

**METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE  
INYECCIÓN DE SOLVENTES PARA MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD DE CRUDOS  
EXTRAPESADOS**

**DAVID ALEJANDRO GARCÍA CORONADO  
JOSÉ ABRAHAN VARGAS BOHÓRQUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE  
INYECCIÓN DE SOLVENTES PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD  
DE CRUDOS EXTRAPESADOS.**

**DAVID ALEJANDRO GARCÍA CORONADO**

**JOSÉ ABRAHAN VARGAS BOHÓRQUEZ**

**Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero de petróleo**

**DIRECTOR**

**JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN**

**Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**

**CODIRECTOR**

**CARLOS ANDRÉS DÍAZ PRADA**

**Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÒLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

## **Dedicatoria**

A Dios por darme la sabiduría necesaria para la realización de este proyecto, por ser mi fortaleza en días difíciles, por motivarme a incrementar mis esfuerzos y así poder finalizar con éxito el proyecto emprendido.

A mis padres Denis Coronado y Carmelo García por sus esfuerzos incalculables, porque a pesar de la distancia siempre estuvieron apoyando todas mis decisiones para crecer personal y profesionalmente.

A mis tíos, Milena Coronado y John Jairo Arenas porque a pesar del ausente contacto, siempre fueron una mano amplia, motivadora e incondicional.

A mi novia Stefany Redondo y mis amigos Gustavo Valle, Robinson, entre otros que fueron amistad y apoyo constante desde el inicio de este camino.

DAVID ALEJANDRO GARCÍA CORONADO

## DEDICATORIA

A Dios, por haberme dado la oportunidad de vivir, llegar a ser lo que soy ahora y de poder contar con todas aquellas personas que a lo largo de mi vida, de alguna o gran manera han aportado para que hubiera llegado a esta meta tan anhelada.

A mi mamá, Isabel, por darme la existencia y porque a lo largo de mi vida, con su cariño y amor me ha dado un gran ejemplo de honestidad y coraje frente a los dolores que la vida te puede ocasionar.

A mi papá, Abrahán, por su afecto, comprensión y por darme siempre un ejemplo de constancia y perseverancia ante todas las pruebas que tengas que sobrepasar para llegar a la meta que quieres.

A mi hermanita, Ana María, por ser una de las personas que más quiero y el impulso que me motiva siempre a seguir adelante.

A mi familia materna, mis tías Paulina, Dilia y primos, que durante mi niñez y adolescencia iniciaron este gran apoyo que sería el inicio de mi carrera universitaria.

A mis amigos y compañeros de colegio (Mayra, Hugo, Cristian, Carlos, Jhon Jairo, Kathe, Martha, Leonardo, Shirley, Sandra, Paola, Patricia, Luisa, Duver, Yeisson, Zulma, Jeison, Yeye, Weimar, Jhon Fredy) por todos esos momentos inolvidables e invaluables que tuvimos.

A mi familia paterna, mis tías ( Esperanza, Rosario, Marcela, Olga y Angela), primos y en especial a mi abuelo (q.e.p.d.) y a mi abuela Lola por haberme acogido en Bucaramanga y apoyado en el inicio de mi carrera universitaria en un mundo completamente desconocido para mí en ese momento.

A mis compañeros y amigos de la universidad que son tantos y que en este momento recuerdo Luis Carlos, Jesús, Jaime, Jorge, Jeferson, Alex, Edgar, Elkin, Andrea, por su amistad y por haberme acompañado durante mi paso por mi adorada UIS.

A mi compañero de tesis, David, por el esfuerzo incondicional, dedicación, paciencia, optimismo y motivación que nos llevó finalmente a lograr la meta de ser profesionales.

JOSE ABRAHAN VARGAS BOHORQUEZ

## **Agradecimientos.**

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

A los ingenieros John León, Carlos Díaz, Cesar Pineda y Mónica Rincón entre otros docentes de la Universidad Industrial de Santander quienes con su experiencia y conocimiento hicieron valiosos aportes que impulsaron este proyecto a seguir hacia adelante.

A nuestros amigos que con motivación y esfuerzo día a día aportaron de forma positiva la realización de este proyecto.

Muchas Gracias

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	19
1. GENERALIDADES DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS	22
1.1. DEFINICIÓN DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS	22
1.2. COMPOSICIÓN DE CRUDOS EXTRAPESADOS	24
1.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS EXTRAPESADOS	26
2. INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES	29
2.1. CONCEPTOS GENERALES DE MISCIBILIDAD	29
2.1.1. PROCESOS MISCIBLES.	30
2.1.2. DIAGRAMAS PSEUDOTERNARIOS	31
2.1.3. MISCIBILIDAD AL PRIMER CONTACTO	32
2.1.4. MISCIBILIDAD A MÚLTIPLES CONTACTOS POR CONDENSACIÓN O EMPUJE POR GASES ENRIQUECIDOS	34
2.1.5. MISCIBILIDAD A MÚLTIPLES CONTACTOS POR VAPORIZACIÓN DE GAS O EMPUJE A ALTA PRESIÓN	36
2.1.6. PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD (PMM)	38
2.1.7. FACTORES QUE INFLUYEN SOBRE LA EFICACIA DE LOS PROCESOS MISCIBLES	40
2.1.8. MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE MASA A ESCALA MICROSCÓPICA ENTRE LOS HIDROCARBUROS MISCIBLES Y EL CRUDO	41
2.1.9. PARÁMETROS IMPORTANTES DE LA INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES.	49
2.2. INYECCIÓN DE SOLVENTES VAPORIZADOS	50
2.2.1. TIPOS DE SOLVENTES VAPORIZADOS.	51
2.2.2. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL SOLVENTE	53
2.2.3. TECNOLOGÍAS DE INYECCIÓN DE SOLVENTES VAPORIZADOS	54
2.3. INYECCIÓN DE SOLVENTES LIQUIDOS	62
2.3.1. TIPOS DE SOLVENTES LÍQUIDOS	64
2.3.2. CONDICIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN DE SOLVENTES LÍQUIDOS	71
2.3.3. TÉCNICAS DE INYECCIÓN DE SOLVENTES LÍQUIDOS	73
2.4. PRODUCCIÓN DE CRUDOS SOMETIDOS A INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES.	85
2.4.2. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES	86
2.4.3. BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS CON INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES	90
2.5. FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA IMPLEMENTAR INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES	92
2.5.1. FACILIDADES PARA INYECCIÓN DE SOLVENTES VAPORIZADOS.	92
2.5.2. FACILIDADES PARA INYECCIÓN DE SOLVENTES LÍQUIDOS.	93
2.6. PROBLEMAS ASOCIADOS A LAS TÉCNICAS DE INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES	95

2.6.1.	PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS	95
2.6.2.	PÉRDIDA Y RETENCIÓN DE SOLVENTES HIDROCARBUROS	103
3.	EXPERIENCIAS EN LA APLICACION DE LA TECNOLOGIA A NIVEL MUNDIAL.	113
3.1.	CAMPO BARE	113
3.1.1.	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	115
3.1.2.	DESEMPEÑO DE LA PRODUCCIÓN	116
3.2.	CAMPO ZUATA	119
3.2.1.	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	120
3.2.2.	DESEMPEÑO DE LA PRODUCCIÓN	120
3.3.	FORMACION MONTERREY (CALIFORNIA)	123
3.4.	CERRO NEGRO	134
3.4.1.	CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO	135
3.4.2.	DESEMPEÑO DE LA PRODUCCIÓN	136
4.	METODOLOGIA PARA LA IMPLEMENTACION DE LA TECNOLOGIA DE INYECCION DE HIDROCARBUROS MISCIBLES	144
4.1.	SELECCIÓN DEL HIDROCARBURO MISCIBLE	145
4.2.	SELECCIÓN DE LA TECNICA	147
4.3.	METODOS DE PERFORACIÓN	150
4.4.	METODO DE COMPLETAMIENTO.	151
4.5.	METODOLOGIA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	152
4.5.1.	SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	152
5.	ESCENARIO DE APLICACIÓN	156
5.1.	SELECCIÓN DEL CAMPO EN ESTUDIO.	156
5.1.1.	CONDICIONES DESFAVORABLES DEL CRUDO Y YACIMIENTO.	156
5.1.2.	GENERALIDADES DEL CAMPO Y-032	157
5.1.3.	CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO	159
5.2.	SELECCIÓN DEL SOLVENTE LÍQUIDO APLICADO AL CASO	160
5.3.	SELECCIÓN DE LA TECNOLOGIA A APLICAR	162
5.3.1.	INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD	163
5.4.	ESTRATEGIA DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO	164
5.5.	ESTRATEGIA DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	164
5.6.	ESTRATEGIA DE FACILIDADES DE SUPERFICIE.	165
5.7.	RESULTADOS	166
6.	CONCLUSIONES	167
7.	RECOMENDACIONES	168
	BIBLIOGRAFIA	169

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Proyección de la producción 1990 – 2035.	<b>19</b>
Figura 2. Proyección de la demanda de petróleo en el mundo 1990 – 2025.	<b>20</b>
Figura 3. Diagrama Pseudoternario.	<b>31</b>
Figura 4. Proceso de Miscibilidad al Primer Contacto.	<b>33</b>
Figura 5. Mecanismo de Condensación @ T y P constantes.	<b>35</b>
Figura 6. Mecanismo de Vaporización @ T y P constantes.	<b>37</b>
Figura 7. Representación de un Proceso Inmiscible @ P y T.	<b>38</b>
Figura 8. Definición de PMM mediante un Diagrama Temario @ P2 y T.	<b>39</b>
Figura 9. Resumen de los mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica entre los hidrocarburos miscibles y el crudo.	<b>42</b>
Figura 10. Arrastre del crudo por el solvente – Transferencia de Masa por Convección.	<b>46</b>
Figura 11. Perfil de presión y esquema de la fase de inyección cíclica del solvente.	<b>55</b>
Figura 12. Comportamiento básico de la inyección de solvente.	<b>55</b>
Figura 13. Perfil de presión y esquema de la fase de producción cíclica del solvente.	<b>57</b>
Figura 14. Esquema del proceso de destilación atmosférica en el proceso de refinación del crudo.	<b>63</b>
Figura 15. Reducción de la viscosidad del crudo a diferentes densidades y fracciones de solvente.	<b>66</b>

Figura 16. Comportamiento de la mezcla bitumen-nafta según su concentración y temperatura.	<b>67</b>
Figura 17. Comportamiento de los solventes líquidos según su concentración y temperatura.	<b>68</b>
Figura 18. Esquemática de la aplicación de la inyección de solvente líquido por espacio anular, en pozos verticales y horizontales.	<b>75</b>
Figura 19. Pozo con inyección de solvente líquido en el cabezal.	<b>78</b>
Figura 20. Completamiento de un pozo con inyección de solvente líquido a fondo con empacadura.	<b>80</b>
Figura 21. Completamiento de un pozo con inyección de solvente líquido a fondo sin empacadura.	<b>81</b>
Figura 22. Inyección de solvente líquido en fondo de pozo por tubo capilar.	<b>82</b>
Figura 23. Completamiento de pozo con inyección de solvente a la descarga de la bomba.	<b>84</b>
Figura 24. Configuraciones de bombeo mecánico con inyección de solventes.	<b>86</b>
Figura 25. Esquema típico de la configuración de las herramientas de pozo con inyección de solventes líquidos.	<b>89</b>
Figura 26. Configuración de pozo para la implementación PCP.	<b>91</b>
Figura 27. Esquema en superficie para inyección de solventes vaporizados.	<b>93</b>
Figura 28. Esquema de almacenamiento con líneas de flujo, válvulas, bombas, sistemas de control y medición.	<b>94</b>
Figura 29. Dependencia de la presión y la solubilidad de los asfaltenos en el aceite.	<b>96</b>

Figura 30. Efecto del número de carbonos del disolvente sobre la fracción insoluble del crudo.	<b>99</b>
Figura 31. Contenido de asfaltenos en función del tiempo de contacto.	<b>99</b>
Figura 32. Mecanismos de la pérdida de solvente en yacimiento.	<b>105</b>
Figura 33. Solubilidad de propano en agua en estado de vapor.	<b>109</b>
Figura 34. Solubilidad de propano en agua en estado líquido.	<b>110</b>
Figura 35. Ubicación del campo Bare.	<b>114</b>
Figura 36. IPR del pozo MFB-159.	<b>117</b>
Figura 37. Diferentes viscosidades de mezclas diferentes al cambio de temperatura.	<b>118</b>
Figura 38. Ubicación del campo Zuata.	<b>119</b>
Figura 39. Configuraciones de pozos campo Zuata.	<b>121</b>
Figura 40. Viscosidad de la mezcla.	<b>127</b>
Figura 41. Datos recolectados en la inyección.	<b>129</b>
Figura 42. Tasa de producción de crudo vs la producción de crudo acumulada. (Monterrey).	<b>131</b>
Figura 43. Parámetros de la inyección (Monterrey).	<b>133</b>
Figura 44. Parámetros de la inyección vs tasa de flujo para cada ciclo.	<b>134</b>
Figura 45. Configuración de los pozos multidireccionales Cerro Negro.	<b>137</b>
Figura 46. Características del pozo CD-38 Cerro Negro.	<b>138</b>
Figura 47. Configuración cluster I-21-2.	<b>140</b>
Figura 48. Equipo reinstalado campo cerro negro.	<b>141</b>

Figura 49. Incremento de la vida útil de las bobas electrosumergibles.	<b>143</b>
Figura 50. Esquema general de la metodología.	<b>144</b>
Figura 51. Clasificación de los hidrocarburos miscibles.	<b>145</b>
Figura 52. Esquema de selección de solventes.	<b>146</b>
Figura 53. Esquema para la selección adecuada de la tecnología.	<b>148</b>
Figura 54. Esquema de selección del sistema de levantamiento artificial.	<b>153</b>
Figura 55. Esquema del sistema de distribución del solvente.	<b>165</b>

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad y gravedad API.	<b>23</b>
Tabla 2. Screening de solventes vaporizados.	<b>52</b>
Tabla 3. Condiciones para la implementación de las tecnologías de inyección de solventes.	<b>61</b>
Tabla 4. Screening del tipo de solventes líquidos.	<b>66</b>
Tabla 5. Condiciones para la implementación de las tecnologías de inyección de solventes líquidos.	<b>71</b>
Tabla 6. Clasificación de los Poros del yacimiento.	<b>106</b>
Tabla 7. Características generales del yacimiento MFB-53.	<b>115</b>
Tabla 8. Características del yacimiento campo Zuata.	<b>120</b>
Tabla 9. Resultados de laboratorio del crudo de Monterrey.	<b>126</b>
Tabla 10. Características del yacimiento Cerro Negro.	<b>136</b>
Tabla 11. Comparación técnica de los sistemas de levantamiento artificial.	<b>155</b>
Tabla 12. Las propiedades de la formación A3.	<b>158</b>
Tabla 13. Propiedades del crudo A3 del campo UIS.	<b>159</b>
Tabla 14. Datos de producción del pozo A-32 de la formación A3.	<b>159</b>
Tabla 15. Resultados de la aplicación de la metodología.	<b>166</b>

## RESUMEN

**TITULO:** METODOLOGIA PARA LA IMPLEMENTACION DE LA TECNOLOGIA DE INYECCION DE SOLVENTES PARA MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD DE CRUDOS EXTRAPESADOS\*.

**AUTORES:** DAVID ALEJANDRO GARCÍA CORONADO, JOSE ABRAHAN VARGAS BOHORQUEZ\*\*.

**PALABRAS CLAVES:** Crudos extrapesados, solventes, solventes, inyección en fondo de pozo, inyección en la cara de la formación, dilución, optimización de la producción.

Actualmente en el mundo, debido a la constante declinación en la producción global de petróleo, en la industria petrolera ha nacido un interés importante en el aprovechamiento de los recursos petrolíferos que hasta ahora no eran atractivos económicamente para su explotación. Todos estos recursos se refieren a todos aquellos hidrocarburos denominados como no convencionales y que para el caso de Colombia están representados en los crudos extrapesados. Estos crudos extrapesados poseen características y propiedad especiales como su densidad y viscosidad que son la base de la problemática en su explotación. Al ser tan viscosos, dificulta su movilidad, y se hace complicado llevarlos desde fondo de pozo hacia superficie.

Vislumbrado el planteamiento del problema, la solución inmediata yace en poder generar las condiciones necesarias para la producción de estos crudos, es decir, mejorar la viscosidad del petróleo para que fluya adecuadamente y se produzca. En este proyecto de investigación se describirán las tecnologías de mayor renombre que han sido objeto de estudio a nivel mundial que implican la utilización de hidrocarburos miscibles los beneficios esperados y las posibles complicaciones que pudieran presentarse en esa aplicación. Luego la realización de una metodología propuesta a partir de revisiones bibliográficas y con base en ésta, se estudió una aplicación a un escenario real con propiedades de un campo de crudo extrapesado y se escogerá por medio de analogías bibliográficas el mejor solvente que podría lograr una considerable disminución en la viscosidad del crudo y por consiguiente una mejora en su productividad, además de seleccionar la técnica más adecuada para implementar esta tecnología.

---

\*Trabajo de grado

\*\* Facultad de fisico-químicas, ingeniería de petróleos. Director: M. Sc. John Alexander León Pabón  
Codirector: M.Sc. Carlos Andrés Díaz Prada

## ABSTRACT

**TITLE:** METHODOLOGY FOR THE IMPLEMENTATION OF THE SOLVENT INJECTION TECHNOLOGY TO IMPROVE EXTRA HEAVY OIL PRODUCTIVITY\*.

**AUTHORS:** DAVID ALEJANDRO GARCÍA CORONADO, JOSE ABRAHAN VARGAS BOHORQUEZ\*\*.

**KEYWORDS:** Heavy oil, solvents, diluents, downhole injection, dilution, optimization of production.

Currently in the world, due to the steady decline in global oil production, the oil industry has begun a major interest in taking advantage of oil resources that weren't previously economically attractive. All these resources refer to those designated as non-conventional hydrocarbons and in the case of Colombia are represented in the extra-heavy crude. The extra-heavy crudes have features and special properties such as density and viscosity. These properties are the basis of the problem on their production process. Being so viscous, they have a difficult mobility, and it becomes very complicated to take them from downhole to surface.

Glimpsed the problem statement, the immediate solution lies in being able to generate the conditions for the production of these crudes, ie, improve oil viscosity to flow properly and produce. This article will describe the most renowned technologies that have been studied worldwide involving the use of hydrocarbon miscible. After a literature and based on this review, the properties of a heavy crude field will be studied and will be chosen through literature analogies the best solvent or diluent, that could achieve a significant reduction in the oil viscosity and hence improved the oil productivity. Additionally, this article will also explain as primary objective the methodology to implement the best solvent or diluent selected and study the expected benefits and possible complications that might arise in that application.

The development of a methodology for injecting solvent is based mainly on assessing the conditions for the production of these crudes through an extensive literature review that will allow describe the most used technologies that have been studied worldwide involving the use of miscible hydrocarbons, and based on this information, the properties of an extra heavy field will studie and will be chosen through literature analogies best solvent or diluent could achieve a significant reduction in the oil viscosity and hence improved productivity. Additionally, this article will also make like primary objective a methodology to implement the chosen diluent injection and study the expected benefits and possible problems that might be associated with that application.

---

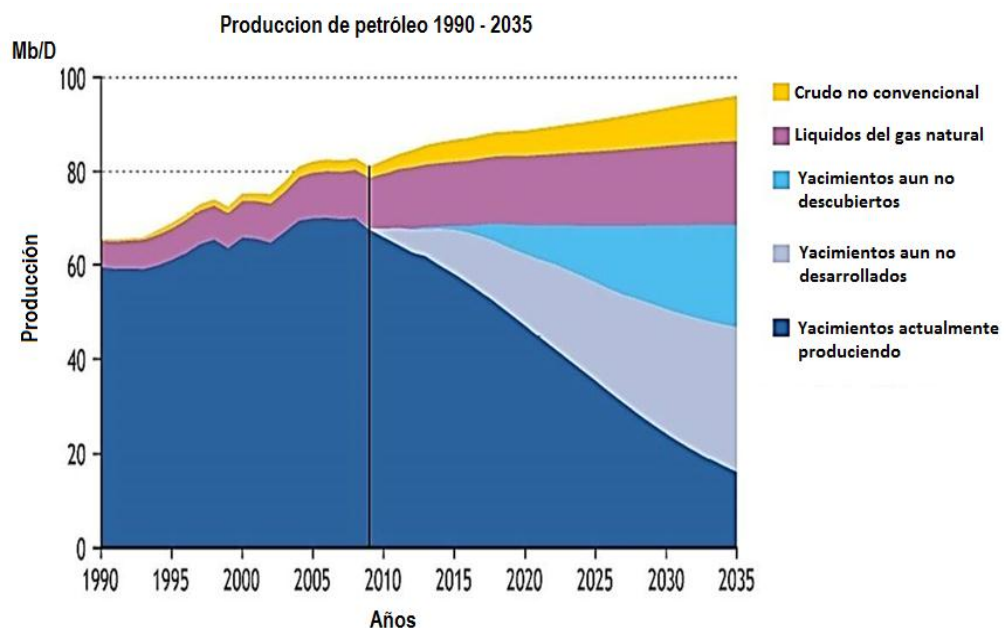
\* Degreework.

\*\* Faculty physicochemical petroleum engineering.. Director: M. Sc. John Alexander León Pabón  
Codirector: M.Sc. Carlos Andrés Díaz Prada

## INTRODUCCION

El petróleo pesado y extrapesado generalmente venía siendo dejado a un lado como recurso energético debido a las dificultades y costos asociados con su producción, aun cuando estos representan la mayor parte de los recursos de petróleo del mundo. Con la gran demanda, el incremento de los precios del petróleo, y con la declinación que se ha generado en la producción de la mayoría de los yacimientos convencionales de aceite, la atención de la industria petrolera se está centrando hacia la explotación de crudos pesados y extrapesados. En la figura 1 se puede observar una proyección de la producción de petróleo desde el año 1990 hasta el año 2035, donde se puede visualizar la gran depresión en la producción de crudos convencionales que se avecina.

**Figura 1. Proyección de la producción 1990 – 2035**

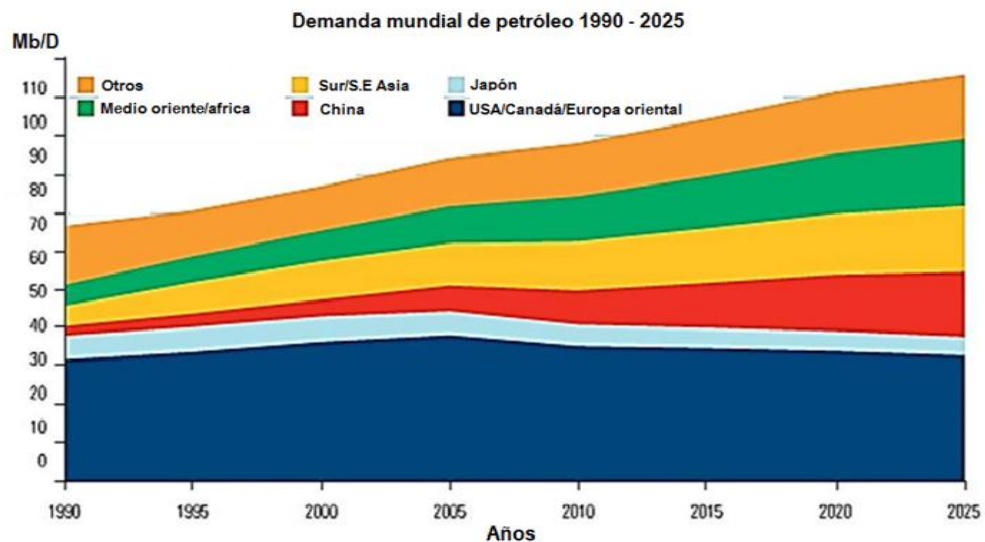


**Fuente:** PIRA Energy Group, World Energy Outlook Internacional Energy Agency.

La proyección de un comportamiento negativo de la producción y por supuesto de las reservas disponibles en el mundo, no significa que la demanda de este disminuya, antes por el contrario la demanda de petróleo cada vez se hace

mayor, y esto principalmente ocasionado por los países más desarrollados e industrializados que son de mayor consumo de energía en el mundo. En la figura 2 se puede visualizar este comportamiento desde el año 1990, proyectado al año 2025.

**Figura 2. Proyección de la demanda de petróleo en el mundo 1990 – 2025.**



**Fuente:** PIRA Energy Group, World Energy Outlook Internacional Energy Agency.

Habiendo descrito este ambiente actual en el mundo, se debe resaltar el interrogante de la factibilidad de la extracción de este recurso. Por un lado se puede pensar solo en la situación técnica actual, ya que muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados de manera rentable, debido a que en la actualidad se cuenta con la tecnología necesaria para perforar, completar y estimular este tipo de pozos, además de la producción en frío que también es un método eficiente y demostrado. Por otro lado se puede evidenciar el gran recurso energético que estos tipos de yacimientos representan en la actualidad para el mundo, teniendo en cuenta la cantidad de crudos extrapesados, concentrados principalmente en Venezuela y Canadá, se está convirtiendo en un componente esencial de la matriz energética. Estos yacimientos no convencionales, son de vital importancia para el futuro energético.

Los aceites pesados y extrapesados presentan retos especiales pero no insuperables en cuanto a su producción y procesamiento. El principal problema de estos yacimientos es la viabilidad económica que se proyecte, ya que la producción en la mayoría de los casos pudiese ser baja y no alcanzase a ser rentable su extracción, por lo tanto, el enfoque principal de la industria está en aumentar tanto la producción como el recobro de estos yacimientos y generar en estos proyectos una viabilidad económica. Existen muchas tecnologías para el aumento de la productividad como la inyección de vapor o químicos, entre otras, que logran mejorar la cantidad de crudo producido de este tipo de hidrocarburo.

La aplicación de la tecnología de inyección de hidrocarburos miscibles es una alternativa bastante interesante tanto por su eficiencia demostrada en otros países donde la han implementado como por la importancia en la reducción de la viscosidad para el mejoramiento de la movilidad del crudo, que aumenta su productividad. Además esta tecnología ofrece ser factible económicamente y rentable en cuanto al uso de los hidrocarburos miscibles, ya que debido a que éste puede ser separado del crudo una vez se haya producido, el solvente puede ser reusado para su reinyección.

La realización de una metodología para este tipo de tecnología es muy importante debido a que da a conocer los aspectos necesarios para inyectar hidrocarburos miscibles que mejoran considerablemente la productividad de crudos extrapesados y que han demostrado su efectividad en pruebas de laboratorio y a manera de campo en todo el mundo. A su vez facilita la implementación de esta, tomando como ejemplo un escenario real de un crudo de un yacimiento colombiano, que generara una propuesta interesante en mejorar la producción sobretodo en campos de crudo extrapesado en Colombia que aún no cuentan con viabilidad económica.

A través de este proyecto se busca describir la tecnología de inyección de hidrocarburos miscibles como una alternativa para mejorar la productividad de crudos extrapesados utilizando una metodología propuesta por los autores.

## **1. GENERALIDADES DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS**

### **1.1. DEFINICIÓN DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS**

Si bien la densidad del aceite es importante para evaluar el valor económico del crudo y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producción, recuperación y transporte del crudo en superficie es la viscosidad<sup>1</sup>, la cual es una magnitud física que mide la resistencia interna de un fluido que cambia su estado de movimiento, debido a la fricción de sus moléculas al deslizarse unas con respecto a otras. En base a la anterior definición, podemos decir que entre más viscoso sea el aceite más difícil será extraerlo. Los aceites pesados y extrapesados son aquellos cuyas viscosidades pueden fluctuar entre aproximadamente 20 cp y 1, 000,000 cp, y en algunos casos puede llegar a ser más alta. Más allá de los crudos extrapesados están los aceites bituminosos los cuales son hidrocarburos altamente viscosos incluso mayores a 1 millón de cp, son sólidos a temperatura ambiente y se ablandan fácilmente al suministrarles calor. La viscosidad a la temperatura del yacimiento es generalmente la medida más importante porque determina cuán fácilmente se producirá el hidrocarburo. Es importante mencionar que la viscosidad de un aceite, será mayor o menor, de acuerdo a la fracción de componentes ligeros presentes. En el caso de los aceites pesados y extrapesados este porcentaje es reducido, predominando la fracciones pesadas, entre las que destacan las parafinas y los asfaltenos, estos últimos, presentan en su estructura molecular metales pesados, particularmente vanadio, níquel y azufre.

Dado que la viscosidad es dependiente de la temperatura, la densidad se ha convertido en el parámetro estándar más comúnmente usado en el ámbito petrolero para categorizar los crudos existentes en el mundo.

---

<sup>1</sup>MARTÍNEZ CRUZ, Dalia (2010). Estudio teórico-experimental del comportamiento reológico de crudos pesados. Tesis de grado. UNAM. México.

La densidad<sup>23</sup> se define usualmente en términos de grados API (American Petroleum Institute) y está relacionada con la densidad específica; mientras más denso sea el crudo más baja será su densidad API. El petróleo pesado abarca un vasto rango a lo largo del espectro que existe entre el crudo extrapesado y el crudo liviano.

De acuerdo al departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE por sus siglas en inglés), se define al crudo extrapesado como aquél que presenta densidades API entre 7° y 9.9°, sin embargo es posible encontrar crudos con densidades menores a 7° API como es el caso del bitumen rico en brea cuya densidad es de 4° API. En la Tabla 1, se presenta un resumen de la clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad API.

**Tabla 1. Clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad y gravedad API.**

Tipo de Aceite	Densidad (g/cc)	Densidad API
Extrapesado	> 1,0	< 10
Pesado	1,0 - 0,92	10 - 22,3
Mediano	0,92 - 0,87	22,3 - 31,1
Ligero	0,87 - 0,83	31,1 - 39
Superligero	< 0,83	> 39

**Fuente:** FLORES CERDIO, Lizbeth. Síntesis y caracterización de catalizadores soportados en alúmina-carbón para hidrotratamiento de crudos pesados. Tesis de grado. México. 2008., Modificada por los autores.

<sup>2</sup>CRUZ, Dalia (2010). Estudio teórico-experimental del comportamiento reológico de crudos pesados. Tesis de grado. UNAM. México

<sup>3</sup>ESCOBAR, Fredy H., Ph.D. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Primera edición.

## 1.2. COMPOSICION DE CRUDOS EXTRAPESADOS

De manera general, los componentes naturales de un crudo extrapesado se pueden dividir en cuatro categorías, las cuales son conocidas con los nombres de componentes volátiles, aceites, resinas y asfaltenos<sup>4</sup>.

**Componentes volátiles:** Son fracciones que pueden ser separadas del crudo por destilación atmosférica. De acuerdo a esta definición, los componentes volátiles son: gases, GLP (gas licuado del petróleo), nafta, kerosén y residuos atmosféricos.

**Aceites:** Son fracciones de baja volatilidad que pueden ser separados por destilación al vacío únicamente, a partir de los componentes más pesados del crudo. Los aceites pueden ser utilizados para alimentar procesos de desintegración catalítica, plantas de lubricantes o de desulfuración, para luego mezclarlos con fracciones más pesadas a fin de preparar combustibles residuales de bajo contenido de azufre.

**Resinas:** Son componentes de muy baja volatilidad, separados de los residuos de vacíos por métodos de extracción por solventes. A pesar que las resinas contienen altas concentraciones de contaminantes, tales como azufre, nitrógeno y metales, pueden ser tratadas con los procesos de hidrodesintegración o coquificación para ser convertidas en hidrocarburos volátiles.

---

<sup>4</sup>CAMPOS ÁLVAREZ, Cariana Alejandra (2010). Estudio de los factores que afectan el balance volumétrico del diluyente usado en el mejoramiento del crudo extrapesado en la empresa mixta petrocedeño. Tesis de grado. Venezuela.

**Asfaltenos:** Son los componentes más pesados del crudo, con alta masa molecular. Son macromoléculas policondensadas con heteroátomos de azufre, nitrógeno y oxígeno.

Durante el fraccionamiento para la refinación del petróleo se separan diferentes familias de hidrocarburos: parafinas, olefinas, nafténicos y aromáticos, las cuales se describen a continuación.

**Parafinas:** Es una clase de hidrocarburos alifáticos formados por una sola cadena de carbono, representados por la fórmula  $C_nH_{2n+2}$ . Su estado físico varía con el incremento de la masa molecular, desde gaseosos a sólidos cerosos.

**Olefinas:** Son hidrocarburos alifáticos no saturados que tienen la fórmula general  $C_nH_{2n}$ . Contienen uno o más dobles enlaces y de ahí que sean químicamente reactivos.

**Nafténicos:** Es el nombre aplicado a productos de petróleos refinados o parcialmente refinados y a productos líquidos de gas natural, de los cuales no menos de 10% destila por debajo de 240°C de acuerdo a la Sociedad Americana de Prueba y Materiales (ASTM en sus siglas en inglés). Una de las características de estos hidrocarburos es que contienen anillos saturados, los cuales generalmente contienen de 5 a 6 átomos de carbono.

**Aromáticos:** Es el grupo principal de los hidrocarburos cíclicos insaturados que contienen uno o más anillos. Están representados por el benceno que tiene un anillo de seis carbonos, conteniendo tres enlaces dobles. El amplio número de compuestos de este grupo se deriva principalmente del petróleo, son muy reactivos y químicamente versátiles. El nombre se debe al fuerte y desagradable olor característico de la mayoría de las sustancias de esta naturaleza.

### 1.3. CARACTERISITICAS DE LOS CRUDOS EXTRAPESADOS

Las características de los crudos se basan generalmente en propiedades físicas-químicas de densidad-gravedad, complementadas con otras propiedades físicas tales como alta viscosidad y un valor elevado de la relación carbono-hidrogeno<sup>5</sup>.

Los parámetros que son relevantes para la caracterización de los petróleos extrapesados son el contenido de azufre, contenido de metales y salinidad.

Como factor básico para establecer el límite entre crudos pesados y extrapesados se tomó la densidad del agua, considerando que las propiedades del agua han sido bien estudiadas y universalmente conocidas.

Una de las principales características de los crudos es la fluidez o viscosidad, representada también indirectamente por la densidad o gravedad API (es una escala empírica para medir la densidad de los crudos y de los productos líquidos del petróleo, adoptada por el Instituto Americano de Petróleo).

La viscosidad o fluidez de los crudos pesados y extrapesados es bastante alta, de 500 a 1.500 SUS (Segundos Universales de Saybolt). En la escala de viscosidad en centipoise, estos crudos tienen una viscosidad entre 1.200 y 95.000 centipoise (cP). Se considera que el agua tiene aproximadamente 1 cP de viscosidad, de esta manera se apreciará la poca fluidez de estos crudos.

La viscosidad es una propiedad muy importante en el tratamiento y manejo del crudo pesado y extrapesado, desde el yacimiento hasta el pozo, y desde allí a la superficie. Luego, en el transporte e instalaciones de refinación. Por tanto, para hacerlos más fluidos y manejables requieren calentamiento o adición de solventes líquidos.

Los estudios de la composición y propiedades fisicoquímicas del petróleo y de sus derivados son de primordial importancia para los procesos a los que se les somete con miras a su aprovechamiento comercial. Estos estudios son más

---

<sup>5</sup>CAMPOS ÁLVAREZ, Cariana Alejandra (2010). Estudio de los factores que afectan el balance volumétrico del diluyente usado en el mejoramiento del crudo extrapesado en la empresa mixta petrocedeño. Tesis de grado. Venezuela.

necesarios aún en el caso de los crudos pesados y extrapesados, por su gran abundancia en reservas a nivel mundial y por la marcada diferencia de su comportamiento en relación a los crudos convencionales.

Entre algunas propiedades resaltantes de los crudos extrapesados se tiene:

- Los crudos extrapesados son pobres en fracciones ligeras y ricos en asfaltenos y resinas.
- Contienen abundantes compuestos.
- Son ricos en metales, especialmente en vanadio y níquel.
- Marcada reducción, o completa ausencia de familias de hidrocarburos. En este caso parafinas de cadenas rectas.
- Poseen baja relación carbono-hidrógeno.

Las impurezas más comunes en los crudos pesados y en extrapesados son:

**Metales:** Muchos metales están presentes en el petróleo. Algunos de los más abundantes son sodio, calcio, magnesio, aluminio, hierro, vanadio y níquel. Estos están presentes como sales inorgánicas como cloruro de sodio o de magnesio o también como compuestos órgano metálicos. El calcio y el magnesio pueden formar sales o jabones con ácidos carboxílicos, esos compuestos actúan como emulsificantes, lo cual, es indeseable. El desalado del crudo es un paso necesario para reducir esas sales. Según estudios realizados se ha comprobado que una porción del hierro encontrado en el crudo se puede deber a la oxidación interna de las tuberías u otros aparatos metálicos, ocasionados por la porción de agua presente en el crudo, de allí que los metales más importantes son el níquel y el vanadio.

**Azufre:** Uno de los inconvenientes de los crudos pesados y extrapesados venezolanos es su alto contenido de azufre, el cual puede llegar hasta el 5,5%. Este contenido de azufre ocasiona envenenamiento de catalizadores, corrosión y mucha contaminación ambiental. El ácido sulfúrico que se encuentra, a menudo, en el crudo y que también puede formarse por descomposición de los compuestos orgánicos de azufre a alta temperatura, ataca rápidamente las partes del acero que se exponen al mismo. Determinar el contenido de azufre

en los crudos es muy importante ya que la cantidad de azufre indica el tipo de tratamiento requerido para la destilación. Para determinar el contenido de azufre una muestra del crudo es quemada en una corriente de aire. Todos los compuestos de azufre se oxidan a dióxido de azufre, los cuales se oxidan a trióxido de azufre y finalmente valorados con un álcali estándar.

**Sal.** El contenido de sal es expresado en miligramos de cloruro de sodio por litro de crudo (o libras/barril) indica la cantidad de sal disuelta en agua. El agua en los crudos está presente principalmente como emulsión. Un crudo con alto contenido de sal presenta serios problemas de corrosión durante los procesos de refinación. Además, el alto contenido de sal en los crudos es la principal causa de taponamiento en los intercambiadores de calor.

El tipo de proceso al que debe someterse un crudo para su manejo y refinación depende de los porcentajes y propiedades de cada fracción. En el caso de los crudos livianos, de alto contenido de aromáticos y saturados de bajo peso molecular, la densidad y la viscosidad son bajas, por lo cual su producción y transporte no revisten mayores dificultades. Estas características también permiten una mayor recuperación del crudo originalmente en sitio (20-40%) y un mejor aprovechamiento durante el proceso de refinación.

Los crudos extrapesados presentan mayores dificultades que los livianos para fluir espontáneamente debido principalmente a su alto contenido de resinas y asfaltenos. Estas fracciones poseen masas moleculares y contenido de heteroátomos elevados. Ambas propiedades contribuyen a aumentar considerablemente la viscosidad de crudo y hacen difícil su movilidad en condiciones normales. Por esta razón se han desarrollado técnicas para alterar las propiedades de estos crudos y así facilitar su extracción, las cuales se describirán el siguiente capítulo.

## 2. INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES

La inyección de hidrocarburos miscibles en el yacimiento básicamente se puede definir como una tecnología que tiene como objetivo producir una mezcla entre el hidrocarburo de yacimiento y el hidrocarburo miscible utilizado, con el fin de facilitar su movilidad, mejorando las propiedades que afectan su fluidez. Ésta interacción entre hidrocarburos provoca de manera inminente la transferencia de masa que se da a escala microscópica entre los componentes de ambos fluidos, logrando que la mezcla obtenga unas propiedades intermedias a las del crudo y el hidrocarburo miscible inyectado.

### 2.1. CONCEPTOS GENERALES DE MISCIBILIDAD

La *miscibilidad*<sup>6</sup> se puede definir como la propensión de dos o más sustancias a mezclarse y formar una sola fase homogénea, o también como la condición física entre dos fluidos que les permita mezclarse en todas las proporciones sin la formación de una interface entre ellos.

Uno de los requisitos principales y el más importante que se debe cumplir para que dos sustancias sean miscibles es que los dos fluidos sean similares desde el punto de vista químico.

Algunos fluidos de inyección para desplazamientos miscibles se mezclan directamente y completamente con los aceites del yacimiento formando una sola fase por lo que se les da el nombre de miscibles de primer contacto.

Otros fluidos usados para la inyección miscible al mezclarse con los fluidos del yacimiento forman dos fases, por lo tanto, no son miscibles de primer contacto, sin embargo, con estos fluidos existe una transferencia de masa in-situ entre ellos formando una fase desplazante con una zona de transición donde la composición del fluido se encuentra en rangos entre la del

---

<sup>6</sup>QUEVEDO, Luis. Evaluación de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco.

aceite y la composición de fluido inyectado, y todas las composiciones dentro de la zona de transición son miscibles.

La miscibilidad<sup>7</sup> alcanzada mediante la transferencia in-situ de componentes, es el resultado de contactos repetidos de fluido inyectado y de aceite durante el flujo, y es llamado de “contactos múltiples” o miscibilidad dinámica.

Si no existieran interfaces entre los fluidos, es decir, si los fluidos desplazante y desplazado fueran miscibles, las fuerzas capilares se reducirían a cero. Una manera práctica de representar y estudiar los fenómenos de miscibilidad, de una forma más cualitativa que rigurosamente termodinámica, es usando los llamados diagramas ternarios de fases.

La miscibilidad entre el crudo del yacimiento y el gas desplazante puede:

- Alcanzarse de manera inmediata (miscibilidad del gas hidrocarburo al primer contacto).
- Alcanzarse luego de un tiempo de interacción entre fluidos ocurre después de unas series de etapas de contacto de equilibrio; miscibilidad de múltiples contactos, ya sea por condensación (inyección un gas con alto contenido de intermedios  $C_2-C_6$ ) o vaporización (un gas pobre en composición de medianos, generalmente metano  $CH_4$ ).

**2.1.1. Procesos Miscibles.** Los procesos miscibles<sup>8</sup> son métodos en donde se inyecta un fluido que se mezcla completamente con el crudo. Básicamente, comprenden la inyección de hidrocarburos miscibles y la inyección de dióxido de carbono ( $CO_2$ ) miscible. El fluido invasor o desplazante debe ser completamente miscible con el crudo del yacimiento, sin dejar crudo residual en la región invadida.

En teoría, estos procesos se consideran muy eficientes porque eliminan las fuerzas capilares. En la ausencia de fuerzas capilares, no existe ninguna interface entre los fluidos miscibles de diferente composición. En su lugar, se

---

<sup>7</sup>CERÓN, Carmen. MOJARÁS, Viridiana. Análisis del proceso VAPEX para la recuperación mejorada de petróleo.

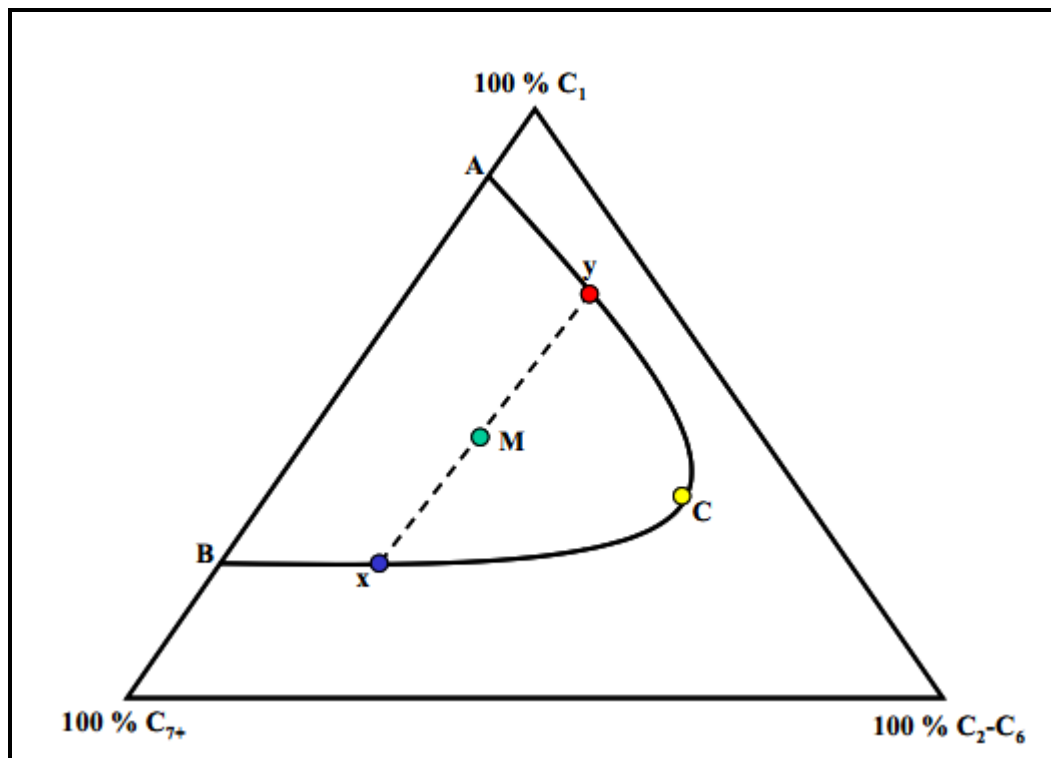
<sup>8</sup>TEIXEIRA, Jesús. Factibilidad Técnica de la inyección de solvente para un crudo de la faja petrolífera del Orinoco.

establece una zona de mezclado, la cual se define como la región donde la composición del fluido en sitio cambia desde la composición de un fluido puro al del otro fluido puro. La composición del fluido se determina por el mezclado, el cual ocurre por la difusión molecular y la dispersión convectiva.

El desplazamiento resultante del crudo de los poros grandes y pequeños llegaría a ser completo y teóricamente ningún crudo residual quedaría detrás del frente de la fase desplazante.

**2.1.2. Diagramas Pseudoternarios.** Un fluido en un yacimiento es una mezcla multicomponentes de cientos de diferentes compuestos hidrocarburos y no hidrocarburos. Para visualizar de una manera sencilla la composición de un crudo se suele utilizar un diagrama pseudoternario como se muestra en la Figura 3. En este diagrama el crudo se subdivide en 3 pseudocomponentes: uno representando la fracción liviana, otro la intermedia y el tercero la fracción pesada.

