

中国油气田开发现状、面临的挑战和技术发展方向

韩大匡

(中国石油勘探开发研究院,北京 100083)

[摘要] 回顾了我国油气田开发所走过的不平凡光辉历程,简要叙述了我国油气田的储层地质特点、主要类型和已形成的技术系列,揭示了近年来所面临的严峻挑战,比较详细地阐述了应对这些挑战的技术对策和开发好高含水、低渗透、稠油、海洋等主要类型油田和各种复杂气田的技术发展方向。

[关键词] 中国油气田开发;技术系列;高含水油田;低渗透油田;稠油油田;海洋油田;复杂气田;技术发展方向

[中图分类号] TE11 [文献标识码] A [文章编号] 1009-1742(2010)05-0051-07

1 我国油气田开发现状

1.1 油气田开发概况和对国民经济的贡献

20世纪我国油气田开发走过了不平凡的光辉历程,从解放初期的一穷二白,年产仅 12×10^4 t,经过石油工作者60年来的艰苦奋斗,开创了开发复杂陆相油田的新路子,形成了一整套符合中国国情的先进、适用技术系列,石油和天然气产量都有了大的飞跃。据国家能源局公布的资料,我国2009年的产量为 1.89×10^8 t,约下降了1%,但排名却首次由第5位上升至第4位。天然气产量近几年来大体以年百亿立方米的速度增长,2008年已达到 775×10^8 m³,位居世界第9位。

2007年石油在国家一次能源的消费中占19.7%,天然气占3.3%。同年油气开采业共实现利润3323.5亿元,占全国大中型工业企业总利润的16.9%,为整个石油工业的主要利润来源;以油、气为主要燃料和原材料的工业部门的产值约占全国工业总产值的1/6。这些都明确说明我国油气开采对国民经济发展的贡献是举足轻重的。

1.2 我国油气田开发的基本地质背景和技术发展状况

1.2.1 我国油田的储层以陆相碎屑岩沉积为主要特征,气田则还有大量海相碳酸盐岩储层

中国含油气地层分布广泛,从古生界到新生界都有分布。尤其是新生代地层储量最为丰富,已发现的油田多数集中在陆上东部地区,近年来西部地区及浅海大陆架发展很快,开发了一批重要油气田,特别是气田主要分布在西部。

从地质的角度看,我国油田的储层主要是内陆河流—三角洲或冲积扇—扇三角洲的碎屑岩沉积。这类储层的油田储量约占已开发储量的90%,其地质特征为:

1) 由于内陆盆地面积相对较小,物源近,相变频繁,因此砂体规模小,分布零散,平面上连通差,而且颗粒分选差,孔隙结构复杂,非均质严重。

2) 由于湖盆内频繁的水进水退,使河流—三角洲沉积呈明显的多旋回性,油田纵向上油层多,有的多达数十层甚至百余层,层间差异很大。

3) 油层内部纵向上非均质也很严重,各层段间物性相差很大。特别是储层中占多数的河道砂体,

[收稿日期] 2010-03-03

[作者简介] 韩大匡(1932-),男,上海市人,中国工程院院士,教授级高级工程师,研究方向为油气田开发、提高采收率及油藏数值模拟;E-mail:handakuang@petrochina.com.cn

渗透率呈上部低、下部高的正韵律分布特征,注入水易从下部发生窜流,影响了水驱效果。

4) 东部渤海湾地区断层极为发育,油田被切割成许多大小不等的断块。多数断块的含油面积小于 1 km^2 ,不同断块的几何形状、油层特性、油气富集程度、油气和油水分布、天然能量等都有很大差别,地质条件更为复杂。

5) 由于陆相湖盆中生油母质腐殖质较多,形成石蜡基原油,含蜡量多,粘度偏高,一般约为 $10 \sim 50 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,属中质油。也有一批油田为重质稠油,甚至特稠油和超稠油。在西部地区,还有不少轻质挥发油藏和凝析油气藏。

6) 由于砂体零散,连通差,油田的边水供给受到限制,大多数油田天然能量不足,很少具备活跃天然水驱的条件,需要注水补充能量。

气田的储层则更为复杂多样,除了陆相碎屑岩储层以外,还有大量碳酸盐岩储层和部分火山岩储层。我国的碳酸盐岩沉积以海相为主,分布也十分广泛,它的孔隙结构更为复杂,非均质性十分严重。

