

文章编号: 1000-0747(2018)04-0000-08 DOI: 10.11698/PED.2018.04.00

海外油气田开发理念及技术对策

穆龙新, 范子菲, 许安著

(中国石油勘探开发研究院)

基金项目: 国家科技重大专项(2017ZX05030)

摘要: 基于中国石油公司 20 多年来海外油气田开发的经验, 全面总结了海外油气田开发的特点、开发理念、开发模式及开发方案设计策略。海外油气田开发具有项目资源的非己性、合同模式的多样性、合作方式的复杂性等十大特点。基于以追求有限合同期内产量和效益最大化为目标的海外油气田开发理念, 建立了早期优先利用天然能量开发、规模建产、快速上产、高速开采、快速回收的海外油气田开发模式。确定了适应不同合同类型的海外油气田开发方案设计策略, 对于矿税制合同, 优先开发富集且技术难度小的资源, 依据合同规定的矿费变化确定早期投资进度、上产速度、开发工作量和产量; 对于产品分成合同, 高速开发, 稀井高产, 加快投资回收; 对于技术服务合同, 根据投资回报率确定方案的合理产量目标和工作量, 确保高峰期产量和稳产期达到合同要求。图 3 表 4 参 12

关键词: 海外油气田; 开发理念; 技术对策; 开发模式; 合同类型; 开发方案设计

中图分类号: TE32 文献标识码: A

Overseas oil and gas field development ideas and technical strategies

MU Longxin, FAN Zifei, XU Anzhu

(PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

Abstract: Based on about 20 years of accumulated experience and knowledge of oil and gas field development in overseas countries and regions for China oil companies, the development features, ideas, models and plan designing strategies of overseas oil and gas fields were comprehensively summarized. Overseas oil and gas field development has ten major features, such as non-identity project resource, diversity of contract type, complexity of cooperation model, and so on. The overseas oil and gas field development aims at the maximization of production and benefit during the limited contract period, so the overseas oil and gas field development models are established as giving priority to high production by natural energy, building large-scale production capacity, putting into production as soon as possible, realizing high oil production recovery rate, and achieving rapid payback period of investment. According to the overseas contract mode, a set of strategies for overseas oil and gas field development plans were made. For tax systems contracts, the strategy is to adopt the mode of "first fat and then thinner, easier in the first and then harder". That is, early investment pace, production increase rate and development workload were decided by the change of tax stipulated in the contract. For production share contracts, the strategy is to give priority to high production with a few wells at a high production recovery rate to increase the cost-oil and shorten the period of payback. For technical service contracts, the strategy is that the optimal production target and workload of the project were determined by the return on investment, so as to ensure that the peak production and stable production periods meet the contract requirements.

Key words: overseas oil and gas field; development ideas; technical strategy; development model; contract type; development plan design

引用: 穆龙新, 范子菲, 许安著. 海外油气田开发理念及技术对策[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 1-8.

MU Longxin, Fan Zifei, Xu Anzhu, et al. Overseas oil and gas field development ideas and technical strategies[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 1-8.

0 引言

中国石油公司自 20 世纪 90 年代初起积极实施“走出去”战略, 到中国以外的国家和地区进行油气勘探开发, 20 多年来取得了巨大成绩。海外油气资产分布

于全球五大油气合作区, 共有 120 多个项目, 分布在 50 个国家的 100 多个盆地, 总面积约为 $150 \times 10^4 \text{ km}^2$, 拥有剩余可采储量 $130 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量, 海外油气作业产量超过 $2 \times 10^8 \text{ t}$, 积累了在海外从事油气勘探开发的丰富经验和技術^[1-3]。与国内相比, 海外的油气勘探开发

有着自身独有的特点,这些特点决定了海外油气勘探开发不能照搬国内已有模式,必须开拓创新,走出一条适合海外特点和具有中国石油公司特色的海外油气田勘探开发之路。本文基于作者20年来海外油气田开发技术研究和方案设计的经验和知识积累,全面总结海外油气田开发的特殊性,系统提出适应这种特殊性要求的海外油气田开发理念、开发模式和针对不同合同模式的开发方案设计对策。

1 海外油气田开发特殊性

与中国国内油气田开发相比,海外油气田开发在资源的拥有性、合同模式、合作方式、投资环境、开发时效性、项目经济性、国际惯例等方面都不一样,具有很多特殊性。

1.1 项目资源的非己性

资源的非己性主要是指海外油气业务所勘探开发的资源都是他国资源,油气资源归资源国所有,跨国公司只是一定期限内的油气勘探开发的经营者,并不真正拥有地下油气资源。而国内石油公司既是资源开发者也是资源拥有者,可以无限期地拥有和开发地下资源。