**Figura 3. Diagrama Pseudoternario**



**Fuente:** MARÍN GONZÁLEZ, Jesús Enrique (2002). Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado.

En cada esquina se representa un pseudocomponente. La esquina superior representa 100% molar de la fracción liviana del crudo compuesta en su mayoría por metano  $C_1$  (incluyendo  $N_2$ ), mientras que la esquina inferior derecha representa 100 % molar de la fracción intermedia del crudo compuesta desde etano hasta hexano (incluyendo el  $CO_2$  y  $H_2S$ ). Similarmente la esquina inferior izquierda representa la fracción pesada del crudo compuesta desde el heptano y componentes de mayor peso molecular.

La curva AB representa el domo de saturación del fluido a la presión de saturación y temperatura del yacimiento, el punto C es el punto crítico de la mezcla, en donde la composición del líquido es igual a la composición del vapor; el tramo AC representa la fase del vapor la cual es llamada curva del punto de rocío y el tramo CB es la fase líquida del fluido, la cual es llamada curva del punto de burbuja. Cualquier punto que esté dentro de la curva de saturación se encuentra en la región de dos fases (líquido / vapor) como es el caso del punto M y cualquier punto que esté ubicado por fuera de la curva de saturación se encuentra en la región de una sola fase. La línea xy es llamada línea de equilibrio, la cual representa el equilibrio líquido-vapor entre ambas fases.

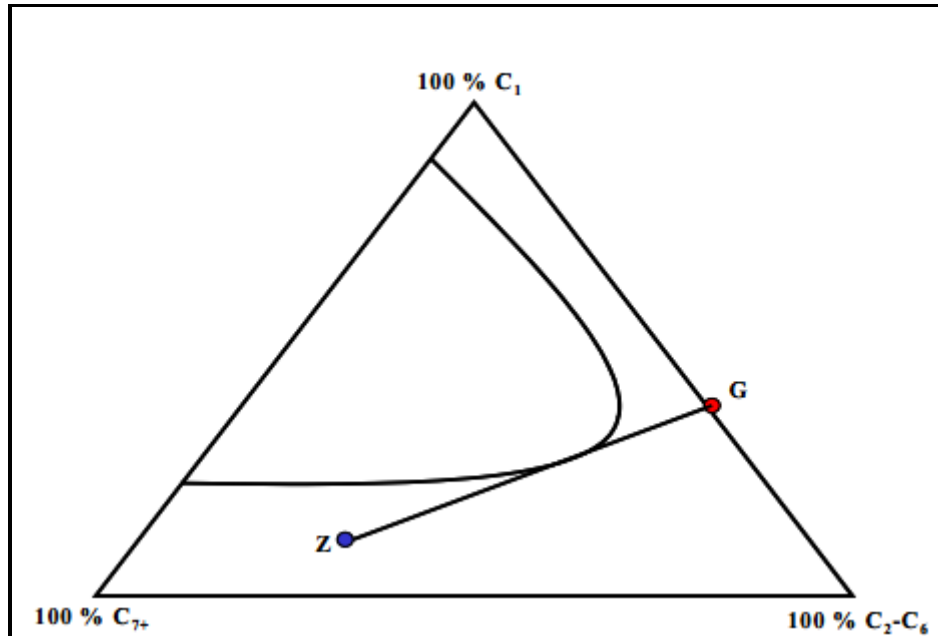
**2.1.3. Miscibilidad al primer contacto.** En este proceso, los hidrocarburos miscibles se mezclan directamente con el aceite del yacimiento en todas las proporciones y su mezcla permanece siempre en una fase simple.

Todos los hidrocarburos líquidos tales como la gasolina, el kerosene y los gases licuados del petróleo (GLP), como el etano, propano y butano, son miscibles con los petróleos crudos inmediatamente al ponerse en contacto, motivo por el cual se conoce a estos procesos como “Procesos miscibles de primer contacto”.

En el pasado, se han utilizado hidrocarburos de peso molecular intermedio, tales como propano, butano y mezclas de GLP. Una de sus principales características es que tienen la tendencia a precipitar asfáltenos

cuando se ponen en contacto con crudos asfálticos. Pero se ha demostrado que la tendencia a la precipitación disminuye al incrementarse el peso molecular del solvente hidrocarburo utilizado.

**Figura 4. Proceso de Miscibilidad al Primer Contacto.**



**Fuente:** MARÍN GONZÁLEZ, Jesús Enrique (2002). Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado.

En la Figura4, se presenta el proceso de miscibilidad al primer contacto. En la figura, la composición del yacimiento se representa en el punto Z y la composición del hidrocarburo miscible en el punto G. Al ponerse en contacto ambos fluidos cualquier punto en la línea de unión ZG caerá en la región de una sola fase, lográndose la miscibilidad del sistema al primer contacto, se observa que el solvente es rico en componentes intermedios.

**2.1.4. Miscibilidad a múltiples contactos por condensación o empuje por gases enriquecidos.** Otros hidrocarburos<sup>9</sup> no son directamente miscibles con el aceite del yacimiento pero bajo las condiciones adecuadas de presión y composición del hidrocarburo pueden alcanzar la miscibilidad in situ por transferencia de masa de los componentes de ambos fluidos a través de un repetido contacto con los aceites del yacimiento. La miscibilidad alcanzada de esta forma es llamada “de contacto múltiple” o “miscibilidad dinámica”.

Básicamente, el crudo del yacimiento<sup>10</sup>, que no es miscible de primer contacto, por ejemplo con un GLP desplazante, captura componentes intermedios del gas inyectado, pasa a través de un proceso dinámico de contactos múltiples y llega a establecer una zona de miscibilidad entre los fluidos desplazado y desplazante. Este fenómeno que también es conocido como método de condensación, sucede cuando al inyectar un gas hidrocarburo enriquecido con fracciones livianas de hidrocarburos entre C<sub>2</sub> y C<sub>6</sub> (etano a hexano), éstas son transferidas desde el gas hacia el crudo de yacimiento de tal forma que la viscosidad del aceite disminuirá, y la miscibilidad se desarrollará en el área de los inyectores, generándose un banco miscible que contribuye a incrementar la eficiencia de barrido.

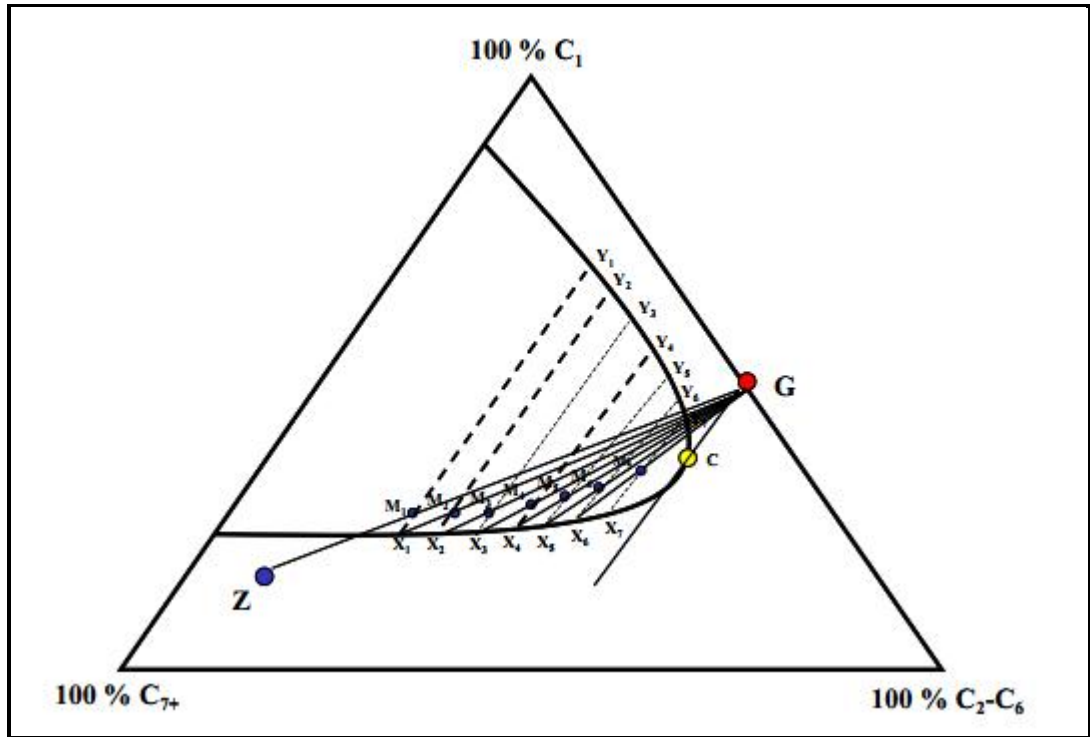
Al mismo tiempo que se enriquece el crudo, en equilibrio con él se forma una fase gaseosa, por lo que aun cuando el crudo del yacimiento puede ser desplazado en forma miscible, es posible que en ciertas regiones de la zona de transición ocurra un flujo bifásico gas/líquido. El proceso mediante el cual se realiza la miscibilidad por gas condensado es realmente más complicado que el descrito anteriormente, especialmente en un medio poroso, en el cual el contacto entre fluidos es continuo y resulta de transferencia de masa entre fases, tanto por convección como por difusión a través de pasajes (poros) muy tortuosos.

---

<sup>9</sup>SCHUMACHER, M. Enhanced Oil Recovery secondary and tertiary methods.

<sup>10</sup>TEIXEIRA, Jesús. Factibilidad Técnica de la inyección de solvente para un crudo de la faja petrolífera del Orinoco.

**Figura 5. Mecanismo de Condensación @ T y P constantes**



**Fuente:** MARÍN GONZÁLEZ, Jesús Enrique (2002). Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado.

En la Figura 5 se utiliza un diagrama pseudoternario que explica el mecanismo de condensación para obtener miscibilidad por múltiples contactos a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. En dicha figura se representa la composición del crudo en el punto Z y la composición del gas de inyección en el punto G. Al ponerse en contacto el gas de inyección con el crudo, se produce una mezcla representada por el primer punto de mezcla M1. A través de este punto pasa la línea de equilibrio  $Y_1X_1$ . Como se observa en la figura, el líquido resultante es más rico en componentes intermedios que el crudo original, mientras que el vapor en equilibrio es más pobre que el gas original, esto muestra el tipo de transferencia de masa que tuvo lugar. Seguido a esto L1 se pone en contacto con el gas de inyección (G) originado con ese otro punto de mezcla M2 cuyas composiciones líquido / vapor en equilibrio están representadas por los puntos  $Y_2$  y  $X_2$ . Este proceso se repite hasta que la última línea de unión coincida con la línea de unión límite, la cual pasa por el

punto crítico y la composición del gas de inyección. Si la última línea de unión coincide o converge con la línea límite entonces el sistema ha llegado a condiciones de miscibilidad a la presión y temperatura de trabajo.

**2.1.5. Miscibilidad a múltiples contactos por vaporización de gas o empuje a alta presión.** Este mecanismo de empuje consigue la miscibilidad dinámica mediante vaporización in situ de los hidrocarburos de peso molecular intermedio del aceite del yacimiento hacia el gas inyectado, de forma tal que se crea una zona de transición miscible. Los componentes intermedios del aceite son removidos por el gas inyectado, el cual se enriquece hasta mezclarse finalmente con el aceite.

A este método también se le conoce como “Proceso de inyección de gas a alta presión”. Los componentes que se vaporizan del crudo normalmente son del C<sub>2</sub> al C<sub>5</sub>, aun cuando con CO<sub>2</sub> pueden vaporizarse componentes más pesados, ya que la miscibilidad se realiza mediante contactos múltiples. En este proceso la transferencia de masa ocurre del crudo hacia el gas, esto es debido a que el metano y nitrógeno tienden a vaporizar y transferirse al gas de inyección junto con algunos componentes hidrocarburos intermedios. La presión a la cual la extensión de la línea de unión crítica pasa a través de la composición del crudo es la presión mínima requerida para lograr la miscibilidad, esta es llamada *Presión Mínima de Miscibilidad (PMM)*.

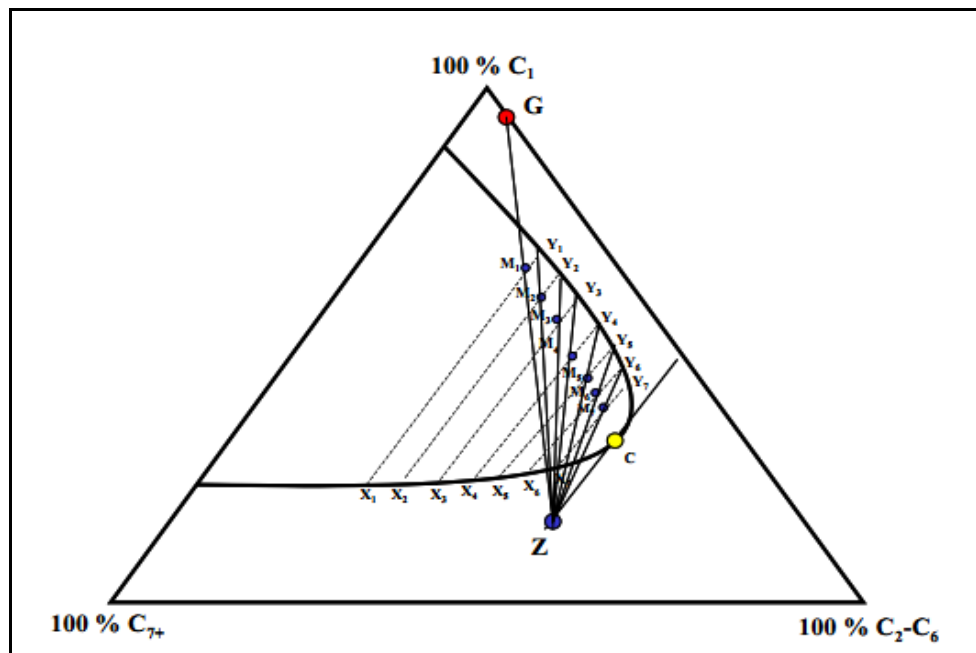
A la PMM la línea de unión limitante se vuelve la línea de unión crítica y la fase gaseosa se ha enriquecido a través de múltiples contactos con el petróleo original logrando la composición crítica. La Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), es la menor presión a la cual el gas de inyección y el crudo de un yacimiento pueden llegar a ser miscibles a través de procesos por contactos, existiendo transferencia de masa entre la fase líquida (crudo) y la fase gaseosa (gas de inyección) a una temperatura específica<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup>ELSHARKAWY A.M, POETTMANN R. L., “Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim – Tube or Rising – Bubble Method? ”. This paper was prepared for presentation at the SPE / DOE Eighth Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 1992.

La PMM que se obtiene a través de este mecanismo es mayor que la obtenida por condensación, esto es debido a la gran cantidad de metano presente en el gas de inyección. Los gases de inyección utilizados pueden ser nitrógeno, dióxido de carbono o gas natural. La selección del gas de inyección dependerá de la disponibilidad del gas, la economía del proyecto y las condiciones del yacimiento.

**Figura 6. Mecanismo de Vaporización @ T y P constantes**



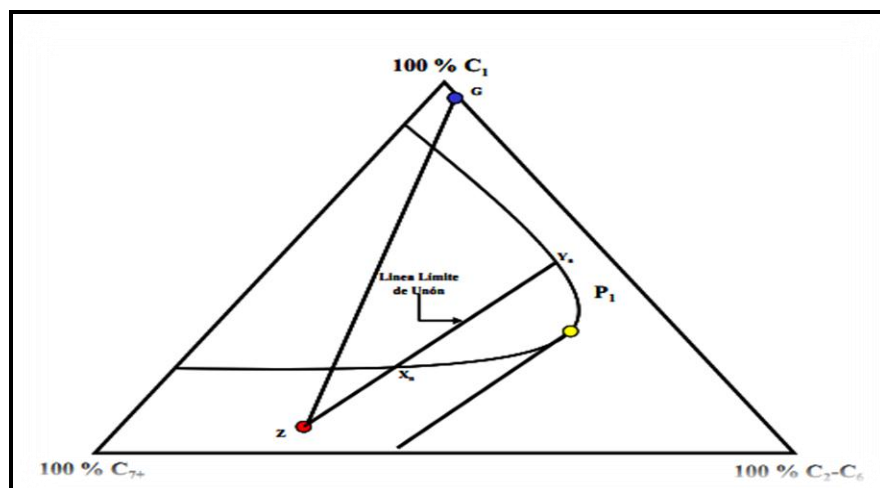
**Fuente:** MARÍN GONZÁLEZ, Jesús Enrique (2002). Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado.

El procedimiento para obtener miscibilidad por múltiples contactos a través del mecanismo de vaporización a condiciones de presión y temperatura constantes se representa en la Figura 6. El punto Z es la composición del crudo, el punto G es la composición del gas de inyección (gas seco por su alta concentración de metano), al ponerse en contacto estos dos fluidos se mezclan y crean un punto de mezcla  $M_1$  caracterizado por la ubicación en la región de dos fases y la formación de una interface entre ellos. Este punto de mezcla se encuentra ubicado en la línea de equilibrio de  $Y_1$  con  $X_1$ , luego el proceso continúa y  $Y_1$  se pone en contacto con el crudo original, Z, provocando con esto la formación de

un nuevo punto de mezcla  $M_2$  el cual se encuentra en la línea de equilibrio de  $Y_2$  con  $X_2$ , igual al paso anterior el proceso continua hasta que la última línea de unión coincida con la línea límite de unión, la cual pasa por el punto crítico y la composición del crudo,  $Z$ . Si estas dos líneas convergen, entonces se obtuvo miscibilidad a las condiciones de presión y temperatura de trabajo. Si no se llega a la línea límite se tiene que incrementar la presión, manteniendo la temperatura constante, lo que reduce la región de dos fases y facilita que se llegue a las condiciones de miscibilidad.

**2.1.6. Presión mínima de miscibilidad (PMM).** La Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), es la menor presión a la cual el gas de inyección y el crudo de un yacimiento pueden llegar a ser miscibles a través de procesos por múltiples contactos, existiendo transferencia de masa entre la fase líquida (crudo) y la fase gaseosa (gas de inyección) a una temperatura específica. La PMM es una propiedad termodinámica y clave en los procesos miscibles de recobro de petróleo. Depende fundamentalmente de la temperatura, composición del gas de inyección y composición del crudo en el yacimiento.

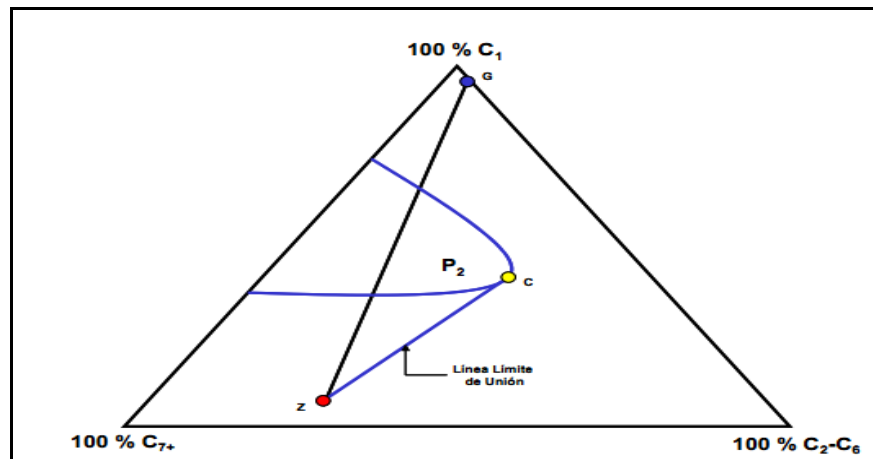
**Figura 7. Representación de un Proceso Inmiscible @  $P_1$  y  $T$**



**Fuente:** MARÍN GONZÁLEZ, Jesús Enrique (2002). Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado.

En la Figura 7 se presenta un ejemplo de un caso inmisible, para un mecanismo de vaporización, a una presión menor a la PMM. Existe transferencia de masa en las etapas intermedias pero no se logrará la miscibilidad, debido a que no se alcanzará la línea límite de unión en el punto crítico.

**Figura 8. Definición de PMM mediante un Diagrama Temario @ P<sub>2</sub> y T**



**Fuente:** MARÍN GONZÁLEZ, Jesús Enrique (2002). Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado.

La Figura 8 representa las mismas composiciones de los fluidos de la Fig. 6, a la misma temperatura T, pero a una presión mayor ( $P_2$ ), la cual representa para el sistema la PMM. El proceso se realiza por vaporización en donde la línea límite de unión coincidirá con el punto crítico, punto en el cual la composición del líquido es igual a la composición del gas. Al llegar a este punto se establece que se han logrado condiciones de miscibilidad a T y  $P_2$ , representando a  $P_2$  como la PMM.

El proceso es similar cuando se trata de una condensación, en este caso la línea límite de unión es definida cuando la última línea de unión pasa por la composición del gas de inyección y el punto crítico del domo de saturación a una determinada presión y temperatura, en este caso el gas enriquece al crudo en componentes intermedios hasta llegar a una sola fase<sup>12</sup>.

<sup>12</sup>SCHUMACHER, M. Enhanced Oil Recovery secondary and tertiary methods.

### **2.1.7. Factores que influyen sobre la eficacia de los procesos miscibles.**

Existen ciertos factores que tienen influencia directa sobre la eficacia de los desplazamientos miscibles, entre ellos se tienen:

**Eficiencia del barrido horizontal:** Las relaciones de movilidades adversas o resultantes son causa del pobre barrido horizontal en las inyecciones, es decir, solamente una fracción del área es puesta en contacto con la fase desplazante en el momento de la irrupción<sup>13</sup>.

**Eficiencia del barrido vertical:** La heterogeneidad del yacimiento en cuanto a la estratificación y las variaciones verticales en permeabilidad y porosidad impiden a los fluidos desarrollar el barrido uniforme y eficaz del yacimiento.

**Efectos gravitatorios:** En los yacimientos de bajo buzamiento, los efectos de la gravedad pueden resultar desfavorables para un desplazamiento miscible. Los solventes vaporizados que son livianos tienden a avanzar por la parte superior del yacimiento y desplazar solamente una parte de éste. Estos efectos deben ser incluidos en la eficiencia de barrido vertical.

**Buzamiento estructural:** Para el caso de inyección de gas, ésta es la fuente de energía para el desplazamiento. Las estructuras pronunciadas con yacimientos de alto buzamiento, favorecen la segregación de gas y petróleo con el resultado de que el frente de solvente vaporizado resulta mejor definido y distribuido. Los efectos gravitatorios son evitados y mejora la eficiencia de barrido vertical.

**Interdigitación viscosa (adedamiento viscoso):** La interdigitación viscosa resulta en eficiencia pobre de barrido horizontal y vertical en los modelos de laboratorio, ya que en la mayoría de las pruebas de desplazamiento miscibles, el fluido desplazante (solvente) es menos viscoso que el crudo, como resultado, el frente de desplazamiento llega a ser inestable y las protuberancias viscosas del fluido desplazante penetran en el crudo. Debido al

---

<sup>13</sup>PÁEZ, J. Aspectos de la industria petrolera en Venezuela. Primer Congreso Venezolano de Petróleo, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo, Editorial Sucre.

fenómeno de interdigitación viscosa se encuentran la irrupción temprana del solvente y pobres eficiencias de barrido, pero todavía no está aclarado hasta qué punto estas protuberancias pueden afectar los proyectos a gran escala. El adedamiento se puede reducir o eliminar por medio de la introducción de una graduación progresiva de la viscosidad entre los fluidos miscibles. También, los hidrocarburos miscibles pueden ser atrapados y no recuperados y el costo directo más grande es el volumen que se deja en el yacimiento.

**2.1.8. Mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica entre los hidrocarburos miscibles y el crudo.** La combinación de las condiciones de operación, las propiedades termodinámicas del solvente y el método de inyección determinan la fase del hidrocarburo miscible (líquido o vapor). Si el hidrocarburo se condensa en el medio poroso en la interface de aceite pesado/bitumen, toman lugar los fenómenos a escala de poro y la transferencia de masa<sup>14</sup>.

Los mecanismos a escala de poro afectan la mezcla del hidrocarburo miscible y el aceite pesado. Los hidrocarburos se transfieren por difusión, para reducir la viscosidad del aceite pesado, y en algunos procesos a fin de que las fuerzas de gravedad superen las fuerzas capilares, lo que permiten la producción del petróleo directo al pozo de producción.

Por otro lado, los coeficientes de transferencia de masa<sup>15</sup> son una medida de la cantidad de masa transferida de una fase a otra a través de un área efectiva basada en el gradiente de concentración de la fuerza gobernante. Se pueden cuantificar los coeficientes de transferencia de masa como una función de flujo de masa.

Los mecanismos de transferencia de masa en un proceso de recuperación por hidrocarburos miscibles son diferentes dependiendo de consideraciones

---

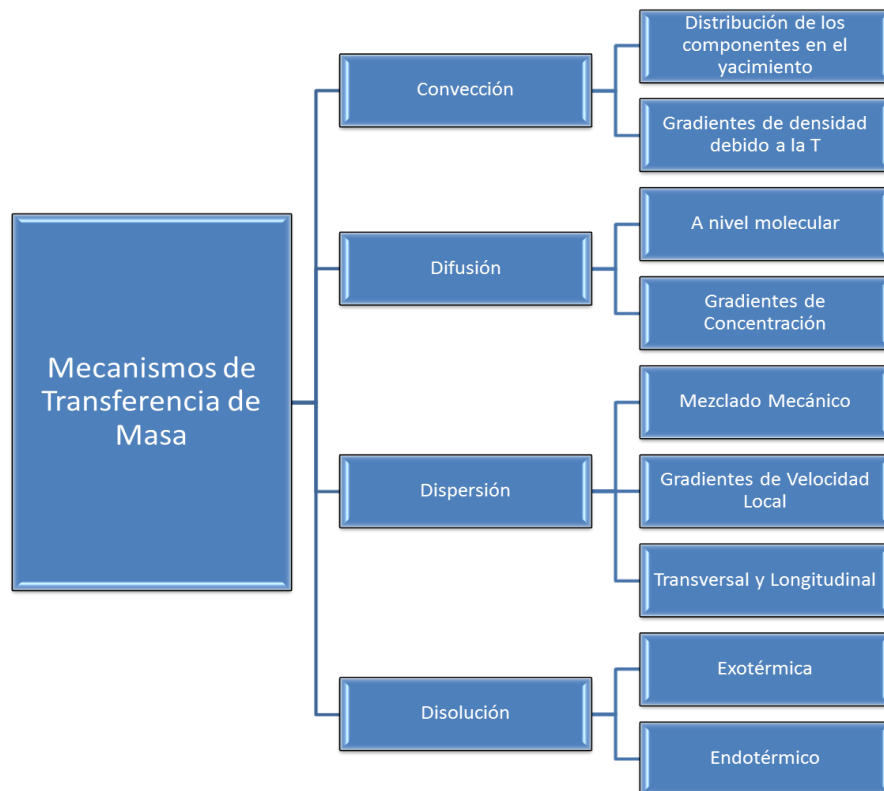
<sup>14</sup>IVORY, J., CHANG, J. COATES, R. Y FORSHNER, K. (2010). Investigación del Proceso de Inyección Cíclica de Solventes para Recobro de crudo pesado. SPE 140662-PA, Revista de Tecnología Petrolera Canadiense JPCT, p. 22, 26-27. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.

<sup>15</sup>JAMES, L.A., CHATZIS, I. "Mass Transfer Coefficients in Vapour Extraction (VAPEX)". Petroleum Society, Junio 12-14, 2007.

especiales como la condensación del fluido, o la naturaleza del proceso de transferencia como tal.

La transferencia de masa de los componentes<sup>16</sup> de la mezcla se produce en una escala microscópica y los resultados de la difusión molecular y las variaciones de velocidad del fluido en el medio poroso a escala del tamaño de los poros. En la Figura 9 se describen los mecanismos de transferencia de masa presentes a escala de poro.

**Figura 9. Resumen de los mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica entre los hidrocarburos miscibles y el crudo.**



**Fuente:** Modificado por autores de QUEVEDO, Luis. Evaluación de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco.

<sup>16</sup>JAMES, Lesley Anne. Mass Transfer Mechanisms during the Solvent Recovery of Heavy Oil.

**Difusión.** Es el flujo<sup>17</sup> de un componente hacia regiones de baja concentración en una fase líquida y/o gaseosa, representando el transporte de masa debido a diferencias en los gradientes de concentración de los fluidos en una mezcla.

Se podría definir la difusión como un fenómeno donde se produce desplazamiento de átomos o moléculas de dos sustancias líquidas que se mezclan.

Suponiendo que se tuviera un cristal de permanganato de potasio en un vaso con agua. Las moléculas disueltas del cristal se difunden lentamente desde la región de alta concentración en el fondo, tendiendo a convertir uniforme la concentración (proporcional a la intensidad de color) con el tiempo. Este tipo de difusión se debe al movimiento errático de las moléculas y se denomina difusión molecular.

Es necesario señalar que en un proceso de recuperación mejorada, la difusión no es un mecanismo que movilice al aceite pesado, más bien actúa como un mecanismo activador del proceso. Para explicar esto, suponga que se inyecta un gas que reduce la tensión superficial, para que el gas penetre al aceite es necesario un proceso difusivo, este proceso actuará de manera relativamente rápida en las vecindades de la superficie líquido-gas, pero una vez allí la modificación en la tensión superficial (y otras propiedades) movilizará a esta pequeña capa de líquido. Se ha encontrado que la tensión interfacial de un sistema aceite pesado-hidrocarburo miscible se reduce cuando un este es inyectado a un yacimiento. La tensión interfacial reducida altera la fuerza de balance gravedad-capilaridad y por lo tanto reduce la saturación de aceite residual. El principal mecanismo<sup>18</sup> de recuperación de petróleo en este proceso es la reducción significativa de la viscosidad debido a la suficiente disolución del crudo y el hidrocarburo miscible y a la posible precipitación de asfáltenos. En los procesos de recuperación a base de diluyente, la disolución del este dentro del petróleo pesado juega un rol dominante en la

---

<sup>17</sup>IVORY, J., CHANG, J. COATES, R. Y FORSHNER, K. (2010). Investigación del Proceso de Inyección Cíclica de Solventes para Recobro de crudo pesado. SPE 140662-PA, Revista de Tecnología Petrolera Canadiense JPCT, p. 22, 26-27. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.

<sup>18</sup>LUO, P; YANG, C AND THARANIVASAN, A.K. In Situ Upgrading of Heavy Oil in a Solvent-Based Heavy Oil Recovery Process. JCPT (Journal of Canadian Petroleum Technology). Alberta, Canada. Septiembre 2007.

determinación de la tasa de recuperación de petróleo, siendo el mecanismo de transferencia de masa predominante.

La difusión molecular y la solubilidad de los hidrocarburos miscibles en el petróleo pesado y extrapesado son los dos parámetros más importantes para cuantificar la tasa de difusión de los hidrocarburos miscibles y la respectiva cantidad de disolución, ambas son fuertemente dependientes de las propiedades fisicoquímicas del petróleo y del hidrocarburo miscible así como de la presión y temperatura de operación. Se debe considerar que la inyección de un hidrocarburo miscible implica un proceso de transferencia de masa que es gobernado por un coeficiente de difusión y consecuentemente la medida de dicho coeficiente es extremadamente importante para la caracterización del proceso de recuperación completo. En la práctica, los datos de difusión para un sistema hidrocarburo miscible-petróleo pesado son necesarios para determinar:

- La cantidad y el flujo de gas requeridos para su inyección en el yacimiento.
- La cantidad de reservas de petróleo pesado y bitumen que podrían someterse a la reducción de viscosidad.
- El tiempo requerido por las reservas para volverse menos viscosas y más movibles según lo que se desea.
- La tasa de petróleo vivo producido desde el yacimiento.

**Convección.** Así como en el transporte de calor, el transporte de masa<sup>19</sup> puede ocurrir por convección, que representa el transporte que resulta del movimiento global del fluido. Se define como el mecanismo de transferencia de masa entre una superficie y un fluido en movimiento en el que intervienen tanto la difusión de masa como el movimiento de la masa de fluido.

El movimiento del fluido mejora también en forma considerable la transferencia de masa, al quitar el fluido con alta concentración cercano a la superficie y reemplazarlo por el de concentración más baja que se

---

<sup>19</sup>JAMES, Lesley Anne. Mass Transfer Mechanisms during the Solvent Recovery of Heavy Oil.

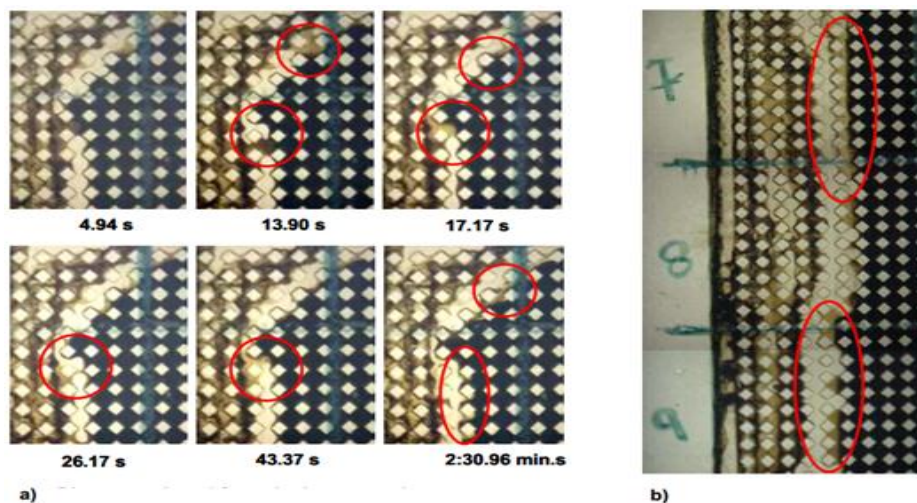
encuentra más alejado. En la convección de masa, se define una capa límite de concentración de manera análoga a la capa térmica límite. Se ha demostrado que la convección puede afectar significativamente la distribución de los componentes en algunos yacimientos de hidrocarburos. Depende<sup>20</sup> de las mezclas de fluido, una débil convección puede cambiar drásticamente la variación, y si la convección es más fuerte la composición es más homogénea.

Como en el transporte de calor, el transporte convectivo de masa consiste de dos tipos: convección forzada, en la que el movimiento es generado por una fuerza externa, y convección libre o natural, un efecto de flotación en el cual el movimiento global se desarrolla naturalmente como consecuencia de cambios de densidad originados en las diferencias de concentración del medio. Otro aspecto de la transferencia de masa por convección libre incluye flujos de convección libre impulsados técnicamente, que aumentan la evaporación o sublimación que ocurre en una superficie. Por ejemplo, la evaporación de una capa de agua horizontal aumenta por el flujo de convección libre que se induce cuando la temperatura del agua excede la temperatura del aire en reposo por arriba del agua. En este caso hay transferencia de calor y masa simultánea por convección libre. La convección natural es la circulación convectiva debido al gradiente de densidad. El gradiente de densidad se establece debido a la temperatura y gradientes de concentración. La convección de estado estable en yacimientos de hidrocarburos es causado por el gradiente horizontal de temperatura.

---

<sup>20</sup>GHORAYEB, K. Y FIROOZABADI, A. (2000). Modelado multicomponente de la difusión y la convección en medios porosos. SPE 62168, Sociedad de Ingenieros de Petróleo. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.

**Figura 10. Arrastre del crudo por el solvente – Transferencia de Masa por Convección.**



**Fuente:** Modificado por autores de JAMES, Lesley Anne. Mass Transfer Mechanisms during the Solvent Recovery of Heavy Oil.

En la figura 10 se muestran las observaciones de una prueba de laboratorio con un solvente. Allí podemos apreciar el “arrastre” del crudo por parte del butano líquido. En la serie de 6 fotografías (a) de los mismos poros a lo largo del tiempo, se muestra que los más claros representan el solvente de butano vaporizado ocupando los poros, los de color intermedio son butano condensado mezclado con un poco de crudo y el más oscuro es crudo extrapesado.

Las áreas en los círculos a 13,90, 17,17, 26,17 y 43,37 segundos muestran un poro lleno parcialmente con crudo siendo lavado por el solvente fluyendo en la dirección de la gravedad. Las áreas circulares cerca al tope en los tiempos 13,90, 17,17 y 2:30,96 segundos ilustran el solvente lavando un poro lleno de crudo desde arriba. Al tiempo 2:30,96 segundos en el círculo más bajo, se puede apreciar que el crudo en los poros está comenzando a escaparse, cuando antes de eso, los poros estaban completamente saturados.

El butano líquido drenante no solo arrastra el crudo sino que también ayuda a mezclar el crudo y el solvente. Este fenómeno está claramente en donde el condensado drenante tiene trazas de bitumen a través de él, mientras drena el poro antes saturado<sup>21</sup>.

**Dispersión.** Es el mezclado de fluidos causado por la difusión molecular en la dirección de flujo, gradientes de velocidad local, longitudes de las líneas de corriente heterogéneas localmente, y el mezclado mecánico por efectos de flujos turbulentos debido a la naturaleza compleja de la estructura de los poros.

El coeficiente de dispersión<sup>22</sup> en medios porosos es un tensor de segundo orden que depende de las variaciones locales del campo de velocidad en características de medios porosos. Las variaciones de velocidad no son fácilmente medibles, y por lo tanto el coeficiente de dispersión ha sido frecuentemente correlacionado con cantidades más fácilmente medibles como la velocidad lineal aparente y algunas longitudes características del medio poroso, por ejemplo el diámetro de partícula o longitud del medio poroso. Para el ajuste a escala de laboratorio los efectos combinados de la difusión y la dispersión se pueden representar a través de los coeficientes de dispersión.

El coeficiente de dispersión se reduce comúnmente a un componente longitudinal paralelo a la dirección neta del flujo y un componente transversal perpendicular a la dirección neta del flujo, los cuales son controlados por difusión a bajas velocidades y por convección a altas velocidades, respectivamente.

---

<sup>21</sup>JAMES, Lesley Anne. Mass Transfer Mechanisms during the Solvent Recovery of Heavy Oil.

<sup>22</sup>SALAMA, D. Y KANTZAS, A. (2005). Observaciones experimentales del desplazamiento miscible de crudos pesados con solventes hidrocarburos. SPE/PS-CIM/CHOA 97854. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.

**Disolución.** Es el proceso en el cual el hidrocarburo miscible actúa sobre el crudo, para incrementar su estado de distribución, formando una mezcla o solución. Las fuerzas de atracción actúan entre las moléculas de los componentes puros y entre las moléculas diferentes en la solución. Si las fuerzas de atracción en la solución son más grandes que las de los componentes puros, la disolución es acompañada por un descenso en la energía interna del sistema. El proceso es exotérmico y el calor es liberado. Sin embargo, si las fuerzas de atracción entre las moléculas de los componentes puros son más grandes que aquellas en la solución, la energía interna del sistema se incrementa con la absorción de calor. En un sistema cerrado, el proceso de disolución endotérmica es acompañado por enfriamiento. En sistemas abiertos el calor es absorbido de los alrededores. La mayoría de los procesos de disolución son endotérmicos y son promovidos por un aumento de la temperatura: la solubilidad tiene un coeficiente de temperatura positivo, mientras que en los procesos exotérmicos tiene un coeficiente de temperatura negativo, es decir la solubilidad decrece con el ascenso de la temperatura.

El principal mecanismo<sup>23</sup> de recuperación de petróleo en este proceso se da reducción significativa de la viscosidad debido a la suficiente disolución del solvente que se utilice y a la posible precipitación de asfáltenos. En los procesos de recuperación a base de solvente, la disolución del solvente dentro del petróleo pesado juega un rol dominante en la determinación de la tasa de recuperación de petróleo.

---

<sup>23</sup>LUO, P; YANG, C AND THARANIVASAN, A.K. In Situ Upgrading of Heavy Oil in a Solvent-Based Heavy Oil Recovery Process. JCPT (Journal of Canadian Petroleum Technology). Alberta, Canadá. Septiembre 2007.

**2.1.9. Parámetros importantes de la inyección de hidrocarburos miscibles.** En los procesos miscibles<sup>24</sup> se debe tomar en cuenta las propiedades de los fluidos y del medio poroso, así como también los efectos involucrados en la física del proceso, los cuales se mencionan a continuación:

**Viscosidad de los fluidos:** Tal condición causa el fenómeno de interdigitación viscosa (adedamamiento), definida como el avance irregular del material desplazante en la fase desplazada, esto es, las protuberancias del material inyectado se adelantan a la masa principal del material desplazante.

**Disponibilidad del hidrocarburo miscible:** Tener una fuente de suministro constante del hidrocarburo miscible a utilizar es de vital importancia. En un campo por lo general que se inyecte solventes se utilizan cierta cantidad de volumen que se inyecta a pozo o a yacimiento.

**Facilidades necesarias:** las estructuras necesarias son indispensables a la hora de usar esta tecnología, pues son las encargadas de garantizar que el solvente líquido ingrese al pozo o al yacimiento con las condiciones adecuadas, esto es de presión y de caudal necesario para general la mayor reducción de viscosidad y el mayor aumento de productividad, tanto bombas como válvulas tuberías y tanques son necesarios.

**Compatibilidad crudo-hidrocarburo miscible:** La mejor forma de verificar que el hidrocarburo miscible va a generar impactos favorables en la productividad, es creando una mezcla más eficiente y de alta fluidez que logre subir a superficie, y para asegurar este proceso entre el crudo y el solvente debe existir compatibilidad y que al contactarse se generen impactos positivos. Por lo general al ser hidrocarburos miscibles de la misma naturaleza que lo es el petróleo la compatibilidad es positiva sin embargo es pertinente realizar pruebas de laboratorio para verificar estos parámetros.

---

<sup>24</sup>PÁEZ, J. Aspectos de la industria petrolera en Venezuela. Primer Congreso Venezolano de Petróleo, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo, Editorial Sucre.

## 2.2. INYECCIÓN DE SOLVENTES VAPORIZADOS

Los solventes son hidrocarburos puros en estado gaseoso o mezclas de hidrocarburos vaporizados obtenidos del mejoramiento del crudo en refinería.

Los procesos de inyección de solventes consisten en la inyección de hidrocarburos livianos o fracciones gaseosas de hidrocarburos en el yacimiento para formar una zona miscible<sup>25</sup>. El principio de los procesos de inyección de solventes yace en lograr reducir la viscosidad del crudo de yacimiento y además reducir las fuerzas de tensión interfacial entre el crudo y el fluido inyectado. Si el yacimiento es mojado por aceite las fuerzas interfaciales tienden a adherir el crudo a la roca y si es mojado al agua, estas fuerzas pueden crear burbujas de crudo los cuales pueden bloquear los canales porosos mientras las burbujas se resisten al incremento del área de superficie asociado con el forzamiento a través de estos canales<sup>26</sup>. En caso de que el gas inyectado no sea miscible con el aceite residual en la formación, la recuperación es mejorada a través de un simple drenaje gravitacional, el cual conlleva una mejor recuperación que a través de un flujo de agua. En tal situación, los principales criterios serán la permeabilidad vertical ( $K_v$ ) y la inclinación del yacimiento, o el espesor del mismo para el caso de un yacimiento.

Para un conjunto de condiciones dadas de presión y temperatura, el uso de aditivos de hidrocarburos con fracciones gaseosas pueden tener un gran efecto en la recuperación final del petróleo. Los aditivos hidrocarburos<sup>27</sup> son efectivos tanto en procesos de desplazamiento como en agotamientos de presión.

El efecto de la reducción de presión durante el proceso ayuda a incrementar el área de alcance del vapor en la zona tratada y así

---

<sup>25</sup>SCHUMACHER, M. (1978). Enhanced oil recovery secondary and tertiary methods.

<sup>26</sup>BARUTA, Miranda. PDVSA CIED. (2000). Recuperación Mejorada de Crudos.

<sup>27</sup>FERGUSON, M.A.; MAMORA, D. D; GOITE, J. G. (2001) Steam-Propane Injection for Production Enhancement of Heavy Morichal Oil. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Isla de Margarita, Venezuela, 12 – 14 Marzo. (Paper SPE 69689).

incrementar el área en las que la saturación de petróleo residual se reduce. Esto permite que más vapor entre a la zona durante el proceso y así el área calentada sea mayor. El uso de aditivos hidrocarburos de bajo peso molecular tienen gran beneficio en la recuperación mejorada ya que proporcionan suficientes fracciones ligeras que ayudan como mecanismo de empuje.

Como uno de los métodos más antiguos de recobro mejorado, la inyección de hidrocarburos fue practicada por años antes de que el concepto de PMM (presión mínima de miscibilidad) fuera bien entendido. Al existir un excedente de hidrocarburos de bajo peso molecular en algunos campos, estos fueron, en ocasiones, inyectados para mejorar la recuperación de aceite.

**2.2.1. Tipos de solventes vaporizados.** El uso de solventes vaporizados es bastante amplio ya que existen muchas mezclas de solventes que se pueden utilizar, entre los solventes más utilizados se encuentran los solventes puros, que son sustancias que contienen el 100% de un solo componente, como el metano o etano, o cualquiera que sea solo un componente. También son muy utilizadas las mezclas de estos como metano, etano, propano, butano, en diferentes proporciones.

La efectividad de estos solventes es muy variada, ya que depende de factores ajenos al mismo solvente, principalmente de las propiedades del crudo, que a fin de cuentas será quien determinara que solvente presente mejor desempeño, estos análisis se hacen en pruebas de laboratorio colocando el solvente en contacto con el crudo y analizando las propiedades de la mezcla resultante, en cuanto a densidad, viscosidad, precipitación de asfaltenos entre otras.

Para la selección final de un solvente que se ajuste al crudo además de realizar las pruebas de laboratorio es necesario también realizar un análisis técnico económico, porque hay otros factores que influyen en esto, como la facilidad de transportar el solvente, de separarlo, y aún más importante la disposición del solvente.

