

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETROLEO
CURSOS ESPECIALES DE GRADO**



**ESTUDIO DE LOS DAÑOS Y PSEUDO DAÑOS
ASOCIADOS A YACIMIENTOS DE GAS Y GAS
CONDENSADO**

REALIZADO POR:

ANDREINA ZULANY FIGUERA LEONETT

EUDYMAR JOSÉ GÓMEZ RAMIREZ

**Monografía presentada ante la Universidad de Oriente como
requisito parcial para optar al título de:
INGENIERO QUÍMICO**

ANZOÁTEGUI, AGOSTO DEL 2007

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETROLEO
CURSOS ESPECIALES DE GRADO



ESTUDIO DE LOS DAÑOS Y PSEUDO DAÑOS
ASOCIADOS A YACIMIENTOS DE GAS Y GAS
CONDENSADO

REALIZADO POR:

ANDREINA ZULANY
FIGUERA LEONETT

EUDYMAR JOSÉ
GÓMEZ RAMIREZ

Monografía presentada ante la Universidad de Oriente como
requisito parcial para optar al título de:

INGENIERO QUÍMICO

ANZOÁTEGUI, AGOSTO DEL 2007

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
CURSOS ESPECIALES DE GRADO



ESTUDIO DE LOS DAÑOS Y PSEUDO DAÑOS
ASOCIADOS A YACIMIENTOS DE GAS Y GAS
CONDENSADO

JURADO

ING. MARIO BRIONES

ING. ISVELIA

AVENDAÑO

ING. JOSÉ FARIÑAS

ING. JOSÉ RONDÓN

ANZOÁTEGUI, AGOSTO DEL 2007

RESOLUCIÓN

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

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

DEDICATORIA

A mis tres mejores amigos, Dios y Mis padres, por nunca abandonarme y siempre confiar en mí. Esto es de ustedes.

A mis compañeros Andreina Figuera y Marialbert Medina, Antonio Marcano, y por su puesto a mí persona, más que agradecerles quiero dedicárselos. Este logro lleva nuestra esencia, aquí demostramos lo grande que podemos llegar a ser, a pesar de los tropiezos, supimos llegar hasta el final juntos y orgullosos de llevarnos este gran aprendizaje. Recuerden siempre “somos y seremos del tamaño del reto que se nos presente”. Muchos éxitos AMIGOS. Felicidades. Lo Logramos!!!

A todas las personas que hicieron posible este sueño, hoy tenemos la dicha de verlo realizado, con este logro comprobamos que la fé nos hace llegar más allá de lo que soñamos.

“Cuando la determinación de triunfar es suficientemente fuerte, el fracaso jamás te alcanzará... Aquel que tiene fé y confía en Dios, encuentra el éxito en donde otros fracasan”

Eudymar Gómez.

DEDICATORIA

Hoy siento tanta emoción dentro de mi corazón...no se como empezar, me embriaga la felicidad, nostalgia, alegría; porque estoy visualizando uno de los sueños mas anhelados por mi... el logró de ser Ingeniero Químico. Por eso.. Lo dedico a todas las personas que me quieren.. Porque cada una apporto su granito de arena, para vislumbrar este éxito...Especialmente a los seres más importantes en mi vida: **A DIOS**, porque sin ti nada soy Señor, tu siempre has estado a mi lado..me has tratado de llevar por el buen camino...**¡Padre!** no me abandones..Ahora es cuando mas te necesito.. Tú eres el principal autor de este sueño que hoy es una realidad, eres mi fe, y mi mejor amigo..Gracias por mi alma, por darme todo..Mi vida es tuya Señor **A La Virgen Maria Rosa Mística, y La Virgen del Valle**, por cubrirme con su manto protector y por llenarme de fe, al ver su imagen y pedirle que me ayudaran.. Sobre todo cuando rezaba el Rosario sentía tanta paz, y milagrosamente mis problemas se solucionaban.. La fe lo puede todo..**A mi MAMA** por ser mi mayor inspiración esto te pertenece, porque sin tu amor, cariño, apoyo no lo hubiese logrado..No existen palabras para expresar lo que significas para mi, eres luchadora, excepcional..... Estoy orgullosa de ti..Es una dicha tenerte como madre, no hay amor como el tuyo..Dios te bendiga, espero que Nunca me faltes...TE AMO..**A mi PAPA** por se mi amigo, hoy te obsequio uno de mis mas grandes logros ..Recíbelo, con mucho cariño..TE AMO..**A mi HERMANA** por ser mi compañera, por llenar mi vida de alegría, todo este esfuerzo es para compartirlo, que te sirva de ejemplo..y seas igual o mejor que yo. TE AMO. A mi **Abuela Saturna Leonett**, por estar pendiente de mi, por darme ese cariño, se que tienes un corazón de oro..Te Quiero Mucho...A mi **Abuela Graciela Figuera(✝)** por creer en mi, desde que era una niña, por su dulzura.. ¡que lastima! Que hoy no estés a mi lado, gracias por protegerme desde el cielo.

“Yo Te amo, Señor, Eres mi fuerza, El Señor es mi Roca y mi Fortaleza; es mi libertador y es mi Dios, es la Roca que me da seguridad, es mi escudo y me da la victoria”

Andreina Figuera.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser el pilar de mi vida, mi guía y mi fortaleza, en todo momento. Gracias mi Dios porque siempre, has llenado mi vida de bendiciones y me has dado la fuerza para seguir adelante ante cualquier adversidad, sin ti no lo habría logrado.

A mi madre, Maria de los Ángeles Ramírez, Mami eres la mujer más maravillosa que he conocido en la vida, siempre aportándome tus buenas energías y dándome tus bendiciones, eres mi más grande ejemplo de amor, lucha y perseverancia. Cuando me siento afligida y sin ánimos allí estás tú, dándome las más bellas palabras de aliento, y recordándome lo importante que soy para ti. Tus palabras y tus oraciones son el alimento de mi alma. Pido a dios que nunca me faltes. No sólo te debo la vida, sino cada una de las cosas que he obtenido en ella. Esto es tuyo, te lo entrego con todo mi amor. Eres mi inspiración. Te amo Mami!

A mi padre, Eutimio Gómez, por haberme llevado de la mano siempre por el camino del bien, cuidándome, ayudándome y entregándome los mejores consejos que un padre dá a sus hijos para evitar que caigan. Papi, te amo mucho, cada día me esforzaba más y más por esto, no podía fallarte, agradezco tu confianza, tu amor, y tu lucha por llevarme hasta aquí, entregándome día a día todo tus esfuerzos, sin exigirme nada. Que grande eres para mi, papi; el hombre que más he amado en mi vida, juntos hemos pasado muchas pruebas, y siempre apostando a ganar, y gracias a Dios ganamos. Hoy te entrego este triunfo, que es nuestro, somos el mejor equipo Papito Mío. Te amo!

A mis hermanas; Mayret de los Ángeles Ramírez y Miggloris del valle Gómez, por ser las estrellas que me guían desde que era una niña, siempre dándome sus consejos para hacerme crecer no sólo como profesional sino también en lo personal. Siempre he visto en ustedes un buen ejemplo de dignidad, perseverancia y amor, fueron una gran motivación para llegar hasta aquí. Las quiero muchote.

A mis hermanos; Alexander, Asnobar, Eutimio, Jairo, Johan, José Luís; quiero agradecerles el cariño que me han dado a lo largo de mi vida, su ayuda económica, sus cuidados, y sus enseñanzas. Los adoro de corazón, con mucha sinceridad les agradezco su confianza y las palabras con las cuales me recuerdan lo importante que he sido para ustedes.

A mis sobrinos hermosos, Manuel, Jairo, Gabriel, Jaimaris, Yalexandra, Asnobar, Ricardo, Ana, Sofía, Silvia, José E, Diana, y el futuro bebé. Mis niños, espero que sigan el ejemplo, han llenado mi vida de muchos momentos de alegría, ternura y felicidad.

A mis Tios y Tias, en especial a Ismael Gómez, Rosa Ramírez, y a mi Madrina Delsy Yegres, ustedes han sido un apoyo sentimental muy grande en todos los momentos de mi vida. Gracias por estar siempre a mi lado.

A mis Cuñadas Damelis Serrano, Yanitzi Barreto, por su compañía, cariño, consejos, cuidados y por soportar mis cambios de ánimo y comprender mis sentimientos. **A mis cuñados Elier Gómez y Giorgio Minardo**, por su cariño, confianza y por su ayuda oportuna siempre que la necesito. Los quiero!!!

A todos mis queridos amigos y amigas, Carli González, Dayana Castillo, Iremsy Fermín, Karla Bustamante, Milagros García, Milangela Salazar, Radelvi Rodríguez, Ramón Rodríguez, Viviana Medina, la lista es larga!; y en especial a mis amigas Darimar Flores y Louisemar Sterling, por su apoyo incondicional, siempre me han brindado mucho cariño, apoyo, comprensión y lo más importante Lealtad. Gracias amigas por estar conmigo, no sólo en los momentos felices, sino también en los momentos tristes, por su confianza y por todo el apoyo durante la realización de este sueño. Ustedes me han enseñado que la amistad no tiene barreras, espero sigamos compartiendo todos nuestros triunfos. Todos ustedes forman parte importante en mi vida y en mi corazón. Los adoro!!!.

A la Universidad de Oriente, por la formación y el conocimiento que me dió esta gran casa de estudios. Por darme la gran satisfacción de ser una profesional. Y **a los profesores del Departamento de Ingeniería Química, especialmente a los profesores Hector Silva, Oswaldo Ochoa y Petra Martinez,** por haberme enseñado a pensar como una profesional, mil gracias. Uds marcaron la pauta!!!.

A los profesores Ivelia Avendaño y Mario Briones, por darnos la oportunidad de demostrar que podemos ser cada vez mejores, nos enseñaron también que la exigencia es uno de los ingredientes para ser excelentes. Aquí plasmamos no sólo sus enseñanzas académicas, sino también el crecimiento personal que dejaron en nosotros.

Eudymar Gómez.

AGRADECIMIENTOS

A **DIOS** por acompañarme en todos los momentos de mi vida, por llenarme de fe, y fuerza espiritual cuando el camino a recorrer solía ser difícil ¡Padre! Tu presencia estaba conmigo y se que sin tu ayuda desde el cielo, yo no lo hubiese logrado. Gracias por protegerme para que nada me pasara durante este tiempo, por regalarme el don de la sabiduría, por poner en mi camino personas de buen corazón que me brindaron cariño y amor..**TE AMO.**

A mi **Mamá Zulay Leonett** por creer en mi por enviarme a estudiar lejos de ti, sin pensar que te defraudaría, por tu esfuerzo, por regalarme la mejor educación, por tu apoyo incondicional...y por siempre solucionar los problemas y decirme tus palabras mágicas “tranquila pídele a Dios”, por enseñarme valores como la Fe, que hoy en día me ha servido de mucho...Gracias por se mi mayor motivación , porque este éxito te pertenece a ti..**Mamita TE AMO.**

A mi **Papá Andrés Figuera**, A pesar de tener ideales diferentes y por cosas de la vida en los momentos mas significativos (tu apoyo no fue lo suficiente....esperaba mas), pero; Dios me dió un corazón noble y te agradezco por enseñarme que en la vida nada es difícil..que la mentalidad positiva atrae las cosas buenas, por despertar en mi la inquietud de estudiar Ingeniería Química, por la educación, por aprender a pensar con un poco de lógica...la lección fue dura..Sabes puedo decir que lo Logramos..y que parte de este logro te lo debo a ti.

A mi **Hermana Andrea Figuera “Minita”** a pesar de no tenerte cerca tu estilo único para hacer lo que te propones, tus bromas e ironías me permitieron salir adelante y a encontrar en ti un refugio.. Eres lo ¡Máximo!.Gracias.. Espero, que Dios me de la oportunidad de ver tú título..Los sueños se hacen posibles cuando hacemos con pasión lo que nos gusta.

A mi **Alma Mater la Casa más Alta la Universidad de Oriente**, es increíble, pero nunca imagine agradecerle ..Gracias por darme la oportunidad de realizarme como persona, por enseñarme a madurar y permitirme compartir y conocer personas que de verdad hicieron agradable, los momentos mas difíciles..Cada rincón (Básico, las mesitas, aulas, pasillos, Dpto de Química..y otros) deja una huella imborrable en una de las etapas mas importantes de mi vida..Gracias a los **Profesores del Departamento de Ingeniería Química** por enseñarme a razonar y a pensar con ingenio; porque sin su esfuerzo hubiese sido imposible lógralo.

A mis **Tias Bettine, Belkis, Tibisay**, no hay palabras para agradecerles lo que han hecho por mi.. Mil gracias.. por quererme como una hija..por confiar en mi, por darme amor, por su apoyo en todo momento..Ustedes son protagonistas de este logro..Las Amo, son mi mas digno ejemplo a seguir..Dios las bendiga mis ángeles..Gracias por no fallarme. Ah.. Otro miembro de la familia la **Sra Mireya Leonett**, gracias por preocuparte por mí y brindarme mucho cariño.

A mi **Tío Miguel Leonett (Coto) y su Esposa La Nena** gracias por quererme como una hija, por entenderme y ayudarme... por todo ese apoyo incondicional.

A mis **primas y primos Bettina, Daniel, Lizareth, Gustavo, Javier, Víctor, el Negro, David, Bárbara, Diego, Darlenis**..por sus bromas, por regalarme los momentos familiares mas gratos de mi vida....Espero que este logro les sirva de ejemplo para luchar por sus ideales, especialmente a **Natibeth Pacero**, por ser un ejemplo a seguir, por su apoyo y lealtad en todo momento..Los quiero mucho.

A mi **Tío Diógenes Figuera (†)** gracias por enseñarme a luchar, a pesar de que no compartí mucho contigo me toco vivir una experiencia muy difícil a tu lado.. Créeme me hubiese gustado salvar tu vida y evitarte el sufrimiento.

Al **Sr. Domingo Pacero** por su apoyo... Muchísimas gracias.

A **La Sra. Mirian Carvajal** por llenarme de esa fuerza espiritual, cuando me agobiaban los problemas y la fe parecía perdida..Hoy te doy gracias por ese cariño y apoyo tan grande ..Mi vieja, “La fe mueve montañas.”

A mi **Hermana y Amiga Luz Maria Pérez**, por darme ese rayito de luz en los momentos mas difíciles, por enseñarme a persistir y a no dejar las cosas a medio camino, por escucharme (desde que era una niña), soportarme, por estar allí en los buenos y malos momentos...eres un ejemplo digno de Mujer y Amistad,...eres Única, te admiro... Hoy me doy el lujo de decir que lo logramos Colega..Gracias por se mi guía.

A mi **Amigo Ramón Díaz**, mi querido amigo no hay palabras para describirte y definirte eres inmensamente maravilloso, gracias por tu amistad (Es un tesoro), por darme aliento en las adversidades, por salvarme la patria muchas veces, por enseñarme a mantener la tranquilidad y paz, y sobre todo a hacer las cosas con calidad; no con cantidad. Colega lo logramos..estoy orgullosa de ti.

A **La Familia Velasco Rivero (Sra Ana, Negro, Neni, Arelis, Pedro, Luis)** por brindarme ese calor de hogar, y tratarme como un miembro de su familia, espero que se sientan contentos.. y **especialmente a mi amiga y hermana, Nysana Velasco** por escucharme, guiarme, enseñarme a tener calma, y a luchar por las metas. Los quiero mucho..Gracias eternamente.

A mi **Amigo Christian Villegas**, ¡Oye! La lección fue dura..Gracias por enseñarme con hechos que hay que llegar hasta el final..Que la paciencia y la constancia son las mejores virtudes que puede tener el ser humano..Colega lo lograste y Te Admiro...Gracias por guiarme en el momento preciso, cuando pensé que estaba sola..Tú me diste esa fortaleza...y me brindaste tu apoyo de forma desinteresada.

A **La Profesora y Amiga Maritza Millan**, por ser como una madre para mi. “Los hijos cometemos errores”...Gracias por irradiar esa energía positiva, por ese optimismo, cuando los obstáculos se hacen invencibles, que yo no supe apreciar.. Pero que me servirá para el resto de mi vida.

A mi **Amiga Andrea Bustamante** por brindarme su amistad, por abrirme las puertas de su casa en los momentos mas difíciles para mi.. Tú, con tu forma de ser Sarcástica, tu alegría, me enseñaste a valorarme, a creer en mí, a entender que lo mejor es lo que pasa..Estoy segura que si no te cruzas en mi camino en el momento preciso...No se que hubiese sido de mí...Gracias...Flaquita..Espero que estés orgullosa de mí.

A mi **Amiga Ismenia**, por entenderme, escucharme y apoyarme en mis tristezas y alegrías..Gracias por tu amistad.

A **La Sra, Maria Ramírez (Mamá de Eudymar)**, por ser como una madre para mí, por brindarme estadía en su casa, por darme ese amor incondicional cuando me sentía triste, por llenarme de fuerza espiritual, y recordarme que la oración y la fe son nuestras mejores armas para estar cerca de Dios..y así todo saldrá bien..Siempre estarás en mi corazón..Muchas gracias..Por usted se que los Ángeles existen, usted es uno de ellos.

A mi **Amiga y Compañera de Áreas Eudymar Gómez**, aunque tuvimos muchos altibajos por nuestro carácter y por los momentos de tensión..La amistad lo puede todo cuando es verdadera, ejemplo de ello somos Tú y Yo, ¡jamás!, dejare tu amistad, porque se lo grande y maravillosa persona que eres, gracias por esa alegría que irradias siempre, por el apoyo..Colega ¡Ganamos! ..Lo Logramos.

A mis **Compañeros de las Áreas (Dpto de Ingeniería de Petróleo) Antonio Marcano y especialmente a Marialbert Medina (Gordita)**, no hay palabras para decir lo orgullosa que estoy de ti, gracias por darme las herramientas necesarias para pensar como un Ingeniero Petrolero.. ¡Aprendí! je je.. pero tu esfuerzo valió la pena...en ti gane una nueva amiga.

A mis **Amigos y compañeros de la UDO**, por hacer la estadía en esta casa de estudio más placentera, y por enseñarme a crecer profesionalmente y espiritualmente, y dar lo mejor de mí: **Rosita, Milagros, Christian de las Casas, Amavelis, Sabrina, Emilio, Darimar, Gabi Stincone, Renny, Mariana Ramírez, Javier, Mayra.**

Andreina Figuera.....

TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN.....	IV
DEDICATORIA.....	V
DEDICATORIA.....	VI
AGRADECIMIENTOS.....	VII
AGRADECIMIENTOS.....	IX
TABLA DE CONTENIDO.....	XI
LISTA DE FIGURAS.....	XVI
LISTA DE TABLAS.....	XVIII
RESUMEN	XIX
CAPÍTULO I.....	21
EL PROBLEMA	21
1.1 INTRODUCCIÓN	21
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	22
1.3 OBJETIVOS	23
1.3.1 <i>Objetivo general:</i>	23
1.3.2 <i>Objetivos específicos:</i>	23
CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO.	24
2.1 ANTECEDENTES.....	24
2.2 NOCIONES BÁSICAS DE LOS YACIMIENTOS DE GAS SECO. [1].	24
2.2.1 <i>Yacimiento</i>	24
2.2.2 <i>Clasificación de los yacimientos de gas [9]</i>	25
2.2.2.1 Yacimientos de gas seco.....	25
2.2.2.2 Yacimientos de gas húmedo.	26
2.2.2.3 Yacimientos de gas condensado.	27
2.2.2.4 Yacimientos de gas condensado subsaturados.....	28
2.2.2.5 Yacimientos de gas condensado saturados.	28
2.2.2.6 Yacimiento de gas condensado con condensación retrógrada en el yacimiento.	28
2.2.2.7 Yacimiento de gas condensado sin condensación retrógrada en el yacimiento.	29
2.3 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS Y DE LA ROCA.[2]	30
2.3.1 <i>Porosidad (ϕ)</i>	30

2.3.2	Porosidad efectiva.....	30
2.3.3	Permeabilidad (K).....	31
2.3.3.1	Permeabilidad relativa (Kr).....	31
2.3.3.2	Permeabilidad absoluta (K).....	31
2.3.3.3	Permeabilidad efectiva (Ke).....	31
2.3.4	Saturación de los fluidos (S).....	32
2.3.5	Compresibilidad.....	32
2.3.6	Factor de compresibilidad del gas (Z).....	32
2.3.7	Gravedad API.....	32
2.3.8	Gravedad específica (γ_o).....	32
2.3.9	Factor volumétrico del gas (B_g).....	33
2.3.10	Presión capilar.....	33
2.3.11	Presión de yacimiento (P_{yac}).....	33
2.3.12	Presión inicial del yacimiento (P_i).....	33
2.3.13	Presión promedio del yacimiento (\bar{P}).....	33
2.3.14	Presión de fondo fluyente (P_{wf}).....	33
2.3.15	Presión estática.....	34
2.3.16	Humectabilidad de la roca.....	34
2.3.17	Fase mojante.....	34
2.3.18	Fase no mojante.....	34
2.3.19	Densidad.....	34
2.4	FACTORES DE DAÑOS [10].....	35
2.4.1	Daño de formación.....	35
2.4.1.1	Daños de eflujo.....	35
2.4.1.2	Daños de influjo.....	36
2.4.2	Causas e daños.....	36
2.4.3	Pseudo daños.....	37
2.4.3.1	Daños por desviación del pozo (S_0).....	37
2.4.3.2	Daños ocasionados por turbulencia de flujo (S_t).....	37
2.5	REGÍMENES DE FLUJO.....	37
2.5.1	Geometría del yacimiento.....	37
2.5.2	Régimen de flujo radial.....	38
2.5.3	Régimen de flujo lineal.....	38
2.5.4	Régimen de flujo bilineal.....	39
2.5.5	Régimen de flujo esférico.....	39
2.6	MÉTODOS CONVENCIONALES DE ANÁLISIS DE PRUEBA DE PRESIÓN [6].....	40
2.6.1	Método de Horner.....	40

2.6.2	Método de la derivada.....	41
2.7	PRODUCTIVIDAD DE POZOS[5].....	42
2.7.1	Índice de productividad (J).....	42
2.7.2	Análisis nodal del sistema ^[11]	44
2.7.3	Causas de la baja productividad de pozos ^[11]	46
2.7.3.1	Capacidad de flujo de la formación (Ko*h).....	47
2.7.3.2	Baja energía disponible.....	47
2.7.3.3	Alta viscosidad del fluido.....	48
2.7.3.4	Resistencia al drenaje (Ψ).....	48
2.7.3.5	Daño.....	48
2.7.4	Parámetros que afectan la productividad en pozos de yacimientos de gas condensado ^[11]	48
2.7.4.1	Acumulación de líquido en los pozos (Hold Up).....	48
2.7.4.2	Acumulación de líquido en la formación.....	50
2.7.4.2.1	En la zona cercana al pozo de producción.....	50
2.7.4.2.2	En todo el yacimiento.....	51
2.7.4.3	Formación de anillos de condensados.....	52
2.7.4.4	Permeabilidad Relativa.....	53
2.7.4.5	Número Capilar (Nc).....	54
2.7.4.6	Despojamiento Capilar (Velocity Stripping).....	55
2.7.4.7	Flujo No-Darciano.....	55
2.7.4.8	Resistencia Inercial.....	56
2.7.4.9	Efecto combinado.....	56
2.8	HERRAMIENTAS UTILIZADAS PARA LA INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBA DE PRESIÓN.....	57
2.8.1	Pansystem.....	57
2.8.1.1	Modulo de preparación de datos (data prep).....	58
2.8.1.2	Modulo de análisis (análisis).....	58
2.8.1.2.1	Método semilogaritmo.....	58
2.8.1.2.2	Método de la derivada.....	59
2.8.1.2.3	Método alternativo o de apoyo.....	59
2.8.1.2.4	Modulo de simulación (simulate).....	59
	CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA.....	61
3.1	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	61
3.1	DEFINICIÓN DE LOS DAÑOS Y PSEUDO DAÑOS EN YACIMIENTOS DE GAS Y GAS CONDENSADO.....	61
3.3	DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE LOS DAÑOS EN YACIMIENTOS DE GAS Y GAS CONDENSADO.....	62

3.3.1 Cálculo del Daño Total (S).....	62
3.3.2 Calculo del Daño Mecánico(S_m).	62
3.3.3 Cálculo del Pseudo Daño por Desviación y Entrada Limitada, ($S_{c+\theta}$).....	63
3.4 INTERPRETACIÓN DEL SKIN ARROJADO POR EL SIMULADOR PANSYSTEM, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN EN UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO CON CONDENSACIÓN RETROGRADA EN LAS CERCANÍAS DEL POZO.....	64
3.5 SEÑALIZACIÓN DEL EFECTO DE LOS DAÑOS Y PSEUDO DAÑOS EN LA PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS DE GAS Y GAS CONDENSADO.....	64
CAPÍTULO 4. DESARROLLO Y DISCUSIÓN.....	66
4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS DAÑOS Y PSEUDO DAÑOS EN YACIMIENTOS DE GAS Y GAS CONDENSADO.	66
4.1.1 Factor de daño total, (S_t).	66
4.1.1.1 Daño de formación, (S_f).	68
4.1.1.2 Daño mecánico, (S_m).	68
4.1.1.2.1 Daño por Invasión de Fluidos de Perforación, Completacion y Estimulación, (S_d).....	69
4.1.1.2.2 Daño Por Perforaciones (Cañoneo) o Penetración Parcial, (S_p).	71
4.1.1.3 Pseudo daño por desviación y entrada limitada, ($S_{c+\theta}$).	73
4.1.1.4 Pseudo daño por flujo turbulento (flujo no darcy), (S_{turb}).	76
4.1.1.5 Pseudo daño por formación de bancos de condensado retrogrado.....	77
4.1.1.5.1 Formacion del banco de condensado.....	77
4.1.1.5.2 Analisis del efecto del banco de condensado.....	81
4.1.1.6 Pseudo daño por arenamiento.....	83
4.1.1.7 Pseudo daño por alta producción de agua.....	84
4.2 MÉTODOS ANALITICOS Y SEMIANALITICOS PARA DETERMINAR LOS DAÑOS Y PSEUDO DAÑOS ASOCIADOS A YACIMIENTOS DE GAS Y GAS CONDENSADO.	87
4.2.1 Calculo del Daño Mecánico, (S_m).	88
4.2.2. Cálculo del pseudo daño por desviación y entrada limitada, ($S_{c+\theta}$).....	97
4.3 INTERPRETACIÓN DEL “SKIN” EN UNA PRUEBA DE PRESIÓN APLICADA A UN YACIMIENTO DE GAS CON BLOQUEO DE CONDENSADO, MEDIANTE EL SIMULADOR PANSYSTEM.	104
4.4 INFLUENCIA E IMPACTO DE LOS DAÑOS Y PSEUDO DAÑOS EN LA PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS DE GAS Y GAS CONDENSADO.....	109
CAPÍTULO 5.	112
5.1 CONCLUSIONES.....	112
5.2 RECOMENDACIONES.....	112