1.2 合同模式的多样性

石油勘探开发合作主要通过资源国政府(或国家石油公司为代表)和外国石油公司之间签订的国际石油合同来实施和完成。因此国际石油合同是指资源国政府(或国家石油公司为代表)同外国石油公司合作开采本国油气资源^[3],依法订立的包括油气勘探、开发、生产和销售在内的一种国际合作合同。石油合同模式主要有产品分成、矿税制、服务合同(包括回购合同)3种,另外还有在以上合同基础上形成的合资经营以及各种混合合同模式。以中国石油海外项目为例,产品分成合同占36%,矿税制合同占51%,服务合同占13%。同一国家可能具有不同的合同类型,同一项目不同区块具有不同的“篱笆圈”,投资回收和分成比例具有较大差异,投资风险大小各异^[2]。近年来石油合同呈现出控制性、限制性等特点,合同条款愈加苛刻,服务合同渐成主流,矿税、暴利税和红利税不断提高^[4]。

1.3 合作方式的复杂性

海外油气田勘探开发在签订合同后都要在资源国成立公司经营项目,合作方式复杂多样,有独资经营、联合作业、控股主导和参股等。独资经营和控股项目具有主导作业权,但权限受资源国政府和合作伙伴制约;联合作业为多家伙伴组成联合作业公司,共同实

施生产作业,任何一方均不具有独立决策权,如中国石油苏丹项目,中国石油天然气集团公司(CNPC)占股40%,马来西亚国家石油公司(Petronas)占股30%,加拿大SPC公司占股25%,苏丹国家石油公司(Sudapet)有5%干股;而参股项目没有决策权,只在股东会上具有建议权。

1.4 油气田开发的时效性

勘探开发合同期限短、时限性强。勘探期一般3~5年、最多可延长1~2次。可供勘探的时间短,必须在有限的时间内尽快找到规模油气才能进入开发期,实现投资回收。而开发项目一般为25~35年(见图1),油气开发技术的应用受项目效益和时间的制约。由于合同期有限,往往无法按照国内常规的程序开展勘探开发工作。

1.5 项目运作的国际性

海外项目经营是一种国际化经营,由两家或两家以上的公司按股份制形式开展合作经营,合作伙伴来自不同国家。勘探开发部署不仅需要合作伙伴的批准,还需要资源国政府的最终批准,才能开展实际操作或作业。勘探开发区块选择既要基于其开发潜力,还需考虑其投资环境。勘探开发活动必须符合国际惯例和规则,符合资源国的相关规定。

1.6 项目经营的风险性

海外项目经营因受到内、外部多种因素的影响,具有高投入、高风险的特点,决策正确可以获得丰厚的回报,反之则会带来较大损失。主要风险有:政治风险,如国家政权的更迭可能导致合同的流产;政策风险,如国家实施国有化政策;金融风险,如跨国金融体系、汇率变化等;油价风险,如国际油价的不可预测性对油气田开发经营效益的巨大影响;环境安保风险,如环保条件严苛、劫匪及恐怖袭击存在等;技术风险,如对油藏地质情况认识的不确定性;经济风险,如合同条款变更导致投资难以回收等。

1.7 作业窗口和条件的限制性

许多国家的油气作业窗口期很短,如乍得地区旱季可作业期仅半年;作业环境差,如尼日尔撒哈拉沙漠腹地和安第斯热带丛林环境恶劣、苏丹疾病肆虐;后勤条件差,如苏丹、乍得、尼日尔都是世界上贫穷落后的国家,地处内陆、无石油工业基础;运输难度大,如尼日尔项目,需要通过3个月海陆联运才到达多哥洛美港或贝宁科图努港,再经过跨3个国家2400多千米陆路运输至迪法,然后换成沙漠运输车辆在沙漠行驶400 km才能最后到达作业区。