En este proyecto investigativo se plantea una metodología para la selección de solvente basado en revisiones bibliográficas de pruebas de laboratorio realizadas en diferentes instituciones a nivel mundial, que proporcionan una idea de las condiciones de densidad del crudo al cual un solvente en específico presenta mayores índices de efectividad, además de las ventajas y desventajas que estos presenten.

En la tabla 2 se puede observar una categorización en la cual diferentes tipos de solventes son usados en mayor medida partiendo de la densidad del crudo, y colocando los límites de viscosidad a los cuales estos solventes ya no son eficientes.

**Tabla2. Screening de solventes vaporizados**

<b>Solventes Vaporizados</b>	<b>API</b>	<b>Límites de Viscosidad @70°F</b>
Metano (40%) y Propano (60%)	10 a 15	hasta 3000 cp
Metano (60%) y Propano (40%)	10 a 15	hasta 20000 cp
Propano	< 20	< 50000 cp
Butano	< 15	< 10000 cp
Mezcla de C1, C2, C3,C4.	17 a 29	1'000.000 cp

**Fuente:** Autores

Como se puede observar en la tabla los solventes vaporizados se usan con mayor efectividad en crudos pesados con API mayores a 10, hay que tener en cuenta otras condiciones de presión y profundidad que limitan la utilización de estos, ya que la presión de inyección en solventes vaporizados juega un papel muy importante en la miscibilidad de este con el crudo.

**2.2.2. Criterios para la selección del solvente.** El solvente se selecciona para un yacimiento específico y la estrategia de inyección-producción estará basada en si hay preocupación del influjo de agua, espesor del yacimiento, calidad del yacimiento y muchas otras condiciones. La determinación de la mezcla del solvente más efectivo es extremadamente importante para diseñar los procesos de mejoramiento en la producción y recuperación de crudo pesado basados en solventes.

El solvente o la mezcla de solventes deben satisfacer los siguientes principios críticos bajo las condiciones del yacimiento<sup>28</sup>:

- Debe contener suficiente fase vapor para llenar las cavidades.
- Debe contener suficiente fase líquida para disolverse en el crudo viscoso y diluirlo, resultando en una presión de saturación cercana a la presión de yacimiento prevaleciente.
- El solvente que se disuelve en el crudo pesado debe tener una baja viscosidad, preferiblemente por debajo de 100 cp., la cual es la limitación de máxima viscosidad para producir el crudo pesado en superficie.
- La presión parcial del solvente debe ser menor que la presión del punto de rocío del solvente a la temperatura prevaleciente.
- La presión del punto de rocío del solvente debe ser ligeramente mayor que la presión de yacimiento y cercana a la PMM.

---

<sup>28</sup>QUEVEDO, Luis. Evaluación de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco

**2.2.2.1. Presión de inyección.** La presión de inyección<sup>29</sup> del solvente cumple un papel principal ya que luego de la compatibilidad es el factor que más interviene en tener un proceso de inyección de solvente exitoso y favorable, la idea de inyectar el solvente y que este entre en contacto con el crudo, es que se dé un proceso de condensación en el cual los componentes más pesados del solventes entraran a hacer parte del crudo produciendo un efecto soluble del solvente en el crudo, es por esto que esta característica está muy relacionada con la presión de saturación del solvente. Ya que una presión cercana al punto de rocío del solvente sería la condición más propicia para generar la disolución del hidrocarburo vaporizado en el crudo de yacimiento.

### **2.2.3. Tecnologías de inyección de solventes vaporizados**

**2.2.3.1. Método de inyección cíclica de solventes (CSI).** La inyección cíclica de solventes, en sus siglas en inglés CIS (Cyclic Solvent Injection), es un proceso de estimulación no-térmico para yacimientos delgados con canales de alta conductividad (fracturas, hoyos de gusano), y por supuesto este método se puede aplicar en otros yacimientos donde la inyektividad es suficientemente alta. En el proceso CIS, el solvente se inyecta en el yacimiento a través de un pozo vertical hasta que la presión alcanza la presión inicial del yacimiento, tal como se muestra en la figura 11.

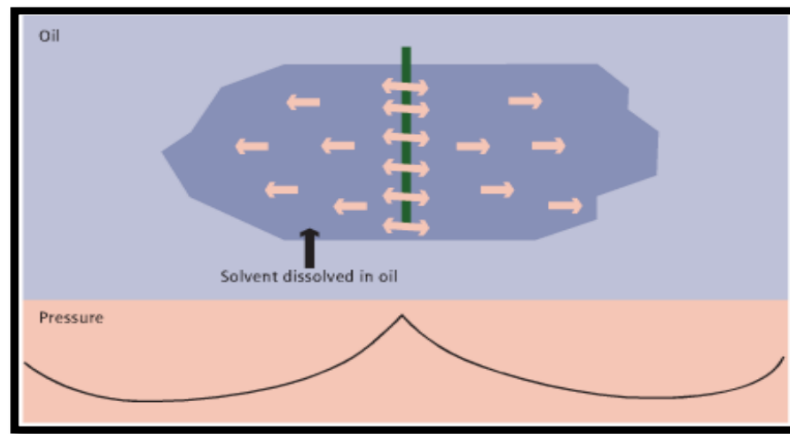
Después de la inyección, al solvente se le permite remojar en el yacimiento para un periodo de tiempo específico, este comportamiento se puede evidenciar en la figura 11 y 12. McMillen<sup>30</sup> en su invención plantea que “el método de estimulación cíclica con solventes en yacimientos de crudos pesados consiste en inyectar en el yacimiento un solvente y luego producir una mezcla de solvente-crudo, para proveer el adedamiento adecuado del solvente cerca del hoyo y reducir significativamente la viscosidad del petróleo original en sitio por difusión y mezclado”.

---

<sup>29</sup>MOTONAO Imai, SPE; Ichiro Nishioka; Masanori Nakano, SPE; and Fuminori Kaneko, Japex. How heavy gas solvents reduce heavy oil viscosity. 2013

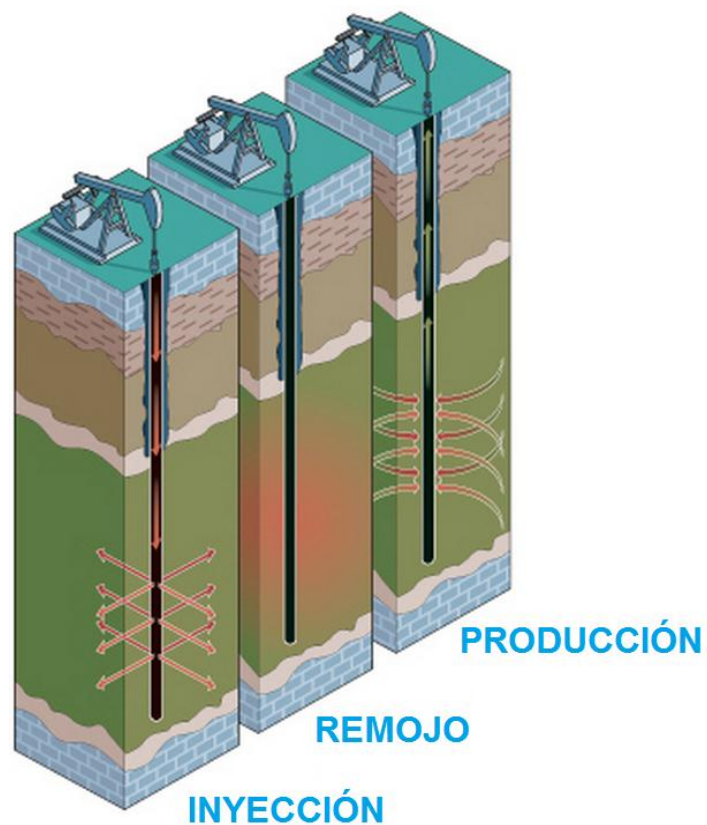
<sup>30</sup>MCMILLEN, J. (1985, Julio 30). Método de estimulación con solventes en yacimientos de crudo pesado.

**Figura 11. Perfil de presión y esquema de la fase de inyección cíclica del solvente.**



**Fuente:** QUEVEDO, Luis. Evaluación de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco.

**Figura 12. Comportamiento básico de la inyección de solvente**

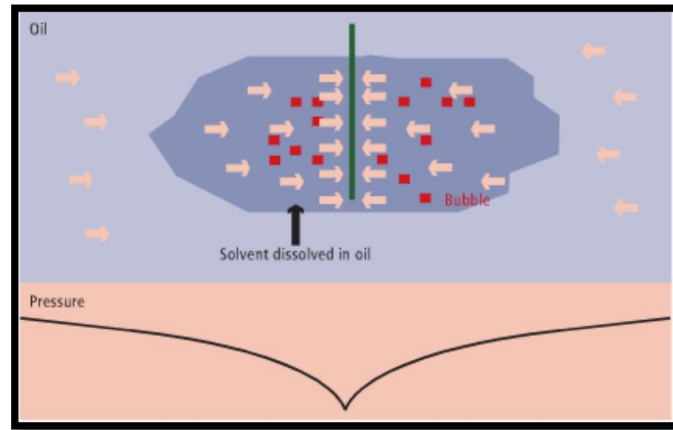


**Fuente:** Modificado Ian D. Gates. Design of the Injection Strategy in Expanding-Solvent Steam.

De acuerdo con McMillen debería haber poco o ningún tiempo de remojo, es decir, el tiempo entre el final de la inyección del solvente y el comienzo de la producción. Generalmente, el tiempo de remojo debe estar alrededor de 1 hora o menos y cerca de 48 horas, preferiblemente menos de 24 horas; hay pocas ventajas, si las hubiese, en un tiempo apreciable de remojo de efectuar la mezcla disuelta del solvente con el crudo pesado. Asimismo, se destaca<sup>32</sup> que el tiempo de remojo prolongado de varios días o más, aísla el solvente por la gravedad de mezcla y destruye las rutas de alta movilidad cerca del pozo, por lo que habría poco aumento de la producción sobre el obtenido de la producción estimulada. Sin embargo, a causa de que la inyección de solvente<sup>33</sup> convencional es un proceso lento, el cual involucra la difusión molecular y la dispersión convectiva dentro del medio poroso, se propone que se aplique el remojo del solvente, como una alternativa para promover una mayor dilución efectiva.

Durante la producción, como se muestra en la figura 13 después de que la inyección del solvente se ha completado, debería mantenerse continuamente con una caída de presión antes del periodo de inyección del próximo ciclo siguiente. McMillen propone que “cualquier cierre se debería mantener menos de 48 horas, preferiblemente menos de 24 horas”. La producción se debería continuar hasta que la fracción de solvente en el crudo producido, se ha reducido a alrededor del 12 % o menos, sin tener en cuenta la tasa de producción. En este punto, el solvente adicional o la producción rica en solvente se puede inyectar en el yacimiento seguido por la producción reanudada.

**Figura 13. Perfil de presión y esquema de la fase de producción cíclica del solvente.**



**Fuente:** QUEVEDO, Luis. Evaluación de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco.

Se descubrió mediante este nuevo método que la producción de crudo pesado puede ser mucho mayor por la dilución del solvente en el crudo solamente, este fenómeno resulta en una viscosidad reducida de la mezcla solvente-crudo. El incremento de la producción es el resultado de los criterios adecuados del diseño de la estimulación con solventes, que involucra el volumen de solvente usado y el período de remojo antes de la reanudación de la producción. La continuidad de la producción, una vez que comienza, es también importante en el proceso.

También, se ha encontrado que el mismo pozo se puede estimular con solventes muchas veces exitosamente, lo cual depende de la selección de los intervalos apropiados entre las inyecciones de los solventes. Además, se ha determinado que los hidrocarburos relativamente económicos sin aditivos, tales como los crudos livianos, se pueden usar como solventes.

La disolución del solvente<sup>31</sup> en el crudo reduce su viscosidad y puede proveer un empuje por gas en solución cuando la presión del yacimiento se reduce durante la producción. Esencialmente todo el solvente inyectado (cerca del 97

<sup>31</sup>CHANG, J. & IVORY, J. (2011, Diciembre).Proceso de inyección cíclica de solventes para recobro de crudo pesado.

%) dentro de la formación en una estimulación de múltiples ciclos de solvente es recobrado con el crudo producido. De este modo, se pueden separar del crudo producido en sitio, si es deseable o práctico, por algún método de separación, por ejemplo, en una planta de destilación primaria, y usado en inyecciones subsecuentes.

Alternativamente, la mezcla de solvente y crudo pesado puede ser usada como una materia de carga o prima de refinería, conocido en inglés como refinery charge stock, y tiene la ventaja de ser fácilmente transportado por tuberías.

### **Factores operacionales de la inyección cíclica del solvente vaporizados.**

Los principios principales de la estrategia de inyección cíclica de vapor aplican a la inyección cíclica del solvente. Por consiguiente, los periodos de inyección, remojo, y de producción para cada ciclo tienen que ser diseñados propiamente a fin de maximizar la producción de crudo, al igual que la tasa de inyección de solvente<sup>32</sup>. A continuación se mencionan aquellos factores operacionales a tener en cuenta en una inyección cíclica de solvente.

**Tasa de inyección del solvente:** Generalmente, la tasa de inyección del solvente debe ser diseñada en base a los resultados finales de un análisis económico.

Para ello se toma como referencia la función razón crudo-solvente acumulada, es uno de los principales criterios de evaluación económica. Por el otro lado, el proceso de inyección del solvente es un proceso extremadamente de alta presión, a fin de prevenir que el yacimiento sea fracturado, el perfil de distribución de la presión en cada parte del yacimiento durante todo el proceso necesita ser monitoreado, el cual a su vez limita la tasa de inyección del solvente. Por estudios de simulación se ha comprobado que a mayor tasa de inyección de solvente, la tasa de producción de crudo acumulado

---

<sup>32</sup>POLIKAR, J. (2005). Solvente óptimo y geometría del pozo para la producción de crudo pesado por inyección cíclica del solvente.

mejora. En contraste, Behrouz, Kharrat y Ghazanfari<sup>33</sup> concluyen que las tasas de inyección de solvente bajas pueden resultar en recobro de crudo más eficiente. Tales tasas de inyección resultan en un frente de desplazamiento mucho más estable. De este modo, hay suficiente tiempo para la difusión transversa igualar la concentración en cada poro, por lo tanto reducir la viscosidad del crudo y arrastre de la mezcla con la corriente de solvente.

**Tiempo de remojo:** El tiempo de remojo no puede ser ni muy largo ni muy corto. Si el tiempo es demasiado largo, la producción se retrasa, y si el tiempo es demasiado corto, el solvente no disolverá completamente en el crudo pesado. Para procesos de inyección de solventes gaseosos el tiempo óptimo resultará en la reducción más efectiva de la viscosidad y en la RGP más baja. A mayor tiempo de remojo, la producción acumulada de crudo es mayor.

**Tiempo de producción:** El tiempo de producción que sigue después de cada ciclo se puede determinar al analizar las curvas de declinación de producción.

**Número de ciclos:** El periodo de inyección-remojo-producción es repetido un número de veces y se puede continuar hasta que el yacimiento quede exhausto.

**Efectos de los parámetros de entrada en el proceso CSI.** Ivory y Chang<sup>34</sup> destacan que los efectos considerados en el proceso de inyección cíclica de solventes son:

**Efecto del coeficiente de difusión:** Para el caso de la inyección de solventes gaseosos es relativamente insensible a los coeficientes de difusión de la fase oleica, pero es sensitivo a los coeficientes de la fase gaseosa. Por lo que se esperaría, que para los solventes líquidos los coeficientes de difusión de la fase oleica sean considerados.

---

<sup>33</sup>BEHROUZ, T., KHARRAT, R. Y GHAZANFARI, M. Estudio experimental de los factores que afectan el recobro de crudo pesado en inyecciones de solvente.

<sup>34</sup>CHANG, J. & IVORY, J. (2011, Diciembre).Proceso de inyección cíclica de solventes para recobro de crudo pesado.

**Efecto de las densidades molares de la fase oleica:** Tienen un impacto significativo en el volumen de solvente inyectado. Una densidad molar más grande para el solvente disuelto reduce el volumen de la fase oleica y más grande es el espacio para el gas lo que permite la inyección de solvente adicional.

**Efecto de la presión capilar:** La presión capilar tiene un impacto significativo sobre el solvente inyectado, el crudo producido y el gas producido en los ciclos del solvente. Se ha observado que al aumentar la presión capilar por un factor de 10 incrementa la inyección de gas.

**Efecto de la presión:** Las solubilidades de los solventes hidrocarburos vaporizados en el crudo pesado y el bitumen aumenta con el incremento de la presión, la cual es máxima a la presión de saturación del solvente. Esto corresponde a la más alta concentración de solvente en el crudo y la viscosidad más baja<sup>35</sup>.

**Efecto de la temperatura:** El incremento en la temperatura decrece la solubilidad del solvente y reduce una parte de la reducción de la viscosidad alcanzada debido a la presencia del solvente. De este modo, un proceso que usa una combinación de temperatura más alta y un solvente puede no ser efectivo.

**2.2.3.2. Condiciones para la implementación de las tecnologías de inyección de solventes.** En la siguiente tabla se muestran las condiciones<sup>36</sup> que tiene que tener el yacimiento para hacer uso de la tecnología de inyección de solventes vaporizados en la cara de la formación.

---

<sup>35</sup>DAS, S. (1995). Recobro in situ del crudo pesado y bitumen usando solventes hidrocarburos vaporizados. Canada: Universidad de Calgary.

<sup>36</sup>TABER, J.J., MARTIN, F.D., SPE, and SERIGHT, R.S.; EOR Screening Criteria Revisited-Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. 1997.

**Tabla 3. Condiciones para la implementación de las tecnologías de inyección de solventes.**

Característica	Rango
Profundidad	500-2000 (ft)
Espesor de Arena	40-50 ft
Presión de Inyección	Cercana a la $P_s$ del solvente
Temperatura	No crítica
Permeabilidad	No crítica (> 1mD)
API	9 a 22,3
Viscosidad	> 50000 cp
Composición	Alto porcentaje de componentes intermedios C7 – C12

**Fuente:** Autores

La implementación de alguna técnica de inyección de solventes depende en gran medida de ciertos factores y características tanto del yacimiento como del crudo, las cuales determinan las condiciones necesarias para desarrollar dicha técnica. Dentro de los principales factores a tener en cuenta están algunas características del yacimiento como la profundidad, el espesor de la formación, la temperatura y la permeabilidad; además de propiedades del crudo como su gravedad API y su viscosidad.

**Profundidad:** Debido a que la inyección se realiza con hidrocarburos vaporizados, éstos no deben sobrepasar ciertos umbrales de profundidad que generarían ambientes de alta presión del solvente; debido a que el solvente se inyectaría como un gas a alta presión, pudiendo provocar un efecto desfavorable de vaporización de las fracciones intermedias del crudo de yacimiento o en otros casos una condensación temprana del solvente.

**Espesor de la arena:** La inyección de solventes es más factible en yacimientos de poco espesor o en su defecto en aquellos con alto buzamiento, ya que esto impide en cierta medida que se generen posibles pérdidas de solventes en yacimiento o que para el caso de VAPEX, la cámara de vapor no logre llegar

hasta el tope de la formación y no se drene de manera adecuada hacia el pozo productor.

**Presión de Inyección:** Esta característica está muy relacionada con la presión de saturación del solvente. Ya que una presión cercana al punto de rocío del solvente sería la condición más propicia para generar la disolución del hidrocarburo vaporizado en el crudo de yacimiento<sup>37</sup>.

En cuanto a las condiciones de temperatura y presión, éstas no deben superar las propiedades críticas de los fluidos. La permeabilidad del medio no debe ser relativamente pequeña y no llegar a condiciones críticas.

Los crudos en yacimiento pueden ser crudo pesados, con fracciones intermedias de hidrocarburos, las cuales representaran las fracciones solubles entre el crudo y el solvente. Son también altamente densos y viscosos, pudiendo llegar hasta valores de 50.000 cp.

### **2.3. INYECCIÓN DE SOLVENTES LIQUIDOS**

En el inicio de este capítulo se había comentado que hay varias maneras de diferenciar las técnicas de inyección de hidrocarburos miscibles, entre aquellas están el tipo de solvente a utilizar. A yacimiento se pueden inyectar tanto solventes que son los referidos a todos los componentes hidrocarburos que están es estado gaseoso a condiciones estándar(metano, etano, propano, etc.) como también se pueden inyectar en pozo solventes líquidos que son compuestos hidrocarburos en estado líquido.

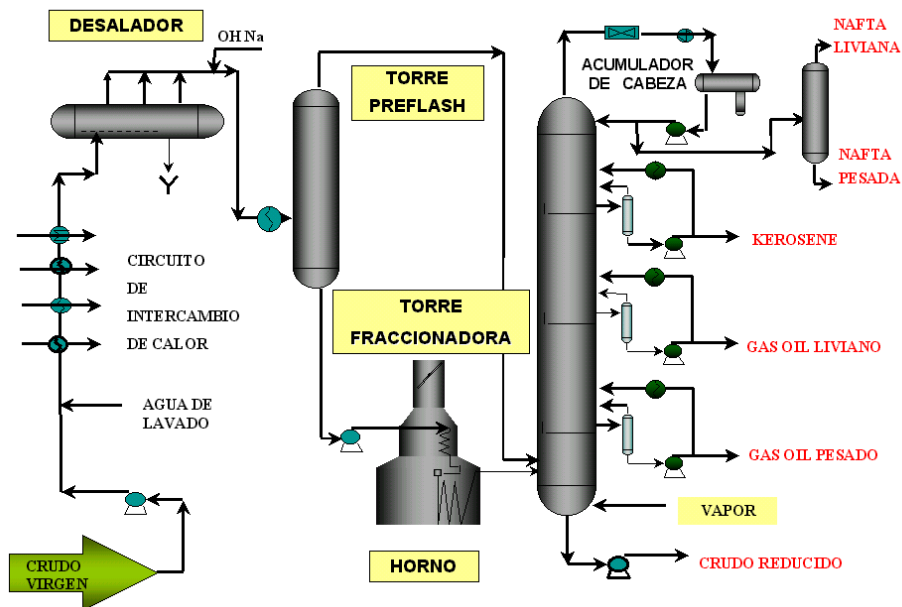
Los líquidos son compuestos hidrocarburos, que son capaces de disolver otras sustancias sin cambiarlas químicamente. En la industria petrolera, los más usados son los crudos livianos, condensados, nafta, gasoil, kerosene, entre otros. En la Figura14 se muestra el esquema del proceso de refinación

---

<sup>37</sup>MOTONAO Imai, SPE; Ichiro Nishioka; Masanori Nakano, SPE; and Fuminori Kaneko, Japex. How heavy gas solvents reduce heavy oil viscosity. 2013

del crudo y la obtención de algunos solventes líquidos por medio de los primeros cortes de refinería.

**Figura 14. Esquema del proceso de destilación atmosférica en el proceso de refinación del crudo.**



**Fuente:** Petróleo y gas natural. Proceso de refino del petróleo. Enciclopedia de salud y seguridad en el trabajo. Kraus, R. (s.f.).

Cuando el aceite pesado fluye a la superficie se enfría, incrementando la viscosidad hasta alcanzar valores de 10,000 [cp], lo que causa severos problemas de flujo. El desafío en la producción de crudos pesados es: encontrar un método de bajo costo para disminuir la viscosidad en el pozo, con la mayor eficiencia posible al menor costo. A través de los años han surgido diferentes tecnologías, con el fin de incrementar la producción de los hidrocarburos, entre ellas se encuentra la inyección de solvente, que surgió como una alternativa para la disminución de la viscosidad del aceite, realizando una mezcla de fluidos, ya que como se sabe, al mezclar un fluido altamente denso y viscoso, con otro de menos denso y viscoso, se obtiene una mezcla de menor densidad y viscosidad que el primero. Este es un sistema que se utiliza conjuntamente con sistemas artificiales de producción como BES, BM y BCP.

**2.3.1. Tipos de solventes líquidos.** Debido a la alta viscosidad y bajas gravedades API del crudo extrapesado existe cierta dificultad para el transporte y producción del mismo, por ello, en algunos casos es necesario aplicar la dilución, por lo general con nafta, un crudo liviano o un crudo mejorado, para así disminuir la viscosidad del crudo que se desea producir facilitando la movilidad del mismo y aminorar los efectos de pérdida de presión por el roce de los fluidos con la tubería de producción para así optimizar el desempeño de los equipos de producción. Este método<sup>38</sup> es comúnmente utilizado debido a las altas viscosidades del crudo y a los buenos resultados que se han obtenido a partir de la aplicación del mismo. Según lo antes descrito se puede clasificar la dilución del crudo según el tipo de solvente utilizado:

- **Aceite móvil (Mobil Oil):** Aceite móvil es un derivado del petróleo que se usó principalmente en el mercado como lubricante para autos pero debido a sus propiedades y a su solubilidad en el crudo puede utilizarse para procesos de dilución y alcanzar reducciones de viscosidad de hasta 100000 cp a 29 cp a temperaturas de 200 °F.
- **Nafta:** Es una mezcla de hidrocarburos que se encuentran refinados parcialmente, obtenidos en la parte superior de la torre de destilación atmosférica. Es una alternativa para la producción de crudo pesado, debido a su alta gravedad API y a la compatibilidad con los asfaltenos. Pueden presentarse dificultades de disponibilidad dado que los campos de crudo pesado estén situados en áreas remotas. Pueden incurrir en costos altos de adquisición de la Nafta y estas son altamente inflamables por lo que su manejo y almacenamiento necesita de un proceso cuidadoso y especial. La nafta también se emplea como solvente líquido en el proceso de transporte del crudo pesado, la cual parece ser una alternativa interesante al uso de los condensados y es fácilmente reciclada<sup>39</sup>.

---

<sup>38</sup>GARCIA, Christian. OLVERA, Oswaldo. (2010). Sistemas y dispositivos especiales para la producción de hidrocarburos pesados, Tesis UNAM.

<sup>39</sup>ARGILLIER, J. y otros (2005). Dilución del crudo pesado. SPE/PS-CIM/CHOA 97763. Obtenido el 12 de Septiembre de 2012 de la base de datos Onepetro.

- **Crudos Livianos:** Se utiliza petróleo ligero para la dilución, cuando se cuenta con la disponibilidad suficiente de estos. Reducen la viscosidad del crudo permitiendo su bombeo. Al igual que con la Nafta, se debe tener en cuenta tanto los altos costos de implementación, la disponibilidad del crudo liviano y la compatibilidad con el crudo de yacimiento para que no se generen precipitaciones de asfaltenos.
- **Crudos sintéticos:** Los crudos sintéticos son mezclas de hidrocarburos que como su nombre lo indica son creados y probados en laboratorios y por este motivo serian el compuesto más idóneo para la disolución del crudo, ya que estos son elaborados en laboratorio, estudios experimentales que se realizan para verificar el comportamiento de la mezcla de solvente y crudo.

En Venezuela, específicamente en la faja del Orinoco, donde se encuentra la mayor reserva de crudo pesado en el mundo, la inyección de crudos sintéticos es la tecnología principal en la explotación y producción de estos reservorios. El crudo sintético generalmente muestra reducciones de viscosidad bastante elevadas desde 100000 cp a 34 cp a temperaturas de 200 °F.

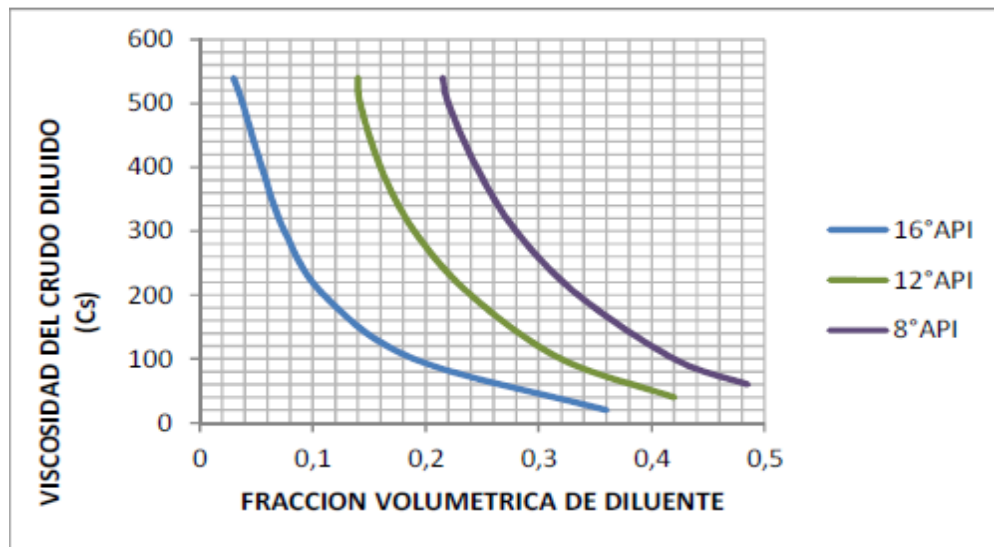
El mejoramiento de la calidad del crudo<sup>4041</sup> depende en gran medida de las propiedades que tenga el solvente, entre mayor sea el API del crudo mayor será el API de la mezcla y mejor será la reducción en la viscosidad del crudo.

---

<sup>40</sup>ECOPETROL S.A. Superintendencia de operaciones. Especificaciones técnicas.

<sup>41</sup>HERNANDEZ PEREZ, César Gabriel. Evaluación técnico económica de un sistema de dilución de crudo pesado para su transporte entre las estaciones SDN-1 y BUEF-2, Distrito sur San Tomé. 2006.

**Figura 15. Reducción de la viscosidad del crudo a diferentes densidades y fracciones de solvente.**



**Fuente:** Saniere, A, Hénaut, I, and Argillier, J-F. "PIPELINE TRANSPORTATION OF HEAVY OILS, A STRATEGIC, ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL CHALLENGE". Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59. 2004. Pág. 455-466.

Para la selección óptima tanto del solvente como de su densidad es necesario hacer pruebas de laboratorio y análisis técnico económico para obtener un resultado mucho más acertado. En este proyecto de investigación se tomaran en cuenta parámetros teóricos para la selección del solvente.

En tabla 4 se muestra un screening basado en revisiones bibliográficas de pruebas de laboratorio en el cual se categorizan los diferentes tipos de solvente líquido dependiendo de la efectividad que estos tengan en diferentes tipos de crudo y también de acuerdo al límite de viscosidad que estos pueden ser usados.

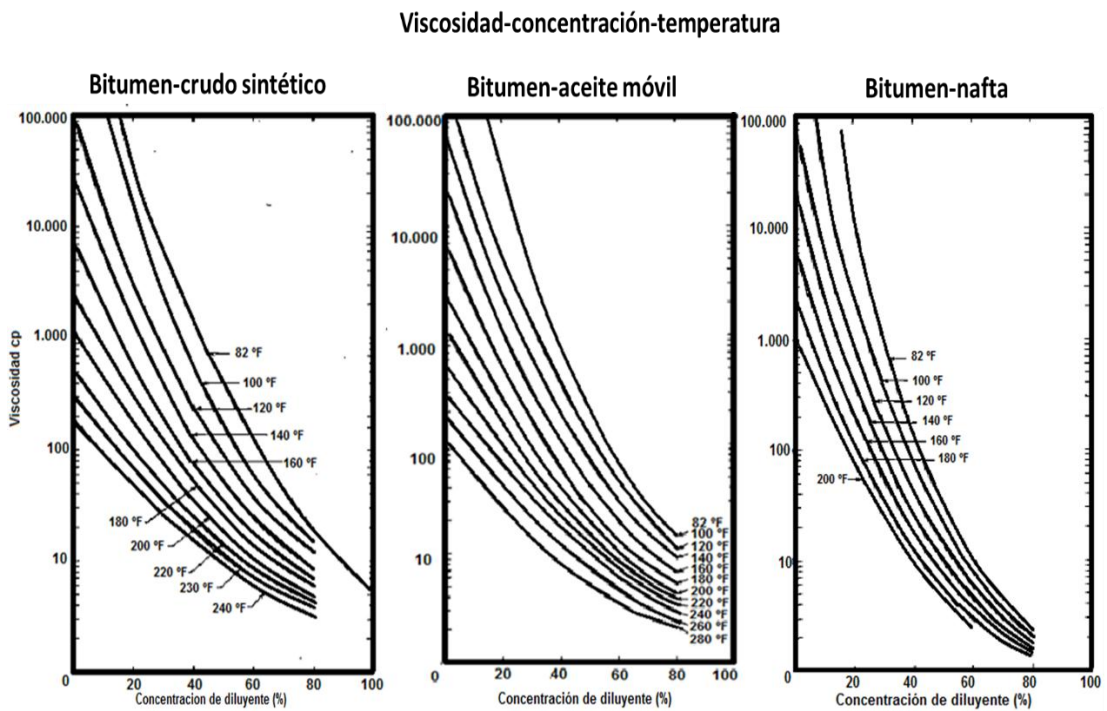
**Tabla 4. Screening del tipo de solventes líquidos**

Solventes Líquidos		API	Límites de Viscosidad @70°F
Crudo Sintético	40 API	5 a 9.9	< 100000 cp
Nafta	66 API	7 a 9.9	< 50000 cp
Mobil Oil	28 API	5 a 9.9	< 50000 cp

**Fuente:** Autores

Como se puede observar en la tabla los solventes líquidos tienen mejor desempeño en la dilución de crudos extrapesados, si bien los solventes líquidos más utilizados en las investigaciones tenidas en cuenta son los crudos sintéticos, la nafta y el aceite móvil, estos no presentan ni las mismas propiedades ni el mismo comportamiento de acuerdo a las condiciones de temperatura y concentración de este, en la figura 16 y 17 se puede observar el desempeño de estos solventes líquidos a diferentes condiciones de temperatura y concentración

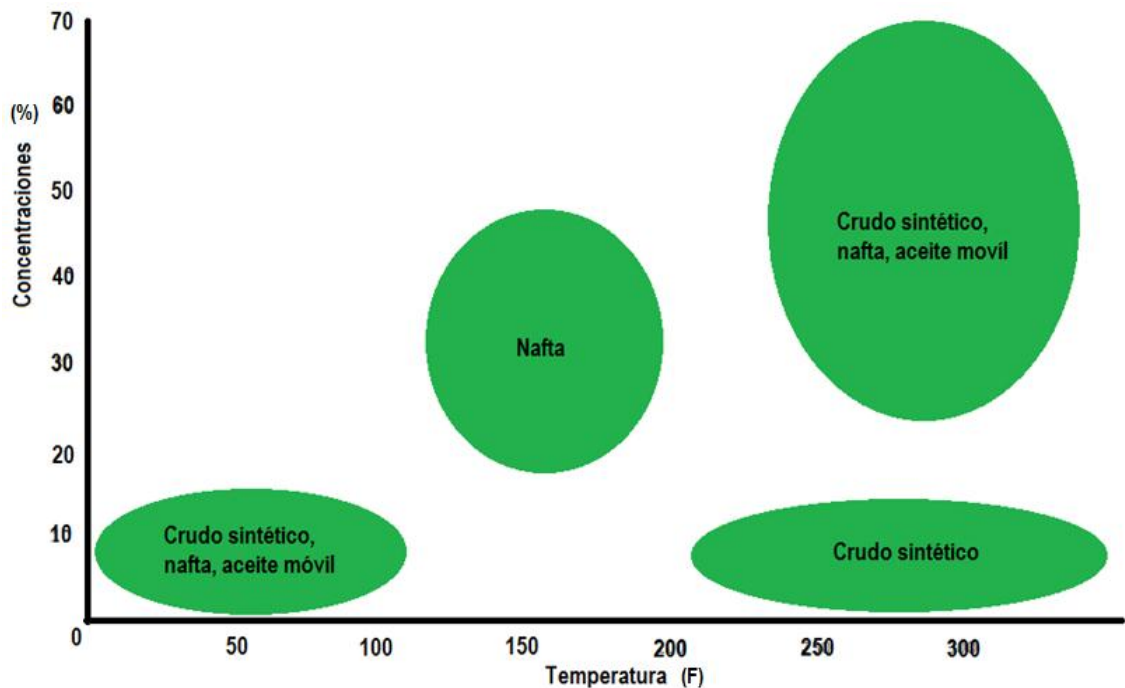
**Figura 16. Comportamiento de la mezcla bitumen-nafta según su concentración y temperatura.**



**Fuente:** Farouq Ali, B. Abad. Bitumen Recovery From Oil Sands, Using Solvents In Conjunction With Steam. Modificado por autores.

La nafta obtiene considerables reducciones de viscosidad a temperaturas entre 110°F y 200°F a concentraciones entre 40 a 60 % de solvente líquido en mezcla, que son condiciones más normales, ya que son concentraciones y temperaturas medias, mientras que el aceite móvil y los crudos sintéticos tienen mejor desempeño a temperaturas más bajas o más altas.

**Figura 17. Comportamiento de los solventes líquidos según su concentración y temperatura.**



**Fuente:** Farouq Ali, B. Abad. Bitumen Recovery From Oil Sands, Using Solvents In Conjunction With Steam.

Como se puede observar en la figura 17, según Farouq Ali, por estudios de laboratorio realizados, los solventes líquidos al entrar en contacto con crudos extrapesados manejan cierta efectividad, esta depende principalmente de la temperatura y de la concentración a la cual se inyecte el solvente, en la gráfica se puede analizar que a bajas concentraciones y a bajas temperaturas (menores a 15%; menores a 110 F, respectivamente), los tres solventes líquidos tienen la misma efectividad, lo mismo pasa muy altas temperaturas (mayores a 200 F). Cuando se trata de manejar muy bajas concentraciones y altas temperaturas los crudos sintéticos son los más efectivos (menores a 15%; mayores a 200F, respectivamente). La nafta tiene el mejor comportamiento como solvente líquido a concentraciones y temperaturas moderadas, esto es entre 15 y 45% y entre 110 y 190F, respectivamente.

**2.3.1.1. Volúmenes y caudales de inyección.** Al inyectar un solvente líquido para que se ponga en contacto con el crudo, la finalidad principal es obtener una mezcla con mejores propiedades que permita ser producido y transportado fácilmente, el resultado de las propiedades de la mezcla depende del caudal con que se decidirá inyectar, a medida que se inyecta más solvente líquido, este afectara la mezcla aumentando su gravedad API, habiendo una relación directa de proporcionalidad. Generalmente<sup>42</sup> en la industria se inyecta caudales que están en el orden de 5 a 30% de la producción de aceite que está teniendo el pozo para evitar pérdidas de solvente líquido, garantizando que más del 90% de este sea diluido en el crudo.

Según Cabrales S. Jarohueh J. (2011)<sup>43</sup>, se puede calcular la tasa de solvente líquido que debe inyectarse en el pozo, deduciendo una ecuación que modele este proceso mediante un balance de masas entre: la masa de crudo ( $m_c$ ), masa de solvente líquido ( $m_d$ ) y la masa de mezcla a obtener ( $m_m$ ).

$$m_m = m_d + m_c \quad \text{ecuacion 3.1}$$

$$v_m = v_d \rho_d + v_c \rho_c \quad \text{ecuacion 3.2}$$

De acuerdo a la gravedad específica:

$$Y_X = \frac{\rho_X}{\rho_{agua}} \quad \text{ecuacion 3.3}$$

$$\rho_{agua} = 1g/cm^3 \quad \text{ecuacion 3.4}$$

$$\gamma_x = \rho_x$$

$$V_m \gamma_m = V_d \gamma_d + V_c \gamma_c$$

$$API_x = \frac{141,5}{\gamma_x} - 131,5$$

<sup>42</sup>ECOPETROL S.A. Superintendencia de operaciones. Especificaciones técnicas.

<sup>43</sup>CABRALES, S.,JAROHUEH, J., Desarrollo de una herramienta computacional para determinar la relación óptima de diluyente y crudo extrapesado para maximizar la tasa de producción en un yacimiento tipo de la faja petrolífera del Orinoco. (2011).

$$\gamma_x = \frac{141,5}{API_x + 131,5}$$

$$V_d = \frac{V_m \left( \frac{141,5}{API_x + 131,5} \right) - V_c \left( \frac{141,5}{API_c + 131,5} \right)}{\frac{141,5}{API_d + 131,5}}$$

$$V_m = V_d + V_c$$

$$V_d = \frac{(V_d + V_c) \left( \frac{141,5}{API_x + 131,5} \right) - V_c \left( \frac{141,5}{API_c + 131,5} \right)}{\frac{141,5}{API_d + 131,5}}$$

$$V_d = \frac{V_c \left[ \frac{141,5}{API_m + 131,5} - \frac{141,5}{API_c + 131,5} \right]}{\left( \frac{141,5}{API_d + 131,5} \right) - \left( \frac{141,5}{API_m + 131,5} \right)}$$

$$Q_d = \frac{Q_c \left[ \frac{141,5}{API_m + 131,5} - \frac{141,5}{API_c + 131,5} \right]}{\left( \frac{141,5}{API_d + 131,5} \right) - \left( \frac{141,5}{API_m + 131,5} \right)}$$

$$Q_d = C Q_c$$

**2.3.1.2. Presión de inyección.** Para el caso de los solventes líquidos la presión de inyección tiene que estar por encima de la presión a la cual se encuentra el crudo, es decir, si la inyección es en la cara de la formación la presión de inyección debe superar hasta 100 PSI esta presión con el fin de garantizar que el solvente líquido entre en contacto con el crudo al caudal deseado y así diluirlo, en el caso que la inyección sea en el pozo la presión de inyección debe superar la presión del fondo del pozo para así también garantizar que el solvente líquido logre salir de la tubería a los caudales deseados y mejorar la productividad.

**2.3.2. Condiciones para la implementación de la inyección de solventes líquidos.** La inyección de solvente líquido se puede realizar en tanto en pozo como en el yacimiento y dependiendo de esto está condicionada su implementación.

En el caso que la inyección es en el pozo las condiciones que debe cumplir el yacimiento son de entrega de crudo al pozo con la suficiente presión para que el solvente líquido pueda entrar en contacto con este y tener la suficiente fuerza y energía para generar una productividad alta viable económicamente e inyectar el solvente con una presión mayor a la presión del fondo de pozo para que pueda penetrar en el crudo. Para inyectar solventes líquidos en la cara de la formación las condiciones que el yacimiento debe cumplir son más.

En la siguiente tabla se puede observar las condiciones de yacimiento para las que la inyección de solventes líquidos sea viable.

**Tabla 5. Condiciones para la implementación de las tecnologías de inyección de solventes líquidos.**

Característica	Rango
Espesor de Arena	40-50 ft
Presión de Inyección	100 PSI por encima de la $P_{yto}$
Temperatura	No crítica
Permeabilidad	No crítica (> 1mD)
API	7 a 15 API
Viscosidad	> 5000 cp
Composición	Alto porcentaje de componentes intermedios C7 – C12

Fuente: autores

Para la implementación de inyección de solventes líquidos en la cara de la formación los yacimientos deben tener un espesor ni tan delgado ni tan grueso, esto para garantizar la eficiencia del barrido del solvente en toda la cara de la formación.

La presión de inyección debe ser superior a la presión del yacimiento, y esto para poder garantizar que el solvente entre a la cara de la formación y pueda entrar en contacto con el crudo, que según especificaciones técnicas<sup>44</sup> de ECOPETROL S.A. debe ser 100 PSI por encima de la presión del yacimiento.

Como se mencionó anteriormente la producción del crudo depende de la temperatura, ya que a medida que fluye desde la formación productora hacia el pozo genera un aumento significativo de la viscosidad, ocasionando problemas de flujo y por ende dificultades para la producción de crudos extrapesados, razón por la cual, desde hace décadas se han venido planteando diferentes soluciones para esta problemática, una de ellas es la implementación de un método para disminuir la viscosidad del crudo en el pozo, con la mayor eficiencia posible y económicamente viable. Este método o tecnología es conocido como inyección de solventes líquidos, la cual surgió como una alternativa para disminuir la viscosidad del crudo pesado, permitiendo aumentar la producción, además no todos los solventes líquidos tienen la misma efectividad en disminuir la viscosidad a diferentes temperaturas, por lo tanto la temperatura es un factor importante a tener en cuenta para implementar esta tecnología y en escoger el mejor solvente líquido.

La permeabilidad es fundamental, pues es el parámetro de entrada a la formación y entre mayor sea este valor más garantía tiene la tecnología de funcionar de una forma adecuada, en Venezuela, en la faja del Orinoco, han implementado inyección de keroseno y crudos sintéticos a la cara de la formación, y han sido verdaderamente exitosos, no solo por la compatibilidad que tiene el solvente líquido y el crudo, sino también por las altas

---

<sup>44</sup>ECOPETROL S.A. Superintendencia de operaciones. Especificaciones técnicas.

permeabilidades de estos yacimientos que han permitido las altas tasas de producción.

El factor económico es clave a la hora de estudiar la implementación de inyección de solventes líquidos y generalmente se usa para crudo muy densos con dificultades de movilidad y muy viscosos en pozos que tienen bajas tasas de producción y diluye en crudo para mejorar sus propiedades, entre ella la densidad y la viscosidad para tener un crudo más liviano, más móvil disminuyendo la fricción de este en la tubería con el fin de que se pueda subir a superficie con menos dificultades por esto la inyección se usa principalmente en crudo de 7 a 15 API y que tengan viscosidades mayores a 5000 cp.

La inyección de solventes líquidos ha demostrado ser eficiente a diferentes tipos de crudo, tanto pesados como extrapesados, y produce reducciones de viscosidad bastante considerables incluso a crudos hasta de 50000 cp reduciéndolo hasta 26 cp. Además se recomienda usar la inyección de solventes líquidos siempre y cuando existan en el crudo suficientes porcentajes de compuestos intermedios para que el proyecto tenga viabilidad económica.

**2.3.3. Técnicas de inyección de solventes líquidos.** Las técnicas de inyección de solventes líquidos consisten en inyectar un hidrocarburo de alto API, es decir un hidrocarburo ligero, para mezclarlo con el hidrocarburo de bajo API proveniente del yacimiento. El objetivo más importante de la inyección de solvente líquido es disminuir la viscosidad, para mejorar la movilidad del fluido producido. Inicialmente, el solvente líquido era inyectado en la cabeza del pozo reduciendo la viscosidad en la línea de producción. Una viscosidad baja en la línea de producción implica una reducción en la presión en la cabeza del pozo y en muchos casos incrementos en los gastos de producción.