BIBLIOGRAFÍA.	113
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	115

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Yacimiento de gas y/o petróleo ^[1]	25
Figura 2.2 Yacimiento de gas seco ^[9]	26
Figura 2.3 Yacimiento de gas húmedo ^[9]	26
Figura 2.4 Yacimiento de gas condensado ^[9]	28
Figura 2.5 Representación de un yacimiento con condensación retrograda.	29
Figura 2.6 Esquema de la porosidad de la roca.	30
Figura 2.7 Porosidad efectiva.....	31
Figura 2.8 Flujo radial.....	38
Figura 2.9 Régimen de flujo lineal.....	39
Figura 2.10 Régimen de flujo bilineal.	39
Figura 2.11 Régimen de flujo esférico.....	40
Figura 2.12 Representación esquemática de la derivada de Bourdet ^[6]	41
Figura 2.13 Curva de referencia para el IPR.....	43
Figura 2.14 Representación grafica de comportamiento Presión-Producción de acuerdo a la correlación de Fetkovich ^[5]	44
Figura 2.15 Esquema de caídas de presión evaluadas en un análisis nodal ^[11]	45
Figura 2.16 Acumulación de liquido.	50
Figura 2.17 Esquema de regiones formadas por el desarrollo de anillo de condensado.	51
Figura 2.18 Acumulación de liquido en la formación.....	52
Figura 2.19 Pantalla principal del programa de análisis de pruebas de presión Pansystem.	57
Figura 2.20 Ventana del modulo de análisis (análisis).....	58
Figura 2.21 Representación del método semilogaritmico en la opción análisis de Pansystem.	59
Figura 4.1 Efecto de caída de presión por daño.	67
Figura 4.2. Perdida de circulación y de lechada durante la perforación y completación de un pozo.	71
Figura 4.3. Proceso de Estimulación o Rehabilitación de un pozo.	71
Figura 4.4. Penetración Parcial por Cañonamiento.	72
Figura 4.5. Daño provocado por los disparos durante el cañoneo.....	72
Figura 4.6. Pozo desviado con respecto a la normal.	73

Figura 4.8. Daño por Completacion Parcial de un Pozo.	74
Figura 4.9. Líneas Convergentes hacia el pozo por Completacion Parcial.....	75
Figura 4.10 Vaciado por Flujo Turbulento.	77
Figura 4.11 Esquema de regiones formadas por el desarrollo de anillo de condensado	81
Figura 4.12 Representación de la acumulación de líquido en la formación.	81
Figura 4.13. Permeabilidad relativa de los fluidos en función de la saturación y la distancia radial.....	83
Figura 4.14. Arenamiento de los Pozos.	84
Figura 4.15 Ilustración de la distribución de los fluidos en el yacimiento antes de la explotación del mismo.	85
Figura 4.16. Filtraciones en el revestidor en la tubería de producción o en el empacador.	86
Figura 4.17. Flujo Canalizado detrás del revestidor.....	86
Figura 4.18. Conificación del Agua y Formación de Cúspides.	87
Figura 4.19. Permeabilidad alterada en las cercanías del pozo.	89
Figura 4.20 Caídas de presión adicional en una zona dañada de radio, r_s.....	90
Figura 4.21. Variables para el cálculo del daño por perforaciones.	94
Figura 4.22. Dimensiones del pozo en coordenadas reales y coordenadas transformadas.	98
Figura 4.24. Variables de Cinco Ley para Pozos Inclinados.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 4.25 Análisis Log – Log o curva de la derivada para una prueba de presión Build up.....	107
Figura 4.26 Análisis Cartesiano del período de cierre para una prueba de presión Build up.....	108
Figura 4.27 Análisis de flujo radial o Horner para una prueba de presión Build up.	108
Figura 4.27. Comportamiento ideal de la curva IPR (sin daño).....	110
Figura 4.28. Comportamiento Real de la curva IPR (con daño).	111

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1. Constantes para el cálculo del factor de daño por perforaciones, establecidas por Karakas y Tariq, 1988.....	95
Tabla 4.2. Definición de dimensionamiento de términos planteada por Cinco Ley y otros autores en sistemas isotrópicos y anisotrópicos.	100
Tabla 4.3. Valores de daño por desviación y entrada limitada de Cinco Ley, 1975 para $H_D = 100$	101
Tabla 4.3. Valores de daño por desviación y entrada limitada de Cinco Ley, 1975 para $H_D = 100$.(Continuación).....	102
Tabla 4.4. Valores de daño por desviación y entrada limitada de Cinco Ley, 1975 para $H_D = 1000$	103
Tabla 4.4. Valores de daño por desviación y entrada limitada de Cinco Ley, 1975 para $H_D = 1000$.(Continuación).....	104

RESUMEN

Los factores de daños y pseudos daños asociados a los yacimientos de gas y gas condensado, pueden ser calculados mediante ecuaciones y métodos numéricos, analíticos y semianalíticos. Los análisis de pruebas de presión, nos permiten conocer un factor de daño total, el cual representa el punto de partida para corroborar si el yacimiento está dañado o estimulado. Estos yacimientos, presentan daños por eflujo e influjo; tales como: daños por cañoneo o penetración parcial, daño por invasión de fluidos de perforación, completación y estimulación; pseudo daños por completación parcial, desviación del pozo en formaciones isotrópicas y anisotrópicas, y flujo no Darciano (turbulencia). Sin embargo, existen otros pseudos daños que se caracterizan cualitativamente, los cuales son: arenamiento, alta producción de agua y formación de anillos de condensado en yacimientos que presentan condensación retrograda.

Es importante estimar los valores de los daños y pseudo daños presentes en los yacimientos de gas y gas condensado, para así conocer su aporte al factor de daño total, y por ende determinar el impacto que generan en la productividad del pozo, tomando en cuenta, que estos provocan caídas de presión adicionales a las normales de producción. Algunos Pseudo Daños, como los de desviación y penetración parcial del pozo, no pueden ser estimados de manera aislada, para este cálculo se aplica el método semianalítico de Cinco Ley, y para el cálculo de daños mecánicos u otros daños, se emplean métodos como el de Hawkins, y Karakas y Tariq, cada uno aplicado a un daño específico, obteniendo de estos los mejores resultados, debido a que los métodos analíticos y semianalíticos antes mencionados, son los trabajos más recientes en cuanto a la cuantificación de los daños de formación o Pseudo daños que restringen el flujo.

En el desarrollo de este proyecto se destacan cada una de las ecuaciones utilizadas para los diferentes tipos de daños y pseudos daños presentes en un yacimiento de gas seco y gas condensado, donde el daño principal en las cercanías del pozo es el daño mecánico, a su vez, se verifica mediante el análisis de una

prueba de presión con el uso del simulador PanSystem, aplicada a un yacimiento de gas condensado, que el factor Skin arrojado no proporciona ni discretiza cuales son los daños presentes en este yacimiento; debido a que, nos da un valor absoluto de daño total, y no valores desglosados para cada uno de los daños inmersos en este valor total, sin embargo se hace evidente el aporte que hace el bloqueo del anillo de condensado al valor del factor “Skin” .

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Introducción

Desde hace muchos años, la industria petrolera ha desarrollado avances importantes en el área de perforación y estimulación de pozos para optimizar la producción, ya que las operaciones realizadas en estos generan daños afectando su índice de productividad. Los yacimientos de gas y gas condensado, son considerados de gran importancia para el desarrollo económico, a tal punto que se están llevando a cabo a nivel mundial, exploraciones a mayores profundidades, altas presiones y temperaturas.

El estudio de los daños y pseudos daños presentes en un pozo resultan del análisis de modelos matemáticos o por métodos de pruebas de presión los cuales presentan el efecto de la alteración de la permeabilidad y restricciones al flujo en las zonas cercanas al pozo. De esta manera, el daño total esta dado por la sumatoria del daño a la formación (daño mecánico) y de los pseudos daños, originando adicionalmente una caída de presión. El factor de daño puede ser utilizado para caracterizar las condiciones de flujo no ideal, para algunos autores este factor significa la cuantificación del flujo no lineal.

Una forma de caracterizar el daño total o daño composicional para yacimientos de gas seco y gas condensado es a través de cada uno de los factores que lo componen, dentro de estos se tienen, la permeabilidad alterada en la región vecina al pozo por invasión de fluidos desde el pozo hacia la formación, la producción de altos contenidos de arena y agua, inclinación del pozo y la turbulencia del fluido, efectos de perforación o mal diseño del cañoneo y bloqueo por saturación o segregación de fases, como el anillo de condensado en el caso de yacimientos que presentan condensación retrograda en las cercanías del pozo. Estos problemas, por lo general se agravan poniendo en peligro las futuras intervenciones de los pozos, y la capacidad de producción de los mismos a largo

plazo; así como también pueden ocasionar la pérdida de comunicación entre el pozo y el yacimiento; y el acceso a las reservas de gas.

1.2 Planteamiento del problema.

Durante la perforación, la completación y la producción de yacimientos de gas y gas condensado se producen diversos daños de formación y pseudo daños que restringen el flujo de fluidos desde la formación hacia el pozo; los cuales pueden estar estrechamente conectados entre sí, y simultáneamente pueden afectar la productividad de los pozos en estos yacimientos.

El efecto de los Daños y pseudos daños se manifiesta o se observa en el aumento del diferencial o caída de presión durante la producción de los pozos. Algunos de estos factores de daños son: Los daños mecánicos o de formación, entre los cuales se encuentran los daños por eflujo y por perforaciones o mal cañoneo. Por otro lado, se presentan los pseudo daños por geometría del pozo, por completación parcial, flujo no Darciano, arenamiento, producción de agua y bloque debido al anillo de condensado.

En el caso de los yacimientos de gas condensado; la movilidad y flujo del gas presente en estos puede verse afectada y obstruida; mediante sus componentes más valiosos; es decir durante la producción de estos reservorios la saturación del líquido condensado puede incrementarse en la región vecina al pozo como consecuencia de la caída de la presión por debajo del punto de rocío, lo que ocasiona la formación de bancos de condensados inmóviles; los cuales a su vez; mojan los espacios permeables de la roca; restringiendo así, el flujo del gas hacia los pozos productores. La restricción del flujo de gas en zonas vecinas al pozo reduce la productividad de los pozos; por tanto; la formación y la no producción de estos bancos de condensado afecta el rendimiento; la riqueza del fluido producido, y la productividad del yacimiento. Por todo esto, se puede considerar que la formación de bloques de condensado en las cercanías del pozo, constituye un pseudo daño exclusivo de los yacimientos de gas condensado.

Los Factores de daños y pseudo daños deben ser abordados, para tener conocimiento del porqué, y cómo se producen, esto con el fin de lograr diseñar

métodos que ayuden a minimizar los mismos; y a su vez, obtener el mayor recobro posible en estos yacimientos. Esto representaría un gran avance en la etapa de producción del yacimiento, y por consiguiente, se disminuirían costos adicionales para la solución de estos problemas.

El objetivo es definir, describir y cuantificar los daños y pseudo daños en un yacimiento de gas y gas condensado para las diferentes formas geométricas del pozo ya sea horizontal, vertical y desviados, a partir de los más recientes modelos matemáticos, analíticos y semianalíticos. Por otro lado, se persigue interpretar cualitativamente el valor de daño o factor Skin arrojado por el simulador PanSystem, durante el análisis de una prueba de presión aplicada a un yacimiento de gas condensado con condensación retrograda en las cercanías del pozo. Así como también, explicar la influencia de estos daños en la productividad de los pozos.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general:

Estudiar los Daños y Pseudo Daños asociados a yacimientos de gas y gas condensado.

1.3.2 Objetivos específicos:

1. Definir los Daños y Pseudo Daños en yacimientos de gas y gas condensado.
2. Describir los métodos analíticos y semianalíticos más recientes, para el cálculo del Factor de Daño Total, Daño Mecánico o de Formación y los Pseudo Daños presentes en yacimientos de gas y gas condensado.
3. Interpretar el Skin arrojado por el simulador PanSystem, mediante el análisis de una prueba de presión en un yacimiento de gas condensado con condensación retrograda en las cercanías del pozo.
4. Señalar el efecto de los Daños y Pseudo Daños en la productividad de yacimientos de gas y gas condensado.

CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO.

2.1 Antecedentes.

Locke^[3] y Hong^[3] en su estudio para predecir la tasa de productividad en la zona cercana al pozo consideraron un enfoque mas sofisticado de monogramas para combinar los efectos de perforado y el daño por perforación.

Karakas y Tariq^[3] en el análisis de "Daños mecánicos", establecieron que cuando un pozo es perforado y dañado se requiere un método que combine ambos efectos, debido a que los dos fenómenos ocurren simultáneamente.

Yeh y Reynolds^[3], Likowski^[3], Jones y Watts^[3], Jones^[3], Ahmed^[3] en el estudio de el calculo del factor de daño total determinaron que el daño mecánico se debe a la perforación y los daño por perforación, pueden ser pozos combinados con daños por completación parcial si es incluido un término "Geométrico" apropiado.

Méndez G y Moreno H^[10] de la Universidad de Oriente, llevaron a cabo un diagnóstico de daños y pseudo daños en yacimiento de gas y gas condensado, a través de la interpretación de pruebas de presión, donde concluyeron que las pruebas de pozo son una de las mejores herramientas utilizadas para el monitoreo constante del sistema pozo-yacimiento, para detectar fenómenos que ocasionan problemas en yacimientos de gas condensado, tales como la condensación retrograda, además que el pseudo daño en los pozos de gas es producto del flujo turbulento por la alta velocidad que presentan.

2.2 Nociones básicas de los yacimientos de gas seco. [1].

2.2.1 Yacimiento.

Es una extensión volumétrica de roca porosa y permeable, ubicada en el subsuelo que se encuentra saturada con hidrocarburo en una cantidad económicamente explotable. Esta acumulación de hidrocarburos es entrampada en la roca debido a la presencia de formaciones no permeables, que impiden que el hidrocarburo fluya hacia otros estratos superiores e inferiores.

Es una extensión volumétrica de roca porosa y permeable, ubicada en el subsuelo que se encuentra saturada con hidrocarburo en una cantidad económicamente explotable. Esta acumulación de hidrocarburos es entrampada en la roca debido a la presencia de formaciones no permeables, que impiden que el hidrocarburo fluya hacia otros estratos superiores e inferiores.

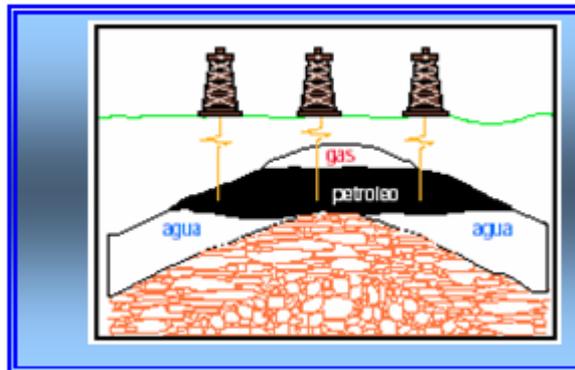


Figura 2.1 Yacimiento de gas y/o petróleo ^[1].

2.2.2 Clasificación de los yacimientos de gas [9].

2.2.2.1 Yacimientos de gas seco.

En estos yacimientos el gas está compuesto principalmente por metano, en un porcentaje mayor al 90%, con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados. Debido al alto contenido de componentes volátiles del gas seco, la obtención de líquidos del gas producido solo se alcanza a temperaturas criogénicas (bajo 0 °F).

La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica por consiguiente, la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en la fase gaseosa.

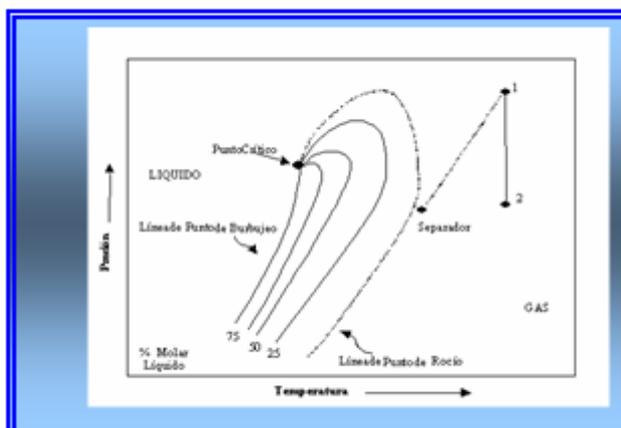


Figura 2.2 Yacimiento de gas seco [9].

2.2.2.2 Yacimientos de gas húmedo.

Los gases húmedos tienen un mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que los gases secos. Se le dice “Gas húmedo” debido a que la mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir a superficie cae en la región de dos fases, formándose una cantidad de líquido menor de 30 BN/MMPCN, es decir mayores a 15000 PCN/BN y el líquido producido es incoloro, con gravedad API mayor a 60. La temperatura de estos yacimientos también es mayor que la cricondentérmica del gas húmedo.

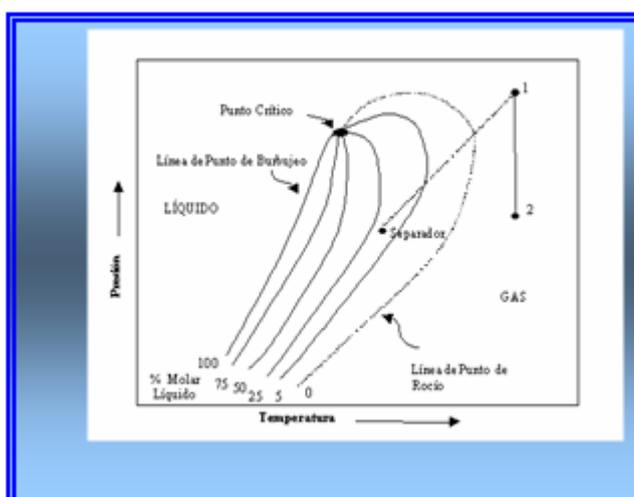


Figura 2.3 Yacimiento de gas húmedo [9].

2.2.2.3 Yacimientos de gas condensado.

El gas condensado se puede definir como un gas con líquido disuelto. El contenido de C_1 es mayor a 60% y el de C_7^+ menor de 12.5%. La mezcla de hidrocarburos a condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío, donde la temperatura del yacimiento tiene un valor entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla. El gas presenta condensación retrograda durante el agotamiento isotérmico de la presión, para llegar a superficie el gas condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura, penetrando rápidamente en la región de dos fases.

Mientras más rico en componentes pesados (C_5+) sea el gas condensado, menor es la relación gas condensado y la gravedad API, además el color de este líquido producido se torna más oscuro. Cuando en un yacimiento de gas condensado se produce una reducción isotérmica de la presión y se atraviesa la curva de rocío, se entra en la región de dos fases y se presenta la condensación retrograda. Estas fracciones se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca; los hidrocarburos depositados no logran fluir hacia los pozos ya que pocas veces se alcanza la saturación crítica del líquido debido a que, esta es la mínima saturación que permite que el fluido pueda moverse.

Uno de los principales daños generados por la condensación retrograda, es que las fracciones más pesadas de la mezcla se depositan y por lo tanto se pierde la parte de mayor valor, ya que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en tales fracciones. En la figura 2.4 se observa el diagrama de fases de un yacimiento de gas condensado.

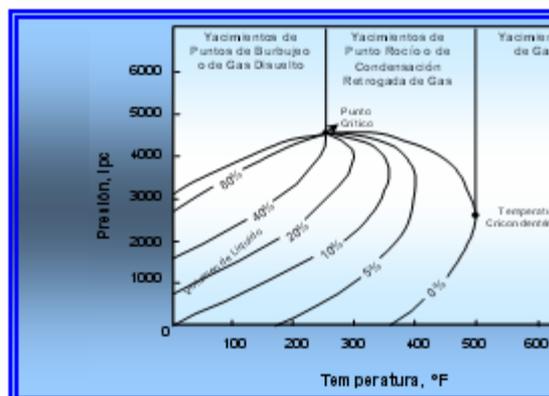


Figura 2.4 Yacimiento de gas condensado ^[9].

2.2.2.4 Yacimientos de gas condensado subsaturados.

Son aquellos yacimientos cuya presión inicial es mayor a la presión de rocío. La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa con una cantidad menor de líquido en solución. Durante el agotamiento de presión, la composición del gas condensado permanece constante hasta alcanzar la presión de rocío, así como también la relación gas condensado (RGC) en superficie.

2.2.2.5 Yacimientos de gas condensado saturados.

En este caso la presión inicial es igual o menor a la presión de rocío. La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa, en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. A medida que continúa la declinación de presión del yacimiento ocurre formación de líquido en el mismo, denominándose a este líquido condensado retrógrado.

2.2.2.6 Yacimiento de gas condensado con condensación retrógrada en el yacimiento.

Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrógrado en la formación al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrada. Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles (más pesados), el rendimiento de líquido de la mezcla de hidrocarburos producido disminuye con el tiempo.

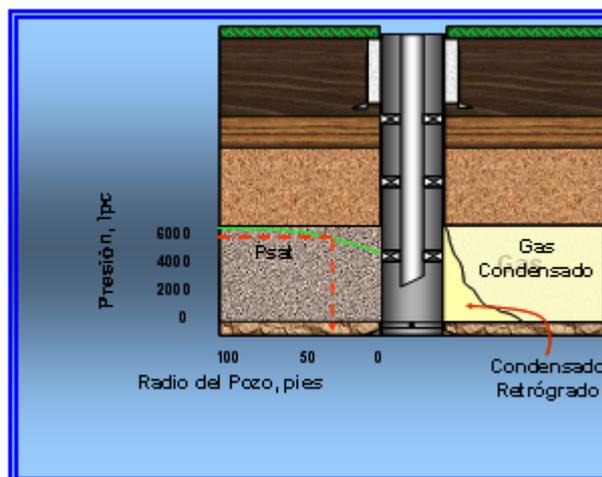


Figura 2.5 Representación de un yacimiento con condensación retrógrada.

2.2.2.7 Yacimiento de gas condensado sin condensación retrógrada en el yacimiento.

La presión de estos yacimientos se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrógrada, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante.

Componente (%Molar)	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Condensado
C ₁	96,0	90,0	75,0
C ₂	2,0	3,0	7,0
C ₃	1,0	2,0	4,5
C ₄ - nC ₄	0,5	2,0	3,0
C ₅ - nC ₅	0,5	1,0	2,0
C ₆	-	0,5	2,5
C ₇ ⁺	-	1,5	6,0
MC ₇ ⁺	-	115	125

Tabla 2.1 Composición química de los fluidos presentes en un yacimiento

2.3 Propiedades físicas de los fluidos y de la roca.[2]

2.3.1 Porosidad (ϕ).

Capacidad que posee la roca, para almacenar fluidos. A su vez, se define como el porcentaje del volumen total de una roca constituido por espacios vacíos, la porosidad depende del empaquetamiento, arreglo de los granos y del encogimiento, o selección de los mismos.

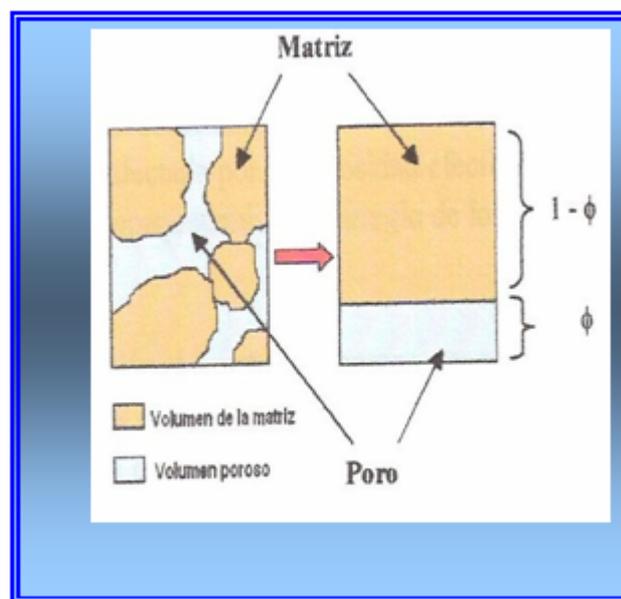


Figura 2.6 Esquema de la porosidad de la roca.

2.3.2 Porosidad efectiva.

Es el volumen total de los espacios porosos interconectados de manera que permitan el paso de fluidos a través de ellos.

