico correcto del daño presente y haber determinado que esta es la estimulación adecuada. Debe tomarse en cuenta que los ácidos son fluidos que su contacto con el crudo de la formación puede

producir precipitados orgánicos, generalmente de tipo asfáltico, por lo cual el primer paso a seguir es la inyección de un volumen de espaciador que contenga solventes aromáticos y de muy baja tensión interfacial, para evitar el contacto del ácido con el crudo, y bajar la saturación de petróleo residual en el área a tratar alrededor del pozo.^[3]

El tratamiento ácido propiamente dicho comienza con la inyección de ácido clorhídrico, a manera de preflujo, para eliminar los carbonatos presentes en la formación y evitar su contacto con el ácido fluorhídrico en cualquiera de sus variantes que sería el tratamiento principal.^[3]

Este ácido clorhídrico puede causar daños a la formación de las siguientes maneras:

El ácido clorhídrico, como cualquier otra especie acuosa puede desestabilizar arcillas, como ocurre con la caolinita, desprendiendo partículas finas y favoreciendo su migración. Las formaciones de arenisca contienen minerales de hierro, tales como carbonatos (siderita y ankerita), sulfuros (pirita) y arcillas (clorita). Todos ellos, excepto la clorita contienen hierro en estado de oxidación +2 (ferroso). La clorita contiene hierro + 3 (férrico).^[3]

La clorita no se disuelve completamente en el ácido, sino que los cationes interlaminares (Fe^{2+} , Mg^{2+} y Al^{3+}), son elevadores de la superficie de la arcilla, dejando un residuo sílico amorfo. A medida que el ácido se gasta contra los carbonatos presentes, aumenta rápidamente el pH, y el CO_2 que se transforma reaccionará con el Fe^{2+} proveniente de la clorita, precipitando en forma de carbonato ferroso cristalino, que tapaná los poros. Al alcanzar el pH el valor de 2, se formará un

precipitado de hidróxido férrico $\text{Fe}(\text{OH})_3$. Este precipitado es amorfo y tapaná el medio poroso.^[3]

La segunda parte de un tratamiento ácido matricial en areniscas consiste en ácido fluorhídrico o unas de sus variantes. Este ácido disuelve minerales silíceos como cuarzo, feldespato, arcilla, etc., pero los productos de estas reacciones pueden precipitar, y ocurren también reacciones sucesivas en cadena de estos productos que en general producen precipitados indeseables.^[3]

En la formación hay fuentes indeseables potenciales de sodio, potasio y calcio, bien sea porque son constituyentes de los minerales presentes, o porque han sido introducidos en los filtrados de los fluidos de perforación/terminación/repación. La primera reacción de HF con un mineral silíceo producirá ácido fluosilícico H_2SiF_6 . Este ácido, al hacer contacto con sodio o potasio y gastarse el HF, precipitará los siguientes compuestos:^[3]

Na_2SiF_6 : Fluosilicato de sodio, amorfo.

K_2SiF_6 : Fluosilicato de potasio, amorfo.

El contacto directo de HF con calcio precipitará fluoruro de calcio. Todos estos precipitados son irreversibles y taponan efectivamente el medio poroso.^[3]

Es importante conocer la función de cada uno de los aditivos que se agregan a un ácido para la estimulación de un pozo. Se ha hablado ya del efecto adverso que puede tener un exceso de inhibidores de corrosión al alterar la mojabilidad de la roca, pero así mismo, otros aditivos pueden ser necesarios para controlar algunas propiedades del ácido, y pueden causar daños a la formación; así los solventes mutuales pueden favorecer el desprendimiento y migración de partículas finas, los

acomplejantes de hierro pueden reaccionar con calcio presente y precipitar, y los surfactantes, agregados para bajar la tensión interfacial del ácido y evitar la formación de emulsiones, pueden presentar conflicto con los fluidos o con los minerales y producir el efecto contrario. En resumen, hay que controlar numerosas variables, simultáneamente.^[3]

● Daños por Estimulación Matricial en Carbonatos:

Los yacimientos de carbonatos que contienen hidrocarburos pueden ser de caliza (CaCO_3) o de dolomita $(\text{CO}_3)_2\text{CaMg}$, o de mezclas de ambos. Entre las impurezas más comunes encontradas en estos yacimientos tenemos: Pirita (FeS_2) y Siderita $(\text{CO}_3)_3\text{Fe}_2$. La caliza, generalmente contiene sus fluidos en sistemas de fracturas naturales, que constituyen su porosidad secundaria, con una porosidad primaria baja, que contribuye al sistema de fracturas naturales. La dolomita posee buena porosidad primaria y sus granos se presentan cristalizados. La caliza reacciona muy rápidamente con HCl, mientras que la dolomita lo hace más lentamente.^[3]

Al acidificar los carbonatos, el daño a la formación se elimina con disolución de la matriz de la roca. Algunos daños que pueden causarse en carbonatos por acidificación son:^[3]

- ✓ Desprendimiento de partículas de dolomita, que taponarán los canales de flujo.
- ✓ Disposición de precipitados secundarios que producirán taponamiento; así cuando se usan altas concentraciones de HCl para acidificar dolomitas, puede precipitar taquihidrita amorfa: $\text{CaMgCl}_6\text{H}_2\text{O}$.^[3]

CAPÍTULO III

EQUIPO Y HERRAMIENTA UTILIZADOS

3.1 Determinación de la mineralogía de arcilla.

La identificación de este tópico puede ser realizado a través de dos técnicas: Análisis de Laboratorio y uso de Registros Especiales. ^[15]

La técnica utilizada en este tipo de investigación es Difracción de Rayos X. Para esto se utilizan muestras de formaciones que pueden provenir de: toma de núcleos, muestras de pared y ripios. ^[15]

La Difracción de Rayos X es la técnica más utilizada para el estudio de la estructura cristalina (orgánica e inorgánica) e identificación mineralógica, especialmente para determinar la mineralogía en arcillas. La Difracción de Rayos X es una técnica rápida y sencilla, no destructiva y puede ser usada para estimaciones semi-cuantitativas en la mineralogía de una muestra. Esta prueba consiste en dos tipos de análisis: ^[15]

3.1.1 Mineralogía total de la muestra (roca total):

Se realiza con la finalidad de obtener la identificación y cuantificación (% en peso, semi-cuantitativo) de los minerales presentes en la muestra. La montura de la muestra se hace en forma no orientada. ^[15]

3.1.2 Mineralogía de arcillas (fracción menor a 2 micras):

Consiste en la identificación y cuantificación (% en peso, semi-cuantitativo) de los minerales de arcilla presente en la muestra. La montura se hace de forma orientada con la finalidad de magnificar los planos basales de los filosilicatos. ^[15]

3.2 Equipo de difracción de rayos x.

El equipo que actualmente se encuentra en la Nucleoteca de PDVSA es costoso y debe ser manipulado por personal capacitado. Consta de las siguientes partes: La Unidad de Enfriamiento CHILLER, el Generador de corriente y un Goniómetro PHILIPS donde se introducen las placas para su posterior análisis. Todos los resultados obtenidos en esta parte del equipo, van a una unidad computarizada para generar los diferentes gráficos. El Generador de Rayos X (PW 1729) se ajustó a 40 Kv y 20 mA utilizando radiación de Cu y monocromador de grafito. Esta radiación es producida por electricidad; por lo tanto, es inofensiva y no representa ningún peligro para el personal. ^[2]

3.2.1 Procedimiento general.

- Selección de la muestra.
- Pulverización de la muestra (solo se requiere de un gramo).
- Fijación de los sedimentos en la placa (se utiliza alcohol y/o acetona).
- Introducirla en el difractómetro.
- Obtención del difractograma e interpretación del mismo. ^[15]

3.3 PROGRAMA OIL FIELD MANAGER (OFM), “Administrador de la Base de Datos de Campo”.

Oil Field Manager (OFM) es una aplicación que desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar y analizar datos de producción y de yacimiento. OFM facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea. Como un sistema integrado, esta aplicación provee un poderoso conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. ^[2]

Es posible utilizar OFM para análisis de pozos y campos, programas y operaciones de optimización del campo, administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento y administración del flujo de caja. OFM permite trabajar con una amplia variedad de tipos de datos para identificar tendencias, identificar anomalías y pronosticar producción. ^[2]

Para la utilización de esta información también trabaja con un grupo de tablas que contienen los datos correspondientes. Dentro de las tablas más importantes de dicho programa se encuentran: ^[2]

- La tabla maestra de tipo estático y que contiene toda la información básica de los pozos incluyendo sus coordenadas.
- La tabla de sort de tipo estático que contiene la información que permitirá seleccionar y agrupar información por diferentes categorías.
- La tabla de producción de tipo mensual que contiene la información de producción de tipo mensual de los pozos.
- La tabla de pruebas y muestras de tipo esporádico con información de los resultados de las pruebas y muestras realizadas a cada pozo. ^[2]

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1 Revisión bibliográfica.

Para desarrollar esta investigación relacionada con las arcillas, sus características físicas, propiedades, usos e influencia en las operaciones de campo, fue preciso recopilar toda la información referente a ellas. Dicho material se obtuvo mediante diferentes fuentes como:

- Biblioteca Central de la Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui.
- Datos suministrados por el asesor académico.
- Información de diversas tesis de grado.
- Información procedente de las Carpetas de Pozos, las cuales se encuentran en la Gerencia de Datos y Archivo ubicada en el Edificio Compex N°3, piso 2, Anaco.
- Revisión documental de los Archivos de la Nucleoteca de PDVSA ubicada en las instalaciones de El Chaure en la ciudad de Puerto La Cruz.
- Revisión de los Archivos Técnicos de PDVSA Guaraguao Puerto La Cruz.
- Información obtenida de páginas web.

Además de esto, se emplearon otras obras de consulta, las cuales permitieron ampliar y conocer detalles relacionados con el manejo, tratamiento y preservación de núcleos; técnicas en el análisis de núcleos, daño a la formación, cómo puede presentarse ese daño, factores que lo favorecen; fluidos de completación, sus tipos y funciones (dando énfasis en este último aspecto ya que este trabajo se centra en la

elaboración de un fluido de completación y estimulación que favorezca la producción eficiente de las arenas de interés). Finalmente, se realizó una búsqueda minuciosa para conocer detalladamente las características geológicas del Área Mayor de Anaco, ya que la investigación en curso se desarrolló en esta zona, específicamente en los Campos Santa Ana y El Toco.

4.2 Tipo de investigación.

El Proyecto Factible consiste en la elaboración de una propuesta de un modelo operativo viable, o una solución posible a un problema de tipo práctico para satisfacer necesidades de una institución o grupo social. La propuesta debe tener apoyo, bien sea en una investigación de campo o en una investigación documental; y puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos. El Proyecto Factible es un tipo de investigación mixta la cual involucra problemas tanto teóricos como prácticos. Se apoya en necesidades detectadas en el campo para luego realizar una amplia investigación documental y bibliográfica que permite finalizar con una propuesta.

Este proyecto sigue esta misma línea argumental ya que se apoyó en pruebas de laboratorio, donde los datos obtenidos son reales puesto que pertenecen a núcleos tomados directamente del campo, a los cuales se les realizó Pruebas de Difracción de Rayos X. Además, gracias a los resultados obtenidos, se pudo conocer las necesidades existentes y se logró establecer o sugerir una propuesta viable para satisfacer dichas necesidades.

Los estudios descriptivos pueden ofrecer la posibilidad de predicciones aunque sean rudimentarias. Mediante este tipo de investigación, que utiliza el método de análisis, se logra caracterizar un objeto de estudio o una situación concreta, señalar sus características y propiedades. Combinada con ciertos criterios de clasificación

sirve para ordenar, agrupar o sistematizar los objetos involucrados en el trabajo indagatorio. Puede servir de base para investigaciones que requieran un mayor nivel de profundidad.

El presente estudio también es de tipo descriptivo ya que estuvo dirigido a caracterizar las arcillas cementadas de las arenas productoras más importantes de los campos Santa Ana y El Toco del Distrito Gas Anaco. El estudio se basó en describir detalladamente los tipos de minerales de arcilla presentes en las arenas productoras, usando pruebas de laboratorio, para luego presentar un análisis completo y sugerir una propuesta viable al problema en cuestión, como se mencionó anteriormente.

4.3 Población y muestra.

La población es el conjunto de todos los elementos que son objeto del estudio estadístico. Es el conjunto de elementos o unidades a los cuales se refiere la investigación y para la cual serán válidas las conclusiones que se obtengan. Para efecto de esta investigación, la población está conformada por 22 pozos pertenecientes al campo Santa Ana y 6 pozos pertenecientes al campo El Toco; es decir, 28 pozos. Estos datos fueron suministrados por la Nucleoteca de PDVSA ubicada en las instalaciones de El Chaure Puerto La Cruz. La población puede observarse en la **Tablas 3 y 4**.

Tabla 3: Población seleccionada para el estudio. Campo Santa Ana.

Pozo	Muestra	Intervalos
AG-17	Núcleo	8555'-9078'
AM-10	Núcleo	8330'-9204'
AM-2	Núcleo	4903'-8726'
AM-1	Núcleo	4657'-7646'
AM-3	Núcleo	1138'-8984'
AM-1X	Núcleo	8588'-10484'
AM-22	Núcleo	S/INT
AG-3	Núcleo	8494'-8860'
Santa Ana-2	Núcleo	40'-8824'
Santa Ana-3	Núcleo	800'-8935'
AM-24	Núcleo	S/INF
AG-9	Núcleo	12577'-12666'
AM-4	Núcleo	S/INT
AM-20	Núcleo	8881'-8891'
AG-1	Núcleo	100'-7643'
AG-2	Núcleo	100'-8726'
AG-6	Núcleo	7958'-8688'
AG-10	Núcleo	7440'-7948'
AM-102	Núcleo	
AG-21S	Canal Húmeda	7600'-9760'
AG-25	Canal Húmeda	9000'-10680'
AG-106S	Canal Húmeda	7500'-9690'
AG-31S	Canal Húmeda	3990'-9980'
AM-56S	Canal Húmeda	7500'-9585'
Santa Ana-3=AM-3	Canal Húmeda	800'-8877'
AM-102	Canal Húmeda	
AG-31S	Canal Seca	4020'-12560'
AM-102	Canal Seca	86'-10000'

Tabla 4: Población seleccionada para el estudio. Campo El Toco.

Pozo	Muestra	Intervalos
TM-6	Núcleo	7791'-11485'
TZ-1	Núcleo	6767'-6821'
TM-3	Núcleo	6547'-7217'
DG-1XTM-2	Núcleo	6460'-6507'
TM-11	Núcleo	5656'-7459'
TM-45X	Núcleo	13590'-18779'
TM-6	Canal Húmeda	11045'-11620'

Por otra parte, **la muestra** es un subconjunto, extraído de la población, mediante técnicas de muestreo, cuyo estudio sirve para inferir características de toda la población. En este caso la muestra está representada por 3 pozos pertenecientes al campo Santa Ana. De dichos pozos se obtuvo 3 ejemplares (1 núcleo, 1 muestra de canal seca, 1 muestra de canal húmeda), para su posterior análisis, tal como puede observarse en la **Tabla 5**.

