

油套管的服役条件及产品研制开发现状(上)

李平全, 史交齐, 赵国仙, 韩勇

(西安摩尔石油工程实验室, 陕西 西安 710065)

摘要: 我国油井管制造厂和油田用户密切合作, 结合油田实际, 联合研发攻关, 极大地推进了油井管的国产化进程, 使油套管产量、品种规格和质量实现根本性转变。简要介绍了油套管柱的力学、环境服役条件及油套管失效的类型及原因。综述了油套管产品研发的进展和现状, 建议进一步加强非 API 钢级、特殊螺纹连接油套管和特殊用途油井管的开发, 提出应解决的突出技术问题并注意评价标准的建立和评价方法的科学性。

关键词: 油井管; 油套管; 服役条件; 损坏失效原因; 非 API 钢级; 非调质油套管; 连续管; 可膨胀套管

中图分类号: TE34; TG335.7 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-2311(2008)04-0006-07

Service Conditions and Current R & D Situation of Oil Tubing and Casing(Part I)

Li Pingquan, Shi Jiaoqi, Zhao Guoxian, Han Yong

(Xi'an Maurer Petroleum Engineering Laboratory, Xi'an 710065, China)

Abstract: Taking the actual circumstances of oil fields into consideration, domestic OCTG manufacturers and the end-users have been closely cooperating in R & D activities, which has tremendously speeded up the localization pace of OCTG production, and brought about radical improvement on production capacity, types and sizes as well as quality of the oil tubing and casing. Briefed here in the article are mechanical and environmental service conditions of tubing and casing columns and types of and causes for failures of the oil tubing and casing. Also presented are the progress and current situation relating R & D of oil tubing and casing products. It is proposed that development of non-API steel grade tubing and casing with premium thread connections and special-purposed OCTG should be strengthened. Critical technical issues that need to be solved are pointed out. Finally it is emphasized to build up relevant evaluation criteria and methods in a rather scientific way.

Key words: OCTG; Tubing and casing; Service conditions; Causes for damage and failure; Non-API steel grade; Non-quenched and tempered tubing and casing; Continuous pipe; Expandable casing

0 概 况

我国石油与天然气勘探开发的力度不断加大, 每年钻井数量都维持在较高水平, 钻井量约占世界的 1/5(全世界的总进尺大约 3 000 万m, 我国达 1 000 万m 以上), 已成为世界三大钻井量最多的国家

(美国、加拿大、中国)之一^[1]。据中国石油天然气集团公司规划, 该公司“十一五”期间每年钻井将达 15 000 口, 进尺量 2 330 万m, 2010 年将达到 2 470 万m。

石油工业的发展有力地促进了我国油井管的发展。20 世纪七、八十年代, 我国进口油井管产品约占消耗量的 95%~90%; 90 年代, 随着宝山钢铁股份有限公司(简称宝钢)、天津钢管集团股份有限公司(简称天津钢管)等无缝钢管厂的建成投产和几个大型国企的改造, 我国国产油井管有了较大发展, 1997 年的产量(51.00 万t)只占消耗量(85.00 万t)

李平全(1943-), 男, 教授级高级工程师, 长期从事石油管的应用研究、检测、技术监督、失效分析及预防预测、石油管标准化工作; 近年从事非 API 油井管, 抗酸性油井管、管线钢管, 抗 CO₂/H₂S 腐蚀石油管的研究开发和应用研究。

的60%，而进口量为34.00万t^[2]；2000年以后，我国油井管市场发生了根本性的转变，虽然国产油井管已占主导地位，但是高端产品如抗硫化氢应力腐蚀开裂的优质低合金钢管，不锈钢、高合金耐蚀合金油井管以及特殊螺纹连接油套管，深井超高强度油井管等仍以日本、德国等国的油井管为主；近几年来，我国油井管生产骨干企业天津钢管、宝钢、攀钢集团成都钢铁有限责任公司(简称攀成钢)、衡阳华菱钢管(集团)有限公司(简称衡阳钢管)、无锡西姆莱斯石油专用管制造有限公司(简称无锡西姆莱斯专用管)、包钢股份有限公司无缝钢管厂(简称包钢无缝)、鞍钢股份有限公司无缝钢管厂(简称鞍钢无缝)等多家企业主导了中国油井管市场。据统计，国内油井管的总产量已经从2001年的104.14万t增长到2006年的298.54万t^[3]。我国油套管、钻杆等油井管还挺进了西亚、北美、非洲等国际市场，据统计，我国油井管(油套管、钻杆等)的净出口量由2004年的34.42万t增至2005年的60.63万t，2006年达74.04万t，2007年猛增至136.47万t^[4-5]。