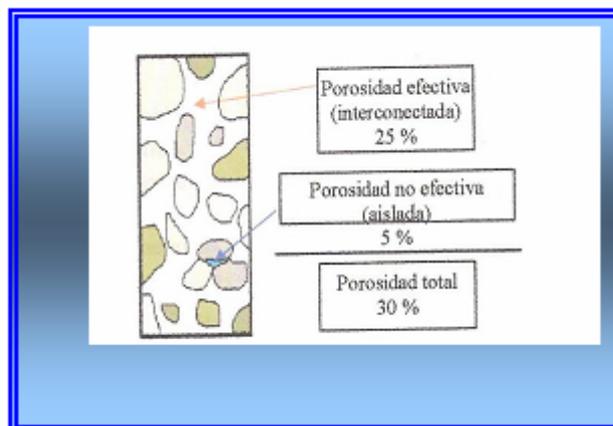


Figura 2.7 Porosidad efectiva.

2.3.3 Permeabilidad (K).

Es una característica inherente a la roca, que permite dejar mover el fluido a través de los canales que constituyen los poros interconectados entre si. Esta se clasifica en tres tipos:

2.3.3.1 Permeabilidad relativa (K_r).

Esta es un concepto usado para relacionar la permeabilidad absoluta con la permeabilidad efectiva de una fase de un fluido en particular, cuando ese fluido solo ocupa una fracción del volumen poroso total. Es una de las variables fundamentales en la simulación de yacimientos, y se utiliza para predecir la tasa de producción.

2.3.3.2 Permeabilidad absoluta (K).

Es aquella que tiene un medio poroso saturado 100% por una única fase.

2.3.3.3 Permeabilidad efectiva (K_e).

Es aquella en la que dos o mas fluidos se encuentran saturando en la roca, y su valor es menor que la permeabilidad absoluta.

2.3.4 Saturación de los fluidos (S).

Es la fracción del espacio poroso ocupado por el fluido, por definición la suma de las saturaciones es igual al 100% y esta dada por la siguiente expresión:

$$S_w + S_o + S_g = 100\%$$

2.3.5 Compresibilidad.

La compresibilidad de cualquier fluido se define como el cambio de volumen por presión a temperatura constante.

2.3.6 Factor de compresibilidad del gas (Z).

Es el factor de desviación entre el comportamiento ideal de los gases y el comportamiento real. Expresa la relación entre un volumen real de un gas a una determinada presión y temperatura con respecto al volumen del mismo gas en condiciones ideales.

2.3.7 Gravedad API.

Escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo, para expresar la gravedad específica de los crudos y líquidos obtenidos a partir del gas natural, esta a su vez es un procedimiento convencional para relacionar el peso del petróleo con respecto al agua. Se mide con la ayuda de un hidrómetro y de un termómetro.

$$^{\circ}API = \left(\frac{141,5}{\gamma_o} \right) - 131,5$$

2.3.8 Gravedad específica (γ_o).

Se define como el cociente de la densidad de la sustancia de interés entre la densidad de una sustancia de referencia en condiciones específica; la sustancia

de referencia comúnmente usada para gases es el aire, en cambio para líquidos la sustancia de referencia es el agua.

2.3.9 Factor volumétrico del gas (B_g).

Es la relación entre el volumen de gas en el yacimiento a condiciones de presión y temperatura, y el volumen de gas en superficie a condiciones normales de presión y temperatura (14.7 Lpca y 60 °F)

2.3.10 Presión capilar.

Es la diferencia de presión a través de la interfase, ó las fuerzas retentivas que impiden el vaciamiento total del yacimiento.

2.3.11 Presión de yacimiento (P_{yac}).

Es la presión inherente a las rocas y de los fluidos que se encuentran en la formación, y se conoce como presión de formación.

2.3.12 Presión inicial del yacimiento (P_i).

Es la presión presente en el yacimiento cuando este aun no ha sido sometido a producción.

2.3.13 Presión promedio del yacimiento (\bar{P}).

Es la presión utilizada para calcular el comportamiento del yacimiento, y a su vez predecir su comportamiento futuro.

2.3.14 Presión de fondo fluyente (P_{wf}).

Es la presión que existe en el fondo del pozo cuando este se encuentra en producción, y es la que proporciona la energía necesaria para levantar la columna de fluido del fondo del pozo hasta la superficie, y esta a su vez debe ser menor a la presión de yacimiento para permitir la migración del fluido de la formación hasta el pozo.

2.3.15 Presión estática.

Es la presión estabilizada en la cara de la arena cuando el pozo es cerrado, dicha presión es la energía necesaria para producir la migración del fluido.

2.3.16 Humectabilidad de la roca.

Es la medida de la tendencia de un fluido para esparcirse o adherirse a la superficie de un sólido en presencia de otros fluidos inmiscibles, que en el caso de un yacimiento son gas, agua y petróleo.

2.3.17 Fase mojante.

Es aquella fase que preferencialmente humecta al sólido.

2.3.18 Fase no mojante.

La fase no mojante tiene poca o ninguna afinidad con el sólido.

2.3.19 Densidad.

Masa de una sustancia por unidad de volumen. La densidad de una mezcla en fase gaseosa (gas natural, gas condensado) se puede determinar aplicando la ley de los gases.

$$\rho_g = \frac{P * Mg}{Zg * R * T}$$

Donde:

Zg: Factor de Comprensibilidad del Gas a P y T

Ty: Temperatura (°R)

P: Presión (lpc)

Mg: Peso Molecular (lb/ lb-mol)

ρ_g : Densidad del Gas (lb/lb-mol)

R: 10.732((lpc*Pc)(lb/lb-mol* °R))

La densidad de un líquido se determina a partir de la siguiente relación funcional:

$$\rho_l = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ API} * 62,4$$

2.4 Factores de daños [10]

Es un valor numérico adimensional que indica la magnitud del daño o estimulación, y se puede determinar mediante pruebas de presión ó por modelos matemáticos. Sí el valor del daño es diferente de cero, indica que existe un cambio en la permeabilidad (K) de la formación, es decir $K_{Zona\ Dañada} < K_{Zona\ sin\ daño}$, para que exista un daño se considera que $K < 1$ y por consiguiente $S > 0$. Para que ocurra una estimulación $K_{Zona\ dañada} > K_{Zona\ sin\ dano}$ y $K < 1$ por lo tanto $S < 0$.

2.4.1 Daño de formación.

El daño de formación se define como una caída de presión adicional, debido a cualquier restricción al flujo en el medio poroso causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo.

El daño puede ser clasificado de acuerdo a su origen en:

2.4.1.1 Daños de eflujo.

Son causados por el desplazamiento de fluidos desde el hoyo hacia la formación. Estos daños son considerados como restricciones, ya que se pueden controlar por ser producto de acciones implementadas durante la perforación, completación o reacondicionamiento del pozo.

- Los daños por eflujo más comunes son los siguientes:
- Taponamiento.
- Arcilla Hidratada.
- Cambio de Humectabilidad.

- Derrumbes.
- Formación de Emulsiones.
- Bloqueo por Agua.
- Estimulación.

2.4.1.2 Daños de influjo.

Son causados por el movimiento de fluidos desde la formación hacia el hoyo. Estos tipos de daños son casi imposibles de controlar y es muy probable que en ellos se ocasione una reducción en la tasa de producción. Los daños más comunes son los siguientes:

- Migración de Finos.
- Precipitación de Asfáltenos y Parafinas.
- Cambio de Permeabilidad Relativa.

2.4.2 Causas e daños.

Es aquel que ocurre, cuando la permeabilidad de la formación cerca del pozo es reducida o incrementada.

La reducción es producida por:

- Hinchamiento de las partículas de arcilla.
- Taponamiento de perforación.
- Incremento de agua connata.
- Penetración parcial.
- Crecimiento bacterial
- Precipitación química.

El incremento es causado por:

- Fracturamiento.
- Acidificación.

2.4.3 Pseudo daños.

Se denomina pseudo daño a la restricción del flujo sin reducir el diámetro de los poros o la permeabilidad. En los pseudo daños la terminación y técnicas de operación están relacionadas con el yacimiento, los objetivos de la producción y las condiciones geológicas. A continuación se presentan los siguientes pseudo daños:

2.4.3.1 Daños por desviación del pozo (S_0).

Los pozos desviados son aquellos donde la sección que es abierta a producción es mayor que el espesor de yacimiento, lo que implica un efecto de estimulación aparente con valores de (S_i) negativos. Este efecto fue estudiado por Cinco, Miller y Ramey, los cuales presentaron una correlación para calcular el pseudo daño cuando un pozo esta desviado y penetrado parcialmente.

2.4.3.2 Daños ocasionados por turbulencia de flujo (S_t).

La estructura del flujo en un régimen turbulento, se caracteriza por los movimientos tridimensionales, aleatorios de las partículas de fluido este comportamiento se debe a las pequeñas fluctuaciones de velocidad superpuestas al flujo medio de un flujo turbulento y al mezclado macroscópico de partículas pertenecientes a capas adyacentes. En las regiones cercanas al pozo existen condiciones de flujo turbulento, lo cual conlleva a una caída de presión adicional en función de la tasa de producción.

2.5 Regímenes de flujo.

Los regímenes de flujo se pueden clasificar de acuerdo a:

2.5.1 Geometría del yacimiento.

Durante la producción de hidrocarburos en un yacimiento se generan distintos comportamientos de flujo que presentan diferentes geometrías, el flujo hacia un pozo totalmente penetrante en un yacimiento homogéneo que presenta un modelo de flujo radial cilíndrico, el flujo parcialmente penetrante el cual muestra

varias geometrías (radial, esférico, pseudo radial) en diferentes regiones del yacimiento.

De acuerdo a la geometría del yacimiento y a pesar de que las trayectorias reales de las líneas de flujo en la roca son irregulares por la forma de los espacios porosos, se pueden representar por líneas rectas.

2.5.2 Régimen de flujo radial.

Este ocurre cuando el fluido avanza radialmente hacia el pozo y las líneas de flujo son rectas, tanto areal como vertical. Esta geometría de flujo se presenta como una línea recta en un gráfico de presión en función del logaritmo del tiempo (P vs $\log(t)$) o como una recta cuya pendiente es cero en un gráfico que muestra la derivada de presión contra el tiempo.

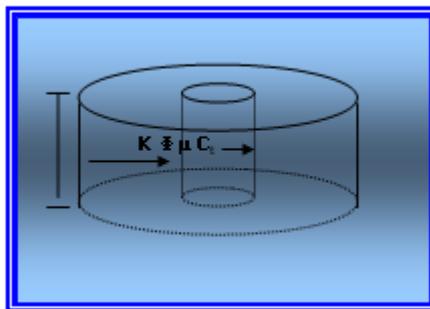


Figura 2.8 Flujo radial.

2.5.3 Régimen de flujo lineal.

Ocurre en experimentos de laboratorio cuando es inyectado un fluido en una de las tapas de un cilindro y este fluye en forma paralela a la corriente a través de líneas uniformes permeables, este tipo de régimen se presenta en yacimientos con fracturas inducidas y se identifica con una línea recta de pendiente de $1/2$, en un gráfico de $\log(p)$ vs $\log(t)$. Este modelo de flujo es aplicable a pozos fracturados hidráulicamente, pozos horizontales, yacimientos con zonas múltiples, yacimientos naturalmente fracturados entre otros.

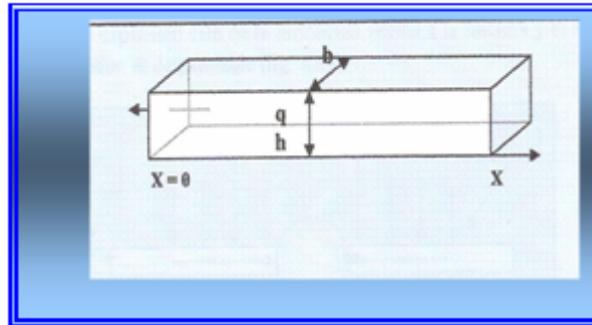


Figura 2.9 Régimen de flujo lineal

2.5.4 Régimen de flujo bilineal.

Este se presenta generalmente en fracturas de conductividad finita, cuando el fluido se encuentra linealmente dentro de la fractura, se puede representar con una pendiente de $\frac{1}{4}$ en una grafica log-log de los puntos de presión.

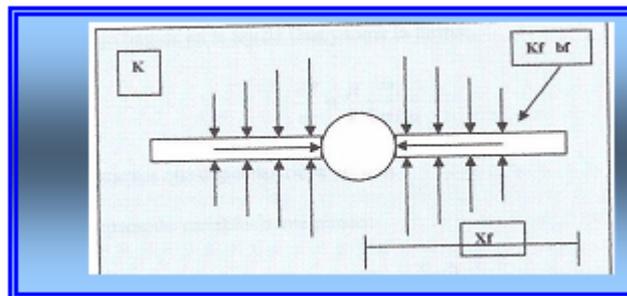


Figura 2.10 Régimen de flujo bilineal.

2.5.5 Régimen de flujo esférico.

En este régimen, las líneas de flujo son rectas en zonas alejadas del pozo y en las mas cercanas convergen en tres dimensiones hacia un centro común, y se presenta generalmente en los extremos de las perforaciones hechas a un revestidor o en situaciones donde existe entrada limitada del fluido hacia el pozo, es decir una completación o penetración parcial.

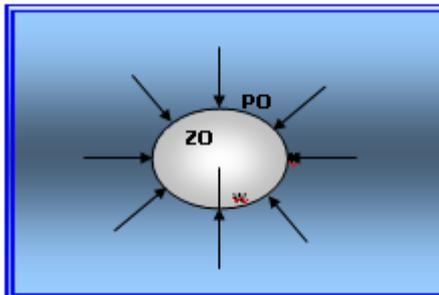


Figura 2.11 Régimen de flujo esférico.

2.6 Métodos convencionales de análisis de prueba de presión [6].

2.6.1 Método de Horner.

Este método consiste en graficar los datos de presión en función del logaritmo del tiempo de Horner, donde se obtiene el comportamiento de la presión del yacimiento, en condiciones ideales de restauración, se manifiesta en forma gráfica como una línea recta. No obstante, en la práctica real el comportamiento de presión se ve afectado por las condiciones del pozo y las heterogeneidades del yacimiento, los cuales provocan una desviación en la linealidad de los datos.

El método para realizar el análisis de la prueba consiste en:

- Graficar el P_{ws} Vs $\log\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right)$
- Identificar el período de flujo estabilizado; si existe, se calcula la pendiente “m” de la recta ubicada en dicha región, y se estima la permeabilidad mediante la siguiente ecuación:

$$K = 162.6 \frac{q\mu}{mh}$$

- Extrapolar la recta hasta un $((t + \Delta t)/\Delta t)=1$ la presión en este punto representa, la presión estática del fondo del pozo (P^*) para un yacimiento de extensión finita, o también representa la presión estática del yacimiento (P_r), si se trata de un yacimiento de extensión infinita.

- Calcular el factor de daño, a partir de las ecuaciones:
- Para una Prueba de Restauración:

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf(\Delta t=0)}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

- Para una Prueba de Declinación:

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

- Si no existe un período de flujo estable muy bien definido, o si el mismo es tan estrecho que la pendiente de la recta no puede determinarse en forma confiable, se puede estimar la permeabilidad de la formación mediante el análisis de la prueba con la curva tipo.

2.6.2 Método de la derivada.

Este Método fue presentado en 1982 por Bourdet, y estudia el análisis de presiones, debido a que las curvas antes mencionadas no arrojan una respuesta única es muy ventajoso debido a la gran sensibilidad de la derivada para detectar características y comportamiento del sistema pozo-yacimiento, la obtención de la derivada con respecto al $\ln(t_D)$ ó $\ln(t_D + \Delta t_D)/\Delta t_D$ representa la pendiente del método semilog, y permite hacer un ajuste de presión más preciso, efectuar con más confiabilidad el análisis y la interpretación de la prueba de presión.

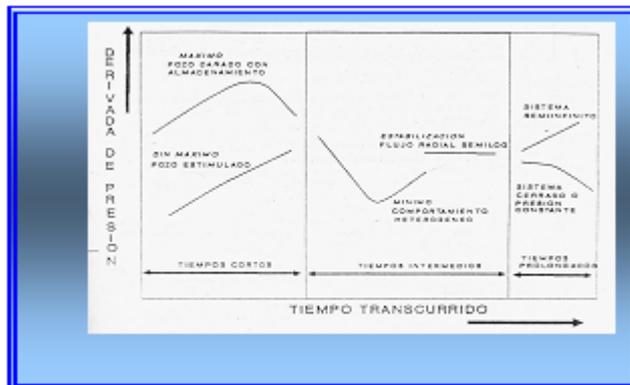


Figura 2.12 Representación esquemática de la derivada de Bourdet [6].

2.7 Productividad de pozos[5].

2.7.1 Índice de productividad (J).

Es una medida del potencial de producción del pozo; se expresa como la relación entre la tasa de producción con respecto a la disminución de presión en el pozo, y se obtiene por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{Q}{\Delta P}$$

$$\Delta P = P - P_w$$

Donde:

J: Índice de productividad [BN/D/Lpc]

Q: Caudal de fluido, [BN/D]

P: Presión promedio del yacimiento, [Lpc]

P_{wf}: Presión fondo fluyente del yacimiento a tasa constante, [Lpc]

Para yacimientos de petróleo, cuando la presión de fondo fluyente del pozo (P_{wf}) es mayor que la presión de burbujeo (P_b) el flujo de fluido es similar a un flujo monofásico, y la curva que representa el índice de productividad se comporta como una recta, para este cálculo se aplican las ecuaciones anteriores.

Si la P_{wf} es menor que P_b, se tiene un fluido multifásico y se debe aplicar el método IPR (Inflow performance Relationship), a partir de la siguiente ecuación:

$$Q_o \text{ max} = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2}$$

Esta ecuación fue aplicada por primera vez por W.E. Gilbert para luego ser desarrollada por J.V.Vogel, en la cual desarrollo una curva de referencia sin

dimensión y puede ser utilizada para determinar la curva IPR para pozos productores de petróleo.

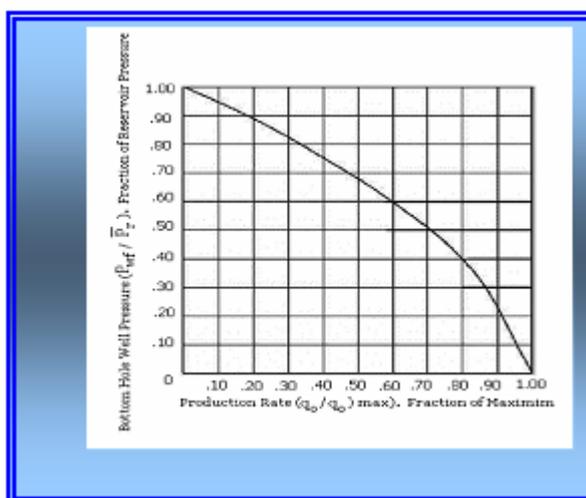


Figura 2.13 Curva de referencia para el IPR^[5]

Para gas condensado el cálculo del IP, es un estimado (como si el pozo fuera líquido) M.J. Fetkovich (1973) demostró que los pozos de petróleo o de gas que producen por debajo de la presión de saturación o punto de burbuja, se comportan de manera similar en cuanto al índice de productividad, por lo que desarrollo la siguiente ecuación:

$$q_o = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n$$

Donde:

q_o: Tasa de petróleo correspondiente a la P_{wf}, para P_{wf}=0 se alcanza un q_omax

C: Coeficiente de la curva

n: Exponente (entre 0.5 - 1)

Para desarrollar el método de Fetkovich, se debe determinar los valores de C y de n, a partir de una prueba de presión-producción de pozo, donde se miden las tasas aportadas por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus

respectivas presiones de fondo fluyente, así como la presión estática graficando en una escala log-log valores de presión en función de las tasas, obteniéndose una línea recta.

El valor de C es la ordenada de origen y el valor de n es la pendiente de dicha recta, y el potencial del pozo o gasto máximo se obtiene interceptando el valor de P_{ws} , con la recta obtenida, para encontrar su correspondiente valor de gasto.

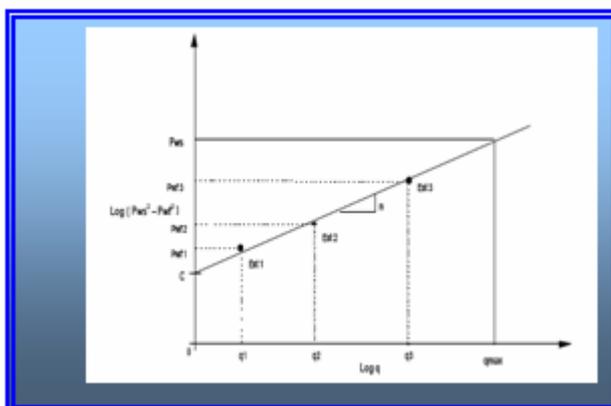


Figura 2.14 Representación grafica de comportamiento Presión-Producción de acuerdo a la correlación de Fetkovich ^[5].

2.7.2 Análisis nodal del sistema ^[11].

El análisis nodal de un sistema de producción, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos; y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción del estrangulador, y la línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción, debido a las necesidades energéticas. Para evaluar el análisis nodal en un sistema de producción se tienen tres componentes básicos:

- Flujo a través de un medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento y otros.
- Flujo a través de la tubería vertical (Aparejo de producción), considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, y otros.
- Flujo a través de la tubería horizontal (Línea de descarga), considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema como se observa en la figura 2.17; por consiguiente, variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

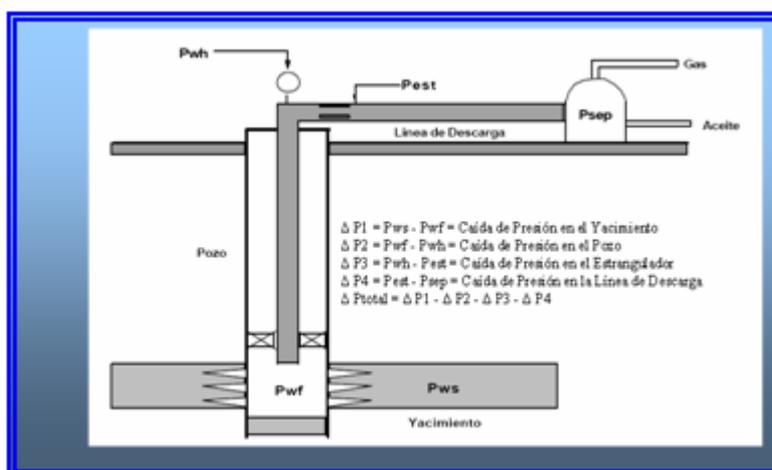


Figura 2.15 Esquema de caídas de presión evaluadas en un análisis nodal

Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución.

Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de separación en la superficie (P_{sep}). Por lo tanto, los cálculos se pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, si no que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

2.7.3 Causas de la baja productividad de pozos ^[11].

La mejor manera de observar como es afectado el índice de productividad es a través de el análisis de la ecuación de Darcy, ya que esta explica el flujo de fluidos monofásicos en una sección de tubería o en un medio poroso y la productividad es proporcional a la tasa de flujo que tiene el pozo.

$$Q_g = \frac{K_g * h(P - P_{wf})}{C * B_g * \mu_g * \left(\ln\left(\frac{\Psi * r_e}{r_w}\right) + S \right)}$$

Donde:

Q_g : Tasa de gas.

K_g : Permeabilidad efectiva del gas.

h: Espesor de la arena neta de gas.

P: Presión de yacimiento.

Pwf: Presión fondo fluyente.

C: Constante.

Bg: Factor volumétrico de gas.

μ_g : Viscosidad del gas.

S: Daño de la formación.

re: Radio de drenaje.

rw: Radio del pozo

Ψ : Factor de resistencia al drenaje.

A partir de la Ec.2.12 anterior se observa que la tasa de flujo es proporcional a la permeabilidad, espesor de la arena neta y la energía del yacimiento, e inversamente proporcional a la viscosidad, el daño y el factor de resistencia de drenaje. Se observa que el Bg y C no afecta en la ecuación por ser constantes además las relaciones de los radios de drenaje no afectan, por estar restringidas las variaciones por el logaritmo.

Las causas de baja productividad mediante el análisis la ecuación de Darcy pueden ser:

2.7.3.1 Capacidad de flujo de la formación ($K_o \cdot h$).

Este factor disminuye la productividad cuando existe baja capacidad de flujo y ocurre cuando la arena neta es muy pequeña, cuando muestra baja permeabilidad al fluido, o está cañoneado en una sección pequeña en comparación al espesor total. Este fenómeno se puede corregir por fracturamiento hidráulico solo cuando es por baja permeabilidad en la arena neta y esta lo permita.

2.7.3.2 Baja energía disponible.

Esta ocurre cuando la presión del yacimiento es muy baja y/o el ΔP que se genera no puede permitir la producción de fluidos. La solución a ese fenómeno en yacimientos de gas condensados es mediante el mantenimiento de presión por inyección de gas al yacimiento o estimulación al pozo.

2.7.3.3. Alta viscosidad del fluido.

Debida al tipo de fluido que está presente en el espacio poroso. En el caso de gas condensado al ocurrir la condensación retrógrada el líquido formado en la cercanía del pozo tendrá mayor resistencia para fluir que el gas, (datos experimentales han conseguido relaciones entre 10 y 20 veces superior) y reducirá la movilidad del gas lo que incide en la permeabilidad relativa al gas.

2.7.3.4 Resistencia al drenaje (Ψ).

Este factor está relacionado con la geometría del área de drenaje del pozo y la ubicación dentro del yacimiento. Encontrándose que a relaciones 1-10 entre espesor y ancho de la arena neta el factor será mucho mayor, lo que reducirá la producción del pozo.

2.7.3.5 Daño.

Este factor, es generado durante los procesos de perforación, completación, y producción. En los yacimientos de gas condensados, se observa que la mala planificación de un plan de explotación, conlleva al aumento de este factor debido a la formación de los anillos de condensado.

2.7.4 Parámetros que afectan la productividad en pozos de yacimientos de gas condensado ^[11]

Debido a las características de los yacimientos de gas condensado, estos presentan ciertos problemas adicionales a su explotación:

- Acumulación de líquidos en pozos en formación.
- Dispersión de gas condensado en zonas invadidas por agua.

