

PLYNOVODNÍ ÚSADY JAKO ZDROJ INFORMACÍ O STAVU PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

Tomáš Hlinčík^a, Daniel Tenkrát^a, Pavel Šimáček^b

^aÚstav plyných a pevných paliv a ochrany ovzduší, Vysoká škola chemicko-technologická v Praze, Technická 5, 166 28 Praha 6, e-mail: hlinickt@vscht.cz

^bÚstav technologie ropy a alternativních paliv, Vysoká škola chemicko-technologická v Praze, Technická 5, 166 28 Praha 6

Čištění tranzitních i vysokotlakých vnitrostátních plynovodů je standardní operace prováděná všemi provozovateli tranzitních i distribučních plynovodů. Vnitřní inspekce plynovodů prováděná inteligentními inspekčními nástroji (tzv. ježky) pak poskytuje provozovatelům plynovodů důležité informace např. o úbytcích materiálu, korozi či mikro-trhlinách ve stěně plynovodů. Nicméně i složení a charakter plynovodních úsad získaných provozním čištěním, které zpravidla předchází použití inteligentních ježků, může provozovatelům poskytnout důležité informace o stavu potrubní sítě a může pomoci identifikovat provozní problémy i jejich zdroj. V tomto článku bylo u vybraných vzorků plynovodních úsad nejprve provedeno stanovení těkavých podílů a stanovení popela. Následně byl proveden prvkový rozbor anorganické podílu a stanovení obsahu vody v kapalných vzorcích. Součástí analýz byla i identifikace původu olejových fází. Z výsledků lze konstatovat, že jsou plynovodní úsady tvořeny z větší části anorganickými produkty koroze kovových materiálů potrubí doprovázené dalšími minoritními prvky. Kapalná část úsad má povahu uhlovodíkové směsi s majoritním zastoupením turbínového oleje z kompresorových stanic. Plynovodní úsady jsou tvořeny přibližně 60 – 90 % turbínového oleje a 10 – 40 % vyšších uhlovodíků. Množství vody v plynovodních úsádách bylo pouze ve stopovém množství.

Klíčová slova: plynovodní úsady; plynárenství; plynovody

Došlo 22. 8. 2019, přijato 20. 9. 2019

1. Úvod

Zemní plyn dodávaný distribučními soustavami koncovým zákazníkům je prostý nečistot a musí splňovat kvalitativní parametry definované v Řádu provozovatele distribuční soustavy, případně platnou vyhlášku [1]. Přesto může zemní plyn dopravovaný v přepravních soustavách obsahovat malá množství nečistot. Především při přepravě velkých objemů plynu dochází k postupnému usazování těchto nečistot v tranzitních plynovodech, a proto je třeba provádět pravidelné provozní čištění.

Čištění vysokotlakých tranzitních plynovodů je činnost, kterou pravidelně provádějí všichni provozovatelé tranzitních soustav (TSO) za pomoci tzv. čistících ježků. Čištění zpravidla předchází vnitřní inspekci stavu plynovodu, která se zaměřuje na identifikaci úbytků materiálu plynovodu spojených s korozi, či na vady materiálu, jako jsou mikrotrhliny a laminace nebo monitoring stavu svarů. Nicméně i samotné úsady vytlačené z plynovodu za pomoci čistícího ježka mohou poskytnout důležité informace nejen o aktuálním stavu sítě, ale i o její historii.

Výskyt plynovodních úsad (kondenzátů) ve vysokotlakých potrubích může způsobovat vážné provozní problémy. Je proto nezbytné, aby byla pravidelně prováděna údržba potrubních linií pomocí tzv. ježkování. Ježkování patří mezi běžné operace pro údržbu potrubních linií jak v plynárenském, tak i ropném průmyslu. Pravidelné ježkování odstraňuje plynovodní úsady (kondenzát), které snižují objemový průtok plynu potrubím a tím zvyšují celkový pokles tlaku.

Plynovodní úsady jsou obvykle tvořeny především mechanickými nečistotami (jíly, písky, kousky korozních

produktů), kompresorovým olejem a vodou. Dále mohou obsahovat vyšší uhlovodíky, které v důsledku termodynamických podmínek mohou přecházet do kondenzátu [2,3,4].

Nečistoty, či úsady, získané provozním čištěním mohou mít různou formu, která často reflektuje charakter nebo pozici čištěného plynovodního úseku.