1.2.2 我国油气田的主要类型及相应技术系列

在复杂的地质背景下,我国油气田的类型很多,最主要的有中高渗透多层砂岩油气田、复杂断块油气田、低渗和特/超低渗透砂岩油气田、稠油油田以及轻质油田,还有部分砾岩油田、碳酸盐岩油气田、火山岩油气田等。气田的类型多数为复杂气田,除已提到的特/超低渗透、碳酸盐岩、火山岩气田以外,还有异常高压气田、高含硫化氢气田、高含二氧化碳气田等。

60年来,我国油气田开发针对复杂的地质条件和各种主要的类型,积累了丰富的油气田勘探开发经验,形成和发展了具有特色的、比较完整的技术系列,已达到了相当高的水平,有的技术在国际上已处于领先的地位。当前,主要的技术系列包括:

1) 早期分层注水、分阶段逐步综合调整的技术系列,是具有我国特色、应用广泛的开发技术。针对我国陆相油田天然能量普遍不足的特点,注水技术是我国油田开发的主体技术。采用注水技术的油田,其储量和产量所占的比重都在 80% 以上。特别是以大庆油田为代表,形成和发展了一整套早期分层注水、分阶段逐步综合调整的技术系列。依靠这套技术,大庆油田创造了年产 $5000 \times 10^4 \text{ t}$ 以上稳产 27 年的世界先进水平。这套技术在全国普遍推广以后,对于我国石油产量的持续增长,起了关键性的作用。

2) 三次采油技术中化学驱提高原油采收率技术符合我国国情,已大规模应用,处于世界领先地位。我国普遍采用的注水技术,平均原油采收率只有约 30% ,在已开发的油藏中还有 $2/3$ 的原油滞留在地下采不出来,需要发展各种新技术来提高原油采收率,其中各种三次采油新方法是重要的提高原油采收率技术。全国先后两次提高采收率潜力评价的结果,都表明聚合物驱和碱/表面活性剂/聚合物三元复合驱等化学驱油技术是各种三次采油方法中最符合我国国情也是潜力最大的技术。用这些技术所增加的、具有经济效益的可采储量就有 $5 \times 10^8 \text{ t}$ 左右。

对于聚合物驱,经过近二十年的攻关,已掌握了聚合物筛选评价,数值模拟预测,井网、注入方式和注入量的优化,强化射孔,调剖和防窜处理,注入工艺,动态监测,采出液处理,效果评价等较为完整的配套技术。全国聚丙烯酰胺年生产能力已完全能满足需要,分散和注入设备也已国产化。目前,聚合物驱已在大庆油田大规模推广,达到年产油 $1000 \times 10^4 \text{ t}$ 的规模,提高原油采收率幅度在 10% 以上,还获得了巨大的经济效益;胜利油田推广聚合物驱也已达到年产油约 $300 \times 10^4 \text{ t}$ 的规模,提高采收率 7% 左右。其他如大港、辽河、新疆、河南以及渤海油田也进行了规模不等的现场试验,都取得了较好效果。

三元化学复合驱提高原油采收率的幅度大,但机理复杂,目前已在表面活性剂研制、驱油机理、配方优选、数值模拟预测、注入装置研制、矿场试验方案设计和动态监测等方面取得了重大进展。在大庆、胜利、新疆油田进行的三元复合驱小井距先导性试验和正常井距的矿场试验,技术上都取得了良好的效果,提高采收率的幅度约在 $13\% \sim 20\%$ 。总体来看,我国化学驱技术无论在应用规模和技术水平方向都已处于国际领先水平。

其他提高原油采收率新技术,如微生物采油、注 CO_2 混相驱等也都进行了研究,进行了程度不同的现场试验,取得了一定的效果。

3) 滚动勘探开发技术有效地开发了复杂断块油藏。针对渤海湾地区的复杂断块油藏,采取了“地震先行、整体解剖、重点突破、跟井对比、及时调整、分批完善注采井网和逐步滚动推进”的滚动勘探开发程序以及高分辨率三维地震、井震约束反演等一系列技术,有效地开发了这类油藏。

