

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTADO DEL ARTE DEL CONTROL DE ENTRADA DE AGUA
EN POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Franco O. Victor H.,
Perez U. Jhon J.
Para Optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTADO DEL ARTE DEL CONTROL DE ENTRADA DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO

Tutor Académico: Ing. Gil Carlos

Tutor industrial: Ing. Richard Corrie

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Franco O. Victor H.,
Perez U. Jhon J.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

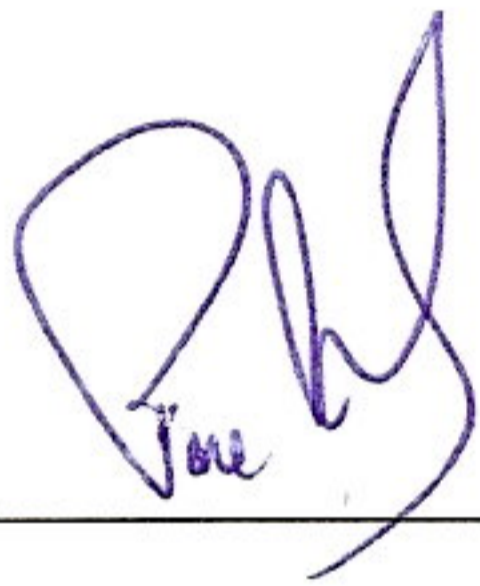
Caracas 2012

Caracas, Noviembre del 2012

Los abajo firmantes, miembro del jurado designado por el Consejo de Escuela de la Facultad de Ingeniería de Petróleo para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los bachilleres Victor Franco y Jhon Pérez, titulado:

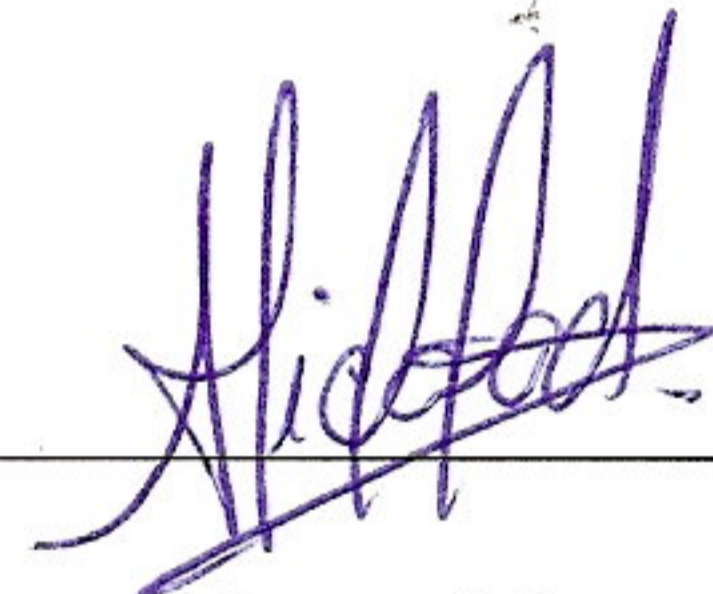
“ESTADO DEL ARTE DEL CONTROL DE ENTRADA DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudio conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran **APROBADO**.



Prof. Pedro Martorano

Jurado



Prof(a). Alida Padrón

Jurado



Prof. Carlos Gil

Tutor Académico



Ing. Richard Corrie

Tutor Industrial



DEDICATORIA

- ❖ **A DIOS TODO PODEROSO**, por darme la sabiduría, conocimientos, paciencia e inteligencia a lo largo de mi vida. A ti rey de reyes por enseñarme que todo en la vida tiene su sacrificio pero al final del túnel siempre está la luz que nos ilumina a cumplir nuestras metas.
- ❖ **A Mis Padres** por ser el motivo principal **de** mi vida. A ustedes les dedico este logro ya que ustedes formaron parte de él.
- ❖ A la memoria de **mis Abuelos** que estarían orgullosos de este triunfo alcanzado.
- ❖ **A mis Abuelas** por estar siempre pendiente de sus nietos. Me siento muy feliz de brindarle la satisfacción de tener un nieto INGENIERO. Espero no ser el único de la familia y que disfruten todos nuestros logros.
- ❖ **A mi Novia** por siempre apoyarme en los momentos difíciles. Tu también pusiste tu granito de arena en este triunfo (Mejor dicho un camión de arena mi amor).
- ❖ **A Toda Mi Familia** que siempre estuvieron pendiente de mis estudios y progresos en la casa que vence la sombra (MI QUERIDA UCV).

Franco Victor

DEDICATORIA

A Dios. Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mi madre Ana. Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mi padre Justo. Por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.

A mis familiares. A mi hermana Edith por ser el ejemplo de una hermana mayor y su gran apoyo de la cual aprendí aciertos y de momentos difíciles; a mi hermana Krismely por estar siempre pendiente de mis pasos y buenos deseos, y a todos aquellos que participaron directa o indirectamente en la elaboración de esta tesis.

A mi novia Idemary. Por el apoyo brindado en los momentos más difíciles y sus palabras siempre oportunas que de alguna forma u otra me motivaron siempre a lograr esta gran meta.

A mis amigos. Que no nombrare para no equivocarme al dejar a alguno sin nombrar. Quienes siempre nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y a aquellos que también desde otras latitudes me dieron su apoyo incondicional en la realización de este trabajo.

Pérez Jhon

AGRADECIMIENTOS

- ❖ A **Dios** por brindarme salud, sabiduría y destrezas para alcanzar esta meta tan importante en mi vida. Gracias por iluminar mi camino y poder vencer todos los obstáculos de esta larga trayectoria.
- ❖ A mi **Papá** por brindarme su apoyo incondicional en todo el transcurso de la carrera.
- ❖ A mi **Mamá** por siempre estar a mi lado en las buenas y en las malas.
- ❖ A mi **Hermano** por brindarme sus conocimientos computacionales a lo largo de la carrera.
- ❖ A mi **Novia** por incentivar me en todo momento a superarme como persona y por supuesto a **TERMINAR DE ALCANZAR ESTA META**. Gracias por todos tus regaños mi amor
- ❖ Al tutor industrial **Ing. Richard Corrie** por su excelente trabajo en el desarrollo del Trabajo Especial de Grado.
- ❖ Al tutor académico **Prof. Carlos Gil** por su valioso apoyo en la realización del TEG.
- ❖ A la **UCV** por ser mi segunda casa donde viví momentos inolvidables y formar parte de mi vida estudiantil.
- ❖ A todos los **Profesores de la Facultad de Ingeniería** por brindarme conocimientos y herramientas necesarias para desempeñarme eficientemente en el campo laboral.
- ❖ A todos **Mis Compañeros** de clase que de alguna manera u otra me brindaron su mano amiga en las buenas y en las malas de la carrera.

Franco Victor

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios todopoderoso porque sé que siempre está conmigo y me da el privilegio de la vida y la salud.

A mis padres Ana y Justo porque sé que detrás de este logro están ustedes, su apoyo, su confianza y cariño. Nada podría ser mejor: Gracias a ustedes por darme la oportunidad de hacer realidad este sueño compartido, por alentarme a ser lo que quiero y a ser como soy. Los adoro.

A mis hermanitas Yaqui y Caro, que siempre están dispuestas a brindarme su apoyo incondicional y han dado un toque especial a esta travesía.

A mi novia Ildé por ser como eres conmigo, por tu preocupación y apoyo siempre dispuesta a darme la mano en todo momento, gracias de verdad.

A mis compañeros de la Universidad que luego pasaron a ser mis amigos de mil batallas, que siempre me brindaron una mano en los momentos más difíciles en la carrera.

Al profesor Carlos Gil por su sencillez, confianza y apoyo en todo momento de corazón gracias.

Al Ingeniero Richard que a pesar del poco tiempo compartido demostró ser un gran ser humano y tener una gran vocación de servicio y profesionalismo. Dios le bendiga.

A todos los demás profesores que ahora hacen en mí una mejor persona. Jamás los olvidaré.

AGRADECIMIENTOS

A la casa que vence las sombras, mi amada UCV, por permitirme tener el privilegio de formarme como Ingeniero de Petróleo en una de las más reconocidas casas de estudio, infinitamente agradecido contigo UCV.

Pérez Jhon

**Franco O. Victor H.
Pérez U. Jhon J.**

**ESTADO DEL ARTE DEL CONTROL DE ENTRADA DE AGUA
EN POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO**

Tutor académico: Prof. Gil Carlos. Tutor industrial: Ing. Corrie Richard. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2012. 140 pág.

Palabras claves: Producción de Agua, Métodos de control, Herramientas de Diagnóstico, Tecnologías Químicas, Tecnologías Mecánicas.

Resumen. La producción excesiva de agua es uno de los principales problemas que causa la disminución de la vida productiva de los pozos productores de petróleo. En muchos casos el influjo de agua irrumpe en la temprana vida productiva de los pozos, dejando un volumen de petróleo remanente significativo en el yacimiento. Los problemas de excesiva producción de agua se pueden dividir en problemas asociados a los pozos y/o a los yacimientos. Para ello es necesario aplicar métodos de detección y control de entrada de agua para mejorar la producción de petróleo y controlar, disminuir o eliminar el influjo de agua a los pozos. En el presente Trabajo Especial Grado se realiza una recopilación de las herramientas de diagnóstico y las tecnologías aplicadas para controlar, disminuir o eliminar la producción de agua indeseada. La clave del éxito para solucionar los problemas de producción de agua es el diagnóstico acertado de la fuente de entrada agua. Para ello se utilizan diferentes Registros o Perfiles de Pozos, Curvas de Diagnóstico, Historia de Producción y toda la información disponible de desempeño de los pozos y yacimientos para realizar un Estudio Integrado de Yacimiento. La industria petrolera ha desarrollado a través de los años diferentes tecnologías desde las más sencillas a las complejas, para afrontar los problemas específicos de entrada de agua en pozos productores de petróleo. Las tecnologías para controlar la entrada de agua se pueden clasificar en mecánicas, químicas y microbiológica. Esta última aún en estado de investigación, no presenta una documentación significativa en la industria petrolera que permita realizar un estudio profundo. Las tecnologías químicas se dividen en métodos sellantes y no-sellantes. La técnica más utilizada es la inyección de gel. El Trabajo Especial de Grado identifica los parámetros de pozo y yacimiento claves para obtener resultados exitosos al aplicar cada una de las diferentes tecnologías de detección y control de entrada de agua en pozos productores de petróleo. Diferentes compañías de la industria petrolera han invertido recursos en el desarrollo de novedosos productos tecnológicos enfocados a lograr controlar eficientemente la excesiva producción de agua, tales como: Maraseal, Marcit, Unogel y Multigel®.

INDICE GENERAL

	Pag.
RESUMEN.....	viii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xv
ÍNDICE DE TABLAS.....	xviii
INTRODUCCIÓN.....	1
<u>CAPÍTULO I: PLANTAMIENTO DEL PROBLEMA.....</u>	4
I.1 Descripción General del Problema.....	4
I.2 Objetivos.....	4
I.2.1. Objetivo General.....	4
I.2.2. Objetivos Específicos.....	4
<u>CAPÍTULO II: MARCO METODOLÓGICO.....</u>	6
II.1 Tipo de Investigación.....	6
II.2 Diseño de la Investigación.....	6
II.3 Procedimiento de la investigación.....	6
<u>CAPÍTULO III: FUNDAMENTOS DE LA PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA.....</u>	8
III.1 Conceptos Básicos de Yacimientos.....	8
III.1.1 Propiedades de la Roca y Fluidos.....	8
III.1.2 Mecanismos de Recobro.....	9
III.1.2.1 Recobro Primario.....	9
III.1.2.2 Recuperación secundaria.....	14
III.2 Fundamentos Teóricos de Hidrogeoquímica.....	16
III.2.1 Clasificación de Aguas.....	16
III.2.1.2 Métodos de Clasificación.....	17
III.3 Orígenes del Agua.....	18
III.4 Mecanismos de la Producción de Agua.....	20

III.4.1 Causas de la Producción de Agua.....	20
III.4.1.1 Problemas Asociados al Pozo.....	20
III.4.1.2 Problemas Asociados al Yacimiento.....	23

CAPITULO IV: TECNICAS DE DIAGNOSTICO PARA DETECTAR LA ENTRADA DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO.....

IV.1 Diagnóstico Mediante el Uso de Registros de Pozos.....	34
IV.1.1 Registros de Saturación (Carbono/Oxígeno).....	34
IV.1.2 Registros de Movimiento de Agua (Activación de Oxígeno)..	35
IV.1.3 Registro de Cementación (Perfil CBL/VDL).....	36
IV.1.4 Registro Ultrasónico.....	40
IV.1.5 Registro Ultrasónico de Imágenes.....	40
IV.1.6 Perfil de Inducción Eléctrica.....	41
IV.1.7 Registro de Producción.....	41
IV.1.8 Registro para medir la tasa de flujo (“Flowmeter”).....	42
IV.1.9 Registro de Ruido.....	42
IV.1.10 Registro de Temperatura.....	43
IV.1.11 Registro Gradiomanómetro.....	44
IV.1.12 Registro de Presión.....	44
IV.1.13 Registro Combinable de Resonancia Magnética.....	45
IV.2 Diagnostico Mediante el Uso de Gráficos.....	48
IV.2.1 Curva de declinación.....	49
IV.2.2 Gráfico de la historia de producción.....	50
IV.2.3 Gráfico del Corte de Agua contra el Tiempo.....	51
IV.2.4 Método de Chan.....	52
IV.2.4.1 Conificación.....	53
IV.2.4.2 Comunicación Mecánica.....	54
IV.2.4.3 Barrido Normal.....	55
IV.2.5 Método de Luís Ramos.....	57

IV.2.6 Prueba Físico-Química del agua.....	60
IV.2.7 Secciones Estructurales.....	61
IV.3 Herramientas de Diagnóstico Utilizadas en Pozos Horizontales.....	62
IV.3.1 Registros de Producción de Última Generación.....	63
Iv.3.2 Fibra Óptica.....	65

<u>CAPITULO V: TECNOLOGIAS PARA REDUCIR, CONTROLAR Y/O ELIMINAR LA ENTRADA DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES DE PETRRÓLEO.....</u>	68
V.1 Tecnologías Mecánicas.....	68
V.1.1 Hidroclicones o “Downhole Oil/wáter Separation (DOWS).....	68
V.1.1.1 Requerimientos Generales papa el Uso del Hidrociclón.....	71
V.1.1.2 Limitaciones de la Completación con Hidrociclón....	73
V.1.1.3 Aplicaciones Específicas de Campo con Hidrociclón.....	74
V.1.1.4 Selección del Pozo Candidato.....	75
V.1.1.5 Diseño y Selección del Sistema DOWS.....	75
V.1.2 Sumidero de Agua o Cono Invertido “Downhole Water Sink (DWS)”.....	76
V.1.2.1 Resultados obtenidos del sistema DWS.....	78
V.1.3 Método “Dual Action Pumping System (DAPS)”.....	79
V.1.3.1 Beneficios de la tecnología DAPS.....	80
V.1.3.2 Limitaciones de la tecnología DAPS.....	80
V.1.4 Tecnología CDCC (completación dual para control de conificación).....	81

V.1.4.1 Uso de la Tecnología de Completación Dual (CDCC) en Prueba de Campo.....	82
V.1.4.1.1 Resultados Obtenidos.....	83
V. 1.4.1.2 Experiencia en Venezuela.....	83
V.2 Tecnologías Químicas.....	84
V.2.1 Métodos sellantes.....	84
V.2.1.1 Cemento.....	85
V.2.1.2 Partículas.....	86
V.2.1.3 Precipitados.....	87
V.2.1.4 Emulsiones.....	87
V.2.2 Métodos No Sellantes.....	88
V.2.2.1 Polímeros.....	88
V.2.3 Geles.....	88
V.2.3.1 Definición.....	89
V.2.3.2 Tipos de Geles.....	89
V.2.3.2.1 Geles Sellantes.....	90
V.2.3.2.2 Geles No Sellantes.....	91
V.2.3.3 Multigel®.....	91
V.2.3.4 Marcit™.....	92
V.2.3.5 Unogel.....	93
V.2.3.6 Maraseal®.....	94
V.2.3.7 Ventajas y Desventajas de los Sistemas Gelificantes Poliméricos.....	94
V.2.3.8 Ventana de Aplicación de los Sistemas Gelificantes Poliméricos.....	96
V.2.3.9 Tipos de Polímeros Usados en la Formación de Geles.....	97

V.2.3.10 Factores Críticos para la Formulación de un Gel.....	97
V.2.3.10.1 Tiempo de Gelificación.....	98
V.2.3.10.2 Consistencia o Fuerza de Gel.....	98
V.2.3.10.3 Durabilidad.....	99
V.2.3.10.4 Efecto de la Salinidad del Agua de Preparación.....	99
V.2.3.10.5 Comportamiento en el Medio Poroso.....	99
V.2.3.10.5.1 Factor de Resistencia Residual (RRF).....	100
V.2.3.10.5.2 Hipótesis sobre el Fenómeno de Reducción Desproporcionada de la Permeabilidad (Efecto DPR).....	103
V.2.3.10.6 Pérdida de Productividad.....	108
V.2.3.10.7 Penetración del Gel.....	112
V.2.3.11 Selección de Pozos candidatos para el tratamiento de Geles.....	113
V.2.3.12 Diseño de un Tratamiento con Sistemas Gelificantes.....	114
V.2.3.12.1 Formulación del Gel a Utilizar.....	114
V.2.3.12.2 Volumen a Inyectar.....	115
V.2.3.12.2.1 Producción Diaria del Pozo.....	116
V.2.3.12.2.2 Número de Pies Perforados.....	116
V.2.3.12.2.3 Radio de Penetración.....	116
V.2.3.13 Técnicas de Colocación del Sistema Gelificante.....	117

V.2.3.13.1 Por Cabezal del Pozo (Bullheading).....	118
V.2.3.13.2 Aislamiento Mecánico.....	119
V.2.3.13.3 Por inyección Dual.....	120
V.2.3.13.3.1 Inyección Dual con Aislamiento Mecánico.....	122
V.2.3.13.3.2 Inyección Dual con Tubería de Producción o Tubería Flexible a Hoyo Abierto.....	124
V.2.3.13.3.3 Inyección Dual con Seguimiento o Monitoreo de la Interfase.....	125
V.2.3.13.3.4 Sistema Novel de Inyección Dual.....	126
V.3 Tecnología Microbiológica.....	129
V.4 Tecnologías usadas para controlar la entrada de agua en Pozos horizontales.....	130
Conclusiones.....	134
Recomendaciones.....	136
Referencias Bibliográficas.....	138

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Mecanismos de producción de los yacimientos.....	10
Figura 3.2 Variaciones de la RAP en un yacimiento.....	19
Figura 3.3 Filtraciones en el revestidor, tubería de producción o empaadura.....	21
Figura 3.4 Flujo detrás del revestidor.....	22
Figura 3.5 Ruptura de barreras.....	23
Figura 3.6 Contacto dinámico agua-petróleo.....	24
Figura 3.7 Capa inundada sin flujo cruzado entre capas.....	25
Figura 3.8 Fracturas o fallas entre un pozo inyector y productor.....	26
Figura 3.9 Fracturas o fallas en una capa de agua superior o inferior (a) En un pozo vertical (b) En un pozo horizontal.....	27
Figura 3.10 Comunicación a través de una falla con arena de agua inferior.....	27
Figura 3.11 Conificación o formación de cúspide.....	28
Figura 3.12 Encrestamiento no uniforme del agua.....	28
Figura 3.13 Barrido areal deficiente.....	29
Figura 3.14 Capa inundada con flujo transversal.....	30
Figura 4.1 Dibujo esquemático del registro del flujo de agua.....	36
Figura 4.2 Viaje de la onda de sonido a través de la tubería.....	37
Figura 4.3 Correspondencia entre el tren de ondas y el VDL.....	38
Figura 4.4 Guía para la interpretación del perfil (CBL/VDL).....	39
Figura 4.5 Esquema para emisión de pulsos de alta frecuencia.....	40
Figura 4.6 Esquema de detección de entrada de un fluido por medio de un registro de temperatura y flowmeter.....	44
Figura 4.7 Esquema de la herramienta CMR.....	46
Figura 4.8 Sección transversal del patín, diagramas de protones y gráficos T_2	47
Figura 4.9 Tiempo de relajación de la herramienta.....	48
Figura 4.10 Gráfico de declinación.....	49
Figura 4.11 Gráfico de la historia de producción.....	50
Figura 4.12 Gráfico del corte de agua contra tiempo.....	51

Figura 4.13 Patrón tipo de conificación según Chan.....	53
Figura 4.14 Patrón tipo de comunicación mecánica según Chan (canalización o adedamiento).....	54
Figura 4.15 Patrón tipo de canalización según Chan.....	55
Figura 4.16 Patrón tipo de desplazamiento normal según Chan.....	55
Figura 4.17 Diferentes líneas de corte, de acuerdo al interés del intérprete.....	61
Figura 4.18 Ejemplo de una sección estructural.....	62
Figura 4.19 Variación del patrón de flujo según el ángulo de desviación del hoyo..	63
Figura 4.20 Flujo a través del espacio anular forro-formación (“concurrent flow”)..	64
Figura 4.21 Configuración de sensores en las nuevas herramientas de perfilaje.....	65
Figura 4.22 Aplicación de la medición continua de temperatura mediante un cable de fibra óptica.....	66
Figura 5.1 Estructura general del Hidrociclón.....	69
Figura 5.2 Funcionamiento del Hidrociclón.....	70
Figura 5.3 Diagrama esquemático de completación DWS A) Drenaje-Inyección B) Drenaje-Producción.....	78
Figura 5.4 Esquema del sistema DAPS.....	79
Figura 5.5 Completación básica de la tecnología CDCC.....	82
Figura 5.6 Esquema de la reacción de gelificación.....	89
Figura 5.7 Factor de resistencia residual.....	102
Figura 5.8 Efecto de pared en la disminución desproporcionada de la permeabilidad.....	107
Figura 5.9 Efecto de gota en la reducción desproporcionada de la permeabilidad.....	108
Figura 5.10 Variación de la permeabilidad.....	111
Figura 5.11 Colocación de gel por la técnica cabezal del pozo.....	119
Figura 5.12 Colocación de gel por la técnica aislamiento mecánico.....	120
Figura 5.13 Colocación de gel por la técnica inyección dual.....	121
Figura 5.14 Inyección dual con aislamiento mecánico.....	123
Figura 5.15 Inyección dual a hoyo abierto.....	124

Figura 5.16 Inyección dual con seguimiento o monitoreo de la interfase.....	125
Figura 5.17 Esquema del sistema novel de inyección dual.....	127
Figura 5.18 Aplicación de geles sellantes mediante aislamiento con inyección de geles protectores.....	130
Figura 5.19 Aplicación de geles sellantes mediante aislamiento con empacadura química.....	132
Figura 5.20 Aplicación de geles sellantes mediante aislamiento con inyección dual.....	134

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Resumen de problemas más comunes en pozos.....	67
Tabla 5.1 Capacidad del Hidrociclón según diámetro del revestimiento.....	72
Tabla 5.2 Tipos de geles.....	90

INTRODUCCIÓN

La entrada de agua en pozos productores de petróleo o gas puede provenir de una o más fuentes como las descritas a continuación:

- a) Infiltraciones a través de los revestidores, tubería de producción y/o empacaduras.
- b) De un acuífero conectado hidráulicamente al yacimiento, si este produce por el mecanismo de empuje de agua.
- c) Del agua proveniente del o de los pozos inyectores de agua, si el yacimiento está sujeto a un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua a través de fallas o fracturas geológicas.
- d) De un acuífero a través de fallas o fracturas geológicas.
- e) De otros yacimientos a través del hoyo y fuera del casing debido a una mala cementación.
- f) De areniscas o arcillas/lutitas ubicadas dentro del intervalo productor de petróleo tanto en completaciones con casing cementado o en hoyos abiertos protegidos con camisas ranuradas.
- g) Del agua connata del propio yacimiento.
- h) De los yacimientos subyacentes o suprayacente (areniscas, arcillas o lutitas).

En cualquier caso, esto representa un problema operacional que requiere la detección, control y/o eliminación de la entrada de agua para reducir costos y daños al medio ambiente.

En casos especiales se tiene que aceptar la entrada de agua al pozo y “vivir con el problema” como son los casos de:

- a) Acuíferos muy activos en donde el corte de agua alcanza cifras muy altas (más de 95%).
- b) Producción de agua connata del propio yacimiento.
- c) Entrada de agua de yacimientos subyacentes o suprayacentes a través del propio yacimiento.

La producción indeseada de agua afecta a la industria petrolera en los siguientes aspectos:

- a) Incremento en los costos de rehabilitación de pozos.
- b) Erosión y daño a los equipos de subsuelo y superficie.
- c) Reducción de la productividad del pozo.
- d) Incremento en los costos de producción para separar y procesar el agua en superficie.
- e) Incremento en los costos de protección del medio ambiente.

El presente Trabajo Especial de Grado es un esfuerzo para revisar el “estado del arte” de la tecnología de detección, control y/o eliminación de la entrada de agua en pozos productores de petróleo, entendiéndose por “estado del arte” como los avances tecnológicos más recientes desarrollados por la industria.

Es muy importante recalcar que uno de los objetivos del presente Trabajo Especial de Grado era el estudio, análisis y solución de un caso real de campo pero debido a políticas de la industria petrolera y la poca documentación accesible a estudiantes no logramos dicho objetivo. Sin embargo, se hizo un esfuerzo máximo para abarcar todas las tecnologías para controlar, reducir o eliminar la entrada de agua indeseada en pozos productores de petróleo.

Este Trabajo Especial de Grado contiene cinco Capítulos, descritos brevemente a continuación:

- Capítulo I, Planteamiento del problema: En este Capítulo se exponen el problema a resolver con el trabajo, los objetivos planteados para tal fin y el alcance del mismo.

- Capítulo II, Marco metodológico: En este se presenta detalladamente la metodología utilizada y los diferentes estudios realizados para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado.

- Capítulo III, Fundamentos de la Producción Excesiva de Agua: En esta sección se exponen los fundamentos teóricos relacionados con la excesiva producción de agua, donde se explica los diferentes problemas de entrada de agua en pozos productores de petróleo.

- Capítulo IV, Técnicas de Diagnóstico para Detectar le Entrada de Agua en Pozos Productores de Petróleo: En este Capítulo se presentan diferentes técnicas de diagnóstico para detectar y determinar la excesiva producción de agua. Las técnicas se dividen en dos grupos: Diagnóstico mediante el uso de gráficos y diagnóstico mediante el uso de registros de pozos.

- Capítulo V, Tecnología para reducir, controlar y/o eliminar la entrada de agua en pozos productores de petróleo: Este Capítulo presenta las distintas tecnologías desarrolladas para controlar la excesiva producción de agua. Tecnologías mecánicas, químicas y microbiológica, esta última se encuentra en fase de investigación.

Luego de estos cinco Capítulos se presentan las Conclusiones y Recomendaciones de este Trabajo Especial de Grado donde se exponen de manera breve los resultados obtenidos.

CAPITULO I. PLATEAMIENTO DEL PROBLEMA

En este capítulo se plantean: el problema a abordar en este trabajo y los objetivos propuestos durante el desarrollo del mismo.

I.1 Descripción general del Problema

La producción de agua es uno de los mayores problemas técnicos, operacionales, ambientales y económicos asociados a la producción de petróleo crudo. La entrada de agua en los pozos productores puede reducir su vida productiva, además de ocasionar problemas severos que incluyen la corrosión de tuberías, formación de emulsiones, migración de partículas finas e incremento del peso de la columna producida o carga hidrostática.

Al pasar los años en la industria petrolera se han desarrollado distintas tecnologías para detectar, reducir, controlar y/o eliminar la entrada de agua en pozos productores de petróleo. Es por ello que se hace necesario del conocimiento de las distintas técnicas de diagnóstico y tecnologías para controlar y/o eliminar la entrada de agua en los pozos productores de petróleo.

I.2 Objetivos

I.2.1 Objetivo General

Realizar una revisión bibliográfica sobre el estado del arte de las tecnologías para detectar, reducir, controlar y/o eliminar la entrada de agua en pozos productores de petróleo.

I.2.2 Objetivos Específicos

- ❖ Analizar el origen de la entrada y/o producción de agua en pozos productores de petróleo.
- ❖ Identificar los parámetros de pozo y de yacimientos de mayor impacto asociados a la producción de agua.

- ❖ Identificar los parámetros de pozo y de yacimiento fundamentales para ejecutar efectiva y eficientemente los tratamientos de control de entrada de agua.
- ❖ Investigar sobre el estado del arte de la tecnología para detectar la entrada de agua en los pozos y los diferentes tipos de problemas operacionales.
- ❖ Investigar sobre el estado del arte de la tecnología para controlar, reducir y/o eliminar la entrada de agua en pozos productores según el tipo de terminación.

CAPITULO II. MARCO METODOLÓGICO

En este Capítulo II se presenta en forma detallada de la metodología utilizada y demás actividades realizadas para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado.

II.1 Tipo de investigación

El presente Trabajo Especial de Grado es de tipo documental, ya que se enfocará en el estudio de problemas planteados a nivel teórico y la información requerida para elaborar la investigación se encuentra en materiales impresos (libros, trabajos y artículos de publicación periódicas, revistas y Trabajos Especiales de Grado), audiovisuales y electrónicos (internet). Por otra parte, comprende un estudio de tipo especial, ya que consiste en la creación de un material educativo y de consulta que presente todas las tecnologías desarrolladas hasta la actualidad referente a la detección y control de entrada de agua en pozos productores de petróleo, lo cual constituye un aporte significativo e importante para la Escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela y la industria petrolera nacional.

II.2 Diseño de la investigación

El tipo de diseño que se empleará es el bibliográfico, fundamental en este tipo de investigaciones, a través de una revisión sistemática, rigurosa y profunda del material documental en sus diferentes ámbitos, con el cual se desarrollará el marco teórico del Trabajo Especial de Grado.

II.3 Procedimiento de la investigación

- ❖ Revisión bibliográfica selectiva, profunda y concisa: Libros, Trabajos de Grado, internet, trabajos de publicación mensual y revistas.

- ❖ Organización y clasificación del material documentado en grupos de interés referente al tema, como lo son: Métodos para detectar la entrada de agua, causas y efectos del problema (excesiva producción de agua), problemas operacionales, tecnologías para detectar y controlar la producción de agua.
- ❖ Desarrollo de cada uno de los capítulos que compone el presente Trabajo Especial de Grado analizando y evaluando toda la información recopilada, con la finalidad de documentar todo lo referente al control de entrada de agua y las diferentes tecnologías aplicadas actualmente. Estableciendo criterios de investigación necesarios para el desarrollo de los aspectos relacionados con el control, disminución o eliminación de entrada de agua. Dicho trabajo se estructura para ser consultado cuando se estudie o evalúe cualquier caso que presente evidencias de excesiva producción de agua. Es importante recalcar que se desarrollará un método sencillo para que el lector pueda realizar una evaluación eficaz que lo lleve a analizar cualquier problema de entrada de agua y presente las posibles soluciones.
- ❖ De ser posible, se harán, consultas, entrevistas o encuestas a profesionales de las empresas operadoras o de servicios de la industria petrolera nacional sobre el tema.

CAPITULO III. FUNDAMENTOS DE LA PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA

Para entender mejor la conducta del yacimiento frente al problema de entrada de agua, es necesario conocer los parámetros del mismo, así como los diferentes mecanismos de producción, conocer el origen del agua e identificar los distintos problemas de entrada de agua, los cuales pueden estar asociados a problemas tanto de pozos como de yacimientos.

III.1 Conceptos básicos de yacimiento ^[1]

III.1.1 Propiedades de la Roca y Fluidos

Cuando se realiza un estudio integrado de yacimiento es muy importante conocer las propiedades de la roca y los fluidos, ya que a través de las propiedades se puede saber cómo es el comportamiento de los fluidos en el medio poroso y obtener diferentes valores que deben analizarse, tales como: Cantidad de petróleo o gas contenida en una unidad volumétrica de yacimiento (producto de la porosidad por la saturación), evaluar la productividad de la roca entre otros.

Dentro de las propiedades de la roca y fluidos más importantes se encuentran las siguientes:

Roca:

- Porosidad
- Permeabilidad
- Saturaciones
- Compresibilidad.

Fluidos:

- ❖ Petróleo
 - Gravedad API.

- Gas en solución.
- Factor volumétrico de formación.
- Compresibilidad.
- Viscosidad.

❖ Agua

- Densidad.
- Compresibilidad.
- viscosidad.

❖ Gas

- Gravedad específica.
- Viscosidad

III.1.2 Mecanismos de Recobro ^[1]

III.1.2.1 Recobro primario

Los principales mecanismos que contribuyen al recobro de hidrocarburos son: empuje hidráulico, empuje por expansión de la capa de gas, expansión de fluidos (petróleo y/o gas en solución), subsidencia, segregación (drenaje por gravedad). En la Figura N° 3.1 se muestra la relación entre el porcentaje de petróleo original producido versus el porcentaje de la caída de presión del yacimiento de los tres mecanismos de recobro más comunes.

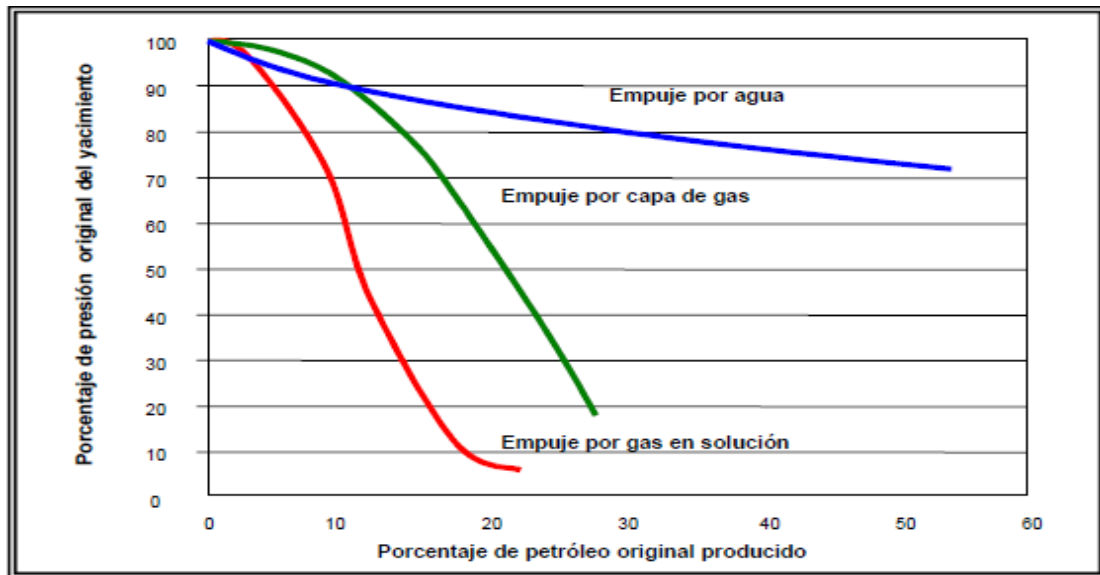


Figura 3.1 Mecanismos de producción de los yacimientos ^[1].

Entre estos dos extremos están los mecanismos combinados, envolviendo empujes de agua o de capa de gas limitados, condiciones de segregación, procesos de gravedad. Entre los factores que afectan los mecanismos de producción se encuentran:

❖ **Compresibilidad de la roca y los fluidos**

La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gas) ocasiona un cambio en el volumen original, causado por variación de presión y de la temperatura ejercida sobre el material.