2.7.4.1 Acumulación de líquido en los pozos (Hold Up).

La presencia de líquidos en pozos de gas afectan negativamente el flujo de fluidos en estos. Los líquidos pueden provenir de la condensación de hidrocarburos en el pozo (condensado) o de agua producida conjuntamente con el gas. En ambos casos, la fase líquida de alta densidad, debe ser transportada

a superficie por el gas; si el gas no suministrar suficiente energía de transporte para levantar los líquidos, estos se acumulan en el fondo del pozo produciendo una contrapresión adicional sobre la formación que afecta negativamente la capacidad productiva de los mismos. Este fenómeno no afecta marcadamente la productividad del pozo; ya que se considera como problema de tubería y al realizar una limpieza el pozo volvería a producir normalmente. Sin embargo esto indica que puede estar ocurriendo condensación retrógrada y por ende formación de anillos.

Existen varios métodos para ayudar a levantar el líquido:

- Levantamiento artificial con gas (gas lift), el gas inyectado por el anular pasa por válvulas especiales hacia la tubería incrementando la energía del gas producido, permitiendo a éste levantar la columna de líquido.
- Cuando la presión de fondo fluyente (P_{wf}) lo permita se puede instalar un equipo de bombeo mecánico. La bomba de subsuelo se instala dentro de la columna de líquido, por debajo de las perforaciones y esta se encarga de levantar el líquido y el gas fluye a la superficie por el anular.
- Hacer fluir el pozo a la atmósfera para alcanzar altas tasas de flujo que levántenle líquido desde el fondo. Este último método tiene grandes desventajas porque puede generar riesgo de incendios y contaminación ambiental, también se pierde una gran cantidad de gas al arrojarlo a la atmósfera.

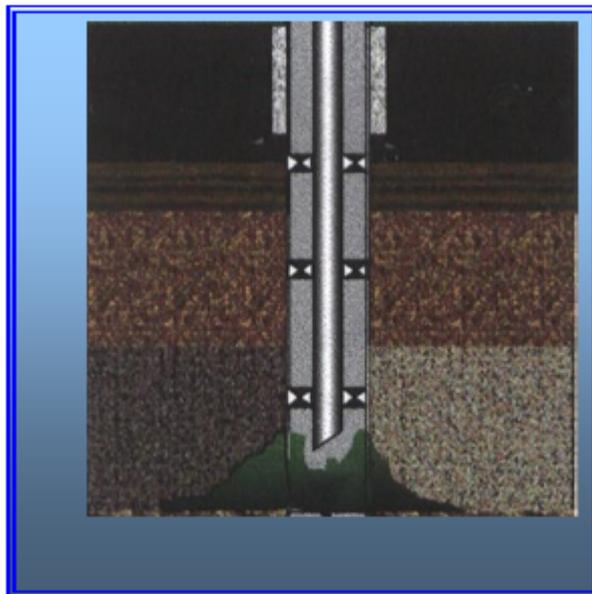


Figura 2.16 Acumulación de líquido.

2.7.4.2 Acumulación de líquido en la formación.

Una de las características básicas de los yacimientos de gas condensado es la formación de condensado retrógrado cuando la presión de la mezcla de hidrocarburos cae por debajo de la presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de la presión del yacimiento.

La acumulación de condensado retrogrado puede ocurrir:

2.7.4.2.1 En la zona cercana al pozo de producción.

Experiencia de campo ha mostrado que ocurre pérdida de productividad de los pozos cuando se tiene $P_{wf} < P_{roc}$, debido a la condensación retrograda en la arena y fondo de los pozos. Un banco o anillo de condensado retrogrado crece cuando la presión de fondo cae por debajo de la presión de rocío, como se ilustra en la figura 2.19. Este banco crece cuando la presión de yacimiento declina disminuyendo la productividad del pozo y generando una pérdida de componentes pesados en la superficie.

La saturación del condensado (S_c) alrededor del pozo puede alcanzar valores de 50 a 60%, generando reducciones de productividad de los pozos de 2 a

10 veces la existente antes de la condensación retrograda. Por consiguiente se tiene:

Cuando $P_{roc} > P_{yac}$. $\rightarrow S_c(\uparrow)$; $k_{rg}(\downarrow)$; $Q_g(\downarrow)$

Cuando la $P_{yac} > P_{roc}$ $\rightarrow S_c(\downarrow)$; $k_{rg}(\uparrow)$; $Q_g(\uparrow)$

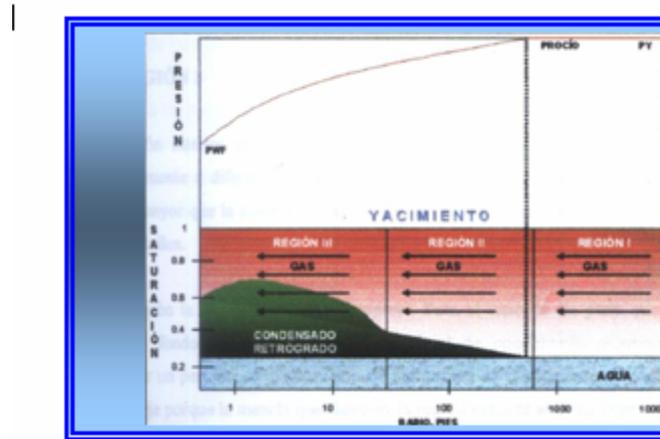


Figura 2.17 Esquema de regiones formadas por el desarrollo de anillo de condensado.

2.7.4.2.2 En todo el yacimiento.

Al caer la presión del yacimiento (P_{yac}) por debajo de la presión de rocío (P_{roc}) retrograda, ocurre precipitación de condensado en forma de pequeñas gotas que se acumulan en los canales porosos más pequeños de las rocas. Para que el condensado retrogrado alcance cierta movilidad en el yacimiento se necesita que su saturación sea mayor que la saturación crítica de condensado (30 % – 40%), lo cual es difícil de alcanzar ya que el volumen de condensado retrógrado pocas veces excede un valor de 20%.

Se ha determinado mediante estudios que la condensación retrograda ocurre en la cercanía del pozo y avanza radialmente a través del yacimiento y puede alcanzar hasta 1000 pies. Este taponamiento representa un gran daño debido a que no se logra devolverle efectivamente la movilidad al condensado.

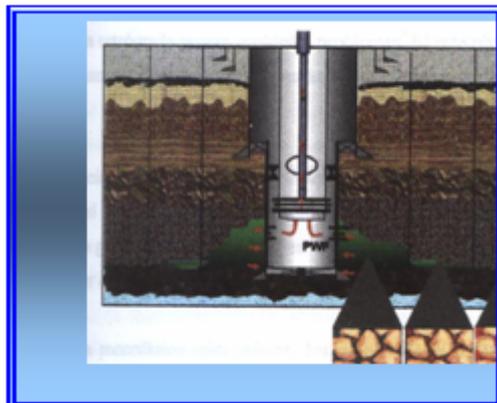


Figura 2.18 Acumulación de líquido en la formación.

2.7.4.3 Formación de anillos de condensados.

Al caer P_{wf} , por debajo de P_{roc} . Se forma un anillo de condensado a nivel del pozo que bloquea parcialmente el flujo de gas condensado hacia el mismo. Para estudiar este fenómeno diversos investigadores han dividido la zona cercana al pozo en tres regiones. De acuerdo con la figura 2.19 se tiene:

- Región 1: Es la región alejada del pozo donde la presión del yacimiento es mayor que la presión de rocío, la saturación de condensado es igual a cero. (dentro del yacimiento) y solo ocurre flujo de gas condensado.
- Región 2: Es la región intermedia donde la presión del yacimiento es menor que la presión de rocío y comienza a ocurrir condensación retrógrada. En esta región ocurre acumulación de condensado retrógrado que genera un aumento de la saturación de condensado. Este valor es menor que la saturación crítica del condensado en esta zona existe solo gas fluyendo mientras que la movilidad del petróleo es muy pequeña; se considera cero. La condensación isotérmica en esta región se comporta como un proceso de inhibición durante el agotamiento de la presión donde, el condensado continuamente se acumula y la saturación de condensado crece.
- Región 3: Es la región cercana al pozo donde ambas fases fluyen (Gas y condensado) simultáneamente a diferentes tasas y saturaciones. La saturación de condensado en esta área es mayor que la saturación crítica

de condensado y en este caso la fase líquida y el gas son móviles. En esta región la situación es compleja ya que la saturación inicial de condensado aumenta seguido por un periodo de disminución de saturación de condensado (proceso de inhibición y drenaje). Siendo el de drenaje el predominante, ya que la mezcla que fluye a la región cercana al pozo se empobrece.

2.7.4.4 Permeabilidad Relativa.

Cuando el condensado de la solución del gas se mantiene inmóvil durante cierto tiempo; los efectos de porosidad media y presión capilar se presentan debido a la regeneración de una segunda fase inmiscible que tiene una tensión interfacial finita, entre esta y la fase de gas. Esta presión capilar atrapa la caída del condensado en la porción central de un sistema poroso y no permite que se mueva hasta que la saturación aumente. Una vez que esto ocurre, la fase del condensado adquiere una permeabilidad finita y entonces puede fluir como una fase separada o distinta a través de la roca.

El valor de la saturación de condensado debe acumularse antes de que la movilidad ocurra, esto comúnmente referido como la saturación crítica o móvil del condensado y puede tener valores en un rango menor al 1 % (a condiciones de baja tensión interfacial y alta permeabilidad de la roca) a valores excesivamente sobre 40 % existe una baja porosidad.

La condensación retrógrada genera múltiples problemas; El más complejo, es la pérdida de productividad debido a la acumulación de líquidos en el yacimiento; presentando dos formas:

La primera asociada a no poder producir los componentes líquidos de alto valor, y en segundo lugar el incremento de la saturación líquida resultando en una reducción de las tasas de flujo de gas. Estos factores trabajan conjuntamente y cuando la caída de líquido es mayor, la permeabilidad relativa del gas se reduce. Para un sistema monofásico inicialmente los efectos de la permeabilidad relativa están ausentes.

Algunos investigadores han demostrado que la permeabilidad relativa es una variable dependiente, determinada por otros tres parámetros o influencias. Estas influencias generales están asociadas con el efecto de la tensión interfacial, la razón de viscosidad y la distribución del tamaño de los poros. Por lo tanto, para sistemas de gas condensado que exhiben altas tensiones interfaciales donde la garganta de poro es muy pequeña, le corresponde una baja permeabilidad o alta permeabilidad de la roca pero con un valor alto de número capilar.

No obstante, el tamaño de la garganta de los poros más grandes contribuirá a una producción más fácil de un yacimiento que exhiba efecto de condensado líquido. Por consiguiente, aunque el gas pueda tener baja tensión interfacial, potencialmente puede barrer todas las gargantas de los poros, debido a los efectos de movilidad, solo ocupara las de dimensiones más grandes. Sin embargo; existe una relación entre la tensión interfacial y la movilidad.

2.7.4.5. Número Capilar (Nc).

Recientes investigaciones, análisis de pruebas de presión y simulaciones, han descubierto la existencia del número capilar, que según se ha podido observar, que bajo ciertas condiciones aumentan la permeabilidad relativa del gas en las cercanías del pozo de modo que el gas recupera parcialmente la movilidad perdida por el banco del condensado. Este número capilar (Nc), se expresa como la relación de las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares que actúan sobre el fluido; es decir, es proporcional a las tasas de flujo e inversamente proporcional a la tensión interfacial (IFT).

$$N_c = \frac{(\mu^* v_g)}{\sigma}$$

Donde:

v_g : Velocidad del gas [m/s]

σ : Tensión interfacial gas- petróleo[mN/m]

μ : Viscosidad [Cp]

Los efectos del número capilar varían con la tasa de producción (presión), composición de fluidos y curvas de permeabilidad relativa, existe una regla general; los valores entre 10^{-6} y 10^{-3} son los más importantes y sus efectos se pueden extender hasta 200 pies desde el pozo.

2.7.4.6. Despojamiento Capilar (Velocity Stripping).

Este fenómeno observado experimentalmente está asociado a incrementos de la permeabilidad relativa al gas y de la tasa de producción inducida por las altas velocidades en la zona cercana al pozo y la baja tensión interfacial gas-condensado. Como se ha demostrado mediante simulación de pruebas de presión, las altas velocidades que se generan en el fondo del pozo causan una reducción de la saturación crítica del líquido retrógrado cuando se consideran los efectos del número capilar; esta reducción ocurre quizás, por la turbulencia y arrastre que la corriente ocasiona sobre el condensado.

La velocidad stripping o aumento de las fuerzas viscosas mejora significativamente la productividad de los pozos, debido a que al disminuir la saturación crítica de la barrera que impide el flujo de gas, este empieza a recuperar parte de su movilidad perdida, de manera que la corriente fluyente va cambiando su combinación. Adicionalmente a la disminución de la saturación crítica ocurre un movimiento multifásico de fluido reduciendo la tensión interfacial, gracias al enriquecimiento del gas en los alrededores del pozo a medida que la presión disminuye y al aumento capilar.

2.7.4.7. Flujo No-Darciano.

Es estrictamente restringido a los alrededores del pozo ha sido visto como un factor de daño adicional. El flujo no-Darciano es una perturbación debido a la aceleración y desaceleración de las partículas de fluido en su flujo turbulento a través del medio poroso que implica una caída de presión adicional. Este daño dependiente de la tasa de producción reduce la permeabilidad efectiva del gas condensado cerca del pozo, sin embargo, no influye sobre la permeabilidad

relativa del condensado retrógrado porque el mismo tiene dominio sobre la región donde existe una saturación creciente del líquido inmóvil en la que sólo fluye gas.

2.7.4.8. Resistencia Inercial.

Cuando ocurre flujo turbulento de gas en las cercanías del pozo. Debido a las altas velocidades del mismo, se genera una resistencia inercial adicional debido a la aceleración de las moléculas de gas a través del medio poroso, esto a su vez produce una caída de presión adicional y reducción de la tasa de flujo de gas. En este caso no se cumple la ley de Darcy de flujo laminar, y es necesario usar la ecuación de Forcheimer, para flujo de gas en presencia de condensado retrógrado.

$$\beta = \frac{3.33 \cdot 10^{-9}}{\phi^{3/4} * K^{5/4}} * S * \alpha^{-4.5}$$

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\mu * v}{K} + \beta * \rho * v^2$$

Donde:

dp/dr: Gradiente de presión, [atm/cm]

μ : Viscosidad, [cps]

K: Permeabilidad absoluta, [Darcys]

ρ : Densidad, [g/cc]

β : Resistencia inercial, [cm⁻¹]

ϕ : Porosidad, fracción

2.7.4.9 Efecto combinado.

El flujo de gas condensado hacia el pozo, a través de una zona dañada por efecto de un anillo de condensado retrogrado es causado por las fuerzas capilares y viscosas (Nc) y por la resistencia inercial (β). La mayoría de los experimentos en el laboratorio, demuestran que a altas velocidades actúan dos fenómenos competitivos que causan que la permeabilidad relativa del gas (Krg) sea una tasa dependiente; por lo tanto se tiene:

- Aumento de Krg con Vg debido al incremento de Nc a través del fenómeno de desplazamiento capilar.

- Disminución de K_{rg} con V_g por la resistencia inercial producto del flujo turbulento.

2.8 Herramientas utilizadas para la interpretación de las prueba de presión.

2.8.1 Pansystem.

La herramienta Pansystem es un simulador, el cual tiene como finalidad, facilitar el manejo de los datos obtenidos de cualquier tipo de prueba de presión, garantizando la preparación y simulación de las mismas para luego ser analizadas.

PanSystem es el programa líder en análisis de pruebas de pozo en la industria. Es usado como estándar corporativo por la mayoría de las compañías petroleras multinacionales así como por muchas empresas nacionales.

El objetivo de PanSystem es proveer un sistema que permita al usuario ejecutar eficientemente todas las tareas asociadas con el diseño, análisis y simulación de la data de pruebas de pozo

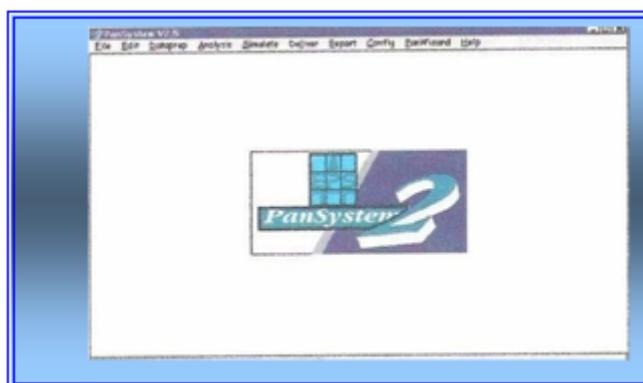


Figura 2.19 Pantalla principal del programa de análisis de pruebas de presión Pansystem.

2.8.1.1 Modulo de preparación de datos (data prep).

La preparación de datos consiste en la carga y disposición de los datos de presión medidos por el sensor durante la prueba de presión, esta puede ser manual o por medio de dispositivos de entrada que trae el programa.

2.8.1.2 Modulo de análisis (análisis).

Para la interpretación de pruebas de presión el programa dispone de los siguientes métodos para realizar el análisis, los cuales están basados en diferentes investigaciones con referencia al flujo de fluidos en el medio poroso.

El proceso del análisis de pruebas de pozo ha evolucionado a lo largo de los años y los ingenieros de las compañías petroleras han desarrollado varias técnicas a partir de la experiencia que han adquirido en los pozos que han probado. PanSystem captura lo mejor de estas técnicas para permitir que una serie de métodos sean abordados al analizar la data de transitorios de presión.

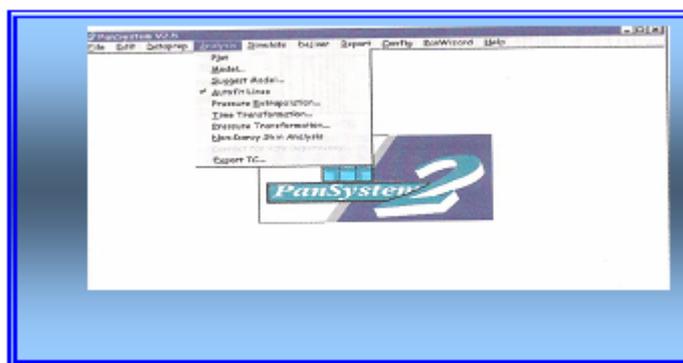


Figura 2.20 Ventana del modulo de análisis (análisis).

2.8.1.2.1 Método semilogaritmo.

Consiste en graficar el logaritmo de la presión en función del tiempo, en la figura 2.23 se observa una representación grafica, de una línea recta en el régimen de flujo radial para calcular la permeabilidad, el factor de daño, la eficiencia del flujo, la presión inicial entre otros.

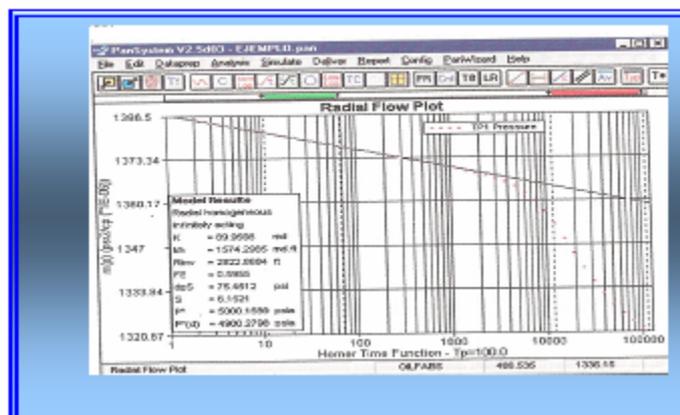


Figura 2.21 Representación del método semilogarítmico en la opción análisis de Pansystem.

2.8.1.2.2 Método de la derivada.

Es aplicado a través de un gráfico log-log, el cual muestra el comportamiento que presenta la curva de la derivada de presión.

2.8.1.2.3 Método alterno o de apoyo.

El programa cuenta con la opción de graficar los datos de presión de la prueba en función de diferentes valores de tiempo, obteniéndose diversos tipos de gráficos: el cartesiano (C), el flujo lineal (\sqrt{t}), de flujo esférico (O), de flujo bilineal, de tasa de flujo en función de daño (S y Q), análisis de Fetkovich (C+n) entre otros.

2.8.1.2.4 Modulo de simulación (simulate).

En este modulo se realizan los ajustes de los datos reales o modelos físicos contra los diferentes modelos matemáticos desarrollados para el estudio de las condiciones del sistema pozo- yacimiento, a través de un método de regresión lineal dependiendo de las características del sistema, en la figura 2.25 se observa el modulo de simulación.

El programa genera las curvas de comportamiento, las cuales son graficadas en la pantalla para luego ser comparadas con las curvas de datos de

campos, permitiendo además la variación de uno o más parámetros que garanticen un mejor ajuste.

Quick match permite realizar una regresión lineal de la respuesta del yacimiento con lo que se puede validar el modelo y los parámetros derivados del análisis. Auto match, realiza una regresión no lineal, tratando de ajustar la data real. Advance simulation permite obtener una respuesta de presión generada con opciones mas avanzadas que quick match, sin embargo presenta una limitación solo se pueden escoger mil (1000) puntos. Sin embargo, la opción numerical simulation (PanMetch), realiza la simulación en una zona cercana al pozo garantizando una mejor respuesta del yacimiento.

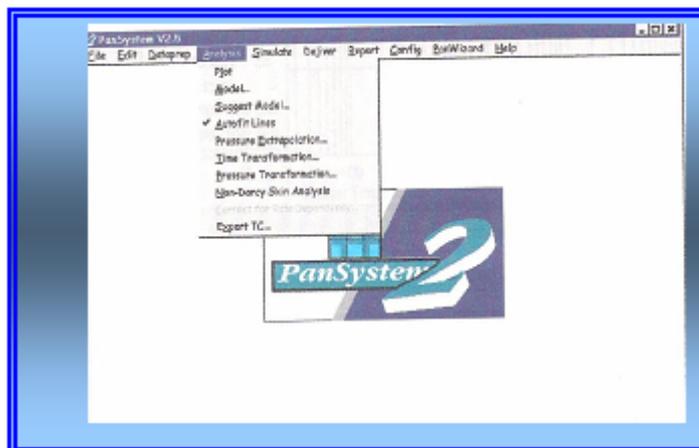


Figura 2.22. Ventana del modulo de simulación.

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA.

3.1 Revisión bibliográfica.

La revisión bibliográfica se fundamentó en recopilar la documentación deseada y útil para complementar el tema a tratar, que permite sustentar la información a través de bases teóricas. Se consultaron papers de la SPE, libros de texto, Internet, tesis de grado, datos suministrados por pruebas de campo, para manejar información actualizada relacionada con el tema, cuyas referencias pueden conocerse detalladamente en la bibliografía consultada.

3.1 Definición de los daños y pseudo daños en yacimientos de gas y gas condensado.

Para el estudio de los daños y pseudo daños en yacimientos de gas y gas condensado, se llevo a cabo el siguiente procedimiento:

- Se definió de forma conceptual el efecto de daño total (S) para un pozo, la cual involucra un número de componentes, como daños y pseudos daños ^[3] y se fundamento con bases teóricas para un pozo dañado las causas de la reducción de la permeabilidad.
- Se consideraron las restricciones al flujo, que no son causadas por el daño a la formación, conocidas como pseudo daños.
- Seguidamente se estudiaron todos los daños de forma individual o en conjunto, para establecer las expresiones que permitan determinar en que proporción los mismos afectan al flujo y contribuyen al daño total, tales como:
 - ✓ Daño de Formación, (S_f).
 - ✓ Daño Mecánicos, (S_m).
 - ✓ Daño por Invasión de Fluidos de Perforación, Completación y Estimulación, (S_d).
 - ✓ Daño Por Perforaciones (Cañoneo) o Penetración Parcial, (S_p).

- Una vez definido los daños, se establecieron los pseudo daños, entre estos se encuentran:
 - ✓ Pseudo Daño por Desviación y Entrada limitada, ($S_c + \theta$).
 - ✓ Pseudo Daño por Flujo Turbulento (Flujo No Darcy), (Sturb).
 - ✓ Pseudo Daño por Formación de Bancos de Condensado Retrogrado.
 - ✓ Pseudo Daño por Arenamiento.
 - ✓ Pseudo Daño por Alta Producción de Agua.

3.3 Descripción de los métodos para el cálculo de los daños en yacimientos de gas y gas condensado.

La cuantificación de los daños en yacimientos de gas y gas condensado, esta dado por ecuaciones o características cualitativas, que han sido diseñados bajo ciertas suposiciones o condiciones de formación y de pozo.

3.3.1 Cálculo del Daño Total (S).

Se definió a través de una ecuación el efecto de daño total (S) para un pozo, la cual involucra un número de componentes, como daños y pseudos daños^[3] y se ilustra en la (Ec.4.1).

3.3.2 Calculo del Daño Mecánico(Sm).

Para describir y definir la ecuación general de este daño, se estudió las principales causas que lo generaba entre estas las correspondientes a la perforación (Sd) y el cañoneo o perforaciones a la formación (Sp), ilustrado en la (Ec.4.2.), luego se considero la ecuación de Hawkins^[3] tomando en cuenta una serie de suposiciones. Este autor evalúa este tipo de daño desde una sola perspectiva; es decir, no incluye en su ecuación el daño producido por las perforaciones o durante el cañoneo, además considera si la formación es isotrópica o anisotrópica; utilizar la (Ec.4.8), conjuntamente con las (Ec. 4.4, 4.5)

tomando en cuenta la corrección del ángulo de buzamiento ^[3], presentados en las (Ec. 4.6, 4.7) para calcular la inclinación.