V praxi se lze setkat s těmito typy úsad:

- úsady tvořené pouze pevnými složkami,
- úsady tvořené pouze kapalnými složkami,
- úsady tvořené kapalnou složkou s více fázemi,
- úsady tvořené pevnou a kapalnou složkou s více fázemi.

V případě pevných úsad může provozovatel plynovodu očekávat zbytky zeminy z výkopu, (v případech, kdy při výstavbě či opravách nebyly dodržovány technologické postupy) nebo například korozní zplodiny vnitřního povrchu potrubí a v ojedinělých případech i další pevné složky, jako např. sloučeniny síry apod.

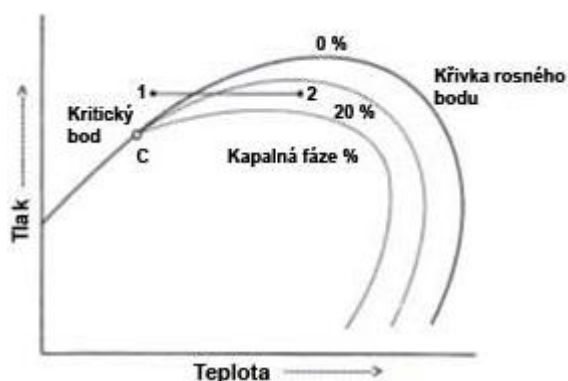
Pokud se podíváme na kapalně podíly, jednou ze složek může být voda. Jejím zdrojem může být výše zmíněná technologická nekázeň při výstavbě a opravách plynovodů, ale i další zdroje (jako jsou podzemní zásobníky nebo výroby plynu v případě poruchy na technologii sušení). Zdrojem však mohou být i nadřazené plynárenské soustavy. Technologie sušení zemního plynu pomocí absorpčních postupů mohou být zdrojem úniků dalších kapalných kontaminantů, konkrétně glykolů, v případě nesprávného provozování. Daleko častějším zdrojem kapalných podílů v plynovodech jsou však úniky kompresorového a turbínového oleje z kompresních stanic.

Zemní plyn jako takový obsahuje i stopová množství uhlovodíků s více než šesti atomy uhlíku v molekule, které se následně mohou absorbovat v nahromaděném oleji. Zvýšené obsahy vyšších uhlovodíků pak lze pozorovat u plynu těženého z ropo-plynových ložisek nebo u plynu z podzemních zásobníků, které tato vytěžená ložiska využívají jako skladovací obzory.

Tvorba kondenzátu může být způsobena ještě dalším jevem, a to tzv. retrográdní kondenzací. V důsledku změny teplotních nebo tlakových podmínek v plynovodu může docházet k vylučování vyšších uhlovodíků obsažených v přepravovaném plynu ve formě kapalné fáze a vytváření plynovodního kondenzátu [5].

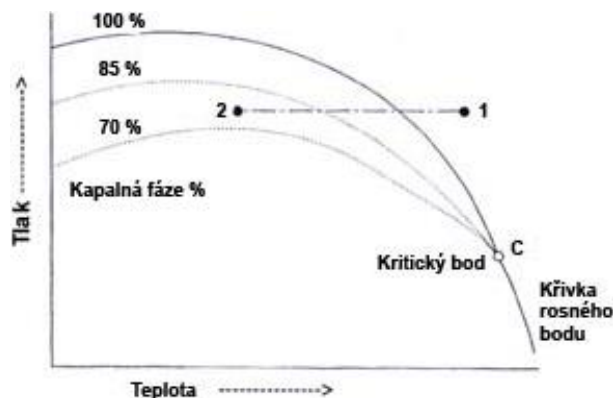
Fázové rovnováhy zemního plynu s obsahem vyšších uhlovodíků jsou závislé na složení zemního plynu díky rozdílným fyzikálním vlastnostem jednotlivých uhlovodíků. Hranice mezi plynnou a kapalnou fází je popsána křivkou rosných bodů. Při překročení této křivky do dvofázové oblasti dochází nejprve k oddělování vyšších uhlovodíků z plynné fáze, a tím také ke změně složení plynné fáze. Retrográdní kondenzace může také nastat za určitých podmínek při izotermním snižování tlaku, kdy dochází ke kondenzaci určitého podílu uhlovodíků, aby následně při dalším snižování tlaku došlo k jejich opětovnému přechodu do plynné fáze [6].