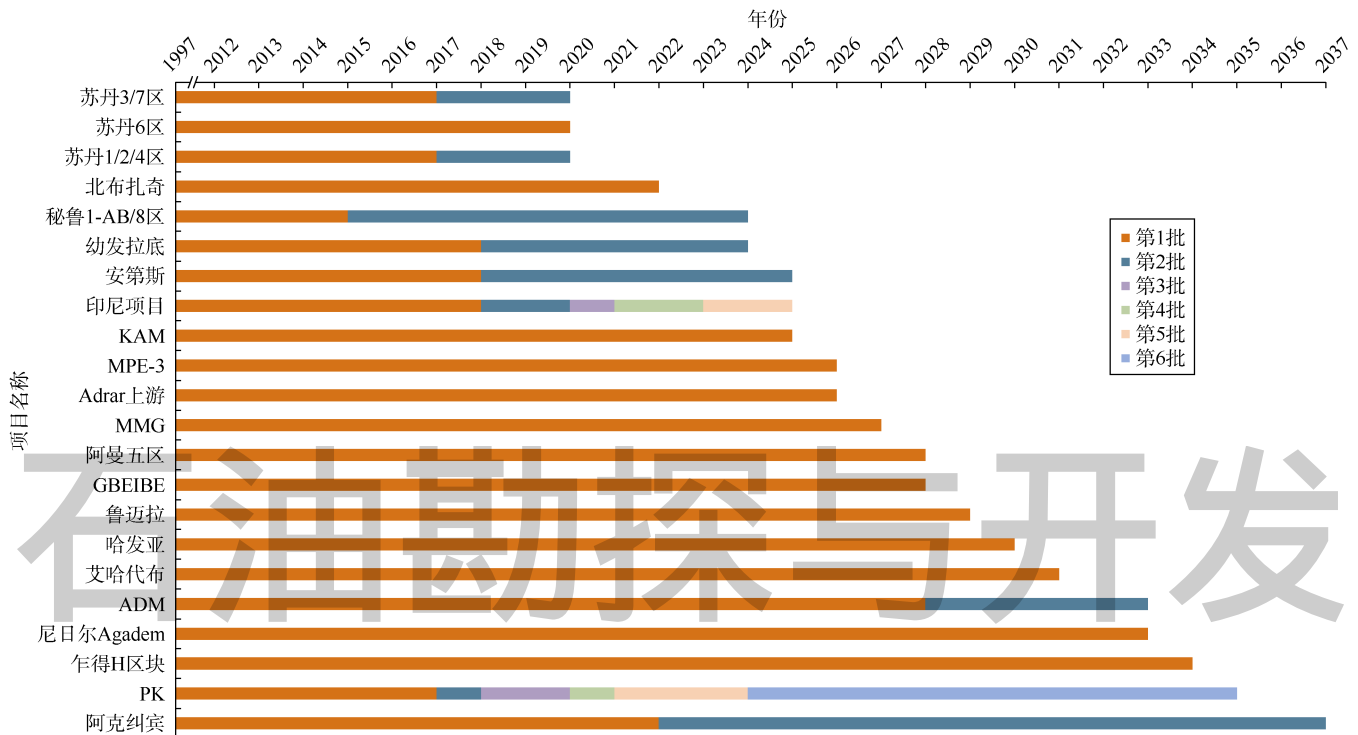


图1 海外开发项目许可证期限图

1.8 合同区范围及资料的有限性

跨国石油公司获取的合同区范围有限，经常是盆地中的1个局部区块，难以从区域上开展研究。收集和采集的资料也十分有限，前期往往只有本区块的少量资料。区块投入勘探开发后，由于合作伙伴追求经济效益的最大化，都会尽量减少资料的采集，特别是岩性、流体的 p - V - T (压力-体积-温度) 特性、压力测试、产液剖面测试等非常重要的资料严重不足，可能对油藏认识造成无法弥补的损失。

1.9 项目产量的权益性

由于是与资源国、合作伙伴按股份开展合作经营，因此海外项目的产量具有作业产量、权益产量之分。合同者之间存在不同的投资比例，资源国政府还有各种税费和干股权益，合同者所能获得的实际份额油比例和收入比例要小于实际的投资比例。

1.10 项目追求的经济性

跨国油气勘探开发以效益最大化和规避投资风险为原则，以最小投入获取最大利润，实现经济效益最大化。总体遵循“少投入、多产出、提高经济效益”的原则。

2 海外油气田开发理念和模式

海外油气田开发最大的特点就是资源归属资源国政府所有，跨国公司只是规定时期内的开发经营者。

而对于国内油气田开发，资源拥有者与经营者是同一主体。由于受合同模式、政治、经济、技术等风险限制，与国内相比，海外油气田开发有不同的开发理念、开发模式和技术对策，从而制定出不同的经营策略。

2.1 海外油气田开发理念

国内油气田开发不受合同期限制约，开发理念上以长期保障国内经济发展需求为出发点，制定较长时间稳定高产的开发策略，精雕细刻，合理开发，不断提高油气田采收率，使资源得到最大化利用，实现油气业务可持续发展^[5]。海外油气田开发由于受资源的非己性、投资环境的风险性以及勘探开发时间的限制性等因素制约，需要创新形成不同于国内的油气田开发理念(见表1)。这就是以追求合同期内产量和效益最大化为目标，总体采取“有油快流、好油先投、高速开采、快速回收、规避风险”的开发理念，遵循以下3个原则。

① 优选有利目标区块快速建产、高速开发。海外油气田经营者采取资源“唯我所用”的原则，采用先“肥”后“瘦”、先“易”后“难”做法，优先选择富集且技术难度小的资源进行开发，而对低品位资源可不考虑开发。其次，合同规定了资源国和油气田开发经营者的收益分配方式，因此油气田经营者必须依据合同规定采用一切可行的办法来保证自己的利益，利用有限的时间和较小的投资实现规模快速建产和经济

表1 国内外油气田开发理念对比

开发理念	资源与经营者关系	合同模式	开发时限	政治社会风险	技术经济风险	综合风险	利润驱使动力	资源利用	开采技术	开采目标	经营理念
国内	资源拥有者与经营者是同一主体	矿税制	较长、可连续	很小	一般	小	强,但受控制	在资源的充分利用基础上获取尽可能多的油气产出和经济效益,倍加珍惜所有资源	采用各种先进技术手段,最大限度挖掘资源潜力	油气田最终采收率最大化	以长期保障国内经济发展需求出发
海外	资源归属资源国政府所有,合同者只是在规定时期内的开发经营者	矿税制、产品分成、服务合同(技术服务、风险服务、回购合同)	一般25~35年,有延期的可能	很大,受地域和国家影响	很大	很大,影响因素多	最强	选择性地有效利用资源,以追求最大经济效益为核心,对低品位资源暂时搁置或弃之不顾	采用最适合的可靠技术	合同期内采出程度最大化	以经济效益为核心

