

石油天然气行业水土保持方案编制相关问题探讨

李 宇¹, 范 军², 刘 静¹, 张永红¹

(1. 中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司, 四川 成都 610017

2 中国石油西南油气田分公司, 四川 成都 610051)

摘 要:我国石油天然气开发进入快速发展时期,大规模的开发建设将引发严重水土流失,这对水土保持方案编制工作提出了更高要求。水土保持方案编制过程中措施设计要因地制宜、因害设防,适度改变微地貌,山丘区增加工程措施提高设计水平;油气管线工程防治目标中林草覆盖率、拦渣率应根据项目区实际情况来确定;水保措施设计深度应根据主体工程设计深度并结合工程实际经验来确定,从而减少误差,提高设计水平。

关键词:石油天然气;水土保持方案;线形工程;防治目标

文章编号: 1006-5539(2010)05-0051-04 **文献标识码:** A

0 前言

随着我国人口不断增长和国民经济快速发展,生产建设和资源开发活动剧烈增加,开发建设项目日益增多规模不断扩大,开发建设引起的水土流失也随之增长。随着石油天然气行业近年来的加速发展,为了防止大规模的油气田开发和输送管道建设造成严重水土流失致使生态恶化,石油天然气项目开发过程中必须高度重视水土流失预防和治理。本文在石油天然气开发建设项目的一般建设过程中进行了现状分析,总结了水土流失时序特征和空间特征,进而对石油天然气工程水土流失防治目标和防治重点进行分析探讨,为行业内水土保持方案编制提出理论基础。

1 石油天然气开发与水土流失方案编制现状

20 世纪 70、80 年代,中国石油天然气基本实现了自给自足,但随着中国经济的高速发展,石油天然气的需求量也不断增大,目前对国外石油和天然气

的依存度已达到 50% 以上。根据《中国日报》报道,全国能源工作会议为 2009~2011 年的石油和天然气产量提出了明确目标:这 3 年原油的目标生产量分别是 1.92×10^8 、 1.96×10^8 和 1.98×10^8 ;这 3 年天然气的目标产量分别是 860×10^8 、 1050×10^8 和 1200×10^8 m³。

石油天然气作为国家重要的战略物资和经济发展是必不可少的能源,稳定和提高国内的石油天然气产量具有重要的意义。因此国内重要的石油天然气生产企业都将维持相当强度的石油天然气开发的投资,中国石油 2009 年投资规模在 2600 亿元左右。巨大的投资势必对各项目所在地以及建设区造成大量的地表扰动,从而引发大量的水土流失,因此,必须高度重视在石油天然气项目开发建设过程中的水土流失预防与治理,在大力发展石油天然气的同时也要进行水保事业。

在过去几年里,我们进行了一些油(气)田开发、油(气)处理厂以及数千公里输油输气管道的水土保持方案编制,并参与了部分项目工程的水土保持方案实施,从中获得了一些成功经验^[1]。同时,也发现了一些石油天然气项目工程在水土保持方案编制中存在的问题,在此提出供大家研讨。

收稿日期: 2010-05-21

基金项目: 中国石油天然气集团公司重点项目资助 (S2006-22E)

作者简介: 李 宇 (1979-), 男, 四川成都人, 工程师, 学士, 主要从事给水排水及环境保护研究与设计工作。

2 石油天然气开采项目水土流失特征

2.1 水土流失时序特征

石油天然气开发建设项目在探明储量后进行初期钻井、采气、处理及输送管网建设,为保证产量,将不断新增钻井和集输管道。因此《开发建设项目水土保持技术规范》^[2]将石油天然气项目划分为建设生产类项目。在实际生产过程中,当油(气)田区域探明及立项后,率先开展建设的内容是油(气)田前期确定产量的部分气井的钻井(包括修井场)、完钻后采气或集气的生产工艺配套设施建设(即站场建设)、采气集气管道、处理厂以及外输管道工程项目。这部分工程完成后油气田进入生产运营期,已建成的站场、处理厂、管道终止了地表扰动,不再有因地表扰动而产生的新增水土流失。但在生产运营期,气田为了保持稳定的产量,在以上部分项目工程完成后的未来10年、20年(甚至30年)或更长时间内,均有钻井及内部集输工程的建设进行,从这点上看石油天然气开采属建设生产类。但油(气)田开采前期设计阶段,对油(气)田生产运营期内为了稳产而布设的钻井位置、数量及内部集输管道长度存在不确定性,若按建设生产类项目执行,那么在生产运营期的钻井、站场、管道建设,由于间隔时间太长以及数量、位置的不确定性,其水土流失预测(特别是时段)、水土保持治理措施、水土保持监测、投资估算及效益分析等都难以得到较为科学及准确的结论。