Pozice kritického bodu C na fázové obálce může vést obecně k různým retrográdním jevům. Obr. 1 ukazuje u hypotetické směsi uhlovodíků, že izobarické zvýšení teploty z bodu 1 do bodu 2 má za následek kondenzaci vyšších uhlovodíků a toto chování můžeme označit jako retrográdní kondenzaci. Znamená to, že zvýšení teploty plynu stlačeného na vysoký tlak nemusí být správné opatření proti retrográdní kondenzaci. Naopak při adiabatickém snížení teploty (viz obr. 2) nebo při izotermickém snížení tlaku může docházet k opětovnému odpařování kapalné fáze, což je označováno jako retrográdní odpařování.



Obr. 1 Příklad retrográdní kondenzace za konstantního tlaku [7]

Fig. 1 Example of retrograde condensation at constant pressure [7]



Obr. 2 Příklad retrográdního odpařování [7]

Fig. 2 Example of retrograde vaporization at constant pressure [7]

2. Experimentální část

Základním předpokladem pro získání vypovídajících výsledků je reprezentativnost vzorků. Tu je třeba zajistit již při samotném odběru po ukončení čištění plynovodu, protože neodborným odběrem může dojít ke zkreslení výsledků získaných následnými laboratorními rozborů.

Jak bylo zmíněno v úvodu, při čištění a inspekci tranzitních plynovodů se můžeme setkat se třemi typy úsad či nečistot. Prvním typem jsou pevné, zjevně suché úsady tvořené zpravidla prachem, struskou a korozními zplodinami. Druhým typem jsou kapalné kondenzáty bez rozptýlených pevných částic, které ovšem mohou být tvořeny i více složkami (např. vodní a olejovou). Logicky posledním typem jsou potom nečistoty tvořené směsí pevných a kapalných podílů. Poměr mezi pevnou a kapalnou fází je velmi proměnlivý a závisí na mnoha faktorech. V důsledku toho se vyskytují jako různě tekuté „bahno“. Také množství nečistot vytlačené z čištěného potrubního úseku se značně liší a závisí na celé řadě vedlejších faktorů. Běžně se však pohybuje v rozmezí jednotek až desítek kilogramů.

2.1. Vzorková základna

Surové vzorky plynovodních kondenzátů byly získány z provozního čištění plynovodů v České republice. Vzorky pocházejí z přepravní vnitrostátní soustavy a z hraničních předávacích stanic. Naším hlavním důvodem pro výběr těchto vzorků bylo pokrýt důležité plynovody české plynárenské soustavy. Z důvodu důvěrnosti nejsou plynovodní kondenzáty pojmenovány a jsou označovány jako vzorky 1 – 6.

2.2. Základní charakteristika

Vzorky úsad z čištění plynovodů byly v závislosti na jejich charakteru (tj. poměru mezi pevnou a kapalnou fází) upravovány a podrobovány několika analytickým stanovením. Prvním krokem bylo tedy oddělení jednotlivých fází.

U pevné fáze bylo provedeno stanovení celkového obsahu popela (anorganických podílů), stanovení množství spalitelných organických podílů (C, H, N, S analýza) a stanovení prvkového složení anorganického podílu.

U kapalných fází jsou důležitými charakteristikami stanovení obsahu vody, stanovení glykolů a především identifikace původu olejových/uhlovodíkových fází.

2.3. Stanovení anorganického a organického podílu v pevných vzorcích

Aby byla zaručena reprezentativnost stanovení, bylo nutné vzorky nečistot předupravit. Předúprava byla provedena především proto, že ne všechny vzorky se nacházejí čistě v pevném stavu, ale mohou být rovněž dispergované v olejové nebo vodné složce v podobě „bahna“. Optimálním řešením se ukázala být filtrace plynovodních nečistot s následným vysušením pevných podílů na filtračním papíře po dobu 24 hodin při laboratorní teplotě.

V takto separovaném pevném podílu se dále stanovoval podíl lehkých uhlovodíků. Za lehké podíly byly v tomto případě považovány látky, které mají bod varu do 105 °C. Je třeba poznamenat, že při této teplotě se provádí stanovení vody v tuhých palivech a uhlí dle ČSN 44 1377 [8] a ISO 589 [9].