Sin embargo, debido a que este daño provoca una caída de presión adicional durante la producción del pozo o en las pruebas de presión, Karakas y Tariq^[3] mejoraron la ecuación planteada por Hawkins para daño mecánico de formación, (*Sm*) adicionándole a esta expresión matemática, el daño por perforaciones o penetración parcial, (*S_p*). Ellos establecieron que para el cálculo del daño por perforaciones emplear la (Ec.4.12), se debe tomar en cuenta el efecto del plano de flujo, (*S_H*) que se calcula por las (Ec. 4.13, 4.14) tomando en cuenta la Tabla 4.1 de las constantes para el cálculo del factor de daño por perforaciones, el efecto de convergencia vertical (*S_v*) a partir de las (Ec.4.17, 4.18, 4.19) y el efecto del pozo(*S_{wb}*) por las (Ec.4.20, 4.21).

La ecuación de Hawkins para el daño mecánico, una vez modificada por Karakas y Tariq esta dada por la (Ec. 4.22), la cual involucra la suma del daño por perforación, (*S_d*) y por cañoneo, (*S_p*) en la región cercana al pozo. No obstante demostraron que el daño por perforación y cañoneo puede ser calculado como un efecto de daño compuesto, (*S_{d'}*)_p mediante la (Ec. 4.23).

3.3.3 Cálculo del Pseudo Daño por Desviación y Entrada Limitada, (*S_{c+0}*).

Para este daño se utilizó el método de Cinco Ley, que constituye un efecto combinado de pseudo daños, (Ec.4.26) tomando en cuenta algunas suposiciones planteadas por él considero, ajustar las ecuaciones mediante algunos términos dimensionales, los cuales se utilizan para trabajar en pozos desviados y totalmente completados, así como también en formaciones Anisotrópicas^[3]. Obteniendo la (Ec. 4.30) de Pseudo Daño por desviación y entrada limitada.

Existen otros pseudo daños que no se pueden cuantificar a partir de ecuaciones matemáticas, sin embargo pueden ser evaluados de forma cualitativa, a partir de fundamentos teóricos, pruebas a nivel de laboratorio o la experiencia de los operadores de campo; por consiguiente se consideran pseudo daños, debido a que; causan restricciones al flujo a nivel del pozo y de formación sin disminuir la permeabilidad del yacimiento. Los cuales son los siguientes:

- ✓ Pseudo daño por flujo no Darcy.
- ✓ Arenamiento.
- ✓ Alta producción de Agua.
- ✓ Bloqueo por banco de condensado.

3.4 Interpretación del skin arrojado por el simulador Pansystem, mediante el análisis de una prueba de presión en un yacimiento de gas condensado con condensación retrograda en las cercanías del pozo.

En esta etapa se hizo uso de las figuras 4.25, 4.26 y 4.27, arrojadas por el simulador PanSystem para la interpretación del daño en un sistema pozo - yacimiento con condensación retrograda, a través de una prueba de presión.

La figura 4.25, presenta un análisis basado en la interpretación de la curva del método de la derivada de Bourdet, mientras que la figura 4.26, muestra el periodo de cierre de la prueba de restauración de presión, finalmente la figura 4.27, esta basada en el análisis semilogarítmico o de Horner. Cada una de estas graficas presenta comportamientos diferentes, el cual es señalado en los resultados del Quick Match, para su posterior análisis y discusión con los valores obtenidos gráficamente y los esperados teóricamente.

3.5 Señalización del efecto de los daños y pseudo daños en la productividad de yacimientos de gas y gas condensado.

- Inicialmente se procedió a la definición de la (Ec.4.32) que involucra la caída de presión total durante la producción del pozo, tomando en cuenta las caídas adicionales de presión por efecto del daño o skin.
- Luego, se construyo la curva de Índice de productividad (IPR) a partir de datos supuestos, para observar gráficamente como influye la caída de presión para un pozo productor (sin daño); y para otro pozo (con daño). En la Figura 4.25. se puede observar el comportamiento ideal de la curva IPR (sin daño).
- Seguidamente se ilustra la Figura 4.26; que indica el comportamiento real de la curva IPR con daño en el sistema pozo-yacimiento.

- Finalmente se analizaron cada una de las graficas para comparar el efecto de los daños y pseudo daños en la productividad de los pozos (sin daño y con daño).

CAPÍTULO 4. DESARROLLO Y DISCUSIÓN.

4.1 Descripción de los daños y pseudo daños en yacimientos de gas y gas condensado.

4.1.1 Factor de daño total, (St).

El factor de daño total, S , para un pozo, consiste en un número de componentes, como daños y pseudos daños. Generalmente, estos pueden ser sumados en conjunto, de la siguiente manera:

$$S = S_m + S_{c+\theta} + \sum S_{pseudo}$$

Donde;

S_m : Daño mecánico.

$S_{c+\theta}$: Efecto combinado de daño por desviación y entrada limitada del pozo.

$\sum S_{pseudo}$: Sumatoria de otros pseudo daños que puedan presentarse.

Todas las soluciones a la ecuación de difusividad suponen implícitamente que la permeabilidad es uniforme en toda el área drenada por el pozo. Sin embargo, en la práctica se encuentra, que la mayoría de los yacimientos tienen una permeabilidad reducida en la zona cercana al hoyo, resultante de las operaciones de perforación y/o completación. De igual forma, muchos otros pozos poseen un aumento en la permeabilidad de esta zona, debido a fracturas naturales o a procesos de estimulación, como fracturamiento hidráulico o acidificación.

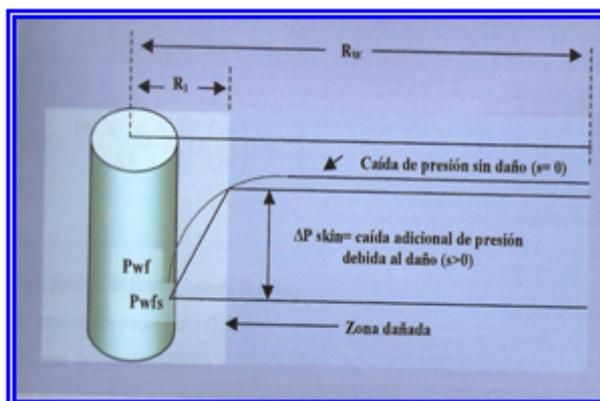


Figura 4.1. Efecto de caída de presión por daño.

En la práctica raramente se ha encontrado un pozo estimulado con un valor de S menor que -3 o -4, esto solo ocurre en pozos con fracturas hidráulicas de alta conductividad y que penetran profundamente en la formación. De igual forma, para pozos donde k_s (Permeabilidad de la zona dañada) es igual a k (permeabilidad de la formación), es decir, no hay estimulación ni daño, el valor de S es cero.

El factor de daño total (S), resultante de la interpretación de las pruebas de presión considera todos los efectos responsables de la alteración de la permeabilidad en la zona alrededor del pozo y las restricciones al flujo, para cada uno de los cuales existe una expresión o algoritmo matemático que determine cuantitativamente su contribución al mismo. De esta manera el skin total, viene a ser la sumatoria del daño a la formación (daño mecánico) y de los llamados pseudo daños, que son todas aquellas restricciones al flujo que no alteran la permeabilidad de la formación.

Para un pozo dañado, la reducción de la permeabilidad puede ser resultado de:

- Invasión de sólidos y filtrado de lodos de perforación, completación y sustancias químicas de estimulación, que producen el taponamiento de los poros.
- Hidratación de las arcillas en contacto con el filtrado de lodo.
- Tratamiento de consolidación de arenas.
- Compactación de la formación por efectos de cañoneo.

En el caso de pozos estimulados el incremento en la permeabilidad es producto de la presencia de fracturas, que pueden ser naturales o inducidas, o por la disolución de ácidos (acidificación). El fracturamiento hidráulico es aplicado en yacimientos de arenas consolidadas, dando mejores resultados cuando la permeabilidad es baja, mientras que la acidificación, es usada, para limpiar los poros de la formación dañada, esta funciona mejor en arenas poco consolidadas.

Ahora bien, las restricciones al flujo que no son causadas por el daño a la formación, conocidas como pseudo daños, se originan por:

- Entrada limitada o penetración parcial.
- Flujo turbulento o No Darcy.
- Desviación del pozo.
- Arenamiento.
- Bloqueo por bancos de condensado.
- Alta producción de agua.

Todos estos efectos son estudiados de forma individual o en conjunto para establecer las expresiones que permitan determinar en que proporción los mismos afectan al flujo y contribuyen al daño total.

4.1.1.1 Daño de formación, (Sf).

Se define como cualquier restricción al flujo en el medio poroso, causados por la reducción de la permeabilidad en la cercanía del pozo, por la producción de fluido, o por la invasión de sólidos y líquidos durante las operaciones de perforación, completación o rehabilitación del pozo.

La reducción del volumen poroso conlleva a la disminución de la permeabilidad; debido a que existen menos poros interconectados entre si, esto también es causado, por el hinchamiento de las partículas de arcillas, por la penetración parcial (intervalo productivo perforado o cañoneado parcialmente), lo cual genera un flujo esférico, y por taponamiento debido a la invasión de sólidos del fluido de perforación desde el pozo hacia la cara de la arena.

El daño de formación puede ser definido o determinado por la ecuación del daño mecánico, el cual, es constituido por los daños de perforación y cañoneo, o penetración parcial.

4.1.1.2 Daño mecánico, (S_m).

Es la suma del daño ocasionado por la invasión de fluidos de perforación, completación y estimulación, más el daño por la convergencia de flujo en los extremos de las perforaciones hechas por el cañón o penetración parcial, es decir, por el flujo esférico, este ultimo es diferente de lo que se conoce como entrada limitada o penetración parcial.

La definición del daño mecánico debe tomar en consideración los efectos de la convergencia de flujo esférico en los extremos de las perforaciones, la incidencia de la zona compactada alrededor del túnel formado por el cañoneo y la presencia de la región de baja permeabilidad, debido a la invasión de fluidos hacia la formación.

Existe un efecto combinado de daño por los daños por perforación y por penetración parcial.

4.1.1.2.1 Daño por Invasión de Fluidos de Perforación, Completación y Estimulación, (S_d).

La permeabilidad alrededor del pozo puede ser alterada por filtrado de lodo de perforación, por fluidos de completación y por penetración de sustancias químicas, durante el proceso de estimulación. Según algunos autores, generalmente, la zona más cercana al pozo (10 a 15 pies desde la cara de la arena) es la región alterada.

La causa más común de daños a la formación, se da durante el proceso de perforación de los pozos. El fluido de perforación consta de una fase sólida y una fase líquida, y los daños que causan pueden ser ocasionados por el filtrado de la fase líquida y por invasión de la fase sólida al medio poroso.

Las pérdidas de circulación durante la perforación de un pozo provocan que el filtrado del lodo entre en contacto con las arcillas o las formaciones arcillosas cercanas a la arena de interés, provocando el hinchamiento de las mismas, por ende se produce la disminución de la permeabilidad en la zona invadida. En el caso de los sólidos, estos se adhieren a la cara de la arena formando un revoque; y pueden penetrar parte de la formación alojándose o acumulándose en la garganta poral, disminuyendo también la permeabilidad de la formación y obstruyendo así, el flujo del fluido de interés hacia el pozo.

Durante la completación se puede dañar la formación. Este daño depende del tipo de litología, por ejemplo, en las areniscas, los valores promedios de porosidad y permeabilidad son uniformes y el daño es causado por taponamiento de los canales porosos. En cambio, en las dolomitas y calizas, el daño es

ocasionado por el taponamiento de las fracturas naturales o inducidas. Es muy común que la permeabilidad sea reducida hasta en un 90% por la invasión de sólidos en suspensión de los fluidos de completación y rehabilitación de un pozo.

La estimulación de pozos incluye diversas técnicas que permiten alterar el valor de la permeabilidad en las cercanías del pozo, durante la rehabilitación de los mismos. Algunos de estos métodos de estimulación son la acidificación y el fracturamiento hidráulico. Durante las operaciones de rehabilitación de los pozos dañados, surge la penetración de sustancias químicas hacia la formación, esto es inducido, con la finalidad de remover el daño provocado por otros factores, sin embargo, estas operaciones además de remover daños, también provocan otros daños, que de una u otra forma alteran la permeabilidad de la formación en la región cercana al pozo. El daño provocado por estimulación o rehabilitación es cuantificado dando un valor (-), debido a que la función primordial de estas operaciones es remover un daño aun cuando se produzca otro.

Aunque el objetivo de la estimulación es eliminar el daño de formación y aumentar la productividad, la selección no adecuada de los fluidos de tratamiento dará lugar a un daño adicional o a la reducción del efecto del tratamiento en el pozo.

Por ejemplo, una mezcla de ácido mal diseñada, causará la formación de precipitados insolubles, lodos o emulsiones. Durante un fracturamiento, si el agente de sostén resulta triturado o si el fluido gelificado se degrada, el resultado es una fractura con baja conductividad.

Tanto la acidificación como el fracturamiento pueden originar daño asociado con cambios en la mojabilidad, cambios en la permeabilidad relativa o bloqueo por emulsión.

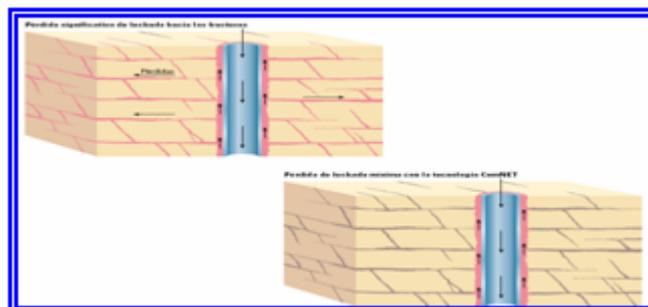


Figura 4.2. Pérdida de circulación y de lechada durante la perforación y completación de un pozo.

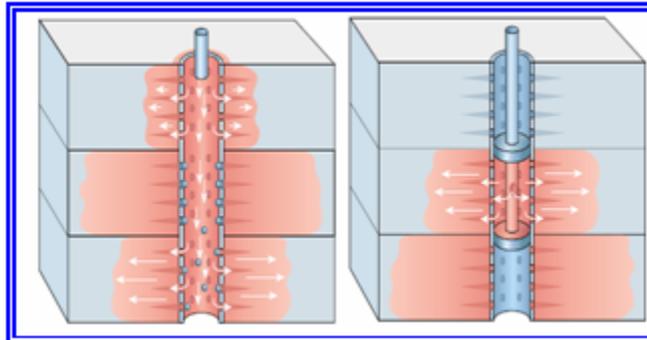


Figura 4.3. Proceso de Estimulación o Rehabilitación de un pozo.

4.1.1.2.2 Daño Por Perforaciones (Cañoneo) o Penetración Parcial, (S_p).

El arreglo y números de perforaciones o cañoneo que se utilicen en la completación de un pozo pueden crear caídas extras de presión, que también pueden ser manejadas a través de un factor de daño por perforaciones o por cañoneo. Este factor depende del número de perforación y del tipo de arreglo de estos (simple o alternado), del diámetro y penetración de las perforaciones o del cañoneo, de la relación de permeabilidades vertical y horizontal, del ángulo de fase, de las condiciones de daño de la formación y del diámetro del hoyo. Aunque existen correlaciones que permiten estimar el daño por cañonamiento, en la práctica no es posible contar con estimaciones de algunos de los parámetros necesarios para el cálculo. Este factor de daño se maneja en conjunto con el factor de daño de invasión S_d , los cuales se evalúan a partir del análisis de pruebas de presión y su valor indicará, si es necesario llevar un trabajo de reparación en el pozo.

Los desechos de las cargas explosivas y los sólidos de los fluidos utilizados durante el cañoneo pueden taponar los túneles de las perforaciones o la formación misma, a causa de la diferencia de presión entre el hoyo y la formación. Cuanto mayor sea la densidad de disparo, la penetración de las perforaciones y el aumento de la tasa de flujo, menor será el factor de daño por perforaciones.

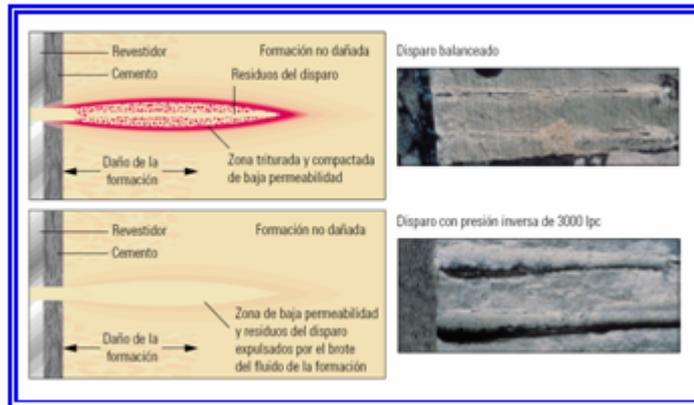


Figura 4.4. Penetración Parcial por Cañonamiento.

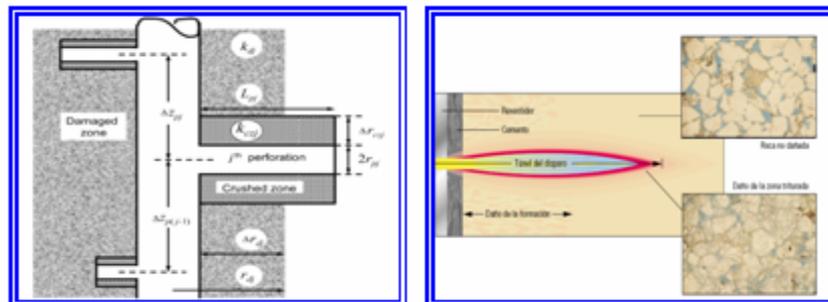


Figura 4.5. Daño provocado por los disparos durante el cañoneo.

Penetración parcial puede estar asociada a las perforaciones o a los túneles cañoneados, en ocasiones el espesor cañoneado es menor al espesor de la zona productora o la penetración de la misma se da de forma parcial, es decir, el intervalo perforado no abarca al espesor total de la zona productora y tampoco penetra completamente la distancia radial de la zona dañada anteriormente por el proceso de perforación.

El daño inducido por los disparos puede comprender tres elementos: Una zona triturada, la migración de partículas finas de la formación y la presencia de detritos dentro de los túneles de disparos. Las presiones de la onda de vibración desde la cara de la arena hasta el extremo de los disparos fragmentan la roca adyacente y los granos de la matriz de la fractura, lo cual daña la permeabilidad in situ, especialmente al reducir el tamaño de las gargantas de los poros.

El alcance del daño provocado por los disparos depende de la litología, la resistencia de la roca, la porosidad, la compresibilidad del fluido alojado en los poros, el contenido de arcilla, el tamaño del grano de formación y el diseño de las cargas.

4.1.1.3 Pseudo daño por desviación y entrada limitada, ($S_{c+\theta}$).

Generalmente, se encuentran pozos no perpendiculares al plano de la estratificación y de la formación productora, esto ocurre cuando pozos verticales producen desde formaciones buzantes o cuando pozos desviados producen desde formaciones horizontales o inclinadas. La inclinación de un pozo con respecto a la normal del plano de estratificación, origina un factor de pseudo daño negativo (S_θ), porque una mayor área de la formación está expuesta al flujo.

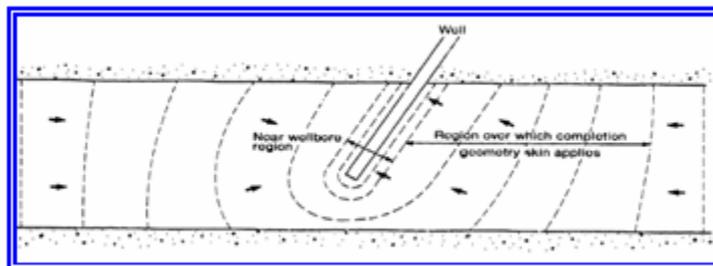


Figura 4.6. Pozo desviado con respecto a la normal.

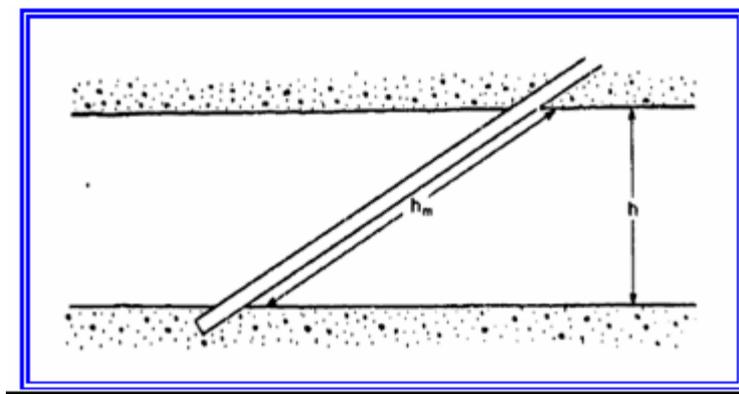


Figura 4.7. Desviación del pozo y la entrada limitada del mismo con respecto a la Formación.

Para evitar problemas de conificación de agua o de gas, así como la producción de arena (Empaque con Grava), es una práctica común, completar el pozo en una fracción del espesor total del yacimiento. La convergencia de las líneas de flujo o flujo esférico hacia el intervalo de penetración, crea una caída extra de presión que se maneja adimensionalmente a través de un factor de pseudo daño, (S_{cp}).

Los pozos completados parcialmente son también llamados de entrada limitada, y se caracterizan por tener solo un segmento abierto al flujo. En los pozos parcialmente terminados, puede existir flujo radial de una sola dimensión en la región más lejana al pozo; sin embargo cuando el flujo se aproxima al pozo, este converge hacia los alrededores del segmento abierto al flujo del pozo de forma esférica, como se muestra en la **(figura 4.8)**.

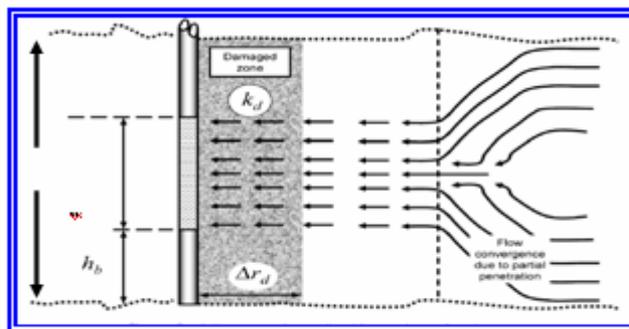


Figura 4.8. Daño por Completación Parcial de un Pozo.

El factor de daño por completación parcial siempre es positivo y puede alcanzar valores muy elevados, en casos donde la relación de penetración h_w/h es muy baja. A medida que la permeabilidad vertical es menor con respecto a la horizontal, el factor de daño crece.

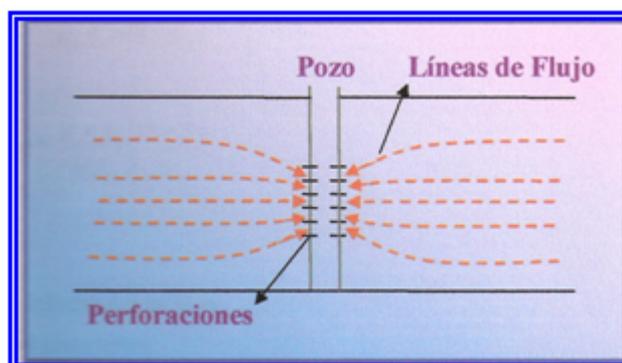


Figura 4.9. Líneas Convergentes hacia el pozo por Completacion Parcial.

En general las razones por las cuales inducidamente se produce una entrada limitada, son:

- Evitar la confinación de agua y / o gas.
- Para evitar la producción de arena y otras partículas en la formación.
- Probar pozos exploratorios en intervalos seleccionados.
- Interpretaciones erróneas de registros o perfiles de pozos para definir la arena neta.
- Para permitir espacios en los revestidos no cañoneados para futuras necesidades de asentamiento de ensamblajes mecánicos, tales como: empacaduras, espaciadores, tapones, puentes, y centralizadores.

Hay que destacar que el efecto de pseudo daño provocado por la geometría de un pozo (Verticalidad, horizontalidad y desviación) esta estrechamente relacionado con el efecto de pseudo daño por entrada limitada, originando un efecto combinado de daño; debido a que, a medida que aumenta el ángulo de desviación del pozo, el pseudo daño por geometría del mismo es mas negativo, mientras que el pseudo daño por entrada limitada permanece constante con respecto al ángulo de inclinación del pozo; según los estudios de Cinco Ley.

Por otro lado, el pseudo daño por entrada limitada tiende a disminuir, a medida que la relación entre la longitud del intervalo cañoneado (h_w) y el espesor de la arena productora (h) aumenta. Cuando la relación h_w/h es igual a uno, el pseudo daño por completacion parcial es cero, lo que quiere decir que se cañoneo todo el espesor de la zona de interés de forma efectiva.

Para estimar los valores de ambos pseudo daños, estos son estudiados como si uno fuese independiente del otro; sin embargo, estos se encuentran estrechamente conectados, por lo que el método de Cinco Ley, determina el efecto de daño provocado por ambos factores sumando sus valores algebraicamente.

4.1.1.4 Pseudo daño por flujo turbulento (flujo no darcy), (S_{turb}).

A medida que el fluido fluye en la formación productora y se aproxima al pozo, el área normal al flujo se reduce notablemente, generalmente por efecto de la disminución de la porosidad de la formación; provocando un incremento en la velocidad de sus partículas. Las caídas de presión incrementan más rápidamente con el incremento de las velocidades de flujo; las cuales pueden ser altamente descritas por diversos modelos matemáticos, siendo el más utilizado el de Fochheimer.

En pozos de gas con altas tasas de producción, existen condiciones de flujo turbulento en las regiones cercanas al pozo. Esta situación se traduce en una caída de presión adicional, la cual es función de la tasa de producción.

La turbulencia tiene lugar en la formación, cuando el flujo de fluido en el medio poroso no es directamente proporcional a la caída de presión. En el flujo turbulento no rige la ley de darcy.

