



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“PROBLEMAS Y SOLUCIONES DEL FLUJO
INESTABLE EN TUBERIAS Y RISER
EN AGUAS SOMERAS”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

RAMOS JIMENEZ JORGE DAVID

DIRECTOR DE TESIS

MI. GOMEZ CABRERA JOSE ANGEL

DIRECTOR ADJUNTO

MI. CLAVEL LOPEZ JUAN DE LA CRUZ



DEDICATORIA

A mi familia por brindarme la **seguridad** de llegar a este momento tan especial en mi vida.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad por brindarme la oportunidad de convertirme en una persona con valores universales, que me permitirán desarrollarme profesionalmente, y por supuesto por los grandes amigos que conocí a lo largo de la carrera.

Agradecimientos al M.C. Víctor Martínez Ortiz, Ing. María Guadalupe Silvia Romero, Ing. Ángel Eduardo Pérez Mares, M.I José Gabriel Villegas Gonzales y M.I. Juan de la Cruz Clavel López, por el apoyo a la realización de este trabajo.

Nomenclatura

m:	metros
ft:	pies
m ³ :	metros cúbicos
psia:	libra fuerza por pulgada cuadrada absoluta
Lpc:	libra por pulgada cuadrada
Mpa:	megapascales
kg/cm ² :	kilogramos fuerza por centímetro cuadrado
m ³ /d:	metros cúbicos por día
BPD:	barriles por día
MMSCFD:	millones de pies cúbicos diarios
mg/L:	miligramos por litro
Bls/D:	barriles por día
ppg:	partes por galón
°C:	grados centígrados.
°F:	grados Fahrenheit
CO ₂ :	bióxido de carbono
Ca ⁺² :	cationes bivalentes de calcio
Mg ⁺² :	cationes bivalentes de magnesio
Ba ⁺² :	cationes bivalentes de bario
Sr ⁺² :	cationes bivalentes de estroncio
GLCC:	separadores ciclónicos compactos para la separación gas-líquido

Apéndices

APÉNDICE A

A.1 Procedimiento para determinar la frecuencia y el volumen de los baches

Para el cálculo de estos parámetros se requiere exportar de la simulación el volumen acumulado de líquido que entra a cada separador. El volumen acumulado es un contador en que se acumula el volumen de líquido que pasa por una posición definida, para estos cálculos se requiere exportar el volumen medido a las condiciones de proceso, este corresponde con el volumen real que ingresa a los separadores. En La figura 1, se muestra un ejemplo de un gráfico en el que se muestra el volumen de líquido acumulado, si la entrada de líquido al sistema fuera constante, se esperaría tener una línea recta. En la gráfica los cambios súbitos en la pendiente se relacionan con el ingreso de un bache de líquido.

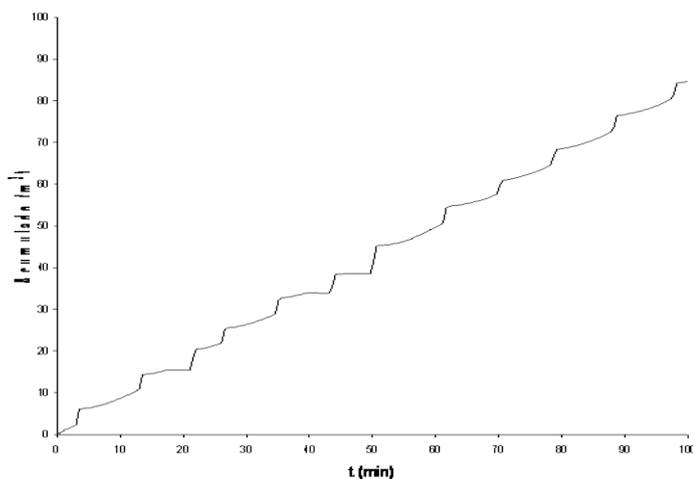


Figura 1. Líquido acumulado.

En principio es necesario determinar el paso de un *bache*, esto se logra calculando el flujo promedio para el tiempo de muestreo.

$$\bar{Q}_o = \frac{V^{t=n} - V^{t=0}}{\Delta t} \quad \text{Ec. (1).}$$

Donde Δt es el tiempo de muestreo, $V^{t=n}$ el volumen acumulado en tiempo n y $V^{t=0}$ el volumen acumulado al tiempo cero. Posteriormente se calcula el flujo instantáneo para cada paso de tiempo.

$$Q_o^{i+1} = \frac{V^{i+1} - V^i}{t^{i+1} - t^i} \quad \text{Ec. (2).}$$

En el momento que el flujo instantáneo es superior al promedio se puede asegurar que ingresa un *batch* al sistema, si esto ocurre el volumen total del *batch* se calcula sumando los cambios en el acumulado de líquido en que el flujo instantáneo es superior al promedio. Con los volúmenes calculados es posible hacer un análisis estadístico de la formación de *batches* en el sistema, se pueden determinar el mínimo, el máximo, el promedio y la desviación estándar, estos parámetros permiten hacer un mejor análisis del comportamiento del sistema. El ingreso discontinuo de líquido a los separadores tiene como consecuencia que el nivel en los separadores varíe, es posible estimar estas variaciones empleando también el volumen acumulado de líquido. El volumen que ingresa a los separadores es el siguiente

$$v^{i+1} = V^{i+1} - V^i \quad \text{Ec. (3).}$$

Esta definición se hace también en términos del volumen acumulado. Si se toma en cuenta la configuración del ducto entre la primera y la segunda etapa es posible calcular una capacidad de desalojo a la que llamaremos Q_c . De esta forma el líquido desalojado en cada paso de tiempo es el siguiente.

$$v_d^{i+1} = Q_c (t^{i+1} - t^i) \quad \text{Ec. (4).}$$

La acumulación de líquido en el separador se calcula de la siguiente forma.

$$\alpha^i = v^i - v_d^i \quad \text{Ec. (5).}$$

El volumen de líquido residente en el separador es el siguiente.

$$v_r^{i+1} = v_r^i + \alpha^i \quad \text{Ec. (6).}$$

Con este volumen residente es posible calcular el nivel instantáneo en el separador. Para ello en principio es necesario calcular el área transversal que ocupa el líquido.

$$a^i = \frac{v_r^i}{L\lambda} \quad \text{Ec. (7).}$$

En la ecuación anterior L es la longitud tangente-tangente del separador, λ es el factor de longitud efectiva que comúnmente tiene un valor de 0.75^[1]. Al término $L\lambda$ se le denomina *longitud efectiva* y es un parámetro que modela el hecho de que no toda la longitud del separador está disponible para la separación. Posteriormente al calcular $f(a/A)$ y $f(h/D)$ es posible conocer el nivel en el separador, donde A el área transversal del recipiente.

1.- Arnold, K, M. Steward, *Surface production operations*, Gulf Publishing Co., 1986.

APÉNDICE B

B.1 Caracterización de fluidos

En este apartado se tienen valores de datos de pozos reales. Estos valores fueron proporcionados por el IMP para el estudio realizado en esta tesis. A continuación se muestran las propiedades de los fluidos.

Tabla 1. Propiedades de los Pozos Representativos.

Pozo	Densidad del Aceite	Py	Ty	Pb	Bo	RGA
Representativo	API	kg/cm ²	° C	kg/cm ²	m ³ /m ³	m ³ /m ³
Pozo 1	27.30	976.09	138.0	111.9	1.315	*
Pozo 2	25.30	1002.00	155.0	144.0	1.359	63.0
Pozo 3	37.05	764.30	163.0	330.0	2.532	369.8
Pozo 4	36.70	877.78	151.6	146.0	1.513	112.0
Pozo 5	31.01	675.00	144.0	177.0	1.541	135.1
Pozo 6	50.01	623.26	177.4	355.0	1.106	1634.5
Pozo 7	38.40	681.80	146.0	352.0	2.772	370.5
Pozo 8	37.05	708.28	144.0	370.0	3.119	572.5
Pozo 9	38.69	786.30	137.0	150.0	1.725	123.3
Pozo 10	41.38	952.50	163.3	710.0	1.421	150.8

Tabla 2. Propiedades de la fracción pesada (C_n⁺).

Pozo	Densidad del Aceite	Propiedades de C _n ⁺				
		C _n ⁺	PM	Densidad		%mol
Representativo	API		g/mol	g/cm ³	API	
Pozo 1	37.1	7	196.0	0.8372	37.52	18.823
Pozo 2	36.7	7	227.6	0.8618	32.70	37.590
Pozo 3	31.0	7	253.0	0.8717	30.83	35.593
Pozo 4	50.0	7	151.3	0.7921	47.14	6.525
Pozo 5	38.4	7	212.0	0.8504	34.90	16.528
Pozo 6	45.5	7	195.5	0.8162	41.90	8.923
Pozo 7	45.7	7	185.5	0.8239	40.24	7.270
Pozo 8	41.4	7	200.0	0.8437	36.20	22.200
Pozo 9	30.0	7	256.2	0.8936	26.85	43.660
Pozo 10	34.7	7	209.0	0.8501	34.95	19.350

Tabla 3. Pseudo componentes obtenidos de con *Hysys*.

Propiedades de los pseudo componentes							
Componente	PM	Densidad	Tb*	Tc*	Pc*	Vc*	Factor acéntrico*
	g/mol	°API	°C	°C	kg/cm ²	m ³ /kmol	-
Pseudo-1	96.0000	57.7670	98.0911	279.2407	32.6691	0.3742	0.3290
Pseudo-2	107.0000	53.9320	120.3812	304.0949	30.0539	0.4207	0.3600
Pseudo-3	121.0000	50.6890	146.6562	332.2682	27.2183	0.4813	0.3972
Pseudo-4	140.1400	46.6860	180.4275	367.7622	24.4476	0.5589	0.4431
Pseudo-5	167.6170	42.3350	224.5122	410.7896	21.5787	0.6631	0.5017
Pseudo-6	197.5660	38.8240	267.3108	447.2779	19.0466	0.7715	0.5832
Pseudo-7	222.0000	36.5650	298.5622	479.4726	17.3021	0.8665	0.6611
Pseudo-8	243.6250	34.6250	324.0248	502.5149	16.2266	0.9412	0.7001
Pseudo-9	275.3480	31.8320	357.9347	533.0254	14.2032	1.0863	0.7969
Pseudo-10	311.1590	29.3990	390.7076	561.6920	12.5190	1.2369	0.9069
Pseudo-11	344.0300	27.3610	416.8713	584.4875	11.3071	1.3682	1.0080
Pseudo-12	393.2050	24.9200	450.6203	613.4235	9.8912	1.5527	1.1595
Pseudo-13	460.8930	22.0880	495.3269	651.0985	8.4459	1.7975	1.3684
Pseudo-14	555.7940	18.9410	589.2332	707.7535	7.0194	2.1393	1.6626
Pseudo-15	750.0650	14.2320	926.8500	963.9634	4.9313	3.2886	2.3887

Tabla 4. Resultados obtenidos de la recombinación de corrientes.

Pozo	Calidad API	Relación Gas Aceite
K-1	API	m ³ /m ³
Pozo 1	37.1	59.00
Pozo 2	36.7	63.01
Pozo 3	31.0	369.80
Pozo 4	50.0	117.50
Pozo 5	38.4	135.10
Pozo 6	45.5	1648.00
Pozo 7	45.7	370.50
Pozo 8	41.4	870.00
Pozo 9	30.0	1191.00
Pozo 10	34.7	150.80

B.2 Composición de los pozos

Tabla 5. Composición del aceite residual.(1)

Componente	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6	Pozo 7
N2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
CO2	0.0001	0.0004	0.0007	0.0007	0.0009	0.0006	0.0006
H2S	0.0000	0.0000	0.0008	0.0008	0.0000	0.0018	0.0015
C1	0.0049	0.0046	0.0043	0.0040	0.0023	0.0038	0.0041
C2	0.0023	0.0041	0.0040	0.0038	0.0064	0.0057	0.0040
C3	0.0033	0.0076	0.0085	0.0085	0.0169	0.0108	0.0084
IC4	0.0013	0.0037	0.0033	0.0037	0.0052	0.0049	0.0040
C4	0.0087	0.0123	0.0130	0.0154	0.0264	0.0159	0.0185
IC5	0.0097	0.0116	0.0078	0.0118	0.0189	0.0111	0.0102
C5	0.0173	0.0243	0.0179	0.0300	0.0371	0.0183	0.0156
C6	0.0498	0.1254	0.0340	0.0845	0.0832	0.0784	0.0664
Pseudo-1	0.1318	0.0977	0.1058	0.0853	0.0438	0.0657	0.1098
Pseudo-2	0.1413	0.0791	0.1047	0.0930	0.0461	0.0720	0.1154
Pseudo-3	0.1349	0.0868	0.1008	0.0939	0.0475	0.0739	0.1116

Componente	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6	Pozo 7
Pseudo-4	0.1172	0.0898	0.0935	0.0886	0.0484	0.0726	0.1013
Pseudo-5	0.0930	0.0904	0.0833	0.0792	0.0494	0.0694	0.0861
Pseudo-6	0.0714	0.0905	0.0734	0.0698	0.0503	0.0657	0.0718
Pseudo-7	0.0573	0.0453	0.0660	0.0627	0.0511	0.0629	0.0618
Pseudo-8	0.0476	0.0453	0.0607	0.0576	0.0518	0.0604	0.0537
Pseudo-9	0.0368	0.0453	0.0528	0.0502	0.0529	0.0571	0.0443
Pseudo-10	0.0270	0.0453	0.0454	0.0431	0.0542	0.0535	0.0356
Pseudo-11	0.0195	0.0453	0.0396	0.0376	0.0553	0.0504	0.0293
Pseudo-12	0.0130	0.0453	0.0322	0.0306	0.0570	0.0460	0.0212
Pseudo-13	0.0076	0.0000	0.0243	0.0231	0.0596	0.0407	0.0144
Pseudo-14	0.0032	0.0000	0.0161	0.0153	0.0633	0.0343	0.0081
Pseudo-15	0.0011	0.0000	0.0070	0.0067	0.0718	0.0241	0.0025
Total	1.000						

Tabla 6. Composición del aceite residual (2)

Componente	Pozo 8	Pozo 9	Pozo 10
N2	0.0000	0.0000	0.0000
CO2	0.0006	0.0001	0.0002
H2S	0.0015	0.0000	0.0000
C1	0.0042	0.0041	0.0046
C2	0.0040	0.0042	0.0040
C3	0.0084	0.0119	0.0079
IC4	0.0040	0.0036	0.0035
C4	0.0187	0.0266	0.0125
IC5	0.0105	0.0201	0.0131
C5	0.0162	0.0362	0.0306
C6	0.0718	0.0887	0.0374
Pseudo-1	0.0787	0.0774	0.0920
Pseudo-2	0.0862	0.0777	0.0987
Pseudo-3	0.0873	0.0761	0.0982
Pseudo-4	0.0838	0.0728	0.0927
Pseudo-5	0.0772	0.0680	0.0828
Pseudo-6	0.0702	0.0630	0.0732
Pseudo-7	0.0650	0.0593	0.0664

Componente	Pozo 8	Pozo 9	Pozo 10
Pseudo-8	0.0607	0.0562	0.0607
Pseudo-9	0.0549	0.0518	0.0534
Pseudo-10	0.0490	0.0472	0.0460
Pseudo-11	0.0441	0.0434	0.0403
Pseudo-12	0.0378	0.0384	0.0329
Pseudo-13	0.0305	0.0324	0.0250
Pseudo-14	0.0226	0.0255	0.0165
Pseudo-15	0.0122	0.0154	0.0074
Total	1	1	1

Tabla 7. Composición de gas (1)

Componente	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6	Pozo 7
N2	0.0071	0.0000	0.0115	0.0112	0.0046	0.0057	0.3252
CO2	0.0067	0.0227	0.0421	0.0410	0.0621	0.0354	0.0285
H2S	0.0005	0.0000	0.0170	0.0168	0.0000	0.0390	0.0094
C1	0.8522	0.7540	0.7105	0.6895	0.4106	0.6204	0.3313
C2	0.0615	0.1045	0.1049	0.1035	0.2069	0.1515	0.1242
C3	0.0227	0.0494	0.0571	0.0594	0.1540	0.0744	0.0865
IC4	0.0034	0.0092	0.0086	0.0099	0.0190	0.0128	0.0119
C4	0.0153	0.0206	0.0228	0.0279	0.0687	0.0285	0.0509
IC5	0.0065	0.0073	0.0052	0.0080	0.0197	0.0075	0.0092
C5	0.0084	0.0110	0.0087	0.0149	0.0290	0.0091	0.0105
C6	0.0069	0.0162	0.0047	0.0120	0.0201	0.0112	0.0083
Pseudo-1	0.0057	0.0036	0.0047	0.0039	0.0034	0.0027	0.0027
Pseudo-2	0.0023	0.0011	0.0017	0.0016	0.0014	0.0011	0.0011
Pseudo-3	0.0006	0.0003	0.0005	0.0005	0.0005	0.0003	0.0003
Pseudo-4	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
Pseudo-5	5.69E-06	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-6	2.38E-07	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-7	1.75E-08	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-8	1.72E-09	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-9	6.71E-11	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-10	5.30E-12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-11	3.28E-13	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-12	8.61E-15	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-13	6.91E-17	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Componente	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6	Pozo 7
Pseudo-14	3.48E-21	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-15	1.44E-36	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Total	1						

Tabla 8. Composición de gas (2)

Componente	Pozo 8	Pozo 9	Pozo 10
N2	0.0050	0.0049	0.0121
CO2	0.0356	0.0088	0.0128
H2S	0.0304	0.0009	0.0000
C1	0.6953	0.6794	0.7522
C2	0.1052	0.1119	0.1052
C3	0.0565	0.0836	0.0527
IC4	0.0103	0.0097	0.0090
C4	0.0325	0.0494	0.0217
IC5	0.0069	0.0142	0.0085
C5	0.0077	0.0187	0.0146
C6	0.0098	0.0133	0.0051
Pseudo-1	0.0031	0.0034	0.0040
Pseudo-2	0.0013	0.0013	0.0016
Pseudo-3	0.0004	0.0004	0.0005
Pseudo-4	0.0001	0.0001	0.0001
Pseudo-5	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-6	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-7	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-8	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-9	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-10	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-11	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-12	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-13	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-14	0.0000	0.0000	0.0000
Pseudo-15	0.0000	0.0000	0.0000
Total	1	1	1

APÉNDICE C

C.1 Configuración de la red

Red de recolección de hidrocarburos "Caso Base"

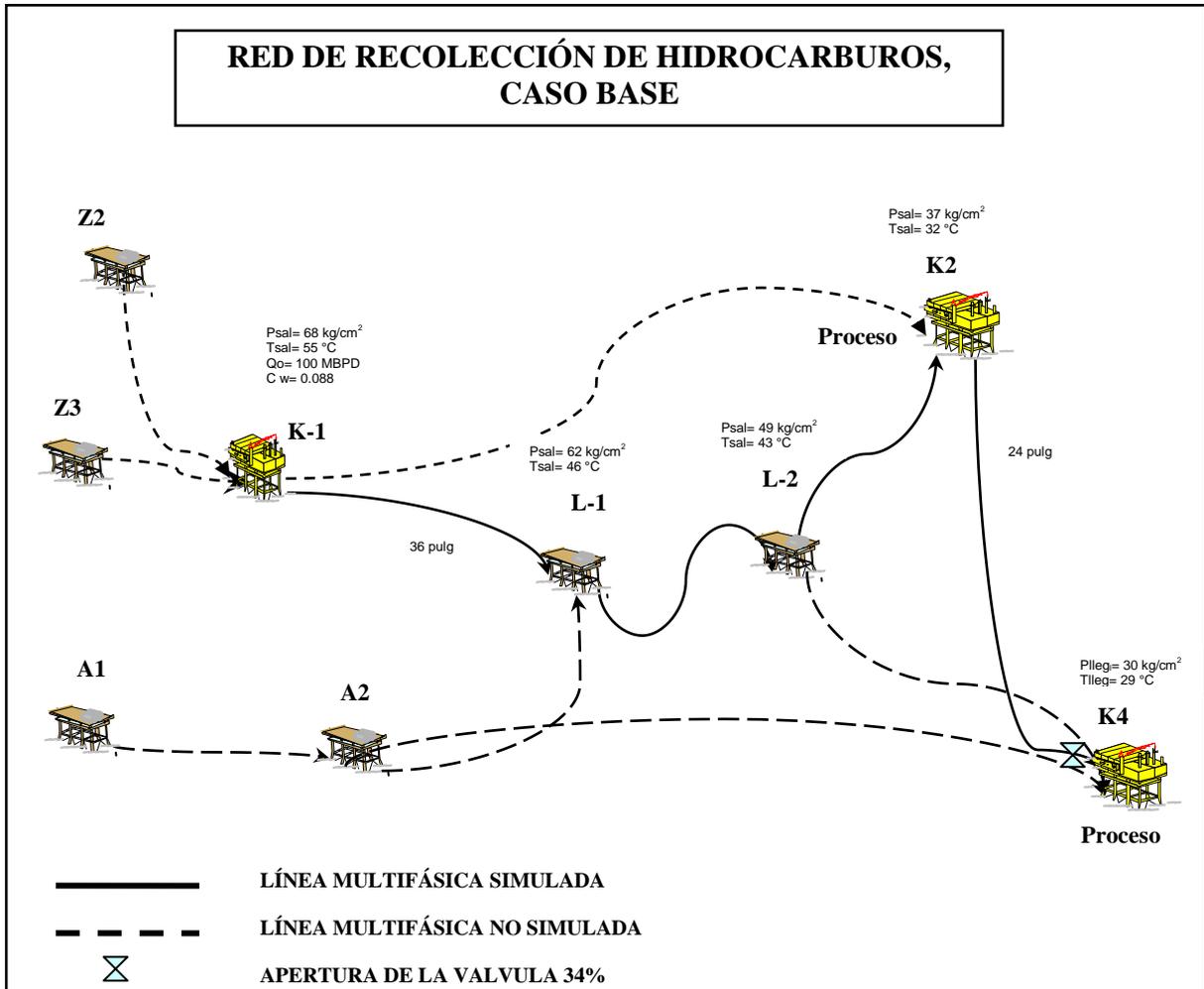


Figura 2. En la llegada a la plataforma K4 se tiene una válvula que estrangula la línea, ésta inicialmente tiene una apertura de 34%.

C.2 Perfil de las líneas de flujo (tuberías)

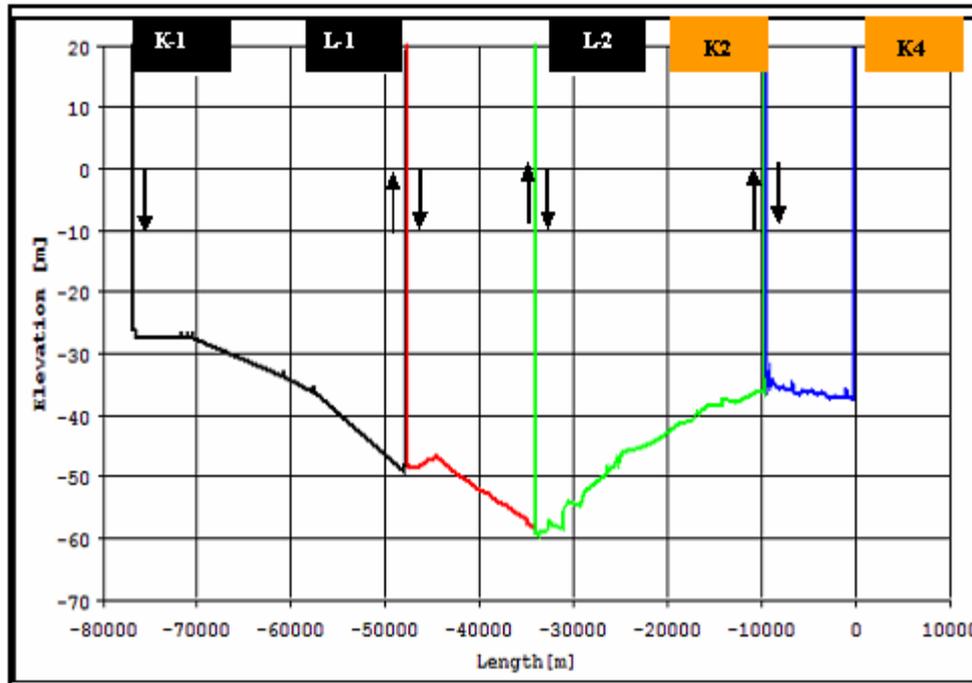


Figura 3. Perfil de la línea K-1 a K4

C.3 Descripción de materiales

A continuación se muestran los ductos analizados en el presente trabajo, así como también los materiales involucrados en el análisis de transferencia de calor:

1. Ducto de 36 pulg×56 km de plataforma K-1 hacia el complejo K2.
2. Ducto de 24 pulg×9.6 km de complejo K2 hacia K4.

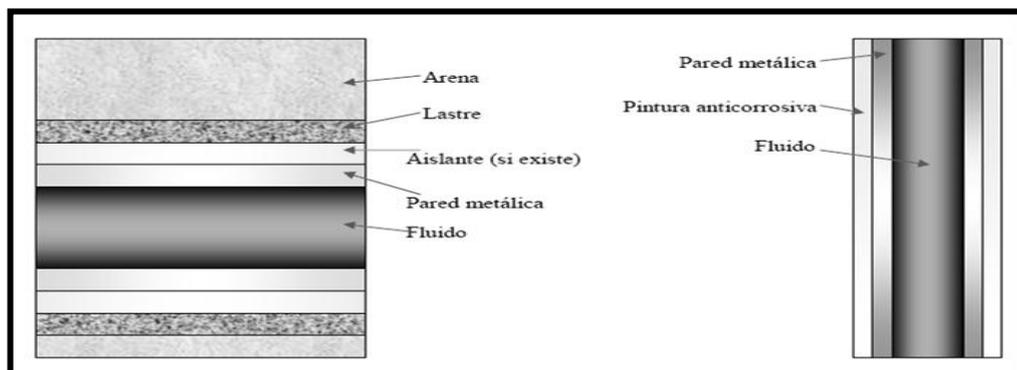


Figura 4. Descripción de los materiales que recubren el ducto.

Los tramos superficiales y en las tuberías ascendente y descendente tienen sólo una capa de pintura aislante de 0.0038 m de espesor. La tubería submarina tiene una

capa de cemento (lastre) de 0.508m de espesor y se encuentra enterrada bajo una capa 1m de arena.

C.4 Coeficientes de transferencia de calor

Los coeficientes de transferencia de calor por convección son 10 y 1000 W/m²°C para el aire y el agua respectivamente. La temperatura ambiente es de 25°C y la del fondo marino de 16°C.

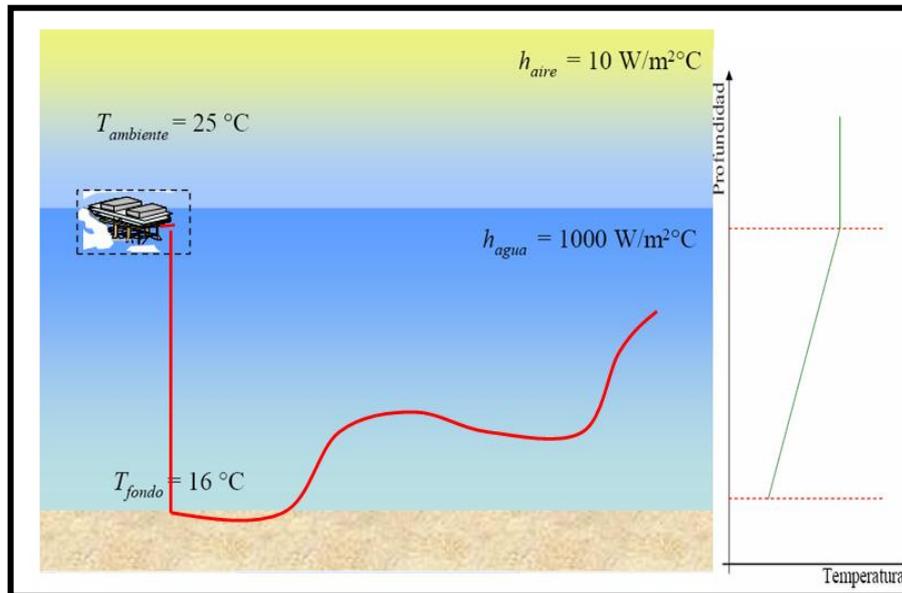


Figura 5. Se considera un gradiente lineal de temperatura para las tuberías ascendentes y descendentes.

