

## 高含水条件下管道防腐措施

王 彦

编译: 吴良彦 (中国石油集团工程设计有限责任公司华北分公司)

王 彦

审校: 黄希陶 (华北石油管理局综合五处)

**摘要** 有关新型管道(带内涂层钢管、柔性聚合物管和玻璃纤维塑料管)在下瓦尔托夫斯克油田应用的一些问题应值得重视。应用表明,新型管道的引进和由工作性能引起的许多无可置疑的事实,会看到一些隐蔽的问题。根据流体输送的条件,推荐几种管材以供选择。

**关键词** 集输管道 管道腐蚀 防腐材料 含水率

大多数西西伯利亚大油田已进入开发晚期,其特点为采油量降低,产出液含水量升高,油矿设备和管道的腐蚀加剧。尽管许多防腐方法早已熟知,但西西伯利亚石油工作者在近 57 年内才开始接受其中的一些方法。这期间,石油企业对新型管子产品的兴趣提高了,从而促进人们对产品推广工作的积极性。

萨莫特洛尔油气联合股份公司(“Самотловское нефтегазовое предприятие”)把萨莫特洛尔(Самотловское)大油田作为新产品推广的主要对象,该油田的原油虽是用气举法和机械法开采的,而油井的含水量却达到 94%<sup>[1]</sup>。近十年来,油气收集系统(包括井组的出油管和一、二级可伸缩结构的集油汇管)出现的事故障最高。还在 90 年代初就把在钢管内表面涂涂料作为管道防腐的首选方法,并针对下瓦尔托夫斯克(Валтовское)市的条件对生产内涂层管子的单位提出了该项任务。于 1995 年,直径为 114720mm 的管子涂涂料生产线投产。这条生产线的设备是由法国一家管子公司提供的。考虑到工厂的能力,该设计一开始就只用国产材料,特别是圣彼得堡市的一家涂料公司生产的环氧涂料。运用焊接接头保护的基本方法——铝锌合金保护层法,就是用电弧法把它们喷涂在管子两端。1996 年,这种管子开始在萨莫特洛尔油田应用,并显露出它的优缺点。

由于腐蚀性破坏是最危险的一种腐蚀,即所谓沟槽式腐蚀,这种腐蚀会导致管体开裂,而在大直

径(325530mm)的管道上,使用这种涂料可以完全不脱落,这就是它的优点。用保护层保护焊接接头这种考虑不周的做法就是它的缺点,实际上这种做法会导致有些管道在投产 8 个月后,靠近焊缝部位的严密性受到破坏。

由于事故率高,1998—2001 年更换了 1996—1997 年投产的喷涂保护层接头的 90km 管道。运行条件的调查表明,在高速(36m/s)的气举法开采地区,无故障运行 816 个月后,管道多次出现气孔;在机械法开采地区,介质流动速度(0.4—2.0m/s)低得多,管道平均安全工作 2632 个月内,管道只出现个别气孔;同时,在个别地区,介质流动速度缓慢(0.10.5m/s)的管段,无故障运行期竟达到 4852 个月。

不严密性只集中出现在焊接和喷涂保护层的范围内,后者分布在焊缝两边 300mm 处。运行期间(5 年)没有看到因环氧涂料的破坏而引起的管子本身出现不严密性。

从 1997 年起对焊接接头区域保护方法的筛选进行了研究。目前,许多有喷涂涂料车间的企业把目标锁定在采用保护衬套上,即在管内安装衬套并保证焊接区域的机械闭合。德国一家公司在这方面积累的经验最多,该公司将类似的衬套成功地运用在不同型号管道的连接上,已经超过 25 年。

借助该公司的衬套可以把管子连接的工艺周期放在配制以环氧树脂为主的双组分胶黏剂上,将这种胶黏剂涂到管子的任一端,通过手工的方法把带密封胶圈的衬套安装在管内,用吊管机吊起所连接管子的端部,涂上胶黏剂,测量好间隙并焊接上。为了保护衬套的内涂层避免烧坏,在里面安装有特殊的绝热材料。