Sin embargo, una nueva técnica se ha sido desarrollando donde el solvente líquido es inyectado en el fondo del pozo, lo que permite la reducción de la viscosidad y/o el incremento de la presión. La inyección de solvente líquido en el fondo del pozo, puede ser hecha a través de un tubo capilar que va de la

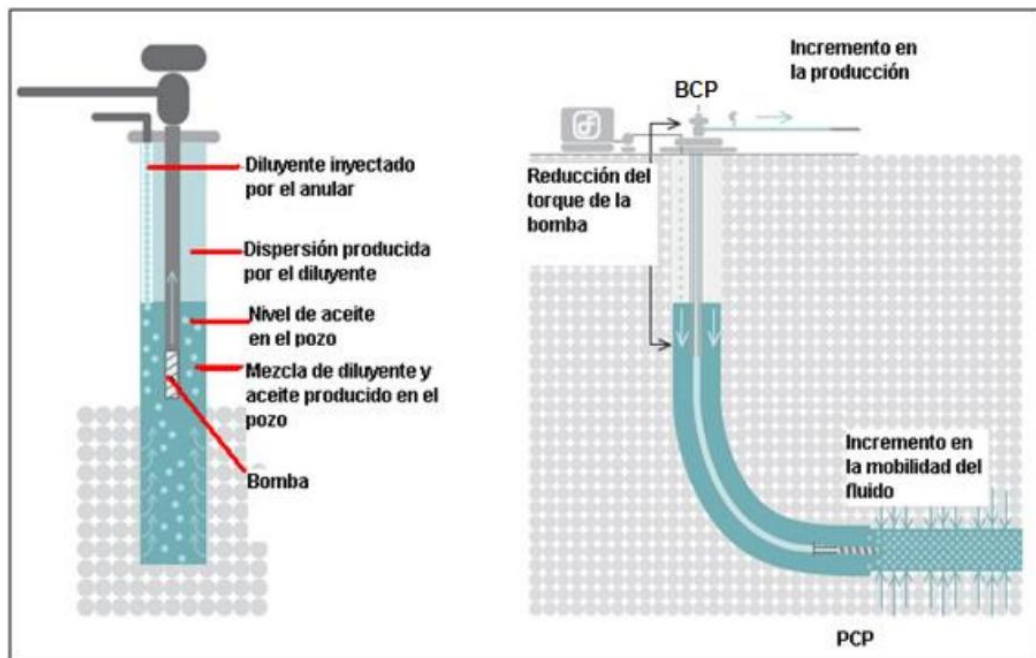
cabeza del pozo, al fondo del mismo, o bien, inyectando el solvente líquido en el espacio anular, aunque en ambos casos se utiliza un sistema artificial de producción. La optimización de la producción es lograda ya que:

- Reduciendo la viscosidad del hidrocarburo se puede mejorar la relación de viscosidades aceite/agua, reducir la conificación del agua y digitación, el corte de agua, los problemas de flujo, e incrementar los gastos de producción y recuperación de aceite de yacimientos de aceite pesado.
- La inyección cíclica de aceite ligero como solvente líquido, incrementa el gasto de producción de un pozo de baja densidad API. Este tipo de inyección resulta en un efectivo drene de un gran volumen del yacimiento en un periodo corto de tiempo.

Adicionalmente, debido a la inyección de solvente líquido, una nueva viscosidad debe ser considerada y el índice de productividad (IPR) debe ser evaluado nuevamente tomando en cuenta un nuevo total de fluido en la superficie, el cual es el resultado de la suma del gasto producido por el pozo, más el gasto de inyección de solvente líquido.

La inyección por espacio anular, como se muestra en la figura 18, es recomendada para la producción de crudos pesados o extra pesados, además también puede ser usada cuando existen bajos GOR. Generalmente este método se aplica cuando el pozo se tiene produciendo y su principal objetivo es mejorar el nivel dinámico del pozo, además es aplicado de manera conjunta con una bomba en el fondo del pozo. La inyección de solvente líquido ayuda a que la bomba logre una mejor eficiencia de flujo, y reduce la presencia de gas en la bomba, debido al incremento de la presión. Las bombas que se encuentran operando en un nivel de desempeño bajo, debido a un mal diseño, son los casos más recomendables para la aplicación de la inyección de solvente líquido por espacio anular, lo que ayudará a incrementar el gasto de producción del pozo.

**Figura 18. Esquemática de la aplicación de la inyección de solvente líquido por espacio anular, en pozos verticales y horizontales.**



**Fuente:** GARCIA, Christian. OLVERA, Oswaldo. (2010). Sistemas y dispositivos especiales para la producción de hidrocarburos pesados, Tesis UNAM.

Por otra parte la inyección capilar de solvente líquido, está basada en la inyección del solvente líquido a través de una pequeña tubería de  $\frac{3}{4}$  [pg] llamada tubería capilar, la cual conduce el fluido solvente líquido de la cabeza, al fondo del pozo. La viscosidad se reduce drásticamente si el solvente líquido se inyecta a un ritmo adecuado, normalmente por debajo del gasto de producción del aceite. Evidentemente, el diseño<sup>45</sup> del equipo varía en gran medida si se trata de una baja o alta viscosidad. En general, para cualquiera de estos dos métodos de inyección, se recomienda que sea diseñado, al mismo tiempo que el sistema artificial de producción.

El solvente líquido introducido en el pozo crea una dispersión de fluido con baja viscosidad, con lo que se incrementa la lubricidad, logrando un menor torque en la bomba, menores pérdidas por fricción, y en consecuencia una menor presión de fondo fluyente. El solvente líquido en el fondo del pozo

<sup>45</sup>BARBERI, E. (1998). El pozo Ilustrado. Fondo editorial del Centro Internacional de educación y desarrollo.

crea una zona de mezclado, que propicia una mayor afluencia de fluidos a la bomba, resultando una mayor eficiencia de la bomba.

Esta tecnología permite conseguir incrementos en la producción de hasta 400%, además de un incremento de las reservas, ya que se pueden incorporar zonas productoras. Adicionalmente se disminuyen las emisiones de CO<sub>2</sub>, debido a que el consumo de energía se ve reducido hasta un 80%, el torque de la bomba se reduce en un 50%, por lo que son requeridas menos intervenciones al pozo. Con lo anterior es fácil deducir que los costos de operación serán reducidos, convirtiendo a este método en una posible solución, a la baja producción de hidrocarburos pesados presente en un pozo.

La inyección de solventes líquidos se puede hacer por el anular o por la tubería capilar dependiendo de las necesidades operaciones del caso, y en ambos casos se puede inyectar a cualquier parte del pozo.

**2.3.3.1. Anular.** Las inyecciones por el anular se hacen principalmente para necesidades de caudales grandes, ya que al ser el espacio anular un poco más amplio permite inyectar mayores volúmenes de solvente líquido.

**2.3.3.2. Tubería capilar.** La tubería capilar va ubicada a un costado de la tubería de producción, existen dos diámetros de tubería disponibles para aplicar la inyección en el pozo, tubería de  $\frac{3}{4}$  y tubería de  $\frac{3}{8}$  la única diferencia entre estas dos es las capacidades de inyección de cada una, para una tubería de  $\frac{3}{4}$  de pulgada que es más grande permite inyectar caudales aproximados máximos de 120 BPD y para tuberías de  $\frac{3}{8}$  de pulgada que es más pequeña, caudales máximos de 50 BPD aproximadamente.

**2.3.3.3. Inyección de solvente líquido en el cabezal del pozo.** En este tipo de inyección se instala una BCP de baja capacidad de desplazamiento de fluidos, que posee en fondo del pozo un ancla de torque para evitar que la tubería gire y se suelte, debido al sentido de giro de la BCP. Debido a que el solvente líquido no está en contacto directo con la bomba por BCP no existe posibilidad de que los aromáticos que el mismo contiene dañen el elastómero de esta<sup>46</sup> (figura 19).

### **Ventajas**

- Mejora las condiciones del transporte en superficie.
- Los aromáticos del solvente líquido no afectan el estator de la bomba.
- Facilita la posterior deshidratación de la mezcla y la separación de gas.
- Incrementa la movilidad del crudo en la línea de producción, lo que disminuye la presión en el cabezal haciendo que la bomba tenga que vencer menos presión para llevar el fluido a superficie.
- Disminuye los gastos en equipos y ensamblajes de fondo.

### **Desventajas**

- La sarta de cabillas de la bomba se ve sometida a un alto torque debido a la alta viscosidad del crudo.
- Existen pérdidas de energía por la tubería de producción.
- Alto esfuerzo de la barra pulida.

---

<sup>46</sup>GARCIA, Christian. OLVERA, Oswaldo. (2010). Sistemas y dispositivos especiales para la producción de hidrocarburos pesados, Tesis UNAM.

**Figura 19. Pozo con inyección de solvente líquido en el cabezal.**



**Fuente:** RAMIREZ. , et al. – SINCOR. Paper SPE 86947 , 2004

**2.3.3.4. Inyección de solvente líquido a fondo a través del anular del pozo.** El solvente líquido se agrega a presión o por gravedad al pozo a través del espacio anular del mismo. En algunos casos se emplea un dosificador, el cual va ubicado en la válvula de la bomba para tratar de controlar la inyección y permitir que la mezcla crudo solvente líquido se genere uniformemente<sup>47</sup>.

<sup>47</sup>BARRIOS Rigo (2011). Diseño hidráulico del sistema de inyección de diluyente a fondo en bombas de BCP de los pozos CDB-058, CBD-060 y CBD-067, Macolla N-20-1, campo Cero Negro, FPO.

## Ventajas

- Se reduce el torque de la sarta de cabillas.
- Se reducen las pérdidas de presión por fricción en la tubería.
- Optimiza el desempeño del mecanismo de levantamiento artificial implementado.

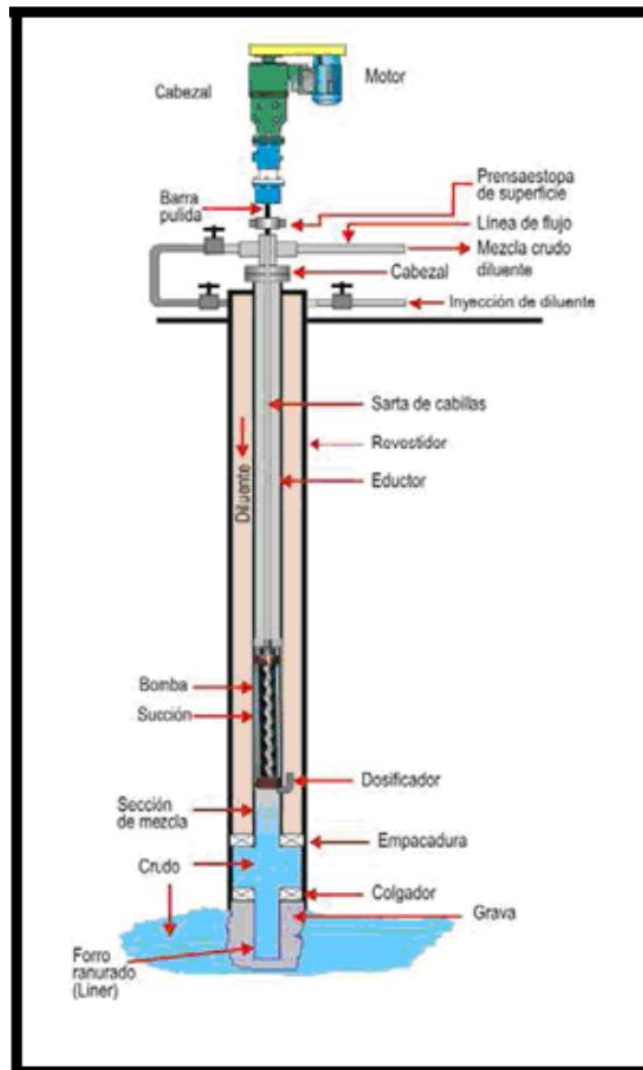
## Desventajas

- No garantiza que se genere la mezcla crudo-solvente líquido en las proporciones adecuadas.
- En algunas de sus variantes el gas debe ser manejado por la bomba.
- En algunos casos no se puede controlar la tasa de inyección de solvente líquido.

Este tipo de inyección se puede llevar a cabo, tanto en pozos verticales como en pozos horizontales, de 2 maneras según la terminación que se tenga en el fondo del pozo: Con empacadura de fondo o sin empacadura de fondo.

- **Con empacadura de fondo:** el solvente líquido es inyectado a través del espacio anular, pero debido a la colocación de una empacadura este no pasa por debajo de la bomba. Esta inyección es realizada empleando un dosificador de fluidos, el cual es colocado sobre la válvula fija de la bomba, la principal función del mismo es la de controlar la inyección y permitir que se lleve a cabo una mezcla más homogénea de los fluidos crudo-solvente líquido, la figura 19 muestra la completación tipo para esta inyección en un pozo vertical.

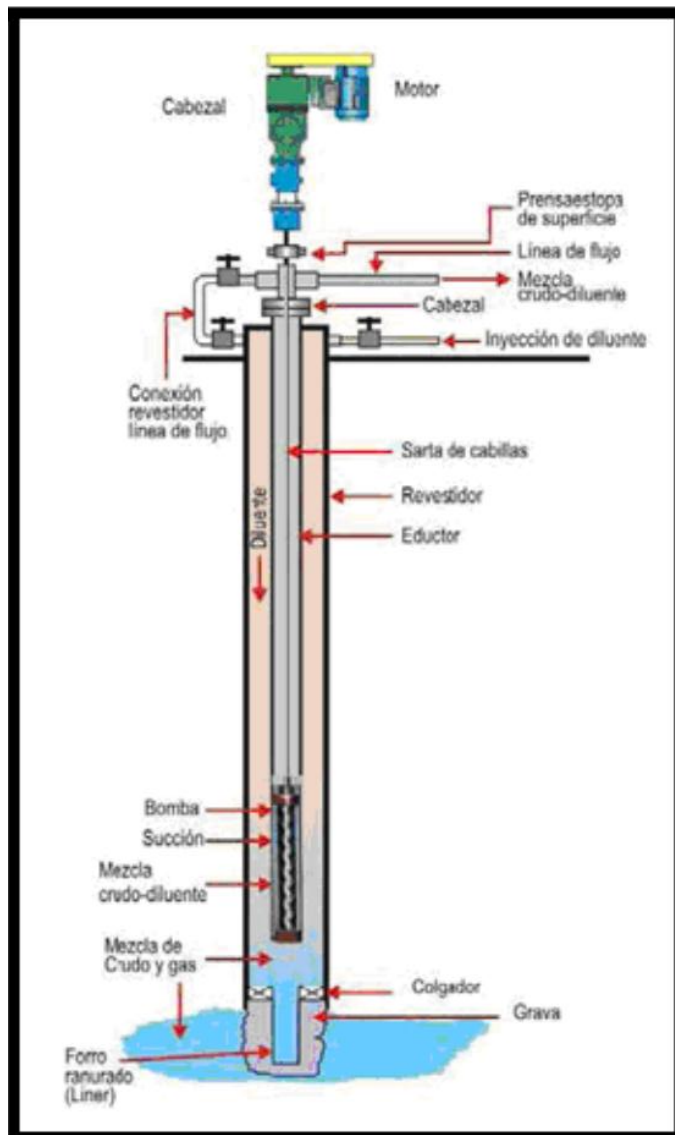
**Figura 20. Completamiento de un pozo con inyección de solvente líquido a fondo con empacadura.**



**Fuente:** CABRALES O. Sergio F. JAROHUEH J. Jorge G. Desarrollo de una herramienta computacional para determinar la relación óptima del solvente líquido y crudo extrapesado para maximizar la tasa de producción en un yacimiento tipo de la faja petrolífera del Orinoco.

- **Sin empacadura de fondo:** La inyección se realiza a través del anular y puede ser a presión o por gravedad. Este método presenta ciertas dificultades debido a la falta de control de la tasa de inyección de solvente líquido y a que la columna de solvente líquido inyectado restringe la entrada de fluido desde el yacimiento por efectos de contrapresión, la figura 21 muestra el tipo de completamiento para esta inyección en un pozo vertical.

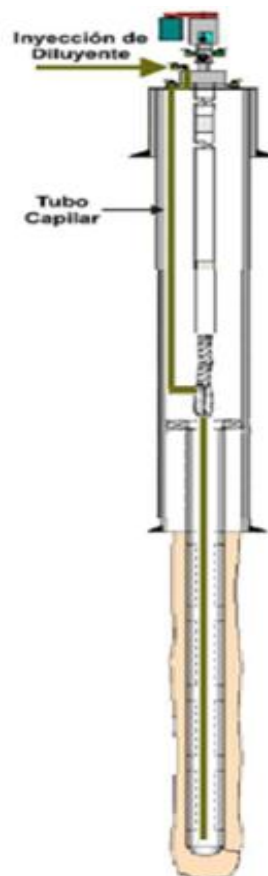
**Figura 21. Completamiento de un pozo con inyección de solvente líquido a fondo sin empacadura.**



**Fuente:** Cabrales O. Sergio F. Jarohueh J. Jorge G. Desarrollo de una herramienta computacional para determinar la relación óptima del solvente líquido y crudo extrapesado para maximizar la tasa de producción en un yacimiento tipo de la faja petrolífera del Orinoco.

**2.3.3.5. Inyección de solvente líquido a fondo de pozo a través de un tubo capilar.** La inyección en fondo de pozo también se puede realizar a través del uso de un capilar como se puede ver en la figura. La ventaja de hacerlo en este punto, es que se crea una zona de contacto con el crudo, debido a la turbulencia generada por la inyección, provocando que la viscosidad del crudo a la entrada de la bomba disminuya, logrando un menor torque, menores pérdidas por fricción y en consecuencia una menor presión de fondo fluyendo, lo cual aumenta la eficiencia volumétrica, como lo muestra la figura 22. Por otro lado, en este caso la bomba maneja no solo el crudo proveniente de yacimiento, sino también el caudal de solvente líquido, disminuyendo la eficiencia global del sistema.

**Figura 22. Inyección de solvente líquido en fondo de pozo por tubo capilar.**



**Fuente:** RAMIREZ. , et al. – SINCOR. Paper SPE 86947 , 2004

**2.3.3.6. Inyección De Solvente líquido Al Nivel De La Bomba.** El solvente líquido se introduce al pozo, por lo general, utilizando una tubería de inyección de  $\frac{3}{4}$  o  $\frac{3}{8}$  de pulgada, se puede llevar a cabo tanto a la descarga de la bomba como a la succión de la misma, siendo una buena opción debido a que no hay contacto directo entre el solvente líquido y el elastómero de la bomba por BCP, lo que evita que el mismo se hinche y por ende dañe el pozo (figura 23)<sup>48</sup>.

### **Ventajas**

- Disminuye el torque de la sarta de cabillas.
- Disminuyen las pérdidas de presión por fricción en la tubería.
- De inyectarse a la descarga de la bomba el solvente líquido no entra en contacto con el elastómero, lo que evita el hinchamiento y posterior daño del mismo.

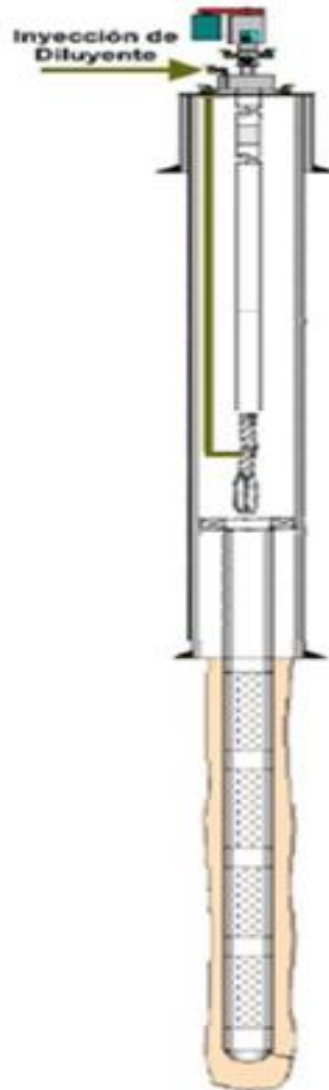
La principal desventaja que presenta este método es el costo adicional que se requiere para completar el pozo con la tubería de inyección de solvente líquido.

Otra manera de inyectar el solvente líquido en el pozo al nivel de la bomba es por dentro de la tubería de producción, en este caso el solvente líquido se mezcla con el crudo a la descarga de la bomba y la mezcla pasa al anular del pozo por medio de un niple ranurado, por donde se produce.

---

<sup>48</sup>RAMÍREZ R., FERNANDEZ V., BARRIOS J. (2004). Multilateral field experience in developing an extra heavy crude-oil reservoir. SPE 86947.

**Figura 23. Completamiento de pozo con inyección de solvente líquido a la descarga de la bomba.**



**Fuente:** RAMIREZ. , et al. – SINCOR. Paper SPE 86947 , 2004

## **2.4. PRODUCCIÓN DE CRUDOS SOMETIDOS A INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES.**

Las herramientas necesarias para levantar estos crudos desde fondo de pozo hacia la superficie implica el uso de sistemas de levantamiento artificial que usan bombas con el fin de aumentar los diferenciales de presión haciendo la producción de crudos que con la sola energía del yacimiento no son capaces de subir a superficie.

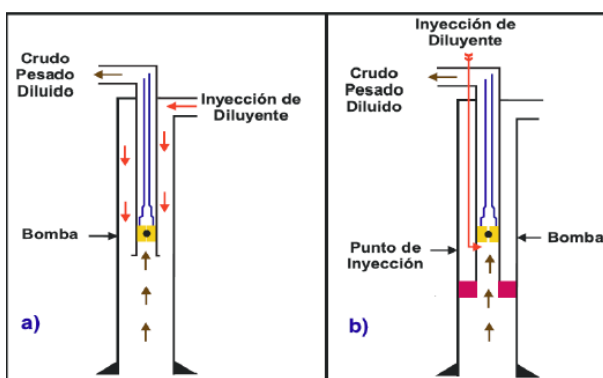
Los sistemas de levantamiento más usados en la inyección de hidrocarburos miscibles son bombeo mecánico, bombeo electrosumergible y bombeo PCP, que permiten inyectar al pozo sin ningún inconveniente.

**2.4.1. Bombeo mecánico con inyección de hidrocarburos miscibles.** La combinación de bombeo mecánico<sup>49</sup> y la inyección de hidrocarburos miscibles, se puede realizar por medio de varias configuraciones diferentes, entre las cuales están la inyección por el anular, por medio de tubería capilar o por la misma tubería de producción dependiendo del tipo de hidrocarburo miscible que se utilice. En la figura 24, se muestra las configuraciones por anular y tubería capilar. Para el caso a) la inyección es realizada directamente en el espacio anular, generando una zona en la que se encuentra una mezcla de fluidos, los inyectados y los producidos por el pozo, la bomba debe encontrarse cerca de esta zona para que el fluido que entre sea precisamente la mezcla. En el caso b) el hidrocarburo miscible es inyectado por medio de un capilar a través de la tubería de producción, la cual lo descarga en un punto antes de que el crudo producido entre a la bomba, generando una zona de menor densidad, favoreciendo el flujo hacia la bomba, incrementando de esta forma el nivel de producción.

---

<sup>49</sup>LEON PABON, Jhon Alexander. (2013) Determinación de las variables que influyen en un proceso de inyección de solvente líquido en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado.

**Figura 24. Configuraciones de bombeo mecánico con inyección de solvente líquido .**



**Fuente:** GARCIA Christian y OLVERA Oswaldo. Sistemas y Dispositivos especiales para la Producción de Hidrocarburos Pesados. México, 2010.

**2.4.2. Bombeo electrosumergible con inyección de hidrocarburos miscibles.** El propósito de los sistemas de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, una mayor producción de fluidos.

Generalmente se considera al sistema de bombeo electrosumergible como un conjunto de equipos de bombeo artificial para levantar altos volúmenes de fluido de crudos livianos y medianos desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo, en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-petróleo (GOR); sin embargo en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos con alta producción de gas, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido.

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible pueden ser clasificados en: equipo de fondo y el equipo de superficie. El equipo de fondo cuelga de la tubería de producción y cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para que produzca el pozo. El equipo de superficie provee de energía eléctrica al equipo de fondo y controla su funcionamiento. Una

instalación típica de fondo, de bombeo electrosumergible consiste en un motor eléctrico de inducción trifásico de dos polos, una sección sellante o protector, un separador de gas o succión y una bomba centrífuga multietapas.

La energía eléctrica para alimentar el motor, proveniente en algunos casos de un motogenerador individual, es acondicionada mediante un transformador y un panel de control o variador de velocidad, para suministrar el voltaje correcto y las protecciones adecuadas. Todos estos equipos forman parte de las instalaciones de superficie y están ubicadas en la locación del pozo.

La energía eléctrica es transmitida desde superficie al motor de fondo a través de un cable eléctrico de tres conductores engrampado con zuncho al tubing. El correcto diseño y dimensionamiento del equipo de fondo, es de suma importancia para la obtención de una instalación satisfactoria.

El conocimiento de las características y el desempeño de cada una de las partes que componen este equipo, permite un mejor diseño de la instalación, sin embargo, a pesar de que cada una de las herramientas es de fundamental importancia, la bomba centrífuga que utiliza este sistema de levantamiento artificial es la clave para entender el funcionamiento de este sistema, y también las tubería que se tiene que instalar para poder inyectar el solvente.

**2.4.2.1. Línea de inyección de hidrocarburos miscibles.** El uso del sistema BES asistido con inyección de hidrocarburos miscibles, es un método utilizado para producir crudos pesados y extrapesados, en el cual la inyección puede ser realizada a través del anular o por un tubo capilar. En el caso de inyección de solventes líquidos por tubo capilar, este puede estar dentro de la configuración del cable de potencia (cable de alimentación del motor en fondo) o puede ser un capilar independiente.

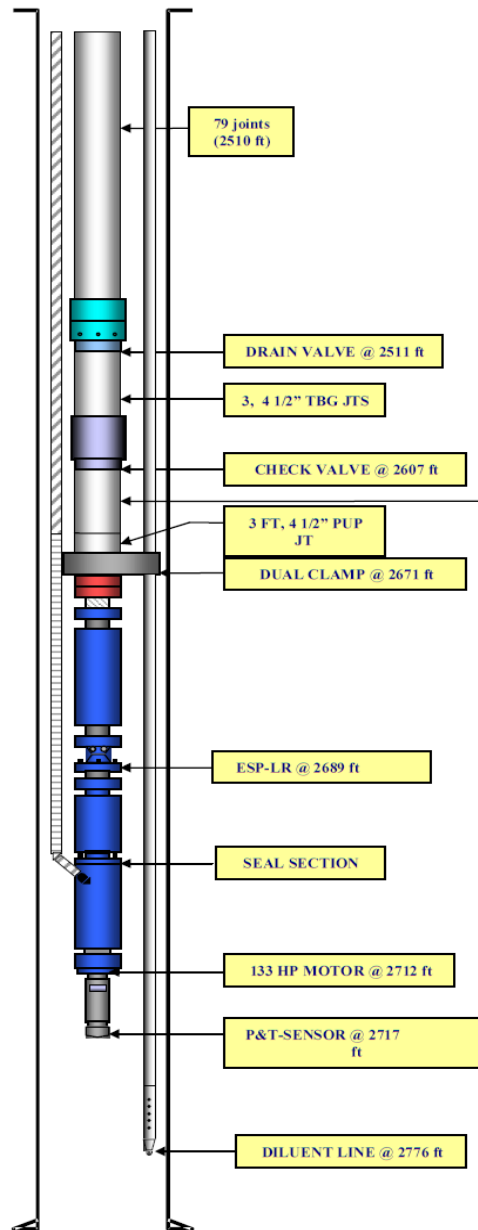
La inyección del solvente líquido se hace a una profundidad mayor a la que se encuentra la bomba, como se observa en la figura 25. Este sistema puede ser implementado tanto en pozos verticales como horizontales, obteniendo incrementos en la producción, así como ahorro en consumo de energía.

Para garantizar una adecuada succión de crudo por parte de la bomba, se puede anclar un tubo capilar junto con el cable de potencia a la tubería de producción, donde en general, las modificaciones que sufre el sistema BES son mínimas.

Las líneas de inyección de solventes es un sistema de tuberías que se originan en superficie hasta llegar a cada uno de los pozos con el uso de varias herramientas que permiten la distribución de solvente. Su implementación con inyección de solvente líquido.

A través del tubo capilar, pueden ser inyectados hasta de 200 [bpd] de solvente líquido en el pozo. Recientemente, para facilitar la manipulación de los cables utilizados en esta combinación de BES-solvente líquido, se desarrolló un cable eléctrico para tubos capilares de  $\frac{3}{4}$  a  $\frac{1}{2}$  pulgada, lo que ha contribuido a reducir los tiempos de operación.

**Figura 25. Esquema típico de la configuración de las herramientas de pozo con inyección de solventes líquidos.**



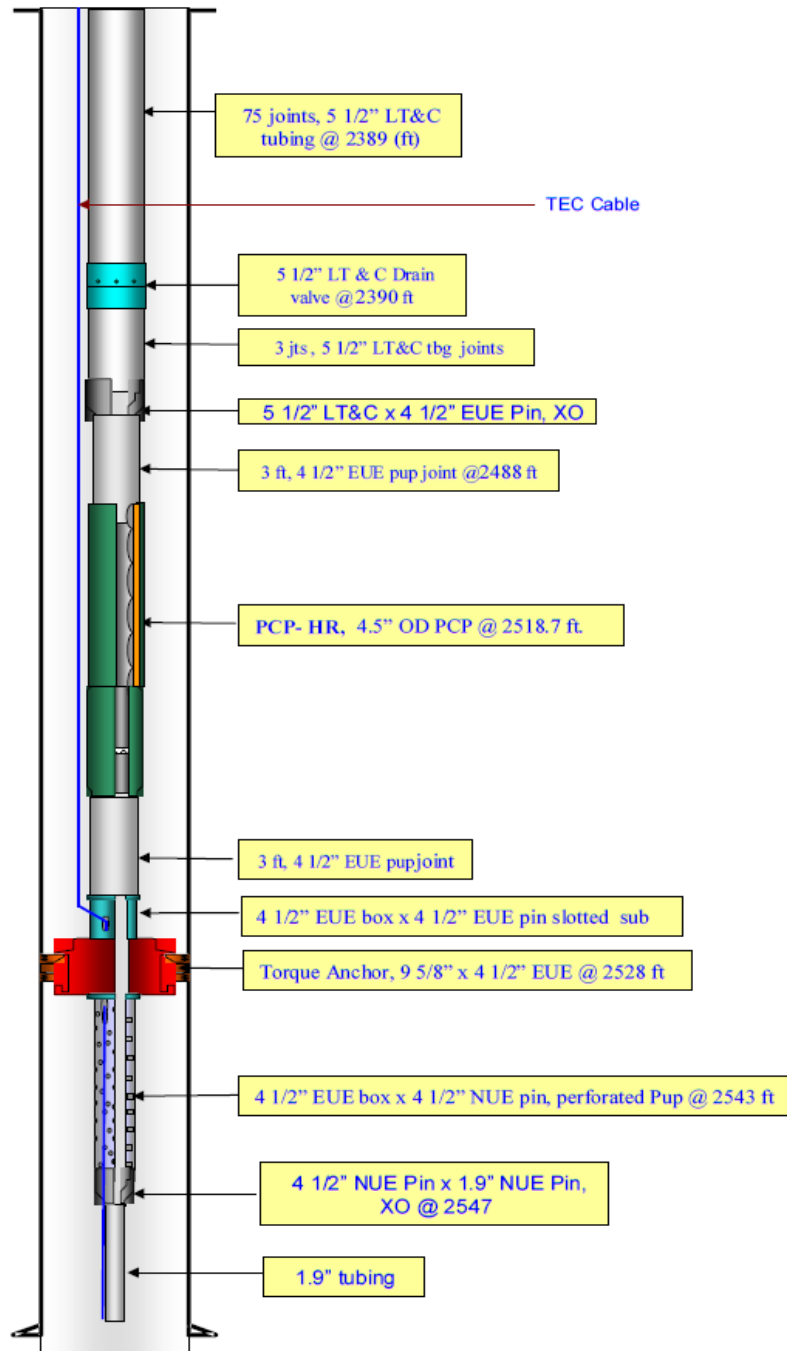
**Fuente:** Application of advanced heavy oil production technologies in the Orinoco heavy oil belt, Venezuela, Jorge Robles/Petrozuata, C.A. 2001.

**2.4.3. Bombeo por cavidades progresivas con inyección de hidrocarburos miscibles.** El sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas debe ser la primera opción a considerar en la explotación de pozos productores de petróleo por su relativa baja inversión inicial; bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento; bajo impacto visual, muy bajos niveles de ruido y mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en almacén. La bomba PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que esta fija, formando un engranaje helicoidal, cuando el rotor helicoidal gira dentro del estator se forma una serie de cavidades selladas que avanzan desde la succión de la bomba hacia la descarga, generando una acción de bombeo de cavidades progresivas. Cuando una cavidad se va cerrando otra se está abriendo exactamente en la misma medida, resultando de esta manera un flujo constante y continuo, proporcional a las revoluciones del rotor y totalmente libre de pulsaciones. Este movimiento permite el bombeo de una variedad de fluidos, incluyendo los de alta viscosidad, livianos, parafínicos, con altos porcentajes de sólidos. Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60%.

**Línea de inyección de hidrocarburos miscibles.** En este sistema el solvente líquido es inyectado por el espacio anular, por medio de un tubo capilar o a través de la bomba de cavidades progresivas. La única variante con respecto a los sistemas de bombeo mecánico y BES, es que se encuentran comercialmente disponibles bombas de cavidades progresivas con varillas huecas, que permiten, para el caso de inyección de solventes líquidos, la inyección en una zona por encima de la bomba, lo cual se hace para evitar que el elastómero entre en contacto con el hidrocarburo inyectado. Frecuentemente se realizan estudios para determinar el efecto de los hidrocarburos miscibles en el elastómero de la bomba, para determinar la vida útil de la bomba en presencia de ciertos compuestos. Estos estudios han llevado a que las

empresas consigan aumentar la vida útil de la bomba y los niveles de producción hasta en un 20%<sup>50</sup>.

**Figura 26. Configuración de pozo para la implementación PCP**



**Fuente:** Application of advanced heavy oil production technologies in the Orinoco heavy oil belt, Venezuela, Jorge Robles/Petrozuata, C.A. 2001.

<sup>50</sup>LEON PABON, Jhon Alexander. (2013) Determinación de las variables que influyen en un proceso de inyección de solvente líquido en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado.

## **2.5. Facilidades de superficie para implementar inyección de hidrocarburos miscibles**

Luego de la producción, son indispensables las facilidades requeridas en los sistemas de recolección y estaciones de flujo para el tratamiento del crudo diluido. Para la distribución correcta del solvente líquido a todos los pozos donde hay interés de aplicar la inyección, se tiene que tener en cuenta las propiedades y características del solvente líquido ya que a partir de estas se decidirán por cuales de las herramientas disponibles se harán necesarias para la correcta implementación. Primero que todo hay que identificar su alta volatilidad que sin lugar a dudas es la característica más importante e influyente ya que necesita requerimientos especiales y condiciones precisas para evitar la pérdida de estos al medio ambiente.

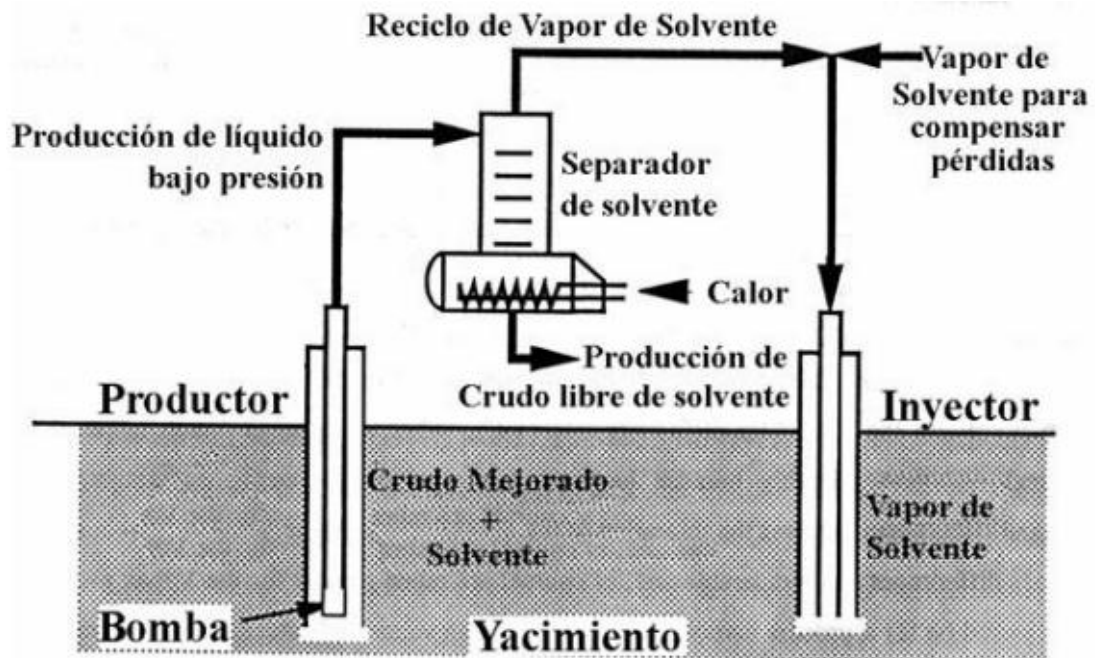
Las herramientas para la inyección de hidrocarburos miscibles en superficie varían de acuerdo al tipo de hidrocarburo miscible a utilizar.

**2.5.1. Facilidades para inyección de solventes vaporizados.** Las herramientas necesarias en superficie son las siguientes:

- Tanques esféricos
- Separadores vertical para reinyección
- Válvulas de control tipo globo
- Compresores

En la figura 27 se puede visualizar el funcionamiento de los procesos de inyección de solventes vaporizados cuando se inyecta por un pozo y se produce por el otro, se puede observar un separador que es el encargado de separar el solvente para su reinyección.

**Figura 27. Esquema en superficie para inyección de solventes vaporizados**



**Fuente:** CERÓN, Carmen. MOJARÁS, Viridiana. Análisis del proceso VAPEX para la recuperación mejorada de petróleo.

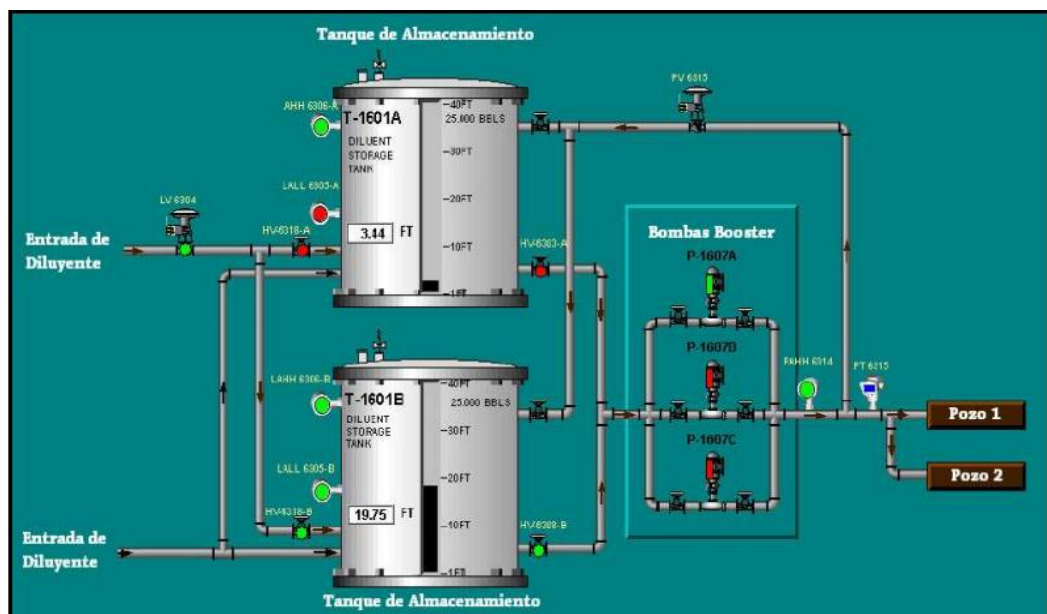
**2.5.2. Facilidades para inyección de solventes líquidos.** Las herramientas necesarias en superficie son las siguientes:

- Tanques de techo flotante
- Bombas dosificadoras
- Válvulas de control
- Líneas de distribución de solventes.
- Estaciones de flujo

Una vez se ha seleccionado el solvente líquido, teniendo en cuenta los factores mencionados anteriormente, este debe ser transportado desde su punto de origen hasta campo, en donde es monitoreado constantemente y se realizan pruebas de control de calidad como “contenido de agua y sedimentos de acuerdo a la Norma ASTM 4006 y °API de acuerdo a la norma ASTM 1298 – 85, con el fin de que cumpla las normas exigidas para su inyección.

El solvente líquido es almacenado en tanques, los cuales están sujetos a especificaciones y normas de calidad, además de tener integrados sistemas de control y medición, que permiten la verificación constante de la cantidad y calidad del solvente líquido. Luego es transportado por medio de tuberías, hacia un sistema de válvulas y bombas, que generan la presión necesaria para la inyección del solvente líquido en la formación<sup>51</sup>, como se puede observar en la figura 28.

**Figura 28. Esquema de almacenamiento con líneas de flujo, válvulas, bombas, sistemas de control y medición.**



**Fuente:** LARA, Fabián. Incremento de Flujo de Transferencia en Oleoducto de Crudos Pesados Mediante Mezcla con Diluyente en la Estación Shushufindi. Ecuador, 2002.

<sup>51</sup>LEON PABON, Jhon Alexander. (2013) Determinación de las variables que influyen en un proceso de inyección de diluyente en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado. Tesis de Maestría UIS.

## 2.6. PROBLEMAS ASOCIADOS A LAS TÉCNICAS DE INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES

**2.6.1. Precipitación de asfaltenos.** La saturación de asfaltenos en el aceite es el parámetro clave para determinar si estos causarán algún problema. Si los asfaltenos están siempre subsaturados en el crudo, es decir, que estén estables, no ocurrirá la precipitación; por otra parte, si los asfaltenos se encuentran sobresaturados, la precipitación ocurrirá irremediablemente. La saturación de asfaltenos en el aceite puede cambiar de saturados a sobresaturados si la presión, temperatura y composición cambian.

Durante la producción de los hidrocarburos la temperatura y presión cambian en el yacimiento y en las tuberías de producción de una manera muy significativa, al igual que la composición de los fluidos: el gas puede separarse del aceite cuando la presión del aceite cae hasta la presión de burbuja; por lo que durante la producción y transporte de los hidrocarburos la precipitación de asfaltenos dentro del sistema de producción es un riesgo potencial.

Un parámetro que está estrechamente relacionado con la estabilidad de los asfaltenos en el aceite es la solubilidad. Los parámetros de solubilidad del aceite y asfaltenos son datos clave de entrada para muchos de los modelos termodinámicos para el comportamiento de fase de los asfaltenos. Dado que el aceite está constituido de muchos componentes, el parámetro de solubilidad para un sistema mixto, puede ser calculado basándose en el parámetro de solubilidad para un componente<sup>52</sup>.

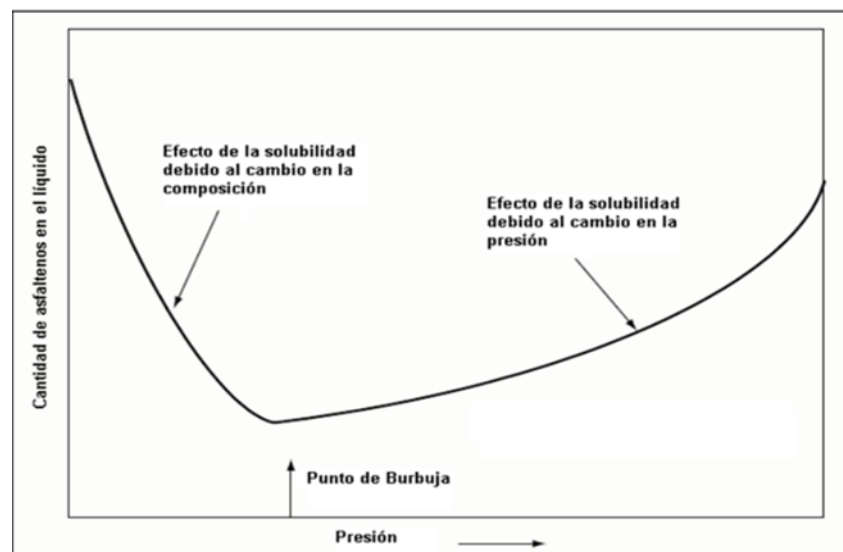
El parámetro de solubilidad es una medida de la densidad de la energía de cohesión, o de la presión interna que es ejercida por las moléculas dentro de una solución. Cuando dos líquidos con mucha variedad de moléculas son

---

<sup>52</sup>BOER, R.B., LEERLOOYER, K., EIGNER, M.R.P., VAN BERGEN, A.R.D. (1992). Screening of crude oils for asphalt precipitation: theory, practice, and the selection of inhibitors.

mezclados, el líquido con el parámetro de solubilidad mayor tenderá a “presionar” a las moléculas del líquido con el parámetro de solubilidad menor hacia fuera de la solución matriz, resultando en dos fases inmiscibles. Por otra parte, si dos líquidos con un parámetro de solubilidad similar son mezclados, es más probable que se comporten como dos líquidos miscibles uno al otro<sup>53</sup>.