I

Introducción

Durante el transporte de hidrocarburos proveniente de los yacimientos que se encuentran en la zona marina los fluidos producidos deben fluir a través de líneas de flujo y tubos ascendentes diseñados para tolerar las presiones, temperaturas y corrientes marinas que existen en los océanos. La profundidad del lecho marino (tirante de agua) representa el mayor desafío para la producción submarina, por las consideraciones de proceso, diseño y economía.

Para llegar los fluidos a las instalaciones de procesamiento en superficie se pueden presentar problemas debido a la acumulación de asfaltenos, parafinas, hidratos, incrustaciones minerales en las líneas de flujo submarinas a medida que se desplazan desde el espacio poroso hasta el riser de producción por los cambios de presión y temperatura. Estos depósitos pueden ser suficientemente severos como para impedir el flujo hacia las instalaciones de procesamiento de superficie. Estos problemas dependen en gran medida de la composición química de los fluidos producidos y de sus temperaturas y presiones durante su desplazamiento de un extremo a otro del sistema de producción. Para su análisis es esencial un diagrama de fases para comprender los componentes que se desprenden de los fluidos de yacimiento con los cambios de presión y temperatura. Con la finalidad de obtener los posibles rangos en la predicción de su secuencia cronológica y su magnitud para el desarrollo de estrategias de diseño, operación y remediación.

El aseguramiento de la producción submarina implica el análisis de muestras de fluidos de yacimiento para caracterizar los comportamientos de fases y anticipar los problemas de flujo asociados con tales comportamientos, de modo que las instalaciones de producción puedan ser diseñadas y operadas con el objetivo de evitar o manejar estos problemas. Otro aspecto importante implica el refuerzo del flujo que implica el diseño, ubicación y operación integrados de los sistemas de levantamiento artificial y las bombas de refuerzo submarinas, que se combinan para superar las presiones existentes entre el yacimiento y la instalación de producción de superficie. Así como también la función de vigilancia del flujo se utiliza en un circuito de realimentación para medir la presión, la temperatura, las tasas de flujo y un sinnúmero de otras variables

que resultan esenciales en lo que respecta al ajuste de la operación de las bombas, los inyectores químicos y otros componentes, para optimizar el desempeño del sistema de producción.

Además de estos problemas por la presencia de sólidos, existe otro problema que hace que la producción sea inestable en el sistema, en particular en las líneas de flujo submarinas y riser de producción. Esto se debe al flujo intermitente de gas y líquido que fluye en estas líneas submarinas ya que durante la producción de hidrocarburos involucra una mezcla multifásica (gas, aceite y agua), la presencia de gas es uno de los principales problemas que se presenta en el transporte de estos fluidos, debido a que el gas agrega una complejidad en el patrón de flujo. El régimen de producción que resulta del deslizamiento entre fases se conoce como flujo tipo tapón o flujo bache. La formación de éste tapón inducido por el terreno puede impactar adversamente las instalaciones de procesamiento aguas abajo y debe tenerse en cuenta durante la fase de diseño del proyecto.

Este tipo de comportamiento en el flujo lleva a problemas operativos en la batería de separación, así como también en los equipos de compresión. Los baches de líquido pueden llegar a ser muy grandes amenazando la seguridad del sistema de producción.

Para encontrar alternativas que nos permitan controlar y eliminar el problema de bacheo es necesario caracterizarlo de forma adecuada mediante una herramienta de cómputo tal como la simulación dinámica. En ésta tesis se utiliza como herramienta un simulador comercial, para un caso de estudio en una red de recolección de hidrocarburos.

Entender los problemas que comprenden el aseguramiento de flujo y los retos que éstos plantean en la explotación de los yacimientos en la zona marina es de suma importancia para llevar acabo de manera eficiente una explotación exitosa.

II

Aspectos Generales del Aseguramiento de Flujo

2.1 Aseguramiento de Flujo

La industria del petróleo y gas ha hecho frente a los problemas asociados a los líquidos y a los gases que son transportados a través de tuberías y de líneas de flujo. Existen diversos elementos que provocan, la restricción del flujo de hidrocarburos y el deterioro de las líneas de flujo debido a la precipitación de sólidos y condiciones físicas a las cuales están sujetas estas líneas de flujo. Estos problemas dependen en gran medida de la composición química de los fluidos producidos y de sus temperaturas y presiones durante su desplazamiento de un extremo a otro del sistema integral de producción. Estos depósitos pueden ser suficientemente severos como para impedir el flujo hacia las instalaciones de almacenamiento y procesamiento en superficie.

A continuación se presentan los principales problemas durante el transporte de hidrocarburos en las líneas de flujo.

2.1.1 Definición

Existen varias definiciones de aseguramiento de flujo, entre las cuales se encuentran:

Conjunto de actividades orientadas a la generación de soluciones integrales para la prevención, control y remediación de obstrucciones y condiciones inestables del flujo en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones (IMP).

Es la capacidad de producir económicamente fluidos de hidrocarburo del yacimiento para explotar durante la vida del campo en cualquier ambiente (BP).

En esta tesis lo definiremos como “La capacidad de producir y transportar ininterrumpidamente hidrocarburos líquidos y/o gaseosos desde el yacimiento hasta la superficie y a los centros de distribución y venta de manera económicamente rentable”.

2.2 Parámetros que afectan el flujo

Para llegar a las instalaciones de procesamiento en superficie, la producción proveniente de los yacimientos, debe de fluir a través de líneas de flujo y tubos ascendentes diseñados para tolerar las presiones, temperaturas y corrientes submarinas que existen en los océanos. Durante su desplazamiento se puede producir acumulación de asfaltenos, parafinas e hidratos en las líneas de flujo submarinas. En la tabla 2.1 se muestran los principales elementos que afectan el flujo de fluidos.

SÓLIDOS	COMPORTAMIENTO DE FLUJO
Asfaltenos	Corrosión
Parafinas	Emulsiones
Hidratos	Erosión
Arena	Punto de Escurrimiento
Incrustaciones Minerales	Viscosidad

Tabla 2.1 Principales elementos que afectan el flujo de fluidos (BP, 2004)

Para estos elementos que afectan el flujo de fluidos en el sistema integral de producción es necesario entender el comportamiento de cada uno los sólidos en los fluidos del yacimiento para idear estrategias que nos permitan minimizar la depositación de éstos sólidos durante la producción y explotación de los yacimientos.

Un diagrama de fases es esencial para comprender los componentes que se desprenden de los fluidos de yacimiento con los cambios de presión y temperatura. La figura 2.1 muestra la fase termodinámica de los sólidos.

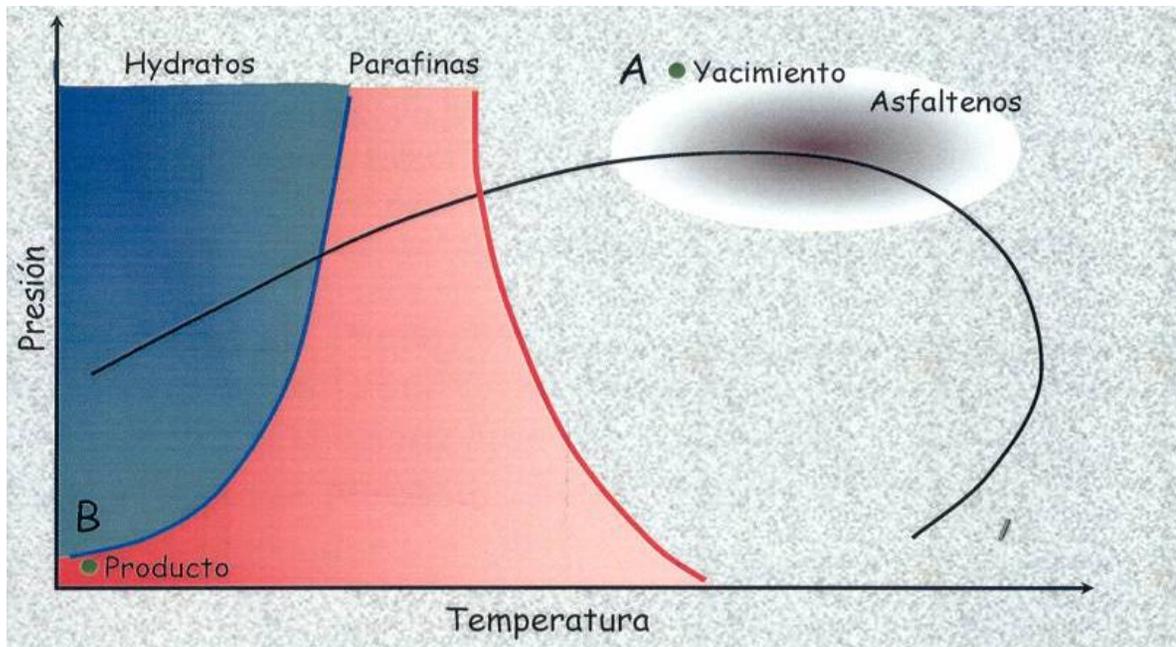


Figura 2.1 Fase termodinámica de los fluidos (GRANHERNE).

Los cambios de temperatura y presión producidos a lo largo de la línea de flujo contribuyen a la precipitación de asfaltenos y la acumulación de ceras (parafinas). Las bajas temperaturas del lecho marino también favorecen la formación de hidratos. Además, cuando el petróleo traspasa su presión de punto de burbujeo, las fracciones de hidrocarburos ligeros son liberadas como fase gaseosa. Esto, a su vez, vuelve al petróleo más viscoso, aumentando la contrapresión sobre el sistema y modificando las configuraciones de flujo mediante el incremento del deslizamiento, o las diferencias en las tasas de flujo, entre las fases petróleo, gas y agua producidos.¹

Los asfaltenos son moléculas complejas que están presentes en muchos hidrocarburos. Estos compuestos orgánicos se desestabilizan y precipitan como resultado del cizallamiento (corte), en condiciones de flujo turbulento; también pueden precipitar con los cambios de presión o temperatura, o con los cambios producidos en la composición como resultado de la mezcla o la combinación de fluidos incompatibles durante la producción. Las partículas de asfaleno precipitado pueden crecer hasta formar obstrucciones significativas en las tuberías de los pozos y en las líneas de flujo.

La parafina o *cera* producida en los petróleos crudos puede afectar adversamente la producción como resultado de la precipitación y acumulación dentro de las líneas de flujo, provocando obstrucciones, o por el aumento de la viscosidad del fluido a causa de la gelificación.

Existen otros dos parámetros importantes relacionados con las ceras en la corriente de producción: el punto de escurrimiento y la resistencia de gel. El punto de escurrimiento es la temperatura, a una presión dada, a la que el fluido estático puede formar un gel. Si la detención, obstrucción o interrupción del flujo hace que el fluido de la línea de flujo se gelifique, éste no comenzará a fluir nuevamente hasta que se aplique un cierto esfuerzo mínimo. Este límite elástico se denomina “resistencia de gel.”

Los hidratos son estructuras cristalinas heladas que contienen moléculas de gas atrapadas en los espacios que quedan entre las moléculas de agua ligadas por hidrógeno. Los hidratos existen a temperaturas más elevadas que el hielo y pueden coexistir con el agua o el hielo, dependiendo de las condiciones de temperatura y presión. Los hidratos plantean riesgos de taponamiento para los estranguladores, las líneas de conducción, los separadores, las líneas de flujo y las válvulas.

A continuación se presenta una breve descripción de estos sólidos, así como también los problemas cuando éstos se presentan en las líneas de flujo.

2.2.1 Asfaltenos

2.2.1.1 Definición y características de los asfaltenos

Los asfaltenos ² son materiales sólidos de apariencia fina como polvo, su color va desde el negro hasta el café oscuro, y se obtienen a partir del petróleo crudo, residuos del petróleo o materiales bituminosos, empleando disolventes parafínicos de bajo peso molecular como el *n*-pentano y el *n*-heptano.

Son solubles en tolueno y otros solventes aromáticos, como disulfuro de carbono y cloroformo (u otros solventes de hidrocarburos clorados), no tienen un punto de fusión definido, y usualmente espuman y expanden cuando se calientan para dejar residuos carbonaceos. Los asfaltenos comúnmente tienen un peso molecular aparente alto, que va desde 1000 hasta 20000 y un punto de ebullición por arriba de 540°C. Esta variación en el peso molecular pone de manifiesto la existencia del fenómeno de asociación intermolecular en los asfaltenos, puesto que se sabe que dicha asociación da como resultado valores altos en el peso molecular.

La unidad estructural de los asfaltenos es una lámina formada por anillos poliaromáticos y compuestos heterocíclicos. En la figura 2.2 se muestra la estructura química de dos moléculas de asfaltenos. La molécula de asfaleno está formada por varias láminas paralelas que se mantienen juntas por fuerzas fisicoquímicas. Se ha sugerido que las moléculas de los asfaltenos en solución están asociadas en partículas, las cuales en su movimiento pueden formar agregados más grandes llamados micelas.

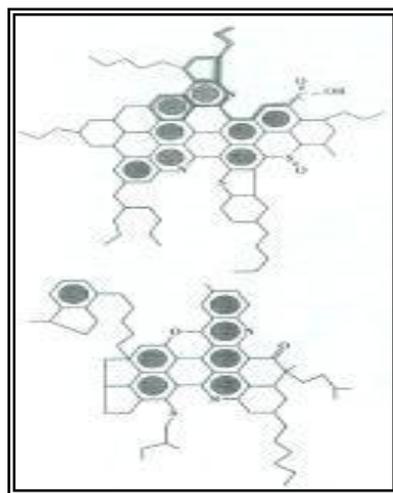


Figura 2.2 Estructura química de dos moléculas de asfaltenos de diferentes crudos.
(EIQ)

Un alto porcentaje de aceites crudos poseen sustancias asfálticas en forma coloidal. Estas originan problemas como: taponamiento de los poros de la formación, obturamiento de líneas de descarga, daño a las instalaciones de producción, formación de emulsiones, etc.

2.2.1.2 Factores que promueven la precipitación de asfaltenos

La precipitación de asfaltenos se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase insoluble, de menor tamaño, constituida principalmente por los asfaltenos.³

Los principales parámetros que controlan la dispersabilidad de los asfaltenos son la presión, temperatura y la composición del crudo. Por lo que cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica, en el proceso de producción, que altere dichos parámetros, tiende a comprometer la dispersabilidad, ocasionando la floculación y precipitación de los asfaltenos en el crudo. Así, este fenómeno puede originarse debido a los siguientes factores³:

1. Factores termodinámicos

La dispersabilidad molecular está particularmente influenciada por cambios graduales en las variables operacionales más importantes dentro del proceso de producción: la presión y la temperatura, los cuales son generalmente causados por la interacción del crudo con obstrucciones, tales como: válvulas de subsuelo, conexiones entre tuberías, y reductores, etc., que controlan la velocidad del flujo y, en consecuencia, la ocurrencia o no del fenómeno de precipitación.

- Efecto de la temperatura

Cuando la temperatura del crudo disminuye el poder de solubilización de los componentes del petróleo, sin considerar a los asfaltenos, también disminuye. Entonces algunas micelas resina-asfalteno se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes cúmulos.

- Efecto de la presión

Bajo condiciones isotérmicas, la disminución de la presión del crudo se asocia con la disminución de la densidad del fluido y, correspondientemente con la disminución de la solubilidad. La separación promedio entre moléculas de la fase líquida y las micelas de resina-asfalteno es mayor en densidades bajas, resultando interacciones menos atractivas. Por tal motivo al disminuir la presión y por consiguiente la densidad, algunas micelas de resina-asfalteno se agregan formando grandes cúmulos que pueden llegar a precipitar.

2. Factores químicos

Desde el punto de vista químico, existen diferentes vías a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo, y por consiguiente, la floculación de los asfaltenos. Estas se encuentran asociadas a los casos de contacto íntimo del crudo con sustancias no involucradas en el proceso natural de producción. Estos factores exógenos que más influencia tienen en la estabilidad de los asfaltenos son:

- Inyección de gas natural y mezcla con diluentes tales como condensados y livianos.
- Inyección de CO₂ y el uso de gases ricos en procesos de levantamiento artificial.
- Tratamientos de estimulación con ácidos, solventes, surfactantes y álcalis.
- Mezcla de crudos de diferentes origen

3. Factores eléctricos

Distintas investigaciones han estudiado el fenómeno de precipitación de asfaltenos a nivel de medio poroso, y determinaron que la causa principal era la desestabilización de los asfaltenos por la presencia de un campo eléctrico que se generaba debido al flujo de los fluidos dentro del medio poroso.

Asimismo, demostraron que los asfaltenos poseen una carga eléctrica intrínseca. Esta carga ha sido considerada, parcialmente, como responsable de la estabilidad de la micela asfaltenoresinas, según el modelo coloidal. De esta manera las micelas se mantienen estabilizadas, entre otras cosas, debido a la repulsión entre cargas del mismo signo ubicadas sobre los núcleos de las micelas.

La generación de un potencial de corriente producido por el flujo de fluidos a través del medio poroso o la aplicación de un potencial externo suficientemente grande, puede neutralizar las cargas eléctricas y perturbar el balance de fuerzas entre las micelas causando la floculación.

- Electrodeposición.- Las partículas asfálticas poseen una carga negativa. Debido al flujo del aceite en medios capilares se genera una diferencia de potencial entre éste y la pared del conducto y las partículas asfálticas son atraídas hacia la pared.
- Potencial de corriente.- Este fenómeno se debe al movimiento de las fases en el medio poroso, las partículas se precipitan por la neutralización de su carga.

4. Factores mecánicos

Entre estos factores se encuentran los efectos de cizalla por equipos de bombeo de subsuelo, fuerzas de fricción, fuerzas de impacto entre partículas, etc.

5. Otros factores

Hay evidencias de que cualquier sólido suspendido en el crudo (finos de arcillas o minerales, limaduras de metales, sedimentos y grava) a menudo favorecen los procesos de precipitación de los asfaltenos.

Esas pequeñas partículas, suspendidas en el crudo, pueden servir de núcleos o “sitios de nucleación” que promueven la adhesión de los coloides de asfaltenos, formándose

así grandes cadenas de moléculas o partículas que tienden a precipitar más rápidamente de la solución de crudo. Este efecto ocurre, sobre todo, a nivel de las perforaciones y más marcado a nivel de las tuberías donde las rugosidades internas también representan “sitios de nucleación” para estos compuestos.

2.2.1.3 Problemas que se presentan por los asfaltenos

El fenómeno de precipitación de asfaltenos se manifiesta en mayor o menor grado en prácticamente todas las facetas asociadas a la producción, transporte y procesamiento de petróleo y, en algunos casos, puede constituirse en un verdadero problema, ya que puede ocasionar daños a la formación y taponamiento en sitio, de pozos y equipos, y accesorios de superficie, bloqueo de líneas de transporte, y taponamiento de columnas de separación y desactivación de catalizadores. A continuación se describen algunos problemas por la presencia de material asfáltico:

a) Formación de lodo asfáltico durante una estimulación con ácido.

La reacción química de los asfaltenos con el ácido puede generar una sustancia viscosa y pesada que obtura el medio poroso. Experimentalmente se ha observado que al agitar vigorosamente ácido clorhídrico con aceite crudo, se presenta una capa viscosa en la interfase, si esa capa persiste aún después de incrementar la temperatura y centrifugar, se trata de lodo asfáltico. La cantidad de este lodo depende del tiempo de contacto entre el ácido y el crudo. Una vez que el lodo asfáltico se ha formado es muy difícil lograr su “desintegración”, por esta razón es más recomendable evitar su formación que resolver el problema.

Se han desarrollado diferentes técnicas con el fin evitar la formación de lodo asfáltico:

- 1) Emulsiones de ácido con solventes aromáticos.
- 2) Empleo de agentes estabilizadores que forman una barrera química entre las partículas asfálticas y el ácido.

b) Depositación de sustancias asfálticas en el equipo de producción.

Cuando el material asfáltico se deposita y es difícil realizar un tratamiento, el problema se agudiza. El depósito puede ser removido empleando solventes como cloroformo, bisulfuro carbónico, xileno, benceno y aromáticos pesados.

c) Influencia de la presencia de material asfáltico en la formación de emulsiones.

Mientras mayor es la cantidad de material coloidal presente en las emulsiones, éstas se vuelven más estables. Cuando la fase acuosa tiene un pH menor a 8 la película interfacial se presenta como una membrana rígida e irreversible que rodea a la gota de agua. La presencia de una emulsión estable en las vecindades del pozo produce un bloqueo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo que puede llegar a ser total. Por otra parte los costos de operación se incrementan debido a la necesidad de dispositivos para la separación de agua y aceite.

d) Efecto del material asfáltico en la recuperación de aceite del yacimiento.

Debido a la presencia de material asfáltico en los fluidos del yacimiento y si éste es productor por empuje de agua, se ha observado la formación de una película que altera la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Una vez formada la película el proceso es irreversible. Debido a esto la efectividad del empuje disminuye lo mismo que la cantidad de fluidos que la formación aporta.

Además pueden presentarse las corrientes de fuga y favorecer la depositación de material asfáltico taponando los pequeños conductos y restringiendo aun más, la producción.

2.2.2 Parafinas

2.2.2.1 Definición y características de las parafinas

La parafina es un material invariablemente asociado a la producción de hidrocarburos líquidos. La parafina la constituyen cadenas de hidrocarburos cuya fórmula química condensada es: $C_n H_{2n+2}$. En el campo la parafina es un material ceroso, originalmente solución dentro del aceite, de alto peso molecular, cuyo número de carbonos varía de 20-50 y ocasionan múltiples problemas. La parafina es soluble en la mayoría de los derivados líquidos del petróleo.⁴

2.2.2.2 Factores que promueven la depositación de las parafinas

La depositación de parafina es un problema integral, ya que se puede presentar en cualquier parte, desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales de almacenamiento. Los factores que promueven la depositación de las parafinas son:

- 1) Diferencia de temperatura entre el crudo y la superficie con la que está en contacto.
- 2) Cantidad de sólidos en la corriente de fluidos.
- 3) Rugosidad de la tubería.
- 4) Velocidad de los fluidos.
- 5) Liberación de fracciones ligeras.

Durante el flujo del fluido, del yacimiento hacia el pozo, las paredes del medio adquieren un potencial positivo mientras que la parafina uno negativo, esto provoca que la parafina se adhiera a la pared y obstruya el flujo.

Cuando los fluidos salen del yacimiento y entran al pozo hay un cambio brusco en la presión, de manera que la mezcla, por el gas libre y el contenido en solución sufre un cambio repentino en volumen que debido al efecto Joule-Thompson, generando un abatimiento en la temperatura, lo que favorece la depositación de la parafina en la cara de la formación.

Cuando los fluidos de la formación llegan al pozo la presión, temperatura y composición de la mezcla varían a lo largo de la tubería de producción (TP). Estos cambios provocan la liberación de fracciones ligeras que originalmente mantienen en solución a la parafina. Además la rugosidad de la superficie atrapa las partículas de cera. Ya que la temperatura es el principal factor en la formación y depositación de los cristales de cera y como la superficie de contacto tiene una menor temperatura que la del aceite, la parafina tiende a moverse hacia esos lugares obturando el área efectiva al flujo depositándose en válvulas, varillas y TP.

Una vez que la mezcla de hidrocarburos llega a la superficie, nuevamente es la temperatura, entre otros factores, la que condiciona el ritmo de depositación. El gradiente de temperatura a lo largo de la tubería de escurrimiento demuestra que la mayor variación de temperatura se lleva a cabo en las vecindades del cabezal del pozo lo que origina que la mayor depositación se presente en ese lugar. Esto ocasiona reducción del área de flujo; reclama una mayor presión para mover al fluido y contrapresión hacia la cabeza del pozo. Cuando finalmente la mezcla llega a la batería de separación en el separador se separan las fracciones ligeras con el resultado ya descrito. En los tanques de almacenamiento debido a la ausencia de movimiento el crecimiento del depósito de parafina puede desarrollarse con facilidad.

2.2.2.3 Métodos de control para la depositación de las parafinas

A la fecha han sido muchos los métodos y técnicas desarrolladas para el control de la parafina. En términos generales se distinguen dos clases ⁴:

- a) Métodos correctivos.-** La aplicación de estos métodos tiene por objetivo retirar el depósito. El retiro del depósito se logra de diversas formas, empleando raspadores de tubería, diablos, tratamientos con fluidos a alta temperatura, etc.

- b) Métodos preventivos.-** El propósito de estos métodos es impedir la formación y depositación de material parafínico. Con éste objetivo han sido desarrollados diferentes

métodos. Uno de ellos consiste en soldar un alambre a la tubería o instalación que se desea proteger, por el alambre se hace pasar una corriente eléctrica de manera que ésta debido a la resistividad del alambre, hace que éste se caliente y el calor sea transferido a la instalación manteniendo la temperatura de ésta superior a la cual los cristales de cera comienzan a precipitarse.

Se ha probado el empleo de recubrimientos del interior de la tubería con materiales poco afines a la parafina, sin embargo los resultados no han sido satisfactorios. El método que pudiera considerarse como el más completo es el empleo de inhibidores y modificadores del hábito de cristalización de la cera.

2.2.3 Hidratos de gas

2.2.3.1 Formación de los hidratos de gas

En la naturaleza los hidratos de gas se pueden formar en los sedimentos de los fondos marinos y en tierra en las zonas de "permafrost" de las regiones Árticas del hemisferio norte. La ocurrencia de hidratos de gas en los sedimentos de los fondos marinos está controlada por la temperatura, presión, composición de la mezcla de metano y de otros gases y la impureza iónica de los contenidos en los espacios porales de las rocas sedimentarias del fondo marino.

El metano, generado por degradación biológica de la materia orgánica y/o por generación térmica, que es posteriormente transportado como gas disuelto en el agua del espacio poral de los sedimentos o como flujo de gas libre y de difusión molecular asciende de los estratos generadores hasta alcanzar las condiciones favorables de presión y temperatura (zona de estabilidad de los hidratos), en un ambiente anóxico saturado de gases de metano y otros gases, iniciándose la formación de hidratos de gas en los espacios de poros y fracturas de los yacimientos, en presencia de moléculas de agua.

Estos estratos porosos son cubiertos por nuevas capas de sedimentos que contienen materia orgánica, continuándose el ciclo de generación de metano y formación de hidratos de gas. En las regiones del Ártico, las zonas de permafrost constituyen un buen sello para formar trampas acumuladoras de gas.

De esta forma el gas, principalmente metano y otros hidrocarburos livianos que ascienden lentamente desde capas profundas de la columna de rocas sedimentarias se acumula bajo la zona de permafrost ⁵.

2.2.3.2 Descripción de los hidratos de gas

Los hidratos de gas son un grupo especial de sustancias químicas cristalinas que ocurren naturalmente, de agua y gases de poco peso molecular, llamados compuestos de inclusión, que tienen una estructura clathrática o de jaula y que incluyen moléculas de gas metano. La molécula huésped en la estructura clathrática es agua, en forma de hielo y la inclusión son el metano y otros gases. En la figura 2.3 muestra la estructura cristalina de los hidratos.

Son sustancias sólidas que se asemejan al hielo, sin embargo, se pueden formar a temperaturas sobre el punto de congelación del agua. Generalmente todos los gases (exceptuando el hidrógeno, helio y neón) forman hidratos, sin embargo, los más conocidos y abundantes en la naturaleza son los hidratos de metano ⁶.

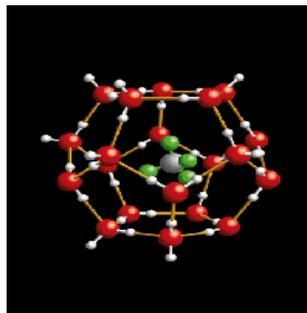


Figura 2.3 La estructura cristalina de los hidratos de gas (SIb)

Se pueden formar hasta temperaturas sobre 0°C en determinadas condiciones de presión del gas.