La caída extra de presión es originada por los efectos de inercia del fluido al desplazarse por los pasajes estrechos (permeabilidad) del espacio poroso de la roca.

Es preciso acotar que el patrón de flujo turbulento, indirectamente se produce por la acción de otros factores de daños o pseudo daños en la formación, como por ejemplo la alteración de la permeabilidad relativa en la región cercana al pozo, por efecto de la perforación, cañoneo, taponamiento y por todos aquellos factores de daños que restrinjan, obstruyan o reduzcan el área de flujo de fluido desde la formación hacia el pozo; lo cual a su vez, ocasiona un aumento de la velocidad de flujo y el incremento de la tasa de producción de los fluidos, provocando así la turbulencia entre la cara de la arena y la superficie del pozo.

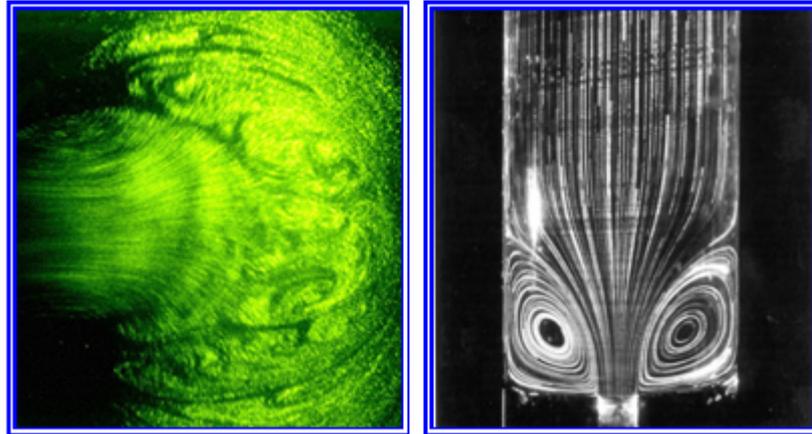


Figura 4.10 Vaciado por Flujo Turbulento.

El flujo no-Darciano, es una perturbación debido a la aceleración y desaceleración de las partículas del fluido a través del medio poroso, lo cual implica una caída de presión adicional. Este pseudo daño, es muy común en los yacimientos de gas. Este tipo de flujo genera una resistencia inercial (β) en el caso de los yacimientos que presentan condensación retrograda; también se podría decir, que es dependiente de la tasa de producción y reduce la permeabilidad efectiva del gas condensado cerca del pozo, sin embargo, no influye sobre la permeabilidad del condensado retrógrado porque, el mismo, tiene dominio sobre la región donde existe una saturación creciente del líquido inmóvil en la que sólo fluye gas.

4.1.1.5 Pseudo daño por formación de bancos de condensado retrogrado.

4.1.1.5.1 Formación del banco de condensado.

Cuando se forman gotas de rocío por primera vez en un yacimiento de gas, el líquido condensado es inmóvil debido a las fuerzas capilares que actúan sobre los fluidos. Es decir, una gota microscópica de líquido, una vez formada tenderá a quedarse atrapada en los poros y gargantas de poros pequeñas. Incluso en el caso de los gases condensados ricos, con una condensación sustancial de líquido, la movilidad del condensado, que es la relación entre la permeabilidad relativa y la viscosidad, sigue siendo insignificante en las zonas lejanas a los pozos. En

consecuencia, el condensado que se forma en la mayor parte del yacimiento se pierde en la producción, a menos que el plan de explotación del yacimiento incluya el reciclaje de gas. El efecto de esta condensación en la movilidad del gas es habitualmente despreciable.

Cerca de un pozo productor, la situación es diferente. Cuando la presión del fondo del pozo cae por debajo de la presión de rocío, se forma un sumidero o banco en la región vecina al pozo. A medida que el gas ingresa al sumidero, el gas condensado se condensa. Luego de un periodo transitorio, se acumula suficiente líquido como para que su movilidad se vuelve significativa. El gas y el líquido compiten por las trayectorias de flujo, como lo describe la relación entre sus correspondientes permeabilidades relativas. La formación de un bloque de condensado es el resultado de la reducción de la movilidad del gas en las adyacencias de un pozo productor por debajo del punto de rocío.

La caída de presión del yacimiento por debajo el punto de rocío tiene dos resultados principales, ambos negativos: la producción de gas y condensado declina debido a la formación de un bloque de condensado en la región vecina al pozo y el gas producido contiene menos fracciones pesadas valiosas debido a la condensación en todo el yacimiento, donde el condensado tiene una movilidad insuficiente como para fluir en dirección hacia el pozo.

Si la caída de la presión del yacimiento es significativa, la caída de presión adicional debida a la segregación de condensado puede ser muy importante para la productividad de un pozo. Esta condición es típica en formaciones con un valor bajo de la capacidad de flujo o transmisibilidad de la formación, que es el producto de la permeabilidad por el espesor neto de la formación (Kh).

Contrariamente, si en el yacimiento se produce una pequeña fracción de la caída de presión total, lo que es habitual en formaciones con valores altos de (Kh), la caída de presión adicional producida en el yacimiento como consecuencia del bloque o condensado tendrá poco impacto probablemente sobre la productividad en los pozos. Es preciso acotar, que la mayoría de los yacimientos de gas condensado presentan bajas permeabilidades, por lo cual, poseen baja capacidad

de flujo, entonces; si en este se producen caídas de presión adicionales, se estaría afectando gradamente la productividad del pozo.

Como ya se dijo; al caer la presión de fondo fluyente, ***Pwf***, por debajo de la presión de rocío, ***Proc***, se forma un anillo de condensado a nivel del pozo que bloquea parcialmente el flujo de gas condensado hacia el mismo. Para estudiar este fenómeno, diversos investigadores (Gringarten, Bozorgzadeh, entre otros) han dividido al yacimiento en tres regiones:

Las dos regiones mas proximas a un pozo pueden formarse cuando la presión del fondo del pozo esta por debajo del punto de rocío del fluido. La tercera región, que se forma lejos de los pozos productores, existe solo cuando la presión del yacimiento esta por encima del punto de rocío.

Esta tercera region incluye la mayor parte del área del yacimiento que se encuentra alejada de los pozos productores. Dado que esta por encima de la presión del punto de rocío ($P_{yac} > P_{roc}$), solo existe o fluye una sola fase de hidrocarburo; el gas. El límite interior de esta región tiene lugar donde la presión es igualada a la presión del punto de rocío del gas. En esta región la saturación del condensado es igual a cero ($S_c = 0$); entonces nos quedaría que $S_g + S_{wi} = 1$.

En la segunda región, la zona de segregación de condensado o zona intermedia, el líquido se separa de la fase gaseosa y se acumula como condensado retrógrado, aumentando así la saturación de condensado en esta zona, pero sin alcanzar la saturación crítica ($S_c < S_{cc}$); es decir, su saturación es suficientemente baja como para que su movilidad aumente y fluya; entonces sigue existiendo flujo de gas monofásico. Esta es una region intermedia donde la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío ($P_{yac} < P_{roc}$), y el balance de saturaciones esta dado por $S_c + S_{wi} + S_g = 1$. La saturación crítica del condensado es determinada por datos de laboratorio o pruebas CVD; entonces, según estas, $S_c = S_{cLab}/(1 + S_{wi})$.

En la primera región; en las cercanías del pozo fluyen ambas fases (Gas y Condensado) simultáneamente a diferentes tasas y saturaciones, $S_c > S_{cc}$ y $S_c + S_g + S_{wi} = 1$. En esta región la saturación del condensado se estabiliza y el condensado retrógrado que se forma al fluir el gas condensado por la zona vecina al pozo, empuja un volumen de condensado igual al formado. En esta zona la

permeabilidad relativa del gas, K_{rg} ; disminuye debido al aumento de la saturación del condensado, $S_c > 0$. La saturación del condensado en la zona cercana al pozo cambia con el tiempo; tan pronto la presión de fondo fluyente cae por debajo de la presión de rocío, la saturación del condensado aumenta a valores promedios que pueden estar entre 50 y 60% y luego se estabiliza entre 30 y 40%.

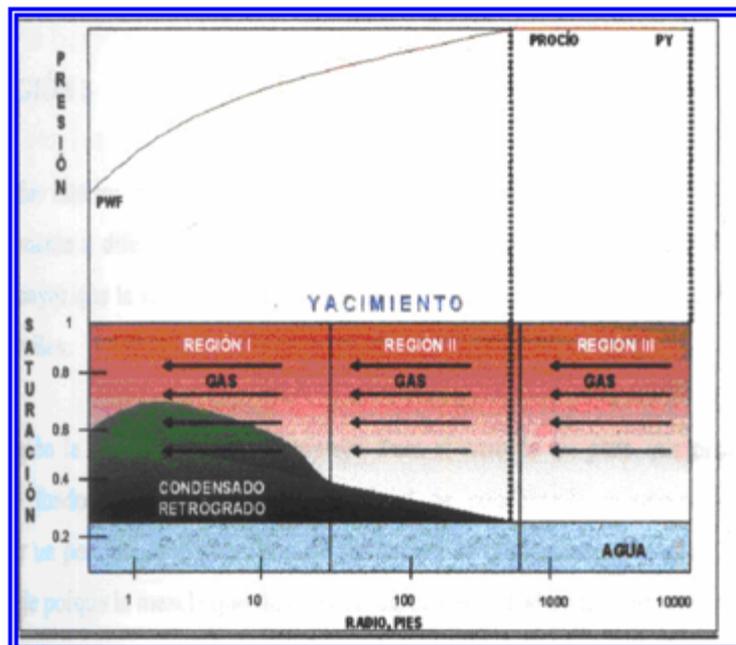
Estudios de simulación revelan que las altas saturaciones de condensado del anillo, en las cercanías del pozo, reducen severamente la permeabilidad relativa del gas (K_{rg}) y por tanto disminuyen su tasa de producción (Q_g). Sin embargo, por efecto de la baja tensión interfacial existente entre el gas y el condensado, el gas condensado remanente al fluir por el anillo de condensado vaporiza parte del líquido y lo arrastra, disminuyendo así la saturación del condensado en esta zona e incrementando la permeabilidad relativa al gas (K_{rg}).

El fenómeno de Velocity Stripping o Despojamiento Capilar, es quien produce aumentos de la permeabilidad efectiva al gas (K_g) y por ende el incremento de la permeabilidad relativa del mismo (K_{rg}), en la region I cercana al pozo. También, las tasas de producción aumentan por efecto del aumento de la velocidad de flujo del gas y por la baja tensión interfacial entre el gas y el condensado ($\sigma = 0.005$ dina/cm). Esta baja tensión interfacial y las altas velocidades de flujo del gas, producen el aumento del número capilar (N_c) ó fuerzas capilares y viscosas, lo cual favorece el flujo de gas hacia el pozo y disminuye la saturación del condensado en ésta zona.

Se ha demostrado entonces; que la permeabilidad efectiva y relativa al gas en la zona cercana al pozo no es solo función de la saturación, sino también de la velocidad del gas, efecto que ha sido cuantificado a través del número capilar (N_c) y de la resistencia inercial (β). El condensado retrógrado se caracteriza por poseer baja tensión interfacial.

La resistencia inercial, es producida por las altas velocidades de flujo o por el flujo no Darciano en las cercanías del pozo; el cual está asociado a una aceleración y desaceleración de las partículas de gas a través del medio poroso, debido a la menor área de flujo que se presenta cuando se forma el anillo de

condensado. Esta resistencia inercial es lo que provoca la turbulencia en el medio poroso



.Figura 4.11 Esquema de regiones formadas por el desarrollo de anillo de condensado

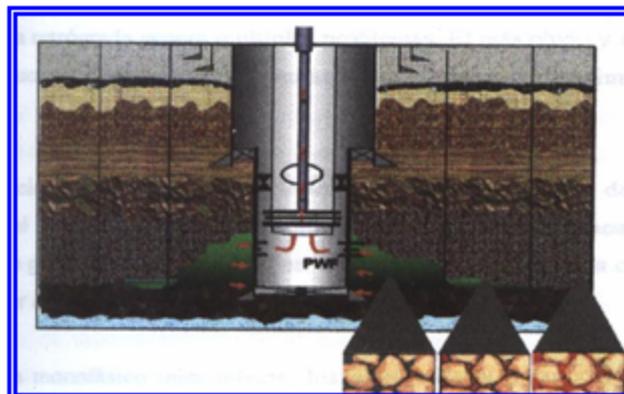


Figura 4.12 Representación de la acumulación de líquido en la formación.

4.1.1.5.2 Analisis del efecto del banco de condensado.

Como ya se hizo referencia, la formación del banco o el anillo de condensado se produce porque la presión, bien sea del yacimiento o del pozo, cae por debajo de la presión de rocío del gas condensado; durante la producción del

yacimiento. A medida, que se condensan las fracciones mas pesadas del gas; estas gotas de condensado se acumulan, aumentando su saturación en la región donde se presenten las condiciones de presión ya descritas. Al aumentar la saturación de condensado, aumenta la permeabilidad relativa del mismo, y simultáneamente disminuye la permeabilidad relativa del gas. En la zona mas cercana al pozo, la mojabilidad de la roca sera dominada por el condensado, esto nos da una referencia de que el condensado como fase mojante tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red poral. Y, en consecuencia, le sera difícil moverse a través del medio poroso, a menos que alcance una saturación crítica. En tanto, el gas como fase no Mojante tiende a ocupar los capilares de mayor diámetro dentro de la red poral. Y, en consecuencia, es más fácilmente movilizable.

La formación del anillo de condensado; representa un bloqueo para el flujo de gas condensado en el medio poroso, específicamente en las cercanía del pozo. Esto a su vez, produce diversos factores que se suman a la restricción de flujo de fluido del yacimiento al pozo, como el fenómeno de turbulencia, la reducción de la permeabilidad efectiva al gas y caídas adicionales de presión. En sí; en la región más cercana al pozo; la permeabilidad relativa del gas es dependiente de la velocidad del gas, llamado a veces Velocidad de despojo o “acoplamiento positivo”, tiene el efecto de mejoramiento de la productividad del pozo, mientras que, el flujo inercial (no Darcy) reduce la permeabilidad efectiva de gas y actúa en contra de la productividad.

Partiendo de lo que se conoce como Daño, Pseudo Daño y Problema Operacional, se puede decir que el banco o anillo de condensado constituye una restricción al flujo de gas condensado, debido a la acumulación de sus fracciones más pesadas en forma líquida, bien sea a nivel de yacimiento o de pozo. Esta obstrucción al flujo, se da sin reducir el diámetro de los poros o la permeabilidad absoluta de la formación; por lo tanto el bloqueo por condensado representan un Pseudo daño.

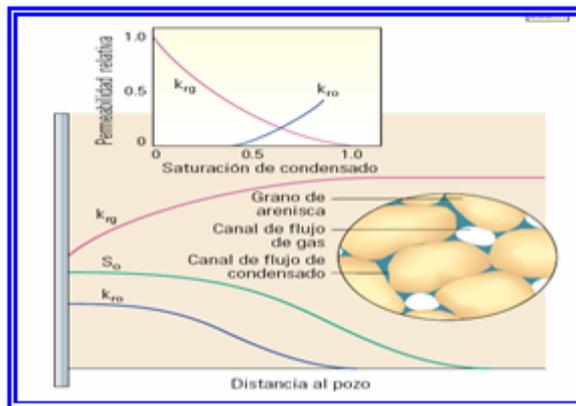


Figura 4.13. Permeabilidad relativa de los fluidos en función de la saturación y la distancia radial

4.1.1.6 Pseudo daño por arenamiento.

Los yacimientos de gas y gas condensado pueden estar constituidos por arenas no consolidadas o poco consolidadas. En tales formaciones la arena puede ser producida junto con los fluidos, bien sea de forma elevada o gradualmente en grandes períodos de tiempo.

Es conocido que el flujo de fluidos a través de un material poroso ejerce fuerzas de arrastres creadas a lo largo del paso de los fluidos. En general, altas velocidades de flujo producto de las altas tasas de producción, durante la explotación del yacimiento, generan una gran producción de arena. La producción de arena es indeseable por muchas razones, la más importante es que produce erosión y taponamiento de los pozos productores y equipos de producción en superficie. Es importante las condiciones que promueven la producción de arena y las medidas de cómo prevenirlas. La producción de arena y el control de arena están relacionados con la productividad del pozo.

La producción de arena es monitoreada en superficie por un artefacto sónico que cuantifica la incidencia de los granos de arena en las líneas de prueba. La salida a partir del artefacto refleja la energía cinética de los sólidos entrando y combinando con la velocidad de flujo se determina la tasa de producción de arena y su concentración en la corriente de flujo.

La producción de arena deteriora siempre la productividad de un pozo. Afortunadamente, recientes desarrollos de técnicas de control de arena permiten minimizar los efectos de daño y proporcionar aceptables alternativas para una segura y efectiva completación del pozo.

Si la arena erosiona los componentes de terminación o completación, los cabezales de pozos, o los tubulares o instalaciones de superficie, pueden producirse pérdidas, como demoras en la producción, y obtenerse bajo factores de recuperación. Por esto, se puede decir que la alta producción de arena o el arenamiento de los pozos constituye un pseudo daño, ya que restringe el flujo de hidrocarburos a lo largo de la tubería de producción.

En fin, la alta producción de arena se considera como un Pseudo daño, el cual puede generar abrasión severa en los equipos de subsuelo y superficie (Niples, Mangas, Botellas, Reductores, Líneas de Flujo y Separadores), taponamiento de intervalos cañoneados y/o del reductor, y la disminución de la productividad del pozo ya que, ésta, al depositarse en el pozo no permite que el hidrocarburo fluya libremente por la tubería de producción. Este pseudo daño no se cuantifica sino que se aprecia cualitativamente en superficie.

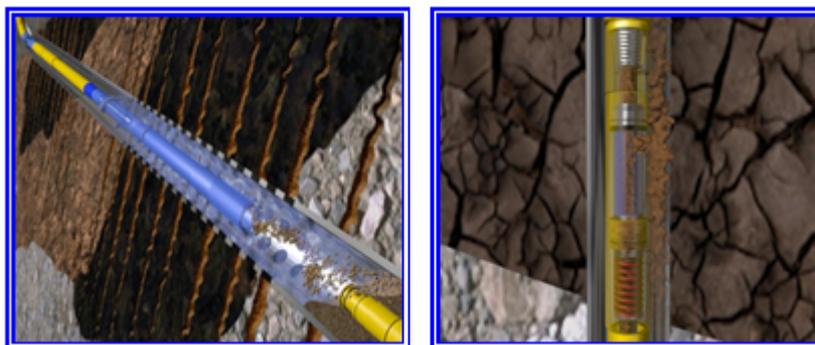


Figura 4.14. Arenamiento de los Pozos.

4.1.1.7 Pseudo daño por alta producción de agua.

Existen campos donde la producción de agua aumenta en la misma proporción en que se reducen las tasas de producción de los hidrocarburos (Petróleo y Gas).

El agua afecta todas las etapas de la vida del yacimiento, desde la exploración hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo.

Cuando se extrae petróleo o gas de un yacimiento, muchas veces el agua proveniente de un acuífero subyacente se mezcla y es producida junto con el petróleo o gas. Este flujo de agua a través de un yacimiento, que luego invade la tubería de producción y las instalaciones de procesamiento en la superficie y, por último, se extrae y se desecha, o bien se inyecta para mantener la presión del yacimiento, recibe el nombre de ciclo del agua. Es preciso acotar, que en ocasiones, en yacimientos de gas condensado, el agua que se produce o se canaliza en el pozo, no es proveniente de acuíferos activos; sino que, resulta del mal diseño de completación y cañoneo, ya que se pueden completar arenas de agua indeseables, por error del operador, y eso trae consigo que la producción o el flujo del crudo o del gas, quienes son nuestros fluidos de interés, se vea afectada.

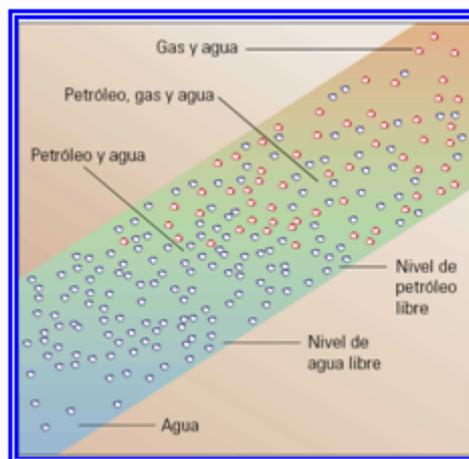


Figura 4.15 Ilustración de la distribución de los fluidos en el yacimiento antes de la explotación del mismo.

Los problemas básicos que se presentan con la alta producción de agua son los siguientes:

- Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empacadores. Las filtraciones a través del revestidor, la tubería de producción o los

empacadores permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos (Arenas de Agua) ingrese en la columna de producción.

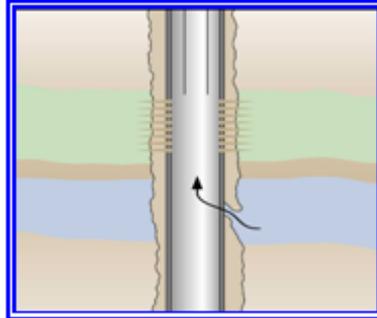


Figura 4.16. Filtraciones en el revestidor en la tubería de producción o en el empacador.

- Flujo canalizado detrás del revestidor. La existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zona acuíferas con zonas de hidrocarburos. Estos permiten que el agua fluya por detrás del revestidor e invada el espacio anular.

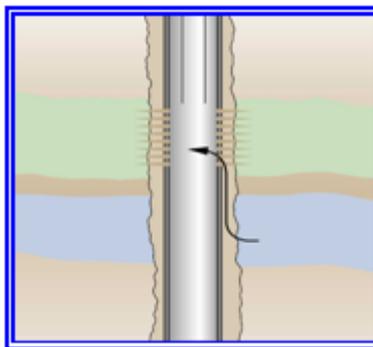


Figura 4.17. Flujo Canalizado detrás del revestidor.

- Conificación y formación de cúspides. Generalmente, en los pozos verticales se produce conificación, cuando el contacto agua-petroleo se encuentra cerca de los disparos o de la zona cañoneada en donde la permeabilidad vertical es relativamente elevada. La tasa crítica de

conificación, la cual es la tasa máxima a la cual se puede producir hidrocarburos sin agua por conificación, a menudo es demasiado baja.

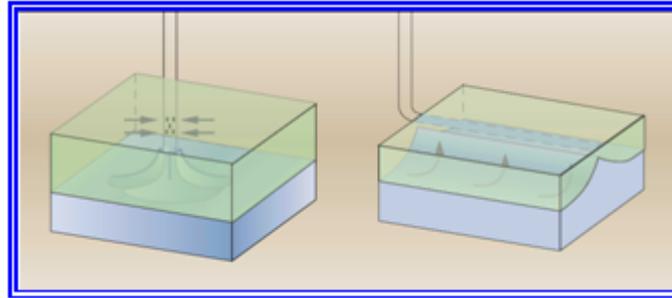


Figura 4.18. Conificación del Agua y Formación de Cúspides.

En fin, la producción de agua o de arenas acuíferas, reduce la permeabilidad efectiva al petróleo o al gas, por el incremento de la saturación del agua en el medio poroso, en las cercanías del pozo, esto representa una restricción al flujo del hidrocarburo hacia los pozos; y por tanto un Pseudo daño por obstrucción de flujo. Este pseudo daño es cualitativo; y se diagnostica según las tasas de producción de petróleo en función de los cortes de agua en superficie.

4.2 Métodos analíticos y semianalíticos para determinar los daños y pseudo daños asociados a yacimientos de gas y gas condensado.

Para el cálculo del Factor de Daño Total o Skin (S), es preciso determinar los factores de daño y pseudo daños que lo constituyen. La cuantificación de algunos de estos, esta dado por ecuaciones y métodos analíticos y semianalíticos, que han sido diseñados bajo ciertas suposiciones o condiciones de formación y de pozo.

Los últimos estudios acerca de la cuantificación o cálculo del daño total asociado a los yacimientos de gas y gas condensado, están basados en ciertas suposiciones, las cuales son:

- Flujo radial en estado estable o semicontínuo.
- Las ecuaciones son válidas para cualquier geometría del pozo, es decir, horizontal, vertical e inclinados.

- La distribución de presión es constante en todo el yacimiento, es decir es independiente de la geometría del pozo.
- La tasa de flujo es independiente de la posición del intervalo cañoneado y completado.
- La formación es horizontal, en caso de formación buzante, debe ser ajustado el ángulo de inclinación de la misma.

4.2.1 Cálculo del Daño Mecánico, (S_m).

El daño mecánico está definido por la suma de los daños correspondientes a la perforación (Invasión de lodo de perforación, fluidos de completación y de sustancias químicas de estimulación), (S_d), y al cañoneo o perforaciones a la formación, (S_p). Este daño se ubica e influye en la zona cercana al pozo y altera la permeabilidad de la formación en esa región.

$$S_m = S_d + S_p$$

Hay que resaltar que todas las ecuaciones desarrolladas hasta ahora, para el cálculo del daño mecánico suponen que el pozo es vertical y está completamente terminado o totalmente completado, sin embargo, como el daño mecánico es un efecto de pozo y por ende se ubica en las cercanías del mismo, dichas ecuaciones pueden ser utilizadas para cualquier geometría del pozo, es decir para pozos inclinados y horizontales. Por otro lado, se puede asumir que el daño mecánico es independiente del efecto o daño por el grado de desviación y entrada limitada, para formaciones horizontales e isotrópicas.

Según Hawkins (1956), generalmente el radio de invasión y de daño mecánico no excede un intervalo de 10 a 15 pies desde la cara del pozo. Es por ello, que el daño mecánico representa al daño de formación y la ecuación desarrollada por este es validada para un radio dañado de 10 a 15 pies.