Las compresibilidades de la roca y de los fluidos se convierten en un mecanismo de expulsión de los hidrocarburos. Al iniciarse la producción del yacimiento y al manifestarse la caída de la presión, se expanden la roca y los fluidos. La expansión de la roca produce una disminución del volumen agregado de poros interconectados. La expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la extracción de fluidos, la cual causa la caída de presión. Ambos efectos concurren en la expulsión de fluidos del volumen de poros interconectados.

Este mecanismo de producción es muy importante en la producción de yacimientos subsaturados sin empuje de agua hasta tanto la presión no descienda por debajo del nivel de la presión de burbujeo.

❖ **Empuje de Gas en Solución**

Los hidrocarburos que se encuentran en el yacimiento, en condiciones naturales de presión y temperatura, contienen en la totalidad de su composición, una serie de componentes livianos que permanecen en solución en la fase líquida, cuando la presión del yacimiento es elevada.

El mecanismo de empuje depende de la expansión del petróleo y del gas como fuente de energía para empujar los fluidos. En un yacimiento subsaturado, la expansión del petróleo y el gas disuelto son los responsables de la producción de fluidos. Cuando la presión cae por debajo de la presión de burbujeo, el yacimiento llega a ser saturado y el gas liberado reemplaza el petróleo producido en el mismo volumen. Una vez que el gas alcanza una saturación tal que este pueda fluir, el gas es producido con el petróleo, lo cual agota al gas como una fuente de energía.

Como resultado, una mayor cantidad de gas en expansión es necesario por unidad de volumen de petróleo producido. La permeabilidad relativa del petróleo es reducida y la relación gas/petróleo producida (RGP) se incrementa rápidamente.

En el yacimiento que produce por debajo de la presión de burbujeo, el aporte de la energía de producción que se obtiene al liberarse el gas en solución es, generalmente, muy importante.

❖ **Mecanismo de Petróleo Espumante** ^[2]

En la explotación de yacimientos de crudos realmente viscosos e inicialmente saturados con gas, el empuje por gas en solución es el mecanismo convencional principal. Sin embargo, se ha observado que en estos yacimientos la recuperación ha sido mejor que el pronosticado a través de un mecanismo de recuperación por gas en solución convencional, en el cual se debe cumplir el establecimiento de un equilibrio termodinámico instantáneo entre las fases del gas y del petróleo a través del proceso

de agotamiento de presión donde exista una región entre la saturación de gas cero y la saturación de gas crítica, en la que no exista permeabilidad al gas, quedando el gas atrapado en el medio poroso y por último que la saturación de gas crítica sea una propiedad fija del sistema roca/fluido y que no dependa del gradiente de presión.

Esto no ocurre en el caso de crudos extrapesados con características espumantes.

En primer lugar, no se logra un equilibrio termodinámico, lo que se ha evidenciado en los análisis de PVT en el laboratorio, ya que los crudos pesados requieren mucha más agitación y mucho más tiempo para llegar al equilibrio. Por otra parte, en los experimentos de agotamiento en el laboratorio se observa una represurización, que puede ser debido a una liberación adicional de gas del crudo subsaturado; que si es producida, demora la formación de una fase continua de gas en el medio poroso, lo cual puede interpretarse como una mejora al mecanismo de recuperación por gas en solución.

En segundo lugar, en la región entre saturación de gas igual a cero y saturación de gas crítica, en la cual no existe permeabilidad al gas (en el caso de crudo convencional), se tiene evidencia de que parte del gas liberado en forma de burbuja no se adhiere al medio poroso, sino que viaja con el petróleo hacia los pozos productores (en forma de espuma), mejorando de esta manera la recuperación final, debido a la demora en la formación de una fase continua de gas.

En tercer lugar, la saturación crítica de gas no es una propiedad fija de la roca sino que depende del gradiente de presión, mostrando que mientras el gradiente de presión aumenta, la saturación de gas crítica disminuye.

En conclusión, el mecanismo de petróleo espumante involucra tres fenómenos: a) supersaturación, b) formación de burbujas que no se adhieren al medio poroso viajando con el petróleo y c) saturación de gas crítica dependiente del gradiente de presión.

Estos tres fenómenos ocasionan una mayor recuperación final (mecanismo de petróleo espumante) que en un mecanismo de empuje por gas en solución convencional.

Cabe destacar que no obstante todo lo dicho anteriormente, no se tiene mucha información al respecto y existen opiniones encontradas en cuanto a cuáles características de yacimiento y cuáles prácticas de producción promueven o suprimen el mecanismo de petróleo espumante y más aún sobre el mecanismo como tal.

❖ **Empuje por expansión de la capa de gas**^[2,3]

Los yacimientos que originalmente tienen una capa de gas de tamaño significativo, o aquellos en que la misma se forma (de tipo secundario) por segregación gravitacional del gas salido de solución, almacenan una fracción significativa de energía en dicha capa a través de la compresibilidad del gas libre presente.

En los yacimientos con capa de gas primaria o secundaria, el gas, por su gran compresibilidad, representa energía acumulada para inducir la producción de hidrocarburos. La capa de gas se expande a medida que se produce el petróleo del yacimiento, lo cual ocurre bajo el tipo de desplazamiento conceptualmente semejante a un pistón. A medida que se reduce la presión en la zona petrolífera, el gas tiende a expandirse y desplaza líquido hacia las zonas de menor presión, donde ocurre la producción.

En estos casos es aconsejable producir, preferiblemente los pozos buzamiento abajo con menor relación gas/petróleo, cerrando progresivamente los pozos que vayan siendo invadidos por la expansión de la capa de gas.

❖ **Empuje de agua**^[1,3]

En sus condiciones originales, muchos yacimientos de hidrocarburos subsaturados o saturados muestran contacto con un cuerpo de agua o acuífero. Cuando existe suficiente agua para reemplazar el volumen de fluidos producidos, el yacimiento tiene un empuje de agua activo.

El acuífero puede presentar diferentes características. Por ejemplo, puede ser un acuífero confinado o cerrado que no tiene contacto con fuente externa alguna, o puede tener un extenso afloramiento que permite que fuentes externas de agua (lluvias) mantengan inalterable su capacidad de aporte de energía expulsiva. La

extensión del acuífero puede ser tantas veces más grande que el yacimiento, que puede considerarse infinito. En todos los casos, el agua depositada y acumulada, a presión en el acuífero, es capaz de expandirse, aportar y transmitir parte de esa energía al yacimiento, a lo largo y ancho de la interfase agua/petróleo, al reducirse la presión debido a la producción acumulada de líquidos.

La expansión del agua barre o desplaza los hidrocarburos hacia los pozos que drenan al yacimiento.

❖ **Drenaje por gravedad^[1,2]**

El desarrollo y expansión de la capa de gas sobre una zona de petróleo puede resultar de un activo proceso de segregación de fluido en el cual el petróleo migra hacia abajo debido a la gravedad y el gas hacia arriba debido a la fuerza de gravedad.

En este tipo de yacimiento la permeabilidad vertical debe favorecer el movimiento de hidrocarburos, y el volumen de gas moviéndose hacia arriba debe ser igual a la cantidad de petróleo moviéndose hacia abajo. La tasa de segregación de fluido se incrementa en tanto la movilidad del petróleo se acerca a la del gas. El agotamiento de la capa de gas a través de conificación u otras maneras va en detrimento de la ejecución del yacimiento porque este tipo de yacimiento no es un candidato para la inyección de gas dentro de la capa de gas.

III.1.2.2 Recuperación secundaria

En el proceso de la recuperación primaria, la energía natural del yacimiento desplaza el petróleo para producirlo a través del pozo. Muchos métodos que mejoran la producción de petróleo más allá de la recuperación primaria son referidos como recuperación mejorada de petróleo (EOR) por sus siglas en inglés. En los procesos que no ocurren reacciones químicas entre el fluido inyectado y el petróleo en sitio, son llamados métodos de recuperación secundaria. Técnicas de mantenimiento de presión tales como inyección de agua y de gas son los procesos secundarios más ampliamente aplicados.

❖ Mantenimiento de presión con inyección de agua ^[1,2]

Durante la inyección de agua (waterflooding), operadores inyectan agua para aumentar el recobro durante las etapas finales de la operación de recuperación primaria. Pero en muchos casos puede incurrir en la irrupción temprana del agua en el pozo si ésta se canaliza a través de las zonas de mayor movilidad de flujo. Si el agua es más móvil que el petróleo puede ocurrir el fenómeno conocido como adedamiento (fingering).

El desarrollo del frente de agua puede ser precedido basándose en las mismas técnicas usadas para predecir influjo natural de agua, pero adicionalmente se requieren cálculos para la predicción del patrón de inundación e índices de eficiencia.

❖ Mantenimiento de presión por inyección de gas ^[1,2]

Los operadores reinyectan el gas producido en el subsuelo para conservarlo o para mantener la presión del yacimiento a un nivel deseado y/o complementar la energía natural del yacimiento, reinyectando el gas producido y un volumen adicional. Operaciones de mantenimiento parcial o total de la presión pueden incrementar la recuperación de hidrocarburos y mejorar el rendimiento del yacimiento. Sin embargo, al igual que los métodos de inyección de agua, la irrupción temprana de gas, causada por canalización o adedamiento, puede ocurrir debido a la mayor movilidad del gas.

❖ Inyección de vapor

Consiste en inyectar vapor a un pozo productor de petróleo con la finalidad de disminuir la viscosidad del crudo y aumentar las tasas de producción. Es un mecanismo de estimulación y/o recuperación secundaria eficiente en yacimientos de crudos pesados. Existen dos tipos de inyección de vapor: continua y alternada.

La inyección de vapor continua consiste en inyectar vapor en uno o varios pozos y crear un frente de desplazamiento del petróleo, mientras que la inyección alternada de vapor (estimulación) es un proceso mediante el cual se inyecta vapor durante un lapso determinado (ciclos), luego se deja actuar al vapor, es decir, el yacimiento se deja en remojo, de esta manera el calor inyectado se distribuye adecuadamente, reduciendo

significativamente la viscosidad del crudo. Finalmente, luego del período de remojo se abre el pozo a producción, lógicamente cambiando la completación y generalmente el pozo fluye naturalmente.

Al momento de abrir el pozo a producción, generalmente existirá un alto corte de agua, el cual disminuye rápidamente dando paso al petróleo. Esto genera una caída de presión, lo que causa que el crudo frío del yacimiento pase por la roca caliente. El intercambio de calor calienta el crudo y enfría la roca, por lo que, junto a la caída de presión ocasionan que las tasas declinen. El ciclo se repite cuando la tasa llega al límite económico, o cuando ya no fluye el petróleo naturalmente.

III.2 Fundamentos Teóricos de Hidrogeoquímica^[4]

III.2.1 Clasificación de Aguas

Se define agua de formación como el agua que naturalmente ocurre en las rocas y esté presente en ellas inmediatamente antes de la perforación. Estas aguas han podido tener diferentes orígenes y ser clasificadas como aguas marinas, intersticiales (epigenéticas y singenéticas), diagenéticas, entre otras. No obstante, debido a que dar una clasificación a partir de esos parámetros es bastante complejo, se ha optado por considerar grupos o clases, atendiendo al carácter genético del agua. De acuerdo a su historia, las aguas del subsuelo pueden ser divididas en dos clases: meteóricas y connatas.

- ❖ **Agua Meteóricas:** Son aguas de reciente contacto con la circulación atmosférica, cuya edad es menor que la de las rocas que las contienen. Ellas incluyen el agua de los océanos, el agua evaporada en la atmósfera, el agua de lluvia, agua superficial y agua subterránea en movimiento.

- ❖ **Agua Connata:** Son aguas que han sido enterradas en sistemas hidráulicos cerrados y no han formado parte del ciclo hidrológico, por una cantidad considerable de tiempo geológico. Por consiguiente, se debería considerar como agua intersticial de origen singenético, o sea, formado al mismo tiempo que las

rocas que la contienen. Estas aguas no circulan, pero se mueven a través de los sedimentos como parte del proceso de compactación y migración.

III.2.1.2 Metodos de Clasificación

Todas las aguas de formación contienen sales disueltas. De la concentración y naturaleza de estas sales, depende las propiedades particulares de ellas. Los análisis cuantitativos del agua de yacimiento, expresan la concentración total y la concentración de los iones presentes en la solución.

Los valores se expresan frecuentemente en: gramos o miligramos por litro (mg/l), partes por millón (ppm), porcentaje por peso, miliequivalentes por litro (meq/l) y porcentaje de miliequivalentes por litro (% meq).

Existen diferentes sistemas de clasificación como los métodos de Sulin y Stiff. Estos métodos son ampliamente utilizados en muchas áreas de investigación hidrogeoquímica.

❖ Sistema Sulin

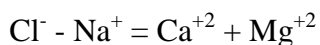
El sistema de clasificación de Sulin, divide el agua en meteórica y connata de acuerdo a su composición química en porcentaje de miliequivalentes (% meq).

Las aguas meteóricas contienen sulfato y bicarbonato pero muy poco calcio y magnesio. El sodio es el catión predominante.



$$\text{Na}^+/\text{Cl}^- > 1$$

Las aguas connatas contienen poco sulfato y bicarbonato; practicamente el único anión es el cloro.



$$\text{Na}^+/\text{Cl}^- < 1$$

Muestras de agua que cumplen con la relación $\text{Na}^+/\text{Cl}^- > 1$, característico de agua meteóricas, se grafican en el cuadrante inferior en base a su contenido de sulfato y

bicarbonato. Las connatas con relación $\text{Na}^+/\text{Cl}^- < 1$, se grafican en el cuadrante superior en base a su contenido de calcio y magnesio.

❖ Diagrama de Stiff

Para la construcción de las figuras de Stiff, se consideran las concentraciones absolutas en miliequivalentes por litro de las especies iónicas sodio, calcio, magnesio, cloro, bicarbonato y sulfato. Los valores de concentración de cada ión son representados a izquierda y derecha de un eje vertical. Los valores se unen con agua. La escala debe ser cuidadosamente escogida dependiendo de las concentraciones.

III.3 Orígenes del agua ^[5]

El agua es el fluido más abundante en el subsuelo. En todos los campos petroleros vamos a conseguir volúmenes de agua que influye en la vida productiva del pozo. Si bien es cierto que ningún operador quiere producir agua, hay aguas que son mejores que otras. Con respecto a la producción de crudo, es fundamental distinguir entre el agua de “barrido”, el agua “buena” (aceptable) y el agua “mala” (o excesiva).

Agua de “barrido”: Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

Agua “buena”: es el agua producida dentro del pozo a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo (RAP). Es consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas.

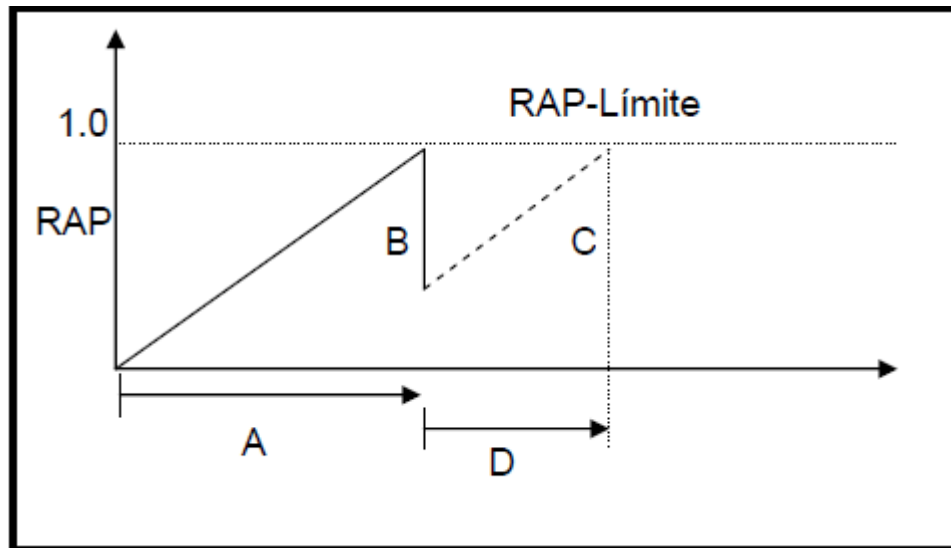


Figura 3.2 Variaciones de la RAP en un yacimiento ^[5].

El control de agua se hace para aumentar la productividad del pozo y las reservas potenciales. Como ocurre en la mayoría de los pozos maduros, la relación agua/petróleo (RAP) aumenta con la producción (A), ver figura 3.2 debido al aumento de la cantidad de agua. Finalmente, el costo del manejo del agua se acerca al valor de la producción de petróleo y al “límite económico” de la RAP (B).

La metodología y la tecnología del control del agua reducen la producción de agua del pozo (C), lo cual permite continuar la producción económica del crudo. El control del agua trae aparejado el incremento de la recuperación económica del pozo (D).

Dado que el agua “buena”, por definición, produce petróleo junto con ella, se debería tratar de maximizar su producción. Para reducir los costos implícitos, el agua debería eliminarse tan pronto como fuese posible.

Agua “mala”: Se puede definir como el agua producida dentro del hoyo, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP.

III.4 Mecanismos de la producción de agua ^[5, 6,7]

Numerosas tecnologías han sido desarrolladas con la finalidad de controlar la producción excesiva de agua, pero es sumamente importante conocer y entender su mecanismo de producción para diseñar el tratamiento efectivo. El flujo de agua al pozo puede ocurrir en dos patrones diferentes.

En el primer caso, el agua fluye al pozo por canales diferentes a los del hidrocarburo. De esta manera, la producción de agua compite con la producción de petróleo o gas. Es en estos casos en los cuales la reducción de la producción de agua generalmente resulta en un aumento en la producción de hidrocarburos y la eficiencia de recobro. Ello convierte a estos pozos en candidatos principales para el control del agua.

En el segundo caso, ocurre el flujo simultáneo de agua e hidrocarburos en el medio poroso, por lo que generalmente la reducción de la producción de agua irá acompañada de la reducción en la producción de petróleo o gas.

III.4.1 Causas de la producción de agua

Los problemas de producción de agua generalmente se pueden deber a por lo menos nueve posibles razones, las cuales a su vez pueden ser agrupadas en dos problemas generales. Estos son: problemas asociados al pozo y/o problemas asociados al yacimiento. Ambas se discuten en las siguientes secciones.

III.4.1.1 Problemas asociados al pozo ^[5,7]

❖ Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaaduras.

Las filtraciones a través del revestidor, la tubería de producción o las empaaduras permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. La detección de estos problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes, dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. Algunas herramientas de registros o perfiles de producción (Production Logging) tales como la densidad del fluido, la temperatura y la velocidad del flujo

pueden resultar suficientes para diagnosticar estos problemas. En la figura 3.3 se muestra esquemáticamente el paso del agua de la formación al pozo por efectos de filtración a través del revestidor.

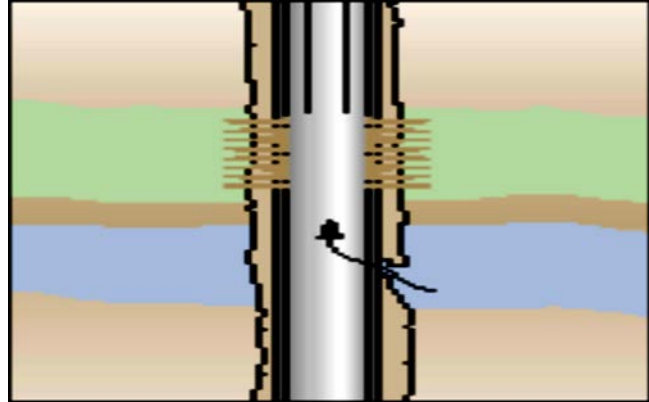


Figura 3.3 Filtraciones en el revestidor, tubería de producción o empacadura ^[5].

❖ **Flujo canalizado detrás del revestidor.**

La presencia de una mala cementación primaria puede provocar la conexión de zonas ofensoras o con aporte de agua con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestidor e invada el espacio anular a nivel de las zonas cañoneadas. Este flujo de agua se puede detectar mediante los registros o perfiles de temperatura o registros de flujo de agua basados en la activación del oxígeno. En la figura 3.4 se muestra esquemáticamente el aporte de agua asociado a este tipo de problemas.

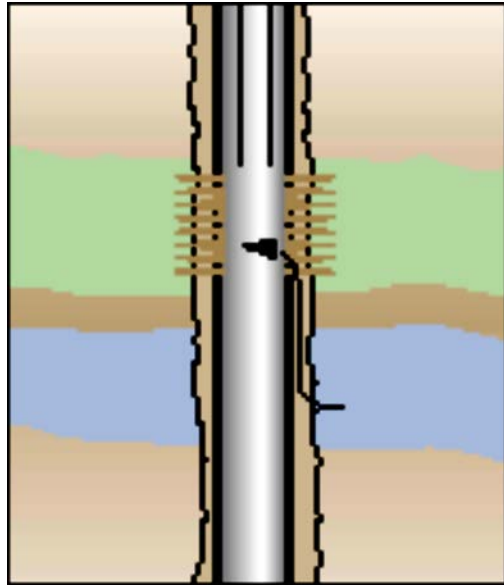


Figura 3.4 Flujo detrás del revestidor ^[5].

❖ Ruptura de barreras ^[3]

Aún cuando barreras naturales, tales como densas capas de lutitas, separan las diferentes zonas de fluidos y existe una buena cementación, las lutitas pueden moverse y fracturarse cerca del pozo. Como resultado de la producción, la presión diferencial a través de esas lutitas permite que el fluido migre a través del pozo (ver figura 3.5). A menudo este tipo de falla está asociado con trabajos de estimulación, donde fracturas pueden romper las capas de lutitas, o ácidos pueden disolver canales a través de estas.

Registros de temperatura pueden ser usados para detectar este tipo de problemas.

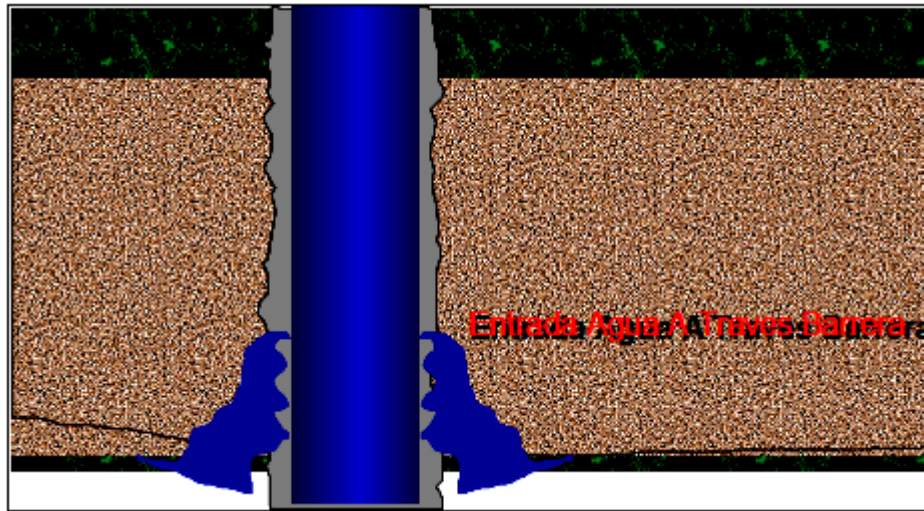


Figura 3.5 Ruptura de barreras ^[3].

❖ **Completación dentro o cerca de la zona de agua o gas.**

La completación dentro de un fluido indeseado permite que el fluido sea producido inmediatamente. Aún cuando las perforaciones estén por encima del contacto agua/petróleo o por debajo del contacto gas/petróleo, la proximidad a cualquiera de estos dos contactos permite la producción de estos fluidos indeseados, a través de conificación o cresta. Los Ingenieros deben reexaminar la data de núcleos, los reportes diarios de perforación y registros a hueco abierto para determinar el punto límite al que el agua es movable. La data de registros de resistividad y porosidad, por ejemplo, pueden ser combinados para determinar la localización de zonas de agua.

III.4.1.2 Problemas asociados al yacimiento ^[5,7]

❖ **Contacto dinámico agua-petróleo (CAP)**

Si el contacto agua-petróleo se mueve y asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción por empuje de agua, se originaría entonces la producción de agua. Esto ocurre en aquellos casos donde el espesor del horizonte productor es importante y además existe una permeabilidad vertical baja, lo cual obliga a que el ascenso del contacto agua-petróleo sea uniforme. En los pozos con permeabilidades verticales altas comparadas con las horizontales ($k_v > 0,01 k_h$) ^[5], es más probable

encontrar conificación de agua, la cual se describirá más adelante. Una de las medidas correctivas para este tipo de problemas es el asentamiento de un tapón por encima del CAP.

En los pozos horizontales, cualquier solución que se aplique en las cercanías del hoyo se debe extender lo suficiente en todas las direcciones, para así impedir que el flujo horizontal de agua rebase los límites físicos del tratamiento y se logre retardar la inminente invasión de agua. Como alternativa, se puede considerar una desviación de la trayectoria del pozo una vez que la RAP resulte intolerable desde el punto de vista económico. Esto último puede representar una inversión cuantiosa.

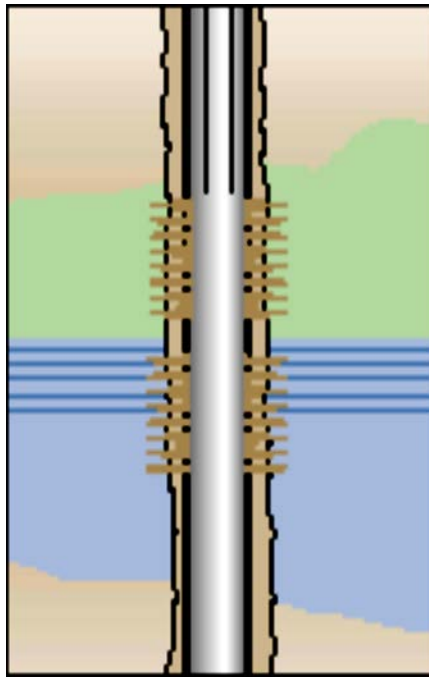


Figura 3.6 Contacto dinámico agua-petróleo ^[5].

❖ Canalización matricial sin flujo cruzado

Este es un problema común en la producción proveniente de capas múltiples. Ocurre cuando una zona de las completadas en un pozo, está rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla) e inundada de agua (proveniente de un acuífero activo o un pozo inyector de agua). El flujo cruzado depende de la continuidad de la barrera impermeable. Esto obliga a que el aporte de agua se deba casi exclusivamente al

aporte de la capa inundada. En estos casos el tratamiento más recomendable consiste en aislar la zona ofensora. En la figura 3.7 se muestra esquemáticamente el aporte de agua canalizada, sin flujo cruzado, proveniente de un pozo inyector. En el caso más común la zona ofensora suele tener la permeabilidad más alta de las capas con aporte de fluido, lo cual causa la irrupción más temprana o prematura del agua por esta capa.

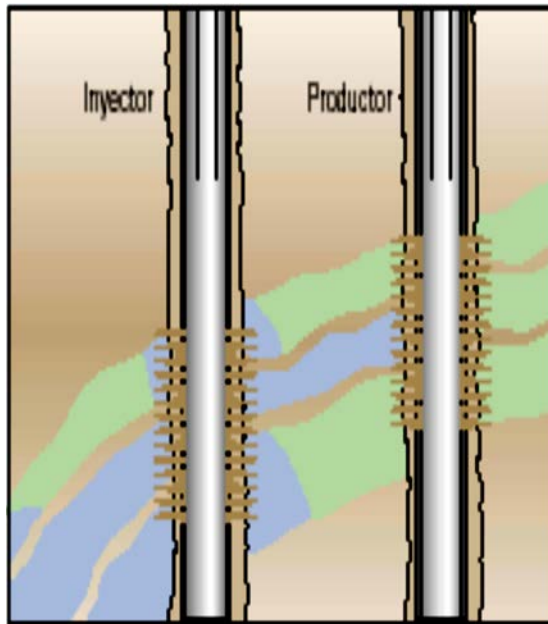


Figura 3.7 Capa inundada sin flujo cruzado entre capas ^[5].

❖ **Fracturas o fallas entre un pozo inyector y uno productor**

En las formaciones naturalmente fracturadas, aplicando recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores, debido a la canalización del agua a través de las fracturas. En la figura 3.8 se observan dos esquemas donde el agua inyectada alcanza al pozo productor por la existencia de canales de flujo preferencial entre un pozo inyector y uno productor.

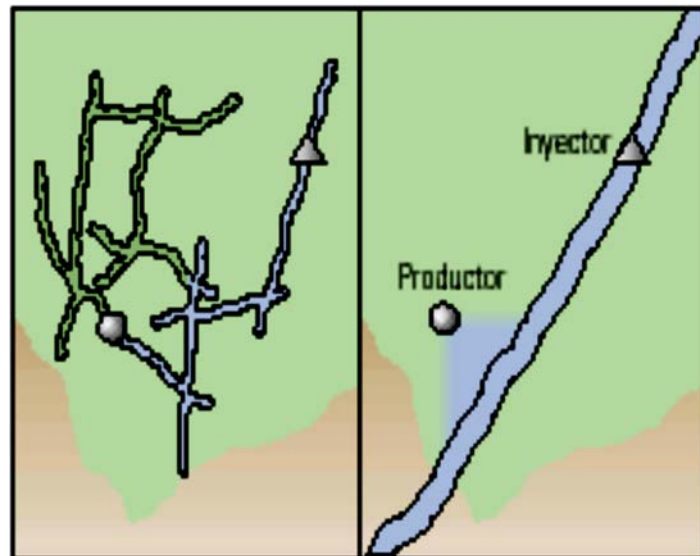


Figura 3.8 Fracturas o fallas entre un pozo inyector y productor ^[5].

❖ Canalización a través de fracturas

En este caso el agua puede provenir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda. Este caso se observa con frecuencia en pozos horizontales, donde la producción de agua a menudo ocurre a través de fallas conductoras o fracturas que interceptan un acuífero.

En las figuras 3.9 (a) y (b) y 3.10, se representa esquemáticamente este tipo de problemas, tanto en pozos verticales como en pozos horizontales.

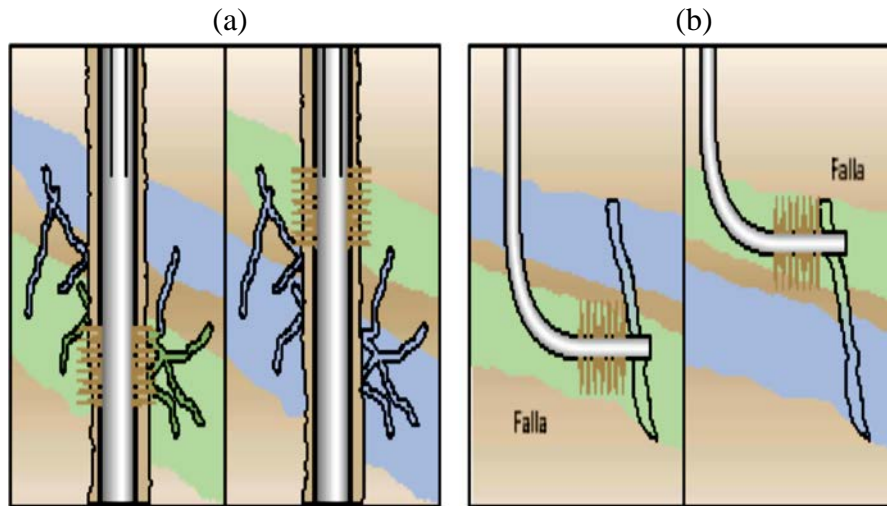


Figura 3.9 Fracturas o fallas en una capa de agua superior o inferior (a) En un pozo vertical (b) En un pozo horizontal ^[5].

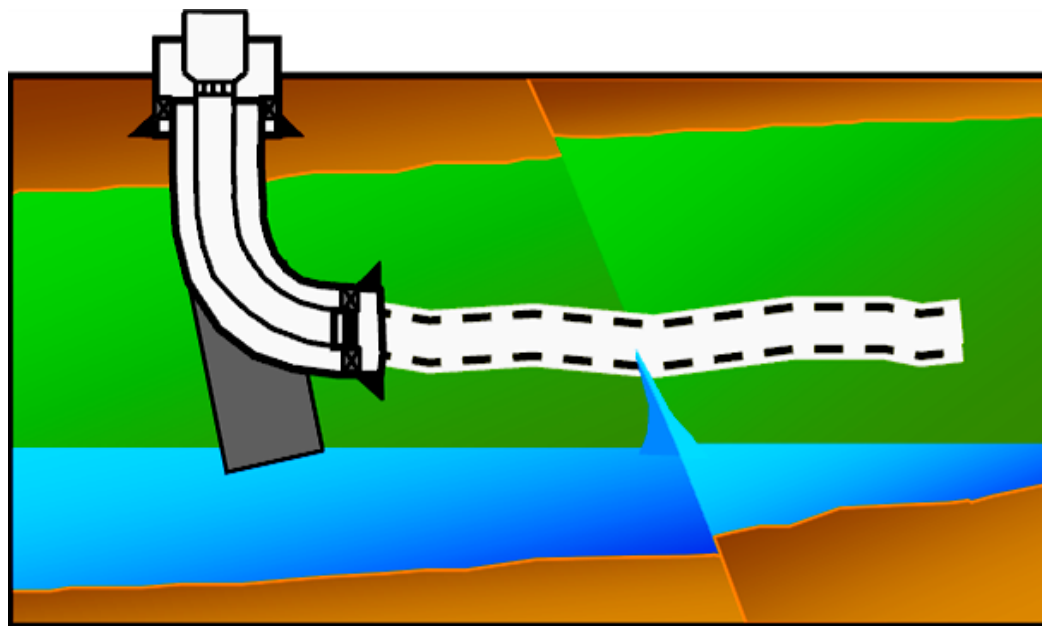


Figura 3.10 Comunicación a través de una falla con arena de agua inferior ^[8].

❖ **Conificación (crestring) o cono limitado**

En un pozo vertical ocurre conificación cuando existe un CAP cerca de la zona abierta a producción, en una formación cuya permeabilidad vertical es elevada. Se

ocasiona principalmente por la caída de presión asociada a la tasa de producción. La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica. En los pozos horizontales, este problema se puede asociar con la formación de una cúspide o cresta en forma de ola (“cresting”). En las figuras 3.11 y 3.12 se muestran esquemáticamente los problemas de conificación.

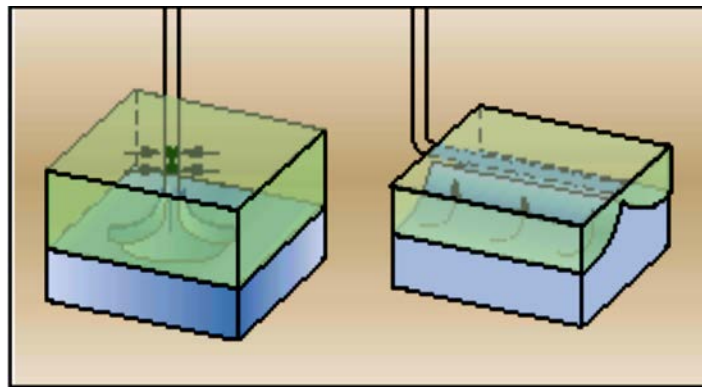


Figura 3.11 Conificación o formación de cúspide ^[5].

