

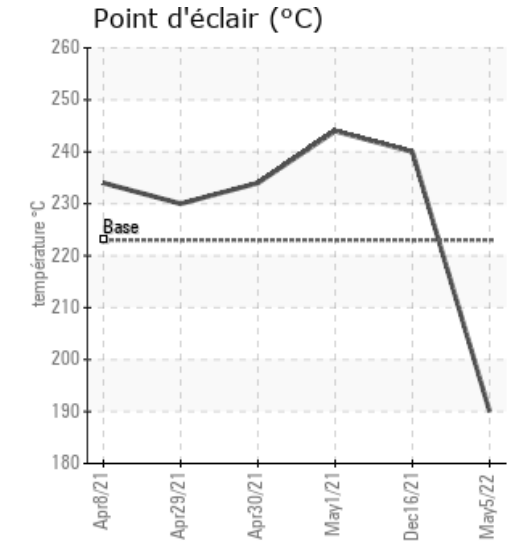
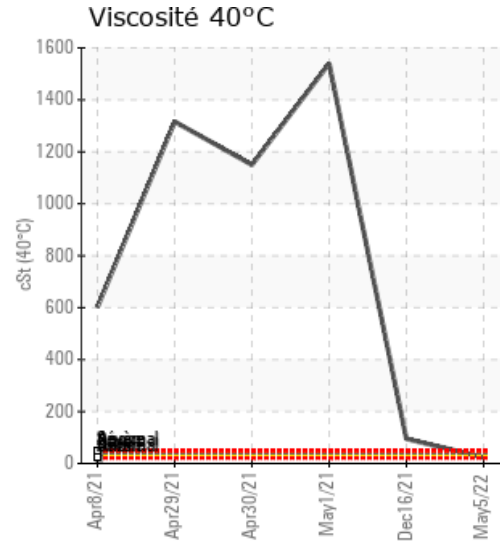
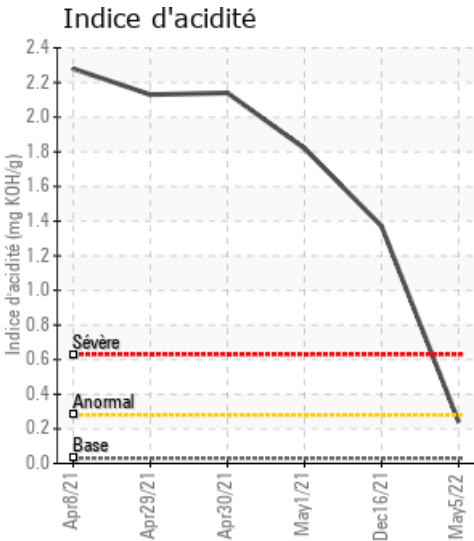
[Plan Dasphalte] HOT OIL

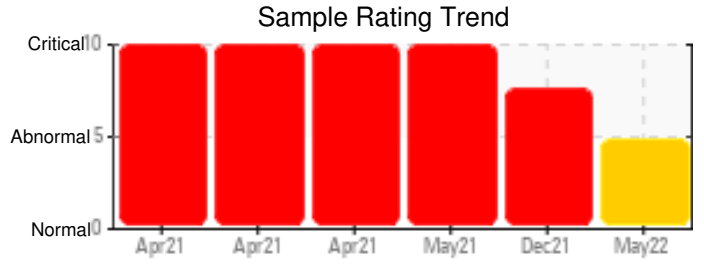
Customer: PTRHTF30165	System Information	Sample Information
CARRIER BERNIER LTEE 25 PETIT BERNIER C.P. 548 ST-JEAN SUR RICHELIEU, QC J3B Z8 Canada Attn: Casey Nadeau Tel: (514)918-0485 E-Mail: asphalte@carrierebernier.com	System Volume: 1800 ltr Bulk Operating Temp: 324F / 162C Heating Source: Blanket: Fluid: PETRO CANADA PETRO-THERM Make: RIELLO	Lab No: 02488678 Analyst: Jean Lacharite Sample Date: 05/05/22 Received Date: 05/13/22 Completed: 05/17/22 Jean Lacharite jean.lacharige@hollyfrontier.com