随着我国油井管需求的扩大和产能的剧增，油井管的质量、品种、规格取得了长足的进步。我国油套管产品从主要依靠进口到基本自给，由净进口国到净出口国；由一般低钢级产品到基本覆盖API 5CT的全部钢级、规格；由仅应用于浅井、表层到应用于深井、苛刻井；由仅能生产API钢级到可以批量生产高端非API钢级。由此实现了几个跨越性的转变。而这些转变如果从1997年的自给率60%算起，仅经过10年左右时间。而我国油井管制造厂、科研单位、油田用户结合油田实际，密切配合联合攻关，是实现此巨变的根本原因。天津钢管、宝钢、攀成钢、衡阳钢管、无锡西姆莱斯专用管等大型综合企业从油井管服役的力学、环境条件出发，分析其失效原因和规律，先后在抗射孔开裂、超高强度、抗挤、抗H₂S和CO₂等复合腐蚀介质的非API钢级油井管，非API高强度稠油热采专用套管，Q125、V140、V150钢级深井超深井用油套管和特殊螺纹连接油套管，高钢级内外加厚钻杆、接头、钻铤和接头特殊螺纹、双台肩结构等方面的研发取得突破；近几年来对13Cr、超级13Cr、高合金耐蚀镍基合金油井管的开发也取得进展。进口的高端油管、套管、钻杆数量稳中有降，由2004年的32.20万t(其中油套管25.76万t、

钻杆6.44万t)降至2005年的29.18万t(其中油套管19.28万t、钻杆9.90万t)^[4]，由2006年的34.84万t降至2007年的24.56万t^[5]。

如此巨大的进步既得益于引进国外先进生产装备，改造配套，形成了若干个龙头骨干企业生产基地的物质条件；更得益于制造厂、科研单位、油田用户的联合攻关，极大地推进了油井管国产化的进程。

1 油套管柱的力学、环境条件和失效原因

油井管包括钻杆及钻柱构件、套管和油管。根据井深和管柱结构设计，油套管约占油井管总消耗量的92%~96%，而套管约占油套管消耗量的3/4。

套管是用于防止地层流体流动或地层挤毁井壁的管材，它是油气井的永久性部分，其底部被水泥固定在井内，有时水泥上返至地面。根据固井的目的及套管的功用，一口井内下入的套管可以分为表层套管、技术套管和油层套管。

油管是下入井中用于采出井液或注液的管材，它是井内最内层的管材，井内流体通过油管流至地面或送至地面。油管可以用采油封隔器与套管分隔。

油套管的服役条件涉及油田地质，油藏工程，油气井钻井、固井工程，油气开采与开发工程等复杂的力学、环境条件。

油套管的服役条件及其失效规律是油套管研发和选用的依据。

1.1 油套管服役的力学、环境条件

1) 钻井、固井过程

(1) 旋转转盘钻井钻柱的转动、起下钻杆接头与管壁的摩擦。

(2) 欠平衡钻井，地层油气压力进入井管(“井涌”条件下的钻井)。

(3) 钻进异常，如井喷、钻井液喷空和套管内充满高压油气内压。

(4) 关井时地层异常高压油气的作用。

(5) 钻井液中Cl⁻、溶解氧、磺化泥浆在高温下分解的H₂S对套管的腐蚀。

(6) 下套管及固井——下套管过程中管柱下放速度变化产生的动载荷，下套管过程遇卡或通过坍塌缩径地层时井壁摩擦产生较大附加轴向力，地层外挤力、内压力、套管柱拉力、固井注水泥浆管内水泥浆附加轴向拉力；注水泥碰压时，所产生的水