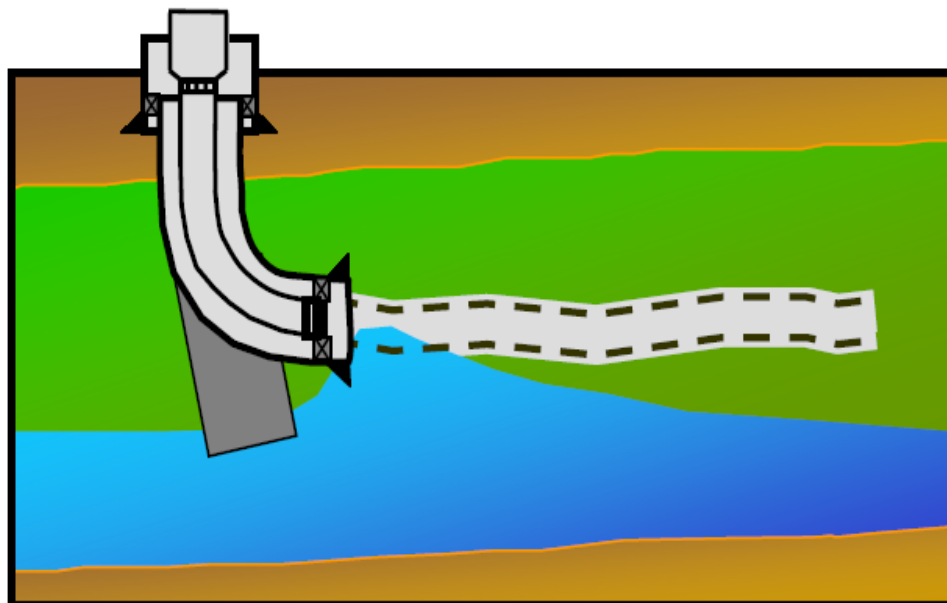


Figura 3.12 Encrestamiento no uniforme del agua ^[8].

❖ Barrido areal deficiente

El agua de un acuífero o de un pozo inyector en una zona productiva puede provocar un barrido areal deficiente, que por lo general es ocasionado por la anisotropía areal de la permeabilidad. La solución a este problema generalmente consiste en desviar el agua inyectada fuera del volumen de espacio poroso que ya ha sido barrido por agua. Esto requiere un tratamiento de gran volumen o una inyección continua de sustancias viscosas (soluciones poliméricas), lo cual normalmente resulta muy costoso. En la figura 3.13 se ilustra el efecto de un barrido areal deficiente y que en la literatura también se conoce como adedamiento, interdigitación o “fingering”.

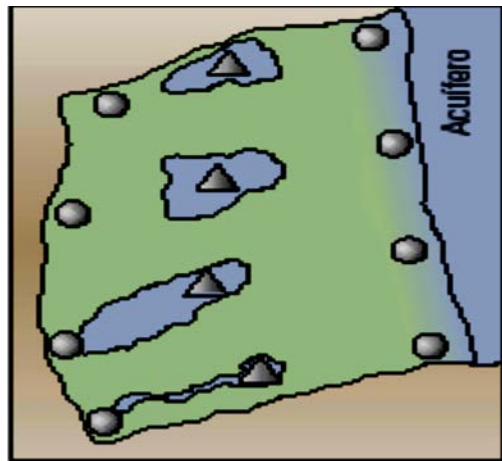


Figura 3.13 Barrido areal deficiente ^[5].

❖ Capa inundada con flujo transversal o cruzado

El flujo cruzado de agua puede ocurrir en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables. Aunque el aporte más significativo de agua provenga de una sola capa, al igual que en el caso de la canalización sin flujo cruzado, no se considera como solución válida el aislamiento de estas capas. Ello, debido a la ausencia de barreras impermeables. En estos casos, en general los intentos realizados para modificar los perfiles de producción o de inyección cerca del hoyo han fracasado, debido a que el agua puede bordear el sello e irrumpir por otra capa. En la figura 3.14 se observa de manera esquemática el aporte de agua originado por la canalización con flujo cruzado desde un pozo inyector hasta uno productor.

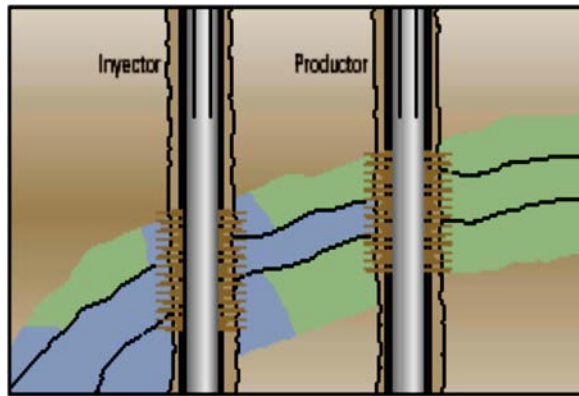


Figura 3.14 Capa inundada con flujo transversal ^[5].

CAPÍTULO IV. TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO PARA DETECTAR LA ENTRADA DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO ^[2, 5,7]

Hace años se consideraba que el control de entrada del agua era la simple colocación de un tapón y en conjunto un trabajo de cementación, o sencillamente un tratamiento con gel en un pozo. Esto queda demostrado con la gran cantidad de trabajos técnicos en los que se describen los tratamientos y los resultados con poca o ninguna referencia a la geología, al yacimiento o al problema de control del agua.

La clave para el éxito es el diagnóstico, es decir, poder identificar la causa del problema específico que se presenta. Los diagnósticos de pozos se utilizan de tres maneras:

1. Para seleccionar los pozos que podrían necesitar un sistema de control del agua.
2. Para determinar el problema de entrada agua de manera que se pueda seleccionar un método de control adecuado.
3. Para localizar el punto de entrada del agua en el pozo de tal manera que se pueda emplazar el tratamiento en el lugar correcto.

Para poder realizar un excelente diagnóstico de la fuente del problema asociado a una excesiva producción de agua, es necesario en primer término, recolectar y analizar toda la información disponible, tales como:

- ❖ Historia de producción y declinación.
- ❖ Detalles de la completación mecánica del pozo.
- ❖ Historia de reacondicionamiento del pozo.
- ❖ Estudios de geología y de yacimiento.
- ❖ Registros de perforación.
- ❖ Registros de completación.

- ❖ Registros de pozos.
- ❖ Pruebas de pozo.

Historia de producción

La historia de producción de un pozo a menudo provee el primer indicativo de un problema de excesiva producción de agua. En algunos casos puede indicar el tipo de problema.

Detalles de la completación mecánica del pozo

Al examinar los diagramas de completación observamos la localización de empacaduras, tope del cemento detrás del casing, tapones, válvulas u otra herramienta en el fondo del pozo, que pudiera estar filtrando o funcionando mal.

Historia de reacondicionamiento del pozo

La revisión de la historia de reacondicionamientos realizados a un pozo puede revelar importantes alteraciones en su configuración inicial y puede ser muy útil en la identificación de posibles fuentes de una producción de agua indeseada.

Estudios de geología y yacimiento

Los estudios geológicos pueden identificar capas de alta permeabilidad, fallas y sistemas de fracturas naturales. Los estudios de yacimiento pueden predecir tendencias del agotamiento del yacimiento que podrían ocasionar problemas de producción de agua indeseada.

Registro de perforación

Las zonas de pérdida de circulación altamente claras en los registros de perforación pueden ser canales de alta permeabilidad. La integridad del cemento puede ser cuestionable sobre intervalos abandonados encontrados en registros de perforación.

Registros de completación

Los registros de completación pueden indicar donde difieren los resultados de cementación con lo planeado, por ejemplo: diferencias en los topes de cemento, además pueden mostrar dónde los trabajos de estimulación fueron realizados fuera de zona, posiblemente creando comunicación con fluidos indeseados (agua), o dónde la presión de bombeo pudo haber alcanzado niveles que podrían haber deteriorado la cementación y/o los equipos de fondo.

Registros de pozos

Los registros a hoyo desnudo estiman la permeabilidad, información mecánica de la roca, correlación geológica, direcciones y ángulos del buzamiento en la formación y estiman saturaciones de fluidos que sirven como base para monitoreo de agotamiento del yacimiento. Los registros de pozo a hoyo entubado, son usados para evaluar la efectividad de varias operaciones de completación (por ejemplo cementación y estimulación), evaluar integridad del revestidor y diagnóstico de problemas de producción.

Pruebas de pozos

Las pruebas de pozos proveen información de las propiedades del yacimiento, tales como permeabilidad horizontal y vertical. También pueden revelar la presencia de heterogeneidades y verificar la comunicación entre pozos.

Luego de consultar y analizar toda la información del campo en estudio mencionada anteriormente, el segundo término importante es realizar un estudio detallado de la data disponible para identificar con certeza la fuente del problema.

A continuación se explicarán algunas técnicas y herramientas necesarias para identificar el tipo de problema para luego seleccionar el tratamiento más eficaz y adecuado.

IV.1 Diagnóstico Mediante el Uso de Registros de Pozos ^[2, 9,10, 11]**IV.1.1 Registros de Saturación (Carbono/Oxígeno)**

Este tipo de registro fue desarrollado a finales de los años 70, sin embargo su introducción en la industria petrolera se vio limitada o truncada por su baja velocidad de perfilaje y su alta sensibilidad a las condiciones del pozo. Pero con el desarrollo de la misma, fue posible su introducción en los años 90 con herramientas más sofisticadas que sus antecesores.

El perfil de saturación se basa en la medición de los rayos gamma emitidos por los distintos elementos que constituyen a la formación, cuando éstos son sometidos a un continuo bombardeo de neutrones de altísima energía. Vale resaltar que cada elemento emite rayos gamma distintos, lo cual hace muy valioso el uso de este perfil para determinar los tipos y cantidades de elementos presentes en las formaciones evaluadas. Estas informaciones pueden convertirse en datos sobre el tipo y saturación de los fluidos de la formación.

La interacción entre los neutrones emitidos y los elementos de la formación puede ser de tres tipos:

- Inelástica: la cual se produce con núcleos de menor masa que la del neutrón, originando la emisión de rayos gamma que son una medida directa de la relación entre las concentraciones de carbono y oxígeno. Una alta relación de carbono y oxígeno (C/O) representa la presencia de petróleo en la formación mientras que una relación baja de C/O representa una zona de agua o gas.
- Elástica: se produce con la interacción de neutrones. Debido a esta interacción los neutrones pierden energía que es registrada por la herramienta, traduciendo esta data posteriormente a una medida de la concentración de hidrógeno en la formación. Otro punto importante de este tipo de registro, es que la mayor cantidad de hidrógeno proviene de los fluidos presentes en la

formación y por lo tanto es posible conocer la porosidad de la formación bajo evaluación.

- Absorción o captura del neutrón: este tipo de choque provoca la emisión de rayos gamma que son la medida de la concentración de elementos como el hierro, calcio, azufre, silicio y cloro. Estas mediciones son fundamentales para una determinación óptima de la saturación de agua, además la distinción del calcio y el silicio permiten determinar litología.

Este perfil permite conocer la distribución actual de las saturaciones en los alrededores del pozo y de esa manera conocer los contactos.

IV.1.2 Registros de Movimiento de Agua (Activación de Oxígeno)

Esta herramienta parte de un principio similar al usado en el registro de saturación, el cual bombardea neutrones a la formación para así determinar una medición independiente de la velocidad y dirección del flujo del agua en el pozo (ver figura 4.1).

Esta herramienta emite neutrones de alta energía los cuales mediante interacciones elásticas excitan los núcleos de los átomos de oxígeno presentes en el agua que se encuentran en movimiento, esta detección es alcanzada gracias a detectores o sensores del aparato colocados lejos de la fuente emisora y de esta forma no detecta los átomos de oxígeno presentes en el agua estática, lodo, formación o cemento. Estas detecciones permiten identificar de forma muy precisa los puntos de entrada de agua, para así poder descifrar problemas relacionados con la producción de la misma, tales como fugas en empaaduras, fisuras de tuberías o revestimientos, así como también es posible utilizar estas detecciones para diagnosticar canales de agua detrás de la tubería.

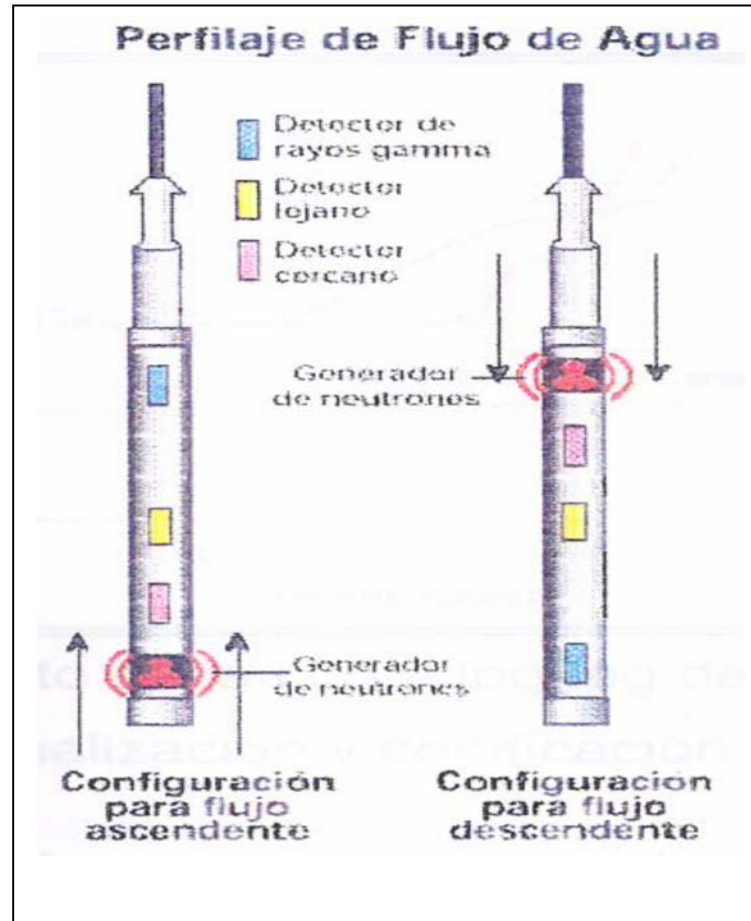


Figura 4.1 Dibujo esquemático del registro del flujo de agua ^[3]

IV.1.3 Registro de Cementación (Perfil CBL/VDL)

El perfil de cementación CBL (Cement Bong Log) es un registro continuo de la amplitud de la primera onda de sonido que llega al receptor a través de la tubería. La figura 4.2 muestra un diagrama esquemático de la sonda dentro del pozo y el caso general del camino más rápido para la señal.

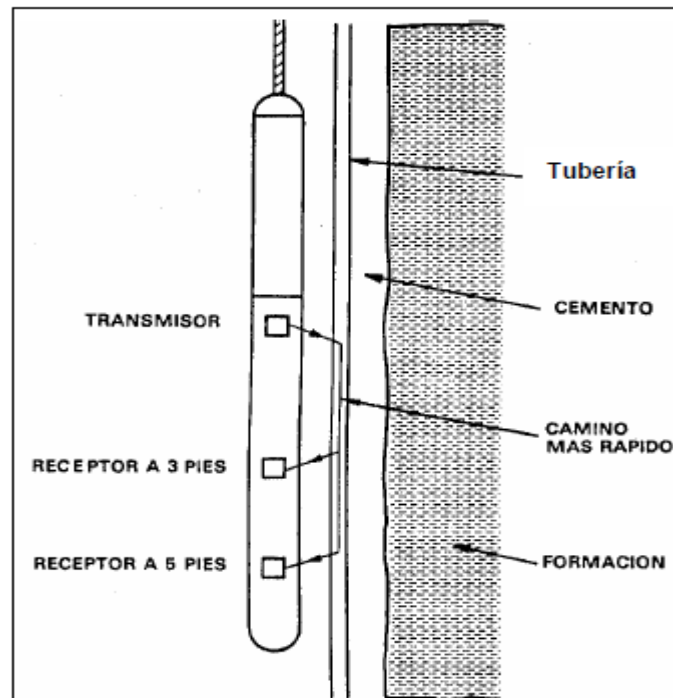


Figura 4.2 Viaje de la onda de sonido a través de la tubería ^[3]

La amplitud de la primera onda que llega al receptor varía según las condiciones de cementación de la tubería: ésta es máxima cuando la tubería está libre y mínima frente a una tubería perfectamente cementada.

Experimentos del laboratorio han mostrado que la atenuación, expresada en decibel por pie (dB/pie), es proporcional al porcentaje de circunferencia de tubería cementada. Una disminución en la atenuación a valores menores que 70-80% de la máxima atenuación puede indicar problemas de cementación. La respuesta de la herramienta depende del espaciamiento transmisor-receptor.

Conjuntamente con el CBL se registra la densidad variable de ondas VDL (Variable Density Log). Ésta es una presentación cualitativa del tren completo de ondas que llega hasta un receptor ubicado a 5 pies del transmisor. El grado de oscuridad de la onda registrada aumenta con la amplitud de la onda positiva; la parte negativa es registrada en tono claro. La figura 4.3 muestra la correspondencia entre el VDL y el tren de ondas. Se utiliza el receptor lejano (a 5 pies del transmisor) para poder

discriminar mejor entre ondas de tubería y ondas de formación. Generalmente la velocidad del sonido en la formación es menor que en la tubería y al utilizar un mayor espaciamiento se permite una mejor separación entre ambos trenes de ondas.

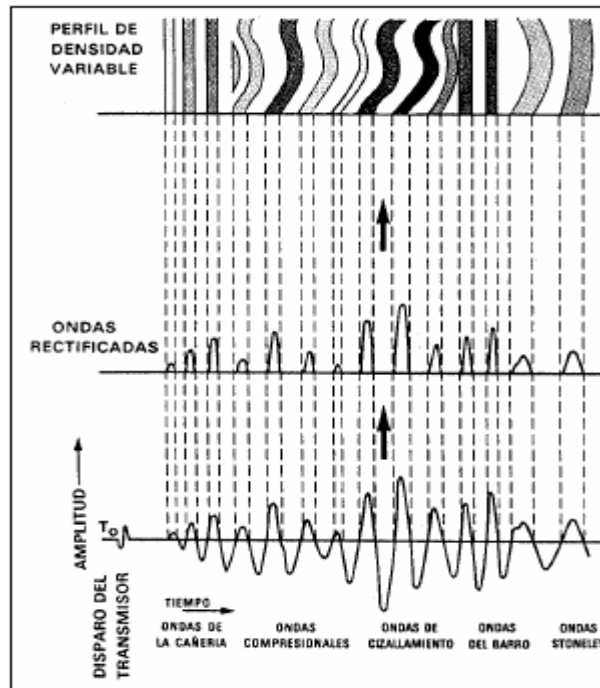


Figura 4.3 Correspondencia entre el tren de ondas y el VDL ^[3]

El VDL es muy útil para confirmar la interpretación del CBL y para reconocer condiciones inusuales en las cuales la interpretación del CBL es difícil o imposible, por ejemplo cuando:

- ❖ La primera onda que llega al receptor de 3 pies proviene de la formación y no de la tubería, lo que ocurre cuando la velocidad del sonido en la formación es mayor que en la tubería.
- ❖ Existe un microanillo entre la tubería y el cemento (el CBL es pesimista en estos casos).
- ❖ Existe un contacto pobre entre el cemento y la formación.

La Figura 4.4 muestra la interpretación que se realiza con el CBL/VDL analizando las amplitudes de las ondas de formación y de tubería.

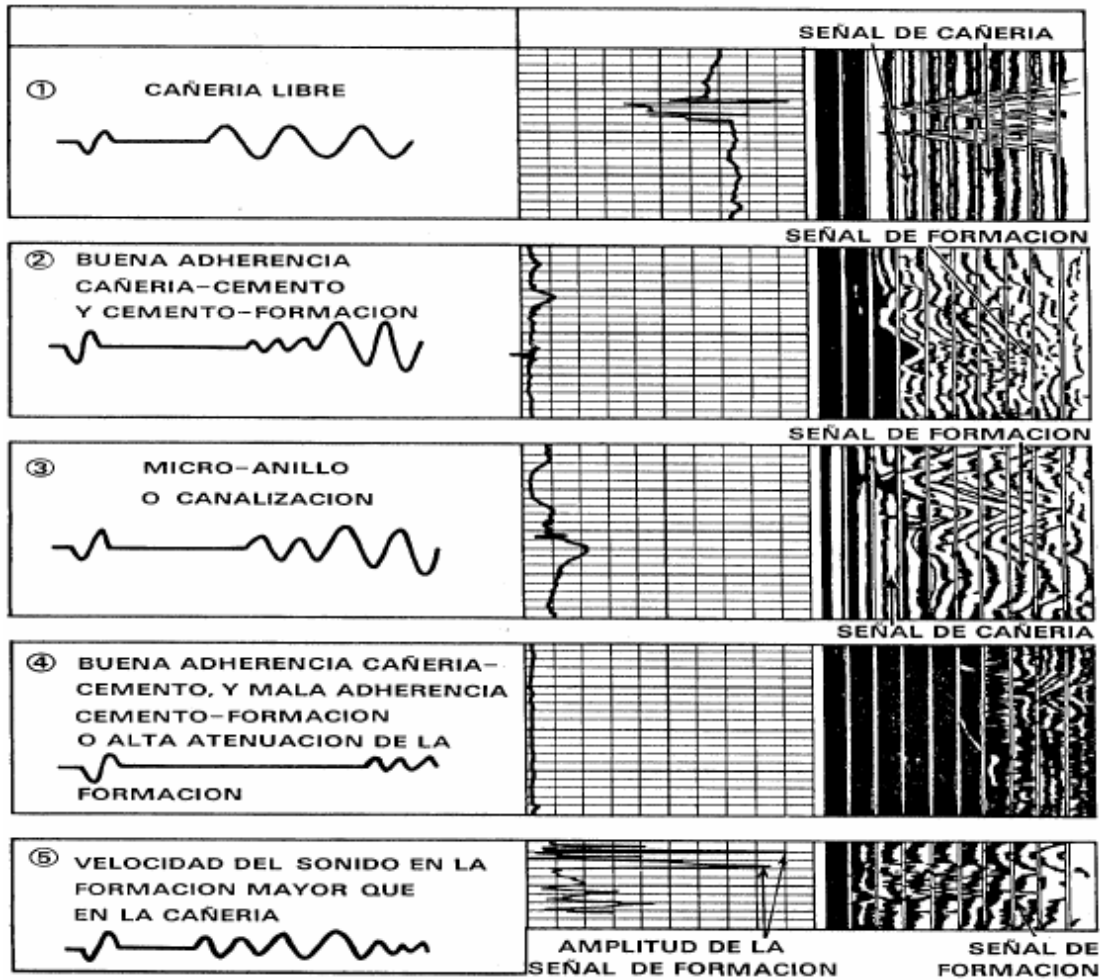


Figura 4.4 Guía para la interpretación del perfil (CBL/VDL) ^[3]

En general se debe recordar que:

- ❖ Señales fuertes de tubería implican mala adherencia del cemento a la tubería.
- ❖ Señales débiles de formación indican mala adherencia cemento/formación o mucha atenuación en la formación.

IV.1.4 Registro Ultrasónico

El concepto fundamental de este perfil se basa en la medición obtenida por hacer resonar el espesor del revestimiento, la cual se logra con la emisión de pulsos ultrasónicos. La energía acústica viaja radialmente hacia la pared de la tubería donde la mayoría se refleja y el resto se transfiere hacia el exterior, lo que se traduce en sucesivas ondas de reflexión de amplitud cada vez menor. Este decaimiento en la amplitud de onda depende directamente de la impedancia acústica del material localizado fuera de la tubería. Esta dependencia permite distinguir entre gas, líquidos y cemento.

IV.1.5 Registro Ultrasónico de Imágenes ^[2,10]

Esta herramienta emite pulsos ultrasónicos de alta frecuencia para hacer resonar al revestimiento en su espesor. Estos pulsos rebotan de un lado al otro dentro del revestimiento. Entonces la herramienta detecta las resonancias y registra las señales (ver figura 4.5). Un procedimiento de frecuencias muy sofisticadas es aplicado para grabar las señales y así obtener imágenes de altas resoluciones en tiempo real.

La herramienta utiliza un traductor rotatorio que actúa como transmisor y receptor y mide directamente la impedancia acústica del medio detrás del revestimiento, realizando así imágenes de las condiciones del cemento utilizado para lograr aislamiento de las zonas productoras. Esta herramienta también provee valiosa información de las condiciones del revestimiento por efecto de la corrosión.

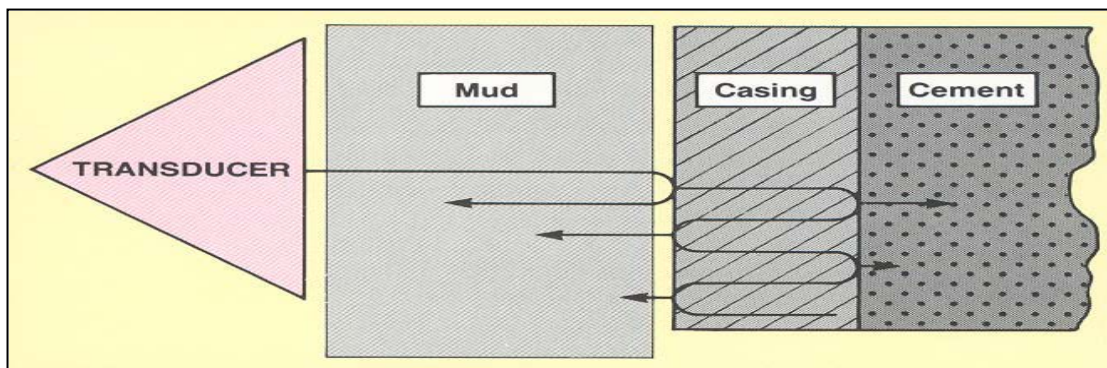


Figura 4.5 Esquema para la emisión de pulsos de alta frecuencia ^[3]

La herramienta mide la velocidad e impedancia acústica del fluido dentro del revestimiento. La velocidad de los fluidos es utilizada para determinar el radio interno del revestimiento. La impedancia acústica de los fluidos es requerida por el algoritmo procesador de la señal, la cual determina exactamente la impedancia del cemento.

Beneficios

- ❖ Proceso hecho en tiempo real.
- ❖ Información de alta calidad.
- ❖ Interpretación exacta, ya que la impedancia acústica es independiente de los cambios de espesor que pueda experimentar el revestimiento.
- ❖ Reduce la sensibilidad para la reflexión de las formaciones.
- ❖ No necesita ajuste por efectos de temperatura y presión, debido a que la herramienta realiza sus mediciones de velocidad e impedancia en sitio.

IV.1.6 Perfil de Inducción Eléctrica

Este registro se fundamenta en campos electromagnéticos y en corrientes inducidas. Para su funcionamiento el registro utiliza bobinas en vez de electrodos, este tipo de perfil puede ser corrido en lodos no conductivos. Existen dos modalidades diferentes, las cuales son el registro de inducción eléctrica IEL (Induction Electrical Log) y el registro doble inducción DIL (Dual Induction Log). Fue diseñado para medir la resistividad de la formación (R_t), disminuir la influencia de la zona invadida y para ser utilizado en lodos a base de petróleo y agua.

IV.1.7 Registro de Producción

Este registro es comúnmente conocido como PLT (“Production Logging Tool”), el cual consta de cinco registros individuales cuyas combinaciones resultan en poderosas respuestas para obtener información precisa acerca de la procedencia de los fluidos que entran al pozo. Por otra parte, con la ayuda de estos registros es posible identificar distintos problemas mecánicos en el pozo como fisuras en la tubería y canales detrás del revestidor.

Los registros individuales que componen al registro de producción son:

Registro “Flowmeter”.

Registro de Ruido.

Registro de Temperatura.

Registro Gradiomanómetro.

Registro de Presión.

IV.1.8 Registro para medir la tasa de flujo (“Flowmeter”)

Este registro tiene como objetivo principal medir la cantidad de fluido que está pasando en un sector determinado dentro del pozo, para de esta forma determinar la tasa de producción de cada intervalo de producción. El principio de esta herramienta se basa en hacer girar una hélice ubicada en el extremo inferior. La rotación de esta hélice depende de la velocidad con que esté pasando el fluido a través de ella.

La herramienta está diseñada para diferentes tamaños de revestimientos, así como también para realizar mediciones precisas en pozos desviados y de baja velocidad.

IV.1.9 Registro de Ruido

Se usa para oír ruidos producidos en el fondo del pozo, obteniéndose niveles de ruido y su distribución en frecuencias. Entre las principales aplicaciones de la herramienta se tiene la detección de roturas en la tubería de producción, confirmación de flujo detrás del revestidor y detección de origen de fluido.

El principio de medida se basa en las variaciones minúsculas de presión captadas por el hidrófono y estas variaciones son enviadas a superficie, las cuales son procesadas en unidades totales de ruido.

Las mediciones se hacen deteniendo la herramienta a la profundidad requerida para evitar los ruidos causados por el mismo movimiento de la herramienta. El registro puede operar hasta una temperatura máxima de 350°F y una presión de 1500 lpc.

IV.1.10 Registro de Temperatura

Se usa para obtener la temperatura absoluta, gradientes de temperatura, perfil de temperatura y en forma cualitativa para observar cambios anormales de temperatura, siendo ésta una de las herramientas más útiles para la detección de anomalías.

Las aplicaciones principales son: la localización de entradas de fluido, determinación de posibles flujos detrás del revestidor, detección de anomalías y corrección de las medidas de presión.

Su principio se basa en la exposición de un hilo de platino al fluido del pozo, cuya resistencia depende de la temperatura experimentada. Los límites operacionales para este tipo de registro son de 20.000 lpc y 350°F para la temperatura.

La temperatura de fondo aumenta a medida que se desciende, este aumento por lo general se manifiesta de forma lineal, esta relación es conocida como el gradiente geotérmico. Este gradiente varía de una zona a otra, pero a pesar de esta variación con respecto a la ubicación, se puede esperar comúnmente que el gradiente se encuentre alrededor de 1,8 °F por cada 100 pies de profundidad.

La utilización de este registro para detectar la entrada de fluidos es presentada en la figura 4.6, en la cual se puede observar el perfil desde el fondo, donde la temperatura señalada es el gradiente geotérmico; por encima del punto de entrada de fluido se observa un enfriamiento debido a la pérdida de calor que experimenta el fluido por contacto con formaciones más frías. Cuando ocurre un equilibrio entre el enfriamiento y el fluido en movimiento, el perfil describe una asíntota, la cual es paralela al gradiente geotérmico. Esta separación entre el gradiente y la asíntota es directamente proporcional con el aumento de la tasa de flujo.

Este registro puede ser utilizado con combinación de otros registros de producción lo cual resulta en una valiosa información para identificar la presencia y dirección de canales por detrás de la tubería, en cualquiera de sus modalidades, es decir, si el canal tiene forma descendente o ascendente.

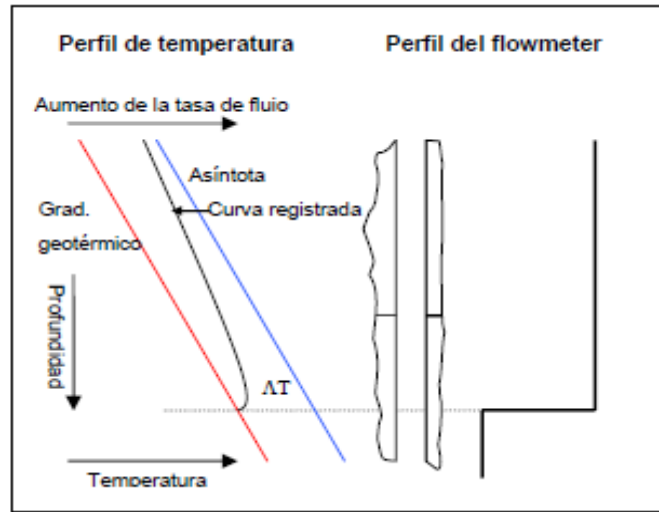


Figura 4.6 Esquema de detección de entrada de un fluido por medio de un registro de temperatura y flowmeter ^[3]

IV.1.11 Registro Gradiomanómetro

Se usa para obtener la densidad del fluido y las proporciones individuales de cada fluido en una mezcla, combinado con los medidores de caudal. El principio de la herramienta se basa en la medición de la diferencia de presión sobre un intervalo de 2 pies, obteniéndose el gradiente de presión. A partir de este se calcula la densidad del fluido. El cálculo de la densidad implica conocer la desviación del pozo en el intervalo de medida. Para aumentar la precisión de la medida se calibra la herramienta en dos fluidos de densidad conocida (aire/agua). Las limitaciones operacionales son de 20.000 lpc para la presión y 350 °F para la temperatura.

IV.1.12 Registro de Presión

Esta herramienta realiza una medida continua de la presión dentro del pozo, parámetro indispensable junto con la temperatura, para el cálculo de los volúmenes y tipo de fluidos producidos por cada intervalo.

IV.1.13 Registro Combinable de Resonancia Magnética ^[2,11]

Esta herramienta resulta de gran ayuda para la evaluación de formaciones ya que es el único registro capaz de medir un índice de fluido libre. Esta medición permite diferenciar aquellas zonas que tendrán producción de hidrocarburos de otras que no producirán y también detectar las zonas productivas previamente inadvertidas en yacimientos complejos y difíciles de evaluar.

Esta herramienta provee un registro continuo con una excelente resolución vertical. Las investigaciones de laboratorios y las pruebas de campo han demostrado la confiabilidad de esta herramienta para obtener información en términos de productividad, permeabilidad y corte de agua.

Esta herramienta posee una tecnología de resonancia magnética nuclear, la cual le permite una resolución vertical de la herramienta de 6 pulgadas. Esto le permite identificar zonas permeables muy delgadas. Además, es mucho más corta y liviana que las herramientas de generaciones previas y se puede combinar con otras herramientas de registros, lo cual se traduce en menores tiempos de trabajo con taladros de perforación.

La mejora en la precisión de las mediciones se debe a que el conjunto de imán y antena están montados sobre un patín que se aplica contra la pared del pozo.

Beneficios de la herramienta

- ❖ Los datos de distribución del tamaño de poro mejoran la predicción de permeabilidad y productividad.
- ❖ Su alta resolución permite detectar capas delgadas.
- ❖ La medición de la porosidad es independiente de la litología.
- ❖ El montaje de los sensores en un patín permite la evaluación de huecos agrandados y de pozos altamente desviados.
- ❖ Las mediciones son independientes de la conductividad del lodo, lo que permite que la herramienta pueda correrse en pozos perforados con cualquier tipo de lodo.

- ❖ La menor longitud y la posición de los sensores requieren una cámara de fondo menor, ahorrando tiempo de perforación.

Esta herramienta se encuentra en el mercado bajo el nombre de CMR (Combination Magnetic Resonance) por Schlumberger. En la figura 4.7 se presenta un dibujo esquemático de la herramienta.