Tabla 5: Muestra seleccionada para el estudio. Campo Santa Ana.

Pozo	Muestra	Intervalo	Intervalo de Interés	Intervalo Estudiado	Arena
AM-10	Núcleo	8330'-9204'	8616'-8622'	8616'-8622'	MEJ1
AG-106S	Canal Húmeda	7500'-9690'	7716'-7727'	7710'-7725'	MEA
AG-31S	Canal Seca	4020'-12560'	10098'-10118'	10100'-10120'	COK

4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

Las técnicas empleadas para la recopilación de datos en este estudio fueron muy variadas. Dentro de estas se incluye una revisión documental de material presente en libros, tesis y páginas de Internet. También se usó material procedente de las Carpetas de Pozos las cuales se encuentran en la Gerencia de Datos y Archivo ubicada en el Edificio Compex N°3, piso 2, Anaco. Además, la toma de muestras directamente de los núcleos extraídos de las formaciones productoras, permitió hacer un análisis completo de las mismas con el equipo de Difracción de Rayos X.

Sin embargo, para seleccionar las muestras de los núcleos, fue preciso hacer una búsqueda minuciosa para determinar cuáles de los pozos de los campos Santa Ana y El Toco podría servir y contener suficiente información para realizar el estudio en cuestión. En este particular, la Nucleoteca de PDVSA ubicada en el Chaure Puerto La Cruz brindó ayuda que facilitó la realización de este proyecto.

4.5 Procedimiento metodológico.

4.5.1 Identificar el tipo de arcilla presente en las arenas productoras de los campos santa ana y el toco.

Este objetivo consta de una descripción litológica y mineralógica de las formaciones productoras de los campos Santa Ana y El Toco. Esta etapa se llevó a cabo haciendo una búsqueda minuciosa de los núcleos disponibles en la Nucleoteca de El Chaure. Una vez seleccionados los núcleos se procedió a realizar la prueba de laboratorio conocida como Difracción de Rayos X. El propósito de la prueba es tener un conocimiento exacto del tipo de mineral de arcilla presente en las formaciones productoras de los campos implicados en el estudio, y además, esto permitió continuar con los siguientes objetivos propuestos.

4.5.2 Analizar la influencia de las arcillas en el índice de productividad.

El índice de productividad es un indicador de producción de pozos. Es una medida del potencial del pozo y de su capacidad de producir; por lo tanto, es muy importante conocer que aspectos pueden influir negativamente en él. Una vez conocidos los minerales arcillosos contenidos en las formaciones productoras, se pudo analizar la interacción que existe entre los fluidos empleados en las operaciones de campo y dichos minerales arcillosos, lo cual, en muchos casos, genera daño disminuyendo considerablemente el índice de productividad.

4.5.3 Presentar mapas de tendencias de los tipos de arcilla presentes en las arenas productoras.

Usando los resultados de la prueba de Difracción de Rayos X, se puede aplicar la herramienta OFM (Oil Field Manager) para crear mapas de tendencias correspondientes a las arenas productoras donde se observa claramente la distribución de los distintos tipos de arcilla, y de esa manera conocer cuáles son los minerales arcillosos predominantes en los campos.

4.5.4 Estudiar el efecto de las arcillas en la aplicación eficiente de los fluidos de completación y estimulación en las arenas productoras.

Teniendo el conocimiento de los fluidos empleados en las diferentes operaciones de campo, y los posibles daños y reacciones que pueden ocurrir dentro del pozo, se desarrolló esta parte de la investigación, considerando también las diferentes características que presenta cada mineral.

Se analizó detalladamente como las arcillas influyen en los fluidos de completación y estimulación, además se presentaron los distintos tipos de tratamiento

a los posibles daños causados por reacciones entre la matriz (roca) y los fluidos. También se hizo sugerencias en cuanto al fluido más ideal a utilizar, para evitar el menor daño posible a las formaciones productoras.

4.6 Metodología para la selección de núcleos.

Para desarrollar esta investigación, fue necesario seleccionar los núcleos para su posterior análisis.

Primeramente, se hizo una búsqueda minuciosa con el propósito de determinar qué pozos podrían tomarse para ser objetos del estudio. A partir de la lista original (**Tablas 3 y 4**), suministrada por el Laboratorio Geológico de el Chaure, se logró hacer dicha selección.

Gracias a la información procedente de las Carpetas de Pozos, se pudo analizar qué pozos estaban activos y contenían suficiente información para realizar el análisis. Es significativo mencionar que estos pozos son muy viejos y esto complicó la búsqueda de datos e información, ya que muchos de ellos actualmente se encuentran cerrados y otros contienen muy poca información que dificulta realizar un estudio completo.

Usando los diagramas mecánicos de completación de pozos, se seleccionó qué arenas correspondían con el intervalo deseado (según **Tabla 6 y 7**). A partir de esta información, se procedió a buscar en la Nucleoteca de el Chaure los núcleos procedentes de las formaciones seleccionadas. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, estos núcleos pertenecen a pozos muy viejos, y en la mayoría de los casos no se encontró muestras procedentes de estos pozos. Muchas de estas muestras habían sido usadas completamente para otros análisis mineralógicos y otras se habían dañado debido a malas condiciones y el tiempo de almacenamiento.

A continuación se presenta la información recopilada mediante el proceso ya citado.

Tabla 6: Selección de pozos. Campo Santa Ana.

Pozo	Muestra	Intervalos	Comentarios
AG-17	Núcleo	8555'-9078'	En las carpetas analizadas no se encontró arenas que correspondan al intervalo de interés.
AM-10	Núcleo	8330'-9204'	Se encontró 1 arena que corresponde al intervalo de interés.
AM-2	Núcleo	4903'-8726'	Este pozo está abandonado.
AM-1	Núcleo	4657'-7646'	En las carpetas no se encontró información de completación ni de ningún tipo de registros del pozo.
AM-3	Núcleo	1138'-8984'	En las carpetas analizadas se encontró 2 arenas que corresponden al intervalo de interés. Sin embargo, una de ellas está abandonada ya que en su última evaluación achicó conclusivamente 100 % AyS. De la otra arena no se consiguió muestras de núcleo para su análisis.
AM-1X	Núcleo	8588'-10484'	Este pozo es el mismo "AM-1". No se encontró información de completación ni de registros.
AM-22	Núcleo	S/INT	No hay suficiente información en las carpetas.

Tabla 6: Selección de pozos. Campo Santa Ana. (Continuación)

Pozo	Muestra	Intervalos	Comentarios
AG-3	Núcleo	8494'-8860'	No hay suficiente información en las carpetas.
Santa Ana-2	Núcleo	40'-8824'	En archivo no se encontró ninguna carpeta de este pozo.
Santa Ana-3	Núcleo	800'-8935'	En archivo no se encontró ninguna carpeta de este pozo.
AM-24	Núcleo	S/INF	No hay suficiente información en las carpetas.
AG-9	Núcleo	12577'-12666'	Este pozo está abandonado.
AM-4	Núcleo	S/INT	Este pozo está abandonado.
AM-20	Núcleo	8881'-8891'	En las carpetas analizadas no se encontró arenas que correspondan al intervalo de interés.
AG-1	Núcleo	100'-7643'	En las carpetas analizadas se encontró 1 arena que corresponde al intervalo de interés. No obstante, no se consiguió la muestra de núcleo para su análisis.
AG-2	Núcleo	100'-8726'	No se encontró ningún tipo de información relevante en las carpetas.
AG-6	Núcleo	7958'-8688'	Este pozo está abandonado.
AG-10	Núcleo	7440'-7948'	En las carpetas analizadas no se encontró arenas que correspondan al intervalo de interés.
AM-102	Núcleo		No se encontró ningún tipo de información en las carpetas.

Tabla 6: Selección de pozos. Campo Santa Ana. (Continuación)

Pozo	Muestra	Intervalos	Comentarios
AG-21S	Canal Húmeda	7600'-9760'	Las muestras de canal húmeda y seca no se consideran tan efectivas para visualizar o determinar los minerales de arcilla presentes en las mismas. Estas muestras pueden estar contaminadas debido a que han sido expuestas al lodo de perforación. Aunque son lavadas para su posterior análisis, aun pueden contener restos de lodo. Por lo tanto, los resultados obtenidos no serían tan exactos como en el caso de los núcleos.
AG-25	Canal Húmeda	9000'-10680'	
AG-106S	Canal Húmeda	7500'-9690'	
AG-31S	Canal Húmeda	3990'-9980'	
AM-56S	Canal Húmeda	7500'-9585'	
Santa Ana-3=AM-3	Canal Húmeda	800'-8877'	
AM-102	Canal Húmeda		
AG-31S	Canal Seca	4020'-12560'	
AM-102	Canal Seca	86'-10000'	

Tabla 7: Selección de pozos. Campo El Toco.

Pozo	Muestra	Intervalos	Comentarios
TM-6	Núcleo	7791'-11485'	En las carpetas analizadas no se encontraron arenas que correspondan al intervalo de interés.
TZ-1	Núcleo	6767'-6821'	
TM-3	Núcleo	6547'-7217'	En las carpetas analizadas se encontró 1 arena que corresponde al intervalo de interés. Sin embargo, no se encontró muestra de núcleo para su análisis.
DG-1XTM-2	Núcleo	6460'-6507'	Este pozo está abandonado.
TM-11	Núcleo	5656'-7459'	En las carpetas analizadas se encontró 1 arena que corresponde al intervalo de interés. Sin embargo, no se encontró muestra de núcleo para su análisis.
TM-45X	Núcleo	13590'-18779'	No hay suficiente información en las carpetas.
TM-6	Canal Húmeda	11045'-11620'	En las carpetas analizadas no se encontraron arenas que correspondan al intervalo de interés.

Tomando en cuenta todos los factores mostrados en las **Tablas 6 y 7**, se escogió para el estudio las siguientes arenas:

Tabla 8: Pozos y Arenas seleccionados.

Pozo	Muestra	Intervalo	Intervalo de Interés	Intervalo Estudiado	Arena
AM-10	Núcleo	8330'-9204'	8616'-8622'	8616'-8622'	MEJ1
AG-106S	Canal Húmeda	7500'-9690'	7716'-7727'	7710'-7725'	MEA
AG-31S	Canal Seca	4020'- 12560'	10098'- 10118'	10100'- 10120'	COK

Como se observa en la **Tabla 8**, no todas las arenas seleccionadas contaban con una muestra de núcleo. Por ello, fue necesario utilizar muestras de canal húmeda y seca para poder realizar el análisis. Las muestras de canal húmeda y seca provienen de los ripios extraídos durante la perforación. Algunos de estos ripios son lavados con agua y jabón en el mismo lugar de su recolección (muestra de canal seca), y otros son almacenados sin lavar llevando consigo cierta cantidad de lodo (muestra de canal húmeda). Dichas muestras no son tan representativas como los ejemplares de núcleos; sin embargo, pueden darnos una idea de las características mineralógicas de las formaciones e igualmente suministrar información valiosa con los resultados obtenidos.

Además, los pozos pertenecientes al campo El Toco no fueron seleccionados como parte de la muestra ya que muchas arenas no concordaron con el intervalo de interés y en algunos casos no se encontraron muestras del núcleo impidiendo realizar los análisis correspondientes.

4.7 Metodología para la toma de muestras de núcleos.

Para el proceso de muestreo en las instalaciones de la Nucleoteca de PDVSA, fue necesario organizar los núcleos en la mesa de despliegue de dicha instalación (**Figuras 11 y 12**). Durante este proceso se contó con la ayuda del personal especializado para la ubicación de los núcleos y su posterior despliegue.

El procedimiento de muestreo fue muy sencillo, ya que los núcleos se encuentran perfectamente identificados para su ubicación (**Figura 13**). Cada caja contenedora de núcleos está identificada con los siguientes datos: el nombre del pozo, el nombre del campo, el número del núcleo y el intervalo donde está contenido este (**Figura 14**). Estas cajas tienen las siguientes dimensiones: 3 pies de largo, 15 cm de alto y 10 cm de ancho. Además, cada una cuenta con dos bandejas, una superior y una inferior. Contienen un total de 6 pies de núcleo. La muestra del núcleo se corta transversalmente en dos partes, una de $1/3$ y otra de $2/3$, antes de llegar a la Nucleoteca. Las dos terceras partes se ubican en la parte superior e inferior de la caja y son utilizadas para análisis de laboratorio como la Difracción de Rayos X, estudios de nanoplancton y otros tipos de prueba; mientras que la tercera parte del núcleo se usa para estudios sedimentológicos.

Una vez desplegados los núcleos en la mesa de despliegue, se procedió a localizar el intervalo de interés en las cajas. Posteriormente, se ubicaron los núcleos que representan el intervalo en cuestión; sin embargo, solo para el Pozo AM-10 se encontró una muestra de núcleo. Dicho núcleo tiene una longitud de 6 pies, y esto permitió tomar una muestra cada 2 pies; es decir, 4 muestras en total (**Tabla 9**). Luego, estas muestras fueron recogidas en bolsas debidamente identificadas para poder distinguirlas de las demás (**Figura 15**). En este pozo las características físicas de la muestra fueron: color gris claro, con granos finos y compactados y textura rugosa.

Tabla 9: Muestras tomadas del Pozo AM-10.

Pozo: AM-10	
Profundidad	Muestra
8616'	1
8618'	2
8620'	3
8622'	4

**Fig. 11: Núcleos en la mesa de despliegue.**



Fig. 12: Núcleos en la mesa de despliegue.



Fig.13: Almacén de cajas contenedoras de los núcleos.



Fig. 14: Cajas contenedoras de núcleos con sus debidas identificaciones.



Fig. 15: Muestras del Pozo AM-10.

Para el pozo AG-106S se encontró muestras de canal húmeda a una profundidad de 7716'-7727' (**Figura 16**). Finalmente, para el pozo AG-31S se tenía disponible solo muestras de canal seca a una profundidad de 10100'-10120' (**Figura 17**). En ambos casos, las muestras de núcleo no estaban disponibles, debido a que estos pozos son muy viejos y mucha de su información (data y muestras) se habían usado para otros análisis mineralógicos.

El procedimiento estándar para la toma de muestras es el siguiente: para trabajar con 3 pies de núcleo de una caja, se emplea una regla que tiene una escala en pies y mide aproximadamente 2,5 pies de largo; esta sirve para identificar la profundidad dentro de la caja seleccionada. Luego, se corrobora que el núcleo se encuentre en posición correcta (tope hacia arriba). La manera de hacer esto es tomando la muestra de la bandeja y girarla 180° en sentido contrario a las agujas del reloj. Una vez finalizada la comprobación del núcleo en el intervalo seleccionado, empleando una piqueta de geólogo, se procede a tomar una muestra del núcleo (**Figura 18**). Las muestras tomadas se colocan en bolsas plásticas, bien identificadas, para su posterior análisis. Este procedimiento fue el que se siguió para tomar la muestra del pozo AM-10. Las muestras de canal húmeda y seca también están organizadas en el mismo tipo de bandejas que los núcleos pero están separadas en bolsas de tela. Igualmente presentan viñetas para identificar las profundidades (**Figura 19**).