力冲击载荷对套管的附加轴向力；固井上下活动套管的动载作用。

(7) 套管吊卡上提、下放活动解卡等的动载作用，提、放速度过快。

(8) 偏磨或磨损过大吊卡造成偏斜载荷。

(9) 坐放套管时的碰撞冲击载荷。

(10) 定向井、水平井、钻杆接头对技术套管磨损以及在油气井弯曲水平段生产套管下入时地层的磨阻扭矩。

2) 油田地质、油藏工程、完井、开采与开发过程

(1) 井别——油井、气井。

(2) 油层压力及油层温度。

(3) 地下水性质、pH 值、矿化度以及对套管的腐蚀苛刻性程度。

(4) 天然气含 H_2S 或 CO_2 等腐蚀性气体。

(5) 地应力走向、方位及大小。

(6) 盐岩层和膏岩层的层位、厚度、倾角及其流变。

(7) 泥岩、易流变地层、易塌陷地层的蠕变。

(8) 地层及管内各种腐蚀介质、细菌(SRB、铁细菌)、单质硫等氧化剂的作用。

(9) 完井——射孔井射孔弹大能量、高温、高压瞬时爆炸冲击以及射孔弹能量(有、无枪身)。

(10) 油气采收——地层外挤力，长期高压注水(注水开发后的压力变化及油层间窜通)、欠注开发，注蒸汽(注蒸汽时的压力、温度)，气举(CO_2)，注聚合物，多次压裂酸化(压裂、酸化增产措施的最高压力，压裂、酸化液的腐蚀及冲蚀)。

(11) 地层破裂压力梯度。

(12) 油层出砂。

1.2 套管及套管柱的失效或损坏类型和原因

由于油套管柱服役的力学、环境条件复杂，套管及套管柱的失效或损坏包括下井前的缺陷或损坏；钻井、下套管、固井、完井、测试作业等建井期间的失效；油气开采与开发全过程中的失效或损坏。

1) 下井前或建井期间

(1) 冶金制造缺陷，如凹坑、结疤、折叠、分层、裂纹、轧制螺旋裂纹、孔洞、超标超声波缺陷、电焊管内毛刺超标、刮毛刺凹槽超标、韧性低、晶粒粗大等。

(2) 几何尺寸、螺纹加工及连接缺陷，如套管外螺纹 Lc 内黑顶扣超标，接箍螺纹小端附近无螺

纹，长短螺纹的误加工和误用，接箍与外螺纹端连接 J 值小于标准设计值等。

(3) 机械损伤，如大钳牙痕损伤，吊卡内口磨损损坏造成油套管弯曲变形、滑脱，钻进过程套管磨损，以及固井时套管挤毁失稳破坏等。

(4) 断裂及破裂，如接箍开裂，管体淬火开裂，过载断裂，环形钢板井口与套管焊接断裂，试压断裂，射孔开裂等。

(5) 螺纹连接失效，如粘扣、脱扣、泄漏等。

(6) 腐蚀损伤和损坏，如涂、镀、渗、衬层的缺陷，电镀锌接箍内表面电流烧蚀、电击穿烧伤、损伤引起的腐蚀，贮存腐蚀，钻井液磺化物井下高温分解 H_2S 应力腐蚀，酸化压裂的应力诱导氢致开裂等。

2) 油气开采与开发过程

(1) 注水井套管接头泄漏、管体缩径变形、弯曲、错断、破裂。原因在于：①不合理注水开发——高压注水压力超过开发层上覆岩层压力，引发油砂层骨架胀大、泥岩层吸水膨胀而产生上浮拉力，泥岩层软化、滑移对套管柱产生大的外挤力；②欠注开发井生产砂层塌陷，断层附近注水井岩层间水窜、注水开发井区块两邻端注采压力不平衡等对套管柱产生轴向拉力、外挤力，致使套管接头泄漏，管体缩径变形、弯曲、错断、破裂。

(2) 盐岩层(含膏盐层)及疏松砂岩油层出砂套管失稳变形、挤毁破坏。原因在于：盐岩层(含膏盐层)塑性流动及疏松砂岩油层出砂，使套管柱受到轴向和径向地层应力的作用，有效外挤合力超过套管柱的实际抗挤强度(因不均匀外载或射孔开裂套管或射孔段抗挤强度降低)，套管柱发生局部屈或整体屈曲而失稳变形，使套管接头泄漏或套管柱变形开裂或破裂。

(3) 注蒸汽热采套管接头缩径、泄漏、错位变形、压脱、拉脱，管体的挤毁、疲劳破坏。原因在于：①注蒸汽热采的注汽-停注焖井-采油作业是交替进行的；②套管柱外表面由固井水泥与地层固结一起。注汽时套管柱的热胀变形因受到地层约束，而使套管柱受到轴向和径向压应力的作用，同时过热蒸汽高温使套管材料的弹性极限和屈服强度下降，热应力超过套管材料在该温度下的压缩屈服强度，使套管发生压缩塑性变形和松弛。涂敷 API 螺纹脂的 API 圆螺纹接头因塑性变形螺纹间隙变化，螺纹脂蒸发、低熔点金属粉填料熔化而使接头