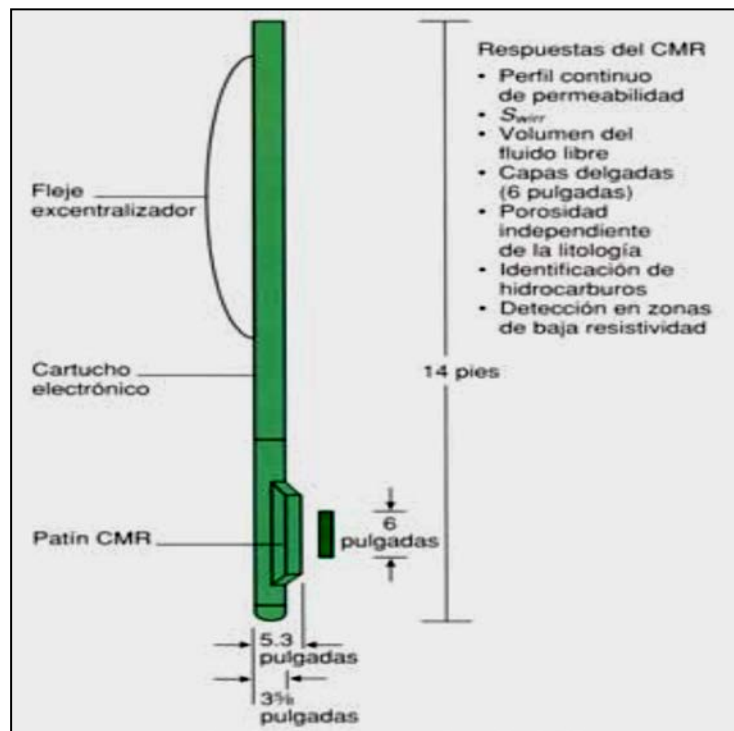


Figura 4.7 Esquema de la herramienta CMR ^[11]

Los imanes permanentes montados en el patín de la herramienta CMR generan un campo magnético poderoso que alinea los protones de hidrógeno presentes en la formación. La antena transmite un pulso que provoca una rotación de los protones de 90° con respecto a la dirección del campo magnético. Los protones inician un movimiento de precisión, creando una señal detectada por la antena entre pulso y pulso. La constante de tiempo de la rapidez de pérdida de energía de estas señales se llama tiempo de relajación transversal T_2 , la cual es función de la distribución del tamaño de poro de la formación (ver figura 4.8).

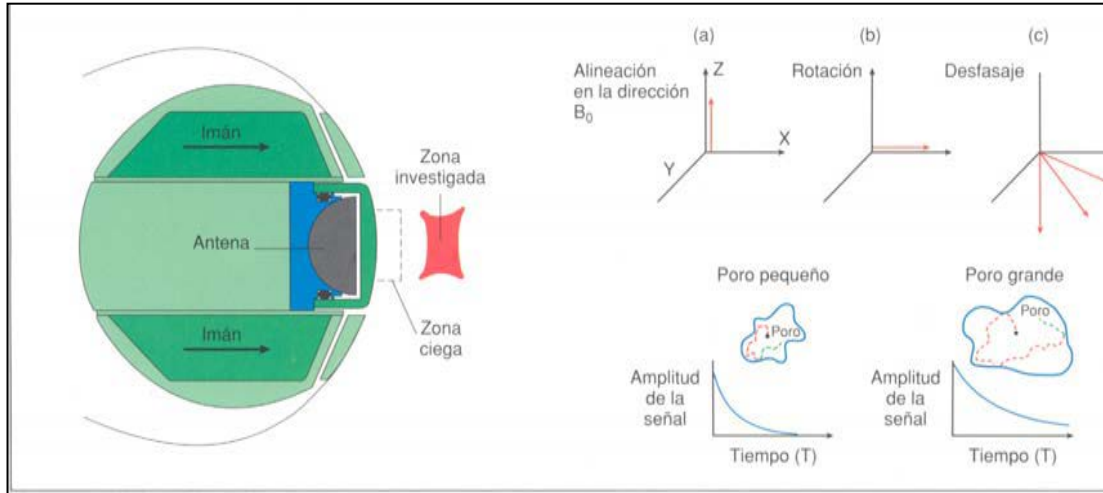


Figura 4.8 Sección transversal del patín, diagramas de protones y gráficos T_2 [11]

El tiempo de medición de relajación transversal del registro (T_2) es directamente proporcional a la permeabilidad y la velocidad de decaimiento, se relaciona al tamaño de poro. Tiempos de relajación cortos indican poros pequeños y permeabilidad baja, mientras que tiempos más largos indican poros más grandes con permeabilidades generalmente más altas. Estas dos muestras tienen más o menos la misma amplitud T_2 , lo cual indica características de porosidad similares, pero los tiempos de relajación considerablemente diferentes identifican claramente la muestra cuya permeabilidad es más alta (ver figura 4.9).

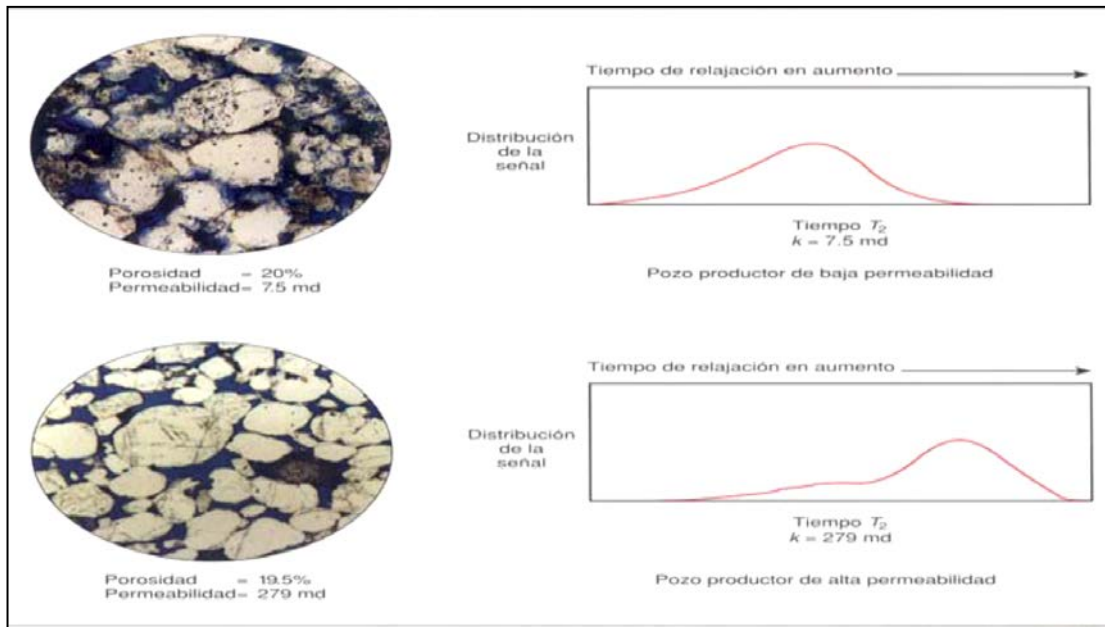


Figura 4.9 Tiempo de relajación de la herramienta CMR ^[11]

IV.2 Diagnóstico Mediante el Uso de Gráficos ^[2, 5,13]

Este proceso tiene como finalidad realizar de una manera rápida diagnósticos del origen de la producción de agua no deseada en los pozos, cuya producción excesiva se puede reducir si se logra identificar con exactitud el punto de entrada de agua. Como se sabe, el origen de esta agua puede estar dado por ciertas condiciones intrínsecas del yacimiento o por problemas existentes en las cercanías del pozo. Por lo general, el flujo proveniente de las cercanías del pozo es la causa más crítica, pero sin embargo, por el hecho de estar relacionado con la completación del pozo no deja de ser una de las causas con más oportunidades de tratamiento. El mismo es de suma importancia, ya que en algunos casos se han realizado interpretaciones erróneas, como por ejemplo diagnosticar la elevación del contacto agua-petróleo, lo que puede conducir a abandonar prematuramente un yacimiento. Es por ello que esta metodología puede ser utilizada para realizar un rápido diagnóstico y evaluación de los mecanismos de producción existentes en el yacimiento.

Para poder distinguir las diferentes fuentes de agua no deseadas se han desarrollado varias técnicas analíticas que utilizan, por ejemplo, las relaciones agua/petróleo, los datos de producción y las mediciones de los registros.

IV.2.1 Curva de declinación

Este es un gráfico semilogarítmico que grafica la tasa de producción de petróleo con respecto al petróleo acumulado. El agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es rectilínea, mientras que una declinación pronunciada puede indicar la existencia de algún otro problema, como por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño. Cualquier cambio brusco en la pendiente de la típica recta de declinación de la tasa de producción de petróleo, constituye una advertencia de que el exceso de agua, junto con otros problemas, puede estar afectando la producción normal.

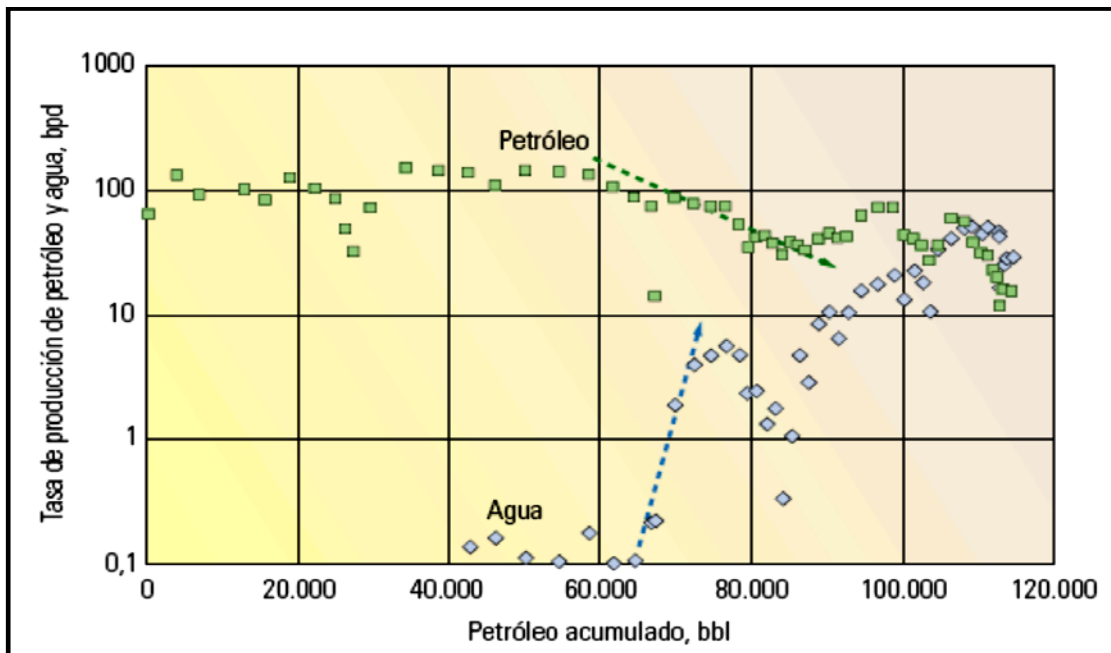


Figura 4.10 Grafico de declinación ^[5]

IV.2.2 Gráfico de la historia de producción

Es un gráfico doble logarítmico que grafica las tasas de producción de petróleo y del agua con respecto al tiempo. Por lo general, los pozos en los que conviene aplicar un sistema de control del agua muestran un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea. Cualquier cambio brusco y simultáneo que indique un aumento del agua con una reducción del petróleo es señal de que se podría necesitar un tratamiento de control de entrada al agua.

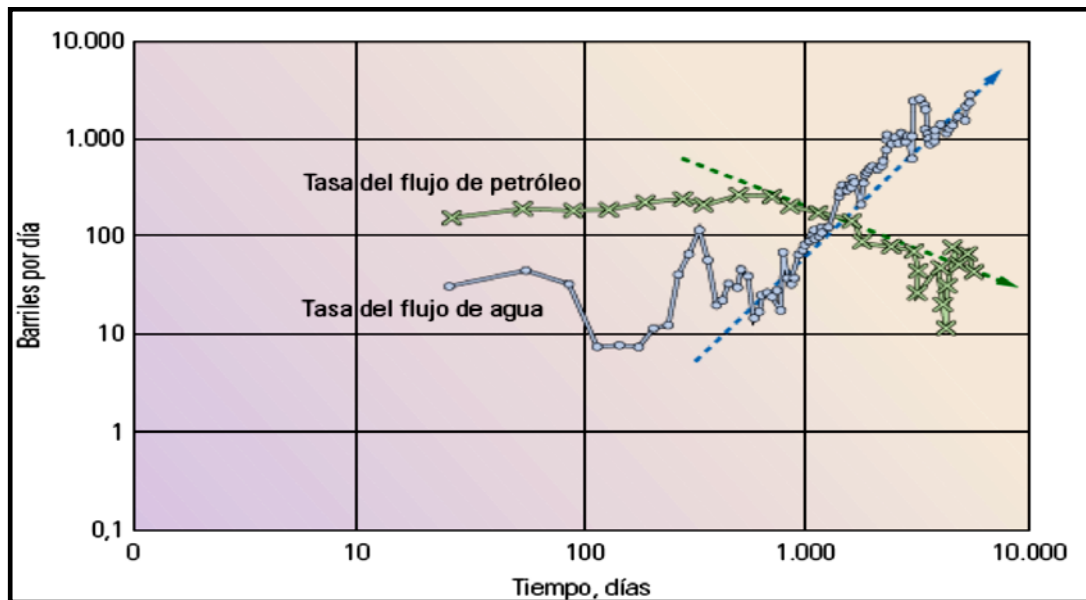


Figura 4.11 Gráfico de la historia de producción ^[5]

IV.2.3 Gráfico del Corte de Agua contra el Tiempo ^[13]

Los eventos y gráficos de producción del pozo pueden ayudar a tener una idea del tipo de problema presente (Fig. 4.12).

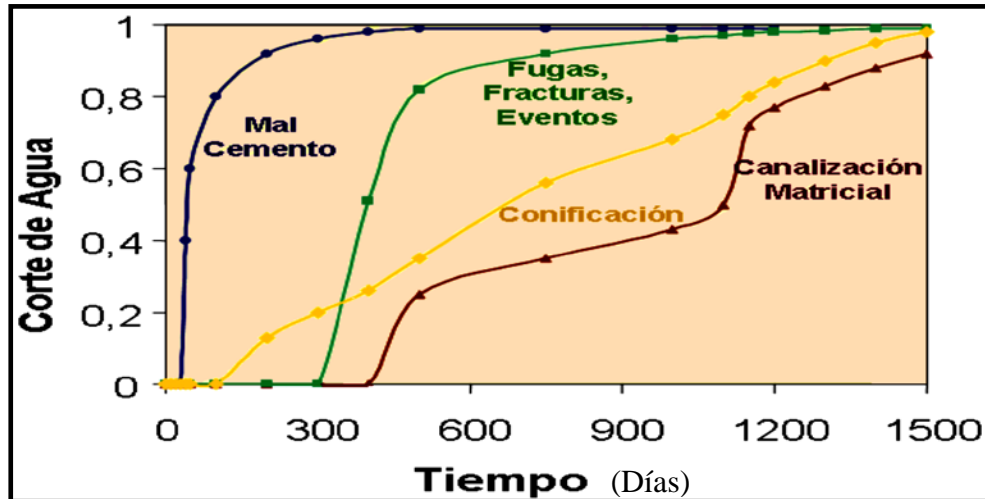


Figura 4.12 Gráfico del corte de agua contra tiempo ^[13]

Dependiendo del tipo de problema, este gráfico presenta distintos comportamientos. La irrupción temprana del agua con un crecimiento acelerado es representativa de problemas en las cercanías del pozo, principalmente de comunicación a través del cemento.

Si este tipo de aumento abrupto del corte de agua se presenta luego de transcurrido cierto tiempo desde la apertura del pozo, entonces por lo general se asocia a problemas de fugas en los elementos mecánicos del pozo como tapones, empaaduras, separadores, entre otros. También puede ocurrir como consecuencia de una rotura en las tuberías revestidoras o de producción debido a problemas de corrosión.

Otros de los problemas que presentan un comportamiento de este tipo es la comunicación a través de fracturas, ya sea con un pozo inyector o con el acuífero, por el cañoneo en zonas de agua, o producto de trabajos de estimulación que ponen en contacto directo al pozo con la fuente del agua.

Cuando el comportamiento de la producción de agua se manifiesta como una irrupción temprana, pero con un crecimiento progresivo entonces el problema por lo general se asocia a conificación del contacto agua-petróleo o “crestring”.

Finalmente, si el corte de agua aumenta de forma abrupta durante un tiempo y luego se mantiene aumentando progresivamente, entonces el problema puede estar relacionado con la irrupción del agua en la arena de mayor permeabilidad o lo que es lo mismo la canalización matricial.

IV.2.4 Método de Chan ^[13,14]

En el año 1995, K. S. Chan presentó un método para diagnosticar el comportamiento de producción de agua de yacimientos basándose en la construcción de gráficos que incluyen la producción histórica por períodos completos de flujo de agua, gas y petróleo; la Relación Agua Petróleo (RAP) y su derivada (RAP'); la producción acumulada de petróleo o su eficiencia de recobro y las declinaciones de la tasa de agua y gas. Estos gráficos proporcionan una figura compuesta del comportamiento de producción y del potencial de producción remanente en el pozo.

Un conjunto de gráficos diagnóstico fueron generados por K.S. Chan para conducir a una serie de estudios de simulación numérica y sistemática del control de agua, utilizando para ello un simulador de petróleo negro. Este simulador tridimensional y trifásico es capaz de modelar el comportamiento de flujo del yacimiento, los diferentes mecanismos de producción y esquemas de flujo de agua.

Los gráficos Log-Log de la derivada (RAP') pueden ser muy efectivos a la hora de identificar tendencias de producción, problemas mecánicos y para diferenciar los diversos orígenes de la producción de agua como lo son: conificación, comunicación mecánica, canalización y adedamiento.

Generalmente los gráficos de corte de agua pueden ser utilizados para visualizar el avance de los problemas de excesiva producción de agua, sin embargo esto tiene sus limitaciones, ya que no es práctico desde el punto de vista de distribuciones de saturación del yacimiento, debido a que éstas cambian con el tiempo.

A continuación se muestran las respuestas simuladas de los casos tomados en cuenta para este proceso:

IV.2.4.1 Conificación

La conificación de agua ocurre cuando el pozo es completado cerca del contacto agua-petróleo y la formación posee suficiente permeabilidad vertical que sea capaz de lograr que el agua migre hacia las perforaciones por efecto de un diferencial de presión alrededor de éste. En la Figura 4.13 se observa una conificación donde la gráfica muestra el logaritmo de la relación agua petróleo (RAP) y el logaritmo de la derivada (RAP'), donde la RAP' disminuye con el logaritmo del tiempo.

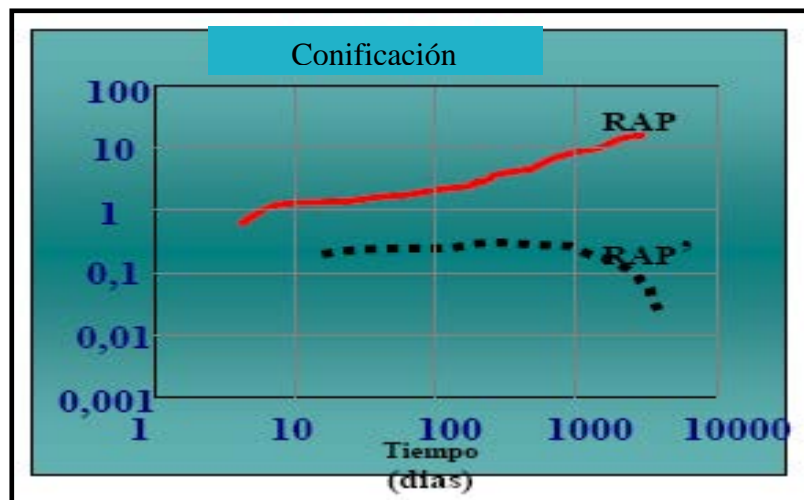


Figura 4.13 Patrón tipo de conificación según Chan ^[14]

IV.2.4.2 Comunicación Mecánica

La comunicación mecánica es causada por condiciones pobres del cemento generalmente por detrás del revestidor. Existen registros ("Cement Bond "o "Ultrasonic pulse-echo") que son capaces de detectar los canales que se forman a través del cemento detrás del revestimiento. En la Figura 4.14 se observa una conificación donde la gráfica muestra el logaritmo de la relación agua petróleo (RAP) y el logaritmo de la derivada (RAP'), donde la RAP' aumenta con el logaritmo del tiempo a partir de un tiempo determinado.

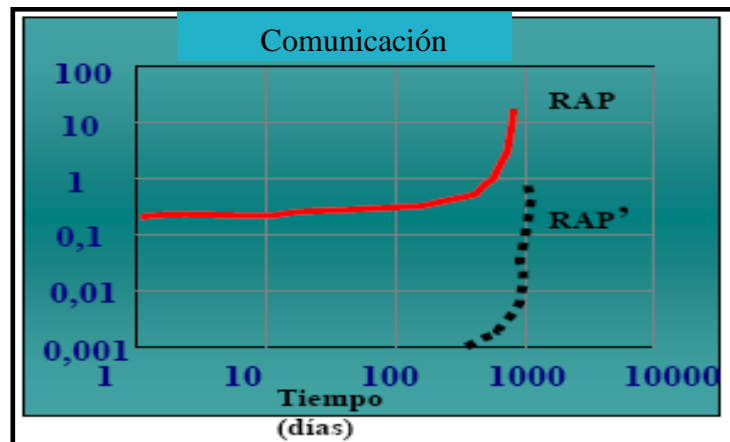


Figura 4.14 Patrón Tipo de comunicación mecánica según Chan ^[14]

IV.2.4.3 Canalización o Adedamiento

La canalización es una consecuencia del flujo preferencial del agua a través de capas de mayor permeabilidad. Puede ser localizado por medio de perfiles de producción. En la Figura 4.15 se observa el comportamiento de canalización, donde ambas curvas aumentan, pero la RAP' en su parte final tiende a disminuir su pendiente.

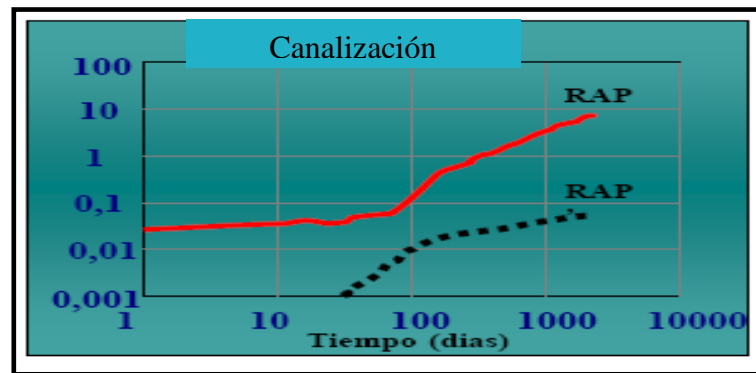


Figura 4.15 Patrón tipo de canalización según Chan ^[14]

IV.2.4.4 Barrido Normal

La Figura 4.16 muestra el comportamiento de un barrido normal del yacimiento por efecto del agua.

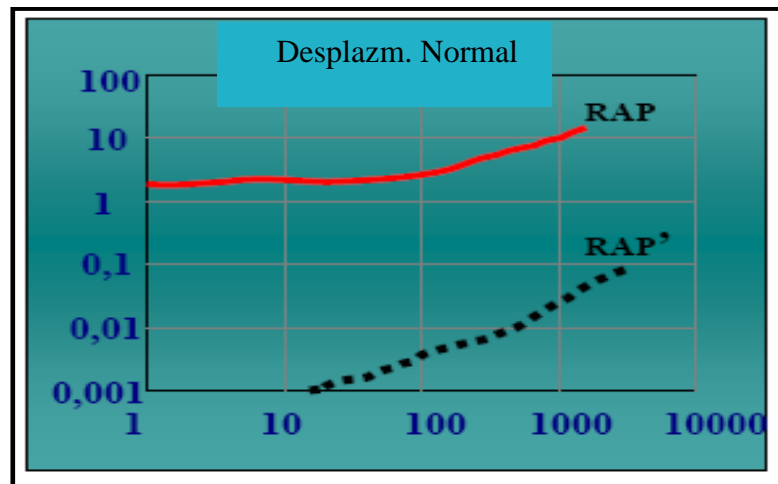


Figura 4.16 Patrón tipo de desplazamiento normal según Chan ^[14]

Para optimizar este tipo de análisis se debe tener una larga historia de producción, donde se pudieran identificar los diferentes mecanismos de producción para los diferentes períodos de tiempo, y así también poder seleccionar algún período de interés especial, además se debe acompañar este análisis de diagnóstico con otros

tipos de análisis, tales como registros de cementación, revisiones geológicas, y procesos de monitoreo, a fin de reforzar las conclusiones que se generen del mismo.

A continuación se presenta una lista de posibles causas en los cambios de producción y/o trabajos que pueden ocasionar un cambio en la historia de producción:

- Declinación de la presión del yacimiento.
- Ajustes en el tamaño del estrangulador o del Levantamiento Artificial.
- Declinación de la producción debido a daños en la formación.
- Cementación forzada.
- Inyección de agua y/o gas.
- Adición o alteración de las perforaciones.
- Estimulación del yacimiento o del pozo.

Esto no solamente se puede llevar a cabo en los pozos en los cuales se tiene conocimiento de la existencia de producción de agua sino también en pozos sin problemas de producción de agua; para esto es conveniente efectuar los siguientes pasos:

- Realizar un seguimiento del comportamiento normal de producción.
- Determinar las declinaciones normales de RAP, RGP, RAG.
- Chequear la tendencia de sus derivadas de RAP.
- Ampliar los gráficos en aquellos períodos que resulten de interés.

Es importante señalar que estos gráficos Log-Log proporcionan gran comprensión y esto puede ser aplicado en toda la vida del pozo o en algún período de inyección además con una historia de rehabilitación detallada del pozo el resultado del análisis proporciona mayor entendimiento del comportamiento de flujo del yacimiento. Además de esto, esta técnica proporciona otras grandes ventajas como son: relacionar los mejores principios de la ingeniería de yacimientos con la práctica. Esta técnica

puede ser utilizada para proyectar un gran número de pozos, generar resultados fundamentales que conducen a reconocer los mecanismos de producción. Se pueden comparar con otros pozos adyacentes, buenos pozos versus pozos con problemas de producción y por arena, además poder seleccionar pozos candidatos para tratamientos de control de agua.

IV.2.5 Método de Luís Ramos ^[14]

Este método fue propuesto como una forma alternativa a las curvas de Chan para distinguir los problemas conificación y canalización, pero basado en el mismo criterio, es un método que ajusta los datos dispersos de la derivada de RAP. Esto se logra, ya que el agua producida acumulada, W_p , está relacionada con el petróleo producido acumulado, N_p . Una derivada de esta función contra N_p genera una función más sencilla de la RAP, que se puede derivar con respecto al tiempo.

Para un período de tiempo, las producciones acumuladas de petróleo y agua son definidas como:

Ecuación 4.1

Ecuación 4.2

Despejando,

Ecuación 4.3

Ecuación 4.4

Ecuación 4.5

Ecuación 4.6

Ecuación 4.7

Integrando la ecuación anterior, da como resultado que la producción de agua acumulada es una función potencial del petróleo producido acumulado. Una derivada de esta función contra N_p resulta una ecuación más sencilla de RAP que puede ser derivada después con respecto al tiempo. Esta aproximación elimina la dispersión del comportamiento de la derivada de la RAP y permite el reconocimiento más fácil del diagrama. El procedimiento siguiente se plantea para distinguir la conificación de agua de la canalización de agua:

1. Graficar el agua acumulada (W_p) contra producción de petróleo acumulada (N_p).
2. Usando el procedimiento de la curva estimada, encontrar una ecuación potencial de W_p como una función de $N_p - N_p(t_{Bt})$. La producción de petróleo a partir del momento de la irrupción de agua $N_p(t_{Bt})$ puede también ser estimado en este paso. El valor puede ser calculado de la ecuación, que ajusta con el más alto valor del coeficiente de correlación,

Ecuación 4.8

Ecuación 4.9

4. Realizar un gráfico de la RAP calculada vs. Tiempo en días a partir del momento de la irrupción de agua, nuevamente hacer un ajuste de tipo potencial y obtener la función RAP ($t-t_{Bt}$), como sigue:

Ecuación 4.10

similares a la del agua de formación, al agua de inyección, al agua de un acuífero cercano o al agua perteneciente a cualquier otra arena.

Por lo cual teniendo la prueba físico-química de las aguas cercanas al pozo se puede inferir la procedencia del agua de producción.

IV.2.7 Secciones Estructurales

Una sección estructural ilustra características estructurales tales como, buzamientos, fallamientos, plegamientos, éstas son preparadas para estudiar problemas relacionados a formaciones del subsuelo, geometría de la falla, y correlaciones en general vistas en un plano vertical. Las secciones estructurales son preparadas a partir de datos de registros de pozos sobre todo de los litológicos, tomando como base los topes de las unidades estratigráficas.

Una sección estructural puede ser realizada en la dirección de más interés para el intérprete (Figura 4.17), puede ser perpendicular, paralela u oblicua al rumbo de la estructura. Esto depende de lo que se quiera resolver, por lo que para realizar una sección del subsuelo en general deben elaborarse primero los mapas estructurales.

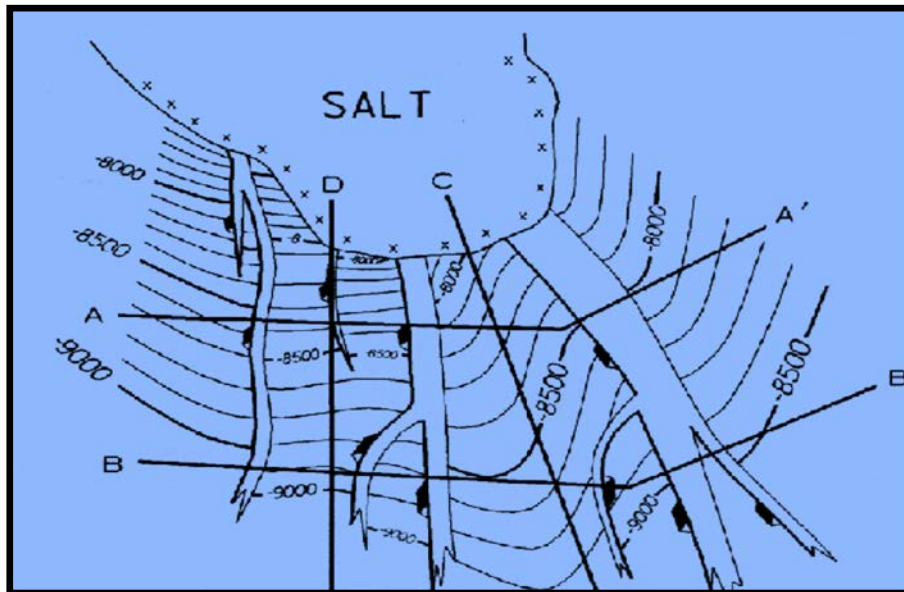


Figura 4.17 Diferentes líneas de corte, de acuerdo al interés del intérprete ^[14]

Las secciones estructurales dan una idea de la estructura del subsuelo, estas se construyen bajando y/o pegando datos de los registros eléctricos (Gr y Resistividad) (Figura 4.18).

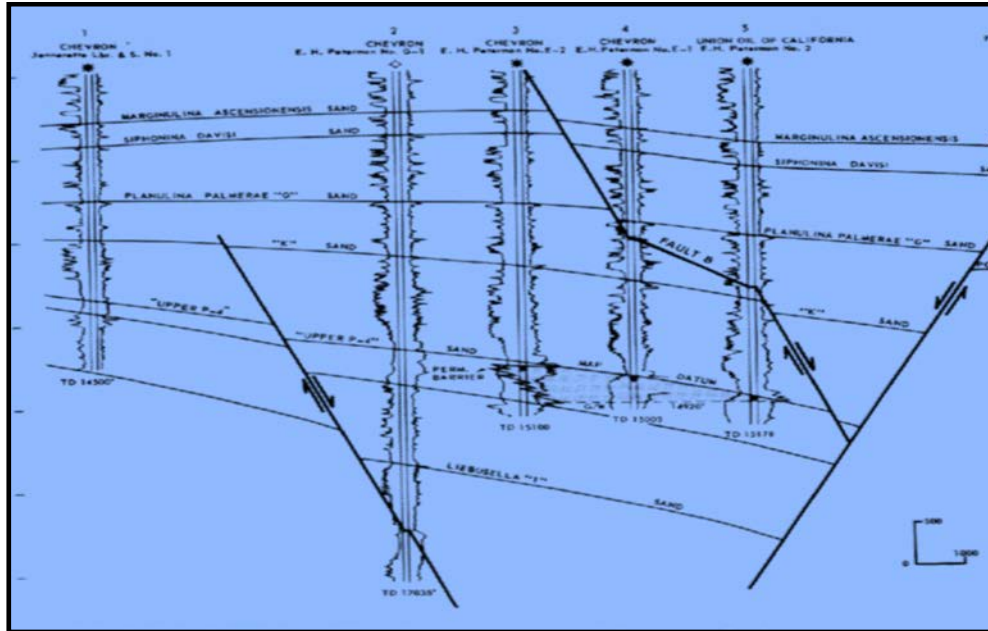


Figura 4.18 Ejemplo de una sección estructural [14]

IV.3 HERRAMIENTAS DE DIAGNOSTICOS UTILIZADAS EN POZOS HORIZONTALES [8]

Para poder obtener un buen diagnóstico de las causas de producción de agua se debe integrar un conjunto de información de diversas fuentes con el objetivo de identificar efectivamente el problema en particular. En el caso de pozos horizontales, la información también incluye la trayectoria del pozo, la geología del yacimiento, la historia de perforación y producción, así como también un análisis del comportamiento de la producción en pozos vecinos.

Para determinar con precisión el punto de entrada del agua en el pozo existen algunas herramientas recientemente desarrolladas, que se enfocan en los registros de producción de última generación y la fibra óptica.

IV.3.1 Registros de Producción de Última Generación

La nueva generación de herramientas de perfilaje fue desarrollada por la necesidad de obtener mediciones más precisas de los perfiles de producción en pozos horizontales y altamente desviados. Esto se debe a que el régimen de flujo en este tipo de pozos varía considerablemente con el ángulo de inclinación, el cual muy frecuentemente se desvía de la horizontal creando una trayectoria sinuosa de valles y domos.

Para ángulos menores a 90° la fase más pesada ocupa gran espacio de la sección transversal del hoyo y fluye más lento, llegando a recircular en algunos casos. Por el contrario, para ángulos mayores a 90° , la fase más pesada se acelera y ocupa una fracción pequeña de la sección transversal. Finalmente, en las secciones horizontales, es decir 90° , las fases segregadas se mueven a la misma velocidad (figura 4.19).

