

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



**“INFLUENCIA DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN
EN EL INDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LA ARENA SJ-A EN EL
CAMPO SAN JOAQUIN, DISTRITO GAS ANACO”.**

Realizado por:

Cermar J. Golindano Hernández

Jheizy Carolina Indriago Rojas

**Trabajo de grado presentado ante la Universidad de Oriente como
requisito parcial para optar al Título de
INGENIERO DE PETRÓLEO**

Barcelona, Octubre de 2009.

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



**“INFLUENCIA DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN EN EL INDICE DE
PRODUCTIVIDAD DE LA ARENA SJ-A EN EL CAMPO SAN JOAQUIN,
DISTRITO GAS ANACO”.**

Asesor Académico:

Ing. Roberto Salas

Realizado por:

Cermar J. Golindano Hernández
C.I.: v-15.705.587

Jheizy Carolina Indriago Rojas
C.I.: v- 17.955.232

Barcelona, Octubre de 2009.

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



“INFLUENCIA DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN EN EL INDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LA ARENA SJ-A EN EL CAMPO SAN JOAQUIN, DISTRITO GAS ANACO”.

JURADO

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

Ing. Roberto Salas.
Asesor Académico

Msc. Lorenzo Arditti
Jurado Principal

Ing. Rafael Cubillan
Jurado Principal

Barcelona, Octubre de 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 44 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
DEDICATORIA	vi
AGRADECIMIENTOS	vii
AGRADECIMIENTOS	viii
CONTENIDO	ix
INDICE DE TABLAS	xvi
INDICE DE FIGURAS.....	xvii
RESUMEN.....	xix
CAPÍTULO I.....	20
EL PROBLEMA	20
1.1 Introducción	20
1.2 Planteamiento del problema.....	21
1.3 Objetivos de la investigación	23
CAPITULO II	24
UBICACIÓN GEOGRAFICA.....	24
2.1 Reseña histórica de petróleos de venezuela	24
2.2 Corrimiento de anaco	24
2.3 Área mayor de anaco.....	26
2.3.1 Ubicación del área.....	26
2.3.2 Estructura regional	27
2.3.3 Estructura local.....	28
2.4 Campo san Joaquín	29
2.4.1 Características de los entrampamientos	31
2.4.2 Estratigrafía regional.....	33
2.4.3 Estratigrafía local	34
2.4.4 Características de las formaciones	35

2.4.4.1. Formación mesa	35
2.4.4.2 Formación las piedras	35
2.4.4.3 Formación freites	35
2.4.4.4. Formación oficina	36
2.4.4.4.1 Miembro blanco	37
2.4.4.4.2 Miembro azul	37
2.4.4.4.3 Miembro moreno.....	37
2.4.4.4.4 Miembro naranja.....	37
2.4.4.4.5 Miembro verde.....	38
2.4.4.4.6 Miembro amarillo	38
2.4.4.4.7 Miembro colorado.....	39
2.4.4.5. Formación merecure	39
2.4.4.6. Formación vidoño	41
2.4.4.7. Formación san juan.....	42
2.4.4.8. Grupo temblador	43
2.4.4.8.1 Temb-A	43
2.4.4.8.2 Temb-B	43
2.4.4.8.3 Temb-C	44
2.4.4.8.4 Temb-D	44
2.4.4.8.5 Temb-E	44
CAPITULO III.....	45
FUNDAMENTOS TEORICOS	45
3.1 Antecedentes de la investigación	45
3.2 Fundamentos teóricos	46
3.2.1 Definición de arcillas	46
3.2.1.1 Química de las arcillas	47
3.2.1.2 Tipos de arcillas	48
3.2.1.3 Arcillas esmectitas o montmorillonitas (arcillas de tres capas) $na_{0,33} al_{1,6} mg_{0,33} si_4 o_{10} (oh)_2$	50
3.2.1.4 Illitas (arcillas de tres capas) $(k_{1,8} (al_{1,6} fe_{0,2} mg_{0,2})(si_{3,4} al_{0,6}) o_{10}(oh)_2)$	52

3.2.1.5 Cloritas (arcillas de tres capas) $(\text{mgfe})_5 (\text{alsi}_3) (\text{alo}_{10}) (\text{oh})_8$	53
3.2.1.6 Caolinitas (arcillas de dos capas) $\text{al}_2\text{si}_2\text{o}_5(\text{oh})_4$	54
3.2.2 Indice de productividad.....	55
3.2.3 Pseudodaño	57
3.2.3.1 Pseudodaño y configuración del pozo.....	58
3.2.3.2 Pseudodaño y condiciones de producción.....	59
3.2.4 Restriccion del flujo	59
3.2.5 Análisis nodal.....	65
3.2.5.1 Ecuaciones de flujo	66
3.2.5.1.1 Flujo líquido monofásico	67
3.2.5.1.2 Flujo bifásico en el yacimiento	67
3.2.5.1.3 Flujo multifásico en tuberías.....	68
3.2.5.1.4 Flujo multifásico vertical	69
3.2.6 Daño de formación verdadero.....	70
3.2.6.1 Mecanismos del daño a la formación.....	71
3.2.6.2 Principales causas de la existencia de daño de formación son:.....	71
3.2.6.2.1 Daño durante la perforación.....	72
3.2.6.2.2 Daño durante la cementación.....	76
3.2.6.2.3 Daño a la formación por los fluidos de completación o reparación.....	79
3.2.6.2.4 Daño durante el cañoneo.....	79
3.2.6.2.5 Daño por entubación	80
3.2.6.2.6 Daños en la terminación y reparación de pozos.....	80
3.2.6.2.7 Daños por fluidos de terminación	81
3.2.6.2.8 Daños durante la producción.....	82
3.2.6.2.9 Daño durante la limpieza del pozo.....	83
3.2.6.2.10 Daño durante el tratamiento ácido	84
3.2.6.2.11 Daño durante la estimulación.....	86
3.2.6.2.12 Daño por estimulación química matricial	86
3.2.6.2.13 Daños por estimulación matricial en areniscas	86
3.2.6.2.14 Daños por estimulación matricial en carbonatos.....	89

3.2.6.2.15 Daño por penetración parcial	91
3.2.7 Método prevención del daño a la formación.....	91
3.2.7.1 Prevención de los daños inducidos durante la perforación	92
3.2.7.2 Prevención de los daños inducidos durante la cementación	93
3.2.7.3 Prevención de los daños inducidos durante la terminación/reparación.....	93
3.2.7.4 Prevención de los daños inducidos durante la estimulación acida.....	93
3.2.7.5 Prevención de los daños inducidos durante el fracturamiento	95
3.2.7.6 Prevención de los daños a la formación durante procesos de inyección de fluidos	95
3.2.7.7 Prevención de los daños a la formación durante el proceso de producción	96
3.2.8 Métodos de diagnostico del daño a la formación.....	97
3.2.8.1 Factores principales que reducen la producción	97
3.2.9 Descripción de núcleos	99
3.2.9.1 Requerimientos y técnicas en el análisis de núcleos.....	100
3.2.9.2. Manejo o tratamiento del núcleo.....	100
3.2.9.3 Preservación de núcleos	101
3.2.9.4 Análisis de núcleos en laboratorio	102
3.2.10 Fluido de completación.....	103
3.2.10.1 Funciones de los fluidos de completación.	103
3.2.10.2 Tipos de fluidos.....	103
3.2.10.2.1 Fluidos a base acuosa.....	103
3.2.10.2.2 Fluidos a base aceite	104
3.2.10.2.3 Fluidos aireados	104
3.2.11 Propiedades de los fluidos de completación	104
3.2.11.1 Densidad	104
3.2.11.2 Viscosidad plástica.....	105
3.2.11.3 Punto cedente	106
3.2.11.4 Geles	106
3.2.11.5 Ph	107
3.2.11.6 .Contenido de sólidos.....	107

CAPÍTULO IV	108
MARCO METODOLÓGICO	108
4.1 Tipo de investigación	108
4.2 Población y muestra	109
4.3 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	110
4.4 Revisión bibliográfica	111
4.5 Recopilación de datos	112
4.6 Procedimiento metodológico	112
4.6.1 Describir detalladamente todas las características geológicas y litológicas del campo san joaquín ubicado en el área mayor de anaco.....	112
4.6.2 Describir las características de los diferentes fluidos de completación utilizados en el campo san joaquín.....	113
4.6.3 Realizar la prueba de Invasión de filtrado y retorno de permeabilidad a los núcleos seleccionados pertenecientes a las zonas productoras del campo san joaquín (arena SJ-A) para la determinación del radio de invasión y el tipo de daño causado por los fluidos de completación	113
4.6.3.1 Fase 1	114
4.6.3.2 Fase 2	118
4.6.3.3 Fase 3	122
4.6.4 Establecer un análisis de los resultados obtenidos que sirva para prevenir el daño causado por los fluidos de completación en la arena SJ-A del Campo san Joaquín	135
Capitulo V	138
Análisis y discusión de resultados.....	138
5.1 Características geológicas y litológicas del campo san joaquín ubicado en el área mayor de anaco.....	138
5.1.1 Formación oficina	139
5.1.2 Formación merecure.....	140
5.1.3 Formación vidoño	141

5.1.4 Formación san juan	141
5.1.4.1 Descripción de las unidades estratigráficas de san juan.....	142
5.1.4.1.1 San juan A1	143
5.1.4.1.2 San juan A2.....	144
5.1.4.2 Características geológicas y de yacimientos	144
5.1.4.3 Las arcillas y la problemática del yacimiento	147
5.1.4.3.1 Caolinita.....	148
5.1.4.3.2 Montmorillonita o esmectita	149
5.1.4.3.3 Illita	150
5.2 Características de los diferentes fluidos de completación utilizados en el campo san joaquín.....	152
5.2.1 Agua salada	153
5.2.1.1 Densidad	153
5.2.1.2 Viscosidad.....	154
5.2.1.3 Cristalización de salmueras.....	154
5.2.1.4 Turbidez	155
5.2.1.5 ph de salmueras y corrosión.....	155
5.2.2 Fluido de completación #2.....	156
5.2.2.1 Mantenimiento del sistema	158
5.2.2.2 Ventajas:	159
5.3 Realizar las pruebas de invasión de filtrado y retorno de permeabilidad a los núcleos seleccionados pertenecientes a las zonas productoras del campo san joaquín (arena sj-a) para la determinación del radio de invasión y el tipo de daño causado por los fluidos de completación.....	159
5.4 Análisis de los resultados obtenidos que sirva para prevenir el daño causado por los fluidos de completación en la arena sj-a del campo san joaquín.....	161
CAPITULO VI.....	152
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	152

6.1 Conclusiones	152
6.2 Recomendaciones.....	153
BIBLIOGRAFÍA	154
APENDICE.....	156
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	159

INDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Arcillas Encontradas Comúnmente.[2]	55
Tabla 3.2 Características de pozos	64
Tabla 4.1 Población	109
Tabla 4.2 Intervalos de pozos desplegados en la Nucleoteca El Chaure	114
Tabla 4.3 Muestras de núcleos aptas para el análisis	114
Tabla 5.1 Variación de la viscosidad de salmueras con la densidad.	154
Tabla 5.2 Variación del pH con la densidad y la composición de la salmuera	156
Tabla 5.3 Pozos estudiados y analizados en el Campo San Joaquín.	160
Tabla 5.4 Porcentajes de daño a la formación y retorno a la permeabilidad.	161

INDICE DE FIGURAS

Fig. N° 2.1 Mapa estructural de A.M.A., atravesada por el Corrimiento de Anaco.	25
Fig. N° 2.2. Localización del Área Mayor de Anaco	26
Fig. N° 2.3. Domos del Campo San Joaquín y Guarío.	29
Fig. N° 2.4 Ubicación geográfica de los campos San Joaquín y Guarío.	30
Fig. N° 2.5. Mapa del Campo San Joaquín correspondiente a la Arena San Juan.	30
Fig. N° 2.6 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco.	34
Fig. N° 3.1 Partículas de Montmorillonita Idealizada. ^[5]	49
Fig. N° 3.2 Pirofilita Eléctricamente Neutra. ^[5]	50
Fig. N° 3.3 Sustitución de Al ³⁺ por Mg ²⁺ causando una partícula cargada negativamente	51
Fig. N° 3.3 Estructura de la Esmectita. ^[2]	53
Fig. N° 3.5 Distribución de Presiones	61
Fig. N° 3.7 Filtrado del cemento	78
Fig. N° 3.8 Operaciones de completación	79
Fig. N° 3.9 Producción de un pozo	83
Fig. 3.10 Análisis Nodal	98
Fig. N° 4.1 Mesa de Despliegue de la Nucleoteca El Chaure.	115
Fig. N° 4.2 Almacenamiento de Núcleos en la Nucleoteca.	116
Fig. N° 4.3 Cajas Contenedoras de Núcleos.	117
Fig. N° 4.4 Identificación de las Cajas Contentivas de los Núcleos.	117
Fig. N° 4.5 Comprobación de la Posición de Los Núcleos.	117
Fig. N° 4.6 Toma de muestra de los Núcleos.	118
Fig. N° 4.7 Muestras de los Núcleos debidamente Identificado	118
Fig. 4.8 Núcleos saturados en agua de formación	119
Fig. 4.9 tapones de núcleo de los pozos en estudio	119
Fig. N° 4.10 Preparación de Salmuera al 3% NaCl	120
Fig. N° 4.11 Fluido de completación #2	121
Fig. N° 4.12 Componentes del equipo de retorno a la permeabilidad	124
Fig. N° 4.13 Equipo de Retorno de Permeabilidad	124
Fig. N° 4.14 celda para colocar el tapón de núcleo	127
Fig. N° 4.15 Bomba hidráulica	128
Fig. N° 4.15 Válvulas de flujo	129
Fig. N° 4.16 Cambio de válvulas	130
Fig. N° 4.17 traductores y manómetros de presión	131
Fig. N° 4.18 cambio de válvulas	132
Fig. N° 4.19 celdas y acumuladores	133
Fig. N° 4.20 flujo constante de los fluidos	134
Fig. N° 4.21 vista del horno del Simulador Físico	136

Fig. N° 4.22. Sistema de Manómetros	136
Fig N° 4.23. Bomba Hidráulica	137
Fig. N° 4.24 Acumuladores de fluidos	137
Fig. N° 5.1 Columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco.	139
Fig. N° 5.2 Espesor de arena total- unidad estratigráfica San Juan A	143
Fig. N° 5.3 Mapa de la arena neta petrolífera para la unidad estratigráfica San Juan A	145
Fig. N° 5.4 Propiedades de yacimiento en San Juan y modelo de importancia.	146
Fig N° 5.5 Visión al microscopio de la caolinita.	148
Fig. N° 5.6 Estructura macroscópica de la montmorillonita.	150
Fig N° 5.7 Visión al microscopio de la illita.	151
Fig N° 5.8 Efectos diagenéticos comunes en San Juan	152
Fig. 5.9 estabilidad térmica a 300°F para el fluido convencional	157
Fig. 5.10 Estabilidad térmica a 300°F para el fluido de completación #2.	158

RESUMEN

El objetivo principal de este proyecto es determinar el daño causado por los fluidos de completación en la arena San Juan A del Campo San Joaquín, Distrito Gas Anaco, mediante la prueba de Retorno de Permeabilidad realizada en PDVSA-INTEVEP, para ello se tomaron dos muestras de núcleos pertenecientes a los pozos JM-190 y JM-191, estos fueron preparados y sometidos a caracterización para obtener las propiedades de la formación, con el fin de ser analizados y posteriormente y obtener los valores de daño y porcentaje de retorno de permeabilidad. Esta investigación es de suma importancia, debido a que dependiendo de los valores obtenidos con el retorno es posible tomar las medidas necesarias para disminuir su efecto sobre las arenas a completar.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Introducción

Los fluidos de completación son usados en las operaciones de completación de pozos, tienen varias funciones y todas son importantes, cada una de ellas necesarias para lograr resultados aceptables en los trabajos de rehabilitación; por lo tanto, luego de ser perforado un pozo estos fluidos son implementados para completar y luego producir el mismo.

Estos fluidos usados en la completación al estar en contacto con la formación geológica del pozo, causa una reducción en la permeabilidad ya sea, por taponamiento, arcillas hidratadas, formación de emulsiones, entre otros. Dependiendo de su densidad y composición, así como las características de los yacimientos pueden provocar o incrementar el daño en las arenas a ser completadas y evaluadas después de la ejecución de los trabajos de rehabilitación, ocasionando reducción de la productividad del pozo.

Si se puede identificar cual de los fluidos usados en la zona causan mayor daño a la formación según sus características y cuál de ellos es el más apto para ser usado en las labores de completación del Campo San Joaquín. Se tomarían las medidas necesarias para disminuir su efecto sobre las arenas a completar. He allí la importancia de este estudio, en el que se lleva a cabo la “Influencia de los fluidos de completación en el índice de productividad de la arena SJ-A en el Campo San Joaquín, Distrito Gas Anaco”. Con el objetivo de estudiar las características geológicas y litológicas del Campo San Joaquín ubicado en el Área Mayor de Anaco, describir las características de los diferentes fluidos de completación utilizados en el Campo San Joaquín, realizar las pruebas de invasión de filtrado y retorno de

permeabilidad a los núcleos seleccionados pertenecientes a las zonas productoras del Campo San Joaquín (arena SJ-A) para la determinación del radio de invasión y el tipo de daño causado por los fluidos de completación, establecer un análisis de los resultados obtenidos que sirva para prevenir el daño causado por los fluidos de completación en la arena SJ-A del Campo San Joaquín, lo que permitirá la selección de el o los fluidos más adecuados para posteriores trabajos de rehabilitación en el Campo

1.2 Planteamiento del problema

Los fluidos de completación son usados en las operaciones de completación de pozos, tienen varias funciones y todas son importantes, cada una de ellas necesarias para lograr resultados aceptables en los trabajos de rehabilitación; por lo tanto, luego de ser perforado y cementado un pozo, estos fluidos son implementados para completar y luego producir el mismo.

Actualmente el Campo San Joaquín está presentando complicaciones al momento de producir el pozo, debido a que los fluidos de completación están generando un daño posterior al de la perforación y cementación, al producir un cambio en la permeabilidad y porosidad en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad, lo que genera una reducción en la producción de una capa productiva. Estos fluidos usados en la completación causan una reducción en los canales porosos de la formación ya sea, por taponamiento, arcillas hidratadas, formación de emulsiones, entre otros, lo que origina una disminución en el índice de productividad.

Como consecuencia de esta problemática, se hace necesario generar un estudio que permita caracterizar la composición mineralógica a las formaciones productoras del Campo San Joaquín y más aun las arcillas, que son las partículas que más

problemas generan a la hora de trabajar con cualquier fluido, por lo que se propone un estudio basado en la búsqueda de información de diferentes áreas de investigación como: geología, rehabilitación y producción, con lo que se espera realizar análisis de núcleos para identificar cual de los fluidos usados en la zona causan mayor daño a la formación según sus características y cual de ellos es el más apto para ser usado en las labores de completación del Campo San Joaquín.

Adicionalmente se realizarán las pruebas de invasión de filtrado y retorno de permeabilidad las cuales permitirán evaluar los efectos de los fluidos utilizados en la completación que experimenta el Campo San Joaquín; estos estudios van a facilitar la selección del fluido más adecuado para las operaciones de completación sabiendo que este es un aspecto de extrema importancia para mejorar la productividad y establecer una diferencia en cada fluido usado.

1.3 Objetivos de la investigación

1.3.1 Objetivo General

Estudiar la influencia de los fluidos de completación en el Índice de Productividad de la arena SJ-A en el Campo San Joaquín, Distrito Gas Anaco.

1.3.2 Objetivos Específicos

- ✓ Describir detalladamente todas las características geológicas y litológicas del Campo San Joaquín ubicado en el Área Mayor de Anaco.
- ✓ Describir las características de los diferentes fluidos de completación utilizados en el Campo San Joaquín.
- ✓ Realizar las pruebas de invasión de filtrado y retorno de permeabilidad a los núcleos seleccionados pertenecientes a las zonas productoras del Campo San Joaquín (arena SJ-A) para la determinación del radio de invasión y el tipo de daño causado por los fluidos de completación.
- ✓ Establecer un análisis de los resultados obtenidos que sirva para prevenir el daño causado por los fluidos de completación en la arena SJ-A del Campo San Joaquín.

CAPITULO II

UBICACIÓN GEOGRAFICA

2.1 Reseña histórica de petróleos de venezuela

Desde su creación en 1976, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) se ha convertido en una de las corporaciones energéticas más importantes del mundo, propiedad de la República Bolivariana de Venezuela. Se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera; de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela como en el exterior.

PDVSA lleva adelante actividades en materia de exploración y producción para el desarrollo de petróleo y gas; bitumen y crudo pesado de la Faja del Orinoco; así como explotación de yacimientos de carbón. Ocupa una destacada posición entre los refinadores mundiales y su red de manufactura y mercadeo abarca Venezuela, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Además, realiza actividades de investigación y desarrollo tecnológico, educación y adiestramiento en sectores vinculados con la industria energética.

2.2 Corrimiento de anaco

El Corrimiento de Anaco es un elemento estructural de carácter compresivo, producto del origen tectónico, concretamente una falla de tipo inverso, de gran magnitud, que corta en forma oblicua el rumbo general del flanco sur la Cuenca Oriental de Venezuela; marca el límite noroeste del Área Mayor de Oficina y es un rasgo estructural mayor de la Cuenca Oriental. Se considera un fallamiento joven y basándose en correlaciones de sedimentos de la Formación Freites, erosionados en el

Campo Santa Ana, se ha intentado determinar importantes movimientos durante la sedimentación de la secuencia medio superior de esta formación, cuya edad es Mioceno Tardío.

Este corrimiento se encuentra en la parte central del Estado Anzoátegui y se extiende por 85 km en dirección N 40° E desde el Campo El Toco en el sur hasta el este del Campo La Ceiba en el norte, con un buzamiento del plano de falla promedio de 45° al noroeste, que decrece notablemente a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamiento. El desplazamiento de esta falla tiene un máximo de 7.000' en el Campo Santa Rosa y disminuye hasta 700' en Santa Ana; cerca del campo El Toco tiende a desaparecer. Constituye el límite sur de la acumulación de hidrocarburos del Área Mayor de Anaco, como se puede observar en la Figura 2.1. El geólogo L. M. Banks, define que en sus comienzos la falla de Anaco fue una falla normal de buzamiento al noroeste, reactivada posteriormente como el corrimiento actual.

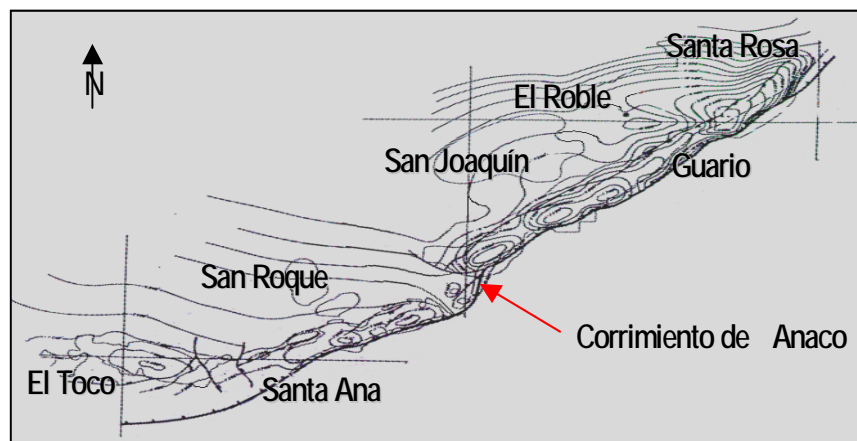


Fig. N° 2.1 Mapa estructural de A.M.A., atravesada por el Corrimiento de Anaco.

2.3 Área mayor de anaco

2.3.1 Ubicación del área

El Área Mayor de Anaco se encuentra ubicada en la parte Central del Estado Anzoátegui, dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Subcuenca de Maturín, y esta situada en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco, con un rumbo aproximadamente $N 50^{\circ} E$, Figura 2.2. 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, Guario, San Joaquín, Santa Ana, El Toco, Guere, El Roble y San Roque. Es importante destacar que la historia estructural de esta área se encuentra altamente influenciada por esfuerzos de tensión y de compresión, que han dado origen a numerosos levantamientos y plegamientos en la zona.

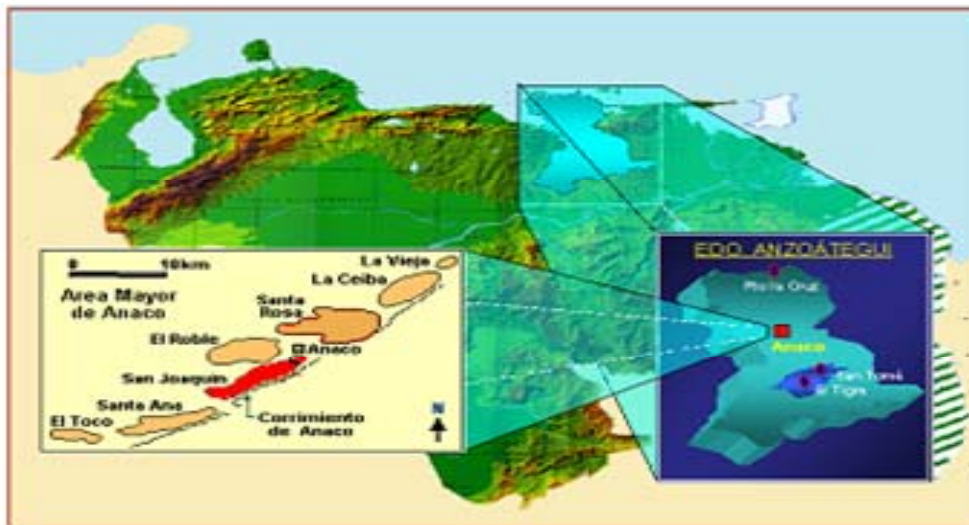


Fig. N° 2.2. Localización del Área Mayor de Anaco

2.3.2 Estructura regional

La estructura del Área Mayor de Anaco se considera influenciada por la tectónica cordillerana del norte de Venezuela oriental, cuyo origen se atribuye a la colisión de la placa del Caribe con la Placa del Continente Suramericano. Como resultado de esa tectónica se forma un cuadro estructural complejo conformado por varios elementos:

- ✓ El Corrimiento de Anaco.
- ✓ Una serie de pliegues, anticlinales y domos.
- ✓ Un sistema de fallas normales y, excepcionalmente, inversas.
- ✓ Algunas fallas transcurrentes.

El Corrimiento de Anaco es una falla de tipo inverso, de gran magnitud, que corta en forma oblicua el rumbo general del flanco sur la Cuenca Oriental de Venezuela; marca el límite noroeste del Área Mayor de Oficina y es un rasgo estructural mayor de la Cuenca Oriental. Se extiende por 85 km en dirección N 40° E desde el Campo El Toco en el sur hasta el este del Campo La Ceiba en el norte, con un buzamiento del plano de falla promedio de 45° al noroeste, que decrece notablemente a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamiento. El desplazamiento de esta falla tiene un máximo de 7.000' en el Campo Santa Rosa y disminuye hasta 700' en Santa Ana; cerca del Campo El Toco tiende a desaparecer. Constituye el límite sur de la acumulación de hidrocarburos del Área Mayor de Anaco.

Los campos petrolíferos del Área Mayor de Anaco están ubicados en el bloque norte levantado de la falla mayor de Anaco, como un conjunto de hasta ocho culminaciones anticlinales en forma de domos alargados con su eje paralelo al corrimiento. De Sur a Norte los campos son: El Toco, sobre un domo del mismo

nombre, Santa Ana, en un domo alargado con tres culminaciones menores, San Joaquín, con tres elevaciones bien diferenciadas, Santa Rosa, un anticlinal fallado.

Los levantamientos de Anaco, en su conjunto se presentan asimétricos, con buzamientos de 25-27° en el flanco sur, en contraste con sólo 2-5° en el flanco norte. Los domos han sido considerados como pliegues de arrastre sobre el plano del corrimiento, ocasionados por el movimiento hacia el sur de las capas que constituyen el flanco norte. Las fallas normales se encuentran principalmente al norte de los domos de Anaco, con desplazamiento considerable (70 a 22 metros).

2.3.3 Estructura local

El Campo San Joaquín está conformado por tres domos, en cuyas crestas aflora la Formación Oficina. El domo sur tiene un rumbo N50°E y el domo norte con rumbo N60°E, igual al domo del campo Guarío. En el medio de ambos domos, se encuentra el domo central. Los flancos del noroeste presentan buzamientos locales de 25° y los del sureste de 80°.

