

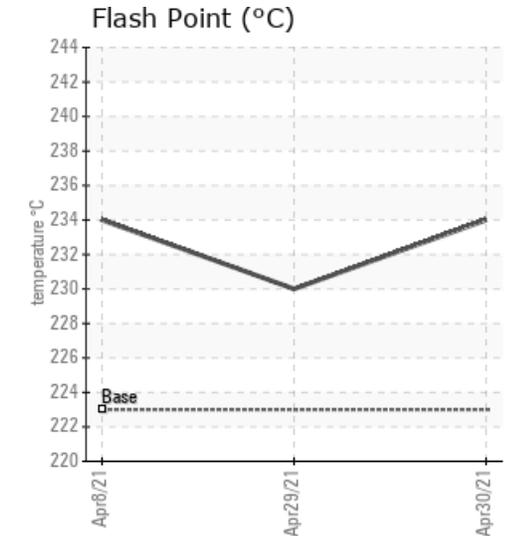
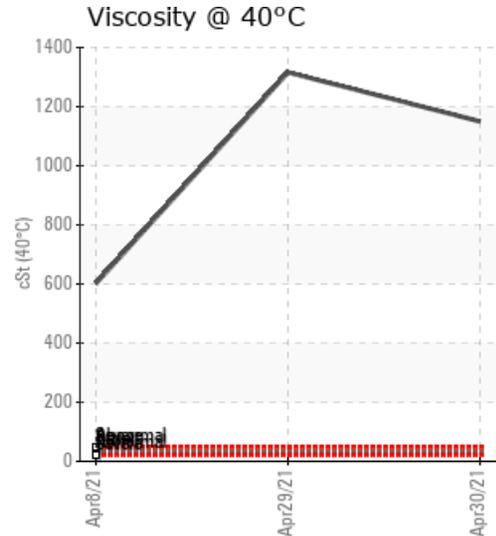
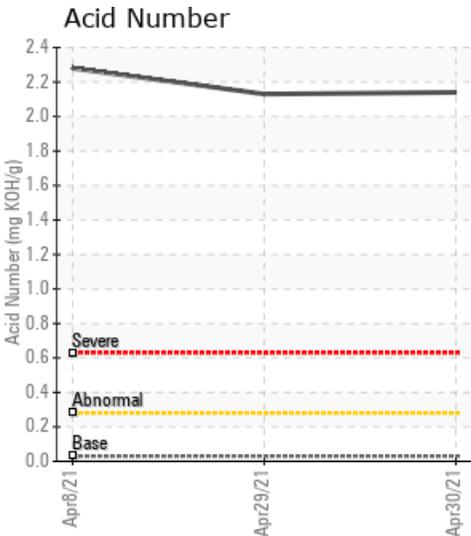
[Plan Dasphalte] HOT OIL

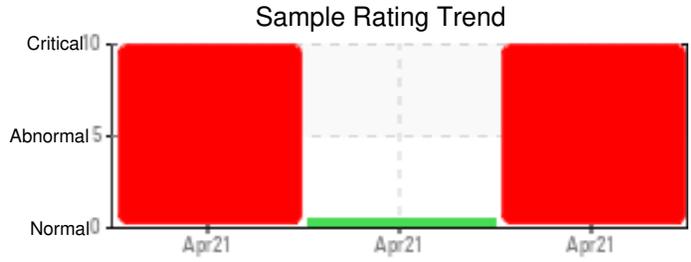
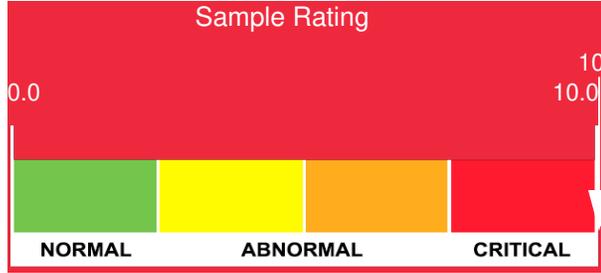
Customer: PTRHTF30165	System Information	Sample Information
CARRIER BERNIER LTEE 25 PETIT BERNIER C.P. 548 ST-JEAN SUR RICHELIEU, QC J3B Z8 Canada Attn: Stephane Fabry Tel: (450)545-2015 E-Mail: garage@carrierebernier.com	System Volume: 1800 ltr Bulk Operating Temp: 324F / 162C Heating Source: Blanket: Fluid: PETRO CANADA PETRO-THERM Make: RIELLO	Lab No: 02419437 Analyst: Jean Lacharite Sample Date: 04/30/21 Received Date: 05/06/21 Completed: 05/10/21 Jean Lacharite jean.lacharige@hollyfrontier.com