Con esta estructura en teoría, si se considera un factor de expansión apropiado de los hidratos, 1 m³ de hidratos de metano, en condiciones del depósito, puede contener hasta 164 m³ de gas metano en condiciones estándar de presión y temperatura a nivel del mar. En la figura 2.4 se muestra ésta expansión de los hidratos.

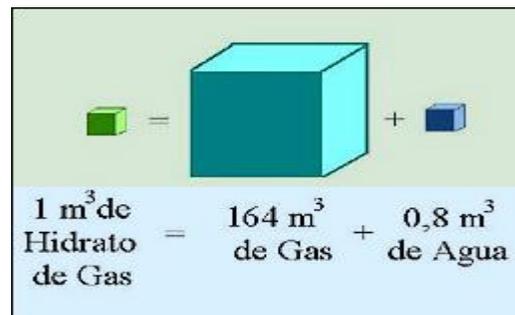


Figura 2.4 Expansión de los hidratos de gas (SIb)

2.2.3.3 Problemas por la formación de los hidratos de gas

La formación de hidratos durante las operaciones de control de pozos en aguas profundas presenta una serie de problemas ⁶, algunos de ellos son:

- 1) Taponamiento de las líneas de estrangulación y las líneas de matar, impidiendo su uso en la circulación del pozo.
- 2) Formación de un tapón en los preventores o debajo de ellos lo cual impide la supervisión de la presión del pozo por debajo de ellos.
- 3) La formación de un tapón alrededor de la sarta de perforación en el riser, los preventores o la tubería de revestimiento, lo cual impide el movimiento de la sarta de perforación.
- 4) Formación de un tapón entre la sarta de perforación y los preventores lo cual impide el cierre completo de los preventores

Los hidratos plantean riesgos de taponamiento para los estranguladores, las líneas de conducción, los separadores, las líneas de flujo y las válvulas.

2.2.3.4 Control para la formación de hidratos

El punto de partida para prevenir la formación de hidratos de metano, consiste en la evaluación para diferentes componentes y obtener datos de presión a través de un rango amplio de gas, gas y condensado y para cualquier sistema de aceite.⁷

En la figura 2.5 se muestra la zona de formación de los hidratos para el campo Bijupira, donde los operadores deben de trabajar bajo éstos rangos de presión y temperatura para evitar la zona de formación de hidratos.

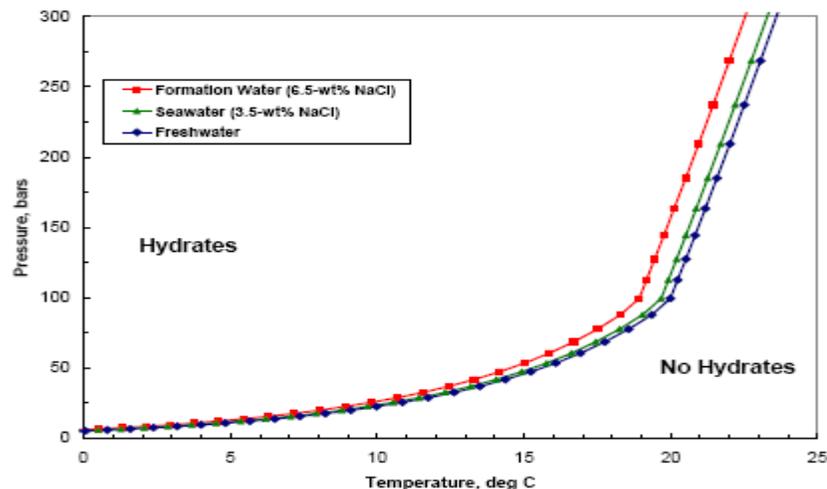


Figura 2.5 Zona de formación de hidratos para el campo Bijupira ⁸

Las técnicas consideradas para evitar la formación de los hidratos son las siguientes:

- Inhibidores térmicos: metanol y monoetileno glicol, éstos cambian la curva de formación para bajas temperaturas.
- Aislamiento: es utilizado para retener calor en los fluidos producidos y mantener fuera de la región de formación de hidratos.
- Calor activo: este es suministrado por corriente eléctrica a los ductos.
- Eliminación del agua. Debe ser limitada desde la producción con separadores de fondo submarino.

2.2.4 Incrustación de minerales

2.2.4.1 Origen de las incrustaciones minerales

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. Todas las aguas naturales disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases minerales.

El agua subterránea de ambientes profundos se enriquece con iones mediante la alteración de los minerales sedimentarios. El agua que se encuentra en los yacimientos de carbonatos y areniscas cementadas con calcita por lo general contiene una gran cantidad de cationes bivalentes de calcio [Ca^{+2}] y magnesio [Mg^{+2}]. Con frecuencia, los fluidos que se encuentran en una formación de areniscas contienen cationes de bario [Ba^{+2}] y estroncio [Sr^{+2}]. En los fluidos de los yacimientos el total de los sólidos disueltos puede llegar a 400.000mg/L[3,34 ppg].

La composición exacta tiene una compleja dependencia de la diagénesis de los minerales y de otro tipo de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de la formación fluyen y se mezclan en el transcurso del tiempo geológico. La formación comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de la solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto a la temperatura y la presión. Por lo general un incremento de la temperatura provoca el aumento en la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. En forma similar al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 700 lpc [48-Mpa] de disminución de la presión.

No todos los minerales se ajustan a tendencia típica de la temperatura; por ejemplo el carbonato de calcio presenta la tendencia inversa, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen.

La solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre los 25 y 100 °C [77 a 212 °F], pero luego disminuye en la misma proporción a medida que la temperatura se acerca a los 200 °C [392°F]. En las figuras 2.6, figura 2.7 y figura 2.8 se muestran el comportamiento de la solubilidad de minerales. Esta tendencia, a su vez, se ve influenciada por la salinidad de la salmuera del medio.⁹

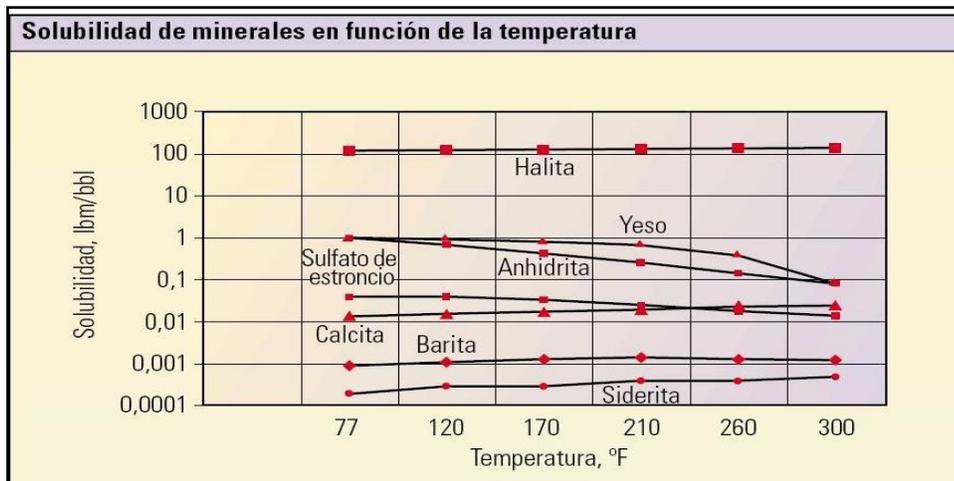


Figura 2.6 Solubilidad de minerales en función de la temperatura ⁹

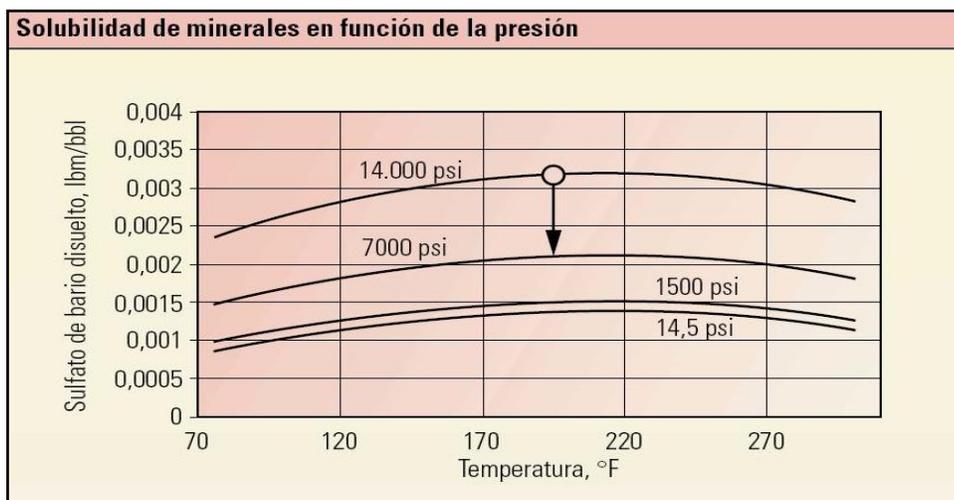


Figura 2.7 Solubilidad de minerales en función de la presión ⁹

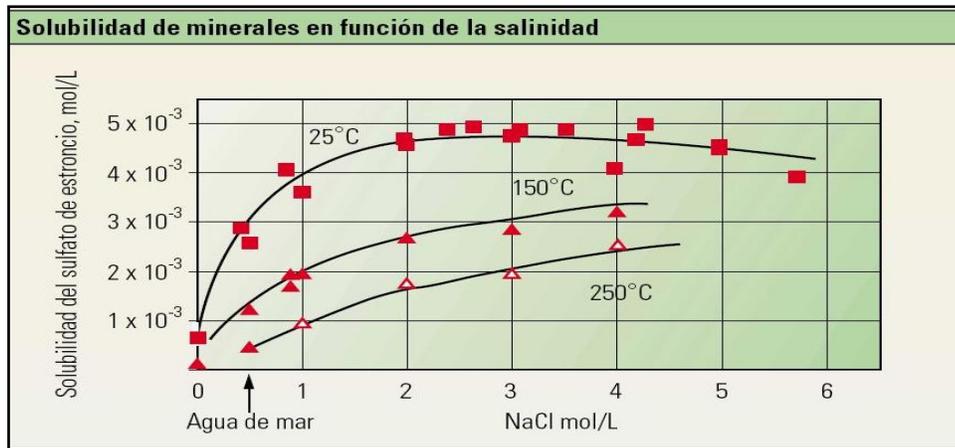


Figura 2.8 Solubilidad de minerales en función de la salinidad ⁹

2.2.4.2 Formación de las incrustaciones minerales

La formación de las incrustaciones puede ser por:

- Un cambio de temperatura.
- Un cambio de presión.
- El contacto con el agua incompatible.
- La liberación de gas.
- Una modificación del pH.

Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución. El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea. Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. A continuación los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico. Esto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento de los mismos y además que los cristales pequeños se pueden redissolver.⁹

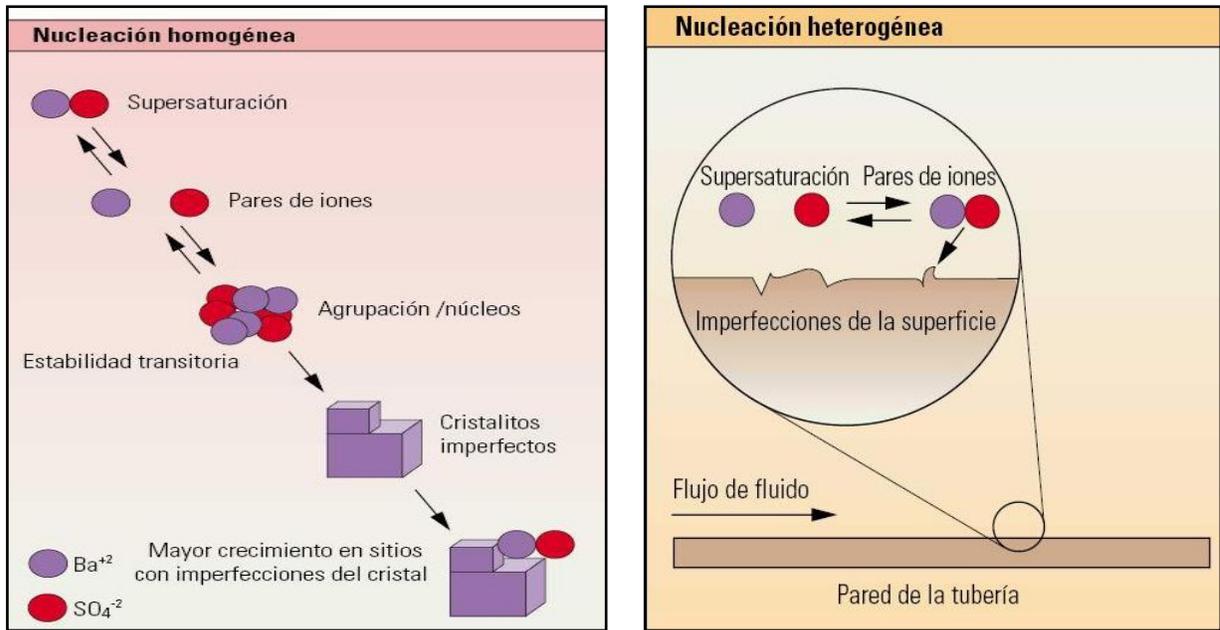


Figura 2.9 Nucleación Homogénea y heterogénea ⁹

La comprensión de los fenómenos de nucleación ha permitido desarrollar productos inhibidores de incrustaciones que utilizan químicos diseñados específicamente para atacar la nucleación y los procesos de incrustaciones, de tal modo de reducir su incidencia.

2.2.4.3 Problemas por la presencia de incrustaciones minerales

- Tubería de producción y equipos superficie ⁹

Las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías. Con frecuencia tiene varios centímetros de espesor y presenta cristales de hasta 1 cm. o más. En la figura 2.10 se muestra un ejemplo. El efecto primario de las incrustaciones en las tuberías es la reducción en la tasa de la producción al aumentar la rugosidad de la superficie del tubo y reducir el área de fluencia.

Esto origina un aumento en la caída de presión y en consecuencia, la producción disminuye. Si aumenta el crecimiento de los minerales depositados, se hace imposible el acceso a secciones más profundas del pozo, y finalmente las incrustaciones terminan por bloquear el flujo de la producción.



Figura 2.10 Presencia de incrustaciones en una tubería. Ejemplo: En un pozo del campo Millar en el Mar del Norte, los ingenieros se sorprendieron al ver descender la producción de 30.000 Bls/D[4770 m³/d] a cero en el lapso de 24 horas.⁹

La composición química de las incrustaciones en las tuberías puede variar, ya que se trata de capas de sedimentos depositados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general, las incrustaciones incluyen capas de asfaltenos o de cera, y las capas de las incrustaciones que se encuentran más cercanas a la tubería, y pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos. En la figura 2.11 muestra las incrustaciones minerales en una tubería de producción.

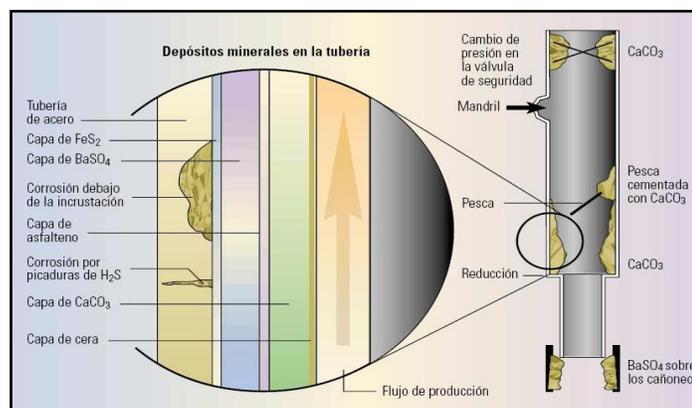


Figura 2.11 Incrustaciones en la tubería de producción⁹

- Matriz cercana al pozo⁹

Las incrustaciones de carbonatos o sulfatos típicas de la zona cercana al pozo presentan partículas de menor tamaño respecto a las incrustaciones que se encuentran en las tuberías: se miden micrones en vez de centímetros. Bloquean los empaques de grava y las mallas, además de los poros de la matriz. Por lo general, se forman después largos periodos de cierre de pozo, ya que el flujo transversal hace que se mezclen aguas incompatibles provenientes de distintas capas.

Este tipo de incrustaciones se puede definir como daño. Su eliminación por medio de solventes químicos o ácidos puede contribuir a aumentar las tasas de producción en forma notable.

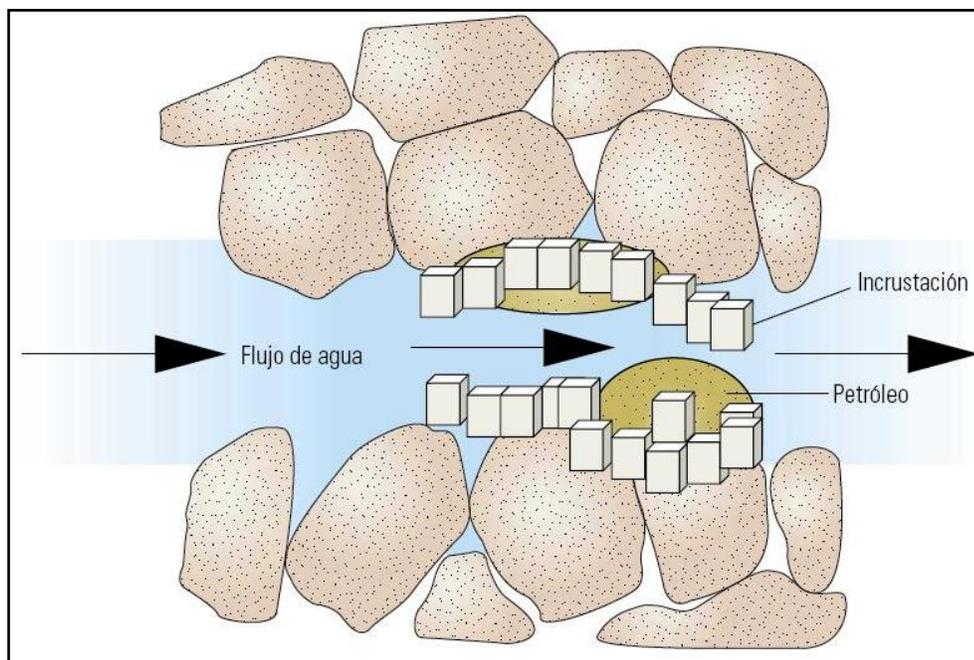


Figura 2.12 Daños en la matriz. Los depósitos minerales restringen el flujo de los fluidos a través de la formación, lo que provoca pérdida de permeabilidad⁹

- Pozos inyectores ⁹

Los daños provocados por las incrustaciones en los pozos inyectores, por lo general, se originan en procesos activados por la temperatura del agua de inyección además en las inmediaciones del pozo puede producirse una mezcla incompatible cuando el agua de inyección se pone en contacto con el agua de formación o con la salmuera de la terminación.

2.2.4.4 Control de las incrustaciones minerales

Para remover las incrustaciones existen:

- *Métodos químicos:* en este método se utiliza el ácido clorhídrico o acético para remover carbonatos de calcio, aunque también puede ser usado ácido fórmico (surfactantes especiales son mezclados con el ácido, dependiendo del tipo de incrustación a remover). Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías, ni el ambiente de la formación y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro.
- *Métodos mecánicos:* en este método existen herramientas sónicas y de perforación.

Técnicas químicas. La remoción de las incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos o es muy costoso transportarlos. Por ejemplo, los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y por lo tanto se pueden disolver con facilidad. En la matriz de la formación, se puede tratar con agentes quelatizantes fuertes; compuestos que rompen las incrustaciones resistentes a los ácidos aislando y bloqueando los iones metálicos dentro de sus estructura cerrada en forma de anillo.

Técnicas mecánicas. Las soluciones mecánicas para eliminar los depósitos

minerales presentan un rango limitado de aplicabilidad, de tal manera que la selección del método correcto depende del pozo y del tipo de incrustación.

Tabla 2.2 Técnicas químicas de remoción de incrustaciones ⁹

Limpieza química					
Herramienta fija de lavado	Herramienta fija con muchas boquillas de diámetros grandes. Normalmente se utiliza sólo con disolventes químicos.		Sí, si el depósito es soluble.	Herramienta simple y robusta.	Se pierde casi toda la fuerza del fluido por la fricción de la circulación. Presión de boquilla baja—no puede remover los depósitos inertes.
Herramienta a chorro rotativo	El torque de rotación lo proveen las boquillas apartadas del eje de la herramienta. No hay control de velocidad.		Sí, si el depósito es soluble.	Herramienta simple. Cobertura completa del pozo al rotar los chorros.	Lanzamiento a chorro ineficiente debido a las altas velocidades de rotación (>5000 rpm).
Herramienta a chorro rotativo	La cabeza de la boquilla rota ~90° cuando se cicla la presión de la tubería flexible. La cabeza posee muchas boquillas de pequeño diámetro para mejorar la cobertura del pozo.		✓		Requiere múltiples corridas de limpieza incrementando el tiempo de trabajo y la fatiga de la tubería flexible. No hay indicación de limpieza en la superficie. Radio de limpieza pequeño debido al pequeño tamaño de las boquillas.

Tabla 2.3 Técnicas mecánicas de remoción de incrustaciones ⁹

Herramienta	Descripción	Limpieza de puentes difíciles	Limpieza de accesorios de la tubería	Otras ventajas	Otras desventajas
Limpieza mecánica					
Motor de desplazamiento positivo y fresa	Motor y fresa impulsados por fluidos "Moineau". La fresa remueve los depósitos triturándolos.	Sí. La velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Pequeños cortes hacen más fácil la limpieza del hoyo.	El estator del motor y la fresa son consumibles caros. Límite de ~300°F [150°C]. Incompatible con disolventes de incrustaciones. La fresa puede dañar las tuberías.
Martillo de impacto	Martillo de percusión impulsado por fluidos. Las fuerzas de alto impacto destrozan los depósitos frágiles.	Sí. La velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Herramienta simple y robusta.	El tamaño grande de los cortes hace más difícil la limpieza del hoyo. Incompatible con disolventes de incrustaciones.



Figura 2.11 Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorros de agua y con agua abrasivo (con arena abrasiva) ⁹

Para poder decidir cuál es la mejor técnica, es necesario conocer el tipo y la cantidad de incrustaciones y su composición física o textura ya que si se elige un método inadecuado se puede llegar a incentivar el depósito de incrustaciones. En la figura 2.11 se muestra la eliminación de una incrustación.

2.2.3 Arena

2.2.3.1 Producción de Arena

Cuando se intenta predecir cuándo y en dónde tendrá la producción de arena, se debe considerar ¹⁰:

- Tipo de roca (consolidada o deleznable).
- La falla de una roca.
- La desagregación resultante de los granos de arena.
- La erosión y movilización de las partículas hacia la corriente de producción.
- La ruptura de la roca por cizalladura causada por la caída de presión o bien por el agotamiento.
- Los esfuerzos efectivos en torno al pozo o el túnel dejado por los disparos y si tales esfuerzos exceden la resistencia de la roca en esta geometría, la roca fallara pudiendo producir arena.

La acumulación de arena puede obturar la producción en cualquier parte de la línea de flujo, reduciendo los ingresos y costando significativas cantidades de tiempo y dinero. La arena puede erosionar los componentes de terminación, las cabezas de los pozos e

instalaciones de superficie, ocasionando daño mecánico, retrasos en la producción y obtenerse bajos factores de recuperación o hasta perderse el control del pozo.

El manejo de la producción de arena se logra mejor cuando se comprenden los mecanismos de producción de arena dentro del yacimiento y utilizando un proceso de toma de decisiones sobre la base de la información adecuada para seleccionar las tecnologías y los métodos de terminación de pozos apropiados para su control.

Para poder tener un control de arenamiento, los operadores recurrían al empaque de grava o al fracturamiento. Estos dos métodos se basan en las características del puenteo de las partículas y en los mecanismos de filtrado de los cedazos de exclusión de arena utilizados en agujero descubierto o dentro de la tubería de revestimiento con empaques de grava anulares así como también en las fracturas hidráulicas apuntaladas resultantes de los tratamientos de fracturamiento y empaque.¹¹

2.2.3.2 Problemas por la producción de arena

La producción de arena durante las operaciones de explotación y producción de pozos en representa una serie de problemas¹³, algunos de ellos son:

- a) La Interrupción en la producción, ocasionada por taponamiento en la tubería de producción, en ocasiones, en la tubería de revestimiento, en las líneas de escurrimiento, separadores, etc.

En un pozo con entrada de arena se forman tapones en las tuberías, que obstruyen el flujo ya que las formaciones arenosas contienen cantidades considerables de arcilla y limo que al acomodarse con las partículas de arena forman tapones impermeables.

b) Se incrementan los esfuerzos de sobrecarga de las formaciones ocasionando colapsamiento en las tuberías de revestimiento.

Las tuberías de revestimiento en el intervalo de producción son sometidas a acortamientos provocados por la compactación del yacimiento al estar éste conformado por una formación no consolidada. El acortamiento de las tuberías es una de formación plástica debida a que las cargas axiales provocadas por las arenas exceden el límite elástico del acero, tales cargas pueden provocar severas deformaciones.

c) El equipo subsuperficial y superficial es dañado por erosión de la arena.

Las tuberías que se encuentran enfrente de los intervalos de producción, son frecuentemente erosionadas en forma severa por la entrada de la arena con los fluidos. Grandes cavidades se llegan a formar en los cedazos o tubos cortos (liners) ranurados. Ocasionalmente la producción viene acompañada de fragmentos de cemento y de formación lo cual indica erosión excesiva en la tubería de revestimiento.

La erosión esta en función de varios factores, como:

- Distribución de las fases
- Presencia de burbujas de gas
- Distribución y características de los sólidos (velocidad y ángulo de incidencia).

La erosión afecta principalmente a las secciones donde existen cambios de diámetro o dirección, por ejemplo: codos, válvulas, estranguladores, etc. En la figura 2.12 se muestra la presencia de arena en una tubería con cambios de dirección, lo que dificulta su limpieza.

También se presentan daños personales, contaminación y destrucción, que también son consecuencia de la erosión del equipo superficial.

d) En la superficie se requiere de dispositivos especiales que eliminen la arena del aceite producido, tales como los separadores ciclónicos.

Este tipo de separadores consiste de un recipiente en forma de cono invertido, el cual esta provisto de una entrada tangencial para la mezcla de hidrocarburos. Las partículas de arena en la corriente de hidrocarburos son precipitadas por acción de la fuerza centrífuga hacia abajo donde son recolectadas y descargadas a través de la salida que se localiza en la parte inferior del recipiente. La mezcla libre de impurezas sale tangencialmente para continuar su trayecto hacia las centrales de recolección (batería).