Cílem této analýzy bylo zjistit, jaké množství těkavých podílů (uhlovodíků popř. vody) je obsaženo v pevném podílu plynovodních úsad a připravit sadu reprezentativních vzorků pro stanovení popela. Analýza byla provedena jako stanovení vody v analytickém vzorku uhlí, tzn. sušením v sušárně při teplotě 105 °C.

Další prováděnou analýzou bylo stanovení obsahu popela, ke kterému byly použity původní vzorky pevných podílů i upravené vzorky po stanovení lehkých těkavých podílů. Vlastní stanovení popela bylo provedeno v muflové peci při definovaném nárůstu teploty na 850 °C podle ČSN EN ISO 1171 [10]. Cílem této analýzy bylo zjistit obsah pevných anorganických (nespalitelných) látek ve vzorku.

2.4. Prvkové složení anorganického podílu v pevných vzorcích

Vzorky po stanovení popela byly podrobeny rentgenové fluorescenční analýze na sekvenčním XRF spektrometru. Metoda umožňuje stanovení všech prvků v rozmezí atomových čísel 22 až 99, při použití vakua je možno stanovit i prvky s atomovým číslem menším než 22.

Cílem tohoto stanovení bylo zjistit zastoupení prvků v pevné fázi plynovodních úsad za účelem identifikace hlavního zdroje těchto nečistot. Obsah železa ve vzorcích společně s množstvím úsad vytlačených z plynovodu může být zásadní pro determinaci korozních dějů probíhajících uvnitř plynovodu. Obsah křemíku a hliníku v úsadách zase vypovídá o přítomnosti jílu a půdy uvnitř plynovodu.

2.5. Stanovení obsahu vody v kapalných vzorcích

Přítomnost vody v plynovodech představuje vážný problém z hlediska koroze vnitřního povrchu plynovodu a zejména pak v tranzitních plynovodech hrozí nebezpečí tvorby hydrátů. Z tohoto důvodu se rozbor kondenzátů zaměřuje i na stanovení vody.

Obsah vody byl stanoven v kapalném podílu získaném po filtraci původních surových nečistot. Pro stanovení obsahu vody v kondenzátech bylo využito coulometrické titrace podle Karla Fischera, která je jednou z nejrozšířenějších a nejuniverzálnějších metod stanovení vody.

2.6. Identifikace původu olejových fází

Olejová fáze tvoří podstatnou část většiny nečistot získaných při čištění, proto jejich důkladná analýza představuje jeden ze základních prvků jejich hodnocení.

Dnešní analytické metody založené především na plynové chromatografii s hmotnostním detektorem (GC-MS) jsou schopné identifikovat mnoho složek olejových fází plynovodních kondenzátů. Nicméně „seznam“ stovek sloučenin, které kondenzáty tvoří, není vhodným typem výstupu pro jeho hodnocení a hodí se spíše pro sledování předem specifikovaných látek. Při analýze vysokovroucích organických látek může při klasických technikách GC-MS nastat problém s neúplnou elucí těžkých podílů, což pak může zkreslit interpretaci výsledků analýzy. Jako vhodnější se proto jeví metoda tzv. simulované destilace pracující s technikou vysokoteplotní plynové chromatografie (HTGC).

Výhodou této techniky je její univerzálnost, kdy lze stanovit destilační charakteristiku od nejllehčích benzínových frakcí přes petrolejové a olejové frakce až po atmosférické a vakuové ropné zbytky a oleje.

3. Výsledky a diskuse

U vybraných vzorků plynovodního kondenzátu z provozního čištění plynovodů bylo v separované pevné fázi nejprve provedeno stanovení obsahu těkavých podílů (včetně vody v analytickém vzorku) s bodem varu do 105 °C. Následně bylo provedeno stanovení popela při teplotě 850 °C v muflové peci. Stanovení bylo prováděno u vzorků původních i po stanovení obsahu těkavých látek. Výsledky stanovení jsou uvedeny v tabulce 1. Hmotnostní zlomek těkavých podílů ve vzorcích, zahrnujících i vodu, se pohyboval v rozmezí 3 – 8 %, z čehož vyplývá nepříliš významné zastoupení těchto látek v plynovodních úsadách. Naopak popel tvořil polovinu až tři čtvrtiny hmoty všech vzorků, z čehož vyplývá, že majoritní část testovaných plynovodních úsad tvoří anorganické látky. Zbytek je tvořen spalitelnými organickými podíly, jejichž identifikace je diskutována níže.