Hawkins, señaló que si una zona estimulada o dañada se consideraba equivalente a una zona alterada de permeabilidad uniforme (K_s) y radio externo

Este daño provoca una caída de presión adicional durante la producción del pozo o durante las pruebas de presión; y puede ser calculado a partir de las siguientes ecuaciones planteadas por Hawkins en 1956 y Karakas y Tariq en 1988, para daño mecánico de formación, (Sm).

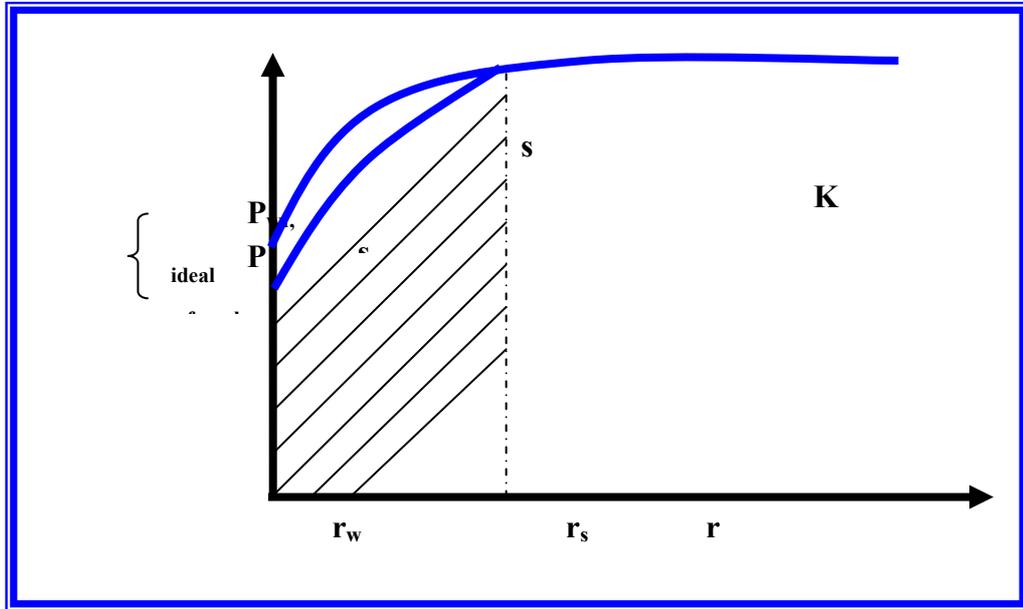


Figura 4.20 Caídas de presión adicional en una zona dañada de radio, r_s .

Según el gráfico anterior (4.20), Hawkins plantea que cuando la permeabilidad de la zona cercana al pozo no es alterada, (K) durante la producción, se origina una caída de presión de fondo fluvente ideal ($\Delta P_{wf\ ideal}$); sin embargo como generalmente se producen restricciones por daño, (K_s) a un r_s , se registran caídas adicionales de presión de fondo fluyentes reales ($\Delta P_{wf\ real}$). La diferencia entre estas dos caídas de presión da como resultado la caída de

presión provocada por el daño mecánico o el daño de

$$\Delta P_s = \Delta P_m = \Delta P_{wf\ real} - \Delta P_{wf\ ideal}$$

formación, ($\Delta P_s = \Delta P_m$).

Para Hawkins, el daño producido por la perforación en las cercanías del pozo, (S_m), esta dado por la siguiente ecuación y las suposiciones planteadas por las figuras 4.19 y 4.20:

$$S_m = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)$$

Donde:

S_m : Daño Mecánico de formación. (Adimensional, (+))

K : Permeabilidad de la formación Isotrópica ($K_h = K_v$)

K_s : Permeabilidad de la zona dañada.

r_s : Distancia radial de la zona dañada.

r_w : Distancia radial del pozo.

Entonces la caída de presión provocada por el daño mecánico, según el trabajo de Hawkins, puede determinarse a partir de la siguiente ecuación:

$$\Delta P_s = \Delta P_m = \frac{q^* \mu}{2\pi K h} \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)$$

Si la formación no es horizontal y por el contrario, presenta buzamiento, y además de eso no es isotrópica, sino más bien, Anisotropía, es preciso hacer la corrección del ángulo de buzamiento de la formación e incluir en la ecuación de Hawkins, para el cálculo del daño mecánico, variables que determinan la anisotropía de la formación.

Hay que acotar que si estamos en presencia de formaciones buzantes los pozos en estas también presentan un ángulo de inclinación.

Para formaciones bajas o inclinadas, se corrige el ángulo de inclinación de la siguiente forma:

$$\theta_{cor} = \theta - \alpha_{app}$$

Entonces:

$$\tan \alpha_{app} = \tan \alpha * \cos \beta$$

Donde:

θ : Angulo de la desviación del pozo de la vertical.

θ_{cor} : Angulo corregido por inclinación de la formación.

α : Inmersión o inclinación de la formación desde la horizontal.

α_{app} : Inmersión o inclinación aparente de la formación del plano del pozo.

β : Angulo horizontal entre la dirección de la inmersión y el acimut del pozo.

Si la formación es anisotrópica la ecuación de Hawkins para el daño mecánico queda de la siguiente forma:

$$S_m = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) + (\eta_d - \eta_w)$$

Donde:

$$\eta_w = \text{Tanh}^{-1} \left(\frac{1}{F} \right)$$

$$\eta_d = \text{Senh}^{-1} \left[\frac{r_{dh}}{r_w} \text{Senh}(\eta_w) \right]$$

$$F = \sqrt{\text{Cos}^2 \theta + \left(\frac{K_v}{K_H} \right) * \text{Sen}^2 \theta}$$

Donde:

η_d : Coordenada elíptica para el limite extremo de la zona dañada.

η_w : Coordenada elíptica para el pozo.

K : Permeabilidad Promedia de la formación.

K_s : Permeabilidad de la zona dañada.

r_{dh} : Distancia radial de la zona dañada.

r_w : Radio del pozo.

F : Término definido por la ecuación B.11.

θ : Angulo de desviación del pozo de la vertical.

Karakas y Tariq en (1988), presentaron una solución semianalítica para el cálculo del efecto de daño por perforaciones o cañoneo, (S_p), para regímenes de flujo esféricos en las zonas cercanas al pozo. Estos mejoraron a su vez, la ecuación planteada por Hawkins para determinar el daño mecánico, (S_m) adicionándole a esta ecuación el daño por perforaciones o penetración parcial, (S_p). Ellos establecieron que para el cálculo del daño por perforaciones se debía tomar en cuenta el efecto del plano de flujo, (S_H); el efecto de convergencia vertical, (S_V); y el efecto del pozo, (S_{wb}). También, consideraron la anisotropía de la formación, debido a que típicamente se consiguen formaciones con permeabilidades verticales, (K_V) menores a la permeabilidad horizontal, (K_H).

El daño por perforaciones, (S_p) según Karakas y Tariq; queda de la siguiente manera:

$$S_p = S_H + S_V + S_{wb}$$

Las variables para el cálculo del daño por perforaciones está dado en la siguiente figura:

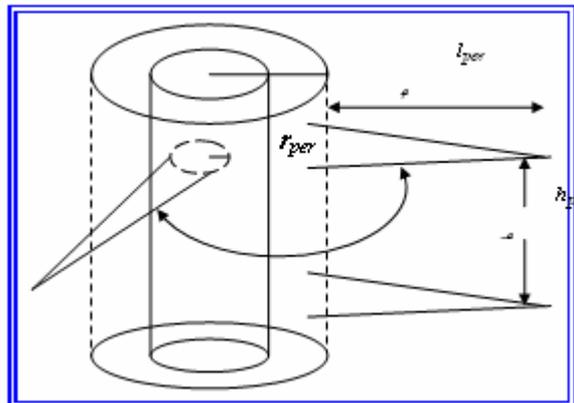


Figura 4.21. Variables para el cálculo del daño por perforaciones.

Donde:

r_w : Radio del pozo.

r_{perf} : Radio de las perforaciones.

l_{perf} : Longitud de la perforación o penetración.

Θ : Angulo de fase de las perforaciones.

h_{perf} : Distancia entre las perforaciones

Para el cálculo de S_H se utiliza la siguiente ecuación:

$$S_H = \ln \frac{r_w}{r'_w(\theta)}$$

Donde:

$r'_w(\theta)$: Es el radio efectivo del pozo y es función del ángulo de fase (θ).

$$r'_w(\theta) = \begin{cases} \frac{l_{perf}}{4} & \text{Para } \theta = 0 \\ \alpha \theta (r_w + l_{perf}) & \text{Para } \theta \neq 0 \end{cases}$$

El efecto de pseudo daño por el plano de flujo, (S_H) es negativo (excepto para $\theta = 0$), pero su contribución al daño total generalmente es pequeña.

Para el cálculo de S_v deben ser calculadas dos variables dimensionales, están son:

$$h_D = \frac{h_{perf}}{l_{perf}} \sqrt{\frac{k_H}{k_v}}$$

Donde:

K_H : Permeabilidad Horizontal

Kv: Permeabilidad Vertical.

Luego se determina la siguiente variable dimensional:

La constante a_θ , depende de la fase de perforación y se encuentra

$$r_D = \frac{r_{perf}}{2h_{perf}} \left(1 + \sqrt{\frac{k_v}{k_H}} \right)$$

Ángulo o fase de perforación	a_0	a_1	A_2	b_1	b_2	c_1	C_2
0° (360°)	0.250	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672	1.6E-1	2.675
180°	0.500	-2.025	0.0943	3.0373	1.8115	2.6E-2	4.532
120°	0.648	-2.018	0.0634	1.6136	1.7770	6.6E-3	5.320
90°	0.726	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935	1.9E-3	6.155
60°	0.813	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490	3.0E-4	7.509
45°	0.860	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392	4.6E-5	8.791

tabulada en la siguiente tabla:

Tabla 4.1. Constantes para el cálculo del factor de daño por perforaciones, establecidas por Karakas y Tariq, 1988.

Entonces el pseudo daño o efecto de convergencia vertical, (S_v) se determina de la siguiente forma:

$$S_v = 10^a h_D^{b-1} r_D^b$$

Donde:

$$a = a_1 \log r_D + a_2 \quad \text{y} \quad b = b_1 r_D + b_2$$

Las constantes a_1 , a_2 , b_1 y b_2 , también son funciones del ángulo de perforación. El efecto del pseudo daño por convergencia vertical S_v , es potencialmente la mayor contribución al daño por perforaciones; para pequeñas densidades de perforaciones, es decir, altos valores de h_{perf} , el pseudo daño por convergencia vertical S_v , puede ser muy grande.

Para el cálculo de S_{wb} debemos obtener primero una variable adimensional:

$$r_{wD} = \frac{r_w}{l_{perf} + r_w}$$

Luego:

$$S_{wb} = C_1 e^{C_2 r_{wD}}$$

La ecuación de Hawkins para el daño mecánico, una vez modificada por Karakas y Tariq, quienes suman el daño por perforación, (S_d) y por cañoneo, (S_p) en la región cercana al pozo, queda de la siguiente forma:

$$(S_d)_p = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \left(\ln \frac{r_s}{r_w} + S_p \right) + S_p$$

Karakas y Tariq (1998)

demonstraron que el daño por perforación y cañoneo puede ser calculado como un efecto de daño compuesto, $(S_d)_p$ mediante la ecuación anterior, planteando lo siguiente:

$$(S_d)_p = S_p'$$

Donde S_p' es evaluado a

una longitud de perforación modificada l'_{perf} , (la longitud de penetración es menor que la distancia radial de la zona dañada) y un radio del pozo modificado r'_w , estas se definen por las siguientes ecuaciones:

$$l'_{perf} = l_{perf} - \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) r_s$$

$$r'_w = r_w + \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) r_s$$

Donde:

l'_{perf} : Longitud de perforación modificada.

r'_w : Radio del pozo modificado.

K_s : Permeabilidad de la zona dañada.

K : Permeabilidad de la zona no dañada.

r_s : Longitud radial de la zona dañada.

4.2.2. Cálculo del pseudo daño por desviación y entrada limitada, ($S_{c+\theta}$).

Cinco Ley en el año 1975, estableció que el pseudo daño provocado por desviación del pozo, esta estrechamente conectado con el efecto o pseudo daño por penetración Parcial o entrada limitada, debido a que un pozo desviado, obviamente, es completado o cañoneado para producir la arena deseable. Ambos pseudo daños constituyen un efecto combinado de Pseudo daños; ($S_{c+\theta}$). No obstante, el realizo un análisis semianalitico, en donde estudia ambos pseudo daños separadamente, para luego sumar sus valores algebraicamente, como se muestra a continuación:

$$S_{c+\theta} = S_{\theta} + S_{cp}$$

por

La solución semianalítica planteada Cinco Ley, 1975,

supone que la formación es horizontal e isotópica, por ende el pozo puede ser vertical o inclinada; sin embargo, también estableció ecuaciones de ajuste o de corrección, para formaciones inclinadas y Anisotrópicas.

Cuando la permeabilidad vertical de una formación es más baja que la permeabilidad horizontal, se considera un efecto llamado anisotropía. Cinco Ley y

otros, estudiaron el efecto de la permeabilidad vertical reducida a través del aumento de todas las distancias verticales (que también reduce el ángulo de desviación eficaz de la formación). En las coordenadas "Transformadas" la formación es isotrópica, con la permeabilidad vertical igual a la permeabilidad horizontal en todas las direcciones, la dimensión vertical; " Z " es ajustada de la siguiente manera:

$$Z' = Z \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$$

Donde:

Z : Dimensión o altura vertical (m)

Z' : Dimensión a lo largo de del eje perpendicular al daño, que pasa por el límite superior del pozo. (m)

K_h : Permeabilidad horizontal. (μm^2)

K_v : Permeabilidad de Vertical (μm^2)

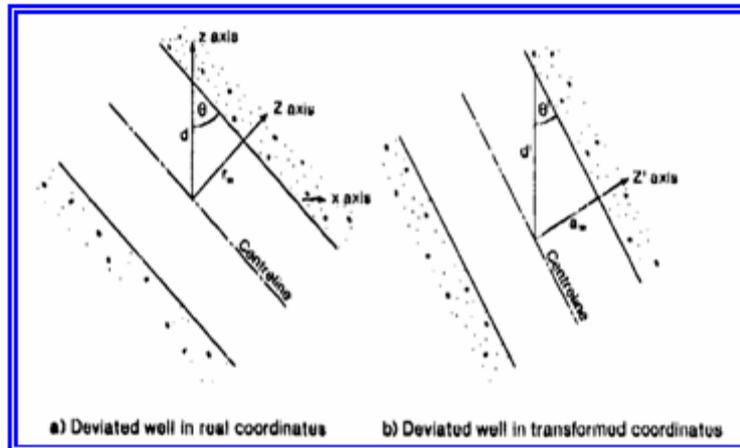


Figura 4.22. Dimensiones del pozo en coordenadas reales y coordenadas transformadas.

Cinco Ley, planteo que el efecto combinado de Pseudo Daño por desviación del pozo o formaciones buzantes y por penetración parcial, debe ser calculado incluyendo la anisotropía de la formación, la cual esta definida por la siguiente ecuación:

$$S_a = Ln\left(\frac{2}{1 + F}\right)$$

Donde:

$$F = \sqrt{\cos^2 \theta + \left(\frac{K_v}{K_h} \right) * \sin^2 \theta}$$

Quedando la ecuación de Pseudo Daño por desviación y penetración parcial de la siguiente manera:

$$S_{c+\theta} = \left(\frac{h}{hw} \right) * F * Sa + Scp$$

Donde:

Sa: Pseudo Daño Por Anisotropía.

F: Función definida por la ecuación B.29.

$S_{c+\theta}$: Pseudo daño por desviación y completacion parcial del pozo.

h: Espesor del yacimiento o de la formación.

hw: Longitud del intervalo completado, medido a lo largo del pozo.

Scp: Pseudo daño por completacion parcial.

θ : Angulo de desviación del pozo de la vertical.

La caída de presión adicional producida por el efecto combinado de los pseudo daños por desviación y completacion parcial, esta dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{(S_{c+\theta})} = \frac{q * \mu}{2 \pi K h} * S_{c+\theta}$$

Cinco Ley, considero ajustar las ecuaciones mediante algunos términos dimensionales, para trabajar en pozos desviados y totalmente completados, en

formaciones isotrópicas o anisotrópicas, según sea el caso. En la tabla siguiente se muestran los términos a modificar considerados por ley:

Términos de dimensiones	Definición en formaciones isotrópicas	Definición en formaciones anisotrópicas
h_{D}	h/r_w	$\frac{k}{r_w} \sqrt{\frac{\alpha_k}{\alpha_v}}$
h_{WD}	h_w/r_w	$\frac{k}{r_w} \sqrt{\cos^2 \theta \frac{\alpha_k}{\alpha_v} + \sin^2 \theta}$
r_{D}	r/r_w	$\frac{r}{r_w}$
Z_{D}	Z_i/Z_{D}	$\frac{Z_i}{r_w} \sqrt{\frac{\alpha_k}{\alpha_v}}$
Z_{WD}	Z_w/r_w	$\frac{Z_w}{r_w} \sqrt{\frac{\alpha_k}{\alpha_v}}$
θ	θ	$\theta = \tan^{-1} \left(\sqrt{\frac{\alpha_k}{\alpha_v}} \tan \theta \right)$

Tabla 4.2. Definición de dimensionamiento de términos planteada por Cinco Ley y otros autores en sistemas isotrópicos y anisotrópicos.

A manera de facilitar el trabajo en el cálculo del pseudo daño por desviación y penetración parcial, (SC+ θ), Cinco ley tabuló los valores de los pseudo daños por desviación y por penetración parcial de forma separada, tomando en cuenta las suposiciones y las variables mostradas en las siguientes figuras:

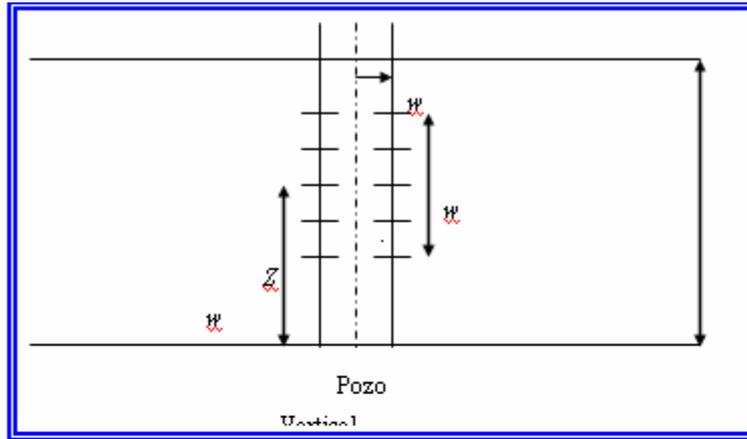


Figura 4.23. Variables de Cinco Ley para pozos verticales.

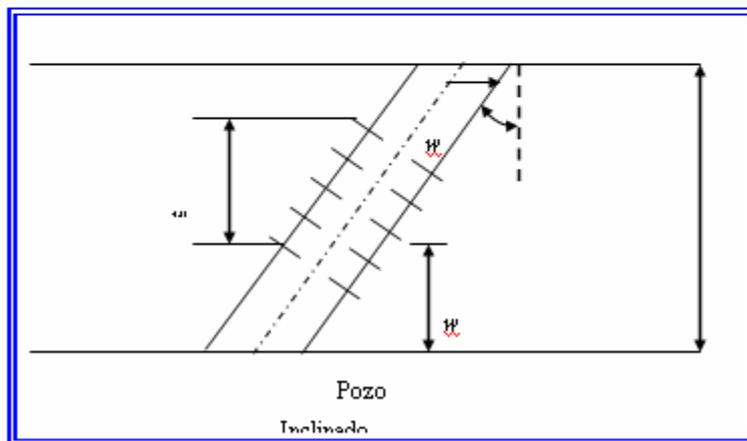


Figura 4.24. Variables de Cinco Ley para Pozos Inclinaos

Donde:

hw : Longitud del intervalo completado.

Zw : Longitud medida desde el centro del intervalo completado hasta el límite inferior de la formación.

h : Espesor de la formación o Yacimiento.

r_w : Radio del pozo.

θ : Angulo de inclinación del pozo, medido desde la normal.

h_D : Término dimensional definido por las ecuación planteada en la tabla A.2.

Tabla 4.3. Valores de daño por desviación y entrada limitada de Cinco Ley, 1975 para $HD = 100$.

Table 5-1						
Skins from Partially Penetrating Slanted Wells ($h_D = 100$) ^a						
θ°	h_D	z_w/h	h_w/h	s_{sc}	s_c	s_a
0	100	0.95	0.1	20.810	20.810	0
15				20.385	20.810	-0.425
30				18.948	20.810	-1.861
45				16.510	20.810	-4.299
60				12.562	20.810	-8.147
75				6.735	20.810	-14.074
0	100	0.8	0.1	15.809	15.809	0
15				15.449	15.809	-0.36
30				14.185	15.809	-1.623
45				12.127	15.809	-3.682
60				8.944	15.809	-6.864
75				4.214	15.809	-11.594
0	100	0.6	0.1	15.257	15.257	0
15				14.898	15.257	-0.359
30				13.636	15.257	-1.621
45				11.583	15.257	-3.674
60				8.415	15.257	-6.842
75				3.739	15.257	-11.517
0	100	0.5	0.1	15.213	15.213	0
15				14.854	15.213	-0.359
30				13.592	15.213	-1.620
45				11.540	15.213	-3.673
60				8.372	15.213	-6.841
75				3.699	15.213	-11.514
0	100	0.875	0.25	8.641	8.641	0
15				8.359	8.641	-0.282
30				7.487	8.641	-1.154
45				5.968	8.641	-2.673
60				3.717	8.641	-4.924
75				0.464	8.641	-8.177
0	100	0.75	0.25	7.002	7.002	0
15				6.750	7.002	-0.251
30				5.969	7.002	-1.032
45				4.613	7.002	-2.388
60				2.629	7.002	-4.372
75				-0.203	7.002	-7.206
0	100	0.6	0.25	6.658	6.658	0
15				6.403	6.658	-0.249
30				5.633	6.658	-1.024
45				4.290	6.658	-2.447
60				2.337	6.658	-4.32
75				0.418	6.658	-7.076
0	100	0.5	0.25	6.611	6.611	0
15				6.361	6.611	-0.249
30				5.587	6.611	-1.023

Table 5-1 (Continued)						
Skins from Partially Penetrating Slanted Wells ($h_D = 100$) ^a						
θ°	h_D	z_w/h	h_w/h	s_{sc}	s_c	s_a
45				4.245	6.611	-2.365
60				2.295	6.611	-4.315
75				-0.451	6.611	-7.062
0	100	0.75	0.5	3.067	3.067	0
15				2.878	3.067	-0.189
30				2.308	3.067	-0.759
45				1.338	3.067	-1.729
60				-0.082	3.067	-3.150
75				-2.119	3.067	-5.187
0	100	0.6	0.5	2.430	2.430	0
15				2.254	2.430	-0.176
30				1.730	2.430	-0.700
45				0.838	2.430	-1.592
60				-0.466	2.430	-2.897
75				-2.341	2.430	-4.772
0	100	0.5	0.5	2.369	2.369	0
15				2.149	2.369	-0.175
30				1.672	2.369	-0.697
45				0.785	2.369	-1.584
60				-0.509	2.369	-2.879
75				-2.368	2.369	-4.738
0	100	0.625	0.75	0.924	0.924	0
15				0.778	0.924	-0.145
30				0.337	0.924	-0.587
45				-0.411	0.924	-1.336
60				-1.507	0.924	-2.432
75				-3.099	0.924	-4.024
0	100	0.5	0.75	0.694	0.694	0
15				0.554	0.694	-0.139
30				0.134	0.694	-0.560
45				-0.581	0.694	-1.275
60				-1.632	0.694	-2.326
75				-3.170	0.694	-3.864
0	100	0.5	1	0	0	0
15				-0.128	0	-0.128
30				-0.517	0	-0.517
45				-1.178	0	-1.178
60				-2.149	0	-2.149
75				-3.577	0	-3.577

^aFrom Cinco-Ley et al., 1975.

Tabla 4.3. Valores de daño por desviación y entrada limitada de Cinco Ley, 1975 para $H_D = 100$.(Continuación).

Table 5-2						
Skins from Partially Penetrating Slanted Wells ($h_D = 1000$) ²						
θ°	h_D	z_w/h	h_w/h	s_{max}	s_c	s_p
0	1000	0.95	0.1	41.521	41.521	0
15				40.343	41.521	-1.178
30				36.798	41.521	-4.722
45				30.844	41.521	-10.677
60				22.334	41.521	-19.187
75				10.755	41.521	-30.766
0	1000	0.8	0.1	35.840	35.840	0
15				34.744	35.840	-1.095
30				31.457	35.840	-4.382
45				25.973	35.840	-9.867
60				18.261	35.840	-17.599
75				8.003	35.840	-27.837
0	1000	0.6	0.1	35.290	35.290	0
15				34.195	35.290	-1.095
30				30.910	35.290	-4.380
45				25.430	35.290	-9.860
60				17.710	35.290	-17.580
75				7.522	35.290	-27.768
0	1000	0.5	0.1	35.246	35.246	0
15				34.151	35.246	-1.095
30				30.866	35.246	-4.380
45				25.386	35.246	-9.860
60				17.667	35.246	-17.579
75				7.481	35.246	-27.765
0	1000	0.875	0.25	15.733	15.733	0
15				15.136	15.733	-0.597
30				13.344	15.733	-2.389
45				10.366	15.733	-5.367
60				6.183	15.733	-9.550
75				0.632	15.733	-15.101
0	1000	0.75	0.25	14.040	14.040	0
15				13.471	14.040	-0.569
30				11.770	14.040	-2.270
45				8.959	14.040	-5.081
60				5.047	14.040	-8.993
75				-0.069	14.040	-14.109
0	1000	0.6	0.25	13.701	13.701	0
15				13.133	13.701	-0.568
30				11.437	13.701	-2.264
45				8.638	13.701	-5.063

Tabla 4.4. Valores de daño por desviación y entrada limitada de Cinco Ley, 1975 para $H_D = 1000$.