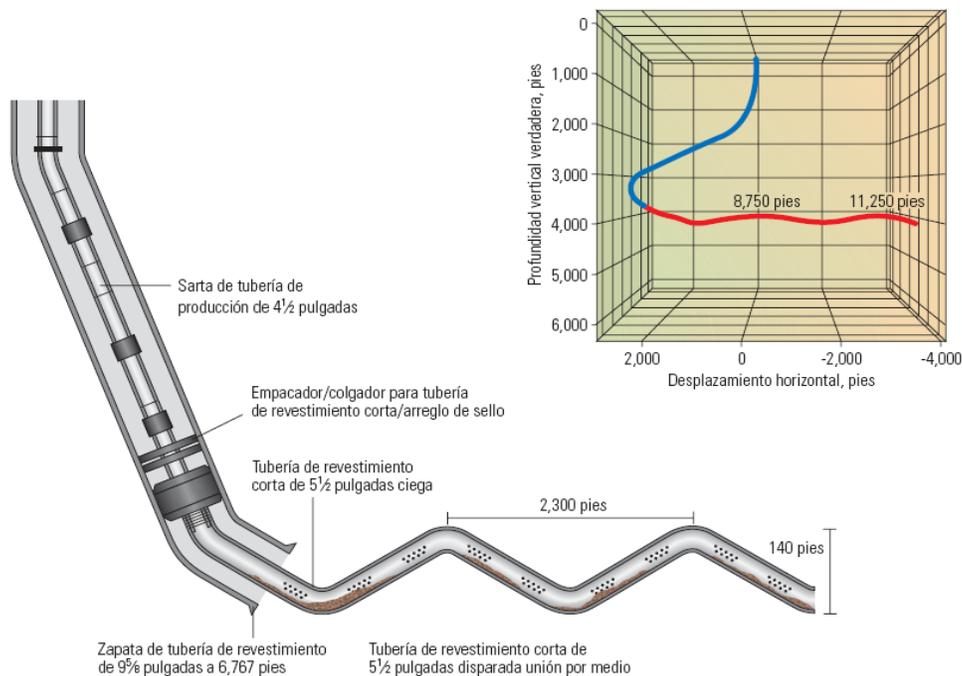


Figura 2.12 Una trayectoria de pozo dificultosa en Alaska. La naturaleza ondulada del pozo dificulta la limpieza.¹²

En el año de 1901, el pozo Clement N° 1 situado en el sudoeste de Luisiana, EU. Luego de siete horas de producción, la arena de formación taponó más de 305 m [1,000 pies] de tubería de revestimiento, extinguiendo la producción de petróleo.¹²

2.2.3.3 Control en la producción de arena

El manejo de la producción de arena se logra mejor cuando se comprenden los mecanismos de producción de arena dentro del yacimiento y utilizando un proceso de toma de decisiones sobre la base de la información adecuada para seleccionar las tecnologías y los métodos de terminación de pozos apropiados para su control. Para evitar o manejar la arena producida de los yacimientos, tiene que referirse al tipo de terminación que se tenga planeado. En la figura 2.14 se muestra un diagrama para el manejo de la producción de arena.

Las técnicas de exclusión de arena incluyen empaques de grava en pozos entubados, empaques con agua a alto régimen de inyección, tecnologías de fracturamiento y empaque, empaques de grava a agujero descubierto y cedazos (filtros) independientes tales como las tuberías de revestimiento cortas ranuradas y los cedazos expansibles.¹⁴ En la figura 2.13 se tiene un ejemplo para el control de la producción de arena.

Un ejemplo para evitar la producción de arena, es utilizar las técnicas de consolidación implican la inyección de resinas para estabilizar la roca conservando al mismo tiempo suficiente permeabilidad original intacta como para permitir la producción de fluidos del yacimiento. Estas resinas a veces se utilizan antes de las técnicas de fracturamiento para el control de la producción de arena. La predicción de la magnitud de la producción de arena en yacimientos moderadamente débiles es crucial para la minimización de la incertidumbre cuando se diseña una terminación. El manejo de la producción de arena procura optimizar la terminación de pozos. El logro de este objetivo exige el conocimiento del yacimiento y de las fuerzas que afectan la estabilidad de la formación.

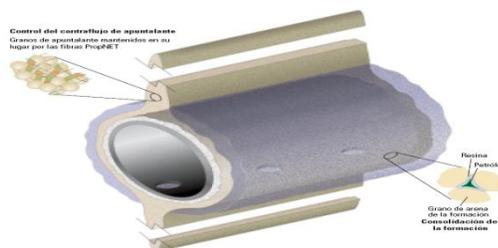


Figura 2.13 Fracturamiento hidráulico sin cedazos para el control de la producción de arena.¹⁴

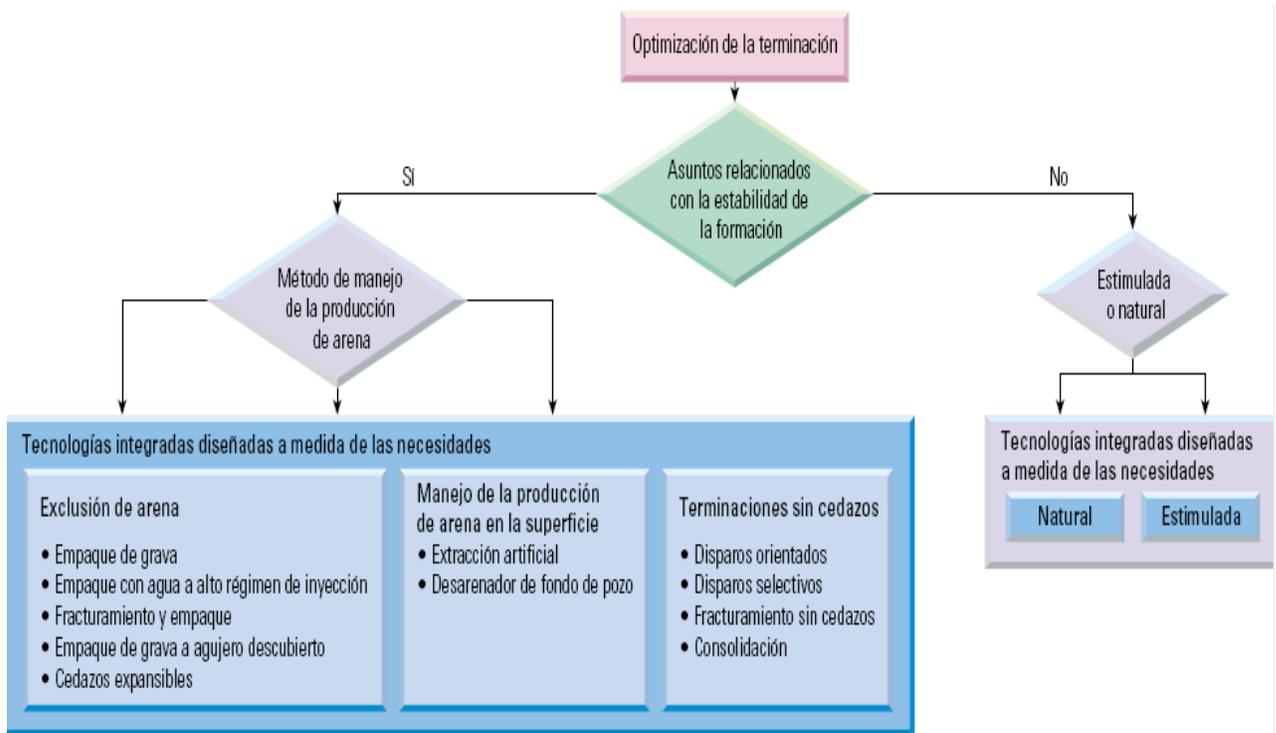


Figura 2.14 Opciones determinación para equilibrar el control de la producción de arena.¹⁴

Referencias

1. Amin A., Mark R., Randy S., Eric S., y John R.: "Desarrollo Submarino desde el Medio Poroso hasta el Proceso", *Oilfield Review* 17, no. 1 (Verano 2005): 1-3.
2. Guillermo Centeno, *et al.*: "Precipitación de Asfaltenos del Crudo Maya en un Sistema a Presión" *Rev. Soc. Quím. Méx.*, 2004, 48, 179-188
3. Alayon Mario." Asfaltenos: ocurrencia y floculación".EIQ(Universidad de los Andes".
4. Alejandro Cortes.: "Explotación de Hidrocarburos en Aguas Profundas", Facultad de Ingeniería UNAM, Tesis profesional, 2005.
5. Eduardo González.: "Hidratos de gas". *ciencia y tecnología (primera part.)*.
6. Baker J.W.: "Formation of hydrates During Deepwater Drilling Operations".Exxon Co. USA. SPE/IADC 16130,2000
7. Hendricks,M.M et al.: "Hydrate Structure Stability in Simple and Mixed Hidrates" 7conferencia Internacional de las Propiedades de los Fluidos & Equilibrio de la Fase en Diseños de Procesos Químicos.
8. Janardhan D., Maria H., Rich K.: "Flow Assurance Management for Bijupira and Salema Field Development".OTC 14052, Houston texas,2002.
9. Crabtree M, Eslinger D, Fletcher P, Miller M, Johnson A y King G: "La Lucha Contra las Incrustaciones—Remoción y Prevención," *Oilfield Review* 11, no. 3 (Otoño de1999)
10. Andrew A.,Joe A.,Gren A., et: "Métodos prácticos para el manejo de la producción de arena," *Oilfield Review* 15, no. 1 (Verano de2004).
11. Andrew A.,Nobert H., et al. : Métodos de Control para la Producción de Arena sin Cedazos," *Oilfield Review* 15, no. 1 (Verano de 2003).
12. Azhar Ali, Curtis G. et. al.: "Sistemas Integrados de Limpieza de Pozos: Mejoramiento de la Eficiencia y Reducción del Riesgo," *Oilfield Review* 17, no. 2 (Otoño de 2005).
13. García Lugo Ma. De los Ángeles "Control, de Arena en Pozos Petroleros", Facultad de Ingeniería UNAM, Tesis profesional, 1985.
14. Andrew A.,Joe A.,Gren A., et: "Métodos Prácticos para el Manejo de la Producción de Arena," *Oilfield Review* 15, no. 1 (Verano de2004).

15. Ali AHA, Brown T, Delgado R et: "Observación del Cambio de las Rocas: Modelado Mecánico del subsuelo," Oilfield Review 15, no. 2 (Otoño de 2003): 31–32.
16. Denyer G., Gleen D., Mendoca J., Theuveny B, Vise C.. : Soluciones para la Construcción de Pozos en Aguas Profundas," Oilfield Review 12, no. 1 (Verano de 2005).
17. Collett T., Lewis R., Uchida T., : "El Creciente Interés de los Hidratos de Gas," Oilfield Review 12, no. 2 (Otoño de 2000).
18. Bary A., Berger H., Brown K. et : "Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural," Oilfield Review 14, no.2 (Otoño de 2002).
19. Ali S., Ayunb J., Morales H., et : "Método Combinado de Estimulación y Control de la Producción de Arena," Oilfield Review 14, no.2 (Otoño de 2002).
20. Carre G., Christie A., Fett D., et : "Buenas Expectativas para los Pozos en Aguas Profundas," Oilfield Review 14, no.4 (Primavera de 2003).

III

Flujo Multifásico en Tuberías y Riser de Producción y su Problemática

3.1 Flujo multifásico

En la industria petrolera el flujo multifásico en tuberías es de suma importancia y para su análisis se requiere comprender los cambios fisicoquímicos a los cuales está sujeta esta mezcla multicomponente durante su transporte a través de las tuberías de producción, recolección y distribución.

Durante el transporte del flujo simultáneo de gas, aceite y líquido en tuberías, existen otros aspectos importantes que se deben tomar en cuenta para su análisis, como son la geometría de las tuberías, propiedades de los fluidos producidos así como también las condiciones operativas del sistema, ya que pueden originar problemas de aseguramiento de flujo, vistas en el capítulo 2.

Otro de los problemas que se pueden presentar es la presencia y formación de grandes baches de líquido que pueden poner en riesgo la integridad física de las instalaciones de proceso en superficie. A continuación se describe uno de los problemas más frecuentes en el transporte de mezclas multifásicas, el flujo bache.

3.1.1 Definición

Teóricamente el **flujo multifásico** se define como “el flujo simultáneo de dos o tres fases de una o más sustancias, entendiendo por fase alguno de los tres estados fundamentales de segregación molecular: sólido, líquido y gaseoso”.¹

En la industria petrolera cuando se habla de **flujo multifásico**, se refiere al flujo simultáneo de aceite, gas y agua en pozos, tuberías y equipos de proceso.

3.1.2 Clasificación

Los diferentes tipos de flujo que se presentan en el medio poroso como para cualquier elemento de las instalaciones de producción, de acuerdo a la dimensión, geometría, tiempo y fase es el siguiente ²:

Dimensión:

- Unidimensional
- Bidimensional
- Tridimensional

Geometría

- Lineal
- Radial
- esférico

Tiempo

- Estacionario, $\frac{\partial p}{\partial t} = 0$
- Pseudoestacionario, $\frac{\partial p}{\partial t} = cte$
- Transitorio, $\frac{\partial p}{\partial t} = variable$

Fases

- Monofásico, (una sola fase)
- Bifásico, (dos fases)
- Multifásico, (agua, aceite, gas)

3.1.3 Definiciones básicas.

3.1.3.1 Velocidades superficiales

La velocidad superficial del fluido es aquella que se obtiene al suponer que la fase ocupa la totalidad del área del ducto:

$$v_{s,L} = \frac{Q_L}{A_T} \quad y \quad v_{s,G} = \frac{Q_G}{A_T}$$

Donde

$v_{s,L}$: velocidad superficial del líquido

$v_{s,G}$: velocidad superficial del gas

Q_L : gasto volumétrico del líquido

Q_G : gasto volumétrico del gas

A_T : área de la sección transversal

3.1.3.2 Velocidad de la mezcla

La velocidad de la mezcla esta dada por la suma de las velocidades superficiales del líquido y gas, o sea:

$$v_M = v_{s,L} + v_{s,G}$$

3.1.3.3 Gasto volumétrico

$$Q_{L,G} = \frac{V_{L,G}}{T}$$

Donde

$Q_{L,G}$: Gasto volumétrico del fluido

$V_{L,G}$: Volumen del fluido

T: Tiempo

3.1.3.4 Fracción volumétrica de líquido (*holdup* o *colgamiento*).

La fracción líquida se define para tuberías como la relación entre el área ocupada por el líquido y el área total.



$$H_L = \frac{A_L}{A_L + A_G}$$

$$H_L + L_G = 1$$

$$A_T = A_L + A_G$$

Donde

H_L: Fracción volumétrica del líquido

L_G: Fracción volumétrica del gas

A_G: Área de la sección transversal de la tubería de ocupada por la fase gaseosa

A_L: Área de la sección transversal de la tubería de ocupada por la fase líquida

A_T: Área de la sección transversal de la tubería

3.1.3.5 Velocidades promedio de cada fase

La velocidad de cada fase se puede definir en términos de la fracción volumétrica de líquido.

$$v_L = \frac{Q_L}{A_L} = \frac{v_{s,L}}{H_L}$$

$$v_G = \frac{Q_G}{A_G} = \frac{v_{s,G}}{L_G}$$

3.2 Régimen estacionario y régimen transitorio

El estado estacionario: es la condición que se tiene cuando las propiedades del sistema en un punto no varían con respecto al tiempo.

El estado transitorio: se presenta cuando las propiedades del sistema en un punto varían con respecto al tiempo.

El transporte de hidrocarburos a través de las líneas submarinas se tiene flujo simultáneo de gas, aceite y agua. Es muy importante considerar el régimen de flujo para el diseño y análisis durante su desplazamiento de un extremo a otro de esta mezcla multicomponente.

3.3 Diferentes Tipos de Correlaciones

Estas correlaciones para el flujo multifásico fueron desarrolladas considerando flujo en tuberías verticales o flujo en tuberías horizontales, algunos métodos toman en cuenta el ángulo de inclinación.

Año	Autor (s)	Tipo de trabajo	Tamaño de tuberías(pg)	Fluidos	Comentarios
1952	Poettman y Carpenter	Método semi-empírico usando datos de campo	2, 2.5, 3	Aceite, agua y gas	Desarrolló una solución práctica para estos diámetros de tuberías. Para relaciones gas-líquido menores a 1500 pies ³ /bl y gastos menores 420 bpd.
1954	Gilbert	Datos de campo	2,2.5 y 3	Aceite, agua y gas	Se presento una serie de graficas para el flujo multifásico vertical.
1961	Duns y Ros	Laboratorio experimental y datos de campo	todos	todos	Buenas correlaciones para amplios rangos de gasto. Método fácil de entender
1963	Fancher y Brown	Experimentación en campo	2	Gas y agua	Recolectó información para ampliar la correlación de Poettman y Carpenter para predecir adecuadamente las caídas de presión a bajos gastos y relaciones gas-liquido altas.
1963	Hagedorn y	Experimentación en		Crudo,	Desarrolló de correlaciones con el objetivo de establecer los

	Brown	campo(tubería de 1500 pies)	1.25	Aire	efectos de la viscosidad.
1965	Hagedorn y Brown	Experimentación en campo	1,2,3 y 4	Aceite, agua y gas	Desarrolló una correlación generalizada para manejar amplios rangos de gastos.
1967	Orkiszewsky	Revision de todos los metodos	todos	Aceite, agua y gas	Utilizó los trabajos de Ros y Griffith y Wallis para crear su propia correlación general para predecir caídas de presión.
1972	Govier y Aziz	Datos de laboratorio y campo	todos	todos	Se presentaron correlaciones desarrolladas de forma mecanistica, probadas contra datos de campo
1972	Beggs y Brill	Laboratorio	1, 1.5	Aire y agua	Desarrolló correlaciones generalizadas para manejar amplios rangos de gastos y para cualquier ángulo de inclinación de tuberías.

Tabla 3.1
Correlaciones para el flujo multifásico vertical ³

Año	Autor (s)	Tipo de Trabajo	Comentarios
1949	Lockhart y Martinelli	Laboratorio y experimental	Es considerado como uno de los primeros intentos por estudiar el flujo horizontal. Presentaron cuatro regimenes de flujo.
1954	Baker	Practico a partir de datos de campo	Describió siete patrones de flujo. Presento ecuaciones para el cálculo de las caídas de presión, bueno para el flujo bache.
1964	Dukler	Recolecto datos para análisis de similitud	Desarrolló una buena correlación para amplios rangos de gasto y diversos tamaños de tuberías.
1966	Eaton	Campo y experimental	Desarrolló soluciones al problema con correlaciones para colgamiento y factor de fricción. Es una de las mejores correlaciones.
1967	Andrews	Campo y experimental	Desarrollo una buena correlación; Aplicable a tuberías de 2 pg.
1973	Beggs y Brill	laboratorio	Presentaron correlaciones que toman en consideración el ángulo de inclinación de la tubería.
1973	Govier y Aziz	Todos	Presentaron un libro en el que se cubre en detalle diversos aspectos del flujo multifásico en tuberías.

Tabla 3.2
Correlaciones para flujo multifásico horizontal ³

3.4 Patrones de flujo

Al fluir dos fases simultáneas, lo pueden hacer en formas diversas. Cada una de estas formas presenta una distribución relativa de una fase con respecto a otra, constituyéndose un patrón o un tipo de flujo. ⁴

El patrón de flujo es un importante parámetro cuando se analiza el flujo de fluidos a lo largo de las líneas de producción. Este parámetro, depende de las condiciones de operación que se presenten, es decir, en los cambios de presión y temperatura. Así como también de la velocidad de flujo, de las propiedades de cada una de las fases, geometría de las tuberías, etc.

Para la identificación de los patrones de flujo se utilizan mapas de patrones de flujo. Los mapas de patrones de flujo son generados en forma experimental (se realiza a partir de una gran cantidad de datos experimentales, estos son completamente empíricos y limitados a los datos en los cuales se basan) y mecánicos (éstos son desarrollados a partir del análisis de mecanismos físicos de transición, los cuales son modelados con el uso de ecuaciones fundamentales).

En el flujo de gas-líquido puede existir en varias formas: flujo segregado, intermitente y distribuido. ^{6,18}

- Patrón de flujo segregado: Ambas fases son continuas. Pueden o no existir algunas gotas o burbujas de una fase en la otra. El patrón de flujo segregado incluye:
 - Flujos estratificados: Flujo laminar y flujo ondulado
 - Flujo anulares: Anular y anular-niebla(en el que las gotas de líquido entran al núcleo de gas)
- Patrón de flujo intermitente: Una de las fases es discontinua. El patrón de flujo intermitente incluye:
 - Flujo bache
 - Flujo anular-bache: una zona de transición entre el flujo bache y flujo niebla.

- Patrón de flujo distribuido: En estos regímenes de flujo la fase líquida es continua, mientras la fase gaseosa es discontinua. El patrón de flujo distribuido incluye:
 - Flujo burbuja
 - Flujo niebla (en el que existen finas burbujas distribuidas dentro de una fase líquida continua)

A continuación se presentan los patrones observados en tuberías verticales y horizontales.

3.4.1 Patrones de flujo en tuberías verticales

En la siguiente figura se ilustra de manera esquemática los patrones de flujo observados en tuberías verticales.⁵

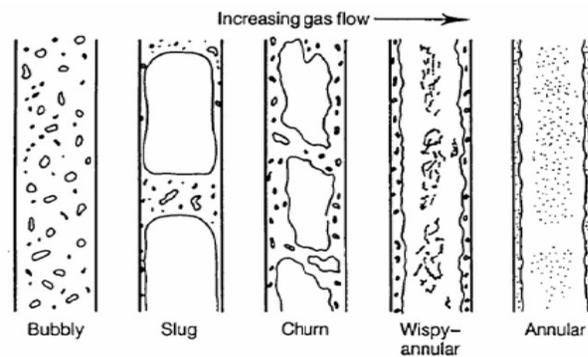


Fig. 3.1 Patrones de flujo en tuberías verticales⁵

Flujo de Burbuja (Bubbly):

La tubería se encuentra prácticamente llena de líquido y la fase de gas libre se presenta en pequeñas burbujas las cuales se mueven a diferentes velocidades exceptuando

aquellas que por su densidad tienen pequeños efectos en el gradiente de presión. Cuando se incrementa el gasto de líquido, el tamaño de las burbujas se incrementa por el proceso de coalescencia. La pared de la tubería está siempre en contacto con la fase líquida. (Figura 3.1)

Flujo Bache (Slug):

Partiendo del flujo burbuja, con un incremento mayor en el gasto de gas las cuales aumentarán cada vez más su tamaño, hasta construir grandes burbujas con la cara al frente del flujo de forma rodeada. Sin embargo la fase líquida sigue siendo continua, las burbujas de gas coalescen y forman tapones o baches los cuales ocupan prácticamente toda la sección transversal de la tubería. El líquido que rodea la burbuja puede moverse a bajas velocidades en forma descendente. El gas y el líquido tienen efectos significativos en la caída de presión. (Figura 3.1)

Flujo Agitado (Churn):

Es cuando ocurre el cambio de la fase líquida continua a la fase de gas continua. Las burbujas de gas pueden unirse y el líquido puede entrar en la burbuja. Las burbujas y los baches de líquido se presentan en forma distorsionada; esto ocurre cuando se tiene altos gastos de gas. Aunque los efectos del líquido son significantes, dominan los de la fase gaseosa. (Figura 3.1)

Flujo Anular (Annular):

La fase gaseosa es continua y la mayor parte del líquido se introduce en ésta en forma de gotitas. La pared de la tubería está cubierta por una película de líquido y la fase gaseosa controla la caída de presión (Fig.3.1)

La presencia de sistemas de tres fases conformados por gas, agua y crudo dan lugar a la formación de distintos patrones de flujo en las tuberías de producción y transporte de hidrocarburos. Dependiendo de las características topográficas existe la tendencia a la

formación de patrones de flujo complejos en donde la fase líquida es altamente heterogénea. Además, la transición entre los distintos tipos de flujo es dependiente de las propiedades de los fluidos, y las condiciones de diseño de las tuberías, tales como inclinación y diámetro.

3.4.2 PATRONES DE FLUJO PARA TUBERÍAS HORIZONTALES

En la siguiente figura se ilustra de manera esquemática los patrones de flujo observados en tuberías horizontales.^{5,18}

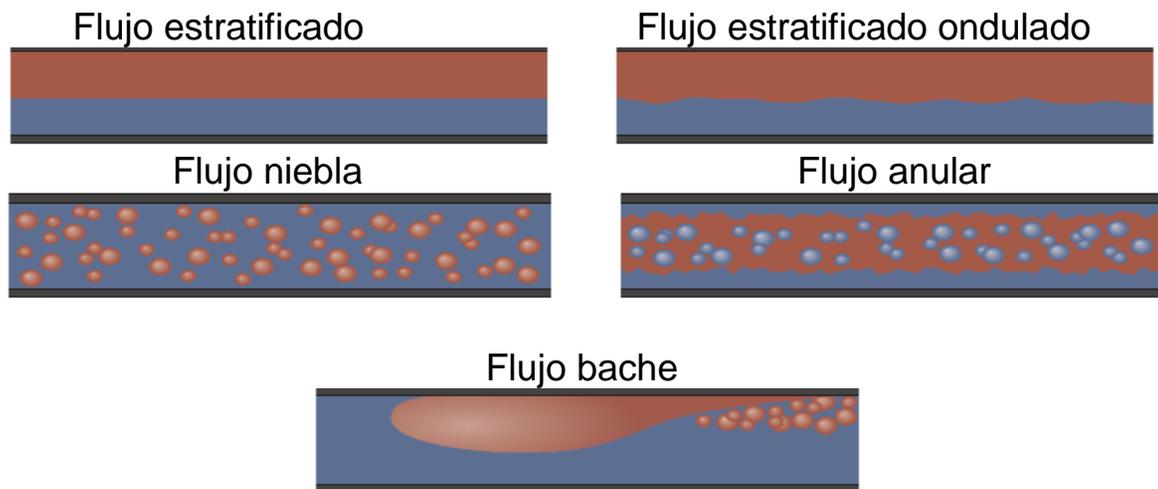


Figura 3.2 Patrones de flujo en tuberías horizontales¹⁸

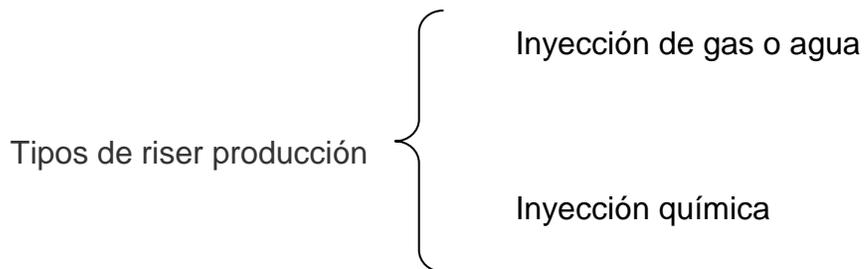
3.5 Riser de producción

Los riser son ampliamente utilizados en la industria del petróleo para transportar hidrocarburos del fondo del mar a la unidad de producción en superficie. Son ductos que llevan la producción de los pozos o los fluidos recolectados en las plantillas submarinas, hacia las instalaciones de procesamiento de las plataformas o embarcaciones.

Están contruidos de tubería flexible tipo catenaria soportados por un flotador bajo el nivel del agua para reducir su peso y minimizar la tensión que ejerce en la subestructura de las instalaciones superficiales.⁷

3.5.1 Tipos de riser de producción

Los riser se dividen en tres grupos dependiendo de las necesidades de operación y programa de explotación.



3.5.1.1_Riser de producción e inyección:

Están formados por una línea flexible de acero con un mecanismo articulado en la estructura de la plataforma o torreta de embarcación para permitir una movilidad de 10 ° aproximadamente causada por los efectos de la carga que genera el oleaje.

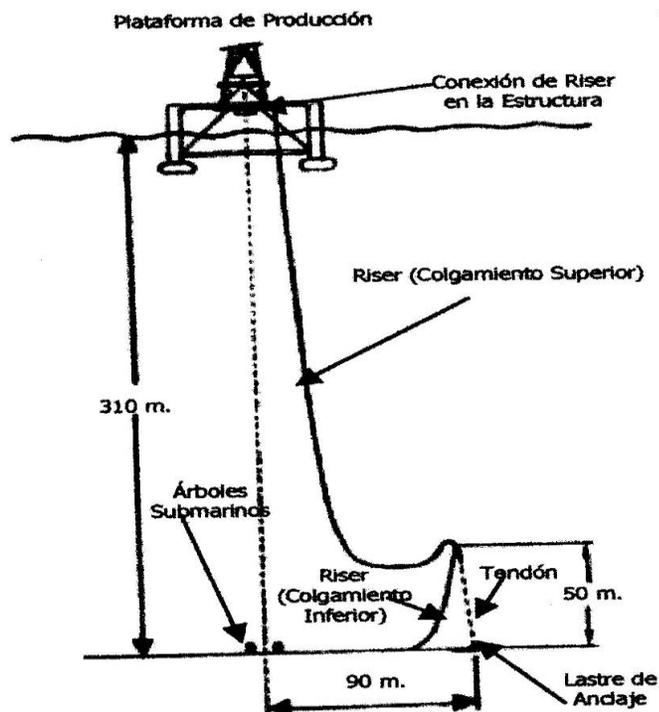


Figura 3.3 Perfil de un riser de producción o inyección ⁸

Cuando los tirantes son de gran profundidad, generalmente se coloca un flotador a pocos metros bajo nivel del agua para reducir el peso y la tensión que ejercen el peso de la plataforma o embarcación y en el fondo se conecta directamente a las instalaciones submarinas o se pueden unir a un flotador cilíndrico de 2 metros de largo por 2.3 metros de diámetro conectado a un tendón de cadena de 50 metros de largo y ampliado al suelo para evitar que el riser sea arrastrado por la corriente. Esto se muestra en la figura 3.3.