Se han encontrado fallas normales con desplazamientos de 150 pies aproximadamente (pozo JM-24) y una profunda silla tectónica está presente entre los domos norte y sur del Campo San Joaquín, las discrepancias en la acumulación y espesores de la zona productora indican que estos domos están definitivamente separados. Sin embargo, la silla tectónica entre el domo norte del Campo San Joaquín y el domo de Guarío no es muy pronunciada, por lo que estos dos domos pueden tener yacimientos comunes (Figura 2.3).

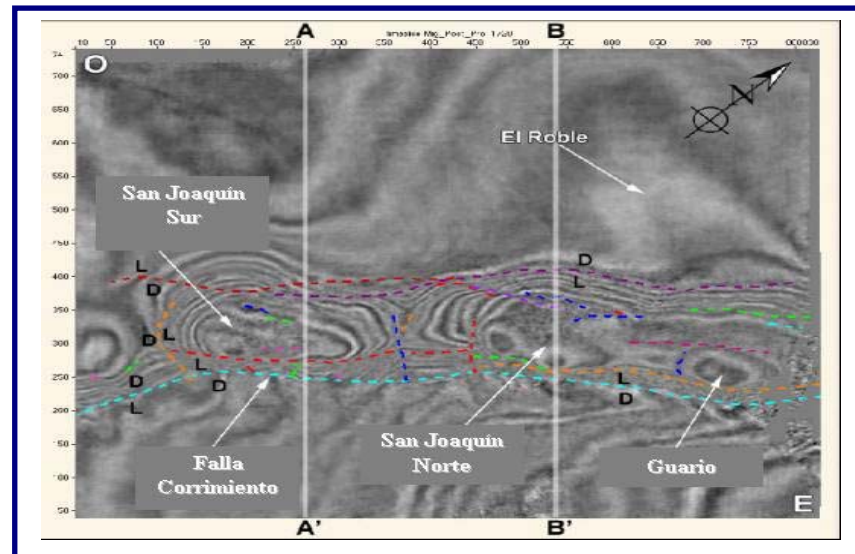


Fig. N° 2.3. Domos del Campo San Joaquín y Guarío.

2.4 Campo san Joaquín

El Campo San Joaquín se encuentra ubicado aproximadamente a 8 km. al Sur Oeste de la población de Anaco, en la parte central del Estado Anzoátegui, Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco.

El Campo San Joaquín fue descubierto en el año 1954, tiene tres culminaciones dómicas y un pronunciado declive hacia el Noreste, en el cual se ha desarrollado el Campo Guarío, individualizado por razones administrativas más bien que estructurales. Al Norte de San Joaquín se encuentra el Campo El Roble, donde el entrapamiento parece ser una terraza formada dentro del flanco Noroeste del levantamiento San Joaquín.

En la Figura 2.4 que se muestra a continuación se pueden visualizar: la ubicación geográfica del Campo San Joaquín del Distrito Gas Anaco



Fig. N° 2.4 Ubicación geográfica de los campos San Joaquín y Guarío.

En la Fig. N° 2.5. se muestra el mapa del Campo San Joaquín correspondiente a la Arena San Juan, la cual hace referencia a los atrapamientos de hidrocarburos, controlado por la combinación de fallas y estructuras dómicas y limitadas por las variaciones laterales de las facies. Los crudos livianos consistentemente parafinosos y los condensados presentan relativamente pequeñas referencias verticales y laterales en gravedad API, dentro del mismo campo, lo cual sugiere el efecto unificador de una fuente cercana bien organizada, y poca influencia de funciones diferenciales de trampas.

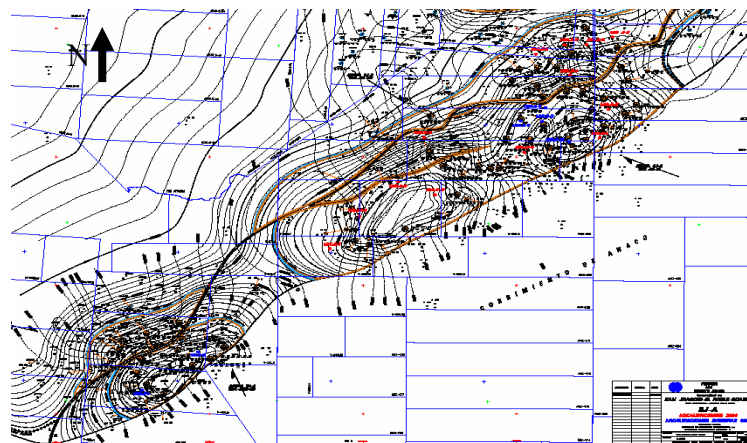


Fig. N° 2.5. Mapa del Campo San Joaquín correspondiente a la Arena San Juan.

2.4.1 Características de los entrapamientos

En los campos de Anaco resaltan dos condiciones de interés: el alto número de acumulaciones y la superposición de yacimientos.

En el alineamiento de Anaco, desde el Campo de Santa Rosa al norte hasta El Toco al sureste, se encuentra una serie de hasta ocho acumulaciones dómicas situadas sobre el lado levantado de una falla de corrimiento de dirección Nor-Este a Sur-Oeste y buzamiento al Nor-Oeste.

Los desarrollos dómicos delimitan los campos petrolíferos de Santa Rosa, Guario, San Joaquín (tres domos bien diferenciados), Santa Ana (tres domos pobremente diferenciados) y El Toco, prácticamente sin diferenciar.

El depósito de los hidrocarburos presenta diferentes características: se encuentra entrapamiento puramente anticlinal, con un contacto agua - petróleo paralelo a las curvas estructurales. Existen, igualmente, yacimientos de tipo canal, barra y cuerpos múltiples, como evidencia de la sedimentación deltaica; los canales de arena son factor importante en los campos de Santa Rosa y San Roque. Las arenas de la Formación Merecure son esencialmente lenticulares.

El Corrimiento de Anaco no interviene como elemento de control directo en el entrapamiento de arenas petrolíferas de la Formación Oficina, porque el contacto agua-petróleo está por encima del contacto falla-arena, pero en ciertas arenas productoras de la Formación Merecure, el contacto petróleo-agua del flanco noreste está definitivamente más bajo que la intersección de la arena con la falla, indicando que la falla participa de modo directo en el entrapamiento. Las sillas tectónicas entre los domos mayores contienen petróleo en algunos casos particulares, pero no por regla general. Al norte de San Joaquín, se encuentra El Campo Roble, donde el

entrampamiento parece ser una terraza dentro del flanco noroeste del levantamiento San Joaquín- Guarío.

La arena neta petrolífera promedia 5.5 metros/pozo. La temperatura media del crudo es de 113° F. La presión inicial de los yacimientos, 4.020 lpc.

En los campos de Anaco, predominan los yacimientos de condensado asociado con petróleo liviano. Existe un buen número de yacimientos de gas seco; el área es productora de grandes volúmenes de gas.

En la Cuenca Oriental de Venezuela es interesante la presencia de petróleo parafínico con altos valores de gravedad API; la producción más elevada se encuentra en el Área Mayor de Anaco, donde varía de 34° API en Santa Ana hasta 57° API en El Roble. Los crudos livianos consistentemente parafinosos y los condensados presentan relativamente pequeñas diferencias laterales y verticales en gravedad API, dentro del mismo campo, lo cual sugiere el efecto unificador de una fuente cercana bien organizada, y relativamente poca influenciada de funciones diferenciales de trampa, que a veces se aplican a cada yacimiento.

La composición relativamente uniforme de los crudos en el Área Mayor de Anaco sugiere un origen común, y el fuerte componente parafinoso probablemente se relaciona con una fuente herbácea en un ambiente fluvial a deltaico, el cual es menos marino que la sección productora. El acceso a una fuente más profunda, más joven y menos marina puede ser más proporcionado por la falla inversa de Anaco, que coloca las facies marinas sobre facies terrestres y probablemente permite la intercomunicación de múltiples fuentes profundas. Esta interpretación es apoyada por la semejanza de los petróleos parafínicos que están por encima y por debajo de la zona de falla en el campo Santa Rosa. En las sillas tectónicas principales se encuentran fallas transcurrentes de dirección Noreste que completan el sistema de

corrimientos. Los campos de petróleo localizados en el alineamiento de la estructura de Anaco y en el Área Mayor de Oficina, producen de arenas deltaicas y transgresivas, de las formaciones terciarias Oficina y Merecure, pero en Anaco la acumulación está controlada por el cierre estructural de domos y por acuñamientos estratigráficos.

2.4.2 Estratigrafía regional

En el subsuelo del Área Mayor de Anaco se perfora una secuencia estratigráfica que comprende desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno, y está representada por las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, Caratas, Vidoño, San Juan, el grupo Sucre (Chimana, El Cantil y Barranquín), estos dos últimos pasan transicionalmente hacia el suroeste a su equivalente lateral, el grupo Temblador. De estas unidades, las más prospectivas son las formaciones Oficina, Merecure y San Juan.

Por razones de conveniencia para los estudios estratigráficos, la formación Oficina ha sido dividida en el Área Mayor de Anaco en siete intervalos, nominados originalmente en razón de las combinaciones de minerales pesados que contienen, y definidos para la correlación por características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología. En orden estratigráfico, desde el más antiguo, se designan informalmente con el nombre de Miembros: Colorado, Amarillo, Verde, Naranja, Moreno, Azul y Blanco; igualmente, las areniscas individuales dentro de cada unidad también han sido designadas con las letras mayúsculas A, B, C, etc., comenzando con la letra A en la arena superior de cada miembro. Los cuatro miembros inferiores son los productores principales de San Joaquín-Guario y Santa Rosa.

2.4.3 Estratigrafía local

La secuencia sedimentaria correspondiente al subsuelo del Campo San Joaquín se muestra en la Figura 1.6, allí se observa que los estratos más someros corresponden a los Miembros Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la Formación Oficina, seguida por la Formación Merecure, Vidoño, San Juan y Temblador.

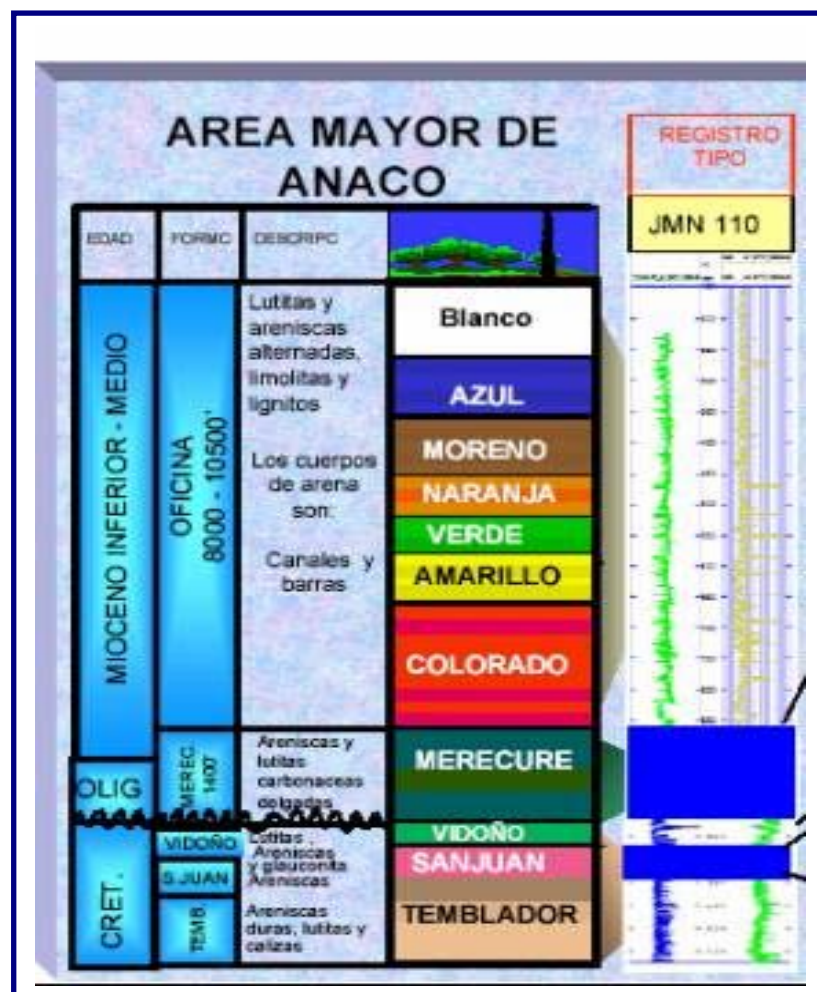


Fig. N° 2.6 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco.

La edad y características litológicas de cada una de estas formaciones se describen a continuación:

2.4.4 Características de las formaciones

2.4.4.1. Formación mesa

La culminación del proceso sedimentario de la Cuenca Oriental está representada por la formación Mesa, de ambiente continental. Se extiende sobre los Llanos Orientales de Guárico, Anzoátegui y Monagas. Esta formación es considerada de edad Pleistocena, debido a su posición discordante sobre la formación Las Piedras del Plioceno. Está formada por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceos, alternado hacia la base con areniscas de grano grueso, guijarros, peñas y peñones.

2.4.4.2 Formación las piedras

Esta unidad se caracteriza litológicamente por la presencia de sedimentos mal consolidados que incluyen areniscas, limolitas carbonáceas, arcilitas y lignitos, y su edad data del Plioceno. Esta sección presenta a lo largo de la Cuenca Oriental de Venezuela, un espesor máximo de 5.000 pies.

2.4.4.3 Formación freites

Yace en discordancia local sobre la Formación Oficina, de edad Mioceno medio a superior, esta formación se caracteriza por ser esencialmente lutítica, con conglomerados y calizas arenosas en la base y con areniscas, guijarros y arcilitas en capas delgadas al intervalo superior.

2.4.4.4. Formación oficina

Del Mioceno Inferior y Medio, concordante sobre Merecure, 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 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.

El espesor de la Formación Oficina aumenta desde su acuñamiento en el borde Sur de la Cuenca hacia su eje; en el área de Oficina tiene entre 600 y 1.400 metros de espesor y más de 2.000 metros en Anaco. El ambiente de sedimentación corresponde a un complejo fluviodeltaico de grandes dimensiones, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos.

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. Por otra parte, las lutitas de Oficina han sido consideradas por varios autores como rocas madres del petróleo para las arenas de esa misma formación.

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

2.4.4.4.1 Miembro blanco

Conformado por arcillas poco consolidadas de color verdoso y marrón claro, presentando algunas arenas hacia la base.

2.4.4.4.2 Miembro azul

Compuesto casi exclusivamente por arcillas poco consolidadas, plásticas de tonos verdosos y marrones claros. Presenta algunas arenas con microfósiles hacia la base.

2.4.4.4.3 Miembro moreno

Arcillas poco consolidadas, con abundantes niveles de lignitos a lo largo de todo el miembro, con transición a lutitas carbonáceas poco duras, algunos niveles de areniscas blancas transparentes y verdosas, bien seleccionadas, calcáreas y glauconíticas. En el tope y la parte media del estrato, se encuentra conformado por arcillas de color gris claro-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-gris verdoso claro, laminar, en parte en bloque, moderadamente dura a blanda, limosa, hidratable.

2.4.4.4.4 Miembro naranja

Arcillas poco consolidadas en el tope y que se hacen más compactas en la base, dando lugar a lutitas marrón claro y oscuro, laminares y algo calcáreas, existen también limolitas marrones y beige. Está caracterizado en el tope por una secuencia monótona de lutitas gris claro, gris oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura,

en parte quebradiza, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa, no calcárea. Luego continúa con lutitas gris oscuro - 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 limolita son mayores.

2.4.4.4.5 Miembro verde

Predomina lutitas marrones a grises, homogéneas, de dureza media y tendencia laminar, limolitas arcillosas y algo de pirita. Está conformado en la parte superior por lutitas gris claro-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.

2.4.4.4.6 Miembro amarillo

Posee características similares a las del Miembro Verde, pero disminuye la proporción de limolitas.

Predominan las lutitas gris oscuro-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 existe abundante lutitas gris claro-marrón claro, en

bloque, en parte laminar, blanda a moderadamente dura, en parte limosa, microcarbonosa, micropíritica y ligeramente calcárea.

2.4.4.4.7 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. El Miembro Colorado está conformado por intercalaciones de lutitas y bloques de areniscas. Las lutitas son de color gris oscuro, gris medio, sublaminar, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, en parte limosa, microcarbonosa, micropíritica, 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.

2.4.4.5. Formación merecure

Esta formación marca la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la Cuenca durante el Oligoceno Medio y el Mioceno Inferior. En el Área Mayor de Anaco, Monagas Central, Urica y Norte del Área Mayor de Oficina, esta formación se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, sucias mal escogidas, con estratificación cruzada, presentan 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.

Informalmente la Formación Merecure se conoce como la arena “U”, en el norte de Oficina y Monagas Central comenzando con la arena “U-2”. En cambio, en el Área Mayor de Anaco y Urica las arenas de Merecure se designan con sufijos de letras mayúsculas del abecedario A, B, C, etc., precedido por la abreviación ME,

comenzando con la arena ME-A en el tope de la formación y terminando con la ME-T4,5 hacia la base.

Corresponde a la Edad Oligoceno - Mioceno Temprano. 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-marrón claro, de grano fino a muy fino, sub-redondeada a sub-angular, 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-gris claro, grano medio a fino, sub-angular a sub-redondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silíceo, microcarbonosa, cuarzo libre.

Entre ME-S6 y ME-T1 las areniscas son gris oscuro-beige, grano fino a medio, sub-redondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silíceo, cuarzo libre y también carbón.

En la base de la Formación Merecure desde ME-T1 hasta ME-T4, T5, la sección se caracteriza por areniscas marrón claro-beige, grano fino a medio, subredondeado ha redondeado, matriz arcillosa, cemento calcáreo, cuarzo libre, e intercalación de lutitas y carbón.

Se presume una marcada discordancia basal por encima del Grupo Temblador del Cretáceo, que, sin embargo, no esta bien documentada. El contacto superior con la

Formación Oficina es de aparente concordancia, pese al fuerte cambio litológico presente en ese nivel. Por consideraciones regionales, se presume que tanto el tope como la base de Merecure, se hacen más jóvenes hacia el sur y reflejan el avance del mar de Oficina en esa dirección.

2.4.4.6. Formación vidoño

Corresponde a la Edad Paleoceno. Está constituida por lutitas oscuras, ricas en foraminíferos, con capas menores de areniscas y limolitas calcáreas duras, con glauconita.

De edad Paleoceno, esta formación está representada en la Serranía del Interior de Anzoátegui y Monagas por una sedimentación marina de aguas relativamente profundas. El nombre fue introducido por Hedberg y Pyre (1944) y se deriva del caserío Vidoño, ubicado a unos 6 kilómetros al este de Barcelona. La localidad tipo esta en el río Querecual, desde el paso Santa Anita hasta unos 300 metros aguas abajo del mismo río.

Tiene un espesor aproximado en el área de 60 pies debido al fuerte período erosivo Pre-Oligoceno. La formación es transgresiva, predominantemente lutítica con zonas localizadas más arenosas. Presenta glauconita, pirita y foraminíferos piritizados. En el subsuelo de Monagas, se caracteriza por una secuencia lutítica, seguida de una caliza masiva en la base intercalada con areniscas y lutitas blandas sin laminación y delgadas. Todos los tipos litológicos de la formación son frecuentemente glauconíticos: en dirección al Cratón de Guayana muestra intervalos de areniscas glauconíticas y limolitas calcáreas en su tercio inferior.

2.4.4.7. Formación san juan

Pertenece al Cretácico Superior – Terciario Inferior, edad básicamente Maestrichtiense con prolongación al Paleoceno. Esta formación representa el primer horizonte cretácico y se caracteriza por areniscas masivas, bien estratificadas casi sin interrupción y espesor aproximado de 800 pies. El contacto con la infrayacente formación San Antonio es concordante y transicional, con fósiles índices de aguas profundas, calizas de color crema con glauconita como mineral accesorio. La parte media del intervalo presenta una secuencia de lutitas y limolitas. La parte superior se caracteriza por capas masivas de areniscas con inclusiones de calcita e intercalaciones de limolitas.

La Formación San Juan presenta ambientes fluvio-deltaicos en la parte sur y costeros-marinos hacia el norte, es progresivamente más joven hacia el norte, a pesar de que la base de la unidad está dentro del Maestrichtiense. San Juan se depositó como consecuencia de un impulso inicial de la Orogénesis del Cretácico Superior produciéndose un renovado aporte de arenas provenientes del Cratón de Guayana, las cuales se acumularon en forma de cuña que avanzaba hacia el norte recubriendo a la Formación San Antonio en forma diacrónica.

En Venezuela Norte-Central, hacia el Este de la Formación Guárico; las areniscas de ambiente batial de la Formación San Juan suprayacen a las fanitas negras y areniscas de la Formación San Antonio, a su vez, a finales del Maestrichtiense (60-65 m.a), la Formación San Juan pasa a las lutitas oscuras de la Formación Vidoño.

Está constituida por tres arenas principales: SJ-A, SJ-B y SJ-C, las cuales presentan escasas intercalaciones de lutitas, con matriz arcillosa y cemento silíceo. El intervalo superior correspondiente a SJ-A está formado por areniscas cuarzo-

cristalinas, beige - marrón oscuro, de grano fino a medio, mientras que SJ-B presenta areniscas beige-gris oscuro-marrón oscuro, de grano fino a muy fino con intercalaciones de lutita.

Luego subyace SJ-C con el predominio de areniscas gris claro, gris verdoso, beige, de grano fino a medio, friable y buena porosidad visual.

2.4.4.8. Grupo temblador

Corresponde a la Edad Cretácico Tardío. La secuencia estratigráfica corresponde específicamente a las arenas: TEMB-A, TEMB-B, TEMB-C, TEMB-D y TEMB-E de matriz arcillosa, con granos subredondeados a subangulares.

2.4.4.8.1 Temb-A

Se caracteriza por el predominio de areniscas blanquecinas-gris claro, de grano medio a fino, friable, mala a regular porosidad visual, cemento silíceo, microcarbonosa, y cuarzo libre.

2.4.4.8.2 Temb-B

Está conformado por areniscas de grano fino a medio, pobremente cementadas que se caracterizan en el tope por ser de color marrón oscuro, beige, gris oscuro, mientras que en la base son arenas cuarzo-cristalinas, beige, con abundante cuarzo libre.

2.4.4.8.3 Temb-C

Está constituido por areniscas de grano fino a medio, en cuyo tope se caracterizan por ser cuarzo-cristalinas, beige, friable, y con abundante cuarzo libre, mientras que en la base son gris oscuro, con escasas intercalaciones de lutitas.

2.4.4.8.4 Temb-D

Constituido por areniscas blanquecinas-beige, cuarzo-cristalinas, grano medio a fino, friable, micropirítica, en parte galuconítica, con intercalación de lutitas.

2.4.4.8.5 Temb-E

Areniscas gris oscuro, cuarzo-cristalinas, grano medio a fino, friable, en parte consolidada, abrasiva, con inclusiones de glauconita e intercalaciones de lutitas.

CAPITULO III

FUNDAMENTOS TEORICOS

3.1 Antecedentes de la investigación

Alcubilla C, Noviembre (2007), realizó un Trabajo de Grado en la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, titulado “Evaluación del Efecto de los Fluidos en las Operaciones de RA/RC Sobre la Productividad de los Pozos en el Campo San Joaquín. Año 2000-2006”. A través de este estudio se realizó la evaluación del efecto de los fluidos utilizados en las operaciones de rehabilitación (Reparación y Reacondicionamiento) en el periodo 2000-2006 en la productividad de los pozos del Campo San Joaquín. En la realización de este estudio, se tomaron en cuenta distintas áreas para la investigación como son las geologías, rehabilitación y producción con el fin de tomar en consideración todas las zonas que se ven influenciada por los fluidos utilizados en los trabajos de rehabilitación. En la parte de la geología se estudió la composición estratigráfica de la formación SJ así como los diferentes minerales que la componen. En la rehabilitación se consideraron todos los fluidos empleados en la realización de la reparación y reacondicionamiento. En el área de producción se analizaron los resultados que se obtuvieron al evaluar los pozos, posteriores a los trabajos de rehabilitación (tiempo de evaluación y producción inicial de gas).^[1]

Sarti P, Febrero (2008), realizó un Trabajo de Grado en la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, titulado “Caracterización de las Arcillas Cementantes Pertenecientes a las Arenas Productoras del Campo San Joaquín Distrito Gas Anaco”. Este trabajo se realizó debido a la problemática que presenta el Campo San Joaquín del Distrito Anaco, el cual es uno de los principales de la zona y actualmente su fuerte es la producción de Gas. En este campo los procesos de

estimulación no arrojaron los resultados esperados, ya que fue difícil restituir el flujo de fluidos en el medio poroso y en la mayoría de los casos se produjo un daño a la formación, por esta razón se vio la necesidad de realizar estudios e investigaciones con el fin de determinar la raíz del problema.^[2]

Referente al tema, Ríos (2004) plantea que “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, del mismo modo se sabe que 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]

3.2 Fundamentos teóricos

3.2.1 Definición de arcillas

Las arcillas son cualquier sedimento o depósito mineral que es plástico cuando se humedece y que consiste de un material granuloso muy fino, formado por partículas muy pequeñas cuyo tamaño es inferior a 2 micras, y que se componen principalmente de silicatos de aluminio hidratados [1 micra es la diezmilésima parte de un centímetro].

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.

3.2.1.1 Química de las arcillas

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.

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

3.2.1.2 Tipos de arcillas

Existe un gran número de minerales arcillosos, pero los que nos interesan en relación con los fluidos de perforación pueden ser clasificados en tres tipos. El primer tipo consta de arcillas en forma de aguja no hinchables como la atapulgita o la sepiolita. Estas arcillas son incorporadas al sistema como viscosificantes y no están casi nunca presentes en las lutitas de las formaciones. El segundo tipo son las arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables): illita, clorita y caolinita, las cuales están descritas más adelante. El tercer tipo son las montmorillonitas laminares muy hinchables. El segundo y el tercer tipo de minerales arcillosos se encuentran en las lutitas de las formaciones, en el orden siguiente y en cantidades decrecientes: (1) illita, (2) clorita, (3) montmorillonita y (4) caolinita. Como están presentes en las formaciones perforadas, estas arcillas se dispersan en cantidades variables dentro del sistema de fluido de perforación. La montmorillonita presente en las lutitas es generalmente la montmorillonita cálcica, porque está en equilibrio con el agua de la formación, la cual es generalmente rica en calcio. La montmorillonita sódica (bentonita de Wyoming) también se añade normalmente a un fluido para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado. Las propiedades de filtración y reológicas del fluido dependen de las cantidades de las diferentes arcillas contenidas en el fluido. Como la montmorillonita es añadida intencionalmente a un fluido para controlar estas propiedades, los otros tipos de arcillas pueden ser considerados como contaminantes, visto que no son tan eficaces como una arcilla comercial. La arcilla que existe

naturalmente tiene una estructura apilada o estratificada, en la cual cada capa unitaria tiene un espesor de aproximadamente 10 ángstrom (\AA). Esto significa que cada milímetro de espesor consta de aproximadamente un millón de capas de arcilla. Cada capa de arcilla, es altamente flexible, muy fina, y tiene un área superficial enorme.

Las arcillas son generalmente del tipo de dos capas como la caolinita o del tipo de tres capas como la montmorillonita, la clorita o la illita. Cada partícula de arcilla laminar se compone de un apilamiento de capas unitarias paralelas. Cada capa unitaria consta de una combinación de hojas de sílice dispuestas tetraédricamente (en pirámide) y hojas de alúmina o magnesia dispuestas octaédricamente (ocho caras). Las arcillas de tres capas se componen de capas unitarias constituidas por dos hojas tetraédricas de cada lado de una hoja octaédrica, en cierto modo como un emparedado (Figura 3.1).

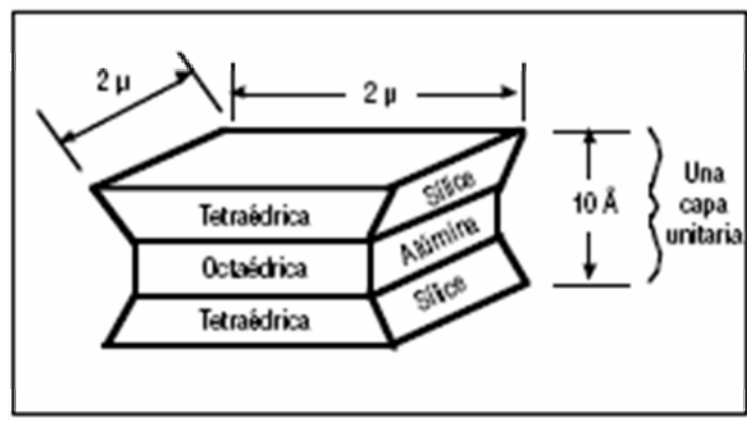


Fig N° 3.1 Partículas de Montmorillonita Idealizada.^[5]

Las arcillas de dos capas se componen de capas unitarias constituidas por una hoja tetraédrica y una hoja octaédrica. Las arcillas pueden ser eléctricamente neutras o estar cargadas negativamente. Por ejemplo, la pirofilita $[\text{Al}_2\text{Si}_4\text{O}_{10} - (\text{OH})_2]$, una

arcilla neutra, como aparece en la Figura 3.2, es similar a la montmorillonita cargada negativamente.