在萨莫特洛尔油田,装有德国公司的衬套管道的操作期为二年半,这期间未发现严密性破坏现象。2000—2001 年,为了敷设带内涂层管道,开始使用国产衬套,从其工艺性能(质量,外形尺寸,安装时间)方面来看不及德国公司的衬套,但成本低得多。

推广使用带内涂层和保护衬套管道的主要问题

是如何执行管道施工工艺，特别是在冬季。在寒冷的季节里，为了安装衬套，必须保证制备环氧胶黏剂（20℃）和所连接管端（50℃）的温度条件。若条件不满足，就会减缓环氧树脂的聚合过程，结果会破坏连接的工艺。在野外，尽可能用专门的加热手段来解决上述问题，但这不可避免地会增加施工成本。因此，另一种途径就是需要研究适合于西西伯利亚条件的可筛选的连接方案。为此，在冬季施工情况下，带内涂层管子焊接接头保护方法的选择就成为迫切问题，但这个问题至今尚未解决。

把用宽度不大于100mm的双金属环连接管道的方法，作为冬季施工采用保护衬套可供选择的方案。在车间里事先将双金属环焊接到管子的端部，将其内涂层涂刷后送到现场，在现场，将管道焊接起来。双金属环具有双层结构，碳钢作为主层，其表面有薄薄的一层（0.51.5mm）不锈钢。还在1976年，全苏油矿管线设计和使用科学研究所（ИИИ）（在萨马拉市）的研究人员研究了用不锈钢环连接带内涂层碳钢管道的方案，但由于不锈钢和碳钢的可焊性问题未得到推广。目前，已经详细制定了这种焊接工艺，但是，这并不是这项研究中最复杂的问题。

管道运行的预计期限不少于10年，使用双金属环最致命的地方，特别是不锈钢部分，通常在氯化物含量高的介质中，后者可能易受局部腐蚀。因此，该连接方法没有得到普及，而且在西部地区并未使用。试验证明，在完全无腐蚀的一段时期后，对于大多数用于酸性介质常规钢号的不锈钢来说，大于1g/L的氯化物浓度会引起点状腐蚀。考虑到西西伯利亚油田的地层水中氯化物含量为730g/L，应该估计到不锈钢产生局部腐蚀潜在的可能性较高<sup>[2]</sup>。至此，在带双金属环管道运行的情况下，完全无腐蚀时期的持续性问题就成为一个主要问题。为了解决这个问题，从1988年开始进行双金属管和环的试验，对依若尔斯基（ИИИ）厂生产的直径为114mm的双金属管（08X18H10T钢）样品，放在萨莫特洛尔油田一个井组的旁路管线里运行3年后进行观察，在不锈钢的表面上，检查出存在深度达1mm的局部损坏。而另一条由该厂生产的直径为426mm、长度为315m的带内涂层和双金属环（08X18H10T+20号钢）的管道，在1999年和2000年两次检查后，没有发现腐蚀痕迹，安全运行超过3年。所输送的产出液，氯化物含量为79g/L，水含量大于90%，气体含量也高。输送速度超过3m/s。

因此，双金属环无事故工作寿命问题没有解决，而作出适用于西西伯利亚油田条件的常规钢号的不锈钢能够安全使用10年的结论为时尚早，尽管与喷涂保护层比较，这种方法保证管子更高的运行可靠性。

由内部聚乙烯管、受力骨架、外套和端部连接构成的柔性聚合物管（）可作为可选的小直径（100150mm）管子。由于100%的耐腐蚀和安装方便，这种管子产品首先引起石油公司的兴趣，如俄罗斯萨马拉市的“罗斯弗列克斯”联合股份公司（“Росфлекс”）、鄂木斯克市的“鄂木斯克沃德普罗姆”联合股份公司（“Эмск-Водпром”）、喀山市的“克瓦尔特”西部股份公司（“Кварт”）都是生产柔性聚合物管的主要厂家。上述厂家生产的管子的相互差别在于受力骨架结构不同。