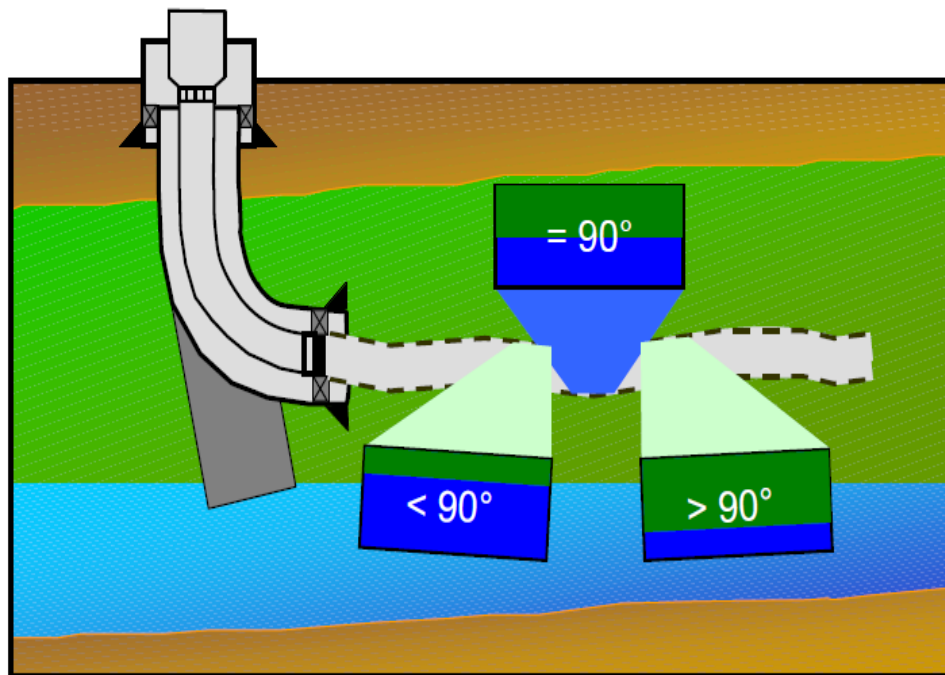


Figura 4.19 Variación del patrón de flujo según el ángulo de desviación del hoyo ^[8]

Adicionalmente, cuando la completación permite el flujo a través del espacio anular entre el pozo y la formación (“concurrent flow”) como es el caso de completaciones con rejillas o forros pre-empacados, una reducción en la velocidad de flujo puede

asociarse a un aumento del área transversal al flujo y por tanto, a la presencia de flujo anular (Figura 4.20).

La estratificación de las fases y el cambio de velocidad a lo largo de la sección transversal al flujo, hacen que la medición con herramientas convencionales, cuyos sensores viajan centralizados, resulte inadecuada.

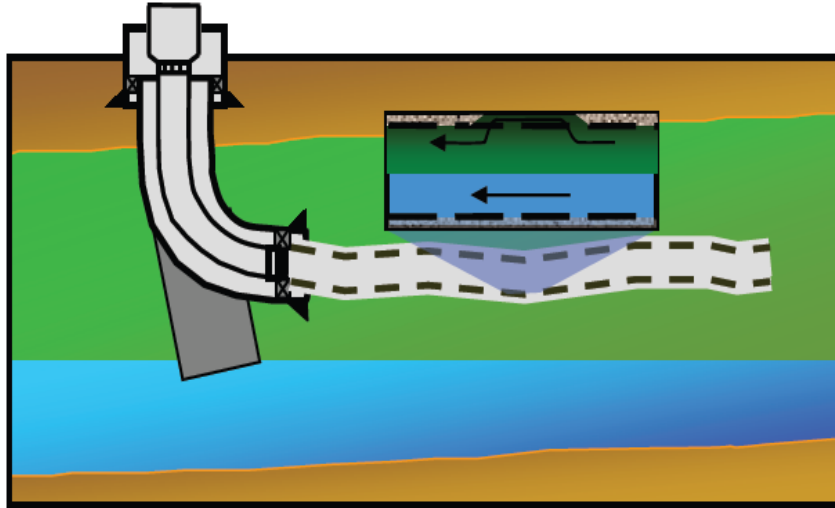


Figura 4.20 Flujo a través del espacio anular forro-formación (“concurrent flow”) ^[8]

Las nuevas herramientas de perfilaje poseen una serie de medidores de velocidad (“spinners”), sensores eléctricos y sensores ópticos dispuestos a lo largo del eje vertical del hoyo que permiten medir la velocidad del flujo y las fracciones de agua, petróleo y gas con mayor precisión en condiciones de flujo estratificado (Figura 4.21).

Al mismo tiempo, esta herramienta mide de forma precisa el tamaño del hoyo y por ende el área transversal al flujo, lo cual es de suma importancia para calcular y poder determinar las tasas de producción. En pozos con completaciones con forros o rejillas pre-empacadas, el perfilaje incluye una medición de calidad de empaque para identificar secciones de posible flujo anular.



Figura 4.21 Configuración de sensores en las nuevas herramientas de perfilaje ^[8].

El perfilaje de producción a lo largo de la sección horizontal requiere del transporte de los sensores por medio de tubería continua o con los llamados “tractores”. La tubería continua permite la inyección de nitrógeno para inducir la producción durante la toma del registro en pozos que no producen de forma natural. Sin embargo, una de las limitaciones es que en tuberías de diámetro pequeño, se puede obstruir el paso del fluido y por lo tanto se alteran las condiciones de influjo normales del pozo, lo cual puede generar un perfil de producción no representativo.

Para evitar las limitaciones arriba descrita, se desarrolló un equipo de perfilaje con guaya fina que incluye un sistema de agarre y deslizamiento con “tractor”, el cual está compuesto por dos o más brazos retráctiles que le permiten mantener el contacto con las paredes del hoyo a medida que un motor lo transporta a lo largo del pozo. Este sistema permite tomar registros de producción en hoyos horizontales en el caso que fluyan naturalmente o mediante levantamiento artificial por gas.

IV.3.2 Fibra óptica ^[8]

Otra de las opciones en la determinación de puntos de entrada de agua en pozos horizontales o altamente desviados, es la utilización de un cable de fibra óptica para monitorear la temperatura a lo largo de la sección horizontal del pozo (Figura 4.22).

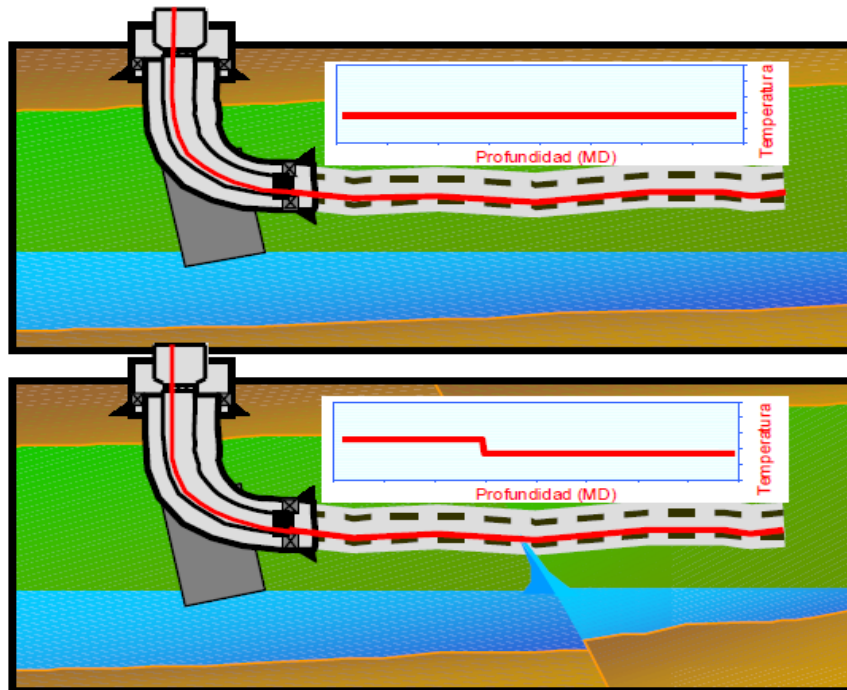


Figura 4.22 Aplicación de la medición continua de temperatura mediante un cable de fibra óptica ^[8]

Esta herramienta conocida como DTS (“Fiber-optic-Distributed Temperature Sensing”) tiene ventajas muy significativas con respecto a sensores de fondo electrónicos puesto que permite una mayor resolución, realizar mediciones cada metro y los datos pueden ser transferidos con más facilidad permitiendo así la toma de decisiones en tiempo real.

Esta herramienta constituye una buena tecnología en el diagnóstico en pozos horizontales o altamente desviados, cuando el agua proviene de un acuífero subyacente debido a la notable diferencia de temperatura entre el petróleo y el agua proveniente del mismo. En otros casos en donde el agua proviene de acuíferos laterales la herramienta no permite la distinción del punto de entrada del agua debido a la similitud entre las temperaturas del agua y el petróleo.

Tabla 4.1 Resumen de los problemas más comunes en pozos

Tipo de problema	Posible causa	Herramientas de diagnóstico
Fugas del revestidor	Huecos en la tubería por corrosión.	<ul style="list-style-type: none"> • Registro de temperatura • Registro de ruido • Registro medidor de flujo • Registro de cementación • Análisis de agua de formación
Conificación	Movimiento de un acuífero, alta tasa de producción.	<ul style="list-style-type: none"> • Registros de densidad • Pruebas de pozo
Canalización	Comunicación con zonas altamente permeables o a través de fracturas	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de núcleo • Análisis de movilidad de los fluidos. • Pruebas de presión.
Mala cementación	Deterioro del cemento, mala cementación primaria.	<ul style="list-style-type: none"> • Registro de cementación. • Registro de imágenes ultrasónicas. • Registro de activación de oxígeno.

CAPITULO V. TECNOLOGIAS PARA REDUCIR, CONTROLAR Y/O ELIMINAR LA ENTRADA DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO

De acuerdo al tipo de problema que se requiera solucionar, existen numerosas tecnologías que se pueden aplicar con determinado rango de aplicación. En términos generales estas tecnologías se pueden agrupar en dos clases: Tecnologías Mecánicas y Tecnologías químicas.

V.1 Tecnologías Mecánicas ^[5,14]

Son aquellas tecnologías empleadas para controlar la entrada de agua al pozo, basados en la incorporación al pozo de equipos mecánicos, ya sea a nivel de superficie o subsuelo, con la finalidad de reducir, controlar o eliminar la producción de agua, tales como: Empacaduras, tapones, separadores de fondo (Hidrociclones), completaciones duales o dobles, perforación de pozos multilaterales. Para estas opciones, generalmente se requieren modificaciones en la completación del pozo, lo cual eleva los costos con respecto a las opciones químicas.

V.1.1 Hidrociclones o “Downhole Oil/Water Separation (DOWS)” ^[14]

El hidrociclón se basa en el empleo de las fuerzas centrifugas y la separación de fluidos de diferente densidad que son inmiscibles, como es el caso del petróleo y el agua. Este dispositivo estático emplea la energía suministrada por la presión, con el fin de efectuar una rápida y eficiente separación de los fluidos, con la presencia de una geometría adecuada, asignada al sistema, como se puede ver en la figura 5.1.

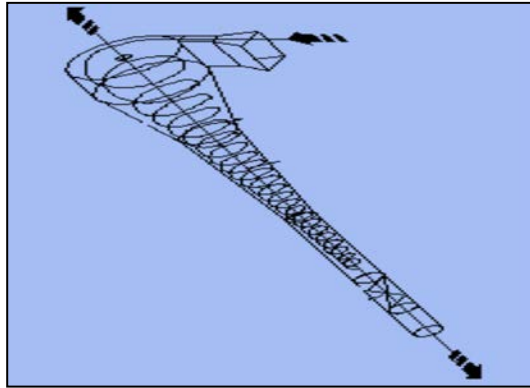


Figura. 5.1 Estructura general del Hidrociclón ^[14]

El principio en el cual se fundamenta la separación de los fluidos, es en la Ley de Stoke, la cual relaciona la fuerza gravitatoria, la diferencia de densidad de los fluidos y su viscosidad para generar la velocidad de corte necesaria para separar los fluidos.

La mezcla de fluidos que sale de las perforaciones es forzada por un motor que sube y entra en la bomba. La bomba toma todo el fluido y lo lleva presurizado a la entrada del Hidrociclón a través de una o más entradas tangenciales, forzando la rotación de los fluidos a través del dispositivo.

La forma cónica del Hidrociclón acelera el flujo de manera helicoidal, en la parte superior del borde, creando una fuerza centrífuga. La fuerza centrífuga causa que los materiales livianos (petróleo, gas libre) migren al centro del hidrociclón, mientras que el material denso (agua, sólidos) es forzado hacia la pared interna. Para el mantenimiento de mayor presión en el flujo de salida que en el de entrada, el petróleo concentrado es forzado a fluir contra la corriente del flujo principal. El resultado es que el petróleo concentrado fluya hacia la parte superior, mientras que la corriente de agua fluya hacia la parte inferior.

El flujo superior, es decir, el petróleo con remanente de agua, fluye a través de la tubería de flujo, concentrándose en la bomba para ser llevado a la superficie. El motor del equipo tiene protectores por arriba y por debajo.

La corriente de agua que fluye hacia la parte inferior, es impulsada por la bomba para ser inyectada a presiones relativamente bajas, en la zona asignada para deposición. Se asume que la inyectividad en la matriz de la roca se puede mantener bajo largo período de tiempo y de esta manera no fracturar la formación. En la figura 5.2 se puede apreciar más claramente ésta descripción.

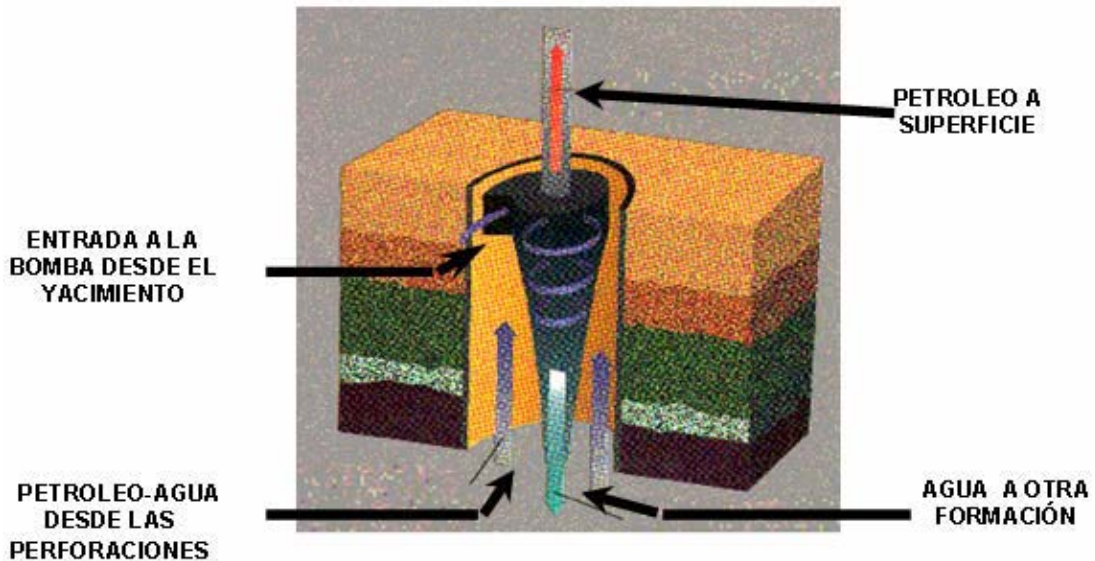


Figura. 5.2 Funcionamiento del hidrociclón ^[14]

La pérdida de fricción entre el fluido y las paredes del Hidrociclón, y con la mezcla de fluido en sí misma, provee la generación de fuerzas centrífugas adecuadas, para que ocurra una rápida separación de las fases.

Por esta razón los separadores de Hidrociclón son usados casi exclusivamente para la separación de mezclas petróleo/agua donde la fase continua o externa sea el agua; esto debido a que la viscosidad del agua es poco afectada por la viscosidad del petróleo, a menos, que el petróleo contenido en la mezcla sea bastante pesado.

Cuando mezclas de petróleo y agua son expuestas a grandes tasas de corte y se tiene contenido de petróleo pesado, se producen emulsiones de gran velocidad, que son extremadamente difíciles de separar y si no imposible, con el empleo del hidrociclón. Típicamente la designación del hidrociclón requiere que el contenido de agua en el petróleo esté aproximadamente entre 25 - 50%, donde la corriente de petróleo a la salida debe ser tan limpia como sea posible.

Existen tres tipos de Hidrociclones usados en el proceso de separación, Hidrociclones de volumen en bruto, deshidratadores y deolificante. Poseen más o menos el mismo diseño pero tiene diferencias operacionales.

V.1.1.1 Requerimientos Generales para el Uso del Hidrociclón ^[14,15]

En general las instalaciones deben estar en buenas condiciones, para que no dificulte la separación de los fluidos, demandando los siguientes requerimientos mínimos:

❖ Propiedades y Características

- Mínima producción de sólidos. Baja corrosión.
- Zona de disposición de agua en el pozo debajo de la entrada de agua.
- Aislamiento entre zona productora y zona de inyección.
- Capacidad de enfriamiento, del motor.

❖ Condiciones de Operación

- Crudo de alta gravedad ($\geq 25^\circ$ API).
- Alto Corte de Agua ($\geq 80\%$).
- Alta temperatura de formación ($\geq 310^\circ$ F).

❖ Tamaño y Capacidad del Hidrociclón

El Hidrociclón tiene la capacidad de manejar presiones que oscilan entre 500-2000 lpc, frente a la zona de agua.

La capacidad del hidrociclón a instalar en el fondo del pozo está en función del diámetro del revestimiento.

En la tabla 5.1, muestra el resumen de la capacidad estimada de flujo manejada por el separador, para el diámetro de los revestimientos en los cuales se puede incorporar la tecnología:

Tabla 5.1 Capacidad del Hidrociclón según diámetro del revestimiento ^[15]

Tamaño del revestimiento	Número total de tubos en el ensamblaje	Volumen de concentrado (BPPD)	Volumen de agua inyectada (BAPD)	Tamaño del hidrociclón
5 ½"	2	150-520	500-4000	4 ½"
7"	5	520-2000	3000-10000	5 ½"
9 5/8"	10	2000-6000	7500-20000	7 5/8"

La capacidad de manejo de fluido del hidrociclón es proporcional a la caída de presión, tanto del fluido de salida superior como inferior. Por tal razón, existe una correlación generada a través de las experiencias de laboratorio y campo, donde se relaciona la variación de presión (ΔP) con las tasas de flujo.

Con esta correlación se puede obtener la tasa de producción de agua (fluido a inyectar) y de petróleo (fluido a superficie) generados para una determinada caída de presión en el separador y de esta forma saber cuánto fluido puede manejar un determinado diseño de hidrociclón.

Dentro de los beneficios del empleo de sistema de completación con Hidrociclón se encuentran:

- Extensión económica de la vida de yacimientos maduros.
- Reducción de riesgo de daños ambientales.
- Se genera recuperación secundaria.

V.1.1.2 Limitaciones de la completación con Hidrociclón ^[15]

Las limitaciones del sistema de separación pueden ser clasificadas en dos categorías básicas, a) por fallas mecánicas y b) por fallas en el proceso.

a) Fallas Mecánicas

- Fallas de las instalaciones.
- En los sellos del equipo.
- Falla en la empaadura, deja de cumplir su función, es decir, aislar la zona productora de la zona de inyección.
- Producción de arena, los sólidos no afectan la separación, en pequeñas cantidades, sin embargo, ellos pueden afectar la inyectividad. Los sólidos pueden tender a migrar y concentrarse en la fase agua.

b) Fallas en el Proceso

- Proceso de separación: cuando el sistema mecánico trabaja apropiadamente las fallas del sistema de fondo generalmente está relacionado con el proceso de separación. Éstos son un número de procesos variables que afectan directamente el proceso de separación. En mucho de los casos, estos procesos variables resultan de la formación de emulsiones que no pueden ser separadas adecuadamente por el hidrociclón, dentro de estas variables se tiene:
 - Velocidad de corte: Cuando es significativa la cantidad de petróleo disperso en el agua, la velocidad de corte puede crear una dispersión del agua en la fase de petróleo, esto puede causar varios efectos indeseables:
 - La densidad de la fase petróleo se incrementa en proporción a la cantidad de agua dispersa en el petróleo; esto dificulta y reduce la capacidad de separación.
 - El volumen efectivo de la fase petróleo puede incrementarse por el volumen de agua disperso en la fase de petróleo.

- Crudo Pesado: La separación de crudo pesado y agua es más difícil por la baja diferencia de densidad entre el petróleo y el agua.
- Sólidos: Los sólidos contribuyen a crear una estabilidad de la emulsión petróleo/agua.
- Liberación de gas: La liberación del gas en la entrada del separador no puede exceder 10% v/v; la liberación de gas es altamente indeseable.

V.1.1.3 Aplicaciones Específicas de campo con Hidrociclón ^[15]

La completación de pozos con hidrociclón puede variar según las necesidades, condiciones del yacimiento y del pozo, de esta manera se emplea en:

➤ **Barrido en Pozos Horizontales**

El hidrociclón puede ser instalado en programas de re-entrada en pozos horizontales. Su habilidad radica en la capacidad que tiene para mantener grandes tasas de corte. Este sistema puede ser empleado si los pozos constan de una zona de disposición para la inyección del agua.

➤ **Inyección Debajo del Horizonte Productor**

Este ha sido el típico desarrollo del sistema de separación a fondo de pozo. En este diseño el agua es inyectada en la zona de deposición, aislada del intervalo productor. El beneficio de este tipo de sistema es la reducción de la energía, costo de disposición e incremento de la producción de petróleo.

➤ **Aplicación de Cono Invertido**

La otra aplicación potencial es reducir la invasión del agua en la zona de petróleo reduciendo la conificación en el yacimiento. El beneficio de este sistema, es la reducción del consumo de energía, reduce la bifurcación viscosa y menor número de pozos para el desarrollo del yacimiento.

➤ **Completaciones Inteligentes**

El Hidrociclón puede ser empleado en completaciones inteligentes, esta condición provee la suficiente instrumentación para controlar los procesos de manera automatizada y predecir el tiempo en el cual existen fallas en el equipo.

V.1.1.4 Selección del Pozo Candidato

➤ Pozos con:

- Alta relación agua/petróleo (RAP).
- Buena integridad mecánica.
- Suficientes reservas remanentes.
- Buena zona de inyección.

➤ No trabaja con crudos pesados.

V.1.1.5 Diseño y Selección del Sistema DOWS

La selección y diseño del Hidrociclón o “Donwhole Oil/Water Separation” (DOWS) se puede dividir en las siguientes tareas:

1. Cálculo de la producción bruta y la presión de admisión de la bomba principal.
2. Decisión del Split volumétrico del DOWS.
3. Cálculo de la presión de descarga de la bomba principal.
4. Dimensionamiento de la bomba principal.
5. Cálculo de la presión del flujo superior del DOWS y dimensionamiento del orificio correspondiente.
6. Cálculo de la presión de admisión de la bomba secundaria (Booster).
7. Dimensionamiento de la bomba secundaria.
8. Cálculo de los kilo-vatios-amperios (KVA) necesarios para operar el sistema.

Se puede decir que el Split volumétrico es un factor clave en el diseño de la instalación. Este término se refiere al corte de agua "deseado" en superficie luego de la instalación del sistema.

V.1.2 Sumidero de Agua o Cono Invertido “Downhole Water Sink (DWS)” ^[14]

“DWS” es un método de completación dual para el control de la conificación en el contacto agua-petróleo. Es una técnica para controlar problemas del agua en pozos productores de petróleo con tendencias fuertes hacia la conificación del agua. La tecnología DWS elimina el agua que impide la producción del hidrocarburo empleando un mecanismo hidrodinámico del control de la conificación "in-situ" en el contacto del agua- petróleo. En el sistema un pozo dual se completa en la zona de petróleo y la zona del agua y las dos completaciones son separadas por un sistema embalador dentro del pozo a la profundidad del contacto del agua-petróleo.

Por otra parte, las completaciones de pozos con DWS o Sumidero de Agua, es una tecnología desarrollada para yacimientos que vienen produciendo con problemas de conificación del agua. Los resultados de pruebas de pozos completados con DWS, muestran que esta tecnología puede controlar la conificación del agua e incrementar la tasa de producción de petróleo simultáneamente.

El principal objetivo del DWS es incrementar la tasa de producción de petróleo y reducir el corte de agua.

La completación con DWS requiere que el pozo productor drene petróleo a través de la zona productora de petróleo y drene agua a través de la zona de agua (acuífero). La tasa de producción de agua es ajustada a la tasa de producción de tal manera que el corte de agua en el tope de la completación sea altamente reducido o enteramente eliminado, estas dos completaciones deben estar separadas por una empacadura. El agua drenada a través de las perforaciones de agua, debajo del contacto agua-petróleo, puede ser producida en superficie o reinyectada en el mismo acuífero o en otra zona de deposición.

El método DWS emplea dos modalidades: Drenaje producción y Drenaje Inyección (ver figura 5.3)

- Drenaje producción
- Drenaje inyección

Drenaje - Producción

Este tipo de completación presenta dos intervalos abiertos a producción, una perforación en el tope de la zona de petróleo y otra perforación por debajo del CAP, separadas por una empacadura y completada con dos (2) sistemas de bombeo electrosumergible. Una bomba electrosumergible productora de petróleo (intervalo superior) y en la zona productora de agua (perforación sumidero de agua), se emplea una empacadura adicional a nivel del intervalo superior.

Drenaje - Inyección

Este tipo de completación viene dada por el empleo de dos empacaduras para separar la zona de producción de petróleo de la zona de producción inyección, consta de dos bombas electrosumergibles, una para la zona de petróleo y otra para la producción y reinyección del agua proveniente del acuífero, en algunos casos también se puede emplear un separador de fondo. Todo este proceso con el fin de evitar la conificación del agua y por ende reducir la producción de agua en superficie.

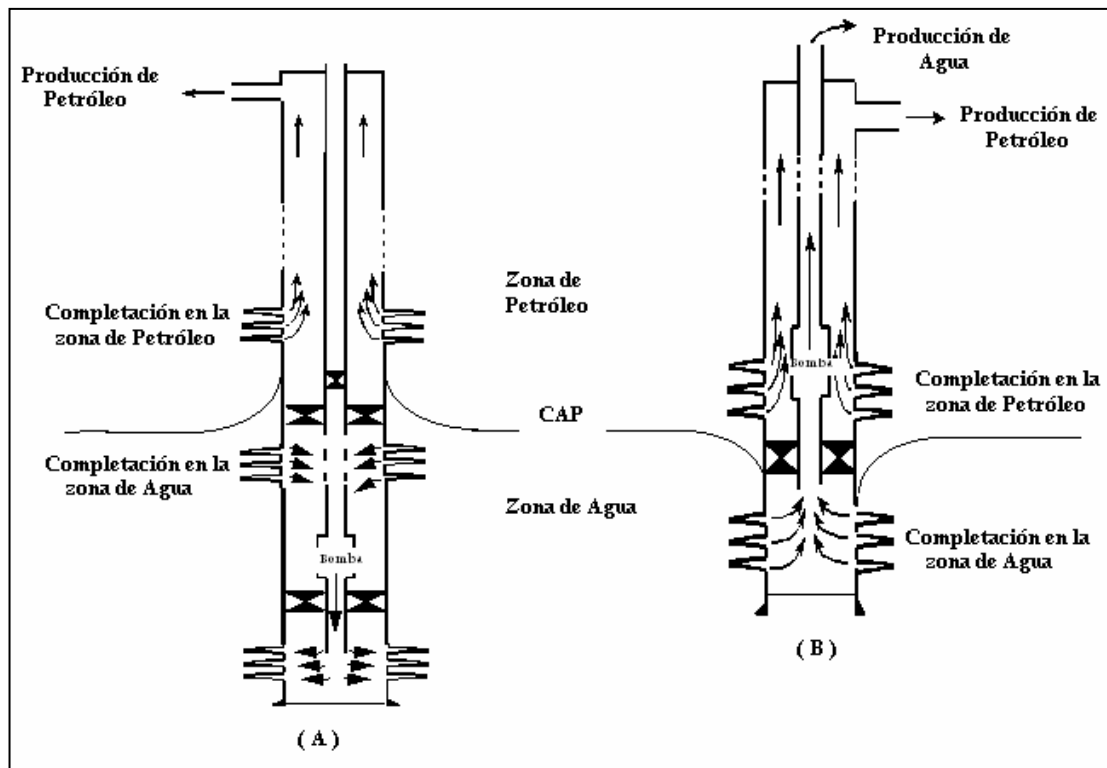


Figura. 5.3 Diagrama esquemático de completación DWS

A) Drenaje-Inyección del agua B) Drenaje-Producción del agua ^[14]

V.1.2.1 Resultados obtenidos del sistema DWS

El sistema de sumidero de fondo ha probado ser factible teóricamente, sin embargo, su implantación requiere de una buena información geológica y debe estar basado en un diseño específico en sitio. Estudios realizados con anterioridad revelan los siguientes aspectos:

1. La tecnología DWS, debería incrementar la tasa de producción de crudo con un mínimo corte de agua. La tasa de bombeo requerida para el agua es muy pequeña, en el orden de pocos galones por minuto.
2. Un monitoreo de fondo continuo de la tasa de bombeo para el agua es esencial en este proceso, particularmente cuando el petróleo es producido a su tasa máxima. Estudios realizados revelan que el margen de error en el control para

la tasa de agua se hace más pequeño con el incremento de las tasas de producción de crudo.

3. La implementación del método requiere extremo cuidado en el diseño de la completación para el pozo, particularmente en la sección de fondo desviada comprometida para la recirculación del agua. Estudios realizados presentan que el problema principal en el diseño es proveer la suficiente salida lateral para la salida de la zona de descarga del agua de recirculación.

V.1.3 Método “Dual Action Pumping System (DAPS)” ^[14]

El sistema de bombeo de acción doble, DAPS, representa una nueva manera para producir hidrocarburos. Este sistema mantiene la segregación gravitacional haciendo ascender al gas por el anular, levantando el crudo y parte del agua por la tubería de producción e inyectando el agua de producción en bruto a través de dos bombas mecánicas de doble admisión.

En la siguiente figura (5.4) se presenta un dibujo esquemático del sistema DAPS.

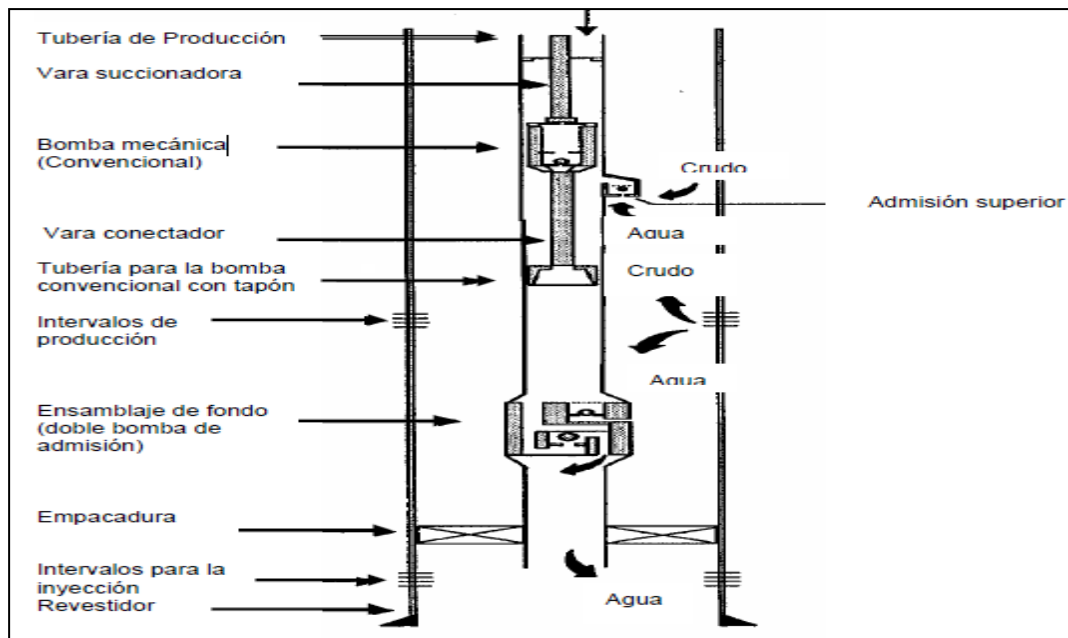


Figura 5.4 Esquema del sistema DAPS ^[14]

V.1.3.1 Beneficios de la tecnología DAPS

Incremento de la producción: Aplicaciones probadas para este tópico indican que una unidad DAPS puede mover un 30% y más de fluido que una unidad convencional.

Ahorro de inversiones: Pozos que son candidatos para grandes equipos de levantamiento, tales como bombas electrosumergibles, pueden ser candidatos para la tecnología DAPS. El costo de convertir un pozo a levantamiento por BES podría justificar un costo menor representado por una unidad DAPS, debido a la eliminación de instalaciones de superficie para el manejo del agua producida, las cuales representan una inversión adicional de capital.

Ambiente: Los beneficios de producir menos volumen de agua parecen estar claros, ya que al no tener que manejar grandes volúmenes de agua de formación en superficie, se evita el uso de químicos tóxicos utilizados en el tratamiento del agua. Además de evitar el riesgo de contaminar afluentes de agua dulce ubicados en zonas someras al momento de la inyección desde superficie para el agua tratada.

V.1.3.2 Limitaciones de la tecnología DAPS

Intervalos múltiples: El más importante requerimiento es la existencia de un intervalo disponible para la reinyección del agua reciclada. El intervalo de inyección debe ser más profundo que las perforaciones realizadas para la producción por un mínimo de diez pies. Debe existir un aislamiento entre la zona productora e inyectora.

Zona de aislamiento: Un contraste común es la integridad del revestidor. Como en cualquier pozo de inyección, el revestidor (y el cemento detrás de éste) deben ser capaces de fijar una empaadura y resistir la presión de inyección. Esto es a menudo un “factor fatal” para pozos viejos los cuales han experimentado fisuras en los revestidores y extensas corrosiones con anterioridad.

Separación de los fluidos: Otro importante factor es la separación agua/petróleo. El pozo debe ser relativamente vertical entre la localización de la válvula superior e inferior para que la separación pueda ocurrir. Los yacimientos de crudos pesados con gravedades API de 10 o menor pueden no ser buenos candidatos. Los pozos que producen emulsiones firmes no son necesariamente malos candidatos. Las emulsiones pueden resultar de la mezcla en la cámara de la bomba.

V.1.4 Tecnología CDCC (completación dual para control de conificación) ^[2,16]

La teoría detrás de esta tecnología es relativamente simple. El cono de agua asciende debido al diferencial de presión causado por la producción de crudo.

Para prevenir esta conificación, debe ser activada una caída de presión hacia abajo del contacto agua/petróleo para mantener el agua fuera de la zona de levantamiento. En la figura 5.5 se observa un esquema de la configuración de dicha tecnología.

Con esta completación, el agua es producida (agua drenada) a una tasa controlada para producir una presión de sumidero igual a la creada por la producción de crudo. El resultado es un contacto de agua/petróleo estable que permite producir crudo libre de agua por el anular e igualmente permite producir agua libre de crudo por la tubería de producción.

En los yacimientos, el agua y el petróleo son naturalmente segregados por gravedad. El propósito de la tecnología CDCC es sostener esta segregación bajo condiciones dinámicas y prever la invasión del agua en la zona de producción de crudo.