I přes skutečnost, že se obsahy anorganických podílů v testovaných vzorcích pohyboval v poměrně jasně vymezeném rozsahu (cca 50 - 75 %), je nutné konstatovat, že v provozní praxi se lze setkat i se vzorky obsahujícími výhradně kapalnou podíly nebo naopak úsady tvořené z více než 90 % pevnými anorganickými složkami.

Tab. 1 Stanovení těkavých podílů a popela v separovaném pevném podílu plynovodních úsad

Tab. 1 Determination of volatile fractions and ash in separated solid phase of pipeline deposits

	Hmotnostní zlomek lehkých podílů s bodem varu do 105 °C [%]	Hmotnostní zlomek popela v původním vzorku [%]	Hmotnostní zlomek popela po stanovení lehkých podílů [%]
1	3,1	70,6	72,9
2	4,2	53,5	55,8
3	4,9	58,5	61,4
4	3,4	60,8	62,9
5	5,8	60,3	63,8
6	7,8	56,1	60,5

Za účelem identifikace původu anorganických podílů v plynovodních kondenzátech bylo u výše uvedených vzorků popela provedeno stanovení prvkového složení pomocí rentgenové fluorescenční analýzy. Výsledky stanovení jsou uvedeny v tabulce 2, přičemž v tabulce jsou uvedeny pouze prvky, které mají hmotnostní zlomek vyšší než 0,1 %.

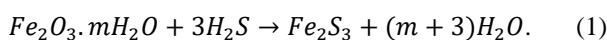
Tab. 2 Prvkový rozbor popela v separovaném pevném podílu

Tab. 2 Elemental analysis of ash in separated solid phase

Prvek	Hmotnostní zlomek [%]					
	1	2	3	4	5	6
Na	0,2	0,3	0,5	0,5	0,2	0,4
Mg	0,3	0,3	0,6	0,6	0,3	0,5
Al	1,9	2,3	5,5	4,2	1,9	4,4
Si	5,1	7,4	14,2	13,1	5,2	11,2
S	1,2	0,9	0,5	1,6	1,4	1,0
K	0,3	0,4	1,1	0,7	0,3	0,9
Ca	2,2	1,5	1,1	2,7	2,7	1,7
Ti	0,1	0,2	0,3	0,2	0,1	0,2
Mn	1,2	1,2	1,1	1,2	1,3	1,1
Fe	87,3	85,3	74,9	74,7	86,3	78,2

Majoritním prvkem ve všech vzorcích je železo, jehož hmotnostní zlomek se pohybuje v rozmezí 74 – 88 %. Železo, mangan a titan pocházejí převážně z materiálu potrubí. Draslík, vápník, křemík, hořčík, sodík a hliník pak pocházejí z jílu, resp. ze zemin, které se zanesly do potrubí při jeho výstavbě nebo při opravách. Síra přítomná v plynovodním kondenzátu může mít dvojí formu. Buď se může jednat o síru přítomnou ve formě sulfidu železnatého jako možného produktu probíhající koroze v potrubí, nebo může jít o elementární síru. Její vznik souvisí do jisté míry rovněž s korozi a lze ho popsat po-

dobnými reakcemi, které probíhají při zachycování sirovodíku plynárenskou čisticí hmotou [11]. Nejprve dochází k reakci:



Sulfid železitý není stálý a rozpadá se na sulfid železnatý a síru podle:



V praxi je v některých případech v plynovodním kondenzátu stanoven poměrně vysoký obsah vody. To je způsobeno zejména nedbalostí při opravách plynovodních úseků. V případě zvýšeného obsahu vody lze zvláště v blízkosti podzemních zásobníků zaznamenat rovněž přítomnost glykolů, které pocházejí z technologií sušení zemního plynu. Ani u jednoho ze šesti analyzovaných vzorků však nic takového pozorováno nebylo. Obsah vody stanovený v oddělených kapalných podílech jednotlivých vzorků pomocí Karl Fischerovy titrace byl u všech testovaných vzorků velmi nízký (viz tabulka 3).