1991年10月，在萨莫特洛尔油田安装了第一段长500m由“罗斯弗列克斯”联合股份公司制造的柔性聚合物管道。管道无防护墙，沿地面敷设，在输送的产出液含水量为85% 92%的情况下，顺利地运行到1996年2月，但由于井组发生事故而停产，管道冻结了，但是，管子表面因温度作用局部发生变形。为了输送产出液，敷设了一条临时钢管线。1996年6月，解冻后，该公司的这一段管道又恢复生产并运行了2年。后来由于前述的高温原因，外套损坏，用类似的管子更换了这一段管道，管道又顺利地运行。90年代末，在萨莫特洛尔油田，扩展了这种管子的运用范围，全部机械高含水油井产出液的出油管就是使用这种管子的主要对象。

实践表明，在干沟地段，柔性聚合物管埋地敷设并遵守设计要求，运行就不会出现问题。再以“鄂木斯克沃德普罗姆”联合股份公司生产的总长超过10km的柔性聚合物管道为例，第一段建于1998年夏天。按设计管子埋深0.8m，横穿道路和与输电线路交叉时加套管。弯头、三通和异径接头均用有内外涂层的钢制品制作，钢管和聚合物管段用法兰连接。

“克瓦尔特”西部股份公司的柔性管子，又称为耐腐蚀软管（），于1990年代初开始生产并广泛地用在“鞑靼石油”联合股份公司（“Татнефть”）各矿输送不含蜡原油<sup>[3]</sup>。这种管子的结构特点是在用以胶为主的聚脂纤维制成的受力骨架中没有金属带。在90年代，“斯拉弗石油-梅吉

翁油气”联合股份公司 (“ $\frac{1}{2}$ ± $\frac{1}{4}$ ”) 是下瓦尔托夫斯克地区耐腐蚀软管的主要用户: 从 1994 年起, 用耐腐蚀软管建成的油气收集系统管段的总长度为 36km。在“跨国-下瓦尔托夫斯克”联合股份公司 (“ $\frac{1}{2}$ ± $\frac{1}{4}$ ”) ——原“切尔诺戈尔石油”联合股份公司 (“ $\frac{1}{2}$ ± $\frac{1}{4}$ ”), 安装了一些耐腐蚀软管 (井组的出油管线)。

因此, 90 年代使用的实践表明, 在高含水的条件下, 采用柔性聚合物管是抗腐蚀的一种有效措施。由于市场上有多家生产厂家, 建议根据现有技术经济指标的比较结果来选择柔性聚合物管子的具体类型。

管径的限制 (150mm)、施工的季节特点、所输送的产出液温度的限制均属于柔性聚合物管的缺点, 后者是柔性聚合物管使用时发生事故的主要原因。所有柔性聚合物管厂家规定自己产品的使用温度为 450℃, 但实际上, 管子安装在热油井的管线上, 结果, 经过几个月, 聚乙烯膨胀, 连接减弱, 管子断裂。这个问题原则上可以解决, 而且目前有几家生产柔性聚合物管厂家, 如“鄂木斯克沃德普罗姆”联合股份公司, 正在生产以聚丙烯为母体上限操作温度为 90℃的产品。

玻璃钢管可以作为大直径 (273720mm) 的首选管, 其结构是由固化的环氧树脂或其他树脂, 并用玻璃纤维强化而成的。90 年代, “斯拉弗石油-梅吉翁油气”联合股份公司、“跨国-下瓦尔托夫斯克”联合股份公司、“萨莫特洛尔油气”联合股份公司、“索博利” (“ $\frac{1}{2}$ ± $\frac{1}{4}$ ”) 联合股份公司均把玻璃钢管用在油气收集系统和低压水管道上。

在下瓦尔托夫斯克地区的油田建设中, “斯拉弗石油-梅吉翁油气”联合股份公司最早开始采用玻璃钢管, 根据工作统计<sup>[4]</sup>, 1999 年用玻璃钢管敷设的管段总长度为 74.6km。在采油区安装玻璃钢管可以使布置在蓄水带内管道的事故率减少一半。