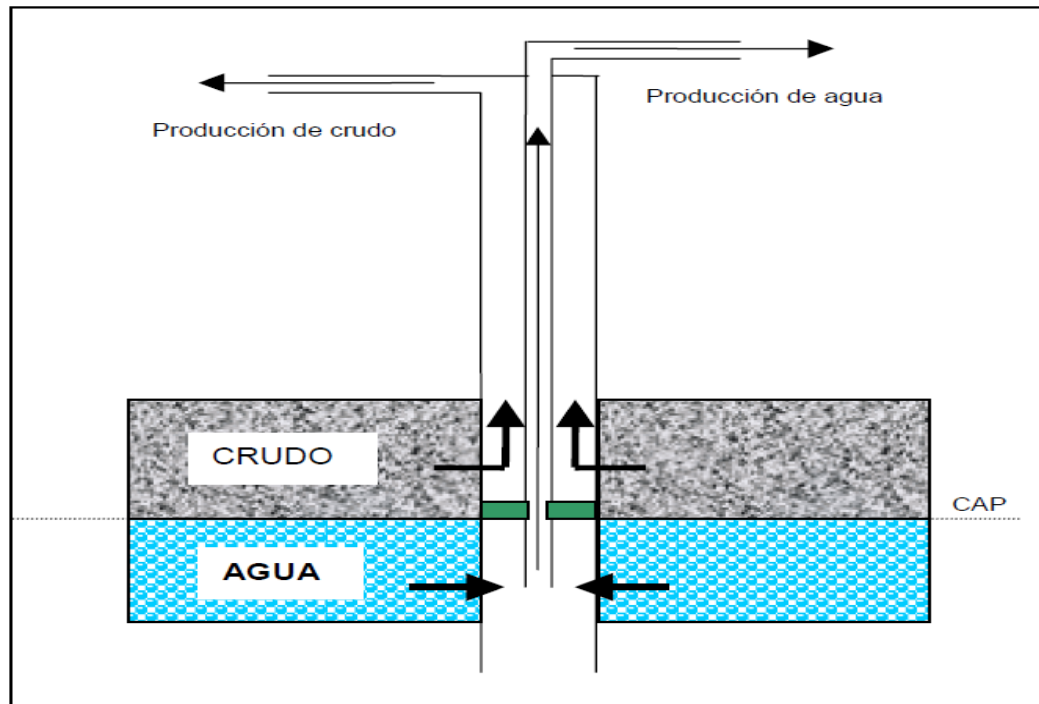


Figura 5.5 Completación básica de la tecnología CDCC ^[2].

Los factores críticos del diseño para este método son la tasa de producción de crudo y la tasa de drenaje para el agua, como también el espaciamiento vertical entre las perforaciones de producción de crudo y las perforaciones para el drenaje del agua. Programas computarizados para el diseño de estos factores han sido desarrollados recientemente.

V.1.4.1 Uso de la Tecnología de Completación Dual (CDCC) en Prueba de Campo

Esta prueba fue realizada en el campo Nebo Hemphill (Norte de Louisiana U.S.A.) el cual posee arenas no consolidadas, con una porosidad promedio de 33% y permeabilidades absolutas en un rango de 2 a 5 D. El crudo de esta formación es de 21 a 24 °API, subsaturado y tiene una viscosidad de 17 cp en condiciones de yacimiento. El agua de formación es de 1.05 de gravedad específica y una viscosidad menor que 1 cp a condiciones de yacimiento.

V.1.4.1.1 Resultados Obtenidos con CDCC

Productividad del nuevo método: Durante las primeras 6 semanas de producción, la tasa de producción de crudo se mantuvo estable entre 35 y 45 barriles normales por día con un porcentaje de 1% de agua y sedimentos con 120 lpc de presión en el revestidor utilizando un estrangulador de 8-5/64". Después de las primeras seis semanas el pozo fue tratado por corrosión. Esta perturbación en el equilibrio causó una caída de presión en el revestidor de 120 lpc a 110 lpc. En subsecuentes tratamientos semanales, la presión del revestidor continuó decreciendo en cada tratamiento, hasta que un corte de agua de 6% fue establecido en la producción de crudo.

Para invertir el cono la tasa de agua fue incrementada a 1700 barriles de agua por día. Después de varias semanas, la presión de revestidor aumento desde 80 hasta 120 lpc y el porcentaje de agua y sedimentos descendió hasta 1%. Esta experiencia comprobó que el contacto agua/petróleo puede ser controlado con esta tecnología.

Variación en la tasa de producción: Eventualmente esto fue decidido para incrementar la productividad. Como la tasa de crudo fue incrementada por encima de la tasa crítica, la tasa de agua también fue incrementada para evitar una conificación.

Logros ambientales: Los resultados presentaron que es posible descargar el agua drenada directamente desde el pozo sin ningún tratamiento para remover hidrocarburos.

V. 1.4.1.2 Experiencia en Venezuela con CDCC

En Venezuela ha sido probada esta tecnología en el área Dación al Oriente del país y en los Estados Apure y Barinas.

En base a estas experiencias, INTEVET considera que existen unas condiciones requeridas para que el uso de esta tecnología tenga éxito:

- Alta relación Kv/Kh.
- Alta permeabilidad (deseable $K > 1$ Darcy).
- Homogeneidad vertical de la K (distribución normal).
- Ubicación del contacto agua/petróleo actual.
- Se requiere un tamaño de casing mayor ó igual a 7" para instalación de doble Bomba Electro Sumergible (BES).
- Tiene que existir excelente integridad del cemento por detrás del revestidor.
- Espesor de arena mayor de 40 pies.
- Baja RGP (que no entren bolsas de gas al equipo BES).

V.2 Tecnologías Químicas ^[7,17]

En operaciones de recuperación de petróleo, diferentes tipos de procesos han sido propuestos para reducir la canalización de fluidos, ya sea en las cercanías del pozo o a nivel matricial a través de fracturas y canales de alta permeabilidad en los yacimientos. El método más comúnmente utilizado para sellar los fluidos en el pozo es el cemento y en cuanto al yacimiento los polímeros entrecruzados u otro tipo de geles. Sin embargo, también han sido propuestos los procesos con espumas, emulsiones, sólidos suspendidos, microorganismos y precipitados.

De esta forma dichos métodos se clasifican de acuerdo a su acción en el medio poroso en sellantes y no sellantes.

V.2.1. Métodos Sellantes

Un químico sellante es aquel que al ser inyectado dentro de una zona de interés, logra bloquearla. Estos tratamientos son usados para sellar la producción de todos los fluidos en la zona tratada.

A pesar de que estos métodos deberían reducir la canalización a través de zonas de alta permeabilidad, sin dañar las zonas productivas, muchas veces estos agentes

penetran en las zonas de baja permeabilidad y en las zonas productoras, pudiendo afectar la producción de petróleo.

La efectividad en la reducción de la capacidad de flujo de cierta zona, depende al menos de tres factores:

- La distancia de penetración del agente sellante.
- La reducción de permeabilidad provista por el agente sellante.
- La geometría de flujo.

V.2.1.1 Cemento

El cemento es uno de los métodos más frecuentemente usado para bloqueo de zonas ofensivas, debido principalmente a su bajo costo y a su alta consistencia.

Las operaciones que involucran el uso de cemento para controlar la entrada de agua de pozos productores de hidrocarburo, se denominan cementación forzada y tapón de cemento.

Cementación Forzada: Consiste en forzar una lechada de cemento en un punto específico del pozo, a una presión suficiente para que produzca deshidratación, promoviendo la entrada de la fase líquida de la lechada hacia la formación, formando un resistente revoque de cemento que al endurecerse es capaz de sellar los espacios vacíos en la cara de la formación y tubería revestidora.

La tasa de deshidratación del cemento es controlada por medio de la presión de inyección, la pérdida de filtrado y la permeabilidad de la formación.

La cementación forzada puede ser aplicada durante operaciones de perforación, completación o reparación del pozo con el objeto de reparar problemas en la cementación primaria deficiente, aislamiento de intervalos y reparación de problemas en la tubería revestidora.

Entre los factores que afectan el éxito de una operación de cementación forzada, se encuentran: la temperatura, la permeabilidad de la formación, presión de inyección, problema a corregir, aditivos de la lechada, técnica de aplicación, tiempo de fraguado y otros.

Tapón de Cemento: Consiste en colocar una lechada de cemento dentro del pozo para crear un sello sólido o tapón dentro de la tubería en cualquier momento en la vida del pozo, ya sea para abandonarlo, aislamiento de zonas y/o en la perforación de pozos direccionales.

V.2.1.2 Partículas ^[2,17]

Este método ha sido propuesto como agente sellante y tiene su esencia en la relación entre el tamaño de la partícula y el tamaño de los poros de las zonas de interés. El concepto es que la suspensión de partículas podría penetrar en una zona de alta permeabilidad (donde se encuentra el agua), mientras las partículas son removidas por filtración en la cara de la formación de zonas menos permeables (donde se encuentra el petróleo). Para ello debe cumplirse que las partículas sean lo suficientemente pequeñas para penetrar libremente en las zonas de mayor permeabilidad y los suficientemente grandes como para formar un revoque en la superficie de la roca de las zonas menos permeables y la distribución del tamaño de las partículas debe ser lo suficientemente angosta.

La habilidad de las partículas para penetrar en un medio poroso, también depende de la influencia de la velocidad de flujo, concentración de las partículas y la superficie química de las partículas en el medio poroso.

Es muy difícil tener una distribución de tamaños de partículas adecuada para que se pueda producir un sello efectivo en la zona a tratar, sin dañar a la zona productora, ya que el principio sellante está directamente relacionado con la relación entre el tamaño de la partícula y el de la garganta de poro. Por ejemplo, si las partículas son lo suficientemente pequeñas como para poder introducirse y fluir a través de los poros

de la zona tratada (mayor permeabilidad), no pueden realizar un sello efectivo por sí solas.

V.2.1.3 Precipitados ^[2,17]

Típicamente, estos procesos envuelven la formación de un agente sellante in situ mezclando dos soluciones químicas incompatibles en la formación que reaccionan provocando precipitados que taponan los poros de la roca, reduciendo la permeabilidad absoluta de la misma.

Esta técnica por sí sola no permite ningún tipo de selectividad, es decir, puede bloquear las zonas de petróleo si no son protegidas durante la operación.

Igualmente, la literatura recomienda el uso de químicos disueltos en petróleo que precipiten en presencia de agua para taponar las zonas de alta saturación de agua y no las de petróleo. Sin embargo, esta técnica necesita de estudios y experimentación en campo.

V.2.1.4 Emulsiones

Las emulsiones ya sea de petróleo en agua o agua en petróleo, no poseen mejores ventajas de colocación o reducción de permeabilidad sobre los geles. Para emulsiones concentradas, la conducta en el medio poroso puede ser descrita usando conceptos de permeabilidad relativa. Por lo tanto las propiedades de colocación de las emulsiones son similares a la de los geles.

Las emulsiones concentradas proveen muy bajos valores de reducción de permeabilidad.

En resumen, los investigadores han llegado a la conclusión de que las emulsiones o combinaciones de emulsión/gel no mostrarán un mejor desarrollo que los geles como agentes sellantes, particularmente en las áreas de características de colocación y propiedades de reducción de permeabilidad.

V.2.2 Métodos No Sellantes ^[2,18]

Los agentes no sellantes son aquellos que una vez introducidos en la formación, deberían tener las propiedades químicas y físicas para ayudar a reducir el flujo de agua en la zona tratada, disminuyendo la entrada de agua al pozo, en mayor grado que al petróleo.

V.2.2.1 Polímeros

Los polímeros solubles en agua pueden ser adsorbidos dentro de la superficie del medio poroso y reducir selectivamente la permeabilidad al agua. El mecanismo de selectiva reducción de permeabilidad ha sido objeto de numerosos estudios y varias hipótesis han sido presentadas.

Las principales ventajas de estos tratamientos son:

- Bajo costo: la química es usada en cantidades limitadas y el tratamiento no requiere aislamiento de la zona.
- Bajo riesgo: los riesgos son limitados debido a que el polímero es capaz de reducir la permeabilidad al agua sin taponar la formación.
- Bajo impacto ambiental.

V.2.3 Geles ^[2,18]

El uso de sistemas gelificantes poliméricos (geles), es la técnica usada con mayor frecuencia para controlar los problemas de alta producción de agua.

Algunas de las características que ha llevado a la extensión de su uso son: fácil aplicación, control del tiempo de gelificación, habilidad para penetrar en la matriz porosa y posibilidad de fácil remoción. Adicionalmente, muchos de ellos han mostrado comportamiento de reducción selectiva de permeabilidad al agua, sin afectar significativamente la permeabilidad al petróleo, lo que ha hecho atractivo su uso en zonas productoras en donde las zonas de petróleo no pueden ser aisladas al momento del tratamiento.

V.2.3.1 Definición de Gel

Los geles poliméricos se forman a partir de una solución acuosa que contiene un polímero base y un entrecruzador orgánico y/o inorgánico. Esta solución acuosa reacciona químicamente a una temperatura determinada formando una red polimérica entrecruzada con una estructura tridimensional que atrapa el agua en su interior, como se aprecia en la figura 5.6.

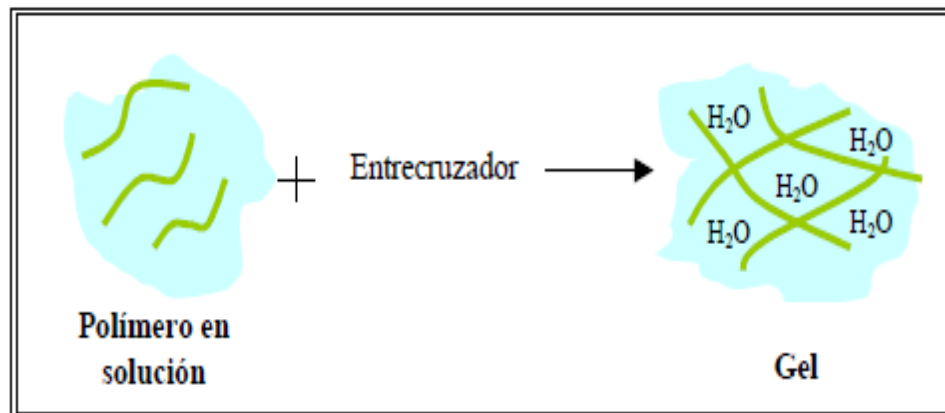


Figura 5.6 Esquema de la reacción de gelificación ^[2]

El proceso en campo consiste en inyectar una mezcla del polímero y entrecruzadores (“crosslinker”) disueltos en agua, y la reacción de gelificación ocurre dentro del yacimiento por efecto de la temperatura.

V.2.3.2 Tipos de Geles

- Geles sellantes
- Geles no sellantes

En la siguiente tabla (5.2) se muestra algunos ejemplos de tipos de geles.

Tabla 5.2 Tipos de geles ^[20].

Industria	Tipos de geles			
	SELLANTES			NO SELLANTES “Efecto DPR”
	Inorgánicos	Orgánicos		
Monómero Polimerizable		Polímeros Entrecruzados		
Halliburton	Flo-chek [®]	PermSeal [®]	H ₂ Zero [®]	X
	Injectrol [®]			
Dowell	X	X	Maraseal [®]	Marcit [™]
PDVSA	X	X	Multigel [®]	Multigel [®]
UNOCAL		X	Unogel	Unogel

V.2.3.2.1 Geles Sellantes

Los geles de este tipo son llamados también geles rígidos o pre-geles, los cuales poseen la capacidad de restringir o bloquear el flujo de cualquier fluido hacia el pozo. Su mayor ventaja es la de poder alcanzar o penetrar los espacios porosos más pequeños, tales como: finos canales detrás de la tubería, fisuras y pequeñas fracturas. Por lo tanto son capaces de realizar un aislamiento más eficiente que otros métodos químicos.

El uso de este tipo de gel eliminaría la necesidad de proteger zonas productoras durante la reparación de la cementación y ayudaría a crear un sello más eficiente en sistemas fracturados ofensivos minimizando el riesgo de daño al medio poroso por invasión, debido a que son diseñados para que al momento de llegar a la zona de interés se encuentren con una alta viscosidad, evitándose así su penetración en la

formación (mientras menor sea el espesor de los canales, mayor será la calidad del sello creado.)

Comúnmente los geles sellantes son utilizados para modificar el perfil de producción o inyección en pozos completados en yacimientos altamente heterogéneos, mediante el bloqueo de zonas ofensoras y/o ladronas.

V.2.3.2.2 Geles no Sellantes

Los geles no sellantes, tienen como característica más relevante la capacidad de disminuir la permeabilidad relativa al agua en una mayor proporción que la permeabilidad relativa al petróleo, esto se conoce como efecto DPR, por sus siglas en ingles “Disproportionate Permeability Reduction”. Estos geles se denominan también geles selectivos o geles con efecto DPR.

La diferencia entre los tipos de geles radica en su formulación, es decir, los geles sellantes poseen una mayor concentración de polímero y entrecruzador que los geles selectivos, estos últimos tienden a presentar menor consistencia, mayor fluidez y elasticidad.

No obstante, la formulación no es el único factor que determina el grado de bloqueo de los geles, las características de la formación y las condiciones operacionales con las que se aplique el tratamiento, también tienen influencia en el comportamiento del gel en el medio poroso, como se verá más adelante.

A continuación se describen diferentes tecnologías químicas desarrolladas por varias compañías de la industria petrolera:

V.2.3.3 Multigel®^[19]

Multigel® es la tecnología de geles desarrollada por PDVSA Intevet para controlar, disminuir o eliminar la excesiva entrada de agua en pozos productores de petróleo.

Tipos de formulaciones:

- MULTIGEL UHT: Recomendado para yacimientos con temperatura entre 260-320 °F
- MULTIGEL HT: Recomendado para yacimientos con temperatura entre 230-302 °F
- MULTIGEL LT: Recomendado para yacimientos con temperatura entre 158-230 °F
- MULTIGEL ULT: Recomendado para yacimientos con temperatura entre 130-170 °F

V.2.3.4 MarcitTM [20]

La tecnología MarcitTM fue desarrollada por la compañía Marathon con el objetivo de poder bloquear fracturas y arenas con altas permeabilidades que conducen el agua preferencialmente tanto en pozos productores como inyectores.

Esta tecnología, ha constituido un gran avance en el campo de las tecnologías químicas.

MarcitTM ofrece mejoras significativas sobre las primeras tecnologías desarrolladas en su clase. Primero, el entrecruzador “crosslinker” no representa riesgo para el personal que manipula este producto en el campo; segundo, los geles son muy robustos, capaces de formarse en condiciones de reservorios extremas, tales como altas concentraciones de H₂S, CO₂, sólidos disueltos, y temperaturas moderadas (< 220 °F), y tercero, la mezcla y aplicación de estos productos (polímero & entrecruzador) en el campo, es directa y no requiere la tediosa y complicada labor que antes requería.

En el caso de pozos productores con empuje natural de agua, se ha demostrado con más de 200 casos en el campo, que responden particularmente bien a las tecnologías de “water shut-off”, reduciendo el corte de agua y bajando los niveles de fluido, permitiendo una mejora en la producción de petróleo.

La tecnología MarcitTM consiste en un gel formulado con un polímero aniónico de peso molecular medio, diseñado para reducir el flujo de agua en formaciones

fracturadas o con permeabilidades elevadas (>750 mD). Marcit™ reduce la permeabilidad en casos de:

- Conificación del agua.
- Fracturas y canales conectadas a un acuífero de fondo activo.

Una vez que se produce la gelificación en sitio, la entrada de flujo de agua al pozo se reduce generalmente a menos del 25% de las tasas de producción previas al tratamiento. Esta reducción en la permeabilidad al agua incrementa la permeabilidad al petróleo y permite que el petróleo circule con mayor facilidad desde la roca matriz hacia el pozo. Los beneficios sobre los costos operativos son muchos, lo que incluye una menor cantidad de agua en superficie; el posible reemplazo de costosas bombas electro-sumergibles por bombas de varilla; una mayor producción de petróleo debido a una mejor extracción del reservorio y menos reparaciones al pozo.

V.2.3.5 Unogel ^[20]

Los reservorios con temperaturas extremadamente elevadas (> 220 °F) dificultan la inyección de un gel convencional, debido a que las altas temperaturas ayudan a formar prematuramente el gel y hacen que la colocación de grandes volúmenes resulte difícil de realizar. Ahora bien, existe la tecnología Unogel, desarrollada por UNOCAL la cual permite colocar el gel en formaciones con estas condiciones de temperatura. Unogel emplea un sistema de reticulación orgánica especial que forma el gel con mayor lentitud a temperaturas elevadas. De hecho, el sistema se forma tan lentamente que a temperatura ambiente la gelificación no se producirá. A temperaturas elevadas, los geles se forman a una velocidad lo suficientemente lenta como para permitir la colocación de grandes volúmenes en la formación. Es importante resaltar que mediante el uso de Unogel con poliacrilamidas regulares parcialmente hidrolizadas, ahora es posible tratar reservorios de hasta 300 °F, incluso este límite de temperatura puede ser mayor si se trabaja con polímeros especiales.

V.2.3.6 Maraseal® ^[20]

El gel Maraseal® está formulado con altas concentraciones de un polímero aniónico ^z

- Falta de adherencia del cemento (mala cementación).
- Perforaciones en la zona de agua.

A diferencia de las inyecciones de cemento, Maraseal® penetra en los poros de la matriz y en las fracturas más pequeñas hasta cerrar por completo el flujo de líquido en el intervalo tratado, reduciendo la permeabilidad. El gel forma un compuesto similar a una goma, que resulta estable en las condiciones más severas de la formación. Se ha demostrado que Maraseal® es lo suficientemente fuerte como para resistir presiones diferenciales superiores a 2.000 lpc (13.790 kPa).

El gel Maraseal® puede mezclarse y colocarse con camiones normales para el bombeo de químicos y aditivos en el campo petrolero. TIORCO diseña el tratamiento y proporciona los químicos WATER-CUT adecuados, teniendo en cuenta las características individuales del pozo, la temperatura del reservorio y el tiempo deseado del gel. El tamaño de los tratamientos típicos varía de 1 a 6 BBL por pie (0,5 a 3 m³ por metro) de intervalo perforado. Para el cierre completo de una zona, el gel debe ser diseñado para penetrar de 3 a 10 pies (1 a 3 metros) en la roca matriz. Maraseal® muestra una estabilidad y duración comprobada, pudiéndose colocar en presencia de H₂S, CO² y en una amplia variedad de entornos de pH. Se dispone de dos versiones del sistema de gel, para aplicaciones en bajas temperaturas, menores a 141 °F (61 °C), y altas temperaturas, 141 °F a 260 °F (61 °C a 127 °C). El tiempo de acción del gel se puede adaptar fácilmente para cumplir con las condiciones exactas del pozo y controlar el tiempo de gelificación.

V.2.3.7 Ventajas y Desventajas de los Sistemas Gelificantes Poliméricos ^[18]

Entre las principales ventajas se tiene:

- Fácil aplicación.
- Tiempos de gelificación controlables (ciertos sistemas).

- Habilidad para penetrar a gran profundidad la matriz porosa de las formaciones.
- Fácil remoción por medios químicos (ciertos sistemas).
- Se pueden aplicar en zonas productoras en las que no puede realizarse aislamiento mecánico.
- Permite corregir problemas matriciales y de fracturas.
- Permiten reducir en mayor proporción la permeabilidad al agua que al petróleo (efecto DPR).
- Pueden ser utilizados en el tratamiento selectivo de zonas ofensoras.

Por otra parte, las desventajas más relevantes son:

- Pueden degradarse a altas temperaturas.
- Es necesario conocer la geología de la formación en la cual se va aplicar el gel, para evitar que los fluidos inyectados penetren zonas no deseadas.
- Se debe conocer el tiempo de gelificación del gel, para evitar que la solución gelifique en la tubería del pozo sin penetrar la zona objetivo.
- Su manipulación debe realizarse con el equipo adecuado (mascarillas, guantes, lentes, entre otros), debido a que algunos de sus componentes pueden ser tóxicos o irritantes.
- En muchos casos es necesario disponer de varios sistemas gelificantes, dependiendo de las condiciones de temperatura del yacimiento, así como de las propiedades petrofísicas como la permeabilidad.
- En casos de “flujo cruzado” (comunicación entre dos o más yacimientos dentro del pozo), es recomendable estudiar la posibilidad de aplicar otra tecnología, debido a que el empleo de geles puede ser riesgoso o poco efectivo.
- Posible pérdida de productividad por bloqueo de zonas productoras, aun cuando el gel tienda a ser no-sellante o con efecto DPR.

- La absorción y filtración de los componentes de la solución gelificante en el medio poroso, puede afectar el comportamiento del gel.

V.2.3.8 Ventana de Aplicación de los Sistemas Gelificantes Poliméricos

Basado en la revisión bibliográfica y análisis de las experiencias de campo a nivel mundial, se recomienda el uso de sistemas gelificantes para controlar, disminuir y/o eliminar la entrada de agua, en pozos que tengan algunos de los siguientes problemas.

- Canales detrás del revestidor.
- Fugas en el revestidor, tubería de producción o empacadura.
- Canalización matricial sin flujo cruzado (flujo radial).
- Fracturas o fisuras desde una zona de agua.
- Comunicación entre inyector y productor por fracturas o fallas abiertas.

Por el contrario, los problemas que no pueden ser tratados con estos sistemas, debido principalmente al riesgo de perder productividad o reducir drásticamente la producción de petróleo del pozo como consecuencia del tipo de flujo en las adyacencias de este son:

- Conificación.
- Canalización matricial con flujo cruzado.
- Barrido areal deficiente.
- Segregación gravitacional.

Las aplicaciones aquí indicadas se refieren a los tipos de problemas en los que históricamente los sistemas gelificantes han resultado exitosos. Sin embargo, en lo referente al rango de aplicación, es conveniente señalar bajo cuáles otros criterios se limitan la aplicación de los geles. Así, entre los que se deban mencionar están los siguientes:

- Aplicables en yacimientos con cualquier litología y mineralogía.
- Son poco sensibles a interferencias químicas, especialmente de H_2S y CO_2 .
- Son aplicables en medios con amplio rango de pH (<2.0 - 12.5).
- Aplicables en medios con amplio rango de temperatura (<40°F – 300°F).

V.2.3.9 Tipos de polímeros Usados en la Formación de Geles ^[2]

Debido a que las características del gel dependen mucho de la naturaleza química de los componentes y de las condiciones en la que será inyectado, se han llevado a cabo numerosos desarrollos con formulaciones químicas muy variadas, en la búsqueda de obtener geles estables y de buena calidad, flexibles en cuanto a lograr varios tiempos de gelificación, de fácil manejo y costos razonables.

Los dos tipos de polímeros más comúnmente utilizados son: las poliacrilamidas y los biopolímeros o polisacáridos. Dentro de los agentes entrecruzantes (“crosslinker”) se encuentran los inorgánicos, basados en sales de complejos de metales como el Cr_{+3} y el Al_{+3} . El sistema inicialmente utilizado fue a base de dicromato (Cromo VI), pero debido al carácter carcinogénico del Cromo VI, este sistema ha sido sustituido por complejos de Cromo III como el acetato y el propianato de Cromo y entre los orgánicos más comúnmente usados son los geles de fenol-formaldehído.

V.2.3.10 Factores Críticos para la Formulación de un Gel ^[18]

La mayor parte de estos factores, son evaluados en el laboratorio a través de pruebas de botella, y tienen como objetivo caracterizar una determinada formulación de gel y establecer su comportamiento fuera del medio poroso, permitiendo descartar fácilmente sistemas deficientes.

Los factores críticos, características o propiedades de mayor importancia para la formulación de un gel son:

V.2.3.10.1 Tiempo de gelificación

Es el tiempo que tarda la mezcla gelificante (polímero + entrecruzador) en formar el gel, es decir, hacerse viscosa a las condiciones prevalecientes en la formación.

El tiempo de gelificación depende fundamentalmente de la temperatura y el pH de la formación, ya que a medida que la temperatura aumenta el tiempo de formación del gel se ve reducido, mientras que la relación con el pH varía de acuerdo a la naturaleza de los componentes del gel. Tomando en cuenta estas condiciones, el tiempo de gelificación se distingue en dos tiempos importantes:

- **Tiempo de Gelificación Inicial:** Tiempo al que la mezcla comienza a volverse altamente viscosa, estableciendo cuál es el máximo volumen de gel que puede ser inyectado en la formación a una tasa dada, sin correr el riesgo de gelificación en la tubería.
- **Tiempo de Gelificación Final o de Máxima consistencia:** Es el tiempo que le toma al gel alcanzar su máxima fuerza o resistencia, y establece el tiempo de cierre del pozo después de la inyección y antes de su puesta a producción.

V.2.3.10.2 Consistencia o Fuerza de gel

Se refiere a la dureza, elasticidad y movilidad del gel. Estas características están relacionadas con la capacidad del gel para reducir el paso de fluidos a través de la formación y es directamente proporcional a la concentración de polímero y entrecruzador (“crosslinker”) en la solución gelificante. Mientras más rígido es el sistema, la reducción al paso de los fluidos tiende a ser más pronunciada.

La reología dinámica es una efectiva herramienta para determinar cuantitativamente la consistencia de los geles, para así establecer correlaciones en función del comportamiento de diferentes sistemas gelificantes.

Por otra parte, una baja fuerza de gel fuera del medio poroso no puede tomarse como definitivo en cuanto a la estabilidad que ese gel tendrá dentro de la matriz a los

diferenciales de presión a los que será expuesto, ya que el factor de adhesión a la roca puede jugar un papel importante; por esta razón, la evaluación de la estabilidad del gel a los diferenciales de presión dentro de una matriz rocosa en particular, es un parámetro importante a evaluar, especialmente si se sabe que el gel estará sometido a altos diferenciales de presión.

V.2.3.10.3 Durabilidad

Se relaciona a la estabilidad del gel en función del tiempo a las condiciones de temperatura y presión especificadas para el trabajo, principalmente en cuanto a la consistencia y la sinéresis, que es la expulsión del agua atrapada dentro de la red de polímero. Sin embargo, un estudio muestra que la sinéresis no parece tener importancia en el comportamiento de los geles.

V.2.3.10.4 Efecto de la Salinidad del Agua de Preparación

Es el efecto causado por los iones monovalentes y bivalentes presentes en el agua de preparación de los geles sobre el tiempo de gelificación y la consistencia de éste, por lo que una evaluación con el agua de preparación y la del yacimiento permitiría una mejor selección de la formulación, y se determinará si un ajuste es necesario.

V.2.3.10.5 Comportamiento en el Medio Poroso

Es la capacidad del gel para modificar la permeabilidad a los fluidos presentes en la formación, así como la estabilidad del gel en el tiempo después de pasar por los poros interconectados. Este comportamiento permite conocer si el gel tendrá la capacidad de reducir preferiblemente la permeabilidad al agua sin afectar significativamente la del petróleo (efecto DPR) o si por el contrario, bloquea todos los fluidos de la formación.

La forma más usada para medir y expresar la capacidad de un gel para reducir la permeabilidad relativa de las fases presentes en el medio poroso, es a través del llamado factor de resistencia residual (RRF, del inglés Residual Resistance Factor).

V.2.3.10.5.1 Factor de Resistencia Residual (RRF)

Es una medida de la reducción de la permeabilidad a un fluido, ya sea agua o petróleo, lograda luego de aplicar un tratamiento con gel. Se define como la relación entre la movilidad de un fluido antes y después del tratamiento.

Matemáticamente esto es:

Ecuación 5.1

Ecuación 5.2

El factor de resistencia residual tanto para el agua como para el petróleo, son evaluados mediante pruebas de laboratorio en muestras de núcleos denominados “pruebas de desplazamiento”.

Pruebas de Desplazamiento

Estas pruebas tienen como objetivo evaluar el comportamiento del gel en el medio poroso a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en la formación. Estas pruebas pueden ser estáticas o dinámicas. Las pruebas estáticas involucran el estudio de un gel en contacto con una muestra de roca sin que exista movimiento de fluidos, es decir, no ocurre desplazamiento de fluidos dentro del medio poroso que pueda afectar las condiciones de saturación de la roca utilizada, dando una idea preliminar de cómo es el proceso de gelificación en un medio poroso.

Las pruebas dinámicas por su parte, involucran el desplazamiento de fluidos dentro del medio poroso utilizado, lo cual implica posibles variaciones de las condiciones de saturación de la roca (dependiendo de los diferenciales de presión aplicados durante la prueba). Estos diferenciales permitirán a su vez, determinar permeabilidades efectivas a los fluidos que son inyectados a una tasa específica a través de una muestra de Berea o núcleos de yacimiento. De esta forma y aplicando la Ley de Darcy para flujo lineal se puede determinar la permeabilidad efectiva a ese fluido mediante la siguiente expresión:

Ecuación 5.3

$Q\alpha$: Caudal de flujo del fluido α , cm^3 / min .

L: Longitud de la roca (núcleo) en la dirección en que ocurre el flujo, cm.

$\mu\alpha$: Viscosidad del fluido α , cp.

A: Área transversal del núcleo en la dirección en que ocurre el flujo, cm^2 .

ΔP : Diferencial de presión entre los extremos de la roca, atm.

α : Agua (w), Petróleo (o) ó gas (g).

Adicionalmente, en esta prueba se miden y grafican los factores de resistencia residual tanto para el agua como para el petróleo a diferentes tasas de inyección, permitiendo evaluar el efecto del gel a través del comportamiento que exhiben las curvas de desplazamiento. Mientras mayor sea el factor de resistencia residual mayor será la disminución de la permeabilidad efectiva al fluido evaluado. Los comportamientos que se pueden obtener en las curvas de desplazamiento se muestran en la figura 5.7.

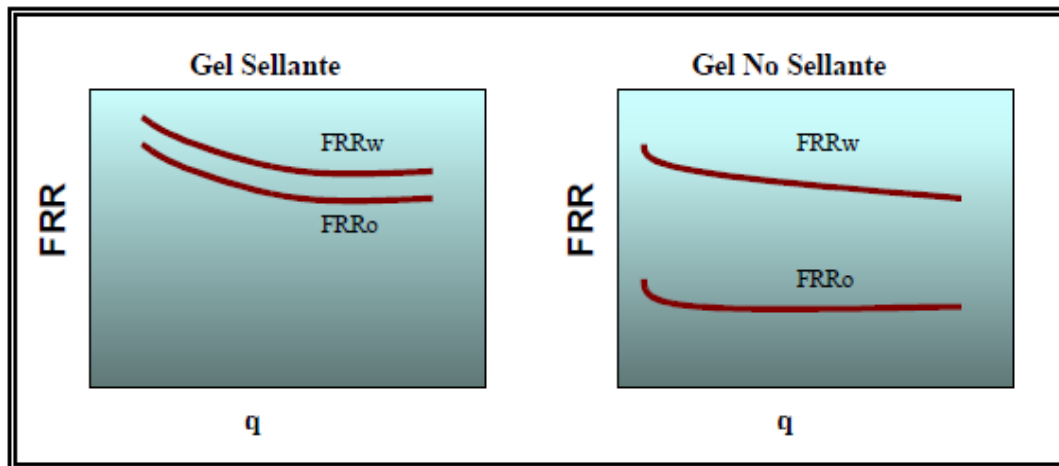


Figura 5.7 Factor de resistencia residual ^[2]

En la figura 5.7 (Gel Sellante) se puede apreciar cómo los factores de resistencia residual para ambos fluidos (agua y petróleo) son altos y su diferencia es mínima, ya que en este caso se estaría frente al comportamiento de estos fluidos bajo la

acción de un gel sellante, mientras que en la parte derecha de la figura 5.7 (Gel No Sellante) se aprecia la diferencia de comportamientos de los factores de resistencia residual entre el agua y el petróleo, siendo mayores los del agua debido a que se disminuye la permeabilidad en mayor proporción que al petróleo. Mediante pruebas de desplazamiento y experiencias de campo, se han encontrado que el factor de resistencia residual tanto para el agua como para el petróleo, tiende a disminuir a medida que aumenta la permeabilidad de la formación. Por esta razón es muy importante evaluar las formulaciones con estas pruebas y así determinar o predecir cómo será el comportamiento del gel en el medio poroso o formación.