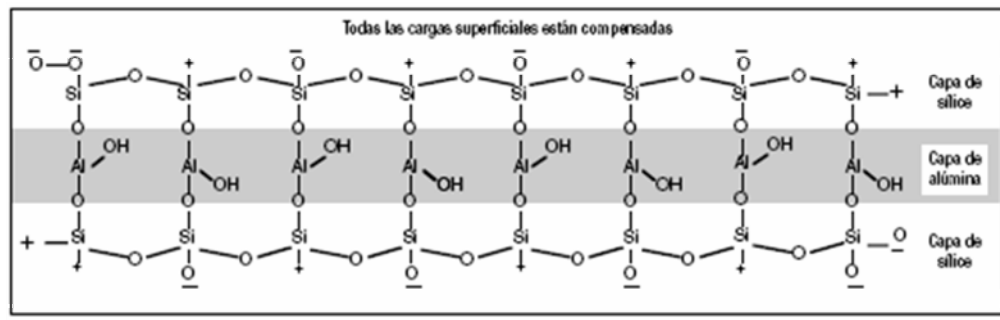


Fig N°.3.2 Pirofilita Eléctricamente Neutra.^[5]

3.2.1.3 Arcillas esmectitas o montmorillonitas (arcillas de tres capas) $na_{0,33} al_{1,6} mg_{0,33} si_4 o_{10} (oh)_2$

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 (Figura 3.3). 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. 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.

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.

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.

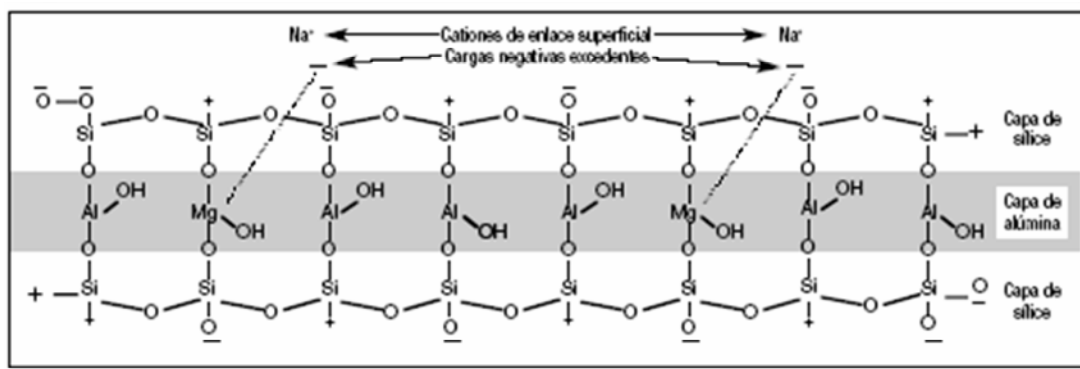


Fig. N° 3.3 Sustitución de Al^{3+} por Mg^{2+} causando una partícula cargada negativamente

3.2.1.4 Iltas (arcillas de tres capas) $(k_{1,8} (al_{1,6} fe_{0,2} mg_{0,2}) (si_{3,4} al_{0,6}) o_{10} (oh)_2)$

Las iltas 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^+), como lo indica la Tabla 3.1. La carga negativa neta de la red que resulta de estas sustituciones, mediante los iones potasio compensador, es generalmente mayor que la carga de la montmorillonita, pudiendo ser hasta una vez y media más grande que ésta.

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.

La Iilita 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, ilita, y capas mixtas de ilita 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 ilita/esmectita, y finalmente en ilita y

mica. Como resultado, las formaciones de lutita se vuelven generalmente menos hinchables pero más dispersivas en agua, a medida que la profundidad aumenta.

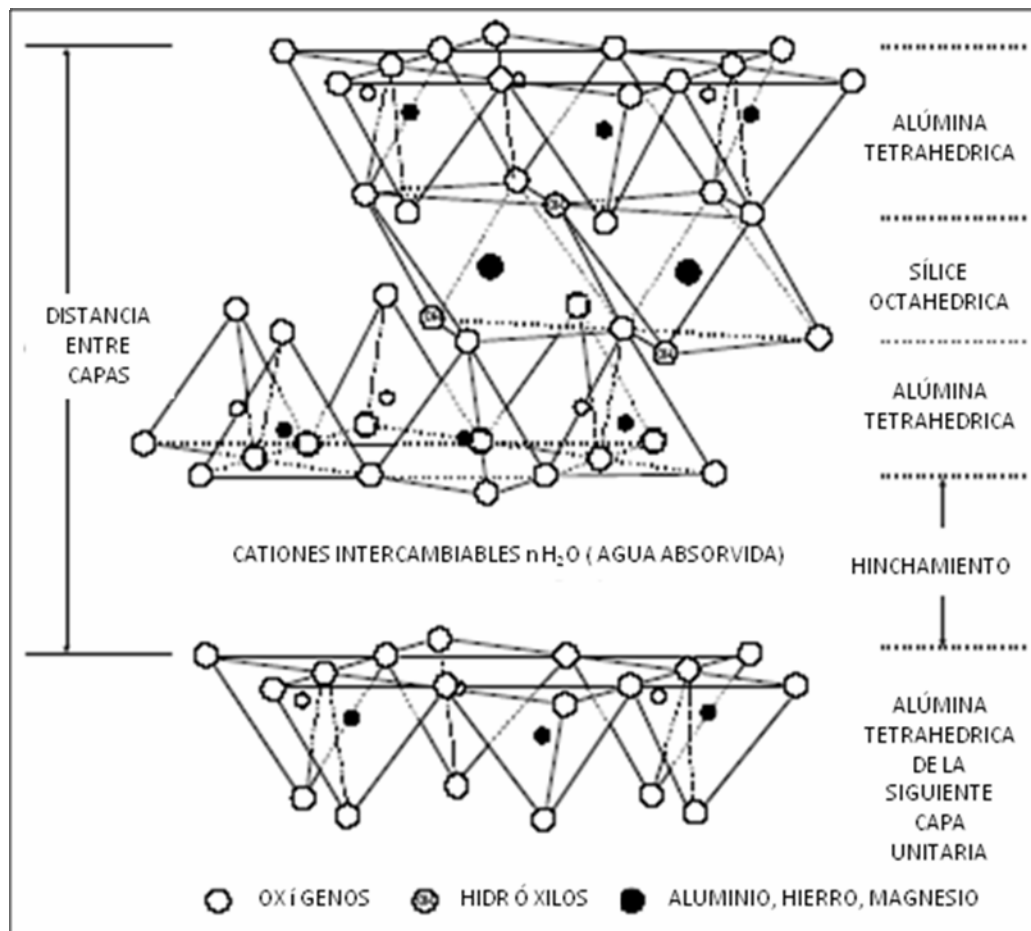


Fig. N° 3.3 Estructura de la Esmectita.^[2]

3.2.1.5 Cloritas (arcillas de tres capas) (mgfe)₅ (alsi)₃ (alo₁₀) (oh)₈

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 (Tabla 3.1). Esta capa tiene una carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos Mg^{2+} por Al^{3+} 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.

3.2.1.6 Caolinitas (arcillas de dos capas) $Al_2Si_2O_5(OH)_4$

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.

La Tabla 3.1 contiene un resumen de los minerales arcillosos presenta una comparación esquemática de las diferentes estructuras de las arcillas.

Tabla 3.1 Arcillas Encontradas Comúnmente.[2]

Grupo	Estructura	Carga	Catión de intercambio	Distancia interatómica (Å)	Hinchamiento
Kaolinita	capa 1:1	Nula	Ninguno	7,2	Ninguno
Talco	capa 2:1	Nula	Ninguno	9,3	Ninguno
Esmectita	capa 2:1	0,3 - 0,6	Nr; Ca ²⁺ ; K; Mg ²⁺	11 - 15	Variable
Vermiculita	capa 2:1	1,0 - 4,0	K; Mg ²⁺	14 - 15	Variable
Ilita	capa 2:1	1,3 - 2,0	K ⁺	10	Nulo
Mica	capa 2:1	2,0	K ⁺	10	Ninguno
Chlorita	capa 2:2	Variable	Capa de brucita	14	Nulo
Sepiolita	cadena 2:1	Nula	Ninguno	12	Nulo
Paligorskita	cadena 2:1	Menor	Ninguno	10,5	Nulo

3.2.2 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 rata 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 rata 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 rata máxima de producción será $P_e \cdot J$. Las ratas 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.

En caso de petróleo será:

$$J = \frac{q_o}{P_R - P_{wf}} \quad (Ec.3.1)$$

Donde,

P_e = Presión a $r = r_e$ (lpca)

P_{wf} = Presión a $r = r_w$ (lpca)

q = tasa de petróleo (Bls/día)

El índice de productividad puede ser expresado como:

$$J = \frac{0,00708k_o h}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + S]} \quad (Ec.3.2)$$

Donde,

ρ_o = Densidad del petróleo. (lbm/pie³)

B_o = Factor volumétrico del petróleo. (BY/BN)

k_o = Permeabilidad efectiva al petróleo. (md)

μ_o = Viscosidad del petróleo. (cps)

r_e = Radio de drenaje del pozo. (pies)

r_w = Radio del pozo. (pies)

S = Daño a la formación (adimensional)

3.2.3 Pseudodaño

Cuando se conoce el skin total del pozo, es posible trazar una curva IPR, mediante esta curva, es posible demostrar el beneficio de disminuir el factor de daño (S). El análisis *NODAL*, permite obtener una optimización de las condiciones de

producción para una configuración de pozo determinada y la optimización de la terminación del mismo para un reservorio dado. Además puede calcularse la caída de presión a través de alguna línea de flujo desde la cara de la formación (sandface) al pozo. Se deducen así todas las causas de la disminución del caudal desde la cara de la formación. Atribuir todo el skin a un daño dentro de la formación es un error muy común, hay otras contribuciones no relacionadas al daño, llamadas pseudoskins y deben ser extraídas del daño total para poder estimar el verdadero daño de la formación. Hay 2 contribuciones al skin:

La primera está relacionada al daño de formación, actúa directamente en el sistema poroso, disminuyendo la porosidad y permeabilidad en la zona del skin.

La segunda está relacionada con un daño superficial en la cara de la formación (sandface) y tiene que ver con el desgaste mecánico producido por el trépano por frotamiento y el desgaste mecánico producido por el flujo durante la perforación. El skin de origen mecánico es comúnmente llamado pseudodaño (no es el pseudoskins) mientras que el daño de formación es el único realmente originado dentro de la formación, y no tiene efecto ni relación con el skin de origen mecánico.

3.2.3.1 Pseudodaño y configuración del pozo

Los pseudoskins remanentes después de la terminación pueden ser atribuidos directamente al pozo. No todos estos tienen que ver con el daño verdadero, pueden tener origen mecánico o físico. Siempre se encuentran pseudoskins negativos en pozos desviados, el alejamiento negativo es función del ángulo de desviación del pozo y de la dureza de la roca reservorio.

3.2.3.2 Pseudodaño y condiciones de producción

Las condiciones dadas por el caudal y el ángulo de inclinación pueden inducir a caídas de presión adicionales o pseudoskins. Si se pone al pozo a producir a elevado caudal, puede originarse flujo turbulento en la formación, al igual que durante la perforación. El correspondiente pseudoskins positivo es proporcional al caudal de flujo por encima de un mínimo dado, debajo de este valor crítico, tal pseudoskins no existe, puesto que no hay desgaste mecánico en el sandface producido por la rata de flujo. La inevitable variación del diámetro del pozo durante la perforación, puede modificar progresivamente el flujo de laminar a turbulento y crear un pseudoskin que se suma al daño real de la formación. Si se perfora a altas velocidades de penetración puede causar que la presión en las inmediaciones del pozo caiga por debajo del punto de burbuja de los hidrocarburos, y puede así crearse un pseudoskin positivo como consecuencia del bloqueo producido por el gas, de la misma manera, si se produce gas condensado por debajo del punto de rocío, resultan líquidos emergiendo alrededor de las inmediaciones del pozo y alterando el flujo, ambos fenómenos son efectos de la permeabilidad relativa, pero nunca se manifiestan por sí mismos como pseudoskins positivos. En reservorios de arena no consolidada, el flujo dependiente del skin puede ser causado por modificaciones en los arcos de arena producidos durante la perforación. Se detectan variaciones abruptas del skin totalmente dependientes del caudal de flujo.

3.2.4 Restricción del flujo

Esta ecuación fue modificada para flujo de petróleo en condiciones de flujo pseudo-contínuo puede ser expresada en términos de distribución radial de presiones de un pozo petrolífero drenando de un yacimiento infinito en condiciones ideales, como:

$$\bar{P}_R - P_{wf}^* = \frac{141,2q_o\mu_oB_o}{k_o h} \ln(0,472r_e/r_w) \quad (Ec.3.3)$$

Donde,

P_e = Presión a $r = r_e$ (lpca)

P_{wf} = Presión a $r = r_w$ (lpca)

q = tasa de petróleo (Bls/día)

B_o = Factor volumétrico del petróleo. (BY/BN)

k_o = Permeabilidad efectiva al petróleo. (md)

μ_o = Viscosidad del petróleo. (cps)

r_e = Radio de drenaje del pozo. (pies)

r_w = Radio del pozo. (pies)

h = Espesor del yacimiento (pie)

Esta expresión fue desarrollada usando varias suposiciones:

El yacimiento tiene un espesor uniforme, el pozo penetra toda la formación productora en dirección normal al estrato, el flujo es completamente radial, la formación es homogénea e isotrópica, el pozo es limpio y libre de revoque y, finalmente, se presume que la ley de Darcy es válida y caracteriza el flujo a través de toda la región de drenaje. El término P_{wf}^* , indicando la presión de fondo fluente de un pozo ideal produciendo bajo las suposiciones de un modelo radial ideal, es introducido aquí para diferenciarlo de la presión de fondo fluente real.

En la práctica, raramente ocurren condiciones ideales en pozos productores. Normalmente, la permeabilidad de la formación en las cercanías del hoyo es alterada durante las operaciones de perforación y completación debido a la presencia de sólidos en los fluidos usados y a la incompatibilidad de éstos con los fluidos del yacimiento. La permeabilidad es alterada nuevamente durante las operaciones de

limpieza y tratamiento con fines de remover el daño existente o aumentar la productividad del pozo. Otras desviaciones son causadas por efectos de cristalización durante las operaciones de cañoneo y por restricciones del flujo a través de los orificios de cañoneo y la convergencia del flujo en el intervalo perforado, el cual es, en muchos casos, una fracción del espesor neto de arena. También, durante la operación normal de producción ocurren situaciones que afectan notablemente la permeabilidad del medio poroso, entre otras, arrastre de partículas finas por el efecto erosivo del flujo hacia el pozo, precipitación de sales inorgánicas, hidratación y expansión de arcillas, taponamiento o bloqueo por emulsiones o simplemente por agua, cambio de humectabilidad de la roca, etc. El resultado de todo esto es que la distribución de presiones para un pozo real puede diferir notablemente de los cálculos para un pozo ideal. Esta diferencia es mayor en las cercanías del pozo y ocurre en detrimento de su productividad.

La figura 3.5 muestra un esquema de cómo es la distribución de presiones en un pozo real en comparación con un pozo ideal. La diferencia entre las presiones ideal y real, $P_{wf}^* - P_{wf}$, representa las pérdidas adicionales debidas a la alteración de la permeabilidad y al efecto de turbulencia en la vecindad del pozo.

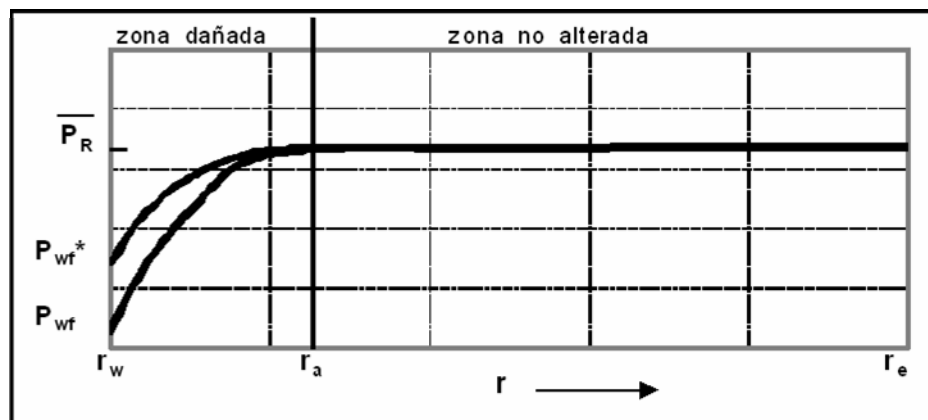


Fig N° 3.5 Distribución de Presiones

Usualmente, esta diferencia es expresada como ΔP_s , o pérdidas de presión por efectos de daño. Aquí cabe introducir el término de factor de daño, S , proporcional a ΔP_s , el cual es definido como:

$$S = \frac{k_o h}{141,2 q_o \mu_o B_o} \Delta P_s \quad (Ec.3.4)$$

B_o = Factor volumétrico del petróleo. (BY/BN)

k_o = Permeabilidad efectiva al petróleo. (md)

μ_o = Viscosidad del petróleo. (cps)

q = tasa de petróleo (Bls/día)

h = Espesor del yacimiento (pie)

\bar{O} , en términos de ΔP_s ,

$$\Delta P_s = P_{wf}^* - P_{wf} = \frac{141,2 q_o \mu_o B_o}{k_o h} S \quad (Ec.3.5)$$

Combinando las ecuaciones 4 y 5 para expresar la caída de presión real en términos del factor de daño, resulta

$$\bar{P}_R - P_{wf} = \frac{141,2 q_o \mu_o B_o}{k_o h} [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + S] \quad (Ec.3.6)$$

P_e = Presión a $r = r_e$ (lpca)

P_{wf} = Presión a $r = r_w$ (lpca)

P_{wf}^* = Presión ideal $r = r_w$ (lpca)

Q = tasa de petróleo (Bls/día)

B_o = Factor volumétrico del petróleo. (BY/BN)

k_o = Permeabilidad efectiva al petróleo. (md)

μ_o = Viscosidad del petróleo. (cps)

r_e = Radio de drenaje del pozo. (pies)

r_w = Radio del pozo. (pies)

S= Daño a la formación

Un pozo dañado se manifiesta por tener un radio aparente menor que su radio real. Lo contrario es indicativo de que el pozo está estimulado. En este caso, el radio aparente podría llegar a aproximarse al radio de drenaje. En este punto, es menester introducir el concepto de factor de turbulencia, D . Como bien se sabe, a medida que el fluido fluyendo en la formación productora se aproxima al pozo, el área normal al flujo se reduce notablemente, provocando un incremento en la velocidad de sus partículas. Esto genera una caída de presión adicional, además de la caída de presión debida a la restricción del flujo por la alteración de la permeabilidad. Este efecto es usualmente conocido como “Turbulencia”. El factor de daño S , usado en las ecuaciones previas, incluye en sí este efecto de Turbulencia y puede ser expresado analíticamente mediante la ecuación:

$$S = S_a + D q_o \quad (Ec .3 .7)$$

Donde S_a es el factor de daño debido a la alteración de la permeabilidad en las vecindades del pozo y D es el factor de turbulencia, expresado en (BN^{-1}) .

En la Tabla 3.2 se muestra un esquema de las características de pozos dañados, estimulados e inalterados o “ideales expresadas en términos de efecto de daño, eficiencia de flujo, pérdida de presión adicional y radio aparente del pozo.

Tabla 3.2 Características de pozos

Estado	EFECTO CUANTIFICABLE			
	S	EF	ΔP_s	r_{wa}
Dañado	> 0	< 1	> 0	$< r_w$
No alterado	$= 0$	$= 1$	$= 0$	$= r_w$
Estimulado	< 0	> 1	< 0	$> r_w$

El daño de formación se mide mediante un coeficiente denotado por “S” que se denomina severidad. Este daño puede tener diversos valores, que pueden llegar a ser muy grandes. Se analizarán los valores que puede tomar la severidad del daño:

$S > 0$: Pozo dañado. En este caso, existen restricciones adicionales al flujo hacia el pozo. Aquí es donde se aplica lo visto hasta ahora. Puede reemplazarse el sistema utilizando una ecuación que tenga en cuenta un diámetro del pozo menor que el perforado.

$S = 0$: Pozo sin daño. El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo. El pozo está produciendo con un diámetro igual al real.

$S < 0$: Pozo estimulado. El pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación provocada por fracturación hidráulica o estimulación ácida. Se considerará en este caso, que el pozo produce con un diámetro de pozo mayor que el perforado.

Como la producción del pozo está íntimamente relacionada con la severidad del daño en la formación, en lugar de complicar la ecuación del índice de producción IP, es conveniente definir un radio equivalente del pozo, donde se supone que el pozo tiene un diámetro que no es el verdadero, sino que es un diámetro virtual que depende del daño en forma directa.

Otro aspecto importante que conviene discutir es el referente a la restricción del flujo causada por la penetración parcial o incompleta del pozo en la formación productora. Desde los inicios de las operaciones de producción en campos petrolíferos, los pozos han sido perforados o completados a través de solamente una fracción del espesor neto petrolífero, a objeto de evitar o minimizar los efectos de conificación de agua y/o gas y, en algunos casos, debido a dificultades operacionales para controlar la circulación del fluido de perforación completación en la zona objetivo. Obviamente, esta práctica, conocida como penetración parcial, restringe el caudal de entrada de fluidos en el pozo. Sin embargo, no debe verse como una operación en detrimento de la capacidad de producción del pozo, puesto que más bien es un mecanismo de control para mejorar la eficiencia de producción y prolongar la vida activa del pozo.

3.2.5 Análisis nodal

El análisis Nodal está definido como una metodología para la optimización de pozos de petróleo o gas. Es usado para evaluar detalladamente el sistema de completación y producción. Una vez evaluado el sistema de completación/producción se combinan los distintos componentes prediciendo diferentes tasas de producción.

3.2.5.1 Ecuaciones de flujo

El uso de la ley de Darcy debe ser siempre considerado en la predicción de las tasas de flujo desde el yacimiento hasta el borde interior del pozo. La siguiente definición de la ley de Darcy, puede ser utilizada para predecir cualquier condición de flujo y es perfectamente aplicable al petróleo y al gas. [15]

$$q = \frac{CKh}{Ln(re / rw)} \int_{py}^{py} f(dp) \quad (\text{BNPD}) \quad (\text{Ec 3.8})$$

Donde:

q = Tasa de Producción, BNPD.

h = Espesor de la arena Productora, pie.

K= Permeabilidad, md.

Py = Presión de yacimiento, lpca.

Re = Radio externo del Pozo, pie.

rw = Radio interno del Pozo, pie.

C = Constante Adimensional.

f(p) = Alguna función de presión.

Durante la vida productiva de un yacimiento la fuente de energía se consume o declina, variando las características de producción y provocando cambios en la presión, catalogando como dinámico al sistema productivo. Las características de los fluidos producidos también varían y en primer término la declinación progresiva de la presión genera una reducción en la tasa de producción. En yacimientos subsaturados la declinación de presión puede ser tal que la presión del yacimiento caiga por debajo de la presión de burbujeo provocando la liberación del gas en solución, aumentando la relación gas-líquido, lo que genera un aumento en la tasa de producción por la disminución del gradiente de presión. Esto es cierto hasta un valor máximo en donde

el volumen de gas por unidad de flujo es tan alto que origina pérdidas de energía por fricción superiores a la reducción del gradiente hidrostático de presión. [15]

Mediante la formulación de ciertas suposiciones simplificadas y el establecimiento de algunas condiciones límites, se puede enunciar la ley de Darcy para diferentes condiciones de flujo, de los cuales se tiene:

3.2.5.1.1 Flujo líquido monofásico

La ley de Darcy para flujo de una sola fase (petróleo) es la siguiente:

$$q_o = \frac{7,08 \times 10^{-3} K_o h (P_y - P_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln(r_e - r_w) - 0,75 + S + aq \right]} \quad (\text{BNPD}) \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Donde:

S = Factor de Daño, (Skin (adimensional))

aq = Factor de turbulencia (insignificante para la baja permeabilidad y baja tasa de flujo).

3.2.5.1.2 Flujo bifásico en el yacimiento

Ecuación de Vogel: Vogel ofreció una solución práctica y simple al problema de flujo bifásico, al presentar la solución de las ecuaciones de Séller. Vogel presentó

la siguiente ecuación general para considerar flujo de dos fases en el yacimiento (efecto de saturación):

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \quad (\text{Ec.3.10})$$

Esta solución se obtuvo a partir de resultados obtenidos para diferentes yacimientos con empujes por gas en solución y para diferentes propiedades del fluido.

El flujo a través del yacimiento a menudo es referido como la relación de comportamiento del “Flujo de entrada” o IPR de un pozo, el cual es una medida de la capacidad del yacimiento, mecanismo de empuje, presión del yacimiento, permeabilidad de la formación, propiedades del fluido y otros. [15]

3.2.5.1.3 Flujo multifásico en tuberías

El flujo de fluidos en tuberías involucra elementos que favorecen o impiden su movimiento, entre los cuales se puede mencionar la fricción, factor que se produce por el contacto del fluido con las paredes de la tubería. La mayor o menor velocidad con que fluyen los fluidos a través de la tubería permite determinar el régimen de flujo que se tiene, (laminar o turbulento), el porcentaje de líquido que se encuentra en un momento cualquiera en un intervalo de tubería determina el factor de entrapamiento. Otros parámetros son la relación gas líquido y el porcentaje de agua, el diámetro de la tubería, la viscosidad del petróleo, reuniéndose una cantidad de variables que regulan las ecuaciones de balance de energía y presión. [15]

3.2.5.1.4 Flujo multifásico vertical

HAGEDORN y BROWN: Presentaron dos trabajos, siendo el primero de ellos un estudio que relacionó el efecto de la viscosidad en tuberías de 1-1/4" de diámetro y 1.500 pies de longitud. Concluyeron que la viscosidad líquida tiene poco efecto sobre los gradientes de presión en flujo vertical bifásico para viscosidades líquidas menores que doce centipoises. El segundo trabajo fue una ampliación del primero en una tubería de 1" y 1-1/2" de diámetro; el aporte importante fue la inclusión del factor de entrapamiento. El aspecto principal fue que el factor de entrapamiento líquido o fracción de la tubería ocupada por líquido, es función de cuatro números adimensionales: número de la velocidad líquida, número de la velocidad del gas, número de diámetro de la tubería y número de la viscosidad líquida. ^[15]

GILBERT: Fue el primer investigador en presentar curvas de recorrido de presión para uso práctico. Su trabajo consistió en tomar medidas de caídas de presión en el eductor, el método trabajó para bajas tasas de producción y utilizó en el mismo el término de "longitud equivalente" para el cálculo de presión de fondo fluyente. ^[15]

DUNS & ROS (1963): Observaron la influencia de los patrones de flujo en el comportamiento del mismo, desarrollando una correlación para la velocidad de deslizamiento de las fases. Presentaron, además, relaciones para hallar la densidad de la mezcla y factor de fricción de acuerdo al régimen de flujo existente. ^[15]

ORKISZEWSKY (1967): El autor considera deslizamiento entre las fases y que existen cuatro regímenes de flujo. Presentó un método para el cálculo de caídas de presión en tuberías verticales, el cual es una extensión del trabajo expuesto por Griffith y Wallis. La precisión del método fue verificada cuando sus valores predichos fueron comparados con 148 caídas de presión medidas. Una característica diferente en este método es que el factor de entrapamiento es derivado de

fenómenos físicos observados. También considera los regímenes de flujo y el término de densidad relacionados con el factor de entrapamiento; además determinó las pérdidas por fricción de las propiedades de la fase continua. ^[15]

BEGGS & BRILL (1973): Corrieron pruebas de laboratorio usando mezcla de aire y agua fluyendo en tuberías acrílicas de 90 pies de longitud y de 1 a 1,5 pulgadas de diámetro interior. Para un total de 27 pruebas en flujo vertical, se obtuvo un error porcentual promedio de 1,43 % y una desviación estándar de 6,45 %, desarrollando un esquema similar al de flujo multifásico horizontal. ^[15]

3.2.6 Daño de formación verdadero

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. 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.