**Figura 29. Dependencia de la presión y la solubilidad de los asfaltenos en el aceite**



**Fuente:** Boer et al. (1992) y Hirschberg et al. (1984).

Cuando la presión está alrededor del punto de burbuja, la composición del fluido es constante, pero cuando disminuye la presión la densidad del crudo disminuye debido a la expansión del aceite, y también lo hace la solubilidad de los asfaltenos<sup>54</sup>. La solubilidad<sup>55</sup> de los asfaltenos se reduce al mínimo cuando

<sup>53</sup>BURKE, N. E., R. E. HOBBS, AND S. F. KASHOU, J. OF PETROL, TECHNOL., 42.1440 (1990). Measurement and Modeling of Asphaltene Precipitation.

<sup>54</sup>HIRSCHBERG, A., DE JONG, L.N.J., SCHIPPER, B.A., MEIJER, J.G., (1984). Influence of temperature and pressure on asphaltene flocculation.

<sup>55</sup>BUCKLEY, J. S., G. J. HIRASAKI, Y. LIU, S. VON DRASEK, J.-X.WANG, AND B. S. GILL. (1998) Asphaltene Precipitation and Solvent Properties on Crude Oils.

la presión se aproxima al punto de burbuja. Por debajo del punto de burbuja los gases comienzan a liberarse del aceite y la densidad del aceite se incrementa. El fenómeno de precipitación de asfaltenos puede ser descrito como un proceso en varias etapas que van desde la asociación de asfaltenos para formar pequeños agregados o pseudo-micelas, pasando por el crecimiento de éstos para conducir a agregados más grandes, los cuales, en condiciones favorables, crecen lo suficiente como para precipitar. Existen reportados varios métodos para la precipitación de los asfaltenos, en los cuales se manejan las variables de precipitación de manera diferente.

Durante la producción, la composición del fluido cambia en función a la presión y temperatura, especialmente cuando la presión está por debajo del punto de burbuja, el gas comienza a salir de la solución. De manera similar los hidrocarburos miscibles pueden ser inyectados al yacimiento o al pozo para mejorar la productividad de estos, o también a través de operaciones de levantamiento artificial, y en todos estos procesos el crudo puede cambiar su composición y parámetros de solubilidad, lo que genera un potencial para que se induzca a la precipitación de los asfaltenos. Cuando los asfaltenos y el crudo están en equilibrio quiere decir que toda la fracción de asfaltenos esta solubilizada en el crudo.

Los principales parámetros que controlan la difusión de los asfaltenos cuando se inyecta algún tipo de fluido que comienza a estar en contacto con el crudo son el tipo de disolvente, tiempo de contacto, 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 difusión, ocasionando la floculación y precipitación de los asfaltenos en el crudo.

Desde el punto de vista químico, existen diferentes vías a través de los 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

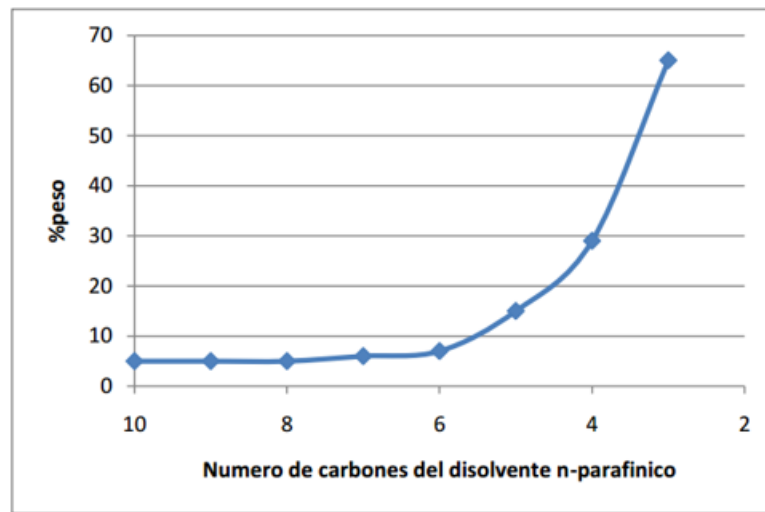
involucradas en el proceso natural de producción. Estos factores exógenos que más influencia tienen en la estabilidad de los asfaltenos son:

- Inyección de gas natural y mezcla con solventes líquidos tales como condensados y livianos.
- Inyección de CO<sub>2</sub> y el uso de gases ricos en procesos de levantamiento artificial.
- Tratamientos de estimulación con ácidos, solventes, surfactantes y álcalis.
- Mezcla de crudos de diferente origen.

**2.6.1.1. Tipo de solvente líquido.** La separación de los asfaltenos puede realizarse convenientemente por medio de hidrocarburos parafínicos de bajo peso molecular. La variación en el tipo de disolvente puede causar cambios significativos en la precipitación y caracterización de asfaltenos. La capacidad del disolvente para precipitar asfaltenos varía dependiendo del disolvente y también la composición y las condiciones de presión y temperatura, favoreciéndose la precipitación de los asfaltenos entre menor sea el peso molecular del disolvente y mayor sea el del crudo. Para explicar esta diferencia es necesario considerar el poder de solubilidad y miscibilidad del disolvente, que para el caso de los disolventes parafínicos tienden a auto asociarse disminuyendo así su solubilidad; lo contrario sucede con los disolventes aromáticos que no se asocian. Otro punto importante es que la concentración de los asfaltenos se ve afectada por el número de carbonos del disolvente. De acuerdo con esto, conforme el número de carbonos se incrementa en la n-parafina, la concentración de asfaltenos que se obtiene tiende a ser menor.

En la figura 30 se puede observar una comparación entre el % en peso de la fracción insoluble obtenida con diferentes disolventes. Se puede apreciar que la cantidad de asfaltenos precipitados con n-C<sub>5</sub> es más del doble que la obtenida con n-C<sub>7</sub>. La forma de la curva se debe al incremento del poder solvatante de los n-alcanos con el aumento del número de carbonos.

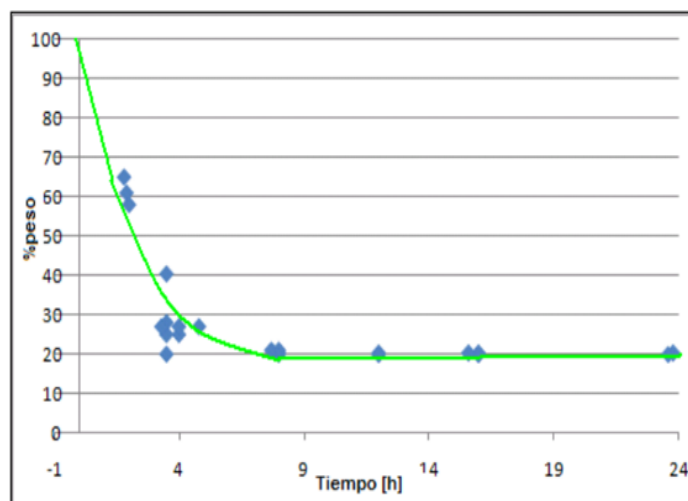
**Figura30. Efecto del número de carbonos del disolvente sobre la fracción insoluble del crudo.**



Fuente: CENTENO, Guillermo. TREJO Fernando, ANCHEYTA Jorge y Antonio Carlos, 2004.  
Precipitación de asfaltenos del crudo Maya en un sistema a presión.

**2.6.1.2. Tiempo de contacto.** Algunos autores reportan tiempos de contacto de 8 horas para obtener rendimientos estables de asfaltenos, sin embargo se sabe que para asegurar resultados reproducibles los tiempos de contacto deben ser mayores.

**Figura 31. Contenido de asfaltenos en función del tiempo de contacto.**



Fuente: CENTENO, Guillermo. TREJO Fernando, ANCHEYTA Jorge y Antonio Carlos, 2004.  
Precipitación de asfaltenos del crudo Maya en un sistema a presión.

**2.6.1.3. Temperatura.** Estudios realizados por Lhioreau et al<sup>56</sup>, quienes trabajaron con n-pentano, n-hexano y n-heptano, demostraron que con el incremento de temperatura la cantidad de asfaltenos precipitada aumentaba, para los casos de n-hexano y n-pentano, en tanto que usando n-heptano había una disminución en el porcentaje de asfaltenos precipitados.

La solubilidad de los asfaltenos del aceite ligero Kirkuk se incrementó con el aumento de la temperatura, y para los asfaltenos del aceite pesado Qaiyarah se observó un aumento de la solubilidad seguido por una reducción arriba de 23°C usando n-C5, n-C6 y n-C7. Rogacheva et al reportaron un incremento en la solubilidad seguido de una disminución a altas temperaturas para tres tipos de asfaltenos.

Adicionalmente, estudios realizados por Speight<sup>57</sup>, demostraron que la solubilidad de los asfaltenos se reduce a altas temperaturas, ya que se logra que la tensión superficial del agente precipitante disminuya y con ello su poder de solvatación hacia las moléculas de asfaleno, por lo cual éstas precipitan. Hotier y Robin también presentaron resultados similares.

Por otra parte, Andersen<sup>58</sup> estudió el efecto de la temperatura sobre la precipitación de los asfaltenos de un residuo de Kuwait usando diferentes disolventes parafínicos, n-C5 a n-C8, a temperaturas desde 4 [°C] hasta la temperatura de reflujo del agente precipitante y encontró que para todos los solventes usados, la cantidad máxima precipitada de asfaltenos se obtenía aproximadamente a 25[°C]. Cuando la temperatura sube de 4 a 25 [°C] la viscosidad del medio disminuye, lo que conduce a la asociación de moléculas de asfaltenos.

---

<sup>56</sup>LHIOREAU, C., BRIANT, J., TINDY, R., 1967. Influence de la Pression sur la Flocculation des Asphaltenes.

<sup>57</sup>SPEIGHT, J. G., ARAB. J. SCI. ENG., 19, 335 (1994). The Molecular Nature of Petroleum Asphaltenes.

<sup>58</sup>ANDERSEN, S. I., AND E. H. STENBY, Thermodynamics of Asphaltene Precipitation and Dissolution Investigation of Temperature and Solvent Effects, (1996).

Aumentando la temperatura por arriba de los 25 [°C] comienzan a romperse los enlaces que mantienen unidos a los agregados de asfaltenos y la solubilidad se incrementa. Andersen también obtuvo asfaltenos a partir de los aceites crudos Kuwait y Boscan usando n-heptano y trabajando en un intervalo de temperaturas de -2 a 80 [°C]. Los resultados mostraron una disminución en el contenido de asfaltenos con el incremento de la temperatura.

En este mismo campo Feng et al<sup>59</sup>, realizaron estudios sobre el efecto de la temperatura en la precipitación de asfaltenos en un aceite crudo chino. Trabajaron en el intervalo de 20 a 65°C usando como disolventes pentano, hexano, heptano, octano, nonano, decano y dodecano. En todos los casos, se observó que el contenido de asfaltenos disminuyó ligeramente (de 6.12 a 4.12 % peso) con el aumento de temperatura. Para muchos sistemas y moléculas se espera un incremento de la solubilidad cuando se aumenta la temperatura si no existen en el sistema interacciones como enlaces por puente de hidrógeno.

**2.6.1.4. Métodos de prevención del depósito de asfaltenos.** Una solución es inyectar productos químicos de naftenos en la formación en intervalos regulares para incrementar la solubilidad de los asfaltenos en el aceite crudo.

Otro método consiste en usar un bypass o desviador de flujo en la línea de escurrimiento como dispositivo alimentador del inhibidor en pequeñas cantidades que va del espacio anular a la tubería de producción. Este dispositivo también es efectivo en la reducción del depósito de parafinas de los aceites donde los asfaltenos son agentes nucleantes de cristales de parafinas. Se pueden utilizar productos o aditivos químicos que actúan sobre las micelas de asfaltenos para lograr que estos se mantengan estables y no se precipiten. Con el uso de tubería lisa o de fibra de vidrio se pretende no generar las condiciones favorables para la acumulación de material asfáltico.

---

<sup>59</sup>GONZÁLEZ, G., MIDDEA, A., 1991. Peptization of asphaltenes by various oil soluble amphiphiles

Una técnica utilizada es la tecnología magnética, la cual es un método preventivo que consiste en modificar la orientación del polo magnético de una molécula, debilitando la fuerza de dispersión durante su proceso de cristalización, con lo que se inhibe su crecimiento y coagulación. Otra técnica utilizada es la técnica electromagnética, que es la misma que se ha empleado con éxito en pozos que presentan depósito de parafinas. En esta técnica se emplea una planta de tratamiento y de una fuente de poder electromagnética. El aceite crudo fluye a través de la cámara de tratamiento y junto con las conexiones se saturan con la energía del flujo electromagnético, generando una polarización masiva.

Además de los métodos anteriores también es usado el recubrimiento de la tubería con resina epóxica o fibra de vidrio. Cuando la tubería está recubierta de fibra de vidrio el agua reacciona con este, formando un grupo –OH hidrofílico, con una polaridad relativamente fuerte, la cual evita que la parafina se adhiera a la superficie de las paredes del pozo inhibiendo su depósito. En el caso del recubrimiento con resina epóxica, esta actúa como una barrera física que impide el flujo de la corriente eléctrica, y por lo tanto, el depósito del asfalteno. Por otra parte el depósito del material orgánico disminuye considerablemente debido a la baja rugosidad del recubrimiento.

**Dispersantes de asfaltenos.** Debido a los problemas asociados a la precipitación de asfaltenos en la industria petrolera, se han desarrollado productos que inhiben la floculación y precipitación de asfaltenos. Un dispersante de asfaltenos es una solución de uno o más surfactantes (aniónicos y/o no-iónicos) disueltos en un solvente hidrocarbonado de carácter aromático. Su función principal es mantener estabilizados a los coloides de asfaltenos, evitando la floculación y posterior precipitación. Y en el caso de que los asfaltenos ya estén precipitados, promover su redisolución, a través de mecanismos fisicoquímicos propios de agentes dispersantes.

Actualmente existen dispersantes de asfaltenos comerciales, que son clasificados según el surfactante que contengan, como son los aniónicos, no iónicos y poliméricos. Entre estos se pueden mencionar: ácidos sulfónicos de alquilbenceno, alquilfenolesetoxilados, ésteres alifáticos de

ácido fosfórico, copolímeros de óxido de etileno y propileno, resinas alquifenolformaldehído, copolímeros vinílicos hidrofílicos-lipofílicos, alquilsuccinatos y derivados de ácido cresílico.

En cuanto a la eficiencia de estos compuestos, González y Middea estudiaron la efectividad de ciertos anfífilosoleosolubles para asfaltenos en heptano, encontrando que:

- El nonifenol, es un buen agente peptizante, previene la precipitación de asfaltenos por heptano y reduce su adsorción en cuarzo.
- Los nonilfenoletoxilados con un alto número de unidades de óxido de etileno, también previenen el proceso de adsorción. Moléculas con bajo o medio EON son menos eficientes para este propósito.
- Las aminas alifáticas primarias también presentan cierta habilidad para dispersar los asfaltenos, pero los alcoholes de cadena alifática larga y los alquibencenos son algo ineficientes.

**2.6.2. Pérdida y retención de solventes hidrocarburos.** Los procesos de inyección de disolvente se están explorando e investigando profundamente hace mucho tiempo como un medio para recuperar el aceite pesado restante en un yacimiento. La retención de solvente se convierte en un factor principal para la economía del proceso. Es primordial el poder evaluar la importancia relativa de los diferentes mecanismos de retención de solvente al igual que establecer cómo el solvente puede ser recuperado desde el yacimiento de modo que los procesos de inyección de solventes (por ejemplo inyección cíclica de solventes (CSI), Proceso de extracción por vapor (VAPEX)), puedan ser económicamente viables.

### 2.6.2.1. Mecanismos de pérdidas de hidrocarburos miscibles

- Solvente atrapado en el yacimiento debido a las fuerzas interfaciales, que incluyen la adsorción y la presión capilar de la superficie
- Solvente vaporizado (gas libre o burbujas atrapadas) en el medio poroso.
- Disolución en aceite no recuperable
- Disolución en formaciones de agua o zonas ladronas de agua.
- La falta de confinamiento de fluidos inyectados
- La formación de hidratos

En estudios de laboratorio se ha mostrado que para solventes vaporizados suceden retenciones considerables en aceite no-producido atrapado como gas.

Sin embargo las pequeñas adsorciones de solvente ocurrieron sobre la arena como si tuviera una pequeña área superficial, debido a una cantidad mínima de arcillas que estaban presentes en los paquetes de prueba. Por ende la adsorción del solvente en un yacimiento puede ser significativa si hay una cantidad considerable de arcillas con una gran área superficial. Puede ser particularmente alta cuando hay shale presente.

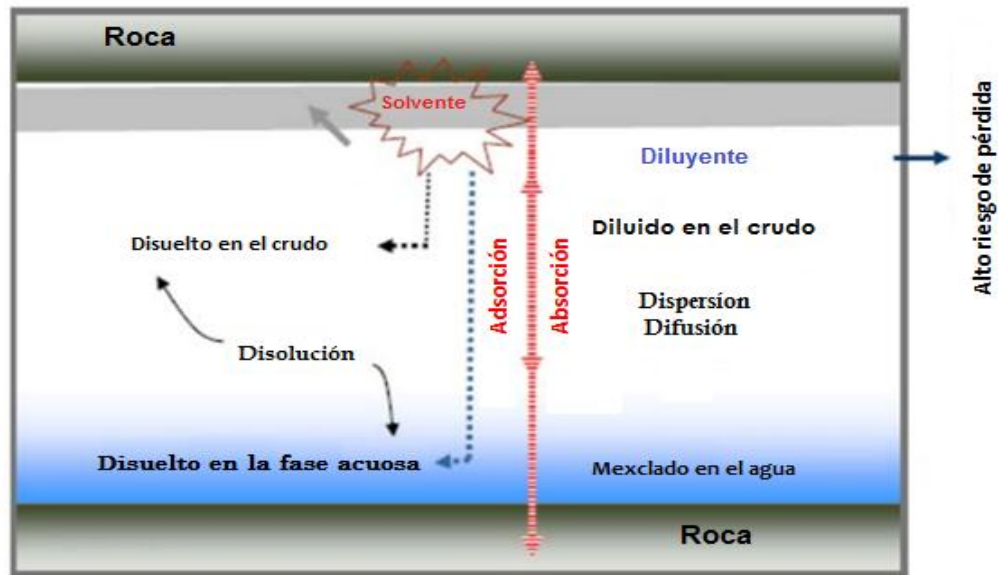
Las pérdidas de solvente en agua suelen ser pequeñas cuando se presentan bajas presiones en el sistema. Sin embargo, las pérdidas de solvente en agua serán considerables si el solvente disuelto en la formación de agua está a altas temperatura (solventes líquidos) y/o a altas presiones especialmente si hay una considerable fuente de agua para barrer el solvente disuelto o el agua causa formación de hidratos<sup>60</sup>.

La retención de solvente es un problema grave en el bajo recobro de solvente, que resultara en una cantidad de solvente neto, a una tasa de crudo que es demasiado alta. Si la pérdida de solvente es demasiado grande entonces se convierte en la causa principal que hace inmediatamente inviable un proceso de recuperación basado en solventes.

---

<sup>60</sup>CHANG, Jeannine. IVORY, John. FORSHNER, Ken. FENG, Yu. (2013). Impact of solvent loss during solvent injection processes. Alberta Innovates – Technology Futures (AITF).

**Figura 32. Mecanismos de la pérdida de solvente en yacimiento.**



**Fuente:** Modificado por autores de CHANG, Jeannine. IVORY, John. FORSHNER, Ken. FENG, Yu. (2013). Impact of Solvent Loss during solvent injection processes. Alberta Innovates - Technology Futures (AITF).

Muchos factores contribuyen a la retención de solvente en el yacimiento y la figura 32 ilustra los procesos físicos básicos presentes en las pérdidas de solventes. Algunos factores potenciales de pérdida de solvente son uno de los principales factores a tener en cuenta que ocasionan problemas durante la implementación de esta técnica es la pérdida de solvente que se genera en el proceso y que puede ser creado de muchas maneras<sup>6162</sup>.

**2.6.2.1.1. Retención de Solvente debido a la Adsorción.** El medio poroso puede tomar relativamente grandes volúmenes de gas y la cantidad adsorbida es proporcional a su masa, temperatura, presión de vapor y la naturaleza de ambos sólido y gas.

<sup>61</sup>BLACKWELL, R.J. 1962. Laboratory Studies of Macroscopic Dispersion Phenomena.

<sup>62</sup>NEUMAN SP, 1990. Universal Scaling of Hydraulic Conductivities and Dispersivities in Geologic Media. Water Resources Research.

La adsorción es esencialmente llevada a cabo por todas las interacciones entre los átomos, iones y moléculas que resultan de las cargas eléctricas en sus núcleos y electrones.

La adsorción describe la retención o acumulación de solventes gas o líquido sobre la superficie de la formación de arena y materiales de arcilla debido a la presión capilar, fuerzas superficiales o fuerzas interfaciales vapor/sólido o líquido/sólido. Las fuerzas de interacción son generalmente clasificadas en dos tipos diferentes: adsorción física y química. En la adsorción física, películas multicapa y condensación capilar pueden ocurrir a presiones de gas cercanas a la presión de saturación.

La adsorción química se refiere a la situación en donde algunos electrones de los participantes son compartidos y se forma un enlace químico.

La retención de solvente como resultado de la adsorción es primordialmente causada por las pequeñas partículas y los minerales arcillosos en el crudo pesado y las formaciones de arena de crudo. El total de solvente adsorbido es fuertemente dependiente de la estructura de la formación, el contenido de las partículas y minerales arcillosos y su área superficial específica.

El conocimiento del tipo, cantidad y fracción del mineral arcilloso en la formación es esencial en el entendimiento y cuantificación del total de solvente retenido. A continuación, en la tabla 6 se pueden apreciar los tamaños de sólidos de los minerales.

**Tabla 6. Clasificación de los Poros del yacimiento**

Espacio de Sólidos	
Microporos	Menos de 2nm
Mesoporos	De 2 a 50nm
Macroporos	Más de 50nm

**Fuente:** Modificado por autores de GREGG, S.J. AND K. S. W. SING, (1982), Adsorption, surface area and porosity, 2ed, Academic Press, London.

Los sólidos microporosos o minerales arcillosos, tiene principalmente porosidad interna teniendo sus poros unos pocos diámetros moleculares. El área superficial específica incluye ambas superficies tanto externa como interna. Las amplias áreas superficiales de los minerales arcillosos resultan de sus superficies internas.

Para sólidos mesoporosos la adsorción está restringida a capas superficies delgadas hasta que la condensación capilar comience en los poros más finos al comienzo de la curva de histéresis. A medida que la presión se incrementa progresivamente, los poros más amplios son llenados hasta la presión de saturación y el sistema entero se llena de condensado.

En yacimientos mojados por agua, los sólidos de la formación son recuperados con una capa de moléculas de agua adsorbidas, las cuales reducen la adsorción de los solventes. La debilidad en la interacción adsorbente-adsorbido causa la adsorción a baja presión para ser reducida. Sin embargo, una molécula se convierte en adsorbida, la fuerza adsorbente-adsorbido ayudara en la adsorción de moléculas adicionales.

#### **2.6.2.1.2. Disolución de Solvente en el aceite residual del yacimiento.**

Cuando el propano gaseoso es inyectado en el yacimiento, este se disuelve en el crudo hasta que alcanza una fracción molar en equilibrio termodinámico en el crudo, el cual depende de la presión, temperatura y su fracción molar en la fase gas. El comportamiento de equilibrio del propano puede ser representado por el uso de valores equilibrio K (factor de equilibrio gas/liquido).

La tasa a la cual el propano se disuelve dependerá en que tan lejos la fracción molar de su fase aceite este de su valor de equilibrio y que tan rápido este se difunda en el crudo. Si por causa de un incremento en la temperatura o una disminución de la presión y/o una reducción en su fracción molar de la fase gaseosa, la fracción molar de propano en el crudo se vuelve más grande que su valor de equilibrio, provocara que el propano se salga de la solución (“exsolución”).

Durante la exsolución del solvente, pequeñas burbujas se pueden formar cuando la presión cae por debajo de la presión de punto de burbuja a una tasa controlada. Para altas viscosidades de aceite, las burbujas tienen relativamente una larga duración y se distribuyen formando un crudo espumoso. Sin embargo, cuando el propano es inyectado en el yacimiento es altamente soluble y reducirá significativamente la viscosidad del crudo y por ende la nucleación de las burbujas en el crudo poco viscoso durante la exsolución es rápida debido a la agilidad cinética de las moléculas de gas de la solución y a los sitios de nucleación que se van formando. Las burbujas pueden llegar a tener un poco de duración. Se ha estimado que se necesitan cerca de 40 moléculas para nuclear una burbuja estable de gas la cual no se colapsara inmediatamente gracias a un fuerte radio de curvatura. En crudos pesados fríos, la nucleación es retardada por la viscosidad y el gran tamaño de las moléculas de hidrocarburos y la sobresaturación puede durar semanas (Dusseault, 1998). Las burbujas eventualmente coalescerán, formando grandes burbujas y finalmente se convertirán en moléculas de gas libre. La nucleación, el crecimiento y la coalescencia de las burbujas de gas dependerá de la viscosidad del aceite, de cuanta de la fracción del solvente en el crudo este por encima de los valores de equilibrio, la tasa límite y las propiedades interfaciales.

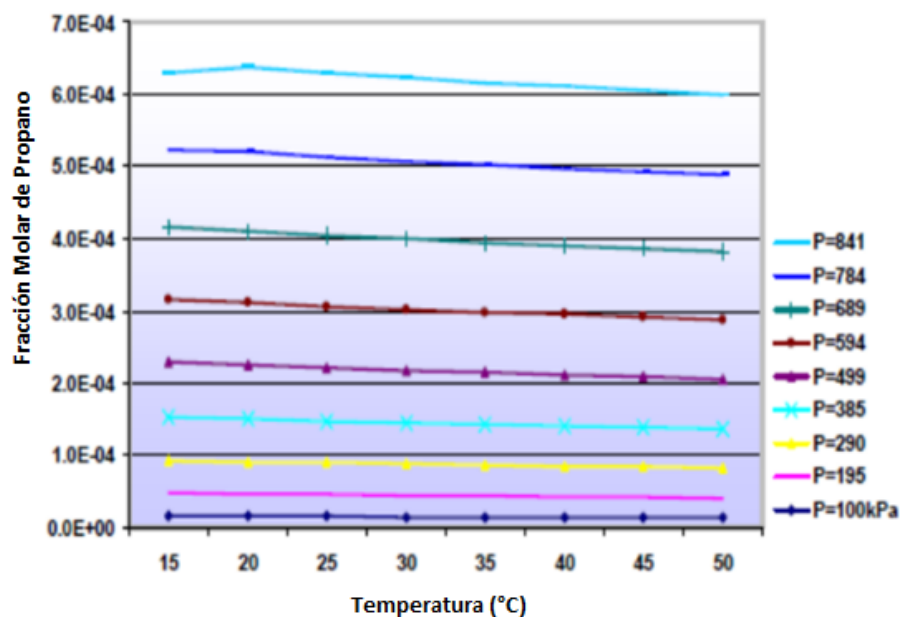
**2.6.2.1.3. Gas libre en yacimientos subsaturados.** El total de solvente remanente en el yacimiento luego de un proceso de solventes depende de la presión final, la temperatura, la saturación de los fluidos, las distribuciones de las fracciones molares de gas y el total de crudo espumoso y de gas libre en el yacimiento, al igual de que tanto el solvente ha penetrado desde los pozos inyectoros.

Durante los procesos de inyección de solventes, luego de que se vaya produciendo tanto agua como crudo, la saturación de gas va ir incrementándose significativamente pudiendo llegar hasta valores de entre 30 - 50%. Este volumen de gas contendrá un porcentaje significativo de solvente. Según estudios (Jeannine Chang, 2013), el porcentaje molar de propano en el gas residual de yacimiento puede llegar a valores tan altos como 20-30% con

los componentes remanentes de metano y CO2 dependiendo de la composición del gas inyectado (si fue metano-propano ó CO2-propano).

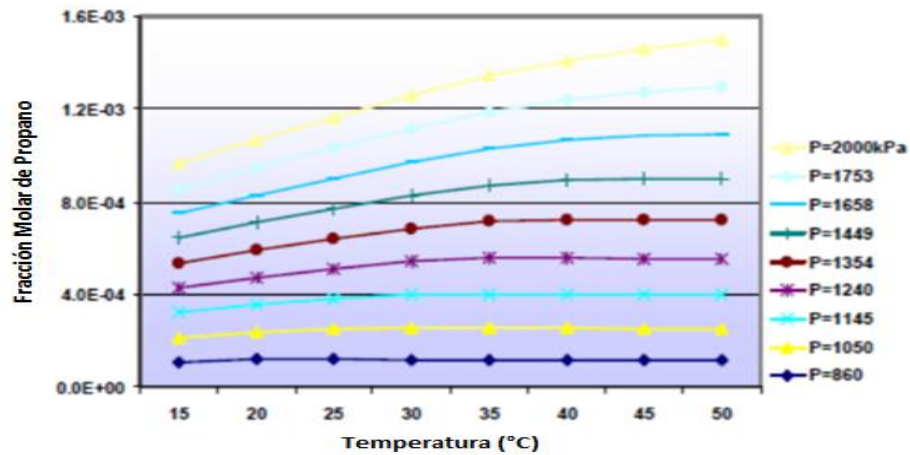
**2.6.2.1.4. Disolución de solvente en el agua de formación.** El solvente no se disuelve en agua pura ya que sus moléculas son apolares y solo tiene unas débiles fuerzas de dispersión de London, mientras que el agua posee las fuerzas dipolares dispersivas de los puentes de hidrogeno. El total de solvente disuelto en la formación de agua dependerá de la concentración de sal y otros solutos en el agua. Más que todo debido a la formación de pequeños témpanos y moléculas de agua alrededor de los solutos disueltos, la entalpia y entropía de la solución de solutos no polares en el agua son mucho más bajos de lo que típicamente se obtiene en soluciones regulares (Shinoda y Fujihira, 1968). Según pruebas de laboratorio donde se utilizó propano (Jeannine, 2013), entre mayor sea el aumento de presión, una mayor cantidad de solvente condensado y vaporizado se disolverá en el agua, como lo muestran las figuras 33 y 34.

**Figura 33. Solubilidad de propano en agua en estado de vapor.**



**Fuente:** CHANG, Jeannine. IVORY, John. FORSHNER, Ken. FENG, Yu. (2013). Impact of Solvent Loss during solvent injection processes. Alberta Innovates – Technology Futures (AITF).

**Figura 34. Solubilidad de propano en agua en estado líquido.**



**Fuente:** CHANG, Jeannine. IVORY, John. FORSHNER, Ken. FENG, Yu. (2013). Impact of Solvent Loss during solvent injection processes. Alberta Innovates – Technology Futures (AITF).

Con el incremento de la temperatura, la solubilidad del propano puede disminuir o aumentar dependiendo de la presión de vapor y la temperatura. Cuando el propano está por debajo de la presión de vapor (propano gaseoso), el incremento de temperatura reduce la fracción molar de propano en el agua, es decir que su solubilidad disminuye con el incremento de la temperatura. Cuando el propano sobrepasa su presión de vapor y se convierte en líquido, el aumento de la temperatura incrementará la solubilidad del propano en el agua.

El comportamiento anterior es un resultado de la liberación del calor de absorción cuando el propano gaseoso se disuelve en el agua y las atracciones intermoleculares entre las moléculas de propano y las moléculas de agua circundantes reducen su energía y liberan calor. En esta situación, la solubilidad disminuye con el incremento de la temperatura. Sin embargo cuando el propano está por encima de su presión de vapor, las moléculas líquidas de propano se atraen unas a otras. La energía es requerida para forzar y apartar las moléculas de agua que darán espacio al propano, su solubilidad aumenta con el incremento de la temperatura, es decir, con la energía disponible. Este comportamiento puede ser un efecto importante en la pérdida de solvente durante los procesos de solvente-caliente y vapor-solvente donde las pérdidas de solvente en agua pueden ser considerables debido a las altas

temperaturas, especialmente para yacimientos que contienen grandes cantidades de agua.

La pérdida de propano en el agua a baja temperatura parece ser relativamente poco importante debido a su baja solubilidad. Sin embargo, si hay una gran cantidad de agua presente (particularmente si es móvil) y/o si las condiciones del yacimiento son adecuados para la formación de hidratos de propano entonces, las pérdidas de solvente en el agua pueden ser significativas.

**2.6.2.1.5. Falta de confinamiento del reservorio.** Uno de los mecanismos más importantes de la CSI es el uso de canales de agujeros de gusano que dan acceso al yacimiento para la penetración efectiva del solvente a través de la formación de petróleo pesado y disolverse en el aceite.

Estas redes de agujeros de gusano forman una estructura compleja que en la actualidad no se pueden trazarse con precisión. Por lo tanto, el porcentaje de pérdida de disolvente debido a problemas de confinamiento no se puede definir con precisión y es en gran medida un efecto indeterminado.

Para el proceso de VAPEX, la falta de confinamiento es menos importante, pero también podría ser un problema. Aunque los modelos de escala de simulación numérica actual de campo son capaces de estimar el impacto de la pérdida de solvente a través de estudios históricos de los parámetros determinantes, la incertidumbre de la retención de disolvente debido a la estructura del yacimiento en sí requiere el conocimiento y la comprensión específica.

**2.6.2.1.6. Recuperación del Solvente.** Como la disolución de solvente en aceite residual y la adsorción del solvente por sólidos de la formación son factores importantes que afectan a la retención del disolvente, se sugieren los métodos siguientes para recuperar<sup>63</sup> una parte del disolvente retenido:

- Antes de la inyección de solvente, precondicionar el reservorio mediante la inyección de un gas de menos valor y más adsorbente tales

---

<sup>63</sup>DMITRIEVSKII, A.N. SKIBITSKAYA, N.A. ZEKEL, L.A. KRASNOBAEVA, N.V. 2007. Sorption of Gas Condensate Components by Solid High Molecular-Mass Compounds of the Gas-Condensate Field.

como el CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, etc, con el fin de reducir la adsorción del disolvente. Este paso es amigable con el medio ambiente si se trata de involucrar gases de efecto invernadero.

- Aumentar la producción de petróleo y promover la movilidad del disolvente a través del calentamiento del disolvente inyectado.
- Sustituir el solvente costoso que se diluye en el aceite residual por el CO<sub>2</sub> y otros gases de bajo valor.
- Recuperar el gas libre fuera del espacio de poroso de la formación mediante la aplicación de diferentes estrategias de unidad de múltiples pozos utilizando N<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, para que no sea ocupado por el solvente.

La pérdida de solvente como un resultado de diferentes mecanismos de retención es una cuestión complicada dependiente del tipo de reservorio para procesos de inyección de solvente. La adsorción de solvente en la roca y la formación, su disolución en el aceite residual y el agua, y el solvente restante contenido en los espacios porosos de gas libre a menor presión han sido identificados como los principales mecanismos de retención de solventes. La comprensión de los mecanismos fundamentales que se producen durante los procesos de inyección de solvente son cruciales en la selección, el diseño y la implementación de proyectos de inyección de solvente de campo<sup>64</sup>.

Hasta que algo del aceite es desplazado, es difícil para el solvente inyectado penetrar en regiones con alta saturación de petróleo como el oleaje de aceite cuando el solvente disuelve y puede restringir aún más la inyección de disolvente a la velocidad a la que puede penetrar por difusión en la fase de aceite. Para los procesos de inyección de disolventes, es importante para algunos casos la saturación de gas inicial para permitir la penetración del disolvente gaseoso inyectado y también para permitir la expansión del aceite como el solvente se disuelve en el mismo.

---

<sup>64</sup>CHANG, Jeannine. IVORY, John. FORSHNER, Ken. FENG, Yu. (2013). Impact of Solvent Loss during solvent injection processes. Alberta Innovates - Technology Futures (AITF).

### **3. EXPERIENCIAS EN LA APLICACION DE LA TECNOLOGIA A NIVEL MUNDIAL.**

La tecnología se ha aplicado en muchos países satisfactoriamente y principalmente en campos de crudos pesados y extrapesados, entre los cuales están Venezuela, Canadá y Estados Unidos, a pesar del aumento en la productividad y los beneficios que este ha causado, como el incremento de la vida útil de algunas herramientas, también hay que tener en cuenta las dificultades operacionales que se pueden presentar.

Los principales campos donde se ha aplicado y se tiene información son:

- Campo Bare (Venezuela)
- Campo Zuata (Venezuela)
- California offshore
- Campo Cerro negro (Venezuela)

#### **3.1. CAMPO BARE**

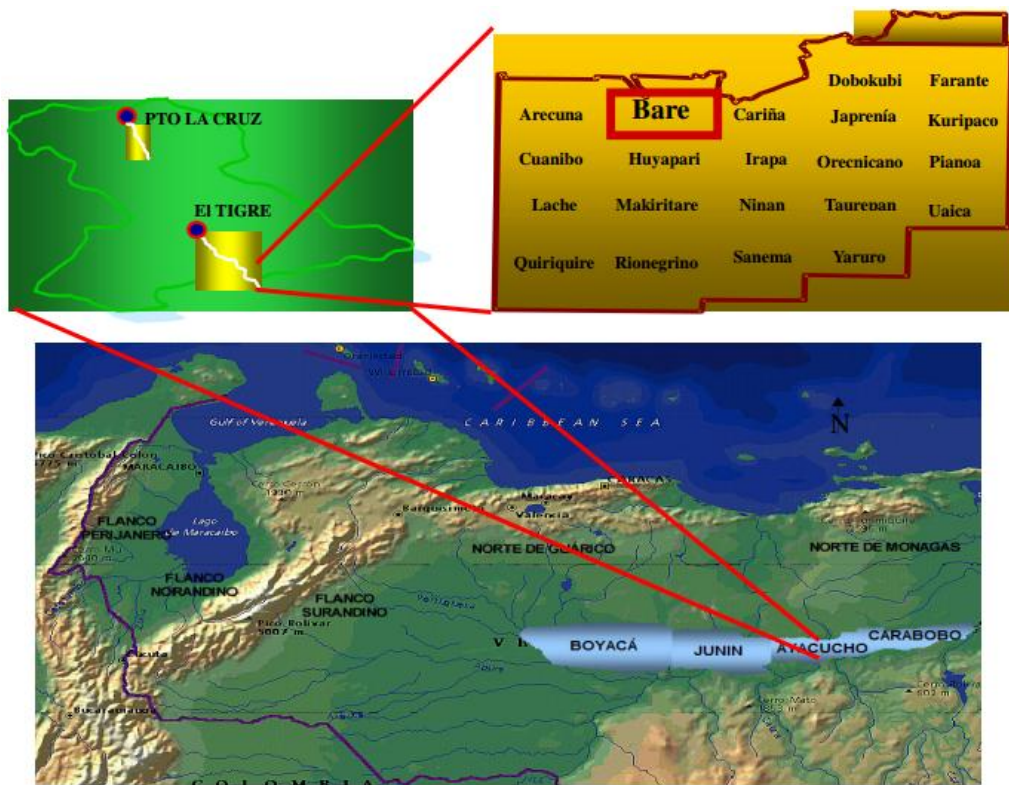
La Faja del Orinoco<sup>65</sup> comprende varias acumulaciones masivas de aceites pesados y extrapesados, paralelas a la orilla norte del río Orinoco, en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. La gravedad API del aceite oscila de 6 a 16 API en condiciones de superficie y los rangos de viscosidad de aceite de 140 a 21.000 centipoises a 140 F (60 C). La porosidad de arena media es de alrededor del 30% y la permeabilidad varía de 1 a 12 darcies. La profundidad del reservorio varía de 600 pies en el Sur y a 4.000 pies lo largo de la frontera norte de la zona.

---

<sup>65</sup>R. Gonzalez and M. Reina\*, Corpoven S.A. Producing Extra Heavy Oil from the Orinoco Belt by Electrical Submersible Pumping System - A Pilot Test. 1994.

El yacimiento es MFB-53 (Trampa MFB-I5), ubicado en el Campo Bare de la Faja del Orinoco como se puede observar en la figura 35. Las dimensiones del reservorio son los siguientes: 23.786 pies (7.250 m) de largo en la dirección Norte-Sur y 34.448 pies (10.500 m) de ancho en la dirección Este-Oeste. El campo Bare se encuentra ubicado en el Estado Anzoátegui a 40 km al sur de la ciudad de El Tigre y a unos 70 km al norte del río Orinoco, el yacimiento está constituido por las arenas de la formación Oficina y Merecure, con producción de petróleo pesado y extrapesado.

**Figura 35. Ubicación del campo Bare**



**Fuente:** Estudio de factibilidad de la aplicación del método de bombeo electrosumergible (BES) en el campo Bare, faja petrolífera del Orinoco.

**3.1.1. Características del yacimiento.** El yacimiento MFB-53 inició su producción en febrero del año 1985 mediante pozos verticales y desviados, acumulando 44.214 MBls de crudos extraídos hasta el año 1993, en la cual se comienza la incorporación a la producción de pozos horizontales con un potencial promedio de 1300 BPD. Actualmente este yacimiento posee un POES de 1901.143 MMbls de petróleo y sus reservas recuperables son de 361.217 MMbls.

El mecanismo principal de producción en este yacimiento es desplazamiento por gas en solución, el cual está asociado al comportamiento espumante del crudo y empuje hidráulico. Las presiones originales del yacimiento son inferiores a la presión de saturación, por lo que desde el inicio de la producción de los pozos existe la presencia de gas libre, y requiere algún método de levantamiento artificial.

**Tabla 7. Características generales del yacimiento MFB-53**

<b>Yacimiento</b>	<b>MFB-53</b>
<b>Arena</b>	<b>U2,3</b>
<b>Área (acre)</b>	<b>17.206</b>
<b>Espesor promedio neto (pie)</b>	<b>55</b>
<b>Porosidad promedio (%)</b>	<b>32</b>
<b>Permeabilidad promedio(mD)</b>	<b>1.074</b>
<b>Saturación del petróleo inicial (%)</b>	<b>85</b>
<b>Saturación de agua inicial (%)</b>	<b>15</b>
<b>DATUM (pies)</b>	<b>2.600</b>
<b>Presión inicial (lpc)</b>	<b>1.200</b>
<b>Presión de burbujeo de gas (lpc)</b>	<b>1.060</b>
<b>Relación gas petróleo inicial</b>	<b>161</b>
<b>Viscosidad del petróleo(cP)</b>	<b>106</b>
<b>Temperatura del yacimiento (°F)</b>	<b>137</b>
<b>Gravedad API promedio (°)</b>	<b>10</b>
<b>POES (MMbls)</b>	<b>1.901.143</b>
<b>Reservas Recuperables (MMbls)</b>	<b>361.217</b>

**Fuente:** Estudio de factibilidad de la aplicación del método de bombeo electrosumergible (BES) en el campo Bare, faja petrolífera del Orinoco.

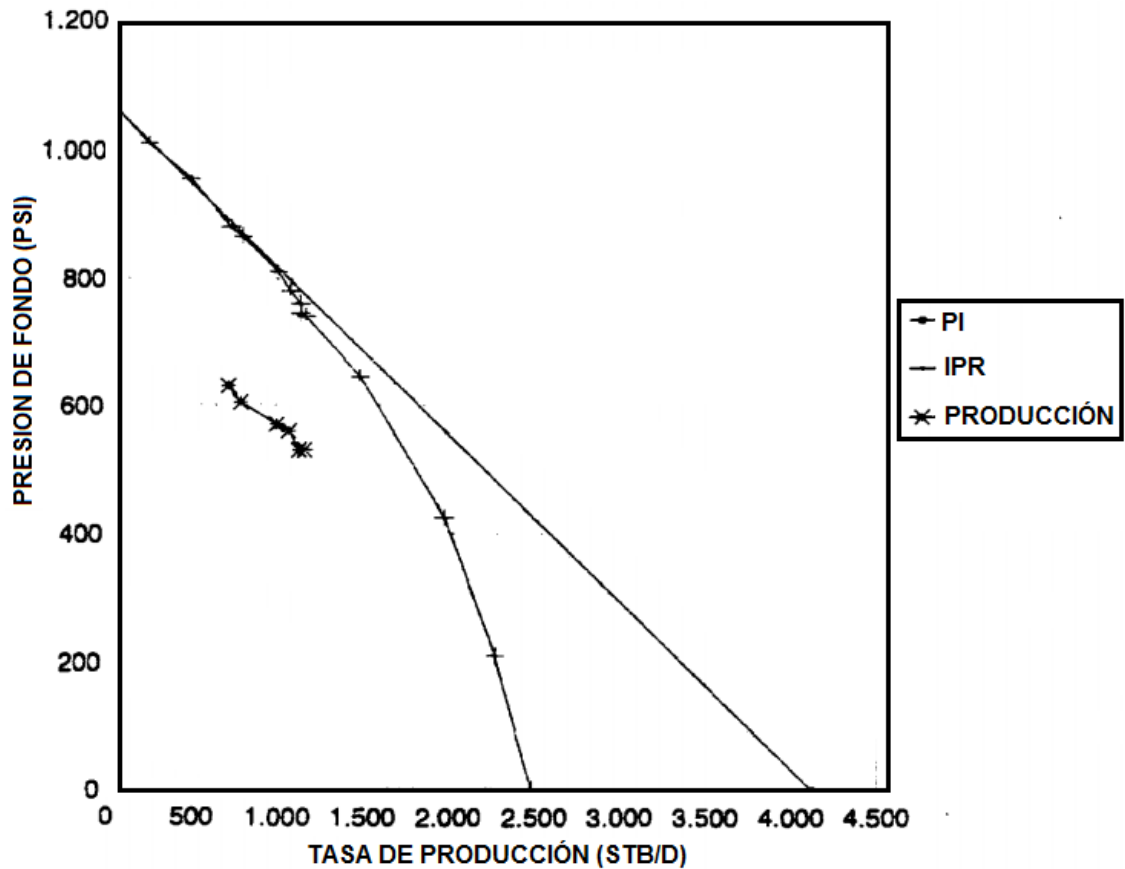
**3.1.2. Desempeño de la producción.** La producción se estudió en el pozo MFB-159 que desde 1985 está en producción mediante bombeo mecánico y alcanzó su máxima producción en 1200 BPD, y debido al alto potencial productivo del pozo se decide implementar bombas electrosumergibles y se realizaron pruebas con y sin inyección de solventes líquidos.