4) 低渗透油田注水开发形成了有效的配套技

术,成为增储上产的重要领域。据不完全统计,2008年我国低渗透探明储量约有 100×10^8 t以上。在近五年新增探明储量中,低渗透储量的比重已增至60%~70%。低渗透油藏由于孔隙结构复杂,喉道狭窄、非均质性比一般陆相油藏更为严重,开采时自然产能低,一般需要进行压裂才能投产,经济效益差。即使在这种复杂和困难的条件下,我国在长期实践中也已形成了一套低渗透油田开发的系列技术,包括富集区带优选、裂缝系统预测和识别、超前注水、开发压裂、井网井距优化、精细过滤、深穿透射孔、简化集输流程等配套技术。运用这套技术,低渗透油田已成为当前石油产量增长主要的领域,其产量从2003年的2 600多万吨到2008年已增加到 5700×10^4 t左右,一大批特低渗透、裂缝性低渗透以及缝洞型碳酸盐岩等难开发油田也得到了有效开发,标志着我国低渗透油田的开发达到了高水平。

5) 热力开采技术的应用使我国稠油产量居世界第四位。我国稠油资源比较丰富,资源量近 200×10^8 t。除部分常规稠油采用注水开发以外,大部分采用热力方式进行开发。20世纪80年代初开始进行蒸汽吞吐开采,逐步形成了井深可达1 600 m的中深层蒸汽吞吐开采的配套技术,包括隔热油管、套管保护、多层分注、化学防窜以及物理模拟、数值模拟等一系列技术。浅层蒸汽驱油已过关,中深层蒸汽驱和蒸汽辅助重力泄油(SAGD)技术开发超稠油也已取得突破,正在推广。到2008年底依靠热力开采技术已累计动用稠油地质储量 14.6×10^8 t,当年产量1 340 t,为世界第四稠油生产大国。

6) 海洋油气田开发技术为产量快速发展提供了有力支撑。我国海域辽阔,面积300多万平方公里,其中近海大陆架约110万平方公里,富含油气资源。据最新资源评价,远景资源量原油 152×10^8 t,天然气13万亿 m^3 。根据水深不同,可分为滩海和海上两部分,开采方法各有特点。海洋石油工业从1967年海一平台投入试采开始,至今已有43年历史。初期发展不快,到1985年产量还只有 8×10^4 t。90年代开始加快发展,截至2008年,海上油田已累计探明地质储量 20×10^8 t,年产量达 2906×10^4 t,还在不断增长之中。

根据海洋油田开发的特点,已经形成的技术系列包括优快钻井、丛式井、大位移井和复杂结构井的应用,各种平台和大型浮式生产储油轮的建造,以及稠油开采、中小油田群联合开发、水下井口生产系统

和增压技术、多层砾石充填适度防砂、聚合物驱提高采收率等技术的应用和发展。虽然海洋油田的投入较大,运用这套技术实现了高速高效开发,获得了很好的经济效益。

7) 掌握了天然气开采的配套技术,天然气产量迅速增长。我国气田开发技术在塔里木、四川、鄂尔多斯、柴达木等盆地以及海域气区开发实践中已得到很大发展,形成了各类复杂气田开发的技术系列,包括裂缝性碳酸盐岩气田储量测算、碳酸盐岩和火山岩气藏描述、少井高产和井间接替的开采方式、气井测试、大型酸化压裂、排水采气、酸性气体的防腐和脱硫、以及凝析气田的循环注气等技术。同时,根据天然气工业体系上游气田开发、中游管道输送、下游用户消费一体化协调发展、良性互动的原则,加强了长输管道的建设和天然气消费市场的开发;在这个基础上,天然气产量已实现了跨越式快速增长,从1996年到2008年,天然气年产量由 201×10^8 m^3 上升到了 775×10^8 m^3 ,并将继续快速增长。

总体来看,这一整套以开发陆相油田以及复杂气田为特色的技术系列的应用,提高了我国油气田开发的水平,为我国油气开采业的持续发展奠定了坚实的技术基础。

2 面临的问题和挑战

虽然我国的油气田开发已取得了长足的快速发展,但近年来无论原油或天然气都面临各种严峻挑战。

在油田开发方面挑战主要来自3个方面:

1) 随着国民经济的高速发展,石油需求量越来越大,石油开发和供应面临十分严峻的挑战。从需求方面来看,由于改革开放以来国民经济每年以9%左右的高速度发展,对石油的需求迅速增加,到2008年达到了 3.96×10^8 t的规模;而石油的生产量经过极大的努力,虽然还逐年有所增加,但当年产量只能增至 1.9×10^8 t,进口量已达 2×10^8 t以上的历史最高水平,对外依存度达50%以上。今后,随着我国向全面建设小康社会的宏伟目标前进,预计国民经济至少还将以7%以上的速度发展。即使大力节约石油、提高利用效率,今后石油需求量仍将大幅度增长,石油的开采和供应面临巨大的压力。

2) 今后石油储量的增长有一定限度,新增储量的品位下降。石油资源和储量是油田开发的基础。总体来看,我国石油资源比较丰富,据预测,常规油可采资源量约 200×10^8 t。目前探明率还只有

39% ,勘探上还处于中等成熟阶段,尚有大量待发现石油资源,探明储量仍可在高基值的水平上稳步增长,据测算,我国未来20~25年平均每年可新增可采储量 $1.8 \times 10^8 \sim 2.0 \times 10^8$ t。而且仍有可能发现一批大中型油田或油田群;但我国人均可采资源量不足,只有15 t左右,仅相当于世界人均值的18%左右。由于受到以上限制,储量难以再有更大幅度的增长,而且随着勘探程度的深入,勘探工作逐渐向地层岩性、前陆盆地山前冲断带或克拉通边缘凹陷、海相碳酸盐岩、以及海域等新领域发展,还多处于沙漠、戈壁、山地、黄土塬、深水等地表条件复杂地区。这些勘探目标的复杂地质和地貌条件,不仅加大了勘探难度,而且新增石油储量品位下降,低渗、特低渗、超稠油储量所占比重加大,对今后新油田的开发也带来了新的挑战和难度。

3)经过60年的开采,已开发油田总体上已进入高含水、高采出阶段,主力老油田产量递减。据统计,2007年全国油田可采储量采出程度已达到73.2%,综合含水高达86%。其中含水高于80%的老油田,可采储量占总量的73.1%,可采储量已采出60%以上的老油田,其可采储量更占到总量的86.5%。由此可见,主要老油田已进入开发后期,产量发生递减,需要依靠技术进步,调整挖潜,大幅度提高采收率,以减缓老油田的递减。

由于资源的限制和老油田不可逆转的递减趋势,据预测,如以2002年的原油产量 1.67×10^8 t作为基数,那么到2020年这些产量将递减到只有 5700×10^4 t;因此,基于可持续发展的战略对策,即使今后大力加强新区勘探和老区挖潜,国内原油产量今后一段时间内也只能稳中有增,达到高峰产量后努力保持长期稳产。在这种状况下已难以满足国民经济高速发展对石油日益增长的需求,石油进口量和对外依存度将继续以较大幅度增长,石油安全问题将日益突出。

另外,在天然气开发方面,虽然我国天然气资源比较丰富,并进入快速发展时期,但仍然满足不了国民经济对天然气需求的更快增长。

据测算,我国人均可采资源量只有 1.7×10^4 m³左右,仅相当于世界人均值的约21%,而且天然气的生产虽然增长很快,但国民经济对天然气的需求增长更快,因此,国内天然气的供应仍将出现缺口,天然气也需要部分从国外进口。同时,天然气田多属复杂气藏,安全、高效开发的难度比较大,也是当

前面临的挑战。

综上所述,我国油气资源虽然总量比较丰富,但人均数量不足,新增原油储量品位下降,开采难度增加,主力老油田含水已高达90%左右,进入了开发后期,产量递减,原油后备储量接替紧张,已难以大幅度增长。随着国民经济的持续快速增长,石油供需缺口将越来越严重,石油安全问题已日益突出。另一方面,天然气近期已具备高速增长的资源条件,可以部分减轻石油供需矛盾,但同样也需要部分进口,而且复杂气田开发的难度也比较大。因此,在新世纪油气田开发已面临非常严峻的挑战。面对这些严峻的挑战,核心问题是如何为国家尽可能持续地供应更多的石油和天然气,这已成为我国油气田开发的迫切任务。