Varios tipos de daño pueden ser identificados en distintos lugares de un pozo en producción, como puede ser el pozo mismo, el equipo de producción, la formación, etc. Tal distinción usualmente no se hace porque raras veces la caída de la producción tiene que ver con solo una parte del sistema de flujo. Para el diseño del remedio

correcto para la producción del pozo es necesario determinar no solo la naturaleza del daño sino también el conocimiento del lugar del pozo donde está el daño que más afecta a la producción. Pueden usarse para la estimulación del pozo fluidos similares a lo que se utilizan en la limpieza del mismo, de acuerdo a la naturaleza del daño, la elección del método a utilizar depende pura y exclusivamente del lugar en el pozo donde se encuentra el daño. La caída de la producción puede ser causada por diversos materiales; partículas migrando a través de los poros o precipitados producidos por cambios físicos o químicos en el estado inicial del reservorio; tal caída puede ser causada por líquidos (o gases) cambiando la permeabilidad relativa de la roca reservorio.

Un pozo dañado se manifiesta por tener un radio aparente menor que su radio real. Lo contrario es indicativo de que el pozo está estimulado. En este caso, el radio aparente podría llegar a aproximarse al radio de drenaje

3.2.6.1 Mecanismos del daño a la formación

- ✓ Taponamiento por partículas sólidas.
- ✓ Reducción de permeabilidad relativa.
- ✓ Alteración de la mojabilidad de la roca.
- ✓ Alteración de la viscosidad de los fluidos

3.2.6.2 Principales causas de la existencia de daño de formación son:

- ✓ Perforación.
- ✓ Cementación.
- ✓ Cañoneo.
- ✓ Entubación.
- ✓ Limpieza de pozo.

- ✓ Terminación y reparación.
- ✓ Empacamientos de grava.
- ✓ Producción.
- ✓ Tratamientos de estimulación.
- ✓ Recuperación secundaria y/o mejorada.

3.2.6.2.1 Daño durante la perforación

Las partículas materiales contenidas en los fluidos de perforación son potencialmente peligrosas desde el punto de vista del daño de formación: arcillas, cutting, agentes densificantes y viscosificantes agentes minimizadores de pérdidas de circulación. Cuando son forzados hacia la formación productiva, pueden progresivamente disminuir la porosidad y permeabilidad de la roca reservorio, de tal modo que una subsecuente puesta en producción del pozo o inyección de fluidos hacia el reservorio desde el mismo a flujos moderados o altos, haría que estos materiales depositados en el sistema, pasen de poro en poro aumentando la severidad del daño en las inmediaciones del pozo. Tal daño está limitado a unos pocos centímetros hacia el interior y alrededor del pozo (normalmente no más de 10cm, tomando como media unos 7.5cm), pero la reducción de la permeabilidad del sistema en la zona del skin puede llegar a ser del 90%.La invasión de sólidos de los fluidos de perforación está favorecida por:

- ✓ Poros de gran tamaño en la roca reservorio.
- ✓ Presencia de fisuras y fracturas naturales.
- ✓ Partículas de pequeño diámetro entre los componentes del lodo de perforación (sobre todo cuando se usan densificantes).
- ✓ Baja velocidad de perforación, como consecuencia destrucción de revoque (mudcake) permitiendo en contacto entre el lodo y la formación,

efecto que se ve incrementado por el extenso tiempo de contacto debido a la baja velocidad de penetración.

✓ Baja velocidad de circulación, con la consecuente trituración del trépano del cutting partículas más pequeñas debidas a la re-perforación (se detecta el cutting redondeado en superficie –perforita).

✓ Alta velocidad de circulación, se erosiona el revoque y se pone en contacto el lodo con formación.

✓ Alta presión de fondo, como consecuencia de una alta densidad del lodo de perforación, favoreciendo el ingreso de lodo desde el pozo a la formación.

✓ Aislamiento incompleto del revoque, típico en las perforaciones marinas, en donde no se pueden Usar bentonita puesto que no es soluble en agua salada, y se opta por la atapulgita, que no es tan buen aislante.

Es muy conveniente usar salmueras limpias, no demasiado concentradas como para que la bentonita que hace al revoque no precipite, para minimizar la invasión de sólidos hacia la formación. El uso de salmueras sin aditivos para evitar las pérdidas de circulación no necesariamente incrementa el filtrado del lodo a la formación. La naturaleza química de algunas salmueras especiales, que contienen muy alta concentración de sales y al mismo tiempo estabiliza las arcillas (incluyendo la bentonita) mediante cationes de Ca^{++} y/o Zn^{++} , son capaces de prevenir los filtrados y el consecuente daño deformación. Invasión de fluidos de perforación. Por razones económicas, los pozos deben ser perforados tan rápido como sea posible. Para incrementar la velocidad de penetración es necesario reducir el control de la pérdida de circulación. Normalmente, en regímenes de penetración muy elevados, la pérdida de inyección puede llegar a ser muy elevada. La fase líquida de un lodo típico contiene muchos componentes que pueden dañar las formaciones productivas. Teniendo en cuenta que la invasión de fluidos es mucho más profunda que la invasión

de sólidos, puesto que puede llegar a ser superior a los 5mts, el filtrado de la inyección es una de las principales causas en la caída de la producción. Sin embargo, la severidad del daño depende de la sensibilidad de la formación al filtrado. La alta permeabilidad de las arenas limpias, que tienen mayor invasión de filtrado que una roca de baja permeabilidad, usualmente no son afectadas cuando el agua de formación es compatible químicamente con el filtrado de la inyección. En lo que respecta al filtrado de la inyección se ha sugerido una caída en la permeabilidad de un 40%, pero hay que tener en cuenta que esta caída puede tomar cualquier valor desde casi 0% (el cero es imposible) hasta el 100%, dependiendo de la naturaleza de la roca y de los fluidos de la inyección.

Las formaciones que contienen arcillas, son en general las más sensibles, puesto que las arcillas pueden dispersarse, precipitarse o hincharse. Las arcillas, en su gran mayoría, son extremadamente sensibles a los cambios de 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 precipitadas o estabilizadas, 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. Cuando las arcillas se dispersan actúan como pequeñas partículas sólidas que pueden migrar de poro en poro, pero con la complicación de que tienen capacidad de acumularse y cerrar al poro totalmente, dependiendo del tipo de arcilla y el tamaño de las partículas. Los factores que favorecen la invasión del filtrado de la inyección son:

*Alta permeabilidad del revoco, como resultado de un mal diseño del lodo de perforación u operaciones que disminuyen la capacidad de aislamiento del mismo. Es válido el caso mencionado anteriormente donde en lodos salados comunes no es posible utilizar bentonita.

*Alta presión diferencial, que favorece el ingreso de la inyección hacia la formación.

*Prolongado contacto de la formación con el lodo de perforación. La profundidad de penetración del filtrado es función del tiempo de contacto. El filtrado de los lodos de perforación de base agua puede tener una baja salinidad y un alto valor de pH, así como también pueden contener dispersantes y polímeros. El agua es una causa de perturbación de las arcillas y de bloqueo del flujo por permeabilidad relativa en reservorios de baja permeabilidad (water block). Los dispersantes pueden agravar las consecuencias de la presencia de arcillas y facilitar la precipitación en el interior de los poros. Los polímeros son estables a las temperaturas de circulación, pero pueden descomponerse, cocinarse y/o formar residuos cuando son sometidos a las estables temperaturas de reservorio en intervalos prolongados de tiempo. Los lodos de perforación de base agua salada, generan filtrados que pueden reaccionar con las sales de formación y precipitar varios tipos de compuestos y partículas. Cuando circulación durante la perforación se hace a caudales más o menos elevados, el filtrado que invade la formación (Fig. N° 3.6) está a temperatura de pozo, muy por debajo de la temperatura de reservorio, y el enfriamiento producido genera la precipitación de asfaltenos y parafinas. Los lodos de base agua traen muchos problemas en formaciones con alto contenido de arcillas, existen aditivos para minimizar estos problemas, sin embargo, en algunos casos, puede elegirse un lodo de perforación de base petróleo, que es mucho más caro, pero más eficaz en ciertos casos. Los lodos de base petróleo traen muchos menos inconvenientes ante la presencia de arcillas, aunque hay que tener en cuenta que estos inconvenientes son mucho más severos. Los problemas usuales de un lodo de base petróleo son:

*Contienen mayor concentración de sólidos que un lodo base agua. En consecuencia la invasión de sólidos es mucho más acentuada. El petróleo que invade reservorios de gas, en especial los lenticulares, causa la caída de la permeabilidad

relativa del mismo y es mucho más problemático que la caída de la permeabilidad relativa del petróleo por la invasión de agua, debido a la mayor viscosidad. Los fuertes surfactantes usados para dispersar sólidos en lodos de base petróleo, hacen que la roca reservorio sea mojada por el petróleo, reduciendo la permeabilidad relativa al petróleo. En los lodos base petróleo se usa al agua como viscosificantes, para estabilizarla se utilizan emulsionantes, que estabilizan también las emulsiones en el sistema poroso del reservorio, produciendo un bloqueo al flujo por emulsión (emulsión blocks), las fuertes reducciones de permeabilidad por bloqueo al flujo por emulsión ocurren en reservorios de areniscas, en especial los de arenas muy arcillosas de baja permeabilidad.

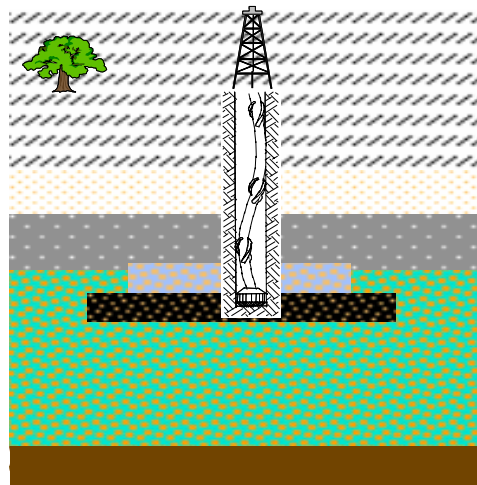


Fig Nº 3.6 Invasión de filtrado

3.2.6.2.2 Daño durante la cementación

El principal objetivo de la cementación es lograr un perfecto aislamiento del anular del casing con un anillo de cemento impermeable, fuerte y compacto. Es necesaria la remoción completa del revoque, para lo cual se utiliza algún dispositivo

como los caños lavadores o colchones, todos estos dispositivos deben trabajar con flujo a regímenes turbulentos. Durante este proceso el revoque puede ser sólo parcialmente destruido y si el cemento no tiene las correctas propiedades de pérdida de fluidos, la formación queda poco protegida a la invasión de filtrado, que se ve agravada por las elevadas presiones de trabajo durante la cementación, que pueden llegar a ser varias veces superiores a las de perforación y más aún en cementaciones con flujos turbulentos. Los lavadores siempre contienen grandes cantidades de dispersantes para suspender y acarrear las partículas del revoque. La invasión de estos fluidos a formaciones que contienen arcillas ocasiona problemas adicionales de migración in-situ de las arcillas en el interior del sistema poroso y dispersión de las mismas. La duración del trabajo de cementación es bastante corto comparado con el de perforación. La invasión de los fluidos del lavado es insignificante respecto a la invasión de los fluidos de perforación, pero esto no quiere decir que pueda despreciarse, una falla en el control de los fluidos puede ocasionar un mal cálculo en el volumen de cemento, con la consecuente cementación incompleta y contaminación de la lechada de cemento con el fluido de perforación o la deshidratación de la lechada misma. Lechada de cemento El tamaño desordenado de los granos de conforman al cemento, junto con el uso de agentes de deshidratación muy eficaces, resultan en una limitada filtración de sólidos y filtrado provenientes de la lechada de cemento, sin embargo, existen 3 casos en que puede caer la permeabilidad:

*El pH relativamente alto del filtrado de la lechada afecta a los minerales arcillosos de la formación.

*Los iones Ca^{++} liberados por las partículas de cemento, son rápidamente intercambiados por las arcillas en las inmediaciones del pozo. El resultado es una modificación de las propiedades del filtrado de cemento, no solo perdiendo su capacidad como estabilizador, sino que haciéndolo un agente desestabilizador.

*El filtrado del cemento entra en contacto con el agua connata de la formación, que contiene grandes cantidades de Ca^{++} , provocando la precipitación de carbonatos o silicatos cálcicos hidratados. Las lechadas sobre dispersadas presentan una rápida separación de las partículas de cemento en el fondo y de agua en el tope de la columna de cemento, como resultado hay una gran invasión de agua libre que puede provocar un importante bloqueo por agua (water block) reduciendo la permeabilidad relativa de los hidrocarburos en el reservorio. Compresión del cemento La etapa de compresión del cemento produce daños severos en arenas no consolidadas durante la cementación secundaria. Este fenómeno no ha podido ser explicado, pero es evidente en el well testing. Pero aparentemente, las altas presiones de compresión del cemento durante la cementación secundaria tendrían que ver con la fracturación de la roca y la invasión de la lechada

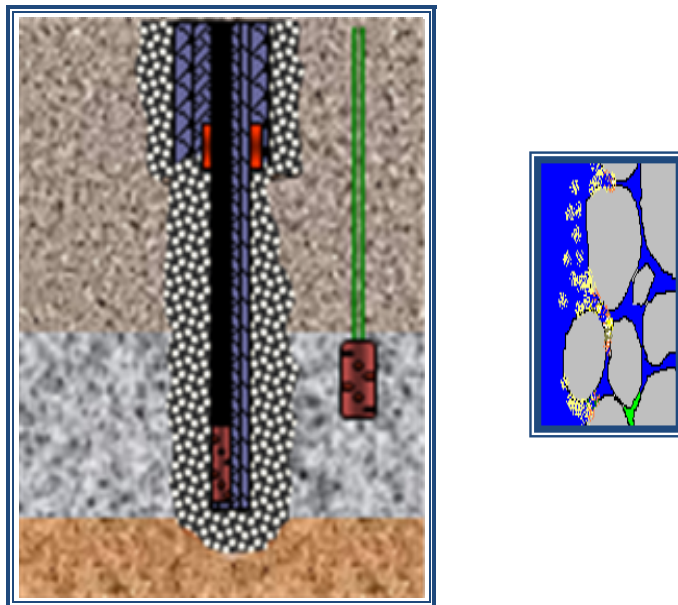


Fig. N° 3.7 Filtrado del cemento

3.2.6.2.3 Daño a la formación por los fluidos de completación o reparación

El daño en la formación es cualquier modificación de la permeabilidad del yacimiento al petróleo o el gas, alrededor de un pozo, como consecuencia de la perforación, completación, reacondicionamientos, producción, inyección o estimulación del pozo y que tiene influencia adversa en la productividad/inyectividad del mismo:

- ✓ Concentración de sales.
- ✓ Contenidos de sólidos.
- ✓ Cañoneo sobre balance.
- ✓ Oxido de las tuberías.

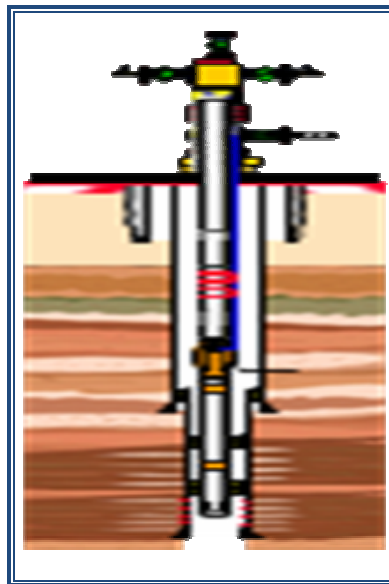


Fig.Nº 3.8 Operaciones de completación

3.2.6.2.4 Daño durante el 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).

3.2.6.2.5 Daño por entubación

Es muy común, que existan capas productivas muy por encima de la profundidad final del pozo para que estas capas no sean dañadas, es conveniente que una vez atravesadas las misma, el pozo se entube antes de seguir perforando hasta la profundidad final mencionada.

3.2.6.2.6 Daños en la terminación y reparación de pozos

Daños por punzado, la operación de punzado siempre ocasiona daños adicionales en la formación, puesto que en cualquiera sea el método de punzado que se utilice, éste compacta la roca alrededor de la zona atravesada por el proyectil, aumentando la dureza de la superficie y reduciendo la porosidad local de la misma hasta en un 80%. Hay muchos otros factores que tienden a reducir la productividad:

*Compactación de la roca alrededor de los agujeros con la consecuente reducción en la permeabilidad local.

*La sobrepresión introduce restos de formación y da las carcazas en la formación, además introduce fluidos con sólidos en la formación.

*Penetración insuficiente, está afectada por la resistencia de la roca, y puede no ser suficiente para crear los mencionados canales de by-pass (wormholes).

*Inadecuada selección de la geometría. Se prefiere baja penetración pero con gran diámetro en formaciones blandas, mientras que es conveniente elegir pequeños diámetros y gran profundidad en formaciones duras.

*Inadecuada elección de la presión diferencial, presiones insuficientes pueden no dar el resultado esperado, presiones excesivas pueden fundir la roca en las inmediaciones del agujero, generando una pared de vidrio totalmente impermeable.

3.2.6.2.7 Daños por fluidos de terminación

Las causas más comunes de daño ocasionado durante la terminación de un pozo son las siguientes:

*Taponamiento de la formación y punzados por sólidos suspendidos, bacterias y/o residuos de polímeros, que tienden a bajar la permeabilidad de la formación.

*Hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueo por agua (water block) y emulsiones (emulsión block) y precipitación de incrustaciones. Es necesario utilizar fluidos de terminación limpios y filtrados, empleando el uso de bactericidas. Los fluidos deben ser mantenidos en tanques limpios lejos de la contaminación a la que están expuestos en las zonas cercanas al pozo. También debe controlarse el uso de grasas y lubricantes. La elección y el cuidado de los fluidos de terminación es mucho más marcada cuando se trata de un reservorio depletado. Existen aditivos muy eficaces, otra posibilidad en estos casos es el uso de gases o espumas como fluidos de terminación. Debe, como en todo caso donde va a haber infiltración, estudiarse la compatibilidad del fluido de terminación con los minerales de la formación y la salinidad debe estudiarse cuidadosamente. Los fluidos de terminación normalmente requieren de inhibidores para controlar la corrosión. Estos últimos pueden provocar un bloqueo por emulsión (emulsión block), modificar la mojabilidad de la roca y precipitar el Fe^{+++} .

3.2.6.2.8 Daños durante la producción

Algunos reservorios no pueden ser puestos en producción a altos caudales de flujo o elevadas caídas de presión entre el reservorio y el pozo (drawdown) sin ser afectados por fenómenos adversos. El daño de formación en estos casos es permanente y no puede ser reducido simplemente reduciendo el caudal o el drawdown de producción. Fangos nativos y arcillas sueltas entrampadas en la pared poral, pueden comenzar a moverse a flujos elevados, especialmente en el caso en que dos fluidos inmiscibles están siendo extraídos en forma simultánea. Dependiendo del tamaño de las partículas, estas pueden bloquear el poro a través de suinterconexión con el siguiente o migrar hacia otros poros aumentando la viscosidad del fluido en producción hacia el pozo. El drawdown excesivo hace caer la presión poral en las inmediaciones del pozo, y puede exceder a la fuerza compresiva de la roca. Este fenómeno es mucho más complejo en arenas no consolidadas, donde la pobre cementación de la matriz se traduce en un aumento progresivo en la producción de arena de las inmediaciones del pozo. La reducción de presión poral durante la producción, y muchas veces el enfriamiento provocado por la expansión del gas, resulta en un taponamiento por precipitación orgánica o inorgánica. La mayor parte de las veces, éstos depósitos afectan solamente a la cadena de producción y al equipo de superficie, sin embargo, hay casos en que pueden reducir la permeabilidad de la formación. Hay arcillas específicas que pueden promover la deposición de materiales orgánicos en el sistema poroso o la precipitación de soluciones salinas muy saturadas como el CO_3Ca , SO_4Ca . La deposición de asfaltenos en las paredes de los poros pueden no afectar a la porosidad y la permeabilidad absoluta en forma significativa, sin embargo, la roca pasa a estar mojada por petróleo y no por agua, como sucede normalmente, lo que reduce en forma significativa la permeabilidad al petróleo, y, bajo ciertas condiciones, favorece el bloqueo por emulsión (emulsión block) cuando el reservorio produce petróleo y agua simultáneamente. El drawdown excesivo en reservorios productores de gas condensado, conduce a una presión de flujo por debajo

del punto de rocío en el fondo del pozo, ocurriendo una destilación in-situ de las fracciones livianas producidas, mientras que los hidrocarburos más pesados permanecen en la formación causando una caída de la permeabilidad relativa al gas. Durante la producción se produce:

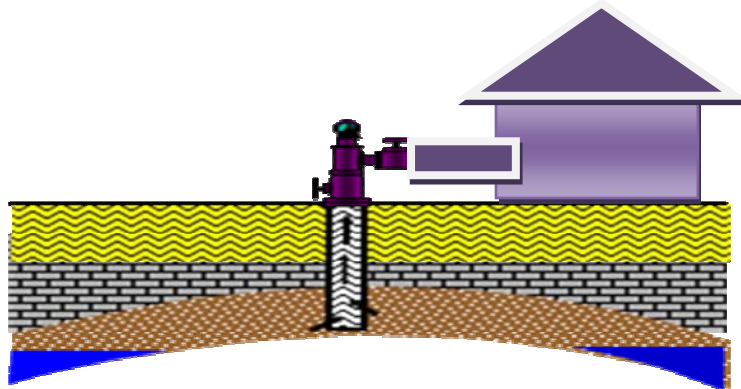


Fig. N° 3.9 Producción de un pozo

3.2.6.2.9 Daño durante la limpieza del pozo

Cuando se limpia el pozo para remover depósitos o productos corrosivos del tubing de producción, altas concentraciones de materiales dañinos pueden invadir la formación. Debe tenerse especial cuidado en que estas suspensiones no sean forzadas hacia el sistema poroso, en particular en el caso en que los materiales son solubles en el fluido de limpieza, puesto que no se forma revoque para prevenir la invasión del filtrado. El óxido de hierro en ácido o parafinas en petróleo caliente son los más típicos componentes que se re-disuelven en el fluido de limpieza, y que pueden re-precipitar en la formación, causando un daño severo y permanente

3.2.6.2.10 Daño durante el tratamiento ácido

Los problemas usuales encontrados en otras fases de la vida de un pozo pueden ocurrir durante el tratamiento de acidificación:

*Materiales del tubing que son arrastrados hacia la formación, hay que tener en cuenta que los ácidos intercambian iones con los metales, en especial con los de la cañería del tubing y el casing, disminuyendo el espesor de los mismos, pudiendo llegar a dañarlos y arrastrando materiales y suciedades normales en las cañerías hacia la formación.

*Los surfactantes utilizados para dispersar sólidos durante la acidificación e inhibir la corrosión de las cañerías del casing y el tubing por acción del ácido crean dentro del sistema poral bloques de emulsión (emulsión blocks).

*Bloqueo por agua (water block).

*Cuando se inyectan en la formación grandes volúmenes de ácidos el riesgo de deposición de parafinas y asfaltenos es muy grande. Especialmente en aquellos casos en los que el diseño del mismo es inapropiado. Estos incluyen: Lodos producidos por la reacción entre ácidos y asfaltenos, en especial ante la presencia de algunos aditivos (particularmente surfactantes) y minerales de hierro solubles.

*La roca puede perder consolidación por la disolución excesiva del cemento que conforma a la matriz.

*Precipitación de productos secundarios de la reacción ácida con minerales de la formación. Los productos secundarios que podrían formarse, pueden ser analizados y predichos mediante modelos geoquímicos que dependen por un lado de la composición de la roca de la formación y de la composición del fluido del tratamiento, y por otro lado de las variables termodinámicas (presión y temperatura) y del tiempo. Sin embargo, estos modelos sólo pueden predecir la naturaleza y no el daño que podrían llegar a producir en la formación puesto que no describen el medio físico (solamente describen el químico), es decir, no describen el medio por el cual

estos se depositan en los poros de la roca; por ejemplo, puede precipitar hidrosilicato en la superficie de las arcillas y no causar ningún daño, e inclusive compuestos tales como borosilicatos y fluorboratos pueden ser beneficiosos en algunos casos, pero hay que tener en cuenta que también podrían precipitar formando geles taponando completamente los poros del sistema.

Algunos aditivos utilizados para prevenir la corrosión del hierro del sistema de producción pueden formar precipitados, esto sucede porque trabajan directamente sobre el hierro y la cantidad sobrante del aditivo va a parar a la formación, donde de seguro el hierro es todavía más escaso.

La permeabilidad del sistema poroso puede disminuir como consecuencia de residuos de los agentes inhibidores de corrosión, o a través de la degradación térmica de polímeros, tales como los que se utilizan para reducir la fricción. “En fracturación hidráulica y gravel pack, los ácidos pueden disolver los paquetes de arena.” Tratamientos de control de agua. La fracción de agua producida por un pozo, puede ser sustancialmente reducida mediante la inyección de poliacrilamidas. La mayoría de las veces, sin embargo, la inyección de las mismas lleva a una caída en la producción de gas y petróleo simultáneamente con la del agua. Aparte de las causas inherentes a la técnica (químicas, mecánicas y la degradación térmica del polímero), algunas causas pueden ser atribuidas al daño de formación ocasionado por el tratamiento:

- ✓ Daño provocado por una disolución incompleta del polímero.
- ✓ Formación de geles.
- ✓ El agua que se utiliza como base para el tratamiento puede no haber estado correctamente filtrada.
- ✓ Bloque por agua (water block).
- ✓ Interacción del agua o del polímero con las arcillas de la formación.

3.2.6.2.11 Daño durante la estimulación

Se conoce como estimulación a una serie de tratamientos que tienen por objeto eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo. Los tipos de estimulación que se tienen son: Estimulación matricial y Fracturamiento hidráulico. 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.

3.2.6.2.12 Daño por 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.

3.2.6.2.13 Daños por estimulación matricial en areniscas

Las areniscas son rocas sedimentarias, cuyo componente mayoritario es el cuarzo, también contienen feldespatos (Potásicos y sódicos), arcillas (Caolinita, illita, clorita, montmorillonita), óxidos de hierro, sílice amorfa y carbonatos.

En estos procesos de estimulación se debe tomar en cuenta todos los elementos que intervienen en él: los ácidos involucrados, los minerales de la formación, las aguas y el crudo que saturan el yacimiento, y los filtrados y sólidos introducidos a la formación por procesos anteriores.

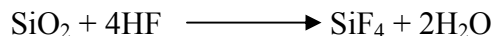
El tratamiento ácido propiamente dicho comienza con la inyección de ácido clorhídrico, a manera de preflujo, para eliminar los carbonatos presentes en la formación y evitar su contacto con el ácido fluorhídrico en cualquiera de sus variantes que sería el tratamiento principal. Este ácido clorhídrico 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 areniscas contienen minerales de hierro, tales como carbonatos (siderita), sulfuros (pirita) y arcillas (clorita). Todos ellos, excepto la clorita contienen hierro en estado de oxidación + 2 (ferroso). La clorita contiene hierro 3 (férrico). Los minerales que contienen hierro ferroso (+2), al reaccionar con el HCl, genera CO₂, H₂S y hierro soluble, sin precipitaciones, hasta que el nivel de pH suba por encima de 4,5. Sin embargo la clorita no se disuelve completamente en el ácido, sino que los cationes interlaminares (Fe²⁺, Mg²⁺ y Al³⁺), son lavadores 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 CO₂ que se forma durante la reacción reaccionará con el Fe²⁺ 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 Fe(OH)₃. Este precipitado es amorfo y tapaná el medio poroso.

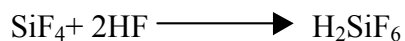
La acidificación con HCl de pozos con alto contenido de H₂S puede producir la precipitación de azufre elemental, en presencia de minerales que contengan hierro, debido a la reducción de Fe(III) a Fe(II) por el sulfuro de hidrógeno. A medida que se gasta el ácido, puede ocurrir precipitación de sulfuro ferroso.