Recommandation: Les résultats de métaux d'usure sont normaux mais il y a une contamination avec du Sodium à 56 PPM, qui implique une contamination de source externe par une autre huile caloporteuse (HTF) ou autre. Le fer est correct sous 200 ppm. L'AN échantillon est de 2.14 et le AN normal devrait se situer entre 0-0.19. Il y a une source de contamination qui a acidifié l'huile et la dégrade. L'Acide Number (AN) est anormalement élevé, il y aurait une source d'oxydation qui augmente l'acidité du système. L'huile dégradée peut avoir laissé des résidus qui adhèrent aux tuyaux. Il y a une différence de viscosité entre une Petro-therm normal 35.8 cSt @ 40C et l'échantillon qui est à 1150 cSt @ 40C de plus de 32 fois. La différence est très élevée il y a de l'oxydation et des matières solides accumulés. Je ne vois aucune présence de l'élément Vanadium = 0 PPM, mais le sulfure (Soufre) est élevé à 1188 PPM cela pourrait provenir d'un produit autre que la Petro Therm. Les insolubles sont à 5.24 ce qui suggère, approximativement 90 kg de débris et de suie/carbone en circulation dans le système de 2000 litres et une huile normal se situera entre 0 - 0.29. Ici il y a un niveau d'insolubles trop élevés. Les parties insolubles sont souvent de la contamination externe des produits dû à la corrosion ou de l'oxydation ou un stress thermique. (démarrage rapide trop intense, ou autres). Cela a pour effet possible de décroître le transfert de chaleur au surfaces et il peut conduire au blocage de la tuyauterie ou des valves. Le GCD un légèrement élevé en 90% mais il ne nous donne pas une conclusion possible qu'il y aurait une présence d'asphalte. Il serait bon de vérifier que le réservoir d'expansion est bien installé pour récupérer les surplus de retour et non recevoir le passage de tout le fluide. La manière la plus efficace d'éliminer l'oxydation est d'installer une protection de gaz inerte dans le réservoir d'expansion. Pour cela, il faut remplacer l'air par un gaz inerte, le gaz le plus couramment utilisé pour la protection par gaz inerte des réservoirs d'expansion est l'azote. La pression du gaz inerte est maintenue autour de 2 psig (14 kPa), un changement complet précédé d'un nettoyage et un rinçage serait la meilleure solution.

Comments:

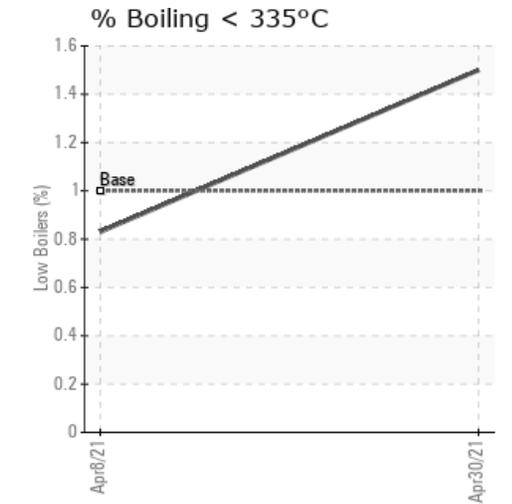
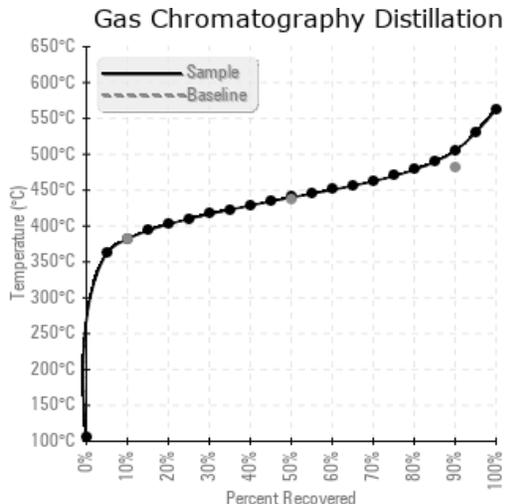
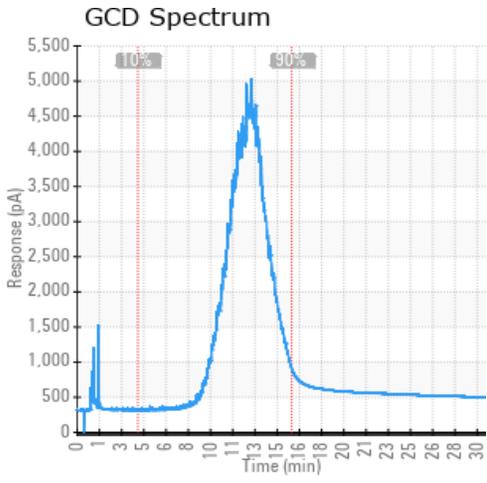
Sample Date	Received Date	Fluid Age	Sample Location	Flash Point (COC)	Water (KF)	Viscosity (40°C)	Acid Number	Solids	GCD 10%	GCD 50%	GCD 90%	GCD % < 335°C
	mm/dd/yy			°F/°C	ppm	cSt	mg/KOH/g	%wt	°F/°C	°F/°C	°F/°C	%
04/30/21	05/06/21	9.0m	ligne supply silos	453 / 234	80.5	1150	2.14	5.24	719 / 382	824 / 440	941 / 505	1.50
04/29/21	05/06/21	9.0m	Nouvelle tuyauterie	446 / 230	95.9	1316	2.13	5.29				
04/08/21	04/14/21	9.0m	Ligne retour	453 / 234	140.1	602	2.28	3.69	727 / 386	834 / 445	934 / 501	0.83
Baseline Data				433 / 223		34.2	0.03		720 / 382	817 / 436	900 / 482	1.00