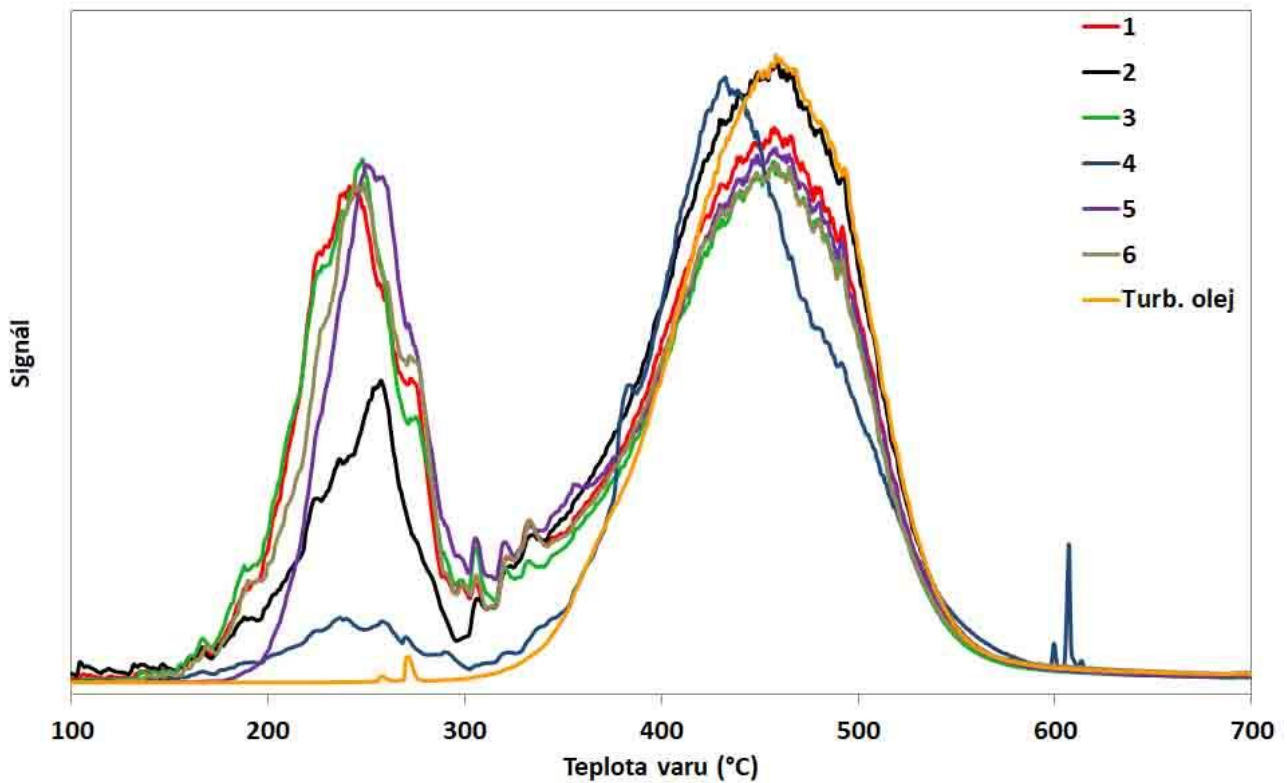
Tab. 3 Hmotnostní zlomek vody v separovaném kapalném podílu