La segunda parte de un tratamiento ácido matricial en areniscas consiste en ácido fluorhídrico o a una de sus variantes. Este es el único ácido que disuelve

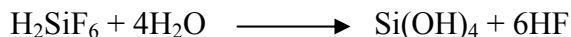
minerales silíceos como cuarzo, feldespato, arcilla, etc., pero los productos de estas reacciones pueden precipitar y ocurren también reacciones sucesivas en cadena de estos productos que en general producen precipitados indeseables. La reacción de este ácido con la sílice es la siguiente:



La presencia de un exceso de HF, el SiF_4 reacciona rápidamente, de la siguiente manera



Una vez gastado el HF, se forma ácido fluosilícico el cual al hidratarse forma un precipitado gelatinoso, que puede tapar los poros, conocido como sílica gel.



En la formación hay fuentes 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/ reparación. La primera reacción del 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:

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.

A medida que el HF se consume, el ácido fluosilícico se descompone y produce HF y tetrafluoruro de silicio SiF_4 , el cual se hidroliza y forma ácido silícico, que al hidratarse forma hidróxido silícico $\text{Si}(\text{OH})_4$, precipitado amorfo conocido como sílica gel.

En los menearles donde hay aluminio, éste tiene mayor afinidad por el flúor que el silicio, por lo que HF se gastará reaccionando con el aluminio, dejando que precipite también la sílica gel. Dependiendo de las condiciones de pH, temperatura y presión, también puede precipitar fluoruro de aluminio. Otros tipos de daño que pueden generarse por la acidificación con HF son:

- *Debilitamiento y desconsolidación de la matriz de la roca, con producción de arena.

- *Alteración de la mojabilidad de la roca por causa de los inhibidores de corrosión.

- *Reacciones adversas entre el sistema compuesto por la roca, el agua de formación y el crudo del yacimiento y los aditivos del ácido.

3.2.6.2.14 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.

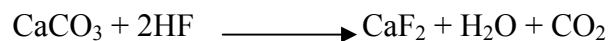
Al acidificar los carbonatos, el daño a la formación se elimina con disolución de la matriz de la roca. Algunos daños que pueden causarse en carbonatos por acidificación son:

*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 dolomita, puede precipitar taquihidrita amorfa: $\text{CaMgCl}_6 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$.

*Al acidificar con ácidos gelificados o emulsificados, se pueden crear bloqueos por gel o por emulsión en la vecindad del pozo. El contacto del ácido con el crudo puede precipitar asfáltenos, debido a incompatibilidad o a choque térmico.

También se da el caso de que el ácido fluorhídrico haga contacto con minerales de carbonato de calcio o magnesio, precipitando fluoruros de esos metales.



Estos precipitados son irreversibles, y solo se evitan mediante prelavados de la zona de interés por medio de HCl

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 $\text{Fe}(\text{OH})_3$ amorfo e irreversible. Esta precipitación se evita mediante el uso de complejantes de hierro.

Todos estos fenómenos de interacción roca/fluido han sido comprobados en el laboratorio, trabajando sobre núcleos de areniscas limpia, sin la presencia de crudo residual. Se ha comprobado que la presencia de crudo, influye en las reacciones

presentadas, por lo que hay otro mecanismo de precipitación que debe ser considerado pues está relacionado con la formación de asfaltenos.

3.2.6.2.15 Daño por penetración parcial

Hay varias razones por las cuales un pozo puede terminarse poniendo en producción solo una porción de la capa productiva (h_w). Esta penetración parcial produce una carga adicional que se considera como un tipo especial de pseudodaño, y que no es un daño verdadero. El valor del daño provocado por la penetración parcial es siempre positivo, excepto en el caso de pozos desviado. Existen ecuaciones para calcularlo, como las de Odeh o la de Streltsova. En reservorios de baja permeabilidad, se hacen muy importantes los fenómenos transitorios asociados a la penetración parcial. La característica del flujo en tiempos tempranos es semejante a la de un pozo produciendo mediante el espesor de la capa productiva abierta al flujo (h), y luego de una transición, se observa el flujo de toda la formación (h_w). El fenómeno transitorio finaliza cuando todo el espesor contribuye a la producción.

En síntesis:

- ✓ La producción está limitada debido a que $h < h_w$ en pozos verticales.
- ✓ El pozo queda descentrado con respecto al radio de drenaje.
- ✓ El daño por penetración parcial puede tomar valores negativos en casos de pozos desviados, dependiendo del espesor punzado, del espesor de la formación y del ángulo de inclinación.

3.2.7 Método prevención del daño a la formación

Como se ha visto en las secciones anteriores, existen dos tipos de daño a la formación: el que se induce de fuentes externa, durante las operaciones que incluyen inyección de fluidos y/o sólidos al yacimiento, y el que ocurre de forma natural,

durante la producción del pozo. En la presente sección se estudiarán algunos métodos para prevenir la ocurrencia de daños.

3.2.7.1 Prevención de los daños inducidos durante la perforación

La causa principal de la invasión de filtrado y sólidos de fluidos de perforación es la presión diferencial o sobrealance de la columna hidrostática del fluido en contra de la presión del yacimiento.

Para minimizar la invasión de filtrado, asimismo se recomienda la utilización de lodos 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 lodos saturados con sal, o partículas inerte de tamaño controlado, capaces de formar este tipo de revoque.

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

Asimismo se recomienda hallar la distribución de tamaño de poros en los núcleos disponibles, o en ripios cortados de la misma formación, técnica que será explicada en adelante, para determinar el tamaño mínimo de las partículas sólidas permisibles en el lodo.

Durante la perforación del pozo es de capital importancia el diseño y buen funcionamiento de los equipos de control de sólidos, para eliminar las partículas sólidas de tamaño menor que el permisible.

3.2.7.2 Prevención de los daños inducidos durante la cementación

Al no poder cambiarse el carácter químico del filtrado del cemento, la mejor prevención que se puede practicar para minimizar este daño es mantener al mínimo la pérdida de filtrado de la mezcla de cemento, por medio de los aditivos adecuados para ello.

3.2.7.3 Prevención de los daños inducidos durante la terminación/reparación

Al igual que en el caso anterior, la invasión de filtrado y sólidos de los fluidos usados en estas operaciones se debe a los grandes sobrealance de presión entre la columna de fluido y la presión de los yacimientos. La primera medida es conocer la presión del yacimiento y trabajar con la mínima densidad compatible con las normas de seguridad.

Al igual que en los fluidos de perforación, es necesario conocer la mineralogía del yacimiento y la composición de los fluidos del mismo, así como la del filtrado del lodo de perforación que filtro a la formación, para prever las reacciones químicas con precipitados que podrían ocurrir en el medio poroso.

Para prevenir la invasión de sólidos, es necesario un control de filtración de los fluidos usados, así como de que las sales disueltas sean de buena calidad, sin impurezas.

3.2.7.4 Prevención de los daños inducidos durante la estimulación acida

En primer lugar, para evitar agravar el daño presente en la formación, este debe ser correctamente diagnosticado, para permitir el diseño de la estimulación adecuada. Asimismo deben conocerse las composiciones de los fluidos que la saturan el yacimiento, naturales o de invasión, y la composición mineralógica del mismo.

Tomando en cuenta la probabilidad de que el fluido sea compatible con el crudo de la formación, el tratamiento debe ir precedido por un volumen de una mezcla de solventes aromáticos y surfactantes, suficientes para limpiar el volumen que se vaya a tratar, y que evite el contacto entre el ácido y el crudo. Esta mezcla ha de tener la mínima tensión interfacial posible, para facilitar su expulsión del medio poroso, y a de contener solventes mutuales para asegurar la mojabilidad de la formación al agua.

El volumen de HCL que se vaya a usar como preflujo antes de un tratamiento de HF a diseñarse por lo menos igual al volumen de ácido que contenga H, para que este último no sobrepase el área en que haya actuado el HCL, y no encuentre carbonatos con los cuales formar precipitados.

El volumen de ácido que contenga no debe ser mayor que el volumen de ácido clorhídrico usado como preflujo.

Todos los ácidos usados deben contener inhibidores de corrosión, tomando en cuenta no usar exceso de los mismos para no invertir la mojabilidad de la formación.

No debe usarse solvente mutual en ácido, ya que impide la absorción del inhibidor de corrosión en las tuberías, llevándose el exceso al medio poroso.

En los ácidos hay que agregar aditivos estabilizadores o acomplejantes de hierro, tales como ácido cítrico, EDTA, NTA, o ácidos eritorbicos, para prevenir la deposición de compuestos de hierro en la formación.

Es importante realizar pruebas de flujo a través de núcleos, empleando las formulaciones de ácido que se vaya a utilizar en el pozo, determinándola pérdida de resistencia mecánica de la roca después del paso del ácido, para prevenir la desconsolidación de la formación y posterior producción de arena.

3.2.7.5 Prevención de los daños inducidos durante el fracturamiento

El agua utilizada para preparar el fluido de Fracturamiento debe ser filtrada y almacenada en tanques perfectamente limpios. Debe agregarse al agua un aditivo para controlar las arcillas de la formación, comúnmente KCL, y un surfactante para disminuir la tensión interfacial del filtrado de este fluido a la formación y facilitar su recuperación.

Es muy importante agregar los aditivos necesarios para asegurar la ruptura completa del gel después de finalizado el Fracturamiento. Así se asegura que no queden restos de gel en las caras de la fractura ni en el agente de soporte.

3.2.7.6 Prevención de los daños a la formación durante procesos de inyección de fluidos

Antes de comenzar la inyección de agua en un yacimiento, deben hacerse pruebas de compatibilidad de la misma con los fluidos del mismo, para prevenir precipitados orgánicos e inorgánicos.

Asimismo debe determinarse la distribución del tamaño, de poros de la formación, mediante núcleos, para determinar el nivel necesario de filtración del agua. Debe analizarse la dureza del agua (carbonatos, bicarbonatos, y sulfatos), para determinar el nivel de tratamiento para evitar incrustaciones en las tuberías o en la formación.

Debe hacerse un análisis del tipo y cantidad de bacterias presentes en el agua, para determinar el nivel de tratamientos con bactericidas. Por ultimo, debe tratarse el agua con un captador de oxígeno, para evitar la corrosión de las tuberías.

Si se va a convertir un pozo productor de crudo a pozo inyector de agua, es recomendable realizar una caracterización del crudo del yacimiento, para determinar su contenido de parafinas y asfaltenos, y de acuerdo a los resultados, realizar un tratamiento que reduzca al mínimo la saturación residual de petróleo en el área crítica alrededor del pozo, por medio de soluciones de solventes/surfactantes de muy baja tensión interfacial. De este modo se evita el contacto directo del agua con el crudo, y posibles precipitados por choque térmico.

Si el pozo que va a recibir inyección de agua ha sido productor, hay la posibilidad de que haya sufrido migración de partículas finas hacia el are, y estas estén bloqueando la permeabilidad a la inyección. En este caso sería recomendable realizar una estimulación química de eliminación de partículas finas, la cual explicara en otra sección.

Por ultimo hay que asegurarse de que el agua a inyectarse no contenga hidrocarburos líquidos, ya que estos se acumulan en las cercanías del pozo, restaurando el medio poroso con petróleo y reduciendo así la permeabilidad relativa al agua.

3.2.7.7 Prevención de los daños a la formación durante el proceso de producción

Los daños que se generan de forma natural durante la vida productiva de un pozo pueden ser demorados, pero no evitados por completos. Así, los depósitos orgánicos pueden controlarse en algún grado de las siguientes maneras:

*Pueden lograrse que las parafinas se depositen fuera del pozo mediante la colocación de aislantes térmicos en el espacio anular del mismo, para conservar la temperatura del crudo hasta la superficie.

*Siendo los asfaltenos más sensibles a la declinación de presión, cualquier método permita tener una alta presión de fondo fluyente, disminuyendo las caídas de presión en la zona cercana al pozo, retrasaría la precipitación de los mismos. Asimismo, la inyección continua de dispersantes de asfaltenos en el fondo del pozo, por medios mecánicos evitaría esta ocurrencia.

*La producción de arena asociada con altas tasas de producción puede reducirse disminuyendo la tasa de producción del pozo, o por medio de Fracturamiento hidráulico.

3.2.8 Métodos de diagnóstico del daño a la formación

Existen muchos motivos por los cuales un pozo no aporta la producción que se espera de él, o declina su producción con el tiempo. Solamente un análisis cuidadoso puede identificar las causas de este comportamiento. Es importante hacer este estudio, ya que puede atribuirse la baja productividad de un pozo a daños a la formación, cuando los factores involucrados pueden ser de origen mecánico o natural.

3.2.8.1 Factores principales que reducen la producción

- ✓ Sistema mecánico ineficiente.
- ✓ Baja permeabilidad del yacimiento.
- ✓ Restricción alrededor del pozo debida a daños o pseudo daños.

Si el sistema mecánico o el de levantamiento están trabajando ineficientemente, se observara alta presión en el fondo del pozo (o alto nivel de fluido en pozos de bombeo), lo cual, aunado a bajas tasas de producción nos indicara que hay que revisar el diseño del equipo.

Es aconsejable hacer un análisis nodal del pozo en estudio para determinar el diseño correcto de sus tuberías, estrangulador, equipo de levantamiento artificial por gas, (gas-Lift, si lo tiene), y líneas de flujo en superficie (Fig.3.10)

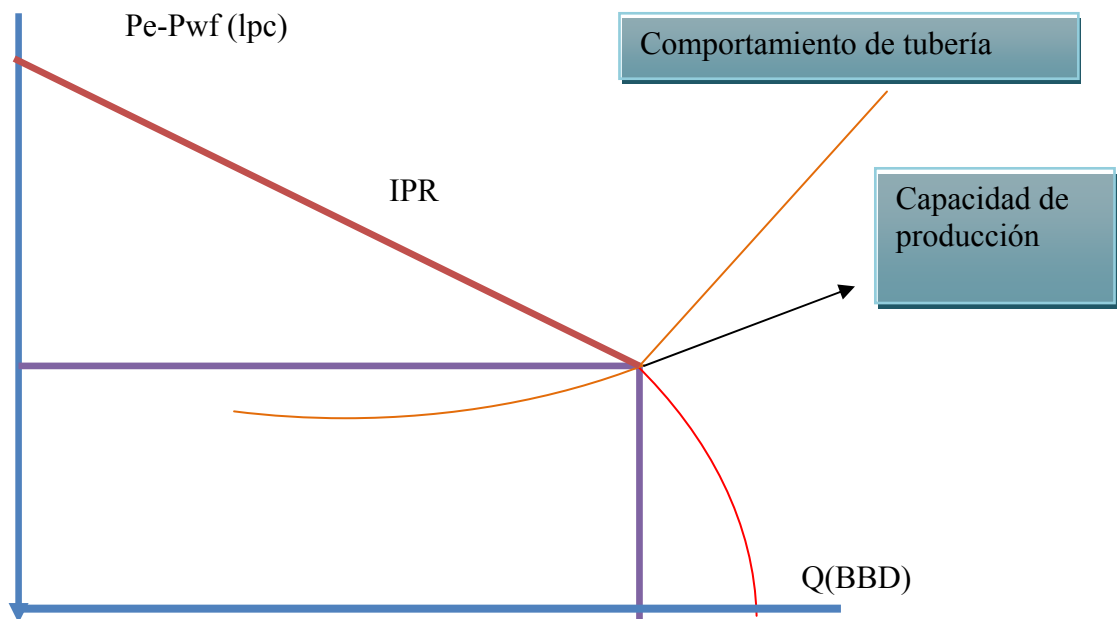


Fig.3.10 Análisis Nodal

Hay que tomar en cuenta que nos interesa que haya la mínima caída de presión (draw Down) dentro del yacimiento, o sea que la diferencia $Pe-Pwf$ sea mínima, la cual resultara en la máxima presión de fondo fluyente para levantar los fluidos producidos. Esto se logra mediante un balance entre la curva de respuesta (IPR), y la curva de comportamiento de tuberías (tubing intake curve), lo cual es el objeto del análisis nodal.

Si el yacimiento presenta baja permeabilidad y no se detecta la presencia del daño, el pozo no es candidato a estimulación matricial, sino Fracturamiento. Esta información hay que obtenerla de pruebas de restauración de presión (Buil-up), o de

declinación (Fall- off). Las pruebas de transición de presión son la única fuente de información confiable que se pueden obtener, al mismo tiempo que los valores de daño y de permeabilidad.

El daño a la formación, cuando existe, se define matemáticamente como una zona infinitesimalmente delgada, que causa una caída de presión a través de la cara de la formación.

El factor de daño que se obtiene de una prueba de transición de presión es una sumatoria de todos los factores presentes como daño verdadero y pseudo-daños, por la cual estos deben determinarse muy bien, ya que solo el daño verdadero puede eliminarse mediante tratamiento químico.

3.2.9 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.

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.

3.2.9.1 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.

3.2.9.2. 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.
- ✓ 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.

3.2.9.3 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.
- ✓ 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.

3.2.9.4 Análisis de núcleos en laboratorio

A continuación se describen los análisis necesarios para determinar la composición mineralógica de la formación que se va a perforar o a diseñar un tratamiento químico. Las herramientas de laboratorios disponibles son:

- ✓ Análisis de difracción de rayos X.
- ✓ Microscopía electrónica de barrido (SEM).
- ✓ Técnica de electrón retrodisperso para análisis de ripios y tapones de núcleos.
- ✓ Microscopía óptica de secciones finas (análisis petrográfico).
- ✓ Pruebas de solubilidad en ácido.
- ✓ Análisis de tamizado (granulometría).
- ✓ Curvas de respuestas a ácidos.

Como puede verse, todos estos análisis requieren que se disponga de núcleos de la formación, lo cual no es frecuente, a menos que se trate de pozos exploratorios, o perforados para algún proyecto de recuperación secundaria. A veces se tienen núcleos de pared, y más frecuentemente, ripios o cortes obtenidos durante la perforación, con los que hay que tener especial cuidado, ya que hay que observarlos al microscopio para separar de ellos los que representen arena de formación para ser analizados.

3.2.10 Fluido de completación

Fluido de baja densidad, usado en las operaciones de completación de un pozo. 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. ^[10]

3.2.10.1 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 movibles (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.

3.2.10.2 Tipos de fluidos

3.2.10.2.1 Fluidos a base acuosa

Generalmente, son fluidos de perforación modificados; salmueras, emulsiones, agua dulce, o fluidos especialmente diseñados con diferentes propósitos (empaquetado, pérdida de circulación y otros).

En la actualidad, el uso de los fluidos de perforación, aún modificados, no es una práctica común en los trabajos de rehabilitación, ya que debido al alto contenido de sólidos ocasionan daños a la formación productora. Las salmueras son las más utilizadas, dado que no contienen sólidos insolubles; por consiguiente no ponen ningún material de control de pérdida de fluido.

3.2.10.2.2 Fluidos a base aceite

Estos fluidos tienen por fase continua un aceite, que puede ser diesel, crudos, aceites minerales y sintéticos. Cuando existe una fase discontinua formada por agua, se denomina lodo invertido y debe contener agentes emulsificantes para lograr la homogeneidad.

3.2.10.2.3 Fluidos aireados

Son aquellos el cual una de sus fases está compuesta por un gas. Se utilizan para hacer trabajos en zonas de bajas presiones anormales.

3.2.11 Propiedades de los fluidos de completación

3.2.11.1 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. Esta propiedad es de suma importancia en los fluidos de completación debido a que la presión hidrostática permite un control sobre las presiones de las formaciones; por lo que se debe tener mucho cuidado en el momento de controlar dicha propiedad, ya que una alta densidad puede ocasionar excesivas presiones generando una pérdida de fluidos hacia la formación, la cual ocurre siempre

que la presión ejercida por el fluido contra la formación supera la resistencia, otro problema que se podría generar es la pega de la sarta de trabajo. La densidad también influye en la capacidad de levantar o remover los cortes hacia la superficie.^[10]

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:

$$W=350 \times GE \times (f-i) \times V_i / (8,33 \times GE - f) \quad (\text{Ec. 3.11})$$

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

V_i= volumen inicial del fluido, bls

3.2.11.2 Viscosidad plástica

Es aquella parte de la resistencia a fluir, causada por la fricción mecánica. Su control permite detectar a tiempo problemas potenciales, incrementos en el contenido de sólidos y es determinada por un viscosímetro. En general, al aumentar el contenido de sólidos en el sistema aumentará la viscosidad plástica. El control de la viscosidad plástica en lodos de bajo y alto peso es indispensable para mejorar el comportamiento

reológico. Este control se obtiene por dilución o por mecanismos de control de sólidos. Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la siguiente ecuación: ^[10]

$$VP(\text{Cps}) = \text{Lectura } 600\text{rpm} - \text{Lectura } 300\text{rpm} \quad (\text{Ec. } 3.12)$$

3.2.11.3 Punto cedente

Es la resistencia al flujo causada por las fuerzas de atracción entre las partículas sólidas del lodo. Esta fuerza es consecuencia de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase líquida. Las distintas sustancias químicas tienen diferentes efectos sobre el punto de cedencia. Así la cal y los polímeros, lo incrementan, mientras que los fosfatos, taninos, lignitos, lignosulfonatos lo disminuyen. Por otra parte, un alto contenido de sólidos produce un punto cedente elevado. ^[10]

El punto cedente se calcula de la siguiente manera:

$$Pc = L300 - VP \quad (\text{Ec. } 3.13)$$

Donde:

L300 = Lectura a 300 RPM del viscosímetro de Fann.

VP = Viscosidad Plástica (cps).

3.2.11.4 Geles

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). ^[10]

3.2.11.5 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. ^[10]

3.2.11.6 .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. ^[10]

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1 Tipo de investigación

Para la realización de la siguiente investigación fue necesaria la recopilación de material informativo sobre el tema, para luego proceder a la elaboración de las pruebas las cuales fueron la base del proyecto

Según la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (UPEL, 2001) los Proyectos Factibles “consisten en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales deben tener el apoyo de una investigación de campo” (p.7).

Dentro de este contexto se instrumentó la presente investigación, la cual estuvo referida a caracterizar los fluidos de completación usados una de las arenas productoras más importantes del Campo San Joaquín del Distrito de Producción Gas Anaco correspondientes a la formación: San Juan del Área Mayor de Anaco. Cabe señalar que la investigación se apoyó en un trabajo de laboratorio, los datos obtenidos son reales, ya que pertenecen a núcleos tomados directamente del campo, los cuales fueron tomados en intervalos que abarcaban dentro de su rango las formaciones de interés para su posterior análisis con el equipo de Retorno de Permeabilidad.

Es importante destacar que la investigación es descriptiva, por que permitió describir las variables de forma independiente y en un solo momento. Al respecto Finol y Navas, (1996) la definen como “aquella cuyo objetivo fundamental es señalar

particularidades de una situación, hecho o fenómeno, es decir, describir sistemáticamente el comportamiento de una variable haciendo uso de la estadística descriptiva, porque es aconsejable al describir, señalar números, cantidades, promedio, porcentajes, etc.” (p.40).

4.2 Población y muestra

Una población es la totalidad del fenómeno a estudiar donde las unidades de población poseen una característica común, la cual se estudiará y dará origen a los datos de la investigación. El siguiente estudio presenta como población, 258 pozos del Campo San Joaquín del Distrito.

La muestra por otro lado, estuvo conformada por 14 ejemplares tomados en núcleos distribuidos en 4 pozos, la muestra de este trabajo se distribuyó como se observa en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Población

Pozo	Nº de Muestra	Profundidad	A rena
JM-191	1	9.128',7"	S J-A
JM-191	2	9.212',11"	S J-A
JM-191	3	9.214',7"	S J-A
JM-132	4	9.977',3"	S J-A
JM-	5	9.985',2"	S

132			J-A
JM- 132	6	10.012',1"	S J-A
JM- 132	7	10.046',6"	S J-A
JM- 132	8	10.054',1"	S J-A
JM- 132	9	10.063',4"	S J-A
JM- 190	10	9.274',4"	S J-A
JM- 190	11	9.283'-9.283',6"	S J-A
JM- 190	12	9.299',8"	S J-A
JM- 190	13	9.304',6"-9.305'	S J-A
JM- 190	14	9.320'-9.320',6"	S J-A

4.3 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Las técnicas empleadas para la recolección de los datos en este estudio fueron muy variadas, dentro de estas se incluye revisión documental de material presente en las tesis, libros(físico y en digital) y revisión de información en paginas especializadas en Internet y la toma de muestras directamente de los núcleos extraídos de las formaciones productoras para su posterior análisis con el equipo de Retorno de Permeabilidad(permeámetro), sin embargo antes de tomar dichas muestras se hizo necesario realizar un estudio para determinar cuales de los pozos del

Campo San Joaquín podrían servir para el estudio en cuestión ya que no todos contaban con núcleos, para lo cual fue necesario solicitar ayuda a la Nucleoteca de PDVSA ubicada en las instalaciones del Chaure en Puerto La Cruz.

4.4 Revisión bibliográfica

Para llevar a cabo la presente investigación fue necesario recolectar, analizar, leer y estudiar toda la información referente a arcillas, tipos de arcillas, pseudo daños, daños (tipos, causa y método de prevención) fluidos de completación, propiedades ;para lo cual todo el material usado fue importante y valioso, debido a que el tema es muy amplio y complejo; del mismo modo se hizo indispensable revisar todas las características geológicas que conforman la Cuenca Oriental, el Área Mayor de Anaco y la Formación San Juan en donde fue fundamentado el estudio

Por otra parte se hizo necesario realizar una indagación acerca de todo lo referente a núcleos, técnicas para preservación, las posibles pruebas que se le pueden practicar a los mismos entre otras cosas; también se efectuó una revisión de toda la teoría referente a daño a la formación, las etapas durante la perforación en los cuales se puede presentar y los factores que favorecen su aparición en las formaciones de interés específicamente para el daño por interacción Fluido-Roca ya que el presente estudio tiene como objetivo caracterizar los distintos tipos de arcillas presentes en las formaciones productoras más importantes de San Joaquín para prevenir este tipo de daño debido a incompatibilidad entre el fluido y la roca durante las operaciones de campo y de igual manera se investigó toda la información referente a la prueba de Retorno de Permeabilidad.

Los medios empleados para la recopilación de la información fueron muy variados. Por una parte se revisaron bibliografías disponibles en las instalaciones de INTEVEP-PDVSA Los Teques, del mismo modo fueron revisados manuales de

empresas de servicios con información referente al tema en estudio. Mucho material referente a las técnicas de daño a la formación fue encontrado en Páginas Web, así como también información de química de arcillas y temas relacionados.

4.5 Recopilación de datos

Se puede decir que el proceso de recopilación de datos en el presente trabajo estuvo determinado por la toma de muestras de los distintos núcleos disponibles para su posterior análisis con el equipo de Retorno de Permeabilidad en las instalaciones del Laboratorio de daño a la formación ubicado en la ciudad de Los Teques Estado Miranda.

4.6 Procedimiento metodológico

Para lograr los objetivos planteados se empleo una metodología de tipo experimental buscando alternativas para evaluar los distintos fluidos usados en las operaciones de Completación.

4.6.1 Describir detalladamente todas las características geológicas y litológicas del campo san joaquín ubicado en el área mayor de anaco

Este objetivo consta de una descripción litológica de la formación San Juan A que conforman el Campo San Joaquín basándose principalmente en estudios geológicos realizados, y recolectando información plasmada en textos.

Además, se realizó un análisis sedimentológico de núcleo realizado por ESTUDIO INTEGRADO en el año 2001, correspondiente a la formación San Juan A del Campo San Joaquín. En este análisis, se identificó la composición litológica de esta formación (San Juan A), a través del estudio de los núcleos extraídos de estos

pozos; también, se obtuvo descripción de las arcillas y el problema que tienen ellas al tener contacto con los fluidos. Se obtuvo las características geológicas y de yacimiento; por último, descripción estratigráfica.

4.6.2 Describir las características de los diferentes fluidos de completación utilizados en el campo san joaquín

En esta fase, se realizó un estudio de uno de los fluidos utilizados en las actividades de Completación de la Arena SJ-A, identificando las características para luego realizar un análisis en el Simulador físico

En esta etapa se tomó muestra del fluido de completación usado en la Arena para analizarlo y conjuntamente con otro sistema de completación mejorado realizar una comparación entre ambos fluidos, con el propósito de observar de manera real cual de los dos afecta más la permeabilidad de la roca, causando una disminución de la productividad de la Arena, también se hizo la revisión de textos, manuales, páginas Web, y revistas relacionadas con fluidos de Completación

4.6.3 Realizar la prueba de Invasión de filtrado y retorno de permeabilidad a los núcleos seleccionados pertenecientes a las zonas productoras del campo san joaquín (arena SJ-A) para la determinación del radio de invasión y el tipo de daño causado por los fluidos de completación

En este objetivo se realizó la toma de muestra y todo el procedimiento para iniciar la prueba de desplazamiento en el Simulador Físico, consta de varias fases las cuales se describen a continuación.

4.6.3.1 Fase 1

Proceso de Selección de Núcleos y Toma de Muestras.