效益的最大化^[6-8]。

②油气田开发以能够实现快速回收投资、降低风险为前提。海外油气开发面临比国内更大的风险,除承担本行业的技术经济风险外,还要承担资源国政治、经济和安全不确定性带来的风险。油气田经营者可以通过改进技术措施和经营管理有效控制技术经济风险,而资源国政治、社会和经济等不确定性带来的风险经营者难以控制,甚至对项目有致命影响。最好的办法就是在较短时间内回收投资,把投资风险降到最小。

③油气田开发技术要经济、实用、安全、可靠。海外油气开发以追求经济效益为核心,以最小投入获取最大利润,尽可能降低投资是快速回收投资和获取最大利润的根本途径,因此在开发工程建设上需要简化流程,做到安全、可靠、实用。采用最适用且成熟、施工难度小的开发技术,避免新技术应用的不确定性产生的经济风险。

2.2 海外油气田开发模式

海外油气田开发的特殊性和开发理念决定了其开发模式和开发策略与国内不同。国内油气田开发模式是:保持长期高产稳产,兼顾不同品位资源,实现资源最佳利用;不断深化勘探开发,实现产能和储量接替;早期注水保持油藏压力生产,采用各种新技术(如聚合物驱油),不断挖潜剩余油;老油田实施“二次开发”,实现可持续发展和采收率最大化。而海外油气田开发模式是:规模建产,快速上产,高速开采,快速回收;优先开发优质资源,对低品位资源暂时搁置;勘探开发一体化,保证合同期内储产量高效接替;先衰竭开采,尽量延迟或推迟注水;坚持使用适用和集成配套技术,尽量不用高成本的新技术;有条件的油气田实施适合海外油气田特点的“二次开发”,保证合同期内产量和效益最大化;与资源国加强合作、共担风险、实现双赢。

3 海外油气田开发方案设计策略

海外油气田开发强调高速度、低投入、快产出、高效益。因此就不能照搬国内以稳产和高采收率为目的的油气田开发方案设计指导思想和方法。海外油气田开发方案设计必须遵循国际石油合同的具体规定,依据不同类型合同商务条款进行分析,明确不同类型合同商务条款对投资收益的影响,提出能实现在有限合同期限内投资收益最大化的开发策略。

3.1 开发方案设计的指导思想

海外油气田开发方案设计应以合同为基础,以合同期中中方收益最大化为目标,优化开发部署,实现规模建产、快速上产、高速开采,达到快速回收投资的目的。海外油气田开发收益最大化是技术和商务综合权衡的结果,制定开发策略时存在比国内更为复杂的约束条件,方案优化需要立足于合同的具体类型和相应条款,考虑各种约束条件对项目 and 合同者经济性的影响,进行综合分析和评价。

实现收益最大化的根本途径是快速上产,增加总收入,利用合同财税条款降低税费支出。针对矿税制合同,应在增加产量的同时尽量降低矿费和税,通过优化投资和控制税费实现油气田开发利益最大化^[9-10]。针对产品分成合同,应在一定成本油比例下尽可能地提高成本油数量,快速回收投资,降低风险,采用稀井高产策略。技术服务合同项目的经济效益主要来源于报酬费,而报酬费与产量紧密相关,因此产量的大小决定了合同者收入。在规定期限内达到合同要求的产量和稳产期前提下,投资规模控制得越小,投产速度越快,效益越好。

海外油气田开发方案设计的主体思想是在一定的投资规模下建成最大化的产能。以该思想为指导,不同开发阶段油气田应采取不同开发策略,早期以高产优先为原则,并充分利用天然能量衰竭开发,降低前

期投资。中期以稳产优先为原则，适度增加投资，注水补充地层能量，同时增加新井、措施工作量，保持稳产，减少被资源国政府分成的剩余成本油。开发后期要谨慎投资，方案设计中工作量部署需要设置经济界限，优选排序，提高合同到期阶段投资效益^[1]。

相对于油气田稳产开发方案，高速开发方案能较快地获得现金流回报，净现值较高，是实现合同者经济效益最大化的最佳开发策略。结合产品分成合同条款对苏丹 1/2/4 区开发方案进行了经济评价，预测结果显示：低速开发方案上产 $1\,000 \times 10^4$ t，稳产 11 年；中速开发方案上产 $1\,200 \times 10^4$ t，稳产 8 年；高速开发方案上产 $1\,500 \times 10^4$ t，稳产 3 年。油价按照 283 美元/ m^3 （45 美元/bbl）的净回价进行预测，高方案在 12% 的贴现率下净现值相对于中方案和低方案增加了 7%~9%，高速开发的经济效益明显优于中速和低速开发（见图 2）。