Tab. 3 Mass fraction of water in separated liquid phase

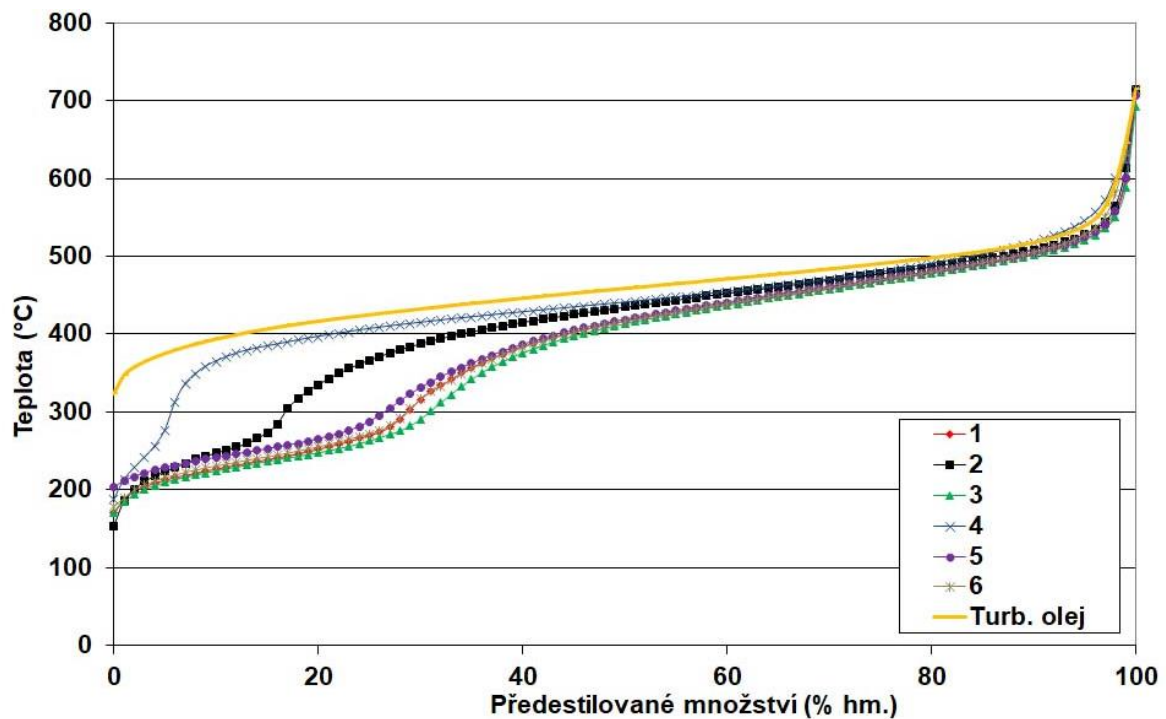
Vzorek	Hmotnostní zlomek (%)
1	0,0038
2	0,0031
3	0,0031
4	0,0034
5	0,0042
6	0,0043

Kromě monitoringu obsahu vody v plynovodním kondenzátu, z důvodu minimalizace rizika vzniku koroze, je důležitá i identifikace původu organických podílů. Z tohoto důvodu byla u oddělených kapalných vzorků stanovena destilační charakteristika metodou simulované destilace. Současně tak byl získán i charakteristický chromatografický záznam všech vzorků. Pro účely porovnání byla simulovaná destilace aplikována i na vzorek typického turbínového oleje používaného při provozu kompresorových stanic. Chromatografické záznamy analyzovaných vzorků a turbínového oleje jsou uvedeny na obrázku 3. Na obrázku 4 jsou pak uvedeny výsledky simulované destilace.

Z obrázku 3 je patrný charakteristický tvar chromatografických záznamů, pro které jsou typické dvě obalové křivky zahrnující uhlovodíky s odlišnou těkavostí. První obalová křivka vykazuje maximum s bodem varu cca 250 °C a zahrnuje pravděpodobně vlastní plynový kondenzát, tedy uhlovodíky mající svůj původ v zemním plynu. Druhá obalová křivka s maximem kolem bodu varu okolo 430 °C pak představuje uhlovodíky, které pocházejí z turbínového oleje.



Obr. 3 Chromatogramy kapalných vzorků a turbinového oleje transformované do souřadnic signál vs. teplota varu
Fig. 3 Chromatograms of liquid samples and turbine oil transformed into coordinates signal vs. boiling point



Obr. 4 Destilační křivky simulované destilace kapalných vzorků
Fig. 4 Distillation curves of simulated distillation of liquid samples

U většiny vzorků je chromatografický záznam v této oblasti téměř totožný s referenčním vzorkem turbínového oleje. Mírná odlišnost záznamu vzorku č. 4 je způsobena pravděpodobně pouze odlišným typem turbínového oleje.

Ze získaných dat a porovnáním se vzorkem čistého turbínového oleje bylo možné stanovit přibližný obsah turbínového oleje a vlastního plynového kondenzátu. Výsledky tohoto stanovení jsou uvedeny v tabulce 4 a lze je docela dobře odhadnout i z destilačních křivek (obr. 3), na kterých lze pozorovat 2 charakteristická plata. Z výsledků je zřejmé, že hlavní část kapalné fáze plynovodních úsad tvoří turbínový olej, vlastní plynový kondenzát pak tvoří maximálně jednu třetinu tohoto materiálu.