泄漏。同时,在这种热应力作用下套管柱管体还因为轴向受压、径向受挤,而缩径、错位变形。在油层顶部附近的接箍受热推顶作用,水泥环台肩侧向挤压套管接头螺纹终了处,使该处更易缩径(也可能使螺纹接头泄漏和压脱)。在停注焖井周期的降温过程中,套管柱不能自由收缩,在套管内又产生超过钢的拉伸屈服强度的拉伸应力。经过数次蒸汽吞吐作业后,接头螺纹会脱扣。轴向拉伸热应力作用还使套管的抗挤能力下降较多,地层较大外挤力易使套管被挤毁。热应力变化大的油层段套管柱,在压缩和拉伸应力交替作用下会很快发生疲劳断裂。

(4) 腐蚀及冲刷腐蚀。原因在于:①地层水,地层水(溶解)及气相中的 H_2S 、 CO_2 , 地层温度,气相总压, H_2S 、 CO_2 分压,地层水中的阳离子、 Cl^- 、pH 值,注入水中的溶解氧,气驱注入 CO_2 , 细菌(硫酸盐还原菌、铁细菌),单质硫等复杂介质环境使油套管柱受到电化学腐蚀(点蚀、缝隙腐蚀、电偶腐蚀、均匀腐蚀、细菌腐蚀),硫化氢应力腐蚀开裂、应力腐蚀开裂;②出砂套管冲蚀,油管流体冲蚀等,泵抽汲油井油管的腐蚀疲劳是油气开采与开发过程中量多面广的油套管失效现象。

2 油套管产品的研制开发现状与进展

2.1 高抗射孔开裂套管

我国大庆油田等东部油田陆相沉积砂岩油田层系多、薄互层多,大多采用 J55 钢级油层套管射孔完井,早期注水分层开发。20 世纪 90 年代初发现:J55 钢级油层套管射孔后裂孔率高,裂孔长,使薄油层互层串通而无法分层注水开发;套管裂孔使油层套抗外挤能力剧降,注水外压挤毁套管;射孔内毛刺高,影响采收作业。大庆油田、宝钢、中国石油天然气集团公司管材研究所(简称中石油管材所)合作开展抗射孔开裂 J55 钢级油层套管的开发研究,制定出 J55 钢级套管射孔开裂判据,宝钢开发的抗射孔开裂 J55 钢级套管成功应用于大庆油田^[6]。研究表明:当 $A_{KV}/\sigma_y \leq 5.3 \times 10^{-2} \text{ J/MPa}$ 时,室温夏比冲击试验试样断口剪切面积 $S_A < 50\%$ (属脆性开裂),套管射孔开裂;当 $A_{KV}/\sigma_y > 5.3 \times 10^{-2} \text{ J/MPa}$ 时,室温夏比冲击试验试样断口剪切面积 $S_A \geq 50\%$ (属韧性断裂),套管射孔后不裂或者微裂。基于该研发成果,我国向 API 提出套管冲击韧性补充要求的提案被 API 接受并修改了 API 油套管标准。大庆油田射孔弹试验场成为中国石油质检中心。

1990 年,日本 S 工厂提供给大庆油田的 $\Phi 139.7 \text{ mm} \times 7.72 \text{ mm}$ J55 钢级油层套管材料纵、横向试样的 FATT50 均在 $60 \text{ }^\circ\text{C}$ 以上, A_{KV}/σ_y 值处在 $2.0 \times 10^{-2} \sim 3.2 \times 10^{-2} \text{ J/MPa}$ 内,低于 $5.3 \times 10^{-2} \text{ J/MPa}$ 的判据要求。大庆油田射孔弹试验场对套管进行的抽样模拟射孔试验发现:射孔开裂而且开裂倾向较严重,其中最大裂纹长度达 $1\ 540 \text{ mm}$,最大裂孔率达 43.3%。因此,日本 S 工厂给大庆油田作了赔偿^[7]。