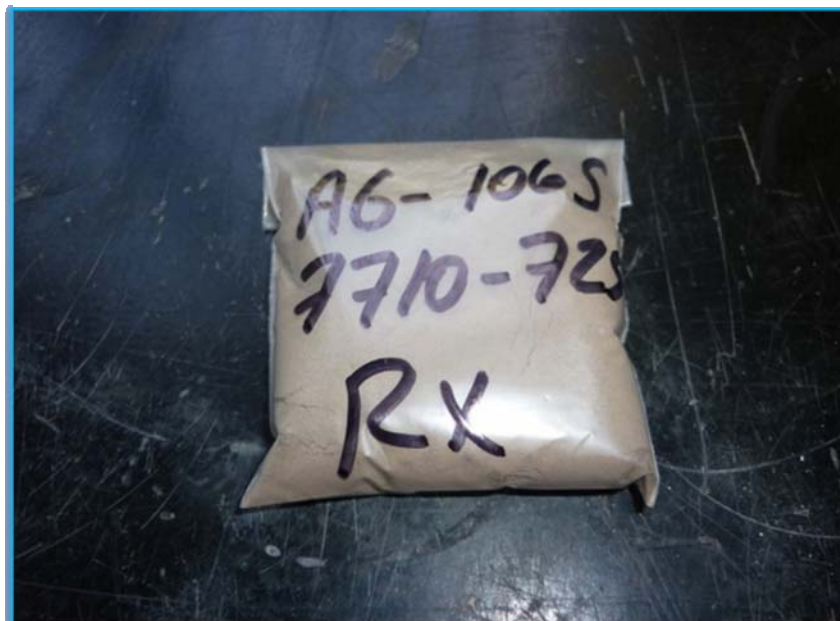


Fig. 16: Muestra de canal húmeda del Pozo AG-106S.

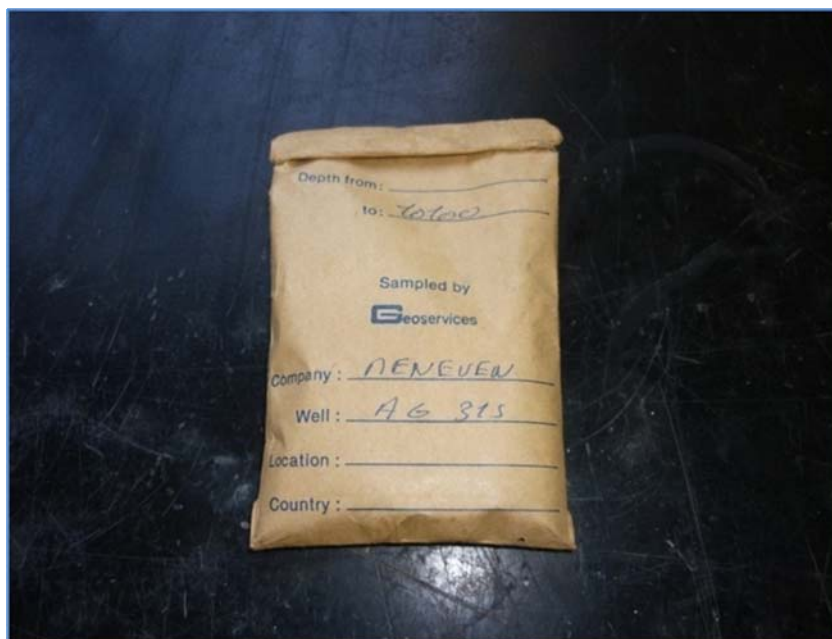


Fig. 17: Muestra de canal seca del Pozo AG-31S.



Fig. 18: Toma de muestras.



Fig. 19: Muestras de canal húmeda en la mesa de despliegue.

4.8 Procedimiento metodológico para la prueba de difracción de rayos X.

4.8.1 Preparación de las muestras para análisis de mineralogía en la roca total y mineralogía de arcillas (fracción menor a 2 micras).

El procedimiento es el siguiente: se tritura la muestra usando un mortero de ágata o porcelana. La muestra se coloca en un pulverizador y se toma un tiempo de 30 a 45 segundos hasta obtener un polvo fino, entre 5 y 45 micras (**Figuras 20, 21, 22 y 23**). Este polvo es pasado por un tamiz para asegurarse de tener una granulometría homogénea (**Figura 24**). Luego, se monta sobre un portamuestras, se distribuye y compacta en el mismo con el objetivo de obtener una superficie plana (**Figura 25**). Finalmente, se introducen los portamuestras en el equipo de Difracción de Rayos X donde se le dan los parámetros de barrido en la región angular entre 2 y 60°, obteniéndose un difractograma con toda la información de la data del barrido (**Figuras 26, 27, 28 y 29**). Con esta información (data, difractograma), se hace la identificación de los minerales presentes en la muestra mediante un software. Luego, se realiza un procedimiento para cuantificar los minerales usando el método de RIETVELD, el cual consta de una base de datos basado en las estructuras cristalinas de cada mineral. En este punto el procedimiento para conocer la mineralogía de la roca total se ha realizado.



Fig. 20: Mortero de porcelana y tamiz.



Fig. 21: Triturando la muestra.



Fig. 22: Recipiente del pulverizador.



Fig. 23: Pulverizador de muestras.



Fig. 24: Tamizando la muestra.



Fig. 25: Espátula y portamuestras.



Fig. 26: Muestras preparadas para el equipo de Difracción de Rayos X.



Fig. 27: Equipo de Difracción de Rayos X.

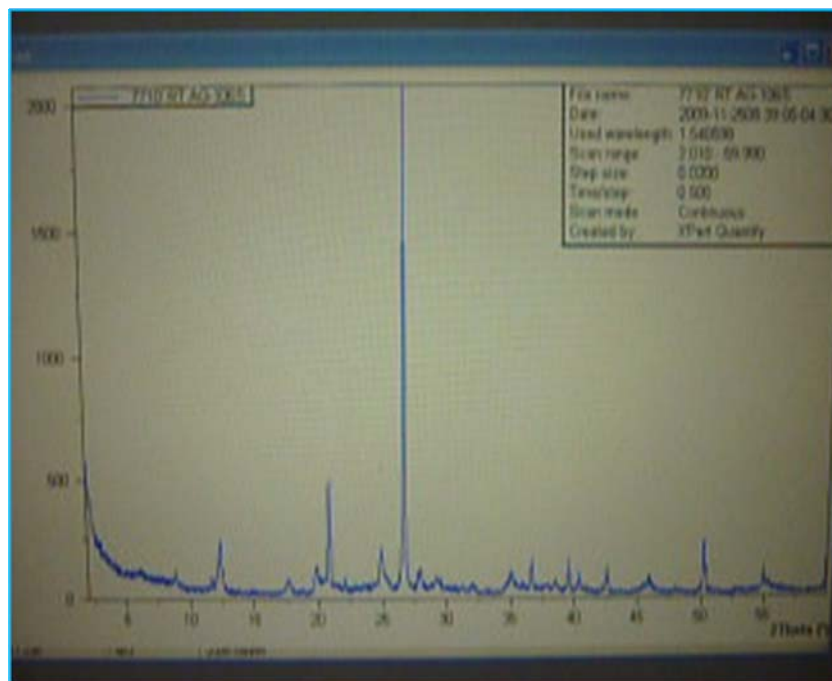


Fig. 28: Diagrama computarizado donde se observa los minerales presentes en la muestra.



Fig. 29: Unidad de enfriamiento del equipo de Difracción de Rayos X.

La fracción de arcilla se obtuvo separándola del resto de los minerales no arcillosos. Se realizó de la siguiente manera: se agrega la muestra, previamente pulverizada, en una botella para centrífuga de 250 ml. A cada una de las muestras se le añaden aproximadamente 200 ml de acetato de sodio a un pH=5.1 (**Figura 30**). Se introducen en un Baño de María a una temperatura de 80°C entre 8 y 12 horas, agitándose periódicamente. Este proceso se hace con el propósito de eliminar los carbonatos (**Figura 31**). Para comprobar que la muestra ya no posee carbonatos, se centrifuga y luego se le agrega ácido clorhídrico (HCl). En caso de reaccionar, se puede repetir el proceso con acetato o eliminar el carbonato con ácido clorhídrico diluido, de 5 al 10%, (**Figuras 32 y 33**).



Fig. 30: Muestras preparadas con acetato de sodio.



Fig. 31: Equipo para realizar el Baño de María.



Fig. 32: Muestras preparadas en la centrífuga.



Fig. 33: Vista general de la centrifuga.

Luego, la muestra se centrifuga a 5.000 r.p.m por espacio de 10 minutos. Para eliminar la materia orgánica, se le agrega poco a poco peróxido de hidrógeno, esto debe hacerse con sumo cuidado para evitar una reacción violenta, hasta que la muestra reaccione. Una vez que cese la reacción (como señal de que la materia orgánica ha sido eliminada), se le añade agua destilada y se centrifuga a 5.000 r.p.m por 10 minutos. Se bota el líquido sobrenadante y se conserva la muestra. Para eliminar carbonatos de hierro y sulfuros de hierro (CaFe y SFe), se le agregan 100 ml de citrato de sodio a cada muestra y nuevamente se someten a un Baño de María hasta alcanzar una temperatura entre 76 y 80 °C. Durante el Baño de María las muestras son tratadas con ditionito de sodio de la siguiente manera: agregar 1 gramo a cada muestra, agitar por espacio de 1 minuto y dejar en reposo 2 minutos. Este procedimiento se repite hasta que se le añaden 3 gramos a cada muestra. Una vez que se haya aplicado completamente el ditionito de sodio, se sacan las muestras y se dejan en reposo hasta que estén frías. Luego, se procede a lavar las muestras, generalmente

3 veces, a 5.000 r.p.m por 10 minutos hasta que las mismas queden limpias de residuos químicos.

4.8.2 Proceso de separación de arcillas (fracción menor a 2 micras) del resto de los minerales no arcillosos.

Se le agrega a la muestra aproximadamente 200 cc de agua destilada, se centrifuga a 900 r.p.m por 3 minutos. Recoger el líquido sobrenadante y desechar los limos (partículas mayores a 2 micras) que se depositan en el fondo de la botella de centrífuga. En este líquido sobrenadante es donde se encuentran las arcillas. Para asegurarse que las arcillas estén libres de otros minerales, se repite el proceso hasta 3 veces; esto va a garantizar que las arcillas estén libres de otros minerales de tamaño arcilla.

4.8.3 Proceso de concentración de arcillas.

Concentrar las arcillas mediante un sistema de vacío formado por un embudo, una membrana (1 micra) y un kitasato (**Figura 34**). A la muestra se le aplica vacío para filtrar todo el líquido. Cuando las arcillas se encuentran en este medio líquido, se orientan preferencialmente reforzando las reflexiones basales de primer y segundo orden. Luego de aplicar el vacío, la muestra de arcilla queda en la membrana, se coloca en un portamuestras de vidrio, se seca a baja temperatura (**Figura 35**) y finalmente es colocada en el Difractómetro de Rayos X, donde se le hace un barrido de 2 a 35°. El procedimiento que sigue es el mismo que se realiza para obtener la mineralogía en la roca total. Con la información generada durante el barrido (data, difractograma de arcillas), se hace la identificación de las mismas mediante el software. Para cuantificarlas, se usa igualmente el método de RIETVELD basado en las estructuras cristalinas de cada mineral.

Si se quiere comprobar la existencia o no de arcillas expansivas, las muestras se someten a una atmosfera con etilen-glicol entre 4 y 8 horas aproximadamente.



Fig. 34: Equipo para aplicar el vacío.

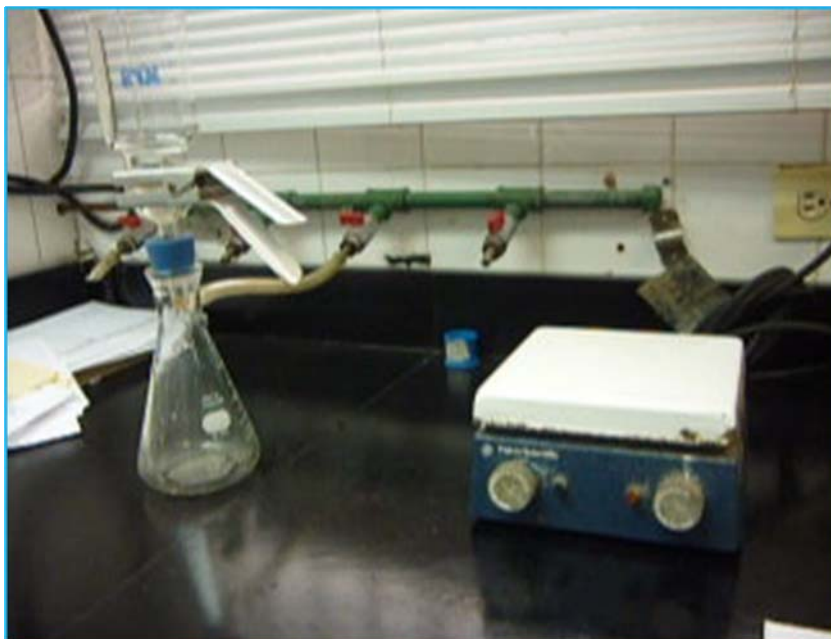


Fig. 35: Equipo para el secado de las muestras.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El presente estudio estuvo dirigido a los campos Santa Ana y El Toco. Los pozos pertenecientes a estos campos son pozos muy viejos, por esta razón se hizo un tanto difícil la recopilación de información referente a las arenas productoras así como también la ubicación y recolección de muestras físicas para su análisis.

Como se explicó anteriormente, el campo El Toco cuenta con un total de 6 pozos; sin embargo, debido a la inexistencia de muestras representativas no se logró realizar el estudio mineralógico de dicho campo. Tomando esto como base, este trabajo está completamente dirigido al campo Santa Ana, el cual está constituido por 22 pozos. Las muestras halladas para realizar las pruebas de laboratorio fueron las siguientes: una muestra de núcleo y muestras de canal húmeda y seca pertenecientes a los pozos AM-10, AG-106S y AG-31S respectivamente.

El contenido mineralógico encontrado es muy similar en todos los pozos, mostrando una tendencia significativa hacia los minerales de arcilla.

A continuación se presenta un análisis completo y detallado de los resultados obtenidos usando la técnica de Difracción de Rayos X, la cual permitió conocer el contenido y tipo de minerales presentes en las arenas productoras.