“跨国-下瓦尔托夫斯克”联合股份公司第一条玻璃钢管段于 1998 年 8 月投入运行。目前, 运行的玻璃钢管道总长达 57km, 约为油气收集系统管道总长度的 8%, 完成的主要工程量在萨莫特洛尔油田北部试运行地段。这些管子在设计、施工和运行阶段出现过以下问题:

- ◇ 设计单位没有专门的水力计算程序;
- ◇ 关于管道稳定问题缺乏仔细研究, 结果造成

个别管段浮起;

◇ 在可能有交叉口的地方及在安装闸门和末端管段的地方, 玻璃钢管道固定不可靠;

◇ 输送含水少的原油时, 有析蜡现象产生;

◇ 玻璃钢管系列的选择及与其有关的管道在静态和动态工作条件下的极限压力。

分析这些问题可以断定, 油气管道和输水管道的设计和施工质量问题对于今后 2025 年管道无事故运行具有很大的意义。

萨莫特洛尔油田 (属“萨莫特洛尔油气”联合股份公司) 第一条直径 508mm、长 5.2km 的玻璃钢管段于 1999 年夏天投入运行。该管道输送气举井组的产出液, 速度不大于 6m/s, 含水量为 95%, 机械杂质很多。流速大与进入管道气举产出液的含气量大 (0.70.8) 有关。管子由“亚美隆” (“ $\frac{1}{2}$ ± $\frac{1}{4}$ ”) 公司提供, 梅吉翁市的“维加斯” (“ $\frac{1}{2}$ ± $\frac{1}{4}$ ”) 公司是设计和承包人。完全按设计要求建成的管道无严密性破坏运行到 2001 年 11 月 1 日。在气举油井出油管线的管段上, 用钢管时腐蚀速度达到 34mm/a, 运行 2 年后达到类似的结果, 这也证实玻璃钢管在最复杂的条件下运行时具有高的可靠性。

管子的机械损伤, 地面敷设时不正确的支架计算, 没有详细的管道安装和运行规程都是玻璃钢管损坏的主要原因。与钢管对接的地方是管子断裂和所输送产出液漏失的薄弱之处。玻璃钢管道的一些断裂常发生在沼泽地, 证实地面敷设管道的稳定问题没有解决<sup>[5]</sup>, 未研究动态荷载下玻璃钢管道的性能。此外, 玻璃钢管内表面可能沉积着固体沉积物, 致使管子工作截面减少。无论是输送油底水, 还是输送含水少的原油, 都有类似的现象发生, 这与公认的玻璃钢管内表面不可能有沉积物沉积的看法不一致。

由此可见, 在玻璃钢管使用过程中, 无论是正面因素还是负面因素都会出现。整体来说, 只要在玻璃钢管道的精心设计和优质施工的情况下, 负面因素是可以避免的。但是, 基建投资高将阻碍这种管子的推广。

使用国产玻璃钢管可以降低成本, 特别是彼尔姆市 (TCT) 公司的产品, 该厂以聚脂为母体, 于 1996 年就生产出这种管子。公司设计能力为生产中等直径管子 360km。用聚脂树脂生产的管子主要用于输送污水 (油底水)。为了评价油气水混合物对聚脂树脂管的影响, 在萨莫特洛尔油田, 安装了

油气收集系统的试验管段，并正在运行中。

近几年来，尽管有各种新型管子产品出现，但在西西伯利亚油田，新建和扩建的主要项目仍是采用无内涂层的钢管。钢管的腐蚀性能在很大程度上取决于所输送的产出液的含水量，在低（1% 30%）和中等（31% 60%）含水量的情况下，以及当混合物的速度  $v_b$  大于聚积水带出的临界速度  $v_{\text{临}}$  时，地层水可能是呈微滴状在原油中一起输送，结果可能出现油气水混合物乳化流动状态，因此，腐蚀过程缓慢；如果含水量在上述范围内（1% 60%），气液混合物的速度小于聚积水带出的临界速度（ $v_b < v_{\text{临}}$ ）时，那么，管道中的地层水就会析出，并与金属表面接触而不可避免地出现大面积的或沟槽式的腐蚀，含水量进一步增加（大于 60%）会引起相的逆转，此后，在任何情况下，钢管壁都将与地层水接触，从而使腐蚀过程加速。