3.5.1.2 Riser de producción: Son ductos flexibles que llevan la producción de los pozos o de un manifold submarino hacia las instalaciones superficiales de procesamiento que se ubican en las plataformas o embarcaciones. Están contruidos de acero al carbón recubiertos con aleaciones de titanio para reducir de corrosión, además, cuenta con una sección articulada para permitir mayor flexibilidad en los puntos en donde se colocan los flotadores para reducir sus peso y tensión.^{9,10}

3.5.1.3 Riser de inyección de gas/agua: es un ducto flexible, similar a un riser de producción, que conduce el gas o agua tratada de las instalaciones de procesamiento hacia los pozos submarinos de inyección con el objetivo de retardar la declinación de la presión del yacimiento. Cuenta con un recubrimiento de aleación de titanio para prevenir la corrosión y con flotadores para amortiguar su peso en estructura de las instalaciones superficiales.

3.5.1.4 Riser de inyección química: Son ductos flexibles y de menor diámetro en comparación de un riser de producción. Su objetivo es llevar sustancias químicas hacia un modulo de distribución hidráulico que se ubica en el manifold o directamente a los pozos para evitar la corrosión del acido sulfhídrico H_2S y reducir la formación de ceras, sales que obstruyen el flujo en todo el complejo submarino y superficial de producción.^{11, 12, 13}

3.5.2 Configuraciones de los Riser

3.5.2.1 Configuraciones de los riser flexibles ¹⁴

1. Una Catenaria

El riser flexible corre con una configuración de forma de catenaria, conectado desde la plataforma hasta algún sistema de producción submarino.

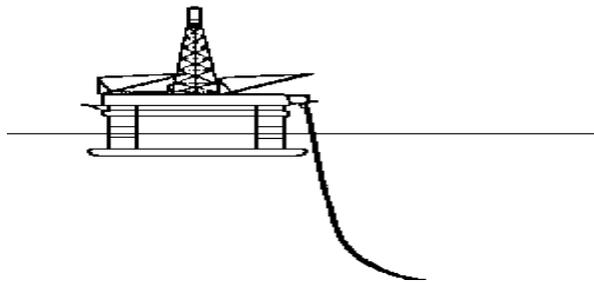


Figura 3.4 Una catenaria

2. Doble Catenaria (Lazy-S)

El riser flexible corre desde la conexión en la parte baja de la plataforma hasta un flotador, del cual sigue flotando una segunda catenaria hasta el sistema reproducción. La primera catenaria, suspendida entre la plataforma y el flotador, absorbe más de los movimientos inducidos por las corrientes y olas.

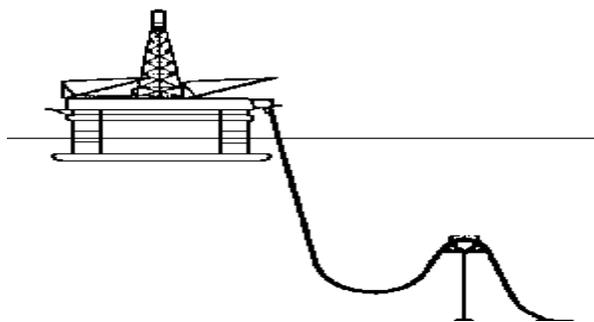


Figura 3.5 Doble catenaria (Lazy-S)

3. Una Catenaria (Steep-S)

La segunda catenaria se elimina pero el comportamiento dinámico del riser es el mismo, que en el caso de la doble catenaria. Esta configuración provee un enlace más directo entre la plataforma y el sistema de producción submarino, además de que ocupa un mínimo espacio en el fondo marino, reduciendo el riesgo de interferencia con otros sistemas.

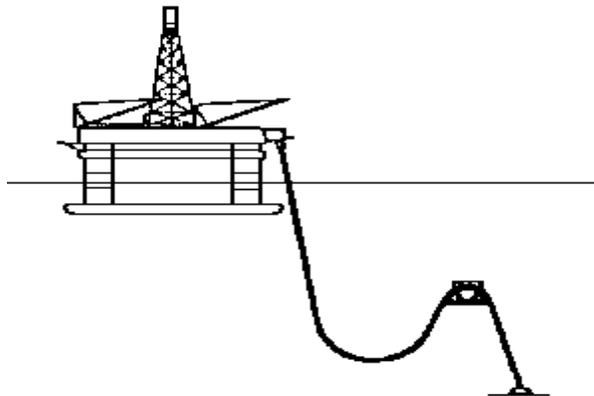


Figura 3.6 Una catenaria (Steep-S)

4. Una catenaria (Steep Wave)

Esta configuración es una extensión de la anterior, solo que en lugar de utilizar un flotador separado de la tubería, se colocan flotadores más pequeños, distribuidos estratégicamente a lo largo de la tubería, esta configuración es más conveniente para aguas profundas.

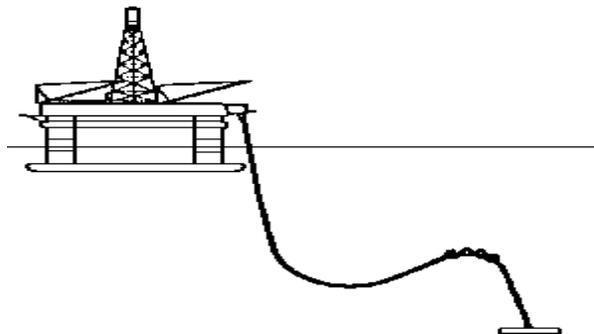


Figura 3.7 Una catenaria (Steep Wave)

5. Doble catenaria (Lazy Wave)

Una extensión de la configuración de doble catenaria es la configuración “ Lazy Wave”. Son distribuidos flotadores a lo largo de la tubería, con lo es posible tener control sobre las cargas ejercidas por el riser sobre la plataforma, también es recomendada para aguas profundas.

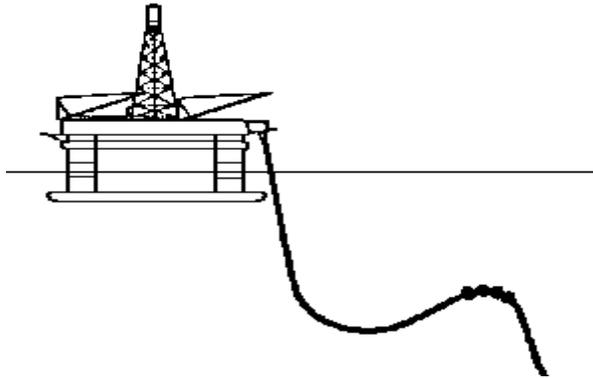


Figura 3.8 doble catenaria (Lazy Wave)

3.6 Problemática del Flujo Multifásico

La producción de hidrocarburos, que fluye a través de los diferentes equipos y accesorios desde el fondo marino hasta las instalaciones de proceso, representa un gran reto el transporte de estos líquidos por los fenómenos que experimenta a lo largo de su desplazamiento de un extremo a otro del sistema integral de producción por los cambios en los procesos físicos y químicos que ocurren en la mezcla multifásica y por la configuración de las líneas submarinas y riser de producción, haciendo que la producción sea inestable ocasionando retrasos en la producción.

En este tema se analiza la problemática que se presenta en las líneas de flujo multifásicas debido a las variaciones instantáneas de líquido y gas que ingresan a los complejos de producción, debido al flujo bache.

Algunas consecuencias que presenta el flujo multifásico en tuberías ¹⁵ son:

- La caída de presión en líneas de transmisión de gas se incrementa significativamente aun con la presencia de cantidades muy pequeñas de condensado. La pérdida de energía ocurre cuando se acelera y transporta al líquido, el cual se adhiere a las paredes del ducto y origina la formación de ondas en la interfase gas-líquido. La capa de líquido reduce el área de la tubería e incrementa la rugosidad efectiva.
- En terrenos “montañosos” o sinuosos, la caída de presión entre la base y la cima durante el ascenso (debido a la gravedad), se recupera en la parte baja de la misma, para el caso de flujo monofásico: sin embargo, frecuentemente este no ocurre cuando se tiene flujo multifásico.
- En terrenos montañosos también se pierde energía al llevar el líquido sobre obstáculos naturales (tales como colinas, cerros, etc.). Si la presión no es suficiente grande para superar dicho obstáculo, se inundara la tubería, con lo que se reducirá el área disponible para el flujo de gas, provocando aun mayores las caídas de presión.

La producción de hidrocarburos involucra siempre el flujo multifásico de agua, aceite y gas en pozos y líneas de descarga. El transporte de esta mezcla durante su desplazamiento involucra varios factores para su análisis, los más importantes son: el diámetro de la tubería, la velocidad de flujo, el tipo de fluido y las características del mismo (densidad y viscosidad) entre otros factores.

En esta mezcla multifásica, la producción puede llegar a ser inestable debido al régimen variable que se presenta debido a los cambios de presión y otros parámetros de flujo que cambian con respecto al tiempo.

En el caso en que la producción es inestable se debe al flujo intermitente de gas y líquido en las tuberías denominado **flujo bache**. Este régimen variable o dinámico en tuberías, se presenta cuando las propiedades del sistema en un punto varían con respecto al tiempo.

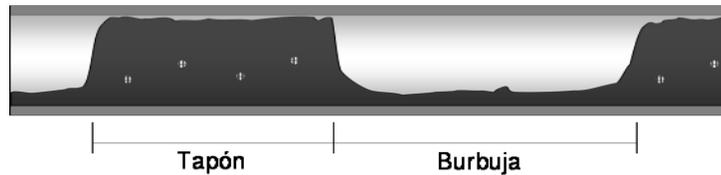


Figura 3.9 Flujo en *bache* en tuberías multifásicas. (IMP)

Este tipo de comportamiento en el flujo lleva a problemas operativos en la batería de separación, tales como variaciones importantes en los niveles de líquido; esto tiene como consecuencia el cierre de las válvulas reguladoras de nivel con lo que se restringe la entrada de la producción, induciendo además una inestabilidad adicional al sistema al aumentar la contrapresión de forma intermitente por la apertura y cierre de la válvula de control, por otro lado, es posible que el líquido sea arrastrado hacia los compresores.

En el caso de los equipos de compresión, la variación en el flujo de gas que ingresa a la batería lleva a tener carga variable en los compresores, esto obliga al personal operativo a calibrarlos en un punto tal que permita tener carga la mayor parte del tiempo enviando el excedente a quemador, en el peor de los casos la carga puede ser baja tal que provoque disparo de los compresores por baja presión de succión. Para su identificación y seguimiento se necesario caracterizarlo mediante una herramienta de cómputo, esto debido a la complejidad del fenómeno.

3.6.1 Flujo Bache

El flujo Bache es un comportamiento que se presenta de forma natural en sistemas que transportan mezclas multifásicas, en términos generales los *baches* se clasifican en base a su origen, aquellos generados en el transporte de mezclas multifásicas en líneas submarinas largas por efectos hidrodinámicos se conocen como *baches* transitorios,

aquellos generados por la interacción entre la línea submarina y la tubería ascendente se conocen como *baches* severos.

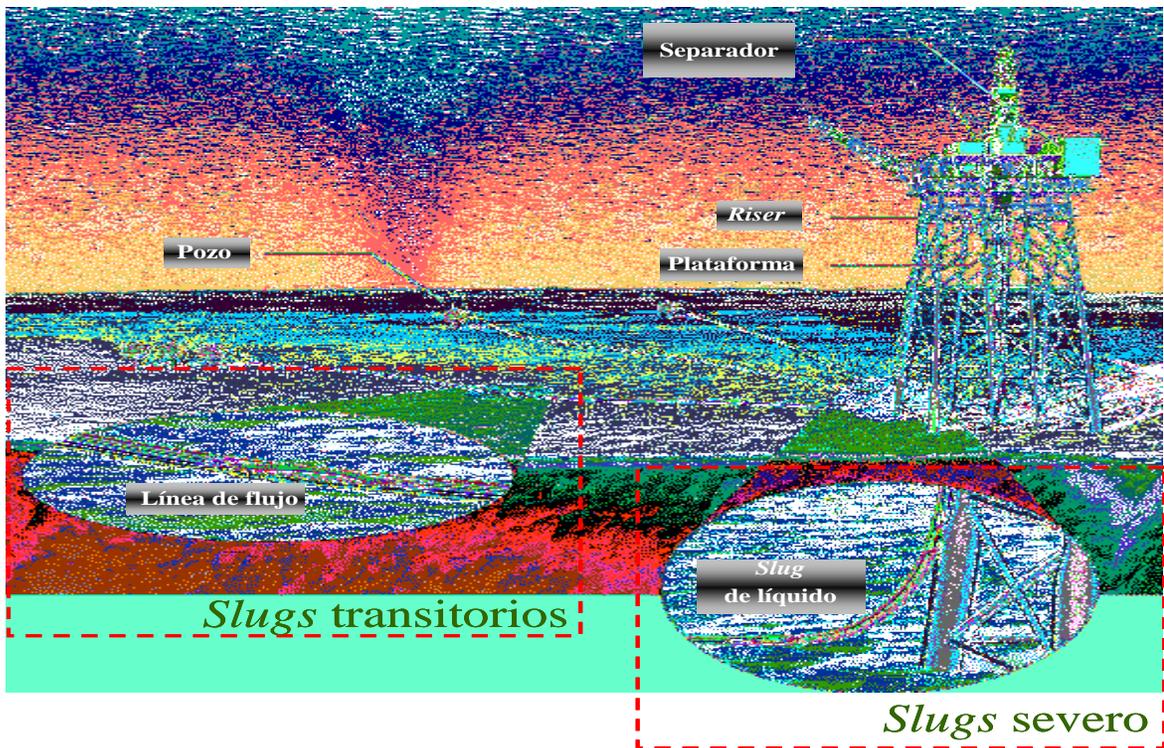


Figura 3.10 Generación de *baches* en el transporte de hidrocarburos.(IMP)

El régimen de flujo **tipo bache** se presenta por la presencia de una serie de tapones (baches) de líquido, separados por paquetes de gas los cuales ocupan prácticamente toda la sección transversal de la tubería. El líquido que rodea la burbuja puede moverse a bajas velocidades en forma descendente. El gas y el líquido tienen efectos significativos en la caída de presión.

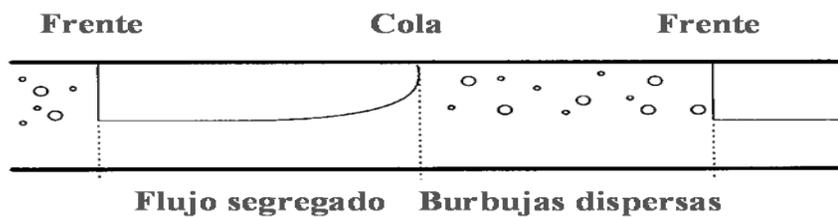


Figura 3.11 Flujo bache en tuberías multifásicas (IMP)

3.6.1.1 Formación de los Baches

La formación del flujo bache puede ser resultado de las condiciones hidrodinámicas existentes en el flujo, inducido por las características del terreno o consecuencia de procesos transitorios¹⁵:

- Bache hidrodinámico

Son también llamados de ocurrencia normal. Estos baches son generados en algún punto del sistema de flujo, resultado de inestabilidades que no permiten al líquido colocarse y fluir en el fondo de la tubería y al gas en la parte superior de la misma o a ambos en una mezcla uniforme.

Estos baches son relativamente cortos (del orden de 20 a 40 veces el valor del diámetro de la tubería a la entrada). Posteriormente, en su flujo a las instalaciones de proceso, estos baches pueden aumentar o disminuir de tamaño, cuando cambia el ángulo de inclinación de la tubería o debido a efectos de compresibilidad.

- Bacheo por conformación del terreno

En este caso el líquido tiende a acumularse en las partes bajas de la tubería, dando lugar a la formación de grandes baches que se moverán a través del sistema. El gas atrapado antes de cada bache de líquido es comprimido y una vez que su presión alcanza un valor que supera al de la presión hidrostática de la columna de líquido, ocurre una expansión y expulsión violenta de los fluidos.

- Bacheo transitorio

Este tipo de bacheo puede aparecer en forma temporal cuando se presenta un cambio en las condiciones operativas (una variación en el gasto o en la producción) o debido a cualquier otro proceso transitorio: corridas de diablos, ruptura de tuberías, inicio de operaciones, etc.

3.6.1.2 Bacheo Severo

El proceso denominado bacheo severo son aquellos generados por la interacción entre la línea submarina y la tubería ascendente (riser). Se presenta cuando se tienen gastos relativamente bajos de aceite y de gas y depende de la relación gas-aceite.

Uno de los impactos más importantes del flujo bache es el aplazamiento y reducción de la producción causados por ¹⁷:

- Utilización ineficiente de la primera etapa de separación, dado que parte del volumen del separador es utilizado para capturar los baches.
- Inestabilidades en los procesos, las cuales reducen la eficiencia de la separación y afectan la operación de otros equipos.
- Implementación de un bombeo mecánico lento para evitar la formación grandes baches.
- Estrangulamiento superficial, restringiendo la producción del líquido.
- Pérdida de una cantidad considerable de condensados al ser mandados al quemador a través de la corriente de gas.

Entender el comportamiento del flujo bache es suma importancia por los problemas que este ocasiona a las instalaciones superficiales de proceso de aceite y gas. En la figura 3.12 se muestra la formación de baches en un riser.

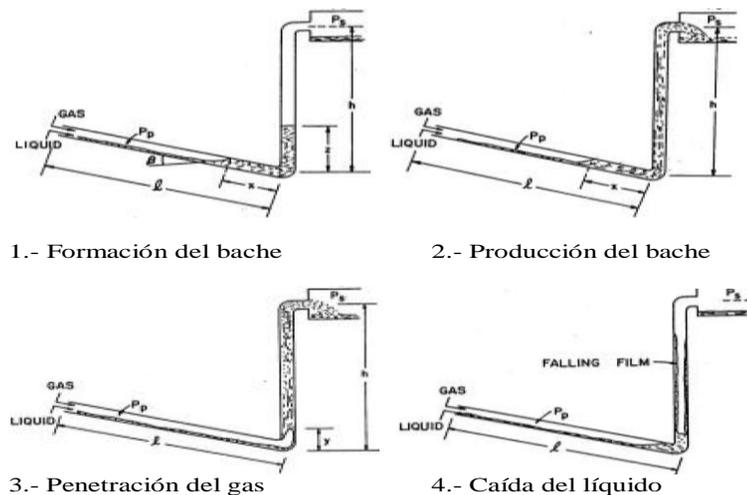


Figura 3.12 Formación de baches en un riser ¹⁶

3.7 Caso de estudio: “Simulación dinámica de una red de recolección de hidrocarburos”

Para la identificación y seguimiento del flujo bache a lo largo de las tuberías de producción se utilizan herramientas computacionales (simuladores), los cuales permite obtener la siguiente información.

- Frecuencia de los baches, frecuencia de arribo a las instalaciones de producción.
- Volumen de los *baches*, a partir de los cuales es posible conocer el valor mínimo, máximo, promedio y desviación estándar.
- Así como otros parámetros de medición.

La obtención de estos parámetros (frecuencia y volumen) permite analizar este fenómeno de forma cualitativa. Estos parámetros no son directamente calculados por el simulador, pero es posible obtenerlos empleado el procedimiento descrito en el Apéndice A.

3.7.1 Metodología

Existen dos enfoques para la simulación del transporte de mezclas multifásicas en tuberías, el primero es mediante la simulación en estado estacionario, en ella se resuelve un conjunto de ecuaciones algebraicas que describen el comportamiento en estado estacionario, el cual por definición se establece cuando $t \rightarrow \infty$, mediante la simulación en estado estacionario es posible obtener el comportamiento del sistema bajo esta condición. En la simulación en régimen transitorio se resuelve un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales, (generalmente la variables son posición y tiempo) esto permite modelar el comportamiento dinámico del sistema de producción.

La formación y arribo de los baches a las instalaciones de producción es un proceso dinámico, es por esto que el análisis del fenómeno debe llevarse a cabo mediante este enfoque.

Los programas de cómputo más ampliamente empleados para la simulación de flujo multifásico en régimen transitorio son los siguientes:

- *OLGA* (Scandpower).
- *TACITE* (IFP, incorporado al simulador *Pipephase*).
- *PLAC* (AES Technology).

Para el estudio aquí presentado se optó por emplear un simulador de flujo multifásico en régimen transitorio *OLGA 2000*. En este estudio se empleó la versión estándar que requiere de que se elaboren tablas de propiedades para cada uno de los ductos, en todos los casos se empleó el módulo *slug tracking* para hacer el seguimiento de los *baches* generados durante el transporte en las líneas multifásicas.

El modelo programado en el simulador *OLGA* fue desarrollado los institutos noruegos *IFE* y *SINTEF* con el financiamiento de diversas empresas petroleras. El modelo es mecanístico y se basa en una formulación de tres campos, estos son la película de líquido, el gas y las gotas de líquido dispersas en el gas tal como se esquematiza en la figura 3.14.



Figura 3.14 Modelo de tres campos (IMP)

- El simulador resuelve simultáneamente las ecuaciones de conservación de masa y *momentum* para cada campo. Se supone que existe equilibrio térmico entre las fases, por esto se tiene sólo una ecuación de conservación de energía.
- Se considera que la tubería es completamente rígida.
- El conjunto de ecuaciones diferenciales obtenido, se resuelve empleando un método semi implícito.
- El modelo reconoce dos tipos de regímenes de flujo: separado y distribuido.

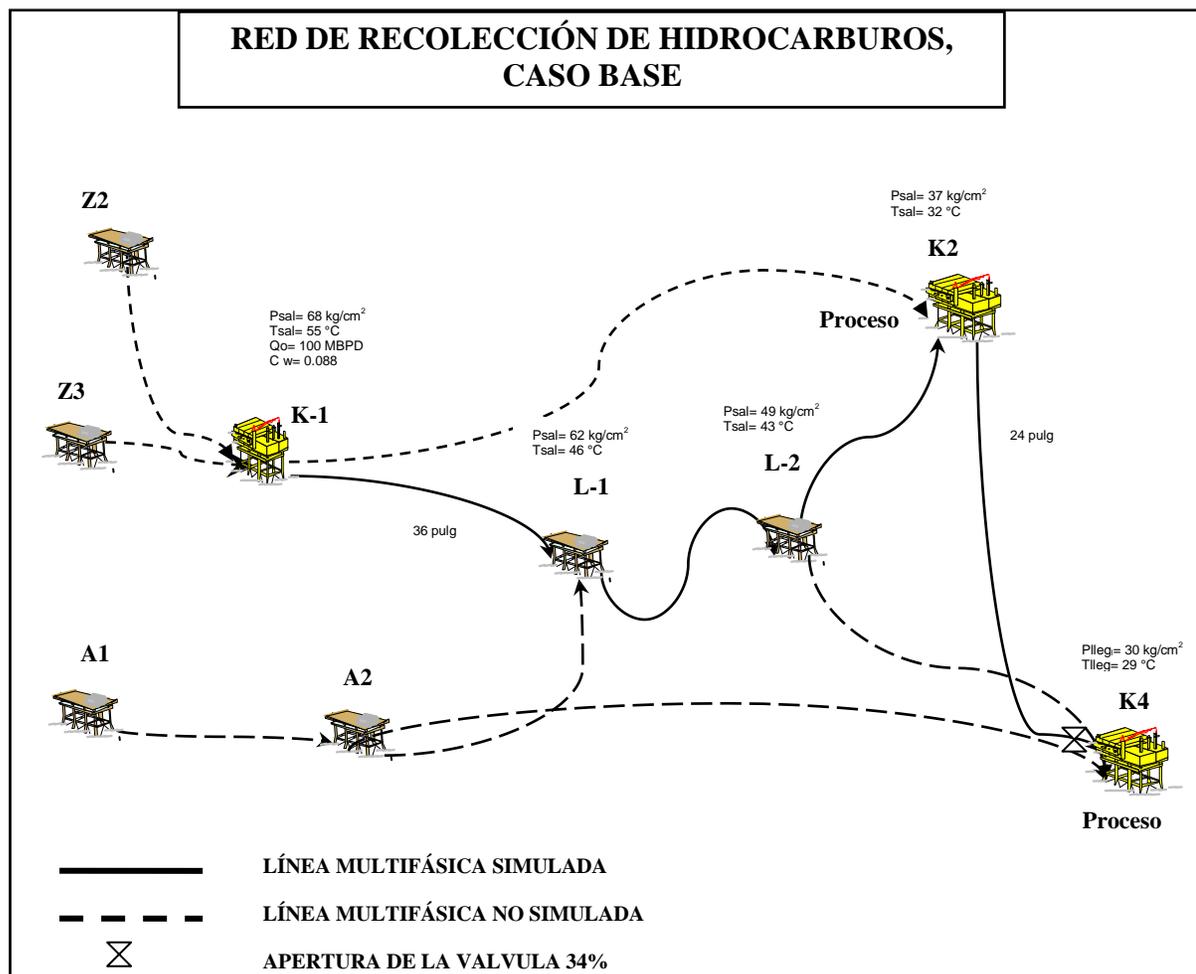
3.7.2 Condiciones Estables de Operación, caso base.

Para el desarrollo de este estudio se construyó un modelo para la simulación de las líneas que transportan la producción de K-1 vía L-1>L-2>K2>K4.

En la llegada a la plataforma K4 se tiene una válvula que estrangula la línea, tiene inicialmente una apertura de 34%.

En la siguiente figura se muestra el subsistema analizado en el presente estudio.

Figura 3.15 Red de recolección de hidrocarburos “Caso Base”



3.7.2.1 Definición de escenarios

Para el estudio presentado en esta tesis, se analiza los siguientes escenarios:

1. Toda la producción de la plataforma K-1 llegue a la plataforma K4 variando la apertura de la válvula a la llegada de K4.
2. Toda la producción de la plataforma K-1 llegue a la Plataforma K4. Con la apertura de la válvula (parcialmente cerrada y parcialmente abierta) que se encuentra en K4.

Con el objetivo de encontrar alternativas de control del flujo bache, únicamente variando este cambio operacional.

3.7.2.2 Construcción del modelo de simulación

La construcción del modelo de simulación es un proceso que se divide en dos etapas, la primera se calcula las propiedades de los fluidos presentes en las líneas y se elaboran tablas de propiedades correspondientes. La segunda se define la configuración del sistema, así, como las condiciones operativas. En el apéndice B se tienen las tablas de propiedades de los fluidos y en el apéndice C la configuración de la red para el caso de estudio.

a) Caracterización de fluidos

Una de las etapas más importantes en la simulación es el cálculo de las propiedades de los fluidos. Esta información comprende información completa de los componentes y pseudocomponentes para la mezcla. Esta información es reportada por un análisis PVT.

b) Definición de la configuración de la red

Una vez definido las propiedades de los fluidos se procede a establecer la configuración de la red o sistema el cual consiste en establecer:

- Perfil de la tubería

Esta información consiste en elevación de tuberías, diámetros, rugosidad.

- Transferencia de calor

Esta se formula a través de la descripción de los materiales que recubren el ducto. En la figura 3.16 se muestra la descripción de los diferentes materiales.