5.1 Resultados de la mineralogía de roca total.

El análisis por Difracción de Rayos X de mineralogía de roca total se realiza con la finalidad de obtener la identificación y cuantificación (% en peso, semi-cuantitativo) de los minerales contenidos en la muestra.

5.1.1 Muestras pertenecientes al pozo AM-10.

A continuación se presenta el difractograma obtenido durante la prueba realizada a este pozo (**Figura 36**). A partir de dicho difractograma se hizo la identificación de los minerales mediante un software para luego realizar un procedimiento de cuantificación, obteniéndose los porcentajes que se observan en la **Tabla 10**.

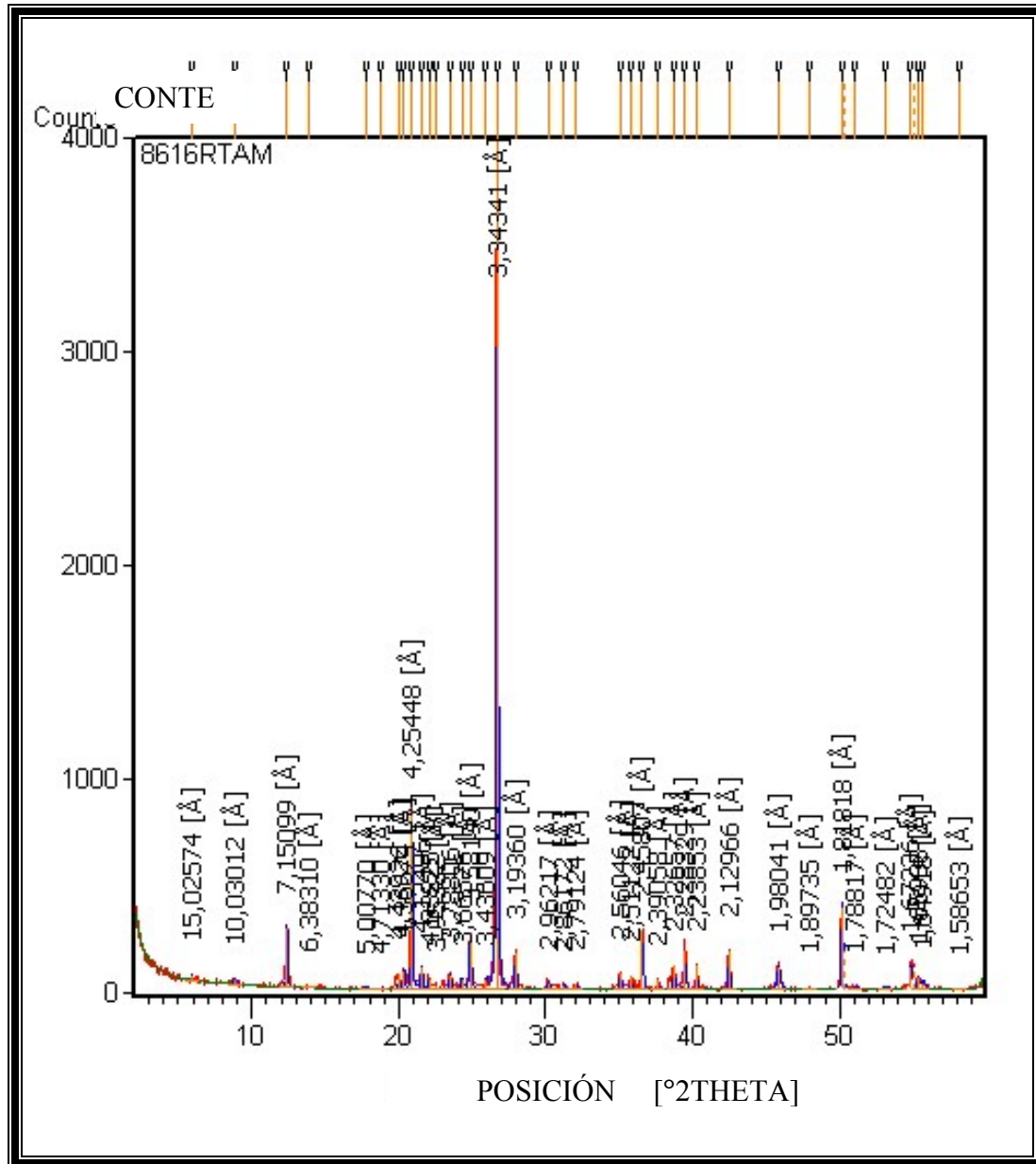


Fig. 36: Difractograma del Pozo AM-10 a una profundidad de 8616'.

Tabla 10: Análisis mineralógico por Difractometría de Rayos X del Pozo AM-10 (Roca Total).

TERCIARIO	MEREURE	EDAD		ROCA TOTAL (% EN PESO)											
		FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (PIES)	CUARZO	FELDESPATO K.	FELDESPATO PLAG.	CALCITA	DOLOMITA	ANKERITA	SIDERITA	YESO	HEMATITA	PIRITA	FLUORAPATITO	MIN. ARCILLA
	8616'	61	9											30	
	8618'	61	7					7	1					24	
	8620'	75	6					4						15	
	8622'	77	4					4						15	

Tal como se muestra en la tabla anterior, las 4 muestras de la arena MEJ1 fueron muy similares. A una profundidad de 8616', esta arena presenta los siguientes minerales: 61 % de cuarzo, 9 % de feldespato plagioclasa y 30 % de minerales de arcilla (**Figura 37**).

Según el personal del Laboratorio Geológico del Chaure, una arena se considera limpia cuando presenta un porcentaje de cuarzo mayor a 85 %, y por otro lado, es considerada sucia cuando la cantidad de minerales de arcilla sobrepasa el 30 %. Debido a esto, la arena en cuestión se considera moderadamente sucia, ya que posee un porcentaje de cuarzo menor al deseado además de contener un 30 % de minerales de arcilla. El cuarzo es uno de los minerales más abundantes del planeta, por eso, es lógico que esté presente como componente de esta arena.

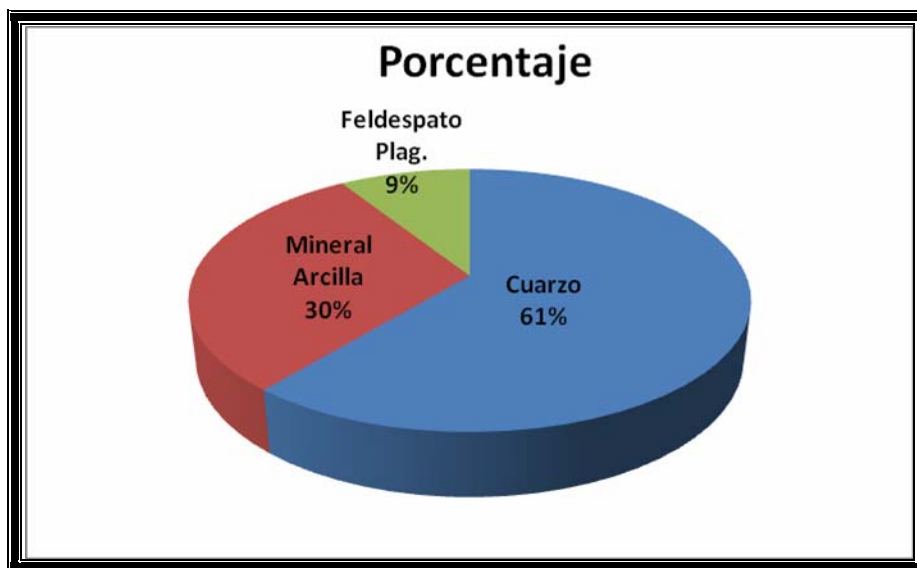


Fig. 37: Variación de los minerales de roca total en la arena MEJ1 a la profundidad de 8616' del Pozo AM-10.

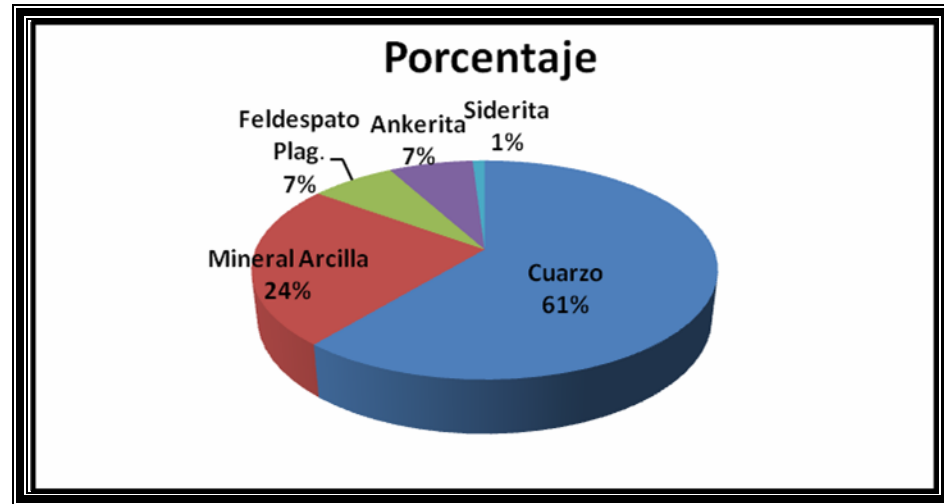


Fig. 38: Variación de los minerales de roca total en la arena MEJ1 a la profundidad de 8618' del Pozo AM-10.

A la profundidad de 8.618', la muestra de la arena MEJ1 arrojó los siguientes resultados: 61 % de cuarzo, 7 % de feldespato plagioclasa, 7 % de ankerita, 1 % de siderita y 24 % de minerales de arcilla (**Figura 38**). El análisis de esta muestra confirma lo mencionado anteriormente: al observar el porcentaje de cuarzo y de arcilla se concluye que esta arena es moderadamente sucia.

En la **Figura 39** del mismo pozo, pero a una profundidad de 8620' se obtuvo: 75 % de cuarzo, 6 % de feldespato plagioclasa, 4 % de ankerita y 15 % de minerales de arcilla. En este caso, puede observarse un porcentaje de cuarzo cercano al 85 %, además de una cantidad relativamente baja de minerales de arcilla. Esto es una indicación de que la arena se muestra más limpia hacia la base y esta afirmación se sustenta al analizar los resultados de la muestra a una profundidad de 8622', donde se encontró: 77 % de cuarzo, 4 % de feldespato plagioclasa, 4 % de ankerita y 15 % de arcilla (**Figura 40**). Nuevamente la arena posee una cantidad alta de cuarzo y poco porcentaje de arcilla.

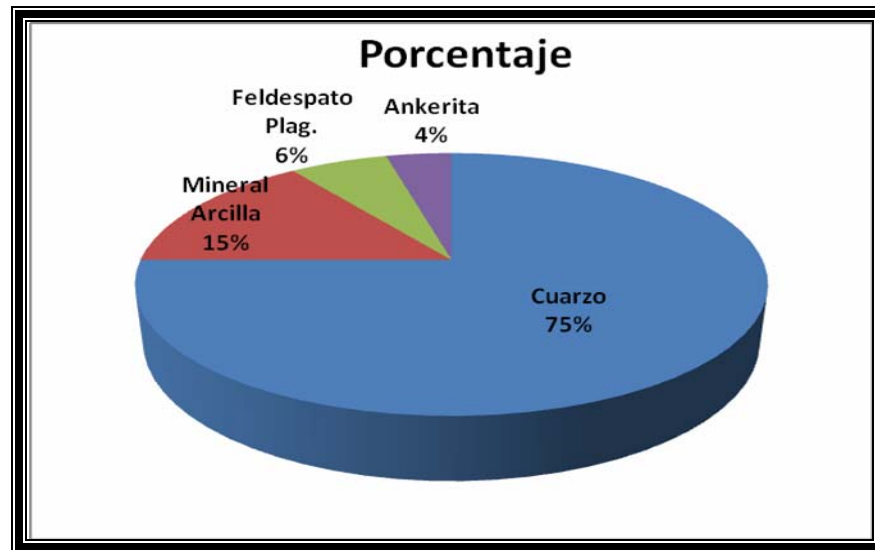


Fig. 39: Variación de los minerales de roca total en la arena MEJ1 a la profundidad de 8620' del Pozo AM-10.

Tomando en cuenta todos estos valores, puede decirse que la arena MEJ1 es una arena moderadamente sucia hacia el tope, pero tiende a ser casi limpia hacia la base. Estos valores también son de mucha importancia ya que permiten conocer las condiciones de la formación, y a la hora de perforar, escoger un fluido adecuado, evitando posibles daños a dicha formación, y reacciones entre la roca y el fluido. Esta medida contribuirá en gran manera que las operaciones de campo sean exitosas.

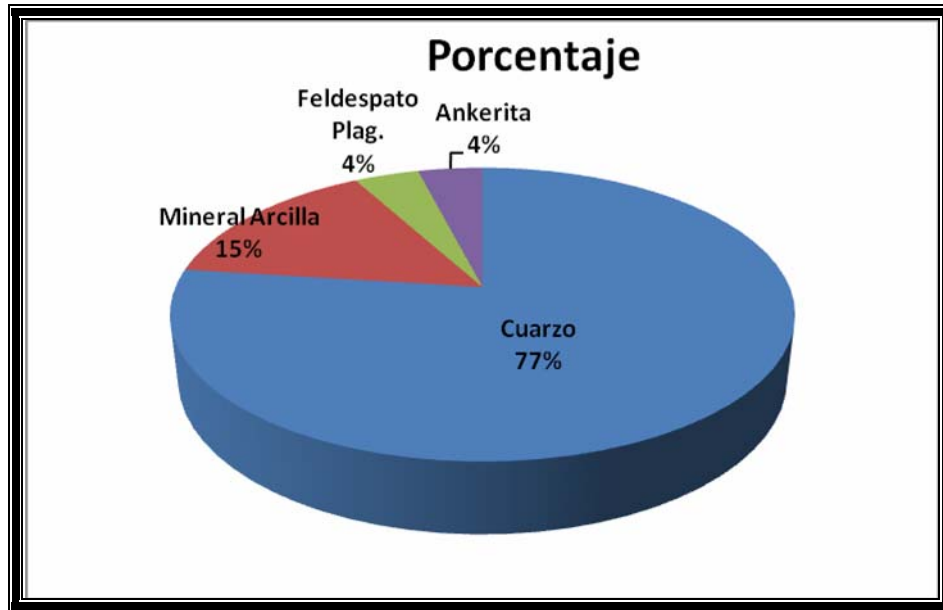


Fig. 40: Variación de los minerales de roca total en la arena MEJ1 a la profundidad de 8622' del Pozo AM-10.

5.1.2. Muestra perteneciente al pozo AG-31S.

De este pozo fue tomada una muestra de canal seca perteneciente a la arena COK. A continuación se presenta el difractograma generado mediante la prueba de Difracción de Rayos X (**Figura 41**).