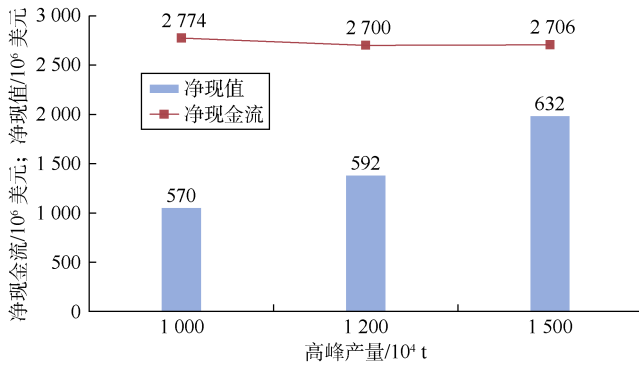


图 2 苏丹 1/2/4 区不同方案经济指标计算结果

3.2 针对矿税制及产品分成合同的开发方案设计策略

矿税制合同规定矿费费率随每年油气田产量变化而变化，产量越高，费率越高。在油气田上产过程中，当油气田产量增加到适用于更高一级的矿费时，会造成油气田矿费费率的增加，如果油气田产量的增加不足以抵消矿费的增加，合同者收益会降低。这就造成产量增加、收益降低的现象。为防止出现增产降效的情况，需要确定增产降效的产量区间，即“上产陷阱”。以哈萨克斯坦矿税制合同为例，按该合同规定，当油田产量为 199×10^4 t 时，矿费费率 9%，上缴的矿费相当于 17.9×10^4 t 原油的价格。当上产至 200×10^4 t 时，矿费费率增至 10%，上缴的矿费相当于 20.0×10^4 t 原油的价格。油田产量增加 1×10^4 t，矿费增加值相当于 2.1×10^4 t 原油的价格，实际收益反而降低。

设油田产量为 y_1 ，适用的费率为 x_1 ，通过增加投资上产，产量增加 Δy ，适用的费率为 x_2 。当增加的产

量刚好抵消增加的矿费时，增加的产量就是跨产量区间的最小上产幅度，即：

$$(y_1 + \Delta y)x_2 - y_1x_1 = \Delta y \quad (1)$$

根据合同规定的矿费费率和适用的产量区间，计算出跨产量区间的最小上产幅度，从而确定效益下降的产量区间。油气田开发方案设计时，产量指标必须避开效益下降的产量区间。哈萨克斯坦矿税制合同的计算结果如表 2 所示。

表 2 哈萨克斯坦矿税制合同跨产量区间的最小上产幅度及效益下降的产量区间

油气田产量/ 10^4 t	矿费费率/%	跨产量区间的最小上产幅度/ 10^4 t	效益下降的产量区间/ 10^4 t
<24	5		
25~50	7	0.54	25.0~25.5
50~100	8	0.54	50.0~50.5
100~200	9	1.10	100.0~101.1
200~300	10	2.22	200.0~202.2
300~400	11	3.37	300.0~303.4
400~500	12	4.55	400.0~404.5
500~700	13	5.75	500.0~505.8
700~1 000	15	16.47	700.0~716.5
1 000	18	36.59	1 000.0~1 036.6

针对产品分成合同，随着油田产量增加，合同者分成比例降低，产量越高分成比例越低。在油田上产过程中存在油田产量增加而合同者份额油降低的情况。以苏丹产品分成合同为例，该合同规定油田产量从 $9\,540 \text{ m}^3/\text{d}$ （60 000 bbl/d）上产至 $11\,130 \text{ m}^3/\text{d}$ （70 000 bbl/d）时，合同者的分成比例由 30% 下降至 25%，合同者的份额油由 $2\,862 \text{ m}^3/\text{d}$ （18 000 bbl/d）减少至 $2\,783 \text{ m}^3/\text{d}$ （17 500 bbl/d），造成合同者效益变差。

设油田原油产量为 m_1 ，合同者分成比例为 n_1 ，通过增加投资上产，产量增加 Δm ，合同者分成比例变为 n_2 。当增加的产量刚好抵消由于合同者分成比例降低而减少的分成产量时，增加的产量就是跨产量区间的最小上产幅度，即：

$$(m_1 + \Delta m)n_2 - m_1n_1 = \Delta m \quad (2)$$

根据合同规定的分成比例和适用的产量区间，计算出跨产量区间的最小上产幅度，从而确定合同者分成产量减少的产量区间。油气田开发方案设计时，产量指标必须避开合同者分成产量减少的产量区间。苏丹产品分成合同的计算结果如表 3 所示。

3.3 针对技术服务合同的开发方案设计策略

技术服务合同开发方案设计应当遵循“三最”原则^[12]，即在最短的时间内以最小的投资实现最大的初

表3 苏丹产品分成合同跨产量区间的最小上产幅度及合同者分成产量减少的产量区间

油田产量/(m ³ ·d ⁻¹)	合同者分成比例/%	跨产量区间的最小上产幅度/(m ³ ·d ⁻¹)	合同者分成产量减少的产量区间/(m ³ ·d ⁻¹)
<795 (5 000 bbl/d)	45		
795~1 590 (5 000~10 000 bbl/d)	43	37 (233 bbl/d)	795~832 (5 000~5 233 bbl/d)
1 590~3 180 (10 000~20 000 bbl/d)	39	163 (1 026 bbl/d)	1 590~1 753 (10 000~11 026 bbl/d)
3 180~7 950 (20 000~50 000 bbl/d)	35	363 (2 286 bbl/d)	3 180~3 543 (20 000~22 286 bbl/d)
7 950~11 130 (50 000~70 000 bbl/d)	30	1 325 (8 333 bbl/d)	7 950~9 275 (50 000~58 333 bbl/d)
11 130 (70 000 bbl/d)	25	2 226 (14 000 bbl/d)	11 130~13 356 (70 000~84 000 bbl/d)