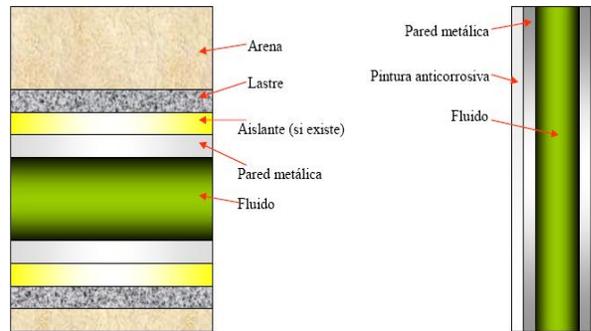


Figura 3.16 Descripción de materiales

3.7.2.3 Resultados de la simulación dinámica

Los resultados obtenidos al realizar la simulación dinámica en la red de recolección de hidrocarburos para el seguimiento de tapones se muestran a continuación.

3.7.2.3.1 Resultados de la simulación, caso base

La comparación de resultados entre la simulación y lo reportado se muestra en la tabla 9 y la tabla 10.

Localización	P (kg/cm ²)	
	Campo	Simulación
Salida de K-1	68.0	67.0
Salida de L-2	49.0	56.5
Salida de K2	37.0	39.0
Llegada a K4	30.0	28.0

Tabla 9. Comparación de presiones entre simulación y campo

Localización	T (°C)	
	Campo	Simulación
Salida de K-1	55.2	56.6
Salida de L-2	43	42
Salida de K2	32	34
Llegada a K4	29.0	28.9

Tabla 10. Comparación de temperaturas entre simulación y campo

El modelo desarrollado para la red de recolección de hidrocarburos para el caso de estudio es necesario hacer una comparación entre los datos reales por el campo y los resultados obtenidos en la construcción del modelo, ya que es necesario que éstos sean muy parecidos. En el caso presentado en esta tesis se están suponiendo los datos de campo, ya que no se pueden tomar registros puntuales por las variaciones que se tienen. En la figura 3.21 se hace esta comparación. Por lo tanto se concluye que el modelo desarrollado reproduce de forma correcta los valores registrados en campo, por lo que pueden ser empleados para el análisis de este sistema de producción para los escenarios ya descritos.

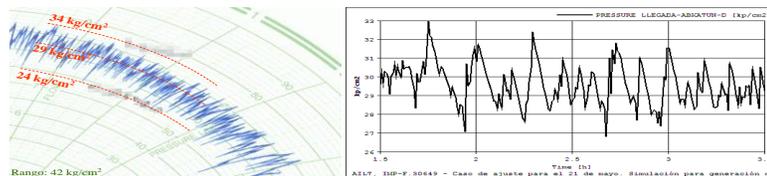


Figura 3.21 Comparación de la medición de la variación de presión en campo y la reportada por el simulador.

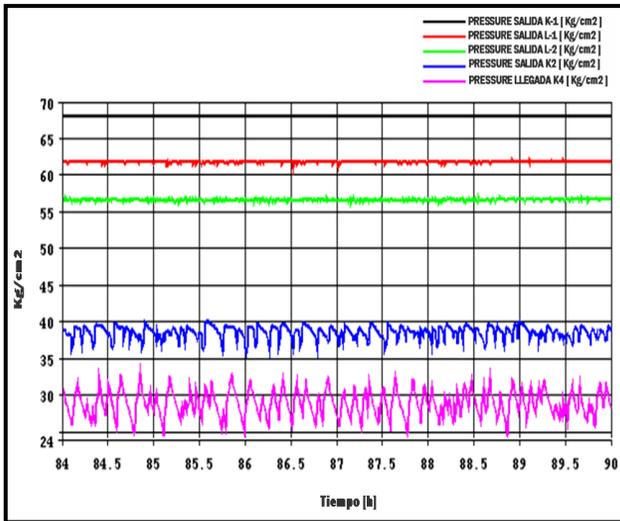


Figura 3.17 Presiones ruta K-1, K4

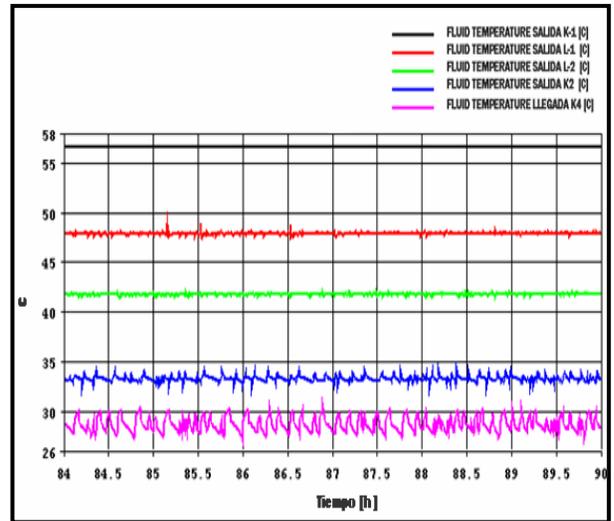


Figura 3.18 Temperaturas ruta K-1, K4

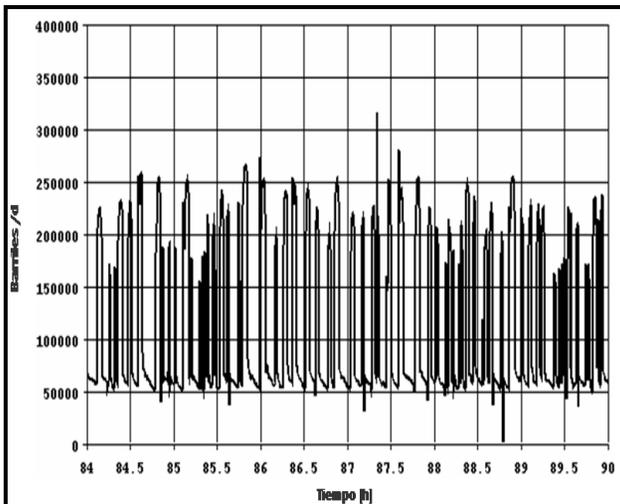


Figura 3.19 Flujo instantáneo de líquido a la llegada a K4

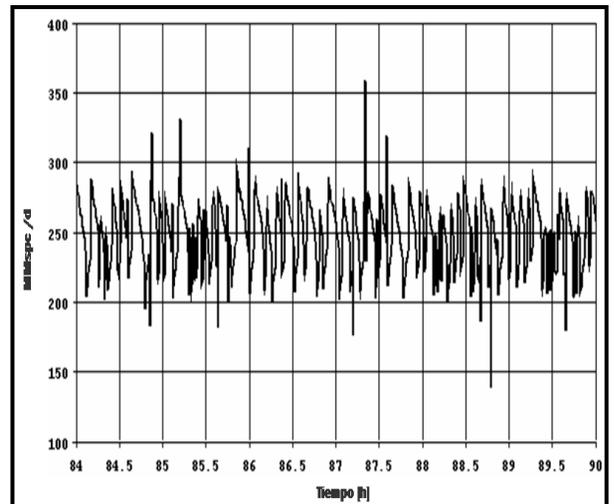


Figura 3.20 Flujo instantáneo de gas a la llegada a K4

Las variaciones de flujo intermitente de líquido y gas que se muestran en la figura 3.19 y la figura 3.20 respectivamente, son parámetros de medición que nos permiten analizar las cantidades de líquido y gas que ingresan a los complejos de producción. Si estos flujos son demasiado grandes pueden aumentar el nivel del líquido en los separadores inundando el separador. Esto tiene como consecuencia el cierre de las válvulas reguladoras de nivel con lo que se restringe la entrada de la producción, induciendo además una inestabilidad adicional al sistema al aumentar la contrapresión de forma intermitente por la apertura y cierre de la válvula de control.

Estos parámetros nos permitirán calcular los baches de líquido que ingresan a los separadores con el procedimiento descrito en el apéndice A. A continuación se muestra en la tabla 11, la estadística de formación de baches que ingresan a la plataforma K4.

Tabla 11. Estadística de formación de *baches*. Caso base

Frecuencia (baches/h)	$V_{bache,min}$ (m ³)	$V_{bache,max}$ (m ³)	$V_{bache,prom}$ (m ³)	Desviación estándar (m ³)
10.01	4.84	300.23	90.07	78.66

3.7.2.3.2 Resultados de simulación, escenario 1

Escenario 1. Toda la producción de la plataforma K-1 llegue a la plataforma K4, variando la apertura de la válvula a la llegada de K4.

Casos	P_{lleg} K4	Apertura de Válvula K4
	(kg/cm ²)	%
Caso Base	30	34
Caso 1	31.4	35.0
Caso 2	24.7	40.0
Caso 3	21.9	45.0
Caso 4	19.2	50.0
Caso 5	10.5	75.0

Tabla 13. Presiones en K4 para diferentes aperturas.

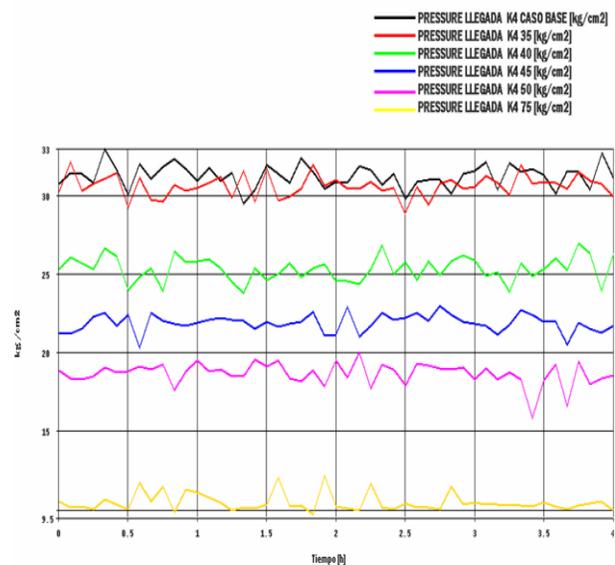


Figura 3.28. Presión de llegada a K4 con diferentes aperturas en válvula en K4

En las siguientes gráficas, 3.29 a la 3.34 se muestran las longitudes de los *baches* que pasan por la base de la tubería ascendente de K4 para las diferentes aperturas.

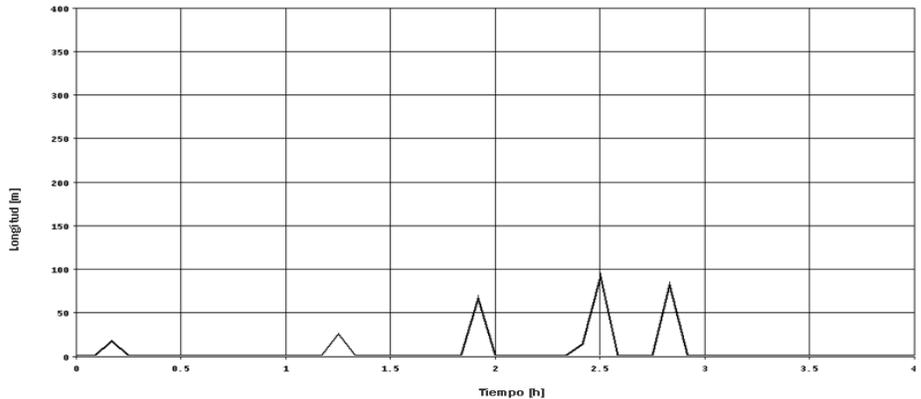


Figura 3.29 Longitud de tapones en base de riser de K4 para apertura Caso base.

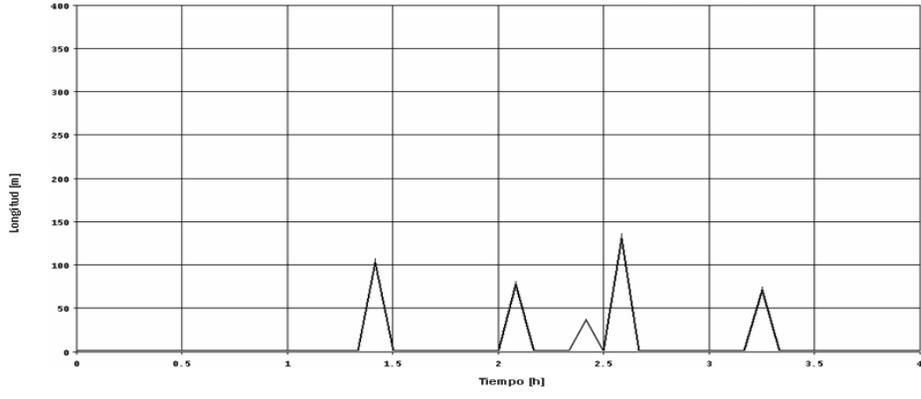


Figura 3.30 Longitud de tapones en base de riser de K4 para apertura de 35.0 %.

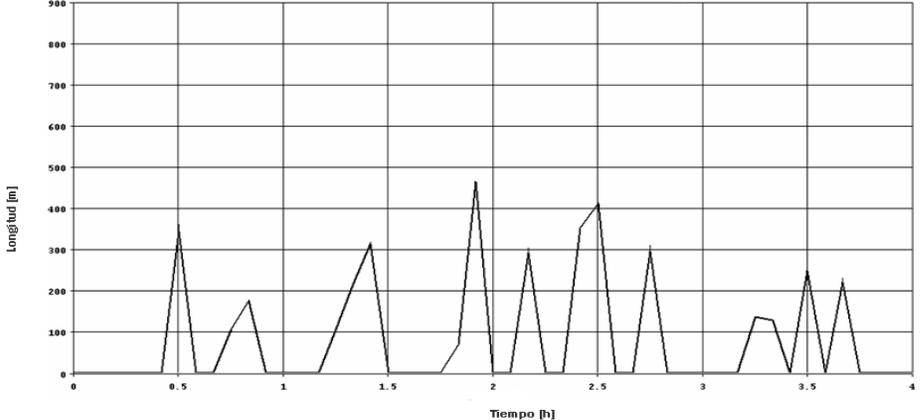


Figura 3.31 Longitud de tapones en base de riser de K4 para apertura de 40 %.

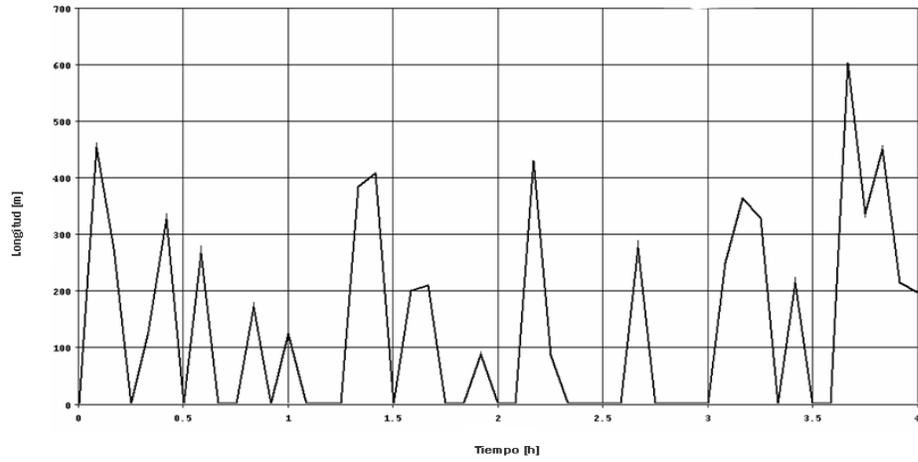


Figura 3.32 Longitud de tapones en base de riser de K4 para apertura de 45 %.

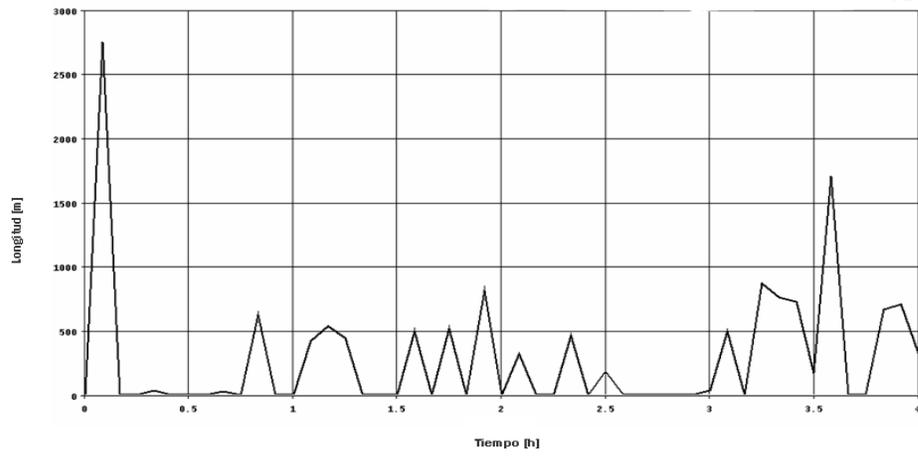


Figura 3.33 Longitud de tapones en base de riser de K4 para apertura de 50 %.

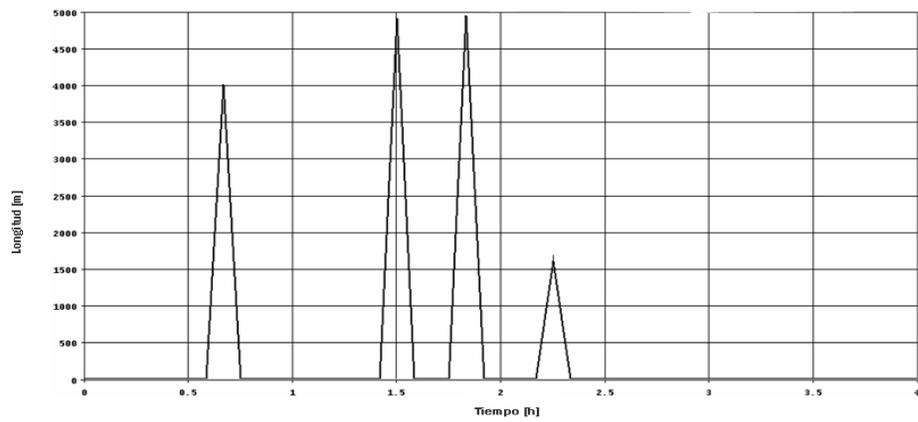


Figura 3.34 Longitud de tapones en base de riser de K4 para apertura de 75 %.

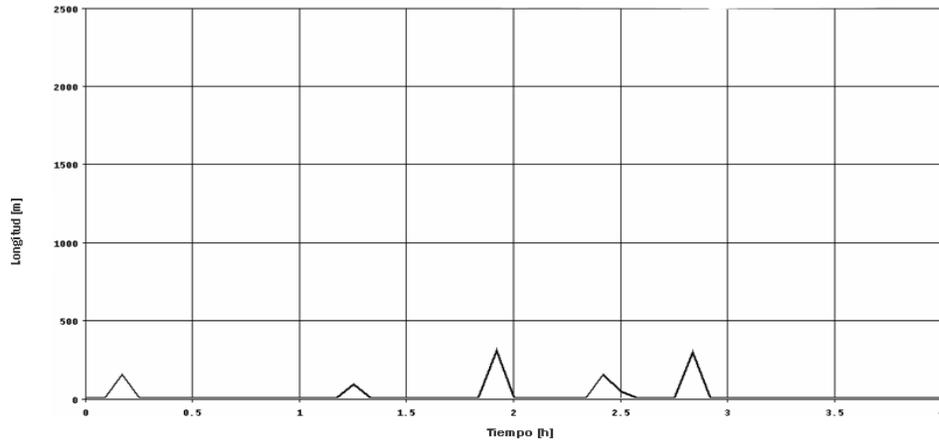


Figura 3.35 Longitud de la burbuja de gas en base de *riser* de K4 (Caso base)

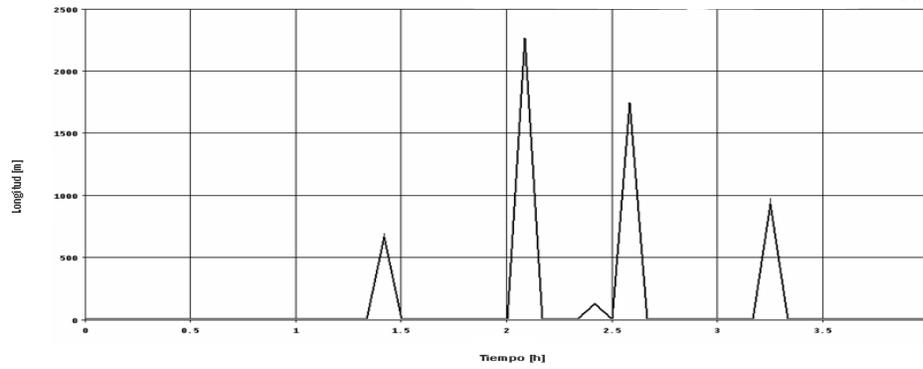


Figura 3.36 Longitud de la burbuja de gas en la base de riser de K4 para apertura de 35 %.

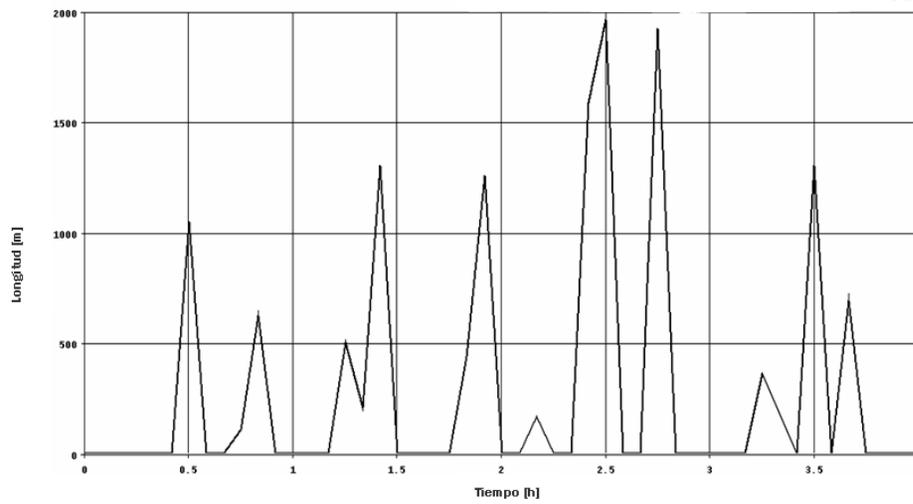


Figura 3.37 Longitud de la burbuja de gas en la base de riser de K4 para apertura de 40 %.

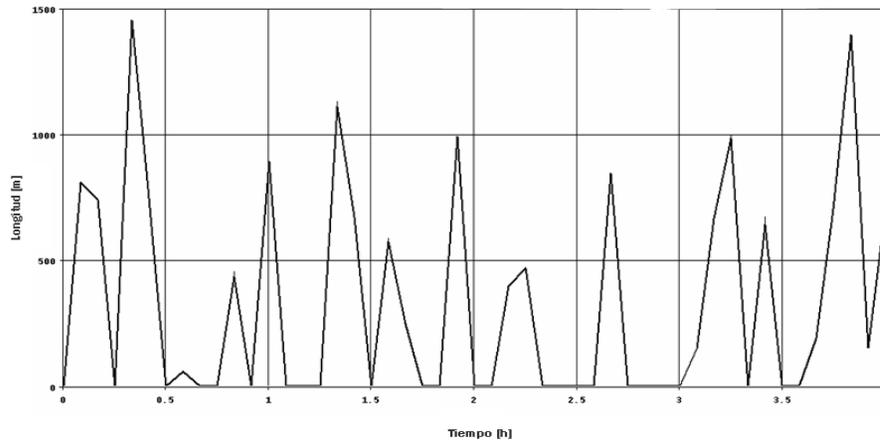


Figura 3.38 Longitud de la burbuja de gas en la base de riser de K4 para apertura de 45 %.

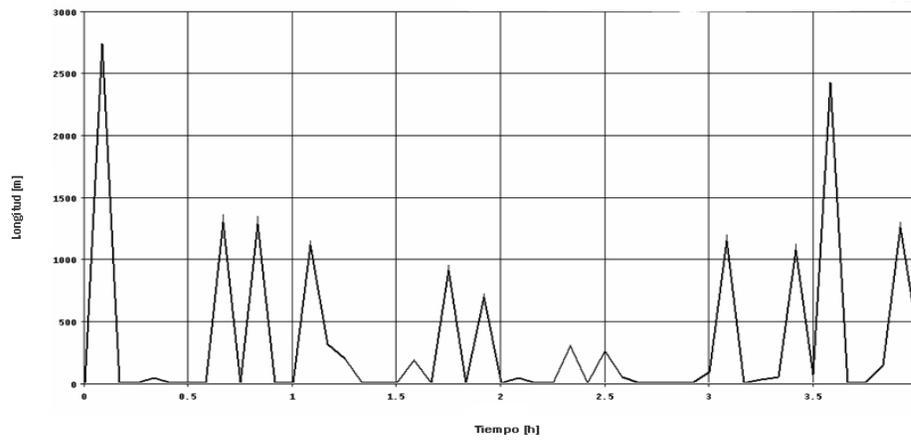


Figura 3.39 Longitud de la burbuja de gas en la base de riser de K4 para apertura de 50 %.

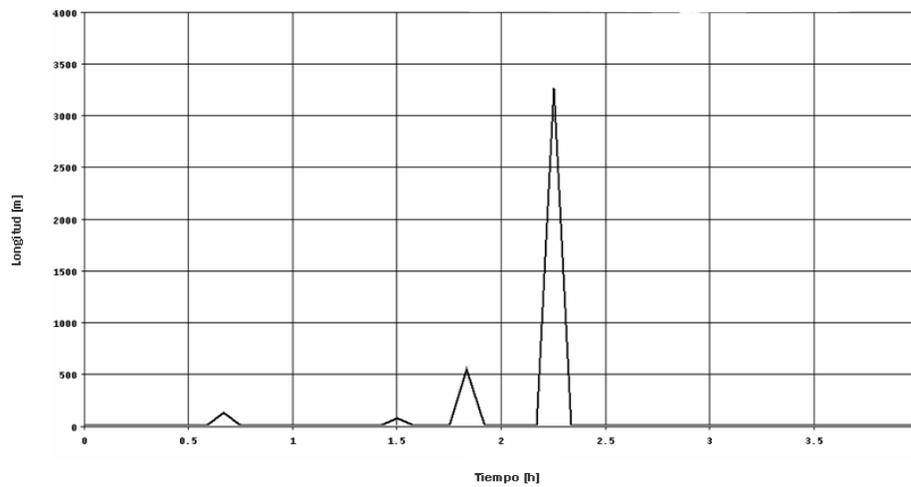


Figura 3.40 Longitud de la burbuja de gas en la base de riser de K4 para apertura de 75 %.

Conclusiones

- El reducir la presión en la línea multifásica tiene un efecto adverso en la estabilidad del flujo. Las figuras 2.29 a la figura 3.34 muestran los tapones formados en K4. Estos tienen un largo promedio de 100 m para una apertura de 34 % en la válvula de seccionamiento en K4, para 35% de apertura es de 130 m, para 40% de apertura es de 438 m, para 45 % es de 600 m, para 50% es de 2730 m y para 75% es de 5000 m, lo cual nos indica que al abrir la válvula de seccionamiento en K4 se induce un comportamiento inestable en el flujo de la línea.
- El mismo efecto se tiene con la longitud de la burbuja de gas, tal como se muestra de la grafica 3.35 a la grafica 3.40 para diferentes aperturas en la válvula de seccionamiento. A medida que se abre la válvula de seccionamiento el sistema se hace inestable, se tienen la presencia de grandes baches, así como también flujos instantáneos de gas altos, que pueden ocasionar que el sistema de compresión sea incapaz de comprimir todo este volumen en un periodo de tiempo corto y deba enviarse gas hacia el quemador.

3.7.2.3.3 Resultados de simulación, escenario 2

Escenario 2. Toda la producción de la plataforma K-1 llegue a la plataforma K4. La apertura de la válvula de seccionamiento de la plataforma de proceso en K4, se analizara cuando esté parcialmente cerrada y cuando esté parcialmente abierta.