El proceso de toma de muestras en las instalaciones de la Nucleoteca requirió de gran precisión a la hora de realizar la selección. Primeramente fue necesario organizar el despliegue de los núcleos en las mesas de trabajo de la Nucleoteca (Fig. N° 4.1) para ello se le solicitó al personal de la misma para una selección de los pozos con núcleos disponibles para este campo.

Tabla 4.2 Intervalos de pozos desplegados en la Nucleoteca El Chaure

Pozo	Arena	Profundidad
JM-191	SJ-A	9212'8''
JM-191	SJ-A	9215'1''
JM-191	SJ-A	9305'01''
JM-190	SJ-A	9283'7''
JM-132	SJ-A	10011'11''
JM-132	SJ-A	10046'6''
JM-132	SJ-A	10054'9''

Tabla 4.3 Muestras de núcleos aptas para el análisis

Muestra	L (cm)	Peso (gr)	Diámetro (cm)	Vol. (cc)	Presión (psi)	Vp (cc)	Φ (%)	Ka (md)	Kc (md)	Prof. (ft)
JM-191	6.29	171.81	3.82	71.94	1760		5.60	23.1	21.1	9212'8
JM-190	5.93	152.07	3.82	67.74	1760	6.7	9.89	255	203	9283'7

Estos núcleos están organizados por intervalos, en cajas de tres pies de largo por medio pie de ancho por medio pie de espesor y cada una cuenta con dos bandejas, una superior para localización de muestras y otra inferior para la toma de cualquier

tipo de muestras (Fig. N 4.2 y 4.3), la lista proporcionada por la Núcleoteca (Tabla 4.1) incluía el intervalo completo disponible del núcleo pero obviaba secciones que carecían de muestras por lo cual se hizo un tanto difícil tomar la muestra al momento de hacerlo, en algunos casos las secciones prospectivas no se encontraban disponibles ya que habían sido utilizadas por el personal de Geomecánica para llevar a cabo análisis de dichas secciones



Fig N° 4.1 Mesa de Despliegue de la Núcleoteca El Chaure.

El procedimiento se llevó a cabo de la siguiente manera: Una vez que se tenían desplegado los núcleos en la mesa de despliegue. Lo primero que se hizo fue localizar el intervalo de interés en las cajas, cada una de ellas se encuentra perfectamente identificada con el intervalo contenido en ella, el número del núcleo, el nombre del pozo y el número de la caja (Fig. N° 4.4), como se dijo cada una de ellas contiene un total de 3 pies de núcleo. Para trabajar con los 3 pies de núcleo de una caja se emplea una regla que tiene una escala en pies la cual mide aproximadamente 2.5 pies de largo, esta sirve para identificar la profundidad dentro de la caja seleccionada. Posterior a eso fue necesario corroborar que el núcleo se encontrara en su posición correcta la cual era con el tope hacia arriba. La manera de hacerlo es tomando la

muestra de la bandeja de arriba y girándola 180° en sentido contra horario, una vez hecho esto se debía confirmar que la línea roja de la parte posterior estuviese hacia la derecha (Fig.Nº 4.5), esto es indicativo de que el núcleo se encontraba en su posición correcta de no ser así era necesario colocarla de manera adecuada, hubo casos donde la caja de alguno de los núcleos se encontraba completamente volteada y se hizo necesario colocar toda la caja de la manera correcta.

Una vez finalizada la comprobación del núcleo en el intervalo seleccionado, empleando una piqueta de geólogo se procedió a levantar la bandeja superior y tomar la muestra de la parte inferior la cual como se dijo es la parte destinada para el muestreo (Fig.Nº 4.6), una vez tomada la muestra se procedió a colocar la misma en bolsas plásticas debidamente identificadas con la profundidad de toma de muestra (Fig.Nº 4.7), la arena a la cual corresponde dicha muestra, el pozo al cual corresponde dicho núcleo y un número de referencia para distinguirla de las demás con mayor facilidad. De esta manera se procedió con las 7 muestras tomadas. Cabe destacar que la condición de estos núcleos es bastante delicada, algunas de las cajas ya casi no cuentan con muestras y otros presentan contaminación como hongos o humedad del exterior por ello el tratamiento tuvo que ser en extremo cuidadoso y se hizo necesario emplear equipos de seguridad como mascarillas y guantes para manipular dichos núcleos debido al grado de contaminación de algunos.



Fig Nº 4.2 Almacenamiento de Núcleos en la Núcleoteca.



Fig N° 4.3 Cajas Contenedoras de Núcleos.



Fig N° 4.4 Identificación de las Cajas Contentivas de los Núcleos.



Fig N°4.5 Comprobación de la Posición de Los Núcleos.



Fig N°.4.6 Toma de muestra de los Núcleos.



Fig. N° 4.7 Muestras de los Núcleos debidamente Identificado

4.6.3.2 Fase 2

Preparación de Núcleos para realizar la prueba de Retorno de Permeabilidad.

Para la realización de esta prueba es necesario conocer las propiedades de la roca. Por ello, las muestras fueron llevadas al laboratorio de Propiedades de La Roca, ubicado en las mismas instalaciones de INTEVEP, con los valores obtenidos es posible comenzar la simulación.

Se satura el núcleo con agua de formación a una concentración de 3% NaCl. (Fig 4.8) . Esta saturación se hace colocando el núcleo (Fig. 4.9) de 1.5 pulgadas dentro de un beaker de forma que este cubierto completamente con agua de formación y se lleva a la bomba de vacío durante 15 horas. El vacío creado por la bomba es de 450mmHg aproximadamente.

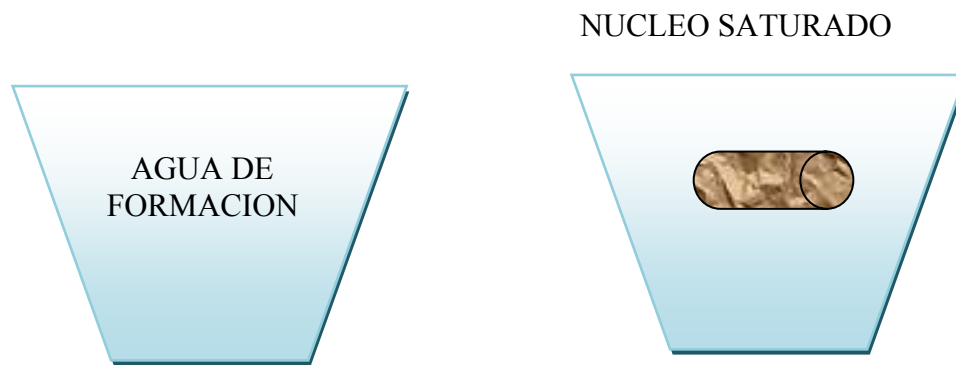


Fig 4.8 Núcleos saturados en agua de formación

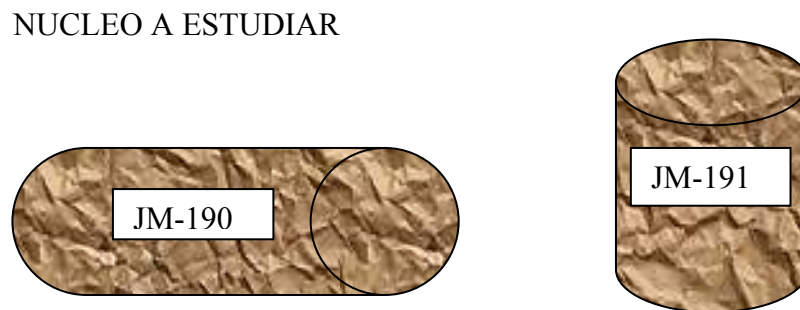


Fig. 4.9 tapones de núcleo de los pozos en estudio

Preparación de fluidos

Para la realización de las pruebas fue necesario la preparación de los fluidos de completación, los cuales fueron: sal muera al 3% NaCl y un fluido de completación #2, con la finalidad de conocer cuantitativamente el daño causado por cada uno.

PREPARACION 1

Preparación de sal muera. (Fig. N°4.10)

Las salmueras usadas en la industria petrolera son disoluciones en agua clara de los cloruros de sodios ($NaCl$), potasio (KCl) y calcio ($CaCl_2$). se mezclo NaCl al 3% de concentración para alcanzar una densidad de 8.4 lpg con agua fresca para obtener el fluido deseado.



Fig.N° 4.10 Preparación de Salmuera al 3% NaCl

Preparación de fluido de completación #2 (Fig.Nº4.11)

Es utilizado como fluidos de perforación, completación y rehabilitación en la industria Petrolera.

Se pesa el aceite y el fluido de completación #2 en un vaso, de acuerdo a la formulación.se mezcla a baja tasa de corte hasta disolver el surfactante, agregar el aceite progresivamente y aumentar la velocidad de la mezcla hasta formar una emulsión y continuar mezclando por 3 minutos, agregar NaCl y continuar el mezclado por 3 minutos adicionales.(Fig.



Fig. Nº 4.11 Fluido de completación #2

4.6.3.3 Fase 3

Preparación del equipo para la prueba de Retorno de Permeabilidad

Antes de usar el equipo es necesario tomar en cuenta ciertos parámetros para su uso, los cuales garantizan el trabajo seguro antes y durante la prueba:

Normas para el trabajo seguro en el equipo de retorno de permeabilidad

Antes de la realización de la prueba

- ✓ Verificar que las tomas de corriente eléctrica esté debidamente conectadas
- ✓ Verificar que no exista presión acumuladas en las líneas de trabajo, observando la lectura de los manómetros y abriendo cuidadosamente las válvulas de descarga.
- ✓ Verifique que las líneas de flujo y las válvulas estén en la dirección y conexión adecuada
- ✓ Colocar y verificar (calibración) en los traductores de presión 2 placas de una baja y otra de alta dependiendo de las condiciones de trabajo
- ✓ Encender el horno y ajustar la temperatura de trabajo.
- ✓ Para trabajar con presión de confinamiento abrir la válvula de aguja y regular la presión con la bomba de aceite hidráulico.
- ✓ Verificar que sea suficiente el nivel de agua que alimenta la bomba
- ✓ Encender la bomba y ajustar el caudal a la presión de trabajo

Durante la realización de la prueba

- ✓ Verificar y ajustar constantemente la presión de confinamiento hasta que se estabilice el proceso.

- ✓ Verificar constantemente la lectura de los manómetros de modo que no sobrepase la presión máxima de trabajo.
- ✓ En el caso de que alcance la presión máxima de trabajo en el manómetro detener el desplazamiento, liberar la presión y cambiarlo por uno de mayor capacidad de lectura.
- ✓ Verificar constantemente la lectura del validyne de modo que no sobrepase el 100% del diferencial, en el caso de que lo alcance alinear a la placa alta.

Para apagar

- ✓ Detener la bomba y apagar el horno.
- ✓ Liberar las presiones abriendo las válvulas de descarga.
- ✓ Limpiar el equipo con solvente y agua destilada.

El equipo de retorno de permeabilidad consta de un sistema de tuberías de acero inoxidable, manómetros, traductores, acumuladores, una estufa para el calentamiento, bombas de agua y aceite hidráulico. Se encuentra diseñado para realizar pruebas de desplazamiento de crudo en forma longitudinal a flujo constante.

En las figuras 4.12 y 4.13 se puede visualizar los componentes del equipo de retorno a la permeabilidad para trabajar con las pruebas de consolidación química: (1) bomba de agua, (2)(3)(4) sistema de acumuladores de fluidos: agua de formación, crudo ó aceite mineral, fluido de perforación, mezcla consolidante, fluido post-lavado (5) sistema de distribución del fluido (6) manómetro que mide la presión en producción (7) manómetro que mide la presión en inyección (8) traductor de presión (9) controlador Validyne de los traductores de presión (10) dirección inyección (11) horno de calentamiento (12) Celda convencional de acero inoxidable (13) dirección producción (14) Salida del sistema.

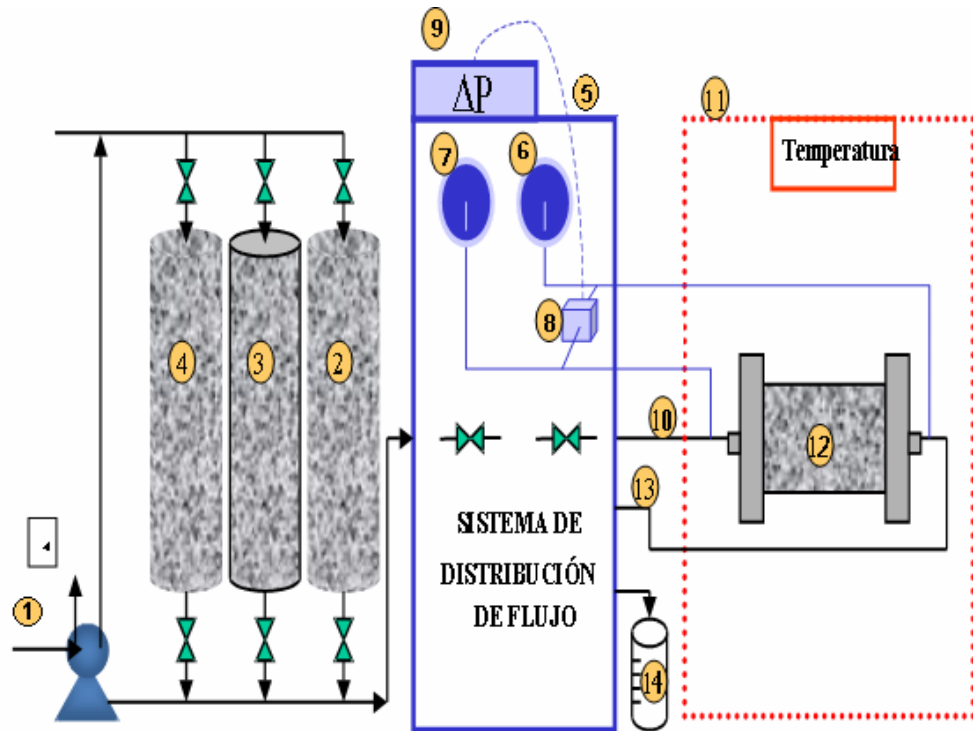


Fig.Nº4.12 Componentes del equipo de retorno a la permeabilidad

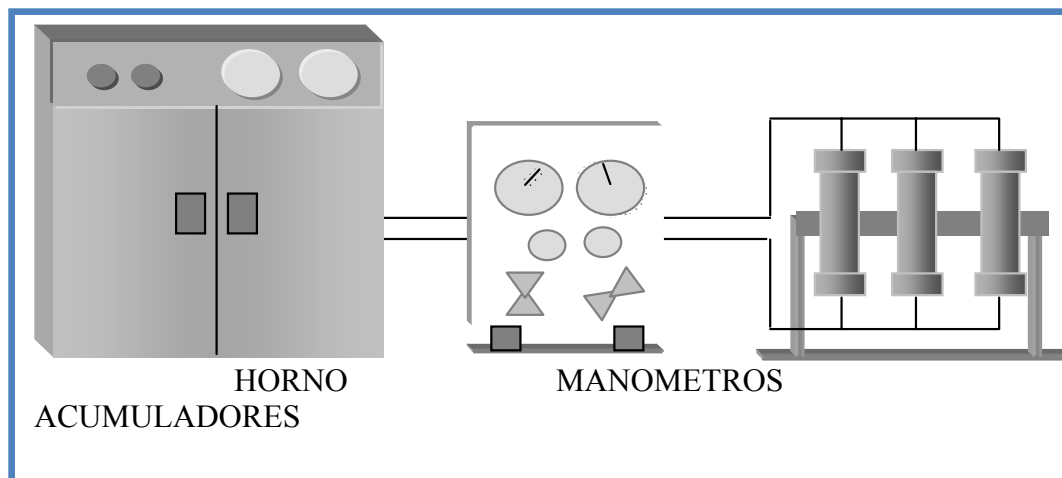


Fig N° 4.13 Equipo de Retorno de Permeabilidad

La prueba de retorno a la permeabilidad fue realizada en las instalaciones de INTEVEP (Los teques, Edo. Miranda), donde se simularon las condiciones de presión, temperatura y saturación del yacimiento a 2 tapones de núcleos pertenecientes a pozos completados en la arena SJ-A del Campo San Joaquín,. La prueba se basa en la medida del diferencial de presión creado en los extremos del tapon de núcleo cuando circula través de el una tasa de crudo constante, esta medida se realiza antes y después de la circulación del fluido. Para realizar los cálculos correspondientes a esta prueba se requiere alguna información adicional mostrada a continuación:

*Permeabilidad: es la capacidad de un material para permitir que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna y puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$K = \frac{\mu * q * L}{A * \Delta p} \quad (\text{Ec.4.1})$$

Donde:

K= permeabilidad

μ = viscosidad

q= caudal del fluido que atraviesa el medio poroso.

L= longitud del canal poroso

A= área transversal del medio poroso.

*Movilidad: es una medida cuantitativa del cambio de permeabilidad de una roca cuando se hace pasar un fluido a través de un medio poroso, se calcula mediante la expresión:

$$M = \frac{14696 * q * L}{A * \Delta p} \quad (\text{Ec.4.2})$$

El daño a la formación: es cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo. Para efectos de esta prueba el daño puede ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$\% \text{Daño} = \frac{M_i - M_f}{M_i} \quad (\text{Ec.4.3})$$

Donde:

M_i = movilidad inicial

M_f = movilidad final

*Presión de consolidación: es la presión aplicada durante una prueba de laboratorio a un tapón de núcleo o muestra de formación contenido en una manga de neopreno y que a su vez esta dispuesta dentro de una celda Hassler. Esto tiene como objetivo, ajustar la manga al tapón de núcleo para que los fluidos utilizados en la prueba solo puedan fluir de forma longitudinal a través de este. Normalmente se emplea 500psi a la presión de yacimiento.

Condiciones de la Prueba:

Presión de Poro (psi): 1260

Presión de Confinamiento (psi): 1760

Temperatura del horno (F): 285

Numero de fluidos porosos de fluidos circulados:

Agua de formación (cc): 150

Crudo (cc): 500

Fluido de completación (cc): 15

Tasa de flujo: 0.5cc/min

Pasos para la realización de la prueba

PASO 1

Con las válvulas en dirección inyección-producción comenzar la inyección de agua de formación. (Fig. N 4.14)



Fig. N° 4.14 celda para colocar el tapón de núcleo

PASO 2

Programar el flujo deseado en la bomba hidráulica y activarla. (Fig. N° 4.15)



Fig.N° 4.15 Bomba hidráulica

PASO 3

Mantener el flujo hasta que pase, a través del tapón de núcleo, el número establecido de volúmenes porosos del fluido que se circula
Flujo constante agua de formación, crudo y fluido de completación
 $Q=0.5\text{cc/min.}$ (Fig N° 4.15)



Fig.N° 4.15 Válvulas de flujo

PASO 4

Posteriormente cambiar las válvulas al sentido producción-inyección y comenzar la inyección de crudo al tapón de núcleo, previo a esto cerrar la válvula de agua de formación. (Fig N° 4.16)

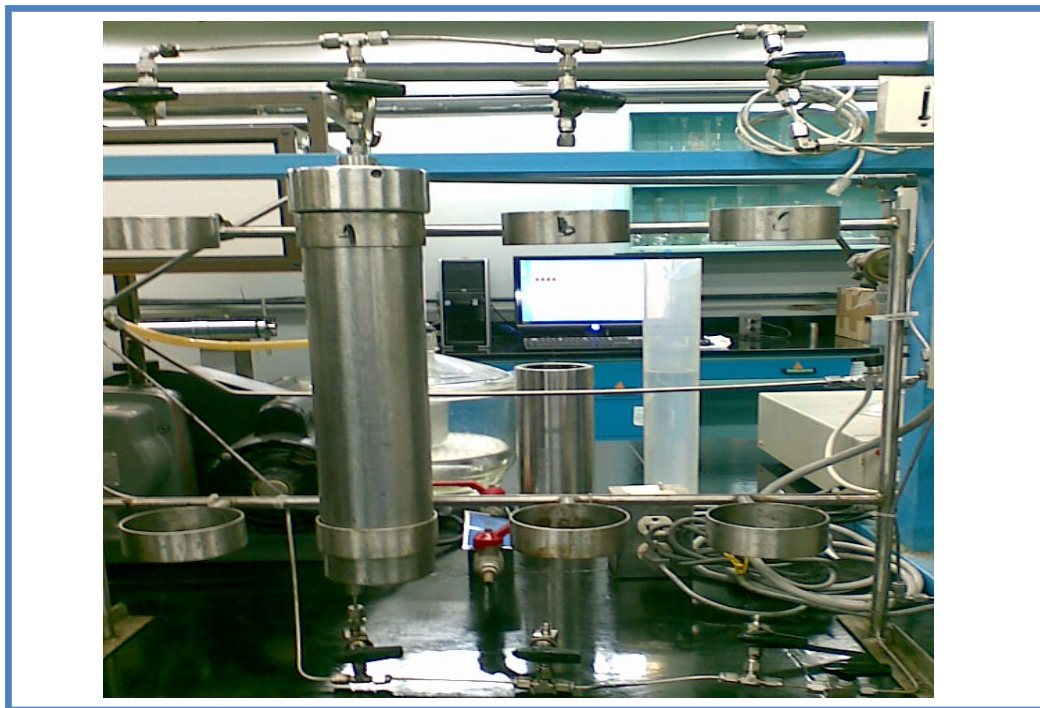


Fig N° 4.16 Cambio de válvulas

PASO 5

Mantener el flujo hasta que pase, a través del tapón de núcleo, el número establecido de volúmenes porosos del fluido que se circula y registrar el valor obtenido en el demodulador, para cada volumen poroso una vez que este valor se mantenga constante. Estos valores se utilizan para calcular la movilidad inicial del crudo.(Fig N° 4.17)

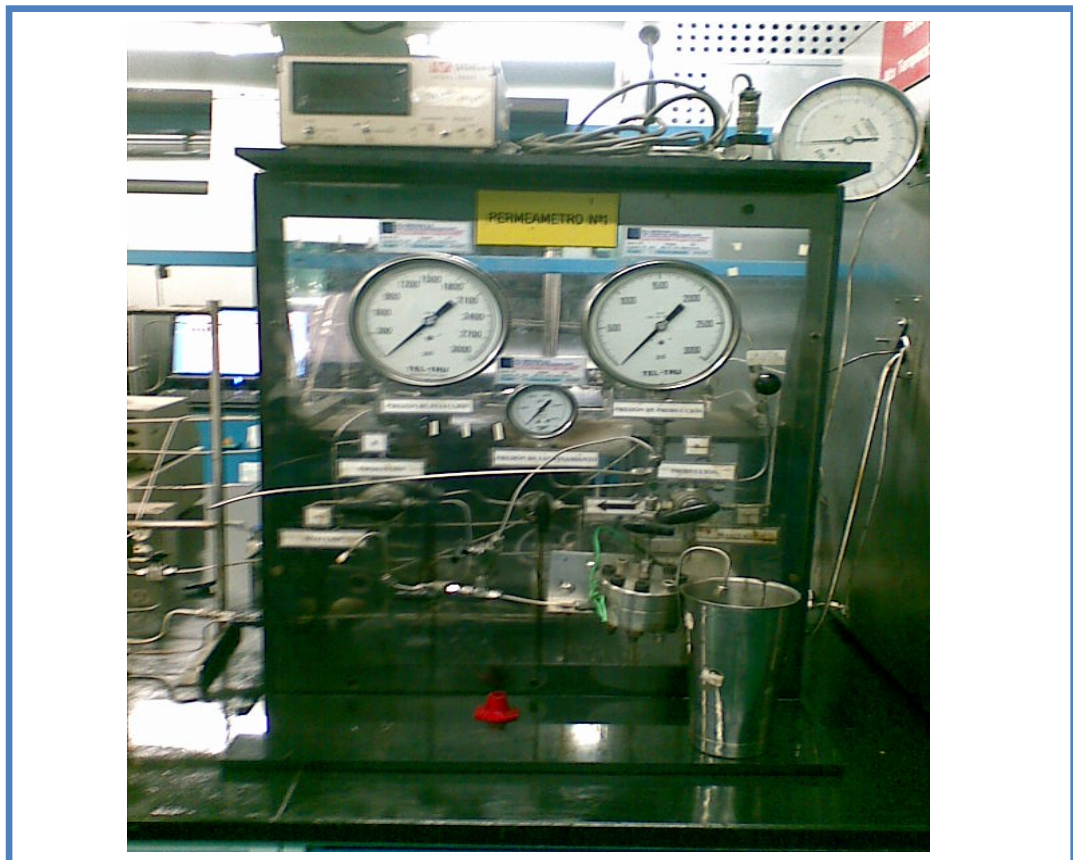


Fig. N° 4.17 traductores y manómetros de presión

PASO 6

Para la inyección de fluido de completación se cambia el sentido de las válvulas nuevamente a inyección-producción y se comienza la inyección de fluido manteniendo el flujo hasta que pase, a través del núcleo, el número establecido de volúmenes porosos del fluido.(Fig N° 4.18)



.Fig. N° 4.18 cambio de válvulas

PASO 7

Cerrar las válvulas y esperar durante el número de horas establecidas para el tiempo de remojo (3 a 24 horas). . (Fig. N° 4.19)



Fig. N° 4.19 celdas y acumuladores

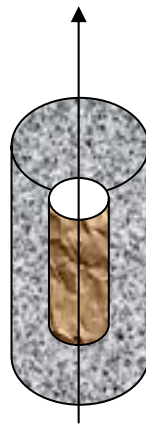
PASO 8

Para hacer circular nuevamente el crudo en dirección de producción, luego de transcurrido el tiempo de remojo manteniendo el flujo hasta que pase, a través del tapón de núcleo, el número establecido de volúmenes porosos del fluido que se circula y registrar el valor obtenido en el demodulador, para cada volumen poroso una vez que este valor se mantenga constante. Estos valores permitirán calcular la movilidad final del crudo. (.Fig. N° 4.20)

9



.Mantener flujo

**Fig. N° 4.20 flujo constante de los fluidos**

4.6.4 Establecer un análisis de los resultados obtenidos que sirva para prevenir el daño causado por los fluidos de completación en la arena SJ-A del Campo san Joaquín

El daño a la formación es fundamental para el estudio de la productividad de un pozo. La técnica más confiable para calcular el daño es el Retorno de Permeabilidad, a través de un simulador físico es posible identificar cual fluido afecta de manera directa los canales porosos causando así, una reducción de la permeabilidad.

El procedimiento para el análisis de las muestras empleando el equipo de Retorno de Permeabilidad es un tanto complejo, el procedimiento fue aplicado a las muestras por el personal autorizado de Laboratorio de Daño a la Formación es en extremo costoso y delicado aparte de que se necesita un adiestramiento para su uso y para el análisis de los resultados. Como se menciona anteriormente con este procedimiento es posible conocer el daño causado por cada uno de los fluidos usados durante las operaciones de perforación completación, cementación, etc. El equipo de Retorno o Simulador Físico se encuentra en el Laboratorio de Daño de INTEVEP, Los Teques se sacó al mercado a finales de la década de los noventa, fue diseñado por el equipo del Laboratorio, tiene gran tiempo en funcionamiento actualmente se adquirió otro de mayor Tecnología diseñado por INTEVEP. El cual se encuentra en funcionamiento consta de 4 partes que son el horno, acumuladores manómetros y la bomba. (Figuras N°: 4.21,4.22,4.23,4.24)

Todas las muestras a ser objeto del análisis contaron entre otras cosas con un peso aproximado JM191 (171.81gr) y JM 190 (1520.7gr), siguiendo indicaciones del personal del laboratorio.