Sample Date	Iron	Chromium	Nickel	Aluminum	Copper	Lead	Tin	Cadmium	Silver	Vanadium	Silicon	Sodium	Potassium	Titanium	Molybdenum	Antimony	Manganese	Lithium	Boron	Magnesium	Calcium	Barium	Phosphorus	Zinc
04/30/21	79	0	0	1	3	10	2	0	0	0	0	58	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	6	5
04/29/21	76	0	0	1	2	8	1	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	6	4
04/08/21	78	0	0	1	2	8	1	0	0	0	0	56	1	0	0	0	0	0	0	0	12	0	6	4
Baseline Data			0	0						0	0		0	0					0				0	

Elemental analysis results (above) in parts per million (ppm). [10,000 ppm = 1.0%]



Historical Comments

04/29/21	
04/08/21	<p>Les résultats de métaux d'usure sont normaux mais il y a une contamination avec du Sodium à 56 PPM, qui implique une contamination de source externe par une autre huile calopoteuse (HTF) ou autre. L'AN échantillon est de 2.28 et le AN normal devrait se situer entre 0-0.19. Il y a une source contaminante qui a acidifié l'huile. L'Acide Number (AN) est anormalement élevé, il y aurait une source externe d'oxydation qui augmente l'acidité du système. La différence de viscosité de l'échantillon qui est à 602 cSt @ 40C et une Petro-therm normal 35.8 cSt @ 40C ne peut-être expliquer. La différence est trop grande pour une oxydation, il pourrait y avoir une contamination avec de l'asphalte. Je ne voit aucune présence de l'élément Vanadium = 0 PPM, mais le sulfur (Soufre) est élevé à 1199 PPM cela pourrait provenir d'un produit de type asphalte. Les insolubles sont à 3.69 et une huile normal se situera entre 0 - 0.29. Ici il y a un niveau d'insolubles beaucoup trop élevés, les parties insolubles sont souvent de la contamination externe des produits dû à la corrosion ou de l'oxydation ou un stress thermique. (démarrage rapide trop intense, ou autres). Cela a pour effet possible de décroître le transfert de chaleur au surfaces et il peut conduire au blocage de la tuyauterie ou des valves. le GCD un légèrement élevé en 90% mais il ne nous donne la conclusion qu'il y aurait une présence d'asphalte mais le tout pourrait ressembler à une contamination par un asphalte. Je recommande de refaire un échantillon et si le système est arrêter il serait bon de le faire circuler pour prendre l'échantillon. Je ne peut garantir les risques au démarrage avec une viscosité et un niveau aussi élevé d'insolubles.</p>

Petro-Canada makes no representation or warranty of any kind, either express or implied, as to the accuracy or completeness of the analysis and assumes no responsibility and shall have no liability whatsoever with respect to such analysis, or a party's use of it. Petro-Canada is a division of HollyFrontier Corporation.