3 油气田开发技术的发展方向

为了保障今后国内原油产量的稳定供应,天然气产量的快速增长,必须充分依靠科技进步,大力发展油气田开发技术。

从目前油气田开发的状况分析,其中高含水、低渗透和稠油三类油田占全国原油产量的比重最大;海洋油田的开发具有与陆上不同的特点,而且是当前上产的重要领域,天然气则正在快速增长;因此,为了向国民经济发展供应更多的油气,需要努力抓好这四类具有不同特征的油田以及天然气的开发。

3.1 进一步提高高含水油田的原油采收率,是当前油田开发最主要的任务

经过四五十年的开采,已开发油田总体上已进入高含水、高采出程度的深度开发阶段。如上所述,截至2007年底,全国油田可采储量采出程度达到60%以上的已占86.5%,综合含水80%以上的油田其可采储量所占的比重已达73.1%,如大庆、胜利、大港等一批主力老油田含水都已达到90%以上。在这种情况下,主要老油田已进入递减期。但另一方面,据不完全统计,高含水油田虽已进入了开发后期,但其产量仍在全国占70%以上。因此急需依靠技术进步来进一步提高这些高含水老油田的开发效果。为此,一方面要采取各种扩大注水波及体积的综合措施,对老油田进行二次开发,较大幅度地进一步提高水驱采收率;另一方面在有条件的油藏要继续发展聚合物驱、化学复合驱等三次采油技术,进一步提高原油采收率,以减缓老油田产量的递减。

3.1.1 发展高含水油田的二次开发技术,进一步较

大幅度地提高水驱采收率

主要技术发展方向如下:

大力发展油藏剩余油富集部位预测技术。针对高含水后期油藏内剩余油呈“整体上高度分散,局部还存在相对富集部位”的特征,要进一步深化油藏精细描述,综合应用地质、开发地震、测井、油藏工程、精细数值模拟等各学科的新技术,准确地量化剩余油的分布,预测剩余油相对富集的部位,这是高含水油田的挖潜、提高注水采收率的重要基础。

针对所准确预测的剩余油富集部位,不均匀地部署多种类型的高效调整井,特别是要加强井下随钻测量和控制技术的研究,有效地部署多种侧钻井、水平井、复杂结构井,获得较高的单井产量,降低吨油成本。

对于大量分散的剩余油,要在重新组合井网系统、进一步完善注采系统的基础上,发展油藏深部整体调驱技术。为此要研制高效的新型耐高温、高盐的可动凝胶,暂堵高渗透带形成的水流优势通道,使后续注入水流向采出程度较低的中、低渗透部位,扩大波及体积。对于导致注入水无序窜流的大孔道,则要研制新型质优价廉的凝胶堵剂,经济有效地堵住大孔道,改变液流方向,提高注水效果。

据已有实践,综合应用这些技术,可以进一步提高注水采收率 5% ~ 8% 以上,条件好的有可能达到 10% 左右。

我国老油田套管损坏已成为十分普遍和严重的问题,急需发展套损防治技术,减少老井损坏,保障油田正常开发生产。

同时,积极发展和应用不稳定注水技术以及物理法采油等技术,可以在各自不同的适用范围内,提高原油产量,增加采收率。

3.1.2 发展三次采油新技术,进一步提高采收率

聚合物驱油技术是当前主要的三次采油技术,已大规模推广,提高采收率约 7% ~ 12%。今后要进一步扩大应用范围,研制新型抗高温、耐盐、抗碱和抗剪切的新型聚合物,发展污水和海水配制聚合物溶液的技术,进一步提高应用效果。

由于大庆油田的注聚对象已转向物性差的二、三类油层,需要研制分子量较低、驱油效果仍很好的聚合物。对于多层油藏,要改善和推广应用聚合物的分质、分注技术。

在聚合物驱以后油藏(区块)内还残留一半左右的原油不能采出,急需探索和发展有效地继续提

高采收率的技术,否则这些区块将被弃置。

化学复合驱技术,机理复杂,适应性广泛,提高采收率幅度大,可达 13% ~ 20%,目前成本还比较高,而且强碱体系结垢严重,需要进一步研制廉价、高效、低/无污染新型表面活性剂,发展弱碱及无碱驱油体系,尽快推广应用。