Fig. N° 4.21 vista del horno del Simulador Físico

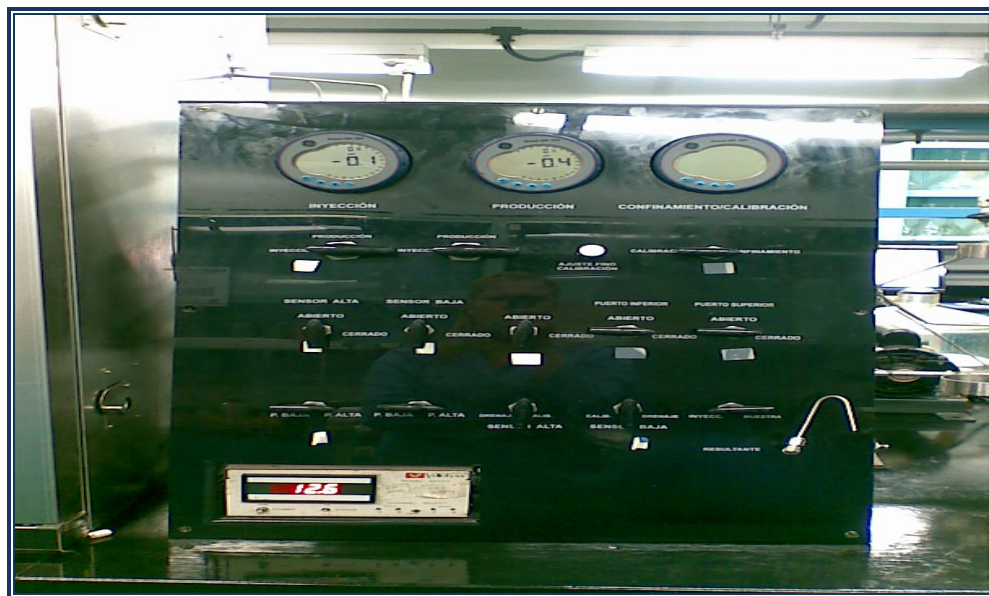


Fig. N° 4.22. Sistema de Manómetros



Fig N° 4.23. Bomba Hidráulica



Fig. N° 4.24 Acumuladores de fluidos

CAPITULO V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 Características geológicas y litológicas del campo san joaquín ubicado en el área mayor de anaco

En los trabajos de perforación y rehabilitación se introduce un fluido, que no favorece la formación. El efecto que el fluido de control pueda tener sobre los minerales de la formación dependerá de la composición química del fluido y del tipo de litología que caracteriza al yacimiento. Por esta razón, a la hora de escoger un fluido de perforación o de rehabilitación, se debe hacer un estudio litológico de las formaciones a completar y evaluar, de manera de seleccionar el fluido que sea más compatible químicamente, con los minerales de la formación, generando así el menor daño posible.

En el Campo San Joaquín se encuentran formaciones que van desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno (Figura 5.1). La formación productora por excelencia que se encuentran en el Campo San Joaquín es la formación San Juan A, la cual es de interés en este proyecto debido a que los pozos estudiados fueron completados y evaluados en la arena perteneciente a esta formación cuyas características litológicas más resaltantes se detallan mas adelante.



Fig. N° 5.1 Columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco.

A continuación se describen brevemente de manera descendiente las características litológicas de las formaciones pertenecientes a dicho Campo.

5.1.1 Formación oficina

La Formación Oficina contienen las arenas de mayor producción en el área de Anaco el ambiente sedimentario es del tipo fluvio deltaico a marino de aguas llanas donde son comunes las arenas lenticulares y los rellenos continentales. Pertenece al Mioceno inferior y medio, concordante sobre Merecure. Consiste en una serie alternada de lutitas con areniscas de grano fino, comúnmente muy duras; lignitos y calizas son componentes menores, pero muy frecuentes. Las areniscas suman el 30 % de la formación, pero hacia la región de Anaco aumenta el porcentaje de lutitas y presenta un notable incremento en su espesor desde el Sur hacia el Norte y desde el Este hacia el Oeste, lo que da indicio del aporte desde NorOeste, profundizando la cuenca al SurEste.

La Formación Oficina ha sido separada en 7 miembros individuales en base a sus cualidades litológicas y paleontológicas. Las areniscas comprendidas en esta formación, han sido agrupadas en unidades de arenas, a las cuales en orden estratigráfico descendente son conocidas con los nombres de Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado.

5.1.2 Formación merecure

La Formación Merecure representa una de las principales unidades productoras de hidrocarburos en la Cuenca Oriental. El ambiente de la Formación Merecure, en el Area Mayor de Anaco y en el Area 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, presentan 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. En cuanto al contenido de fósiles se mencionan escasos foraminíferos arenáceos y abundantes restos de plantas.

Informalmente la Formación Merecure se conoce como la arena “U”, en el Norte de Oficina y Monagas Central comenzando con la arena “U-2”, en el Area Mayor de Anaco y Urica las arenas de Merecure se designan con sufijos de letras mayúsculas del abecedario A, B, C, etc. precedido por la abreviación ME que van desde ME-A en el tope hasta ME-T4, 5 hacia la base. La formación es una unidad netamente del subsuelo y se adelgaza hacia el Sur hasta acuñarse, por debajo de la Formación Oficina, en los límites Sur del área mayor de Oficina, marcando la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la Cuenca Oriental de Venezuela

durante el Oligoceno Medio y el Mioceno Inferior y está representada por las Formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual.

5.1.3 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.

5.1.4 Formación san juan

San Juan esta constituida principalmente por tres arenas SJ-A, SJ-B y SJ-C las cuales están compuestas de areniscas con cantidades menores de lutitas y limolitas.

La presencia de microfósiles indica una edad del Maestrichtiense con prolongación al Paleoceno y representa el primer horizonte Cretáceo. El contacto con la infrayacente Formación San Antonio es concordante y transicional. La Formación San Juan es de ambiente nerítico–costero donde el aporte arenoso, uniforme, lento y constante originó la regularidad en la distribución, la buena estratificación y el gran porcentaje de arenas de la formación. Entre los ambientes sedimentarios observados en San Juan incluyen:

- Anteplaya inferior
- Anteplaya intermedia a superior, apilada
- Playa
- Canales de mareas

- Canales distributarios con influencia de mareas
- Laguna

Las unidades de San Juan se depositaron en ambientes sedimentarios, lo cual condujo, en general, a la depositación de areniscas limpias con porosidad moderada a buena. Las propiedades de yacimiento de San Juan, sin embargo, han sido degradadas por los efectos diagenéticos.

Los informes correspondientes a los análisis de núcleos de San Juan confirman que las unidades SJ-A1 y A2 se encuentran afectadas por la diagénesis de manera moderada.

5.1.4.1 Descripción de las unidades estratigráficas de san juan

El grupo del estudio integrado descubrió, al revisar las correlaciones existentes, que era posible dividir San Juan A, de manera precisa, en dos unidades. La subdivisión de San Juan A en dos unidades permitió la construcción de un modelo geológico tridimensional más detallado y exacto.

Por lo tanto, en base a esta subdivisión de San Juan A en A1 y A2, PDVSA podrá contar con un modelo geológico tridimensional más preciso, para la simulación de yacimientos, lo cual a su vez permitirá un mejor cotejo histórico. Por tanto los modelos finales de simulación ofrecerán pronósticos más exactos para optimizar la extracción de gas de los yacimientos de San Juan. La mayor precisión en los pronósticos de simulación podría representar, para PDVSA, ahorros superiores al costo del estudio integrado de San Joaquín.

5.1.4.1.1 San Juan A1

El espesor isopaco de la unidad San Juan A1 varía desde 0 pies, en las dos áreas erosionadas, hasta 107 pies en la porción norte de El Roble. La base de la unidad estratigráfica San Juan A1 es el tope de una superficie de inundación en el área del estudio, excepto en las dos zonas donde A1 ha desaparecido completamente debido a la erosión. Una de estas áreas se encuentra en el flanco suroeste del Domo Central, mientras que la segunda área está en el flanco norte del Domo Sur (Figura 5.2, Mapa de Arena Total para A1).

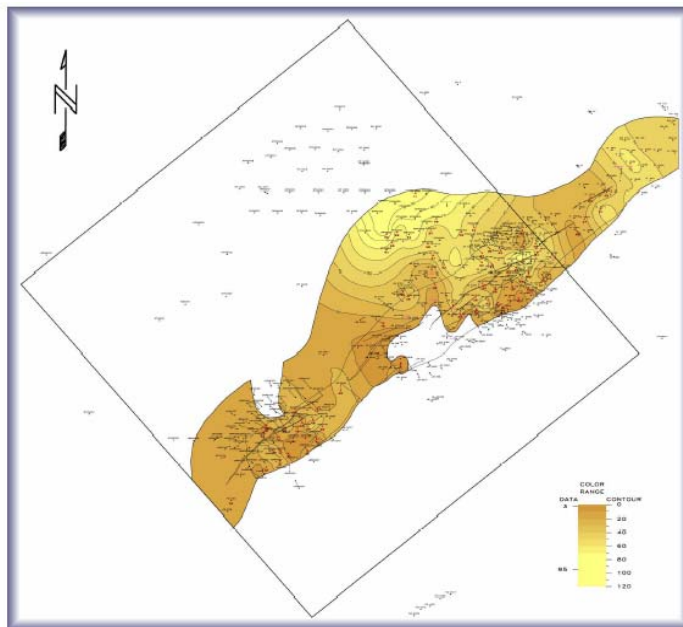


Fig. N° 5.2 Espesor de arena total- unidad estratigráfica San Juan A.

En general, las características litológicas de A1 son más heterogéneas que en A2. A1 tiende a presentar intercalaciones de arenas y lutitas, mientras que A2 tiende a ser una arena maciza con solamente pequeñas interrupciones de lutita. Además, las propiedades generales de yacimiento de las arenas A1 son inferiores a las de A2. La sección transversal de la figura 5.1 muestra el contraste entre A1 y A2.

5.1.4.1.2 San Juan A2

El espesor de la unidad San Juan A2 varía desde 127 hasta 234 pies. La base de la unidad estratigráfica San Juan A2 es una superficie de inundación a través de toda el área del estudio. El contacto superior es también una superficie de inundación, excepto en las dos áreas donde A1 está completamente erosionada. En estas dos áreas, el tope de A2 es una superficie erosional.

En general, San Juan A2 es más grueso y tiene una relación arena-lutita significativamente más alta que A1. Las arenas A2 también tienen una porosidad promedio algo superior a las arenas A1 y, lo que es más importante, la permeabilidad general de las arenas A2 es bastante más alta que A1.

Debido a la permeabilidad moderada y las buenas características de flujo, A2 es la principal unidad estratigráfica productora en San Juan. Esta unidad ha producido 310 MMMpc, mientras que San Juan B y C en conjunto han producido tan solo 8 MMMpc. A inicios del estudio, cuando se interpretaron los núcleos, los sedimentólogos encontraron fracturas, lo cual condujo a una hipótesis temprana de que San Juan podía ser una sola unidad hidráulica, con A1, A2, B, y C conectados por fracturas.

En la arena SJ-A el mineral de mayor contenido es el Cuarzo, caracterizándolas entre arenas moderadamente sucias y limpias. Le sigue los minerales de arcillas, y en porcentajes menores a esta se encuentran presentes los minerales: Siderita, Feldespato PL, Dolomita y Pirita.

5.1.4.2 Características geológicas y de yacimientos

Los yacimientos de San Juan consisten en dos grandes trampas estructurales en el área del estudio, es decir, el yacimiento de gas del Domo Sur y otro yacimiento mucho más grande que abarca los Domos Norte y Central. (Fig. N° 5.3)

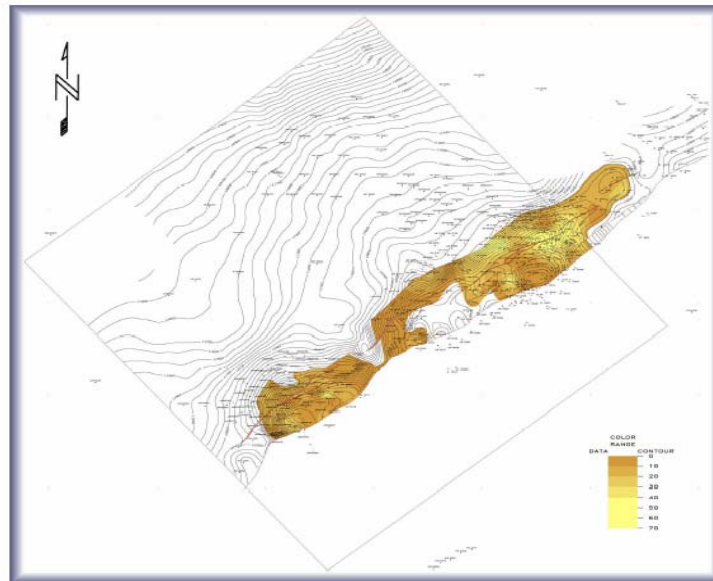


Fig. N° 5.3 Mapa de la arena neta petrolífera para la unidad estratigráfica San Juan A

Estos Yacimientos están representados geológicamente por areniscas masivas, con buen escogimiento, con intercalaciones lutíticas de poca extensión y las facies poseen buena extensión lateral. El ambiente sedimentario de las secuencias cretáceas es tradicional y esta constituido por rellenos de canal de marea generalmente apilados, asociados con depósitos de anteplaya alta, media y baja que pueden presentarse en forma individual con espesores de hasta 140'.

Los cuerpos arenosos, aunque todas pertenecientes al ambiente costero, exhiben diferente origen en superposición vertical, por lo cual se encontrará roca yacimiento de diferente calidad en esa dirección, donde la mejor estará representada por los

depósitos de anteplaya alta. Por otra parte, son frecuentes los intervalos lutíticos en la sección cretácica, los cuales, aunque generalmente de poco espesor, constituyen discontinuidades estratigráficas en las secuencias de estratos. De la misma manera, es frecuente que las arenas de anteplaya y los horizontes lutíticos propios del ambiente costero sean cortados por la acción erosiva de los canales de marea, por lo que habrá de esperarse con frecuencia la presencia de discontinuidades litológicas horizontales en el yacimiento. De acuerdo con los resultados obtenidos se deduce una porosidad efectiva de 9% promedio, permeabilidad alrededor de 15 md.

Se caracterizan por ser yacimientos de gas condensado, de grandes dimensiones, presenta un contacto condensado Agua Original (CCAO) a una profundidad de 9980 pie. Se encuentra limitado al norte por una falla normal de dirección Suroeste-Noreste, al sur por el corrimiento de Anaco, los límites Este y Oeste vienen dados por el mencionado CCAO.

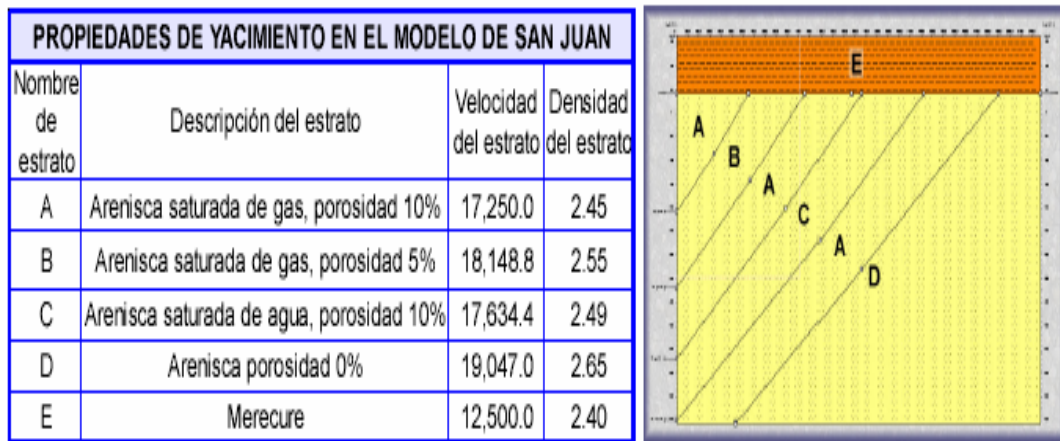


Fig. N° 5.4 Propiedades de yacimiento en San Juan y modelo de importancia.

5.1.4.3 Las arcillas y la problemática del yacimiento

Muchos de los problemas de los yacimientos petrolíferos tienen como componente principal las arcillas. En ciertos casos, lo más importante es determinar la cantidad de esta; en otros, por el contrario, el tipo de arcilla presente en el espacio poroso es lo más importante. Un ejemplo de lo anterior lo constituye la sección del tipo de ácido en los trabajos de estimulación de pozos o la estrategia para abordar el problema del control de la migración de finos en un yacimiento.

Las arcillas Autigénicas (Aquellas formadas por sedimentos generados durante y después del proceso de sedimentación) son las que mas afectan a la permeabilidad del yacimiento, ya que se encuentran directamente en el espacio poroso por lo que tienden a reaccionar rápidamente con el fluido si éste no es compatible con el tipo de arcilla presente. Esta reacción puede desestabilizarlas causando obstrucción al flujo con disminución de producción. El grupo de las arcillas autigénicas se encuentra conformado principalmente por la Caolinita, Ilita, Montmorillonita, y la Clorita; estas como se dijo anteriormente tienen efectos distintos en las diferentes etapas de la vida del pozo. La montmorillonita, por ejemplo, es uno de los problemas principales de los perforadores. Su naturaleza hinchable la hace muy susceptible a desmoronamientos que causan pegas de tubería. En cambio, el efecto de la ilita y la caolinita, es que ellas migran a través del espacio poroso hasta taponar las gargantas porales; La Ilita por un lado en presencia de sistemas de aguas dulces y la Caolinita por otro, debido a las altas velocidades de flujo. Por último la clorita tiene la particularidad de presentar problemas durante las operaciones con ácido clorhídrico debido a su alto contenido de hierro. Conocer las proporciones de dichas arcillas presentes en el yacimiento es de gran importancia para prevenir daño en la formación debido a la Interacción Roca/Fluido. A continuación se hace una breve referencia a cada arcilla y se describen las principales características y sus efectos en algunos registros.

5.1.4.3.1 Caolinita

La caolinita es el mineral arcilloso más simple en estructura y él más puro en composición. Químicamente hablando, la Caolinita tiene una formula general $Al_4(Si_4O_{10})(OH)_8$. No hay agua interlaminar. 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 una sobre otras Fig.Nº 5.5.

La supervivencia de la Caolinita como mineral depende de factores como PH, la presión, la temperatura y la concentración de iones en el medio. Comúnmente, la Caolinita se transforma en Ilita a condiciones de temperatura de 100 grados centígrados, particularmente en presencia de Potasio, Magnesio o altas condiciones de PH.

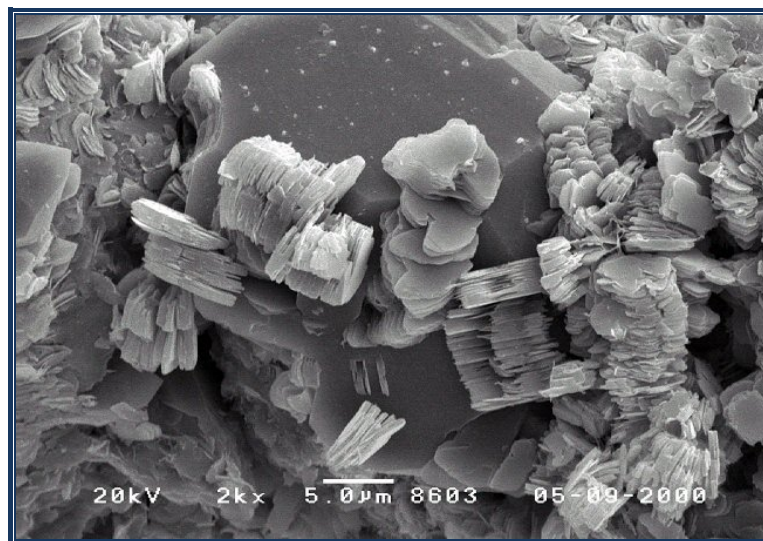


Fig N° 5.5 Visión al microscopio de la caolinita.

5.1.4.3.2 Montmorillonita o esmectita

La Montmorillonita se reconoce en las microfotografías por su apariencia de hojuelas continuas, formando estructuras en forma de colmena (Fig. N° 5.6). Cuando la Montmorillonita entra en contacto con agua o con vapor de agua, el agua penetra entre las laminas silíceas y genera el fenómeno conocido como hinchamiento inter laminar o inter cristalino.

Químicamente, la Montmorillonita tiene la formula general $(1/2 \text{ Ca, Na})_{0.7} (\text{Al, Mg, Fe})_4 [(\text{Si, Al})_8 \text{ O}_{20}] (\text{OH})_4 n\text{H}_2\text{O}$. Esta formula en general permite ilustrar un fenómeno interesante en la interpretación de registros. Nótese que además del contenido variable de H₂O, la Montmorillonita contiene agua inter cristalina en forma de hidroxilos. Este hecho explica el efecto que la Montmorillonita tiene sobre el registro de Neutrón compensado (porosidades medidas bastante grandes).

Debido al gran número de substituciones isomorfas que ocurren en las montmorillonitas, estas arcillas tienen una capacidad de intercambio cationico grande y consecuentemente tienen un efecto considerable en registros como el SP y la resistividad. Nótese igualmente la ausencia de potasio en la estructura de la Montmorillonita. Al igual que la caolinita, la radioactividad de la montmorillonita se asocia a la presencia de contaminantes actinidos pero adicionalmente a la presencia de potasio en forma de iones (counterions).

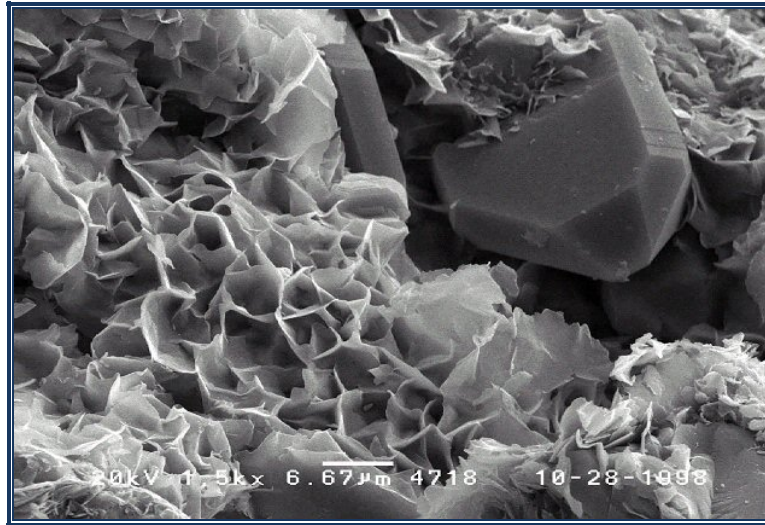


Fig. N° 5.6 Estructura macroscópica de la montmorillonita.

5.1.4.3.3 Ilita

La Ilita es el mineral arcilloso predominante en arcillolitas y limolitas. Estructuralmente, se considera muy similar a las micas y esta conformada por capas no expandibles (Fig. N° 5.7). Una de las diferencias fundamentales de las ilitas con otras arcillas es la presencia de potasio en su estructura inter laminar ($K_{1-1.5} Al_4 (Si_{7-6.5}, Al_{1-1.5}) O_{20} (OH)_4$) lo que en buena medida es responsable por su radioactividad aunque la presencia de actinidos también es probable. La presencia del potasio entre las láminas también evita el ingreso de agua entre ellas y por tanto previene hinchamiento de la arcilla. La capacidad de intercambio cationico de la ilita es intermedio comparado con la caolinita y montmorillonita, por tanto su efecto sobre los registros de SP y resistividad se ubica también en un nivel intermedio.

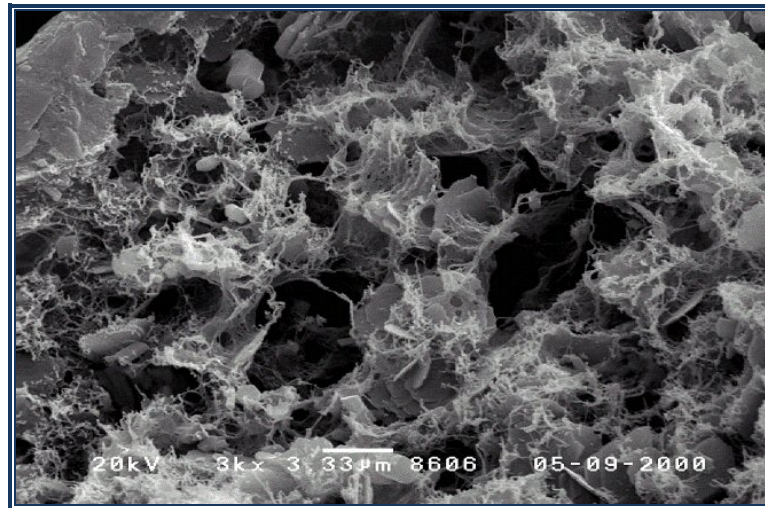


Fig N° 5.7 Visión al microscopio de la illita.

En la figura 5.8 se muestran los efectos diagenéticos comunes en la formación San Juan, donde se observa que la caolinita es la arcilla autigénica predominante en esta formación. Se presenta como grupos dispersos de estructuras foliadas moderadamente a muy compactadas. Es importante conocer los efectos que esta arcilla produce, ya que ésta tiende principalmente a migrar por problemas de pH, debido a que la misma presenta un pH de 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 éste 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.

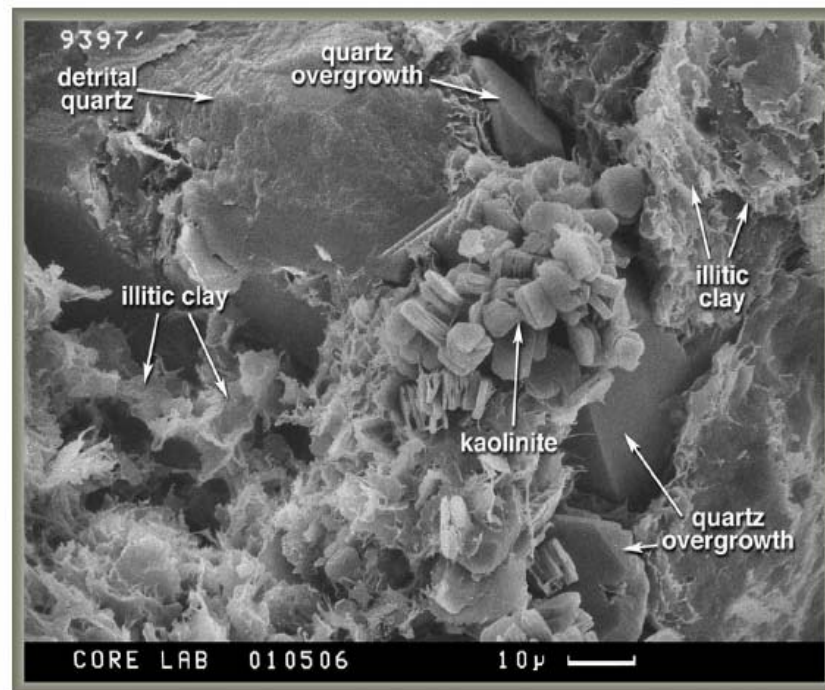


Fig N° 5.8 Efectos diagenéticos comunes en San Juan.

5.2 Características de los diferentes fluidos de completación utilizados en el campo san joaquín

En el campo San Joaquín se han utilizado como fluidos de control agua salada, 100% aceite, aceite mineral, gasoil y lignosulfonato. Para la realización del siguiente proyecto fueron evaluados dos fluidos, uno de ellos agua salada con una concentración de 3% y otro que llamaremos fluido de completación #2; a continuación se hará una breve descripción de estos fluidos.

5.2.1 Agua salada

Las salmueras usadas en la industria petrolera son disoluciones en agua clara de los cloruros de sodio ($NaCl$), potasio (KCl) y calcio ($CaCl_2$), y los bromuros de sodio ($NaBr$), calcio ($CaBr_2$), y cinc ($ZnBr_2$). El cloruro de potasio es usado normalmente en concentraciones del 1% al 3% por peso en agua fresca para inhibir la hidratación y migración de arcillas expandibles.

Actualmente en el Campo San Joaquín, el tipo de salmuera utilizada como fluido de control en los trabajos de rehabilitación, fue una solución de cloruro de sodio ($NaCl$) de densidad de 8,4 lpg, con esta sal se puede obtener densidades de 8,4 a 10 lpg. Típicamente, la densidad deseada es obtenida mezclando 10 lpg de solución con agua o mezclando cloruro de sodio seco con cantidad apropiada de agua. Estos fluidos se usan extensivamente en pozos de baja presión. Las propiedades físicas químicas de las salmueras dependen de la composición química, como se explicará a continuación:

5.2.1.1 Densidad

Un amplio rango de densidades (8,4 a 21,5 lpg) es posible obtener escogiendo la mezcla de sales a disolver. Esto da mucha flexibilidad para controlar la presión hidrostática de las formaciones sin usar aditivos que puedan ser dañinos a la formación como la barita. La densidad de una salmuera es función de la temperatura y presión y hay que tomar estas variables en cuenta para calcular la densidad a la temperatura de referencia (60°F) de la salmuera requerida bajo las condiciones de un pozo dado.

5.2.1.2 Viscosidad

La viscosidad natural de una salmuera es función de la concentración y naturaleza de las sales disueltas y la temperatura. Existe relación inversa entre la viscosidad y la temperatura. Algunos valores típicos de la viscosidad de salmueras son indicados en la Tabla 5.1

Tabla 5.1 Variación de la viscosidad de salmueras con la densidad.