2.2 非调质 N80 钢级油套管

油井管中的绝大多数是油套管,其中 J55、N80 钢级油套管占油套管总量的 80% 左右,而 N80 钢级油套管用量最大,约占油套管总量的 50%。因此,优化 N80 钢级油套管生产工艺,提高产品质量,降低其生产成本,受到生产厂家的关注。API Spec 5CT 第 7 和第 8 版均规定允许 N80 钢级油套管按 N80-1(非调质)和 N80-Q(调质)两种类型供货;N80-1 类如无补充要求,则不进行夏比冲击试验。

20 世纪 90 年代中期,美国开发了 Mn-Mo、Mn-V 系非调质油套管,阿根廷、德国、西班牙等国的多家油套管生产厂也进行了类似合金系列的非调质油套管的开发。我国主要生产厂引进设备时也引进了相应非调质钢生产技术,此后又有多个工厂进行了自主开发。

非调质 N80 钢有 Mn-Mo、Mn-V、Mn-Si 等中碳贝氏体型和降 Mn 的 Mn-Ti-Nb、Mn-V-N 等细晶铁素体+珠光体型。非调质 N80 钢生产工艺相对较简单,不受调质工艺设备能力不足的制约,成本低,加之近 10 年来我国如雨后春笋般出现的民营管螺纹加工厂需要大量的光管,使 N80-1 钢应用相当普遍。生产实践表明:合金成分控制和再加热正火工艺的控制是 N80-1 钢级油套管生产的关键。如果失控,中碳贝氏体型 N80-1 的油套管就会产生大问题,如 1989 年至 1990 年初,中国石油天然气集团公司所属的天津物资公司及几个油田从阿根廷某公司进口的一批 N80 钢级套管在运输、库存和使用过程中,接连发生套管及接箍失效事故,其主要失效形式是管体断裂、碰伤孔洞、端部裂纹及接箍开裂。原因是套管材料的韧性太低(3/4CVN 试样的室温平均冲击功仅 13 J 左右),冲击断口基本上为全脆性断口,与调质 N80 钢级套管的韧性相比,冲击功相差 6~10 倍,断口形貌转变温度 FATT50 相差 $110 \text{ }^\circ\text{C}$ 以上;套管材料的晶粒粗大,

存在上贝氏体、魏氏组织和淬火马氏体组织,造成其韧性低劣,是由于套管材料成分设计欠妥和生产工艺控制失误造成的^[8]。同样,国外(德国、西班牙)其他生产厂提供给我国的油套管产品和国内厂家生产的产品也发生过类似原因的质量问题,而日本的几大钢铁公司生产的 N80 钢级套管均采用调质成分设计和调质处理。目前,国内部分工厂和国外的 VM 和特纳等公司已不再采用中碳贝氏体型 N80-1。

近年来,国内某些工厂生产的 Mn-V 非调质 N80 钢级油套管和光管或接箍坯管, Mn 含量高,同时加入强碳化物形成元素 V,使其奥氏体转变 C 曲线明显右移,珠光体和贝氏体转变曲线分离。采用穿孔-热轧-再加热-定径-空冷方式生产的 API 5CT N80-1 钢级油套管,其管坯加热温度约 1 250 °C,穿孔温度约 1 150 °C,由于中碳非调质钢中钒的碳化物在高温下不稳定,易溶入高温奥氏体,其阻止奥氏体长大的作用几乎丧尽。穿孔、终轧后钢管的温度可能仅降至 975 °C 甚至更高的温度,因而奥氏体晶粒度约为 ASTM 4 级或更大。终轧后的钢管未冷却至 A_{r1} 以下就直接进再加热炉加热后定径,造成定径后的钢管温度仍很高,若冷床冷速较快,则钢管会形成少量的珠光体、铁素体和粗大贝氏体束集为主的组织(图 1),钢管的冲击韧性很差;若冷床冷速较慢,则钢管中粗大奥氏体晶粒边界先析出网状铁素体,未转变的奥氏体进入中温转变区,因铁素体析出使未转变奥氏体 C、Mn 含量增高,且由于晶粒粗大,贝氏体淬透性好,因此形成硬度更高的中温转变产物。这种组织状态如不再次正火,粗大网状铁素体和硬的晶内中温转变产物(图 2),会使钢管的冲击韧性非常差。在这两种状态下,钢管的拉伸由于加载速度较低,因此其延伸性能可以完全满足 API 5CT 的要求,但若钢管的表面存在划痕、点坑或氧化皮压入等缺陷,在高加载速率的内压力或拉力、冲击动态力(如固井后试压)作用下,在这些局部高应力集中处则会产生脆性断裂或纵向开裂。这两类组织的 N80-1 钢管由于不进行补充的冲击试验,不易发现问题。