在萨莫特洛尔油田，90 年代初，发现钢管道破裂的数量增加了，此时产出液的平均含水量达到 91% 93%。按国家标准 8731，20295 生产的碳钢管道耐腐蚀性低成为这一阶段的主要问题，必须对与钢管生产有关问题的所有领域进行重新审查。1995 年 2 月在下瓦尔托夫斯克召开的石油工作者和管子产品生产厂家的会议成为转折点，这次会议之后，有关方面开始达成共识。

90 年代的后五年，“下瓦尔托夫斯克油气”联合生产公司（“Самотловское нефтяное месторождение”）——从 1998 年起更名为萨莫特洛尔油气联合股份公司、谢维尔斯基（Шевельевское）、沃尔日斯基（Волжское）、锡纳尔斯基（Синальское）制管厂、塔甘罗格斯基（Таганрогский）冶金厂，全苏油矿管线设计和使用科学研究所的专家们一起工作，为研制管子产品创造新的技术条件，开始批量试生产，并在矿场进行试验。

用 20 号钢和 06 1、08、09 低合金钢作为制造不同管子的基本钢号。管子生产的工艺方法规定了钒、铌、钛、铝钢的微量合金化，限制锰的含量小于 1%，进行专门的热处理以保证得到细散（912 级细粒）的圆形碳化物珠光铁素体结构<sup>[6]</sup>。

分析钢管使用情况证实，与普通管类相比，耐腐蚀性得以提高的钢管，具有更高的运行可靠性。以叶尔绍瓦（Ершовское）油田管道运行的结果为例，用 20 号钢常规制作的电焊管和沃尔日斯基制管厂生产的 06 1 低合金钢试验管组成的一条管线，在含水量大于 80% 的相同条件下，经过 10 个月，油

气收集系统的管段由于事故而停运。检查表明，20 号钢管受到以 12mm/a 速度的沟槽腐蚀，而 06 1 低合金钢管只受到一般腐蚀，腐蚀速度小于 1mm/a。在萨莫特洛尔油田，应用提高了耐腐蚀性的管子的效果要比用按国家标准 8731，20295 生产的管子的效果好，这种实例较多，该油田运行着占油气收集系统总长 10% 的管道，即 281km，就是用提高了耐腐蚀性管子建成的管道。分析表明，用带少量铬添加剂的低碳钢（06 1、08）制作的管子最有前景。

但是，虽然钢管制作的质量有明显的提高，然而采用碳钢制作的任何管子在高含水（大于 60%）的条件下达到无事故运行 10 年的期限可能性仍很小，或者只有在采取补充措施，包括清理管道和利用腐蚀监控系统注入抑止剂等才有可能。在制订新油田建设方案或正开采的油田改造方案时，应该考虑碳钢管道系统保护的补充措施。

就管道系统的建设和改造而言，考虑到介质的

表 1

输送介质	管道类型	含水量 (%)	流速 $v_b$ (m/s)	普通钢管	已提高防腐性能的钢管	钢管 (内涂层、衬套)	玻璃钢管	柔性聚合物管 ( )
油+水	承压输油管道	< 0.5	$v_b > v_{\text{临}}$	+	+	-	-	-
			$v_b < v_{\text{临}}$	-	+ *	-	-	-
油+水	承压输油管道	0.5-60	$v_b > v_{\text{临}}$	+	+	-	-	-
			$v_b < v_{\text{临}}$	-	+ **	+	+	-
-/-	-/-	> 60	> 0.1	-	+ **	+	+	-
油+水+气	集油汇管	> 60	0.12.0	-	+ ***	+	-	+
			2.16.0	-	-	+	+	-
		< 60	$v_b > v_{\text{临}}$	+	+	-	-	-
			$v_b < v_{\text{临}}$	-	+ ***	+	-	(+)
油+水+气	油井出油管线	> 60	0.12.0	-	+ ***	-	-	+
			2.16.0	-	-	+	+	-
水	低压水管	100	> 0.1	-	+ ***	+	+	+
			> 0.1	-	+	-	-	-
天然气	高压天然气管道	-	-	+	+	-	-	-
-/-	低压天然气管道	-	-	+	+	-	-	-