同时还要积极探索和发展水驱后热采和泡沫驱油技术;对轻质油藏,要加强 CO₂ 和其他气体的混相驱,近混相驱和非混相驱技术的研究和应用。

微生物采油技术是机理复杂、施工工艺简单、经济效益好的新兴技术,其中单井吞吐经进一步完善后可以作为增产措施推广应用,但提高采收率效果较好的微生物驱还需在加强机理研究的基础上,积极进行现场试验,早日实现工业化应用。

3.2 发展低渗透油藏开发技术,经济、有效地提高开发水平

我国低渗透油藏的资源比较丰富,到 2008 年已探明地质储量约在 100 × 10⁸ t 以上,目前的状况是其动用率还只有 2/3 左右,其余约 1/3 低丰度的特/超低渗透油藏在目前的经济技术条件下仍难以投入开发。已开发的低渗透油田单井产量低,经济效益差。因此对于这类油田的开发,一方面要增加已开发油田的单井产量,降低成本,提高经济效益;另一方面要积极开启动用这些还没有投入开发的低渗透难采储量。主要的技术发展方向如下:

发展低渗透油藏含油富集区带优选技术,在“贫中选富”,选出相对富集区块,经济、有效地优先投入开发。

在注水方面要推广超前注水技术,有效防止压力敏感作用造成的渗透率降低现象。

水力压裂技术是提高低渗透油田单井产量的关键技术,要进一步加强高效压裂效果的研究,包括压裂工艺的优化,高强度支撑剂、低伤害压裂液的研制,快速返排以及重复压裂技术的研究和应用等。

开发压裂优化注采井网技术是我国的一项原创性技术,要进一步完善和推广。该项技术从油藏整体着眼,使压裂所产生的人工裂缝与所部署的注采井网间能形成最优的配置,从而使压裂技术不仅是提高单井产量的必要措施,而且成为提高采收率的有效手段。为此,需要提高裂缝方位的预测精度,准确地确定井网的注采方向。

水平井、复杂结构井技术也是一项重要的提高单井产量技术。要对水平井再进行分段压裂,进一

步提高增产效果。

对于吸水能力差、甚至注不进水的低渗透油藏,适于采用注 CO₂ 或其他气体如烃类、氮氧或空气等进行驱油;CO₂ 驱还可以获得减排温室气体的效果,如能具有混相或近混相条件,则可以获得更高的采收率。

探索水中添加活性剂,改变润湿性,提高低渗油藏水驱采收率的技术。发展小井眼技术,以大幅度降低钻井投资,提高经济效益。

3.3 发展稠油开发的接替技术,稳定稠油油田的产量

稠油油田多年来产量一直保持千万吨以上,但面临后备储量不足、高轮次蒸汽吞吐效果大幅度降低等挑战,稳产形势严峻。当前条件较好的可动用稠油储量逐年减少,吞吐井压力下降,供油能力差,产量和油气比下降,而且大部分主力区块整体加密调整已基本到位,加密潜力有限;因此,需要大力发展新的接替技术,减少稠油产量的逐年递减。主要的技术发展方向如下:

中深层蒸汽驱技术是蒸汽吞吐的重要接替技术,急需进一步完善推广,规模化应用,大幅度提高稠油采收率。在当前大多数蒸汽吞吐在接替技术还没有重大进展的情况下,发展组合式改善蒸汽吞吐技术,提高吞吐效果、稳定稠油产量。

蒸汽辅助重力泄油(SAGD)是另一种重要的接替技术,要不断完善提高,大力推广,以大规模开发我国的超稠油资源。

对油层条件下具有一定流动能力的疏松稠油油藏,要发展稠油携砂冷采技术,投入少,经济效益高。

同时,要积极发展火烧驱油和热电联产技术,探索超临界流体萃取(VAPEX)和地下改质技术。

3.4 充分发挥海洋油气田的开发潜力,实现产量的持续增长

当前我国海洋油气田的已探明储量中,还有近一半的石油可采储量和 2/3 的天然气可采储量尚未投入开发,并且深于 300 m 的深水油气田,还是没有被触动的处女地,这说明后备资源和储量比较充分;而且与陆上东部油田相比,多数油田投产相对较晚,含水相对较低,为今后产量持续增长具备了很好的基础,潜力还很大。但另一方面也存在着渤海海域的稠油油田采收率低,海相砂岩油田含水高、递减快,复杂油气田开发效果不理想,边际油气田动用难等问题,需要依靠科技进步来解决;同时,从长远来