据石油工程师协会会议论文 SPE00092431 报道^[9], API 5CT 正火型 N80 钢级 $\Phi 139.7$ mm($5\frac{1}{2}$ in) 套管(未附加 SR16 夏比冲击韧性补充要求)2002 年在 East Texas 发生的套管断裂事故,就是因为套管材料的金相组织都为粗大的珠光体和网状铁素

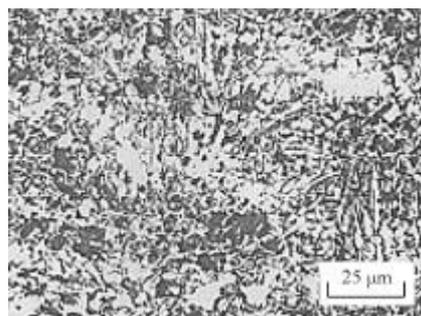


图 1 Mn-V 非调质 N80 钢级油套管常见显微组织之一(B+F_少+P_少)

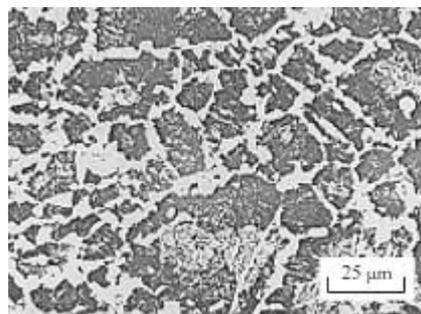


图 2 Mn-V 非调质 N80 钢级油套管常见显微组织之二[F_网+(P+B)_{F网内}]

体,管体的冲击韧性 CVN 值和断口剪切面积 S_A 值低,在内压下发生横向脆性断裂。试验表明:这种状态的钢管正火后金相组织和韧性明显改善。国际上倾向于不采用这类非调质 N80-1 钢级套管。

若仍采用非调质 N80-1 钢级套管,则最好采用细晶铁素体+珠光体型的改良型合金设计,或终轧后冷至 A_{c1} 以下,再经正火形变定径,以消除不良组织状态。

2.3 高抗挤套管

在钻井、固井、开发过程(不同开发方式、不同开发期间)中,由于所处的油气井工况不同,套管柱承受外载包括外压力的情况是比较复杂的,如注水压力达到或超过上覆地层压力时,大量高压水便窜入泥页岩隔层、地层界面破碎带和断层面,引起地层状态特性和力学条件的变化,对生产套管产生超常外压力;少注多采的欠注开发,造成纵横向压力不平衡,油层孔隙压力下降,管内液面下降,从而使生产套管的有效挤压力超常;区块两邻端注采压力不一致造成横向压力不平衡,使套管承受的有效挤压载荷加大;盐岩层埋藏达到一定深度时,在上覆地层压力作用下就会产生“塑性流动”,使套

管受到挤压；由于地层出砂造成套管受到径向非均匀外挤压力，因此在地层上覆压力的联合作用下，套管将发生挤毁和错断；在注蒸汽热采注汽时受轴向和横向压应力的作用，水泥环台肩侧向挤压套管螺纹终止处，使该处更易缩径(也可能使螺纹接头泄漏和压脱)，在停注焖井周期的降温过程中，因受轴向拉伸热应力作用，套管的抗挤能力下降较多。上述工况都要求套管具有一定的抗挤特性，而抗挤特性是对套管强度最基本的要求之一。

随着深井、超深井及高压油气井的增多，套管挤毁问题越来越引起人们的关注。在深井、超深井或需隔离塑性流动地层(盐岩层、页岩层等)、软泥岩等复杂地层的油气井中，均应考虑采用高抗挤套管。高抗挤套管的下井深度可大大超过同钢级同壁厚 API 套管，还可能超过高钢级同壁厚 API 套管，如 Q125 钢级套管的下井深度为 3 350 m，而 NT-95HS 高抗挤套管的下井深度可达 4 300 m；同时，使用高抗挤套管可减轻套管柱的重量，增大套管柱内径，并且内径基本一致，为测试采油、井下作业创造有利条件。