A la profundidad de 10100' esta arena presenta los siguientes valores: 45 % de cuarzo, 15 % de feldespato plagioclasa y 40 % de minerales de arcilla (**Tabla 11**).

Tomando en cuenta estos datos, se puede concluir que esta arena es muy sucia, debido a que presenta un porcentaje de arcilla sumamente alto y por otro lado, posee un porcentaje de cuarzo muy bajo (**Figura 42**).

Por lo tanto, al realizar labores de perforación y completación es muy importante tomar en consideración el alto contenido de arcilla que posee esta arena, conociendo los indicios de posible desestabilización de la formación, trayendo como consecuencia obstrucción al flujo.

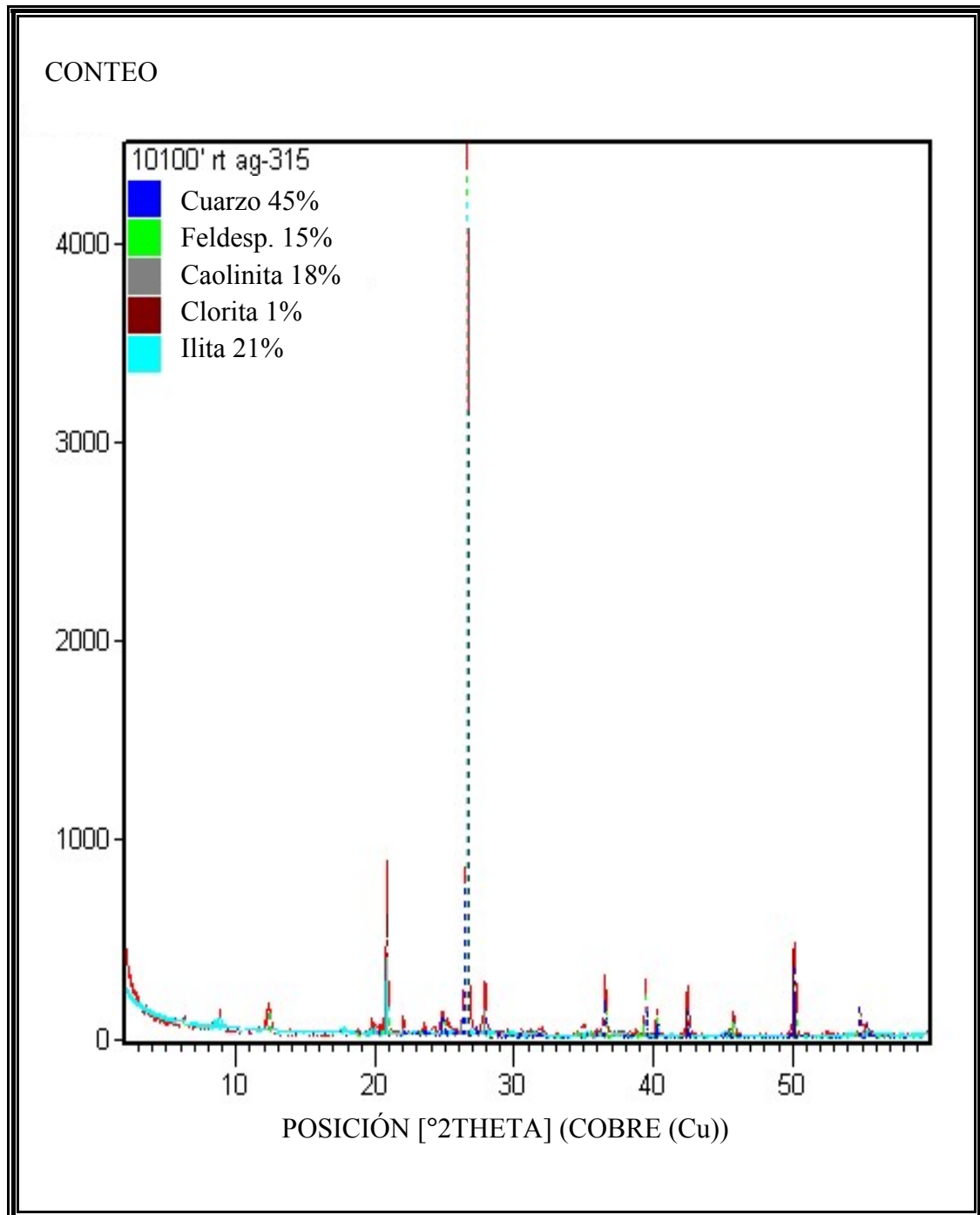


Fig. 41: Difractograma del Pozo AG-31S a una profundidad de 10100'.

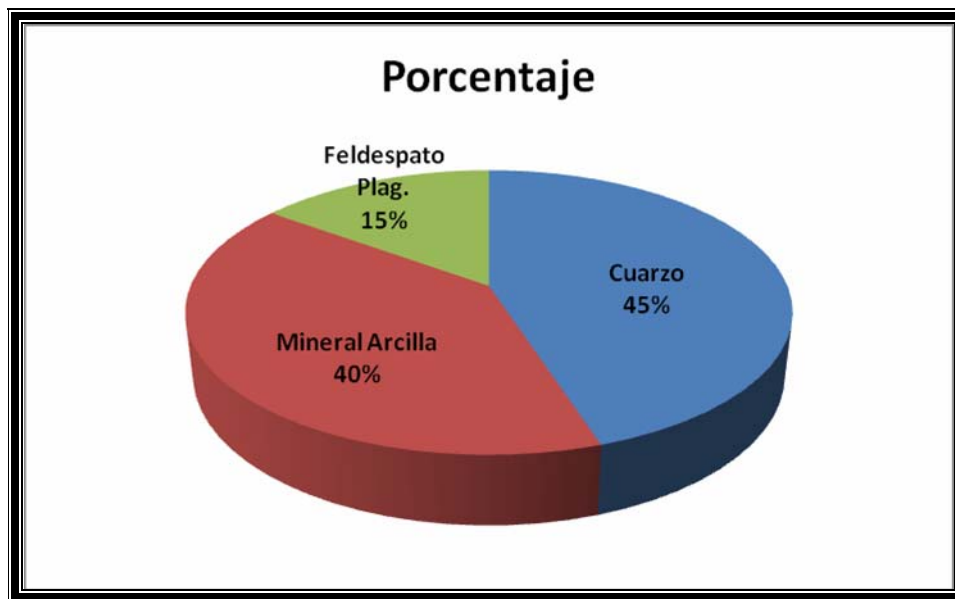


Fig. 42: Variación de los minerales de roca total en la arena COK a la profundidad de 10.100' del Pozo AG-31S.

5.1.3. Muestra perteneciente al pozo AG-106S.

En este pozo se encuentra la arena MEA de la cual se tomó una muestra de canal húmeda a una profundidad de 7.710'. Los resultados obtenidos se muestran en la **Figura 43** y en la **Tabla 12**.

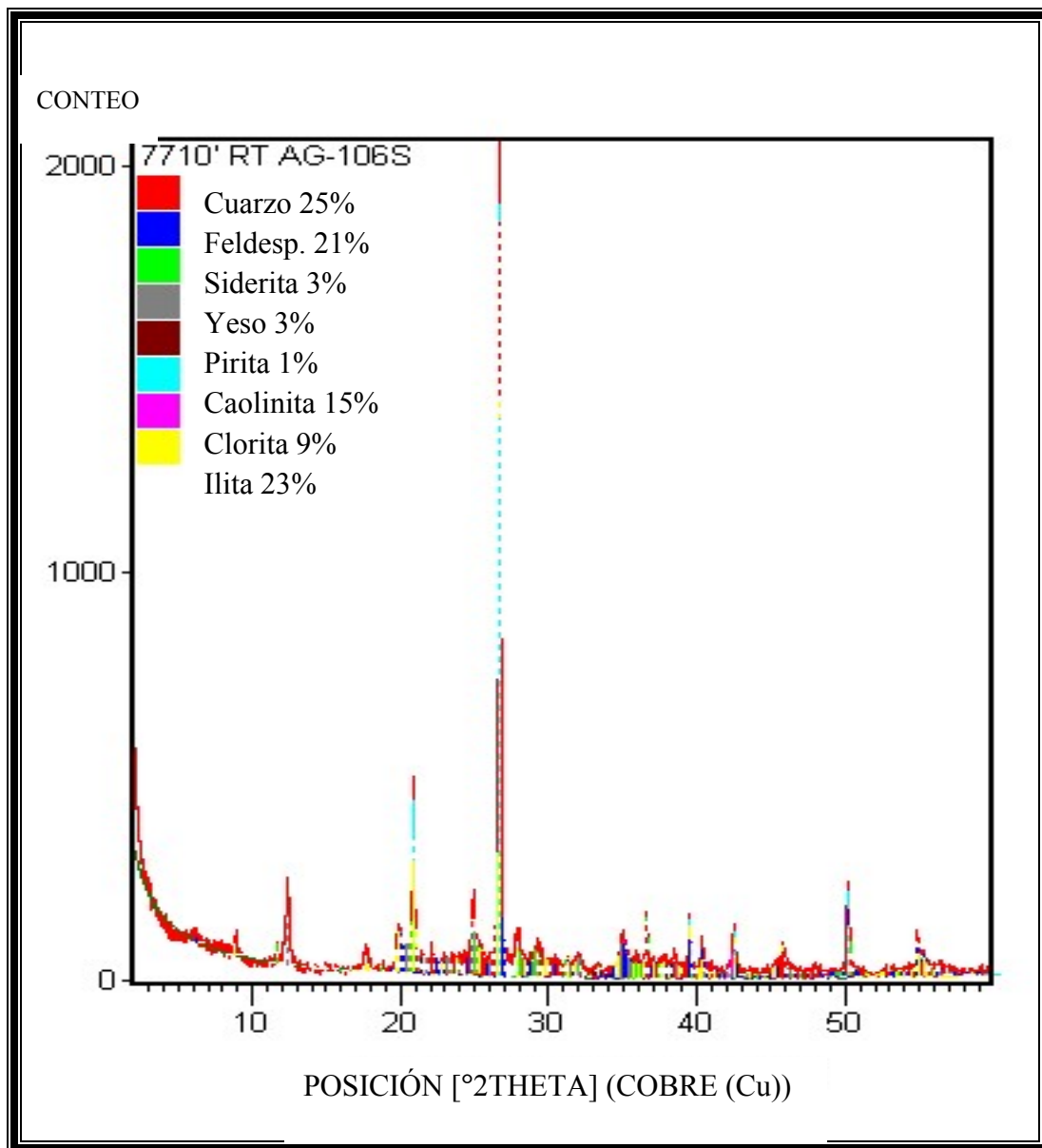
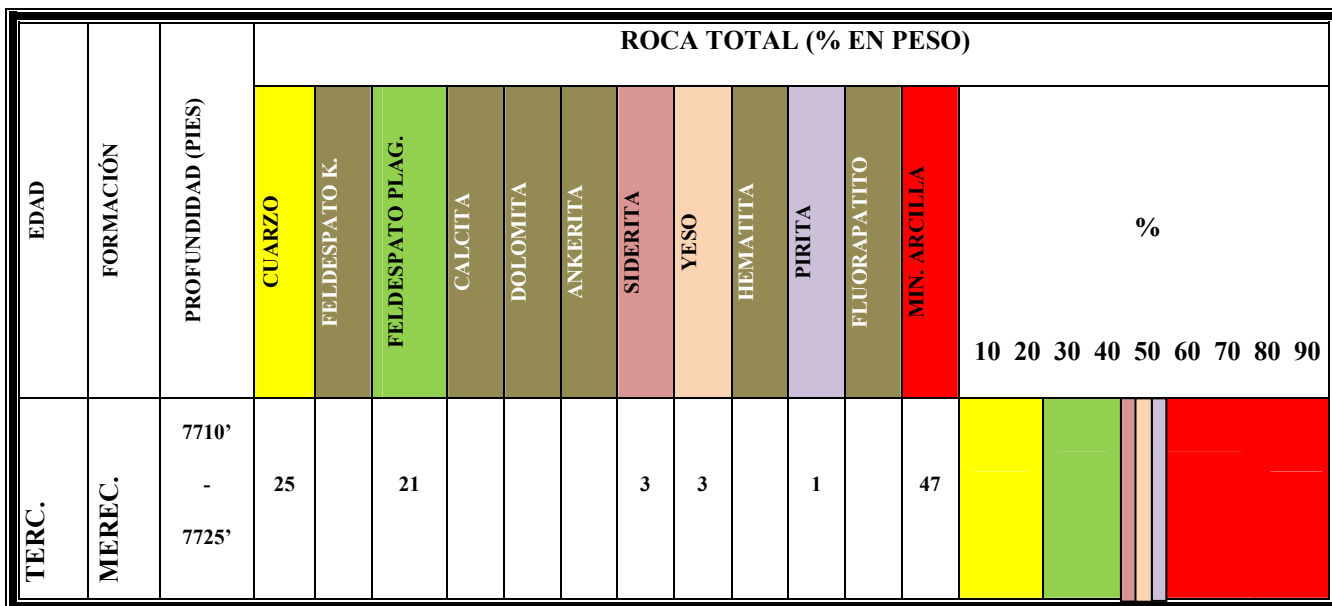


Fig. 43: Difractograma del Pozo AG-106S a una profundidad de 7.710'.

Tabla 12: Análisis mineralógico por Difractometría de Rayos X del Pozo AG-106S (Roca Total).



Para esta arena la mineralogía total fue la siguiente: 25 % de cuarzo, 21 % de feldespato plagioclasa, 3 % de siderita, 3 % de yeso, 1 % de pirita y 47 % de minerales de arcilla (**Figura 44**). Aunque sólo en esta arena se encontró 3 % de yeso, esto no es raro ya que durante la perforación se encuentra este mineral de manera frecuente. El yeso puede presentarse como venas delgadas o como formaciones masivas. Al perforar formaciones con yeso pueden generarse los siguientes problemas: altas viscosidades, alta velocidad de gelificación, aumento de pérdida de filtrado y presencia de calcio y sulfato en el filtrado. Cuando se trata de pequeñas cantidades se puede remover con carbonato de bario o de sodio; pero si se trata de formaciones masivas, es preferible convertir a un sistema que tolere el yeso.

Sabiendo que la arcilla es problemática cuando excede el valor de 30 %, la arena MEA se considera muy sucia debido al alto contenido de material arcilloso, y adicional a esto, presenta un bajo porcentaje de cuarzo; por lo tanto, esta arena corre

alto riesgo de desestabilización si no se toman las medidas necesarias durante las operaciones de campo.