注：“+”一推荐用于输送不含蜡原油；\*—清理；\*\*—清理+ 抑制剂；\*\*\*—抑制剂；带有厂家制作外绝缘层的钢管道。

腐蚀性及其输送条件, 安全运行 10 年的期限, 推荐列在表 1 的管材选择方案。在有多种管材方案的情况下, 必须根据技术经济指标的计算结果加以选择。

参考文献

1. 俄罗斯天然气工业股份公司. 天然气开采技术. 莫斯科: 天然气工业出版社, 2001. - 72-73.
2. 俄罗斯天然气工业股份公司. 天然气开采技术. 莫斯科: 天然气工业出版社, 2000. - 36-37.
3. 俄罗斯天然气工业股份公司. 天然气开采技术. 莫斯科: 天然气工业出版社, 2000. - 51-57.

4. 俄罗斯天然气工业股份公司. 天然气开采技术. 莫斯科: 天然气工业出版社, 2000. - 43-45.
5. 俄罗斯天然气工业股份公司. 天然气开采技术. 莫斯科: 天然气工业出版社, 2001. - 66-67.
6. 俄罗斯天然气工业股份公司. 天然气开采技术. 莫斯科: 天然气工业出版社, 1997. - 8-10.

资料来源于俄罗斯《天然气工业》2003年3月 (收稿日期 2004-07-20)

(上接第 33 页)

算的基础上进行确定。在这种情况下, 天然气开采量的降低, 或许要求减少目前天然气井的数量, 目的是保护不必要的产量和流量, 保证将积聚水和岩层水排出, 并保证可开采的温度范围。甚至要求对开采进行有效的控制和调整, 包括对所选择的对象按照面积和尺寸进行重新分配。然而, 对于解决类似的问题, 在天然气工业中已积累了大量的经验, 而且其工艺解决办法不会引起任何的疑虑。应该指出, 采用推荐的开采前工艺, 在开采当地利用低压天然气, 可能是非常有吸引力的, 可以保证稳定的开采和压力水平。

将来甚至不能排除采用向气藏的含水部分注水或非烃类气体的途径来保证岩层压力, 其间可以利用已开发井的闲置资源。目前, 全俄天然气研究院正在... 的领导下, 对在塞诺曼气区的开采后期注入氮气以提高天然气的最终开采水平进行设计前的可行性研究工作<sup>[4]</sup>。

在上述基础上可以得出以下结论:

◇ 在制定西西伯利亚大型气田开采后期的设计和调整原则时, 应该从根本上考虑如何完全地从气藏中开采出碳氢化合物。

◇ 为了保证在停止向输气干线供气后能够最大程度地开采出剩余的天然气储量, 必须给予开采者优惠的税收政策。

◇ 必须针对西西伯利亚气田开采和利用低压天然气剩余储量的工艺和方法, 制定跨行业政府计划。

参考文献

1. 俄罗斯天然气工业股份公司. 天然气开采技术. 莫斯科: 天然气工业出版社, 1973. - 30-31.
2. 俄罗斯天然气工业股份公司. 天然气开采技术. 莫斯科: 天然气工业出版社, 1988. - 51-53.
3. 俄罗斯天然气工业股份公司. 天然气开采技术. 莫斯科: 天然气工业出版社, 2000. - 32-33.
4. 俄罗斯天然气工业股份公司. 天然气开采技术. 莫斯科: 天然气工业出版社, 2000. - 33-35.

资料来源于俄罗斯《天然气工业》2002年5月 (收稿日期 2004-05-20)