看,必须为深水油气田开发及早做好技术和装备的准备,因此其主要的技术发展方向如下:

海上及滩海油田开发技术:发展和推广稠油聚合物驱技术;加强抗高盐的可动凝胶深部调驱等其他提高采收率技术的研究和现场试验;对于复杂油气田和边际油气田,要加强精细油藏描述,发展和推广油气田群的开发方式,实施滚动勘探开发;同时,要发展滩海油田的大位移钻井和海油陆采技术。

深水技术:发展深水条件下的地球物理勘探、钻井、测井、完井、管道铺设、工程模拟、水下采油以及平台的设计、制造、海上安装等系列技术,在应用过程中不断完善、推广。

主要装备的研制:包括大型自升式钻井船,深水半潜式钻井平台及动力定位钻井船,万米海洋石油钻机,大型起重兼铺管船、超大型浮式生产储油轮及系泊装置,深水张力腿平台、立柱浮筒式平台、顺应式平台、水下生产系统以及海上稠油开发等重大装备的设计和研制。

3.5 大力发展天然气田开发技术,保障天然气产量快速增长

鉴于天然气工业的特点是上、中、下游之间形成紧密的产业链,是一个复杂的系统工程。因此必须从整体上加强系统优化的研究,努力实现资源多元化、管输网络化、调配灵活化的多气源、多用户、输储结合的天然气工业体系,保障安全、平稳地长时期供应天然气。当前,要特别重视加强薄弱环节储气库的建设。

我国所发现的气田多数为特殊类型的复杂气藏,迫切需要发展相应的新技术,科学、合理地尽快开发这些新气田,促进我国天然气产量的快速增长。因此要大力发展异常高压气藏的高效、安全开发技术,低渗、低丰度大气田储层评价及经济有效开采技术,长井段、多层疏松砂岩气藏防砂、堵水技术,高酸性气藏的防腐、脱硫(或 CO₂ 分离)和安全生产技术。

凝析气田循环注气提高采收率技术要进一步完善配套,更好地提高凝析油的采收率。同时,有水气藏排水采气技术也要进一步完善,保障出水气井正常生产。

从长远需要来看,要积极研究和发展油砂、页岩油、煤层气、页岩气、水合物等非常规资源的勘探开发技术,作为油气的替代和后备能源。

4 结语

我国的油气田开发曾经走过了不平凡的光辉历程,展望未来,我国的油气田开发面临新的严峻挑战,一方面体现在国民经济持续快速发展使原油供需矛盾突出,当前原油的对外依存度已超过 50 %。另一方面,原油新增储量品位下降,老油田已进入高含水、高采出程度的开发后期,稳产难度增加;复杂

气田的开发难度也很大,产量虽然快速增长,但需求的增长更多、更快。

为了应对严峻的挑战,今后必须针对高含水、特/超低渗透、稠油、海洋等主要类型的油田以及各种复杂气田发展新的技术,高效地开发好这些油气田,不断提高采收率,才能为原油以高峰产量持续稳产以及天然气更好更快地发展提供有力的支撑。

Status and challenges for oil and gas field development in China and directions for the development of corresponding technologies

Han Dakuang

(PetroChina Exploration and Development Research Institute, Beijing 100083, China)

[**Abstract**] The paper reviews the glorious course of the oil and gas field development in China and summarizes the geologic characteristics, main types of reservoirs and the corresponding technology series formed during decades of practice. Also, the paper reveals great challenges that the oil and gas field development faces in recent years, details the technical strategies meeting these challenges and points out the directions for the development of technologies for high-water-cut, low-permeability, heavy-oil, offshore oilfields and all kinds of complicated gas fields.

[**Key words**] oil and gas field development in China; technology series; high-water-cut oilfields; low-permeability oilfields; heavy-oil fields; offshore oilfields; complicated gas fields; development direction for technologies