Tab. 4 Obsah turbínového oleje v kapalných fázích vzorků

Tab. 4 Turbine oil content in the liquid phase samples

Vzorek	Hmotnostní zlomek turbínového oleje [%]	Hmotnostní zlomek kondenzátu [%]
1	68,1	31,9
2	78,3	21,7
3	66,6	33,4
4	90,6	9,4
5	68,7	31,3
6	67,9	32,1

4. Závěr

Na základě analýz šesti plynovodních úsad lze konstatovat, že tyto úsady jsou obvykle více než z poloviny tvořeny anorganickými produkty koroze kovových materiálů potrubí či technologických zařízení (především oxidy železa, v menším množství případně i sulfidy). Kapalná část úsad má povahu uhlovodíkové směsi, jejíž majoritní část představuje turbínový olej z kompresorových stanic, menší část pak představují uhlovodíky pocházející pravděpodobně z původního zemního plynu. Plynovodní úsady tak obsahují přibližně 60 - 90 % turbínového oleje a 10 - 40 % vyšších uhlovodíků, které jsou součástí plynovodního kondenzátu. Vodu obsahují nečistoty pouze ve stopovém množství (do 0,005 %).

Je nutno poznamenat, že oproti výsledkům prezentovaným v této práci, mohou provozovatelé plynovodů nečistota přijít do kontaktu i s úsady neobsahujícími žádné nebo pouze minimální množství kapalných podílů, a také naopak s úsady tvořenými pouze kapalnými podíly.

Systematické sledování množství a složení plynovodních úsad může sloužit jako doplňková metoda sledování stavu plynovodního potrubí, která může na základě specifického složení nečistot indikovat nestandardní provoz plynovodu či poruchu technologií úpravy plynu.

Literatura

1. Vyhláška č. 108/2011 Sb. o měření plynu a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném uskladňování, neoprávněné přepravě nebo neoprávněné distribuci plynu.
2. Xu X., Gong J.: Pigging simulation for horizontal gas-condensate pipelines with low-liquid loading; *Journal of Petroleum Science and Engineering* 48, 2005, 272.
3. Schouten, J. A.: Janssen-van Rosmalen, R., Michels J. Condensation in gas transmission pipelines. Phase behavior of mixture of hydrogen with natural gas; *International Journal of Hydrogen Energy* 30, 2005, 661.
4. Kuzmić A., et al.: Flow improver additives for gas condensate. *Fuel* 86, 2007, 1409.
5. Peters C., Loos T., Swaan A. J.: On the retrograde condensation of one or two liquids. *Fluid Phase Equilib* 70, 1991, 185.
6. Voulgaris M. Prediction and verification of hydrocarbon liquid drop out of lean natural gas: Dissertation thesis. Technische Universiteit Delft, 1995.
7. Danesh A. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluid. 1st ed. 1998. ISBN 978-0444821966.
8. ČSN 44 1377. Tuhá paliva - Stanovení obsahu vody. 2004.
9. ISO 589:2008. Hard coal - Determination of total moisture. 2008.
10. ČSN ISO 1171. Tuhá paliva - Stanovení popela. 2011.
11. Perna F., Riedel R.: Plynárenství – část II. SNTL, Praha 1957.

Summary

Gas deposits from pipeline cleaning as an indicator of the pipeline condition

Tomáš Hlinčík, Daniel Tenkrát, Pavel Šimáček

Cleaning of pipelines is standard operation prior to internal inspection of gas pipelines performed regularly by all transmission system operators and very often also by distribution system operators. Internal inspection performed by intelligent inspection tools is important procedure which identifies e.g. material loss, corrosion or cracks in pipeline system. However, also liquid or solid deposits, obtained during pipeline cleaning, can provide much information on pipeline condition and can help its operator with identification of possible problems and its sources. Samples of pipeline deposits were studied using various procedures and techniques. First, the ratio of volatile compounds and the ash content were determined. In the next step, elementary analysis of inorganic fractions of the samples was carried out and water content in liquid fractions was determined. The study on the origin of oil

fractions was also carried out. The results obtained indicated that studied deposits consisted mainly of inorganic products such as corrosion residues of steel piping accompanied by other minor elements. The liquid fractions of studied samples were complex hydrocarbon mixtures with a significant ratio of turbine oil from compressor stations. The typical composition varied between 60-90 % of turbine oil and 10-40% of higher hydrocarbons (gasoline). The water content identified in samples was in all cases in trace levels.