始商业产能,并执行以下策略。

3.3.1 多期次产能建设策略

以伊拉克技术服务合同为例,高峰产能建设期一般为7年,考虑到初始商业生产周期一般在2.0~2.5年,二期产能建设周期一般为2年,因此整个高峰产能建设周期可以划分为3级或4级产能建设。

3级产能建设模式可表示为:

$$PPT_3 = M_1 + M_2 + M_3 \quad (3)$$

4级产能建设模式可表示为:

$$PPT_4 = N_1 + N_2 + N_3 + N_4 \quad (4)$$

根据长期472美元/m³(75美元/bbl)的国际油价和每年50%的投资回收比例,下一级产能建设台阶的规模应该等于之前所有期次产能之和,即:

$$M_2 = M_1 \quad (5)$$

$$M_3 = M_1 + M_2 = 2M_1 \quad (6)$$

将(5)式、(6)式代入(3)式可得:

$$M_1 = \frac{1}{4} PPT_3 \quad (7)$$

同理,对于4级产能建设模式:

$$N_1 = \frac{1}{8} PPT_4 \quad (8)$$

因此,整个7年期内的3级或4级产能建设台阶划分模式如图3所示。

以采用技术服务合同的哈法亚油田为例,高峰产量由 9.6×10^4 m³/d (60×10⁴ bbl/d)削减至 6.4×10^4 m³/d (40×10⁴ bbl/d)。经过多轮次方案对比,采用3级产能建设模式,因此初始商业产能确定为 1.6×10^4 m³/d (10×10⁴ bbl/d)。

3.3.2 初始商业产能投产时间安排策略

根据投产时间与投资效益的分析,投产时间延后1个季度则经济效益下降0.75%,因此投产时间应当尽可能早。按照关键时间节点分析,技术服务合同的初始商业产能最快投产时间应该在合同生效日之后的2.0~2.5年。因此,对于技术服务合同的初始产能建设,开发方案规定的工作量应当尽可能小,实现前期投资少、投资快速回收和自身滚动发展。

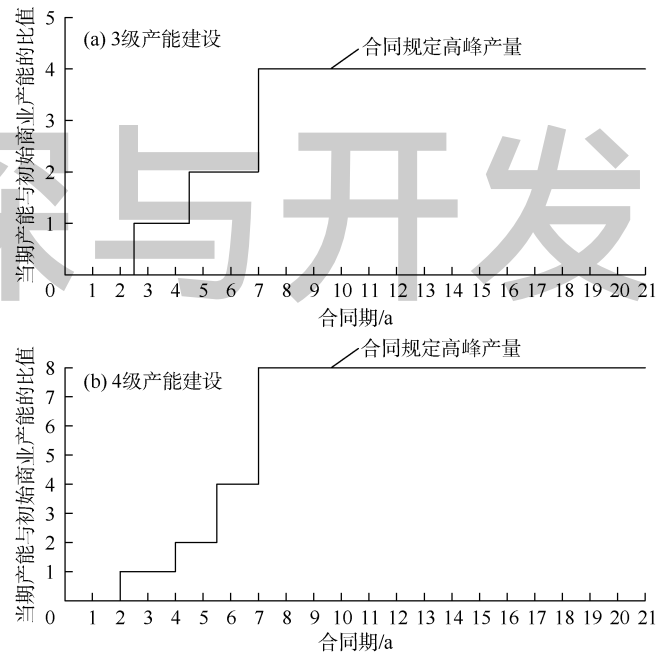


图3 技术服务合同高峰产能建设台阶划分模式示意图

3.3.3 第2期产能建设周期安排策略

对于多期次产能建设项目,合同者通常期望第1期产能建设的全部投资在第2期产能建设期间回收,同时剩余的回收池也尽可能满足第2期产能建设的投资,因此第2期产能建设规模和时间控制非常重要。以伊拉克技术服务合同为例,第1、第2期单位产能建设成本相当。第2期投资回收总量等于第1、第2期投资之和,即:

$$fL_1PY_2 = (L_1 + L_2)V \quad (9)$$

按照长期油价为75美元/bbl且t与bbl间换算系数为6.8计算,即油价为510美元/t,且每年投资回收比例为50%,则:

$$Y_2 = \frac{V}{255} \left(1 + \frac{L_2}{L_1} \right) \quad (10)$$

假设第1、第2期产能相当,则由(10)式可得:

$$Y_2 = 0.007843V \quad (11)$$

伊拉克项目的产能建设成本早期基本可以控制在 $(2 \sim 3) \times 10^8$ 美元/10⁶t,而后期逐渐上升至 $(4 \sim 5) \times 10^8$