为了适应油气井的这种需求，国内主要生产厂都在进行开发，形成了各自的钢级产品如 BG110T、TP110TT、WSP110T、HS110T1 等^[10-13]，所开发产品的水平基本达到国外同类先进产品实物水平。有的生产厂还开发了非 API 的高抗挤厚壁套管 TP130TT^[14]并批量应用于油田^[15]。开发研究表明：提高钢管的屈服强度，降低残余应力和组织硬度的不均匀性，提高钢管几何尺寸精度尤其是减小钢管的椭圆度，以及控制壁厚偏差，是可以提高钢管的抗挤强度的。

何为高抗挤套管，目前还没有明确的规定。有人把某一单位长度重量级钢管具有较高临界挤毁压力[按 D/t 比适用的屈服强度(内壁出现屈服)挤毁公式，塑性挤毁公式，弹塑性挤毁公式以及弹性挤毁公式计算]的套管称为高抗挤套管。不过，API 套管实际挤毁压力可能都比计算的临界挤毁压力要高。也有人把临界挤毁压力高于 API Bull 5C2 规定值 25%~30%的套管称为高抗挤套管。更为普遍的看法是，高抗挤套管是一种使管体变圆，并消除管体中残余应力，以使椭圆度和残余应力达到最小的特殊生产程序所获得的产品；许多规格和重量级钢管的高抗挤力是由整圆、管体实际壁厚(与抗挤强度成三次方关系)和实际屈服强度(与抗挤强度成

一次方关系)的控制综合结果来确定的，此外套管的抗挤特性还在很大程度上受外载荷均匀性的影响。套管单轴、双轴挤毁压力除与钢管本身有关外，还与外载荷条件有关，因此在使用高抗挤套管进行管柱设计时，不能把钢管的抗挤压力值简单看成钢管特性常数选择设计系数，还应考虑外载荷条件，尤其是盐岩、膏岩地层的不均匀蠕变。

2.4 注蒸汽热采套管

稠油特别是特稠油和超稠油，其地下粘度高，几乎不能流动，必须采用热采。注蒸汽是最主要的热采方法。我国辽河油田的稠油产量占其油田原油总产量的 70%，克拉玛依油田、胜利油田等的稠油产量比例也相当高。辽河油田注蒸汽采用的是封隔器和隔热管，通过射孔段孔眼把蒸汽注入稠油层。在蒸汽平均温度为 320 ℃(有的超过 350 ℃)、注汽压力 12 MPa 以上(有的高达 17 MPa)的稠油热采井中，API N80 钢级套管损坏很严重。热采井套管以损坏在封隔器附近至油层部位的居多，占套管损坏总井数的 64.42%。套管损坏形式为套管变形、错位，以及螺纹接头泄漏、脱扣。其中，套管变形占套管损坏总井数的 46.42%，错位占 23.21%，螺纹接头泄漏和脱扣各占 16.35%。特稠油区块由于油的粘度更高，要求注汽强度大，注汽频率高，因而套管损坏更快。胜利油田稠油埋深约 1 500 m，在使用 API N80、P110 钢级套管(蒸汽温度 375 ℃，注汽压力 21 MPa)时，其稠油热采井的套管损坏井超过 30%。2004 年克拉玛依油田某区块使用国产 N80 钢级长圆螺纹油层套管下深 550 m 左右，注汽压力 10.8~11.2 MPa，注汽温度 285~320 ℃，当年发生套损井数 32 口，占该区投产井数的 11%。稠油井注蒸汽热采使用普通 API 套管，由于套管损坏井比例高，损坏时间短，因此迫切需要开发注蒸汽热采套管。

国内已开发的注蒸汽热采套管有 TP90、TP100H、TP110H、TP120H、WPS105H 等^[16-20]，产品紧密结合我国稠油热采的实际，独具特色。TP100H、TP110H 采用 Cr-Mo 调质钢，具有较高的耐热稳定性，热采注汽温度下的瞬时拉伸屈服强度(抗热应变的能力)分别高于 API N80 和 P110 钢级。在实验室进行了实物套管热采模拟拉应力(室温下施加)-压应力(注汽最高温度下施加)循环试验，每一循环周次应力水平增加 50 MPa，分别经 5~6 次循环，在施加 700 MPa 及 731 MPa 热压应

力时靠近接箍的管体才出现变形。试验表明：TP100H、TP110H 适合于相应热采注汽条件使用。TP100H、TP110H 在油田下井使用，均超过 6 个注汽热采循环，未发现套管损坏，取得满意的效果。