V.2.3.10.5.2 Hipótesis sobre el fenómeno de Reducción Desproporcionada de la Permeabilidad (Efecto DPR) ^[2, 21,22]

Muchos estudios se han realizado con el objeto de comprender el por qué de este fenómeno y aunque muchas teorías han sido propuestas, ninguna ha sido completamente aceptada, encontrándose hasta el momento, que la razón por la que los geles reducen la permeabilidad relativa al agua (K_{rw}) en mayor grado que la permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}) debe ser una combinación de los efectos estudiados individualmente (Hinchamiento y retracción del gel, canales segregados, efectos de gravedad, modelo efecto pared, modelo efecto gota de gel, balance entre fuerzas capilares y elasticidad de gel, efectos de lubricación y mojabilidad)

En general, la forma de apreciar este efecto en un medio poroso, es a través del análisis del cambio de las permeabilidades efectivas a los fluidos. Así, en términos del factor de resistencia residual ese efecto puede expresarse de la siguiente manera:

Ecuación. 5.4

Sin embargo, a través de experimentos se llegó a la conclusión de que éste no es el mecanismo causante del efecto DPR, debido a que la roca posee un gran número de poros en orientaciones aleatorias.

Efectos de Lubricación: Este concepto aplica a rocas fuertemente mojadas por agua donde una capa de polímero o gel es adsorbida dentro de las paredes porosas y se crea un efecto de lubricación entre la interfase del polímero o gel y el hidrocarburo permitiendo que el hidrocarburo fluya por el centro del poro.

Por esto, se esperaría que el efecto de lubricación cambie con la viscosidad del crudo, pero a través de experimentos no se encontraron cambios significativos.

Hinchamiento y Retracción del Gel: Esta hipótesis establece que los geles a base de agua se hinchan en contacto con el agua y se retraen en el petróleo, causando una reducción de los canales abiertos al paso del agua y abre los canales al petróleo.

Estudios de laboratorio no han logrado demostrar la validez de esta hipótesis, por lo que aún es objeto de estudio de algunos investigadores.

Efectos de Mojabilidad: Esta hipótesis sugiere que en un sistema fuertemente mojado por agua, la presencia de gotas de petróleo residual en el centro de los poros, puede reducir significativamente el radio poroso efectivo durante un desplazamiento por agua, mientras que esto no ocurre en sistemas en los cuales el desplazamiento es por petróleo. Por lo tanto para un espesor de capa de gel adsorbida, la reducción de permeabilidad al agua es más evidente que la del petróleo en procesos de desplazamiento por agua.

A través de estudios de laboratorio no pudo ser probada esta hipótesis.

Canales Segregados: Esta hipótesis establece que los geles por ser de base agua tienden por afinidad, a introducirse y fluir preferiblemente a través de los canales por

donde se encuentra el agua, bloqueándolos y dejando relativamente abiertos los canales de flujo de petróleo.

Tratando de validar esta hipótesis se realizaron ^[21] diferentes experimentos en los cuales inyectaban simultáneamente petróleo y gel acuoso en distintas proporciones a una muestra de roca de yacimiento. A través de los resultados obtenidos llegaron a la conclusión de que esta hipótesis podría jugar un papel importante en el fenómeno de reducción desproporcionada de la permeabilidad, pero tiene que trabajarse más en esta investigación.

Efecto Gota y Efecto Pared Combinados: Encontraron que una combinación entre el “efecto de pared” y “efecto de gota”, pueden explicar el fenómeno en el cual un gel a base de agua reduce en mayor proporción la permeabilidad al agua que al petróleo, independientemente de la mojabilidad de la roca. ^[21]

- Efecto de Pared

Este efecto, atribuye la reducción desproporcionada de la permeabilidad a la formación de una película o capa de polímero adsorbido en las paredes de los poros, la cual tiende a restringir el flujo de la fase mojante, sin afectar significativamente el de la fase no mojante. Este fenómeno es responsable del efecto DPR cuando el gel usado es de la misma fase que aquella que moja preferencialmente la roca.

En la figura 5.8 se muestra cómo en una roca mojada por agua, las gotas de petróleo residual junto a la capa de polímero disminuye el ancho de los canales de flujo de agua, mientras esto no pasa con el petróleo.

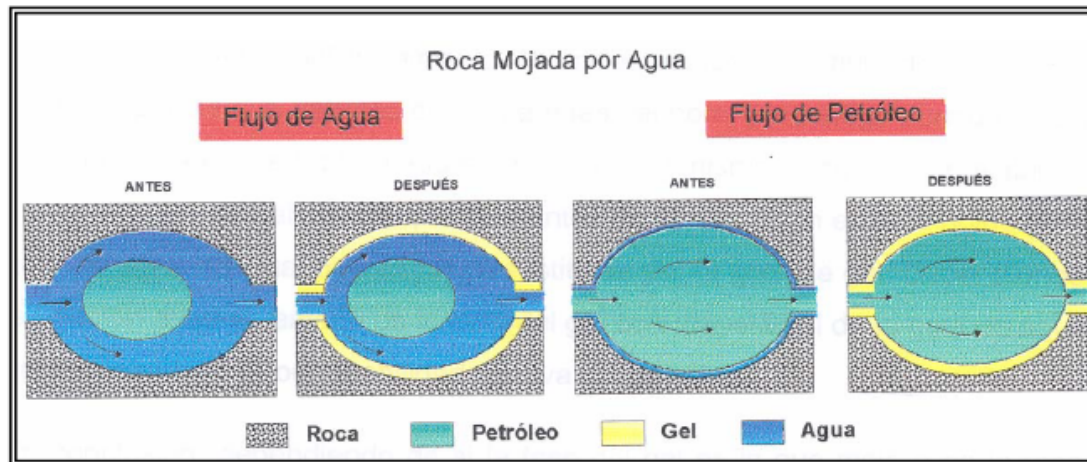


Figura 5.8 Efecto de pared en la disminución desproporcionada de la permeabilidad

[2]

- Efecto de Gota

Este efecto explica el efecto DPR cuando el gel utilizado es de la misma fase que la fase no mojante, produciendo una gota de gel en el centro del poro que restringe el flujo de la fase no mojante, sin afectar significativamente el de la fase mojante (ver figura 5.9).

En conclusión, dependiendo de si la fase del gel es la que moja o no a la roca, el mecanismo de reducción desproporcionada de permeabilidad será diferente, sin embargo, reducir  más el flujo a la fase que sea afín al gel.

Otro aspecto importante es que el efecto DPR también depende de la saturación residual de petróleo, por lo tanto mientras mayor sea esta, la reducción de permeabilidad del petróleo será menor.

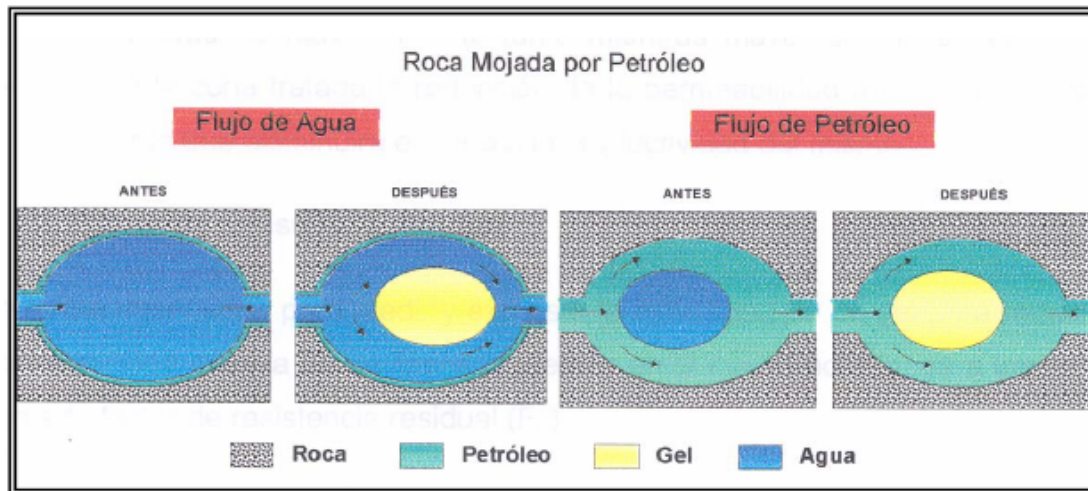


Figura 5.9 Efecto gota en la reducción desproporcionada de la permeabilidad ^[2]

Balance entre Fuerzas Capilares y Elasticidad de Gel: Esta hipótesis consiste en que cuando una gota de petróleo fluye a través de un gel acuoso, dos fuerzas actúan para favorecer su paso. Una, la fuerza capilar que tiende a mantener un radio mínimo de la gota con la que se favorece la apertura de un canal a través del gel; y la otra la elasticidad del gel que ejerce una fuerza de confinamiento para cerrar el canal.

Un balance entre estas dos fuerzas puede motivar el flujo de crudo, esto no ocurre con el agua debido a que no hay una fuerza capilar que promueva la apertura del canal.

Una vez más, intentaron demostrar esta hipótesis variando parámetros como tensión interfacial y elasticidad del gel, pero los resultados arrojados no le dieron validez a la misma. ^[21]

V.2.3.10.6 Pérdida de Productividad ^[18]

Todos los gels, inclusive aquellos con efecto DPR, reducen en cierta proporción la permeabilidad relativa al petróleo. Por esta razón si la zona productora no es aislada de alguna manera durante el tratamiento, teóricamente podría ocurrir cierta pérdida de producción de petróleo como consecuencia de la aplicación del gel.

La literatura establece que esta pérdida de productividad de petróleo depende principalmente, del tipo de flujo en el yacimiento.

- **Flujo Lineal**

El flujo lineal se encuentra asociado a la presencia de fracturas en los alrededores del pozo, por donde el agua tiende a fluir preferencialmente debido a que la permeabilidad es mucho mayor que la de la roca, lo cual origina que el petróleo ubicado en el medio poroso fluya con mayor dificultad. En estos casos, la solución gelificante al ser inyectada al pozo, penetra las fracturas con mayor facilidad debido a su alta permeabilidad y solo un pequeño volumen invade el medio poroso. Por esta razón, la pérdida de productividad del pozo a consecuencia del tratamiento es menor cuando el flujo en los poros es lineal, lo cual hace que se reduzca la necesidad de aislar las zonas productoras durante la operación.

- **Flujo Radial**

Cuando el flujo en los alrededores del pozo es radial (por ejemplo, pozos conificados) los gels tienden a penetrar todas las zonas abiertas también en dirección radial, lo cual favorece que ocurra pérdida de productividad en el pozo, aún si el gel no reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Esto hace necesario proteger las zonas productoras durante el tratamiento.

Una metodología propuesta para distinguir rápidamente cuándo un pozo presenta flujo lineal o radial, se basa en comparar el índice de productividad que presenta el pozo con el valor calculado utilizando la Ley de Darcy para flujo radial. Si el índice de productividad del pozo es mucho mayor (5 veces o más) que el calculado, entonces es muy probable que una fractura esté presente.

Las expresiones son las siguientes:

Flujo lineal

Ecuación. 5.5

Ecuación. 5.6

Este fenómeno se puede explicar gráficamente mediante la relación entre las permeabilidades relativas (K_r) de agua y petróleo Vs la saturación de agua (S_w) y el flujo fraccional del agua (f_w) Vs (S_w), como se ilustra a continuación (Fig. 5.10). Supongamos que aplicamos un gel con estas condiciones, capaz de reducir la permeabilidad relativa al agua sin afectar la relativa al crudo.

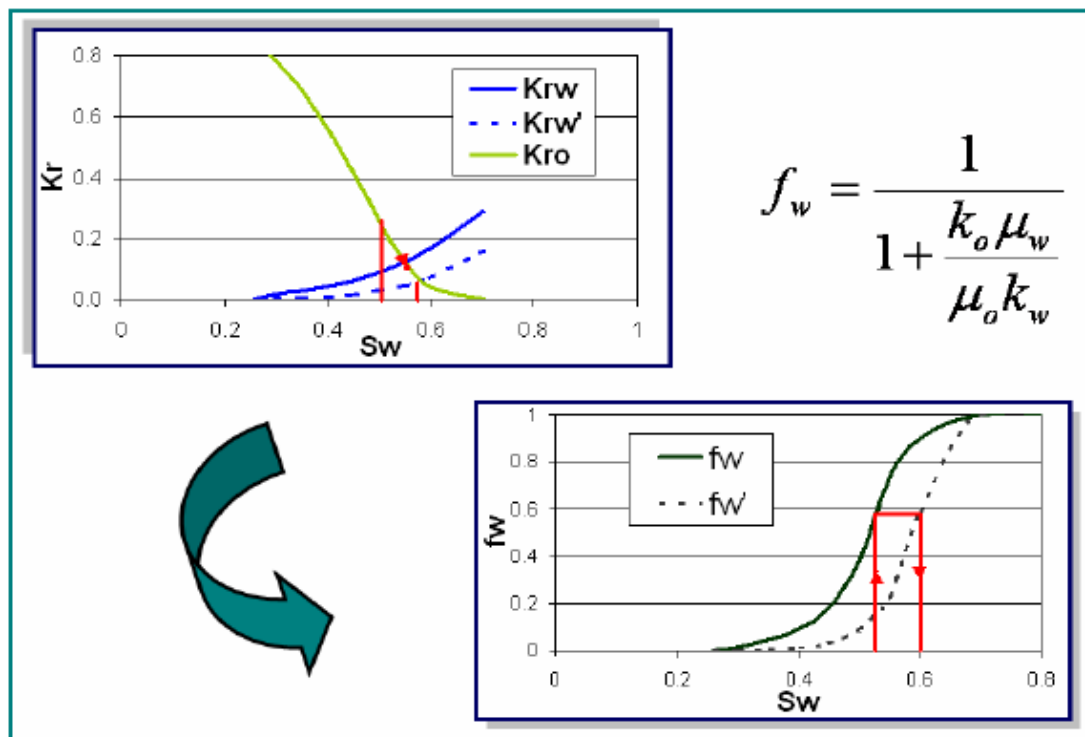


Figura 5.10 Variación de la permeabilidad ^[14]

Como en la zona tratada ha ocurrido una alteración en las curvas de permeabilidad relativa, entonces esto produce una reducción en los valores de flujo fraccional de agua en dicha zona (Figura 5.10).

Sin embargo, como el flujo de agua hacia la zona tratada se mantiene luego del tratamiento, entonces se produce un aumento de la saturación de agua, lo que a su vez genera una disminución de la permeabilidad relativa al petróleo.

Esto puede entenderse físicamente como una acumulación de agua en la zona tratada producto de la disminución de su capacidad de fluir por la presencia del gel. Obviamente si aumenta la saturación de agua, disminuye entonces la permeabilidad relativa al petróleo.

Todo esto se traduce en la pérdida de la productividad del pozo, aún así el gel como tal no afecte este parámetro. Sin embargo, en la realidad no existe “geles perfectos”, es decir, que mantenga constante la permeabilidad del petróleo antes y después del tratamiento, y por lo tanto su efecto debe ser tomado en cuenta.

V.2.3.10.7 Penetración del Gel ^[18]

Basados en cálculos de la ecuación de Darcy, ha podido distinguir que cuando el flujo en el pozo es radial, los geles y todos aquellos fluidos de control que se introducen en la formación, pueden penetrar significativamente en todas las zonas abiertas, no solo en aquellas con alta saturación de agua.

Si se tiene claro que los geles, inclusive aquellos con efecto DPR, tienden a dañar la producción de petróleo, entonces resalta la importancia de conocer los factores que determinan la penetración del gel en la formación y así aprovecharlos a la hora de hacer más selectivos los tratamientos, es decir, favorecer la entrada de solución gelificante hacia las zonas de agua que son por lo general las más permeables, y restringirla hacia las zonas de petróleo.

Entre los factores que influyen directamente en la penetración del gel en el yacimiento se encuentran, el contraste de permeabilidades entre zona productora y ofensiva, el factor K_V/K_H , la presión estática de cada arena, la viscosidad de la solución gelificante y su tasa de inyección.

Por lo general, cuando la formación presenta heterogeneidades verticales, el agua tiende a irrumpir primero en las capas más permeables dejando petróleo sin drenar en las zonas menos permeables. A la hora de aplicar geles en este tipo de formaciones se observa que mientras mayor es el contraste de permeabilidades entre capas de agua y petróleo, menor va a ser la penetración del gel en la zona de baja permeabilidad.

Por otro lado, aunque la inyección se limite solo hacia la zona ofensiva, en la medida que aumente el factor K_V/K_H , ocurrirá una mayor invasión de solución gelificante a las zonas adyacentes que no son el objetivo del tratamiento. Esta invasión, llamada también “dispersión lateral”, es mayor en las zonas cercanas al pozo, lo cual además de causar daño a las zonas productoras también hace que el volumen de solución requerido para alcanzar un determinado radio de penetración sea mayor.

La penetración del gel puede ser controlada en parte, mediante ciertas prácticas operacionales con la finalidad de favorecer la entrada de gel en las zonas de mayor permeabilidad. Entre estas prácticas se encuentra inyectar a bajas tasas (1 Bbl/min o menos) y mantener lo más baja posible la viscosidad de la solución gelificante. De esta forma se reduce la presión de fondo de inyección, lo que hace que el diferencial entre esta presión y la de formación sea menor, y por lo tanto la zona más permeable será la que tienda a recibir fluido preferencialmente sobre las menos permeables.

V.2.3.11 Selección de Pozos Candidatos para el Tratamiento de Geles

Generalmente, un pozo candidato para un tratamiento de geles se identifica al mostrar una elevada producción de agua que afecte considerablemente su productividad. Decidir el tipo de pozo a tratar, dependerá de los objetivos que se persigan con el tratamiento.

Las razones principales que llevan a la selección de un pozo productor como candidato es la necesidad de reducir los costos operacionales y aumentar la productividad en corto plazo, mientras que los objetivos que se persiguen al tratar un pozo inyector, están más asociados a mejorar la eficiencia de barrido y redireccionar el fluido desplazante hacia zonas no contactadas.

Una vez decidida la aplicación de una tecnología de control de entrada de agua, se deben seguir algunos criterios generales de selección antes de profundizar en el diagnóstico.

El criterio principal al momento de seleccionar un pozo productor es saber si se cuenta con suficientes reservas remanentes que hagan que el tratamiento sea rentable. Para eso se deben estimar dichas reservas utilizando los modelos de yacimiento y de ser necesario confirmarlas con registros de saturación. Además se deben seguir algunos criterios generales de selección.

- Pozos con alto corte de agua ($\geq 70\%$).
- Pozos con buenos índices de productividad (Tasa bruta > 1.000 BBPD).
- Pozos con tasas neta < 300 BN/D.
- Pozos en buen estado mecánico.
- Buena definición y diagnóstico del contacto agua - petróleo.
- Temperatura del pozo y/o del yacimiento entre 122 y 320 °F.
- Pozos con problemas dentro del rango de aplicación de la tecnología de geles.

V.2.3.12 Diseño de un Tratamiento con Sistemas Gelificantes ^[18]

Una vez determinado con exactitud cuál es el problema que origina la alta producción de agua, y haber seleccionado el pozo candidato, se procede a elaborar el diseño del tratamiento de gel, el cual involucra cuatro aspectos:

V.2.3.12.1 Formulación del Gel a Utilizar

La selección de la formulación debe tomar en cuenta las características del yacimiento (temperatura y litología principalmente), las características de los fluidos (compatibilidad de los fluidos), los objetivos del tratamiento y el diagnóstico del problema (canalización, conificación, entre otros.). Los aspectos se discuten a continuación:

- **Tipo de problema:** La formulación del gel a utilizar en un proceso de control de entrada de agua, será totalmente sellante si es posible aislar la zona objetivo de la zona productora, o con características DPR, si no es posible este aislamiento. El sistema puede ser diseñado con: a) Baja viscosidad inicial para

asegurar la penetración en la zona de agua, con la mínima penetración en la zona de petróleo; b) con alta viscosidad inicial si hay fracturas; c) con alta fuerza de gel si es para corregir un problema no matricial y d) con baja fuerza de gel si se desea penetrar en profundidad el medio poroso.

- **Condiciones del yacimiento:** Se debe seleccionar una formulación cuyo tiempo de gelificación sea adecuado a la temperatura del yacimiento, según el volumen a inyectar y la tasa de inyección a utilizar, de forma que pueda ser estable por largo tiempo a las condiciones de temperatura del yacimiento.
- **Compatibilidad del Agua de Preparación y la de Formación:** El objetivo de las pruebas de compatibilidad es prevenir la precipitación de sales dentro del yacimiento, y su posterior taponamiento. Para ello, se deben evaluar cuán afines resultan entre sí el agua presente en la formación y la de preparación del gel. Una forma de evitar el daño a la formación por precipitados salinos, es utilizar agua del yacimiento para la preparación de la solución gelificante, sin embargo, debe tomarse en cuenta que la salinidad influye con frecuencia tanto en el tiempo de gelificación como en la fuerza de gel, debido a la naturaleza química de los polímeros utilizados, por lo tanto, una selección adecuada debe tomar en cuenta este parámetro.

V.2.3.12.2 Volumen a Inyectar

Actualmente no está establecido un criterio uniforme para definir el volumen a inyectar en un tratamiento con gel. Una buena alternativa es tomar en consideración la posibilidad de cambiar el volumen durante la operación, de acuerdo a la respuesta de la presión de inyección del tratamiento. Si el pozo recibe todo el fluido gelificante sin cambiar la presión e incluso disminuir, puede ser indicativo que el canal preferencial no se ha llenado y por lo tanto el volumen de gel no fue suficiente, mientras que un resultado contrario puede indicar que el canal se ha llenado completamente, llevando esto a decidir que se detenga la

inyección de gel. No obstante, una de las técnicas empleadas para la estimación de este volumen es de acuerdo a la consideración de los parámetros siguientes:

V.2.3.12.2.1 Producción Diaria del Pozo

Algunos operadores han propuesto tratar los pozos con un volumen que varía entre la mitad y la totalidad de la producción bruta del pozo, dependiendo de la concentración a utilizar.

V.2.3.12.2.2 Número de Pies Perforados

Este parámetro consiste en seleccionar un número determinado de barriles que varía entre 50 y 200 barriles de solución gelificante por cada pie perforado. Esta selección depende de la productividad del pozo, es decir, que a mayor productividad (en términos de la tasa bruta), se usará mayor cantidad de barriles por pie.

V.2.3.12.2.3 Radio de Penetración

El cálculo del volumen por este método, se realiza según la siguiente ecuación:

$$V_{SG} = 0,56 * h_p * \emptyset * (1 - S_w) * (r_p^2 - r_w^2)$$

Ecuación. 5.7

Donde:

V_{SG} : Volumen de solución gelificante, barriles.

0,56: Factor de conversión de pies cúbicos a barriles multiplicado por π .

h_p : Espesor de la arena neta petrolífera.

\emptyset : Porosidad, fracción.

r_p : Radio de penetración del tratamiento, pies.

r_w : Radio del pozo, pies (generalmente despreciable, $r_w \ll r_p$).

1-Sw: Saturación de petróleo residual presente en la zona de inyección, fracción.

Dependiendo de las propiedades de la roca, la productividad del pozo, el riesgo de daño, los problemas del pozo, el aspecto económico y el tipo de gel a utilizar, el radio de penetración seleccionado puede variar entre 5 y 25 pies. Sin embargo, según experiencias de campo, PDVSA ha adoptado ciertos criterios:

- En tratamiento de fracturas se recomienda utilizar un radio de penetración entre 15 y 20 pies.
- En tratamientos matriciales, entre 5 y 10 pies (pozos productores).

Aun así, estas técnicas siguen siendo tradicionales y presentan sus limitaciones:

- No están directamente relacionadas a las propiedades de la formación y al comportamiento de producción.
- Han generado sub o sobre estimación de los volúmenes de tratamiento.
- No es posible predecir el comportamiento de producción del pozo luego del tratamiento.

V.2.3.13 Técnicas de Colocación del Sistema Gelificante ^[18,21]

Para implementar una técnica de colocación de geles, lo importante es tener presente que el objetivo del tratamiento es bloquear el paso del agua evitando el daño a la formación productora.

Se ha encontrado que aún en los casos donde el sistema muestra una reducción desproporcionada de permeabilidad, debe protegerse en la medida de lo posible la zona productora.

Las técnicas de colocación de los sistemas gelificantes son diversas y dependen de factores como tipo de completación, separaciones entre arenas, ubicación de la arena

objetivo y tipo de sistema a utilizar en cuanto a sus características selectivas. Las técnicas más comunes de colocar un sistema gelificante son: a) Por cabezal de pozo, b) por aislamiento mecánico, y c) por inyección dual:

V.2.3.13.1 Por Cabezal del Pozo (Bullheading)

Es la técnica comúnmente más utilizada (pero de mayor riesgo) para tratamientos de inyección de geles a la formación debido a que es la más sencilla operacionalmente y por lo tanto, la menos costosa. Esta técnica consiste en inyectar la solución gelificante hacia todos los intervalos abiertos directamente a través de la tubería de producción sin requerir tubería flexible, cuando el tipo de flujo en la formación es lineal, es decir, cuando el flujo de agua ocurre preferencialmente a través de fracturas, fallas, fisuras, canales de alta permeabilidad o canales en el cemento.

Es importante recalcar que esta técnica se realiza sin aislamiento de la zona a tratar, por lo tanto, se podría sellar tanto la zona de agua como la zona de petróleo. En la figura 5.11 se muestra un tratamiento a través del cabezal de pozo que sello ambas zonas (petróleo y agua).

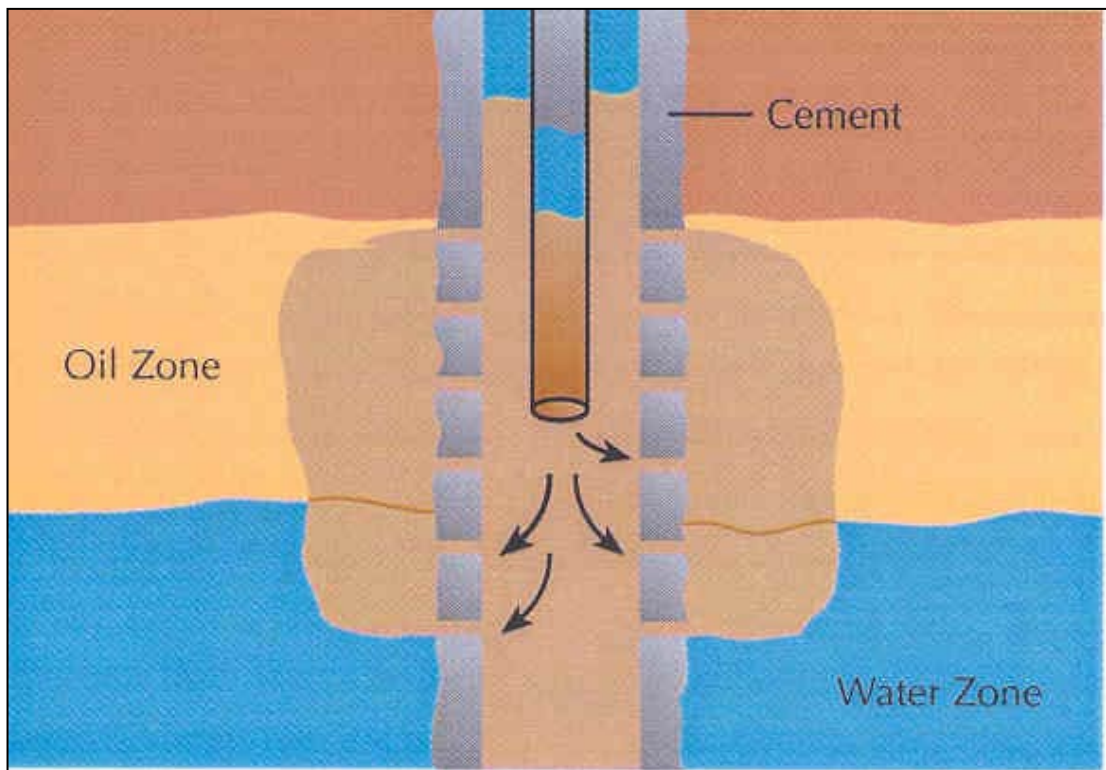


Figura 5.11 Colocación de gel por la técnica cabezal del pozo ^[14].

V.2.3.13.2 Aislamiento Mecánico

La técnica de aislamiento mecánico es la más indicada cuando las arenas a tratar y a proteger se encuentran separadas hidráulicamente a nivel de yacimiento por un sello lutítico bien definido, donde el tipo de flujo es radial, es decir, cuando no existe una dirección preferencial de flujo y éste ocurre principalmente a través de un medio poroso interconectado, y además, no existe flujo cruzado entre la zona productora y la zona ofensiva. La técnica consiste en colocar en el pozo una empacadura mecánica, tapón expansible o tapón de arena con la finalidad de garantizar el aislamiento entre la zona ofensiva (agua) y la productora, disminuyendo de esta manera que ocurra un daño en la zona de petróleo (figura 5.12). Luego, la inyección puede realizarse con tubería flexible o a través de la tubería de producción de forma selectiva a los intervalos productores de agua.

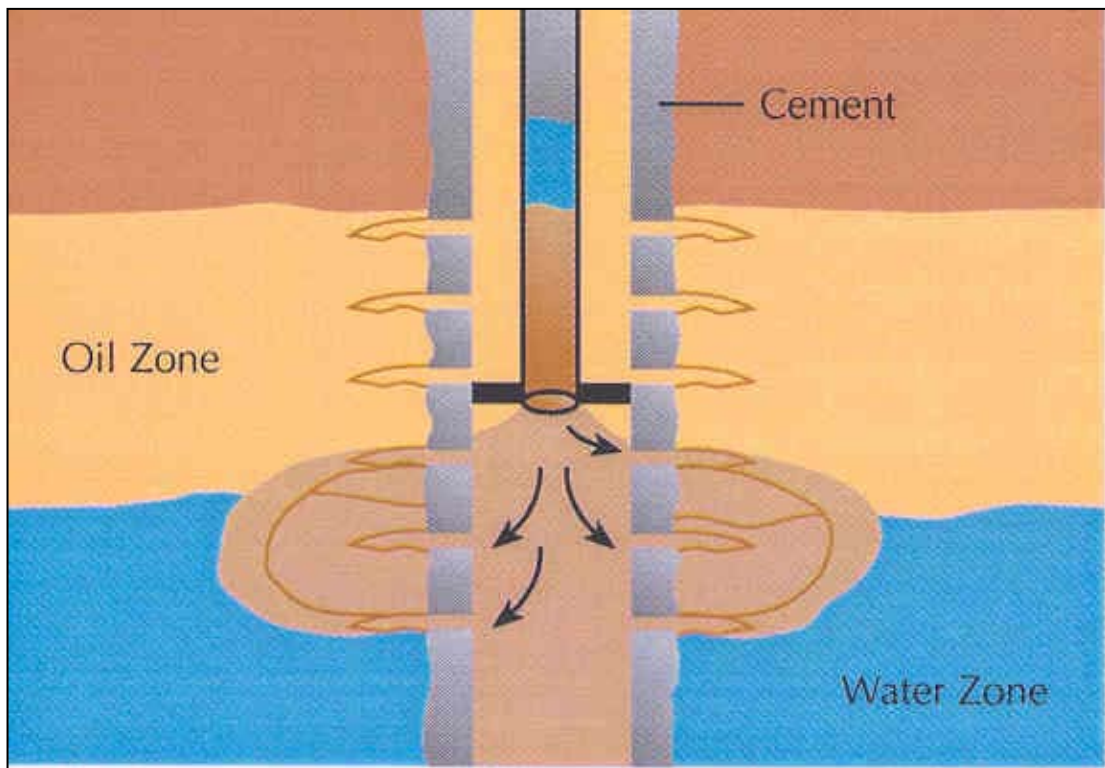


Figura 5.12 Colocación de gel por la técnica aislamiento mecánico ^[14]

Por otra parte es de suma importancia para el éxito de dicha técnica, que exista una buena calidad de sello entre la tubería y la formación, eliminando de esta manera la posibilidad de comunicación entre las zonas de agua y petróleo a través de canales por detrás del revestidor debido a una mala cementación.

V.2.3.13.3 Por inyección Dual

La técnica por Inyección Dual consiste en inyectar dos fluidos simultáneamente. Uno de ellos es un fluido protector compatible con la formación (crudo, gasoil, salmuera), cuya función es evitar que el segundo fluido (sistema gelificante) penetre en la zona de petróleo (figura 5.13).

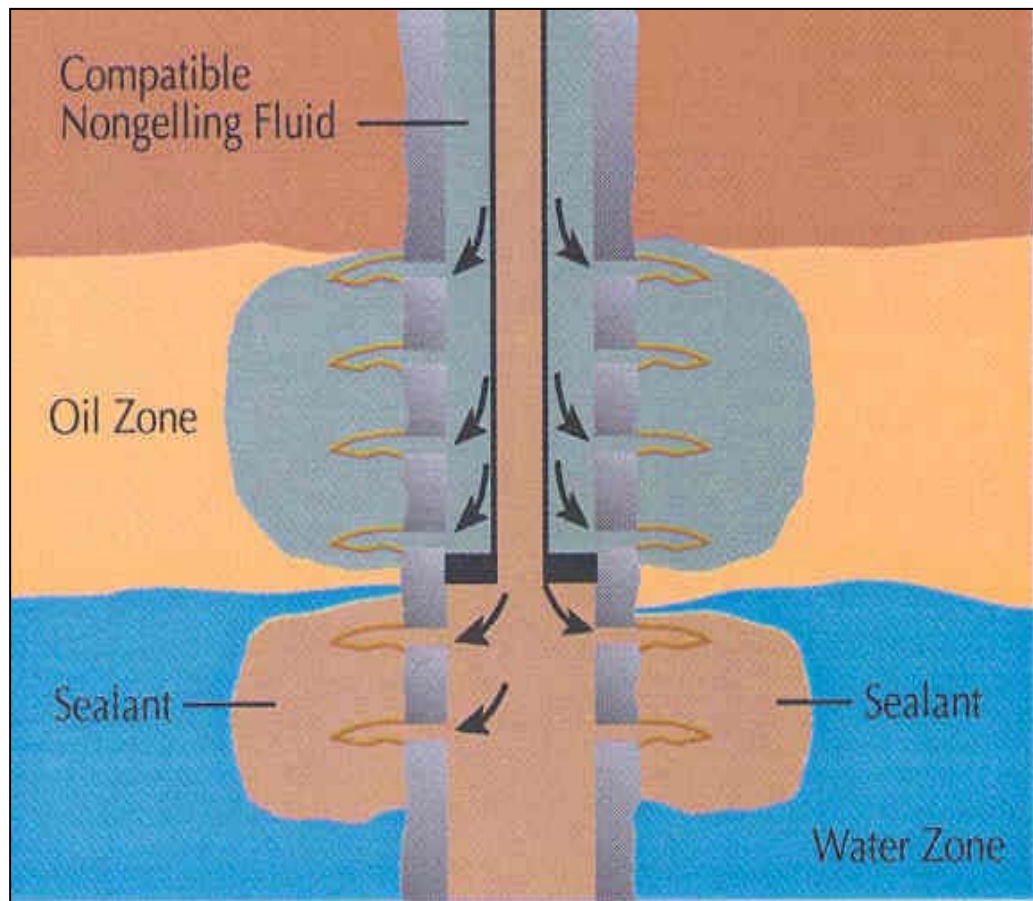


Figura 5.13 Colocación de gel por la técnica inyección dual ^[14]

La técnica por Inyección Dual se aplica cuando el aislamiento mecánico no es suficiente para lograr un tratamiento eficiente, debido a una mala cementación o a la significativa comunicación vertical entre arenas o flujo cruzado. El procedimiento consiste en inyectar la solución gelificante mediante tubería flexible hacia la zona ofensiva (zona de agua) e inyectar simultáneamente el fluido protector hacia la zona productiva (zona de petróleo) mediante el anular, entre la tubería de producción y la tubería flexible (o viceversa si las zonas de agua y petróleo se encuentra invertidas), aislando ambas zonas entre sí con una empaadura.