美元/ 10^6 t。由(11)式计算得到,产能建设成本为 3×10^8 , 4×10^8 , 5×10^8 美元/ 10^6 t时的第2期产能建设周期分别为2.3, 3.1, 3.9年。结合实际产能建设规划,通常第2期产能建设周期安排为2年。

3.3.4 油田平面上分区分块动用策略

对于多期次产能建设油田,平面上应实行分区分块动用。按照每期次产能建设的规模与高峰产量之间的比例,在平面上按储量集中度划分产能建设的面积。通常初始商业产能的动用面积应当处于油田高部位区域,并尽量以中心处理站为圆点呈圆形或半圆形分布,后期产能建设再逐渐向四周展开。若油田具有多个油藏高点,可从每个高点开始进行产能建设,然后逐渐向鞍部展开。

3.3.5 油田纵向多层系优先动用策略

纵向上的油藏动用不能简单地以油藏储量或单井产量为依据,应综合考虑储集层物性、单井产量、钻完井投资、工程作业风险等进行判定。依据油藏动用顺序的主要影响因素建立纵向动用优先指数计算公式,按照优先指数从大到小的顺序来实施纵向上的油藏动用。油藏物性越好,渗透率越高,越优先动用;地饱压差(地层压力与饱和压力的差值)越大,越优

先动用;单井产量越高,越优先动用;钻完井投资越低,越优先动用;工程风险指数越小,越优先动用。根据以上优先动用原则,考虑到高峰建产期7年、建产后投资回收期2年的要求,纵向动用优先指数可表达为:

$$I = K \frac{p_i - p_b}{7} \frac{Q(1-a^{24})}{1-a} \frac{1}{U} \frac{1}{F} \quad (12)$$

(12)式中, a 为2年投资回收期内的产量总递减率。由于投产前无法确认油藏产量递减情况,假设 a 为10%,则(12)式简化为:

$$I = \frac{K(p_i - p_b)Q}{6.3UF} \quad (13)$$

以伊拉克哈法亚油田为例,纵向上各油藏的动用优先指数排序如表4所示。尽管Nahr Umr和Mishrif油藏埋藏较深,但由于井型不同、产能不同等,其动用优先指数要高于顶部埋藏较浅的Upper Kirkuk和Hartha油藏。在第1期产能建设期,以Nahr Umr和Mishrif油藏为主,其他油藏进行试采,第2期产能建设期再加入Upper Kirkuk油藏。在第2期产能建设完成后,油田纵向上主要动用Nahr Umr、Mishrif和Upper Kirkuk油藏,其他油藏基本不动用,留待后期动用。

表4 哈法亚油田各油藏纵向动用优先指数

油藏名称	埋深/m	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	地饱压差/MPa	单井产量/($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	单井钻完井投资/ 10^4 美元	工程风险指数/%	优先指数	排序
Upper Kirkuk	1 940	1 000	13.7	239	655	10	0.794	3
Hartha	2 800	700	0.3	318	851	1	0.132	4
Sadi	2 820	2	11.9	239	920	1	0.010	6
Khasib	2 890	5	5.9	239	920	1	0.012	5
Mishrif	3 050	50	15.5	795	800	1	1.226	2
Nahr Umr	3 700	900	22.5	318	700	10	1.459	1
Yamama	4 343	15	60.5	318	1 050	80	0.005	7

技术服务合同要缩短初始商业产能建设期,尽快实现商业投产。为建成全油田高峰产能规模,仍然要优先动用高产区带和工程风险小的区块,提高单井产能,减少开发井数,尽可能推迟注水,使投资后移,利用最小的投资获得最大的产量和报酬。

4 结论

与国内相比,海外油气田开发具有十大特点:项目资源的非己性、合同模式的多样性、合作方式的复杂性、油气田开发的时效性、项目运作的国际性、项目经营的风险性、作业窗口和条件的限制性、合同区范围及资料的有限性、项目产量的权益性、项目追求的经济性。

以追求合同期内产量和效益最大化为目标,海外油气田开发总体采取“有油快流、好油先投、高速开采、快速回收、规避风险”的开发理念。开发模式是:早期优先利用天然能量开发,规模建产,快速上产,高速开采,快速回收;优先开发优质资源,对低品位资源暂时搁置;勘探开发一体化,保证合同期内储、产量高效接替;先衰竭开采,尽量延迟或推迟注水;坚持使用适用和集成配套技术,尽量不用高成本的提高采收率等新技术;有条件油田实施适合海外油田特点的“二次开发”,保证合同期内产量和效益最大化。

海外油气田开发方案设计以合同为基础,以合同期内中方收益最大化为目标,优化开发部署,实现快速回收投资的目的。矿税制合同开发方案设计策略是:

优先选择富集且技术难度小的资源进行开发,依据合同规定的矿费变化确定早期投资进度和上产速度,统筹安排合同期内开发工作量和产量,增强方案获利能力;产品分成合同开发方案设计策略是:高产优先,稀井高产,高速开发,加快投资回收,根据分成比例的动态变化确定合理产量剖面 and 开发工作量,实现工作量与成本油之间的最佳匹配,达到收益最大化;技术服务合同开发方案设计策略是:根据投资回报率确定方案的合理产量目标和工作量,确保高峰产量和稳产期达到合同要求。

符号注释:

a ——2年投资回收期内的产量总递减率,%; f ——投资回收比例,%; F ——工程风险指数,%; I ——纵向动用优先指数,无因次; K ——油藏渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; L_1, L_2 ——多期产能建设项目的第1、2期产能,t; m_1 ——产品分成合同项目的油田产量,t; Δm ——产品分成合同项目的产量增加幅度,t; M_1 ——3级产能建设模式的初始商业产能, m^3/d ; M_2, M_3 ——3级产能建设模式的第2、3期产能, m^3/d ; n_1, n_2 ——上产前、后适用的合同者分成比例,%; N_1 ——4级产能建设模式的初始商业产能, m^3/d ; N_2, N_3, N_4 ——4级产能建设模式的第2、3、4期产能, m^3/d ; p_b ——饱和压力,MPa; p_i ——地层压力,MPa; P ——油价,美元/t; PPT_3, PPT_4 ——3级、4级产能建设的高峰产量, m^3/d ; Q ——单井产量, m^3/d ; U ——单井钻完井投资, 10^4 美元; V ——产能建设成本,美元/t; x_1, x_2 ——上产前、后适用的矿费率,%; y_1 ——矿税制合同项目的油田产量,t; Δy ——矿税制合同项目的产量增加幅度,t; Y_2 ——第2期产能建设周期,a。

参考文献:

- [1] 薄启亮. 海外石油勘探开发技术及实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010: 1-17.
BO Qiliang. Overseas petroleum exploration and development technology and practice[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 1-17.
- [2] 童晓光. 跨国油气勘探开发研究论文集[M]. 北京: 石油工业出版社, 2015: 3-9.
TONG Xiaoguang. A collection of research papers on multinational oil and gas exploration and development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015: 3-9.
- [3] 童晓光, 窦立荣, 田作基, 等. 21世纪初中国跨国油气勘探开发战略研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 1-16.
TONG Xiaoguang, DOU Lirong, TIAN Zuoji, et al. A study on China's transnational oil and gas exploration and development strategy at early 21st Century[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 1-16.
- [4] 吕功训. 阿姆河右岸盐下碳酸盐岩大型气田勘探与开发[M]. 北京: 科学出版社, 2013: 1-6.
LYU Gongxun. Exploration and development of large gas field of pre-salt carbonate along right bank of the Amu Darya River[M]. Beijing: Science Press, 2013: 1-6.
- [5] 韩大匡. 关于高含水油田二次开发理念、对策和技术路线的探讨[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(5): 583-591.
HAN Dakuang. Discussions on concepts, countermeasures and technical routes for the redevelopment of high water-cut oil fields[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(5): 583-591.
- [6] 穆龙新. 重油和油砂开发技术新进展[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012: 1-3.
MU Longxin. New progress of heavy oil and oil sand development technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 1-3.
- [7] 穆龙新, 吴向红, 黄奇志. 高凝油油藏开发理论与技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2015: 1-25.
MU Longxin, WU Xianghong, HUANG Qizhi. Development theory and technology of high pour point oil reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015: 1-25.
- [8] 杨雪雁. 国际经营中油田开发方案编制的原则和思路[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(5): 65-68.
YANG Xueyan. Principles and ideas of oil field development plan in international cooperative operations[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(5): 65-68.
- [9] 杨雪雁. 国际石油合作矿税财务制度与投资策略分析[J]. 国际石油经济, 1999, 7(2): 37-41.
YANG Xueyan. Analysis on financial systems and investment strategies of international petroleum cooperation[J]. International Petroleum Economy, 1999, 7(2): 37-41.
- [10] 尹秀玲, 齐梅. 矿税制合同模式收益分析及项目开发策略[J]. 中国矿业, 2012, 21(8): 42-44.
YIN Xiuling, QI Mei. Revenue analysis and project development strategy of mine tax contract[J]. China Mining, 2012, 21(8): 42-44.
- [11] 姜培海, 肖志波. 海外油气勘探开发风险管理与控制及投资评价方法[J]. 勘探管理, 2010, 3: 58-66.
JIANG Peihai, XIAO Zhibo. Risk management and control and investment evaluation methods for overseas oil and gas exploration and development[J]. Exploration Management, 2010, 3: 58-66.
- [12] JOHNSTON D. International exploration economics, risk and contract analysis[M]. Tulsa: PennWell Corporation, 2003.

第一作者简介: 穆龙新(1960-), 男, 陕西汉中人, 博士, 中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师, 主要从事开发地质和油气田开发工程方面的研究和管理工作。地址: 北京市海淀区学院路20号, 中国石油勘探开发研究院, 邮政编码: 100083。E-mail: mlx@petrochina.com.cn
收稿日期: 2018-03-01 修回日期: 2018-04-26

(编辑 胡苇玮)