注汽热采作业套管失效除要考虑抗热应变能力外，还要考虑套管螺纹密封、抗拉脱、抗压脱、螺纹密封脂在注汽温度下失效，但目前的 TP100H 和 TP110 仅采用 BC 螺纹和不耐高温的常规螺纹脂。此外，套管在突然停注及复杂地层压力等条件下的抗挤能力也必须考虑，因为外挤力在注汽热采过程中的变化也是比较复杂的。因此，热采套管的开发不仅要考虑材料的高温特性，如高温瞬时拉伸、蠕变、蠕变稳定性、热应变疲劳等问题，而且要考虑螺纹密封结构、地层条件的变化，这样才能进一步解决热采井的套管过早损坏影响油井寿命的问题。

2.5 特殊螺纹连接油套管

与 API 8 牙圆螺纹及偏梯形螺纹油套管相比，特殊螺纹接头在以下几方面取得了突出性进展：①通过金属对金属密封结构的设计，使接头气密封抗力达到管体极限内屈服压力；②高连接强度，接箍式连接的特殊螺纹油套管，其连接强度可以达到管体的强度，从根本上解决了滑脱问题；③通过材料的选择和表面处理工艺的改进，基本解决了螺纹粘扣问题；④通过优化结构，使接头应力分布更趋合理，有利于抗应力腐蚀；⑤通过台肩结构的合理设计，使上扣操作更容易进行；⑥部分特殊螺纹接头能够满足注蒸汽开发油、气井的需要。

近年来，特殊螺纹油套管在深井、超深井、高压气井、稠油热采井、定向井、水平井、重腐蚀井等领域已经广泛应用。其中，美国、英国、挪威、加拿大等国，俄罗斯及独联体其他产油国，中东、中南美、东南亚等国家和地区的上述类型的油井已

大量使用特殊螺纹油套管。1990 年以来，我国许多油田的超深井、高压气井、稠油热采井、定向井、水平井、重腐蚀井已经开始使用特殊螺纹油套管。我国天然气开发和应用的快速发展，迫切要求开发特殊螺纹连接的油套管。近几年来，攀成钢、宝钢、天津钢管、无锡西姆莱斯专用管、衡阳钢管等也投入力量进行开发，或与国外工厂进行许可权转让合作生产^[21-23]。西安摩尔石油工程实验室设计开发了特殊螺纹接头和量规，钻铤双台肩螺纹接头和量规，并分别在试制的可膨胀套管和钻柱构件上获得应用。但由于目前国内特殊螺纹连接油套管的开发受到量规设计制造、规避国外专利权的制约，进展不快，因此许多深井、超深井、定向井、水平井、高压天然气井的重大工程用特殊螺纹连接油套管仍从国外进口。

2.6 深井和超深井用超高强度套管

由于我国西部油田的某些超深井，采用 Q125 钢级已不能满足需要，因此已开始采用 V140、V150 钢级等超高强度级别的非 API 套管。目前国内已开发了 Cr-Mo 系调质 V140、V150 钢级厚壁套管，如 HSV140、HSV150 套管。这类套管具有以下特点：钢的 P、S 含量低，分别为 0.010% 和 0.003%；钢中夹杂物含量低，A_类 0.5 级，B_类 0.5~1.0 级，D_类 0.5 级；钢的原始奥氏体晶粒度细小，为 ASTM E112 No.9.0~9.5 级；钢的强韧性高，其 -40℃ 和 -60℃ 纵向夏比冲击性能稳定。HSV140 和 HSV150 套管与日本住友金属开发的带有附加高韧性要求的管径 177.8 mm (7 in) 和 244.5 mm (9⁵/₁₆ in)、壁厚 10.34 mm 和 13.84 mm 的超高强套管 SM-155G 的韧性相当。

(待 续)

(收稿日期：2008-02-28)

● 信 息

俄罗斯 2008 年上半年钢管产量同比下降 6.8%

在保持了多年的高速增长后，2008 年上半年俄罗斯的钢管产量出现了同比下降的情况。2008 年上半年钢管总产量为 416.15 万 t，比 2007 年同期下降 6.8%，其中：无缝钢管的产量为 152 万 t，同比下降 4.9%；电焊钢管的产量为 252.20 万 t，同比下降 8.0%；其他焊管的产量为 11.95 万 t，同比下降 4.5%。

(攀钢集团成都钢铁有限责任公司 杜厚益)