Recommandation: la Viscosité du fluide est 35% plus basse que normal. la viscosité cSt @ 40C de la pétro-therm est de 35.8 cSt, et notre résultat obtenu est de 23.1 cSt @ 40C. nous avons ici, un code orange et nous devons chercher la cause de cette baisse de viscosité. utilisation de solvant à la prise d'échantillon, ajout d'huile de viscosité plus légère, le rinçage finale n'a pas suffit pour enlever le nettoyeur (viscosité de 4.7 cSt) et il est resté trop de nettoyeur après avoir ajouté la Pétro-therm et cela aurait causé une baisse critique de la viscosité ou une dégradation thermique qui s'est opérée, vous allez devoir enlever les fractions légères. Il n'y a pas présences d'insolubles donc pas de dépôt solide dans le circuit ne semble en circulation. résultat obtenu est de 0.094 et la normal est entre 0.0 à 0.29. insolubles sous contrôle et normaux. Le AN est normal. La présence d'eau est marginal.

Comments: Les éléments d'usure et de contamination sont tous normaux. Pas de présence de Vanadium = pas de présence d'asphalte. Le GCD 10% est de 317.4 C et il devrait être à 382 C + ou - 10 C. les fractions légère sont en trop grand nombres et votre flash point est aussi impacté par la présence de fractions légères (low Boilers).le graphique GCD nous montre une quantité importante de fractions légères (low boilers), comme si il y avait eu un mélange avec un produit moins visqueux que la Petro-therm ou une dégradation thermique.Les GCD 50 et 90 sont normaux et n'indiquent pas une présence élevé des fractions plus lourde (high Boilers). le résultat obtenu du flash point (COC) est à 190 C. la normal est de 223 C. un différence de 33 C. c'est aussi une des raisons pour interroger sur la présence restante du nettoyeur sinon possible ou une autre raison mais nous allons devoir surveillez les porochains résultats et opérer une diminution des fractions légères (low boilers). pour enlever les fractions légères vous devez commencez par ventilé et si cela ne se résorbe pas vous devez changer une partie de votre fluide thermique à raison de 20% en remplacement, afin une viscosité à plus de 29 cSt. merci

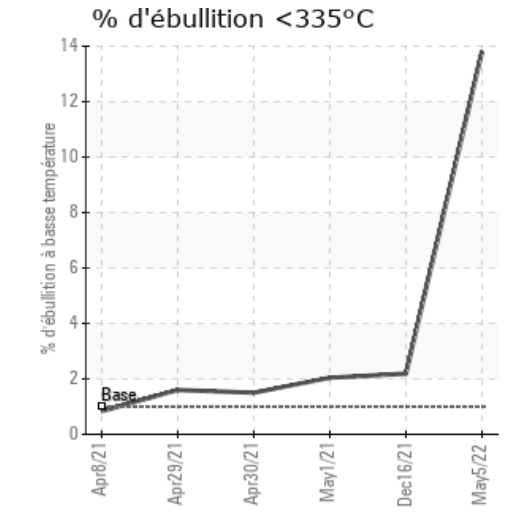
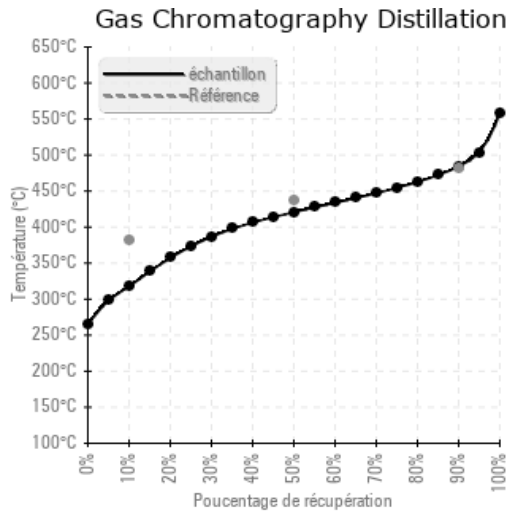
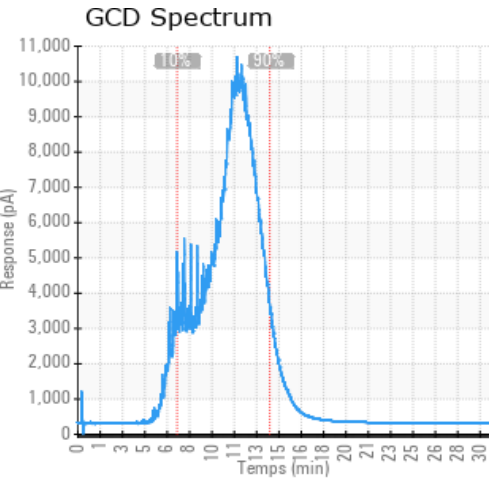
Sample Date	Received Date	Fluid Age	Sample Location	Flash Point (COC)	Water (KF)	Viscosity (40°C)	Acid Number	Solids	GCD 10%	GCD 50%	GCD 90%	GCD % < 335°C
	mm/dd/yy			°F/°C	ppm	cSt	mg/KOH/g	%wt	°F/°C	°F/°C	°F/°C	%
05/05/22	05/13/22	9.0m		374 / 190	40.4	23.1	0.24	0.094	603 / 317	789 / 421	904 / 484	13.81
12/16/21	01/10/22	0.0m	pump return before f	464 / 240	74.7	95.0	1.37	3.16	730 / 388	828 / 442	923 / 495	2.19
05/01/21	05/06/21	9.0m	retour avant filtre	471 / 244	72.3	1540	1.82	5.22	714 / 379	822 / 439	948 / 509	2.04
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 tuyanerie	446 / 230	95.9	1316	2.13	5.29	716 / 380	820 / 438	932 / 500	1.60
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
05/05/22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12/16/21	38	0	0	0	1	3	1	0	0	0	0	23	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	4	3
05/01/21	76	0	0	0	2	8	1	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	12	0	6	4	4
04/30/21	79	0	0	1	3	10	2	0	0	0	0	58	0	0	0	0	0	0	0	12	0	6	5	5
04/29/21	76	0	0	1	2	8	1	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	0	12	0	6	4	4
Baseline Data			0	0						0			0	0					0				0	