Con el cierre parcial de la válvula de seccionamiento, se creará una contrapresión en el sistema. La figura 3.22 muestra el cambio en la presión cuando la válvula esta abierta y cerrada. En este escenario se analizara el efecto de la reducción en la contrapresión y se puede cuantificar mediante diversas variables, la primera es el flujo instantáneo de líquido y gas que se espera ingrese a los separadores.

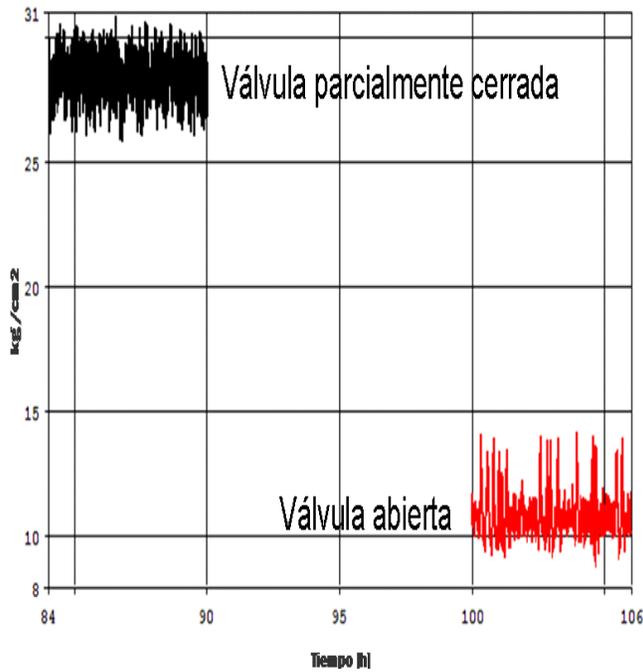


Figura 3.22 Comparación de presiones de llegada a K4.

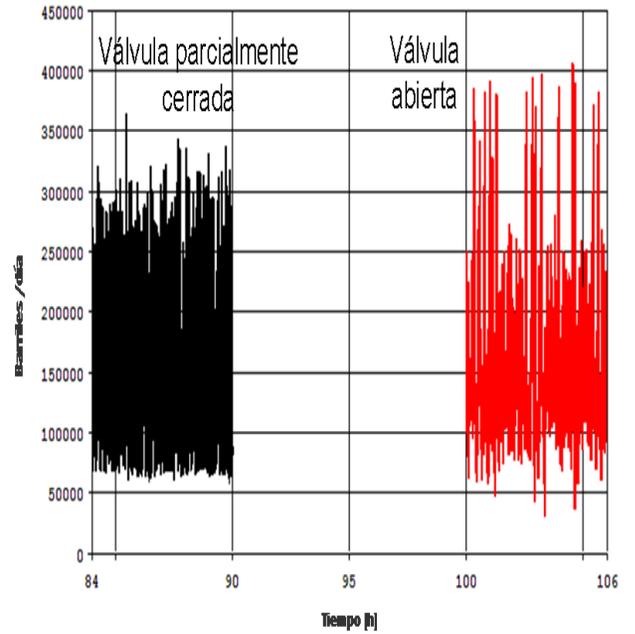


Figura 3.23 Flujo instantáneo de líquido en carga a separadores en K4.

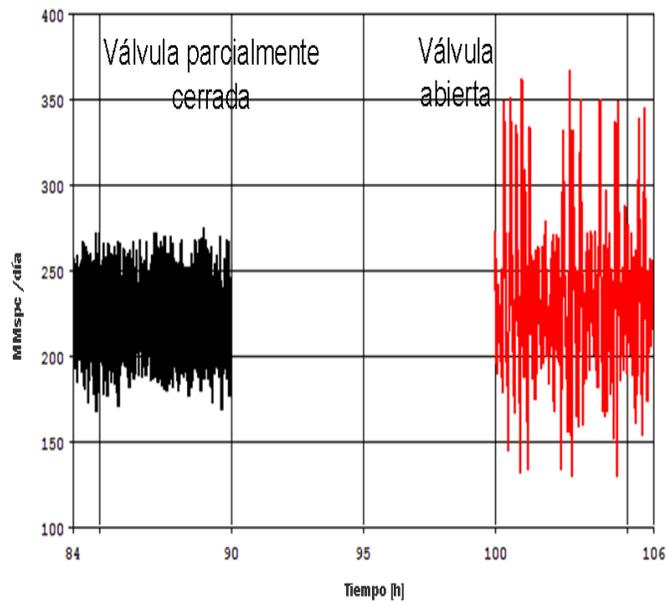


Figura 3.24 Flujo instantáneo de gas en carga a separadores en K4.

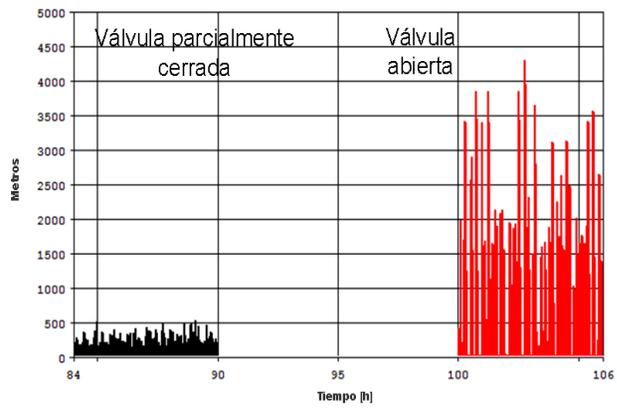


Figura 3.25 Comparación de longitud de tapones en base de *riser* de K4.

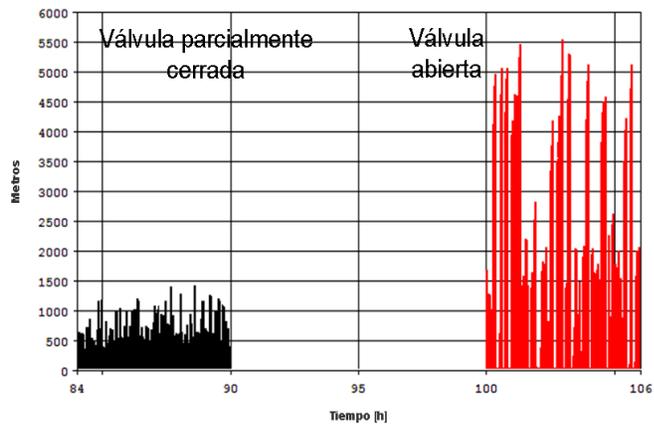


Figura 3.26 Comparación de longitud de burbujas en base de *riser* de K4.

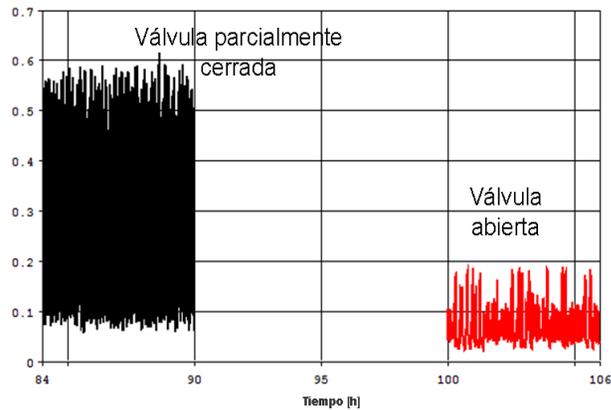


Figura 3.27 Comparación de fracción de líquido en base de *riser* de K4.

Tabla 12. Estadística de formación de *baches* .

Escenario	Frecuencia (<i>bache</i> /h)	V <i>bache</i> ,min (m ³)	V <i>bache</i> ,max (m ³)	V <i>bache</i> ,prom (m ³)	Desviación estándar (m ³)
válvula parcialmente cerrada	28.34	5.01	159.10	22.59	20.80
válvula parcialmente abierta	12.17	5.03	624.65	87.29	124.74

Conclusiones

En la figura 3.23 se observa un crecimiento de los flujos instantáneos de líquido, esto lleva a que ingrese al separador en periodos de tiempo muy cortos una gran cantidad de líquido con riesgo de inundar el separador o arrastrar líquido hacia el compresor. Este comportamiento tiene su equivalencia en el flujo instantáneo de gas que entra a los separadores. En la figura 3.24 se observa que la variación en el flujo instantáneo de gas hacia el compresor es grande por lo que se espera que se tenga envío de gas al quemador y baja presión de succión de forma cíclica con riesgo de hacer que los separadores entren en *surge*. La razón de este comportamiento se puede encontrar en la variación de la longitud de los tapones y las burbujas que ingresan al complejo. La figura 3.25 muestra la longitud de los baches de líquido, y la figura 3.26 muestra la longitud de las burbujas de gas.

Al comparar la fracción volumétrica de líquido en la base del *riser* para ambos casos se tiene el comportamiento mostrado en la figura 3.27. Estos resultados en la tabla 12. muestran el comportamiento ante la apertura de la válvula instalada en K4. La reducción en la presión de la línea hace que crezca el volumen de los *baches* y se reduzca su frecuencia con lo que se tiene un comportamiento más severo. La baja fracción de líquido es una muestra del aumento en el volumen del gas, esto ocasionado por la baja en la presión en el sistema y la expansión del gas. Este aumento en la velocidad puede hacer que se alcance la velocidad de erosión, además de que puede provocar que la plataforma vibre. Todos estos aspectos deben tenerse en cuenta si se desea abrir la válvula en K4, sobre todo si no se cuenta con un sistema que permita hacer frente las variaciones instantáneas en el flujo del gas y el líquido.

Referencias

1. Wallis, B.G.: "One Dimensional Two-Phase Flow. E.U.A.:McGraw-Hill Inc.(1969)
2. Hestori,G.Handbook of Multiphase Systems. E.U.A.:McGraw-Hill Inc.(1982)
- 3.- Roque, Pera.: " Estudio numérico en un oleogasoducto", facultad de ingeniería, UNAM, tesis profesional,2004
- 4.- Garicochea,F.,et al.:" Transporte de Hidrocarburos por Ductos".Mexico,DF.: Colegio de Ingenieros Petroleros de México,A.C.,(1991).
- 5.- Curso EPSIG. "Flujo bifásico, líquido-gas". Universidad de Oviedo, Área de Mecánica de Fluidos.
- 6.- Roque, Pera.: "Estudio numérico en un oleogasoducto", facultad de ingeniería, UNAM, tesis profesional,2004
- 7.- R.Chandwani, I.Larsen.:" Design of Flexible Risers". Universidad de Brasil, Rio de Janeiro, Diciembre,1997.
8. Benjamin F. Kirkham."Development-FPS Flexible Riser".
9. A. W. Schuzt." Effective Utilization of Titanium Alloys in Offshore System".OTC 6909,may 1992,Houston, Texas.
- 10 A.B. Sele &Magne Kilebu." Flanged Coupling Desing for the Snorre TLP Risers".OTC 6880,may 1992,Houston, Texas.
- 11 Subsea Corrosion Inhibition Aplications;Baker Petrlite,March 2000
- 12 Gerry Smith, P.A. Doble, P.D. et. al." The First Purpose Built Permanently Moores FPSO in the North Sea. OTC 7424. may 1994.
- 13 Doyle Hickok." Production Control System Deep Water Installation and Maintenance Features". SPE 35350;march 1996,Vilahermosa,México.
- 14.- José R. M. de Sousa, Gilberto B. Ellwanger y Edison C. P. Lima.: "Modelo Tridimensional De Elementos Finitos Para El Análisis De Esfuerzos De Tubos Flexibles". Boletín técnico IMME volumen 42 N° 2.,2004
- 15.- Roque, Pera.: "Estudio numérico en un oleogasoducto", facultad de ingeniería, UNAM, tesis profesional,2004

- 16.- Havre,K., y Dalsmo, M. Active Feedback Control as the Solution to Severe Slugging. SPE 71540. Artículo presentado en la conferencia y exhibición Técnica Annual, New Orleans, 2001
- 17.- Roque, Pera.: “Estudio numérico en un oleogasoducto”, facultad de ingeniería, UNAM, tesis profesional,2004
- 18.- Baldauff J.,Runge T., et al.” Perfilaje y Cuantificación de Flujos Multifásicos Complejos”. Oilfield Review 16 N. 3 (Invierno 2004/2005)
- 19.-Ian Atkinson, Machael B., et al.: Un nuevo Horizonte en Mediciones de Flujo Multifásico” Oilfield Review Spring 2005
- 20.- Klebert,P. y Nidal,O.J.” Object Orientd Simulation of Multiphase Flor”.Noruega. Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología(NTNU),1997,(paper)
- 21.- Presentación: “Active Slug Control”.Shell Global Solutions., junio 2004
- 22.- Håkon Olsen: ”Anti-Slug Control and Topside Measurements for Pipeline-Riser Systems” May 30, 2006
- 23.- Henriot,V, E. Duret1,et al.:” Multiphase Production Control: Application to Slug Flow ” *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 57 (2002), No. 1, pp. 87-98.
- 24.- Kjetil Havre, Henrik Stray, et al.:” Taming slug flow in pipelines” oli & gas *Oil & Gas Science and Technology, Vol. 4 (2000)pp. 55-63*
- 25.- Curso impartido por IMP.“ Simulación en Régimen Transitorio de Sistemas de Producción de Hidrocarburos con el simulador *OLGA*”, México D. F., 15 a 19 de enero de 2007.
- 26.- Proyecto: F.30649: Simulación dinámica de ductos para el manejo de la producción del Activo Integral Litoral de Tabasco.2006
- 27.- Gayón , J. et al.: “Uso de Imágenes de Videos Digitales para Estimar el Hold-Up de Liquido en Tuberías Verticales y Reconocer los Patrones de Flujo”. Departamento de Termodinámica y Fenómenos de Transferencia
28. Doreen Chin.,Zeng Gang et. al.” Dynamic Processes of Multiphase Flow in Subset Flowline/Riser Systems During ESD Valve Shut Down”. SPE 69418. marzo 2001.
29. Misman R.B., Davies D.R. et. al.” Value Creation with Novel, Multiphase Flow Additive”. SPE 96232. septiembre 2005.

IV

Soluciones a la Problemática del Flujo Inestable en Tuberías y Riser de Producción en Aguas Someras

4.1 Soluciones para evitar o reducir el bacheo

Para evitar y reducir el bacheo en general, se tienen tres áreas en las cuales se puede estudiar, estas son ¹:

- a) Cambios en el diseño
- b) Cambios operacionales y de procedimientos
- c) Métodos de control

En los cambios en el diseño, un ejemplo son las trampas de baches en instalaciones terrestres; estos son dispositivos diseñados para manejar cantidades masivas de líquidos movidos a través de ductos, estos son diseñados con la intención de crear un tiempo de retención el cual disminuya un gran volumen inesperado de líquidos en los ductos. Así como también un incremento en el tamaño de los separadores de la primera etapa.



Figura 4.1 Instalación de una trampa para baches.

Un cambio operacional puede ser incrementar la presión de las líneas de flujo, con lo que de esta manera opere fuera de este régimen tipo bache. Este cambio consiste en instalar válvulas y regular su apertura.

En los métodos de control para el manejo de baches se caracterizan por el uso de información obtenida de las tuberías por las que atraviesa el flujo proveniente de las instalaciones de proceso, para realizar ajustes dinámicos en elementos específicos del sistema.

4.2 Alternativas para el control de baches

Estas alternativas se clasificaron en dos grupos, en el primer grupo se colocaron aquellas que tienen el fin de administrar el fenómeno y en el segundo se colocaron las alternativas que controlan la formación de baches.

- Administrar el fenómeno

Aquí no se modifica el comportamiento del flujo en las líneas submarinas, se centran en dar capacidad a las instalaciones superficiales para aceptar las variaciones instantáneas en el flujo de gas y líquido.

- Controlar la formación de los baches

Aquí se enfoca al origen del fenómeno y tienen el objetivo de cambiar el comportamiento hidrodinámico durante el transporte en las líneas submarinas.

4.2.1 Alternativas para la administrar el problema de *baches*.

- **Cambio de filosofía de operación de la batería de separación para control de nivel.**

Para manejar de forma efectiva las variaciones en el flujo de líquido que ingresa a la batería del complejo K4 se propone cambiar la filosofía de control. La filosofía propuesta tiene el objetivo de permitir la entrada continua de hidrocarburos y hacer frente de forma afectiva a las variaciones instantáneas en el flujo de líquido. La filosofía propuesta para la batería se describe a continuación:

La corriente de hidrocarburos es procesada en los trenes A y B de la batería de separación, la descarga de líquido de ambos separadores es enviada a un cabezal común que alimenta las segundas etapas. El líquido separado es entonces enviado hacia el sistema de bombeo desde donde es enviado al oleoducto. El nivel en las primeras etapas es regulado por las válvulas de control instaladas en la descarga de líquido, estas permiten que el nivel de líquido varíe entre 25 y 40%. En caso de que el nivel aumente hasta el 45% con riesgo de inundar el separador o hacer que el líquido sea arrastrado por la

corriente de gas, las válvulas de control instaladas en la carga cerrarán hasta que el nivel de líquido se reestablezca, si el nivel aumentara hasta 60%, las válvulas ubicadas a la carga cerraran completamente, esta será una operación eventual ya que el nivel será regulado de forma adecuada por las válvulas colocadas en la descarga de líquido. El sistema de bombeo está calibrado para desalojar un flujo de aceite superior al promedio que ingresa a la batería. El nivel de líquido en las segundas etapas se regula mediante un reflujo instalado entre la descarga de las bombas y el cabezal común que alimenta el líquido a los separadores de segunda etapa. Las bombas operan a velocidad constante a máxima carga. Cuando el nivel aumenta en las segundas etapas, la válvula instalada en el reflujo cierra y permite a las bombas desalojar rápidamente el líquido de los separadores. Si el nivel se reduce en las segundas etapas, la válvula instalada en el reflujo abre con lo que el líquido se recircula y el nivel se mantiene. El punto de ajuste en nivel se establece en 45% para la segunda etapa. En caso de que el nivel aumente al 50%, el sistema de control hará cerrar las válvulas de control ubicadas en la descarga de líquido de las primeras etapas con una señal que tiene prioridad sobre la señal emitida por el control de nivel de las primeras etapas, si el nivel llegara hasta 60%, las válvulas cerrarán completamente, esto ocurrirá hasta que el nivel de líquido en las segundas etapas se restablezca, esta será una operación eventual ya que el sistema tendrá la capacidad de desalojar el líquido de forma efectiva de las segundas etapas, cuando esta acción ocurra es posible que el nivel en las primeras etapas aumente hasta el nivel máximo permitido, en ese momento las válvulas instaladas en la carga cerrarán con lo que el sistema queda aislado. En la descarga de las bombas se tiene un control de presión que, ante alta presión de descarga, hace abrir las válvulas instaladas en el reflujo, esta señal tiene prioridad sobre el control de nivel de las segundas etapas, por lo cual abrirá aunque cuando el nivel en los separadores sea alto, con el fin de aliviar la presión en la descarga de las bombas. Ver figura 4.2.

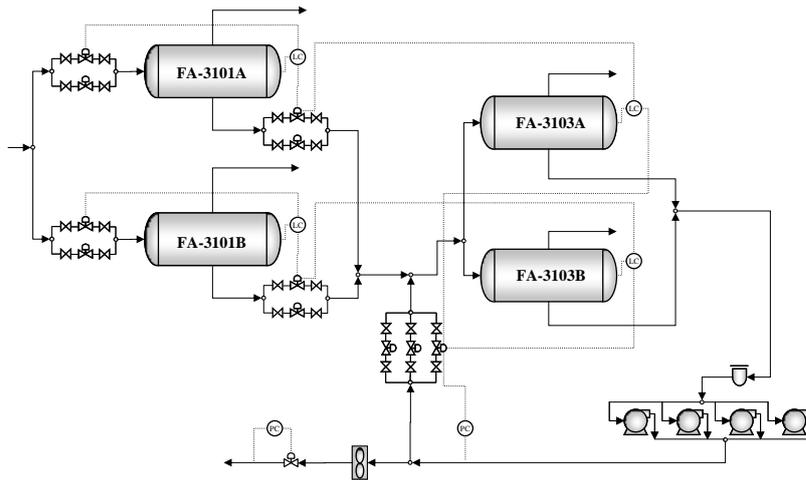


Figura 4.2 Cambio de filosofía de control en batería de separación.

- **Instalación de reflujo de gas en sistema de compresión.**

Con el fin de compensar las variaciones existentes en el flujo de gas hacia los compresores producto del flujo en *baches*, se propone instalar un reflujo de gas entre la descarga y la succión del sistema de compresión.

De forma ordinaria los compresores se calibran para comprimir el promedio del gas proveniente de la batería de separación, tal como se esquematiza la Figura 4.3

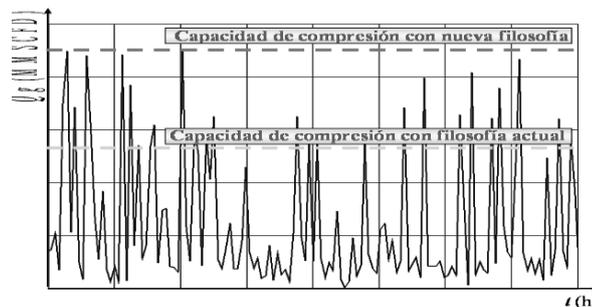


Figura 4.3 Calibración de sistema de compresión.

Los flujos instantáneos superiores a la capacidad de compresión son enviados al quemador, en tanto que cuando el flujo de gas es bajo actúa el reflujo interno de los compresores con el fin de compensar la baja en la carga, si ésta es muy baja es posible que estos entren en *surge*. La alternativa que se propone se basa en tener una capacidad excedida de compresión tal que pueda comprimirse la totalidad del gas que enviado de la batería hacia el compresor, en el caso de que el flujo sea

bajo, el reflujo actúa y compensa la disminución la carga. A diferencia de los reflujos internos en los compresores, este es un reflujo general entre la succión y la descarga El sistema propuesto opera en base a la siguiente filosofía.

El gas que ingresa al sistema de compresión procede del rectificador FA-3105 de donde es enviado a las tres etapas de compresión. Existe un reflujo de gas entre la descarga de la tercera etapa de compresión y la succión a la primera etapa. En todo momento los compresores se encuentran operando a su máxima velocidad. Cuando la presión registrada en el FA-3105 A/B es cercana a la presión mínima de succión, las válvulas instaladas en el reflujo abren hasta que la presión en la succión se reestablece. Estas válvulas son de servicio severo ya que proporcionan una caída de presión constante además de que es capaz de regular el flujo de gas entre la descarga y la succión del sistema de compresión. El gas reflujado es una mezcla de gas frío proveniente del enfriador y caliente tomado de la descarga de la tercera etapa de compresión, las corrientes se mezclan con el fin de no formar hidratos por la reducción en la temperatura durante la expansión súbita. La mezcla se hace con un control de temperatura que permite mantener la corriente reflujada a una temperatura de 25 °C, la señal para establecer la cantidad de gas de una y otra corriente se toma después de la válvula de servicio severo.

En la Figura 4.5 se muestra un diagrama de la alternativa, en el reflujo se tienen dos válvulas operando.

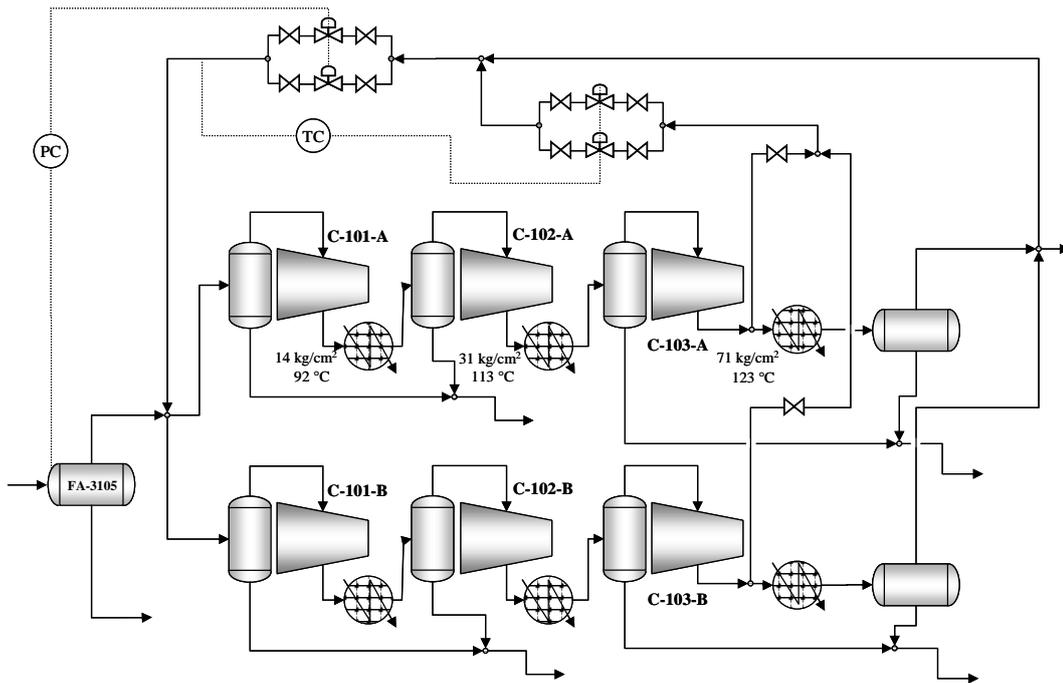


Figura 4.4 Reflujo de gas en sistema de compresión.

- **Habilitación de separador de prueba como *slug catcher* adicional.**

Esta alternativa tiene como objetivo aumentar la capacidad de acumulación de líquido en la batería de separación mediante la habilitación del separador de prueba o de otra vasija especialmente diseñada como *slug catcher* adicional. Existen dos filosofías de operación para esta alternativa las cuales se describen a continuación.

La corriente de hidrocarburos de forma ordinaria se envía hacia las primeras etapas de los trenes A y B. En los separadores el nivel se regula mediante las válvulas de control que se encuentran instaladas en la descarga de líquido. En caso de que el nivel en las primeras etapas llegue al máximo, la válvula de control instalada a la carga del slug catcher abre con lo que se tiene capacidad extra de almacenamiento de líquido, cuando el nivel en las primeras etapas se restablece, la válvula de control del slug catcher cierra y la corriente de hidrocarburos se procesa en los trenes A y B. La descarga de gas de los tres separadores se envía al rectificador de primera etapa en tanto que el líquido se envía a las segundas etapas por medio del cabezal común.

La segunda filosofía de operación es la siguiente, varía de la primera en la señal empleada para poner en línea al *slug catcher* adicional.

La corriente de hidrocarburos se envía hacia los separadores de primera etapa para su procesamiento, en el ducto que alimenta la carga a ambos separadores se coloca un instrumento que detecte el paso de un bache de líquido, el detector puede ser un densitómetro que mida la variación en la densidad de la mezcla que ingresa a los separadores, o bien un medidor de presión; el paso de un bache por el ducto se puede manifestar por un cambio en la densidad de la mezcla transportada o bien por la variación instantánea de la presión. Cuando el sistema detecta el paso de un bache de líquido, hace que la válvula de control en el slug catcher abra, una vez que el bache se descarga en los separadores, la válvula cierra. El gas separado en el sistema se envía al rectificador de primera etapa y el líquido hacia el cabezal común que alimenta a las segundas etapas.

La Figura 4.5 muestra un diagrama de esta alternativa.

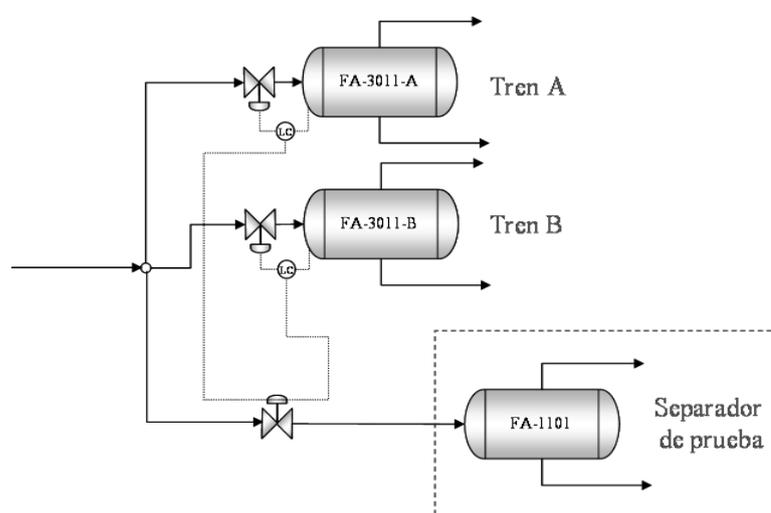


Figura 4.5 Separador de prueba como slug catcher.