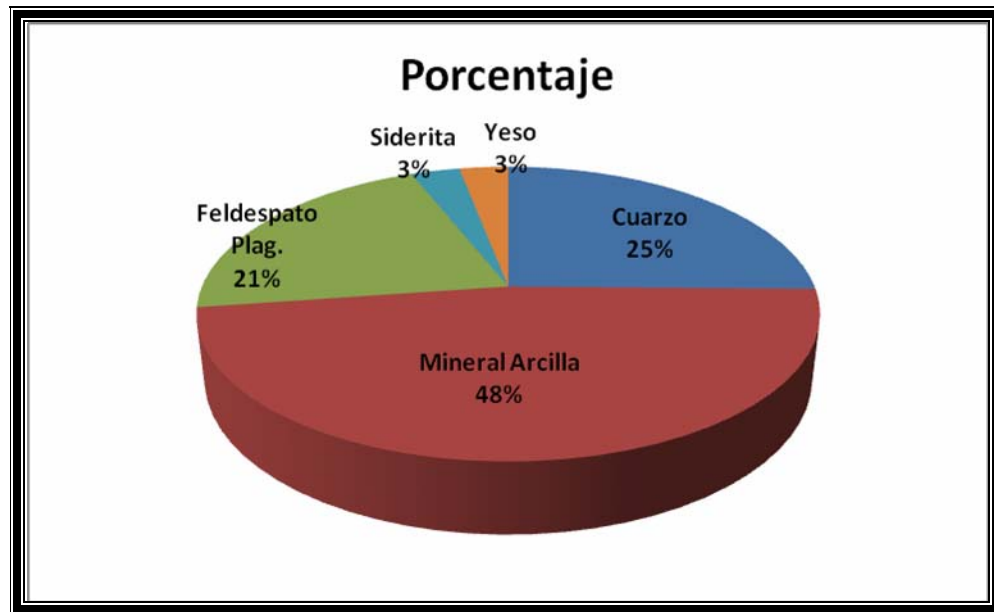


Fig. 44: Variación de los minerales de roca total en la arena MEA a la profundidad de 7710' del Pozo AG-106S.

5.2. Resultados de la mineralogía de arcillas (fracción menor a 2 micras).

Los resultados obtenidos al analizar las 3 muestras seleccionadas cuentan con un mayor porcentaje de: Caolinita, Ilita y clorita. Estos resultados se pueden observar claramente en las **Tablas 13, 14 y 15**.

La sección correspondiente a las proporciones relativas de minerales de arcilla en fracción menor a dos micras constituye el eje fundamental del presente trabajo de investigación. Como se conoce las arcilla autigénicas son silicatos de aluminio hidratados formados por los sedimentos durante y después de la sedimentación. A la hora de realizar las operaciones de campo las arcillas autigénicas forman una pieza (o

elemento) muy importante debido a la facilidad con la cual reaccionan con los fluidos, originando problemas operacionales, ya que estas tienden a migrar tapando la garganta de los poros.

Tabla 13: Análisis mineralógico por Difractometría de Rayos X del Pozo AM-10 (Fracción menor a 2 micras).

EDAD	FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (PIES)	FRACCIÓN MENOR A 2 MICRAS (% EN PESO)							%	
			CAOLINITA	CLORITA	CAOL/CLO.	ILITA	ILITA/ESMEC.	CORRENSITA	GLAUCONITA		ESMECTITA
TERCIARIO	MEREURE	8616'	17			13					50
		8618'	14			10					60
		8620'	10			5					65
		8622'	11			4					75

Tabla 14: Análisis mineralógico por Difractometría de Rayos X del Pozo AG-31S (Fracción menor a 2 micras).

EDAD	FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (PIES)	FRACCIÓN MENOR A 2 MICRAS (% EN PESO)										
			CAOLINITA	CLORITA	CAOL/CLO.	ILITA	ILITA/ESMEC.	CORRENSITA	GLAUCONITA	ESMECTITA	%		
TERC.	OFICINA	10100'- 10120'	18	1		21							

Tabla 15: Análisis mineralógico por Difractometría de Rayos X del Pozo AG-106S (Fracción menor a 2 micras).

EDAD	FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (PIES)	FRACCIÓN MENOR A 2 MICRAS (% EN PESO)									
			CAOLINITA	CLORITA	CAOL/CLO.	ILITA	ILITA/ESMEC.	CORRENSITA	GLAUCONITA	ESMECTITA	%	
TERC.	MERIC.	7710'- 7725'	15	9		23						

Este grupo de arcillas autigénicas se encuentra conformado por la illita, la clorita y la caolinita. La principal característica de la illita y la caolinita es que ellas migran a través del espacio poroso hasta taponar las gargantas porales, principalmente por problemas de pH, debido a que las mismas presentan un pH de un punto de carga cero que va de 3,5 a 4,6 y cuando a la formación ingresa un fluido con un pH mayor de este se produce el desprendimiento de la partícula y luego se genera la migración lo que termina en taponamiento de las gargantas porales y por ende, una disminución de la permeabilidad en la región cercana al pozo donde la velocidad de flujo es máxima, por último la clorita tiene la particularidad de presentar problemas durante las estimulaciones con ácido clorhídrico (HCl) debido a su alto contenido de hierro. Saber las proporciones de arcilla presentes en el yacimiento es de gran importancia para prevenir posibles daños a la formación debido a la interacción roca/fluido.

Los resultados suministrados por el equipo de Difracción de Rayos X en lo referente a los minerales de arcillas menores a dos micras presentan un mayor porcentaje de Illita, entre 4 y 23%, luego le sigue la Caolinita (18 y 11%) por último la Clorita (1 y 9%), estos resultados fueron muy variados por lo que pudo notarse los que cuentan con mayor porcentaje es la Illita. De aquí se puede inferir que la tendencia de las arenas productoras del campo Santa Ana, es de presentar altos porcentajes de caolinita, illita y clorita. Es necesario tener en cuenta que la caolinita tiende a migrar sobre todo cuando se encuentra en un medio básico que favorece su desprendimiento del medio poroso.

En el pozo (AM-10) se puede visualizar que la arcilla predominante es la caolinita (**Figuras 45, 46, 47 y 48**). La presencia de caolinitas genera problemas de partículas finas móviles, es decir, esta se fractura y migran depositándose en las gargantas porales, lo que trae consigo reducción de la permeabilidad. Este problema es fácil de resolver a través del uso de cualquier sistema de estabilización de arcillas tanto tiempo como el tratamiento sea llevado a cabo en la historia del pozo.

Como puede observarse gráficamente en el pozo AG-106S (**Figura 49**), el mayor porcentaje es de illita, seguido de la caolinita y por último la clorita. Con respecto a la illita estas son encontradas durante la perforación de formaciones de lutita, causando frecuentemente distintos problemas relacionados con la estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación.

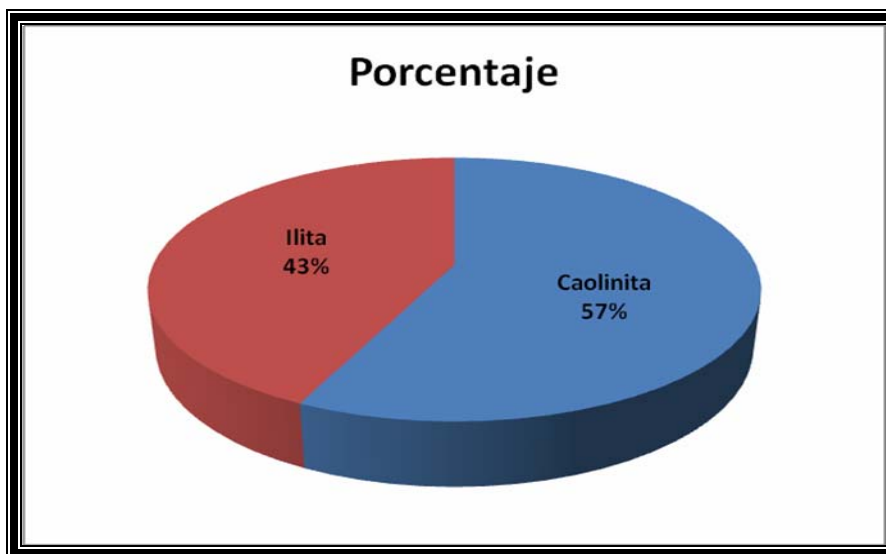


Fig. 45: Variación de los minerales de arcilla en la arena MEJ1 a la profundidad de 8.616' del Pozo AM-10.

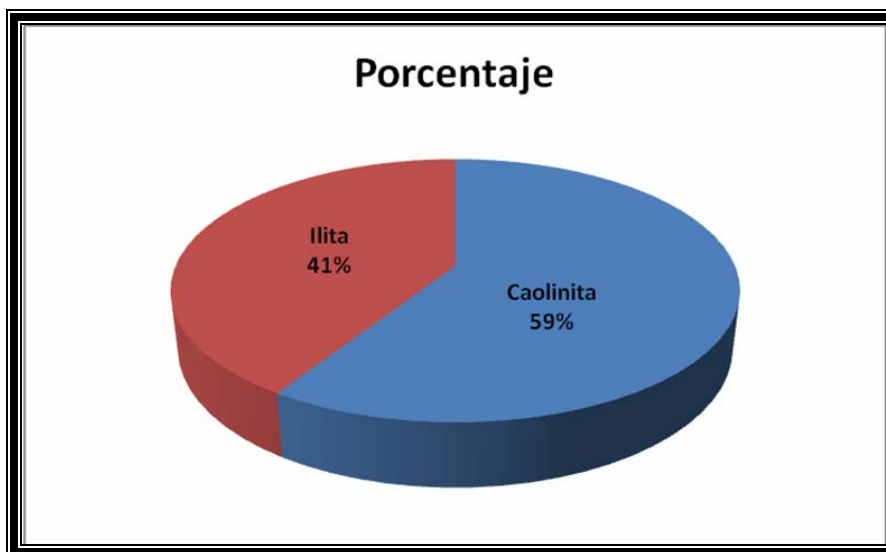


Fig. 46: Variación de los minerales de arcilla en la arena MEJ1 a la profundidad de 8.618' del Pozo AM-10.

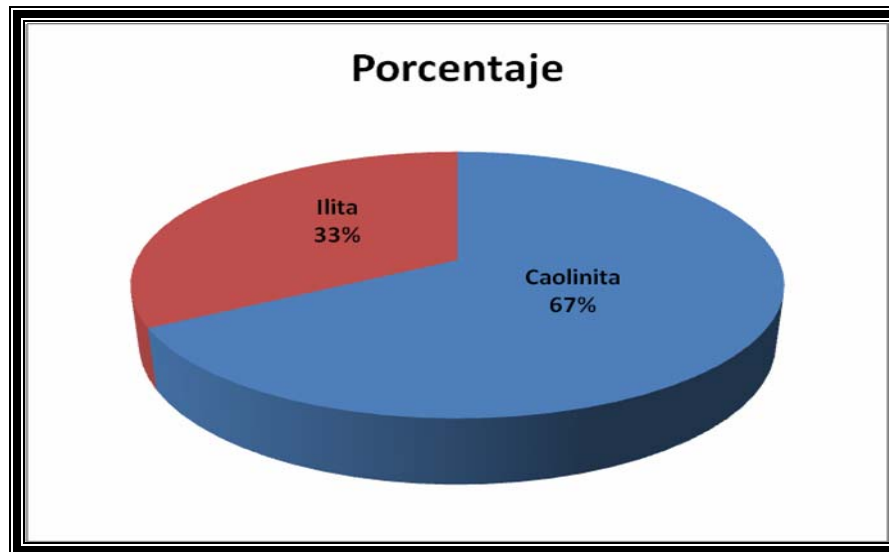


Fig. 47: Variación de los minerales de arcilla en la arena MEJ1 a la profundidad de 8.620' del Pozo AM-10.

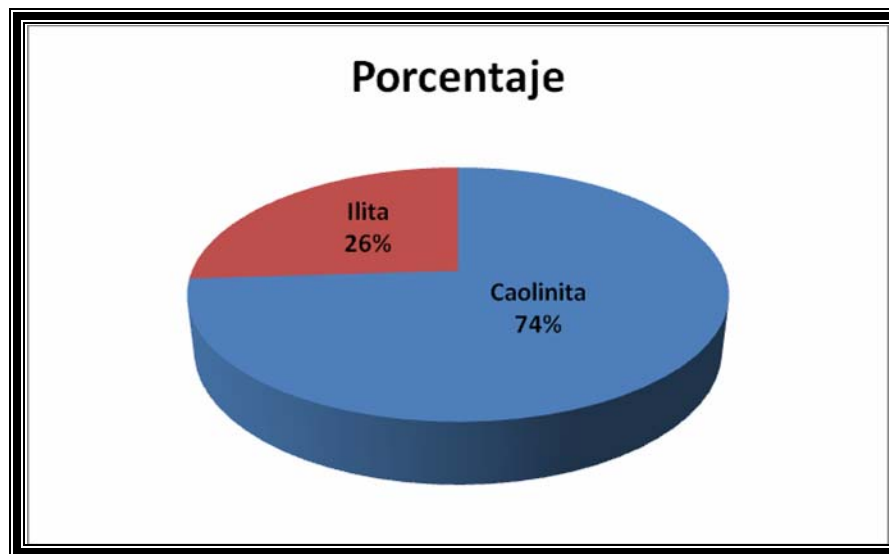


Fig. 48: Variación de los minerales de arcilla en la arena MEJ1 a la profundidad de 8.622' del Pozo AM-10.

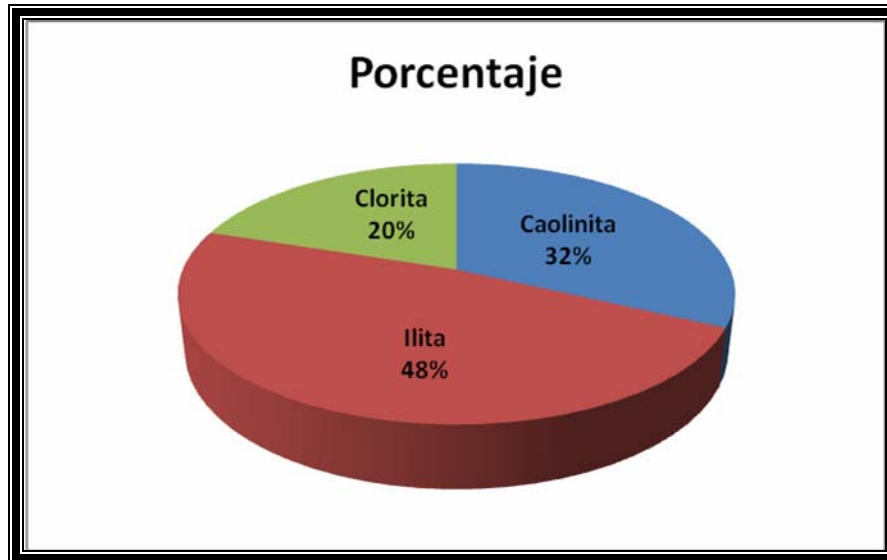


Fig. 49: Variación de los minerales de arcilla en la arena MEA a la profundidad de 7.710' del Pozo AG-106S.

En el pozo AG-31S (**Figura 50**) los porcentajes de illita-caolinita tienden a mantenerse por debajo del 50% seguido de la clorita con apenas 1%.