根据油气田的建设生产规律,在某一段时间,其投资建设规模较大,对地表扰动程度相对特别大,这一时期主要是油气田探明后的快速上产及配套地面建设时期。也就是以上提到的油(气)田区域探明及立项后前期确定产量的部分气井的钻井、站场建设、采气集气管道、处理厂以及外输管道工程建设。这一建设时期较集中,一般2~3年,油气田开发工程量确定,建设完成后投产运营无扰动和新增水土流失,水保方案编制项目较完整,各种量化指标较准确。建议将石油天然气开采项目视为比较特殊的建设生产类项目,水土保持方案编制内容以这一建设期的油气田配套地面建设工程为主,即水土保持方案编制按照建设类项目进行。在生产运营期的延续开发过程中,对新钻井及内部集输工程根据建设单

位的气田开发需要、项目立项情况和规模,进行新的水土保持方案编制或报告表编制,再呈报相应水行政主管部门审批。因此,在工程实践中石油天然气项目通常作为建设类项目编报水土保持方案,这既方便建设单位进行综合管理,也有利于水土保持方案编制单位有针对性的进行措施设计,并能达到相应设计深度有利于各类防护措施的实施最终取得良好的水土保持效果。

2.2 水土流失空间特征

石油天然气开发中输油输气管道建设,与公路、铁路工程建设有相似之处,均为线形工程。输油输气管道沿线涉及地貌、地质、水文、气象、植被类型众多,水土流失影响因子、侵蚀类型多样。但与公路、铁路工程相比,输油输气管道工程对地表扰动、土石方开挖等方面也存在着较大差异。油气管线土石方开挖量相对较少,工程占地95%以上为临时工程占地,并且管道工程主要为隐蔽性工程。公路铁路工程建设完成后,其扰动范围内永久性占地比例达到80%以上,建设区域内的农田、林地等地貌已经转变为沥青、水泥路面或者是碎石基础加枕木铁轨道路,改变了原地貌类型,人工地貌的大量增加明显降低扰动区域内水土流失强度,平均侵蚀模数低于 $500 \text{ t/km}^2 \cdot \text{a}$ ^[3]。而输油输气管道工程临时占用的农田、林地等地貌,根据租用地协议,工程结束后需要对土地类型进行恢复,在不改变原地貌坡度以及地貌类型的情况下,要将建设范围内土壤侵蚀模数降至 $500 \text{ t/km}^2 \cdot \text{a}$ 以下存在一定困难。因此在水土保持方案编制过程中措施设计要因地制宜、因害设防,适度改变微地貌,山丘区增加工程措施,适度对原地貌进行梯级改造,适度削坡增加管道敷设区域地表被覆物稳定性,在保证主体工程正常运行的同时也起到良好的水土保持效果。

3 石油天然气工程水土流失防治目标及重点

3.1 防治目标分析

石油天然气管道工程通常情况下,在项目建设区域内所占用的土地类型85%以上都是农业用地,且为临时占地。根据临时租用协议的要求,需在用

地结束后恢复土地原有使用类型即恢复为农业用地。因此最终能恢复为林草地的区域通常为工程临时占用的林草地、经果林地、荒山荒坡,约占工程建设占地的 15%。若要达到《开发建设项目水土流失防治标准》确定的部分防治目标并不现实,如南方农业区管道工程建设中林草覆盖率要达到 25% 不尽合理,在石油天然气管道工程项目中执行的可能性较小。因此在部分区域水土保持方案编制过程中根据工程林草措施设计实际情况确定林草覆盖率的防治目标值更为合理。

石油天然气管道敷设过程中管沟回填时应先用细土回填至管顶以上 0.3 m 才允许用土、砂或粒径

小于 100 mm 的碎石回填并压实,管沟回填土高度应高出地面 0.3 m。在平原浅丘区域土层厚度较大,管沟开挖土方在回填平铺能顺利达到挖填平衡,无弃渣产生。在山丘区或岩石出露区域,基岩开挖后无法用作回填土,但由于管道线形工程开挖过于分散,不利于收集弃渣进行集中堆放。因此在水土保持方案编制过程中应根据实际情况合理降低拦渣率的取值,通常拦渣率取值要低于防治标准 5 个百分点,在高山峡谷区域可减小 10 个百分点。