SALMUERA	DENSIDAD (Lpg)	VISCOSIDAD (C'P)
CLORURO DE SODIO (NaCl)	10	2
CLORURO DE CALCIO (CaCl ₂)	11,6	9
BROMURO DE CALCIO (CaBr ₂)	14,2	32
MEZCLA DE CLORURO DE CALCIO CON BROMURO DE CALCIO (CaCl ₂ /CaBr ₂)	15,1	50
MEZCLA DE BROMURO DE CALCIO CON BROMURO DE ZINC (CaBr ₂ /ZnBr ₂)	19,2	41

5.2.1.3 Cristalización de salmueras

Al enfriar una salmuera las sales disueltas cristalizan o precipitan a una temperatura que depende de la concentración y naturaleza de las sales lo que ocasiona que las salmueras se solidifiquen, debido a esto es necesario conocer o determinar el punto de cristalización de cada salmuera que se va a utilizar. Cuando este punto se anticipe a la temperatura de superficie y no pueda disminuirse por ajuste de formulación, se tiene que elegir un sistema alternativo. Si la temperatura de superficie es

alta, se recomienda usar altas concentraciones de material poco costoso, tal como cloruro de calcio. En caso contrario deben emplearse altas concentraciones de sales más costosas, tales como bromuro de calcio o bromuro de zinc, para reducir el punto de cristalización.

5.2.1.4 Turbidez

Pequeñas partículas suspendidas en el fluido producen dispersión de luz. La turbidez de un fluido es una medida de la luz dispersada por las partículas suspendidas en el fluido. Se mide la turbidez con un nefelómetro, expresando el resultado en unidad de NTU, la cual es proporcional a la concentración de sólidos suspendidos. La turbidez de una salmuera puede originarse de las impurezas insolubles en las sales comerciales o en el agua o por contaminación durante el transporte almacenamiento y uso. Para asegurar la máxima protección a la formación productora los fluidos usados deben ser limpios. Un fluido limpio ha sido definido como uno que no contiene partículas de diámetro mayor de 2 micrones, es decir, libres de sólidos. Para producir y mantener las salmueras dentro de esta especificación es imprescindible el uso de sistemas de filtración adecuados para dar un valor de turbidez no mayor de 60 NTU.

5.2.1.5 ph de salmueras y corrosión

En la ausencia de hidrólisis soluciones diluidas de sales neutras muestran un pH neutro. Sin embargo, las salmueras usadas en la industria petrolera muestran valores de pH distinto debido principalmente a las concentraciones altas. El pH de salmueras con densidades cerca de 11,6 lpg ($CaCl_2$) es casi neutro y disminuye progresivamente con el aumento de la densidad como se puede observar en la tabla 5.2

El pH es considerado uno de los más importantes factores en la corrosión de los equipos de completación causado por fluidos de control. Las salmueras que contienen bromuros de zinc ($ZnBr_2$) muestran los valores más bajos de pH, y las densidades más altas, (Tabla 5.2) debido a la hidrólisis de esta sal, y son altamente corrosivas. Las salmueras que contienen cloruros tienden a ser más corrosivas que las que contienen bromuros. La corrosión originada por las salmueras, puede ser disminuida agregando aditivos como: inhibidores de corrosión, capturadores de oxígeno y/o bactericidas.

Tabla 5.2 Variación del pH con la densidad y la composición de la salmuera

SALMUERA		DENSIDAD (LPG)	PH TIPICO
COMBINACIÓN DE SALES	NaCl/NaBr	9,0 -12,5	7,0 - 8,0
CLORURO DE CALCIO	CaCl ₂	11,6	6,5 -7,5
BROMURO DE CALCIO	CaBr ₂	14,2	6,0 - 7,5
COMBINACIÓN DE SALES	CaCl ₂ /CaBr ₂	15	6,0 - 7,0
COMBINACIÓN DE SALES	CaCl ₂ /CaBr ₂ /ZnBr ₂	16	4,5 - 5,0
COMBINACIÓN DE SALES	CaCl ₂ /CaBr ₂ /ZnBr ₂	18	2,5 - 3,0
COMBINACIÓN DE SALES	CaCl ₂ /CaBr ₂ /ZnBr ₂	19	1,5 - 2,0

5.2.2 Fluido de completación #2

Producto químico que puede ser extraído a través de un proceso de resinación artesanal o pulpación de la corteza de los Pinos Caribe de Uverito, pertenecientes a las plantaciones de CVG. Este compuesto es importado de manera masiva para ser

empleado en la industria Petrolera como aditivo en la formulación de fluidos de perforación, completación y rehabilitación.

Este fluido presenta mayor tolerancia a altas cantidades de sal y mayor estabilidad térmica (hasta 350 °F) que las demás tecnologías convencionales. A continuación se muestran las siguientes figuras en las que se hacen comparaciones entre fluidos convencionales y el denominado Fluido de completación #2



Fig. 5.9 estabilidad térmica a 300°F para el fluido convencional



Fig. 5.10 Estabilidad térmica a 300°F para el fluido de completación #2.

5.2.2.1 Mantenimiento del sistema

- ✓ No usar agentes densificantes cuando se agregue agua.
- ✓ No saturar la fase agua con CaCl_2 debido a que puede ocurrir inestabilidad de la emulsión y remojados de sólidos por agua.
- ✓ Usar equipo de control de sólidos para evitar la acumulación de sólidos de bajo peso específico.
- ✓ Agregar el emulsionante primario despacio al agregar agentes densificantes, para ayudar a remojar de aceite los sólidos adicionales.
- ✓ No agregar ningún material que contenga hidrocarburos de petróleo.
- ✓ Cuando se prepare lodo nuevo, se debe someter la mezcla a una vigorosa agitación durante varias horas.

5.2.2.2 Ventajas:

- ✓ Puede ser usado como fluido de completación y fluido de perforación adaptando la formulación de acuerdo con los requerimientos del pozo.
- ✓ Bajo a ningún daño a la formación con respecto a otros fluidos comerciales.
- ✓ Ideal para trabajar en yacimientos depletados o de baja presión, garantizando: estabilidad, limpieza del hoyo y mínima pérdida de circulación.
- ✓ Mejor resistencia en función de la temperatura del yacimiento y tolerancia a altas concentraciones de sal.
- ✓ Adaptabilidad a requerimientos ambientales.
- ✓ Costos competitivos.
- ✓ Fácil de preparar y mantener.

5.3 Realizar las pruebas de invasión de filtrado y retorno de permeabilidad a los núcleos seleccionados pertenecientes a las zonas productoras del campo san joaquín (arena sj-a) para la determinación del radio de invasión y el tipo de daño causado por los fluidos de completación

El conocimiento de las propiedades de los fluidos de completación es fundamental a la hora de decidir cual es el más óptimo para completar un pozo. Las pruebas de laboratorio brindan información acerca de los atributos termodinámicos y físicos de las reservas de crudo presentes en formaciones productoras del mismo. Sin embargo, el equipo de laboratorio es capaz de recrear condiciones de presión, volumen y temperatura representativas del subsuelo durante la recuperación.

Los fluidos usados durante la completación de un pozo causan una obstrucción en los canales porosos de la formación, así como también una reducción en la permeabilidad. Por esta razón se llevo a cabo la realización de una prueba de

laboratorio que tiene por nombre “Retorno de Permeabilidad”. Esta es una prueba de desplazamiento de crudo a flujo constante a condiciones de yacimiento que permitió evaluar la caída de presión que se genera al hacer fluir un crudo (muerto) a través de un tapón de núcleo (previamente acondicionado), antes y después de inyectar fluido de completación, con la finalidad de determinar el porcentaje de daño a la formación que una invasión de fluido ocasiona. Como se explico anteriormente, el análisis de esta prueba permitió obtener un estimado del pseudo-daño ocasionado por los fluidos de completación seleccionados para la arena en estudio (SJ-A).

El estudio realizado incluye 7 pozos del Campo San Joaquín de los cuales 2 fueron sometidos a pruebas de Retorno de Permeabilidad, en los demás pozos surgieron inconvenientes que impidieron que fueran evaluados, ya que no reunieron todos los datos necesarios para ser simulados. En la tabla 5.3 se encuentran tabulados los pozos que pudieron ser estudiados y analizados con sus respectivas profundidades y además con el nombre de la arena objetivo.

Tabla 5.3 Pozos estudiados y analizados en el Campo San Joaquín.

Pozos	Profundidad	Arena
JM - 190	9283'7''	San Juan - A
JM - 191	9212'8''	San Juan - A

Después de realizada la prueba de retorno de permeabilidad con el simulador físico, se procedió a analizar el daño de formación causado por los diferentes fluidos de completación a dicha arena (SJ-A). La mayoría de los pozos completados en la arena SJ-A utiliza como fluido de completación agua salada los cuales presentan disminución de la producción de gas con respecto a la producción que poseían antes del trabajo. De acuerdo a los valores obtenidos se pudo comprobar que la salmuera causa un daño de formación mayor que el fluido de completación #2. En la tabla 5.4

se muestra de manera detallada el porcentaje de daño a la formación y su respectivo porcentaje de retorno de permeabilidad para cada uno de los pozos.

Tabla 5.4 Porcentajes de daño a la formación y retorno a la permeabilidad.

Pozo	Permeabilidad absoluta (md)	Fluido de Completación	% de Daño a la formación	% de Retorno a la Permeabilidad
JM - 190	255	Salmuera Al 3% Nacl	26,71	73,29
JM - 191	25	Fluido de Completación #2	24,23	75,77

Como se observa en la tabla 5.4, el retorno a la permeabilidad para el pozo JM-191 es mayor que la del pozo JM-190, puesto que el porcentaje de daño causado por el fluido de completación #2 fue menor que el causado por la salmuera. Cabe resaltar que las características petrofísicas del yacimiento son distintas para cada uno de los pozos, ya que poseen valores de permeabilidad y porosidad diferentes. Por esta razón se puede notar que la diferencia entre los porcentajes de daño presentado por cada pozo es pequeña.

5.4 Análisis de los resultados obtenidos que sirva para prevenir el daño causado por los fluidos de completación en la arena sj-a del campo san joaquín

Para prevenir el daño a la formación causado por los fluidos de completación se debe tomar en cuenta la limpieza de los mismos, ya que estos contienen partículas suspendidas que son provenientes de los aditivos usados para la preparación de dichos fluidos. Estas partículas, así como también las que se producen durante el

cañoneo de la arena causan una obstrucción de las gargantas porales y con ello la disminución de la tasa de producción.

La productividad de un pozo y su futura vida son afectadas por el tipo de fluidos y los trabajos efectuados durante la misma. La selección del fluido de completación tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente. Por esta razón se debe tomar muy en cuenta el transporte y almacenamiento de los fluidos ya que estos contribuyen a la efectividad del proceso de producción, esto se refiere a que todas las operaciones realizadas se hagan provocando el mínimo daño o la mínima contaminación posible, evitando que la producción se vea afectada. Si bien los muchos daños son remediabiles, las operaciones de reparación de daños son costosas en muchos casos y no siempre solucionan el problema completamente.

El propósito de los fluidos de completación es controlar el pozo de gas o petróleo en caso que los equipos pozo abajo fallaran, para ello es necesario realizar limpieza de los fluidos ya mencionados, posteriores a cualquier operación de cañoneo de modo que la formación no resulte dañada por estos.

Los fluidos de completación son diseñados para disminuir lo mas posible el daño en la formación productora es por esto que normalmente son salmueras que obtienen su densidad al añadir sales que se integran a la fase continua del fluido (se disuelven) eliminando así la depositación de sólidos que obstruyan el medio poroso.

Es importante formular fluidos de completación acorde a los requerimientos del reservorio con la finalidad de crear la mayor compatibilidad posible con el pozo para que de esta manera no puedan alterar las permeabilidades y porosidades de la formación productora.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

✓ El índice de productividad para los pozos JM-190 y JM-191 pertenecientes al Campo San Joquin se vieron afectados por los fluidos de completación usados durante la prueba de Retorno a la permeabilidad.

✓ Las arcillas presentes en la formación SJ-A son: Ilita, Caolinita, Clorita y Montmorillonita. Estas al estar expuestas a los diferentes fluidos ocasionan daño a la formación y a su vez una disminución de la tasa real de Gas Condesado.

✓ Los fluidos de completación utilizados para la realización de este proyecto fueron: Salmuera al 3% NaCl y Fluido de completación #2.

✓ En la arena SJ-A del Campo San Joaquín el fluido de completación que esta siendo usado es agua salada (salmuera) al 3% NaCl.

✓ La arcilla autigenetica predominante en la formación SJ-A es la Caolinita, por esta razón se obtuvo un alto valor de daño a la formación, puesto que ésta es la arcilla que más problema ocasiona, ya que migran a través del espacio poroso hasta taponar las gargantas porales.

✓ De los 2 fluidos de completación usados para el análisis de las pruebas se pudo comprobar que con el fluido de completación #2 se obtuvo un daño menor en comparación con la salmuera.

✓ El porcentaje de retorno a la permeabilidad para el pozo JM – 190 fue el 73,29% de 255md y para el pozo JM – 191 fue 75,77% de 25md.

✓ Las tasa de producción obtenida con el simulador Pipesim para el pozo JM – 190 fue bastante elevada a pesar de que ya estaba dañada, esto es debido a su alto valor de permeabilidad y a su gran espesor (aproximadamente 75 pie).

6.2 Recomendaciones

- ✓ Realizar estudios de compatibilidad entre el fluido de completación y la formación antes de la selección del mismo para el Distrito Gas Anaco.
- ✓ Emplear en lo posible menor tiempo de evaluación de los pozos, para que de esta manera los fluidos invadan lo menos posible la formación, reduciendo así, el daño que estos puedan ocasionar.
- ✓ Se debe procurar utilizar un fluido que ataque tanto a las arcillas hidratables como las desmoronables, debido a que la formación SJ-A contiene arcillas de varios tipos y concentraciones.
- ✓ Deben realizarse pruebas de laboratorio para definir los valores y causa del daño. La información permitiría determinar el grado del daño causado y la efectividad de las medidas correctivas.
- ✓ Aplicar bajas velocidades de flujo durante la perforación de nuevos pozos en la arena SJ-A del Campo San Joaquín, para evitar la migración de partículas finas debido a los altos contenidos de Caolinita.
- ✓ Revisar los diseños de las completaciones hechas en los pozos nuevos de este campo a fin de determinar si fueron las más adecuadas para el proceso de construcción de los mismos.
- ✓ Deben realizarse pruebas de retorno a la permeabilidad a un mismo tapón de núcleo con diferentes fluidos de completación, con la finalidad de verificar cual es el más óptimo para completar dicha arena.

BIBLIOGRAFÍA

1. Sarty, P. “CARACTERIZACION DE LAS ARCILLAS CEMENTANTES PERTENECIENTES A LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO SAN JOAQUIN DISTRITO GAS ANACO”. Trabajo de grado. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, UDO-ANZ (02/2008).
2. González De Juana. “GEOLOGIA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLIFERAS”. Ediciones Foninves. (1980).
3. Intevep, S. A. “**DAÑOS A LA FORMACION Y ESTIMULACION DE POZOS**”. Los Teques, Venezuela. Marzo (1995).
4. CIED. “**CARACTERIZACION FISICA DE LOS YACIMIENTOS**”. PDVSA. Puerto la Cruz. Venezuela. (1997).
5. Alcubilla, C. “EVALUACION DEL EFECTO DE LOS FLUIDOS EN LAS OPERACIONES DE RA/RC SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS EN EL CAMPO SAN JOAQUIN. AÑO 2000-2006” Trabajo de grado. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, UDO-ANZ (11/2007).
6. CIED. DAÑO DE FORMACION , 1996
7. BAROID DRILLING FLUIDS. “ENTRENAMIENTO DE FLUIDOS PARA REPRESENTANTES DE SERVICIO DE CAMPO. MANUAL DE EDUCACION CONTINUA”, (1990).

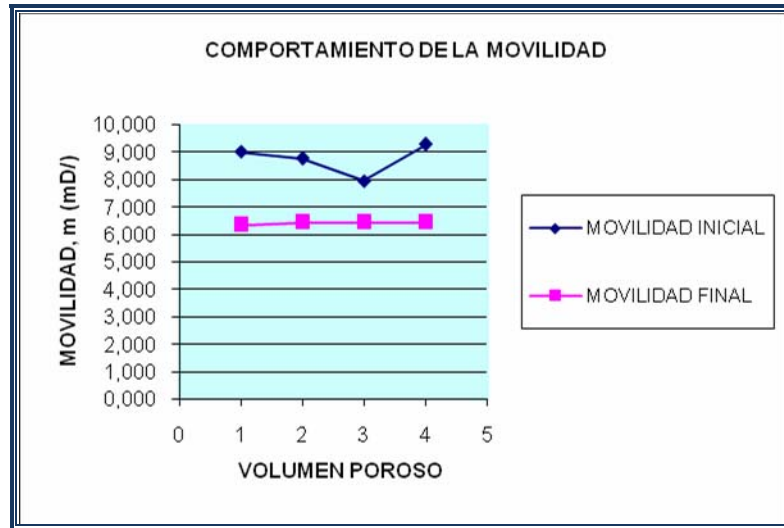
8. BECKER HUGHES INTEQ. “FLUIDOS – MANUAL DE INGENIERIA” (08/1998).

9. CEPET. “INGENIERIA DE REHABILITACION DE POZOS”, (1993).

10. INPELUZ. “ANALISIS NODAL”, (1990).

APENDICE

POZO JM-190



POZO JM-191

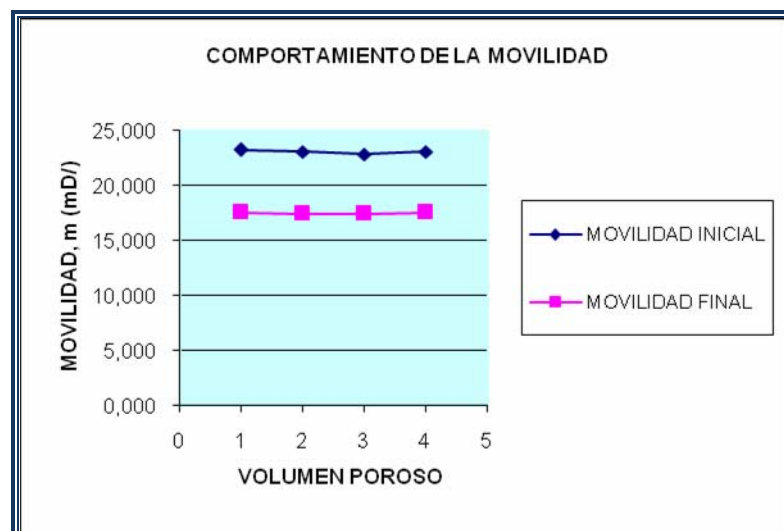


DIAGRAMA MECANICO DEL POZO JM-190



PRODUCCION GAS ANACO
AREA MAYOR ANACO
CAMPO : SAN JOAQUIN
POZO : JM - 190
DIAGRAMA ACTUAL

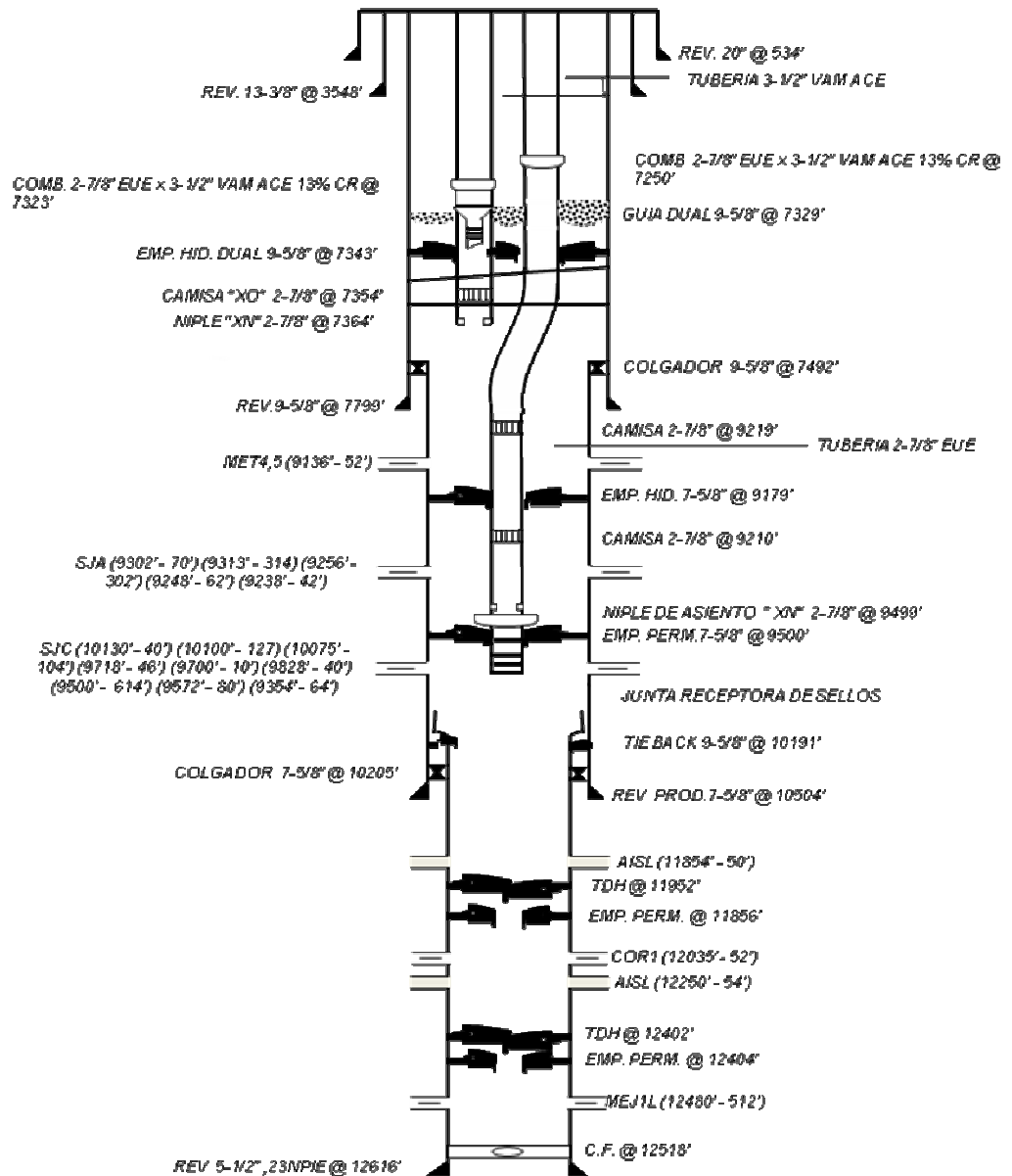
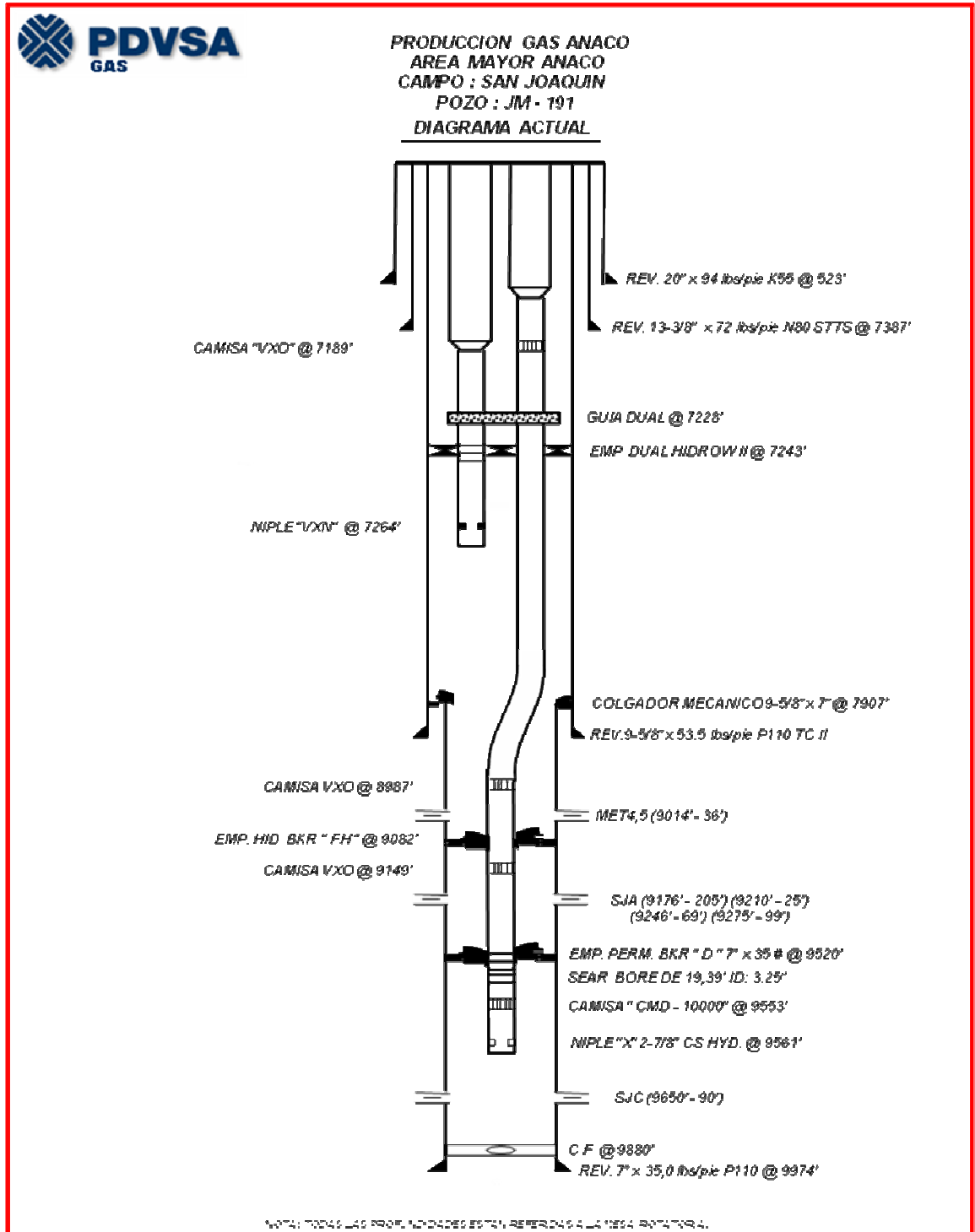


DIAGRAMA MECANICO DEL POZO JM-191



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

TÍTULO	INFLUENCIA DE LOS FUIDOS DE COMPLETACION EN EL INDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LA ARENA SJ-A DEL CAMPO SAN JOAQUIN, DISTRITO GAS ANACO.
SUBTÍTULO	

AUTOR(ES)

APELLIDOS Y NOMBRES	CVLAC / E_MAIL	
GOLINDANO H. CERMAR J	CVLAC:	15.705.587
	E_MAIL	
INDRIAGO ROJAS JHEIZY C.	CVLAC:	17.955.232
	E_MAIL	

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

DAÑO A LA FORMACION
FLUIDOS DE COMPLETACION
INDICE DE PRODUCTIVIDAD

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

El objetivo principal de este proyecto es determinar el daño causado por los fluidos de completación en la arena San Juan A del Campo San Joaquín, Distrito Gas Anaco, mediante la prueba de Retorno de Permeabilidad realizada en PDVSA-INTEVEP, para ello se tomaron dos muestras de núcleos pertenecientes a los pozos JM-190 y JM-191, estos fueron preparados y sometidos a caracterización para obtener las propiedades de la formación, con el fin de ser analizados y posteriormente y obtener los valores de daño y porcentaje de retorno de permeabilidad. Esta investigación es de suma importancia, debido a que dependiendo de los valores obtenidos con el retorno es posible tomar las medidas necesarias para disminuir su efecto sobre las arenas a completar.

METADATOS PARA TBAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / Código CVLAC / E_MAIL				
SALAS, ROBERTO	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	3.413.775			
	E_MAIL				
ARDITTI,LORENZO	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	5.187.946			
	E_MAIL				
CUBILLAN,RAFAEL	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	3.932.346			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DIA
2009	10	27

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.FluidosdePerforación.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 y 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 INGENIERÍA DE PETRÓLEO

INSTITUCIÓN(ES) QUE GARANTIZA(N) EL TÍTULO DE GRADO:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS:

“Los trabajos de grado son 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.”

CERMAR GOLINDANO

JHEIZY INDRIAGO

AUTOR

AUTOR

ROBERTO SALAS

LORENZO ARDITTI

RAFAEL CUBILLAN

TUTOR

JURADO

JURADO

RAIDA PATIÑO

POR LA SUBCOMISION DE TESIS