La illita es muy propensa a quebrarse y migrar por el movimiento del fluido. El primer problema que ocasiona es que genera gran volumen de microporosidad, la cual puede enlazar gran cantidad de agua a las partículas huéspedes resultando así una alta saturación de agua irreducible. La illita forma agregados en masa lo que reduce la permeabilidad de manera considerable por lo que se debe evitar sistemas de agua dulce y debe usarse sistemas hidrocarburos o KCl.

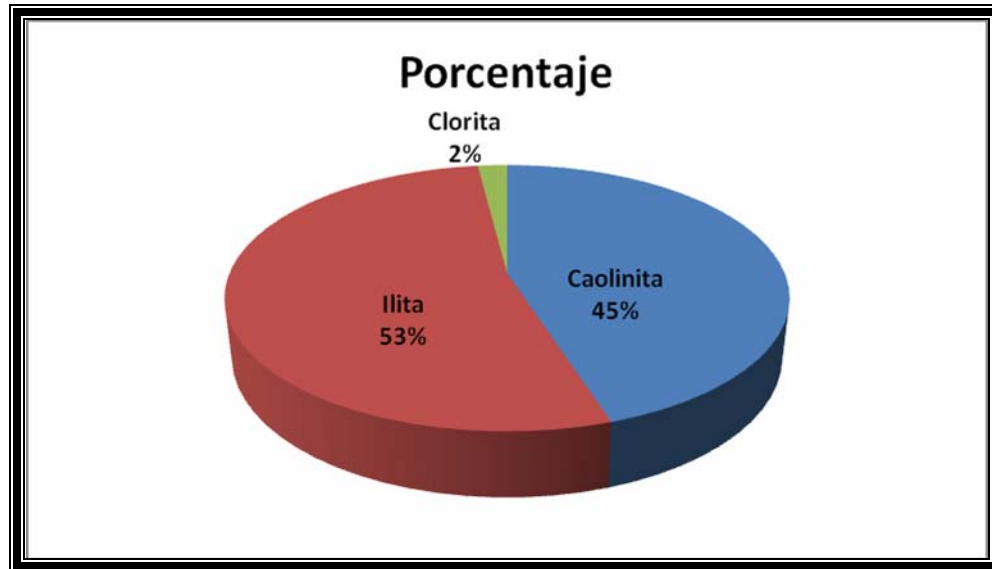


Fig. 50: Variación de los minerales de arcilla en la arena COK a la profundidad de 10.100' del Pozo AG-31S.

5.3 Influencia de las arcillas en el índice de productividad de las arenas productoras.

El Índice de Productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida. Evitar la reducción de la permeabilidad cerca del pozo es imprescindible para el éxito de cualquier completación de pozo, así como para mantener la productividad del mismo. La permeabilidad de las formaciones puede verse alterada como consecuencia de las operaciones de perforación y terminación del pozo, o también, durante la vida productiva del yacimiento. Este cambio en la permeabilidad es lo que se denomina “daño en la formación”, el cual es originado por invasión de fluidos y sólidos extraños en la sección expuesta, adyacente al hoyo del pozo. Para determinar el tipo de fluido más eficaz o más conveniente a usar en un pozo, se debe tomar en cuenta su vulnerabilidad frente a los daños de la formación. A este respecto, las arcillas son un punto importante ya que estas constituyen un elemento de cuidado en toda la

formación debido a la facilidad con la que reaccionan con los fluidos empleados durante las operaciones de campo.

El daño en la formación es uno de los causantes de elevadas pérdidas de productividad en los pozos y en el peor de los casos, puede llegar a producir el taponamiento total de zonas productoras.

Los resultados obtenidos mediante el equipo de Difracción de Rayos X, permiten conocer el tipo de mineral de arcilla presente en las arenas productoras, y al mismo tiempo, permiten descubrir o inferir los factores que pueden influir negativamente en el Índice de Productividad.

5.3.1 Arenas pertenecientes a los pozos AG-31S Y AG-106S.

Tal como se explicó en el procedimiento metodológico, el campo Santa Ana cuenta con pozos muy viejos y esto complicó la búsqueda de datos e información, ya que muchos de ellos actualmente se encuentran cerrados y otros contienen muy poca información que dificulta realizar un estudio completo.

Este es el caso de los pozos antes mencionados. El pozo AG-106S se encuentra inactivo desde el año 1996 y el AG-31S está abandonado desde el año 1997. A pesar de la condición actual, las muestras de estos pozos fueron analizadas con el equipo de Difracción de Rayos X con el propósito de conocer qué tipo de minerales de arcilla están presentes en las arenas, observar la tendencia de estos minerales y caracterizar las arcillas cementadas existentes. Sin embargo, para explicar el efecto de las arcillas sobre el índice de productividad, se tomará como referencia sólo el pozo AM-10, ya que se encuentra activo, como se describe a continuación.

5.3.2 Arena perteneciente al pozo AM-10.

Esta arena se encuentra a una profundidad de 8.616'. Pertenece a un yacimiento de petróleo con capa de gas que corresponde a un proyecto de recuperación adicional que viene produciendo en los últimos años un factor de reemplazo menor a la unidad, donde se contempla terminar de agotar las reservas remanentes de gas y petróleo. Tomando como base la información del libro de reservas del 2003, la arena MEJ1 (Yacimiento AM-22) presenta como características petrofísicas una porosidad y permeabilidad promedio de 15 % y 120 mD respectivamente.

La arena MEJ1 posee 82' de espesor neto petrolífero, los cuales muestran buenas características resistivas promedio, y más aun, el intervalo actualmente perforado, el cual muestra gran prospectividad. Para el año 1979, este pozo fue completado en la arena MEJ1 con equipo de Levantamiento Artificial por Gas. Actualmente este pozo está activo, presentando reportes de producción hasta el año 2003.

Como bien se observan en los resultados obtenidos, las muestras pertenecientes a esta arena contienen un porcentaje moderado de arcillas caolinita e ilita. A lo largo de la arena se observa entre 17 y 11 % de caolinita. La caolinita es una arcilla no hinchable; sin embargo, su presencia genera problemas de partículas finas movibles, es decir, esta se fractura y migra depositándose en las gargantas porales lo que trae consigo reducción de la permeabilidad, y a su vez, disminución en el índice de productividad. Este problema es fácil de resolver a través del uso de cualquier sistema de estabilización de arcillas. Hay que tener bien claro el hecho de que, cuando un pozo no produce o inyecta lo que se espera de él, es porque en sus alrededores existe una barrera al paso de fluidos. Esta barrera u obstrucción se debe en muchos casos a la interacción roca/fluido.

El objetivo de cualquier trabajo de estimulación química es la eliminación a ese daño, y como mínimo, la restauración de la capacidad del pozo para producir o inyectar en condiciones de daño cero.

Todas las prácticas de estimulación química están dirigidas a la reducción del factor de daño; sin embargo, es importante hacer notar que se requiere una cuantificación confiable de este factor, y la única manera de conocerlo es por medio de una prueba de restauración de presión, sin la cual no puede diseñarse el tratamiento en forma efectiva.

En ocasiones, los tratamientos químicos, en vez de aumentar la productividad de un pozo, la disminuyen o hasta la destruyen. Esto es un indicio de que se ha diseñado el tratamiento sin determinar cuál es el verdadero daño a la formación. Como se mencionó anteriormente, por medio de una restauración de presión se puede cuantificar el daño y establecer su origen, lo que permitirá diseñar procedimientos y fluidos para eliminarlo. La efectividad de un tratamiento químico en particular, depende de que se pueda eliminar el daño que limita la productividad. Cuando se está en presencia de caolinita, se debe usar bajas velocidades de flujo para evitar que los cristales individuales de esta arcilla se separen y sean alojados en las gargantas porales impidiendo el paso del flujo en este sector de la roca. Para eliminar el daño de formación se debe acidificar con ácido clorhídrico (HCl) y ácido fluorhídrico (HF).

Por otro lado, también se encontró entre 13 y 4 % de illita. La illita es muy propensa a quebrarse y migrar por el movimiento de fluidos, causando frecuentemente problemas relacionados con la estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación. Además, este tipo de minerales es parecido a cabellos finos los cuales pueden reducir la permeabilidad en forma considerable. Esa estructura de pelos crea un gran volumen de microporosidad, la cual a su vez, aumenta las fuerzas capilares en los poros y permite que se aloje mayor cantidad de

agua en los granos donde está adherida. Esa acumulación de agua resulta en una alta saturación de agua irreducible y una baja permeabilidad al gas o al petróleo. Para eliminar el daño de formación en presencia de ilita se debe acidificar con ácido clorhídrico (HCl) y ácido fluorhídrico (HF).

Sabiendo que el Índice de Productividad depende, entre otros factores, de la tasa de flujo, y esta a su vez depende en gran medida de la permeabilidad y la porosidad, se debe tener mucha precaución a la hora de trabajar en formaciones con presencia de arcillas, lo cual es el caso, ya que estas influyen considerablemente en los factores antes mencionados. Por lo tanto, en vista de que la arena MEJ1 posee una cantidad significativa de arcilla y tiende a ser moderadamente sucia, se debe crear o diseñar un fluido de estimulación que minimice el daño y ayude a aumentar el Índice de Productividad. Además, al considerar que la arena es casi limpia hacia la base, se puede aprovechar esta condición al perforarla hacia esta sección, lo que contribuiría al aumento en la tasa de flujo, esto por supuesto, utilizando el fluido ideal.

Todo lo antes mencionado se realiza con el propósito de evitar taponamiento total de la zona productora y como última consecuencia, al cierre del pozo.

5.4 Mapas de tendencias de los tipos de arcilla presentes en las arenas productoras.

La herramienta OFM (Oil Field Manager) es una aplicación que permite visualizar e identificar tendencias, anomalías y pronosticar producción.

Para realizar un mapa de tendencia de minerales de arcilla, usando este paquete, se requieren como mínimo 3 puntos para poder graficar o plotear. Tal como se observó en el procedimiento metodológico, los pozos pertenecientes a los campos Santa y El Toco son pozos muy viejos. Las operaciones de perforación en estos

campos comenzaron en los años 1936 y 1947 respectivamente. Por esa razón, se hizo muy difícil la ubicación y recopilación de muestras representativas de los pozos escogidos para el estudio, y sólo se encontró 3 muestras para realizar el análisis de Difracción de Rayos X.

Los pozos AM-10, AG-106S y AG-31S están distribuidos en yacimientos diferentes: AM-22, AG-102 y AG-31. Esto complicó la elaboración de los mapas, ya que al plasmar los resultados de los pozos en las graficas, sólo se observa un punto en cada mapa, en donde no se aprecia la distribución de los minerales arcillosos. Según los resultados obtenidos, en el campo Santa Ana, se puede notar que están presentes minerales de arcilla tales como: caolinita, illita y clorita. Sin embargo, como ya se mencionó, no se puede apreciar claramente la tendencia que tienen estos minerales alrededor de los pozos, debido a que no se encontraron suficientes muestras para ser analizadas. Además, la única forma de conocer qué tipo de minerales arcillosos están presentes en las formaciones es mediante pruebas de Difracción de Rayos X, las cuales dependen de tener disponibles suficientes muestras físicas para ser estudiadas. Por estas razones, los mapas de tendencias no fueron presentados en esta sección.

Lo anterior indica claramente que existe una necesidad apremiante de realizar pruebas de laboratorio a las muestras pertenecientes a estos campos para poder tener un entendimiento claro de sus características mineralógicas, y por ende usar los fluidos adecuados en las operaciones de campo. Se propone para nuevas localizaciones o pozos a perforar, tomas de núcleos y registros que puedan dar información de la litología presente en las arenas productoras del Distrito Gas Anaco.

5.5 Efecto de las arcillas en la aplicación eficiente de los fluidos de completación y estimulación en las arenas productoras.

Los fluidos de completación permiten mantener las condiciones apropiadas para colocar la completación de modo eficiente y seguro, esto evita causar daño a la formación productora.

Los fluidos de completación o reparación de pozo son aquellos que se bombean o se hacen circular dentro del hoyo en el momento de realizar operaciones de control de pozo, limpieza, taponamiento, cañoneo, evaluación y completación.

Estos trabajos se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos como inyección de agua o gas. Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaque con grava o el cañoneo del revestidor y finalmente la instalación de la tubería de producción.

Los sistemas de agua salada y agua salobre son usados en las operaciones de perforación costa afuera y costanera debido a las provisiones inagotables de este tipo de agua en el sitio de perforación. Otras ventajas derivadas del uso del agua salada o salobre en los fluidos de perforación incluyen el hecho que las arcillas perforadas se hidratan menos que cuando se usa agua dulce.

Para entender los fluidos de agua salada y la manera en que los componentes del lodo reaccionan en ello, es necesario conocer de la misma el pH del agua salada. Este es amortiguado contra los cambios por un equilibrio de solubilidad con el CO₂ atmosférico y el carbonato de calcio sedimentario.

Esto significa que cuando se aumenta el pH del agua salada mediante la adición de materiales alcalinos, el CO_2 atmosférico se absorberá en el agua para amortizar el pH, como la acumulación de estos carbonatos es perjudicial para las propiedades del fluido de perforación se mantiene una concentración excedente de cal (que no está en solución) en el sistema. La cal impide la acumulación de carbonatos y amortigua el pH dentro del rango destacado. Por lo tanto, un lodo de agua salada debería ser utilizado como un “sistema de contenido bajo de cal”.

Los sistemas saturados de agua salada están diseñados para impedir el ensanchamiento del pozo durante la perforación de las secciones de sal. Este ensanchamiento resulta de que la sal contenida en el pozo se disuelve en la fase acuosa “no saturada de sal” del fluido de perforación.

Las soluciones de agua salada tienen muchas aplicaciones como fluido para completaciones y reparaciones de pozos.

Sin embargo, cuando la formación contiene arcillas el agua puede producir una expansión o hinchamiento en ellas, lo cual no es deseable.

En la actualidad se está utilizando en el Campo Santa Ana como fluido de completación el agua salada. En el pozo AM-10 se encontró arcilla caolinita e ilita.

Los fluidos base agua causan la dispersión de los cristales de caolinita ocasionando la obstrucción de algunos poros, lo que lleva consigo reducción de la permeabilidad. Por lo tanto hay que tomar en cuenta que la caolinita tiende a migrar sobre todo cuando se encuentra en un medio básico que favorece su desprendimiento del medio poroso. Sin embargo, en agua salada, los cristales de arcilla permanecen en agregados por lo que ofrece menos impedimentos a fluir.

Por otro lado la Iilita es muy propensa a quebrarse y migrar por el movimiento de fluidos. El principal problema que ocasiona es que genera gran volumen de micro-porosidad la cual puede enlazar gran cantidad de agua a las partículas huéspedes resultando así una alta saturación de agua irreducible.

La ilita forma agregados en masa lo que reduce la permeabilidad en forma considerable, por lo que se debe evitar sistemas de agua dulce y debe usarse sistemas hidrocarburos o KCl.