- **Instalación de sistema *slug damper*.**

La industria petrolera ha basado su operación en el empleo de vasijas de separación convencionales las cuales se caracterizan por ser pesadas, costosas y de dimensiones grandes. Actualmente en Estados Unidos se llevan a cabo proyectos

de cooperación entre la Universidad de Tulsa, Oklahoma, la industria y el gobierno de aquel país con el propósito de comprender, analizar y diseñar separadores y sistemas de separación compactos, esto dentro de los Proyectos de Tecnología de Separación de la Universidad de Tulsa (TUSTP por sus siglas en inglés). De acuerdo con información publicada por la Universidad de Tulsa², PEMEX es uno de los patrocinadores de este tipo de proyectos³.

Entre los esfuerzos orientados al desarrollo de proyectos de separación, se buscan alternativas relacionadas con el desarrollo de separadores ciclónicos compactos, tales como el ciclón cilíndrico para la separación gas-líquido (*GLCC*⁴). Este, es considerado como un sistema simple, compacto, eficiente, de bajo peso y costo. La figura 4.6 ilustra el sistema *GLCC* con succión simple.

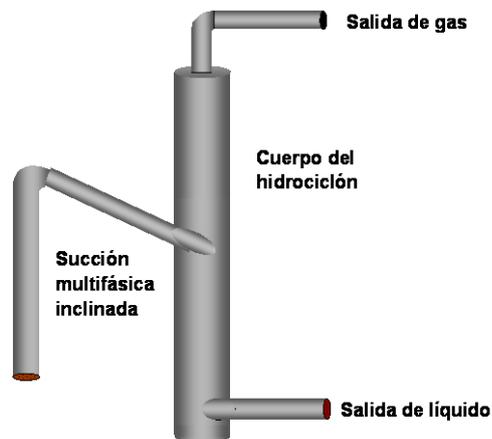


Figura 4.6. Ciclón cilíndrico para la separación gas-líquido.

El diseño del ciclón cilíndrico para la separación gas-líquido puede adoptar una succión bifurcada como la mostrada en la figura 4.7, con el propósito de inducir una separación previa a la entrada del equipo, este arreglo puede aplicarse para el manejo de baches.

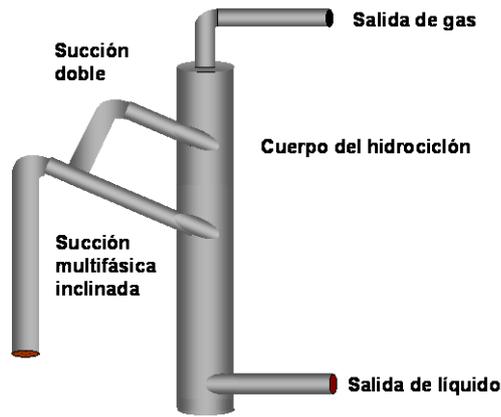


Figura 4.7 Ciclón cilíndrico con succión bifurcada para la separación gas-líquido.

En un sistema integral de producción, los equipos tal como medidores de flujo, medidores de nivel, etc., localizados corriente debajo de los separadores compactos, como el caso del *GLCC*, no toleran cambios repentinos en los gastos de gas y líquido similares a los que ocurren durante el flujo en *baches*, incluso a pesar de que el separador pueda manejar estas variaciones. Para solucionar este problema, y para aumentar el intervalo operativo del sistema de separación, se ha propuesto modificar el diseño de la bifurcación mostrada en la figura 4.8, a esta modificación se le conoce como amortiguador de *baches* (*slug damper* en inglés).

Se ha propuesto la instalación de este sistema corriente arriba del ciclón. Las funciones del amortiguador de *baches* (acondicionamiento del flujo y amortiguamiento de *baches* con longitudes grandes en la succión del separador), proporcionan más tiempo de residencia al sistema de separación y promueven la disminución en la oscilación de los gastos en la succión al separador. La figura 4.36 ilustra el amortiguador de *baches*, este se compone de dos tuberías con un diámetro grande (más grande que el diámetro de la línea de flujo de entrada) localizadas una sobre otra, con una longitud L . Las dos piernas se conectan directamente a la entrada del *GLCC*. El mecanismo principal en el amortiguador es un orificio segmentado ubicado al final de la tubería inferior, corriente arriba del *GLCC*.

Como se muestra en la figura 4.8, el orificio del diámetro segmentado D , se encuentra abierto parcialmente en la parte inferior de la tubería a una altura H . Así, durante una operación normal sin *baches*, la producción pasa a través del orificio.

Sin embargo cuando llegan al *GLCC baches* grandes de líquido, el orificio segmentado los bloquea evitando que fluyan dentro del ciclón, forzando al líquido a acumularse en la parte inferior de la pierna del amortiguador de *baches*; en tanto que el gas fluye a través de la pierna superior.

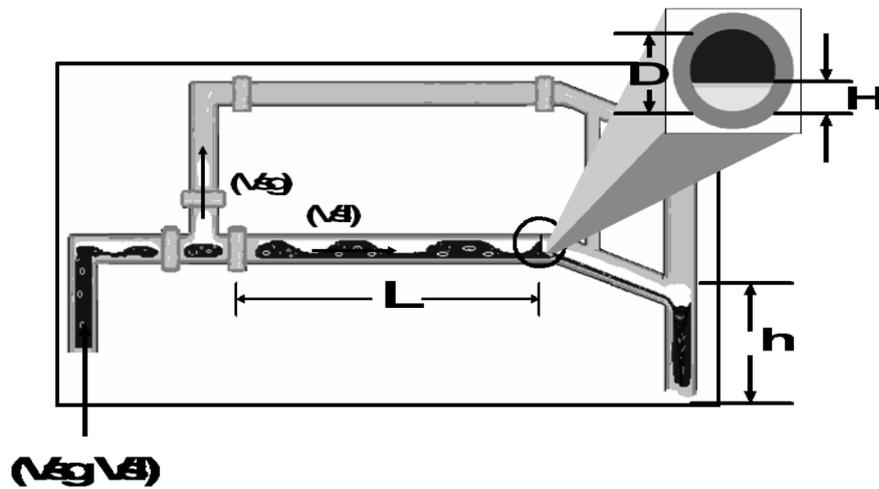


Figura 4.8 Amortiguador de baches.

La tabla 4.1 muestra las unidades instaladas del sistema de separación gas-líquido con ciclón a nivel mundial.

Tabla 4.1 Instalaciones en campo del *GLCC*.

GLCC instalados	Ubicación	Instalador y/u Operador
65	Sur de Oklahoma	Chevron
Approx 150	California	Systems Measurement Services
Approx 71	California	Aera Energy / SMS
Approx 6	California	Oxy Elk Hills
Approx 35	California	Chevron, Texaco
27	Colorado	Premier Instruments (Mining Application)
5	North Texas (1), Midland (2), Portable (2)	Chevron, Emerson Process, Texaco
4 ~ 5	Venezuela	PDVSA
10	México	PEMEX & Emerson Process
8	Golfo de Tailandia	Unocal and Chevron
8	Nigeria	Chevron
4	Angola	Texaco
2	Eugene Island	Texaco
4	Inglaterra	Chevron
5	Bakersfield	ChevronTexaco
4	Golfo de México	Chevron
16	Chad, África	Premier Instruments/ExxonMobil
20 (4 + 16)	Indonesia (Minas y Duri)	CPI / ChevronTexaco
4	Brazil	Petrobras

Entre las aplicaciones potenciales del *GLCC* se encuentran:

- Uso del *GLCC* como sistema de separación previa, para la eliminación de cuellos de botella.
- Uso alternativo para sustitución de vasijas de separación horizontal o vertical.

- Uso del *GLCC* como separador de producción bruta.
- Aplicaciones costa fuera.
- Eliminación de *baches* severos.
- Uso del *GLCC* como depurador de gas.
- Operación del *GLCC* a alta presión para tratamiento de gas húmedo.
- Uso en circuitos de medición de flujo de fluidos de una fase o multifásicos.
- Aplicación de *GLCC* portátiles.

A pesar de que el sistema *GLCC* ha sido instalado en diferentes localidades a nivel mundial, se considera dentro de la curva de aprendizaje como una tecnología en la etapa de crecimiento.

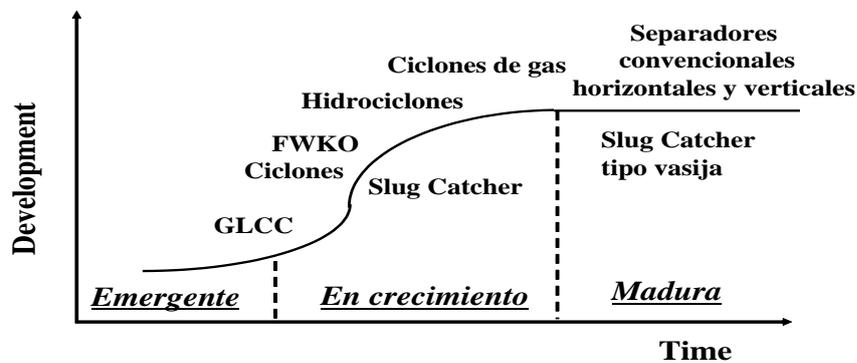


Figura 4.9 Curva S de la tecnología de separación.

Como ejemplo del uso del sistema *GLCC* con *slug damper*, se encuentra el equipo instalado en Minas, Indonesia (figura 4.10), este se encuentra instalado en tierra como separador para producción bruta con una capacidad de 200,000 BPD y 71 MMSCFD, siendo las dimensiones del ciclón 1.52 m de diámetro (5ft) y 6.09 m de alto (20 ft), con condiciones de operación de 12.9 kg/cm² (185 psia) y 182° C (360° F). El sistema es utilizado también para medición.



Figura 4.10 Sistema *GLCC* con *slug damper* instalado en Minas, Indonesia.

En el caso del Lago Maracaibo, Venezuela, se encuentra instalado un sistema *GLCC* de 0.305 m de diámetro (1 ft) y 3.35 m de alto (11 ft), este forma parte de un tren de medición de hidrocarburos al que se destina la producción de 43–3,033 BPD de crudo y 0.683–4.597 MMSCFD de gas, procedentes de 24 pozos operando a una presión de 4.15 kg/cm² (60 psia) y 54.4 ° C (130 ° F).



Figura 4.11 Sistema *GLCC* instalado en el Lago Maracaibo, Venezuela.

A partir de una búsqueda de información relacionada a sistemas de separación por parte de la Universidad de Tulsa, se identificó que los sistemas de amortiguación de baches (*slug damper*) operando en campo, están relacionados con el uso del ciclón cilíndrico para separación gas-líquido y son utilizados en la mayoría de los casos para la medición de producción de hidrocarburos. Las dimensiones del sistema

constituyen el segundo aspecto que debe considerarse para evaluar la conveniencia de la aplicación del sistema *GLCC* con amortiguador de *baches* en la succión del ciclón. Durante la investigación se encontró el intervalo de dimensiones, manejo y condiciones de operación, las cuales se muestran en la tabla 4.2

Tabla 4.2. Dimensiones de sistemas instalados.

Diámetro ciclón (m)	Altura ciclón (m)	Presión de operación (kg/cm ²)	Temperatura de operación (° C)	Capacidad de manejo de aceite (BPD)	Capacidad de manejo de gas (MMSCFD)
0.914	3.35	12.94	182.2	6,000	10
1.52	6.09	5.24	182.2	200,000	71

Los aspectos anteriores muestran que el uso de un sistema de amortiguación de *baches* requiere del empleo intrínseco de un sistema *GLCC*, siendo necesario considerar los requerimientos de espacio necesarios para la instalación de ambos sistemas. De acuerdo con el intervalo identificado, se aprecia que no existe en operación un sistema *GLCC* con amortiguador de *baches* con una capacidad de aceite superior a los 200,000 BPD y 71 MMSCFD de gas.

4.2.2 Alternativas para el control de la formación de baches.

- **Instalación de interconexiones submarinas.**

Se propone instalar interconexiones submarinas en las plataformas L-2 y K2, con el fin de evitar el ascenso y descenso del ducto con lo que se espera mejorar el transporte en la línea submarina.

La figura 4.12 muestra un diagrama esquemático con las interconexiones submarinas, el objetivo es eliminar el ascenso descenso del ducto, el cual es el caso de K2. En L-2 dado que existe incorporación de producción se tiene un ducto descendente. El detalle de las interconexiones necesarias se describe a continuación.

- **Interconexión.** Entre el ducto de 24 pulg para evitar ascenso a L-2.

- **Interconexión en K2.** Entre ducto de 24 pulg para evitar ascenso a K2, tiene el objetivo de enviar la producción proveniente de L-2 hacia K4.
- **Segunda interconexión en K2.** Entre ducto proveniente de K-1 de 36 pulg y ducto de 24 pulg entre K2 y K4, este tiene el objetivo de evitar el ascenso de la producción proveniente de K-1 en K2 en su envío hacia K4.

Es importante que se consideren las tres alternativas para dar flexibilidad a la operación y poder enviar producción hacia los complejos K2 y K4.

La evaluación del efecto de las interconexiones submarinas en el volumen de los *baches*. Si la alternativa se aplicara el comportamiento sería el mostrado en la tabla 4.3

Tabla 4.3 Estadística de formación de *baches* con interconexiones submarinas

Escenario	Frecuencia (<i>baches</i> /h)	$V_{bache,min}$ (m ³)	$V_{bache,max}$ (m ³)	$V_{bache,prom}$ (m ³)	Desviación estándar (m ³)
Interconexiones submarinas, válvula parcialmente cerrada	30.33	4.88	184.62	16.68	24.65
Interconexiones submarinas, válvula parcialmente abierta	32.68	4.89	283.55	16.23	27.70

Se observa que con la instalación de las interconexiones la frecuencia de los *baches* aumenta y su volumen promedio se reduce con lo que se aproxima a flujo continuo. Con esto se espera que la operación de la batería mejore. Con esta filosofía sería posible manejar las variaciones instantáneas en el flujo de líquido.

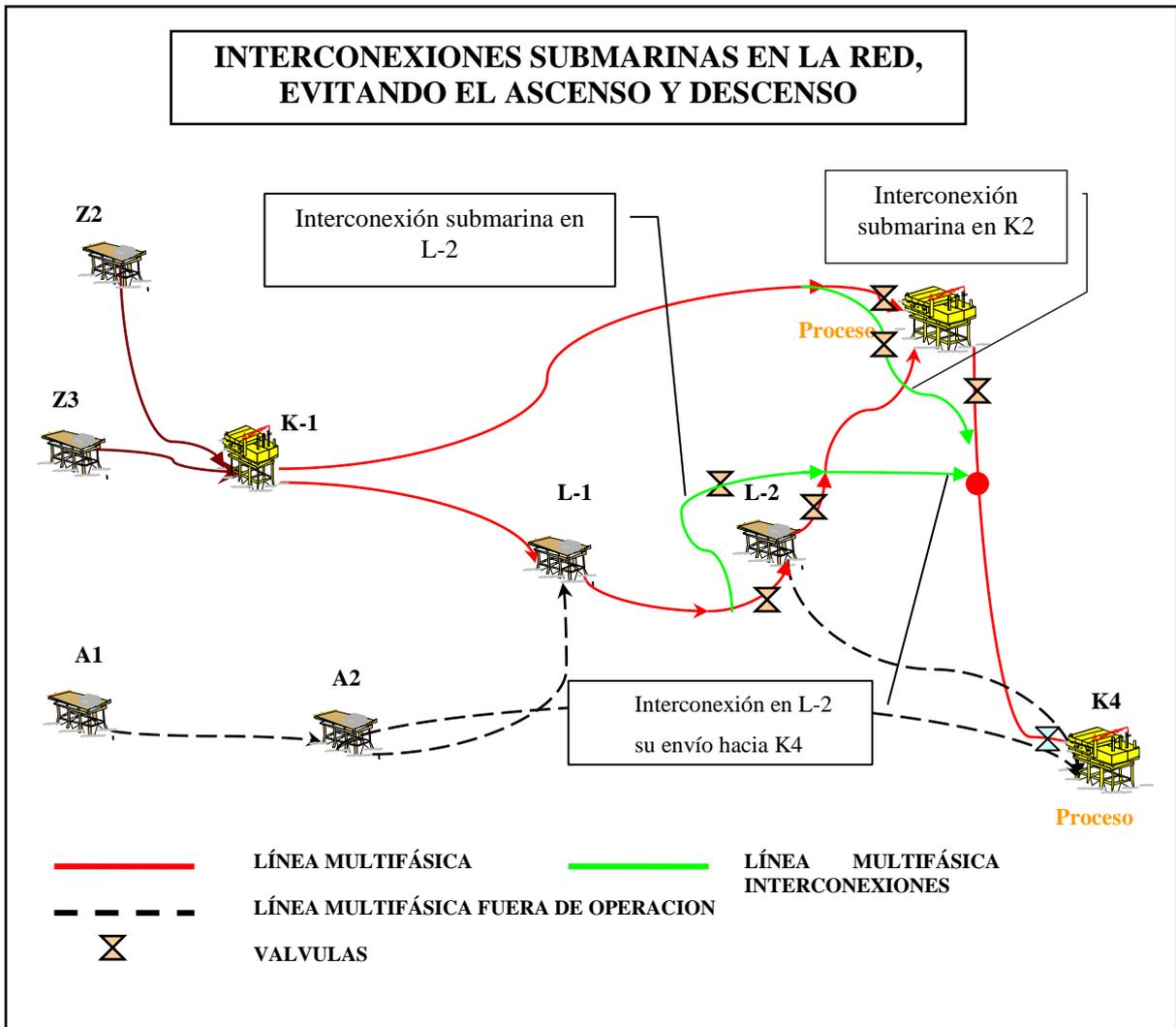


Figura 4.12 Detalle de interconexiones submarinas necesarias.

- **Separación remota en la plataforma K-1**

Otro de los factores que influyen en la formación de *baches* en las líneas submarinas es la relación entre el volumen de gas y de líquido. Con la reducción de esta relación se espera que cambie el comportamiento en las líneas submarinas además de es posible definir otras configuraciones para el manejo de la producción.

Para modificar la R_{GA} en las líneas multifásicas se propone la instalación de un separador remoto. Para esta alternativa se propone instalar un separador remoto en K-1, el diagrama de esta opción se muestra en la figura 4.13

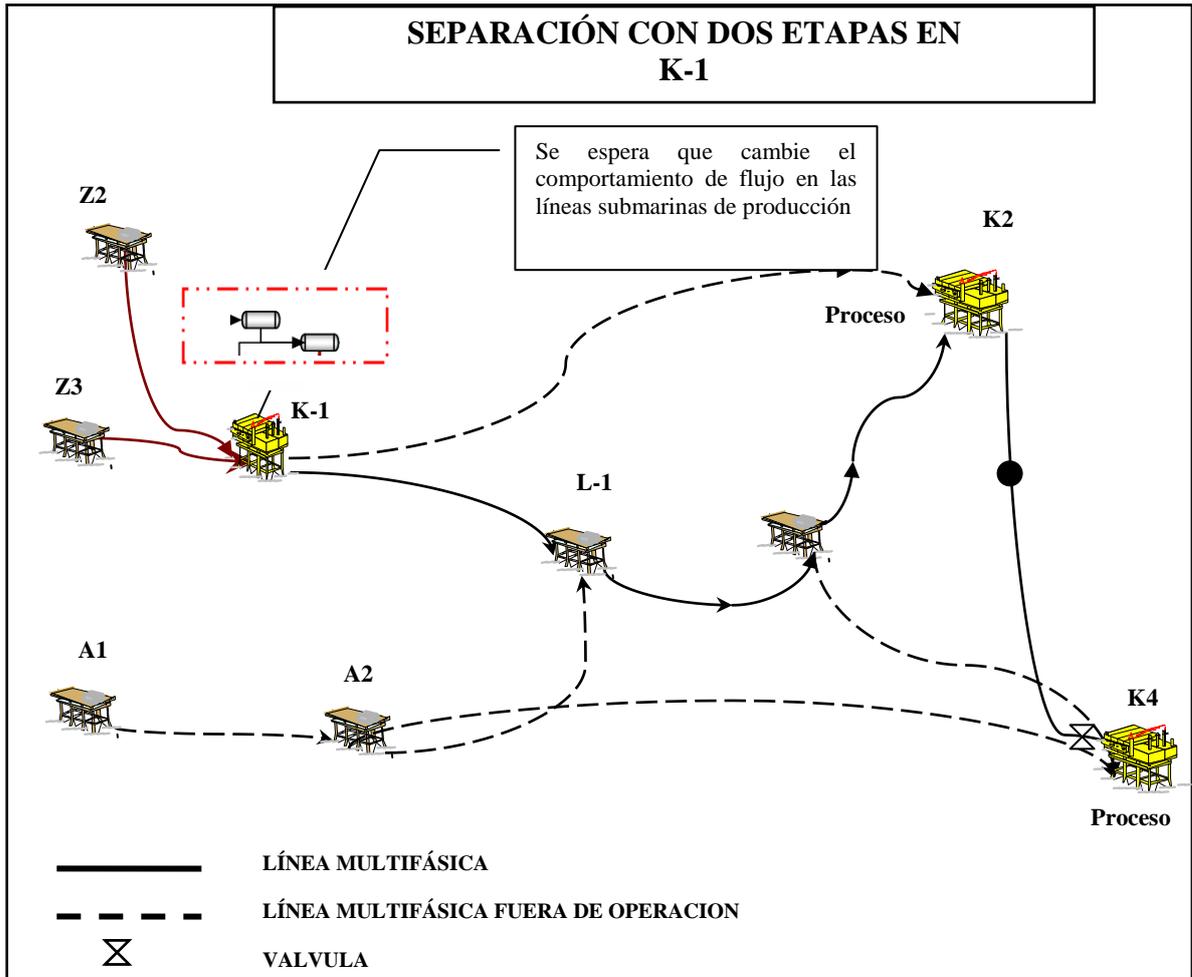


Figura 4.13 Separación en K-1 con dos etapas

Referencias

1. Havre K.y Dalsmo,M. " Active Feedback Control as the Solution to Several Slugging". SPE 79252. Articulo presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Annual, New Orleans, 30 septiembre-3 octubre 2001
2. Fuente: TUSTP Presentation 2005. www.tutstp.org.
3. Idem. De acuerdo con la información presentada por la Universidad de Tulsa, cada patrocinador ha contribuido con 20,000 USD para el desarrollo del proyecto de separación ciclónica.
4. Las siglas GLCC son un acrónimo de: *Gas Liquid Cylindrical Cyclon*, el cuál es un sistema patentado por la Universidad de Tulsa, Oklahoma. Se puede encontrar información adicional de este sistema en: www.tutstp.org.
5. Curso impartido por IMP. "Simulación en Régimen Transitorio de Sistemas de Producción de Hidrocarburos con el simulador *OLGA*"., México D. F., 15 a 19 de enero de 2007.
6. Proyecto: F.30649: Simulación dinámica de ductos para el manejo de la producción del Activo Integral Litoral de Tabasco.2006

V

Conclusiones y Recomendaciones

5. Conclusiones y recomendaciones

1. El aseguramiento de la producción costa fuera representa una serie de problemas debido a la obstrucción de sólidos (asfáltenos, parafinas, hidratos e incrustaciones minerales) en las líneas submarinas debido a los cambios de presión y temperatura que experimentan los fluidos producidos durante su desplazamiento de un extremo a otro del sistema integral de producción.
2. La profundidad del lecho marino (tirante de agua) representa el mayor desafío para la producción submarina. Esto se debe por los cambios de temperatura, presión, corrientes marinas a los cuales está sujeta la transportación de los fluidos. Y se deben de tomar en cuenta, ya que implica consideraciones de proceso, diseño y economía.
3. Para comprender mejor los mecanismos a los cuales están sometidos los fluidos producidos, es necesario hacer una buena caracterización de fluidos ya que esta información nos permitirá predecir dentro de un rango la presencia en forma cronológica de estos sólidos en el sistema. Con finalidad de idear estrategias de diseño, operación y remediación.
4. Durante el transporte de hidrocarburos, el flujo bache es un problema de muchos a los cuales está asociado su transporte, que debe tomarse en cuenta para el desarrollo de sistemas de producción costa fuera. Debido que estos baches de líquido pueden llegar a ser muy grandes amenazando la seguridad del sistema de producción.
5. Utilizar los recursos computacionales, es una importante herramienta para simular la caracterización de fluidos y encontrar alternativas de solución de diferentes problemas que están relacionados con el flujo bache. En este caso, el simulador comercial resulto ser una importante herramienta para la encontrar alternativas de control del flujo bache.

6. Para poder tener una mejor caracterización del flujo bache, es necesario involucrar otras variables como son: diámetros de tuberías, gastos a la entrada del sistema, presión a la salida, fracción volumétrica de líquidos.
7. Realizar cambios en el diseño, por ejemplo las trampas de baches, así como también un incremento en el tamaño de los separadores en la primera etapa. Otro consiste en instalar válvulas y regular su apertura.
8. Independientemente de la tecnología a usar y de las alternativas que se tengan, siempre estarán relacionados los estudios de técnicos y estudios económicos que permitirán implementar las soluciones propuestas.
9. Las alternativas analizadas están orientadas hacia la administración y el control de la formación de *baches*, estas pueden llevarse a cabo en etapas. Las conclusiones de la evaluación de cada alternativa para la administración y eliminación del flujo bache se muestran a continuación.

- **Cambio de filosofía de operación de la batería de separación para control de nivel.** La aplicación de la alternativa permitirá procesar de forma efectiva las variaciones instantáneas líquido que ingresa a la batería.
- **Instalación de reflujo de gas en sistema de compresión.** La aplicación de esta alternativa permitirá hacer frente a las variaciones instantáneas en el gas hacia los compresores, producto del flujo bache, para su implantación se requiere la instalación de un reflujo general de gas entre la succión y la descarga de los módulos de compresión, además del sistema de control asociado.
- **Habilitación de separador de prueba como *slug catcher* adicional.** La instalación de un *slug catcher* adicional tiene el objetivo de aumentar la capacidad de acumulación de la primera etapa de la batería de separación, como resultado del se concluye que esto no es necesario, por lo que no se recomienda la instalación de un *slug catcher* adicional.

- **Instalación de sistema *slug damper*.** El sistema *slug damper* es una tecnología en desarrollo que permite atenuar las fluctuaciones en el flujo de gas y líquido por la presencia de *baches* en las líneas multifásicas, esta sería otra alternativa para el control de baches.

 - **Instalación de interconexiones submarinas.** En este estudio se encontró que la frecuencia de los *baches* cambia al ascender y descender las corrientes en las plataformas. La instalación de las interconexiones tiene el fin de evitar este cambio en la dirección del fluido. Se concluye que la instalación de estas interconexiones submarinas modifica el comportamiento dinámico del sistema de producción, aumentando la frecuencia de los *baches* y reduciendo su volumen, con lo que se mejora la operación en los complejos de producción.

 - **Separación remota en la plataforma K-1.** En lo referente a las separación remota en la plataforma K-1, se encontró que la presencia de un flujo alto de gas en la línea submarina y el diámetro de 36 pulg, hace que el flujo no sea continuo con lo cual se tiene periodos de tiempo en los cuales se tienen volúmenes instantáneos muy altos de gas y líquido los cuales son seguidos por periodos de tiempo donde el ingreso de gas y líquido es prácticamente constante y estable.
10. En el caso de las alternativas de administración se pueden implantar en corto tiempo. En el caso de las alternativas de control, dado que se requiere de más obras para su implantación, pueden implantarse en mediano plazo.