La inyección de solvente líquido se realiza a través de tubería capilar a fondo de pozo o en su defecto por el anular del pozo, la mezcla de hidrocarburo y solvente líquido es una mezcla de 19° API logrando aumentar las velocidades de la bomba, incrementando considerablemente su producción.

En primera medida se evaluó la producción del pozo con bomba electrosumergible sin inyección de solvente líquido, En esta fase, con condiciones de fondo estabilizadas en 630 psi y 201 ° F (94 ° C), se realizó la prueba a bajas frecuencias de la bomba (35 Hz), sin solvente líquido. Se alcanzó una producción de 684 BPD (109 M3 / D) de 9,2 ° API.

La Figura 36 muestra un gráfico de presión de fondo vs. producción, para la prueba de 35 Hz. El IPR también se presenta en el gráfico. Se puede observar que a la misma presión alcanzado por la bomba, el flujo de entrada está entre 1500 (238) y 1700 barriles por día (270 m3 / d), mientras que la bomba era capaz de levantar un promedio de 1100 barriles por día. Esto significa que con la bomba instalada el pozo es capaz de producir entre 65 y 70% del volumen de aceite proporcionada por la formación.

Figura 36. IPR del pozo MFB-159

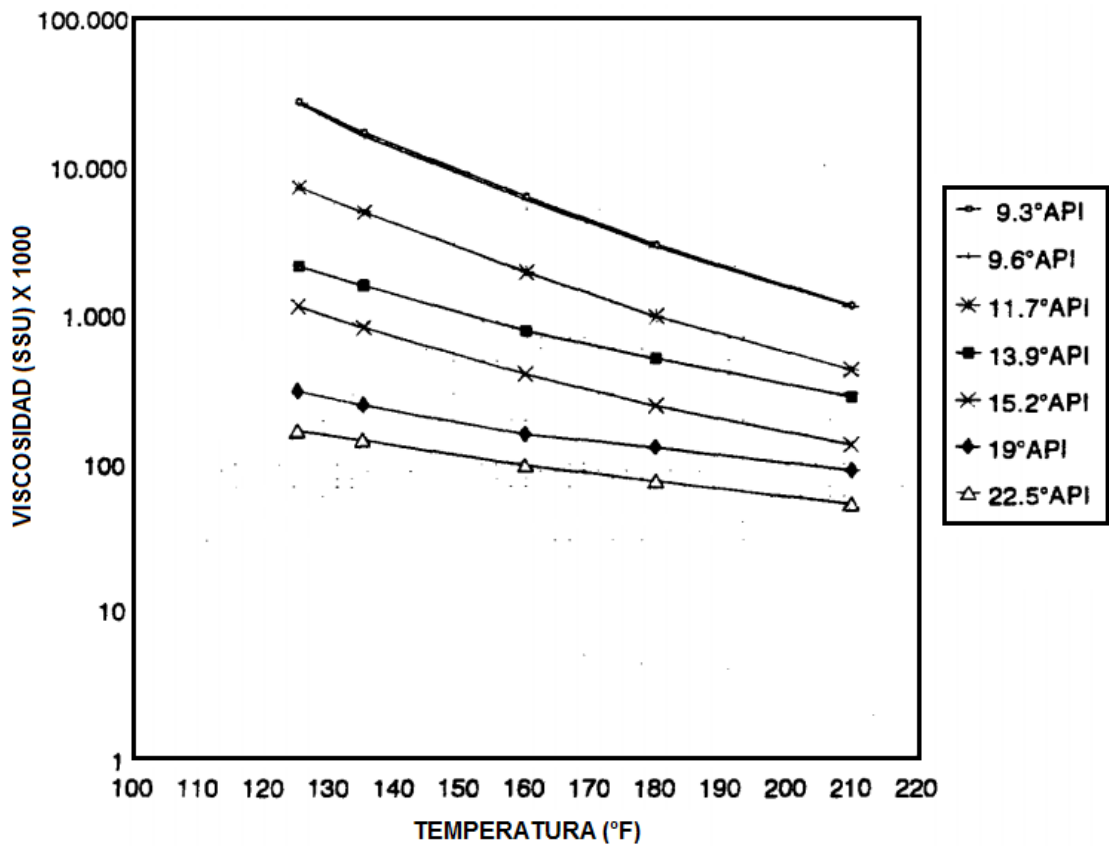


**Fuente:** R. Gonzalez and M. Reina, Corpoven S.A. Producing Extra Heavy Oil from the Orinoco Belt by Electrical Submersible Pumping System - A Pilot Test. 1994.

Luego se probó una fase complementaria con inyección de solvente líquido que fue realizada para observar el comportamiento de la producción del pozo con la inyección de solvente líquido en el fondo de pozo, pero sólo después de que el pozo se había estabilizado con el equipo electrosumergible en bajos rangos de solvente líquido, durante la primera prueba en esta fase, el solvente líquido se inyectó en un rango de 223 BPD, mientras que el total de líquidos levantados alcanzó una tasa de 1.189 BPD de 11,7 °API de la mezcla. Otra prueba realizada cedió 1.170 BPD con un rango de inyección de solvente líquido de 506 BPD. Por lo tanto, se obtuvo un total de fluidos producidos de 1.677 BPD de mezcla de 13,9 °API.

La Figura 37 muestra la diferentes viscosidades frente a las curvas de comportamiento de la temperatura para los diferentes crudos producidos (formación y diluido) durante las pruebas de evaluación. Estos gráficos simulan en el fondo de pozo temperatura superficial de los fluidos en viscosidades diferentes, que van desde 238 cpsa temperatura de fondo del pozo, y a 1730 cpsa temperatura de la superficie para los crudos no diluidos, y una viscosidad de 65 cpsa temperatura de fondo de pozo y una viscosidad de 195 cpsa temperatura de superficie del crudo diluido a 13.9° API.

**Figura 37. Diferentes viscosidades de mezclas diferentes al cambio de temperatura.**



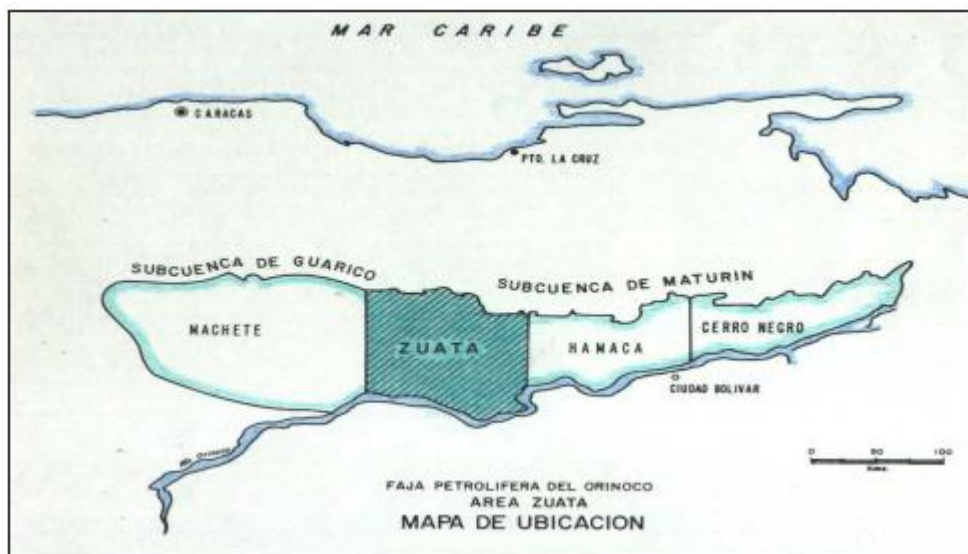
**Fuente:** R. Gonzalez and M. Reina., Corpoven S.A. Producing Extra Heavy Oil from the Orinoco Belt by Electrical Submersible Pumping System - A Pilot Test. 1994.

### 3.2. CAMPO ZUATA

La zona de estudio<sup>66</sup> tiene una área superficial de aproximadamente 430 Km<sup>2</sup>, se encuentra ubicada al sur-oeste del Estado Anzoátegui, específicamente en el área correspondiente a Zuata-Faja Petrolífera del Orinoco.

El área de Zuata está ubicada en la Faja Petrolífera del Orinoco y tiene una superficie aproximada de 14.500 Km<sup>2</sup>. Dos tercios del área pertenecen al Estado Anzoátegui y el resto al Estado Guárico. Al sur limita con el Río Orinoco (sector Mapire), al este con el sector Hamaca, aproximadamente en el meridiano de 64° 30', al oeste con el área de Machete según el meridiano de 65° 40' y al norte con los campos petroleros de Oficina y Guárico ( ver figura 38).

**Figura 38. Ubicación del campo Zuata**



**Fuente:** Caracterización petrofísica del área Zuata-faja petrolífera del Orinoco

<sup>66</sup>Jorge Robles/Petrozuata, C.A. Application of Advanced Heavy-Oil-Production Technologies in the Orinoco Heavy-Oil-Belt, Venezuela. 2001.

**3.2.1. Características del yacimiento.** La Formación Oficina se depositó durante el Mioceno, cuando tuvo lugar la sedimentación de sur a norte sobre el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, cerca del Escudo de Guayana. Zuata es una de las tres principales pulsos depositacionales progradantes / agradación identificados dentro de la Faja del Orinoco.

Este sistema deposicional de canal crearon una arquitectura yacimiento compleja, como jóvenes sistemas fluviales down-cut, erosionan y vuelven a distribuir los sedimentos de los sistemas fluviales depositados anteriormente. En la tabla 8 se pueden observar las características principales del yacimiento.

**Tabla 8 características del yacimiento campo Zuata**

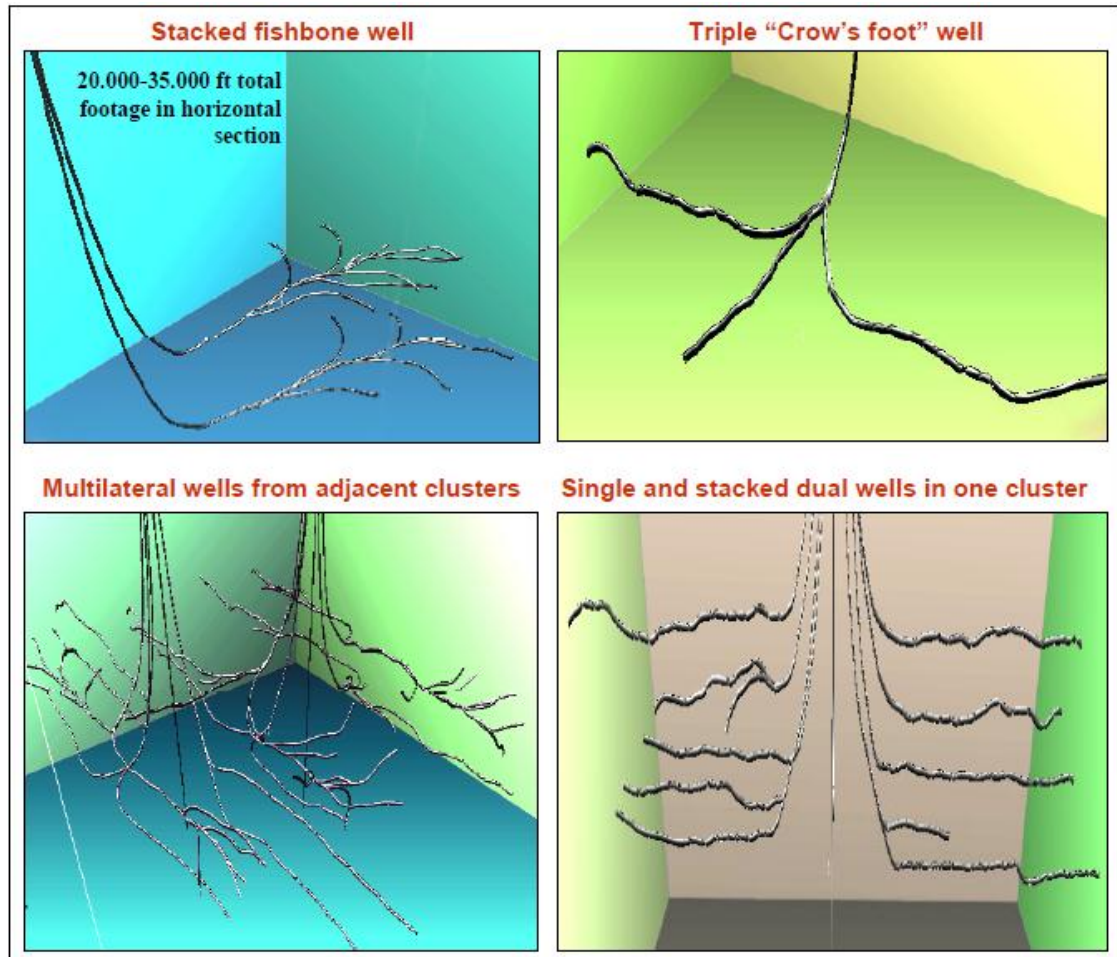
<b>Características del yacimiento</b>	
Profundidad vertical (ft)	1.720 - 2400
Temperatura del reservorio (F)	108 - 122
Presion del reservorio (psi)	578 - 895
Permeabilidad absoluta (md)	700 - 14.000
viscosidad a cond. De yacimiento (cp)	1.200 - 2.400
Gravedad API	8.1 - 10.3

**Fuente:** Jorge Robles/Petrozuata, C.A. Application of Advanced Heavy-Oil-Production Technologies in the Orinoco Heavy-Oil-Belt, Venezuela. 2001.

**3.2.2. Desempeño de la producción.** Debido a la complejidad del yacimiento y como resultado de un esfuerzo continuo para mejorar la eficiencia para contactar el petróleo in situ, la geometría varía de los pozos horizontales individuales a arreglos multilaterales mucho más complicados, incluyendo gullwings duales, apilados dobles y triple laterales, y combinaciones de todos estos con la adición de espinas de pescado, como se ilustra en la Figura 39.

El diámetro de la tubería de revestimiento de producción es de 9 5/8", con secciones tangentes de 75 ° a 87 ° desde la vertical.

**Figura 39. Configuraciones de pozos campo Zuata.**



**Fuente:** Jorge Robles/Petrozuata, C.A. Application of Advanced Heavy-Oil-Production Technologies in the Orinoco Heavy-Oil-Belt, Venezuela. 2001.

El uso de BES para levantar el crudo pesado es un método muy conveniente cuando se habla de altos caudales. Es bien conocido que el rendimiento de la bomba centrífuga se ve muy afectado por los fluidos de alta viscosidad. Además, las condiciones de flujo alrededor del sistema (fluidos de alta viscosidad manejando bajas velocidades) restringen la refrigeración del motor de fondo de pozo, sin embargo, teniendo en cuenta las limitaciones en la velocidad y los tiempos de vida útil observados en otros campos con el uso de

BES, fue seleccionado para este pozo el sistema más confiable para levantar los 1.500 BPD que se esperaba de los pozos horizontales. Experiencias anteriores de campo y laboratorio demostraron que este rango de producción era alcanzable y que la inyección de solvente líquido de fondo de pozo fue un factor clave para obtener el rendimiento esperado.

La cantidad óptima de inyección de solvente líquido de fondo de pozo para los sistemas de BES es del 20% de la mezcla resultante, aunque el valor óptimo se determina para cada pozo individual. La eficiencia de las bombas más grandes (BES-HR) parece ser afectada más por la alta viscosidad del crudo.

Separadores de gas rotativos de fondo de pozo se probaron en pocos completamientos sin éxito. Esto está de acuerdo con la experiencia previa en PDVSA con el uso de estos dispositivos en la aplicación de aceite pesado. La principal limitación para el uso de este equipo en el campo Zuata es el efecto de la alta viscosidad y la inclinación de la sección de sedimentación de la bomba, lo que aumenta la probabilidad de tener recirculación severa de gas.

El uso de etapas de NPSH ha mejorado el rendimiento general de la bomba, manteniendo el consumo de energía moderado. Los datos de campo demuestran que las tasas de 3.000 bpd son alcanzables con el diseño BES-HR a presiones de entrada altas (500 psi).

La aplicación de los sistemas BES de alta tasa con secciones de NPSH permite producir 3.000 bpd a presiones de entrada moderadas (> 500 psi). Bajo PB y más altos GOR (> 100 scf / b) pueden reducir la capacidad neta del sistema hasta en un 50%.

### 3.3. FORMACION MONTERREY (CALIFORNIA)

La formación Monterey<sup>67</sup> es un yacimiento complejo con un alto nivel de estructuración y fracturamiento, además de tener propiedades petrofísicas altamente variables. Es un sistema de doble porosidad, con una matriz de roca de baja permeabilidad y fracturamiento extensivo. Las fracturas proporcionan los caminos de flujo hacia los pozos y éstos están interconectados a un gran acuífero. El sistema de fluidos es igualmente complejo. La columna original de crudo tenía 2000 ft de espesor y la gravedad API del crudo se encontraba entre 5 y 19 API.

El desafío en este yacimiento fue la productividad y el recobro de crudo pesado a tasas económicas sin producir grandes volúmenes de agua de un acuífero fuerte, fracturas altamente permeables y poca relación viscosidad crudo/agua. Para lograr los grandes arrastres requeridos para producir el crudo pesado a altas tasas, es necesario conocer las condiciones operacionales en offshore que puedan evitar que el crudo sea desviado por el agua a través de las fracturas, pero Incluso si ese desvío fuera evitado, las tasas de flujo de crudo pesado hacia el pozo serán bajas. Además, el enfriamiento del crudo pesado cuando alcanza el piso oceánico resulta en problemas adicionales en la producción. Este crudo de 10 API tiene una viscosidad in situ de 100cp a 200F. Como el crudo pesado fluye hacia la superficie y se enfría, la viscosidad puede aumentar por encima de los 10.000 cp y causar problemas graves de producción. En resumen las condiciones que descartan a la mayoría de métodos de recuperación de crudo pesado son las profundidades alrededor de los 6000 a los 10000 ft, un ambiente de operaciones offshore, una zona de fractura con un acuífero activo y baja producción del crudo pesado son aspectos, el desafío fue encontrar un método de bajo costo que disminuya la viscosidad del crudo tanto en la regiones cercanas al pozo como en el tubing.

---

<sup>67</sup>R. L. Garnett, SPE, Exxon Co. USA. Recovery of Heavy Oil From the Monterey Formation in Offshore California by Cyclic Injection of Light-Oil Diluent. 2001.

La formación Monterrey consiste de finos lechos de porcelanita, sílice, calcita, dolomita y shale. Los lechos son altamente fracturados y bien conectados ambos realmente y verticalmente por una extensa red de fracturas. Las fracturas son los conductos para el flujo primario en el yacimiento resultando en tasas de hasta 10000 STB/D. La presión de formación es soportada por la reinyección de gas producido y por gran acuífero interconectado. La columna original de crudo fue de aproximadamente 2000 ft de espesor y contenía aceite subsaturado con gravedades API que iban desde 19 en la cresta de la estructura hasta 5º API en el contacto original agua/aceite. Los pozos pueden fluir naturalmente o ser producidos por gas lift utilizando grandes volúmenes de gas. Las formaciones de areniscas están por debajo de la formación Monterrey y contienen hidrocarburos livianos con una capa de gas asociada. Los pozos de areniscas fluyen naturalmente sin la necesidad de un sistema de levantamiento artificial.

El pozo HE-26 fue perforado y completado en Julio de 1997 en la formación Monterrey, con perforaciones a 6956 a 6997 y 7416 hasta 7437 ft. El pozo fue estimulado con una combinación de xileno, HCL y lodo ácido, utilizando espumas y bolas sellantes para guiarlos. Luego de la estimulación, el pozo produjo aproximadamente 100 STB/D de crudo de 10,2 API y agua. Estas perforaciones fueron aisladas con un tapón puente a través del tubing y el pozo fue reacondicionado más arriba de 6751 a los 6801 ft. Las nuevas perforaciones fueron estimuladas de una manera similar. La gravedad API incrementó ligeramente pero las tasas de producción no cambiaron. El intervalo fue aislado con otro puente a través del tubing. Un intervalo final fue perforado a 6667 a 6702 ft. La gravedad API del aceite fue ligeramente más alta (11,4 API), pero las tasas de producción de crudo una vez más no cambiaron.

Los datos de desempeño indicaron que un canal de cemento detrás de la tubería había causado conexión entre todas las perforaciones. Si era así, el completamiento inicial fue probablemente el único estimulado y la mayoría del flujo provino de estas perforaciones. En octubre de 1997 un registro de temperatura confirmó flujos por debajo de la base de perforaciones superiores, permitiendo el soporte de la hipótesis de que existió un canal. En este punto los

prospectos para el pozo fueron pobres. Inicialmente se perforaron rocas altamente facturadas que producían solo una pequeña cantidad de crudo pesado y agua con métodos de estimulación que habían sido muy efectivos en la formación Monterey. Por otro lado, a pesar de que del intervalo de completamiento superior se esperaba producir un crudo de más alta gravedad API, su fracturamiento fue limitado. El que se logre un completamiento rentable en estos intervalos superiores requeriría reparar el canal detrás de la tubería y una estimulación efectiva del intervalo abierto sin que se rompa el cemento detrás de la tubería. Las probabilidades de lograr este proyecto eran muy bajas.

Por esta razón, se buscó una opción de bajo costo para mejorar la productividad de los pozos a través de métodos no mecánicos. Ya que el intervalo de baja producción era muy bien fracturado y había sido estimulado para remover daños debidos a la perforación, el problema de la baja productividad fue atribuido a una alta viscosidad de la emulsión resultado de una combinación de la baja gravedad API del crudo y un 20 a 30 % de corte de agua. Se necesitaba un método para disminuir significativamente la viscosidad de la emulsión del pozo.

Consideraciones claves. Los test de laboratorio realizado en septiembre de 1997 mostraron que la viscosidad de las emulsiones de Monterey podía ser reducida drásticamente mediante la mezcla en crudo producido de las formaciones de areniscas.

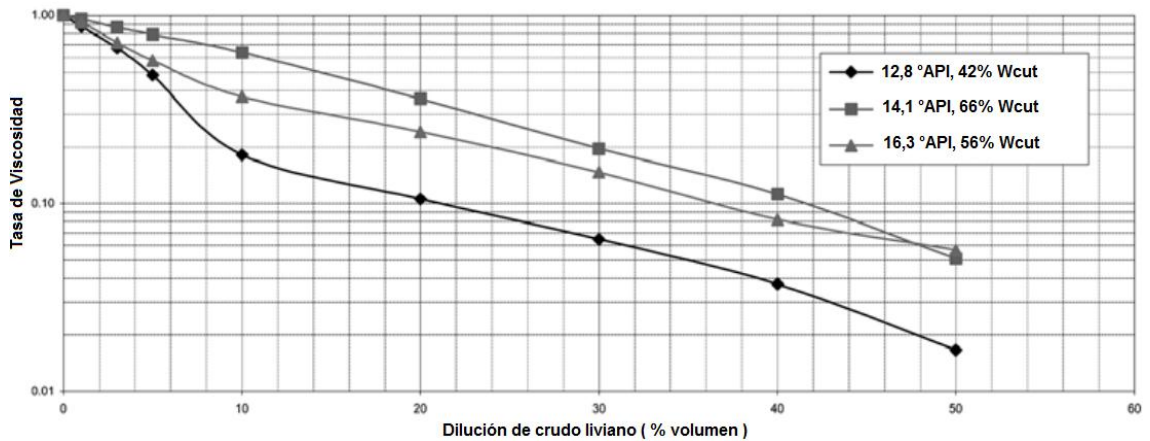
Se tomaron muestras de crudo de HE-25, una arenisca productora y tres pozos de Monterey que son amplio rango de gravedades de crudos producidos y cortes de agua para ser estudiados, las muestras de las viscosidades fueron medidas a 100, 130 y 160 F, el crudo de HE-25 fue mezclado en las muestras de Monterey y los resultados de la viscosidad de la emulsión fueron medidos a 130 F. Los resultados se muestran en la tabla 9 y la figura 40.

**Tabla 9. Resultados de laboratorio del crudo de Monterrey.**

DATOS DE LABORATORIO: ESTUDIO DE LA DILUCION DEL CRUDO LIVIANO				
	Pozos Offshore			
	HE-5	HE-7	HE-18	HE-25
Gravedad API (°API) - @ 60 °F	12,8	14,1	16,3	34,2
Corte de Agua - @ 60 °F	42	66	56	0,9
Viscosidad de la Emulsión (cp)				
@ 100 °F	19370	3130	874	2,9
@ 130 °F	10870	1550	511	1,3
@ 160 °F	6350	1260	307	0,8
La viscosidad de la emulsión-base @ 130 °F (cp)				
Solvente líquido de HE-25 suministrado (% por volumen)				
1%	9460	1490	469	
3%	7320	1340	367	
5%	5250	1230	295	
10%	1970	990	169	
20%	1150	560	123	
30%	703	303	75	
40%	406	174	42	
50%	181	79	29	

**Fuente:** R. L. Garnett, SPE, Exxon Co. USA. Recovery of Heavy Oil From the Monterey Formation in Offshore California by Cyclic Injection of Light-Oil Diluent. 2001.

**Figura 40. Viscosidad de la mezcla.**



**Fuente:** R. L. Garnett, SPE, Exxon Co. USA. Recovery of Heavy Oil From the Monterey Formation in Offshore California by Cyclic Injection of Light-Oil Diluent. 2001.

Una significativa reducción en la viscosidad de la emulsión de Monterey fue realizada diluyéndolo con una pequeña cantidad de crudo de arenisca, la viscosidad disminuyó considerablemente a altas tasas de dilución. Una mezcla de 20% de crudo de arenisca redujo la viscosidad de la emulsión en un 10% de su valor base y la reducción de la viscosidad no se había nivelado al 50%, la tasa más alta de dilución probada.

La reducción de la viscosidad fue la más grande para la muestra con la más baja gravedad API y corte de agua. Una opción era inyectar la corriente completa desde el HE-25 hacia el tubing HE-26. Debido a la alta presión de flujo cabeza de pozo de HE-25, esto pudo ser logrado simplemente conectando las dos cabezas de pozo juntas con una línea de flujo y un choke. Esta opción fue seleccionada por varias opciones:

- El HE-25 fue capaz de entregar crudo de arenisca a tasas tan altas de 6000 STB/D. Con 40 ft TVD del intervalo perforado abierto al flujo, la inyección a esta tasa daría un 50% de dilución del intervalo productor sobre una distancia radial de 180 ft en solo 12 horas.
- Fue posible que el incremento en la tasa en el pozo HE-26 puede ser más grande que la predicha. HE-26 produce aproximadamente crudo de

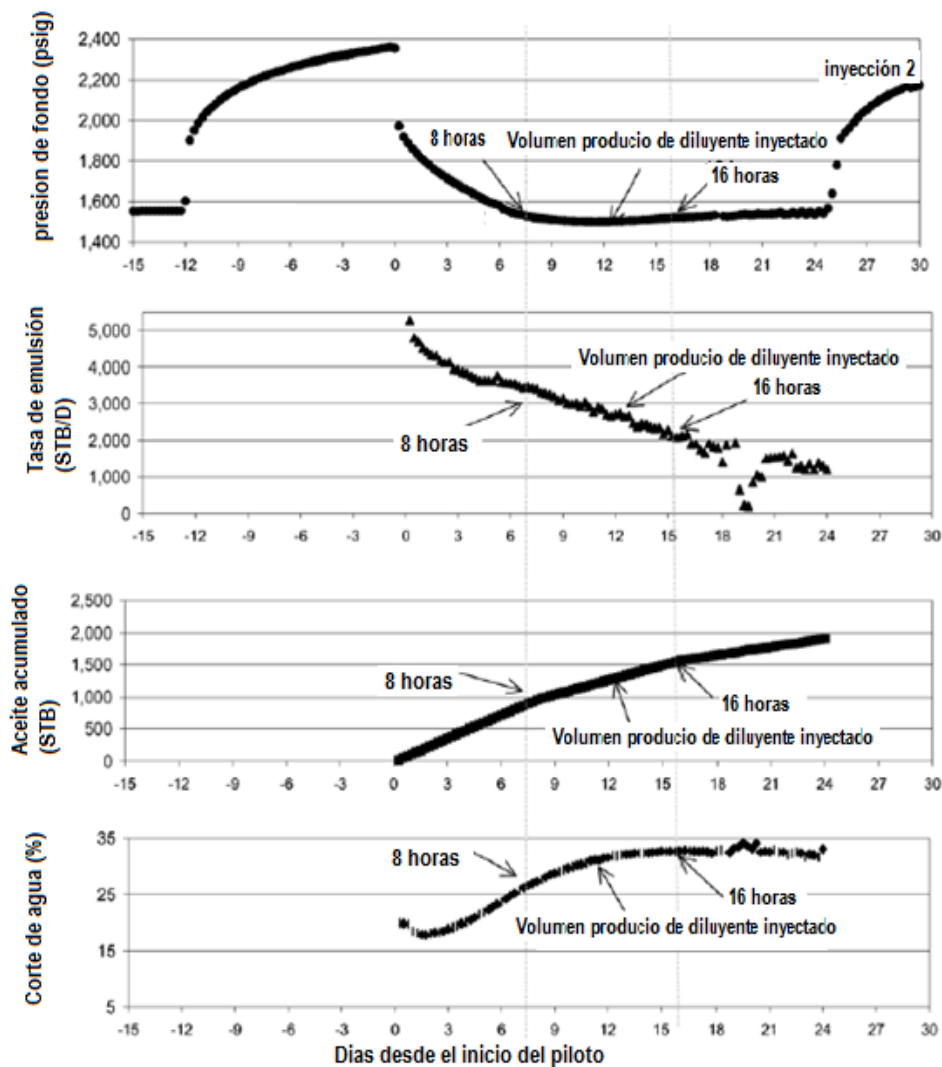
ente 10 y 11 API a un corte de agua del 20%. Tanto la gravedad y el corte de agua fueron más bajos que la muestra con las más grande reducción en la viscosidad de la emulsión. Por lo tanto, basado en los datos de la tabla 9 y la Fig. 40, la curva de viscosidad se desplazaría hacia abajo como se muestra para el crudo de 12,8 API. También, la Fig. 4 no asume ningún cambio en la presión de fondo fluyendo (pwf), mientras que una reducción en la gravedad API de la mezcla fluyendo del pozo debería disminuir la pwf por la reducción de las pérdidas de presión causadas por la fricción en el tubing (propio de disminuir la viscosidad de la emulsión) y por la reducción de la densidad de la columna de fluido del pozo. Finalmente, no pretende cuantificar el impacto de temporalmente incrementar la presión de yacimiento en la cercanía de la región de la cara de pozo por la inyección.

- La alta capacidad de inyección del HE-25 suministraría una alta tasa de dilución sobre un corto tiempo de inyección, minimizando las paradas de producción de HE-25 y HE-26.
- Inyectar crudo de arenisca bajo la línea de inyección de químicos. El HE-26 tenía una línea de inyección de químicos en fondo de pozo a través de la cual el crudo de arenisca podría ser inyectado a una tasa máxima de 75 gal/D con facilidades existentes. Esta tasa de inyección suministraría una dilución de menos de 2% a una tasa de crudo Monterrey de 100 STB/D y solo 0,2% a 1000 STB/D. Como se muestra en la Fig. 40, esta baja tasa de dilución no daría una mejora considerable en la viscosidad de la emulsión. Instalando una bomba que incremente la presión de inyección desde aproximadamente 300 a 4000psi, hasta 100 STB/D de crudo de arenisca pudiera ser bombeado por la línea de químicos, suministrando una dilución del 10% a tasa de Monterey de 1000 STB/D.
- Producir el pozo con una bomba electrosumergible en fondo (BES) e inyectar solvente líquido bajo la línea de químicos. Esta alternativa fue eliminada dado el alto costo de reequipamiento del pozo para el servicio de BES y la preocupación acerca de la producción de agua a altas

cantidades, ya que el intervalo productor fue muy cercano al contacto agua/aceite.

En la Figura 41 se muestra un ejemplo de los datos recolectados y analizados durante un ciclo de inyección/flujo. Un ciclo comienza con la inyección de hidrocarburo liviano y termina con la siguiente inyección. La curva superior muestra la presión de fondo fluyendo a través de dos ciclos. Las curvas restantes muestran la tasa de emulsión producida, volumen de crudo acumulado y el perfil del corte de agua para el segundo periodo de flujo.

**Figura 41. Datos recolectados en la inyección**



**Fuente:** R. L. Garnett, SPE, Exxon Co. USA. Recovery of Heavy Oil From the Monterey Formation in Offshore California by Cyclic Injection of Light-Oil Diluent. 2001.

Varios puntos clave se destacan de las gráficas.

- Después de aproximadamente 8 horas de flujo, la pwf disminuyó al nivel de pre-inyección, la pendiente de la curva de declinación aumentó y hubo un cambio de pendiente visto en la curva de producción de crudo acumulado. Hubo también una inflexión en la curva de corte de agua.
- Después de aproximadamente 16 horas de flujo, el pozo comienza a pegarse como se muestra por la naturaleza errática de las curvas de presión y tasa. También ocurrió otro cambio en la pendiente de la curva producción de crudo acumulado. El corte de agua también se estabilizó.
- Para la doceava hora del ciclo, la producción de crudo acumulada igualó el volumen de inyección de solvente líquido (1200 STB).

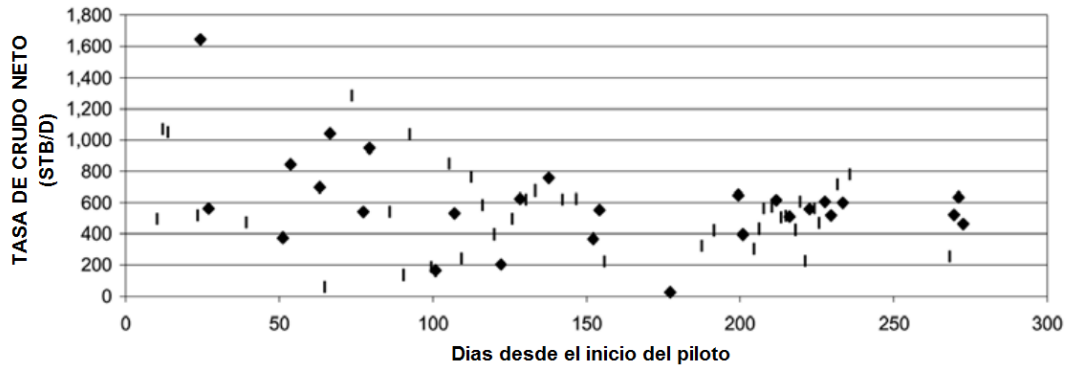
Se asume que las primeras 8 horas de flujo fueron afectadas por la mezcla de crudo inyectado con crudo in-situ y por el incremento de la presión causada por la inyección y el cierre del pozo. Estos efectos combinados dan una alta tasa de flujo. Entre las 8 y 16 horas, la presión que tenía un comportamiento constante tuvo un ligero aumento. Cualquier incremento en la presión propio de la inyección se había disipado. El ligero aumento puede haber reflejado el impacto de una mezcla de fluido más pesado en fondo de pozo, tanto que el crudo más diluido fue producido y el corte de agua aumentó. También puede ser causado por las pérdidas de fricción mayores en el tubing como un incremento en la viscosidad del fluido. La declinación en la tasa de crudo durante este periodo fue muy continua.

Luego de 16 horas de flujo, la combinación de una tasa de dilución más baja y un mayor corte de agua puede haber incrementado la viscosidad y la densidad del fluido suficientemente para iniciar la pega. El pozo produjo alrededor de 350 STB luego de este punto antes de que otro ciclo de inyección comenzara. El total de crudo producido durante el ciclo fue de 1900 STB, con 1200 STB inyectados para una producción neta de crudo de Monterey de 700 STB. Aproximadamente la mitad de la producción de crudo de Monterey fue producida luego de que comenzara la pega.

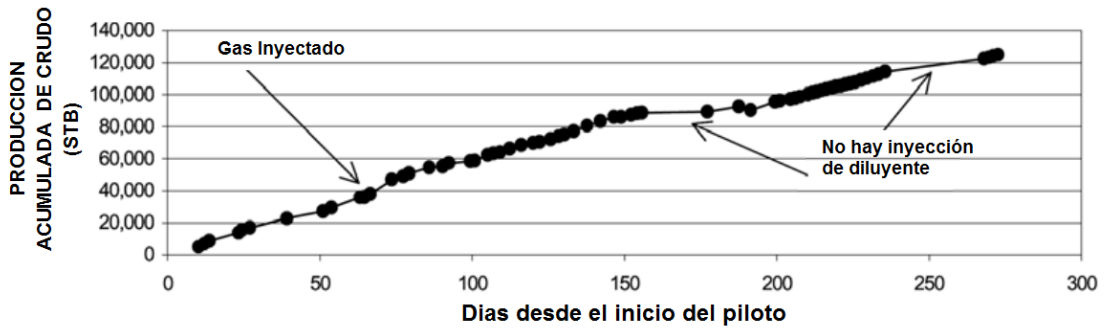
Resultados del piloto. Antes del piloto, el HE-26 produjo 4000 STB de crudo a 100 STB/D. Fue cerrado en noviembre de 1997 y permaneció cerrado hasta que el piloto comenzó en marzo 16 de 1998.. La tasa de producción de Monterey y la producción de crudo acumulada vs el tiempo desde la iniciación del piloto son mostradas en la figuras 6 y 7. Tres eventos se destacan en la Fig. 7; la inyección de gas en el día 65 del piloto causaron un incremento temporal en la producción pero no hubo un cambio en la recuperación acumulada. También, la inyección de solvente líquido se detuvo por dos periodos extendidos de tiempo, que se ven reflejados en las porciones planas de la curva.

La Figura 42 presenta una gráfica de la tasa de producción de crudo vs la producción de crudo acumulada. A lo largo de los primeros 9 meses del piloto, 94000 STB de diluyente liviano fue inyectado y 219000 STB de crudo en total fue producido desde el HE-26. Asumiendo una insignificante cantidad de crudo ligero restante en la formación, se produjeron 125000 STB de crudo de Monterey a un promedio de 451 STB/D durante el curso del proyecto. El promedio de dilución de una corriente de producción de crudo, en términos de barriles de crudo liviano por barril de crudo total, igual de 43%. Se realizaron 65 ciclos de inyección. El promedio de los ciclos de inyección duro aproximadamente 12 horas e inyectaron de 1400 a 1500 STB de crudo liviano a una tasa de aproximadamente 2700 STB/D. Cerca de 2000 STB de crudo de Monterey se produjeron durante 3,5 días en promedio por periodo de flujo. La producción de crudo durante el flujo tuvo un promedio de 550 STB/D y la gravedad del crudo restante no cambio desde la iniciación del proyecto, mientras el corte de agua se incrementó desde los 20 al 34%.

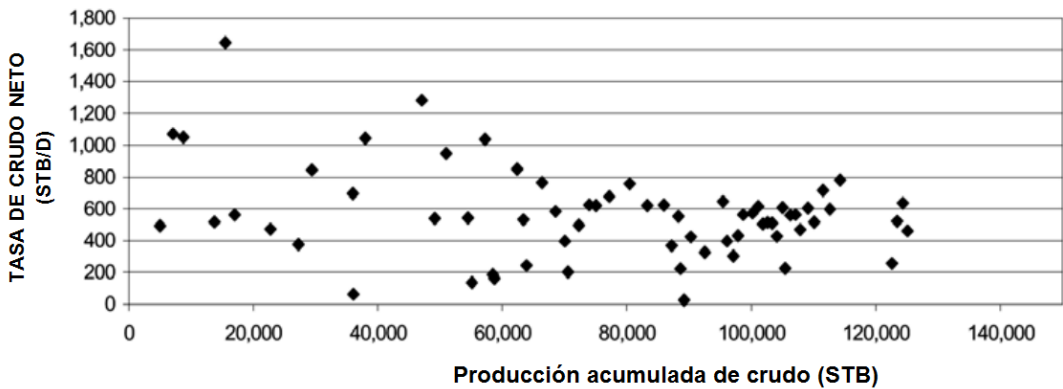
**Figura 42. Tasa de producción de crudo vs la producción de crudo acumulada. (Monterrey).**



**Tasa de producción de crudo de Monterrey vs. Tiempo desde el inicio del piloto (no incluye el crudo de arenisca inyectado)**



**Producción acumulada de crudo de Monterrey desde el inicio del piloto (no incluye el crudo de arenisca inyectado). Cada punto representa el fin de un ciclo.**

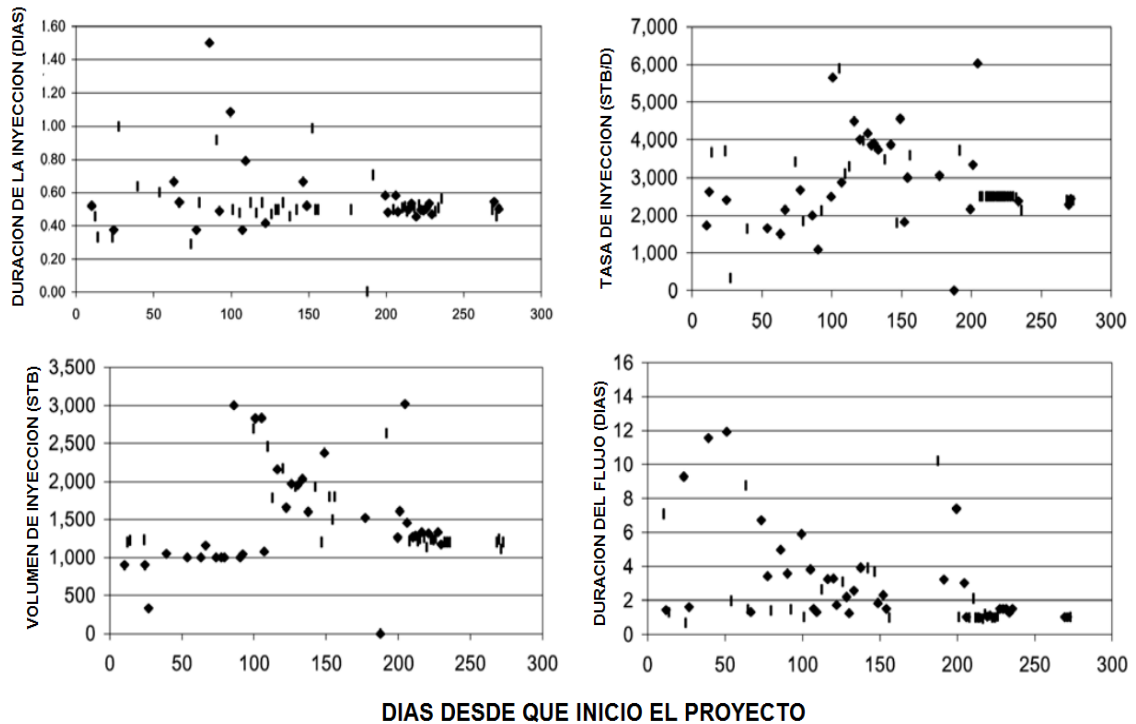


**Tasa de producción de crudo de Monterrey vs. Producción de crudo acumulada de Monterrey (no incluye el crudo de arenisca inyectado).**

**Fuente:** R. L. Garnett, SPE, Exxon Co. USA. Recovery of Heavy Oil From the Monterey Formation in Offshore California by Cyclic Injection of Light-Oil Diluent. 2001.

Los 65 ciclos incluyeron numerosas combinaciones de volúmenes/tiempos/tasas de inyección y tiempo de flujos para maximizar las tasas de producción de Monterey de cada ciclo. La Figura 43 muestra como estos parámetros varían durante el piloto.

**Figura 43. Parámetros de la inyección (Monterrey)**



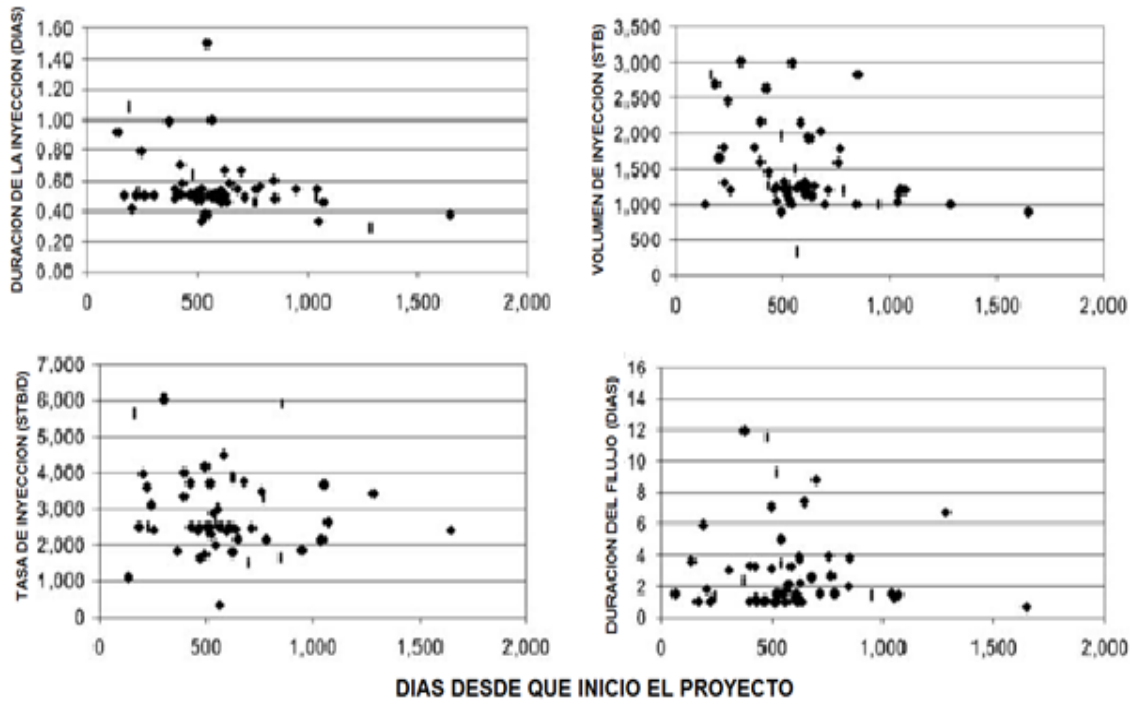
Parámetros de los ciclos vs. tiempo desde que inició el piloto

**Fuente:** R. L. Garnett, SPE, Exxon Co. USA. Recovery of Heavy Oil From the Monterey Formation in Offshore California by Cyclic Injection of Light-Oil Diluent. 2001.