En los pozos AG-31S y AG-106S también se encontró arcillas caolinita e ilita. El comportamiento de estas arcillas se muestran claramente en el análisis del pozo AM-10. Además de estos minerales arcillosos se encontró en los pozos (AG-31S y AG106S) cierta cantidad de clorita.

La clorita se encuentra frecuentemente en antiguos sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades, y normalmente no causa ningún problema importante a menos que estén presentes en grandes cantidades.

La clorita no es propensa a disgregarse y migrar, ni a expandirse. El principal problema de la clorita es que genera precipitado de Hidróxido de hierro, por lo cual se debe evitar sistemas ricos en oxígeno y $\text{pH} > 4$, además se debe usar sistemas ácidos y removedores de oxígenos.

En vista de lo antes mencionado, en los pozos involucrados en este estudio los cuales contienen caolinita, ilita y clorita es favorable usar fluidos de agua salada, manteniendo siempre un ambiente ácido que contribuirá en gran manera a minimizar o disminuir la interacción entre los minerales arcillosos y los fluidos usados en la perforación, completación y estimulación.

Otro proceso importante en la vida del pozo es la estimulación de las arenas productoras. La estimulación consiste en una serie de tratamientos que tienen por objeto eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo.

Es importante conocer los agentes o aditivos que pueden causar daño a la formación. Así mismo, deben conocerse las composiciones de los fluidos que saturan el yacimiento, naturales o de invasión y la composición mineralógica del mismo. La mineralogía de arcilla (fracción < 2 a micras) es importante considerarla en todos los campos, pues estos minerales reaccionan de modo muy diferente con los fluidos y tratamientos usados en la perforación, completación, producción y estimulación del pozo.

Las arcillas en su gran mayoría, son extremadamente sensibles a los cambios de la salinidad, por lo tanto, cualquier cambio en la concentración o en el tipo de sales desde el agua original del reservorio en el que fueron precipitados o estabilizados, produce cambios catastróficos en la porosidad. En particular la reducción de la salinidad o el incremento del pH del agua alrededor de la partícula de arcilla ocasionan la dispersión de la misma.

La caolinita, la illita y la clorita, se dispersan en cantidades variables dentro del sistema del fluido de perforación.

Las propiedades de filtración y reológicas del fluido dependen de las diferentes cantidades de arcillas contenidas en el fluido. Como la montmorillonita es añadida intencionalmente a un fluido para controlar a estas propiedades, la caolinita, la illita y la clorita pueden ser consideradas como contaminantes, visto que no son tan eficaces como una arcilla comercial.

En el caso de la arcilla caolinita, por lo general forma agregados y rellenos de poros, los cuales son mayores que las dimensiones de los cuellos de los mismos poros; cuando la velocidad de un fluido intersticial es alta durante la recuperación, estos agregados o cristales individuales pueden ser separados por sus sustratos y alojados en los cuellos de los poros, impidiendo el paso del flujo en este sector de la roca. Se debe usar bajas velocidades de flujo. Para eliminar el daño de formación se debe acidificar con HCl/HF o estabilizar con arcillas, tal como el polihidróxido de aluminio. Estos tratamientos que se apliquen al pozo deben ser archivados durante el tiempo necesario para posteriores trabajos.

En lo referente a la illita, ésta es propensa a quebrarse y migrar por el movimiento de fluidos. Esta migración de partículas finas se produce por el desprendimiento de partículas por sensibilidad a los fluidos, el cual la transporta a través del medio poroso hasta que es atrapada en el cuello de los poros, reduciendo la permeabilidad. Si existe daño relacionado con esta arcilla se debe acidificar con HCl/HF para eliminarlo.

Por último, la clorita es una de las arcillas más problemática a la hora de estimular por su alto contenido de hierro, ya que al inyectar HCl en la formación, esta arcilla no se disuelve completamente en el ácido, sino que los cationes interlaminares (Fe^{2+} , Mg^{2+} y Al^{3+}), son elevadores de la superficie de la arcilla, dejando un residuo sílico amorfo. A medida que el ácido se gasta contra los carbonatos presentes, aumenta rápidamente el pH, y el CO_2 que se forma reaccionará con el Fe^{2+} proveniente de la clorita, precipitando en forma de carbonato ferroso cristalino, que tapaná los poros. Al alcanzar el pH el valor de 2, se formará un precipitado de hidróxido férrico ($\text{Fe}(\text{OH})_3$). Este precipitado es amorfo y tapaná el medio poroso.

Cuando el ácido se ha terminado éste hidróxido férrico tiene grandes cristales, mayores que las gargantas de los poros, a través de los cuales ellos no pueden pasar.

Este problema de precipitación puede ser solucionado si se añaden químicos apropiados al ácido, puede ser un depurador oxigenado y un agente quelatante al hierro (Fe), y teniendo cuidado de recuperar todo el ácido introducido dentro del pozo.

Para eliminar el daño de formación se debe acidificar con HCl/HF y quelatar con ácidos orgánicos.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

1. Las 3 arenas analizadas en este estudio contienen características mineralógicas muy parecidas o similares.
2. La arena MEJ1 presenta un porcentaje de cuarzo entre 61 y 77 %, por lo que se considera moderadamente limpia.
3. Las 4 muestras tomadas de la arena MEJ1, mostraron que esta contiene los mismos minerales a diferentes profundidades: cuarzo, feldespato plagioclasa, ankerita, siderita y minerales de arcilla.
4. En el pozo AM-10 el máximo porcentaje de arcilla fue de 30 %.
5. La arena COK se considera muy sucia debido al alto contenido de arcilla presente (40%).
6. La arena MEA presentó el valor más alto de minerales arcillosos (45%), por lo tanto, es muy sucia.
7. Los minerales de pirita (1%) y yeso (3%) sólo se encontraron en la arena MEA perteneciente al pozo AG-106S.
8. Mediante el análisis de Difracción de Rayos X se pudo conocer que las arcillas autigénicas que más predominan en el campo Santa Ana son: caolinita, clorita e illita.
9. En la arena MEJ1 la arcilla predominante es la caolinita (entre 11 y 17 %).
10. Las arenas COK y MEA presentaron pequeñas cantidades de clorita (1 y 9%).

11. La illita fue la arcilla predominante en las arenas COK y MEA (21 % y 23 % respectivamente).

12. Según las muestras analizadas, las arenas de este estudio no contienen arcillas interestratificadas.

13. Las arenas COK y MEA presentan una combinación de: caolinita, clorita e illita; en esta combinación reaccionará la arcilla que se encuentre en mayor proporción.

14. En agua salada los cristales de la arcilla caolinita permanecen agregados por lo que ofrecen menos impedimentos a fluir.

15.- Los mapas de tendencia no fueron elaborados debido a la falta de muestras de núcleos.

CAPÍTULO VII

RECOMENDACIONES

1. Actualizar la información contenida en las carpetas de los pozos para tener un conocimiento exacto de los trabajos que se han realizado a los mismos.
2. Al perforar formaciones con yeso, como en el caso de la arena MEA, se recomienda utilizar sistemas que toleren el yeso.
3. A la hora de remover pequeñas cantidades de yeso, se puede usar carbonato de bario o de sodio.
4. Para evitar problemas de hinchamiento, taponamiento y ensanchamiento del hoyo, es preferible cañonear la arena MEJ1 hacia la parte más limpia (base).
5. En caso de estimular con ácidos la arena MEA se debe tener cuidado ya que esta presenta minerales de pirita y siderita los cuales contienen hierro.
6. En presencia de la arcilla caolinita, se debe evitar sistemas de agua dulce y usar agua salada ya que los cristales de esta arcilla permanecen en agregados y se impide su desprendimiento del medio poroso.
7. Se recomienda evitar sistemas de agua dulce con la arcilla ilita, por lo que debe usarse sistemas hidrocarburos o KCl.
8. Como la arcilla clorita genera precipitado de hidróxido de hierro, es importante evitar sistemas ricos en oxígeno y pH mayores de 4, por lo tanto, se debe usar sistemas ácidos y removedores de oxígeno.
9. Para eliminar el daño de formación en presencia de caolinita, acidificar con HCl/HF o estabilizar con arcillas, tal como el polihidróxido de aluminio.
10. Si existe daño en presencia de ilita, acidificar con HCl/HF para eliminarlo.

11. A la hora de estimular cuando está presente la clorita, se recomienda acidificar con HCl/HF y quelatar con ácidos orgánicos.
12. Para evitar el problema de precipitación de hierro, en presencia de clorita, añadir químicos apropiados al ácido, como un depurador oxigenado y un agente quelatante al hierro, teniendo siempre presente el recuperar todo el ácido introducido dentro del pozo.
13. Recolectar muestras representativas de núcleos a los pozos de el Campo El Toco.
14. Practicar la prueba de Difracción de Rayos X a los núcleos de el Campo El Toco para conocer la mineralogía existente en dicho campo.
15. Actualizar los contenedores de muestras en la Nucleoteca El Chaure ya que no se encontraron muestras de el Campo El Toco y muy pocas de el Campo Santa Ana.
16. En todos los pozos involucrados en este análisis es favorable usar como fluido el agua salada.

BIBLIOGRAFÍA CITADA.

1. Carvajal R., **“Análisis de Factibilidad en las Técnicas para el Control de Agua, en Pozos Productores de Hidrocarburos de los Campos Santa Ana-El Toco del Área Mayor de Anaco”**, Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Abril (2009).

2. Bermúdez L., **“Caracterización de las Arcillas Cementantes de las Arenas Productoras Pertencientes al Campo Guarío del Distrito de Producción Gas Anaco”**, Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Marzo (2008).

3. Hernández M., **“Caracterización de las Arcillas Cementantes de las Arenas Productoras Pertencientes al Campo Santa Rosa del Distrito Anaco”**, Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Febrero (2008).

4. Sarti P., **“Caracterización de las Arcillas Cementantes Pertencientes a las Arenas Productoras del Campo San Joaquín Distrito Anaco”**, Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Febrero (2008).

5. Boada C. y Machado M., **“Análisis Mineralógico de la Secuencia Sedimentaria de las Unidades Productoras de la Formación Oficina y su Influencia en la Producción en los Campos Santa Ana, San Joaquín y Santa Rosa, Edo. Anzoátegui”**, Universidad de Oriente, Núcleo de Bolívar, (2005).

6. Urdaneta de C., J. **“Caracterización de las Arcillas, Herramienta Clave Para el Control de Calidad de Perfiles, Norte de Anzoátegui Distrito Anaco”**. Mem VIII congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos Caracas Venezuela, II: pp. 469-476 (1997).

7. Pirson S., **“Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**. Ediciones Omega, S. A, Barcelona, (1965).

8. **“Tecnología Aplicada de Lodos”**, IMCO Services.

9. Prieto A., **“Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación”**, CIED, Febrero (1997).
10. **Museo Geológico Virtual de Venezuela. “Arcillas” PDVSA-INTEVEP. (1997).**
11. Garcia R. y Suarez B., **“Arcillas, Propiedades y Usos”**, Universidad Complutense (Madrid) y Universidad de Salamanca (2004).
12. Galindano C. e Indriago J., **“Influencia de los Fluidos de Completación en el Índice de Productividad de la Arena SJ-A del Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco”**, Trabajo de Grado, Universidad de oriente, Puerto La Cruz.
13. Salas R., **“Fluidos de Perforación”**, Universidad de Oriente.
14. **“Completacion y Reacondicionamiento de Pozos”**, CIED, (1997).
15. Abud J., **“Influencia de las Arcillas en los Proyectos de Inyección de Vapor”**, Trabajo Especial de Magister en Ingeniería de Petróleo, Maracaibo, Noviembre (1984).

BIBLIOGRAFÍA ADICIONAL.

- **Gómez A., “Estudio de Factibilidad de Reactivación de Pozos como Productores de Gas en niveles de separaciones menores a 60 Lpc, en el Área Zapatos Área Mayor Oficina”.** Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. (2008).
- **Martínez M., “Caracterización Geológica de la Arena CO-C, Yacimientos JMN-1, JMN-86 Y JMN-92 de la Formación Oficina, Miembro Colorado Domo Sur del Campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco. Edo Anzoátegui”.** Universidad de Oriente, Núcleo de Bolívar, (Abril, 2005).
- **Padrino O., “Diseño y Aplicación de un Banco de Datos Automatizados para la Cementación de Pozos”.** Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. (1999).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	CARACTERIZACIÓN DE LAS ARCILLAS CEMENTANTES EN LOS CAMPOS SANTA ANA-EL TOCO DEL DISTRITO GAS ANACO.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
ALCALÁ., MARTA C.	CVLAC:11.384.828 E MAIL: Martha_cal_@hotmail.com
ROJAS A., LUISA A.	CVLAC:15.113.312 E MAIL:luisitaandre@gmail.com

PALABRAS O FRASES CLAVES:

ARCILLAS

LUTITA

MINERALOGÍA

PERMEABILIDAD

NÚCLEOS

DAÑO

PRODUCTIVIDAD

DIFRACCIÓN

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

ÀREA	SUBÀREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

Conocer la mineralogía de la formación de interés es de vital importancia para prevenir daños por interacción roca/fluido, generado por incompatibilidad entre los fluidos empleados en las operaciones de campo y la matriz de la formación. Dicho daño se genera cuando los fluidos empleados para diversos fines como el caso de las estimulaciones, es incompatible con las partículas que se encuentran en la formación y esto desencadena una reacción entre ellos, lo que trae como consecuencia hinchamiento de la partícula, a la vez que se crea una obstrucción de la porosidad, reducción de la permeabilidad, y por ende, baja producción. Por tal razón, el presente estudio estuvo enfocado en Caracterizar las Arcillas Cementantes en los Campos Santa Ana-El toco del Distrito Gas Anaco. Usando Pruebas de Difracción de Rayos X, se pudo conocer el tipo de arcilla existente en el Campo Santa a saber: caolinita, illita y clorita. Todo esto se realizó con el propósito fundamental de evitar a toda costa las reacciones que provocan las arcillas y prevenir la mala aplicación de los fluidos empleados en las operaciones de completación y estimulación.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Morales., Jhonles.	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	9.726.435			
	E_MAIL	moralesjj@pdvsa.com			
	E_MAIL				
Vilela., Aura.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	11.825.025			
	E_MAIL	vilelaa@hotmail.com			
	E_MAIL				
Salas., Roberto.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	3.413.775			
	E_MAIL	robertosalas@hotmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DÍA
2011	03	11

LENGUAJE. SPA

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Caracterización de arcillas.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F
G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO DE PETRÓLEO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PREGRADO

ÁREA DE ESTUDIO:

DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE, NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: “los trabajos de grado son exclusiva propiedad 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”.

ALCALÁ MARTA

AUTOR

AUTOR

ROJAS LUISA

AUTOR

TUTOR

Ing. Jhonles Morales

JURADO

Ing. Aura Vilela

JURADO

Ing. Roberto Salas

POR LA SUBCOMISION DE TESIS