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



Historical Comments	
12/16/21	Il doit être envisagé d'enlever la quantité de solides dans le circuit, de diminuer le AN et de ramener la viscosité à la normale. Les solides diminuent l'efficacité de transfert énergétique (Chaleur), abîment les circuits et vont donc diminuer la circulation. Le AN élevé fait de la corrosion et une valeur de viscosité trop élevée demande une plus grande valeur calorifique ce qui aura pour effet de surchauffer le fluide Petro Therm et accélérer sa dégradation. Un changement de fluide pourrait aider pour rectifier le AN et la viscosité mais n'enlèvera pas les solides qui vont servir de paillard pour un retour au niveau actuel du AN et de la viscosité, dans 3 à 6 mois. Il est fortement recommandé de nettoyer le système avant de reprendre le service. Les mélanges d'usure sont normaux sauf le Sodium qui est toujours hors spec. Il n'y a pas de présence de Vanadium donc pas de présence d'asphalte dans le circuit. Le niveau de Pentanes insolubles est de 3.16%, dans une huile HTF nous considérons savoir un niveau supérieur à 0.55%. Nous avons un niveau de contamination extrêmement élevé et nous devons considérer un nettoyage afin de réviser le transfert de chaleur du circuit, avec 3.16% nous avons en suspension dans l'huile + de 50 kg de particules solides, verres, cambouis, saletés et mélanges. Il n'y a pas une présence d'eau élevée ce qui laisse entendre que le système de refroidissement est toujours en bonne fonction et qu'il n'y a pas d'entrée extérieure d'humidité ou d'eau. La viscosité de l'huile devrait se être près de 35.8 cSt et nous avons un résultat 260% supérieur à la normale encore un fois résultat extrêmement élevé. Le résultat du nombre Acide est de 1.37, la normale est de plus de 13%, avec un résultat de 0.7 nous sommes en situation sévère avec le double en peu être en position très sévère. Il y a un risque d'augmentation de la corrosion du système si on continue avec ce produit avec un AN très élevé. Les GCD 10% et 90% sont normaux. Le point d'éclair VCE est normal avec un résultat de 240 C. Le GCD 90% est anormal plus élevé de 13 C. On observe sur la courbe GCD (voir graphique) des fractions légères régulières et en petit volume, et il y a aussi des fractions lourdes qui apparaissent après le courbe central. Les fractions lourdes diminuent le transfert de chaleur, ce qui demande une plus grande d'énergie pour obtenir les mêmes résultats et augmentent l'apport de nouvelles fractions lourdes et de déchets. Les résultats de mélanges d'usure sont normaux mais il y a une contamination avec du Sodium à 54 PPM, qui implique une contamination de source externe par une autre huile/colporteur (HTF) ou autre. Le fer est correct sous 200 ppm. L'AN échantillon est de 1.81 et le AN normal devrait se situer entre 0.0-1.9. 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 1540 cSt @ 40C de plus de 43 fois. La différence est très élevée il y a de l'oxydation et des matières solides accumulées. Je ne vois aucune présence de l'élément Vanadium = 0 PPM, mais le soufre (Soufre) est élevé à 1178 PPM cela pourrait provenir d'un produit autre que la Petro Therm. Les insolubles sont à 5.22 ce qui suggère, approximativement 90 kg de débris et de suie/carbone en circulation dans le système de 2000 litres et une huile normale 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 d'origine à la corrosion ou de l'oxydation ou un stress thermique. (démarrage rapide trop intense, ou autres). Cela a pour effet possible de décolorer 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 est maintenue autour de 2 psi(14 kPa), un changement complet précédé d'un nettoyage et un rinçage serait la meilleure solution.