La Figura 44 muestra estos parámetros vs la tasa de crudo para cada ciclo. No se encontró alguna correlación importante entre alguno de los parámetros individuales y las tasas de producción. Sin embargo, un ciclo consiste de 12 horas de inyección a una tasa de 2400 STB/D seguido de un periodo de 24 horas de flujo, determino ser una opción optima desde una perspectiva operacional. Esto minimizó el tiempo de inactividad, fue consistente con las capacidades de suministro prolongadas de HE-25, manteniendo el HE-26 a altas tasas de flujo y minimizando las tendencias de pega, siendo sencillo de operar y monitorear. Los largos volúmenes/tasas/ tiempos de inyección no dieron una mejora notable en la tasa de producción para compensar el

incremento en el tiempo de inactividad. Los largos periodos de flujo incrementaron las pegas y no dieron un incremento claro en la producción de crudo de cada ciclo.

**Figura 44. Parámetros de la inyección vs tasa de flujo para cada ciclo.**



**Parámetros de los ciclos vs. tiempo desde que inició el piloto**

**Fuente:** R. L. Garnett, SPE, Exxon Co. USA. Recovery of Heavy Oil From the Monterey Formation in Offshore California by Cyclic Injection of Light-Oil Diluent. 2001.

### 3.4. CERRO NEGRO

El campo cerro negro se encuentra en Venezuela en la faja del Orinoco que se encuentra en el norte del río Orinoco, que cubre un área de 54.000 kilómetros cuadrados, 24.2 mil millones de barriles originales en sitio.

Este yacimiento produce naturalmente por dos mecanismos, por gas en solución y la roca y la compresibilidad del fluido.

El campo Cerro Negro, crudo extrapesado (8,5 ° API) se produce utilizando pozos horizontales a través de la producción en frío del miembro de arenas del

Mioceno Morichal. La producción es de una profundidad media de 3000 ft, con una viscosidad in situ de alrededor de 2.000 cp (@ 140 ° F). El Miembro Morichal se sub-divide en tres unidades informalmente definidos: Alto, Medio y Bajo. La calidad del yacimiento es excelente, con alrededor del 32% de porosidad y permeabilidad en el orden de 10 Darcies.

La parte superior de las arenas Morichal varía en profundidad de 1.500 a 4.000 pies. La profundidad de la arena, junto con el reservorio de 700-900 pies, da lugar a cambios significativos en la presión y la viscosidad a través del bloque. La presión varía entre 900-1,300 psi y la viscosidad de 1.500-4.000 cp. Las variaciones de presión y viscosidad, cuando se modeló utilizando una única malla de simulación, afectan significativamente la productividad del pozo el recobro final. Los cambios en la viscosidad y la presión, asumiendo constante el espesor, y la permeabilidad, dan lugar a predicciones últimas de recobro que varían de 1,5 a 6 millones de barriles de petróleo por pozo. Los esfuerzos para implementar pozos horizontales que han estado en producción alrededor de un año han sido un éxito. Estos resultados dan una mejor comprensión de cómo los fluidos y propiedades de las rocas están influyendo en la recuperación de petróleo crudo extra pesado, lo que permite una mejor predicción de la productividad de los pozos y los planes de desarrollo del yacimiento completo.

**3.4.1. Caracterización del reservorio.** Uno de los principales parámetros<sup>68</sup> que gobiernan el flujo de fluido en sitio es la temperatura del yacimiento, ya que la viscosidad de los aceites pesados está fuertemente afectada por la temperatura en sitio. Este estudio utiliza la temperatura validada frente a la correlación de profundidad desarrollada para la Faja Petrolífera del Orinoco.

---

<sup>68</sup>Marcelo A. Ramos and Carlos R. Rojas / Petróleos de Venezuela S.A. Experiences in the Use of ESP's in Orinoco Belt Cerro Negro Area, Venezuela. 2001.

**Tabla 10. Características del yacimiento Cerro Negro.**

<b>Características del yacimiento</b>	
Presion del reservorio (psi)	1180
Temperatura del reservorio (F)	120
Rsi (SCF/STB)	86
Boi (STB/STB)	1.061
Profundidad (ft)	3000 - 4000
Gravedad API	7.4 - 8.5
Porosidad (%)	30 - 35
Permeabilidad (darcies)	7
Viscosidad (cp)	5500

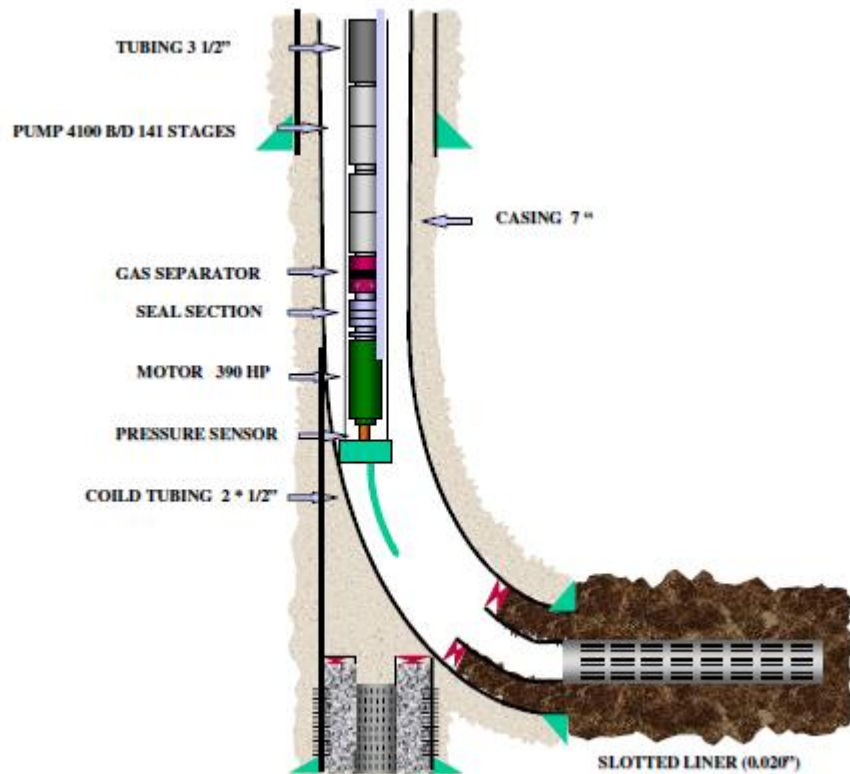
Fuente: Marcelo A. Ramos and Carlos R. Rojas / Petróleos de Venezuela S.A. Experiences in the Use of ESP's in Orinoco Belt Cerro Negro Area, Venezuela. 2001.

### **3.4.2. Desempeño de la producción**

**3.4.2.1. BES en pozos multidireccionales.** En 1995, con la introducción de pozos multidireccionales de altos índices de productividad (1-3 b / d / psi) y que buscan tasas de producción alta. En la figura 45 se puede observar la configuración de este tipo de pozos.

Debido a la alta viscosidad, (5500 cp), es necesario inyección de solvente líquido en el fondo de pozo, con el fin de reducir la fricción y aumentar la eficiencia de la bomba. El solvente líquido utilizado es de 32 grados API y bombeada desde la estación de flujo a la entrada del pozo a 450 psi.

**Figura 45. Configuración de los pozos multidireccionales Cerro Negro**



**Fuente:** Marcelo A. Ramos and Carlos R. Rojas / Petróleos de Venezuela S.A. Experiences in the Use of ESP's in Orinoco Belt Cerro Negro Area, Venezuela. 2001.

La inyección de solvente líquido se hizo utilizando dos tuberías continuas de 1/2" junto con el cable de poder adjunto a la tubería de 3 1/2" de producción. Debajo de la BES se instaló un centralizador que hizo que la función de controlar la inyección, donde fueron conectados los tubos de 1/2", la inyección de solvente líquido finalmente se realizó debajo de la succión de la bomba, a fin de asegurar que la mezcla de bitumen / solvente líquido fluya a la entrada de la bomba.

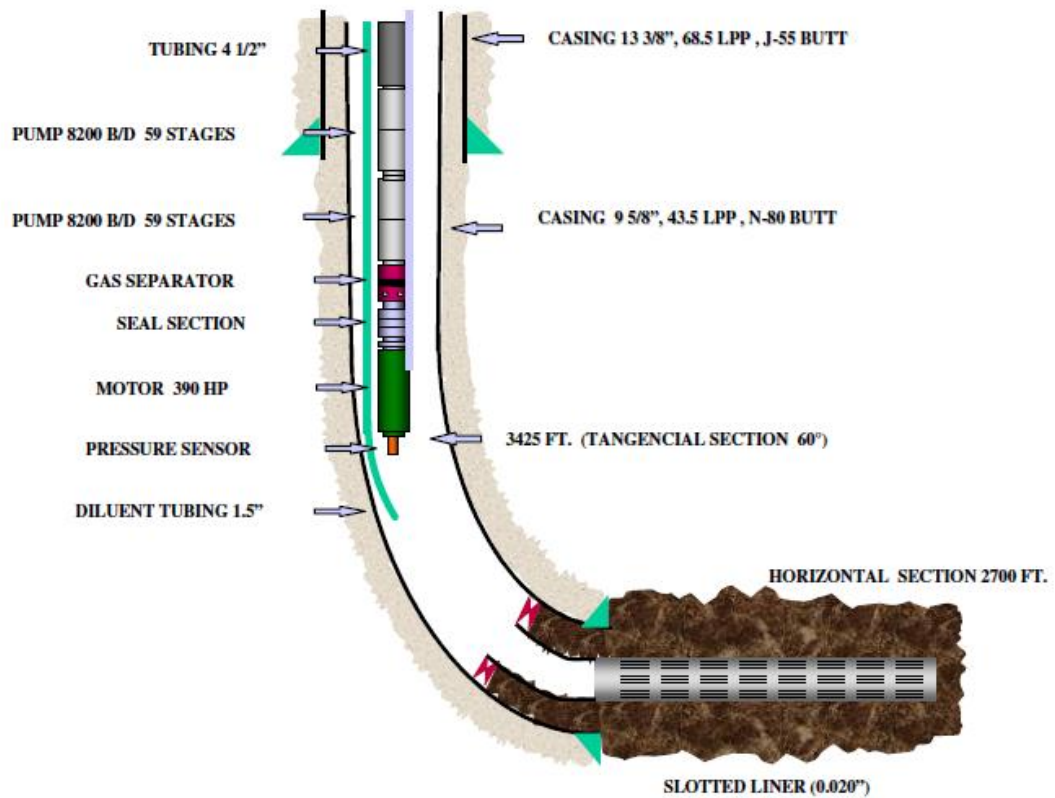
Antes de la instalación del BES, estos pozos se completaron con PCP, consiguiendo tasas de producción de 300 a 350 BPB, Con la instalación del ESP; Se incrementaron la producción de los pozos CD-01 y CC-07 de hasta 1.000 BPD y 800BPD, con la inyección de 200 BPD de solvente líquido en cada pozo.

### 3.4.2.2. BES en pozos horizontales

- Pozo CD-38

Precedido del éxito en los pozos multidireccionales, a finales del año 1995, la primera BES se instaló en un pozo horizontal de 9 5/8 (CD-38) y 2.700 pies de sección horizontal completado con 7" de revestimiento y con ranuras de 0.02" de espesor, este diseño también se hizo con una sección tangencial de 60 grados de inclinación y 150 pies de largo. Las características del BES instalado se puede observar en la figura 46:

**Figura 46. Características del pozo CD-38 Cerro Negro**



**Fuente:** Marcelo A. Ramos and Carlos R. Rojas / Petróleos de Venezuela S.A. Experiences in the Use of ESP's in Orinoco Belt Cerro Negro Area, Venezuela. 2001.

La inyección de solvente líquido se realizó utilizando un tubo de cs-hydrill 1,5" atado a la tubería de producción por medio de abrazaderas, lo que permite la inyección de solvente líquido 90 pies por debajo de la bomba.

La velocidad del BES (Hz) se incrementó progresivamente, con el fin de producir una tasa de producción máxima de 2.000 BPD con la inyección de 500 BPD de solvente líquido en el fondo de pozo. Posteriormente la producción disminuyó y se optimizó con la inyección de solvente líquido en la superficie con el fin de reducir la presión de cabeza de pozo y se alcanzaron a obtener mejores resultados hasta 1.400 BPD aumentando la eficiencia y la vida útil de la bomba.

Una desventaja de este modelo fue que la presión de cabeza de pozo aumenta y afecta las tasas de producción en gran medida. Es por eso que se utiliza la inyección de solventes I en la superficie con el fin de asegurar las condiciones del proceso.

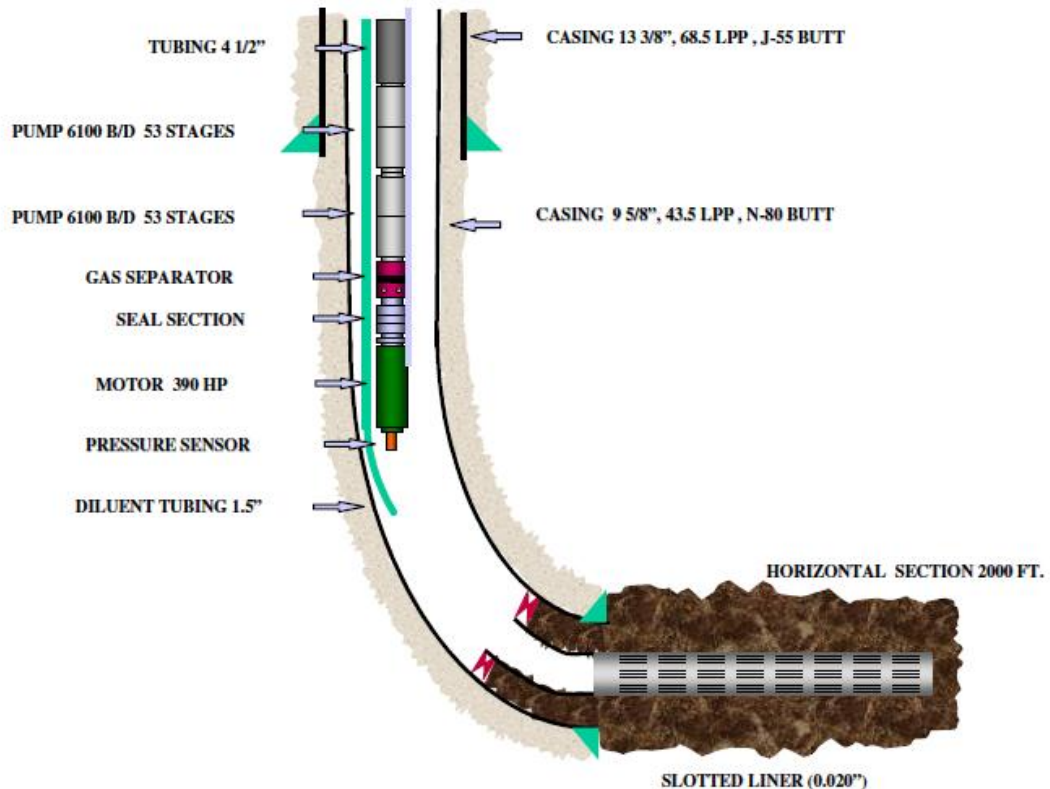
**Closter I-21-2.** A finales de 1996, tres pozos horizontales fueron perforados en ClosterI-21-2, Cada uno con sección horizontal de 2000 ft, éstos se instalaron con bombas electrosomergibles. Fueron instalados equipos con baja capacidad volumétrica y eléctrica, con el fin de optimizar el diseño de acuerdo a las experiencias alcanzadas en pozos multidireccionales anteriores. Sus características se pueden observar en la figura 47.

Los primeros dos pozos fueron instalados usando dos tuberías de ½ " como se puede observar en la figura 46, para la inyección en el fondo de pozo con el fin de optimizar la producción y la eficiencia de la bomba, Sin embargo, hubo problemas de bloqueo en estas tuberías y el diseño se modificó al uso de tuberías de 1,5", que permite tasas más altas en el fondo de pozo.

La optimización de la dimensión del equipo no era completamente favorable, se necesita la capacidad de accionamiento de velocidad variable de 325 a 390 kVA, con el fin de aumentar la frecuencia arriba de 60 Hz (velocidad de funcionamiento máxima)

En este Cluster, se han alcanzado tasas de producción de 2.500BPD en 60 hz, con la inyección de 600BPD en el fondo de pozo.

**Figura 47. Configuración cluster I-21-2**

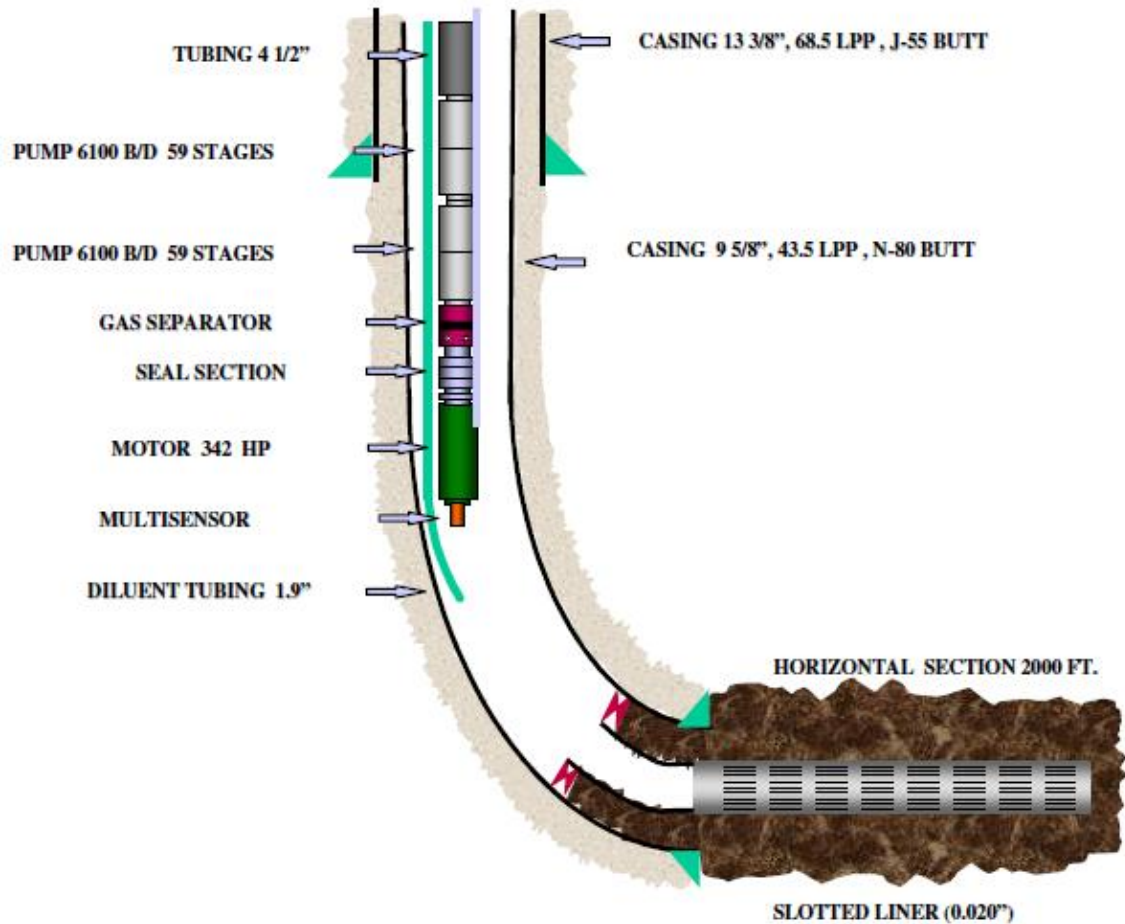


**Fuente:** Marcelo A. Ramos and Carlos R. Rojas / Petróleos de Venezuela S.A. Experiences in the Use of ESP's in Orinoco Belt Cerro Negro Area, Venezuela. 2001.

**3.4.2.3. Rediseño.** Capacidades volumétricas y eléctricas de los equipos instalados en 1997 y 1998 se incrementaron con el fin de aumentar la producción, de la siguiente manera (figura 48).

La inyección de solventes líquidos se realizó con tubería de 1,9 " cs-hydrill atada con abrazaderas a la tubería de producción de 4 1/2", lo que permite Inyección de solventes líquidos debajo de la bomba en la parte superior de las primeras ranuras en el revestimiento horizontal y la obtención de una mejor mezcla.

**Figura 48. Equipo reinstalado campo cerro negro**



**Fuente:** Marcelo A. Ramos and Carlos R. Rojas / Petróleos de Venezuela S.A. Experiences in the Use of ESP's in Orinoco Belt Cerro Negro Area, Venezuela. 2001.

Las tasas de producción no aumentaron, sin embargo bombearlo aumentó la vida útil de las bombas (durante el primer año de operación la producción promedio por pozo fue de 1.500 BPD, esto fue el resultado de mantener las tasas de producción y la bomba a una frecuencia media constante (40 a 45 Hz), manteniendo la presión de entrada de la bomba entre 500 y 600 psi. La utilización de multisensores de presión y temperatura de alta precisión y una mejor tecnología han permitido controlar las condiciones de fondo de pozo.

Resultados a largo plazo reflejaron la necesidad de altos caballos de fuerza (hp) en una etapa temprana del pozo, ya que posteriormente la declinación del

reservorio genera un aumento del GOR, descargando la columna de fluido y la disminución de los requisitos de potencia. Otro aspecto adicional es que el mantenimiento de velocidad media de la bomba y control de la presión de entrada de la bomba ha conseguido altos y estables tasas de producción para un período de tiempo más largo, aumentando factor de recobro del yacimiento.

**Estandarización del diseño.** Con las dos conclusiones anteriores deducidas, diseños instalados durante 1999 y 2000 han tenido las mismas características de los equipos instalados a finales de 1996; se han instalado ocho 8 equipos durante 1999 y 2000, en algunos casos, un inductor que está bajo evaluación se instaló en lugar del separador de gas. Consiste en una hélice sin fin, instalado en la entrada de la bomba, permitiendo al gas ser manejado a través de la bomba sin separación de gases, la descarga de la columna de fluido y la reducción de las pérdidas por fricción en la tubería de producción.

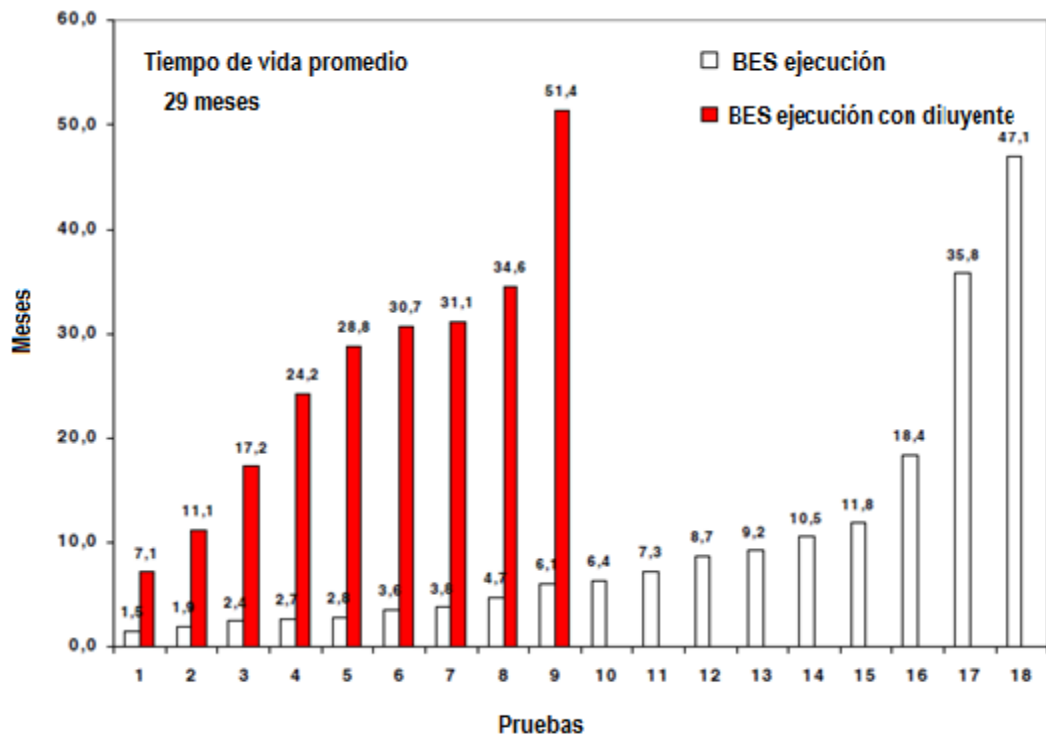
Las tasas de producción han oscilado entre 1500-2000 BPD, el manteniendo de la presión de entrada de la bomba de 500 psi

Hubo algunos casos en los que la frecuencia fue incrementada con el fin de aumentar la productividad. Y la presión de entrada de la bomba se redujo rápidamente, y la relación de gas y aceite aumentó de 100 a 500 scf / bbl.

En realidad, hay en evaluación diseño de bombas cónicas , combinando bombas con diferentes capacidades, con el fin de crear un efecto de compresión de gas Allí se instaló una bomba más abajo de capacidad nominal de 8.200 BPD, y una bomba más arriba con una capacidad nominal de 6.100 BPD.

**3.4.2.4. Fallas en el fondo de pozo y vida útil.** En la figura 49, se puede observar el incremento de la vida útil de las bombas electrosumergibles, estas han aumentado en promedio de 31 a 51 meses.

**Figura 49. Incremento de la vida útil de las bombas electrosumergibles.**



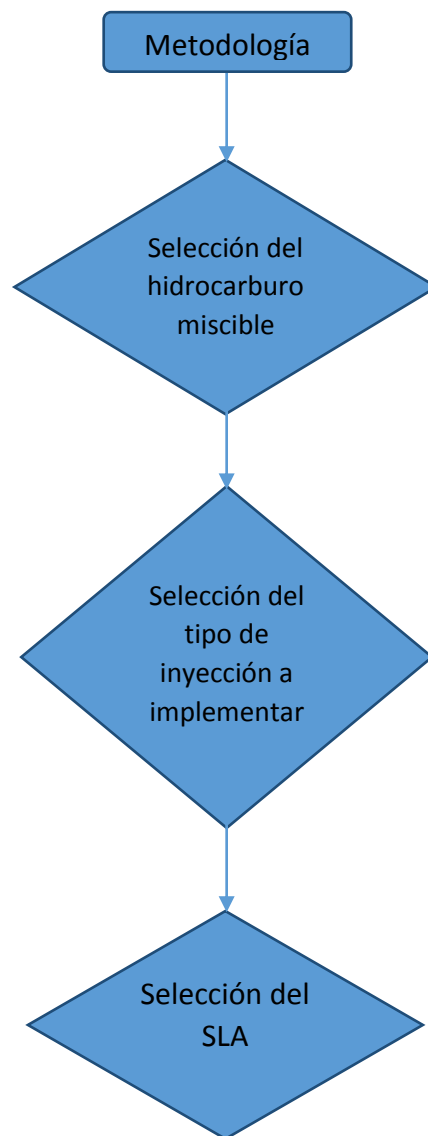
**Fuente:** Marcelo A. Ramos and Carlos R. Rojas / Petróleos de Venezuela S.A. Experiences in the Use of ESP's in Orinoco Belt Cerro Negro Area, Venezuela. 2001.

La vida útil ha aumentado en el tiempo, debido a las mejoras implantadas en los diseños. Los primeros fallos fueron ocasionados por deficiencias en la Inyección de solventes líquidos, cuando las bombas instaladas y completadas con tubería de ½" fallaron, también por el bloqueo en estas tuberías a causa de la alta viscosidad de bitumen, produjeron las fallas al motor eléctrico, la tubería de ½" se sustituyó por tubería de 1,5" cs-hydril paralela a la de producción. Durante las primeras instalaciones de ESP, se produjeron fallos en el cable de poder durante la instalación. En algunos casos, el cable de poder fue aplastado o se rompe con los equipos y cuñas que se utilizan para sostener la tubería de producción o incluso con el casing. Por esta razón se ha instalado un cable protector bien en la sección de la curva del pozo. El mejoramiento de la operación know-how, la utilización de cable redondo y la mejora de los equipos de tubería de producción de 4 1/2" con la tubería de 1.5 a 1.9" han eliminado la necesidad de utilizar cable protector. Ningunas fallas han ocurrido en el cable de poder durante el año 2000.

#### 4. METODOLOGIA PARA LA IMPLEMENTACION DE LA TECNOLOGIA DE INYECCION DE HIDROCARBUROS MISCIBLES

Para la implementación adecuada de la tecnología se debe seguir una serie de pasos los cuales darán un concepto teórico y general de la viabilidad de realizar cualquier tipo de inyección de hidrocarburos miscibles en un campo determinado. En la figura 50 se presenta un diagrama de flujo en el cual se puede visualizar la manera general en la que se desarrollara la metodología.

**Figura 50. Esquema general de la metodología**



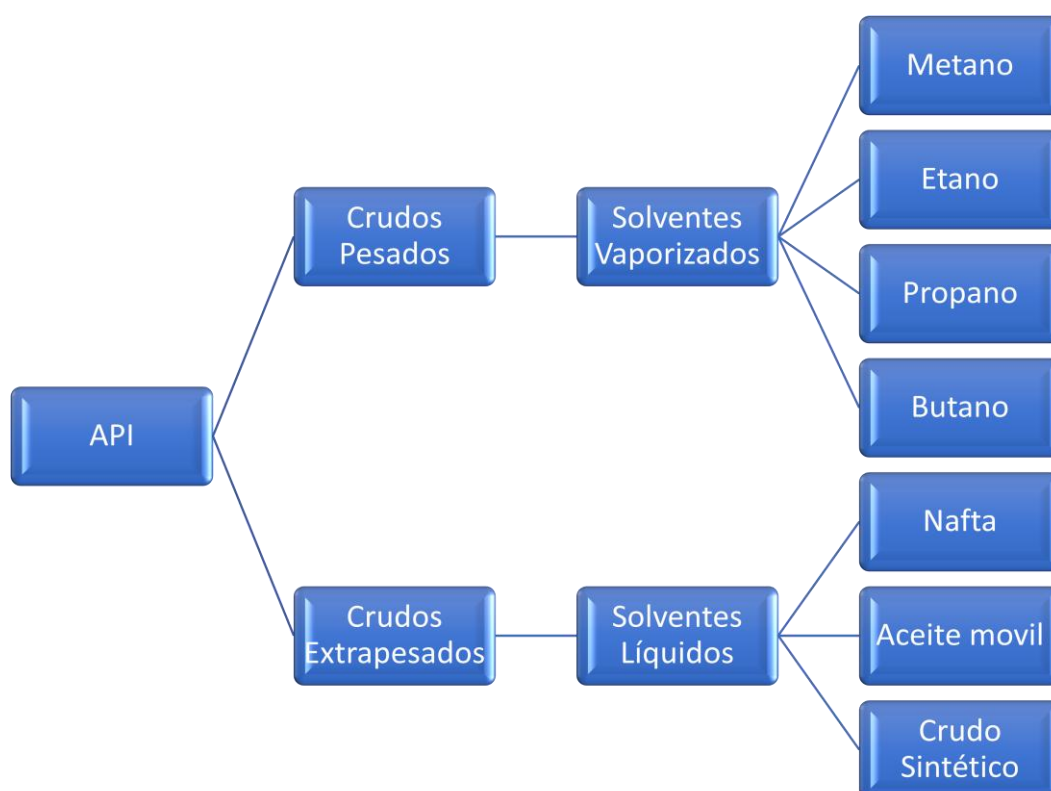
**Fuente:** Autores

#### 4.1. SELECCIÓN DEL HIDROCARBURO MISCIBLE

Según lo descrito en el capítulo anterior, para la selección del solvente se tendrán en cuenta las fuentes bibliográficas relacionadas a pruebas de laboratorio en donde se tiene en cuenta la naturaleza misma de los hidrocarburos miscibles que los hacen aptos o no a diferentes tipos de situaciones.

En la figura 51 se puede observar una clasificación general de los hidrocarburos miscibles.

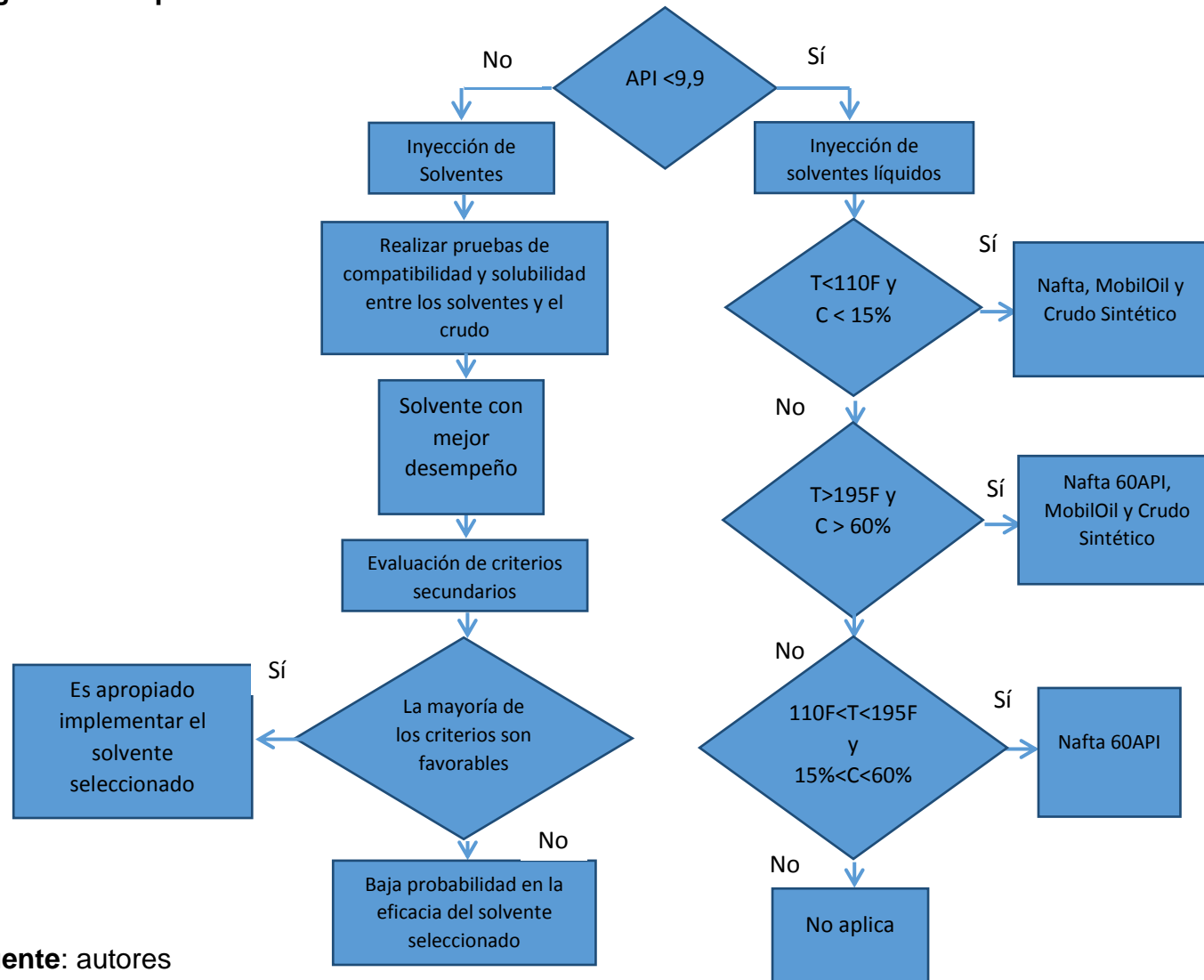
**Figura 51. Clasificación de los hidrocarburos miscibles.**



**Fuente:** Autores

Para la continuación de la metodología es necesario escoger el hidrocarburo miscible más apropiado para la implementación teniendo en cuenta el diagrama de flujo diseñado a partir de las propiedades y del comportamiento de los hidrocarburos miscibles en el crudo. (Figura 52).

Figura 52. Esquema de selección de solventes.



Fuente: autores

La selección del hidrocarburo miscible implica que la inyección de este no vaya a generar efectos negativos en el pozo o a nivel de yacimiento. Para garantizar esto se debe estudiar su comportamiento por medio de pruebas de laboratorio de compatibilidad entre el crudo y el hidrocarburo miscible.

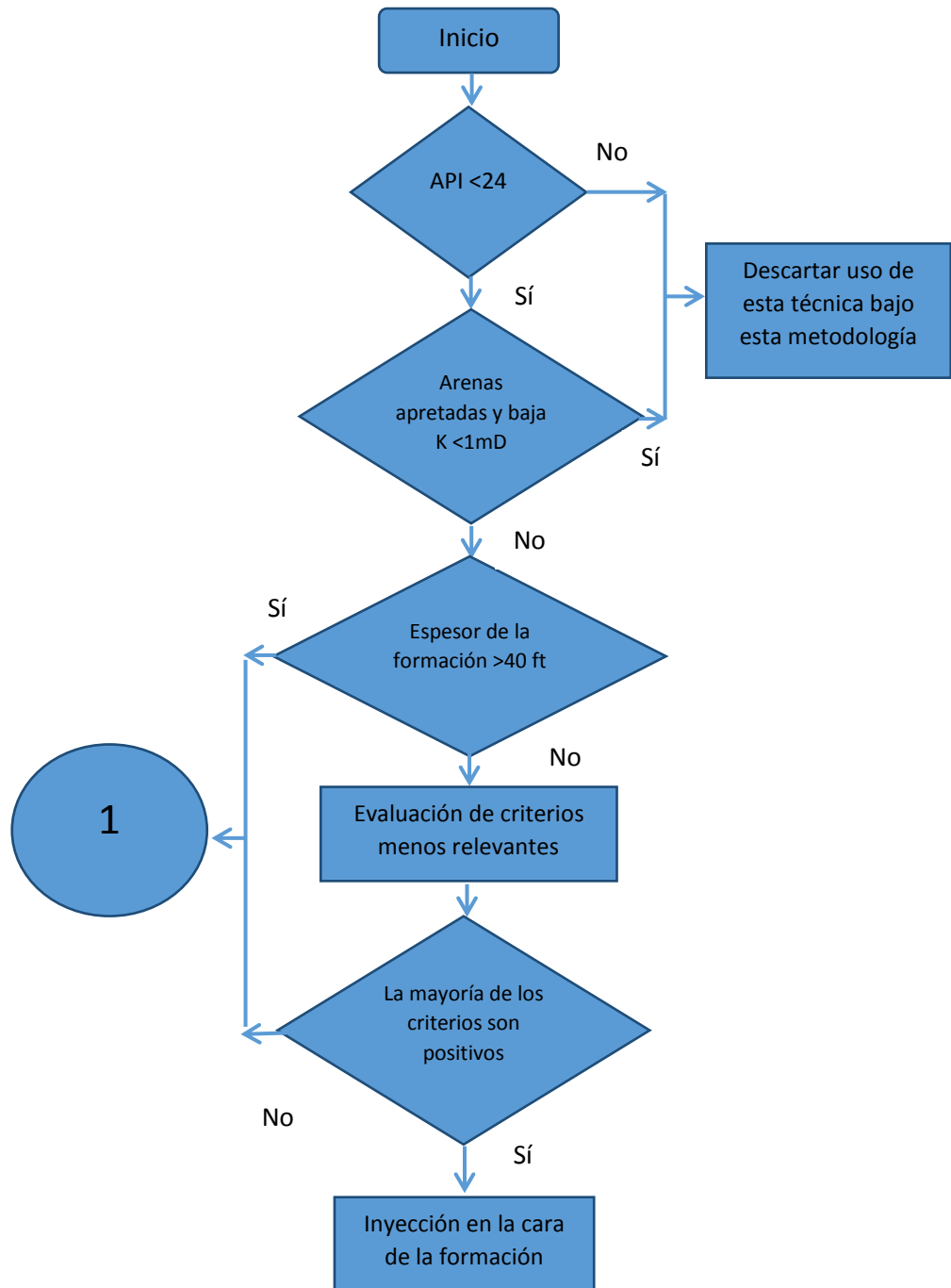
En el caso de seleccionar un solvente líquido es necesario también determinar la densidad de este y el volumen de solvente líquido a inyectar. El porcentaje de inyección está directamente relacionado con la calidad de la mezcla que se espera obtener, así entre mayor sea la gravedad API de la mezcla mayor caudal se necesitara inyectar. De igual manera sucede con la densidad del solvente líquido , entre mayor sea el API del solvente líquido mayor será el API de la mezcla. Generalmente el porcentaje inyectado de solvente líquido está en un rango entre 5 y 25% de la producción de petróleo.

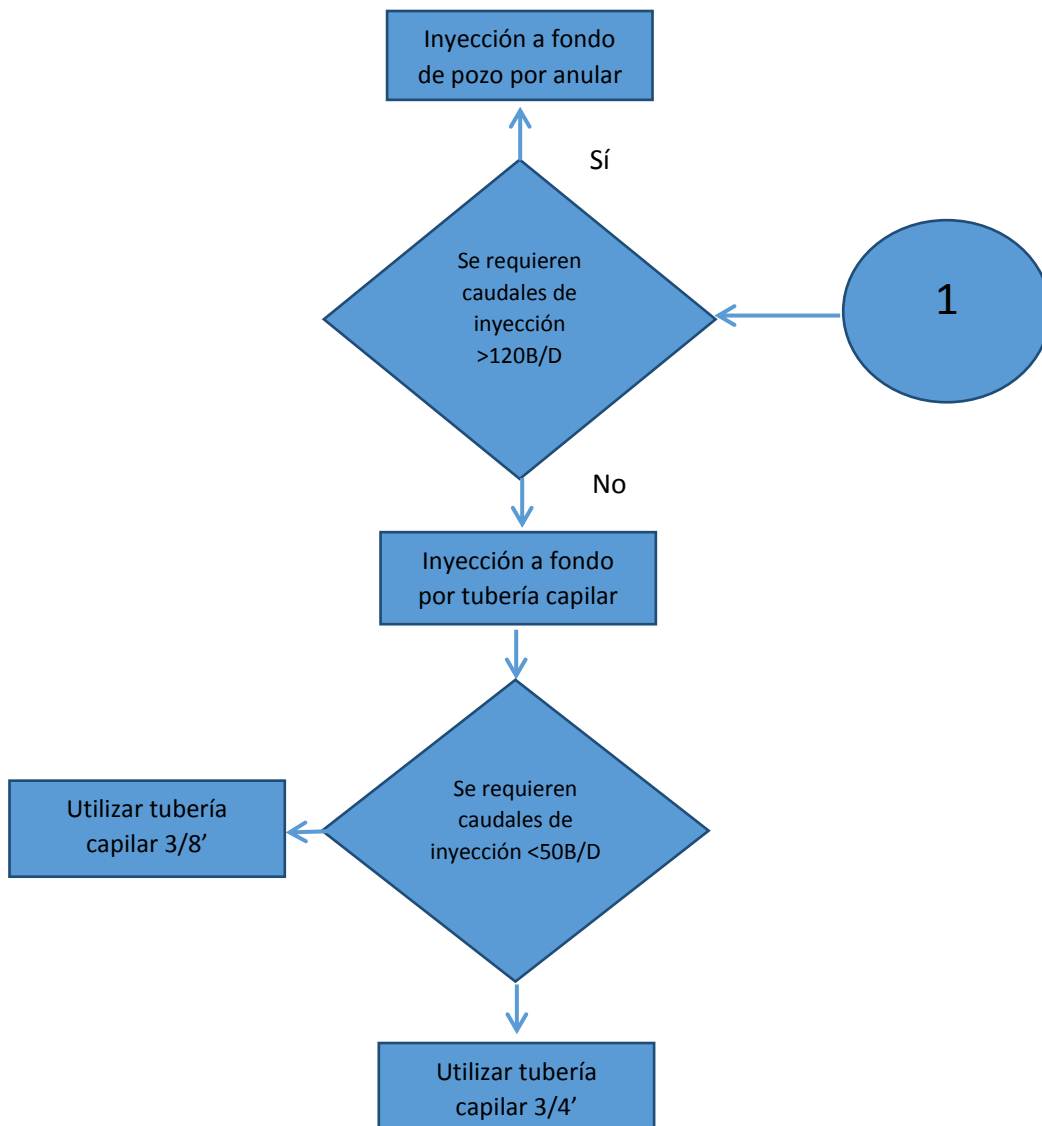
En el caso de solventes vaporizados la presión de inyección dependerá principalmente de las características del mismo solvente.

#### **4.2. SELECCIÓN DE LA TECNICA**

Existen diversas configuraciones que se pueden utilizar a la hora de inyectar algún tipo de solventes como se pudo apreciar en el capítulo 3, desde inyectar en diferentes configuraciones de pozos, verticales, horizontales, inclusive multidireccionales con solventes vaporizados como es inyección cíclica de solventes (CIS), o solventes líquidos en la tubería y en la cara de la formación. Para el caso de solventes líquidos, dependiendo del caudal de inyección se seleccionara la técnica más apropiada a utilizar. Hay ciertas condiciones que limitan el uso de una tecnología o la otra, en la figura 53 se puede observar un esquema para la selección adecuada de la tecnología.

Figura 53. Esquema para la selección adecuada de la tecnología.





Fuente: Autores

### 4.3. METODOS DE PERFORACIÓN

La perforación para este tipo de tecnología puede variar, es decir, se puede implementar tanto para pozos verticales como para pozos horizontales, las condiciones que rigen la perforación son principalmente las condiciones de profundidad, presión y litología que presente el yacimiento.