表 1~2 为建设类项目及建设生产类项目防治标准取值范围。部分已建或在建石油天然气项目占地类型及林草植被恢复率统计见表 3

表 1 建设类项目水土流失防治标准^[4]

防治目标项目	一级标准		二级标准		三级标准	
	施工期	试运行期	施工期	试运行期	施工期	试运行期
扰动土地整治率 / (%)		95		95		90
水土流失总治理度 / (%)		95		85		80
土壤流失控制比	0.7	0.8	0.5	0.7	0.4	0.4
拦渣率 / (%)	95	95	90	95	85	90
林草植被恢复率 / (%)		97		95		90
林草覆盖率 / (%)		25		20		15

表 2 建设生产类项目水土流失防治标准^[4]

防治目标项目	一级标准			二级标准			三级标准		
	施工期	试运行期	生产运行期	施工期	试运行期	生产运行期	施工期	试运行期	生产运行期
扰动土地整治率 / (%)		95	> 95		95	> 95		90	> 90
水土流失总治理度 / (%)		90	> 90		85	> 85		80	> 80
土壤流失控制比	0.7	0.8	0.8	0.5	0.7	0.5	0.4	0.5	0.4
拦渣率 / (%)	95	98	98	90	95	95	85	95	85
林草植被恢复率 / (%)		97	97		95	> 95		90	> 90
林草覆盖率 / (%)		25	> 25		20	> 20		15	> 15

表 3 已建项目占地类型及林草覆盖率

已建项目工程名称	管道长度 / km	总面积 / hm ²	占地类型			林草覆盖率 / (%)
			林草占地面积 / hm ²	耕地面积 / hm ²	其他用地 / hm ²	
南干线西段复线工程	341	434.8	28.5	396.6	9.7	6.55
北内环输气管道工程	367	486.7	36.4	439.7	10.6	7.48
肖石线输气管道工程	91	198.4	27.6	165.6	5.2	13.91
北外环输气管道工程	468	814.5	121.2	668.5	24.8	14.88
均值						10.71

3.2 措施设计深度

根据《开发建设项目水土保持方案技术审查要点》^[5]的要求,水保方案编制深度在可研阶段的道路工程要确定其位置、长度和面积。对于石油天然气气田开发项目中的处理厂、采气集气输气站场的

进厂进站道路是可以大致确定的,而管道建设过程中的无公路依托管段区域,需修建的临时运管道路的工程量以及位置是不能确定的。因为主体工程在可研阶段中对管道长度的统计是在 1:5 万地形图中测量的管道长度,并根据地形地貌放大了一定的系

数。同时,在地形图中确定管道大致走向后,再组织人员到现场对管道项目主要咽喉点,比如站场、大、中型河流穿越,山体(隧道)穿越,等级公路穿越、人口稠密区等地点进行踏勘,以论证管道走向的可行性。同时,根据管道全线的交通情况及地貌类型,估算开列出需要新建、改建的运管道路以及施工便道长度及工程量。因此,主体专业在可行性研究阶段提供给各评价单位的主要工程量,主要是为了对项目投资进行总体框算的工程量,不能提供精确的长度及行政区划位置,只有到了后续设计的进一步开展,工程量才能得到进一步细化精简。针对此情况,在进行水土保持措施设计中,应针对不同地貌类型采用通用图设计,初步估算工程量。

4 结论

通过分析石油天然气开发与水土流失方案编制现状和对石油天然气行业开发建设项目水土流失时序特征和空间特征的探讨,得出石油天然气项目于

其他建设项目有较大差异。在水保方案编制具体细节中不盲目照搬规范、标准,要尽量结合管线工程占地类型、扰动特征确定其防治目标,同时水土保持措施设计深度要按照工程实践中的实际情况确定各类措施及其工程量。在油气管线水土保持方案编制中,将水土保持标准、规范与行业工程实际情况紧密结合,不断提高方案编制水平,方便建设单位开展水保相关工作,提高水土流失防治水平,尽可能减少经济发展过程中给生态环境带来的负面影响。

参考文献:

- [1] 郭存杰,尹文柱,朱喜平.油气管道工程黄土高原地区冲沟头及其防护[J].天然气与石油,2009,27(4):47-50
- [2] GB 50433—2008 开发建设项目水土保持技术规范[S].
- [3] SL 190—96 土壤侵蚀分类分级标准[S].
- [4] GB 50434—2008 开发建设项目水土流失防治标准[S].
- [5] 水保监[2008]8号,关于印发《开发建设项目水土保持方案技术审查要点》的通知[S].