05/01/21	Recommandations: Les résultats de mélanges 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/colporteur (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 0.0-1.9. 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 accumulées. Je ne vois aucune présence de l'élément Vanadium = 0 PPM, mais le soufre (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 normale 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 d'origine à la corrosion ou de l'oxydation ou un stress thermique. (démarrage rapide trop intense, ou autres). Cela a pour effet possible de décolorer 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 est maintenue autour de 2 psi(14 kPa), un changement complet précédé d'un nettoyage et un rinçage serait la meilleure solution.
04/30/21	Recommandations: Les résultats de mélanges d'usure sont normaux mais il y a une contamination avec du Sodium à 54 PPM, qui implique une contamination de source externe par une autre huile/colporteur (HTF) ou autre. Le fer est correct sous 200 ppm. L'AN échantillon est de 2.13 et le AN normal devrait se situer entre 0.0-1.9. 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 1316 cSt @ 40C de plus de 36 fois plus de viscosité. La différence est très élevée il y a de l'oxydation et des matières solides accumulées. Je ne vois aucune présence de l'élément Vanadium = 0 PPM, mais le soufre (Soufre) est élevé à 1181 PPM cela pourrait provenir d'un produit autre que la Petro Therm, ou l'accumulation de produit oxydés et insolubles sont à 5.22 ce qui suggère, approximativement 90 kg de débris et de suie/carbone en circulation dans le système de 2000 litres et une huile normale 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 d'origine à la corrosion ou de l'oxydation ou un stress thermique. (démarrage rapide trop intense, ou autres). Cela a pour effet possible de décolorer 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 est maintenue autour de 2 psi(14 kPa), un changement complet précédé d'un nettoyage et un rinçage serait la meilleure solution. Nous pouvons calculer un weekend pour vidanger, nettoyer, rincer et remplir à neuf.
04/29/21	Recommandations: Les résultats de mélanges d'usure sont normaux mais il y a une contamination avec du Sodium à 54 PPM, qui implique une contamination de source externe par une autre huile/colporteur (HTF) ou autre. Le fer est correct sous 200 ppm. L'AN échantillon est de 2.13 et le AN normal devrait se situer entre 0.0-1.9. 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 1316 cSt @ 40C de plus de 36 fois plus de viscosité. La différence est très élevée il y a de l'oxydation et des matières solides accumulées. Je ne vois aucune présence de l'élément Vanadium = 0 PPM, mais le soufre (Soufre) est élevé à 1181 PPM cela pourrait provenir d'un produit autre que la Petro Therm, ou l'accumulation de produit oxydés et insolubles sont à 5.22 ce qui suggère, approximativement 90 kg de débris et de suie/carbone en circulation dans le système de 2000 litres et une huile normale 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 d'origine à la corrosion ou de l'oxydation ou un stress thermique. (démarrage rapide trop intense, ou autres). Cela a pour effet possible de décolorer 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 est maintenue autour de 2 psi(14 kPa), un changement complet précédé d'un nettoyage et un rinçage serait la meilleure solution. Nous pouvons calculer un weekend pour vidanger, nettoyer, rincer et remplir à neuf.

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.