Para seleccionar el tipo de perforación que se llevara a cabo, vertical u horizontal, es primordial estudiar la formación de interés la cual se penetrara, principalmente el espesor de ésta, ya que de esto depende básicamente el tipo de pozo que se realizara. Cuando una formación tiene un espesor relativamente pequeño, entre rangos de 40 a 60 (pies) o cuando el área de yacimiento está en una localidad difícil de perforar verticalmente, es preferible utilizar pozos horizontales.

Inicialmente para la puesta en marcha se deben tener en cuenta los cinco componentes principales para la perforación<sup>69</sup>.

- Broca de perforación y sarta de perforación.
- Sistema de circulación del fluido de perforación.
- Sistema de Movimiento de la sarta de perforación.
- Sistema de suministro de Energía.
- Sistema de válvulas preventoras. (BOPs)

La rotación puede ser aplicada en superficie a toda la sarta o bien por un motor en fondo a una parte del ensamblaje de fondo (Bottom Hole Assembly, BHA). La sarta de perforación conducirá en su interior el fluido de perforación hasta la broca de perforación.

---

<sup>69</sup>Curso de capacitación y desarrollo de habilidades en actividades de perforación y mantenimiento de pozos

El fluido de perforación se almacena en tanques o piscinas, y desde allí el lodo puede ser bombeado a través del standpipe a la swivel donde entra a la kelly o al Top Drive, luego por toda la sarta de perforación hasta la broca, antes de regresar a la superficie a través del anular. Y al regresar a la superficie el lodo es pasado por varios elementos del equipo de control de sólidos para que le sean retirados los cortes de la perforación, antes de regresar a los tanques de lodo y completar el ciclo completo.

Dicho simplemente la sarta de perforación está compuesta de tubería de perforación y drillcollars, con una cierta cantidad de componentes menores y conecta los sistemas de superficie con la broca de perforación.

#### **4.4. METODO DE COMPLETAMIENTO.**

Una operación esencial en el completamiento de pozos es el revestimiento de los mismos. Diámetros sucesivamente más pequeños se enroscan o se sueldan (en el caso de conductores) entre sí para conformar una tubería a todo lo largo de la profundidad deseada. Una vez instalado este revestimiento se cementa en su sitio para proporcionar soporte adicional y sello de presión al pozo.

El revestimiento en un pozo tiene varias funciones:

- Evitar que las formaciones se derrumben dentro del pozo.
- Aislar formaciones inestables o con problemas (zonas de alta presión, acuíferos, zonas de gas, formaciones frágiles, etcétera).
- Proteger formaciones productivas.
- Proporcionar mayor tolerancia en caso de una patada o kick (entre más profundo vaya un revestimiento, mayor será la presión de fractura necesaria de la formación en que se ha sentado el casing, lo cual quiere decir que se pueden controlar presiones cada vez mayores a medida que se va profundizando el pozo).
- Permite pruebas de producción.
- Sirve para la conexión de equipo de superficie y equipo de producción.

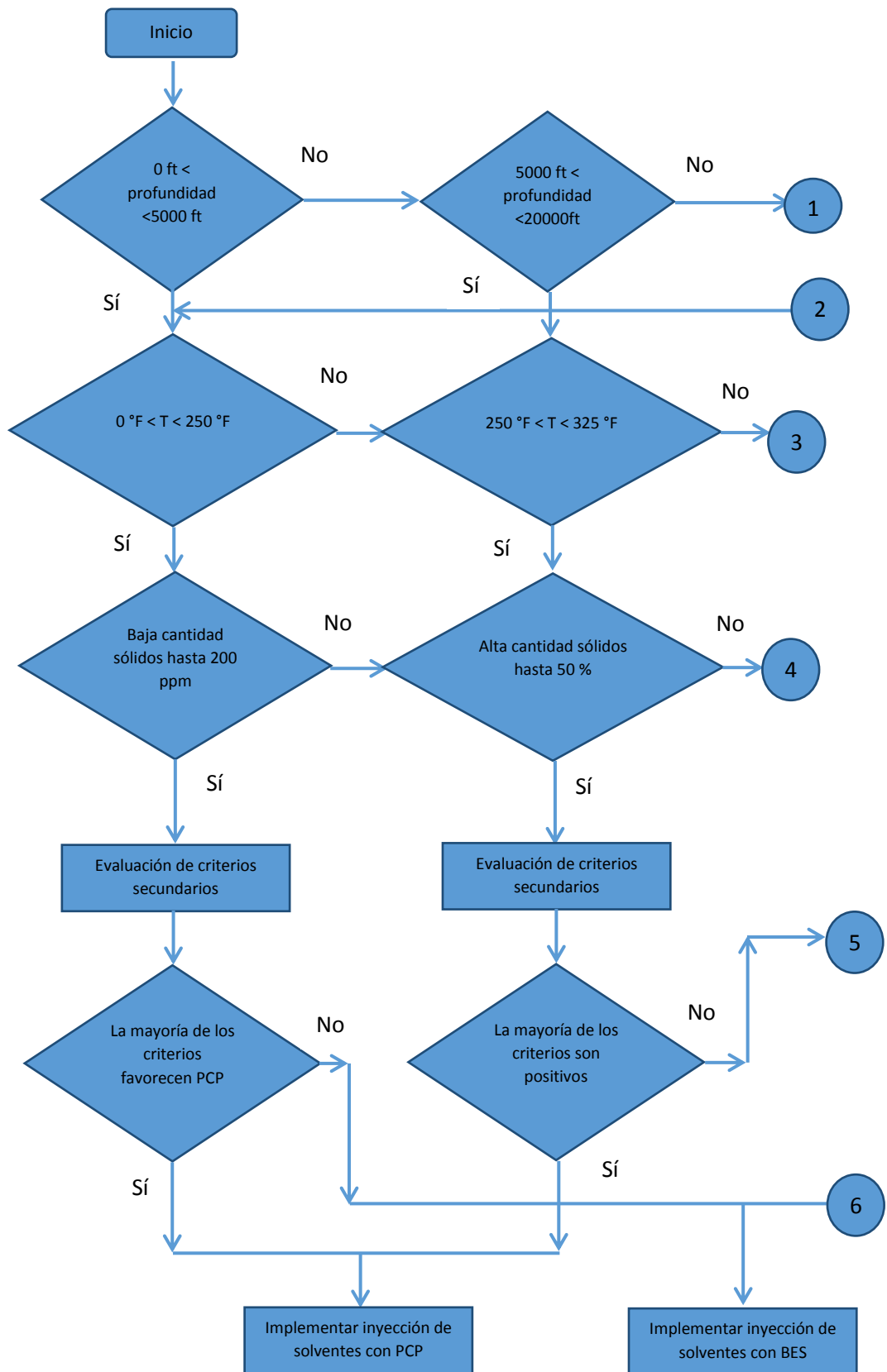
## **4.5. METODOLOGIA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

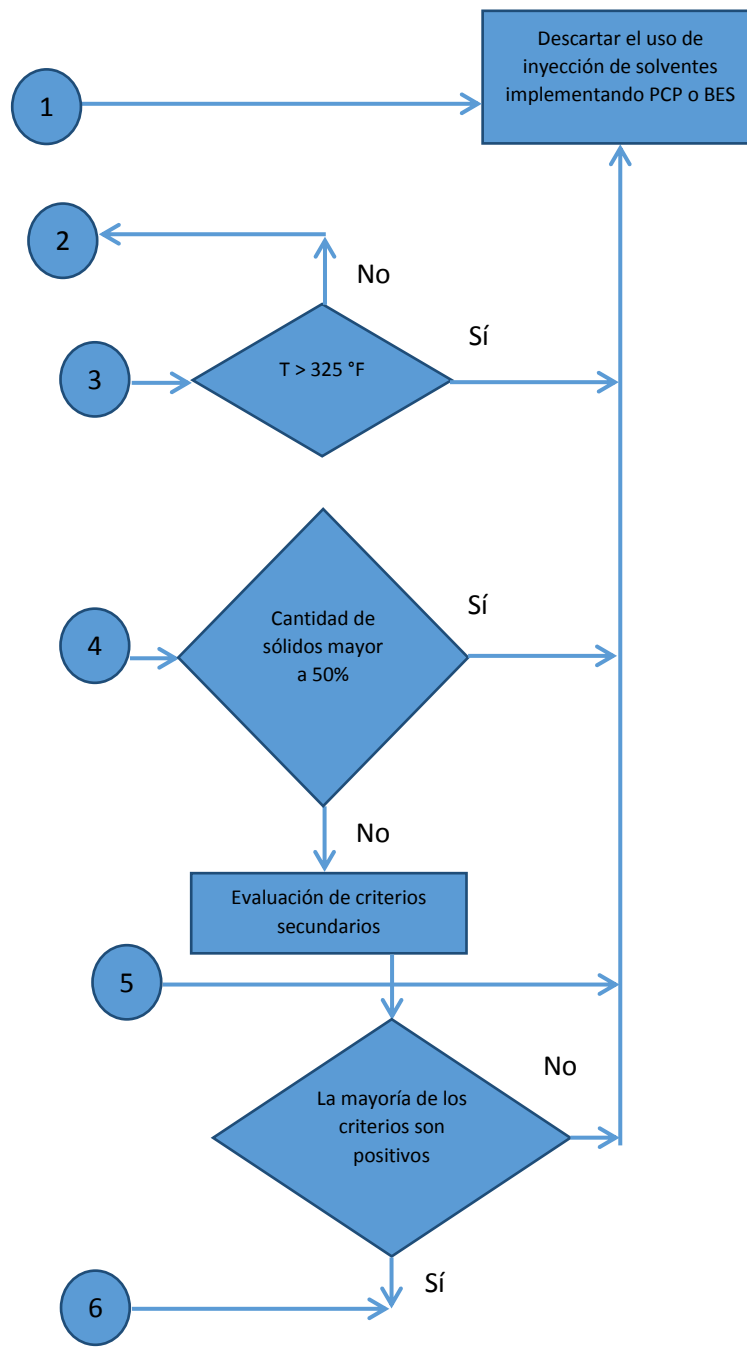
Hay diferentes métodos para la producción de yacimientos de crudos extrapesados implementando inyección de hidrocarburos miscibles. Estos son a través del uso de bombas electrosumergibles (BES), por medio de bombeo mecánico o también por bombas de cavidades progresivas (PCP), ya sea inyectando por el anular del pozo o con tubería capilar por medio de un diseño especial que permite introducirla a un lado de la tubería de producción, permitiendo la inyección a nivel de la bomba o a nivel de fondo de pozo.

**4.5.1. Selección del sistema de levantamiento artificial.** De acuerdo al desempeño que presentan los diferentes sistemas de levantamiento artificial en las diferentes condiciones de producción que se puedan generar, es más viable utilizar ciertas configuraciones.

En la figura 54 se puede visualizar un esquema conceptual de los principales parámetros que caracterizan estos sistemas de levantamiento, los beneficios de la utilización de estas herramientas por medio de una comparación técnica que permite dar a conocer ciertos parámetros que facilitan la selección de éste.

Figura 54. Esquema de selección del sistema de levantamiento artificial.





Fuente: Autores

En la siguiente tabla se puede observar una comparación técnica más detallada de los parámetros de estos sistemas de levantamiento artificial que permiten una selección más precisa teniendo en cuenta las características del yacimiento. Sin embargo cabe recalcar que un estudio técnico-económico es necesario para complementar la selección del sistema de levantamiento. En este proyecto investigativo se tendrá en cuenta solo los principios teóricos de las fuentes bibliográficas consultadas<sup>70</sup>. En la siguiente tabla se muestra una comparación técnica para facilitar la selección del Sistema de levantamiento artificial.

**Tabla 11. Comparación técnica de los sistemas de levantamiento artificial**

Parámetro	Bombeo electrosumergible	Bombeo mecánico	Bombeo PCP
Manejo de caudal	Pierde eficiencia y eleva los costos de operación < de 400 BPD	Excelente para caudales inferiores a 500 BPD	Excelente para caudales entre 400 y 4000 BPD
Limitaciones de profundidad	Hasta 20000 ft	Hasta 10000 ft	No se recomienda para profundidades mayores a 5000ft
pozos desviados	opera bien en pozos desviados	Angulos hasta 60 °	Angulos hasta 10 °
manejo de solidos y arenas	Para larga duracion requiere < de 200 ppm de solidos	Buen manejo de arenas con bombas especiales	Optimo para pozos con altas producciones de arena y sedimentos
Temperatura	< 325 °F	Hasta 550 °F	Hasta 280 °F
GOR	Hasta 4000 scf/stb	Hasta 400 scf/stb	Hasta 300 scf/stb
Fluidos Corrosivos	Aceptable	-	-

**Fuente:** Muñoz, Alvaro. Torres, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. 2007.

<sup>70</sup>CLEGG, J.D., BUCARAM, S.M., HELN, N.W. Jr., Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods.1993.

## **5. ESCENARIO DE APLICACIÓN**

El escenario de aplicación se realizara con base a la metodología expuesta en el capítulo anterior, partiendo desde la selección del campo, hasta la selección de las facilidades del sistema de levantamiento ideal para levantar la mezcla de crudo extrapesado y solvente líquido resultante de la inyección.

### **5.1. SELECCIÓN DEL CAMPO EN ESTUDIO.**

Un campo que sea candidato para implementar una tecnología de inyección de hidrocarburos miscibles tiene que cumplir ciertas condiciones, que están involucradas con las propiedades tanto del crudo como del yacimiento, lo principal que debe cumplir el yacimiento es que sea de crudo extrapesado, la permeabilidad no esté por debajo de 1 md, ya que el crudo no fluiría, y no se podría inyectar en pozo y mucho menos en el yacimiento.

De manera general cualquier campo que tenga problemas de fluidez podría implementar inyección de hidrocarburos miscibles, debido a la gran variedad de configuraciones posibles, y también la cantidad de solventes de buena efectividad disponibles. Sin embargo, ciertos yacimientos debido a sus características no serían viables para la inyección exclusivamente en yacimiento, ya que además de interactuar con el crudo también debe interactuar con la roca.

#### **5.1.1. Condiciones desfavorables del crudo y yacimiento.**

- Arenas muy apretadas.
- Espesores de formación muy pequeños.
- Yacimientos con alto porcentaje de asfaltenos.
- Crudos de yacimientos de muy baja viscosidad y alta movilidad.
- Yacimientos con muy alta profundidad

La selección del campo a evaluar se realizó de acuerdo a las condiciones necesarias que se ajusten al objetivo principal de este proyecto que es mejorar la productividad de crudos extrapesados, partiendo de esto y por la facilidad en la consecución de la información, se escogió un campo operado por la empresa ECOPETROL S.A. que por condiciones de confidencialidad se denominara campo Y-032.

**5.1.2. Generalidades del campo Y-032.** El campo Y-032 es un campo de crudo espumoso dividido por dos zonas, una zona con un crudo de propiedades buenas no tan pesados de 20 API y otra zona con crudo extrapesado de aproximadamente 8 API, con una extensión superficial de 750 hectáreas y con un área de yacimiento de 374 hectáreas. El crudo mediano que produce el campo Y-032 proviene de toda su estructura perteneciente al cretáceo que para este caso se denominaran las formaciones A1 y A2. Luego del hallazgo de estas formaciones, se descubrió la formación A3 (rango entre 7-9 API) de una formación terciaria, y a pesar de ser un crudo extrapesado, este es móvil en condiciones de yacimiento debido a que este se encuentra a muy altas profundidades ocasionando temperaturas anormalmente elevadas.

**5.1.2.1. Formación A3.** Una discordancia de carácter regional marca el límite Cretáceo-Terciario y separa las rocas de la Unidad A3 de las areniscas de la Unidad A3. Los corazones disponibles muestran una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, moderadamente seleccionadas, localmente conglomerática a la base de secuencias granos decrecientes e intercalados con delgadas capas de shale. Las respuestas eléctricas en los campos son bastante parecidas, resaltando la forma cilíndrica típica de estas areniscas y de las cuales corresponden a areniscas fluviales tipo anastomosado con intervalos de lodolitas de llanura de inundación.

El espesor total varía entre 295 y 411 pies, con 340 pies de promedio y por su respuesta del Gamma Ray parecida a la unidad A2, internamente no hay criterio definido para dividirla en sub-unidades, sin embargo se pueden

visualizar tres intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que no son totalmente continuos en el campo.

La formación de interés se encuentra a una profundidad media de 7.900 pies, por lo que es uno de los yacimientos más profundos de crudo extrapesado en el mundo. Para el desarrollo de este campo se han hecho modelos petrofísicos y de fluidos para entender el comportamiento del reservorio. Los datos de producción muestran un comportamiento de este aceite con características de aceite espumoso.

El crudo descubierto en esta estructura es extrapesado producido por la severa e intensa biodegradación y los procesos de fraccionamiento por evaporación, el modelo de depósito de sedimentos está asociado a una roca cretácica marina distante. Hoy en día la formación A3 produce alrededor de 14.000 barriles al día gracias al uso de bombas electrosumergibles (BES) como método de extracción artificial.

**Tabla 12. Las propiedades de la formación A3**

<b>reservorio</b>	pwf (psia)	3012
	temperatura (°F)	172

**Fuente:** Modificado de "A New Inflow Model for Extra-Heavy Crude Oils Case Study"

Las características de este yacimiento son en cuanto a permeabilidad, espesor, confinamiento, fluidez, viscosidad, óptimas para realizar la implementación de la inyección de hidrocarburos miscibles, con alta probabilidad de éxito.

### 5.1.3. Caracterización del crudo

**Tabla 13. Propiedades del crudo A3 del campo UIS.**

PROPIEDADES	VALOR
Gravedad API	7 a 9
Viscosidad a 86 °F	390. 577 cp
Viscosidad a 150 °F	4000 cp
Viscosidad a 180 °F	1100 cp
Asfaltenos	15%w

**Fuente:** A new inflow model for extra-heavy crude oils case study field, Colombia

En la tabla 13 se observa que las propiedades del crudo extrapesado son útiles para la implementación de la inyección de hidrocarburos miscibles, este crudo presenta una muy alta viscosidad condiciones ambientales, sin embargo se puede analizar que el crudo a condiciones de yacimiento debido a sus altas temperaturas es móvil y presenta viscosidades entre 4000 y 1100 cp.

En la tabla 14 se muestran datos de la producción del pozo A-32 de la formación A3.

**Tabla 14. Datos de producción del pozo A-32 de la formación A3**

PARAMETROS DE PRODUCCIÓN		
Aceite	BPD	484
Agua	BPD	35
BSW	%	4
Pwf	psi	2773

**FUENTE:** Modificado de ECOPETROL S.A

## 5.2. SELECCIÓN DEL SOLVENTE LÍQUIDO APLICADO AL CASO

De acuerdo a la metodología expuesta en el capítulo anterior, y las características del crudo extrapesado del campo Y-032 se puede identificar la necesidad de usar un solvente líquido para la dilución con el crudo y crear una mezcla con mejores propiedades.

Los solventes líquidos con mayor información y más estudiados de acuerdo a pruebas realizadas principalmente en Canadá son los crudos sintéticos, la nafta de 60°API y el aceite móvil. De acuerdo con los diagramas de flujo expuestos en la metodología y el screening que categoriza estos hidrocarburos miscibles, con las características del yacimiento este se encuentra en condiciones moderadas de temperatura, esto es 172 °F, la nafta de ° 60 API es el solvente líquido según pruebas de laboratorio realizadas en Canadá principalmente que mejor se comporta a esta temperatura usando concentraciones intermedias, también es el solvente líquido que mejor se comporta con asfaltenos y es relativamente más económico que los otros dos solventes, por lo tanto la nafta de 60° API fue el solvente líquido seleccionado por su buen desempeño.

La nafta que es utilizada en los sistemas de dilución y existen muchos tipos de nafta dependiendo de su composición y características, hay naftas desde 45 a 83 API, Dependiendo del tipo de crudo a diluir y la mezcla esperada se puede realizar la selección que mejor se acople al sistema. Hay que tener en cuenta también que para seleccionar las propiedades de la nafta, las propiedades de la mezcla son el parámetro principal, y estas también dependen del volumen inyectado del solvente líquido, esto es a mayor volumen de solvente líquido mayor será el API obtenido en la mezcla.

Según especificaciones técnicas de ECOPETROL S.A la mezcla esperada debe estar en el orden de 13 a 18 API con el fin de prevenir así pérdidas con el solvente líquido, y garantizar que más del 95% de este se diluya en el crudo.

La nafta de menor densidad podría ser la alternativa más viable en este caso, ya que con bajos volúmenes se podría obtener una mezcla con una buena calidad, en el rango esperado, pero existen más dificultades al usar solventes líquidos menos densos porque estos tienden a volatizarse con mayor facilidad, la nafta estudiada es una nafta con 60° API la cual está en un rango intermedio, a pesar de que sería necesario realizar todas las pruebas de laboratorio pertinente para seleccionar el tipo de nafta adecuada en este proyecto investigativo se propone basado en el estudio bibliográfico<sup>71</sup> de investigaciones realizadas en Venezuela y en Canadá usar una nafta de 60 API.

Partiendo de la gravedad API de la nafta, la gravedad API de 15 de la mezcla, y la gravedad API del crudo, usando la ecuación 2.8 se puede saber exactamente cuanta nafta inyectar para obtener los resultados de la mezcla esperada.

**Ecuación 2.8.**

$$API_{Mezcla} = 15$$

$$API_{Crudo} = 8$$

$$API_{Solvente\ líquido} = 60$$

$$Q_c = 484\text{ BPD}$$

$$Q_d = \frac{Q_c \left[ \frac{141,5}{15+131,5} - \frac{141,5}{8+131,5} \right]}{\left( \frac{141,5}{60+131,5} \right) - \left( \frac{141,5}{15+131,5} \right)}$$

$$Q_d = 0.2132 * Q_c$$

$$Q_d = 103.188\text{ BPD}$$

El caudal de solvente líquido a inyectar es de 21,32% del total de crudo producido, exactamente 103.188 BPD aproximados a 103 BPD.

La presión de inyección debe superar en 100 psi la presión del yacimiento en caso de que la inyección fuera en la formación, es decir, 100 psi más que 3012

---

<sup>71</sup>Cabrales O. Sergio F. Jarohueh J. Jorge G. Desarrollo de una herramienta computacional para determinar la relación óptima de diluyente y crudo extrapesado para maximizar la tasa de producción en un yacimiento tipo de la faja del Orinoco

psi que es 3112 psi. Si la inyección es en el pozo, la presión debe superar en 100 psi la presión de fondo fluyendo del esto es 100 psi más que 2773 psi que es 2873 psi.

### **5.3. SELECCIÓN DE LA TECNOLOGIA A APLICAR**

Siguiendo con la metodología propuesta en este proyecto, hay que definir como inyectar el hidrocarburo miscible. La tecnología de inyección de de hidrocarburos miscibles básicamente se puede dividir en dos, inyectando al yacimiento o inyectando en la tubería. Los parámetros de presión y caudal son los que controlan la decisión de que tecnología aplicar, el uso de tubería capilar se realiza principalmente de acuerdo a necesidades de presión y cuando no se necesita inyectar altos caudales, por esto la selección de uno de estos dos métodos depende primero, del caudal al cual se va a inyectar el solvente líquido y segundo la presión a la cual va a llegar al pozo, que tiene que ser suficiente para pasar por todas las líneas de distribución y llegar al pozo con suficiente presión para garantizar el contacto de los dos fluidos.

Inyectar en la cara de la formación se realiza cuando la producción del pozo es muy baja y el crudo que está ingresando al pozo no es suficiente, aunque se puede realizar la inyección en cualquiera de los casos, siempre y cuando se disponga de las herramientas necesarias, una de las desventajas más importantes de inyectar en el yacimiento es que no se puede inyectar de manera continua, es decir, inyectar y producir al tiempo, como se estudió en el capítulo 2 para inyectar en la cara de la formación hay que manejar ciclos de inyección, en el cual se necesita un tiempo para inyectar y otro para producir.

En este proyecto investigativo se decidió inyectar en el fondo del pozo basándonos en la producción que este ya presenta, y que de esta manera se puede realizar una inyección continua del solvente líquido, permitiendo una constante producción.

El caudal al cual se va a inyectar el solvente líquido se obtiene de la ecuación 2.8 detallada en el capítulo 2, el caudal depende principalmente del API de la

mezcla, del diluyente y del crudo es el 21,32% del aceite que se está produciendo, esto es 103 BPD, para satisfacer este caudal no es necesario hacerlo a través del anular ya que los volúmenes de inyección no son muy altos, incluso con una tubería capilar de 3/4" es suficiente para inyectar esta cantidad, la tubería seleccionada es de 3/4.

La inyección en fondo de pozo genera ciertas ventajas con respecto a inyectarlo en yacimiento o a nivel de la bomba:

- Se evitan problemas de pérdidas de solvente en yacimiento.
- Disminuye la carga eléctrica que necesita la bomba para subir un crudo más pesado.
- Se aprovecha la turbulencia generada por estos dos para garantizar el uso de mayor solvente líquido.
- Al inyectarlo a nivel de la bomba el solvente líquido gana más presión con respecto a inyectarlo a nivel de la bomba.

**5.3.1. Incremento de la productividad.** La nafta se ha usado en múltiples campos para incrementar la productividad y esta se da principalmente por las características que deja la mezcla del crudo y el solvente líquido, el incremento de la productividad puede estar alrededor de 150 a 200% de crudo:

- Disminuye el peso de la columna de fluidos: Al diluirse el crudo en el solvente líquido la densidad de la mezcla baja considerablemente con respecto a la del crudo haciendo que el levantamiento de fluidos sea mucho más fácil.
- Aumenta la velocidad de la bomba: La mezcla se hace más fácil de levantar permitiendo a la bomba aumentar su frecuencia, permitiendo así aumentar el caudal de crudo diluido.
- Disminuye la fricción: la viscosidad del crudo al ser diluido disminuye considerablemente, mejorando así su paso a través de la tubería

mejorando la resistencia que tiene a moverse y evitando que aún más fluido se adhiera a la tubería de producción.

- Incremento de la vida útil del SLA: A medida que aumenta la dificultad de levantar el crudo, la bomba pierde eficiencia, al acercarse al punto óptimo de operación la bomba aumenta su eficiencia y puede hasta triplicar el tiempo de vida útil.

#### **5.4. ESTRATEGIA DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO**

La formación A3 del campo Y-032 cuenta con un espesor de aproximadamente 340 ft, suficientes para realizar una perforación vertical convencional entre 7900 y 8200ft de profundidad.

Para el completamiento del pozo, se requiere un revestimiento convencional de 9 5/8 pulgadas de diámetro con una tubería de producción de 7 pulgadas suficientes para la instalación de cualquier sistema de levantamiento artificial con la tubería capilar para inyectar el solvente líquido.

#### **5.5. ESTRATEGIA DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

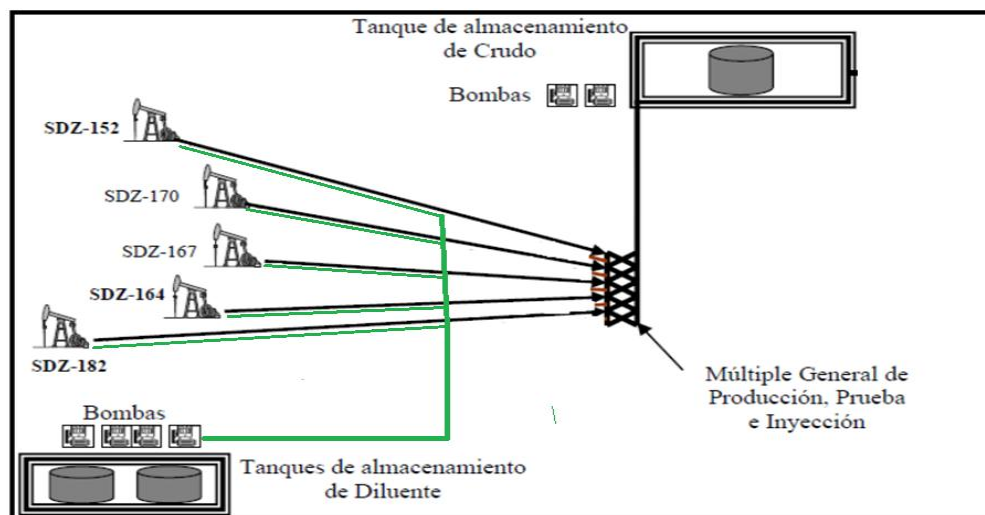
Hay tres sistemas de levantamiento artificial disponibles para inyectar solventes líquidos, de acuerdo a las características y las ventajas que ofrecen cada uno de estos. El sistema de levantamiento artificial que mejor se ajusta es el bombeo electrosumergible, ya que teniendo en cuenta el caudal promedio de producción del campo Y-032 de aproximadamente 500 BPD de crudo y nafta más el incremento que va a causar, puede ser levantado eficazmente por este, además de que es óptimo para crudo con bajas viscosidades. El bombeo mecánico además de contar con una vida útil baja no es muy eficiente a tan altas profundidades, y el bombeo por cavidades progresivas es especialmente para crudo muy viscosos que tienden a adherirse a la tubería y no permiten tan altos caudales además de presentar problemas a muy altas profundidades. El bombeo electrosumergible soporta condiciones de altas profundidades hasta

más de 10000 ft y altas temperaturas de 550 F, además el pozo no presenta alta producción de arenas ni de sedimentos permitiendo el uso de esta bomba.

## 5.6. ESTRATEGIA DE FACILIDADES DE SUPERFICIE.

Las facilidades de superficie cambian de acuerdo al tipo de solvente líquido a inyectar, la nafta es una sustancia bastante volátil que exige métodos de control en superficie con el fin de evitar pérdidas o riesgos de accidentes, como se aclaró en el capítulo 3 las facilidades para implementar inyección de solventes líquidos. En la figura 55 se puede observar un esquema general de la configuración de las herramientas en superficie

**Figura 55. Esquema del sistema de distribución del solvente líquido**



**Fuente:** Modificado de Rafael Bastardo, Asher Imam. Field Testing of an automated well tester in extra-heavy and diluted oil application. 2008.

En este esquema el solvente líquido está almacenado en los tanques de techo flotante, para luego ser enviado por bombas tipo pistón a cada uno de los pozos, las válvulas están ubicadas en las líneas de distribución cercanas a cada pozo, luego el crudo producido es enviado a los tanques de

almacenamiento de crudo para ser tratado, y separarlo de la nafta para reinyectarla.

## 5.7. RESULTADOS

**Tabla 15. Resultados de la aplicación de la metodología.**

RESULTADOS	
Campo seleccionado	Campo Y-032
Diluyente seleccionado	Nafta de 60 API
Caudal de inyección	103 BPD
Presion de inyección	2873 PSI
Técnica seleccionada	Inyección a fondo de pozo por tubería capilar 3/4"
Perforación	Convencional - vertical
Revestimiento	9 5/8"
Tubería de producción	7"
SLA	Bombeo electrosumergible
Facilidades de superficie	Diluyentes
Incremento esperado	242 BPD

Fuente: Autores

En la tabla 15 se muestran los resultados de la aplicación de la metodología al escenario real, en el cual el campo seleccionado fue el Y-032 denominado así por motivos de confidencialidad, operado por la compañía ECOPETROL S.A y seleccionado principalmente por el crudo extrapesado producido en la formación A3, el solvente líquido más apropiado y de mejor comportamiento es la nafta de 60° API que puede producir una mezcla de 15 °API con una tasa de inyección de 49 BPD en el fondo de pozo por medio de tubería capilar de 3/8", en el cual es necesaria una perforación convencional vertical con tubería de producción de 7" en la cual se instalara una bomba electrosumergible con capacidad de levantar estos caudales. El incremento de la productividad en este caso de aplicaciones está evaluado entre el 50 y el 150% como dato máximo de productividad, es decir, al inyectar este solvente líquido se esperan aumentos de productividad mínimos del 50% del crudo producido, esto 242 BPD.

## 6. CONCLUSIONES

- La realización de una metodología para inyectar hidrocarburos miscibles permite además del estudio de esta tecnología a nivel mundial, facilitar la selección de los hidrocarburos miscibles necesarios partiendo de pruebas de laboratorio realizadas en campos de crudo pesado y extrapesado donde la implementación ha sido exitosa.
- Los estudios experimentales realizados en diferentes partes del mundo, en especial Canadá y USA, muestran la eficiencia en la reducción de la viscosidad de cada uno de los hidrocarburos miscibles cuando se encuentran en contacto con diferentes fluidos.
- La producción del pozo mediante el uso de esta tecnología se puede realizar por medio de diferentes SLA, obteniendo buenos resultados con cada uno de estos, estando condicionado su instalación de acuerdo a las características del yacimiento y del pozo.
- Se ha demostrado la eficacia de los diferentes tipos de SLA posibles para la implementación, definiendo al BES como el sistema más ideal para la implementación en el campo de estudio.
- El uso de la dilución tanto en el yacimiento como en el pozo, es sin lugar a dudas una alternativa que además de mejorar la productividad hasta en un 150%, aumenta la eficiencia y la vida útil de los SLA.
- El estudio de los parámetros para la tecnología es de vital importancia para hacer posible su implementación, la disponibilidad del hidrocarburo miscible, las condiciones económicas, y la disposición técnica tanto en superficie como en pozo.
- La inyección de solvente líquido en fondo de pozo es la mejor alternativa a la hora de producir crudos extrapesados de baja viscosidad, ya que previene la mayoría de los problemas asociados a la inyección de solventes líquidos en la formación.

## 7. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio técnico-económico a fondo de los sistemas de levantamiento artificial propuestos con el fin de seleccionar y verificar el SLA más ideal a la hora de la implementación.
- Diseñar todas las herramientas necesarias para llevar a cabo la tecnología de forma correcta, tanto de las facilidades de superficie, como las necesarias en la producción y en el pozo.
- Usar simulación avanzada para identificar el incremento de la productividad al inyectar la nafta y realizar un estudio de viabilidad económica.
- Probar en laboratorio la compatibilidad que tiene el hidrocarburo miscible seleccionado con el crudo para definir su selección.

## BIBLIOGRAFIA

- A. A. DEGHAN. Visualization and Quantification of Co-Solvents at Different Wettability. 2010.
- A. KANTZAS, H. LUO. Study of Diffusivity of Hydrocarbon Solvent in Heavy Oil Saturated Sands Using X-Ray Computer Assisted. 2011.
- A.M.H. GUTEK. Naphtha Injection and Reproduction in Qatif Field A Case History. 1983.
- ANDERSEN, S. I., AND E. H. STENBY, Thermodynamics of Asphaltene Precipitation and Dissolution Investigation of Temperature and Solvent Effects, 1996.
- ARGILLIER, J. Y OTROS (). Dilución del crudo pesado. SPE/PS-CIM/CHOA 97763. 2005
- BARBERI, E. El pozo Ilustrado, Fondo editorial del Centro Internacional de educación y desarrollo. 1998.
- BARRIOS RIGO. Diseño hidráulico del sistema de inyección de diluyente a fondo en bombas de BCP de los pozos, Macolla N-20-1, campo Cero Negro, FPO, 2011.
- BARTON, AFM. Handbook of Solubility Parameters and Other Cohesion Parameters, 2nd edition. CRC Press, 1991.
- BEGGS DALE, USA, 2003. Production Optimization Using Nodal Analysis.
- BEHROUZ, T., KHARRAT, R. Y GHAZANFARI, M. Estudio experimental de los factores que afectan el recobro de crudo pesado en inyecciones de solvente.
- Blackwell, R.J. Laboratory Studies of Macroscopic Dispersion Phenomena 1962.
- BOER, R.B., LEERLOOYER, K., EIGNER, M.R.P., VAN BERGEN, A.R.D. Screening of crude oils for asphalt precipitation: theory, practice, and the selection of inhibitors. 1992.
- BUCKLEY, J. S., G. J. HIRASAKI, Y. LIU, S. VON DRASEK, J.-X.WANG, AND B. S. GILL, Asphaltene Precipitation and Solvent Properties on Crude Oils, 1998.

BURKE, N. E., R. E. HOBBS, AND S. F. KASHOU, J. Measurement and Modeling of Asphaltene Precipitation, of Petrol, Technol., 42. 1440 1990.

C. YANG. In Situ Upgrading of Heavy Oil in a Solvent- Based Heavy Oil Recovery Process. 2005.

CARIANA ALEJANDRA, CAMPOS ÁLVAREZ. Estudio de los factores que afectan el balance volumétrico del diluyente usado en el mejoramiento del crudo extrapesado en la empresa mixta petrocedeno. Tesis de grado. Venezuela. 2010.

CERÓN CARMEN, MOJARÁS VIRIDIANA. Análisis del proceso VAPEX para la recuperación mejorada de petróleo.

CLAES PALMGREN. High Temperature Naptha to Replace Steam in the SAGO Process. 1995.

D.D. JACKSON. Impact of Solvent Injection Strategy and Reservoir Description on Hydrocarbon Miscible EOR. 1989.

DAS, S. VAPEX: Un proceso eficiente para el recobro de crudo pesado y bitumen. SPE 50941, 1997.

DAS, S. Recobro in situ del crudo pesado y bitumen usando solventes hidrocarburos vaporizados. Canadá: Universidad de Calgary. 1995.

DATALOG. Manual de perforación, procedimientos y operaciones en el pozo.

Dmitrievskii, A.N. Skibitskaya, N.A. Zekel, L.A. Krasnobaeva, N.V. Sorption of Gas Condensate Components by Solid High Molecular-Mass Compounds of the Gas-Condensate Field. 2007.

DU LIANGUI. Modeling and Experimental Study for the Phase Equilibrium of Solvent Injection Heavy Oil Systems. 1998.

DUSTIN L. WALKER. The Impact of Microemulsion Viscosity on Oil Recovery. 2012.

Edward, K. 2007, Phase Diagram of Propane & Water Course Reading Notes University of California 2010.

ESCOBAR. FREDY H. Ph.D. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Primera edición.

F. B. THOMAS. Considerations on Solvent Compositions for Hydrocarbon Miscible Flood. 1996.

FAROUQ ALI, B. ABAD. Bitumen Recovery From Oil Sands, Using Solvents In Conjunction With Steam. 1976.

FERGUSON, M.A; MAMORA, D. D; GOITE, J. G. Steam-Propane Injection for Production Enhancement of Heavy Morichal Oil. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Isla de Margarita, Venezuela, 12 – 14 Marzo. (paper SPE 69689). 2001.

FERWORN KEVIN A., ANIL K. MEHROTRA AND WILLIAM Y. SVRCEK Measurement of asphaltene agglomeration from cold lake bitumen diluted with n-alkanes.

GARAICOCHA FRANCISCO, BERNAL CÉSAR, LÓPEZ OSCAR, México, 1991. Transporte de Hidrocarburos por ductos.

GARCIA CHRISTIAN, OLVERA OSWALDO, Tesis UNAM. Sistemas y dispositivos especiales para la producción de hidrocarburos pesados, 2010.

GHORAYEB, K. Y FIROOZABADI, A. Modelado multicomponente de la difusión y la convección en medios porosos. SPE 62168, Sociedad de Ingenieros de Petróleo. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro. 2000.

GOMEZ MACIAS CLAUDIA CLEMENCIA, BOHORQUEZ BACCA FERNEY MARCELO. Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo chichimene. Colombia UIS. 2010.

GONZÁLEZ, G., MIDDEA, A. Peptization of asphaltenes by various oil soluble amphiphiles. 1991.

H. LEYVA-GOMEZ. Optimal Application Conditions for Heavy-oil Bitumen Recovery by Solvent Injection at Elevated Temperatures. 2011.

H. LUO. Investigation of Diffusion Coefficients of Heavy Oil and Hydrocarbon Solvent Systems in Porous Media. 2008.

HIRSCHBERG, A., DE JONG, L.N.J., SCHIPPER, B.A., MEIJER, J.G. Influence of temperature and pressure on asphaltene flocculation. 1984.

INTEVEP. MARAVEN, S.A. Reología del sistema de crudo Zuata/diluentes. 1981.

IVORY, J., CHANG, J. COATES, R. Y FORSHNER, K. Investigación del Proceso de Inyección Cíclica de Solventes para Recobro de crudo pesado. SPE 140662-PA 2010.

J. F. ARGILLER. Influence of Asphaltene Content and Dilution on Heavy Oil Rheology. 2005.

J. IVORY. Investigación de inyección de solvente cíclico para la recuperación de petróleo pesado. 2010.

JAMES, L.A., CHATZIS, I. "Mass Transfer Coefficients in Vapour Extraction (VAPEX)". Petroleum Society, Junio 12-14, 2007.

JAMES, LESLEY ANNE. Mass Transfer Mechanisms during the Solvent Recovery of Heavy Oil.

JEANNINE CHANG. Field scale Simulation of Cyclic Solvent Injection (CSI). 2012.

JIN XIU QI. Alberta\_2005\_Optimal solvent and well geometry for production of heavy oil by cyclic solvent injection. 2005.

LEÓN PABÓN, JOHN ALEXANDER. Determinación de las variables que influyen en un proceso de inyección de solvente líquido en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado. Tesis de Maestría UIS 2013.

LHIOREAU, C., BRIANT, J., TINDY, R. Influence de la Pression sur la Flocculation des Asphaltenes. 1967.

LÓPEZ CARRILLO, ERWIN HUMBERTO, PARRA NIÑO, SERGIO ANDRÉS, Definición de estándares operativos para cabezales de pozos y sistemas de recolección de superficie, tesis UIS, 2007.

LUO, P; YANG, C AND THARANIVASAN, A.K. In Situ Upgrading of Heavy Oil in a Solvent-Based Heavy Oil Recovery Process. JCPT (Journal of Canadian Petroleum Technology). Alberta, Canadá. Septiembre 2007.

M. K. KALELI, S.M FAROUK ALI. Controlling Mobility Ahead Of A Viscous Oil Bank. 1987.

MARTÍNEZ CRUZ, DALIA. Estudio teórico-experimental del comportamiento geológico de crudos pesados. Tesis de grado. UNAM. México. 2010.

MCMILLEN, J. (Julio 30). Método de estimulación con solventes en yacimientos de crudo pesado. 1985.

N. C. DE MARCANO. Factibilidad del Uso de Solventes en el Recobro de crudo Pesado. 1977.

N.C. DE MARCANO L. PIRELA. Factibilidad del uso de solventes en el recobro de crudos pesados. 1977.

Neuman SP, Universal Scaling of Hydraulic Conductivities and Dispersivities in Geologic Media. Water Resources Research 1990.

P. AGRAWAL, F. F. SCHOEGGI Case Study Modeling the Phase Behavior of Solvent Diluted Bitumen. 2011.

P. HARRIS, P TOMA. Bitumen Recovery From An Oil Sands Formation Using A Hot Water-Naphtha. 1984.

PÁEZ, J. Aspectos de la industria petrolera en Venezuela. Primer Congreso Venezolano de Petróleo, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo, Editorial Sucre.

PASADAKIS, N. VAROTSI, AND N. KALLITHRAKAS. The influence of pressure on the asphaltenes content and composition in oils. 2001.

PATHAK, V. Recobro de bitumen y de crudo pesado por la inyección de solvente caliente: Una investigación experimental y computacional. SPE 152374-STU 2010.

POLIKAR, J. Solvente óptimo y geometría del pozo para la producción de crudo pesado por inyección cíclica del solvente. 2005.

QUEVEDO LUIS, Evaluación de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco.

RAMÍREZ R., FERNANDEZ V., BARRIOS J. (2004). Multilateral field experience in developing an extra heavy crude-oil reservoir. SPE 86947

RAMIREZ AMADO, LAURA JULIANA, Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para los crudos pesados en los campos Teca y Nare.

S. A. FARZANEH, M. H. GHAZANFARI, S. VOSSOUGH. An Experimental and Numerical Investigation of Solvent Injection.2010.

S. GITTINGS. Methodology for Estimating Recovered solvent in Solvent - Aided process. 2012.

S. GITTINS. Optimization of Solvent Aided Process.2007.

S.G. DUNN. How fast is solvent based gravity drainage. 2008.

S.M. FAROUQ ALI. Hot-Solvent Miscible Displacement. 1990.

SALAMA, D. Y KANTZAS, A. Observaciones experimentales del desplazamiento miscible de crudos pesados con solventes hidrocarburos. SPE/PS-CIM/CHOA 97854. 2005.

SCHUMACHER, M. Enhanced Oil Recovery secondary and tertiary methods. 1978.

SERRANO, T. Optimización del sistema de inyección de diluyente en el campo Guara Oeste U.P.Liviano del distrito San Tomé. Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente. Barcelona 2006.

SPEIGHT, J. G., ARAB. J. SCI. ENG., 19, 335 (1994).The Molecular Nature of Petroleum Asphaltenes.

SWAPAN K. DAS. Extraction of heavy oil and bitumen using hydrocarbon solvents.2012.

T. BABADAGLI. Hot Solvent Injection for Heavy Oil Bitumen Recovery An Experimental Investigation. 2010.

T. FRAUENFELD, Numerical Simulation and Economic Evaluation of Hybrid Solvent Processes. 2009.

T. FRAUENFELD. Viscous Fingering Effects in Solvent Displacement of Heavy Oil. 2006.

T.M. DOSCHER. SPE-AIME. An Economic Evaluation of Solvent Steam Stimulation University de California. 1979.

T.W. FRAUENFELD. Economic Analysis of Thermal Solvent Processes.2006.

TAYFUN BABADAGLI. Heavy oil and bitumen recovery by hot solvent injection.2011.

TEIXEIRA, JESÚS. Factibilidad Técnica ce la inyección de solvente para un crudo de la faja petrolífera del Orinoco.

V. PATHAK. Mechanics of Heavy-Oil and Bitumen Recovery by Hot Solvent Injection. 2011.

VARUN PATHAK. Heavy Oil and Bitumen Recovery by Hot Solvent Injection An Experimental and Computational Investigation. 2011.

Yu-Feng Hu et al. Measurement and corresponding states modeling of asphaltene precipitation in Jilin reservoir oils.

ZHAO L. Steam Alternating Solvent Process. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. 2007.