Table 5-2 (Continued)						
Skins from Partially Penetrating Slanted Wells ($h_D = 1000$) ^a						
θ°	h_D	z_w/h	h_w/h	s_{wv}	s_v	s_u
60				4.753	13.701	-8.948
75				-0.288	13.701	-13.989
0	1000	0.5	0.25	13.655	13.655	0
15				13.087	13.655	-0.568
30				11.391	13.655	-2.264
45				8.593	13.655	-5.062
60				4.711	13.655	-8.944
75				-0.321	13.655	-13.976
0	1000	0.75	0.5	5.467	5.467	0
15				5.119	5.467	-0.348
30				4.080	5.467	-1.387
45				2.363	5.467	-3.104
60				-0.031	5.467	-5.498
75				-3.203	5.467	-8.670
0	1000	0.6	0.5	4.837	4.837	0
15				4.502	4.837	-0.335
30				3.503	4.837	-1.334
45				1.858	4.837	-2.979
60				-0.424	4.837	-5.261
75				-0.431	4.837	-8.268
0	1000	0.5	0.5	4.777	4.777	0
15				4.443	4.777	-0.334
30				3.446	4.777	-1.331
45				1.806	4.777	-2.971
60				-0.467	4.777	-5.244
75				-3.458	4.777	-8.235
0	1000	0.625	0.75	1.735	1.735	0
15				1.483	1.735	-0.252
30				0.731	1.735	-1.004
45				-0.512	1.735	-2.247
60				-2.253	1.735	-3.988
75				-4.595	1.735	-6.330
0	1000	0.5	0.75	1.508	1.508	0
15				1.262	1.508	-0.246
30				0.528	1.508	-0.980
45				-0.683	1.508	-2.191
60				-2.380	1.508	-3.888
75				-4.665	1.508	-6.173
0	1000	0.5	1	0	0	0
15				-0.206	0	-0.206
30				-0.824	0	-0.824
45				-1.850	0	-1.850
60				-3.298	0	-3.298
75				-5.282	0	-5.282

Tabla 4.4. Valores de daño por desviación y entrada limitada de Cinco Ley, 1975 para $H_D = 1000$.(Continuación)

4.3 Interpretación del “skin” en una prueba de presión aplicada a un yacimiento de gas con bloqueo de condensado, mediante el simulador Pansystem.

El análisis de una prueba de presión, mediante el modelo radial compuesto de dos zonas, arrojado por el simulador PanSystem, aplicado a un sistema pozo - yacimiento con condensación retrograda, muestra las graficas 4.25, 4.26 y 4.27.

La figura 4.25, muestra un análisis basado en la interpretación de la curva del método de la derivada de Bourdet o mejor llamado análisis logarítmico. En la etapa inicial de esta prueba (Prueba de restauración de Presión o Build up), se observa la presencia del efecto de almacenamiento en el pozo, y esta representado por el notado incremento de la curva (A – B). Este efecto es producto del periodo de cierre o de restauración de presión de la prueba, y a su vez a una redistribución de las fases presentes en el pozo (Flujo Multifásico); este fenómeno se presenta en las tuberías de producción del pozo, gracias al efecto de las fuerzas de gravedad.

Posteriormente; a este efecto de llene del pozo, se presenta una zona o etapa, en la cual se visualiza un máximo que representa el daño ocurrido en la cara de la arena o alrededor del pozo; el mismo pudo ser generado por las condiciones de perforación y completación o por el número de perforaciones, dando origen a una alteración de la permeabilidad y por ende a un aumento en la caída de presión en el sistema.

Seguidamente, se observa una zona de estabilización o linealidad de la derivada, en donde el primer flujo es radial (Yacimiento Infinito), y la permeabilidad relativa al gas es de 5.0992 md. En esta zona ocurre el fenómeno de “Velocity Stripping” o despojamiento capilar, el cual esta asociado a un aumento de la permeabilidad relativa al gas y por ende al incremento de la tasa de producción. Esto es inducido altas velocidades experimentadas por el gas condensado en las cercanías del pozo, y por la baja tensión interfacial entre el gas y el condensado retrógrado en esta zona, lo cual incrementa el número capilar. En esta región, la saturación del condensado alcanza valores críticos (el condensado tiene movilidad), y el afluente viaja bifásicamente a composición constante.

Además de lo anteriormente descrito, se presenta una región de segregación de fases, en la que se observa el segundo flujo radial o de estabilización. En esta zona se encuentra el anillo de condensado (Pseudo Daño por Bloqueo de Condensado), experimentando el gas una permeabilidad relativa de 3.6549 md, esta reducción de 70% aproximadamente, es producto de la caída de presión del yacimiento por debajo de la presión de rocío. A medida que declina la presión del yacimiento en condiciones saturadas, el banco de condensado crece, lo que ocasiona una disminución en la productividad del pozo, debido a la reducción de la tasa de flujo del gas por efectos de la disminución de la permeabilidad, esto también genera pérdidas en la riqueza del gas condensado, ya que los componentes pesados se entrapan en la formación y no son producidos. En esta zona el liquido retrogrado no alcanza la saturación critica, es decir, permanece inmóvil.

Finalmente, se observa un descenso en la curva de la derivada que podría ser un indicativo de un acercamiento a la tercera zona, en donde típicamente la

permeabilidad relativa al gas no es perturbada por la saturación de líquido retrogrado, ya que, la presión del yacimiento en esta región es mayor a la presión de rocío.

Aunque, los resultados del Quick Match arrojan un valor de daño de -2.2454, este no considera el pseudo daño de bloqueo por anillo de condensado. El valor de daño arrojado por el simulador representa el Factor de Daño total, el cual está asociado a una caída de presión adicional.

La figura 4.26, muestra el periodo de cierre de la prueba de restauración de presión, en donde se observa de manera clara como actúa la presión mientras el pozo está cerrado. La presencia de los primeros puntos de inestabilidad nos reflejan el efecto de almacenamiento, posteriormente se observa que la presión comienza a estabilizarse.

La figura 4.27, está basada en el análisis semilogarítmico o de Horner. La curva semilog permite identificar la presencia de flujo radial en la formación, el cual es demarcado por una recta que va desde el punto A hasta el punto C. Se observa, que la curva de flujo radial se desvía del comportamiento lineal (A – C), mostrándose en el punto B el comienzo de un mínimo en la curva, lo cual es indicativo de daño en el sistema ($S > 0$).

Es evidente que el valor de daño de -2.2454, indica cuantitativamente que la condición del yacimiento en las cercanías del pozo es de estimulación. Sin embargo, en el análisis de Horner, se puede concluir que este método, no es confiable para analizar pruebas de presión en yacimientos de gas condensado que presenten condensación retrógrada, ya que las desviaciones de la curva arrojada por el simulador, con respecto a la línea con tendencia lineal en la que se basa el Método de Horner, no representan lo que está ocurriendo realmente en el sistema pozo-yacimiento (desviaciones en el extremo A-B).

En conclusión, se observa que el simulador Pansystem no cuantifica el pseudo daño por bloqueo de condensado. Es por esto, que en el valor de daño observado en el Quick Match, el cual representa un efecto de estimulación al yacimiento, no concuerda con lo que muestra la Figura 4.25, en la que se observa

la persistencia del anillo de condensado. Cabe destacar, que existen daños que deben ser analizados de forma cualitativa, ya que estos no son cuantificables.

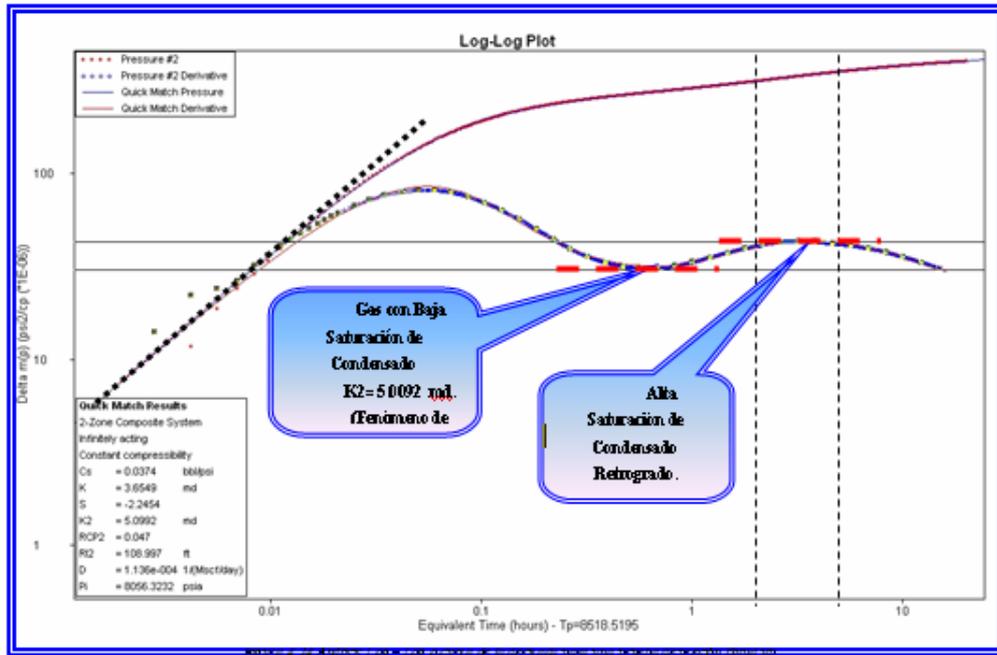


Figura 4.25 Análisis Log – Log o curva de la derivada para una prueba de presión Build up.

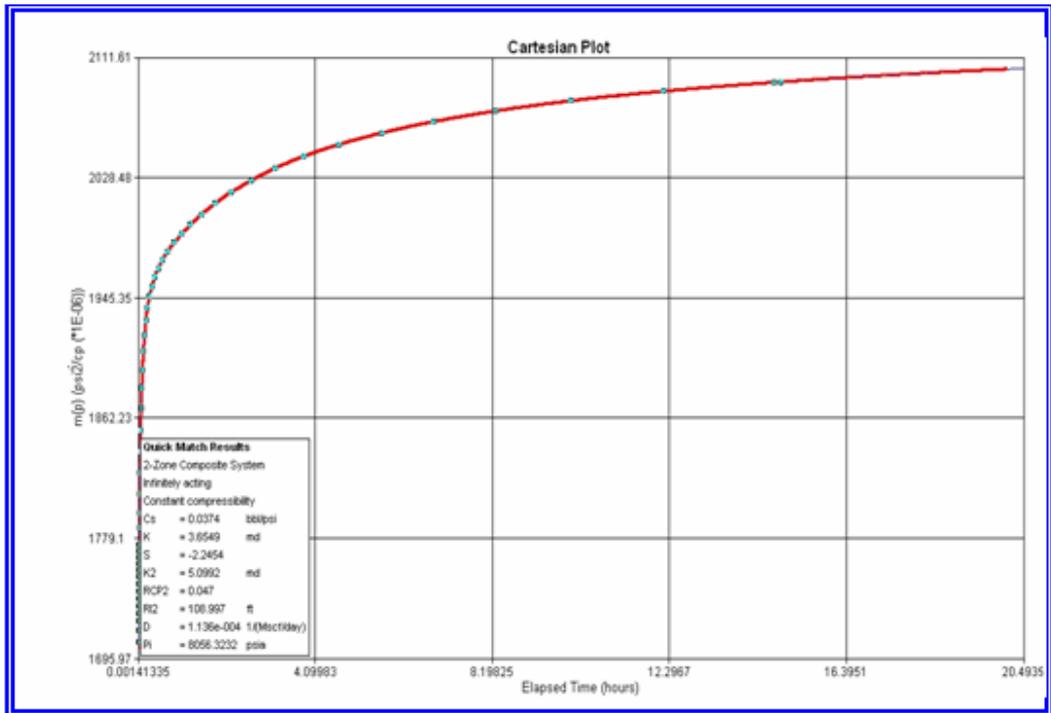


Figura 4.26 Análisis cartesiano del período de cierre para una prueba de presión Build up.

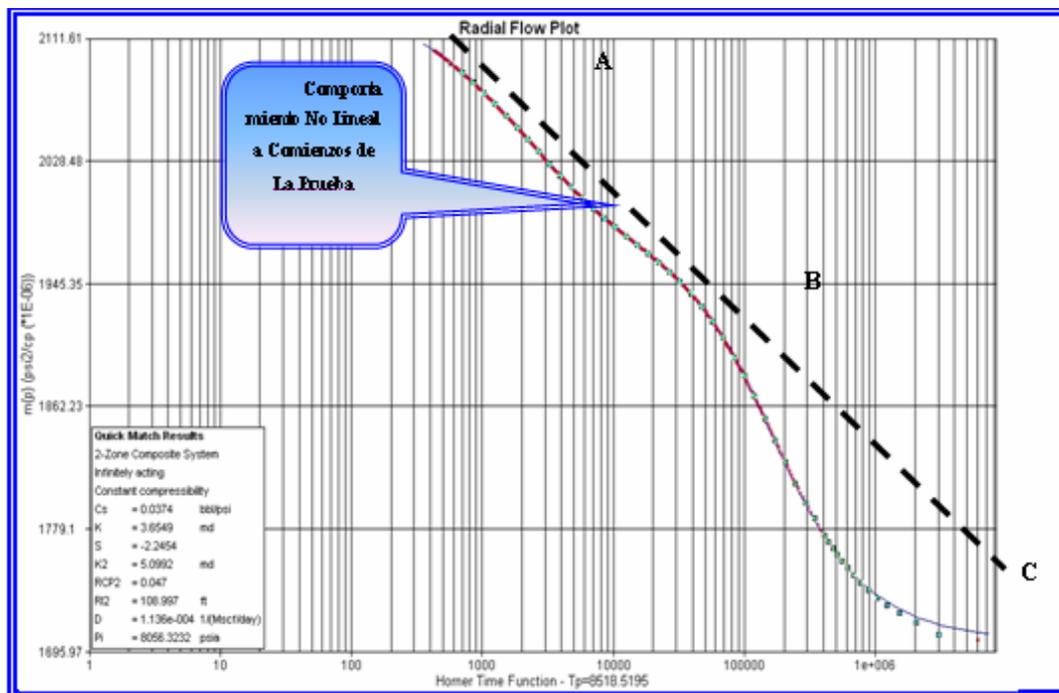


Figura 4.27 Análisis de flujo radial o Horner para una prueba de presión Build up.

4.4 Influencia e impacto de los daños y pseudo daños en la productividad de yacimientos de gas y gas condensado.

Las caídas adicionales de presión debidas al factor de daño o Skin, impactan notablemente en la productividad de un pozo o yacimiento.

La ecuación de caída de presión total durante la producción del pozo, en un periodo de tiempo específico, tomando en cuenta las caídas adicionales de presión por efecto del daño o skin, puede expresarse de la siguiente forma:

$$\Delta P_{total} = \Delta P_{ideal} + \Delta P_s + \Delta P_{S_{c+\theta}} = \Delta P_{real}$$

Donde:

ΔP_{total} : Caída de presión total generada durante la producción del pozo, considerando que existe daño.

ΔP_{ideal} : Caída de presión provocada por la producción del pozo, considerando que no hay daño.

ΔP_s : Caída de presión generada por el daño mecánico.

$\Delta P_{S_{c+\theta}}$: Caída de presión generada por el daño combinado de desviación y completación Parcial.

La influencia de los daños y pseudo daños sobre la productividad de un pozo, puede ser observada a través de las caídas de presión adicionales que estos generan. La caída de presión adicional debido al daño, puede ser reconocida en función de la caída de presión y la tasa de flujo óptima, que deberían obtenerse durante el proceso productivo, en condiciones normales de operación del sistema pozo-yacimiento. Si ocurren grandes caídas de presión y la tasa de flujo de producción declina, podemos intuir la presencia de un daño.

Para observar gráficamente como influye la caída de presión por efecto de daño, a continuación se presentan dos grafico IPR, en los cuales los puntos (q, P_{wf}) , representan la tasa de flujo para cada presión de fondo fluyente, experimentada por un pozo productor (sin daño); y por otro (con daño).

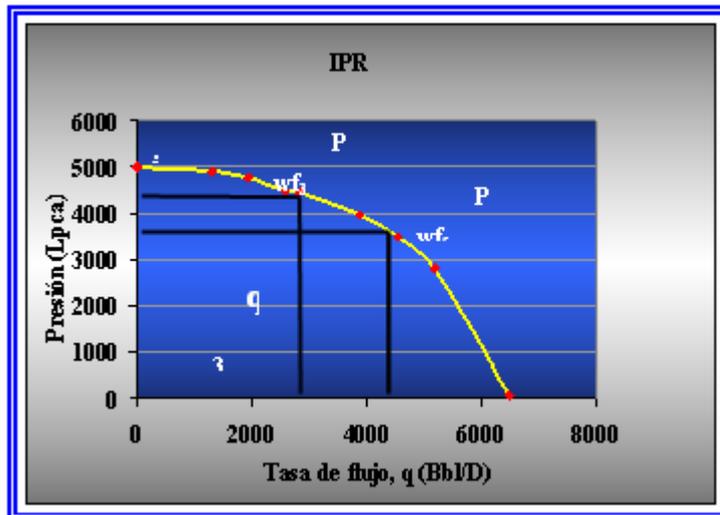


Figura 4.27. Comportamiento ideal de la curva IPR (sin daño).

Cuando la producción del pozo no se ve afectada por el factor o Skin, la curva de productividad o IPR muestra que la tasa de producción es proporcional a la caída de presión, como se observa en la figura 4.27.

Ahora bien, cuando existe daño o pseudo daño, el comportamiento de la curva de productividad o IPR es distinto al mostrado en la figura 4.27, en la cual, se muestra el comportamiento de la productividad de un pozo que presenta daño. La cuantificación del índice de productividad es importante por dos de sus aplicaciones más comunes: la primera, es en la estimación preliminar de tasas a esperar por pozo, que permitan programar el número de pozos requeridos para producir el volumen de reservas en un tiempo fijado; la segunda aplicación importante, es el diagnóstico de problemas en los pozos, advirtiendo dichos problemas a partir de las continuas variaciones en el índice de productividad.

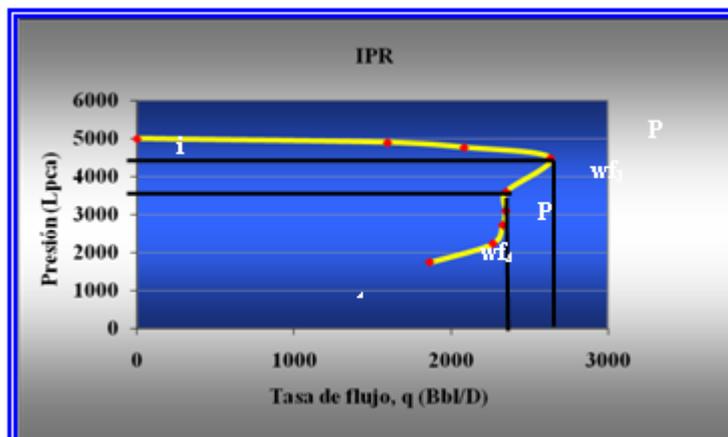


Figura 4.28. Comportamiento Real de la curva IPR (con daño).

Como se observa en la grafica 4.28, a comienzos de la vida productiva del pozo, la tasa de flujo es proporcional a la caída de presión; sin embargo, cuando la presión de fondo fluyente cae a 3600 Lpca aproximadamente, se produce una reducción de la tasa de producción o de flujo. Esta desproporcionalidad, indica la presencia de daño en el sistema pozo – yacimiento; debido a que se generan caídas abruptas de presión que no son compensadas con altas tasas de flujo.

La productividad del pozo es un factor importante que indica como es el desarrollo de muchos yacimientos. En el caso de los yacimientos de gas condensado, por ser estos sistemas multifásico que cambian con el tiempo, el índice de productividad puede usarse como un indicativo, si se ha hecho un seguimiento de la producción del pozo. En yacimientos de gas condensado; se ha observado que el mayor problema que afecta la productividad de los pozos en un campo, es la formación de bancos de condensados, lo cual se debe a la alta saturación de condensado en las cercanías del pozo.

CAPÍTULO 5.

5.1 CONCLUSIONES

1. La diferencia entre un Daño Y un Pseudo daño radica, en que el primero reduce la permeabilidad de la formación, en cambio el Pseudo daño restringe el flujo sin disminuir el espacio poroso interconectado.
2. El daño Mecánico es igual al daño de formación.
3. El método de cálculo más adecuado para estimar el daño mecánico es el propuesto por Karakas y Tariq.
4. El efecto del daño se observa en las caídas de presión adicionales que estos generan.
5. La mayor restricción al flujo en yacimientos de gas condensado se por bloque de condensado.
6. El análisis de la derivada es la mejor opción para visualizar el bloqueo por anillo de condensado.
7. Los daños cualitativos no están incluidos en la ecuación para el cálculo del factor de daño total.
8. Para evitar la alta producción de arena y agua, se debe producir a caídas de presión que no estén cercanas al ΔP crítico.
9. El valor de daño arrojado por el simulador PanSystem no toma en cuenta o no cuantifica al daño por bloqueo de condensado.

5.2 RECOMENDACIONES.

1. No se deben establecer límites estándares en el análisis de daños y/o pseudo daños.
2. Interpretar cualitativamente el valor del daño arrojados por el simulador.
3. Comprender los fundamentos teóricos de los métodos de análisis de pruebas de presión, para discretizar los resultados con mayor exactitud.

BIBLIOGRAFÍA.

1. CRAFT B.C y HAWKINS M.F. “**Ingeniería aplicada de Yacimientos Petrolíferos**”. Traducción por Hernando Vásquez Silva Petroleum Reservoir Engineering, Madrid, (1968).
2. LAGNEA, M y ROJAS G. “**Manual del Ingeniero de Yacimientos de Gas y Gas Condensado.**”FUNDAUDO, Puerto la Cruz, (1989).
3. PUCKNELL J.K y CLIFFORD P.J “**Calculation of Total Skin Factors**”. Paper SPE 23100 presentation at the offshore Europe hold in abordoan Conference, September (1991).
4. ECONOMICLES, M - HILL, D y ECONOMICLES, E. “**Petroleum Production Systems**”. New Jersey, (1994).
5. LYONS, W. “**Standard handbook of petroleum and natural gas engineering**”. Gulf Publishing Company. E.E. U.U, (1996).
6. CIED (PDVSA). “**Análisis de Pruebas de Presión**”. Maracaibo, Marzo (1997).
7. CIED (PDVSA). “**Completación y Reacondicionamiento de Pozos**”. Maracaibo, Abril (1997).
8. NEITE, J y RONDON, Colis. “**Discretización del Daño de Formación en Pozos Productores de Condensado y Volátiles del Área Bosque – Santa Bárbara del Norte de Monagas**”, Tesis de grado, Departamento de Ingeniería de Petróleo, UDO Anzoátegui, (2000).
9. ROJAS, Gonzalo. “**Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado**”. 2da. Edición Universidad de Oriente: Puerto La Cruz, Venezuela (2003).
10. MENDEZ, G y MORENO, H. “**Diagnostico de Daño y Pseudos-Daño en Yacimientos de Gas y Gas Condensado a través de la Interpretación de Pruebas de Presión**”, Áreas de grado, Departamento de Petróleo, UDO Anzoátegui, (2005).
11. RONDON, A y SALAZAR, Víctor. “**Análisis de Productividad de los Pozos en la Arena MET 4,5 del Campo el Roble en el Área Mayor de**

Anaco”, Áreas de grado, Departamento de Ingeniería Química, UDO Anzoátegui, (2007).

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

TÍTULO	Estudio de los daños y pseudo daños asociados a yacimientos de gas y gas condensado
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Figuera L., Andreina Z.	CVLAC: V-16.374.648 E MAIL: andreinafiguera1@hotmail.com
Gómez R., Eudymar J.	CVLAC: V-15.879.515 E MAIL: eudyg@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Daños

Pseudo daños

Gas Condensado

Anillo de

condensado

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

Es importante estimar los valores de los daños y pseudo daños presentes en los yacimientos de gas y gas condensado, para así conocer su aporte al factor de daño total, y por ende determinar el impacto que generan en la productividad del pozo, tomando en cuenta, que estos provocan caídas de presión adicionales a las normales de producción. Algunos Pseudo Daños, como los de desviación y penetración parcial del pozo, no pueden ser estimados de manera aislada, para este cálculo se aplica el método semianalítico de Cinco Ley, y para el cálculo de daños mecánicos u otros daños, se emplean métodos como el de Hawkins, y Karakas y Tariq, cada uno aplicado a un daño específico, obteniendo de estos los mejores resultados, debido a que los métodos analíticos y semianalíticos antes mencionados, son los trabajos mas recientes en cuanto a la cuantificación de los daños de formación o Pseudo daños que restringen el flujo.

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

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
Ing. Mario Briones	CVLAC:	V-4. 763.145			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Ing. Isvelia Avendaño	CVLAC:	V-8. 024.255			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Ing. José Fariñas	CVLAC:	V-8.341.732			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Ing. José Rondón	CVLAC:	V-8.328.657			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2007	08	01
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Daños y pseudo daños gas condensado.doc	application/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: Estudio de los daños y pseudo daños asociados a yacimientos y gas condensados (OPCIONAL)

TEMPORAL: 4 meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de oriente -Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y

ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado.

~~“Los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”~~

Figuera L., Andreina Z.

AUTOR

Gómez R., Eudymar J.

AUTOR

Ing. Mario Briones

TUTOR

Ing. Mario Briones

JURADO

Ing. Isvelia

JURADO

Ing. Alexis Cova

POR LA SUBCOMISION DE TESIS