Esta técnica es bastante costosa y operacionalmente complicada ya que es necesario monitorear las presiones de inyección de fondo para garantizar que no ocurran fugas de fluidos entre zonas.

La inyección dual es una técnica no convencional, y puede realizarse de diferentes maneras:

1. Con aislamiento mecánico.
2. Con tubería de producción o tubería flexible a hoyo abierto.
3. Con seguimiento o monitoreo de la interfase
4. Con esquema novel de inyección dual

V.2.3.13.3.1 Inyección Dual con Aislamiento Mecánico

Esta técnica se muestra en la figura 5.14. Una empacadura es bajada en el pozo en conjunto con la tubería flexible y colocada entre dos intervalos cañoneados. El gel es inyectado por la tubería flexible mientras que el fluido protector por el anular. La inyección en cada zona es controlada de dos formas:

- a) Las tasas individuales de inyección son asignadas basadas en la transmisibilidad y la presión de cada zona.
- b) Las presiones de inyección de fondo de ambos flujos son balanceados (técnica de balance de presión), para que no exista flujo cruzado en las cercanías del pozo (es decir, si el gradiente potencial del fluido es cero, no puede haber flujo de fluidos).

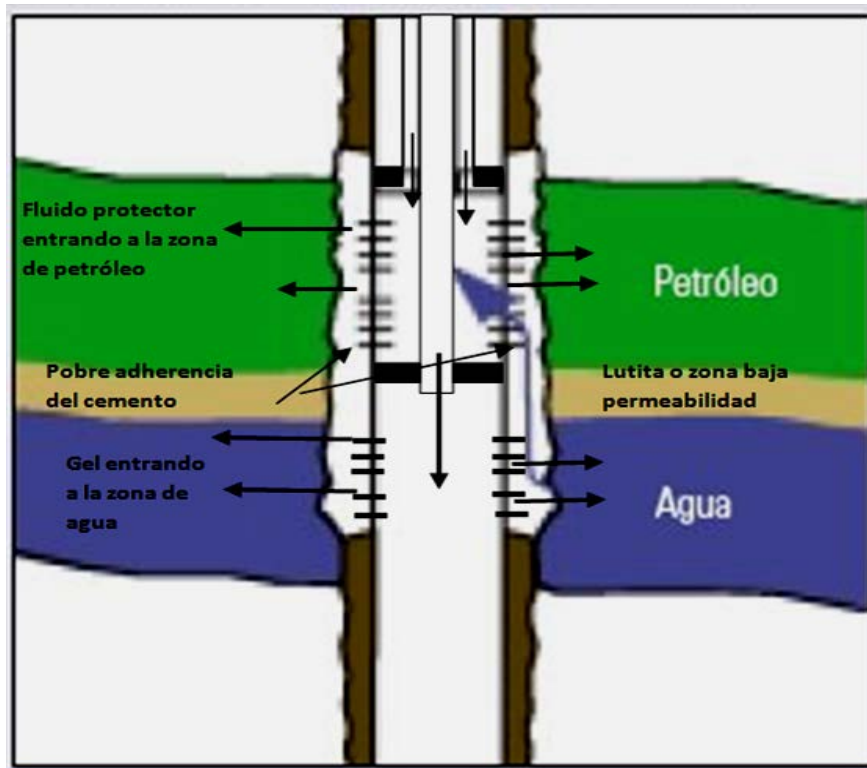


Figura 5.14 Inyección dual con aislamiento mecánico ^[18]

Sin embargo, existen dificultades potenciales con las dos formas de controlar esta técnica de colocación de gel. La transmisibilidad y presión de cada zona son frecuentemente desconocidas, por lo tanto, las tasas de inyección asignadas para el gel y el fluido protector pueden ser inapropiadas. Esto podría ser un problema grave si el flujo cruzado entre las zonas es alto. Por ejemplo, si las tasas de gel son altas y las tasas del fluido protector demasiado bajas, grandes cantidades de gel podrían entrar en la zona productora. Recíprocamente, tasas de gel que son bajas y tasa de fluido protector que son altas diluirán el gel y posiblemente no cumpliría su función. Por otro lado, si ambas tasas de inyección (gel y fluido protector) son excesivas, podría ocasionar un fracturamiento hidráulico.

En teoría, la técnica de balance de presión proporcionará siempre la colocación correcta del gel y del fluido protector; sin embargo, se deben conocer las presiones reales de fondo para poder aplicar correctamente dicha técnica.

V.2.3.13.3.2 Inyección Dual con Tubería de Producción o Tubería Flexible a Hoyo Abierto.

Esta técnica de inyección dual alternativa se puede observar en la siguiente figura 5.15. Una tubería flexible o de producción es bajada a hoyo abierto cerca de la zona ofensora (zona de agua). Igual que la técnica anterior, el gel es inyectado por la tubería (flexible o de producción) y el fluido protector por el anular. En este caso no se usó una empacadura y por consiguiente existe una interfaz libre entre los fluidos (protector y gel). La ubicación de dicha interfaz se puede controlar ajustando las tasas de inyección siempre y cuando las transmisibilidades y las presiones de las zonas (agua y petróleo) sean conocidas.

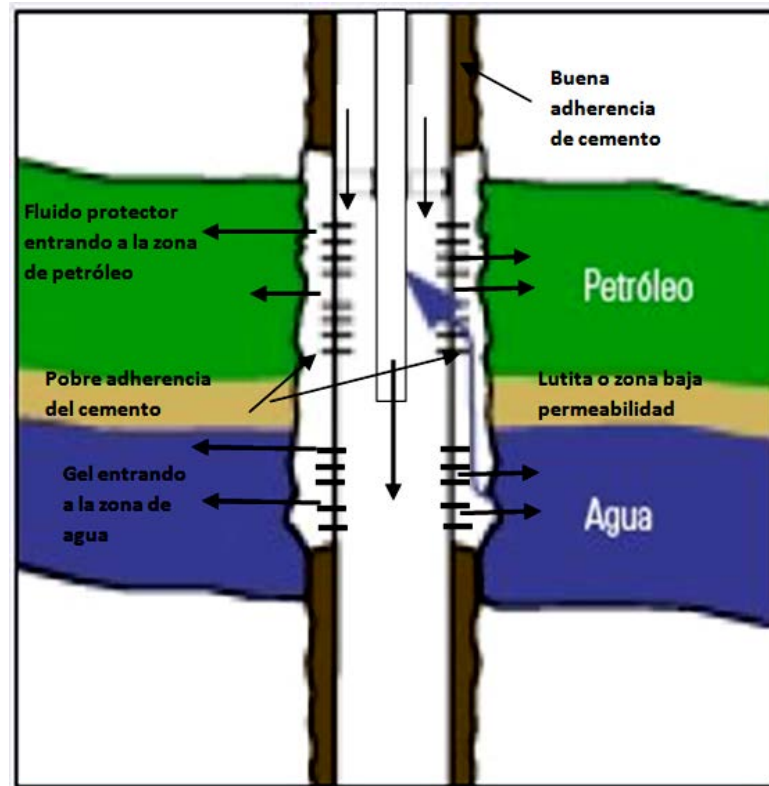


Figura 5.15 Inyección dual a hoyo abierto ^[18]

V.2.3.13.3.3 Inyección Dual con Seguimiento o Monitoreo de la Interfase

Una variación de la técnica anterior, es mostrada en la figura 5.16, y a diferencia de esta última, el nuevo objetivo es monitorear la localización de la interfase por medio de sensores de fondo bajados en líneas eléctricas (por ejemplo, registro gamma ray junto con un fluido protector que transporte un isótopo radiactivo). Idealmente, esta técnica siempre proporcionará la colocación correcta; sin embargo, en la práctica, puede ser difícil identificar la interfaz y controlar su posición con precisión. Adicionalmente, el final de la tubería de inyección debe residir debajo de la posición deseada de la interfaz y no debe haber empacadura asentada en el pozo. Normalmente no se configuran los pozos de esta manera; por consiguiente, varios viajes de tuberías se requieren antes y después del tratamiento.

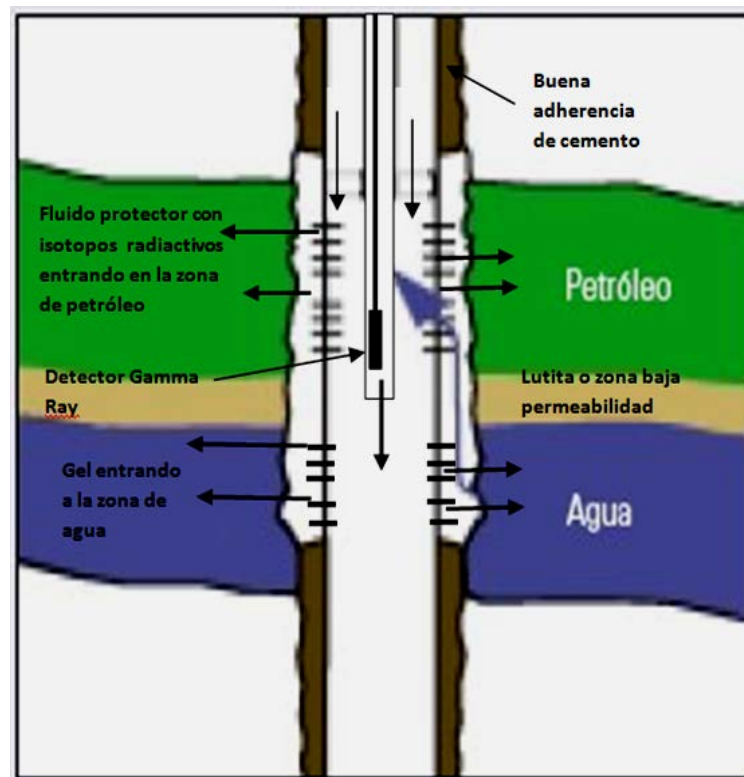


Figura 5.16 Inyección dual con seguimiento o monitoreo de la interfase ^[18]

V.2.3.13.3.4 Sistema Novel de Inyección Dual

Este sistema está configurado de la siguiente manera: tubería flexible, empacadura expansible, un centralizador interno de 6 pies de largo y 0,82 pulgadas de diámetro interno, y un conjunto de sensores de 12 pies de largo por 2,125 pulgadas de diámetro externo.

El conjunto de sensores contiene un detector Gamma Ray, un localizador de las conexiones del revestidor, un medidor de temperatura, y medidores de presión dual (Generalmente medidores de tensión con compensación de temperatura). Todos los datos medidos son llevados a superficie en tiempo real por cable eléctrico bajado dentro de la tubería flexible. Un esquema del sistema es mostrado en la figura 5.17. Esta técnica también puede ser utilizada para bajar diferentes combinaciones de herramientas, como múltiples sensores Gamma Ray, implementando la técnica de seguimiento de la interfaz.

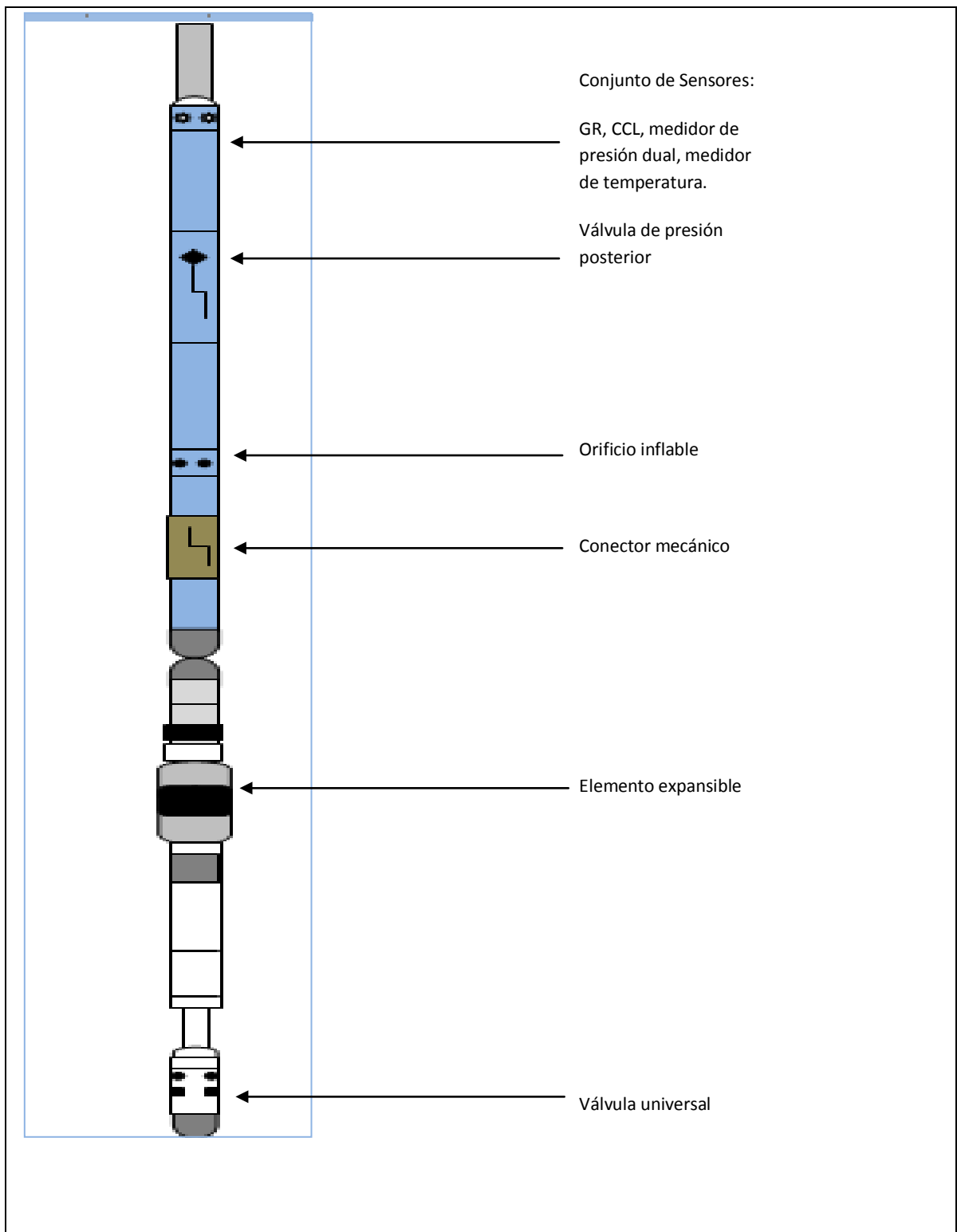


Figura 5.17 Esquema del sistema novel de inyección dual ^[18].

Los dos medidores de presión miden las presiones aguas arriba de la empacadura expansible. Un medidor es transportado dentro de la tubería flexible y el otro en el exterior. Con esta configuración, las presiones sobre la empacadura (y fuera de la tubería flexible) son directamente medidas por uno de los medidores de presión. El otro medidor puede usarse para determinar la presión debajo de la empacadura si la caída de presión a través de ésta es conocida (Generalmente se realizan pruebas de superficies para definir las caídas de presión por fricción a través de las empacaduras como función de las tasas de inyección y viscosidad del fluido).

Este sistema ofrece varios beneficios, ya que la combinación entre el detector Gamma Ray y el localizador de las conexiones del revestidor aseguran que la empacadura sea correctamente colocada en el pozo. El sensor de temperatura mide las temperaturas reales de fondo durante el tratamiento. Esto es importante porque el tiempo de gelificación de los geles poliméricos varía con la temperatura. Una evaluación a tiempo real de la temperatura de la inyección demostrará si las condiciones de fondo coinciden con aquellas usadas para formular el diseño original. Si no, acciones correctivas pueden ser implementadas (Por ejemplo pre-enfriamiento y/o modificación de la química del gel). Los medidores de presión dual pueden proporcionar las presiones exactas por arriba y por debajo de la empacadura. Esto es ventajoso por lo menos en dos casos:

1. Cuando el balance de presión es la técnica de inducción dual deseada (es decir, que ambas presiones de fondo, la del gel o la del fluido protector coincidan), y
2. cuando la presión del pozo no soporte una columna completa de líquido.

La combinación de los medidores de fondo y la empacadura también permiten diagnósticos útiles tales como la presión de las pruebas de interferencia para evaluar el flujo cruzado entre los intervalos perforados.

V.3 Tecnología Microbiológica ^[23]

La Tecnología Microbiológica consiste en la inyección de células bacterianas y nutrientes a formaciones que presenta una excesiva producción de agua, con la finalidad de generar biomasa dentro del medio poroso como resultado de la metabolización. Esta biomasa constituye una conexión bacteriana dentro de la formación dando como resultado un tapón bacteriano, reduciendo significativamente la permeabilidad relativa del agua y sin alterar en absoluto la producción de petróleo, según estudios de laboratorios la permeabilidad relativa del agua puede alcanzar una disminución de hasta 50% con respecto a la permeabilidad relativa inicial del agua (antes del tratamiento), lo cual se traduce en una reducción bastante importante de la producción de agua indeseada.

Inicialmente la Tecnología Microbiológica se enfocó como técnica de producción mejorada de petróleo. En el transcurso del desarrollo de dicha tecnología a través de estudios y pruebas de laboratorio se percataron que los procesos microbianos pueden ser utilizados como posible solución a pozos que presenten problemas de excesiva producción de agua.

Los principales desafíos de la Tecnología Microbiológica es lograr generar un tapón profundo y estable en los canales de flujo de la formación objetivo para que los resultados sean perdurables en el tiempo. Si este objetivo no se logra el tapón bacteriano se formará en la cara de la formación ya que las bacterias tienden a crecer en el punto de entrada de nutrientes. En pruebas de campo, bacterias nativas de la formación fueron estimuladas para crecer y para producir polímero mediante la inyección de nutrientes de bajo costo (carbohidratos y fosfato orgánico). El resultado fue favorable y permitió un paso importante para mejorar el estudio de selección de nutrientes más efectivos.

Es muy importante recalcar que dicha tecnología no se encuentra documentada y fue imposible investigar a fondo en la industria petrolera. Sin embargo, se hizo un

esfuerzo para adquirir información general de la novedosa tecnología y así poder abarcar los objetivos del presente Trabajo Especial de Grado.

V.4 Tecnologías usadas para controlar la entrada de agua en pozos horizontales [8].

En la actualidad se han logrado desarrollar tecnologías evaluadas para el control de perfiles de producción en pozos horizontales como los son los geles. Esta técnica ya fue descrita anteriormente (Véase el capítulo V, V.2.3 Geles).

Con el propósito de garantizar que el gel penetre selectivamente en la zona deseada, se han utilizado tres tipos de aislamientos.

1. Aislamiento utilizando geles protectores.

Los geles protectores son soluciones gelificantes que una vez formados en el medio poroso, pueden ser removidos sin causar daño. Con base en esta propiedad, se han utilizado en trabajos de control de agua en pozos horizontales porque pueden ser colocados en las secciones productoras de manera temporal para limitar la penetración del gel sellante, y de esta manera buscar que éste se forme exclusivamente en las secciones que se desean abandonar (figura 5.18).

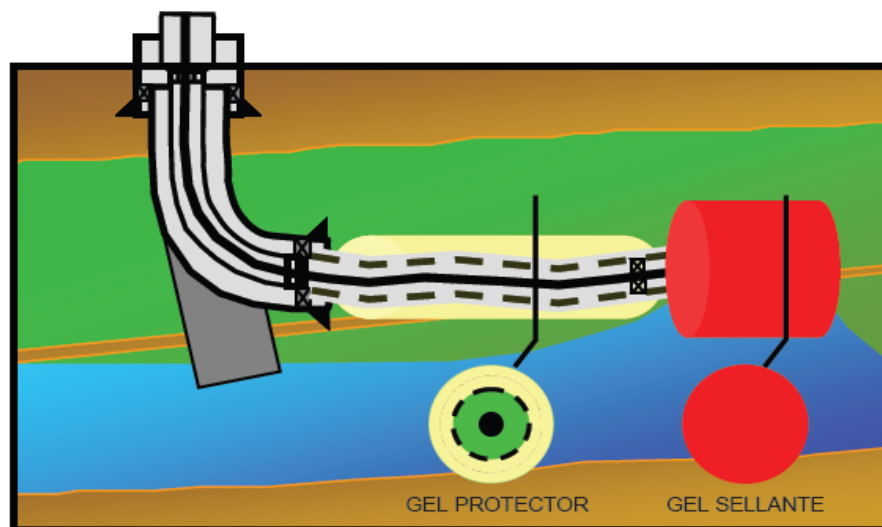


Figura 5.18 Aplicación de geles sellantes mediante aislamiento con inyección de geles protectores [8].

Uno de los geles protectores más utilizados es un sistema a base de polímero HEC (hidroxietil celulosa) y un óxido metálico no tóxico. La adición del óxido a la solución de HEC permite elevar el pH de ácido a ligeramente básico, lo cual induce el entrecruzamiento y formación del gel a una tasa que varía proporcionalmente con la temperatura. La posterior adición de una solución ácida permite el rompimiento del gel y de esta manera su completa remoción del medio poroso.

2. Aislamiento utilizando empacaduras químicas.

Las empacaduras químicas son sistemas diseñados con el objetivo de aislar pequeños intervalos del espacio entre el forro ranurado y la formación, para permitir la inyección selectiva de geles sellantes en la zona de interés evitando su migración hacia zonas adyacentes a través del espacio anular (figura 5.19).

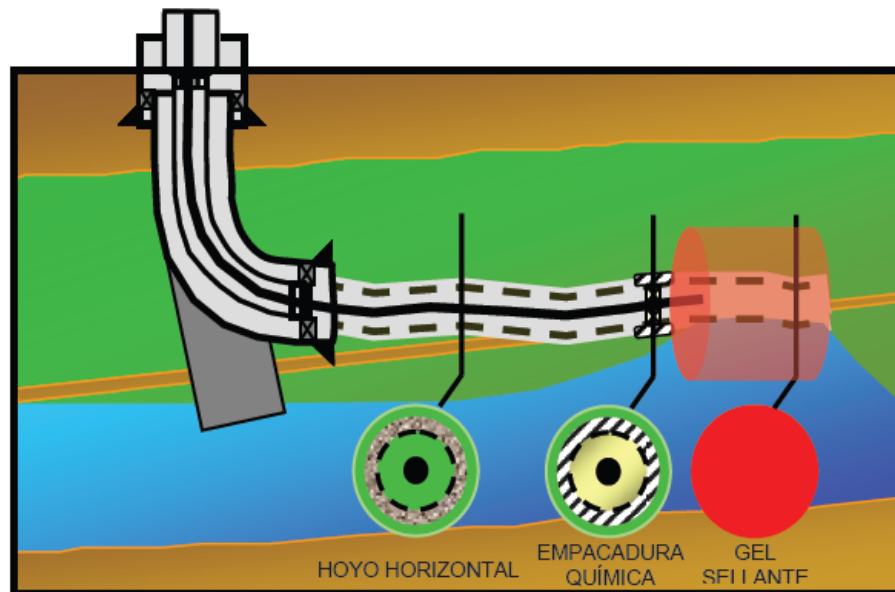


Figura 5.19 Aplicación de geles sellantes mediante aislamiento con empacadura química ^[8].

El fluido utilizado como empacadura química debe tener una viscosidad lo suficientemente baja para ser bombeado a través de la tubería continua y una

vez en el espacio anular debe desarrollar rápidamente una alta viscosidad para prevenir que por efectos gravitatorios, se deslice hacia la parte inferior del hoyo (“slumping”) y deje un canal en la parte superior que permita la comunicación. Posteriormente, el exceso de este fluido debe ser removido del interior del forro ranurado para que el gel sellante pueda inyectarse sin problemas.

Las empackaduras químicas son conocidas en la literatura como “Annular Chemical Packer” (ACP). Son una lechada de cemento tixotrópica que desarrolla alta fuerza de gel de manera inmediata cuando deja de aplicarse sobre ella un esfuerzo de corte. Lo que la diferencia de otras lechadas tixotrópicas, es que la fuerza de gel se mantiene constante en alrededor 500 lb/100ft² durante un período de aproximadamente 2 horas antes de fraguar completamente.

La aplicación de geles sellantes mediante aislamiento con ACP, ha sido utilizada con éxito en pozos horizontales de Alaska. En estas aplicaciones, la lechada se marca con un trazador radiactivo, lo que permite validar la ubicación adecuada de la empackadura química en el espacio anular mediante la corrida de un registro de rayos gamma.

Otro sistema propuesto como empackadura química es el polímero HEC entrecruzado, debido a que tiene tiempo de gelificación corto, su densidad es relativamente baja lo que reduce el efecto de segregación, es fácilmente removible mediante recirculación y tiene mayor resistencia a los diferenciales de presión que otros sistemas a base de poliacrilamida, monómeros y polímero plástico.

3. Aislamiento utilizando inyección dual.

La inyección dual es una técnica de colocación de geles diseñada para pozos donde las zonas ofensiva y productora se encuentran directamente

comunicadas. Consiste en inyectar simultáneamente el gel sellante hacia la zona ofensiva mediante tubería continua y un fluido protector hacia la zona productora a través del anular entre la tubería continua y el revestimiento, manteniendo la misma presión de inyección (Figura 5.20).

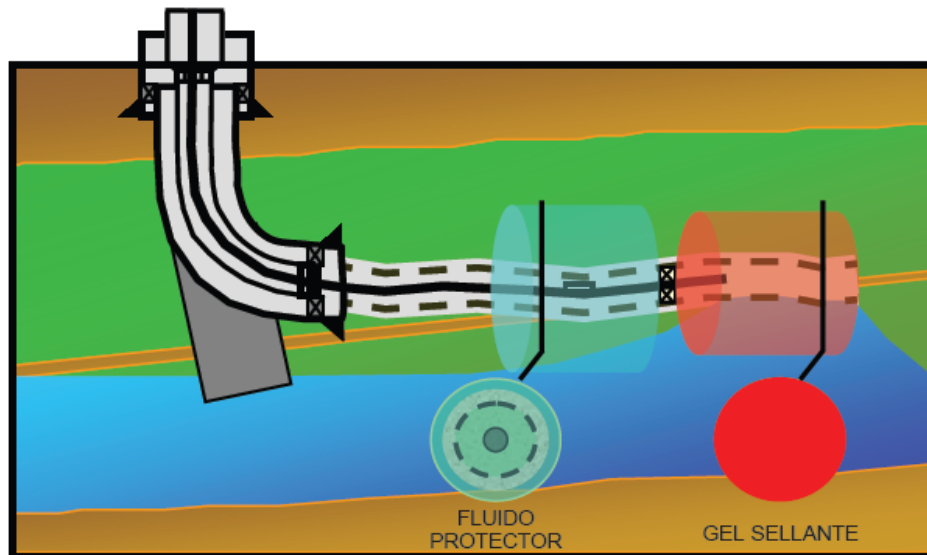


Figura 5.20 Aplicación de geles sellantes mediante aislamiento con inyección dual ^[8].

Esta técnica se ha utilizado con éxito en pozos horizontales con problemas de alta producción de agua por comunicación a través de fracturas o fallas, completados con forro liso no cementado, los cuales se encuentran comunicados por el espacio anular.

Conclusiones

- ❖ Identificar la causa de la excesiva producción de agua es clave para diseñar un tratamiento efectivo. Toda la información disponible se debe analizar con la finalidad de realizar un diagnóstico acertado del problema. Esta información debe incluir historia de producción, historia del pozo, registros de cementación, completación mecánica del pozo y gráficos de diagnóstico.
- ❖ Localizar el punto específico de entrada de agua en el pozo es muy importante para determinar cuál es la tecnología más adecuada de un caso en estudio.
- ❖ El método de Chan es una herramienta simple para diagnosticar problemas de excesiva producción de agua, que involucra solamente datos de producción. Permite diferenciar entre 4 tipos de posibles causas (conificación, comunicación mecánica, canalización y adedamiento) mediante gráficos doble logartmico de la relación agua-petróleo y su respectiva derivada. Sin embargo, los resultados obtenidos a través del estudio de las curvas de Chan no son determinantes, por lo tanto no se debe considerar aisladamente sino que forma parte de un análisis integral de yacimiento.
- ❖ El método de Luis Ramos se basa en el mismo método de Chan. Permite diferenciar entre problemas canalización y conificación, Esta herramienta básicamente disminuye la dispersión de los puntos generados mediante las curvas de Chan. Al igual que el método de Chan debe considerarse como componente de un estudio integrado de yacimiento.
- ❖ Las tecnologías químicas son más comúnmente usadas para reducir la canalización de fluidos ya sea en las cercanías del pozo o a nivel matricial a través de fracturas y canales de alta permeabilidad en los yacimientos. El

método más utilizado para sellar fluidos en el pozo es el cemento y en cuanto al yacimiento los polímeros entrecruzados u otros tipos de geles.

- ❖ Al inyectar un gel como método de control de entrada de agua, es necesario estudiar las propiedades del gel que juegan un papel importante en la gelificación, temperatura y pH de la formación y las condiciones operacionales del tratamiento.
- ❖ Los geles selectivos (no sellantes) tienden a disminuir la permeabilidad relativa del agua en mayor proporción que la permeabilidad del petróleo, afectando levemente la producción de petróleo dependiendo del caso, es decir, no existen “geles perfectos”.
- ❖ El tiempo de duración de gel es un parámetro variable, va a depender de las condiciones del yacimiento para retener el gel como fluido protector contra el influjo de agua y del volumen de gel inyectado que haya penetrado la zona objetivo.
- ❖ Las tecnologías mecánicas son dispositivos que se instalan a nivel de superficie o sub-suelo con la finalidad de reducir, controlar o eliminar la producción de agua, tales como: Empacaduras, Tapones, Separadores de Fondo (Hidrociclones), Completaciones Duales o Dobles, Perforación de Pozos Multilaterales.
- ❖ Para aplicar la tecnología “Downhole Oil/Water Separation (DOWS) y “Downhole Water Sink (DWS) se quiere la existencia de un sello lutítico entre la zona productora y la zona de inyección.

Recomendaciones

- ❖ Realizar un estudio profundo y sistemático de todos los parámetros y condiciones tanto del yacimiento como del pozo a fin de generar una buena base de datos y de esta forma garantizar una buena selección de la tecnología más adecuada y eficiente según el caso.
- ❖ Se recomienda realizar una documentación sobre los resultados obtenidos aplicando la tecnología de geles en crudos extrapesados.
- ❖ Se recomienda generar una base de datos de pozos tratados con las diferentes tecnologías antes y después del tratamiento, con la finalidad de establecer una clasificación de acuerdo a los resultados y poder tomarlos en cuenta en nuevos pozos candidatos a la aplicación de tecnologías de control entrada de agua.
- ❖ Realizar un monitoreo del perfil de producción del pozo y de los eventos inherente al mismo después de la aplicación de algunas de las tecnologías de control de entrada de agua.
- ❖ Realizar pruebas de interferencia entre pozos para detectar posibles fallas y mejorar el diagnóstico.
- ❖ Realizar un análisis sobre el impacto económico que causaría la implantación de la tecnología de Completación Dual para el Control de Conificación (CDCC), en el manejo del agua en superficie.
- ❖ Se debe realizar un estudio económico entre las diferentes tecnologías aplicables a la zona a tratar para optimizar costos.

RECOMENDACIONES

- ❖ Estudiar la posibilidad de crear una materia electiva en la Escuela de Petróleo (UCV) con el presente Trabajo Especial de Grado, debido a que el pensum académico no presenta ninguna materia que documente sobre el control de entrada de agua en pozos productores de petróleo.

Referencias Bibliográficas

1. ESSENFELD, M y E, Barberii. (2001). **Yacimientos de Hidrocarburos**. FONCIED, Caracas, Epsilon Libros.
2. Briceño Lisett y Leal Omar. **FACTIBILIDAD DEL USO DE TECNOLOGÍA DOWS Y TECNOLOGÍA DE GELES PARA CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL ÁREA O-16 DE BITOR, BITÚMENES ORINOCO, S.A.** Trabajo especial de grado UCV. Caracas 2002.
3. HALLIBURTON ENERGY SERVICES. (2001). **Conformance Technology. Identification and treatment of water-control problems for improved reservoir recovery efficiency.** Houston, Halliburton Energy Services Publication.
4. Soto Carlos, Enrique Puche. **HIDROGEOQUIMICA EN LA CUENCA DE MARACAIBO.** Reporte técnico. Maraven. 1981.
5. BAILEY, Bill (ed). (2000). **Control del agua.** Schlumberger. Houston, Oil Field Review.
6. ELPHICK, J.; SERIGHT, S. **A Classification Water Problem Types.** SPE 1 presented at the 1997 PNEC 3rd International Conference on Reservoir Conformance, Profile Control, Water and Gas Shut Off. Houston, Texas.
7. Ferreira Issa. **ESTUDIO DE SELECCIÓN Y JERARQUIZACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DE GELES EN EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA.** Trabajo especial de grado UCV. 2006.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

8. Prado Mariana. **DIAGNOSTICO, CONTROL Y PREVENCIÓN DE LA EXCESIVA PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS HORIZONTALES.** PDVSA INTEVET. 2006.
9. Suarez Ovidio. **GUIA DE INGENIERIA PETROFISICA.** Registros. Documento no publicado.
10. SCHLUMBERGER. Wireline & Testing. (1992). **USI. UltraSonic Imager.** Folleto SMP-5135/M-090247.
11. SCHLUMBERGER. Wireline & Testing. (1992). **CMR.**
12. SCHLUMBERGER. (1997). **Venezuela WEC. Evaluación de Pozos.**
13. Chan K.S. **WATER CONTROL DIAGNOSTICS PLOTS.** SPE-30775. 1995.
14. Montero anyomilu y Sequera Joel. **ORIGEN Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO SOCORORO.** Trabajo especial de grado UCV. 2006.
15. BAKER HUGHES. Dave Voss. **DONWHOLE OIL-WATER SEPARATION.** 1999.
16. SWISHER, M y A, Wojtanowicz. (1995). **New Dual Completion Method Eliminates Bottom Water Coning.** SPE 30697.
17. Serigh, S y J Liang. (1995). **A COMPARISON OF DIFFERENT TYPES OF BLOCKING AGENTS.** SPE 30120.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

18. Velásquez Arnaldo. **“ESTUDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE UN TRATAMIENTO DE GELES COMO MÉTODO DE CONTROL DE AGUA EN EL YACIMIENTO G-1° GF-1 DEL CAMPO GUAFITA NORTE, ESTADO APURE”**. Trabajo especial de grado UDO. 2006.
19. PDVSA. INTEVEP. Informe. **TECNOLOGÍA MULTIGEL**. Los Teques. 2003.
20. TIORCO. The Science of Enhanced Oil Recovery. **RESUMEN DE PRODUCTOS TECNOLÓGICOS**. Nalco Company 2009. Bulletin B-1041S.
21. Liang, J y R.S, Seright. (1992). **REDUCTION OF OIL AND WATER PERMABILITIES USING GELS**. SPE 24195.
22. LIANG, J y R.S, Seright. (1997). **FURTHER INVESTIGATIONS OF WHY GELS REDUCE KW MORE THAN KO**. SPE 37249.
23. Robertson. (1996) **THE USE OF BACTERIA TO REDUCE WATER INFLUX IN PRODUCING OIL WELLS**. SPE 37336.
24. Mota Martha. **IDENTIFICACION, PROCEDENCIA Y CONTROL DE LA PRODUCCION DE AGUA EN YACIMIENTOS DEL CAMPO GUAFITA NORTE**. Trabajo especial de grado. Caracas 2000.